V SNE 01/26

Dokumente
Stellungnahmen zum Konsultationsdokument
01 Blackvolt ea
00 Stellungnahme
2026-05-07 260309 Positionspapier zur SNE-GV Teil 2_final(24910756.1).cleaned.pdf 1
01 Beilagen
2026-05-07 260306 Tabelle_Konsultationspapier_FINAL_(24910877.1).xlsx.....11
2026-05-07 260309 Memorandum Systemdienlichkeit von BESS (Beilage 1) final(24910855.1).pdf 40
2026-05-07 260309 Rechtsgutachten zur Auslegung von Para 127 Abs 3 ElWG_ Sch”nherr Rechtsanw„lte GmbH (Beilage .pdf 55
02 ContourGlobal
01 Stellungnahme
2026-05-07 V SNE 01_26 Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (_SNE-GV_) – Teil 2 - S(1).pdf 66
02 Beilagen
2026-05-07 260309 ContourGlobal Memorandum Systemdienlichkeit von BESS (Beilage 1) final(24915375.1).pdf 69
2026-05-07 260309 ContourGlobal Positionspapier zur SNE-GV Teil 2(24915318.1).cleaned.pdf 82
2026-05-07 260309-2b_Hinweis.docx 93
03 Österreichs E-Wirtschaft - Sparte Erzeugung
2026-05-07 Stellungnahme Österreichs E-Wirtschaft.pdf 95
04 Öko Wind
2026-05-07 Stellungnahme Öko Wind Erneuerbare Energieerzeugungs GmbH.pdf 105
05 Österreichs E-Wirtschaft - Sparte Netze
2026-05-07 STN SNE-GSV Teil1_Netzanschluss-Tarife.pdf.....109
2026-05-07 STN SNE-GV Teil 2_Netzanschluss-Tarife.pdf 127
06 Energy+ Solutions GmbH
2026-05-07 Stellungnahme Energy+ Solutions GmbH.pdf.....134
07 Storinx GmbH
2026-05-07 Stellungnahme Storinx GmbH.pdf 139
08 Elektro Hinterdorfer GmbH
2026-05-07 Stellungnahme Elektro Hinterdorfer GmbH_Bitte um Ver”ffentlichung!.pdf ..144
09 Österreichischer Verband gemeinnütziger Bauvereinigungen - Revisionsverband
2026-05-07 ANFRAGE zu GZ V SNE 01_26.pdf 146
2026-05-07 GZ V SNE 01_26.pdf 148
10 Getzner Mutter Cie. GmbH & Co. KG
2026-05-07 V_SNE_01_26_-_R□ckmeldung.pdf 150
11 Ranft Gruppe
2026-05-07 Marktkonsultation_zur_Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung.pdf.153
12 effiziente.st
2026-05-07 stellungnahme_SNE-GV_final.pdf.....155
13 Stafil AG
2026-05-07 Stellungnahme_-_Stafil_AG.cleaned.pdf 159
14 RAG Austria AG

2026-05-07 V SNE 0126 Stellungnahme RAG_20260316.cleaned.pdf....164
15 IKB
2026-05-07 IKB Z„hlpunkte.pdf....170
2026-05-07 2026-03-12_STN_SNE-GV_IKB_SIG.pdf....174
16 Erneuerbare Energie Bregenzerwald
2026-05-07 Gesch„ftszahl___V_SNE_01_26.pdf....178
17 Österreichischer Gewerkschaftsbund
2026-05-07 ÖGB Stn - SNE GV I+II.pdf....180
18 smart move Unternehmensberatung GmbH
01 Stellungnahme
2026-05-07 stellungnahme_systemdienlichkeit.pdf....185
02 Beilagen
2026-05-07 Stellungnahme Marktkonsultation Systemdienlichkeit von Speichern.pdf.195
2026-05-07 Studie Systemdienlichkeit von Batteriespeichern in ™sterreich .pdf....198
19 Verbund
2026-05-07 2026_0317_VERBUND_SNE_GV_FINAL.cleaned.pdf....210
20 LINZ AG
2026-05-07 Stellungnahme-LINZ-AG_ECA_Systemnutzungsentgelte_unterzeichnet.pdf...219
21 Futura Valorem Renewable Energy GmbH
2026-05-07 Stellungnahme_SNE-GV_Teil2_FuturaValorem_20260318.cleaned.pdf....225
22 Flower Infrastructure Technologies Austria GmbH
2026-05-07 Flower_Stellungnahme zur Marktkonsultation SNE-G - Teil 2.pdf....235
23 Salzburg Research Forschungsgesellschaft mbH
2026-05-07 Stellungnahme SNE-GV Salzburg Research_signed.pdf....248
24 ÖBB-Infrastruktur AG
2026-05-07 SNE-GV_Stellungnahme_OEBB_fin.pdf....251
25 VOLTIDA Energieprojekte GmbH
2026-05-07 VOLTIDA Erg„nzende Stellungnahme SNE-GV Marktkonsultation_vF.cleaned.pdf 255
2026-05-07 VOLTIDA Stellungnahme SNE-GV Marktkonsultation_vF.cleaned.pdf....259
26 Karl Buchberger
2026-05-07 Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung; Teil 1; Diskussionspunkte.pdf....268
27 electrify smart energy GmbH
2026-05-07 2026-03-19_Stellungnahme Marktkonsultation e-Control_Teil 2_electrify.pdf 271
28 oecon.energie
2026-05-07 Stellungnahme zur Marktkonsultation SNE_Vers1.pdf....275
29 Impeto Impact GmbH
2026-05-07 Stellungnahme_Impeto Impact_Marktkonsultation_SNE-GV Teil 2.cleaned.pdf 284
30 TINETZ
2026-05-07 BR26-025 Stellungnahme TINETZ SNE-GV 2026.pdf....291
31 IG Windkraft
2026-05-07 Stellungnahme IG Windkraft_Marktkonsultation SNE-GV.cleaned.pdf....296
32 LK Österreich
2026-05-07 SNE-GV_Systemnutzungsentgeltverordnung-Stellungnahme_LK OÖ_unterschrieben.pdf....305

33 APG
2026-05-07 2026.03. APG Stellungnahme Konsultation SNE-Grundsatz VO.cleaned.pdf ...311
34 NGEN Austria GmbH
2026-05-07 Stellungnahme_NGEN Austria GmbH_GZ V SNE 0126.cleaned.pdf 320
35 ElektroMobilitätsClub Österreich
2026-05-07 Stellungnahme des ElektroMobilitatsClubs Osterreich zur E-Control Marktkonsultation zur Systemnutzun.pdf.....330
36 BMF
2026-05-07 2026-0.187.068-2-A - Erledigung (Stellungnahme an E-Control)_20.03.2026_E-Control-1010Wien.pdf.....335
37 Verband Wärmepumpe Austria
2026-05-07 2026-03-20 WPA Stellungnahme_EC Marktkonsultation Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnunf Teil 1 .pdf.....338
38 Startup-Manufaktur Service GmbH
2026-05-07 Stellungnahme_Marktkonsultation_SNE-GV_E-Control.cleaned.pdf.....344
39 PIADENO© Green Energy Management GmbH
2026-05-07 Stellungnahme zur Marktkonsultation der E-Control zur SNE-GV, Teil 1 und Teil 2 uf.cleaned.pdf.....351
40 EHA Austria Energie-Handelsgesellschaft mbH
2026-05-07 Stellungnahme EHA Austria zur Marktkonsultation Systemnutzungsentgelte-.pdf 363
41 Fachverband Gas Wärme
2026-05-07 FGW_SNE-GV Stellungnahmen ECA 20.03.2026.cleaned.pdf.....367
42 NEOS Community Energiewirtschaft
2026-05-07 Stellungnahme_SNE-GV_Teil2_NEOS_final.pdf.....373
43 A1 Telekom Austria AG
2026-05-07 StellungnahmeMarktkonsultation_SNE-GV.cleaned.pdf.....394
44 Kelag-Kärntner Elektrizitäts-AG
2026-05-07 Kelag_Stellungnahme_SNE-GV_sgnd.pdf 401
45 SolMind FlexCo
2026-05-07 Stellungnahme SNEVO SolMind.cleaned.pdf.....408
46 Vorarlberger Energienetze
2026-05-07 2026 03 18_Stellungnahme SNE-GVO.cleaned.pdf 412
47 Ing. Mag. Alfred Schuch
2026-05-07 Stellungnahme_V SNE 01_26.pdf 416
48 Wolf Theiss
2026-05-07 Stellungnahme_WolfTheissRechtsanw„lte_25032026.cleaned.pdf.....420
49 Kraftflächen TF Österreich GmbH
2026-05-07 260326_stellungnahme_netzentgelte_KF.cleaned.pdf 426
50 Linz Netz GmbH
2026-05-07 V SNE 0126 - LINZNETZ GmbH_Stellungnahme_Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (002).pdf.....433
51 Energie AG
2026-05-07 Stellungnahme_SNE-GV_20260327_HiA.pdf.....436
52 Fingreen
2026-05-07 Stellungnahme FINGREEN - SNE-GV Teil 2 - 20260327.cleaned.pdf.....442
53 Energie Steiermark AG
2026-05-07 20260327_KORR_E_ECA_Stellungnahme.pdf 450
54 Enery Österreich GmbH _Enery Industry Partnership GmbH

2026-05-07 Enery-Stellungnahme zur Marktkonsultation der E-Control - Systemdienlichkeit.cleaned.pdf....465
55 Sattler & Schanda Rechtsanwälte
2026-05-07 Stellungnahme zu Marktkonsultation zur SNE-GV Teil 1.pdf....470
56 BAK
2026-05-07 BAK-Begutachtung Marktkonsultation zur SNE-GV – Teil 2.cleaned.pdf....473
2026-05-07 BAK-Begutachtung Marktkonsultation zur SNE-GV – Teil 1.cleaned.pdf....480
57 Kleinwasserkraft Österreich
2026-05-07 Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung Stellungnahme Kleinwasserkraft Österreich_Final.cleaned.pdf....489
58 Salzburg Netz GmbH
2026-05-07 2026-03-30 NG = Stellungnahme Salzburg Netz GmbH Marktkonsultation SNE-GV.cleaned.pdf....495
59 Technologie Plattform Photovoltaik
2026-05-07 2026_03_30_Stellungnahme TPPV_Systemnutzungsentgelte.cleaned.pdf....498
60 voestalpine
2026-05-07 260330voestalpine_SystemnutzungsentgelteStrom.cleaned.pdf....506
61 WIVA P&G
2026-05-07 Stellungnahme SNE-GV_WIVA_final_2026 03 30.pdf....510
62 PÜSPÖK Erneuerbare Energie GmbH
2026-05-07 Stellungnahme zur Marktkonsultation der SNE-Grundsatzverordnung.cleaned.pdf....514
63 Powerlink H2 GmbH
2026-05-07 V_SNE_01_26_Stellungnahme_Powerlink_H2_signed.pdf....522
64 CCE Österreich
2026-05-07 Stellungnahme_SNE_GV_final_CCE_20260330_oeffentlich_signed.pdf....532
65 Amt der Nieder”sterreichischen Landesregierung
2026-05-07 Anschreiben.pdf....537
66 WEB Windenergie AG
2026-05-07 WEB Windenergie AG_Stellungnahme Marktkonsultation SNE-GV_20260331.pdf....558
67 Industriellenvereinigung
2026-05-07 SNE-GV_Stn_IV.pdf....568
68 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer
2026-05-07 Stellungnahme_zur_Systemnutzungsentgelte_Grundsatzverordnung_final.cleaned.pdf....573
69 Norske Skog Bruck GmbH
2026-05-07 Stellungnahme Norske Skog Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte.cleaned.pdf....604
70 Bundesverband Photovoltaic Austria
2026-05-07 2026-03-31_Stellungnahme_Marktkonsultation_SNE_versandt.pdf....606
71 ENRAIL GmbH
2026-05-07 Stellungnahme ENRAIL zum Entwurf der SNE-GV.cleaned.pdf....623
72 Julius Bergmann
2026-05-07 SNE-GV-2026_Stellungnahme_Julius-Bergmann.cleaned.pdf....626
73 Mario Steiner
2026-05-07 Stellungnahme_Steiner_Mario.pdf....630
74 Inercomp

2026-05-07 Inercomp Stellungnahme Marktkonsultation SNE-Grundsatzverordnung_20260331.pdf 634
75 SOL - gemeinnütziger Verein
2026-05-07 20260331-SOL-Stellungnahme.pdf 639
76 VÖWG
2026-05-07 260331_SNE-GVO_VOEWG_VKOE.cleaned.pdf....644
77 KNG-Kärnten Netz GmbH
2026-05-07 STN zur SNE GV Teil 1_ KNG_31.03.2026.cleaned.pdf....652
78 BLOCH3 S GmbH
2026-05-07 2026_03_31_Stellungnahme_SNE_Speicher_N.cleaned.pdf 656
79 OMV
2026-05-07 20260331_OMV Anmerkungen_SNE GV_Systemdienlichkeit.cleaned.pdf 660
80 CyberGrid GmbH
2026-05-07 2026-03-31 Stellungnahme Marktkonsultation zu SNE-GV CyberGrid GmbH.cleaned.pdf....670
81 austropapier
2026-05-07 Austropapier Stellungnahme Systemnutzungsentgelte Grundsatzverordnung.cleaned.pdf....682
82 Enlion Innovation GmbH
2026-05-07 Enlion_act4energy_SNE_0126_Stellungnahme_20260331.pdf 688
83 Fronius International GmbH
2026-05-07 20260331_Marktkonsultation_SNE-GV1+2_Stellungnahme_Fronius.cleaned.pdf 692
84 WKÖ
2026-05-07 0266+0267-Hü - STN Marktkonsultation SNE-GV mit Unterschrift.cleaned.pdf 706
85 TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG
2026-05-07 Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung.pdf ...720
86 WIENER STADTWERKE GmbH
2026-05-07 STN_WSTW_SNE-GVO-Marktkonsultation_ECA_20260331.cleaned.pdf....727
87 BMASGPK
2026-05-07 2026-0.183.901-2-A - Stellungnahme zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung_31.03.2026.pdf 749
88 BMWET
2026-05-07 BMWET_Einschaetzung_SNE-GV_Teil2.cleaned.docx 755
2026-05-07 BMWET_Einschaetzung_SNE-GV_Teil1.cleaned.docx 762

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000326
260309 Positionspapier zur SNE-GV Teil 2_final(24910756.1).cleaned.pdf

Schönherr Rechtsanwälte GmbH
A-1010 Wien, Schottenring 19
FN 266331 p (HG Wien)
UID ATU 61980967
T: +43 1 534 37 0
E: office.austria@schoenherr.eu
www.schoenherr.eu

09.03.2026
ENERY/54018

P o s i t i o n s p a p i e r u n d S t e l l u n g n a h m e
zur geplanten SNE-GV – Teil 2 (Systemdienlichkeit)

1 Energiespeicheranlagen und insbesondere Batteriespeichersystemen ("**BESS**") kommt bei der Bereitstellung der für die Transformation des Energiesystems notwendigen Flexibilität eine entscheidende Rolle zu. In ihrer Funktion als mögliches Bindeglied zwischen Erzeugung und Verbrauch und durch die Reduktion von Leistungsspitzen können BESS-Anlagen Kosten im Netz reduzieren. Der Gesetzgeber hat diese netzdienliche Funktion (Netzkostenreduktion) von BESS in den Erläuterungen zu § 127 Abs 3 ElWG unmissverständlich festgestellt (vgl dazu ErlRV zu § 127 ElWG).

2 Auch wenn Energiespeicheranlagen in Abhängigkeit von der konkreten Speichertechnologie nicht zu jedem Zeitpunkt ihres Betriebs in Bezug auf die konkrete Netzebene netzdienlich sein müssen, sind BESS-Anlagen im Verlauf eines Betriebsjahres allgemein systemdienlich und volkswirtschaftlich sinnvoll (vgl dazu Pkt 4.3 des Memorandums "Systemdienlichkeit von BESS", **Beilage ./1**). Die Integration von BESS wird im Hinblick auf den von E-Control kommunizierten Energiespeicherbedarf von 18 GW einen wesentlichen Beitrag zur Vermeidung bzw Verringerung von Netzkosten leisten.

3 Aus diesem Grund hat sich der Gesetzgeber dazu entschieden, Energiespeicheranlagen von der Verpflichtung zur Bezahlung von Netznutzungsentgelt ("**NNE**") für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme freizustellen (§ 127 Abs 3 ElWG). Die in § 127 Abs 3 *leg cit* enthaltene Wortfolge, wonach die Freistellung vom NNE "*unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs*" erfolgt, ist aus unserer Sicht auslegungsbedürftig. Die Auslegung hat im Gesamtkontext des ElWG-Regelwerks sowie unions- und verfassungsrechtskonform zu erfolgen.

4 Auf Basis einer unionsrechts- und verfassungsrechtskonformen Auslegung kann unserer Ansicht nach argumentiert werden, dass Energiespeicheranlagen allgemein systemdienlich iSd gesetzlichen Systemdienlichkeitsdefinition gem § 6 Abs 1 Z 148 ElWG sind. Sie wären in diesem Fall *ex lege* vom NNE freigestellt (vgl dazu das angeschlossene Rechtsgutachten zur Auslegung von § 127 Abs 3 ElWG, Schönherr Rechtsanwälte GmbH, **Beilage ./2**). Neu wäre dieser gesetzliche Freistellungsmechanismus nicht: Schon nach dem ElWOG 2010 waren Pumpspeicherkraftwerke und Elektrolyseanlagen für einen Zeitraum von 15 Jahren ab Inbetriebnahme freigestellt (beide Technologien sind Energiespeicheranlagen iSd gesetzlichen Definition des ElWG). Die gesetzliche Freistellung wäre unserer Ansicht nach sachgerecht, weil BESS sowohl im marktorientierten Arbitragebetrieb als auch im netzdienlichen Betrieb (im Wege der Erbringung von Flexibilitätsleistungen) wesentlich zur Netzkostenoptimierung iSd § 6 Abs 1 Z 148 ElWG beitragen (vgl dazu Pkt 4.3 des Memorandums "Systemdienlichkeit von BESS", Beilage ./1). Demgegenüber wäre es nicht sachgerecht, BESS im Hinblick auf die Systemkostenbeiträge wie Verbraucher zu behandeln, obwohl die Entnahme aus dem Netz nicht dem Endverbrauch, sondern lediglich der Verschiebung der endgültigen Nutzung von Strom auf einen späteren Zeitpunkt als den seiner Erzeugung dient (§ 6 Abs 1 Z 39 ElWG), wobei diese technische Speicherfunktion aufgrund der damit verbundenen Flexibilität einen wesentlichen Beitrag zur Systemkostenoptimierung leisten kann.

5 E-Control hat sich im Rahmen des Konsultationspapiers gegen diese Auslegungsvariante entschieden und die Systemdienlichkeit von Energiespeicheranlagen zusätzlich von der Erfüllung einer Vielzahl unterschiedlicher Kriterien abhängig gemacht. Wir können diese Entscheidung aus der Perspektive der Regulierungsbehörde insoweit nachvollziehen, als eine bedingungslose Freistellung von Energiespeicheranlagen vom NNE das Risiko birgt, dass auch nicht systemdienliche und damit kostenerhöhende Anlagen von der Freistellung erfasst werden. Dies wäre mit dem Grundsatz der verursachungsgerechten Kostenverteilung schwer in Einklang zu bringen. Wir können zu einem bestimmten Ausmaß auch nachvollziehen, dass sich E-Control in ihrem Recht auf Netzentgeltregulierung unangemessen eingeschränkt sieht, zumal nach der Rechtsprechung des EuGH die Kompetenz der Entgeltregulierung grundsätzlich bei der Regulierungsbehörde liegt. Zudem sehen auch wir ein gewisses Risiko, dass sich der systemdienliche Charakter von Speichertechnologien über die Freistellungsdauer von 20 Jahren verändern kann und in diesem Fall eine allgemeine Freistellung nicht mehr sachlich gerechtfertigt wäre.

6 Vor dem Hintergrund dieser Szenarien haben (auch) wir uns bereits im Vorfeld der Veröffentlichung des Konsultationspapiers der E-Control Gedanken über mögliche alternative Regulierungsansätze gemacht. Diese adressieren die zuvor angeführten Bedenken und bewegen sich im Rahmen einer rechtlich vertretbaren Auslegung der gesetzlichen Vorgaben.

7 Bevor wir auf die konkreten Regulierungsvorschläge im Einzelnen eingehen, möchten wir darauf hinweisen, dass eine Freistellung vom NNE *ex ante*, dh vor der finalen Investitionsentscheidung ("**FID**"), rechtlich abgesichert sein muss, andernfalls

würde die Finanzierung von BESS verunmöglicht werden. Eine derartige Absicherung kann aus unserer Sicht nicht auf Basis von Netzsystemdaten oder anlagenbezogener Erzeugungs- und Verbrauchsdaten erfolgen, weil damit zu hohe Unsicherheiten verbunden sind, nicht zuletzt aufgrund der mangelnden Transparenz von Daten, die ausschließlich dem Netzbetreiber bekannt sind. Insoweit sind die in § 6 Abs 1 Z 148 ElWG enthaltenen Festlegungen in Bezug auf die Ermittlung des Höchstleistungsbeitrags "*auf Grund vorliegender oder prognostizierter Erzeugungs- und Verbrauchsdaten*" unserer Ansicht nach wenig praktikabel.

8 Demgegenüber halten wir eine Bewertung der Systemdienlichkeit auf Grundlage von vertraglichen Gegebenheiten für zielführend. Daher schlagen wir vor, die nachstehenden **netzanschlussvertraglichen Anforderungen** in der SNE-GV als maßgebliches Beurteilungskriterium für einen systemdienlichen Nutzen von Energiespeicheranlagen und insbesondere von BESS vorzusehen.

9 Die von uns vorgeschlagenen Anforderungen und Beurteilungskriterien orientieren sich an den in § 6 Abs 1 Z 148 ElWG enthaltenen Anwendungsbeispielen ("*Erbringung einer Flexibilitätsleistung*", "*Betrieb* […] *nach den Anforderungen des Netzbetreibers*" und "*Betrieb an einem* […] *im Netzentwicklungsplan* […] *definierten Standort*") und berücksichtigen die Systemdienlichkeitskriterien der Kostenvermeidung, Kostenreduktion und Netz- und Versorgungssicherheit.

10 Wir schlagen folgende Kriterien für die Beurteilung der Systemdienlichkeit von BESS vor:

a. Vertragliche Verpflichtung des Speicheranlagenbetreibers, Regelenergie auf Übertragungsnetzebene und/oder Verteilernetzebene zur Verfügung zu stellen (→ Systemdienlichkeitskriterium der Erbringung von Flexibilitätsleistung – Netzkostenvermeidung, Netzkostenreduktion und Beitrag zur Netz- und Versorgungssicherheit)

Durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt wird das Angebot von hochflexibler BESS-Regelleistung an den unterschiedlichen Regelmärkten erhöht, wodurch es zu einer Reduktion der Netzsystemkosten kommt. Gleichzeitig wird durch das Angebot von flexibler Regelleistung ein wichtiger Beitrag zur Netz- und Versorgungssicherheit geleistet.

Im Unterschied zu Erzeugungsanlagen und Verbrauchsanlagen bietet BESS-Regelleistung eine höhere Regelflexibilität, weil Einspeise- und Entnahmeleistung praktisch zu jeder Zeit zur Verfügung gestellt werden kann. Gleichzeitig erfolgt eine Konkurrenzierung mit Regelleistung von KWK-Kraftwerken, die in der Regel teurer, weniger flexibel und nicht nachhaltig ist. Daher vertreten wir die Ansicht, dass eine verpflichtende Teilnahme am Regelenergiemarkt ausreichend dafür sein muss, dass eine BESS-Anlage als systemdienlich gilt. Regelenergiebedingte Netzengpässe auf

anderen Netzebenen können unseres Erachtens durch Erfüllung zusätzlicher Kriterien vermieden werden (siehe dazu unten Kriterien (b) und (f)).

Für weiterführende Argumente vgl Pkt 4.3 des Memorandums "Systemdienlichkeit von BESS", Beilage ./1.

b. Vertragliche Verpflichtung des Speicheranlagenbetreibers, Flexibilitätsleistungen auf Übertragungsnetzebene und/oder Verteilernetzebene auf Anforderung des Netzbetreibers gegen ausschließlichen Kostenersatz zur Verfügung zu stellen (→ Systemdienlichkeitskriterium der Erbringung von Flexibilitätsleistung – Netzkostenvermeidung, Netzkostenreduktion und Beitrag zur Netz- und Versorgungssicherheit)

Grundsätzlich sind Flexibilitätsleistungen von den Netzbetreibern marktbasiert zu beschaffen. Abgesehen von der Möglichkeit einer Ausnahme von der marktbasierten Beschaffung gem § 139 Abs 5 ElWG, ist der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen von § 140 ElWG zur Kontrahierung von Flexibilitätsleistungen gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten berechtigt. Eine vertragliche Verpflichtung zur Erbringung von Flexibilitätsleistungen von BESS-Anlagenbetreibern gegen ausschließlichen Kostenersatz würde zu einer maßgeblichen Reduktion von Netzsystemkosten führen, weil damit – idR teurere – Regelleistungsabrufe und Engpassmanagementmaßnahmen vermieden werden können.

Für weiterführende Argumente vgl Pkt 4.1 und Pkt 4.3 des Memorandums "Systemdienlichkeit von BESS", Beilage ./1.

c. Vertragliche Verpflichtung des Speicheranlagenbetreibers zur Bereitstellung und Erbringung von Blindleistung (→ Systemdienlichkeitskriterium "Netz- und Versorgungssicherheit")

Speicheranlagenbetreiber sind bereits nach den TOR verpflichtet, Blindleistung bereitzustellen. Dies ändert aber nichts daran, dass Blindleistung definitionsgemäß eine gegenüber dem Netzbetreiber erbrachte Flexibilitätsleistung bildet und damit nach § 6 Abs 1 Z 148 ElWG systemdienlichen Nutzen hat. Durch die vertragliche Verpflichtung des Netzbenutzers, eine über die TOR hinausgehende Blindleistung gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten zu erbringen, würde der systemdienliche Nutzen weiter vergrößert werden.

d. Vertragliche Sicherstellung der Schwarzstartfähigkeit von BESS-Anlagen auf der Netzebene 1-4 (→ Systemdienlichkeitskriterium "Netz- und Versorgungssicherheit")

BESS-Anlagen sind allgemein schwarzstartfähig. Schwarzstartfähigkeit ist eine Flexibilitätsleistung iSd § 6 Abs 1 Z 51 ElWG und begründet daher Systemdienlichkeit von BESS-Anlagen.

Für weiterführende Argumente vgl Pkt 3 des Memorandums "Systemdienlichkeit von BESS", Beilage ./1.

e. Vertragliche Verpflichtung des Speicheranlagenbetreibers, die BESS ausschließlich innerhalb der vom Netzbetreiber day-ahead vor Gate-Closure bekanntgegebenen Hüllkurven zu betreiben (→ Systemdienlichkeitskriterium der Erbringung von Flexibilitätsleistung – Netzkostenvermeidung, Netzkostenreduktion und Beitrag zur Netz- und Versorgungssicherheit)

Mit der Vereinbarung von vorab definierten Hüllkurven, innerhalb derer BESS-Anlagen betrieben werden können, kann eine systemdienliche Betriebsweise sichergestellt werden. Anlagenbedingte systembelastende Leistungsbeiträge der Anlage wären damit ausgeschlossen. Dieses Kriterium ist aber nur dann praktikabel, wenn die Hüllkurven dynamisch anhand der jeweiligen Netzsituation day-ahead und rechtzeitig vor Gate-Closure vom Netzbetreiber bekanntgegeben werden. Statische Hüllkurven dürfen keinesfalls vorgegeben werden, weil bei statischen Vorgaben der wirtschaftliche Betrieb von BESS-Anlagen nicht abbildbar wäre. Die dynamischen Hüllkurven müssen unter strenger Berücksichtigung eines Optimierungsgebots festgelegt werden. Sie müssen dem BESS-Betreiber einen möglichst großen Betriebsspielraum einräumen und haben sich daher auf die Vermeidung von systemkritischen Zuständen am Netzanschlusspunkt zu beschränken.

Für weiterführende Argumente vgl Pkt 4.3 und 4.4 des Memorandums "Systemdienlichkeit von BESS", Beilage ./1.

f. Vertragliche Verpflichtung des Speicheranlagenbetreibers, im Fall von im Vorhinein vertraglich definierten systemkritischen Zuständen am betreffenden Netzanschlusspunkt auf Anweisung des Netzbetreibers Einspeise- und/oder Ausspeiseleistungen zu erbringen (→ Systemdienlichkeitskriterium "Netz- und Versorgungssicherheit")

Wenn sich BESS-Anlagenbetreiber für den Fall systemkritischer Zustände ("Trigger") vertraglich dazu verpflichten, auf Anordnung des Netzbetreibers Einspeise- und/oder Ausspeiseleistungen zu erbringen, werden einerseits Netzkosten reduziert und andererseits die Netz- und Versorgungssicherheit erhöht.

Für weiterführende Argumente vgl Pkt 4.2 des Memorandums "Systemdienlichkeit von BESS", Beilage ./1.

g. Dauerhaft flexibler Netzanschluss auf Verlangen des Speicheranlagenbetreibers (→ Systemdienlichkeitskriterium Netzbetrieb auf Anforderung des Netzbetreibers – Netzkostenvermeidung, Netzkostenreduktion und Beitrag zur Netz- und Versorgungssicherheit)

Vgl Pkt 4.1 des Memorandums "Systemdienlichkeit von BESS", Beilage ./1.

h. Vertragliche Verpflichtung des Speicheranlagenbetreibers, mit der BESS-Anlage Intraday-Produkte anzubieten (→ Systemdienlichkeitskriterium der Erbringung von Flexibilitätsleistung – Netzkostenvermeidung, Netzkostenreduktion und Beitrag zur Netz- und Versorgungssicherheit)

11 Für eine praktikable Anwendung der Beurteilungskriterien a, b, c, e, f und h wäre es zwingend notwendig, die Netzbetreiber zu verpflichten, eine entsprechende vertragliche Ausgestaltung auf Verlangen des Netzbenutzers diskriminierungsfrei anzubieten ("Opt-in für BESS-Betreiber"). Für das Kriterium g ergibt sich eine entsprechende Verpflichtung des Verteilernetzbetreibers bereits aus dem Gesetz (vgl § 103 Abs 1 ElWG). In Bezug auf die Übertragungsnetzebene wäre eine entsprechende Klarstellung vorteilhaft.

12 Bei den vertraglichen Anforderungen gem Pkt 10 a bis h darf es im Hinblick auf die bezweckte Einstufung als systemdienliche Anlagen nicht schaden, wenn die betreffenden Verpflichtungen des Netzbenutzers an den **Grundsatz des wirtschaftlichen Betriebs** der BESS-Anlage geknüpft werden. Das Systemdienlichkeitskriterium b ist daher bspw auch dann erfüllt, wenn sich der Netzbenutzer nur im maximalen Ausmaß von 5-10 % der Jahresleistung zur Erbringung von Flexibilitätsleistungen auf Anforderung des Netzbetreibers verpflichtet. Auch hier gilt (analog zu Pkt 11): Der Netzbetreiber sollte verpflichtet werden, vertragliche Beschränkungen der Eingriffsmöglichkeiten zugunsten des Netzbenutzers zu akzeptieren.

13 Zu beachten ist, dass bereits die Erfüllung eines einzelnen Anforderungskriteriums gem Pkt 10 ausreichend sein sollte, um die Systemdienlichkeit durch eine entsprechende Festlegung im Netzanschlussvertrag zu bestätigen. Dies ergibt sich aus dem Wortlaut des § 6 Abs 1 Z 148 ElWG, wonach die Systemdienlichkeitskriterien der Netzkostenvermeidung, Netzkostenreduktion und Netz- und Versorgungssicherheit an keine Erheblichkeitsschwellen gebunden und als **alternative Kriterien** und nicht als kumulative Kriterien zu verstehen sind. Um das Risiko von (grds sehr seltenen) Spitzenlastüberschneidungen zu reduzieren, kann die BESS-Anlage allenfalls mit einem der oben genannten Betriebskriterien kombiniert werden. Dieses Thema (Kombination) würden wir gerne mit E-Control näher erörtern.

14 Errichtung und Betrieb von "*Energiespeicher am selben Standort*" iSd § 6 Abs 1 Z 37 ElWG: Der Gesetzgeber hat für Energiespeicher, die hinter dem Netzanschlusspunkt mit einer Anlage zur Erzeugung von erneuerbarer Energie verbunden sind,

eine eigene Speicheranlagenkategorie geschaffen. Diese ist auch im europäischen *Grids Package* abgebildet. Der Hintergrund dazu ist, dass Energiespeicher am selben Standort eine besonders hohe Systemdienlichkeit aufweisen, weil durch die Kombination mit einem Kraftwerk mit volatiler Erzeugung ein wichtiger Beitrag zur Entlastung des Netzsystems zu Spitzenleistungszeiten geleistet wird (vgl dazu die Erwägungsgründe zum *Grids Package*). Kombinierte BESS-Anlagen werden in der Regel zu Zeiten negativer Preise geladen und entlasten damit das Netz. Um das Risiko von seltenen Spitzenlastüberschneidungen zu reduzieren, kann die BESS-Anlage allenfalls mit einem der oben genannten Betriebskriterien kombiniert werden. Grundsätzlich sollten aber Energiespeicher am selben Standort im Hinblick auf ihre Situierung hinter dem Netzanschlusspunkt und ihre Kombination mit einer Stromerzeugungsanlage als systemdienlich gelten.

15 In Bezug auf den in § 6 Abs 1 Z 148 ElWG erwähnten Betrieb einer Anlage an einem im Netzentwicklungsplan ("**NEP**") ausgewiesenen systemdienlichen Standort sollte in der SNE-GV eine Klarstellung dahingehend erfolgen, dass der Betrieb einer Anlage an diesem Standort *per se* systemdienlich ist. Dies ergibt sich aus dem Gesetzeswortlaut, nach dem ausschließlich der Standort und nicht die Betriebsweise ausschlaggebend ist ("*Betrieb an einem* […] *im Netzentwicklungsplan* […] *definierten Standort*"). Diese Auslegung deckt sich auch mit den Gesetzesmaterialien zu § 128 ElWG, wonach Anlagen außerhalb von systemdienlichen Standorten ihren systemdienlichen Nutzen – zB im Wege von vertraglichen Festlegungen – "*absichern*" können. Im Umkehrschluss müssen alle Anlagen innerhalb dieser Standorte unabhängig von ihrer Betriebsweise systemdienlich sein. Gleichzeitig sind diese Gesetzesmaterialien eine unmissverständliche Bestätigung dafür, dass das ElWG auch Anlagen außerhalb von im NEP ausgewiesenen Standorten einen systemdienlichen Nutzen zuerkennt. Der NEP-Standort ist in § 6 Abs 1 Z 148 ElWG nur als eine von mehreren Varianten für einen systemdienlichen Betrieb genannt. Insoweit können wir die im Konsultationspapier der E-Control vorgeschlagene Festlegung, wonach ein Speicher nur dann systemdienlich sein kann, wenn dieser an einem im NEP als für den systemdienlichen Betrieb geeigneten Standort angeschlossen wird, nicht nachvollziehen.

16 Im Unterschied zu den anderen Regulierungsansätzen der E-Control, die sich zwar im Detail und in der Ausgestaltung von unseren Regulierungsvorschlägen gem Pkt 10-14 unterscheiden, dennoch aber zahlreiche Parallelen aufweisen (und damit eine sehr gute Grundlage für weiterführende Gespräche bilden), ist die zwingende NEP-Ausweisung in Verbindung mit einem ebenfalls nicht nachvollziehbaren Ausschreibungsmodell für systemdienliche Speicher (es handelt sich dabei um keine netzdienlich kontrahierten Speicher iSd § 89 ElWG) aus unserer Sicht nicht zielführend. Nach dem ElWG handelt es sich bei der NEP-Ausweisung um bloß eine von vielen Varianten eines systemdienlichen Nutzens. Zudem vermissen wir die Festlegung klarer Kriterien für die NEP-Standortfestlegung. Ohne Kriterien besteht keine Transparenz und hohe Rechtsunsicherheit.

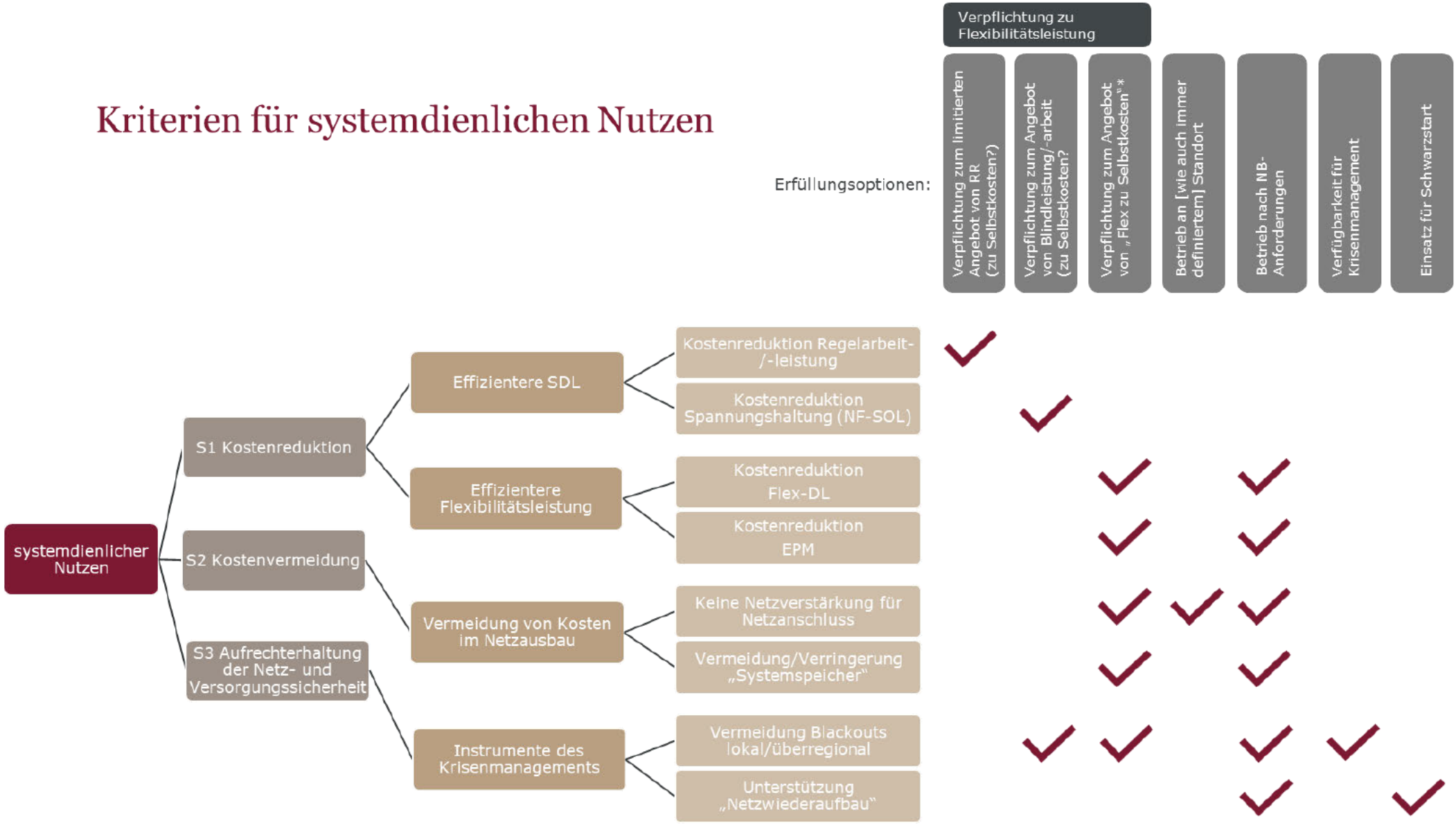
17 Abschließend halten wir fest, dass wir uns mit den oben beschriebenen Regulierungsansätzen konstruktiv in die Diskussion mit E-Control einbringen möchten. Dies ungeachtet dessen, dass wir die Frage einer vom Gesetzgeber intendierten allgemeinen Freistellung von Energiespeicheranlagen weiterhin in den Raum stellen wollen. Unsere alternativen Regulierungsansätze berücksichtigen nicht nur die Interessen von Projektentwicklern und Investoren, sondern auch die Anforderungen und Bedenken von Netzbetreibern und Regulierungsbehörde. Wir verfolgen daher einen ausgewogenen Ansatz. Vor diesem Hintergrund ersuchen wir, die im Konsultationspapier vorgeschlagenen Festlegungen zur Systemdienlichkeit – nicht zuletzt auch im Hinblick auf das Gebot einer gesetzeskonformen Ausgestaltung der Beurteilungskriterien – zu überdenken.

Blackvolt Energy GmbH

Enery Development GmbH

PÜSPÖK Erneuerbare Energie GmbH

Kriterien für systemdienlichen Nutzen



* Ausgleichsenergiepreis

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000327
260306
Tabelle_Konsultationspapier_FINAL_(24910877.1).xlsx

			Anwend
#	**Vorläufige Position der E-Control**	**Seite(n)**	**Stand Alone**
1	Systemdienlichkeitskriterien müssen für die Einstufung als systemdienlicher Speicher kumulativ vorliegen ("Systemdienliche Speicher" gem Abschnitt 2.3.1).	6 f	JA

2	Netzanschluss muss an einem im Netzentwicklungsplan ausgewiesenen systemdienlichen Standort erfolgen. Anlagenstandort ist notwendiges, aber nicht eigenständig hinreichendes Systemdienlichkeitskriterium.	3, 5, 7, 9	JA
3	Energiespeicheranlagen müssen über eine Engpassleistung von zumindest 1 MW (einspeiseseitig) verfügen, um als systemdienlicher Speicher zu gelten.	7	JA
4	Aufrechter Vertrag mit dem Regelzonenführer über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen im Rahmen des Engpassmanagements gem § 140 Abs 1 Z 1 lit b ElWG und Erbringung der Flexibilitätsleistungen gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten, die unmittelbar durch sie verursacht werden.	7, 9	JA
5	Netzbetreiber ist berechtigt, dem Speicherbetreiber Vorgaben zum zulässigen Betriebsbereich (netzwirksame Leistung in Bezugs- und Einspeiserichtung) zu machen (Vorgabe von "Hüllkurven"). Die zulässigen Betriebsbereiche sind vom Netzbetreiber bis spätestens 6 Uhr des Vortages bekanntzugeben.	7	JA

6	Die Energiespeicheranlage hat die Vorgaben des Anschlussnetzbetreibers zum Blindleistungsverhalten zu befolgen. Zu diesem Zweck ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anforderungen an die Blindleistungsfähigkeit in der Ausschreibung zu determinieren. Für den Speicherbetreiber besteht kein Anspruch auf eine Entschädigung allfälliger wirtschaftlicher Nachteile oder Kosten.	7	JA
7	Netzbetreiber kann weitere Einschränkungen im Rahmen der Ausschreibung von Netzanschlusskapazitäten an systemdienlichen Standorten definieren (bspw maximale Leistungsgradienten).	8	JA

8	Energiespeicheranlagen gelten als systemdienlich, wenn ihre Anschlusskapazität iR eines fairen, transparenten, wettbewerblich und durch den Anschlussnetzbetreiber organisierten Ausschreibungsverfahren in Bezug auf einen systemdienlichen Standort vergeben wurde.	8	JA
9	Alle Systemdienlichkeitsinstrumente zielen auf erhebliche netzseitige Kostenvermeidung bzw -einsparung ab.	4 f	JA

10	Ist ein Energiespeicher Teil einer Kundenanlage mit Verbrauchsanlagen, ist die Einstufung als "systemdienlich" im Sinne einer Freistellung gem § 127 Abs 3 ElWG ausgeschlossen.	8	NEIN
11	Eine netztarifliche Begünstigung marktlich beschaffter Flexibilitätsleistungen ist nur insoweit zweckmäßig, als dadurch keine Ungleichbehandlung zwischen einspeise- und bezugsseitiger Flexibilität entsteht. Eine darüber hinausgehende tarifliche Beanreizung wird wegen möglicher Marktverzerrungen als nicht zweckmäßig erachtet.	13 f	JA

12	Eine generelle tarifliche Besserstellung von Anlagen, die Regelreserve oder andere Flexibilitätsleistungen erbringen, würde zu einem (mitunter erheblichen) Entgang an Netzentgelten führen, ohne notwendigerweise niedrigere Beschaffungskosten zu bewirken, weil hohe Gebote allein zur Erfüllung des Begünstigungskriteriums möglich wären; entsprechende Eingriffe in das Bietverhalten würden wiederum Marktverzerrungen verursachen. Zudem sind Regelreservegebote nicht zwingend einzelnen Anlagen zugeordnet, sodass eine Kopplung tariflicher Begünstigungen an die Teilnahme am Regelreservemarkt eine Umstellung auf "*unit-based bidding*" erfordern würde.	14	JA
13	Für Speicher gibt es iW zwei Möglichkeiten, als systemdienlich zu gelten: Qualifikation als (i) "systemdienlicher Speicher" iSv Abschnitt 2.3.1 oder (ii) als "netzdienlicher, kontrahierter Speicher" iSv Abschnitt 2.3.1 des Konsultationspapiers.	6 ff, 10 f	JA
14	Voraussetzung für die Systemdienlichkeitsqualifikation von Co Located Energiespeichern (gemeinsam mit Erzeugungsanlage Teil derselben Kundenanlage) ist, dass der Netzbezug des Speichers messtechnisch erfasst und vom Eigenbedarf der Erzeugungsanlagen abgrenzbar ist (Standardmesskonzepte für hybride Stromerzeugungsanlagen und Kundenanlagen mit Speichern gem § 111 Abs 2 ElWG).	8	NEIN

15	Dauerhaft flexibler Netzzugang gem § 103 ElWG: Reduktion der pauschalen Komponente des Netzanschlussentgeltes.	11 f	JA

sentgelte-Grundsatzverordnung – Teil 2"

barkeit auf Projektkonstellationen	
Co Located inkl Erzeugungsanlage	**Co Located inkl Verbrauchsanlage**
JA	NEIN

JA	NEIN
JA	NEIN
JA	NEIN
JA	NEIN

JA	NEIN
JA	NEIN

JA	NEIN
JA	JA

NEIN	JA
JA	JA

JA	JA
JA	JA
JA	NEIN

JA	JA

- Tabellarischer Überblick

Auswirkungen auf Energiespeicheranlagen
Das von E-Control vorgeschlagene Systemdienlichkeitskonzept für "systemdienliche Speicher" scheint auf dem Kumulationsprinzip aufzubauen, wonach sämtliche im ElWG bloß beispielhaft aufgelisteten Systemdienlichkeitskriterien erfüllt sein müssen, damit ein Speicher vom NNE gem § 127 Abs 3 ElWG freigestellt ist. So würde bspw die Errichtung eines Speichers an einem im NEP als systemdienlich ausgewiesenen Standort eine zwingende Voraussetzung für die Systemdienlichkeit bilden.

Die Heranziehung des Anlagenstandorts als eines von mehreren Kriterien führt für sich genommen zu keiner unmittelbaren Problematik, zumal die Systemdienlichkeit auch durch die Erfüllung anderer Kriterien erreicht werden kann. Problematisch wird dieses Kriterium jedoch, wenn dessen Erfüllung – wie im Konsultationspapier vorgeschlagen – als zwingende Voraussetzung verstanden wird. In diesem Fall würde die Entwicklung systemdienlicher BESS-Projekte erheblich eingeschränkt. Da die Ausweisung systemdienlicher Standorte im Netzentwicklungsplan erfolgt und Aktualisierungen typischerweise nur in mehrjährigen Zyklen stattfinden (bspw wird der nächste NEP der APG erst in etwa zwei Jahren genehmigt), würden Investitionsentscheidungen an den NEP-Zyklus gebunden und erheblich verzögert werden. Zudem können sich Verzögerungen oder Änderungen im Netzentwicklungsplan unmittelbar auf die Projektentwicklung und Finanzierung auswirken. Außerdem würden Projekte an Standorten, die im NEP nicht ausdrücklich als systemdienlich ausgewiesen sind, an Attraktivität verlieren, selbst wenn sie aufgrund ihrer technischen Fähigkeiten und aufgrund von vertraglichen Gegebenheiten einen hohen systemdienlichen Nutzen mit sich bringen.
Kleine Speicher sind per se nicht systemdienlich und werden nicht von NNE befreit.
Verpflichtung zur Erbringung von EPM-Flexibilitätsleistungen.
Die Vorgabe von Hüllkurven kann bei konservativer Festlegung zu einer ineffizienten Betriebsweise führen und die Vermarktungsmöglichkeiten von Energiespeichern einschränken. Insbesondere können zusätzliche Erlöse aus aFRR- oder mFRR-Märkten beeinträchtigt werden. Darüber hinaus erhöht sich die Komplexität der Betriebs- und Dispatch-Optimierung, was zusätzlichen IT- und Prognoseaufwand verursachen kann. Werden Umfang und Dauer der Eingriffsmöglichkeiten nicht hinreichend begrenzt, kann dies zudem negative Auswirkungen auf die Finanzierbarkeit entsprechender Projekte haben.

Die Auswirkungen hängen maßgeblich davon ab, wie der Netzbetreiber die Anforderungen an die Blindleistungsfähigkeit konkret ausgestaltet. Grundsätzlich ist die Fähigkeit zur Blindleistungsbereitstellung bereits eine Voraussetzung für den Netzanschluss gem den Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR). Problematisch erscheint jedoch, dass der Anschlussnetzbetreiber die Anforderungen im Rahmen der Ausschreibung eigenständig determinieren kann und gleichzeitig kein Anspruch auf Ersatz allfälliger wirtschaftlicher Nachteile oder Kosten vorgesehen ist, die sich aus entsprechenden Vorgaben ergeben können.
Die Auswirkungen hängen maßgeblich davon ab, welche konkreten Einschränkungen der Netzbetreiber im Rahmen der Ausschreibung vorsieht. Ohne klar definierte und begrenzte Kriterien besteht jedoch das Risiko, dass dem Netzbetreiber faktisch ein sehr weiter Gestaltungsspielraum bei der Festlegung zusätzlicher technischer oder betrieblicher Anforderungen zukommt. Zu berücksichtigen ist zudem, dass insbesondere restriktive Vorgaben zu Leistungsgradienten (Rampengeschwindigkeiten) erhebliche wirtschaftliche Auswirkungen haben können. Zu langsame Rampen können den Business Case von BESS-Projekten wesentlich beeinträchtigen oder sogar wirtschaftlich unmöglich machen, weshalb eine klare und transparente Definition entsprechender Parameter von besonderer Bedeutung ist.

Die Sicherung von Netzanschlusskapazität wird zu einem kompetitiven Prozess. Dies erhöht die Transaktionskosten, etwa durch Gebotsstrategien, Präqualifikation und mögliche Sicherheiten, und kann eine frühzeitige Kapitalbindung ohne Zuschlagsgarantie erforderlich machen. Je nach konkreter Ausgestaltung der Ausschreibung – etwa ob qualitative oder preisliche Zuschlagskriterien maßgeblich sind – kann sich ein wirtschaftlicher Wettbewerb um die Systemdienlichkeitsqualifikation entwickeln, wodurch ein Teil der erwarteten wirtschaftlichen Vorteile aus der Netzentgeltbefreiung abgeschmolzen werden kann. Wird die Systemdienlichkeit faktisch über das Ergebnis eines Ausschreibungsverfahrens bestimmt, kann zudem die technische und standortspezifische Optimierung einzelner Projekte in den Hintergrund treten, zumal Projekte verstärkt an den Zuschlagskriterien der Ausschreibung ausgerichtet werden.	
	Erhöhtes Risiko der Nicht-Qualifikation als systemdienlich wegen Einschränkung des systemdienlichen Nutzens auf eine "erhebliche" Vermeidung oder "erhebliche" Reduktion von Netzkosten, während Netz- und Versorgungssicherheit keine Rolle spielt.

Dies würde die Entgeltbefreiung nach § 127 Abs 3 ElWG für Co-located Projekte mit Verbrauchs- und Speicheranlagen ausschließen und damit insbesondere integrierte Kundenanlagenkonzepte wirtschaftlich benachteiligen. In der Folge ist mit einer Verschiebung hin zu reinen Front-of-the-Meter-Projekten mit eigenständigem Netzanschlusspunkt zu rechnen. Gleichzeitig würden integrierte Energiekonzepte für Industrie- und Gewerbestandorte an Attraktivität verlieren, obwohl sie technisch netzdienlich wirken können. Bestehende Projektpipelines, die auf solche Kundenanlagenstrukturen ausgerichtet sind, könnten dadurch erheblich an Wert verlieren.
Wenn Flexibilitätsleistungen bereitgestellt werden, steht diese Kapazität regelmäßig nicht gleichzeitig für Arbitragegeschäfte am Spotmarkt zur Verfügung. Ohne entsprechende tarifliche Anreize kann dies die Wirtschaftlichkeit von BESS-Projekten beeinträchtigen, weil Erlösmöglichkeiten aus dem Energiehandel eingeschränkt werden.

Eine Kopplung an die Teilnahme am Regelreservemarkt kann zu erheblicher regulatorischer Unsicherheit führen, zumal unklar bleibt, ob und unter welchen Voraussetzungen die Teilnahme tatsächlich als systemdienlich anerkannt wird. Dies kann Investitionsentscheidungen (FID) verzögern und die Finanzierung erschweren, wenn keine ausreichende ex-ante-Sicherheit über die regulatorische Einstufung besteht. Zudem würde damit ein klarer und technisch überprüfbarer Leistungsnachweis entwertet. Die präqualifizierte Erbringung von Regelreserve stellt einen standardisierten Beitrag zur Systemsicherheit dar; wird diese nicht als systemdienlich anerkannt, fehlt ein verlässlicher operativer Anknüpfungspunkt für die Netzentgeltbefreiung. Schließlich kann dies auch die Wirtschaftlichkeit von Speichern beeinträchtigen, deren Erlösstruktur wesentlich auf Systemdienstleistungen wie FCR, aFRR oder mFRR beruht, weil damit eine zusätzliche wirtschaftliche Logik für entsprechende Investitionen entfällt.
Das Abstellen auf Qualifikation als (i) "systemdienlicher Speicher" oder als (ii) "netzdienlicher, kontrahierter Speicher" iSd Konsultation bildet eine wesentliche Hürde für Speicheranlagenbetreiber, systemdienlich zu agieren.
Die messtechnische Abgrenzung des Speicherbezugs führt zu zusätzlichen Investitionskosten, insbesondere für zusätzliche Zählpunkte, Messinfrastruktur und erforderliche technische Anpassungen. Bei bestehenden Anlagen kann zudem das Risiko bestehen, dass eine solche Trennung nur mit erheblichem Aufwand oder teilweise gar nicht umsetzbar ist. Je strikter die messtechnischen Anforderungen ausgestaltet werden, desto stärker kann außerdem die betriebliche Flexibilität von Speichern eingeschränkt werden, insbesondere wenn diese sowohl zur Eigenverbrauchsoptimierung als auch für systemorientierte Betriebsweisen eingesetzt werden sollen.

Dauerhafte Begrenzung/Beschränkung der netzwirksamen Leistung verringert die Wirtschaftlichkeit von Projekten. Außerdem keine Freistellung von NNE, sondern lediglich Reduktion der Anschlusspauschale, die für BESS nicht zur Anwendung gelangt.

Rechtliche Zulässigkeit / Gegenargument(e)

Nach dem klaren Wortlaut des § 6 Abs 1 Z 148 ElWG sind die dort genannten Kriterien und Anwendungsfälle für einen systemdienlichen Betrieb beispielhaft bzw alternativ und nicht kumulativ zu verstehen ("***insbesondere*** *durch …*" bzw "***oder***"). Systemdienlichkeit kann daher etwa durch die Erbringung von Flexibilitätsleistungen, den Betrieb an einem bestimmten Standort oder den Betrieb einer Anlage nach Anforderungen des Netzbetreibers gegeben sein. Der Gesetzgeber hat sich ganz bewusst dafür entschieden, den systemdienlichen Nutzen nicht über ein starres Korsett von kumulativen Kriterien zu definieren. Damit soll den unterschiedlichen Ausprägungen von systemdienlichen Anlagen in der Praxis Rechnung getragen werden. Bspw kann der Betrieb einer BESS-Anlage in Kombination mit einer Erzeugungsanlage ("*Energiespeicheranlage am selben Standort*") auch dann systemdienlich iSd ElWG sein, wenn diese außerhalb eines im NEP als systemdienlich ausgewiesenen Standorts liegt, sofern der systemdienliche Betrieb der Anlage durch vertragliche Gegebenheiten abgesichert ist (vgl ErlRV zu § 128 ElWG). Auch stand-alone-BESS können einen wesentlichen Beitrag zur Netzkostenreduktion, Netzkostenvermeidung oder Netz- und Versorgungssicherheit leisten, unabhängig davon, ob sie an einem im NEP als systemdienlich ausgewiesenen Standort oder an einem anderen Standort errichtet werden.

Dem Standortkriterium kann auch außerhalb der NEP Rechnung getragen werden. Wäre die Standortausweisung im NEP zwingend, hätte der Gesetzgeber eine entsprechende gesetzliche Regel geschaffen. Er hat sich aber aus Sachlichkeitserwägungen bewusst gegen die Aufnahme einer solchen Regelung entschieden, weil im Hinblick auf den gesetzlich definierten systemdienlichen Nutzen (Kostenreduktion, Kostenvermeidung, Netz- und Versorgungssicherheit) der NEP nicht allein ausschlaggebend sein kann. Wir können den (Standort-)Planungsansatz der E-Control grds nachvollziehen, weil dieser die Beurteilung der Systemdienlichkeit in der Praxis wesentlich erleichtern würde. Dennoch denken wir, dass es für eine faire

Der NEP-Standort ist in der gesetzlichen Definition der Systemdienlichkeit (§ 6 Abs 1 Z 148 ElWG) als eines von mehreren möglichen Kriterien vorgesehen. Daher darf die NEP-Standortausweisung keine zwingende Voraussetzung für die Einstufung als systemdienlicher Speicher bilden. IdZ ist besonders kritisch, dass das Konsultationspapier keine Anforderungen oder Eignungskriterien für die Standortausweisung im NEP festlegt. Damit wäre es den Netzbetreibern überlassen zu entscheiden, welche Standorte als systemdienlich ausgewiesen und in letzter Konsequenz welche Speicher als systemdienlich eingestuft werden. Das war mit Sicherheit nicht die Intention des Gesetzgebers.
Für die Anforderung, dass ein Speicher über eine Engpassleistung von zumindest 1 MW (einspeiseseitig) verfügen muss, um als systemdienlicher Speicher zu gelten, findet sich im ElWG keine gesetzliche Grundlage. Auch Speicher mit einer geringeren Engpassleistung können systemdienlich betrieben werden.
Der wirtschaftliche Betrieb des Speichers muss sichergestellt sein. Daher müssen die Eingriffsmöglichkeiten des Netzbetreibers im Rahmen von EPM auf einen im Vorhinein bestimmten Anteil der Volllaststunden eingeschränkt werden.
Voraussetzung für die Praktikabilität eines solchen Modells ist, dass die Hüllkurven dynamisch anhand der jeweiligen Netzsituation day-ahead rechtzeitig vor Gate-Closure festgelegt werden und nicht als statische Vorgaben über längere Zeiträume gelten. Die Hüllkurven dürfen ausschließlich im Hinblick auf die Vermeidung systemkritischer Netzzustände festgelegt werden und dürfen darüber hinaus zu keinen Betriebseinschränkungen führen (Maximierungsgebot).

Nicht ausdrücklich gesetzlich gedeckt erscheint eine Konstruktion, wonach der Anschlussnetzbetreiber im Rahmen einer Ausschreibung die Anforderungen an die Blindleistungsfähigkeit eigenständig festlegen kann, sofern dadurch faktisch zusätzliche materielle Voraussetzungen für die Einstufung als systemdienlicher Speicher geschaffen werden. Die gesetzliche Definition der Systemdienlichkeit ist abschließend normiert; die Regulierungsbehörde darf diese lediglich konkretisieren, aber nicht erweitern.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass Anforderungen an die Blindleistungsfähigkeit grundsätzlich in den TOR festgelegt werden und nicht im Einzelfall durch Netzbetreiber determiniert werden.

Besonders kritisch erscheint in diesem Zusammenhang die Annahme, dass für daraus resultierende wirtschaftliche Nachteile oder Kosten kein Entschädigungsanspruch bestehen soll. Eine entschädigungslose Verpflichtung ist nur insoweit sachgerecht, als es sich um allgemeine netztechnische Mindestanforderungen für den Netzanschluss handelt. Soweit Vorgaben jedoch über bloße Anschlussbedingungen hinausgehen und eigenständig der Netzstabilisierung oder Engpassbewirtschaftung dienen, greifen die Regelungen zur Beschaffung von Flexibilitätsleistungen (§§ 139 ff ElWG), die grundsätzlich eine entsprechende Vergütung vorsehen.

Die pauschale Annahme, der Netzbetreiber könne im Rahmen einer Ausschreibung von Anschlusskapazitäten an systemdienlichen Standorten "weitere Einschränkungen" – etwa maximale Leistungsgradienten – festlegen, findet im ElWG nur insoweit eine Grundlage, als es sich um objektiv erforderliche netztechnische Mindestanforderungen im Rahmen des allgemeinen Netzanschlussrechts handelt. Sollen solche Einschränkungen hingegen als zusätzliche Voraussetzungen für die Einstufung als systemdienlicher Speicher oder für die Inanspruchnahme entgeltrechtlicher Begünstigungen dienen, fehlt hierfür eine hinreichende gesetzliche Grundlage. Weder § 6 Abs 1 Z 148 ElWG noch § 135 Abs 1 ElWG ermächtigen Netzbetreiber dazu, eigenständig neue materielle Kriterien für die Systemdienlichkeit festzulegen.

Eine solche Konstruktion würde die gesetzliche Tatbestandsstruktur unterlaufen und birgt das Risiko einer Erweiterung regulatorischer Anforderungen ohne entsprechende formell-gesetzliche Grundlage. Der Tatbestand "*Anforderung des Netzbetreibers*" im Sinne des § 6 Abs 1 Z 148 ElWG ist daher nicht als unbegrenzte Ermächtigung zur Festlegung zusätzlicher materieller Zugangsvoraussetzungen zu verstehen. Dies gilt insbesondere für Vorgaben zu Leistungsgradienten (Rampengeschwindigkeiten).

Das ElWG sieht für den Netzanschluss kein Bieterverfahren vor; Netzbetreiber unterliegen vielmehr einer allgemeinen Anschlusspflicht. Weder Gesetz noch Erläuterungen knüpfen die Systemdienlichkeit oder damit verbundene Begünstigungen an einen kompetitiven Vergabemechanismus. Die gesetzliche Konzeption deutet vielmehr darauf hin, dass bei Vorliegen der normierten Voraussetzungen ein unmittelbarer Anspruch besteht. Die Verordnungsermächtigung erlaubt lediglich eine Konkretisierung gesetzlicher Kriterien, nicht jedoch die Einführung eines eigenständigen Zugangsregimes, das den gesetzlichen Anspruch von einem wettbewerblichen Zuschlag abhängig macht. Zudem ist das vorgeschlagene Ausschreibungssystem im Hinblick auf die vom Bieter anzugebenden Vergütung und die damit verbundenen Anrechenbarkeit auf das Netzanschlussentgelt unklar.

Auch § 99 ElWG spricht gegen ein Ausschreibungsmodell. Die Bestimmung setzt Art 31 Abs 3 der Richtlinie (EU) 2019/944 um und zielt auf Transparenz bei verfügbaren Netzanschlusskapazitäten sowie einen diskriminierungsfreien Netzzugang ab. Die gesetzliche Systematik knüpft damit an eine Priorisierung nach Projektreife an und nicht an einen kompetitiven Vergabemechanismus. Ein Ausschreibungsmodell für systemdienliche Standorte würde diese Logik durchbrechen und könnte unionsrechtlich bedenklich sein.

Nach dem ElWG bildet auch die Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit – etwa durch die Erbringung von Blindleistung – eines der alternativen Systemdienlichkeitskriterien und ist daher nicht ausschließlich an Kostenreduktionen oder Kostenvermeidungen geknüpft (vgl § 6 Abs 1 Z 148 ElWG). Kostenvermeidungen können zudem auch dadurch entstehen, dass durch zusätzliche Flexibilität im System weniger Regelenergie abgerufen werden muss oder Engpassmanagementmaßnahmen vermieden werden können. Eine erhöhte Marktliquidität und Flexibilität kann somit ebenfalls zu Kostenreduktionen oder Kostenvermeidungen im Sinne des § 6 Abs 1 Z 148 ElWG beitragen.

Der Begriff "Erheblichkeit" wird im ElWG nicht als allgemeine Voraussetzung für Systemdienlichkeit angeführt. Der E-Control ist es daher grundsätzlich nicht gestattet, gesetzliche Kriterien derart zu verschärfen, dass deren praktische Anwendung faktisch ausgeschlossen wird.

Energiespeicheranlagen können mit einem eigenen Zählpunkt ausgestattet werden; über geeignete Messkonzepte kann der Speicherbezug vom Bezug der Verbrauchsanlage getrennt erfasst werden (Standardmesskonzepte für Kundenanlagen mit Speichern sollen laut Konsultationspapier von der E-Control im ersten Halbjahr 2026 veröffentlicht werden, s FN 4). Zudem zeigt das Konsultationspapier selbst, dass bei Hybridanlagen – bei denen sowohl Speicherbezug aus dem öffentlichen Netz als auch Bezug von Erzeugungsanlagen aus dem öffentlichen Netz möglich ist – ein systemdienlicher Betrieb grundsätzlich möglich ist (vgl FN 3).

Weder der Gesetzeswortlaut noch die Erläuterungen sehen einen generellen Ausschluss für Speicher vor, die Teil einer Kundenanlage sind oder mit Verbrauchsanlagen verbunden sind. Maßgeblich ist die Systemdienlichkeit der Anlage, nicht ihre Einbettung in eine bestimmte Anschluss- oder Eigentumsstruktur.

Der Begriff "Zweckmäßigkeit" wird in § 6 Abs 1 Z 148 ElWG nicht als Kriterium für Systemdienlichkeit genannt. Maßgeblich ist vielmehr, ob durch die Betriebsweise ein systemdienlicher Nutzen in Form von Kostenreduktionen, Kostenvermeidung oder der Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit erbracht wird. Die Erbringung von Flexibilitätsleistungen kann bereits deshalb systemdienlich sein, weil sie zur Netzsicherheit beiträgt. Darüber hinaus können Flexibilitätsleistungen auch zu Kostenreduktionen führen, etwa wenn dadurch kostenintensivere Maßnahmen wie Netzausbau oder Netzverstärkungen vermieden oder reduziert werden (vgl § 139 Abs 1 ElWG).

Zudem kann eine stärkere Beteiligung von Energiespeichern am Flexibilitäts- und Regelenergiemarkt zu mehr Wettbewerb und höherer Marktliquidität führen. Dies kann tendenziell zu niedrigeren Preisen und geringeren Kosten im Regelenergiemarkt beitragen. Vor diesem Hintergrund ist nicht ohne Weiteres ersichtlich, inwiefern zusätzliche Flexibilitätsangebote durch Energiespeicher zu Marktverzerrungen führen sollten.

Die rechtliche Zulässigkeit der Position der E-Control erscheint zweifelhaft. § 127 Abs 3 ElWG knüpft die Befreiung ausdrücklich an die Systemdienlichkeit der Anlage und nicht an deren Teilnahme an bestimmten Märkten. Nach § 6 Abs 1 Z 148 ElWG liegt Systemdienlichkeit vor, wenn durch die Betriebsweise ein Beitrag zu Kostenreduktionen, Kostenvermeidung oder zur Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit geleistet wird. Die Erbringung von Regelreserve oder anderen Flexibilitätsleistungen stellt funktional einen unmittelbaren Beitrag zur Frequenzhaltung und Systemstabilität dar. Das Argument möglicher Netzentgeltentgänge oder strategischer Gebote betrifft primär Fragen der Marktgestaltung und Effizienz, nicht jedoch die tatbestandliche Einordnung als systemdienlich. Das Gesetz differenziert nicht nach möglichen Mitnahmeeffekten, sondern stellt auf die funktionale Wirkung der Anlage ab. Zudem ist nicht ersichtlich, weshalb eine stärkere Beteiligung von Speichern am Regelenergiemarkt zwangsläufig zu Marktverzerrungen führen sollte. In einem funktionierenden Regelenergiemarkt werden überhöhte Gebote grundsätzlich durch den Wettbewerbsmechanismus aus der Merit Order gedrängt. Eine Einschränkung der Systemdienlichkeitsqualifikation würde hingegen die Teilnahme potenziell systemdienlicher Anlagen am Markt reduzieren und damit tendenziell zu geringerer Liquidität und höheren Preisen führen.
Kritisch, weil Variante (i) an den Betrieb an einen systemdienlichen Standort geknüpft ist und Variante (ii) äußerst restriktiv ist (Kontrahierung eines Speichers muss gegenüber Netzausbau und marktgestützter Flexibilitätsbeschaffung die effizientere Option sein). Beide Alternativen können mit "festem" Netzzugang umgesetzt werden. Die "einfachere", dritte Alternative, der dauerhaft flexible Netzzugang ist keine aus Betreibersicht (wirtschaftlich) sinnvolle Alternative.
Eine messtechnische Differenzierung zur Vermeidung von Doppelbegünstigungen kann sachlich vertretbar sein. Wird eine solche Differenzierung jedoch als zwingende Voraussetzung für die Einstufung als systemdienlich ausgestaltet, würde damit eine zusätzliche materielle Tatbestandsvoraussetzung geschaffen, was rechtlich problematisch wäre, sofern die Vorgabe über eine bloße Abrechnungs- oder Nachweislogik hinausgeht. Praktisch erscheint die Anforderung jedoch grundsätzlich umsetzbar, weil der in den Speicher eingespeicherte Strom in der Regel ohnehin messtechnisch erfasst wird.

Ein dauerhafter flexibler Netzzugang kann die Möglichkeit netzseitiger Kostenvermeidung eröffnen und damit eine Ausprägung eines systemdienlichen Betriebs im Sinne des ElWG darstellen. In diesem Verständnis kann bereits der Abschluss eines entsprechenden Vertrags ein Indiz für die Systemdienlichkeit der betreffenden Anlage sein.

Dies hängt jedoch maßgeblich von der konkreten Ausgestaltung des Vertrags ab. Insbesondere erscheint eine ausreichende Transparenz der vertraglichen Rahmenbedingungen erforderlich.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000328
260309 Memorandum Systemdienlichkeit von BESS (Beilage 1) final(24910855.1).pdf



schönherr

Schönherr Rechtsanwälte GmbH
A-1010 Wien, Schottenring 19
FN 266331 p (HG Wien)
UID ATU 61980967
T: +43 1 534 37 0
E: office.austria@schoenherr.eu
www.schoenherr.eu

09.03.2026
RAJ-PB4-MK8-MR6/ENERY/54018

M e m o r a n d u m
Systemdienlichkeit von BESS

1 Vorbemerkung und gesetzlicher Rahmen

§ 135 Abs 1 ElWG ermächtigt die E-Control, die grds Festlegungen zur Ermittlung der Systemnutzungsentgelte durch Verordnung – der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung ("**SNE-GV**") – festzulegen, einschließlich der **Kriterien zur Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise**.

Blackvolt Energy GmbH ("**Blackvolt**"), Enery Development GmbH ("**Enery**") und PÜSPÖK Erneuerbare Energie GmbH ("**PÜSPÖK**") haben sich zusammengeschlossen, um ihre praktischen Erfahrungen und gemeinsamen Interessen iZm dem Regelungsinhalt der SNE-GV E-Control zur Kenntnis zu bringen.

Für Batteriespeicheranlagen ("**BESS**") ist die SNE-GV besonders bedeutsam: Das ElWG weist ihnen eine zentrale Funktion bei der Transformation des Energiesystems zu und knüpft maßgebliche ökonomische Anreize – insb bei den Systemnutzungsentgelten – an die Qualifikation des systemdienlichen Betriebs.[1] Aufgrund des technikneutralen Begriffs der Energiespeicherung eignen sich grds auch andere Energiespeicheranlagen für einen systemdienlichen Betrieb.[2] Das vorliegende Positionspapier zeigt auf, welche Aspekte bei der Festlegung der Kriterien zur Beurteilung der Systemdienlichkeit besondere Aufmerksamkeit verdienen. Die Mobilisierung sämtlicher Flexibilitätsoptionen erfordert einen regulatorischen Rahmen, der technische Systembedürfnisse, ökonomische Anreize und Investitionssicherheit in ein ausgewogenes Verhältnis bringt.

[1] Vgl etwa Vortrag an den Ministerrat 31/28 (18.11.2025) 1 f; Vorblatt und WFA 312 BlgNR 28 GP 21; siehe auch Österreichische Bundesregierung, Jetzt das Richtige tun, Regierungsprogramm 2025-2029 (2025) 52 f.
[2] Vgl ErwG 5 Empfehlung der Kommission zur Energiespeicherung, ABl C 2023/103, 1.

2 Problemaufriss

Für Projektentwickler und Investoren ist entscheidend, ob im Vorfeld verlässlich beurteilt werden kann, ob eine Anlage als systemdienlich qualifiziert wird. Nicht nur, aber gerade auch BESS erfordern erhebliche Anfangsinvestitionen und werden idR über langfristige Finanzierungsmodelle realisiert und von Banken sowie Investoren fremdfinanziert. Ihre Finanzierbarkeit und Wirtschaftlichkeit hängt wesentlich davon ab, ob die an die Systemdienlichkeit anknüpfenden regulatorischen Anreize *ex ante* mit hinreichender Sicherheit kalkulierbar sind. Bleibt unklar, ob die Systemdienlichkeit erst im laufenden Betrieb, nachträglich oder einzelfallbezogen festgestellt wird, erhöht das die Investitionsunsicherheit erheblich und erschwert die Finanzierbarkeit von Projekten. Es gilt zu berücksichtigen, dass das Energiesystem kurzfristig auf den Zubau von Speicherkapazitäten angewiesen ist, weil diese zeitnah einen wesentlichen Beitrag zur Netzstabilisierung leisten, etwa durch die Abfederung von Last- und Einspeisespitzen. Verzögerungen bei der Mobilisierung dieser Flexibilitätsoptionen führen daher zu systemisch nachteiligen Stillstandseffekten.

Ein Spannungsfeld ergibt sich aus der zentralen Rolle der Netzbetreiber bei der Beurteilung der Systemdienlichkeit. Das ElWG sieht vor, dass systemdienlicher Betrieb auch bei Betrieb nach Anforderungen des Netzbetreibers vorliegen kann.[3] Solange diese Anforderungen nicht konkretisiert sind, bleibt unklar, welche betrieblichen Erwartungen maßgeblich sind und ob diese im Vorhinein verbindlich bestimmt werden können. Die Erläuterungen stellen ausdrücklich klar, dass diese Anforderungen von der E-Control zu konkretisieren und zu überwachen sind.[4] Ohne eine solche Konkretisierung bleibt offen, nach welchen objektiven Maßstäben eine systemdienliche Betriebsweise festgestellt wird. Perspektivisch erscheint es sinnvoll, Netzbetreibern Eingriffs- bzw Steuerungsrechte gegenüber Speicheranlagen einzuräumen. Das setzt jedoch einen funktionierenden Datenaustausch, standardisierte Prozesse sowie geeignete vertragliche Grundlagen voraus. Die Etablierung dieser Rahmenbedingungen wird voraussichtlich einen Zeitraum von 1 bis 3 Jahren in Anspruch nehmen. Daher besteht die Gefahr, dass dringend benötigte Speicherkapazitäten nicht oder nur verzögert realisiert werden.

Vergleichbare Unsicherheiten ergeben sich hinsichtlich der Ausweisung systemdienlicher Standorte in Netzentwicklungsplänen ("**NEP**"). § 118 ElWG sieht die Ausweisung geeigneter Standorte für den systemdienlichen Betrieb von BESS vor. Vergleichbares gilt für den NEP für das Übertragungsnetz nach § 123 ElWG. Zugleich sind NEP prognosebasierte Instrumente, die auf Annahmen über zukünftige Erzeugungs- und Verbrauchsentwicklungen beruhen und regelmäßig fortgeschrieben werden.[5] Für Projektentwickler stellt sich daher die Frage, welche Verlässlichkeit einer solchen Standortausweisung zukommt und wie weit das Ermessen der Netzbetreiber bei der Standortfestlegung reicht.

---

[3] § 6 Abs 1 Z 148 ElWG.
[4] Vgl ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 6.
[5] Für Verteilernetze: "*in jedem geraden Kalenderjahr*" (§ 118 Abs 1 ElWG); für das Übertragungsnetz: "*in ungeraden Kalenderjahren*" (§ 123 Abs 1 ElWG).

Die Verfügbarkeit belastbarer Informationen zur Netzkapazität ist für die Beurteilung der Systemdienlichkeit ebenfalls bedeutsam. Ob BESS zur Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen beitragen, hängt von der zugrunde gelegten Einschätzung der Kapazitätssituation ab. In der Praxis stehen hierfür jedoch häufig keine Daten zur Verfügung. Dies hat zur Folge, dass unklar bleibt, auf welcher Grundlage Entscheidungen über den Netzausbau oder dessen Unterlassung getroffen werden, was die Einordnung der Systemdienlichkeit erheblich erschwert. Vor diesem Hintergrund erscheint es sachgerecht, für eine begrenzte Übergangsphase bis zur Etablierung weitergehender Steuerungs- und Koordinierungsmechanismen niedrige Eintrittsschwellen für die Qualifikation eines systemdienlichen Betriebs vorzusehen. Eine solche Übergangsregelung könnte standortabhängig ausgestaltet werden und an objektive, leicht überprüfbare Kriterien anknüpfen.

Die gesetzliche Definition der Systemdienlichkeit[6] knüpft ua an die Vorhersehbarkeit des Höchstleistungsbeitrags an. Dies setzt eine datengestützte Bewertung des Last- und Einspeiseverhaltens voraus. Ohne klare Leitlinien zu Datengrundlagen, Prognosemethoden und Bewertungsmaßstäben besteht das Risiko divergierender Bewertungsansätze, was sowohl die Vergleichbarkeit von Projekten als auch die Gleichbehandlung der Marktteilnehmer[7] erschwert.

Aus unternehmerischer Sicht darf die Systemdienlichkeit nicht so definiert werden, dass der wirtschaftliche Betrieb von BESS unattraktiv wird. BESS erfüllen ihre systemische Funktion durch flexiblen Wechsel zwischen Einsatzformen. Wird die Qualifikation als systemdienlich an starre oder dauerhaft einschränkende Betriebsanforderungen geknüpft, kann dies die Teilnahme an Energie-, Flexibilitäts- oder Regelenergiemärkten beeinträchtigen und damit die Wirtschaftlichkeit der Anlage insgesamt infrage stellen.

Die Regelung der Kriterien zur Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise muss daher den Zielen der Netz- und Versorgungssicherheit Rechnung tragen und zugleich Transparenz, Vorhersehbarkeit und wirtschaftliche Planbarkeit gewährleisten.

3 Systemdienlichkeit – Begriffsannäherung

§ 6 Abs 1 Z 148 ElWG definiert den "systemdienlichen Betrieb" einer Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicheranlage anhand **dreier alternativer Kriterien**:

- Kostenreduktionen;
- Kostenvermeidung; oder
- Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit.

[6] § 6 Abs 1 Z 148 ElWG.
[7] § 91 ElWG.

Kostenreduzierend wirken uE Effekte auf die Aufwendungen für Regelarbeit- und -leistung, Spannungshaltung, Flexibilitätsdienstleistungen sowie Redispatch; maßgeblich ist dabei eine gegenüber der Ausgangslage effizientere Systemstabilisierung und ein effizienteres Engpassmanagement.

Kostenvermeidung liegt uE dann vor, wenn durch den systemdienlichen Betrieb auf Netzverstärkungen iZm dem Netzanschluss verzichtet werden kann oder der Bedarf an zentralen "Systemspeichern" verringert wird. Dem Kriterium wird grds entsprochen, wenn Kosten für den Netzausbau vermieden werden.

Zur Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit tragen uE insbesondere Verhaltensweisen bei, die als Krisenmanagement eingeordnet werden können. Dem Kriterium wird grds entsprochen, wenn durch den systemdienlichen Betrieb lokale oder überregionale Blackouts vermieden oder deren Auswirkungen begrenzt werden können sowie der Netzwiederaufbau nach Störungen aktiv unterstützt wird (Stichwort "Schwarzstart").

Vor diesem Hintergrund nennt die Begriffsbestimmung beispielhaft[8] folgende Anlagenverhaltensweisen, bei denen von Kostenreduktion, -vermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit auszugehen ist:

- Erbringung von Flexibilitätsleistung;
- Betrieb an einem bestimmten, in einem NEP ausgewiesenen Standort; und
- Betrieb nach den Anforderungen des Netzbetreibers.

In Erweiterung der auf gesetzlicher Ebene bereits festgehaltenen Beispiele führen die **Erläuterungen** zum ElWG folgende zusätzliche Beurteilungsaspekte an:

- die saisonale oder tageszeitabhängige Erzeugung; und
- Betriebsweisen, die sich nach den Anforderungen des jeweiligen Netzbetreibers richten (zB Bereitstellung von Blindleistung oder Abruf von Regelenergie).[9]

§ 6 Abs 1 Z 148 ElWG konkretisiert speziell die Kriterien der Kostenreduktion und -vermeidung durch ein weiteres Beispiel[10]: Systemdienlicher Betrieb durch Kostenreduktion oder -vermeidung liegt demnach zB dann vor, "*wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Erzeugungs- und Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstleistungsbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht*". Aufschluss über die Bedeutung des Begriffs "**Höchstleistungsbeitrag**" geben die

8 *Arg*: "*insbesondere*" (§ 6 Abs 1 Z 148 ElWG).
9 ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 6.
10 *Arg*: "*insbesondere*" (§ 6 Abs 1 Z 148 ElWG).

Erläuterungen zum ElWG. Demnach ist darunter "*der für die Netzdimensionierung maßgebliche Leistungsbeitrag einer Anlage zu verstehen*". Das ist nach den Erläuterungen also jener Beitrag, den die Entnahme oder Einspeisung einer Anlage zu den für die Auslegung der jeweiligen Netz- oder Umspannebene maßgeblichen Spitzenbelastungen leistet. "*Trägt die Anlage zu diesen Spitzen aufgrund ihres Last- oder Einspeiseverlaufs vorhersehbar nicht oder nur in geringem Umfang bei, können zusätzliche netzseitige Investitionen und Aufwendungen für den Ausbau der betroffenen Netz- oder Umspannebene vermieden oder verringert werden.*"[11]

An diesen gesetzlich determinierten Rahmen ist E-Control bei Erlassung der SNE-GV gebunden. Die nachstehend konkretisierten Vorgaben sind bei Festlegung der Kriterien zur Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise nach § 135 Abs 1 Z 1 ElWG zu berücksichtigen.

4 Positionierung – Kriterien zur Beurteilung systemdienlicher Betriebsweise

4.1 Flexibler Netzanschlussvertrag

Der flexible Netzzugang nach dem ElWG ermöglicht die Festlegung verbindlicher Leistungsvorgaben für Erzeugungsanlagen und BESS. Dadurch kann die Notwendigkeit von Netzausbau- und Netzoptimierungsmaßnahmen vermieden oder zumindest erheblich reduziert werden.[12] Bei Erzeugungsanlagen erhöht sich zudem der Anteil von Strom aus erneuerbaren Quellen, was durch die Bereitstellung kostengünstiger Energie zur Versorgungssicherheit beiträgt.[13] Bei BESS wird die Netzsicherheit erhöht, wenn diese zur Erbringung von Flexibilitätsleistungen eingesetzt werden.[14]

Der flexible Netzzugang ermöglicht somit den Anschluss und Betrieb dieser Anlagen ohne zusätzliche Netzinvestitionen. Damit sind die Kriterien des § 6 Abs 1 Z 148 ElWG erfüllt: Es kommt zur Vermeidung bzw Reduktion netzseitiger Kosten bei gleichzeitiger Stärkung der Netz- und Versorgungssicherheit. Bei Vorliegen eines flexiblen Netzanschlussvertrags ist daher von einer systemdienlichen Betriebsweise auszugehen. Es ist jedoch festzuhalten, dass sich die systemdienliche Betriebsweise nach dem ElWG nicht im Abschluss eines flexiblen Netzanschlussvertrags erschöpft. Vielmehr ist auch die Systemdienlichkeit im Rahmen fester (regulärer) Netzanschlüsse zu berücksichtigen.

---

11 ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 6.

12 Vgl idS ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 41; *Wawer*, Elektrizitätswirtschaft (2022) 90 ff; *Gorenstein et al*, Increasing Flexibility in the EU Energy System, Study for the European Parliament (ITRE) (2025) 45 und 49.

13 Vgl *Finck et al*, Evaluating the Cost-Competitiveness of Low-Carbon Energy in Future EU Power Markets (2025) 27 ff.

14 Vgl *Meletiou/Vasiljevska/Vitiello*, DSO Observatory 2024 (2025) 56; *Komarnicki/Lombardi/Styczynski*, Elektrische Energiespeichersysteme (2021) 29; *Schäffer*, Systemführung[2] (2025) 222; *Brink*, Energiewende 2.0 (2025) 210 f; *Kornrumpf*, Bewertung von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen (univ Diss Bergische Universität Wuppertal, 2019) 11 f.

4.2 Sicherheits-regelbarer Netzzugang

Neben dem bereits gesetzlich vorgesehenen flexiblen Netzzugang sollte auch die SNE-GV einen eigenständigen und objektivierbaren Mechanismus zur Systemdienlichkeitsqualifikation vorsehen: einen "sicherheits-regelbaren Netzzugang" (alternativ: "netzparameter-gesteuerter Netzzugang"). Dieser knüpft an das Kriterium der Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit in § 6 Abs 1 Z 148 ElWG an und ist für BESS mit flexiblem und nicht flexiblem Netzzugang gleichermaßen anwendbar, sofern technische Mindestanforderungen erfüllt sind.

(1) Definition kritischer Systemzustände (Trigger) – messpunktbezogen und transparent: Auf Basis standardisierter Messwerte am relevanten Netzanschlusspunkt (Übergabestelle/Messpunkt) werden objektive Spannungs-/Frequenz-Schwellenwerte ("kritische Systemzustände") festgelegt. Eine Heranziehung vorgelagerter Knotenpunkte darf nur erfolgen, wenn diese sachlich erforderlich, eindeutig definiert (welcher Knoten/welche Messstelle) und für alle Netzbenutzer transparent ist. Voraussetzung ist eine vollumfängliche Transparenzpflicht des Netzbetreibers: Schwellenwerte, Messpunktdefinition, Auslöse- und Rückkehrkriterien sowie die zugrunde liegenden Messreihen sind standardisiert festzulegen und aktuell sowie historisch (zB letzte 3 Jahre, 15-min oder besser) zu veröffentlichen. Die technische Logik soll an etablierten technischen Regelwerken (zB TOR-Systemschutz-/Schutzlogiken) ausgerichtet werden.

(2) Eingriffsrechte – eng begrenzt, beidseitig möglichst schadlos und bankfähig: Eingriffe des Netzbetreibers erfolgen ausschließlich zustandsgebunden, also nur so lange ein objektiv definierter kritischer Spannungs-/Frequenzzustand tatsächlich vorliegt, und sind nachvollziehbar zu dokumentieren. Wenn die Trigger erreicht werden, soll der Netzbetreiber nicht nur abregeln/abschalten dürfen, sondern – sofern technisch möglich und sofern zufällig ein ausreichender Ladezustand des BESS ("**SoC**") bzw freie Leistung verfügbar ist – die Anlage auch kurzfristig zum Gegensteuern einsetzen (Laden oder Entladen). Dies so lange, bis der kritische Zustand wieder verlassen ist. Die Dauer der Eingriffe durch den Netzbetreiber und Triggerwerte sind standardisiert zu kommunizieren, um Clearing-/Marktfolgen abzugrenzen. Die Regelung hat beide Richtungen (Bezug und Einspeisung) abzudecken; eine asymmetrische Ausgestaltung ist zulässig. Die Systemdienlichkeit iSd § 6 Abs 1 Z 148 ElWG folgt dabei aus der Bereitstellung der Steuerbarkeit und der Mitwirkung, nicht aus einer jederzeit garantierten Energiereserve.

(3) Sanktionsneutralität/Marktkompatibilität: Eingriffe aufgrund solcher objektiven Netzparameter-Trigger dürfen nicht als vertragswidriges Verhalten des Anlagenbetreibers gewertet werden. Insb muss sichergestellt werden, dass dadurch keine Pönalen/Nichtlieferstrafen verhängt werden und kein Marktausschluss (auch nicht im Regelenergieregime bzw hinsichtlich der Präqualifikation) erfolgt. Auch ein im Fall des Erreichens eines Triggers "unpassender" SoC darf keine Sanktion auslösen.

(4) Entschädigungsregel (Option): Da technische Regelwerke typischerweise kein Entschädigungsregime für marktseitige Nichtlieferfolgen vorsehen, sollte die

SNE-GV bzw ein Standardvertrag einen klaren Kompensationsmechanismus vorsehen (zB pauschalierte Kosten-/Einheitswerte oder – volkswirtschaftlich anreizkompatibel – Anteil an nachweislich vermiedenen Engpass-/Systemkosten).

(5) Rechtsfolge: Erfüllt ein BESS die technischen Mindestanforderungen, Transparenz-/Mitwirkungspflichten (zB SoC-Information in standardisiertem Format) und die oben definierten Trigger-/Eingriffsmechanismen, ist es *ex ante* als systemdienlich zu qualifizieren – unabhängig davon, ob es über einen (dauerhaft) flexiblen Netzzugang verfügt.

4.3 Aktive Teilnahme eines BESS an Intraday-/Day-Ahead-Märkten und/oder Flexibilitätsmärkten

Im Unterschied zu Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energie sind BESS nicht von äußeren Erzeugungs- bzw Umweltbedingungen (Witterungsverhältnissen) abhängig und können daher Erzeugungs- und Verbrauchslasten auf verschiedenen Märkten mit größerer Flexibilität zur Verfügung stellen.[15] Der maximale Entnahme- bzw Einspeisebeitrag von BESS ist daher nicht "zufällig", sondern kann so gesteuert werden, dass er gerade nicht in die zeitgleiche Jahreshöchstleistung der Netz-/Umspannebene fällt.[16] Durch das Anbieten von Speicherstrom und Speicherlasten am Intraday-/Day-Ahead-Markt während lokal niedriger bzw hoher Einspeisung sowie nach den Anforderungen des Netzbetreibers reduziert sich der Bedarf an Ausgleichsenergie und Regelenergie – es ist von einem markt- und zugleich netzdienlichen Verhalten auszugehen.[17]

Soweit durch flexible Leistungsanpassungen, etwa im Rahmen der Teilnahme an Intraday-Märkten oder anderen Flexibilitätsmärkten, physische Ungleichgewichte in der Regelzone reduziert werden, verringert sich auch der Aktivierungsbedarf von Regelenergie; dies wirkt sich mittelbar auch auf die Höhe der Ausgleichsenergie aus.[18] Durch die Reduktion des Aktivierungsbedarfs an Ausgleichs- und Regelenergie kommt es zu einer Reduktion von Systemkosten.[19] Gleichzeitig sinkt auch der Bedarf an netzseitigen Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen sowie den damit verbundenen Kosten.[20]

---

15 Vgl *Komarnicki/Lombardi/Styczynski*, Energiespeichersysteme V, 48; *Smail/Appleby/Waters*, The Law of Renewable Energy (2020) 175; *Gorenstein et al*, Increasing Flexibility in the EU Energy System 14.

16 Vgl *ibd*.

17 BNetzA, Versorgungssicherheit Strom Bericht (2025) 9 f; vgl *Gorenstein et al*, Increasing Flexibility in the EU Energy System 23; Frontier Economics, Wert von Großbatteriespeichern im deutschen Stromsystem (2023) 9.

18 Vgl *Wawer*, Elektrizitätswirtschaft 83 f; *Saxl*, Sicherheit der Elektrizitätsversorgung (2025) 274; zur Interdependenz zwischen Regel- und Ausgleichsenergie, vgl *Böhler-Grimm/Lehr*, Regulierungsrecht Energie (2025) 115.

19 Vgl *Gorenstein et al*, Increasing Flexibility in the EU Energy System (2025) 12.

20 Vgl EnTEC, Study on Energy Storage (2023) 67; *Kathan et al*, Netzdienlicher Einsatz von elektrischen Speichersystemen (2019) 50; durch marktbasiertes Peak Shaving reduzieren BESS ua die thermische Belastung von Transformatoren und Leitungen, vgl *Mushid/Khan*, Battery Energy Storage for Ancillary Services in Distribution Networks: Technologies, Applications, and Deployment Challenges—A Comprehensive Review, Energies 2025, 18, 5443, S 9.

Aus netztechnischer Sicht ist jedoch zu berücksichtigen, dass nicht sämtliche Systemdienstleistungen in gleicher Weise lokal netzdienlich wirken. Insb erfolgt die Aktivierung von automatischer und manueller Frequenzwiederherstellungsreserve (aFRR bzw mFRR) systembedingt auf Ebene der Regelzone durch den Übertragungsnetzbetreiber und folgt primär systemweiten Frequenz- und Bilanzierungsanforderungen. Diese Aktivierungen können daher – anders als bei der Frequenzhaltungsreserve (FCR), die tendenziell stärker lokal wirkt – in einzelnen Verteilernetzen zu kurzfristigen Last- bzw Einspeiseschwankungen führen und damit aus Sicht des jeweiligen Netzbetreibers netzseitig auch belastend wirken.

Vor diesem Hintergrund kommt einem systemdienlich ausgestalteten Einsatz von BESS am Day-Ahead- und Intraday-Markt besondere Bedeutung zu. Dieser erlaubt eine bessere Abstimmung mit lokalen Netzbedingungen und eröffnet dem Netzbetreiber – insb über geeignete vertragliche und regulatorische Rahmenbedingungen – wirksamere Steuerungs- und Eingriffsmöglichkeiten als bei kurzfristigen, zonalen aFRR- bzw mFRR-Aktivierungen. Ein solcher marktbasiert koordinierter Einsatz ist sowohl aus netztechnischer Sicht als auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten geeignet, System- und Netzkosten zu reduzieren.

Durch das gezielte Anbieten von Speicherstrom und Speicherlasten am Intraday- und/oder Day-Ahead-Markt in Zeiten von Überschuss- bzw Knappheitssituationen wirken BESS bereits jetzt zum Großteil engpassmindernd.[21] Empirische Analysen zeigen, dass selbst ein rein marktorientierter Betrieb – ohne spezifisches Netzpreissignal – zu einer Netto-Reduktion der Redispatch-Kosten führt.[22] Damit sind die Kriterien nach § 6 Abs 1 Z 148 ElWG der (Netz-)Kostenvermeidung bzw (Netz-)Kostenreduktion in Bezug auf BESS, die unter definierten Bedingungen auf den Intraday-/Day-Ahead- und/oder Flexibilitätsmärkten tätig sind, grds erfüllt.[23] Zusätzliche Anreize für weiterführende dezidiert engpassmindernde Fahrweisen können durch eine Weiterentwicklung der Märkte (zusätzliche lokale Flexibilitätsmärkte, Märkte für Engpassmanagement, etc) durch BESS bedient werden, sobald diese Märkte implementiert sind.

Bezogen auf die konkrete Netz- und Umspannebene könnten BESS zwar dennoch einen relevanten Beitrag zur Jahreshöchstlast (Spitzenbelastung) leisten und damit – im Hinblick auf die Kriterien Kostenreduktion und Kostenvermeidung – als nicht netzdienlich gelten (vgl § 6 Abs 1 Z 148 ElWG). Dies geschieht aber idR nur in zeitlich sehr eingeschränkten Ausnahmesituationen bzw nur an wenigen Tagen im Jahr. Für diese seltenen Ausnahmesituationen könnte sich der Netzbetreiber nach den Festlegungen im Netzzugangsvertrag entsprechende Eingriffsrechte (unterbrechbare und/oder regelbare Leistung) vorbehalten, insb zur Vermeidung netzkritischer Situationen infolge kurzfristiger markt- oder systembedingter Leistungsabrufe (etwa aus Regelenergiemärkten), damit eine systemrelevante Überschneidung von

21 Vgl *Lohr/Eicke/Hirth*, Netzdienlichkeit von Großbatterien (2025) 4 f.
22 Vgl *ibid*.
23 Vgl auch *Seidl/Dießner*, in Ennser (Hrsg), EAG (2022) § 63 Rz 3.

BESS-Höchstleistungsbeitrag und Jahreshöchstlast vermieden werden kann.[24] Systembelastende Leistungsbeiträge von BESS sind grundsätzlich dann ausgeschlossen, wenn die Anlage innerhalb der vom Netzbetreiber day-ahead bekanntgegebenen Hüllkurven betrieben wird. BESS eignen sich – im Gegensatz zu wettergesteuerten Anlagentypen – für eine derartige Betriebsweise besonders gut. Damit ein solches Kriterium praktikabel bleibt, ist jedoch entscheidend, dass die Hüllkurven dynamisch anhand der jeweiligen Netzsituation day-ahead bekanntgegeben werden – und nicht statisch auf Basis des jeweiligen Netzausbaustatus und typischer Netzlastgänge definiert sind. Ein wirtschaftlicher Betrieb von BESS-Anlagen wäre bei Vorgabe statischer Hüllkurven nicht darstellbar, wobei ein solches Erfordernis auch nicht geboten erscheint, weil sich mit dynamischen Beschränkungen der nahezu gleiche positive Effekt für den Netzbetrieb erzielen lässt.[25] Sieht der Netzzugangsvertrag Festlegungen zu Hüllkurven bzw unterbrechbarer und/oder regelbarer Leistung vor, ist von einer Systemdienlichkeit der Anlage auszugehen (§ 6 Abs 1 Z 148 ElWG: "*auf Grund* […] *vertraglicher Gegebenheiten*").

Das ElWG trägt diesem Verständnis auch in den Bestimmungen zum Netznutzungsentgelt Rechnung: Danach haben sämtliche Netzbenutzer einen Anspruch[26] auf unterbrechbare und/oder regelbare Leistung und können bei deren Inanspruchnahme von einem vergünstigten Netznutzungsentgelt profitieren. Entsprechende Vergünstigungen bestehen auch iZm zeitvariabel ausgestalteten Netznutzungsentgelten. Es handelt sich um systemdienliche Betriebsweisen, die durch Abschläge auf das verordnete Netznutzungsentgelt honoriert werden.[27] Was für sämtliche Netzbenutzer gilt, gilt im Besonderen auch für Energiespeicheranlagen: Diese sind für einen Zeitraum von 20 Jahren vom bezugsseitigen Netznutzungsentgelt unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs ausdrücklich befreit.[28] Das spricht dafür, dass Energiespeicheranlagen vom Gesetzgeber als typischerweise systemdienlich angesehen werden, jedenfalls aber, dass ihnen eine besondere Rolle bei der Netzentlastung und Systemstabilisierung zukommt.

Zusammenfassend sollte der Netzbetreiber nach Möglichkeit dazu verpflichtet werden, – sofern er vom Gesetz nicht ohnehin dazu verpflichtet ist[29] – Vertragsmechanismen zu Eingriffsrechten diskriminierungsfrei anzubieten. Die hierfür erforderliche rechtliche Grundlage könnte in der Verordnung der Regulierungsbehörde zu den Allgemeinen Netzbedingungen sowie in den technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen geschaffen werden.

---

[24] Vgl E-Control, Diskussionspapier "Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen" (05.03.2025) 44, wonach für die Beurteilung des Vorliegens von Netz- oder Systemnutzen als Kriterium herangezogen werden kann, ob der Netzanschlussvertrag Eingriffsmöglichkeiten des Netzbetreibers in die Betriebsweise vorsieht.

[25] Vgl BET/IAEW, Kurzstudie Auswirkungen von Betriebseinschränkungen für Batteriegroßspeicher durch Netzbetreiber-Vorgaben (2025).

[26] *Arg*: "*auf Verlangen*" (§ 128 Abs 5 ElWG).

[27] § 128 Abs 5 ElWG.

[28] § 127 Abs 3 ElWG.

[29] Vgl 128 Abs 5 ElWG.

4.4 Vorhersehbarkeit, Transparenz und Diskriminierungsverbot

Die nach § 135 Abs 1 Z 1 ElWG in der SNE-GV festzulegenden Kriterien für die Beurteilung der Systemdienlichkeit müssen größtmöglich objektivierbar sein. Dies ergibt sich aus dem in § 91 ElWG normierten Diskriminierungsverbot, wonach es Netzbetreibern untersagt ist, Netzbenutzer oder bestimmte Kategorien dieser Personen, Netzzugangsberechtigte oder sonstige Marktteilnehmer diskriminierend zu behandeln. Aus diesem Verbot folgt das Erfordernis höchstmöglicher Transparenz, objektiver Beurteilungsmaßstäbe und einer weitestgehenden Einschränkung des Ermessens der Netzbetreiber bei der Beurteilung der Systemdienlichkeit, widrigenfalls es zu von Netzbetreiber zu Netzbetreiber unterschiedlichen Systemdienlichkeitsfeststellungen käme. Insb sollten quantitative Schwellenwerte und standardisierte Bewertungsmethoden festgelegt werden, um subjektive Beurteilungsspielräume zu minimieren und eine einheitliche Anwendung durch alle Netzbetreiber zu gewährleisten.

Zur Sicherstellung von Vorhersehbarkeit und Rechtssicherheit sollte die SNE-GV ergänzend auch klare verfahrensrechtliche Vorgaben zum Zeitpunkt, zur Form und zur Fortgeltung der Systemdienlichkeitsbeurteilung vorsehen. Die Einordnung eines Projekts als systemdienlich sollte in einer für den Anlagenbetreiber verbindlichen und nachvollziehbaren Form dokumentiert werden. Diese Beurteilung sollte im Rahmen des Netzzugangsverfahrens erfolgen und – aus Gründen der Investitionssicherheit und Finanzierbarkeit – nach Möglichkeit bereits Gegenstand einer vorläufigen Netzzusage, jedenfalls jedoch des Netzzugangsvertrags sein. Für bereits angeschlossene Anlagen und für Projekte, deren Netzzugangsverfahren zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der SNE-GV bereits anhängig ist, sollten klare Übergangs- und Evaluierungsregelungen vorgesehen werden, um eine einheitliche Anwendung der Systemdienlichkeitskriterien sicherzustellen.

Aus Gründen der Transparenz und Vorhersehbarkeit – neuerlich im Hinblick auf die Finanzierbarkeit von Anlagen – ist es hinsichtlich der Fortgeltung der Systemdienlichkeitsbeurteilung von wesentlicher Bedeutung, dass mit der SNE-GV klargestellt wird, dass als systemdienlich qualifizierte BESS diese Qualifikation nicht verlieren, wenn sie sich momentan[30] nicht systemdienlich verhalten. Darüber hinaus muss sichergestellt werden, dass die Systemdienlichkeitsqualifikation speziell von BESS für zumindest 20 Jahre fortbesteht. Ersteres ergibt sich aus einer grammatikalischen, letzteres aus einer systematischen Interpretation von § 127 Abs 3 ElWG, wonach BESS "*unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs*" für 20 Jahre ab Inbetriebnahme bezugsseitig von Netzentgeltkomponenten befreit sind.

Die Netzentgeltbefreiung knüpft daher ausdrücklich an eine Systemdienlichkeitsqualifikation an. Aufgrund der Wortfolge, "*unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs*", ist jedoch klar, dass sich BESS nicht zu jedem Zeitpunkt systemdienlich verhalten müssen, um von der Netzentgeltbefreiung zu profitieren. Wäre

[30] Vgl Punkt I.4.3.

dies intendiert gewesen, hätte der Gesetzgeber eine Formulierung wie bspw "systemdienlich betriebene Energiespeicheranlagen" gewählt.

Auch die Verpflichtung zur zumindest 20-jährigen Fortgeltung der Systemdienlichkeitsqualifikation ergibt sich aus dem Verhältnis der Netzentgeltbefreiung zum systemdienlichen Betrieb. Da systemdienlich qualifizierte BESS *ex lege* 20 Jahre von Netzentgeltkomponenten befreit sind, wäre eine kürzere Systemdienlichkeitsqualifikation systemwidrig. Andere Sichtweisen würden darüber hinaus zu einer sachlich nicht rechtfertigbaren Ungleichbehandlung von BESS gegenüber Pumpspeicherkraftwerken führen. So sind letztere, obwohl es sich bei ihnen nach den Erläuterungen um "Energiespeicheranlagen" handelt,[31] unabhängig von einer etwaigen Systemdienlichkeitsqualifikation 15 Jahre hinsichtlich des Bezugs von erneuerbarer elektrischer Energie von denselben Netzentgeltkomponenten befreit.[32]

Die Kriterien zur Beurteilung der Systemdienlichkeit sollten so festgelegt werden, dass die Betriebsweise von Anlagen, insb von BESS, für Anlagen- und Netzbetreiber gleichermaßen nachvollziehbar, überprüfbar und vergleichbar ist. Hierzu bedarf es klarer und einheitlicher Vorgaben zu Mess-, Datenbereitstellungs- und Reportingpflichten sowie zu den jeweils heranzuziehenden Daten. Gleichzeitig ist sicherzustellen, dass Umfang und Ausgestaltung dieser Pflichten auf das für die Beurteilung der Systemdienlichkeit erforderliche Maß beschränkt bleiben und diskriminierungsfrei angewendet werden. Nur auf dieser Grundlage kann eine einheitliche, vorhersehbare und rechtssichere Systemdienlichkeitsbewertung durch alle Netzbetreiber gewährleistet werden.

Zur Vermeidung diskriminierender Effekte sind darüber hinaus einheitliche, transparente Reihungs- und Rangregeln für die Vergabe von Netzzugängen festzulegen, die gleichermaßen für flexible und nicht flexible Netzzugänge gelten. Wie gesetzlich festgelegt, muss sichergestellt sein, dass nach Ausschöpfung der vorhandenen Netzkapazitäten nachfolgende Netzzugangsbegehren grds nur durch die Schaffung zusätzlicher Kapazitäten – etwa durch Netzoptimierung oder Netzausbau – und nicht (primär) durch die Vergabe flexibler Netzzugänge bedient werden.[33] Für flexible Netzzugänge sind standardisierte und veröffentlichte Berechnungsmethoden auf Ebene des jeweiligen Umspannwerks bzw Netzknotens vorzusehen; parallele oder voneinander abweichende Reihungs- und Bewertungslogiken sind zu vermeiden.

Sollte der Netzbetreiber in Bezug auf ein bestimmtes BESS-Projekt die Auffassung vertreten, dass sich etwa der Höchstleistungsbeitrag des BESS nicht nur in seltenen Ausnahmesituationen (und damit unerheblich), sondern wiederholt oder über einen längeren Zeitraum (und damit erheblich) mit der Jahreshöchstlast in der betreffenden Netz- oder Umspannebene überschneidet, hat der Netzbetreiber die Netzbenutzung des BESS im Netzzugangsvertrag ausdrücklich als nicht systemdienlich zu bezeichnen. Der Netzbetreiber ist in diesen Fällen verpflichtet, entsprechende

[31] ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 5.
[32] § 188 Abs 1 ElWG iVm § 111 Abs 3 ElWOG 2010.
[33] § 95 Abs 2 ElWG.

Nachweise zwecks Überprüfung fehlender Systemdienlichkeit zu führen, weil nur er über die dafür erforderlichen Daten hinsichtlich seines Netzbereichs verfügt.[34] Eine Nachweispflicht hinsichtlich der Systemdienlichkeit zu Lasten des Anlagenbetreibers – abgesehen von einer bloßen Mitwirkungspflicht bei der Beurteilung der Systemdienlichkeit – ist demgegenüber abzulehnen und aufgrund der dem Betreiber nicht vorliegenden Daten auch faktisch nicht möglich.

Die bereits unter Punkt 4.3 erwähnten, (im Netzzugangsvertrag eingeräumten) Eingriffsrechte des Netzbetreibers in den Betrieb einer Anlage zur Gewährleistung ihrer Systemdienlichkeit sind sowohl zeitlich als auch hinsichtlich ihres Ausmaßes klar zu begrenzen,[35] um die wirtschaftliche Tragfähigkeit der Anlagen nicht zu gefährden. Insb dürfen die für die Wirtschaftlichkeit der Anlage maßgeblichen Betriebsstunden nicht durch unverhältnismäßige Eingriffe beeinträchtigt werden, weil andernfalls die Finanzierbarkeit von BESS-Projekten erheblich erschwert oder gänzlich verunmöglicht würde. Darüber hinaus sollten Einschränkungen des Anlagenbetriebs so ausgestaltet und kommuniziert werden, dass sie für Anlagenbetreiber planbar und in marktseitige Vermarktungs- und Dispatchprozesse integrierbar sind. Dies setzt insb standardisierte, transparente und rechtzeitig kommunizierte Eingriffsmechanismen voraus. Die SNE-GV sollte konkrete Obergrenzen für zulässige Eingriffe festlegen, etwa in Form einer maximalen Anzahl von Eingriffen pro Jahr oder einer maximalen Gesamtdauer der Einschränkungen.

Darüber hinaus sollte die SNE-GV Regelungen zur regelmäßigen Überprüfung und Anpassung der Systemdienlichkeitskriterien vorsehen, um auf technologische Entwicklungen und veränderte Netzbedingungen reagieren zu können. Ein periodischer Evaluierungsmechanismus würde sicherstellen, dass die Kriterien stets dem aktuellen Stand der Technik und den tatsächlichen Systembedürfnissen entsprechen.[36]

4.5 Co-located / stand-alone BESS

Der Einsatz von BESS innerhalb von Kundenanlagen ist grds geeignet, netzwirksame Einspeisespitzen zu reduzieren und zur Deckung von Lastspitzen beizutragen.[37] Insb co-located BESS im Industrie- und Gewerbesektor ermöglichen eine Verschiebung der Stromnachfrage, was zu einer Reduktion von Lastspitzen sowie zur Auffüllung von Lasttälern und damit zu einer Senkung der Systemkosten führt.[38] Dies gilt in besonderem Maße für BESS, die im Wege der Hybridisierung zusätzlich zu bestehenden Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien am selben Netzanschlusspunkt errichtet werden. Da in diesen Konstellationen regelmäßig kein oder nur ein geringfügiger zusätzlicher Netzanschlussaufwand entsteht, zugleich jedoch

---

[34] E-Control, Replik auf die Stellungnahmen zum Diskussionspapier "Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen" (Version 1.0) im Rahmen der öffentlichen Konsultation im März/April 2025, Punkt 21, Stellungnahme Energie Steiermark AG.

[35] So auch E-Control, Diskussionspapier "Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen" 44.

[36] Vgl § 136 Abs 1 (letzter Satz) ElWG.

[37] E-Control, Diskussionspapier "Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen" Pkt 1.1; siehe auch *Jeddi*, Grid Connection Sizing of Hybrid PV-Battery Systems: Navigating Market Volatility and Infrastructure Constraints, EWI Working Paper, No 25/05, 34.

[38] Vgl *Wawer*, Elektrizitätswirtschaft 32, 40.

eine verbesserte Auslastung der vorhandenen Netzkapazitäten sowie ein enger zeitlicher und räumlicher Zusammenhang zwischen Erzeugung und Speicherung gegeben ist, sind derartige Anlagenkonfigurationen im Hinblick auf Kostenreduktion, Netzstabilität und Systemdienlichkeit besonders positiv zu bewerten.

Derartige Anlagenkonfigurationen sollten daher grds als systemdienlich gelten, solange der jeweilige Netzbetreiber im Einzelfall nicht das Gegenteil nachweist.[39] Ein solcher systemdienlicher Betrieb ist jedenfalls dann anzunehmen, wenn durch den Einsatz eines co-located BESS die am Netzanschlusspunkt bezogene bzw eingespeiste Wirkleistung gegenüber einem Betrieb ohne Speicher in vergleichbarem Ausmaß reduziert oder begrenzt wird (Peak-Shaving bzw Glättung der Last- und Einspeiseprofile). Das hierdurch erreichte reduzierte Leistungsniveau ist systemdienlich, weil der Höchstleistungsbeitrag am Netzanschlusspunkt vorhersehbar sinkt und hierdurch netzseitige Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen vermieden oder zumindest reduziert werden können.

Auch BESS, die *Behind-the-Meter* ("**BtM**") eingesetzt werden, eignen sich für einen systemdienlichen Betrieb. Sie können bspw während Lastspitzen im öffentlichen Netz in die Last einer Verbrauchsanlage einspeisen und auf diese Weise das öff Netz entlasten. Gleiches gilt während Einspeisespitzen im öff Netz: Ein BESS kann Erzeugungsüberschüsse innerhalb einer Erzeugungsanlage zwischenspeichern und diese zeitlich verzögert in das öff Netz abgeben. Als Anknüpfungspunkt für Netzentgeltbefreiungen bzw -reduktionen iZm einem systemdienlichen Betrieb bietet sich – im Fall der Einspeisung BtM in die Last einer Verbrauchsanlage – der vorherige Bezug aus dem öff Netz an. Im Fall der Zwischenspeicherung von Erzeugungsüberschüssen eignet sich die zeitlich verzögerte Einspeisung in das öff Netz als Anknüpfungspunkt.

Unabhängig von ihrer konkreten Ausgestaltung, Einbindung oder Netzebene müssen Speicherprojekte grds denselben Anspruch auf eine Systemdienlichkeitsqualifikation haben. Auch stand-alone BESS und BtM-betriebene BESS sind daher idR als für eine systemdienliche Betriebsweise geeigneter Anlagentyp anzusehen, unabhängig von Speicherart und Netzebene.[40] BESS sollten so lange als systemdienlich gelten, bis der jeweilige Netzbetreiber nachweist, dass sie nicht systemdienlich sind.[41]

4.6 Festlegung systemdienlicher Standorte in Netzentwicklungsplänen: Ermessensbindung durch die SNE-GV

Der Betrieb von Anlagen gilt insb dann als systemdienlich, wenn er an einem im NEP für das Verteiler- oder Übertragungsnetz ausgewiesenen Standort erfolgt.[42] Netzbetreiber nehmen daher künftig maßgeblichen Einfluss darauf, an welchen Standorten der Betrieb einer Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlage als systemdienlich gilt. Aufgrund des gesetzlichen Diskriminierungsverbots haben sie sich bei der

[39] Vgl Punkt I.4.4.
[40] Vgl Europäische Kommission SA.113090 C(2025) 6620 final Rz 52 lit a.
[41] Vgl Punkt I.4.4.
[42] Vgl § 6 Abs 1 Z 148 ElWG.

Ausweisung der für einen systemdienlichen Betrieb geeigneten Standorte am Gleichbehandlungsgrundsatz sowie an sachlichen Kriterien zu orientieren. Dies erfordert eine Ermessenslenkung, die – neben den gesetzlichen Vorgaben[43] – iRd SNE-GV und insb anhand der dort vorgesehenen Beurteilungskriterien zu erfolgen hat. Die Entscheidung der Ausweisung einzelner Standorte in NEP durch Netzbetreiber muss in jedem Fall sachlich und auf Basis belastbarer – auf Nachfrage offenzulegender – Daten[44] begründet werden.[45]

Blackvolt Energy GmbH

Enery Development GmbH

PÜSPÖK Erneuerbare Energie GmbH

[43] Bspw zum NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau) gem § 118 Abs 5 ElWG.
[44] Vgl § 118 Abs 1 und 5 ElWG.
[45] Eines der Ziele der NEP ist es, "*die Transparenz des Netzbetriebs und -ausbaus zu erhöhen*", vgl § 118 Abs 2 Z 9 ElWG.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000329
260309 Rechtsgutachten zur Auslegung von Para 127 Abs 3 ElWG_ Sch”nherr Rechtsanw„lte GmbH (Beilage .pdf



schönherr

Schönherr Rechtsanwälte GmbH
A-1010 Wien, Schottenring 19
FN 266331 p (HG Wien)
UID ATU 61980967
T: +43 1 534 37 0
E: office.austria@schoenherr.eu
www.schoenherr.eu

09.03.2026
RAJ-PB4-MK8-MR6/ENERY/54018

R e c h t s g u t a c h t e n
zur Auslegung von § 127 Abs 3 ElWG

1 Vorbemerkung

Nachfolgend wird dargelegt, aus welchen Gründen sich die systemdienliche Betriebsweise (§ 6 Abs 1 Z 148 ElWG) von Energiespeicheranlagen – im Speziellen von Batteriespeicheranlagen ("**BESS**") – unmittelbar aus dem Gesetz ergibt und diese folglich nach § 127 Abs 3 ElWG bezugsseitig für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme von den Netzentgeltkomponenten Netznutzungs- und Netzverlustentgelt befreit sind.

Diese Sichtweise wird durch **zwei voneinander unabhängige Argumentationslinien** gestützt. Beide werden im Folgenden ausgeführt.

2 § 127 Abs 3 ElWG erkennt Energiespeicheranlagen generell als systemdienlich an

2.1 Ausgangspunkt: Die gesetzliche Formulierung "unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs"

§ 127 Abs 3 ElWG ordnet an, dass Energiespeicheranlagen "*unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgeltkomponenten gemäß § 128 (Netznutzungsentgelt) und § 129 (Netzverlustentgelt) freigestellt*" sind. Die Wendung "*unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs*" ist dabei nicht als Tatbestandsvoraussetzung zu verstehen – also nicht dahingehend, dass die Freistellung nur dann gilt, wenn im Einzelfall ein systemdienlicher Betrieb nachgewiesen wird. Sie ist vielmehr iSd Wortes "aufgrund" oder der Wortfolge "in Anerkennung" des systemdienlichen Betriebs zu verstehen: Der Gesetzgeber erkennt Energiespeicheranlagen als Technologie an, die **generell systemdienlichen Nutzen erbringt**, und statuiert auf dieser Grundlage eine allgemeine Freistellung vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt.

Für diese Ansicht sprechen auch beihilferechtliche Erwägungen: So ist nicht auszuschließen, dass die Entgeltbefreiung des § 127 Abs 3 ElWG eine notifikationspflichtige staatliche Beihilfe[1] ist. Eine Notifikation ist jedoch nicht erfolgt, was darauf hindeutet, dass der Gesetzgeber aufgrund der generellen Systemdienlichkeit von Energiespeicheranlagen von fehlender Selektivität und damit vom Nichtvorliegen einer staatlichen Beihilfe ausgegangen ist.

Die Befreiung von Speicheranlagen vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt ist beihilferechtlich ua anhand einer dreistufigen Selektivitätsanalyse zu prüfen.[2] Diese Prüfung umfasst die

(i) Ermittlung des Bezugssystems;

(ii) Feststellung einer Abweichung davon; und

(iii) Prüfung einer möglichen Rechtfertigung.

Das Bezugssystem bildet im vorliegenden Fall das allgemeine System der Netzentgelte, das eine verursachungsgerechte Verteilung der Kosten für Errichtung, Erhalt und Betrieb der öffentlichen Netzinfrastruktur auf alle Netzbenutzer vorsieht.[3] Über die Systemnutzungsentgelte sind Anreize für einen systemdienlichen Betrieb zu setzen.[4]

§ 127 Abs 3 ElWG differenziert zwischen Netzbenutzern, indem Betreiber von Energiespeicheranlagen hinsichtlich des Strombezugs von den Netzentgelten befreit werden. Da andere Netzbenutzer, die ebenfalls Strom beziehen und sich damit in einer vergleichbaren Lage befinden, weiterhin Entgelte entrichten müssen, liegt eine Abweichung vom Bezugssystem vor.

Es lässt sich jedoch argumentieren, dass die Entgeltbefreiung für Energiespeicheranlagen durch den allgemeinen Aufbau des Netzentgeltsystems gerechtfertigt ist, weil diese Differenzierung auf **objektiven technischen Unterschieden** beruht: Energiespeicheranlagen – insb BESS – können unabhängig von tageszeitlichen, saisonalen und klimatischen Faktoren bidirektional betrieben werden. Diese Flexibilität ermöglicht eine kosteneffiziente Erbringung von Systemdienstleistungen und trägt zur Reduktion von Netzkosten bei. Zudem leisten BESS einen wesentlichen Beitrag zur Netz- und Versorgungssicherheit, weil Netzbetreiber im Rahmen des Engpassmanagements flexibel auf Speicherkapazitäten zugreifen können. Die Entgeltbefreiung dient daher der Verursachungsgerechtigkeit[5] und der Sicherstellung der Netz- und Versorgungssicherheit[6], indem Energiespeicheranlagen, die generell als systemdienlich anzusehen sind, begünstigt werden. Diese Begünstigung ist durch

1 Art 107 Abs 1 AEUV.
2 Rz 128 Bekanntmachung der EK zum Begriff der staatlichen Beihilfe, C 2016/262, 1.
3 Vgl *Böhler-Grimm/Lehr*, Regulierungsrecht Energie (2025) 120; § 5 Abs 1 ElWG.
4 § 127 Abs 1 ElWG.
5 § 5 Abs 1 Z 9 ElWG.
6 § 5 Abs 1 Z 6 ElWG.

den allgemeinen Aufbau des Netzentgeltsystems gerechtfertigt und daher nicht selektiv iSv Art 107 Abs 1 AEUV, weshalb uE eine Notifikation unterblieben ist.

2.2 Systematischer Befund: Die Freistellung knüpft an die Inbetriebnahme, nicht an die Betriebsweise

Für das Verständnis der generellen Systemdienlichkeit von Energiespeicheranlagen spricht darüber hinaus die Ausgestaltung des Freistellungsmechanismus in § 127 Abs 3 ElWG selbst: Die 20-jährige Freistellung beginnt mit der Inbetriebnahme der Anlage und gilt fortan unabhängig von der konkreten Betriebsweise der Anlage. Wäre die Freistellung von einer fortlaufenden, einzelfallbezogenen Systemdienlichkeitsprüfung abhängig, hätte der Gesetzgeber die Freistellung an die jeweilige Betriebsweise und nicht an den Inbetriebnahmezeitpunkt geknüpft.

Dies hätte konsequenterweise ein Regelungskonzept erfordert, das die jeweils konkrete Einsatzform der Energiespeicheranlage normativ erfasst, abgrenzt und überprüfbar macht. Dieser Ansatz würde jedoch erhebliche Abgrenzungsprobleme aufwerfen – insb bei wechselnden Betriebsmodellen –, einen massiven administrativen Vollzugsaufwand für Netzbetreiber nach sich ziehen und beträchtliche Rechtsunsicherheit für Anlagenbetreiber erzeugen. Zudem wäre eine laufende, einzelfallbezogene Beurteilung der Systemdienlichkeit sämtlicher Speicheranlagen für Netzbetreiber faktisch kaum leistbar bzw ihnen nicht zumutbar. Vor diesem Hintergrund spricht auch die regulatorische Praktikabilität dafür, dass der Gesetzgeber bewusst einen verwaltungseffizienten Mechanismus gewählt und sämtliche Energiespeicheranlagen typisierend und pauschal von den Netzentgeltkomponenten nach § 127 Abs 3 ElWG freigestellt hat – dies stets im Lichte ihrer ohnehin zu bejahenden generellen Systemdienlichkeit.

Für die generelle Systemdienlichkeit von Energiespeicheranlagen spricht ferner die systematische Einordnung der in § 127 Abs 3 ElWG vorgesehenen Freistellung im Gesamtgefüge der Begünstigungen bei Systemnutzungsentgelten. Das ElWG sieht drei voneinander unabhängige Anreizmechanismen vor: erstens die standortbezogene Reduktion der Netzanschlussentgeltpauschale für Anlagen an systemdienlichen Standorten (§ 130 Abs 5 ElWG), zweitens die zeitvariable Gestaltung der Netznutzungsentgelte zur Steuerung des Verbrauchsverhaltens (§ 128 Abs 3 ElWG) und drittens die technologiebezogene Freistellung von Energiespeicheranlagen vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt (§ 127 Abs 3 ElWG). Während die ersten beiden Mechanismen an den Standort bzw an das zeitliche Verbrauchsmuster anknüpfen, ist die Freistellung des § 127 Abs 3 ElWG technologiebezogen ausgestaltet. Diese systematische Differenzierung bestätigt, dass der Gesetzgeber die Systemdienlichkeit von Energiespeicheranlagen als der Technologie inhärent betrachtet und nicht von einer einzelfallbezogenen Prüfung der konkreten Betriebsweise abhängig macht.

2.3 Gesetzesmaterialien: Energiespeicheranlagen als systemdienliche Technologie

Die Erläuterungen zu § 127 Abs 3 ElWG halten ausdrücklich fest: "*Energiespeicheranlagen kommt bei der Bereitstellung der für die Transformation des Energiesystems notwendigen Flexibilität eine entscheidende Rolle zu. Bei systemdienlichem Betrieb, beispielsweise in ihrer Funktion als mögliches Bindeglied zwischen Erzeugern und Endverbrauchern und durch die Reduktion von* Leistungsspitzen*, können Energiespeicheranlagen Kosten im Netz reduzieren. Im Einklang damit statuiert Abs 3 unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs eine Freistellung hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgeltkomponenten gemäß § 128 (Netznutzungsentgelt) und § 129 (Netzverlustentgelt).*"[7]

Zwei Elemente dieser Ausführungen sind für die Auslegung entscheidend:

(i) Der Gesetzgeber beschreibt den systemdienlichen Nutzen von Energiespeicheranlagen technologiebezogen und allgemein – er verweist auf deren Funktion als "*mögliches Bindeglied*" zwischen Erzeugung und Verbrauch. Der Hinweis auf ein bloß "*mögliches*" Bindeglied zeigt, dass der Gesetzgeber nicht auf eine konkrete, nachzuweisende Betriebsweise abstellt, sondern auf die der Technologie immanente Flexibilitätsfähigkeit. Die Systemdienlichkeit ist damit eine der Speichertechnologie innewohnende Eigenschaft, nicht das Ergebnis einer einzelfallbezogenen Prüfung.[8]

(ii) Der Gesetzgeber verwendet in den Erläuterungen das Wort "*statuiert*". Die Freistellung wird damit nicht von einer Prüfung abhängig gemacht, sondern unmittelbar angeordnet. Das entspricht dem Verständnis einer gesetzlichen Festlegung dahingehend, dass Energiespeicheranlagen generell die Systemdienlichkeitskriterien des § 6 Abs 1 Z 148 ElWG erfüllen. § 127 Abs 3 ElWG ist damit als gesetzliche Konkretisierung der Systemdienlichkeit von Energiespeicheranlagen zu verstehen.

2.4 Teleologische und verfassungskonforme Auslegung

Eine wesentliche Zielsetzung des ElWG besteht darin, der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft kostengünstigen Strom mit einem hohen Versorgungssicherheitsniveau zur Verfügung zu stellen (§ 5 Abs 1 Z 1 ElWG) und die Netz- und Versorgungssicherheit zu gewährleisten (§ 5 Abs 1 Z 6 ElWG). Energiespeicheranlagen leisten hierzu einen strukturellen Beitrag, indem sie Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen zeitlich entkoppeln, volatile erneuerbare Einspeisung glätten, Netzengpässe reduzieren, Regelenergie bereitstellen und damit sowohl die Systemstabilität als auch die Versorgungssicherheit erhöhen. Zugleich ermöglichen sie eine effizientere Netzauslastung, was unmittelbar zur Kostenminderung beiträgt. Folglich wäre es

[7] Vgl ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 41.

[8] Vgl auch die Erläuterungen zu § 99 ElWG, wo impliziert wird, dass Speicheranlagen geeignet sind, einen Beitrag zur Spitzenkappung zu leisten und daher systemdienlich sind, vgl ErläutRV BlgNR 312 28. GP 32.

nicht nachvollziehbar, Energiespeicheranlagen ihre generelle systemdienliche Wirkung abzusprechen und ihre befristete Freistellung von Netzentgeltkomponenten nach § 127 Abs 3 ElWG von einer einzelfallbezogenen Betriebsprüfung abhängig zu machen.

Darüber hinaus darf dem Gesetzgeber im Fall eines Auslegungsbedarfs nicht unterstellt werden, er habe eine unsachliche Regelung treffen wollen. Eine Auslegung, die die Freistellung des § 127 Abs 3 ElWG von der Prüfung der konkreten Betriebsweise im Einzelfall abhängig macht, würde die praktische Wirksamkeit der Rechtsnorm erheblich einschränken: Weder Netz- noch Anlagenbetreiber können den zukünftigen Betrieb einer Anlage über einen Zeitraum von 20 Jahren mit der für eine Entgeltfreistellung erforderlichen Rechtssicherheit vorhersagen. Eine solche Auslegung liefe dem Zweck der Norm, Investitionsanreize für Energiespeicheranlagen zu schaffen, um dem steigenden Bedarf an ihrer Errichtung gerecht zu werden, entgegen und wäre daher abzulehnen.

Den Erläuterungen zu § 128 ElWG lässt sich entnehmen, dass Heimspeicher außerhalb systemdienlicher Standorte ihren systemdienlichen Nutzen vertraglich "*absichern*" können müssen.[9] Daraus könnte abgeleitet werden, dass der Gesetzgeber nicht von einer generellen Systemdienlichkeit aller Energiespeicheranlagen ausgeht. Dieses Argument greift jedoch nicht durch: Die Erläuterungen zu § 128 ElWG betreffen die Gestaltung zeitvariabler Netznutzungsentgelte und damit einen anderen Regelungskontext als die Freistellung nach § 127 Abs 3 ElWG. Zudem beziehen sich die Ausführungen auf Heimspeicher, die typischerweise hinter dem Netzanschlusspunkt eines Endverbrauchers betrieben werden und daher in einem anderen technischen Verhältnis zum Netz stehen als eigenständig angeschlossene Energiespeicheranlagen. Die Erläuterungen zu § 128 ElWG sind daher nicht geeignet, die aus § 127 Abs 3 ElWG abgeleitete generelle Systemdienlichkeit von Energiespeicheranlagen in Frage zu stellen.

Ebenso wenig vermag der Umstand, dass die Erläuterungen zum Abänderungsantrag betreffend § 6 Abs 1 Z 148 ElWG darauf hindeuten, dass die Systemdienlichkeitskriterien – insb der Höchstleistungsbeitrag – auch für Energiespeicheranlagen gelten, die hier vertretene Auslegung zu entkräften.[10] Denn § 127 Abs 3 ElWG ist als gesetzliche Festlegung dahingehend zu verstehen, dass Energiespeicheranlagen die Tatbestandsmerkmale des § 6 Abs 1 Z 148 ElWG generell erfüllen. Hinzu kommt, dass eine einzelfallbezogene Beurteilung der Systemdienlichkeit anhand des Höchstleistungsbeitrags bei Energiespeicheranlagen praktisch kaum durchführbar wäre. Eine "*offenkundige*" oder "*vorhersehbare*" Abweichung des Höchstleistungsbeitrags setzt voraus, dass sowohl der Netzbetreiber als auch der Anlagenbetreiber über hinreichende Daten und Prognosemöglichkeiten verfügen. Die fehlende praktische Überprüfbarkeit bestätigt, dass der Gesetzgeber mit § 127 Abs 3 ElWG bewusst eine typisierende und pauschale Freistellung vorgesehen hat.

---

9 Vgl ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 41.
10 Vgl AA-44 28. GP 5.

2.5 Zwischenergebnis

§ 127 Abs 3 ElWG ist uE dahingehend auszulegen, dass Energiespeicheranlagen aufgrund ihrer technologieimmanenten Systemdienlichkeit – also "*unter Berücksichtigung*" dieser – generell und ohne Erfordernis einer einzelfallbezogenen Prüfung der jeweiligen Betriebsweise für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme von den Entgeltkomponenten gem § 128 (Netznutzungsentgelt) und § 129 (Netzverlustentgelt) freigestellt sind. § 127 Abs 3 ElWG ist als gesetzliche Festlegung dahingehend zu verstehen, dass Energiespeicheranlagen generell systemdienlich iSd § 6 Abs 1 Z 148 ElWG sind.

3 Weites gesetzliches Begriffsverständnis des systemdienlichen Betriebs

Selbst wenn man der vorstehenden Auslegung nicht folgen und die Wendung "*unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs*" in § 127 Abs 3 ElWG nicht als gesetzliche Anerkennung der generellen Systemdienlichkeit von Energiespeicheranlagen verstehen wollte, ergibt sich deren Systemdienlichkeit unmittelbar aus der Legaldefinition des systemdienlichen Betriebs. Wie nachstehend aufgezeigt wird, erfüllen alle Energiespeicheranlagen die von § 6 Abs 1 Z 148 ElWG bereits *ex lege* vorgegebenen Tatbestandsmerkmale des systemdienlichen Betriebs.

3.1 Blindleistung als systemdienliche Leistung iSd § 6 Abs 1 Z 148 ElWG

§ 6 Abs 1 Z 148 ElWG definiert den "*systemdienlichen Betrieb*" als "*die Betriebsart einer Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicheranlage, bei der systemdienlicher Nutzen im Sinne von Kostenreduktionen, Kostenvermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit erbracht wird, insbesondere durch die Erbringung einer Flexibilitätsleistung, den Betrieb an einem bestimmten, durch die Ausweisung im Netzentwicklungsplan für das Verteiler- oder Übertragungsnetz definierten Standort oder nach den Anforderungen des Netzbetreibers.*" Systemdienlicher Betrieb liegt demnach bereits dann vor, wenn eine Flexibilitätsleistung erbracht wird. Die Tatbestandsmerkmale des systemdienlichen Betriebs – Kostenreduktionen, Kostenvermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit – sind dabei alternativ formuliert; es genügt die Erfüllung eines einzigen dieser Kriterien. Gleiches gilt für die demonstrativ aufgezählten Erscheinungsformen systemdienlichen Betriebs: Bereits die Erbringung einer Flexibilitätsleistung oder der Betrieb nach den Anforderungen des Netzbetreibers begründet für sich genommen systemdienlichen Betrieb.

Unter einer "*Flexibilitätsleistung*" versteht das ElWG nach § 6 Abs 1 Z 51 eine vom Netzbetreiber angeforderte, ua "*im Rahmen einer Systemdienstleistung durchgeführte*" Veränderung der Einspeisung oder Entnahme. Gem § 6 Abs 1 Z 149 ElWG gilt als Systemdienstleistung "*eine zum Betrieb eines Übertragungs- oder Verteilernetzes erforderliche Dienstleistung, einschließlich Regelreserve und nicht frequenzgebundener Systemdienstleistungen*". Als "*nicht frequenzgebundene Systemdienstleistung*" definiert der Gesetzgeber mit § 6 Abs 1 Z 119 ElWG wiederum ua "*die Einspeisung von dynamischem Blindstrom*". In eine ähnliche Kerbe schlägt, dass

sich aus den Erläuterungen zum ElWG ergibt, dass insb die Bereitstellung von Blindleistung eine Systemdienstleistung ist.[11] Noch zielgerichteter geben die Erläuterungen zu § 6 Abs 1 Z 148 ElWG zu verstehen, dass "*ua die Bereitstellung von Blindleistung*" eine systemdienliche Betriebsweise begründet.

Die Bereitstellung von Blindleistung ist damit nach Gesetz und Materialien sowohl Systemdienstleistung als auch Flexibilitätsleistung. Anlagen, die Blindleistung erbringen, sind folglich, weil sie die Tatbestandselemente der Legaldefinition des systemdienlichen Betriebs iSd § 6 Abs 1 Z 148 ElWG erfüllen, *per definitionem* systemdienlich.

Darüber hinaus ist die Aufzählung systemdienlicher Betriebsweisen in § 6 Abs 1 Z 148 ElWG – wie das Wort "*insbesondere*" zeigt – nicht abschließend. Neben der Erbringung einer Flexibilitätsleistung und dem Betrieb an einem im Netzentwicklungsplan ausgewiesenen systemdienlichen Standort können auch andere Betriebsweisen systemdienlich sein, sofern sie zu Kostenreduktionen, Kostenvermeidung oder zur Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit beitragen. Dies erweitert den Kreis der als systemdienlich qualifizierenden Tätigkeiten und bestätigt, dass der Gesetzgeber ein weites Verständnis des systemdienlichen Betriebs zugrunde gelegt hat.

3.2 Verpflichtung zur Blindleistungserbringung nach den TOR

Elektrische Energiespeicher sind in ihrer Wirkung auf das Netz grds wie Stromerzeugungs- und Verbrauchsanlagen zu werten; sofern nicht ausdrücklich anders bestimmt, gelten die Bestimmungen der Technischen und Organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen ("**TOR**") auch für elektrische Energiespeicher.[12] Die TOR verpflichten sämtliche Stromerzeugungsanlagen und Energiespeicheranlagen der Typen A bis D zur Blindleistungsbereitstellung als Netzanschlussbedingung. Innerhalb ihrer Blindleistungsbereiche muss sich die Blindleistung der Anlage automatisch auf den im Rahmen des vom relevanten Netzbetreiber vorgegebenen Verfahrens zur Blindleistungsbereitstellung bestimmten fixen Wert oder auf die bestimmte Kennlinie einstellen. Die Vorgabe des Verfahrens erfolgt im Netzanschlussvertrag. Diese Verpflichtung gilt für alle Anlagentypen A bis D gleichermaßen.[13] Die Blindleistungsbereitstellung ist somit in die Betriebsweise von ua Energiespeicheranlagen integriert und ist keine bloß fakultative Zusatzfunktion. Die Vorgabe des Verfahrens zur Blindleistungsbereitstellung erfolgt darüber hinaus nach den Anforderungen des jeweiligen Netzbetreibers. Energiespeicheranlagen erfüllen dadurch nicht nur das Tatbestandsmerkmal der Erbringung einer Flexibilitätsleistung, sondern zugleich auch jenes des Betriebs nach den Anforderungen des Netzbetreibers.

---

[11] Vgl ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 41.

[12] Vgl TOR Stromerzeugungsanlagen Typ A Version 1.3 (2024) 11; TOR Verteilernetzanschluss NE 4 und 5 Version 1.3 (2025) 9.

[13] Vgl TOR Stromerzeugungsanlagen Typ A Version 1.3 (2024) 25; TOR Stromerzeugungsanlagen Typ B Version 1.3 (2024) 24; TOR Stromerzeugungsanlagen Typ C Version 1.3 (2024) 31, TOR Stromerzeugungsanlagen Typ D Version 1.3 (2024) 31.

Da die Erbringung von Blindleistung sowohl als Flexibilitätsleistung als auch als Betrieb nach den Anforderungen des Netzbetreibers zu qualifizieren ist und damit gleich zwei der in § 6 Abs 1 Z 148 ElWG alternativ genannten Erscheinungsformen systemdienlichen Betriebs erfüllt,[14] sind alle Energiespeicheranlagen bereits kraft Gesetzes systemdienlich iSd § 6 Abs 1 Z 148 ElWG. Folglich sind sie unabhängig von der Lesart des § 127 Abs 3 ElWG – "*unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs*" – für einen Zeitraum von 20 Jahren ab ihrer Inbetriebnahme von den Entgeltkomponenten gem § 128 (Netznutzungsentgelt) und § 129 (Netzverlustentgelt) ElWG freigestellt.

3.3 Reichweite der Verordnungsermächtigung nach § 135 Abs 1 Z 1 ElWG: Beurteilungsmaßstab, nicht konstitutive Tatbestandsvoraussetzung

§ 135 Abs 1 ElWG ermächtigt die Regulierungsbehörde, "*mit Verordnung nähere grundsätzliche Festlegungen zur Ermittlung der Systemnutzungsentgelte gemäß § 127 Abs. 2 Z 1 bis 5 nach Maßgabe der §§ 128 bis 132 zu treffen*", wozu gem § 135 Abs 1 Z 1 ElWG insb "*Kriterien zur Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise*" gehören.

Nach ihrem Wortlaut erfasst die Verordnungsermächtigung daher die Beurteilung der systemdienlichen Betriebsweise – dh die Bewertung des Ausmaßes der Systemdienlichkeit im Kontext der Entgeltgestaltung. Sie dient der Regulierungsbehörde dazu, konkrete Anreizmechanismen in der Entgeltstruktur abzubilden, wie es § 127 Abs 1 ElWG verlangt, wonach das Systemnutzungsentgelt "*Anreize für systemdienlichen Betrieb zu setzen*" hat. Dafür bedarf es eines operativen Beurteilungsmaßstabs – nicht jedoch einer erstmaligen Definition dessen, was systemdienlicher Betrieb überhaupt ist. Diese Definition hat der Gesetzgeber bereits in § 6 Abs 1 Z 148 ElWG selbst vorgenommen. Eine Auslegung, die § 135 Abs 1 Z 1 ElWG als konstitutive Voraussetzung für die Anwendbarkeit des § 127 Abs 3 ElWG versteht, würde die gesetzliche Legaldefinition des § 6 Abs 1 Z 148 ElWG leerlaufen lassen und lässt sich uE nicht vertreten.

Dem steht nicht entgegen, dass die Erläuterungen zu § 6 Abs 1 Z 148 ElWG ausführen, die an den systemdienlichen Betrieb geknüpften "*Anforderungen*" seien durch Verordnung der Regulierungsbehörde gem § 135 Abs 1 ElWG näher festzulegen, zu konkretisieren und zu überwachen.[15] Diese Aussage ist in mehrfacher Hinsicht zu relativieren:

- Zwischen der Konkretisierung des Tatbestands und seiner konstitutiven Begründung ist zu unterscheiden. "*Näher festlegen*" und "*konkretisieren*" bedeutet nicht, dass ohne Verordnung kein systemdienlicher Betrieb vorliegen kann; der Begriff des systemdienlichen Betriebs entfaltet als Legaldefinition

[14] Vgl Punkt I.3.1.
[15] Vgl ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 6.

unmittelbare Wirkung, und die Verordnung dient lediglich seiner Präzisierung für Zwecke der Anreizgestaltung.[16]

- Die Erläuterungen nennen die Bereitstellung von Blindleistung ausdrücklich als Beispiel für systemdienlichen Betrieb – und zwar bezogen auf die Legaldefinition des systemdienlichen Betriebs selbst, nicht bloß bezogen auf die Verordnungsermächtigung nach § 135 Abs 1 ElWG.[17] Da alle Energiespeicheranlagen nach den TOR verpflichtend Blindleistung erbringen, erfüllen sie eines als systemdienlich qualifizierendes Tatbestandsmerkmal. Die auf § 135 Abs 1 ElWG gestützte Verordnung kann dieses Ergebnis konkretisieren, ist für seine Effektuierung jedoch nicht erforderlich.

- Eine Auslegung, die die Freistellung gem § 127 Abs 3 ElWG von einer noch nicht erlassenen Verordnung abhängig macht, wäre mit dem Gebot der Rechtssicherheit unvereinbar, zumal der Gesetzgeber die Freistellung unmittelbar und ohne Vorbehalt eines Verordnungserlasses angeordnet hat.[18]

3.4 Zwischenergebnis

Die Erläuterungen zu § 127 Abs 3 ElWG halten ausdrücklich fest, dass diese Bestimmung "*unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs eine Freistellung hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgeltkomponenten gemäß § 128 (Netznutzungsentgelt) und § 129 (Netzverlustentgelt)*" statuiert.[19] Die Freistellung ist damit unmittelbar kraft Gesetzes angeordnet.

Da alle Energiespeicheranlagen nach den TOR verpflichtend Blindleistung erbringen und die Erbringung von Flexibilitätsleistung nach § 6 Abs 1 Z 148 ElWG iVm den dazu ergangenen Erläuterungen ausdrücklich systemdienlich ist, erfüllen alle Energiespeicheranlagen bereits kraft Gesetzes ein als systemdienlich qualifizierendes Tatbestandsmerkmal des § 6 Abs 1 Z 148 ElWG. Sie sind daher unabhängig von der Lesart des § 127 Abs 3 ElWG – "*unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs*" – für einen Zeitraum von 20 Jahren ab ihrer Inbetriebnahme von den Entgeltkomponenten gem § 128 (Netznutzungsentgelt) und § 129 (Netzverlustentgelt) ElWG freigestellt.

§ 135 Abs 1 Z 1 ElWG regelt den Beurteilungsmaßstab für die Anreizgestaltung im Rahmen der Systemnutzungsentgelte (das "Wie")[20] – nicht jedoch die konstitutive

---

16 Wie bspw die Reduktion des pauschalen Anteils des Netzanschlussentgelt bei systemdienlichem Betrieb, vgl E-Control, Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung Teil 1 (2026) 10.

17 Vgl wiederum ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 6.

18 Vgl *Rill/Kneihs* in Kneihs/Lienbacher (Hrsg), Rill-Schäffer-Kommentar Bundesverfassungsrecht (31. Lfg 2023) Art 18 Abs 1-2 B-VG Rz 54.

19 Vgl ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 41.

20 Auch die E-Control geht von einer unterschiedlichen Wertigkeit einer systemdienlichen Betriebsweise aus: "*Eine Reduktion des pauschalen Anteils PA ist darüber hinaus auch vorgesehen, wenn ein Netzbenutzer sich dazu verpflichtet sich* ***besonders*** *netz- oder systemdienlich zu verhalten.*", E-Control, Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung Teil 1 (2026) 15.

Voraussetzung für das Vorliegen von Systemdienlichkeit iSd § 6 Abs 1 Z 148 ElWG (nicht das "Ob").

4 Ergebnis

Aus Wortlaut, Systematik, Materialien und aus teleologischen und verfassungsrechtlichen Erwägungen ergibt sich, dass der Gesetzgeber die Systemdienlichkeit von Energiespeicheranlagen als technologieimmanent begreift. Die Wendung "*unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs*" in § 127 Abs 3 ElWG ist nicht als Tatbestandsvoraussetzung, sondern als gesetzgeberische Anerkennung der generellen Systemdienlichkeit von Energiespeicheranlagen zu verstehen. Die Anknüpfung der 20-jährigen Freistellung von den Entgeltkomponenten gem §§ 128 und 129 ElWG an die Inbetriebnahme – und nicht an eine fortlaufend zu überprüfende Betriebsweise – bestätigt dieses Verständnis.

Selbst bei engerer Auslegung folgt die Systemdienlichkeit aller Energiespeicheranlagen unmittelbar aus der Legaldefinition des § 6 Abs 1 Z 148 ElWG. Aufgrund der verpflichtenden Blindleistungsbereitstellung nach den TOR erbringen sämtliche Energiespeicheranlagen jedenfalls Flexibilitätsleistung. Damit erfüllen sie ein im ElWG unmittelbar vorgesehenes Tatbestandsmerkmal des systemdienlichen Betriebs. Dass sich die Systemdienlichkeit von Energiespeicheranlagen – unabhängig von einer erst zu erlassenden Verordnung nach § 135 Abs 1 ElWG – bereits aus dem ElWG ergibt, bestätigt auch eine Auslegung der Verordnungsermächtigung von § 135 Abs 1 Z 1 ElWG. § 135 Abs 1 Z 1 ElWG ermöglicht der Regulierungsbehörde lediglich die Konkretisierung von Beurteilungskriterien im Rahmen der (grundsätzlichen) Entgeltgestaltung, nicht jedoch die konstitutive Begründung der Systemdienlichkeit.

Im Ergebnis sind Energiespeicheranlagen daher generell als systemdienlich iSd § 6 Abs 1 Z 148 ElWG anzusehen und folglich nach § 127 Abs 3 ElWG für 20 Jahre ab Inbetriebnahme bezugsseitig von Netznutzungs- und Netzverlustentgelt befreit.

Schönherr Rechtsanwälte GmbH

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000330
V SNE 01_26 Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (_SNE-GV_) - Teil 2 - S(1).pdf

Von: [redacted]
Gesendet: 09.03.2026 15:33:14
An: recht-post@e-control.at
Betreff: V SNE 01/26 Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung ("SNE-GV") – Teil 2 - STELLUNGNAHME Contour Global
Anhänge: 260309 ContourGlobal Memorandum Systemdienlichkeit von BESS (Beilage 1) final(24915375.1).pdf; 260309 ContourGlobal Rechtsgutachten zur Auslegung von Para 127 Abs 3 ElWG_ Schönherr_final(24915374.1).pdf; 260309 ContourGlobal Positionspapier zur SNE-GV Teil 2(24915318.1).cleaned.pdf; 260309 ContourGlobal Tabelle_Konsultationspapier_FINAL_(24912016.3).xlsx;

Information vom E-Control E-Mail-System:
Aktive Inhalte wurden automatisch aus den AnhÃ¤ngen dieser E-Mail entfernt. Original-Dateien kÃ¶nnen Ã¼ber folgenden Link angefordert werden: here

---

Sehr geehrte Damen und Herren,

Schönherr Rechtsanwälte GmbH vertritt die **Contour Global** rechtsfreundlich und beruft sich auf die erteilte Vollmacht. Im Namen unserer Mandantin bedanken wir uns für die Möglichkeit, im Rahmen der gegenständlichen Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung ("SNE-GV") – Teil 2 Stellung zu nehmen, und erlauben uns, nachstehende Unterlagen zu übermitteln:

- Positionspapier und Stellungnahme zur geplanten SNE-GV – Teil 2 (Systemdienlichkeit)
- Tabellarischer Überblick zur Stellungnahme zum Konsultationspapier der E-Control "Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – Teil 2"
- Memorandum "Systemdienlichkeit von BESS", Beilage ./1
- Rechtsgutachten zur Auslegung von § 127 Abs 3 ElWG, Schönherr Rechtsanwälte GmbH, Beilage ./2

Die übermittelten Unterlagen enthalten eine ausführliche Darstellung der rechtlichen und regulatorischen Überlegungen unser Mandantin im Zusammenhang mit der geplanten Ausgestaltung der SNE-GV. Contour ist an der Weiterführung eines konstruktiven und lösungsorientierten Austauschs mit der E-Control interessiert. Die in den Unterlagen dargestellten Überlegungen und Vorschläge verfolgen das Ziel, die Möglichkeiten einer ausgewogenen regulatorischen Lösung aufzuzeigen, die sowohl den Interessen von Projektentwicklern und Investoren als auch den berechtigten Anliegen von Netzbetreibern und Regulierungsbehörde Rechnung trägt. Um die dargelegten Standpunkte persönlich zu erläutern und den fachlichen Austausch zu vertiefen, würde sich unsere Mandantin über die Gelegenheit zu einem persönlichen Gespräch sehr freuen. Ich denke, dass es insbesondere wichtig wäre, die aufgezeigten Rechtsfragen sowie die mit den Regulierungsvorschlägen der E-Control verbundenen Marktfolgen im Detail zu erörtern. Wir bitten daher um einen Terminvorschlag Ihrerseits.

Mit besten Grüßen

[redacted]

[redacted]
partner

schoenherr

schönherr rechtsanwälte gmbh / schoenherr attorneys at law
schottenring 19, a-1010 vienna, austria
[redacted]
www.schoenherr.eu

austria - belgium/eu - bulgaria - croatia - czech republic - hungary - moldova - montenegro - poland - romania - serbia - slovakia - slovenia – türkiye - united kingdom

This message is intended for the individual named above and is confidential and may also be privileged. If you are not the intended recipient, please do not read, copy, use or disclose this communication to others. Also, please notify the sender by replying to this message and then delete it from your system. Schönherr Rechtsanwälte GmbH is an Austrian private limited-liability company having its corporate seat in Vienna. It is registered at the Vienna Commercial Court under registration number FN 266331p. Advice is given and services are rendered by Schoenherr on the basis of the firm's terms and conditions of business, which are available for download at Allgemeine Geschäftsbedingungen | International Terms of Business. By instructing Schoenherr, all clients agree to these terms and conditions of business, subject to any amendments which Schoenherr may expressly agree to in writing. For information regarding the processing of personal data, please see our Data Privacy Statement. For disclosure requirements according to applicable bar rules please click here.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000331
260309 ContourGlobal Memorandum Systemdienlichkeit von BESS (Beilage 1) final(24915375.1).pdf

Schönherr Rechtsanwälte GmbH
A-1010 Wien, Schottenring 19
FN 266331 p (HG Wien)
UID ATU 61980967
T: +43 1 534 37 0
E: office.austria@schoenherr.eu
www.schoenherr.eu

schönherr

09.03.2026
RAJ-PB4-MK8-MR6/CONTOUR/54007

M e m o r a n d u m
Systemdienlichkeit von BESS

1 Vorbemerkung und gesetzlicher Rahmen

§ 135 Abs 1 ElWG ermächtigt die E-Control, die grds Festlegungen zur Ermittlung der Systemnutzungsentgelte durch Verordnung – der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung ("**SNE-GV**") – festzulegen, einschließlich der **Kriterien zur Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise**.

ContourGlobal Management Europa GmbH ("**ContourGlobal**") plant Energiespeicheranlagen ("**BESS**") am Übertragungsnetz (Netzebene 1 und 2) anzuschließen und möchte mit dem vorliegenden Positionspapier ihre praktischen Erfahrungen und Interessen iZm dem Regelungsinhalt der SNE-GV E-Control zur Kenntnis bringen. Ausdrücklich festgehalten wird, dass die nachfolgenden Ausführungen ausschließlich im Sinne einer Konkretisierung der bestehenden gesetzlichen Vorgaben (insb § 6 Abs 1 Z 148 ElWG) zu verstehen sind.

Für BESS ist die SNE-GV besonders bedeutsam: Das ElWG weist ihnen eine zentrale Funktion bei der Transformation des Energiesystems zu und knüpft maßgebliche ökonomische Anreize – insb bei den Systemnutzungsentgelten – an die Qualifikation des systemdienlichen Betriebs.[1] Aufgrund des technikneutralen Begriffs der Energiespeicherung eignen sich grds auch andere Energiespeicheranlagen für einen systemdienlichen Betrieb.[2] Das vorliegende Positionspapier zeigt auf, welche Aspekte bei der Festlegung der Kriterien zur Beurteilung der Systemdienlichkeit besondere Aufmerksamkeit verdienen. Die Mobilisierung sämtlicher Flexibilitätsoptionen erfordert einen regulatorischen Rahmen, der technische Systembedürfnisse, ökonomische Anreize und Investitionssicherheit in ein ausgewogenes Verhältnis bringt.

---

1 Vgl etwa Vortrag an den Ministerrat 31/28 (18.11.2025) 1 f; Vorblatt und WFA 312 BlgNR 28 GP 21; siehe auch Österreichische Bundesregierung, Jetzt das Richtige tun, Regierungsprogramm 2025-2029 (2025) 52 f.

2 Vgl ErwG 5 Empfehlung der Kommission zur Energiespeicherung, ABl C 2023/103, 1.

2 Problemaufriss

Für Projektentwickler und Investoren ist entscheidend, ob im Vorfeld verlässlich beurteilt werden kann, ob eine Anlage als systemdienlich qualifiziert wird. Nicht nur, aber gerade auch BESS erfordern erhebliche Anfangsinvestitionen und werden idR über langfristige Finanzierungsmodelle realisiert und von Banken sowie Investoren fremdfinanziert. Ihre Finanzierbarkeit und Wirtschaftlichkeit hängt wesentlich davon ab, ob die an die Systemdienlichkeit anknüpfenden regulatorischen Anreize *ex ante* mit hinreichender Sicherheit kalkulierbar sind. Bleibt unklar, ob die Systemdienlichkeit erst im laufenden Betrieb, nachträglich oder einzelfallbezogen festgestellt wird, erhöht das die Investitionsunsicherheit erheblich und erschwert die Finanzierbarkeit von Projekten. Es gilt zu berücksichtigen, dass das Energiesystem kurzfristig auf den Zubau von Speicherkapazitäten angewiesen ist, weil diese zeitnah einen wesentlichen Beitrag zur Netzstabilisierung leisten, etwa durch die Abfederung von Last- und Einspeisespitzen. Verzögerungen bei der Mobilisierung dieser Flexibilitätsoptionen führen daher zu systemisch nachteiligen Stillstandseffekten.

Eine klare Konkretisierung der Anforderungen für Systemdienlichkeit ist erforderlich, um Rechtssicherheit und Investitionssicherheit sowohl für Netzbetreiber als auch für Anlagenbetreiber zu gewährleisten. Das ElWG sieht vor, dass systemdienlicher Betrieb auch bei Betrieb nach Anforderungen des Netzbetreibers vorliegen kann.[3] Für eine einheitliche Anwendung und Vorhersehbarkeit bedarf es einer Konkretisierung dieser Anforderungen durch die E-Control, die zugleich deren Einhaltung zu überwachen hat. Die Erläuterungen stellen ausdrücklich klar, dass diese Anforderungen von der E-Control zu konkretisieren und zu überwachen sind.[4] Die SNE-GV sollte daher objektive Maßstäbe festlegen, anhand derer sowohl der Netzbetreiber als auch Anlagenbetreiber *ex ante* beurteilen können, ob eine systemdienliche Betriebsweise vorliegt. Perspektivisch erscheint es sinnvoll, Netzbetreibern Eingriffs- bzw Steuerungsrechte gegenüber Speicheranlagen einzuräumen. Das setzt jedoch einen funktionierenden Datenaustausch, standardisierte Prozesse sowie geeignete vertragliche Grundlagen voraus. Die Etablierung dieser Rahmenbedingungen wird voraussichtlich einen Zeitraum von 1 bis 3 Jahren in Anspruch nehmen. Daher besteht die Gefahr, dass dringend benötigte Speicherkapazitäten nicht oder nur verzögert realisiert werden.

Die Ausweisung systemdienlicher Standorte in Netzentwicklungsplänen ("**NEP**") ist ein wesentliches Instrument zur Schaffung von Planungssicherheit für alle Beteiligten. § 118 ElWG sieht die Ausweisung geeigneter Standorte für den systemdienlichen Betrieb von BESS in den NEP für die Verteilernetze vor. Vergleichbares gilt für den NEP für das Übertragungsnetz nach § 123 ElWG. NEP sind prognosebasierte Instrumente, die auf Annahmen über zukünftige Erzeugungs- und Verbrauchsentwicklungen beruhen und regelmäßig fortgeschrieben werden.[5] Um

[3] § 6 Abs 1 Z 148 ElWG.
[4] Vgl ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 6.
[5] Für Verteilernetze: "*in jedem geraden Kalenderjahr*" (§ 118 Abs 1 ElWG); für das Übertragungsnetz: "*in ungeraden Kalenderjahren*" (§ 123 Abs 1 ElWG).

Investitionssicherheit zu gewährleisten, bedarf es klarer Vorgaben zur Verbindlichkeit und Verlässlichkeit der Standortausweisung sowie transparenter Kriterien für die Standortfestlegung durch die Netzbetreiber, die eine sachgerechte und diskriminierungsfreie Auswahl sicherstellen.

Die Verfügbarkeit belastbarer Informationen zur Netzkapazität ist für die Beurteilung der Systemdienlichkeit ebenfalls bedeutsam. Ob BESS zur Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen beitragen, hängt von der zugrunde gelegten Einschätzung der Kapazitätssituation ab, die auf objektiven und nachvollziehbaren Daten beruhen muss. Die SNE-GV sollte daher Vorgaben zur Bereitstellung und Transparenz von Kapazitätsdaten enthalten, um eine einheitliche Grundlage für die Beurteilung der Systemdienlichkeit zu schaffen und sowohl Netzbetreibern als auch Anlagenbetreibern eine verlässliche Planungsgrundlage zu bieten. Vor diesem Hintergrund erscheint es sachgerecht, für eine begrenzte Übergangsphase bis zur Etablierung weitergehender Steuerungs- und Koordinierungsmechanismen niedrige Eintrittsschwellen für die Qualifikation eines systemdienlichen Betriebs vorzusehen. Eine solche Übergangsregelung könnte standortabhängig ausgestaltet werden und an objektive, leicht überprüfbare Kriterien anknüpfen.

Die gesetzliche Definition der Systemdienlichkeit[6] knüpft ua an die Vorhersehbarkeit des Höchstleistungsbeitrags an, was eine datengestützte Bewertung des Last- und Einspeiseverhaltens voraussetzt. Um eine einheitliche und diskriminierungsfreie Anwendung durch alle Netzbetreiber zu gewährleisten und Investitionssicherheit für Anlagenbetreiber zu schaffen, sollte die SNE-GV klare Leitlinien zu Datengrundlagen, Prognosemethoden und Bewertungsmaßstäben enthalten. Objektive und transparente Kriterien sind erforderlich, um die Vergleichbarkeit von Projekten und die Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer[7] sicherzustellen.

Aus unternehmerischer Sicht darf die Systemdienlichkeit nicht so definiert werden, dass der wirtschaftliche Betrieb von BESS unattraktiv wird. BESS erfüllen ihre systemische Funktion durch flexiblen Wechsel zwischen Einsatzformen. Wird die Qualifikation als systemdienlich an starre oder dauerhaft einschränkende Betriebsanforderungen geknüpft, kann dies die Teilnahme an Energie-, Flexibilitäts- oder Regelenergiemärkten beeinträchtigen und damit die Wirtschaftlichkeit der Anlage insgesamt infrage stellen.

Die Regelung der Kriterien zur Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise muss daher den Zielen der Netz- und Versorgungssicherheit Rechnung tragen und zugleich Transparenz, Vorhersehbarkeit und wirtschaftliche Planbarkeit gewährleisten.

6 § 6 Abs 1 Z 148 ElWG.
7 § 91 ElWG.

3 Systemdienlichkeit – Begriffsannäherung

§ 6 Abs 1 Z 148 ElWG definiert den "systemdienlichen Betrieb" einer Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicheranlage anhand **dreier alternativer Kriterien**:

- Kostenreduktionen;
- Kostenvermeidung; oder
- Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit.

Kostenreduzierend wirken uE Effekte auf die Aufwendungen für Regelarbeit- und-leistung, Spannungshaltung, Flexibilitätsdienstleistungen sowie Redispatch; maßgeblich ist dabei eine gegenüber der Ausgangslage effizientere Systemstabilisierung und ein effizienteres Engpassmanagement.

Kostenvermeidung liegt uE dann vor, wenn durch den systemdienlichen Betrieb auf Netzverstärkungen iZm dem Netzanschluss verzichtet werden kann oder der Bedarf an zentralen "Systemspeichern" verringert wird. Dem Kriterium wird grds entsprochen, wenn Kosten für den Netzausbau vermieden werden.

Zur Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit tragen uE insbesondere Verhaltensweisen bei, die als Krisenmanagement eingeordnet werden können. Dem Kriterium wird grds entsprochen, wenn durch den systemdienlichen Betrieb lokale oder überregionale Blackouts vermieden oder deren Auswirkungen begrenzt werden können sowie der Netzwiederaufbau nach Störungen aktiv unterstützt wird (Stichwort "Schwarzstart").

Vor diesem Hintergrund nennt die Begriffsbestimmung beispielhaft[8] folgende Anlagenverhaltensweisen, bei denen von Kostenreduktion, -vermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit auszugehen ist:

- Erbringung von Flexibilitätsleistung;
- Betrieb an einem bestimmten, in einem NEP ausgewiesenen Standort; und
- Betrieb nach den Anforderungen des Netzbetreibers.

In Erweiterung der auf gesetzlicher Ebene bereits festgehaltenen Beispiele führen die **Erläuterungen** zum ElWG folgende zusätzliche Beurteilungsaspekte an:

- die saisonale oder tageszeitabhängige Erzeugung; und

[8] *Arg*: "*insbesondere*" (§ 6 Abs 1 Z 148 ElWG).

- Betriebsweisen, die sich nach den Anforderungen des jeweiligen Netzbetreibers richten (zB Bereitstellung von Blindleistung oder Abruf von Regelenergie).[9]

§ 6 Abs 1 Z 148 ElWG konkretisiert speziell die Kriterien der Kostenreduktion und -vermeidung durch ein weiteres Beispiel[10]: Systemdienlicher Betrieb durch Kostenreduktion oder -vermeidung liegt demnach zB dann vor, "*wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Erzeugungs- und Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstleistungsbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht*". Aufschluss über die Bedeutung des Begriffs "**Höchstleistungsbeitrag**" geben die Erläuterungen zum ElWG. Demnach ist darunter "*der für die Netzdimensionierung maßgebliche Leistungsbeitrag einer Anlage zu verstehen*". Das ist nach den Erläuterungen also jener Beitrag, den die Entnahme oder Einspeisung einer Anlage zu den für die Auslegung der jeweiligen Netz- oder Umspannebene maßgeblichen Spitzenbelastungen leistet. "*Trägt die Anlage zu diesen Spitzen aufgrund ihres Last- oder Einspeiseverlaufs vorhersehbar nicht oder nur in geringem Umfang bei, können zusätzliche netzseitige Investitionen und Aufwendungen für den Ausbau der betroffenen Netz- oder Umspannebene vermieden oder verringert werden.*"[11]

An diesen gesetzlich determinierten Rahmen ist E-Control bei Erlassung der SNE-GV gebunden. Die nachstehend konkretisierten Vorgaben sind bei Festlegung der Kriterien zur Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise nach § 135 Abs 1 Z 1 ElWG zu berücksichtigen.

4 Positionierung – Kriterien zur Beurteilung systemdienlicher Betriebsweise

4.1 Flexibler Netzanschlussvertrag

Der flexible Netzzugang nach dem ElWG ermächtigt Übertragungsnetzbetreiber, bei Erzeugungsanlagen und BESS das garantierte Ausmaß des Netzzugangs zu begrenzen oder den Netzzugang betrieblichen Beschränkungen zu unterwerfen[12]. Dadurch kann die Notwendigkeit von Netzausbau- und Netzoptimierungsmaßnahmen vermieden oder zumindest erheblich reduziert werden.[13] Beim Anschluss von BESS wird die Netzsicherheit grds erhöht, wenn diese zur Erbringung von Flexibilitätsleistungen eingesetzt werden.[14]

---

9 ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 6.
10 *Arg*: "*insbesondere*" (§ 6 Abs 1 Z 148 ElWG).
11 ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 6.
12 § 104 Abs ElWG.
13 Vgl idS ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 41; *Wawer*, Elektrizitätswirtschaft (2022) 90 ff; *Gorenstein et al*, Increasing Flexibility in the EU Energy System, Study for the European Parliament (ITRE) (2025) 45 und 49.
14 Vgl *Meletiou/Vasiljevska/Vitiello*, DSO Observatory 2024 (2025) 56; *Komarnicki/Lombardi/Styczynski*, Elektrische Energiespeichersysteme (2021) 29; *Schäffer*, Systemführung[2] (2025) 222; *Brink*, Energiewende 2.0 (2025) 210 f; *Kornrumpf*, Bewertung von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen (univ Diss Bergische Universität Wuppertal, 2019) 11 f.

Der flexible Netzzugang ermöglicht den Anschluss und Betrieb dieser Anlagen ohne zusätzliche Netzinvestitionen. Damit sind die Kriterien des § 6 Abs 1 Z 148 ElWG erfüllt: Es kommt zur Vermeidung bzw Reduktion netzseitiger Kosten bei gleichzeitiger Stärkung der Netz- und Versorgungssicherheit. Bei Vorliegen eines flexiblen Netzanschlussvertrags ist daher von einer systemdienlichen Betriebsweise von BESS auszugehen. Es ist jedoch festzuhalten, dass sich die systemdienliche Betriebsweise nach dem ElWG nicht im Abschluss eines flexiblen Netzanschlussvertrags erschöpft. Vielmehr ist auch die Systemdienlichkeit im Rahmen fester (regulärer) Netzanschlüsse zu berücksichtigen.

4.2 Aktive Teilnahme eines BESS an Intraday-/Day-Ahead-Märkten und/oder Flexibilitätsmärkten

Im Unterschied zu Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energie sind BESS nicht von äußeren Erzeugungs- bzw Umweltbedingungen (Witterungsverhältnissen) abhängig und können daher Erzeugungs- und Verbrauchslasten auf verschiedenen Märkten mit größerer Flexibilität zur Verfügung stellen.[15] Der maximale Entnahme- bzw Einspeisebeitrag von BESS ist daher nicht "zufällig", sondern kann so gesteuert werden, dass er gerade nicht in die zeitgleiche Jahreshöchstleistung der Netz-/Umspannebene fällt.[16] Durch das Anbieten von Speicherstrom und Speicherlasten am Intraday-/Day-Ahead-Markt während niedriger bzw hoher Netzbelastung sowie nach den Anforderungen des Netzbetreibers reduziert sich der Bedarf an Ausgleichsenergie und Regelenergie – es ist von einem markt- und zugleich netzdienlichen Verhalten auszugehen.[17]

Soweit durch flexible Leistungsanpassungen, etwa im Rahmen der Teilnahme an Intraday-Märkten oder anderen Flexibilitätsmärkten, physische Ungleichgewichte in der Regelzone reduziert werden, verringert sich auch der Aktivierungsbedarf von Regelenergie; dies wirkt sich mittelbar auch auf die Höhe der Ausgleichsenergie aus.[18] Durch die Reduktion des Aktivierungsbedarfs an Ausgleichs- und Regelenergie kommt es zu einer Reduktion von Systemkosten.[19] Gleichzeitig sinkt auch der Bedarf an netzseitigen Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen sowie den damit verbundenen Kosten.[20]

---

15 Vgl *Komarnicki/Lombardi/Styczynski*, Energiespeichersysteme V, 48; *Smail/Appleby/Waters*, The Law of Renewable Energy (2020) 175; *Gorenstein et al*, Increasing Flexibility in the EU Energy System 14.

16 Vgl *ibd*.

17 BNetzA, Versorgungssicherheit Strom Bericht (2025) 9 f; vgl *Gorenstein et al*, Increasing Flexibility in the EU Energy System 23; Frontier Economics, Wert von Großbatteriespeichern im deutschen Stromsystem (2023) 9.

18 Vgl *Wawer*, Elektrizitätswirtschaft 83 f; *Saxl*, Sicherheit der Elektrizitätsversorgung (2025) 274; zur Interdependenz zwischen Regel- und Ausgleichsenergie, vgl *Böhler-Grimm/Lehr*, Regulierungsrecht Energie (2025) 115.

19 Vgl *Gorenstein et al*, Increasing Flexibility in the EU Energy System (2025) 12.

20 Vgl EnTEC, Study on Energy Storage (2023) 67; *Kathan et al*, Netzdienlicher Einsatz von elektrischen Speichersystemen (2019) 50; durch marktbasiertes Peak Shaving reduzieren BESS ua die thermische Belastung von Transformatoren und Leitungen, vgl *Mushid/Khan*, Battery Energy Storage for Ancillary Services in Distribution Networks: Technologies, Applications, and Deployment Challenges—A Comprehensive Review, Energies 2025, 18, 5443, S 9.

Durch das gezielte Anbieten von Speicherstrom und Speicherlasten am Intraday- und/oder Day-Ahead-Markt während Überschuss- bzw Knappheitssituationen wirken BESS bereits jetzt zum Großteil engpassmindernd.[21] Empirische Analysen zeigen, dass selbst ein rein marktorientierter Betrieb – ohne spezifisches Netzpreissignal – zu einer Netto-Reduktion der Redispatch-Kosten führt.[22] Damit sind die Kriterien nach § 6 Abs 1 Z 148 ElWG der (Netz-)Kostenvermeidung bzw (Netz-)Kostenreduktion in Bezug auf BESS, die unter definierten Bedingungen auf den Intraday-/Day-Ahead- und/oder Flexibilitätsmärkten tätig sind, grds erfüllt.[23] Zusätzliche Anreize für weiterführende dezidiert engpassmindernde Fahrweisen können durch eine Weiterentwicklung der Märkte (zusätzliche lokale Flexibilitätsmärkte, Märkte für Engpassmanagement, etc) durch BESS bedient werden, sobald diese Märkte implementiert sind.

Bezogen auf die konkrete Netz- und Umspannebene könnten BESS zwar dennoch einen relevanten Beitrag zur Jahreshöchstlast (Spitzenbelastung) leisten und damit – im Hinblick auf die Kriterien Kostenreduktion und Kostenvermeidung – als nicht netzdienlich gelten (vgl § 6 Abs 1 Z 148 ElWG). Dies geschieht aber idR nur in zeitlich sehr eingeschränkten Ausnahmesituationen bzw nur an wenigen Tagen im Jahr. Für diese seltenen Ausnahmesituationen könnte sich der Netzbetreiber nach den Festlegungen im Netzzugangsvertrag entsprechende Eingriffsrechte (unterbrechbare und/oder regelbare Leistung) vorbehalten, insb zur Vermeidung netzkritischer Situationen infolge kurzfristiger markt- oder systembedingter Leistungsabrufe (etwa aus Regelenergiemärkten), damit eine systemrelevante Überschneidung von BESS-Höchstleistungsbeitrag und Jahreshöchstlast vermieden werden kann.[24] Systembelastende Leistungsbeiträge von BESS sind grundsätzlich dann ausgeschlossen, wenn die Anlage innerhalb der vom Netzbetreiber day-ahead bekanntgegebenen Hüllkurven betrieben wird. BESS eignen sich – im Gegensatz zu wettergesteuerten Anlagentypen – für eine derartige Betriebsweise besonders gut. Damit ein solches Kriterium praktikabel bleibt, ist jedoch entscheidend, dass die Hüllkurven dynamisch anhand der jeweiligen Netzsituation day-ahead bekanntgegeben werden – und nicht statisch auf Basis des jeweiligen Netzausbaustatus und typischer Netzlastgänge definiert sind. Ein wirtschaftlicher Betrieb von BESS-Anlagen wäre bei Vorgabe statischer Hüllkurven nicht darstellbar, wobei ein solches Erfordernis auch nicht geboten erscheint, weil sich mit dynamischen Beschränkungen der nahezu gleiche positive Effekt für den Netzbetrieb erzielen lässt.[25] Sieht der Netzzugangsvertrag entsprechende Festlegungen zu Hüllkurven bzw unterbrechbarer und/oder regelbarer Leistung vor, ist von einer Systemdienlichkeit der Anlage auszugehen (§ 6 Abs 1 Z 148 ElWG: "*auf Grund* […] *vertraglicher Gegebenheiten*").

---

21 Vgl *Lohr/Eicke/Hirth*, Netzdienlichkeit von Großbatterien (2025) 4 f.
22 Vgl *ibid*.
23 Vgl auch *Seidl/Dießner*, in Ennser (Hrsg), EAG (2022) § 63 Rz 3.
24 Vgl E-Control, Diskussionspapier "Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen" (05.03.2025) 44, wonach für die Beurteilung des Vorliegens von Netz- oder Systemnutzen als Kriterium herangezogen werden kann, ob der Netzanschlussvertrag Eingriffsmöglichkeiten des Netzbetreibers in die Betriebsweise vorsieht.
25 Vgl BET/IAEW, Kurzstudie Auswirkungen von Betriebseinschränkungen für Batteriegroßspeicher durch Netzbetreiber-Vorgaben (2025).

Das ElWG trägt diesem Verständnis auch in den Bestimmungen zum Netznutzungsentgelt Rechnung: Danach haben sämtliche Netzbenutzer einen Anspruch[26] auf unterbrechbare und/oder regelbare Leistung und können bei deren Inanspruchnahme von einem vergünstigten Netznutzungsentgelt profitieren. Entsprechende Vergünstigungen bestehen auch iZm zeitvariabel ausgestalteten Netznutzungsentgelten. Es handelt sich um systemdienliche Betriebsweisen, die durch Abschläge auf das verordnete Netznutzungsentgelt honoriert werden.[27] Was für sämtliche Netzbenutzer gilt, gilt im Besonderen auch für Energiespeicheranlagen: Diese sind für einen Zeitraum von 20 Jahren vom bezugsseitigen Netznutzungsentgelt unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs ausdrücklich befreit.[28] Das spricht dafür, dass Energiespeicheranlagen vom Gesetzgeber als typischerweise systemdienlich angesehen werden, jedenfalls aber, dass ihnen eine besondere Rolle bei der Netzentlastung und Systemstabilisierung zukommt.

Zusammenfassend sollte dem Netzbetreiber die Möglichkeit eingeräumt werden – sofern er vom Gesetz nicht ohnehin dazu verpflichtet ist[29] –, Vertragsmechanismen zu Eingriffsrechten diskriminierungsfrei anzubieten. Die hierfür erforderliche rechtliche Grundlage könnte in der Verordnung der Regulierungsbehörde zu den Allgemeinen Netzbedingungen sowie in den technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen geschaffen werden.

4.3 Vorhersehbarkeit, Transparenz und Diskriminierungsverbot

Die nach § 135 Abs 1 Z 1 ElWG in der SNE-GV festzulegenden Kriterien für die Beurteilung der Systemdienlichkeit müssen größtmöglich objektivierbar und für alle Beteiligten – Netzbetreiber wie Anlagenbetreiber – *ex ante* nachvollziehbar und planbar sein. Für Anlagenbetreiber ergibt sich dies aus dem in § 91 ElWG normierten Diskriminierungsverbot, wonach es Netzbetreibern untersagt ist, Netzbenutzer oder bestimmte Kategorien dieser Personen, Netzzugangsberechtigte oder sonstige Marktteilnehmer diskriminierend zu behandeln. Daraus folgt das Erfordernis höchstmöglicher Transparenz, objektiver Beurteilungsmaßstäbe und klarer Vorgaben für die Beurteilung der Systemdienlichkeit durch die Netzbetreiber, um eine einheitliche Anwendung zu gewährleisten und Investitionssicherheit für Anlagenbetreiber zu schaffen. Insb sollten quantitative Schwellenwerte und standardisierte Bewertungsmethoden festgelegt werden, die sowohl den Netzbetreibern als auch den Anlagenbetreibern eine verlässliche Planungsgrundlage bieten, um eine einheitliche Anwendung durch alle Netzbetreiber zu gewährleisten.

Zur Sicherstellung von Vorhersehbarkeit und Rechtssicherheit sollte die SNE-GV ergänzend auch klare verfahrensrechtliche Vorgaben zum Zeitpunkt, zur Form und zur Fortgeltung der Systemdienlichkeitsbeurteilung vorsehen. Die Einordnung eines Projekts als systemdienlich sollte in einer für den Anlagenbetreiber verbindlichen

---

[26] *Arg*: "*auf Verlangen*" (§ 128 Abs 5 ElWG).
[27] § 128 Abs 5 ElWG.
[28] § 127 Abs 3 ElWG.
[29] Vgl 128 Abs 5 ElWG.

und nachvollziehbaren Form dokumentiert werden. Diese Beurteilung sollte im Rahmen des Netzzugangsverfahrens erfolgen und – aus Gründen der Investitionssicherheit und Finanzierbarkeit – nach Möglichkeit bereits Gegenstand einer vorläufigen Netzzusage, jedenfalls jedoch des Netzzugangsvertrags sein. Für bereits angeschlossene Anlagen und für Projekte, deren Netzzugangsverfahren zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der SNE-GV bereits anhängig ist, sollten klare Übergangs- und Evaluierungsregelungen vorgesehen werden, um eine einheitliche Anwendung der Systemdienlichkeitskriterien sicherzustellen.

Aus Gründen der Transparenz und Vorhersehbarkeit – neuerlich im Hinblick auf die Finanzierbarkeit von Anlagen – ist es hinsichtlich der Fortgeltung der Systemdienlichkeitsbeurteilung von wesentlicher Bedeutung, dass mit der SNE-GV klargestellt wird, dass als systemdienlich qualifizierte BESS diese Qualifikation nicht verlieren, wenn sie sich momentan[30] nicht systemdienlich verhalten. Darüber hinaus muss sichergestellt werden, dass die Systemdienlichkeitsqualifikation speziell von BESS für zumindest 20 Jahre fortbesteht. Ersteres ergibt sich aus einer grammatikalischen, letzteres aus einer systematischen Interpretation von § 127 Abs 3 ElWG, wonach BESS "*unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs*" für 20 Jahre ab Inbetriebnahme bezugsseitig von Netzentgeltkomponenten befreit sind.

Die Netzentgeltbefreiung knüpft daher ausdrücklich an eine Systemdienlichkeitsqualifikation an. Aufgrund der Wortfolge, "*unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs*", ist jedoch klar, dass sich BESS nicht zu jedem Zeitpunkt systemdienlich verhalten müssen, um von der Netzentgeltbefreiung zu profitieren. Wäre dies intendiert gewesen, hätte der Gesetzgeber eine Formulierung wie bspw "systemdienlich betriebene Energiespeicheranlagen" gewählt.

Auch die Verpflichtung zur zumindest 20-jährigen Fortgeltung der Systemdienlichkeitsqualifikation ergibt sich aus dem Verhältnis der Netzentgeltbefreiung zum systemdienlichen Betrieb. Da systemdienlich qualifizierte BESS *ex lege* 20 Jahre von Netzentgeltkomponenten befreit sind, wäre eine kürzere Systemdienlichkeitsqualifikation systemwidrig. Andere Sichtweisen würden darüber hinaus zu einer sachlich nicht rechtfertigbaren Ungleichbehandlung von BESS gegenüber Pumpspeicherkraftwerken führen. So sind letztere, obwohl es sich bei ihnen nach den Erläuterungen um "Energiespeicheranlagen" handelt,[31] unabhängig von einer etwaigen Systemdienlichkeitsqualifikation 15 Jahre hinsichtlich des Bezugs von erneuerbarer elektrischer Energie von denselben Netzentgeltkomponenten befreit.[32]

Die Kriterien zur Beurteilung der Systemdienlichkeit sollten so festgelegt werden, dass die Betriebsweise von Anlagen, insb von BESS, für Anlagen- und Netzbetreiber gleichermaßen nachvollziehbar, überprüfbar und vergleichbar ist. Hierzu bedarf es klarer und einheitlicher Vorgaben zu Mess-, Datenbereitstellungs- und Reportingpflichten sowie zu den jeweils heranzuziehenden Daten. Gleichzeitig ist

[30] Vgl Punkt I.4.2.
[31] ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 5.
[32] § 188 Abs 1 ElWG iVm § 111 Abs 3 ElWOG 2010.

sicherzustellen, dass Umfang und Ausgestaltung dieser Pflichten auf das für die Beurteilung der Systemdienlichkeit erforderliche Maß beschränkt bleiben und diskriminierungsfrei angewendet werden. Nur auf dieser Grundlage kann eine einheitliche, vorhersehbare und rechtssichere Systemdienlichkeitsbewertung durch alle Netzbetreiber gewährleistet werden.

Zur Vermeidung diskriminierender Effekte sind darüber hinaus einheitliche, transparente Reihungs- und Rangregeln für die Vergabe von Netzzugängen festzulegen, die gleichermaßen für flexible und nicht flexible Netzzugänge gelten. Wie gesetzlich festgelegt, muss sichergestellt sein, dass nach Ausschöpfung der vorhandenen Netzkapazitäten nachfolgende Netzzugangsbegehren grds nur durch die Schaffung zusätzlicher Kapazitäten – etwa durch Netzoptimierung oder Netzausbau – und nicht (primär) durch die Vergabe flexibler Netzzugänge bedient werden.[33] Für flexible Netzzugänge sind standardisierte und veröffentlichte Berechnungsmethoden auf Ebene des jeweiligen Umspannwerks bzw Netzknotens vorzusehen; parallele oder voneinander abweichende Reihungs- und Bewertungslogiken sind zu vermeiden.

Sollte der Netzbetreiber in Bezug auf ein bestimmtes BESS-Projekt die Auffassung vertreten, dass sich etwa der Höchstleistungsbeitrag des BESS nicht nur in seltenen Ausnahmesituationen (und damit unerheblich), sondern wiederholt oder über einen längeren Zeitraum (und damit erheblich) mit der Jahreshöchstlast in der betreffenden Netz- oder Umspannebene überschneidet, sollte dies im Netzzugangsvertrag transparent dargelegt und die Netzbenutzung des BESS ausdrücklich als nicht systemdienlich bezeichnet werden. In diesen Fällen sollte der Netzbetreiber entsprechende Nachweise zwecks Überprüfung fehlender Systemdienlichkeit führen und diese auf Anfrage offenlegen.

Die bereits unter Punkt 4.2 erwähnten (im Netzzugangsvertrag eingeräumten) Eingriffsrechte des Netzbetreibers in den Betrieb einer Anlage zur Gewährleistung ihrer Systemdienlichkeit sind sowohl zeitlich als auch hinsichtlich ihres Ausmaßes klar zu begrenzen[34] und in der SNE-GV näher zu konkretisieren, um die wirtschaftliche Tragfähigkeit der Anlagen nicht zu gefährden. Die Eingriffsrechte müssen so ausgestaltet sein, dass sie die Wirtschaftlichkeit der Anlage nicht unverhältnismäßig beeinträchtigen und zugleich dem Netzbetreiber die erforderlichen Steuerungsmöglichkeiten zur Gewährleistung der Netz- und Versorgungssicherheit belassen. Darüber hinaus sollten Einschränkungen des Anlagenbetriebs so ausgestaltet und kommuniziert werden, dass sie für Anlagenbetreiber planbar und in marktseitige Vermarktungs- und Dispatchprozesse integrierbar sind. Dies setzt insb standardisierte, transparente und rechtzeitig kommunizierte Eingriffsmechanismen voraus. Die SNE-GV sollte einen ausgewogenen Rahmen für zulässige Eingriffe festlegen, der sowohl die betrieblichen Erfordernisse der Netzbetreiber als auch die wirtschaftlichen Interessen der Anlagenbetreiber berücksichtigt, etwa durch Festlegung von Richtwerten für Häufigkeit und Dauer von Eingriffen.

---

[33] § 95 Abs 2 ElWG.

[34] So auch E-Control, Diskussionspapier "Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen" 44.

Um sowohl für Netzbetreiber als auch für Anlagenbetreiber langfristige Planungssicherheit zu gewährleisten, sollte die SNE-GV Regelungen zur regelmäßigen Evaluierung und gegebenenfalls Anpassung der Systemdienlichkeitskriterien vorsehen, um auf technologische Entwicklungen und veränderte Netzbedingungen reagieren zu können. Ein periodischer Evaluierungsmechanismus würde sicherstellen, dass die Kriterien stets dem aktuellen Stand der Technik und den tatsächlichen Systembedürfnissen entsprechen,[35] und sowohl Anlagen- als auch Netzbetreibern Rechtssicherheit bieten.

4.4 Co-located / stand-alone BESS

Der Einsatz von BESS innerhalb von Kundenanlagen ist grds geeignet, netzwirksame Einspeisespitzen zu reduzieren und zur Deckung von Lastspitzen beizutragen.[36] Insb co-located BESS im Industrie- und Gewerbesektor ermöglichen eine Verschiebung der Stromnachfrage, was zu einer Reduktion von Lastspitzen sowie zur Auffüllung von Lasttälern und damit zu einer Senkung der Systemkosten führt.[37] Dies gilt in besonderem Maße für BESS, die im Wege der Hybridisierung zusätzlich zu bestehenden Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien am selben Netzanschlusspunkt errichtet werden. Da in diesen Konstellationen regelmäßig kein oder nur ein geringfügiger zusätzlicher Netzanschlussaufwand entsteht, zugleich jedoch eine verbesserte Auslastung der vorhandenen Netzkapazitäten sowie ein enger zeitlicher und räumlicher Zusammenhang zwischen Erzeugung und Speicherung gegeben ist, sind derartige Anlagenkonfigurationen im Hinblick auf Kostenreduktion, Netzstabilität und Systemdienlichkeit besonders positiv zu bewerten.

Derartige Anlagenkonfigurationen sollten daher grds als systemdienlich gelten, solange der jeweilige Netzbetreiber im Einzelfall nicht das Gegenteil nachweist.[38] Ein solcher systemdienlicher Betrieb ist jedenfalls dann anzunehmen, wenn durch den Einsatz eines co-located BESS die am Netzanschlusspunkt bezogene bzw eingespeiste Wirkleistung gegenüber einem Betrieb ohne Speicher in vergleichbarem Ausmaß reduziert oder begrenzt wird (Peak-Shaving bzw Glättung der Last- und Einspeiseprofile). Das hierdurch erreichte reduzierte Leistungsniveau ist systemdienlich, weil der Höchstleistungsbeitrag am Netzanschlusspunkt vorhersehbar sinkt und hierdurch netzseitige Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen vermieden oder zumindest reduziert werden können.

Auch BESS, die *Behind-the-Meter* ("**BtM**") eingesetzt werden, eignen sich für einen systemdienlichen Betrieb. Sie können bspw während Lastspitzen im öffentlichen Netz in die Last einer Verbrauchsanlage einspeisen und auf diese Weise das öff Netz entlasten. Gleiches gilt während Einspeisespitzen im öff Netz: Ein BESS kann Erzeugungsüberschüsse innerhalb einer Erzeugungsanlage zwischenspeichern und diese

---

35 Vgl § 136 Abs 1 (letzter Satz) ElWG.

36 E-Control, Diskussionspapier "Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen" Pkt 1.1; siehe auch *Jeddi*, Grid Connection Sizing of Hybrid PV-Battery Systems: Navigating Market Volatility and Infrastructure Constraints, EWI Working Paper, No 25/05, 34.

37 Vgl *Wawer*, Elektrizitätswirtschaft 32, 40.

38 Vgl Punkt I.4.3.

zeitlich verzögert in das öff Netz abgeben. Als Anknüpfungspunkt für Netzentgeltbefreiungen bzw – reduktionen iZm einem systemdienlichen Betrieb bietet sich – im Fall der Einspeisung BtM in die Last einer Verbrauchsanlage – der vorherige Bezug aus dem öff Netz an. Im Fall der Zwischenspeicherung von Erzeugungsüberschüssen eignet sich die zeitlich verzögerte Einspeisung in das öff Netz als Anknüpfungspunkt.

Unabhängig von ihrer konkreten Ausgestaltung, Einbindung oder Netzebene müssen Speicherprojekte grds denselben Anspruch auf eine Systemdienlichkeitsqualifikation haben. Auch stand-alone BESS und BtM-betriebene BESS sind daher idR als für eine systemdienliche Betriebsweise geeigneter Anlagentyp anzusehen, unabhängig von der Speicherart.[39] BESS sollten so lange als systemdienlich gelten, bis der jeweilige Netzbetreiber nachweist, dass sie nicht systemdienlich sind.[40]

4.5 Festlegung systemdienlicher Standorte in Netzentwicklungsplänen: Ermessensbindung durch die SNE-GV

Der Betrieb von Anlagen gilt insb dann als systemdienlich, wenn er an einem im NEP für das Verteiler- oder Übertragungsnetz ausgewiesenen Standort erfolgt.[41] Die Ausweisung geeigneter Standorte in den NEP schafft für alle Beteiligten – Netzbetreiber wie Anlagenbetreiber – Planungs- und Investitionssicherheit. Um eine einheitliche, transparente und diskriminierungsfreie Standortausweisung zu gewährleisten, sollte die SNE-GV objektive Kriterien und Leitlinien für die Standortfestlegung vorsehen. Dies dient sowohl der Rechtssicherheit der Netzbetreiber bei der Erfüllung ihrer gesetzlichen Verpflichtungen als auch der Investitionssicherheit der Anlagenbetreiber. Klare Vorgaben[42] ermöglichen es den Netzbetreibern, ihre Planungsentscheidungen auf einer nachvollziehbaren und sachgerechten Grundlage zu treffen, und schaffen zugleich für Anlagenbetreiber die erforderliche Vorhersehbarkeit für Investitionsentscheidungen. Die Standortausweisung sollte auf belastbaren Daten[43] und transparenten Methoden beruhen, die eine sachgerechte Beurteilung der Systemdienlichkeit für alle Beteiligten ermöglichen.[44]

ContourGlobal Management Europa GmbH

[39] Vgl Europäische Kommission SA.113090 C(2025) 6620 final Rz 52 lit a.
[40] Vgl Punkt I.4.3.
[41] Vgl § 6 Abs 1 Z 148 ElWG.
[42] Bspw zum NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau) gem § 118 Abs 5 ElWG.
[43] Vgl § 118 Abs 1 und 5 ElWG.
[44] Eines der Ziele der NEP ist es, "*die Transparenz des Netzbetriebs und -ausbaus zu erhöhen*", vgl § 118 Abs 2 Z 9 ElWG.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000332
260309 ContourGlobal Positionspapier zur SNE-GV Teil 2(24915318.1).cleaned.pdf

Schönherr Rechtsanwälte GmbH
A-1010 Wien, Schottenring 19
FN 266331 p (HG Wien)
UID ATU 61980967
T: +43 1 534 37 0
E: office.austria@schoenherr.eu
www.schoenherr.eu

09.03.2026
CONTOUR/54007

P o s i t i o n s p a p i e r u n d S t e l l u n g n a h m e
zur geplanten SNE-GV – Teil 2 (Systemdienlichkeit)

1 Gleich eingangs möchten wir im Hinblick auf das von E-Control am 27.02.2026 veröffentlichte Konsultationspapier zur geplanten SNE-GV – Teil 2 (Systemdienlichkeit) festhalten, dass mit den von E-Control vorgeschlagenen Anforderungen und Kriterien für die Einstufung als systemdienliche Systemspeicher jedes BESS-Investitionsvorhaben abgesagt wird. Keine einzige größere BESS-Anlage wird unter den vorgeschlagenen Rahmenbedingungen finanzierbar und umsetzbar sein; eine positive finale Investitionsentscheidung ("**FID**") wäre weitgehend ausgeschlossen. Die beiden zentralen Ursachen dafür sind (i) die von E-Control vorgesehene Ausschreibungspflicht für systemdienliche Speicherkapazitäten, die im ElWG keine gesetzliche Grundlage findet, sowie (ii) die kumulative Ausgestaltung der Beurteilungskriterien für Systemdienlichkeit, die im Widerspruch zur gesetzlichen Systematik des § 6 Abs 1 Z 148 ElWG steht. Diese beiden Festlegungen sind aus unserer Sicht gesetzeswidrig und machen den Bau und Betrieb von BESS-Anlagen in Österreich wirtschaftlich unmöglich. Wir gehen davon aus, dass dies weder die Intention der E-Control noch des Gesetzgebers ist. Daher hoffen wir, dass uns der nun gestartete Konsultationsprozess die Möglichkeit bietet, uns konstruktiv in die Diskussion einzubringen und gemeinsam mit allen Stakeholdern sinnvolle Regulierungsansätze zu entwickeln. Vor diesem Hintergrund ist das gegenständliche Positionspapier, das in weiten Teilen bereits im Vorfeld der Veröffentlichung des Konsultationspapiers der E-Control erarbeitet wurde, als Anstoß und Beitrag für konstruktive Gespräche mit E-Control zu verstehen.

2 Zur Gesetzeswidrigkeit der Ausschreibungspflicht: E-Control sieht im Konsultationspapier vor, dass die Netzanschlusskapazität für systemdienliche Speicher im Rahmen eines wettbewerblich organisierten Ausschreibungsverfahrens vergeben werden muss. Für diese Ausschreibungspflicht fehlt es an einer gesetzlichen Grundlage im ElWG. Die in § 89 Abs 2 Z 2 ElWG

vorgesehene Ausschreibungspflicht betrifft ausschließlich netzdienlich kontrahierte Speicher, die vom Netzbetreiber aus netzbetrieblicher Notwendigkeit unter Vertrag genommen werden. Eine Übertragung dieses Ausschreibungserfordernisses auf systemdienliche Speicher iSd § 127 Abs 3 ElWG ist gesetzlich nicht gedeckt. Die Einführung einer solchen Ausschreibungspflicht würde den Marktzugang für BESS-Anlagen in unzulässiger Weise beschränken und die vom Gesetzgeber intendierte Freistellung vom Netznutzungsentgelt ("**NNE**") faktisch aushebeln.

3 Zur Gesetzeswidrigkeit der kumulativen Kriterien: E-Control verlangt im Konsultationspapier die kumulative Erfüllung sämtlicher Voraussetzungen (geeigneter NEP-Standort, Mindestengpassleistung von 1 MW, Engpassmanagement-Vertrag mit dem Regelzonenführer, Hüllkurven-Vorgaben des Anschlussnetzbetreibers, Blindleistungsvorgaben, Zuschlag im Ausschreibungsverfahren). Diese kumulative Ausgestaltung steht im Widerspruch zu § 6 Abs 1 Z 148 ElWG, der die Systemdienlichkeitskriterien der Kostenvermeidung, Kostenreduktion und Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit als alternative – und nicht als kumulative – Tatbestandsmerkmale normiert. Bereits die Erfüllung eines dieser Kriterien begründet nach dem Gesetzeswortlaut Systemdienlichkeit. Die kumulative Anforderung aller Kriterien geht daher weit über die gesetzliche Ermächtigung hinaus und ist sachlich nicht gerechtfertigt. Im Ergebnis führen sowohl die Ausschreibungspflicht als auch die kumulative Kriterienfestlegung dazu, dass kein einziges BESS-Projekt in Österreich realisiert werden kann, was dem erklärten Ziel des Gesetzgebers, den Ausbau von Energiespeicheranlagen zu fördern und die Transformation des Energiesystems zu ermöglichen, diametral entgegensteht.

Für eine detaillierte Darstellung vgl Pkt 17 bzw Pkt 20 unten.

4 Energiespeicheranlagen und insbesondere Batteriespeichersystemen ("**BESS**") kommt bei der Bereitstellung der für die Transformation des Energiesystems notwendigen Flexibilität eine entscheidende Rolle zu. In ihrer Funktion als mögliches Bindeglied zwischen Erzeugung und Verbrauch und durch die Reduktion von Leistungsspitzen können BESS-Anlagen Kosten im Netz reduzieren und die Netze effizienter nutzen, was letztlich auch zu einer Senkung der Kosten für die Verbraucher beiträgt. Der Gesetzgeber hat diese netzdienliche Funktion (Netzkostenreduktion) von BESS in den Erläuterungen zu § 127 Abs 3 ElWG unmissverständlich festgestellt (vgl dazu ErlRV zu § 127 ElWG).

5 Auch wenn Energiespeicheranlagen in Abhängigkeit von der konkreten Speichertechnologie nicht zu jedem Zeitpunkt ihres Betriebs in Bezug auf die konkrete Netzebene netzdienlich sein müssen, sind BESS-Anlagen im Verlauf eines Betriebsjahres allgemein systemdienlich und volkswirtschaftlich sinnvoll (vgl dazu Pkt 4.2 des Memorandums "Systemdienlichkeit von BESS unter besonderer Berücksichtigung von Anlagen der Netzebenen 1 und 2", **Beilage ./1**). Die Integration von BESS wird im

Hinblick auf den von E-Control kommunizierten Energiespeicherbedarf von 18 GW einen wesentlichen Beitrag zur Vermeidung bzw Verringerung von Netzkosten leisten.

6 BESS-Anlagen mit hoher netzwirksamer Leistung auf Übertragungsnetzebene (Netzebenen 1 und 2) sind standortunabhängig als besonders systemdienlich zu qualifizieren. Bereits durch ihre marktorientierte Teilnahme am Arbitragemarkt leisten BESS-Anlagen einen wesentlichen Beitrag zur Netz- und Versorgungssicherheit, indem sie durch die zeitliche Verschiebung von Erzeugung und Verbrauch das System ausbalancieren und dadurch den Bedarf an Regelenergie erheblich reduzieren. Die marktbasierte Betriebsweise von BESS-Anlagen bewirkt somit eine unmittelbare Reduktion der Regelleistungskosten und trägt zur Optimierung der Netzsystemkosten bei. Dies führt letztlich auch zu einer Senkung der Kosten für Verbraucher. Dieser systemdienliche Effekt entsteht bereits durch das Marktverhalten selbst und unterstreicht die besondere Eignung von BESS-Anlagen auf Übertragungsnetzebene als systemstabilisierendes Element im Rahmen der Energiewende.

7 Aus diesem Grund hat sich der Gesetzgeber dazu entschieden, Energiespeicheranlagen von der Verpflichtung zur Bezahlung von NNE für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme freizustellen (§ 127 Abs 3 ElWG). Die in § 127 Abs 3 *leg cit* enthaltene Wortfolge, wonach die Freistellung vom NNE "*unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs*" erfolgt, ist aus unserer Sicht auslegungsbedürftig. Die Auslegung hat im Gesamtkontext des ElWG-Regelwerks sowie unions- und verfassungsrechtskonform zu erfolgen.

8 Auf Basis einer unionsrechts- und verfassungsrechtskonformen Auslegung kann unserer Ansicht nach argumentiert werden, dass Energiespeicheranlagen allgemein systemdienlich iSd gesetzlichen Systemdienlichkeitsdefinition gem § 6 Abs 1 Z 148 ElWG sind. Sie wären in diesem Fall *ex lege* vom NNE freigestellt (vgl dazu das angeschlossene Rechtsgutachten zur Auslegung von § 127 Abs 3 ElWG, Schönherr Rechtsanwälte GmbH, **Beilage ./2**). Neu wäre dieser gesetzliche Freistellungsmechanismus nicht: Schon nach dem ElWOG 2010 waren Pumpspeicherkraftwerke und Elektrolyseanlagen für einen Zeitraum von 15 Jahren ab Inbetriebnahme freigestellt (beide Technologien sind Energiespeicheranlagen iSd gesetzlichen Definition des ElWG). Die gesetzliche Freistellung wäre unserer Ansicht nach sachgerecht, weil BESS sowohl im marktorientierten Arbitragebetrieb als auch im netzdienlichen Betrieb (im Wege der Erbringung von Flexibilitätsleistungen) wesentlich zur Netzkostenoptimierung iSd § 6 Abs 1 Z 148 ElWG beitragen (vgl dazu Pkt 4.2 des Memorandums "Systemdienlichkeit von BESS", Beilage ./1). Dies gilt vor allem für BESS-Anlagen, die auf der Netzebene 1 oder 2 angeschlossen werden.

9 Demgegenüber wäre es nicht sachgerecht, BESS im Hinblick auf die Systemkostenbeiträge wie normale Verbraucher zu behandeln, obwohl die Entnahme aus dem Netz nicht dem Endverbrauch, sondern lediglich der Verschiebung der endgültigen Nutzung von Strom auf einen späteren Zeitpunkt als den seiner Erzeugung dient (§ 6 Abs 1 Z 39 ElWG), wobei diese

technische Speicherfunktion aufgrund der damit verbundenen Flexibilität einen wesentlichen Beitrag zur Systemkostenoptimierung leisten kann.

10 E-Control hat sich im Rahmen des Konsultationspapiers gegen diese Auslegungsvariante entschieden und die Systemdienlichkeit von Energiespeicheranlagen zusätzlich von der Erfüllung einer Vielzahl unterschiedlicher Kriterien abhängig gemacht. Wir können diese Entscheidung aus der Perspektive der Regulierungsbehörde insoweit nachvollziehen, als eine bedingungslose Freistellung von Energiespeicheranlagen vom NNE das Risiko birgt, dass auch nicht systemdienliche und damit kostenerhöhende Anlagen von der Freistellung erfasst werden. Dies wäre mit dem Grundsatz der verursachungsgerechten Kostenverteilung schwer in Einklang zu bringen. Zudem sehen auch wir ein gewisses Risiko, dass sich der systemdienliche Charakter von Speichertechnologien über die Freistellungsdauer von 20 Jahren verändern kann und in diesem Fall eine allgemeine Freistellung nicht mehr sachlich gerechtfertigt wäre. Diese Risiken sind aber bei BESS-Anlagen, die auf der Netzebene 1 oder 2 angeschlossen sind, grundsätzlich nicht gegeben. Insoweit hätte E-Control für diese Anlagen eine entsprechende Ausnahme vorschlagen müssen.

11 Wie bereits oben festgehalten, haben wir uns bereits im Vorfeld der Veröffentlichung des Konsultationspapiers der E-Control Gedanken über mögliche alternative Regulierungsansätze gemacht. Diese adressieren die in Pkt 8 beschriebenen Bedenken und bewegen sich im Rahmen einer rechtlich vertretbaren Auslegung der gesetzlichen Vorgaben. Bevor wir aber auf die konkreten Regulierungsvorschläge im Einzelnen eingehen, möchten wir darauf hinweisen, dass eine Freistellung vom NNE *ex ante*, dh vor der FID, rechtlich abgesichert sein muss, andernfalls würde die Finanzierung von BESS verunmöglicht werden. Eine derartige Absicherung kann aus unserer Sicht nicht auf Basis von Netzsystemdaten oder anlagenbezogener Erzeugungs- und Verbrauchsdaten erfolgen, weil damit zu hohe Unsicherheiten verbunden sind, nicht zuletzt aufgrund der mangelnden Transparenz von Daten, die ausschließlich dem Netzbetreiber bekannt sind. Insoweit sind die in § 6 Abs 1 Z 148 ElWG enthaltenen Festlegungen in Bezug auf die Ermittlung des Höchstleistungsbeitrags "*auf Grund vorliegender oder prognostizierter Erzeugungs- und Verbrauchsdaten*" unserer Ansicht nach wenig praktikabel.

12 Demgegenüber halten wir eine Bewertung der Systemdienlichkeit auf Grundlage von vertraglichen Gegebenheiten für zielführend. Daher schlagen wir vor, die nachstehenden **netzanschlussvertraglichen Anforderungen** in der SNE-GV als maßgebliches Beurteilungskriterium für einen systemdienlichen Nutzen von Energiespeicheranlagen und insbesondere von BESS vorzusehen.

13 Die von uns vorgeschlagenen Anforderungen und Beurteilungskriterien orientieren sich an den in § 6 Abs 1 Z 148 ElWG enthaltenen Anwendungsbeispielen ("*Erbringung einer Flexibilitätsleistung*", "*Betrieb* […] *nach den Anforderungen des*

Netzbetreibers" und "*Betrieb an einem* […] *im Netzentwicklungsplan* […] *definierten Standort*") und berücksichtigen die Systemdienlichkeitskriterien der Kostenvermeidung, Kostenreduktion und Netz- und Versorgungssicherheit.

14 Wir schlagen folgende Kriterien für die Beurteilung der Systemdienlichkeit von BESS vor:

a. Vertragliche Verpflichtung des Speicheranlagenbetreibers, Regelenergie auf Übertragungsnetzebene und/oder Verteilernetzebene zur Verfügung zu stellen (→ Systemdienlichkeitskriterium der Erbringung von Flexibilitätsleistung – Netzkostenvermeidung, Netzkostenreduktion und Beitrag zur Netz- und Versorgungssicherheit)

Durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt wird das Angebot von hochflexibler BESS-Regelleistung an den unterschiedlichen Regelmärkten erhöht, wodurch es zu einer Reduktion der Netzsystemkosten und in weiterer Folge zu einer Senkung der Kosten für die Verbraucher kommt. Gleichzeitig wird durch das Angebot von flexibler Regelleistung ein wichtiger Beitrag zur Netz- und Versorgungssicherheit geleistet.

Im Unterschied zu Erzeugungsanlagen und Verbrauchsanlagen bietet BESS-Regelleistung eine höhere Regelflexibilität, weil Einspeise- und Entnahmeleistung praktisch zu jeder Zeit zur Verfügung gestellt werden kann. Gleichzeitig erfolgt eine Konkurrenzierung mit Regelleistung von KWK-Kraftwerken, die in der Regel teurer, weniger flexibel und nicht nachhaltig ist. Daher vertreten wir die Ansicht, dass eine verpflichtende Teilnahme am Regelenergiemarkt ausreichend dafür sein muss, dass eine BESS-Anlage als systemdienlich gilt. Regelenergiebedingte Netzengpässe auf anderen Netzebenen können unseres Erachtens durch Erfüllung zusätzlicher Kriterien vermieden werden (siehe dazu unten Kriterien (b) und (f)).

Für weiterführende Argumente vgl Pkt 4.2 des Memorandums "Systemdienlichkeit von BESS", Beilage ./1.

b. Vertragliche Verpflichtung des Speicheranlagenbetreibers, Flexibilitätsleistungen auf Übertragungsnetzebene und/oder Verteilernetzebene auf Anforderung des Netzbetreibers gegen ausschließlichen Kostenersatz zur Verfügung zu stellen (→ Systemdienlichkeitskriterium der Erbringung von Flexibilitätsleistung – Netzkostenvermeidung, Netzkostenreduktion und Beitrag zur Netz- und Versorgungssicherheit)

Grundsätzlich sind Flexibilitätsleistungen von den Netzbetreibern marktbasiert zu beschaffen. Abgesehen von der Möglichkeit einer Ausnahme von der marktbasierten Beschaffung gem § 139 Abs 5 ElWG, ist der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen von § 140 ElWG zur Kontrahierung von Flexibilitätsleistungen gegen Ersatz der wirtschaftlichen

Nachteile und Kosten berechtigt. Eine vertragliche Verpflichtung zur Erbringung von Flexibilitätsleistungen von BESS-Anlagenbetreibern gegen ausschließlichen Kostenersatz würde zu einer maßgeblichen Reduktion von Netzsystemkosten führen, weil damit – idR teurere – Regelleistungsabrufe und Engpassmanagementmaßnahmen vermieden werden können.

Für weiterführende Argumente vgl Pkt 4.1 und Pkt 4.2 des Memorandums "Systemdienlichkeit von BESS", Beilage ./1.

c. Vertragliche Verpflichtung des Speicheranlagenbetreibers zur Bereitstellung und Erbringung von Blindleistung (→ Systemdienlichkeitskriterium "Netz- und Versorgungssicherheit")

Speicheranlagenbetreiber sind bereits nach den TOR verpflichtet, Blindleistung bereitzustellen. Dies ändert aber nichts daran, dass Blindleistung definitionsgemäß eine gegenüber dem Netzbetreiber erbrachte Flexibilitätsleistung bildet und damit nach § 6 Abs 1 Z 148 ElWG systemdienlichen Nutzen hat. Durch die vertragliche Verpflichtung des Netzbenutzers, eine über die TOR hinausgehende Blindleistung gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten zu erbringen, würde der systemdienliche Nutzen weiter vergrößert werden.

d. Vertragliche Sicherstellung der Schwarzstartfähigkeit von BESS-Anlagen auf der Netzebene 1-4 (→ Systemdienlichkeitskriterium "Netz- und Versorgungssicherheit")

BESS-Anlagen sind allgemein schwarzstartfähig. Schwarzstartfähigkeit ist eine Flexibilitätsleistung iSd § 6 Abs 1 Z 51 ElWG und begründet daher Systemdienlichkeit von BESS-Anlagen.

Für weiterführende Argumente vgl Pkt 3 des Memorandums "Systemdienlichkeit von BESS", Beilage ./1.

e. Vertragliche Verpflichtung des Speicheranlagenbetreibers, die BESS ausschließlich innerhalb der vom Netzbetreiber day-ahead vor Gate-Closure bekanntgegebenen Hüllkurven zu betreiben (→ Systemdienlichkeitskriterium der Erbringung von Flexibilitätsleistung – Netzkostenvermeidung, Netzkostenreduktion und Beitrag zur Netz- und Versorgungssicherheit)

Mit der Vereinbarung von vorab definierten Hüllkurven, innerhalb derer BESS-Anlagen betrieben werden können, kann eine systemdienliche Betriebsweise sichergestellt werden. Anlagenbedingte systembelastende Leistungsbeiträge der Anlage wären damit ausgeschlossen. Dieses Kriterium ist aber nur dann praktikabel, wenn die Hüllkurven dynamisch anhand der jeweiligen Netzsituation day-ahead und rechtzeitig vor Gate-Closure vom Netzbetreiber

bekanntgegeben werden. Statische Hüllkurven dürfen keinesfalls vorgegeben werden, weil bei statischen Vorgaben der wirtschaftliche Betrieb von BESS-Anlagen nicht abbildbar wäre. Die dynamischen Hüllkurven müssen unter strenger Berücksichtigung eines Optimierungsgebots festgelegt werden. Sie müssen dem BESS-Betreiber einen möglichst großen Betriebsspielraum einräumen und haben sich daher auf die Vermeidung von systemkritischen Zuständen am Netzanschlusspunkt zu beschränken.

Für weiterführende Argumente vgl Pkt 4.2 und 4.3 des Memorandums "Systemdienlichkeit von BESS", Beilage ./1.

f. Vertragliche Verpflichtung des Speicheranlagenbetreibers, im Fall von im Vorhinein vertraglich definierten systemkritischen Zuständen am betreffenden Netzanschlusspunkt auf Anweisung des Netzbetreibers Einspeise- und/oder Ausspeiseleistungen zu erbringen (→ Systemdienlichkeitskriterium "Netz- und Versorgungssicherheit")

Wenn sich BESS-Anlagenbetreiber für den Fall systemkritischer Zustände ("Trigger") vertraglich dazu verpflichten, auf Anordnung des Netzbetreibers Einspeise- und/oder Ausspeiseleistungen zu erbringen, werden einerseits Netzkosten reduziert und andererseits die Netz- und Versorgungssicherheit erhöht.

g. Dauerhaft flexibler Netzanschluss auf Verlangen des Speicheranlagenbetreibers (→ Systemdienlichkeitskriterium Netzbetrieb auf Anforderung des Netzbetreibers – Netzkostenvermeidung, Netzkostenreduktion und Beitrag zur Netz- und Versorgungssicherheit)

Vgl Pkt 4.1 des Memorandums "Systemdienlichkeit von BESS", Beilage ./1.

h. Vertragliche Verpflichtung des Speicheranlagenbetreibers, mit der BESS-Anlage Intraday-Produkte anzubieten (→ Systemdienlichkeitskriterium der Erbringung von Flexibilitätsleistung – Netzkostenvermeidung, Netzkostenreduktion und Beitrag zur Netz- und Versorgungssicherheit)

15 Für eine praktikable Anwendung der Beurteilungskriterien a, b, c, e, f und h wäre es zwingend notwendig, die Netzbetreiber zu verpflichten, eine entsprechende vertragliche Ausgestaltung auf Verlangen des Netzbenutzers diskriminierungsfrei anzubieten ("Opt-in für BESS-Betreiber"). Für das Kriterium g ergibt sich eine entsprechende Verpflichtung des Verteilernetzbetreibers bereits aus dem Gesetz (vgl § 103 Abs 1 ElWG). In Bezug auf die Übertragungsnetzebene wäre eine entsprechende Klarstellung vorteilhaft.

16 Bei den vertraglichen Anforderungen gem Pkt 14 a bis h darf es im Hinblick auf die bezweckte Einstufung als systemdienliche Anlagen nicht schaden, wenn die betreffenden Verpflichtungen des Netzbenutzers an den **Grundsatz des wirtschaftlichen Betriebs** der BESS-Anlage geknüpft werden. Das Systemdienlichkeitskriterium b ist daher bspw auch dann erfüllt, wenn sich der Netzbenutzer nur im maximalen Ausmaß von 5-10 % der Jahresleistung zur Erbringung von Flexibilitätsleistungen auf Anforderung des Netzbetreibers verpflichtet. Auch hier gilt (analog zu Pkt 15): Der Netzbetreiber sollte verpflichtet werden, vertragliche Beschränkungen der Eingriffsmöglichkeiten zugunsten des Netzbenutzers zu akzeptieren.

17 Zu beachten ist, dass bereits die Erfüllung eines einzelnen Anforderungskriteriums gem Pkt 14 ausreichend sein sollte, um die Systemdienlichkeit durch eine entsprechende Festlegung im Netzanschlussvertrag zu bestätigen. Dies ergibt sich aus dem Wortlaut des § 6 Abs 1 Z 148 ElWG, wonach die Systemdienlichkeitskriterien der Netzkostenvermeidung, Netzkostenreduktion und Netz- und Versorgungssicherheit an keine Erheblichkeitsschwellen gebunden und als **alternative Kriterien** und nicht als kumulative Kriterien zu verstehen sind. Um das Risiko von (grds sehr seltenen) Spitzenlastüberschneidungen zu reduzieren, kann die BESS-Anlage allenfalls mit einem der oben genannten Betriebskriterien kombiniert werden. Dieses Thema (Kombination) würden wir gerne mit E-Control näher erörtern.

18 Errichtung und Betrieb von "*Energiespeicher am selben Standort*" iSd § 6 Abs 1 Z 37 ElWG: Der Gesetzgeber hat für Energiespeicher, die hinter dem Netzanschlusspunkt mit einer Anlage zur Erzeugung von erneuerbarer Energie verbunden sind, eine eigene Speicheranlagenkategorie geschaffen. Diese ist auch im europäischen *Grids Package* abgebildet. Der Hintergrund dazu ist, dass Energiespeicher am selben Standort eine besonders hohe Systemdienlichkeit aufweisen, weil durch die Kombination mit einem Kraftwerk mit volatiler Erzeugung ein wichtiger Beitrag zur Entlastung des Netzsystems zu Spitzenleistungszeiten geleistet wird (vgl dazu die Erwägungsgründe zum *Grids Package*). Kombinierte BESS-Anlagen werden in der Regel zu Zeiten negativer Preise geladen und entlasten damit das Netz. Um das Risiko von seltenen Spitzenlastüberschneidungen zu reduzieren, kann die BESS-Anlage allenfalls mit einem der oben genannten Betriebskriterien kombiniert werden. Grundsätzlich sollten aber Energiespeicher am selben Standort im Hinblick auf ihre Situierung hinter dem Netzanschlusspunkt und ihrer Kombination mit einer Stromerzeugungsanlage als systemdienlich gelten.

19 In Bezug auf den in § 6 Abs 1 Z 148 ElWG erwähnten Betrieb einer Anlage an einem im Netzentwicklungsplan ("**NEP**") ausgewiesenen systemdienlichen Standort sollte in der SNE-GV eine Klarstellung dahingehend erfolgen, dass der Betrieb einer Anlage an diesem Standort *per se* systemdienlich ist. Dies ergibt sich aus dem Gesetzeswortlaut, nach dem ausschließlich der Standort und nicht die Betriebsweise ausschlaggebend ist ("*Betrieb an einem* […] *im Netzentwicklungsplan* […] *definierten Standort*"). Diese Auslegung deckt sich auch mit den Gesetzesmaterialien zu § 128 ElWG, wonach Anlagen außerhalb von systemdienlichen Standorten ihren systemdienlichen Nutzen – zB im Wege von vertraglichen Festlegungen –

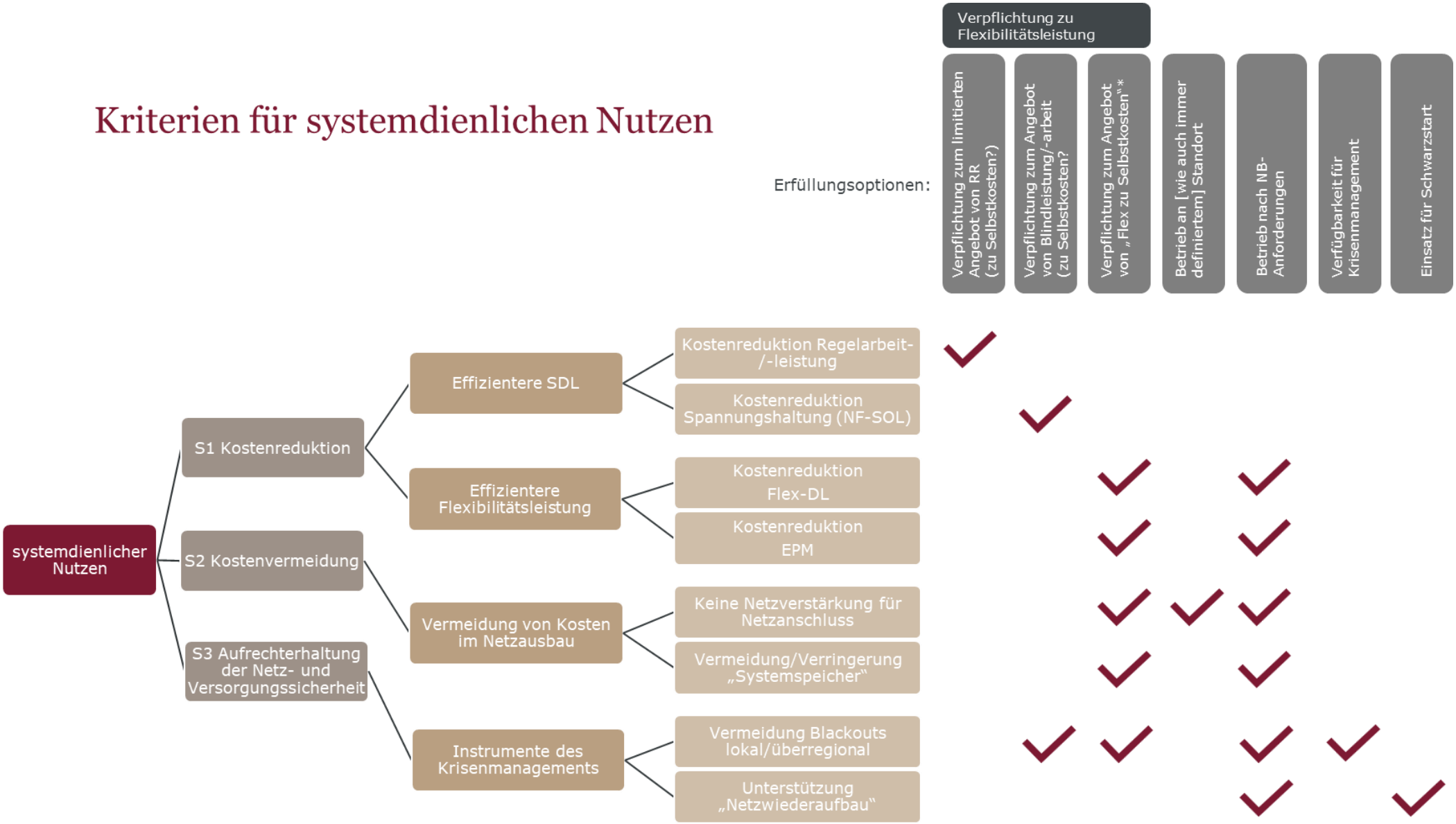
"*absichern*" können. Im Umkehrschluss müssen alle Anlagen innerhalb dieser Standorte unabhängig von ihrer Betriebsweise systemdienlich sein. Gleichzeitig sind diese Gesetzesmaterialien eine unmissverständliche Bestätigung dafür, dass das ElWG auch Anlagen außerhalb von im NEP ausgewiesenen Standorten einen systemdienlichen Nutzen zuerkennt. Der NEP-Standort ist in § 6 Abs 1 Z 148 ElWG nur als eine von mehreren Varianten für einen systemdienlichen Betrieb genannt. Insoweit können wir die im Konsultationspapier der E-Control vorgeschlagene Festlegung, wonach ein Speicher nur dann systemdienlich sein kann, wenn dieser an einem im NEP als für den systemdienlichen Betrieb geeigneten Standort angeschlossen wird, nicht nachvollziehen.

20 Im Unterschied zu den anderen Regulierungsansätzen der E-Control, die sich zwar im Detail und in der Ausgestaltung von den obenstehenden Regulierungsvorschlägen unterscheiden, dennoch aber zahlreiche Parallelen aufweisen (und damit eine gute Grundlage für weiterführende Gespräche mit E-Control bilden), ist die zwingende NEP-Ausweisung in Verbindung mit einem ebenfalls nicht nachvollziehbaren Ausschreibungsmodell für systemdienliche Speicherkapazitäten (es handelt sich dabei um keine netzdienlich kontrahierten Speicher iSd § 89 ElWG, die einer gesetzlichen Ausschreibungspflicht unterliegen würden) nicht zielführend. Nach dem ElWG handelt es sich bei der NEP-Ausweisung um bloß eine von vielen Varianten eines systemdienlichen Nutzens. Zudem vermissen wir die Festlegung klarer Kriterien für die NEP-Standortfestlegung. Ohne Kriterien besteht keine Transparenz und hohe Rechtsunsicherheit. Für BESS-Anlagen, die an das Übertragungsnetz angeschlossen werden, ist aufgrund der erst kürzlich genehmigten NEP-Fortschreibung mit einer Verzögerung von mindestens 3-4 Jahren zu rechnen. Gerade diese BESS-Anlagen sind aber aufgrund ihres hohen systemdienlichen Nutzens besonders wertvoll, um Netzkosten zu reduzieren und eine sichere Transformation des Energiesystems sicherzustellen.

21 Abschließend halten wir fest, dass wir uns mit den oben beschriebenen Regulierungsansätzen konstruktiv in die Diskussion mit E-Control einbringen möchten. Dies ungeachtet dessen, dass wir die Frage einer vom Gesetzgeber intendierten allgemeinen Freistellung von Energiespeicheranlagen weiterhin in den Raum stellen wollen. Unsere alternativen Regulierungsansätze berücksichtigen nicht nur die Interessen von Projektentwicklern und Investoren, sondern auch die Anforderungen und Bedenken von Netzbetreibern und Regulierungsbehörde. Wir verfolgen daher einen ausgewogenen Ansatz. Vor diesem Hintergrund ersuchen wir die im Konsultationspapier vorgeschlagenen Festlegungen zur Systemdienlichkeit – nicht zuletzt auch im Hinblick auf das Gebot einer gesetzeskonformen Ausgestaltung der Beurteilungskriterien – zu überdenken.

ContourGlobal

Kriterien für systemdienlichen Nutzen



* Ausgleichsenergiepreis

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000333
260309-2b_Hinweis.docx

Hinweis

Die Beilagen ./2 und ./3 sind ident zu den Beilagen ./2 und ./3 der Stellungnahme Blackvolt ea.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000334
Stellungnahme Österreichs
E-Wirtschaft.pdf

oesterreichs energie.

GENERALSEKRETARIAT

E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
Per E-Mail an: recht-post@e-control.at

Kontakt	DW	Unser Zeichen	Ihr Zeichen	Datum
[redacted]	224	08/2026		17.03.2026

Stellungnahme der Sparte Erzeugung von Oesterreichs Energie zur Marktkonsultation der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung SNE-GV – Teil 2 Systemdienlicher Betrieb

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Sparte Erzeugung von Oesterreichs Energie bedankt sich für die Möglichkeit zu den Überlegungen der E-Control zum systemdienlichen Betrieb Stellung nehmen zu können.

Die Anforderungen an das Stromsystem verändern sich durch den raschen Ausbau fluktuierender erneuerbarer Erzeugung. Die Bereitstellung von Flexibilitäten wird damit zu einem der Kernelemente für ein versorgungssicheres Stromsystem. Energiespeicheranlagen sind besonders geeignet, die Flexibilität in unterschiedlichen Zeitdimensionen bereitzustellen, die zum Ausgleich von Ungleichgewichten zwischen Einspeisung und Bezug sowie im Netzbetrieb zur Behebung von Netzengpässen und -restriktionen im zunehmenden Ausmaß benötigt wird. Ergänzend zu den bestehenden und geplanten Pumpspeichern sind zusätzlich flexible Kurzzeit-Speicher systemisch dringend erforderlich.

Das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) weist Energiespeichern dementsprechend eine wichtige Rolle im zukünftigen Stromsystem zu und betont die Bedeutung einer beschleunigten Integration dieser flexiblen Anlagen. Dazu müssen regulatorische Hemmnisse sowohl für den Ausbau als auch für den Bestand von Energiespeicheranlagen überwunden und Rahmenbedingungen investitionsfreundlich, transparent und einfach gehalten werden. Der vorliegende Konsultationsentwurf der E-Control liefert in der aktuellen Form leider genau das Gegenteil. Speziell die im Konsultationsentwurf vorgeschlagene Auslegung der Systemdienlichkeit führt dazu, dass der dringend notwendige Ausbau von Energiespeichern de facto blockiert wird, bevor er überhaupt beginnen kann.

Die Sparte Erzeugung sieht bei nachfolgenden Ansätzen des Diskussionspapiers deutlichen Änderungsbedarf, um das Ziel der Bundesregierung einer sicheren und resilienten

DVR 0422100, UID ATU37583307, ZVR 064107101; Raiffeisenlandesbank Niederösterreich-Wien AG, SWIFT/BIC: RLNWATWW, IBAN: AT12 3200 0000 1264 4787

erneuerbaren Energiezukunft zu erreichen und ist gerne bereit sich aktiv in die Diskussion der Gestaltung der SNE-GV hinsichtlich der Systemdienlichkeitskriterien einzubringen.

Zur Definition des systemdienlichen Betriebs von Energiespeicheranlagen:

- Das **Konsultationspapier steht in mehreren Positionen im deutlichen Widerspruch zu den gesetzlichen Vorgaben hinsichtlich des systemdienlichen Betriebs.**
- In § 6 Z 148 **ElWG werden alternative, voneinander unabhängige Kriterien** genannt, bei deren Erfüllung der Gesetzgeber von systemdienlichem Betrieb ausgeht. Während der Gesetzgeber damit eine möglichst breite Anerkennung systemdienlicher Betriebsarten vorsieht, die eine effektive Beanreizung von Flexibilität ermöglicht, geht der Definitionsvorschlag **nur dann von einem systemdienlichen Betrieb aus, wenn die Kriterien kumulativ erfüllt sind.**
- Zudem erkennt **die gesetzliche Grundlage neben dem netzdienlichen auch den marktdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen als systemdienlich an** und berücksichtigt dies in der Tarifierung. Dies ist deshalb richtig, da durch die Teilnahme von Speichern an Energie- und Regelenergiemärkten, durch deren Arbitrage zwischen Zeiten niedriger und hoher Strompreise sowie durch die Reaktion auf kurzfristige Preissignale sowohl die Erzeugungs- als auch die Netzkapazität optimiert werden. Da Preissignale Knappheiten und Überschusssituationen im System abbilden, führt ein wirtschaftlich optimierter, marktbasierter Betrieb von Energiespeicheranlagen zu einer Glättung von Last- und Preisspitzen und damit zu einer messbaren Reduktion bis hin zur Vermeidung von Systemkosten. Ebenso können nur durch die Nutzung von kurz-, mittel- und langfristigen Energiespeicheranlagen, die aus der erneuerbaren Erzeugung zur Verfügung stehenden Energiemengen möglichst effizient und weitestgehend ohne Abregelung genutzt werden. **Leider wird diese Definition der Systemdienlichkeit im Definitionsvorschlag nicht übernommen, obwohl Marktdienlichkeit eine wichtige spezifische Ausprägung der systemdienlichen Kostenreduktion und -vermeidung darstellt und zur Kosteneffizienz beiträgt.**
- **Grundsätzlich stellt der Standort einer Energiespeicheranlage** ein **eigenständiges, klar normiertes Kriterium** dar, das unabhängig von Betriebsweise und Markteinsatz Systemdienlichkeit begründen kann. Allerdings wird im Definitionsvorschlag nicht berücksichtigt, dass das Standortkriterium nur für jene Energiespeicheranlagen Anwendung finden kann, bei denen eine bewusste Entscheidung für einen „systemdienlichen“ Standort möglich ist. **Die in der Marktkonsultation vorgeschlagenen Voraussetzungen**, **die den netzseitig definierten Standort als zentrales, jedenfalls zu erfüllendes Kriterium definieren**, führen zu einer **systematischen Benachteiligung jener Energiespeicheranlagen, deren Standortwahl nicht frei möglich ist.** Davon betroffen sind einerseits Bestandsanlagen sowie „co-located“ Energiespeicheranlagen (in Kombination mit Wind-, PV- oder Wasserkrafterzeugungsanlagen) und insbesondere Pumpspeicher, deren Realisierung zwingend an spezifische topographische Gegebenheiten und vorhandene Infrastruktur (z. B. bestehende Speicherbecken) gebunden ist.
- Darüber hinaus weisen wir darauf hin, dass die konkrete Ausgestaltung der **von der E-Control vorgeschlagenen Kriterien auf komplexen Mechanismen beruht, welche einen erheblichen, echtzeitbasierten Datenaustausch unter mehreren Stakeholdern voraussetzen.** Deren Implementierung wird aufgrund der Komplexität

voraussichtlich mehrere Jahre in Anspruch nehmen. In der Praxis bedeutet dies, dass sich die angestrebten Investitionsanreize zumindest um viele Jahre verzögern werden.

Zur Einführung dauerhaft flexibler Netzzugänge

- Die in Kapitel 2.3.4 der Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung Teil 2 adressierten dauerhaft flexiblen Netzzugänge sollten ein zentrales Element der zukünftigen Systemarchitektur sein. Dauerhaft flexible Netzzugänge verursachen defacto keine zusätzlichen Netzausbaukosten, ermöglichen aber bestehende Netzinfrastruktur sehr schnell und effizienter zu nutzen und zusätzliche Anlagen – insbesondere Energiespeicheranlagen – zu integrieren. Aufgrund der wesentlich längeren Bewilligungs- und Umsetzungsdauer von Erneuerbarer-Energien-Projekte im Vergleich zu Battery-Energy-Storage-Systems (BESS)-Projekten wären insbesondere die dauerhaften flexiblen Netzzugänge für BESS die Lösung, um den „Wettlauf um einen Netzzugang“ zu entspannen.

Zur Einführung zeitvariabler Netznutzungsentgelte

- In § 128 Abs. 3 ElWG ist vorgesehen, dass die Regulierungsbehörde **zeitvariable Netznutzungsentgelte** festlegt, die gezielt Anreize für einen systemdienlichen Betrieb schaffen.
- Im Teil 2 der Marktkonsultation wird zwar auf dieses Thema eingegangen, jedoch lediglich der bereits eingeführte „Sommer-Nieder-Arbeitspreis“ für Netzebene 7 erwähnt. Es wird ausgeführt, dass auf Basis der mit diesem Instrument gesammelten Erfahrungen bei künftigen Festlegungen der Systemnutzungsentgelte zeitlich differenzierte Netznutzungsentgelte in Betracht gezogen werden. Die nachfolgend, unter Punkt 1 „Kostenreduktion und Kostenvermeidung“ dargelegte systemdienliche Wirkung von Speicheranlagen bleibt dabei jedoch völlig unberücksichtigt.
- Die Sparte Erzeugung von Oesterreichs Energie fordert daher die Einführung von spezifischen Netznutzungsentgelten, die den systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen gezielt anreizen. Für Energiespeicheranlagen mit längeren Speicherzyklen ist auf Basis der aktuell gültigen SNE-V aufgrund ihrer systemdienlichen Wirkung bereits ein spezifischer Tarif realisiert. **Dies ermöglicht eine kosteneffiziente Verlagerung des Strombezugs in Zeiten hoher (dezentraler) Stromerzeugung und stellt eine wesentliche Voraussetzung für einen kostendeckenden Betrieb der Bestandsanlagen dar.**

Im Detail argumentiert die Sparte Erzeugung zu den einzelnen Kapiteln der Marktkonsultation folgendermaßen:

<u>Systemdienliche Speicher</u>

In Kapitel 2.3.1 „Systemdienliche Speicher“ der Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung Teil 2 werden die Voraussetzungen für den systemdienlichen Betrieb diskutiert. **Dabei wird unterstellt, dass nur bei kumulativer Erfüllung der in § 6 Z 148 ElWG genannten Kriterien ein „systemdienlicher Betrieb“ vorliegt.**

Dies steht **im klaren Widerspruch zum Gesetzestext**. Nach § 6 Z 148 ElWG ist der „systemdienliche Betrieb“ eine Betriebsart, bei der systemdienlicher Nutzen im Sinne von **klar abgegrenzten Kriterien** erbracht wird:

1. Kostenreduktionen, Kostenvermeidung oder
2. Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit, insbesondere durch die Erbringung einer Flexibilitätsleistung,
3. den Betrieb an einem bestimmten, durch die Ausweisung im Netzentwicklungsplan für das Verteiler- oder Übertragungsnetz definierten Standort oder
4. nach den Anforderungen des Netzbetreibers.

Schon die Formulierungssystematik legt unmissverständlich dar, dass es sich um alternative, voneinander unabhängige Kriterien handelt, nicht um kumulativ einzuhaltende Voraussetzungen. Die in Kapitel 2.3.1 geforderte Kumulation konterkariert damit § 6 Z 148 ElWG, der eine möglichst breite Anerkennung systemdienlicher Betriebsarten – und damit eine effektive Beanreizung von Flexibilität – sicherstellen soll.

Im Folgenden wird auf die einzelnen Kriterien im Detail eingegangen:

1. <u>Kostenreduktion und Kostenvermeidung:</u>

Ein systemdienlicher Betrieb liegt bereits dann vor, wenn der Einsatz einer Energiespeicheranlage gesamtwirtschaftliche Kosten reduziert oder vermeidet. Erfasst sind sowohl netzbezogene Kosten (Netzausbau, Engpassmanagement, Notmaßnahmen), als auch marktbezogene Kosten (Einsatz teurer Spitzenlastkraftwerke, Abregelungen von günstiger erneuerbarer Stromerzeugung).

In diesem Zusammenhang ist der **marktdienliche Einsatz ausdrücklich als Teil dieses Kriteriums zu verstehen**: Durch die Teilnahme an Energie- und Regelenergiemärkten, Arbitrage zwischen Zeiten niedriger und hoher Strompreise sowie die Reaktion auf kurzfristige Preissignale werden sowohl die Erzeugungs- als auch die Netzkapazität optimiert. **Da Preissignale Knappheiten oder Überschüsse im System abbilden, führt ein wirtschaftlich optimierter, marktbasiert gesteuerter Betrieb von Energiespeicheranlagen zu einer Glättung von Last- und Preisspitzen und damit zu einer messbaren Reduktion bis hin zur Vermeidung von Systemkosten und reduziert durch einen effizienten Einsatz letztlich die von den Endverbrauchern zu tragenden Kosten. Marktdienlichkeit stellt somit eine spezifische Ausprägung der systemdienlichen Kostenreduktion und -vermeidung dar.**

Gemäß § 6 Z 148 ElWG liegt eine Kostenvermeidung oder Kostenreduktion insbesondere dann vor, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Erzeugungs- und Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstleistungsbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht.

Für die projektspezifische Prüfung der "Kostenvermeidung oder Kostenreduktion" werden seitens Oesterreichs Energie folgende Bedingungen vorgeschlagen:

a. **Abstellen der „Jahreshöchstleistung" auf den höchsten jährlichen Viertelstundenmaximalwert:** Die Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus der jeweiligen Netz- oder Umspannebene muss den höchsten Viertelstundenmaximalwert widerspiegeln und auf Basis einer transparenten und sachgerechten Methode bestimmt werden. Dieser Wert ist jährlich vom jeweiligen Netzbetreiber zu bestimmen und im Folgejahr zu veröffentlichen.

b. **Ex-ante Feststellung der Erfüllung des Kriteriums „erhebliche Abweichung des Höchstleistungsbeitrags von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen":** Die rechtssichere Feststellung der erheblichen Abweichung des Höchstleistungsbeitrags der Energiespeicheranlage von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene muss im Interesse der Investitions- und Planungssicherheit frühestmöglich erfolgen, zumindest vor Beginn des Geltungszeitraums von 20 Jahren ab Inbetriebnahme. **Eine ex-post Bewertung stünde im Widerspruch zu den Vorgaben in § 6 Z 148,** der auf „prognostizierbare Erzeugungs- und Verbrauchsdaten" sowie auf „vorhersehbare erhebliche Abweichungen" abstellt.

c. **Entnahmedaten als ex-ante Nachweis der Erfüllung des Kriteriums „erhebliche Abweichung des Höchstleistungsbeitrags von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen":** Der Nachweis des Kriteriums „Abweichung Höchstleistungsbeitrag" gilt ex-ante als erfüllt, wenn der Speicherbetreiber auf Grund vorliegender oder prognostizierter Entnahmedaten oder aufgrund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten (z.B. Betriebskonzept, Fahrweise, Liefervertrag) plausibel darstellt, dass der Höchstleistungsbeitrag der Energiespeicheranlage vorhersehbar von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus der Netz- oder Umspannebene abweichen wird.

Energiespeicheranlagen leisten nicht nur einen Beitrag zur Kostenvermeidung, **sondern erhöhen bei zielgerichtetem Einsatz auch die Anschlusskapazitäten zusätzlicher Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen**, was wiederum zu Mehreinnahmen bei den Systemnutzungsentgelten führen kann. Dieser positive Netzeffekt wird in der engen Definition bislang nicht abgebildet.

2. Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit (insbesondere durch Flexibilitätsleistungen):

Ein weiteres zentrales Kriterium des systemdienlichen Betriebs ist der Beitrag zur Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit. Dies erfolgt insbesondere durch die Erbringung von Flexibilitätsleistungen, etwa Lastverschiebung, Spitzenkappung, kurzfristige Bereitstellung von Leistung (z.B. Regelenergie), die Kompensation fluktuierender Einspeisung aus volatilen erneuerbaren Energien, die Unterstützung bei Frequenz- und Spannungsstabilisierung oder einen Beitrag zur Sicherstellung der Schwarzstartfähigkeit. Durch diese Fähigkeiten tragen Energiespeicheranlagen dazu bei, potenziell kritische Netzsituationen zu entschärfen, Blackout-Risiken zu verringern und den Bedarf an konventionellen Reservekapazitäten zu reduzieren. Die Aufrechterhaltung der Netz- und

Versorgungssicherheit ist damit nicht nur ein qualitatives Ziel, sondern steht in engem Zusammenhang mit der Verringerung von Risiko- und Krisenkosten im Stromsystem.

In dem Zusammenhang ist die Forderung der E-Control nach einem aufrechten Vertrag mit dem Regelzonenführer über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen als Voraussetzung für systemdienliche Speicher zu erwähnen, welche eine einseitige Einschränkung darstellt. Energiespeicheranlagen stellen heute einen bedeutenden Teil der Regelreserve und „non ancillary services“ wie Phasenschieben und Schwarzstartfähigkeit zur Verfügung. Mit den steigenden Volatilitäten in der Stromerzeugung und dem -verbrauch in einem Energiesystem mit einem hohen und perspektivisch vollständigen Anteil an erneuerbaren Energiequellen ist diese Einschränkung nicht sachgerecht und im Sinne der Energietransformation nicht zielführend. Mit der intendierten Auslegung, dass Flexibilitäten nur durch den Regelzonenführer (allenfalls Verteilnetzbetreiber, VNB) benötigt werden, entsteht eine viel zu knapp ausgelegte Definition. Bilanzgruppenverantwortliche und Lieferanten liefern durch die Bewirtschaftung der Portfolios einen wesentlichen Anteil zur Aufrechterhaltung einer kostengünstigen, effizienten und sicheren Energieversorgung. Dafür benötigen sie ebenso flexible Leistungen, die idealerweise wettbewerblich zur Verfügung stehen und nur in Ausnahmefällen durch den regulierten Bereich genutzt werden.

Weiters ist die Einschränkung der Energiespeicher auf einen zulässigen Betriebsbereich zu erwähnen, welche nur kurzfristige Zeitbereiche, nicht jedoch die mittel- und längerfristige Verlagerung von Energieüberschüssen in andere Bedarfszeiten honoriert. Damit wird dieses Kriterium zu einem Ausschluss von Langzeitspeichern und damit zu einem Hemmnis der Energietransformation. Wertvolle Energiemengen werden so ungenutzt abgeregelt.

Hinsichtlich der Vorgaben des Anschlussnetzbetreiber zum Blindleistungsverhalten ist daran zu erinnern, dass die Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR) bereits heute den Betreibern von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Energiespeicheranlagen klare technische Vorgaben in Bezug auf ihre Erzeugungscharakteristik (s. cos phi, Oberwellen etc.) vorgeben, wodurch eine zusätzliche Verpflichtung als kritisch anzusehen und obsolet ist.

Die Verpflichtung zu einer „kostenfreien“ - da nach den Ausführungen „kein Anspruch auf eine Entschädigung allfälliger wirtschaftlicher Nachteile oder Kosten“ besteht – Erbringung von Phasenschieberdienstleistungen als „non ancillary services“ ist jedenfalls abzulehnen, da eindeutig ein wirtschaftlicher Verlust (s. Opportunitätskosten der für den Motorbetrieb notwendigen Energie etc.) beim Betreiber entsteht. Zudem ist davon auszugehen, dass durch den massiven Ausbau von erneuerbaren Energiequellen mit der Nutzung von Frequenzumrichtertechnik der Bedarf an Blindleistungserbringung deutlich zunehmen wird.

3. <u>Betrieb an einem durch den Netzentwicklungsplan definierten Standort</u>

Grundsätzlich stell der Standort ein eigenständiges, klar normiertes Kriterium dar, das unabhängig von Betriebsweise und Markteinsatz Systemdienlichkeit begründen kann. **Es wird jedoch ausdrücklich darauf hingewiesen, dass das Standortkriterium nur für jene Energiespeicheranlagen Anwendung finden kann, die neu errichtet werden und bei denen eine bewusste Entscheidung für einen „systemdienlichen“ Standort möglich ist.**

Die in Kapitel 2.3.1 der Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung Teil 2 derzeit vorgeschlagenen Voraussetzungen, die den Standort als zentrales Kriterium definieren, führen allerdings zu einer systematischen Benachteiligung jener Energiespeicheranlagen, deren Standortwahl nicht frei möglich ist, die aber für die Energietransformation von zentraler Bedeutung sind. Davon betroffen sind einerseits Bestandsanlagen sowie „co-located" Energiespeicheranlagen (in Kombination mit Wind-, PV- oder Wasserkrafterzeugungsanlagen) und insbesondere Pumpspeicher, deren Realisierung zwingend an spezifische topographische Gegebenheiten und vorhandene Infrastruktur (z. B. bestehende Speicherbecken) gebunden ist. Hinsichtlich der „co-located" Energiespeicheranlagen ist die Abhängigkeit von der Lage der Wind- und PV-Zonierungen zu bedenken.

Auch **Elektrolyseanlagen**, die durch die Erzeugung von Wasserstoff speziell in Zeiten des Stromüberschusses für eine kurzfristige sowie saisonale Speicherung und Verschiebung von Energie sorgen, sind geeignet, einen Beitrag zur Systemdienlichkeit zu leisten. **Diese sehen wir jedoch im aktuellen Entwurf ebenfalls nicht berücksichtigt**. Die von der E-Control präsentierten Kriterien schließen eine Teilnahme von Elektrolyseanlagen an einer Entgeltbefreiung per Definition aus (insb. Engpassleistung). Zudem hängt der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft maßgeblich davon ab, wie die Rahmenbedingungen für erste Anwendungen ausgelegt werden. Es ist davon auszugehen, dass Elektrolyseanlagen einen wesentlichen Beitrag für die Finanzierung des entstehenden Wasserstoffnetzes werden leisten müssen (Hochlaufentgelt auf der Gas-Seite). Sollte hier diese Belastung nicht durch Unterstützung auf der Stromseite abgefedert werden, sind viele inländische Elektrolyse-Projekte in Gefahr. Die besondere Bedeutung der Elektrolyse als **Sektorkopplungstechnologie** muss auch in den Netznutzungsentgelten Berücksichtigung finden. Diese „Systemleistung" muss angemessen gewürdigt werden. **Oesterreichs Energie fordert daher nachdrücklich die Festlegung spezifischer, nichtdiskriminierender und technologieneutraler Voraussetzungen, die der Standortgebundenheit dieser Anlagen angemessen und umfassend Rechnung tragen.**

Die Einführung eines fairen, transparenten, wettbewerblich und durch den Anschlussnetzbetreiber organisierten **Ausschreibungsverfahren** zur Vergabe von Unterstützungen für die Errichtung und den Betrieb von Energiespeicheranlagen entspricht zwar den europarechtlichen und nationalen Vorgaben für die Voraussetzungen für den Betrieb von Energiespeicheranlagen durch Netzbetreiber als vollständig integrierte Netzkomponenten (§ 89 ElWG). Die Verknüpfung des Ausschreibungsverfahrens mit dem systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen, insbesondere in der von der E-Control vorgelegten kumulativen Form, ist allerdings prohibitiv gegenüber standortabhängigen Energiespeichern (Pumpspeicherkraftwerken, co-located Batteriespeichern). Weiters bleibt im Detail unklar, in welchen Intervallen diese Ausschreibungen durchzuführen sind, ob und unter welchen Voraussetzungen deren Durchführung verpflichtend ist, wie bzw. durch wen die vorgesehene „Vergütung" auszuzahlen ist (zumal der Begriff für einen einmaligen Kostenzuschuss bzw. -nachlass unpassend gewählt scheint), nach welchen (etwaigen weiteren) Kriterien die Vergabe erfolgt und wie eine entsprechende Kundmachung solcher Ausschreibungen erfolgen soll.

4. Einsatz nach den Anforderungen des Netzbetreibers

Schließlich kann der systemdienliche Betrieb auch darüber definiert werden, dass der Einsatz der Energiespeicheranlagen an den konkreten betrieblichen Anforderungen der Netzbetreiber in einem konkreten Anlassfall ausgerichtet wird. Dies umfasst etwa die Vorgaben in Situationen mit hoher erneuerbarer Einspeisung, drohenden Netzengpässen, regionalen Versorgungsrisiken oder außergewöhnlichen Betriebssituationen.

Durch diese netzorientierte Fahrweise übernehmen Energiespeicheranlagen eine operative Unterstützungsfunktion für den Netzbetrieb, indem sie Engpässe entschärfen und die Stabilität des Netzes erhöhen. Die Befolgung der Anforderungen der Netzbetreiber stellt damit ein eigenständiges, klar abgrenzbares Kriterium systemdienlichen Betriebs dar, das die zuvor genannten Aspekte ergänzt.

Dauerhafter flexibler Netzzugang

Die in Kapitel 2.3.4 der Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung Teil 2 adressierten dauerhaft flexiblen Netzzugänge sollten ein zentrales Element der zukünftigen Systemarchitektur sein. Dauerhaft flexible Netzzugänge, verursachen defacto keine zusätzlichen Netzausbaukosten, ermöglichen aber bestehende Netzinfrastruktur sehr schnell und effizienter zu nutzen und zusätzliche Anlagen – insbesondere Energiespeicheranlagen – zu integrieren. Aufgrund der wesentlich längeren Bewilligungs- und Umsetzungsdauer von Erneuerbarer-Energien-Projekte im Vergleich zu Battery-Energy-Storage-Systems (BESS)-Projekten wären insbesondere die dauerhaften flexiblen Netzzugänge für BESS die Lösung um den „Wettlauf um einen Netzzugang“ zu entspannen. Diese Möglichkeit stellt jedoch nur in der Kombination für Einspeiser und Bezieher einen Mehrwert für BESS dar, daher darf das Kriterium nicht nur für Einspeiser gelten – wie derzeit vorgesehen. Für Investoren und Projektentwickler muss zudem frühzeitig klar sein, mit welchen maximalen Einschränkungen bei der Nutzung von dauerhaft flexiblen Netzzugänge gerechnet werden muss. Ein systemdienlicher Standort sollte jedenfalls dort sein, wo das Netz nur in wenigen Spitzenzeiten vollständig ausgelastet ist und flexible Netzzugänge technisch möglich sind und genutzt werden können. Weiters ist auf die Notwendigkeit von hohen, nicht refundierbaren Reuegeldern (Non-refundable deposits) hinzuweisen. Die aktuell angespannte Situation bei verfügbaren Netzanschlüssen ist auch dadurch geprägt, dass ein Teil der bereits reservierten Kapazitäten über längere Zeiträume ungenutzt bleibt. Solche Blockaden sollten konsequent durch ein „Use-it-or-lose-it“-Prinzip adressiert werden.

Dadurch könnten brachliegende Kapazitäten schneller wieder verfügbar gemacht und für tatsächlich umsetzbare Projekte genutzt werden.

Zeitvariable Netznutzungsentgelte

Neben der Befreiung von Netzentgelten für Energiespeicheranlagen bei systemdienlichem Betrieb gemäß § 127 Abs. 3 sieht § 128 Abs. 3 ElWG vor, dass die Regulierungsbehörde zeitvariable Netznutzungsentgelte festlegt, die gezielt Anreize für einen systemdienlichen Einsatz schaffen. In Teil 2 der Marktkonsultation wird in Kapitel 2.3.5 zwar auf dieses Thema eingegangen, jedoch lediglich der bereits eingeführte „Sommer-Nieder-Arbeitspreis“ für Netzebene 7 erwähnt. Es wird ausgeführt, dass auf Basis der mit diesem Instrument gesammelten Erfahrungen bei künftigen Festlegungen der Systemnutzungsentgelte zeitlich

differenzierte Netznutzungsentgelte in Betracht gezogen werden. Die unter Punkt 1 „Kostenreduktion und Kostenvermeidung“ dargelegte systemdienliche Wirkung von Speicheranlagen bleibt dabei jedoch völlig unberücksichtigt.

Oesterreichs Energie fordert daher die Einführung von spezifischen Netznutzungsentgelten, die den systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen gezielt anreizen. Für Energiespeicher mit längeren Speicherzyklen ist auf Basis der aktuell gültigen SNE-V aufgrund ihrer systemdienlichen Wirkung bereits ein spezifischer Tarif realisiert. Dies ermöglicht eine kosteneffiziente Verlagerung des Strombezugs in Zeiten hoher (dezentraler) Stromerzeugung und stellt eine wesentliche Voraussetzung für einen kostendeckenden Betrieb dieser Anlagen dar.

Mit freundlichen Grüßen

Dr. Barbara Schmidt
Generalsekretärin

Dr. Dieter Kreikenbaum
Leitung Bereich Erzeugung

Über Oesterreichs Energie
Oesterreichs Energie ist die Interessenvertretung der österreichischen E-Wirtschaft. Im Auftrag seiner rund 140 Mitgliedsunternehmen vertritt der Verband im Sinne einer sicheren, sauberen und leistbaren Energiezukunft die Brancheninteressen gegenüber Politik, Verwaltung und Öffentlichkeit. Als erste Anlaufstelle zum Thema Energie arbeitet Oesterreichs Energie eng mit politischen Institutionen, Behörden sowie anderen Verbänden zusammen und bringt seine Expertise lösungsorientiert und kundenzentriert in laufende Debatten ein.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000335
Stellungnahme Öko Wind Erneuerbare Energieerzeugungs GmbH.pdf

Von: Julian Weiß [redacted]
Gesendet: 18.03.2026 09:43:21
An: recht-post@e-control.at
Betreff: Ökowind Stellungnahme V SNE 01/26

Sehr geehrten Damen und Herren,

wir projektieren, errichten und betreiben Windkraftanlagen, PV-Anlagen, Wasserkraftwerke und Batteriespeicher seit bald 30 Jahren. Selbst übernehmen wir die Verantwortung für den Betrieb von ca. 70MW erneuerbarer Erzeugungsleistung. Wir beschäftigen sich intensiv mit der weiteren Projektentwicklung u.a. von Batteriespeicher als Ergänzung unserer Erzeugungsanlage sowie als Stand-Alone Lösung vor allem in NÖ.

Hier nun unsere Stellungnahme zur Systemnutzungsentgelte Grundsatzverordnung V SNE 01/26 - Teil 2:

2.3.1 „Systemdienliche Speicher“
Worauf fußt die Begründung der **kumulativen** Voraussetzungen für die Einstufung als „systemdienlicher“ Speicher. In den Begriffsbestimmung Z 148 ElWG sowie den Erläuterungen dazu ist eindeutig von **alternativen** Kriterien sowie im Gesetzestext die Aufzählung der verschiedenen Kriterien mit „oder“ und „insbesondere“ verknüpft im Gesetzestext angeführt. Eine Erfüllung aller Kriterien erscheint nicht zielführend und entspricht nicht dem Ziel zur Erreichung der notwendigen Speicherkapazität. Ohne Befreiung vom Netznutzungsentgeltes und Netzverlustentgelt erachten wir den Betrieb eines Stand Alone Speichers jedoch als nicht wirtschaftlich. Der derzeitige Entwurf zielt auf eine reine netzseitige Kostenvermeidung bzw.- einsparung ab jedoch unserer Meinung nach die Definition der Systemdienlichkeit im im ElWG 2025 auf das Gesamtsystem abzustellen.

Ein Energiespeicher, sofern er mit gewissen Einschränkungen betrieben wird, reduziert die Gesamtsystemkosten des Energiesystems durch marktbasierte Fahrweise (Laden bei niedrigen Spotpreisen, Entladen bei hohen) und erbringt unter anderen folgenden erheblichen systemdienlichen Nutzen:

- Reduktion von Netzengpässen und Engpassmanagementkosten,
- Preisdämpfung für Endkunden (insbesondere in Spitzenzeiten morgens/abends),
- Geringerer Förderbedarf für PV-Anlagen → niedrigerer Ökostromförderbeitrag,
- Ermöglichung zusätzlicher EE-Einspeisung durch höhere Preise in Überschusszeiten,
- Beitrag zur Erreichung von 100 % erneuerbarer Strom und Klimaneutralität 2040.

Diese Effekte entstehen allein durch marktpreisgesteuertes Verhalten – ohne zusätzliche vertragliche Bindung an den Netzbetreiber und ohne zusätzliche Kosten für den Netzbetreiber. Eine zu enge Auslegung der Systemdienlichkeit (wie im Entwurf) behindert den notwendigen schnellen Ausbau.

Wir plädieren für ein vereinfachtes, anreizorientiertes Modell:

- Ausweisung von geeigneten Standorten im Netzentwicklungsplan mit maximaler Leistungsangabe je Netzknoten
- Automatische Einstufung als systemdienlich für Batteriespeicher an diesen Standorten, solange sie netzverträgliche **Hüllkurven** einhalten. Die Hüllkurven sollten transparent, quantifizierbar und risikobewertbar sein, um Investitionssicherheit zu gewährleisten.
- Vergabe der Anschlusskapazitäten nach dem Prinzip **„First Come – First Served“** für bereits erstinstanzlich genehmigte Projekte (Priorisierung laufender Projekte).
- Möglichkeit der Umwandlung in Co-Location-Anschlüsse durch Ergänzung einer EE-Erzeugungsanlage, sofern technisch machbar.

Den Hüllkurven kommt bei diesem Modell eine zentrale Bedeutung zu und hier schlagen wir folgende Eckpunkte vor:

1. **Zeitliche Vorankündigungsfristen:** Dynamische Hüllkurven sinnvoller als statische Einschränkungen daher laufende Anpassung mit zeitliche Vorankündigungsfristen (Prognosehorizont) – 2 Tage davor mit Anpassungsmöglichkeit bei Änderungen am Tag davor
2. **Granularität und Auflösung:** – Vorgabewerte am besten in 15min Werten als Vorgabe eines Maximalwertes für Einspeisung und Bezug
3. **Jährliche maximale Begrenzung / Kumulierte Restriktionen:** Maximal 10 % der Jahresstunden mit relevanter Restriktion (d. h. Hüllkurve enger als z. B. ±80 % der Anschlussleistung).

Hier möchten wir auch Hinweisen auf das FfE-Diskussionspapier „Kooperationsforum Großbatteriespeicher“ hinweisen welches auch für Österreich relevant ist.
https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/kooperationsforum-grossbatteriespeicher-gemeinsames-diskussionspapier/

Auf eine Ausschreibung zur Vergabe der systemdienlichen Anschlüsse sollte verzichtet werden. Uns erschließt sich nicht welcher Vorteil für das Gesamtsystem daraus gezogen werden soll da dieser Prozess jedenfalls die Umsetzung der Energiespeicher verzögern wird. Die rasche Umsetzung ist jedoch unbedingt notwendig um hohe Kosten für Engpassmanagement und Abregelungen von erneuerbaren Erzeugungsanlagen zur vermeiden. Außerdem sehen wir im ElWG 2025 keine Begründung zur Ausschreibung noch gibt es dieses Vorgehen für andere Vergaben von Netzanschlüssen.

Sollte es dennoch zu Ausschreibung kommen sollten entscheidende Zuschlagskriterien sein:

- Aufrechte erstinstanzliche Genehmigung damit kurzfristige Umsetzung sichergestellt ist
- Grundstücksrechte für die notwendigen Flächen zur Errichtung und Anschluss an das Stromnetz

Verweis auf die relevanten Gesetzpassagen sowie den Erläuterungen dazu:
Begriffsbestimmungen:
148. „systemdienlicher Betrieb“ die Betriebsart einer Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicheranlage, bei der systemdienlicher Nutzen im Sinne von Kostenreduktionen, Kostenvermeidung **oder** Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit erbracht wird, **insbesondere** durch die Erbringung einer Flexibilitätsleistung, den Betrieb an einem bestimmten, durch die Ausweisung im Netzentwicklungsplan für das Verteiler- oder Übertragungsnetz definierten Standort **oder** nach den Anforderungen des Netzbetreibers. Kostenvermeidung **oder** Kostenreduktion liegt insbesondere dann vor, wenn auf Grund vorliegender **oder** prognostizierter Erzeugungs- und Verbrauchsdaten **oder** auf Grund technischer **oder** vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstleistungsbeitrag der Anlage vorhersehbar **erheblich** von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht;

Erläuterungen:
Zu Z 148 (systemdienlicher Betrieb): Die Begriffsbestimmung legt drei **alternative** Kriterien für die Feststellung eines systemdienlichen Betriebs fest. Welche Anforderungen sich daran knüpfen, ist durch Verordnung der Regulierungsbehörde gemäß § 135 Abs. 1 (Verordnung über grundsätzliche Festlegungen) näher festzulegen. Zu berücksichtigen sind hier insbesondere die **saisonale oder tageszeitabhängige Erzeugung und Betriebsweisen,** die sich nach den Anforderungen des Netzbetreibers richten; ua die Bereitstellung von Blindleistung **oder** der Abruf von Regelenergie. Diese „Anforderungen“ sind jedenfalls von

der Regulierungsbehörde zu konkretisieren und zu überwachen. Unter dem Höchstlastbeitrag ist in diesem Zusammenhang der für die Netzdimensionierung maßgebliche Leistungsbeitrag einer Anlage zu verstehen, also jener Beitrag, den ihre Entnahme bzw. Einspeisung zu den für die Auslegung der jeweiligen Netz- oder Umspannebene maßgeblichen Spitzenbelastungen leistet. Trägt die Anlage zu diesen Spitzen aufgrund ihres Last- oder Einspeiseverlaufs vorhersehbar nicht oder nur in geringem Umfang bei, können zusätzliche netzseitige Investitionen und Aufwendungen für den Ausbau der betroffenen Netz- oder Umspannebene vermieden oder verringert werden.

Zu Abs. 3: Energiespeicheranlagen kommt bei der Bereitstellung der für die Transformation des Energiesystems **notwendigen Flexibilität eine entscheidende Rolle zu.** Bei systemdienlichem Betrieb, beispielsweise in ihrer Funktion als mögliches **Bindeglied zwischen Erzeugern und Endverbrauchern** und durch die Reduktion von Leistungsspitzen, können Energiespeicheranlagen Kosten im Netz reduzieren. Im Einklang damit statuiert Abs. 3 unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs eine Freistellung hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgeltkomponenten gemäß § 128 (Netznutzungsentgelt) und § 129 (Netzverlustentgelt).

Mit besten Grüßen

Julian Weiß

Öko Wind Erneuerbare Energieerzeugungs GmbH
Unter-Zwischenbrunn 10
3100 St.Pölten | Österreich
[redacted]
www.oekowind.eu

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000336
STN SNE-GSV
Teil1_Netzanschluss-Tarife.pdf

oesterreichs energie.

GENERALSEKRETARIAT

E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
Per E-Mail an: recht-post@e-control.at

Kontakt	DW	Unser Zeichen	Ihr Zeichen	Datum
DI Ursula Tauschek	223	06/26 – TA/CF		17.03.2026

Stellungnahme der Sparte Netze von Oesterreichs Energie zur Marktkonsultation der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung - Teil 1

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Sparte Netze von Oesterreichs Energie bedankt sich für die Gelegenheit, zum vorliegenden Begutachtungsentwurf zur „Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung“ Teil 1 Stellung nehmen zu dürfen und möchte ausdrücklich die im Dokument angeführte generelle Zielrichtung des neuen Netzanschlussentgelt-Modells begrüßen. Positiv hervorzuheben ist insbesondere:

- Einführung eines Leistungspreises für bislang nicht-leistungsgemessene Kunden
- die einheitliche Systematik für Einspeiser und Entnehmer
- verbesserte Transparenz für die Netzbenutzer sowie
- klare Anreize für eine netzdienliche Dimensionierung von Netzanschlüssen.

Die im Konsultationsdokument dargestellten Grundsätze zur Weiterentwicklung der Netztarifstruktur stellen einen wesentlichen Schritt zur Anpassung der Systemnutzungsentgelte an die sich verändernden Anforderungen im Elektrizitätssystem dar. Insbesondere die stärkere Berücksichtigung von Leistungsparametern in der Netzentgeltstruktur sowie die Integration der bisherigen Messentgelte in die Netznutzungsentgelte führen zu grundlegenden Änderungen in der Tarifgestaltung und in der praktischen Umsetzung der Netzentgeltabrechnung.

Aus Sicht der Netzbetreiber ist dabei entscheidend, dass die zukünftige Tarifstruktur klar, nachvollziehbar und administrativ effizient umsetzbar ausgestaltet wird. Gleichzeitig sollte der Übergang vom bestehenden Tarifmodell in das neue System möglichst stabil und geordnet erfolgen, um sowohl für Netzkunden als auch für Marktteilnehmer eine hohe Transparenz und Planbarkeit zu gewährleisten.

Vor diesem Hintergrund werden nachfolgend ausgewählte Aspekte des Konsultationsentwurfs aufgegriffen und Empfehlungen zur konkreten Ausgestaltung der Leistungsverrechnung, zur Festlegung geeigneter Mindestverrechnungsleistungen, zur Verbesserung der Transparenz bei Tarifvergleichen sowie zur schrittweisen Weiterentwicklung flexibler Netzentgeltkomponenten formuliert. Ziel dieser Stellungnahme ist es, einen Beitrag zu einer praktikablen, transparenten und langfristig stabilen Ausgestaltung der Netztarifstruktur zu leisten.

Zur einheitlichen Systematik für Einspeiser und Entnehmer ist besonders positiv hervorzuheben, dass das „Pauschalierte Netzanschlussentgelt für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger“ gemäß Anlage V zum ElWG im Konsultationsdokument nicht erwähnt wird. Dementsprechend gehen wir davon aus, dass die Regulierungsbehörde von der in § 130 Abs. 5 ElWG vorgesehenen Ermächtigung Gebrauch machen wird, die Geltung des Anhangs V auszuschließen und auch keine „technologiespezifischen Pauschalen für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen je Netzebene“ gemäß § 130 Abs. 4 Z 2 ElWG zu verordnen. Der ersatzlose Entfall dieser bisherigen Sonderregelung für Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger, die zu einer überproportionalen Umverteilung – von kleinen zu großen Anlagen – sowie eine und Sozialisierung von Netzkosten und damit zur Steigerung der Netznutzungsentgelte beigetragen hat, ist sachlich geboten und dringend notwendig!

Um die neuen Regelungen jedoch rechtssicher, verursachergerecht und praxistauglich umzusetzen, sind mehrere Präzisierungen erforderlich.

Unsere wesentlichsten Kritikpunkte an dem Begutachtungsentwurf sind

- Die Verrechnung ist ausdrücklich auf Basis der monatlichen Leistungsspitze vorzusehen und ein Monatsleistungspreis festzulegen, um nachträgliche Jahresaufrollungen von Abrechnungen zu vermeiden.
- Zur Begrenzung der Komplexität der Netzentgeltabrechnung sollte zumindest auf Netzebene 7 eine einheitliche Mindestverrechnungsleistung festgelegt werden. Ein solcher Ansatz würde auch die Leistungsverrechnung von Kleinstanlagen ohne gemessene Leistung ermöglichen und die Verständlichkeit für Netzkunden erhöhen.
- Es wird empfohlen, seitens der Regulierungsbehörde repräsentative Vergleichsfälle zu veröffentlichen, um die Auswirkungen des neuen Tarifmodells auf verschiedene Kundengruppen transparent darzustellen. Neben dem etablierten Haushaltsvergleichsfall sollten auch Beispiele für unterschiedliche Netzbereiche bereitgestellt werden.
- Aufgrund der Integration der Messentgelte in die Netznutzungsentgelte und der erwartbaren öffentlichen Aufmerksamkeit ersuchen wir repräsentative Vergleichsfälle für verschiedene Kundengruppen und Netzbereiche zu veröffentlichen.
- Eine unmittelbare Ausweitung der regelbaren Bezugsleistung auf die Netzebenen 5 bis 7 sollte kritisch geprüft werden. Es wird empfohlen, zunächst die Erfahrungen mit der in der SNE-V 2026 eingeführten Regelung auf Netzebenen 3 und 4 zu evaluieren und darauf aufbauend eine allfällige Ausweitung vorzunehmen.

- Bei der Überführung der unterbrechbaren Netznutzung wird empfohlen, weiterhin klar definierte Zeitfenster vorzusehen, die statistisch mit geringer Netzbelastung verbunden sind (z. B. Nachtstunden oder sommerliche Schwachlastzeiten).
- Für einen stabilen regulatorischen Rahmen der Tarifstruktur ersuchen wir, den grundlegenden Rahmen der zukünftigen Netztarifstruktur zeitlich längerfristig festzulegen, um häufige systemische Änderungen zu vermeiden. Weitere tarifliche Anpassungen sollten erst nach Evaluierung der Auswirkungen auf Kundenverhalten und Netzbelastung erfolgen.
- Beibehaltung der Verrechnung nach kalkuliertem, tatsächlichem Aufwand für den aufwandorientierten Teil (AWA) analog zum Netzzutrittsentgelt (mit der Ausnahme von Pauschalierungen (in absoluten €-Beträgen) von gleichartigen Standard-Anschlüssen in der Niederspannung) statt den von der E-Control vorgeschlagenen AWA-Kostensätzen und Obergrenzen in €/kW
- Verankerung und klare Definition des Netzzutrittspunkts in der SNE-GV zur eindeutigen Abgrenzung zwischen pauschaliertem Anteil (PA) und aufwandsorientiertem Anteil (AWA) des Netzanschlussentgelts
- Kostendeckende, durchgängige PA-Kostensätze (und allenfalls AWA-Kostensätze) je Netzebene auf Basis realistischer Daten, einschließlich Bau- und Grundstückskosten
- Klare Regelung der Anwendung für 1:n-Beziehungen – 1 Netzanschluss : n Anlagen von Netzbenutzern (z.B. Haushalte trotz NAP in Netzebene 6 mit Netznutzung in der Netzebene 7 abzurechnen)
- Rechtssichere Übergangsregelungen für bestehende Anschlussleistungen, Leistungsdaten und Altverträge
- Sachgerechte Sonderregelungen für Kleinstanschlüsse, unterbrechbare Anlagen und temporäre Netzanschlüsse

Zu den Punkten des Begutachtungsentwurfes nehmen wir, wie folgt, Stellung:

Zu Pkt. 2. Netznutzungsentgelt
Leistungspreis für bisher nicht-leistungsgemessene Kunden
Die Einführung eines Leistungspreises für bislang nicht-leistungsgemessene Kunden wird ausdrücklich begrüßt.

Zur Vermeidung sprungfixer Netzkosten wird angeregt, eine allgemein gültige Regelung für die Rundung der verrechnungsrelevanten gemessenen Leistungswerte auf eine Nachkommastelle festzulegen. Darüber hinaus sollten klare Verrechnungsregeln für Anlagen vorgesehen werden, bei denen keine gemessene Leistung zur Verfügung steht. Für die Einführungsphase scheint ein Anteil des leistungsbezogenen Entgeltes von rund 40-50% in der Netzebene 7 zweckmäßig, mittelfristig wäre eine Erhöhung auf beispielsweise 70% zu überlegen.

Staffelung des Leistungspreises
Vorgesehen ist eine Staffelung des Leistungspreises mit unterschiedlichen Tarifen für

a) die ersten 8 kW sowie
b) die über 8 kW hinausgehende Leistung.

Eine wesentliche Bedingung für die praktische Umsetzung besteht darin, dass anstelle des bisher üblichen **12-Monatsspitzenmittels** die **monatliche Leistungsspitze** für die Verrechnung herangezogen und ausdrücklich ein **Monatsleistungspreis** festgelegt wird. Dies ist erforderlich, da andernfalls eine endgültige Verrechnung erst nach Ablauf eines vollständigen Jahreszyklus erfolgen könnte. In der Folge wäre auch bei Kunden mit monatlicher Abrechnung eine endgültige Jahresverrechnungsleistung erst nach zwölf Monaten bestimmbar, wodurch eine nachträgliche Aufrollung der bereits erfolgten Monatsabrechnungen unvermeidbar wäre.

Das vorliegende Konsultationsdokument äußert sich an mehreren Stellen in diesem Sinne. Gleichzeitig wird jedoch auch auf das Positionspapier „Tarife 2.1“ verwiesen, welches sich für die Beibehaltung des 12-Monatsspitzenmittels ausspricht. Hier erscheint eine eindeutige Festlegung erforderlich.

Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass der Leistungspreis in der Stufe bis 8 kW niedriger ist als jener für Leistungen über 8 kW. Beispielhaft würde bei einer gemessenen Monatsleistung von 15,3 kW eine Verrechnung in der Form erfolgen, dass
8 kW mit dem Tarif der ersten Stufe und 7,3 kW (15,3 – 8) mit dem Tarif der zweiten Stufe abgerechnet werden.

Anwendung einer Mindestverrechnungsleistung
Die Festlegung individueller Mindestverrechnungsleistungen je Netzkunde würde zu einer erheblichen Komplexität in der Systematik der Netzentgeltabrechnung führen. Aus diesem Grund wird vorgeschlagen, zumindest auf **Netzebene 7** einen einheitlichen Ansatz für die Mindestverrechnungsleistung festzulegen, etwa in der Größenordnung von 1,6 kW oder 2,0 kW (entsprechend 20 % bzw. 25 % vom Schwellwert 8 kW).
Eine einheitliche Mindestverrechnungsleistung hätte neben der besseren Verständlichkeit für Netzkunden auch den Vorteil, dass die Leistungsverrechnung von Kleinstanlagen – etwa Pauschalanlagen oder Zählpunkten mit einphasigem Wechselstromzähler, bei denen keine gemessene Leistung vorliegt – abgedeckt werden kann.
Unter diesen Voraussetzungen erscheint zumindest auf Netzebene 7 eine einheitliche Mindestverrechnungsleistung zweckmäßig. Für die Netzebenen 3 bis 6 könnte analog auf die im ElWG vorgesehenen einheitlichen Mindestleistungen abgestellt werden. Im Falle individueller Mindestleistungen wären jedenfalls Regelungen vorzusehen – etwa in Analogie zu den Gas-Netzentgelten – in welchen Zeitabständen Netzkunden vertragliche Anpassungen beantragen können.

Allgemeine Rahmenbedingungen und Prämissen
Mit dem neuen ElWG sind die Messentgelte kein eigenständiger Bestandteil der Systemnutzungsentgelte mehr, sondern werden Bestandteil der Netznutzungsentgelte.

Die bisherigen Preisvergleiche der E-Control wurden jedoch exklusive Messentgelte durchgeführt. Bei unverändertem Vergleich würde allein durch diese Umstellung eine scheinbar deutliche Erhöhung der Netznutzungsentgelte – in der Größenordnung von rund 10 % – im Vergleich der Jahre 2026 und 2027 ausgewiesen werden.

Vor diesem Hintergrund ist mit erhöhter medialer Aufmerksamkeit sowie mit verstärktem Interesse von Interessenvertretungen hinsichtlich der Auswirkungen des neuen Tarifmodells auf einzelne Kundengruppen zu rechnen.

Es erscheint daher dringend erforderlich, dass seitens der E-Control repräsentative Vergleichsfälle veröffentlicht werden, anhand derer eine sachliche und nachvollziehbare Beurteilung der Tarifänderungen ermöglicht wird.

Neben einer Erweiterung des etablierten Haushaltsvergleichsfalls mit 3.500 kWh Jahresverbrauch um eine repräsentative durchschnittliche Verrechnungsleistung sollten entsprechende Vergleichsfälle auch für die einzelnen Netzbereiche zur Verfügung gestellt werden.

Es ist davon auszugehen, dass die Verbrauchsstruktur der Kunden in den einzelnen Netzbereichen unterschiedlich ist und eine erhebliche Bandbreite aufweist. Wir gehen davon aus, dass bei der Umsetzung des neuen Tarifmodells auf die unterschiedliche Kundenstruktur der einzelnen Netzbereiche Bedacht genommen wird und für eine möglichst geordnete Überführung der Kunden vom bestehenden in das neue Tarifmodell alle verfügbaren Freiheitsgrade genutzt werden.

Dementsprechend ist zu erwarten, dass die einzelnen Preiskomponenten – insbesondere Leistungspreis bis zum Schwellwert, Leistungspreis über dem Schwellwert sowie Arbeitspreis – je Netzbereich unterschiedlich ausgestaltet werden müssen. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass auch der genannte Schwellwert von 8 kW eine Stellgröße darstellen kann, die zur geordneten Übergangsphase beitragen kann und daher nicht zwingend von vornherein in dieser Höhe festgelegt werden sollte.

Flexibilitätsanforderungen in der Entgeltstruktur
Im vorliegenden Entwurf der Grundsatzverordnung Teil 1 ist hinsichtlich der regelbaren Bezugsleistung eine unverzügliche Ausweitung auf die Netzebenen 5 bis 7 vorgesehen. Die gleichzeitige Einführung einer regelbaren Bezugsleistung und einer Leistungsverrechnung auf Netzebene 7 würde jedoch erhebliche Veränderungen und Herausforderungen für die Abrechnungssysteme mit sich bringen und könnte in der Folge zu Problemen bei der Netzentgeltabrechnung führen.

Jedenfalls ist vor einer beabsichtigten Ausweitung auf weitere Netzebenen eine Evaluierung der in der SNE-V 2026 eingeführten regelbaren Bezugsleistung auf Netzebenen 3 und 4 durchzuführen. Auf Grundlage der dabei gewonnenen Erfahrungen könnte in weiterer Folge eine Ausweitung des bestehenden regelbaren Leistungstarifs auf weitere Netzebenen geprüft werden.

Die Überführung der unterbrechbaren Netznutzung kann weiterhin über fixe Unterbrechungszeiten erfolgen. Dabei sollten Zeitfenster gewählt werden, in denen statistisch keine zusätzliche Netzbelastung zu erwarten ist. Typische Beispiele sind weiterhin Nachtstunden mit niedriger Netzlast. In Anlehnung an die SNAP-Zeiten könnten auch im Sommer Zeitfenster mit geringer Netzbelastung definiert werden. Demgegenüber sollten insbesondere im Winter jene Zeitfenster vermieden werden, in denen mittags und abends regelmäßig hohe Netzbelastungen auftreten.

Zusätzlich wäre es sehr wünschenswert, wenn der grundsätzliche Rahmen einer neuen Netztarifstruktur – beispielsweise die mögliche Einführung weiterer zeitvariabler Arbeitspreise neben dem Normaltarif und dem SNAP – möglichst frühzeitig und stabil festgelegt wird.

Es sollte nach Möglichkeit vermieden werden, dass es jährlich zu systemischen Änderungen kommt, die jeweils eine neuerliche Implementierung in den Abrechnungssystemen erforderlich machen.

Weitere tarifliche Anpassungen, insbesondere zusätzliche zeitvariable Elemente, sollten erst nach einer Evaluierung der Auswirkungen auf das Kundenverhalten sowie der technischen Rückwirkungen auf die Netzbelastung vorgenommen werden.

Zu Pkt. 3. Netzanschlussentgelt
Allgemeine Vorbemerkung
Bei der Ausgestaltung des Netzanschlussentgelts sind die verfassungsrechtlichen Vorgaben, insbesondere der Gleichheitssatz nach Art. 7 BVG und das daraus abgeleitete Sachlichkeitsgebot, zu beachten. Regelungen müssen sachlich gerechtfertigt, nachvollziehbar differenziert und gleichheitskonform ausgestaltet sein. Pauschalierungen und Typisierungen sind zwar grundsätzlich zulässig, dürfen jedoch nicht dazu führen, dass wesentlich unterschiedliche Sachverhalte ohne sachliche Rechtfertigung gleichbehandelt oder vergleichbare Sachverhalte unterschiedlich behandelt werden.

Der verfassungsrechtliche Gleichheitssatz (Art. 7 B VG) richtet sich sowohl an den Gesetz- und Verordnungsgeber als auch an die Vollziehung und verpflichtet diese, Regelungen und deren Anwendung sachlich gerechtfertigt und gleichheitskonform auszugestalten.

Dies betrifft v.a. Regelungen zur Pauschalierung von Anschlusskosten, zur Abgrenzung pauschalierter und aufwandsorientierter Entgeltbestandteile, zur Behandlung unterschiedlicher Anschlusskonstellationen (z. B. 1:n Beziehungen), zu Übergangs- und Bestandsschutzfragen sowie zu Sonderfällen wie Kleinst- oder unterbrechbaren Anschlüssen.

Verrechnung nach kalkuliertem, tatsächlichem Aufwand statt Kostensätzen und Obergrenzen für den aufwandsorientierten Anteil (AWA NE3–7)
Das im Konsultationsdokument vorgesehene System von Kostensätzen und Obergrenzen in €/kW je Netzebene führt aus unserer Sicht zu einer zusätzlichen Komplexität. Netzbenutzer müssten künftig zwischen AWA-Kostensatz, AWA-Obergrenze und PA je Netzebene unterscheiden was einer einfachen und verständlichen Rechnungssystemaik zuwiderläuft. Darüber hinaus besteht die Gefahr, dass die Verrechnung, die sich aus den pauschalierten kW-Sätze ergibt, in vielen Fällen deutlich über den tatsächlich verursachten Anschlusskosten liegt, insbesondere bei Anschlüssen, die real geringeren Aufwand verursachen, sowie bei hohen Leistungsanforderungen. Auch diesen Aspekt sehen wir im Hinblick auf die Akzeptanz durch die Netzbenutzer als äußerst kritisch.

Die generelle Regelung des AWA mit Kostensätzen und Obergrenzen in €/kW wird auch im Hinblick auf die Vorgaben im § 130 Abs. 1 ElWG kritisch betrachtet:

> *„Durch das Netzanschlussentgelt werden dem Netzbetreiber **alle angemessenen und den marktüblichen Preisen** entsprechenden Netzanschlusskosten abgegolten …“*

In der Praxis korreliert der unmittelbare Aufwand für die Anschlussanlage nicht linear mit der Leistung. Die Anschlusskosten sind vielmehr als Sprungfixkosten einzustufen, da eine bestimmte Dimensionierung und Ausgestaltung der Anlage stets einen klar definierten Leistungsbereich vorgibt – etwa durch Mindestquerschnitte oder zulässige Grenzströme.

In der Netzebene 7 variiert der Anschlussaufwand stark – vom simplen Anklemmen im Kabelverteiler bis zur Verlegung eines Netzbetreiberkabels inkl. Tiefbau auf öffentlichem Grund. Ein einheitlicher €/kW-Satz führt zwangsläufig zu großen Begünstigungen oder Benachteiligungen in Einzelfällen.

Folgende Beispiele verdeutlichen, dass dieser Ansatz nicht sachgerecht ist:

- Ein neuer Abzweig im Umspannwerk für 20 MW verursacht gegenüber einem für 5 MW idR keinen vierfachen Mehraufwand, sondern liegt in einem vergleichbaren Kostenbereich.
- Die Einbindung eines Kabelanschlusskastens in ein bestehenden Niederspannungsnetz verursacht Kosten in Höhe von xxx €. Die beim Netzanschlusspunkt anschließbare Leistung umfasst einen Bereich von 1 kW – yy kW. Erst bei Überschreitung der Leistung yy kW sind (weitere) Anpassungen/Verstärkungen notwendig.

Kostensätze in €/kW je Netzebene sind jedenfalls ein probates Mittel zur Verteilung der Kosten des vorgelagerten Netzausbaus (PA-Pauschalen). Wenn zusätzlich der aufwandsorientierte Anteil (AWA) über solche Kostensätze ermittelt wird, führt das zu einer unverhältnismäßig hohen Belastung für Anschlüsse mit hohen Leistungen. Das ist weder verursachungsgerecht noch systemeffizient, zumal es Anschlüsse mit hohen Leistungen gegenüber Anschlüssen mit geringeren Leistungen benachteiligt. Daraus könnten unerwünschte Anreize zur Splittung / Verteilung der gesamt zugebauten Leistung auf kleinere Projekte geschaffen werden, die zu insgesamt deutlich höheren Kosten im

Gesamtsystem führen. Weiters ist in einem System mit AWA-Kostensätzen und -Obergrenzen in €/kW der Anreiz, durch günstige Standortwahl die unmittelbaren Anschlusskosten gering zu halten, nicht gegeben bzw. stark abgeschwächt.

Auch das Argument des reduzierten Bearbeitungsaufwands durch die AWA-Pauschalen für die Netzbetreiber überzeugt nicht, weil zur Ermittlung eines allfälligen, die Obergrenze überschreitenden Anteils ohnehin immer vorab eine Kalkulation des tatsächlichen Aufwands erforderlich wäre.

Wir regen daher an, den aufwandorientierten Anteil grundsätzlich weiterhin nach tatsächlich kalkulierten Anschlusskosten abzurechnen und starre kW-Pauschalen – wenn überhaupt – nur eng begrenzt als Obergrenze zu nutzen. Nur so kann eine verursachungsgerechte Verrechnung der Netzanschlusskosten im Einklang mit den Vorgaben § 130 ff ElWG sichergestellt werden.

Eine Pauschalierung in Form von Absolutbeträgen je Anschluss für gleichartige Standard-Anschlüsse in der Niederspannung (z.B. Sicherungsleiste + Inbetriebnahme / Anklemmen von Privatkabel im Kabelverteiler bzw. in der Trafostation, Verlegung Netzkabel ab Kabelverteiler) ist jedoch in der Praxis unabdingbar und soll daher weiterhin durch die Netzbetreiber erfolgen können oder über die SNE-GV / SNE-V festgelegt werden.

Das €/kW-Modell steht im Widerspruch zur bisherigen, bewährten Praxis. Diese basiert auf der physikalischen Gegebenheit, dass in besonderen Fallkonstellationen (Netzausläufer, nicht verbautes Gebiet etc.) Anschlussanlagen auch gemeinsam genutzt werden können. Daher wird dem Netzanschlusswerber nur jener Anteil der Kosten für die erforderliche Netzausbaumaßnahme verrechnet, der tatsächlich auf seinen Anschluss entfällt. Der verbleibende Teil wird vom Netzbetreiber vorfinanziert und für zukünftige Anschlüsse weiterer Netzbenutzer (die dann idR den höheren PA-Kostensatz auf der untergelagerten Netzebene zahlen) reserviert. Dieses etablierte Vorgehen sollte auch im zukünftigen Regime weiterhin ermöglicht werden.

Weiters ist folgender Sachverhalt zu berücksichtigen: Die Leistungsermittlung im Viertelstundenintervall hat sich gut etabliert und entspricht auch der thermischen Belastbarkeit der Betriebsmittel. Innerhalb des Viertelstundenintervalls können die Leistungswerte den Durchschnittswert sowohl deutlich über- als auch unterschreiten. In bestimmten Fällen (z.B. bei Prüffeldern) kann die ermittelte Viertelstundenleistung („Durchschnittsleistung“) eklatant von der tatsächlichen Netznutzung abweichen. Bemessungsgrundlage für die Anschlussanlage und den Netzanschluss muss aber die tatsächliche Maximalbelastung sein, die deutlich über dem höchsten gemessenen Viertelstunden-Mittelwert liegen kann. Auch diesen Aspekt berücksichtigen die AWA-Kostensätze unzureichend.

Netzzutrittspunkt (bisher technisch geeigneter Anschlusspunkt – TGA): Definition und Verankerung erforderlich

Der bisher in den AB VN verankerte „technisch geeignete Anschlusspunkt (TGA)“ ist die fachlich zwingend notwendige Schnittstelle zwischen vorgelagertem Netz und Anschlussanlage. Er bildet den Beginn des netzseitigen Teils der Anschlussanlage und ist Voraussetzung für die saubere Abgrenzung zwischen pauschaliertem (PA - Anteil vorgelagerter Netzausbau) und aufwandorientiertem Anteil (AWA – Anteil unmittelbare Anschlusskosten) des Netzanschlussentgelts. Er ist weiters der Bezugspunkt für die die Netzebenen-Zuordnung beim PA (bisher: Netzbereitstellungsentgelt) und der Startpunkt für die Ermittlung des AWA (bisher: Netzzutrittsentgelt), der die Kosten der Anschlussanlage vom TGA bis zur Eigentumsgrenze abdeckt.

Der bisherige TGA fehlt im vorliegenden Marktkonsultationspapier gänzlich, obwohl die E-Control noch im Positionspapier Tarife 2.1. festgehalten hat, dass „vom Konzept des technisch geeigneten Anschlusspunktes durch die Neugestaltung…nicht abgegangen“ werden soll.

Im ElWG wurde der Begriff „Netzanschlusspunkt (NAP)“ in den Legaldefinitionen in einem anderen Sinn bestimmt. Er entspricht nunmehr der Eigentumsgrenze / Übergabestelle, also der Schnittstelle zwischen dem Verteilernetz und der Kundenanlage.

> *„§ 6 Z. 110. ElWG: „Netzanschlusspunkt (Übergabestelle)“ jene vertraglich festgelegte Schnittstelle, die die Anlage des Netzbenutzers mit einem Übertragungsnetz oder Verteilernetz verbindet;“*

Unseres Erachtens ist es aufgrund der terminologischen Unklarheiten und für die Bestimmung dieses zentralen Bezugspunktes dringend erforderlich, den bisherigen TGA in entsprechender Weise in der SNE-GV zu verankern und mit einem passenden Begriff, der nicht zur terminologischen Unklarheit und Verwechslung mit dem Netzanschlusspunkt gemäß ElWG führen darf, zu belegen. In den TOR Begriffe ist der inhaltsgleiche Bezugspunkt als Netzzutrittspunkt wie folgt definiert:

> *„Netzzutrittspunkt: Die technisch geeignete Stelle des zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses für die Herstellung des Anschlusses bestehenden Netzes, an der elektrische Energie eingespeist oder entnommen wird, unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Interessen der Netzbenutzer.“*

Zur Verdeutlichung des Kriteriums der technischen Eignung und zur gedanklichen Überleitung vom bisherigen TGA könnte dieser Bezugspunkt auch als „Technisch geeigneter Netzzutrittspunkt (TGN)“ bezeichnet werden.

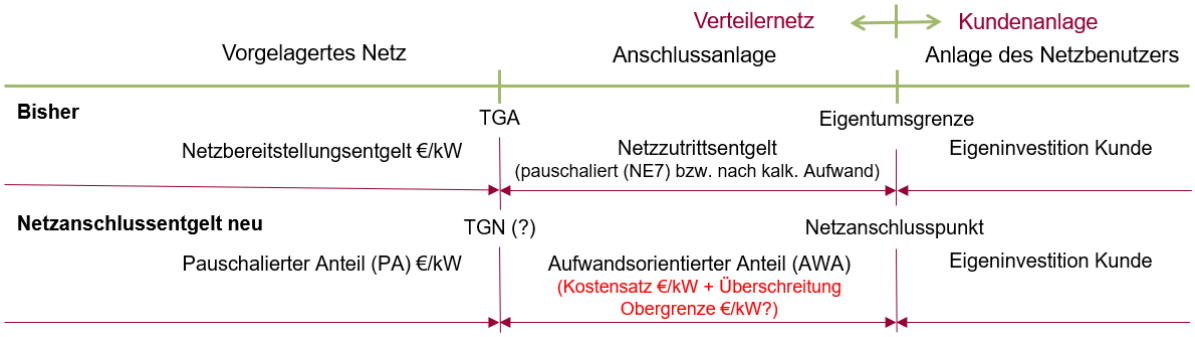


Abbildung 1: bisherige und neue Bezugspunkte und Begriffe für den Netzanschluss

Darüber hinaus regen wir an, Kriterien zur Standardfestlegung dieses Bezugspunktes je Netzebene zu entwickeln (z. B. im aufgeschlossenen Verbauungsgebiet verpflichtender vorgelagerter Netzausbau, der über PA finanziert wird).

Für Anschlüsse auf der Netzebene 7 und Netzebene 5 braucht es unserer Auffassung nach eine Klarstellung betreffend die örtliche Lage des Netzanschlusspunktes. Bei Netzanschlüssen auf der Netzebene 4 (nächstgelegenes Umspannwerk) bzw. auf der Netzebene 6 (nächstgelegene Trafostation) finden sich dazu Festlegungen unter § 97 ElWG. Insbesondere ist klarzustellen, dass auch bei Netzanschlüssen auf den Netzebenen 5 und 7 kein Anspruch auf Situierung der Eigentumsgrenze an/auf der Grundstücksgrenze besteht.

Ergänzend zur Verordnung und den dazugehörigen Erläuterungen würden wir es sehr begrüßen, wenn die ECA den ‚Leitfaden Netzanschluss' in aktualisierter Form erneut veröffentlichen könnte. Wir stehen dafür gerne unterstützend zur Verfügung und würden entsprechende Praxisbeispiele aus unserer Erfahrung einbringen.

Ermittlung der PA-Pauschalen
Die PA-Pauschalen müssen kostendeckend, treffsicher und netzebenenübergreifend durchgängig sein. Dazu sind neben elektrotechnischen Komponenten insbesondere Tiefbau- und Grundstückskosten realitätsnah zu berücksichtigen.

Folgendes Beispiel verdeutlicht die erforderliche Durchgängigkeit: Ein neuer Kunde mit 350 kW kann eine neue Trafostation notwendig machen (Gesamtaufwand rd. 150 T€). Der heutige Unterschied in den NBE-Sätzen zwischen NE5 und NE6 deckt solche Kosten nicht annähernd ab (Beispiel Salzburg: die Differenz zwischen den Netzbereitstellungsentgelten der Netzebenen 5 und 6 macht bei einer angenommenen, gesamt verrechenbaren Leistung von 1.000 kW für eine Trafostation gerade einmal 15.830 € aus). Künftige PA-Sätze sollten derartige Netzebenen-Sprünge nachvollziehbar abbilden, sodass Planbarkeit entsteht und keine verdeckten Quersubventionierungen fortgeschrieben werden.

In dem Zusammenhang ist auch anzumerken, dass die derzeitigen Netzbereitstellungsentgelte gemäß SNE-V sein dem Jahr 2001 nie erhöht wurden, während sich beispielsweise der Baukostenindex-Straßenbau im selben Zeitraum mehr als verdoppelt hat (+ 119%). Dementsprechend sind diese Kostensätze kein geeigneter Vergleichsmaßstab

für die Festlegung der PA-Pauschalen. Weiters ist bei Letzteren von Anfang an eine indexbasierte jährliche Anpassung vorzusehen, damit nicht über die Jahre wieder so eine Lücke zwischen den tatsächlichen Kosten und den PA-Verrechnungen entsteht und dementsprechend der Anteil der sozialisierten Netzkunden und damit die Netznutzungsentgelte steigen.

Anwendung auf 1:n-Beziehungen (insbesondere Mehrparteienhäuser, NE6/NE7)
In der Niederspannung / Netzebene 6 und 7 sind 1:n-Anschlusskonstellationen (ein Netzanschlusspunkt mit mehreren Anlagen von Netzbenutzern /Netzzugangsverträge) insbesondere in Mehrparteienhäusern Standard und betreffen diese Konstellationen vor allem im städtischen Raum den zahlenmäßig überwiegenden Anteil der Netzbenutzer.

Die gesetzliche Legaldefinition des Netzanschlusspunkts im ElWG spricht nur singulär von „der Anlage des Netzbenutzers“ und geht nicht weiter auf den u.a. praxisrelevanten Umstand ein.

In der SNE-GV sollten allfällige Interpretationsspielräume / Regelungslücken, die daraus entstehen, geschlossen und eine entsprechende Klarstellung verankert werden.

Für solche, **am gleichen Netzanschlusspunkt über eine gemeinsam genutzte Anschlussleitung angeschlossene Kundenanlagen** bedarf es daher zusätzlicher Festlegungen.

Konkret schlagen wir vor:

- Zuordnung Netznutzungsebene 6 / 7 bei Anschluss einer gemeinsam genutzten Anschlussleitung am Niederspannungsverteiler der Trafostation
  - Für Netzbenutzer mit bis zu 100 kW netzwirksamer Bezugsleistung je Anlage eines Netzbenutzers / Netzzugangsvertrag soll die Netznutzungsebene 7 zur Anwendung kommen, auch wenn der gemeinsame Netzanschlusspunkt auf der NE6 liegt.
  - Kunden mit mehr als 100 kW netzwirksamer Leistung in solchen Objekten mit gemeinsamem Netzanschlusspunkt auf der NE6 sollen, hingegen der Netznutzungsebene 6 zugeordnet werden.
- Es sollte klargestellt werden, dass trotz Vereinbarung der netzwirksamen Leistung (von z.B. standardmäßig 8 kW je Wohnung) sowohl die ab dem Netzanschlusspunkt gemeinsam genutzten Anlagenteile im Kundeneigentum vom Elektroplaner / Elektriker als auch der Netzanschluss vom Netzbetreiber im Sinne der Wirtschaftlichkeit nicht auf die Summe der einzelnen netzwirksamen Leistungen, sondern auf die nach den Regeln der Technik (Technische Anschlussbedingungen der Netzbetreiber) zu erwartende gleichzeitige Leistung zu dimensionieren ist.
  Es sollte im Sinne der Kosteneffizienz klargestellt werden, dass bei einem Anschluss auf der Netzebene 7 für die einzelne Anlage eines Netzbenutzers kein Recht auf einen separaten Netzanschlusspunkt besteht.

Ggf. könnte auch der Punkt, an dem die einzelne Anlage eines Netzbenutzers beginnt und deren netzwirksame Leistung in Einspeise- und Bezugsrichtung gemessen und im Netzzugangsvertrag verankert wird als „Netzzugangspunkt“ in der SNE-GV definiert werden.

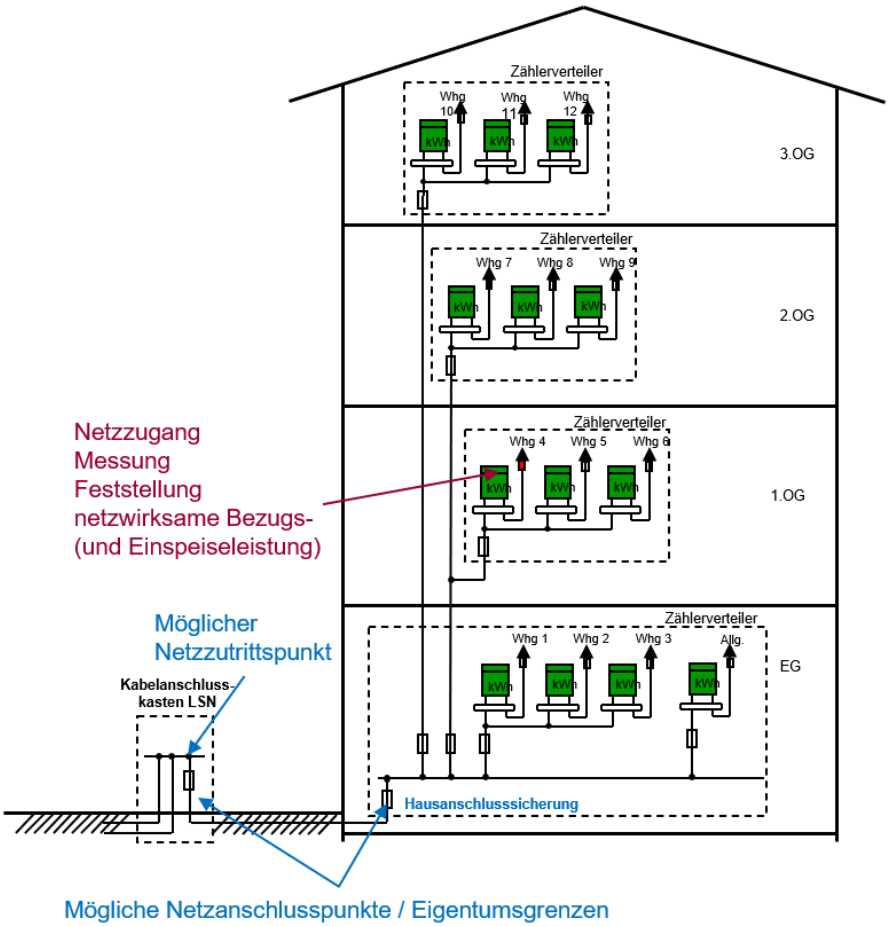


Abbildung 2: Abweichung 1 Netzanschlusspunkt : n Netzzugangsverträge / Punkte an denen die netzwirksame Leistung je Anlage eines Netzbenutzers festgestellt wird.

Leistungsmessung für alle – Übergangsphase

Das neue Modell setzt eine leistungsbasierte Abrechnung bis zur NE7 voraus und damit die Verfügbarkeit höchster Viertelstundenleistungen je Monat für alle Anlagen. Für die Übergangsphase ist hierbei klarzustellen, dass solange keine gemessenen Leistungswerte vorliegen, keine Nachverrechnung erfolgt. Dies ist insbesondere wichtig im Zusammenhang mit der Verjährung von Ansprüchen nach 3 Jahren.

Zudem sollte auch in der SNE-GV oder in den Erläuterungen nochmals klargestellt werden, dass eine Überschreitung der gemessenen Leistung über die vertraglich vereinbarte netzwirksame Leistung hinaus auch ohne erforderliche Maßnahmen zur Errichtung oder Verstärkung der Anschlussanlage zu einer Verrechnung des PA im Ausmaß der Erhöhung führt, und zwar getrennt je Energieflussrichtung. Dies ergibt sich unserer Ansicht nach eindeutig aus dem § 130 Abs. 2 ElWG und schafft eine einfache, transparente und rechtssichere Grundlage für die Verrechnung des PA.

Tatsächliche Leistungsinanspruchnahme vs. vereinbartes Ausmaß der Netznutzung
Bei bisher nicht leistungsgemessenen Anlagen werden (gleichzeitige) Anschlussleistungen oft aus Sicherungsgrößen (unterschiedliche Sicherungsgrößen für unterschiedliche Anschlussleistungen) abgeleitet; reale Höchstleistungen sind bei Smart-Meter-IME-Konfigurationen bereits aus Lastprofilen ersichtlich, auch wenn die Viertelstundendaten von den Netzbetreibern bisher nicht für diesen Zweck verwendet wurden. In der SNE-GV ist darzulegen, dass es sich bei den bislang bei nicht leistungsgemessenen Anlagen festgelegten Netznutzungsrechten in Kilowatt um bewusst gewählte kaufmännische Durchschnittsgrößen (z.B. 4 kW klassischer Haushaltskunde) handelt. Das bisherige System sieht ausdrücklich vor, dass es in der Viertelstundenbetrachtung zu temporären Überschreitungen dieser Durchschnittswerte kommen kann und darf. Aus einer solchen Überschreitung kann daher weder eine Verpflichtung zur Nachverrechnung abgeleitet werden noch kann darauf aufbauend eine Verjährung eintreten.

Ergänzend wird festgehalten, dass die technische Begrenzung des zulässigen Ausmaßes der Netznutzung bei vielen Netzbetreibern über die Zuordnung zu einer Sicherung erfolgte (z. B. 4 kW und 3 x 25 A in Oberösterreich). Bereits daraus ergibt sich, dass temporäre Überschreitungen der kaufmännischen Durchschnittswerte im bisherigen Regime systemimmanent zulässig sein müssen.

Maßgeblich ist die vertragliche Überführung in die neue Systematik zu einem definierten Stichtag, ab dem sämtliche Erhöhungen nach den neuen Regeln abgegolten werden (z.B. Anlagen mit Ausmaß der Netznutzung bisher 4 kW werden 8 kW netzwirksame (gemessene) Leistung einmalig unentgeltlich zugestanden).

Für einen Drehstrom-Neuanschluss sollte hinsichtlich der PA-Verrechnung die im Konzept vorgesehene Leistung von 8 kW als Mindestleistung angesetzt werden, auch wenn eine geringere Inanspruchnahme vom Netzanschlusswerber beabsichtigt wird. Dies ist insbesondere relevant, weil ja auch die Leistungspreisverrechnung an die Festlegung der netzwirksamen Leistung in Bezugsrichtung anknüpfen soll („Mindestbemessungsgrundlage im Ausmaß von 20% der vertraglich vereinbarten Leistung“). Für einen Drehstromanschluss erscheint uns eine Mindestleistung von 8 kW angemessen (Anmerkung: einphasige Anschlüsse sind aufgrund der Vorgaben in den TOR nur bis 3,68 kVA zulässig).

Sondersituation Vorarlbergnetz
In Vorarlberg wurden Netzbereitstellungsentgelte gemäß den von der E-Control genehmigten AB VN der Vorarlberger Energienetze bisher nur für Mindestleistungen (z. B. 25/100/400 kW je nach Ebene) verrechnet. Die konsequente PA-Verrechnung nach maximal gemessener Leistung würde dort bei Bestandskunden zu erheblichen Nachverrechnungen führen (Beispiel: 2.000 kW gemessene Leistung, bisher 400 kW Mindestleistung in NE5 – ohne spezifische Regelung wären 1.600 kW PA zu verrechnen). Wir regen für diesen Sonderfall eine einmalige, sachgerechte Überführung auf Basis eines definierten Betrachtungszeitraums der faktisch gemessenen Höchstleistung an, um überproportionale Nachverrechnungen zu vermeiden und Rechtssicherheit zu schaffen.

Unterbrechbare Anschlüsse / Anlagen
Unterbrechbare Anschlüsse hatten bislang reduzierte oder keine Netzbereitstellungsentgelte zu leisten. Vor dem Hintergrund der im Konsultationspapier (Kapitel 1) vorgesehenen „Abschaffung“ bzw. des „Auslaufenlassens“ der unterbrechbaren Tarife KANN in Zukunft eine Zusammenlegung von Anlagenteilen (Zählpunkten) VON Kunden gewünscht werden. Dies führt dann in den meisten Fällen zwangsläufig zu einer Erhöhung der netzwirksamen Bezugsleistung beim gemeinsamen Zählpunkt und in weiterer Folge zu einer Nachverrechnung. Eine pauschale Zuweisung von 8 kW ist nicht sachgerecht, zumal viele unterbrechbare Anlagen (insbesondere Warmwasserboiler mit rd. 2 bis 4 kW) wesentlich weniger Leistung beanspruchen. Denkbar wäre, dass die in einem definierten Beobachtungszeitraum tatsächlich gemessene Höchstleistung (mit einer Obergrenze von 8 kW) als netzwirksame Bezugsleistung zugewiesen wird. Dieser Leistungswert soll dann bei der späteren Anlagenzusammenlegung auf die netzwirksame Leistung der zusammengelegten Anlage angerechnet werden können.

Erforderliche Regelung für Kleinstanschlüsse und Pauschalanlagen
Für Kleinstanlagen wie z. B. Schranken, Telekom-Verstärker, Fahrscheinautomaten ist die 8 kW-Mindestleistung nicht sachgerecht. Wir schlagen daher folgende Regelung vor:

- 1 kW Mindestleistung für bestehende Kleinstanlagen (sofern nicht ein höherer Wert vereinbart wurde, z.B. 2 kW bei 1 x 16 A in Oberösterreich) und neue **einphasig angeschlossene Anlagen** mit einer maximalen Absicherung von 1 x 10 A (auch wenn diese ggf. mit einem 3-phasigen Zähler gemessen werden).
- Innerhalb dieser Kategorie sollen als weitere Abstufung die Kriterien für Anlagen ohne Zähler mit pauschaler Verbrauchsberechnung und -abrechnung festgelegt werden. Hierfür schlagen wir nachfolgende Kriterien vor:
  - Maximaler Anschlusswert der fest angeschlossenen Betriebsmittel lt. Typenschild von 1.000 Watt (Steckdosen sind nicht zulässig).
  - Berechnung des Verbrauchs: Anschlusswert lt. Typenschild * zu erwartende Betriebszeit (z.B. 8.760 Stunden bei durchlaufenden Anlagen wie Telekom-Verstärkern, dunkle Stunden des Jahres bei Beleuchtung mit Dämmerungssensor) * 1,1 (Verlustaufschlag von 10%)
  - Diese Berechnung darf maximal 2.000 kWh pro Jahr ergeben, sonst ist ein Zähler einzubauen.

Eine solche Pauschalanlagen-Regelung ist in der Praxis erforderlich, weil der Mehraufwand für den Einbau (Platzbedarf) und den Betrieb eines Zählers im Vergleich zur Verrechnung eines maximal anzunehmenden Verbrauchs insbesondere für viele gleichartige Anlagen wie z.B. Werbetafeln, Parkschein- und Fahrkartenautomaten sowie Telekomverstärker unverhältnismäßig hoch wäre. Netzbenutzern soll jedoch kein generelles Anrecht auf solche Pauschalanlagen eingeräumt werden. Die Beurteilung ob die Kriterien für die Anwendung der Pauschalanlagen-Regelung vorliegen, soll dem Netzbetreiber obliegen.

Haushalte sollten von dieser Kleistanschlussregelung explizit ausgenommen und einheitlich mit den z.B. 8 kW als Mindestwert für die zu erwerbende netzwirksame Leistung (PA-Pauschale) geregelt werden.

Regelung zur Tragung der Mehrkosten bei abweichender Netzebene auf Kundenwunsch

§ 97 Abs. 4 ElWG normiert:

> *„Anschlusswerber können im Rahmen der Vorgaben der Verordnung gemäß § 93 Abs. 1 einen vom Netzbetreiber festgelegten Netzanschlusspunkt abweichenden Netzanschlusspunkt begehren (alternativer Netzanschlusspunkt), wenn sie die dadurch entstehenden Mehrkosten tragen.“*

Diese Regelung des § 97 Abs. 4 ist inhaltlich unbestimmt und erfordert daher eine Konkretisierung in der SNE-GV. In diesem Zusammenhang ist klarzustellen, dass nicht jede Änderung des Netzanschlusspunktes – wie dies der Gesetzestext missverständlich nahelegt – automatisch zu AWA-Mehrkosten beim Netzbetreiber führt. So kann etwa eine Änderung des Netzanschlusspunktes von NE 7 auf NE 6 zwar zu höheren Kosten bei der Errichtung der Kundenanlage führen, gleichzeitig jedoch zu einer Reduktion der AWA-Kosten beim Netzbetreiber. In der umgekehrten Konstellation können hingegen sehr wohl AWA-Mehrkosten beim Netzbetreiber entstehen.

Daher sind ergänzende Klarstellungen und Rahmenbedingungen erforderlich, um sicherzustellen, dass die Regelungen des § 97 ElWG zur Festlegung des Netzanschlusspunktes nicht umgangen werden können.

Die SNE-GV sollte klarstellen, dass diese Mehrkosten nach tatsächlichem Aufwand zu bemessen sind, einschließlich aller technisch notwendigen Zusatzmaßnahmen und etwaiger Nebenkosten.

Regelung für temporäre Netzanschlüsse

Das Konsultationsdokument bezieht sich primär auf dauerhafte Netzanschlüsse / dauerhaft angeschlossene Kundenanlagen. Für temporäre Anschlüsse (Kurzzeitanschlüsse, Anschlüsse für Feste und Schausteller, Baustromanschlüsse) sind die Bestimmungen und Inhalte sinngemäß anzuwenden. Die derzeit in § 8 SNE-V festgelegten „Besonderen Vorschriften für temporäre Anschlüsse“, insbesondere das Wahlrecht des Netzbenutzers statt des pauschalen Anteils des Netzanschlussentgelts (PA) für die Bestandsdauer des Anschlusses (maximal 5 Jahre) einen um 50 % erhöhten Anteil des arbeitsbezogenen Netznutzungsentgelts zu bezahlen, sollten in die SNE-GV bzw. neue SNE-V übernommen werden.

Übergangsbestimmungen betreffend Rückzahlung sowie neue Regelung betreffen Übertragung / Verfall von erworbenen Leistungen

Wir schlagen vor, die Rückzahlung bereits geleisteter Netzbereitstellungsentgelte gemäß ElWOG 2010 für einen Zeitraum von 3 Jahren ab Inkrafttreten der Regeln zu den Entgeltkomponenten gem. ElWG (sohin 31.12.20206) weiterhin zu ermöglichen. Das

erscheint uns gegenüber einer reinen Stichtagsregelung vorteilhaft und sachgerecht, um Härtefälle zu verhindern und Netzbenutzern, die vor dem Hintergrund der bestehenden Regelungen in den letzten Jahren zu hohe Leistungen eingekauft haben, vor dem plötzlichen Wegfall des Rechts auf Rückzahlung der Netzbereitstellungsentgelte zu schützen.

Zudem soll die Übertragbarkeit des PA auf demselben Grundstück (z. B. bei Abriss/Neubau, Anlagenzusammenlegung, Netzebenenwechsel) auch weiterhin zulässig sein. Im Fall eines Netzebenenwechsels muss eine entsprechende Umrechnung der Leistung auf Basis der PA-Sätze je Netzebene erfolgen.

Um das Blockieren von nicht genutzten Kapazitäten zu vermeiden, schlagen wir folgende Reglungen für Fälle der Nichtnutzung vor:

- Netzbetreiber sollen die Möglichkeit erhalten, nicht genutzte vertraglich vereinbarte netzwirksame Leistungen in Einspeise- und Bezugsrichtung bei konkretem Bedarf nach 5-jähriger vollständiger oder teilweiser Nichtnutzung einseitig auf den tatsächlich in Anspruch genommenen Wert zu reduzieren. In diesem Fall sollen allfällige innerhalb der letzten 15 Jahre bezahlte Netzbereitstellungsentgelte und / oder pauschale Anteile des Netzanschlussentgelts unverzinst an den Netzzugangsberechtigten rückgezahlt werden.
- Nach 10-jähriger vollständiger Nichtnutzung sollen vereinbarte netzwirksame Leistungen in Liefer- und Bezugsrichtung ohne Rückzahlung verfallen (analog zur bisherigen Regelung).

Abwicklung von im alten Regime abgeschlossenen Netzanschlussverträgen
Netzanschlussverträge, die auf Grundlage der bestehenden Rechtslage (insbesondere §§ 54 und 55 ElWOG 2010) und unter Verwendung der Kostenbestandteile Netzzutrittsentgelt und Netzbereitstellungsentgelt erstellt und bis zum 31.12.2026 unterzeichnet bzw. rechtswirksam abgeschlossen wurden, sollen grundsätzlich weiterhin gelten und nach den bisherigen Bestimmungen vertragskonform umgesetzt werden können.

Sofern mit der Umsetzung des Vertrages noch nicht begonnen wurde, soll der Netzkunde – sofern ihm durch die neue Rechtslage ein Vorteil entsteht – nur auf eigenen Antrag eine Anpassung des Netzanschlussvertrages an die neue Rechtslage verlangen können. Ein solches Anpassungsrecht besteht jedoch nur, wenn der Netzbetreiber noch keine Erfüllungshandlungen gesetzt hat. Den Netzbetreiber treffen im Zusammenhang mit einem möglichen Günstigkeitsvergleich bzw. einer möglichen Anpassung keinerlei Informationspflichten gegenüber dem Netzkunden.

An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass bloße Nachverrechnungen von Netzbereitstellungsentgelten, die in zeitlicher Nähe zum 31.12.2026 erfolgen, potenziell zu Unmut bei den Kundinnen und Kunden führen können.

Beispiel: Ein Netzbenutzer verfügt über ein Netznutzungsrecht von 4 kW und beantragt eine Leistungserhöhung auf 7 kW. Dies führt zu einer Nachverrechnung von 3 kW (neues Ausmaß der Netznutzung: 7 kW). Ab 01.01.2027 erhält derselbe Netzbenutzer jedoch ein

Netznutzungsrecht von 8 kW zugewiesen. Hätte der Kunde mit der Leistungserhöhung bis nach diesem Stichtag zugewartet, wäre ihm somit die Differenz von 4 kW auf 8 kW „kostenfrei“ zugewiesen worden.

Hinweis auf die Auswirkung einer Umstellung auf 8 kW als neue Standard-/Mindestleistung für Drehstromanschlüsse auf den Netzausbaubedarf
Gemäß §96 ELWG (Vereinfachter Netzanschluss für kleine Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger …) sind Anlagen bis 15 kW zu 100% des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung für die Entnahme an das Verteilnetz anzuschließen, sofern keine Verweigerungsgründe bestehen.

Wir möchten darauf hinweisen, dass der Aufwand den Netzbenutzern flächendeckend 8 kW oder mehr in Einspeiserichtung zur Verfügung zu stellen um ein Vielfaches höher ist als in Entnahmerichtung. Dies begründet sich technisch in der Gleichzeitigkeit von PV-Anlagen sowie in der etablierten Spannungsbandbewirtschaftung. Ein Ausbau der Netze auf diese Einspeiseleistung ist mit einem erheblichen Aufwand und entsprechend hohen Kosten verbunden.

Gerne stehen wir für fachliche Vertiefungen, Beispielrechnungen, Datengrundlagen zur Ableitung sachgerechter PA-/ und allfälliger AWA-Sätze und die gemeinsame Ausarbeitung eines Leitfadens zur Festlegung des Netzzutrittspunkts zur Verfügung.

Wir danken für die Kenntnisnahme der Anliegen von Oesterreichs Energie und ersuchen um deren Berücksichtigung.

Mit freundlichen Grüßen

Dr. Barbara Schmidt	DI Ursula Tauschek
Generalsekretärin	Leiterin Netze

Über Oesterreichs Energie
Oesterreichs Energie ist die Interessenvertretung der österreichischen E-Wirtschaft. Im Auftrag seiner rund 140 Mitgliedsunternehmen vertritt der Verband im Sinne einer sicheren, sauberen und leistbaren Energiezukunft die Brancheninteressen gegenüber Politik, Verwaltung und Öffentlichkeit. Als erste Anlaufstelle zum Thema Energie arbeitet Oesterreichs Energie eng mit politischen Institutionen, Behörden sowie anderen Verbänden zusammen und bringt seine Expertise lösungsorientiert und kundenzentriert in laufende Debatten ein.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000337
STN SNE-GV Teil
2_Netzanschluss-Tarife.pdf

oesterreichs energie.

GENERALSEKRETARIAT

E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
Per E-Mail an: recht-post@e-control.at

Kontakt	DW	Unser Zeichen	Ihr Zeichen	Datum
DI Ursula Tauschek	223	07/26 – TA/CF		17.03.2026

Stellungnahme der Sparte Netze von Oesterreichs Energie zur Marktkonsultation der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung - Teil 2

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Sparte Netze von Oesterreichs Energie bedankt sich für die Gelegenheit, zum vorliegenden Begutachtungsentwurf zur „Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung“ Teil 2 Stellung nehmen zu dürfen.

Unsere wesentlichsten Kritikpunkte an dem Begutachtungsentwurf sind
Ad 2.3.1 „Systemdienliche Speicher“
Die kumulativ aufgezählten Voraussetzungen für die Einstufung als „systemdienliche Speicher“ sind nach unseren Analysen nicht alle gleichzeitig erfüllbar (beispielsweise ist offen, ob der Regelzonenführer mit einem systemdienlichen Speicher einen Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen im Rahmen des Engpassmanagements abschließen würde, wenn dieser aufgrund der vom Verteilnetzbetreiber vorgegebenen Hüllkurven Einschränkungen bei der Betriebsweise einzuhalten hat). Somit wäre näher zu definieren, wie zu verfahren ist, wenn einzelne Punkte hier ohne Verschulden des Speicherbetreibers nicht erfüllt werden können.

Wir regen an, zu den angeführten Kriterien zusätzlich einen dauerhaft flexiblen Netzzugang für „systemdienliche Speicher“ für beide Energieflussrichtungen als Voraussetzung zu definieren. Gemäß § 6 Abs 1 Z 148 ElWG bezeichnet „systemdienlicher Betrieb“ eine Betriebsart, bei der durch eine Anlage möglichst kein Beitrag zur bemessungsrelevanten Höchstleistung geleistet wird und damit keine zusätzlichen Netzanschlusskapazitäten bzw. Leistungsreserven im Netz beansprucht werden – in diesem Zusammenhang und im Hinblick auf die Formulierungen im dritten Absatz unter „2.3.4 Dauerhaft flexibler Netzzugang“ des

gegenständlichen Dokuments erscheint ein dauerhaft flexibler Netzzugang hier ein geeignetes Kriterium zu sein.

Hinsichtlich des komplexen Zusammenspiels von Netzentwicklungsplänen, Ausschreibungen, Flexibilitätsplattformen und Hüllkurven regen wir die Erstellung von Ablaufdiagrammen bzw. Flussdiagrammen zur Klarstellung der Zusammenhänge und Abgrenzungen zwischen den einzelnen Instrumenten und den beteiligten Stakeholdern dringend an.

Ad Standortmethodik
Der Begriff „Geeigneter Standort“ ist regulatorisch zentral, aber methodisch nicht definiert. Zur Schaffung von Rechtssicherheit wären generelle Regelungen dringend erforderlich. Im Allgemeinen ist auf Basis der aktuellen Informationen offen, ob es sich bei „geeigneten Standorten“ um Standorte handelt, an denen die systemdienlichen Speicher bzw. die systemdienlichen Stromerzeugungsanlagen möglichst geringe Einschränkungen zu erwarten haben, oder ob hier Standorte adressiert werden, an denen solche Anlagen bei bestehenden, oder absehbaren Engpässen entlastend wirken können und demnach erheblich eingeschränkte Hüllkurven hinnehmen müssen. Dabei wären Details beispielsweise zu Berechnungsmethoden von Engpasshäufigkeiten oder auch Kostenfunktionen zu klären.

Quantifizierung etwaiger betrieblicher Einschränkungen durch den Netzbetreiber
Sowohl im Zusammenhang mit „systemdienlichen Speichern“ als auch mit „dauerhaft flexiblen Netzzugängen“ wird von den Netzbetreibern eine Quantifizierung der für den Kunden zu erwartenden Einschränkungen gefordert.

Eine Quantifizierung der Einschränkungen im Sinne von Prognosen erscheint unseriös und kann vom Netzbetreiber nicht gefordert werden. Insbesondere sind langfristige Entwicklungen (z.B. für 20 Jahre) in Anbetracht der aktuell hoch dynamischen Entwicklungen rund um die Energiewende sowie im Hinblick auf Flexibilitäten im Allgemeinen und zukünftige flexible Energie- und Netztarife nicht mehr abschätzbar.

Eine derartige Forderung gegenüber Netzbetreibern wirft unweigerlich Haftungsfragen auf, wenn die Prognosen später doch nicht eintreten.

Umgang mit Bestandsanlagen und laufender Nachweis von Systemdienlichkeit
Der vorgestellte Konsultationsentwurf wirkt primär zukunftsorientiert und lässt offen, ob eine Einstufung für Speicher und Stromerzeugungsanlagen als „systemdienlich“ nur einmalig und im Falle von Speichern für eine Dauer von 20 Jahren ab Inbetriebnahme erforderlich ist, oder ob für den Erhalt dieser Einstufung auch zyklische Nachweise erforderlich sind. Auch ist offen, wie beispielsweise nach einigen Jahren systemdienlichen Betriebs mit dem Wunsch „systemdienlicher“ Anlagen nach einer „Kündigung der Systemdienlichkeit“ umzugehen wäre. Darüber hinaus fehlen aktuell Regelungen für Bestandsanlagen (etwa Pumpspeicheranlagen) ebenso wie für in Bau befindliche Anlagen. Ein ggf. notwendiger,

laufender (wiederholte) Nachweis der Systemdienlichkeit bedarf ebenso einer Regelung wie die „Mindestverpflichtungsdauer“ für system- oder auch netzdienliches Verhalten.

Kundenwunsch nach dauerhaft flexiblen Netzzugang
Ein zentraler Erfolgsfaktor für das Heben von Potentialen ist die Möglichkeit, einen dauerhaft flexiblen Netzzugang auf Verlangen von Netzbenutzern auch bei ausreichenden Netzanschlusskapazitäten bzw. OHNE bestehende oder erwartete Netzengpässe zu ermöglichen. Auf diese Weise können Ressourcen geschont werden, und die verfügbaren Netzanschlusskapazitäten später hinzukommenden „unflexiblen“ Netzbenutzern zugeteilt werden.

Zu den Punkten des Begutachtungsentwurfes nehmen wir, wie folgt, Stellung:
Ad 2.2 Rolle der Energiespeicheranlagen
Im ersten Absatz regen wir die Ergänzung des Satzes: **„Demnach müssen Energiespeicheranlagen sowohl als Einspeiser als auch als Last beurteilt, werden.“** an.

Ad 2.3 Konkretisierung des „systemdienlichen Betriebs“
Zum letzten Punkt der Aufzählung wäre ergänzend zu klären: Ist bei Anschluss von „systemdienlichen Anlagen“ unterhalb der Übertragungsnetzebene auch der Anschlussnetzbetreiber gegenüber dem vorgelagerten Verteiler- oder Übertragungsnetzbetreiber für den aus dem Betrieb dieser Anlagen resultierenden Leistungs- bzw. Energieaustausch von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten befreit? Ein allfällig erforderlicher Datenaustausch wäre ebenfalls zu klären.

Ad 2.3.1 „Systemdienliche Speicher“
Im letzten Satz des ersten Absatzes wäre das Wort „maximal“ zu ergänzen. Da wir davon ausgehen, dass die Systemdienlichkeit mit der (laufenden) Betriebsweise eines Speichers verbunden ist, ist eine Einstufung als „systemdienlicher Speicher“ deshalb nicht generell für 20 Jahre sinnvoll, sondern bedarf vielmehr einer laufenden Überprüfung zum Erhalt dieser Einstufung.

Textvorschlag
*„Die Freistellung gilt **maximal** für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme.“*

Ad Z 2
Wir gehen davon aus, dass Speicher auch in Bezugsrichtung systemdienlich sein können, ohne dass diese auch wieder in das Stromnetz einspeisen. Somit wäre die entsprechende Formulierung „und bezugsseitig“ zu ergänzen. Dies dient der Berücksichtigung von Elektrolyseuren, Power2Heat-Anlagen und vergleichbaren Anlagen. Um die Administration bzw. die Fallzahl von systemdienlichen Speichern zu Beginn der Regelungen noch vergleichsweise überschaubar zu halten, erlauben wir uns weiters anzuregen, die Einstufung als „systemdienlicher Speicher“ vorläufig (z.B. für 3 Jahre) auf Netzbenutzer mit Anschluss auf den höheren Netzebenen 4 und 3 zu beschränken. Zusätzlich wäre aus systemischer

Sicht auch eine Berücksichtigung eines minimalen Energiegehaltes sinnvoll. Beispielsweise erscheinen 2 MWh als geeignete Größe.

Textvorschlag
„2. Der Speicher verfügt über eine Engpassleistung von zumindest 1 MW (einspeiseseitig ***oder bezugsseitig), ein Speichervolumen von zumindest 2 MWh sowie einen Anschluss auf Netzebene 4 oder 3****."*

Ad Z 8
Wie unter Kapitel A1 bereits erwähnt, regen wir an, zu den angeführten Kriterien zusätzlich einen dauerhaft flexiblen Netzzugang für „systemdienliche Speicher" für beide Energieflussrichtungen als Voraussetzung zu definieren. Gemäß § 6 Abs 1 Z 148 ElWG bezeichnet „systemdienlicher Betrieb" eine Betriebsart, bei der durch eine Anlage möglichst kein Beitrag zur bemessungsrelevanten Höchstleistung geleistet wird und damit keine zusätzlichen Netzanschlusskapazitäten bzw. Leistungsreserven im Netz beansprucht werden – in diesem Zusammenhang und im Hinblick auf die Formulierungen im dritten Absatz unter „2.3.4 Dauerhaft flexibler Netzzugang" des gegenständlichen Dokuments erscheint ein dauerhaft flexibler Netzzugang hier ein geeignetes Kriterium zu sein.

Gleichzeitig weisen wir auf Implikationen hinsichtlich möglicher Regressansprüche von Netzbenutzern hin, wenn Restriktionen aus dem Übertragungsnetz **unentgeltlich** Verteilernetzbetreiber zu Einschränkungen im Verteilernetz zwingen und deshalb vertragliche Leistungen von Speichern im Übertragungsnetz nicht oder nur teilweise erbracht werden können.

Textvorschlag (Ergänzung einer weiteren Ziffer)
8. Der Anschluss des Speichers erfolgt in beiden Energieflussrichtungen mittels „dauerhaft flexiblem Netzzugang" gemäß Kapitel 2.3.4 bzw. im Sinne von § 103 Abs. 1 ElWG.

Ad Fragen
Aufgrund des außerordentlich ambitionierten Zeitplanes des Konsultationsprozesses war es nicht möglich, diese komplexen Fragestellungen in ausreichender Tiefe und Qualität zu erörtern. Wir werden jedoch gerne zu einem späteren Zeitpunkt konstruktive Beiträge leisten.

Insgesamt ist aus heutiger Sicht das Thema der Ausschreibung generell noch zu wenig definiert und wir verweisen auf die Anregung der Ablaufdiagramme um das Verständnis aller Stakeholder zu schärfen.

Ad 2.3.2 „Systemdienliche Stromerzeugungsanlagen"
Generell ersuchen wir um Klarstellung, ob auch nicht-erneuerbare Erzeugungsanlagen als systemdienlich anerkannt werden können.

„Bezugslastig" auf die Umspannwerke zu beziehen, greift nach unserem Verständnis zu kurz, da im Netz ein Zusammenspiel benachbarter Umspannwerke stattfindet und

möglicherweise nur scheinbar in einem einzelnen Umspannwerk ein Bedarf besteht, wohingegen benachbarte Umspannwerke oder auch die höheren Spannungsebenen bereits eine Überlastung durch Einspeisung erfahren.

In Analogie zum Kapitel 2.3.2 regen wir für „systemdienliche Stromerzeugungsanlagen“ die Ergänzung einer Mindestleistung und zur anfänglichen Eingrenzung des administrativen Aufwands vorübergehend zusätzlich eine Beschränkung auf Anschlüsse der Netzebenen 4 und 3 an.

Textvorschlag (als fünfter Punkt der Aufzählung)

- **Die Engpassleistung der Stromerzeugungsanlage muss mindestens 1 MW betragen und über einen Anschluss auf Netzebene 4 oder 3 verfügen**

Ad 2.3.3 „Netzdienliche, kontrahierte Speicher“

Wir regen an, im zweiten Absatz die Qualifizierung als „systemdienlich“ an eine Mindest-Verpflichtungsdauer für „systemdienlichen Betrieb“ zu binden. Eine Mindest-Verpflichtungsdauer erscheint auch im Zusammenhang mit etwaigen einmaligen Pauschalbeträgen oder im Zusammenhang mit Vergünstigungen beim einmalig anfallenden Netzanschlussentgelt sinnvoll.

Textvorschlag

*„Voraussetzungen für die Qualifizierung als „systemdienlich“ ist in diesem Fall also, dass der Energiespeicher bei einer von einem Netzbetreiber gemäß § 89 Abs. 2 Z 2 ElWG durchgeführten Ausschreibung den Zuschlag erhalten hat und gemäß der vom Netzbetreiber definierten und von der Regulierungsbehörde genehmigten Bedingungen **für einen Zeitraum von wenigstens x-Jahren** betrieben wird.“*

Ad 2.3.4 Dauerhaft flexibler Netzzugang

Wir regen an, den Kundenwunsch gleich zu Beginn zu erwähnen, wenngleich dieser später im Absatz erwähnt wird. Weiters soll diese Möglichkeit auch sinngemäß den Energiespeichern zur Verfügung stehen. Darüber hinaus erscheint es geboten, im Sinne eines möglichst schonenden Umgangs mit verfügbaren Leistungsreserven im Netz auf Kundenwunsch dauerhaft flexible Netzzugänge auch bei noch ausreichenden Reserven im Netz zu realisieren, wenn durch den Anschluss kein Beitrag zur bemessungsrelevanten Höchstleistung geleistet wird und damit keine zusätzlichen Netzanschlusskapazitäten bzw. Leistungsreserven im Netz beansprucht werden.

Textvorschlag

*„Im Fall mangelnder Netzkapazitäten **sowie auch bei ausreichend Netzkapazitäten in Kombination mit dem Verlangen eines Kunden** können Verteilernetzbetreiber gem. § 103 ElWG mit Netzbenutzern Verträge über flexiblen Netzzugang abschließen.*

…

*Diese Option steht nicht nur einspeisenden Netzbenutzern, sondern auch Betreibern von Verbrauchs- **und Energiespeicheranlagen** offen.“*

Weiters wäre auch im Zusammenhang mit dauerhaft flexiblen Netzzugängen eine Mindest-Verpflichtungsdauer für die Duldung der mit dem flexiblen Netzzugang verbundenen Restriktionen zu definieren – insbesondere im Hinblick auf die Gewährung einer Reduktion beim Netzanschlussgelt. Um Planungssicherheit für die Netzbetreiber zu gewährleisten, erscheint eine Mindestdauer von zumindest **10 Jahren** als erforderlich.

Der Satz *„Als Grundvoraussetzung für die Gewährung eines dauerhaft flexiblen Netzzugangs…“* erscheint unnötig restriktiv. Bei einem dauerhaft flexiblen Netzzugang handelt es sich um eine bilaterale Vereinbarung zwischen Netzbenutzer und Netzbetreiber auf Verlangen des Netzbenutzers, sofern hier Einigkeit erzielt werden kann, müssen hier mangende Netzanschlusskapazitäten kein Kriterium sein. Vielmehr können durch einen derartigen Anschluss Ressourcen im Sinne verfügbarer Netzanschlusskapazitäten geschont werden.

Wir regen die Streichung dieses Satzes an.

Wir danken für die Kenntnisnahme der Anliegen von Oesterreichs Energie und ersuchen um deren Berücksichtigung.

Mit freundlichen Grüßen

Dr. Barbara Schmidt
Generalsekretärin

DI Ursula Tauschek
Leiterin Netze

Über Oesterreichs Energie
Oesterreichs Energie ist die Interessenvertretung der österreichischen E-Wirtschaft. Im Auftrag seiner rund 140 Mitgliedsunternehmen vertritt der Verband im Sinne einer sicheren, sauberen und leistbaren Energiezukunft die Brancheninteressen gegenüber Politik, Verwaltung und Öffentlichkeit. Als erste Anlaufstelle zum Thema Energie arbeitet Oesterreichs Energie eng mit politischen Institutionen, Behörden sowie anderen Verbänden zusammen und bringt seine Expertise lösungsorientiert und kundenzentriert in laufende Debatten ein.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000338
Stellungnahme Energy+ Solutions GmbH.pdf

Von: Michael Schneiderbauer [redacted]
Gesendet: 18.03.2026 17:33:35
An: recht-post@e-control.at
Betreff: V SNE 01/26

Sehr geehrte Damen und Herren,
Auf Hinweis von Dr. Gerald Kalt haben wir von der Konsultation erfahren und würden gerne folgende Anregungen übermitteln:
Zu Teil 1:
Wenn ein Leistungsanteil von 40% angestrebt wird, ist das ein markanter Anteil, der laut Logik auch angemessen erscheint. Wir sehen die Bemessung nach Leistung allerdings differenzierter:
- Es handelt sich definitionsgemäss um bezogene Leistung. Diese kann aus systemdienlicher Sicht am Tag bei günstigen Zeiten massiv netzdienlich sein, da gerade zu der Zeit viel zu viel PV eingespeist wird. Ein einmaliges Laden des BEV zu Mittag wird also ein ganzes Monat bestraft, obwohl es netz- und systemdienlich wäre. Eine nächtliche Befüllung des BEV hat die gleichen Auswirkungen wie Nutzung des Mittagsüberschusses.
- für die Endkunden wird das zum absolut unplanbaren Alptraum. Er müsste sich bei jeder Entscheidung (Sauna, Großverbraucher, Autoladung) fragen: welche Uhrzeit bringt den besten Strompreis? Welche Uhrzeit ist der variable Netzpreis am billigsten? Und dann noch: habe ich in dem Monat schon die Leistungsgrenze überschritten, was läuft gleichzeitig, wie kann ich den hohen Leistungspreis vermeiden?
Ich gehe als gelernter Österreicher davon aus, dass es dazu führt, dass sich keiner irgendwie Netz/systemdienlich verhält (zu kompliziert) und dann massiv jammert über die nicht nachvollziehbaren Preise auf der Stromrechnung (erst im Nachhinein zu sehen, keine Reaktion mehr möglich)
- 20% Mindestbemessungsgrundlage im Sommer? Wenn der Endkunde nichts bezieht, warum soll er dafür zahlen? Da könnte man ebenso ein Anschlussentgelt pro Jahr verrechnen, unter dem Titel: wir servicieren das ganze Jahr, nicht nur wenn Sie Strom brauchen. Und wenn jetzt die vertragliche Leistung sogar von 4 auf 8 erhöht wird, ist das 1,6KW jedes Monat! Was bedeutet das für Pensionisten, die extrem Strom sparen und einen Jahresstromverbrauch von 1800KWh haben (ohne PV!)
- bin schon gespannt, ob die Netzbetreiber überhaupt Angebote für Flexibilitätsleistungen ausschreiben. Ich kenne keine Netzbetreiber, die so etwas wollen. Das bedingt ja Abschalteinrichtungen, die nachgerüstet werden müssen (wie die alten 2-Tarifzähler + Tarifschütz). Oder ist das im Zusammenhang mit der freiwilligen Selbstbeschränkung (garantierter Mindestbezug und abschaltbare Menge) zu sehen?
Sollte das kommen, wird zusätzlich zu den o.g. Aspekten noch eine weitere Komponente schlagend: welches Gerät mache ich denn abschaltbar? Und zu welchen Zeiten ist das typischerweise? Fixe Zeiten gibt es dann ja keine. Noch eine Kompexitätsstufe mehr!
- sollte die freiwillige Beschränkung gemeint sein: wie wird mit einer Überschreitung der Hüllkurve umgegangen? Wie oft, wie hoch kann das passieren? Wer vereinheitlicht diese Strafbedingung österreichweit?
- angesprochen wird die gleichzeitig bezogene Leistung, die für den Netzausbau erforderlich sein soll. Gerade beim Bezug von Leistung ist erfahrungsgemäß eine geringe Gleichzeitigkeit. Der eigentliche Ausbaubedarf kommt vom zeitgleich entstehenden Einspeisestrom! Und der ist in der Thematik gar nicht enthalten!
- Die Basis für die Berechnung ist der maximale ¼ Stundenwert. Wer allerdings den Vergleich macht zwischen berechnetem Ersatzwert und tatsächlichem Leistungswert, wird bald übergehen und den opt-out wählen, wenn das billiger ist. Im Sinne des digitalen

Zeitalters ist das nicht sinnvoll, der Ersatzwert muss also so hoch ausfallen, dass 95% bei opt-in besser fahren.
- wir befürworten die Flexibilitätsplattform, können uns aber bei Kenntnis der OÖ. Player im Netzbereich nicht vorstellen, dass das was für Endkunden wird. Hier ist noch massiv Überzeugungsarbeit zu machen.
In Summe ist das vorgeschlagene System zwar verursachergerechter, aber deutlich intransparenter. Es kann eigentlich NUR mit Energiemanagementsystemen beherrscht werden (als Hersteller eines intelligenten EMS freut uns das, aber im Sinne der gewünschten Transparenz ein definitives Nein)
Das Netzanschlussentgelt ist einmalig zu errichten. Bereits jetzt sind die Preise in OÖ sehr! Unterschiedlich. eine Vereinheitlichung begrüßen wir ausdrücklich! 8KW halten wir jedoch für zu hoch, typische EFH haben 4-5KW Spitze, sparsame Haushalte nur 2KW, „moderne“ Häuser mit WP und BEV gehen bis zu 20KW Spitze.
Uns ist der Begriff Aufwandsorientierter Anteil nicht ganz klar, wenn danach ein berechneter Pauschalbetrag verrechnet wird (Netzebene3-7)
Und dann gibt es zusätzlich den Pauschalen Anteil…
Wenn später die Anschlussleistung reduziert wird (quasi Heruntertypisierung) bei Stilllegung, hätte ein EVU die Möglichkeit die Kapazität anderweitig zu verplanen - gibt es die Möglichkeit, das zurückzukaufen?
Der andere Netzteilnehmer bezahlt ja dann dafür, es wird Platz für einen zusätzlichen Betrieb, der die Leistung auch nutzt
Ist das die Reduktionsmöglichkeit?
Es wird beschrieben, dass grds. zwischen Bezug und Einspeisung unterscheiden werden muss. Technisch ist der Anschluss aber immer auf die größte Leistung auszuführen, egal welche Richtung. Eine Erhöhung in eine Richtung müsste eigentlich auch eine Erhöhung der (möglichen) Anschlussleistung in die andere Richtung bewirken. Es geht ja um den Anschluss?
Zu Teil 2:
2.1. Allgemeines halten wir für absolut korrekt, vielleicht sogar zu ergänzen wäre beim 3.Punkt: die Systemdienlichkeit eines bereits vorhandenen Standortes ist ebenso zu hinterfragen wie die der neu zu errichtenden Standorte.
es gibt bereits viele Standorte, die bereits Leistungsgrenzen bewirken…
Systemdienlichkeit ändert sich im Laufe der Zeit, da sich die Anforderungen der Netzbetreiber ändern.
Es kann ein Standort / eine Anlage heute systemdienlich sein, nach einem anderweitig notwendig gewordenen Ausbau oder Verbraucherzubau ist sie nicht mehr systemdienlich.
Das gleiche gilt auch umgekehrt: heute ist die Anlage nicht systemdienlich, weil kein Bedarf gesehen wird, in Zukunft leistet sie aber systemdienliche Arbeit
Wir begrüßen daher die klare Beschreibung, dass der Standort keine Voraussetzung für Systemdienlichkeit bewirkt!
Aus unserer Sicht besteht ein großer Unterschied zwischen Systemdienlichkeit, Marktdienlichkeit und Netzdienlichkeit. Nun hat der Gesetzgeber das verabsäumt und sagt gleichzeitig: dazu erarbeitet die e-Control eine Lösung (Zehetner)
Hier wird wieder alles in einen Topf geworfen, was es extrem unübersichtlich macht. Es wäre toll, wenn dieses Thema mehr Beachtung finden würde.
Eine Engpassleistung von 1MW mag für Grossbetreiber ein guter Mitbewerbsschutz sein, ist aber gänzlich gegen die gewünschte Beteiligung der breiten Masse an Flexibilisierung. Wie oft wurde von der Möglichkeit der Bündelung durch Aggregatoren geschrieben? Was ist mit Cloudkraftwerken = Bündelung 1000er dezentraler Kleinspeicher, die über das zentrale EMS systemdienlich arbeiten könnten? **Bitte Abstand nehmen von dieser Einschränkung!**

Es ist für die Netzbetreiber toll, wenn der Speicher gleichzeitig auch noch Blindleistung gratis liefert. Aus unserer Sicht bleiben kaum Möglichkeiten, mit dem Speicher Gewinne zu machen, die die Risiken der unplanbaren Preise der nächsten Jahre abfedern sollen.
Oft wird von Goldgräberstimmungen geschrieben oder gesprochen, nur weil in DE so viele Anmeldungen vorhanden sind. Wir sehen bei den derzeitigen Preisdifferenzen von 4-8ct (Mittelpreise über die teuersten und billigsten 2-3 Stunden), unbekannten Leistungspreisen, etc. nur minimale Risikoabdeckung selbst bei vollständigem Entfall der Netzarbeitspreise - also kaum Investtionsentscheidungen!
Der Speicher erzeugt keine Netzausbaukosten, wenn er sich an die Vorgaben des Netzbetreibers hält. Deswegen sollte er auch keine Netzarbeitspreise oder Leistungspreise bezahlen müssen. **Jede weitere Leistung wie Blindleistungsbereitstellung sollte deswegen honoriert werden.**
Eine Ausschreibung jedes Standortes mag für Großspeicher sinnvoll erscheinen, wir geben jedoch zu bedenken: das Risiko trägt der Betreiber des Speichers, was wird da ausgeschrieben? Kosten zahlt der Betreiber, Vorgaben für den Betrieb kommen vom Netzbetreiber.
Der einzige denkbare Vergleich wäre: wer erfüllt ein Maximum an Vorgaben des Netzbetreibers
Eine Ausschreibung für Kleinspeicher macht keinen Sinn, mit dem Passus Ausschreibung wurde ein weiteres Mal nur der Großspeicher ermöglicht, und nur Grossanbieter bevorzugt. Das steht aus unserer Sicht auch gegen den Gleichbehandlungsgrundsatz: die erbrachte Leistung ist beim 15KWh Speicher vermutlich die gleiche wie beim Großspeicher mit 5MW.
Die Frage der Ausgestaltung der Ausschreibung stellen sie selbst, in unserer Ausführung zeigen wir, dass sie wenig zielführend ist und durch andere Auswahlkriterien ersetzt werden soll (vielleicht kann die Liste der Wünsche des Netzbetreibers je Anbieter unterschiedlich stark abgehakt werden, doch was passiert, wenn 2 Anbieter alles abhaken?)
Co-Location wird mit ziemlicher Sicherheit das wirtschaftlichste Modell sein. Ein Zusammenschluss bei Erzeugeranlagen bewirkt aber ohnehin keinen Netztarif, da die Energie bereits innerhalb der Co-location bezogen wird und sicherlich nicht vom Netz. Das wird bereits jetzt gemacht.
Beim Verbraucher hingegen macht es Sinn, wenn es dafür eine Netzkostenbefreiung gibt, denn hier fallen Netzkosten an - genau das wird aber im Vorschlag ausgeschlossen!
Es gibt bereits einen Vorschlag der e-Control, wie ein Zählpunkt mehrfach genutzt werden kann. Hier wird darauf gar nicht Bezug genommen. Ich kann mir vorstellen, dass für den per Mehrdimensionalen Zählpunkt berechneten Energiewerten auch die Netzkostenbefreiung sehr genau definiert werden kann - keine Manipulationsmöglichkeit.
Die Frage nach netzdienlichen Erzeugungsanlagen verstehen wir nicht: welche Auswirkung hat die Klassifizierung? Was bewirkt sie, welche Einsparungen gibt es für den Betreiber? Es gibt ja keine wirklich relevanten Einspeisenetzkosten.
Netzdienliche kontrahierte Speicher werden derzeit z.B. bei der NetzOÖ generell abgelehnt, auch die LinzNetz freut sich nicht: was tun bei Nichteinhaltung der zugesagten Leistungen? Strafen sind eine Möglichkeit, aber was tun bei Konkurs? Da gibt es derzeit ein kategorisches Nein….
Netzdienliche kontrahierte Speicher werden an Standorten der Netzbetreiber errichtet, also auf deren Wunsch (weil Flexibilität ja zugekauft werden soll). Warum soll da der Betreiber der Speichers Netznutzungsentgelt bezahlen? Das macht den Speicher extrem unwirtschaftlich, damit das Angebot schlecht, und der Netzbetreiber kann ohne der zugekauften Flexibilität seine herkömmliche Strategie weiterführen (ich baue alles selbst, Kupfer ist King)
Ein Netzdienlicher Speicher wird also schlechter gestellt als ein systemdienlicher Speicher? **Gerade hier sollte der Vorteil der Netzkostenbefreiung noch mehr wirksam sein**

Es wird im Entwurf oft auf eine rein eindimensionale Nutzung gepocht, z.B. Speicher wird ausschließlich mit Eigenerzeugung geladen.
Bitte berücksichtigen sie, dass Speicher entgegen der offenbar vorherrschenden Meinung, dass es Goldquellen wären, garantiert für einen wirtschaftlichen Betrieb über 10-20 Jahre flexible Modelle fahren müssen. ein Tag Netzdienlich, der andere marktdienlich, dann Eigenverbrauchsstärkend, Leistungsdämpfend, manchmal sogar gleichzeitig. Es wird also nötig sein, das bereits angesprochenen Grundsatzpapier der Mehrfachnutzung eines Zählpunktes intensiver einzubringen in das Thema Systemdienlichkeit. Ich vermisse das in der derzeitigen Konsultation.
Ebenso vermissen wir die **Gestaltung von Vorteilen für einen einspeiseleistungsdämpfenden Betrieb** (vielbesprochene Verlagerung von Speicherbefüllung auf die Mittagszeit). Hier wären neben Einschränkungen der maximalen technischen Kapazität durchaus auch Anreize nötig, die weiter die Einspeiseleistung senken um weitere Teilnehmer ins ansonsten unveränderte Netz hineinzubringen.
Uns ist bewusst, wie umfangreich diese Antworten sind, wir würden uns aber freuen, wenn viele davon im späteren Beschluss zu finden sind.

mit energiereichen Grüßen,
Michael Schneiderbauer
Energy+ Solutions GmbH
Linzerberg 5, 4209 Engerwitzdorf
[redacted]
www.energyplus.at

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000339
Stellungnahme Storinx GmbH.pdf

Storinx GmbH
Grünhüblgasse 36
8750 Judenburg

12.03.2026

Stellungnahme zur Marktkonsultation der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

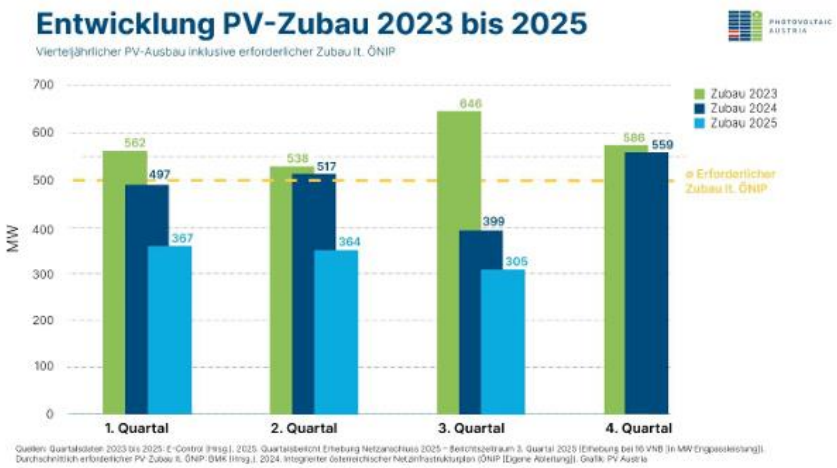
Sehr geehrte Damen und Herren,

die STORINX GmbH entwickelt netzgekoppelte Batteriespeicheranlagen in Österreich. Vor diesem Hintergrund bedanken wir uns für die Möglichkeit, zum vorliegenden Begutachtungsentwurf Stellung zu nehmen.

1. Ausgangslage

Seit 3 Jahren sinkt der jährliche Ausbau von PV Anlagen in Österreich (Siehe Grafik). Aufgrund heutiger Börsenstrompreise ist es weniger rentabel eine Anlage neu zu errichten und Investitionsentscheidungen werden vertagt und Projekte abgebrochen. An vielen Standorten können auch keine zusätzlichen Anlagen mehr angeschlossen werden, weil die Netze überlastetet sind. Die politisch gesetzten Klimaziele werden dadurch verfehlt.

Nur der rasche Aufbau einer Speicher-Infrastruktur kann dem entgegenwirken: Speicher steigern die Strompreise in den Mittagsstunden und ermöglichen durch flexible Netzzugänge den zusätzlichen Anschluss von Erzeugungsanlagen an bestehende Infrastruktur.



Der erste Vorschlag zur Grundsatzverordnung hat unserer Ansicht nach folgende Auswirkungen:

- Verzögerung des Speicherausbaus (Und Energiewende) um 2-3 Jahre
- Zusätzlicher bürokratischer Aufwand durch Ausschreibungen verursacht unnötige Kosten und Verzögerungen bei den Behörden und Projektentwicklern ohne einen Vorteil für Netzbetreiber zu bringen
- Unsicherheit hält Investitionen in den Speicherausbau zurück,
- Fehlende Anreize Systemdienlichkeit seitens der Netzbetreiber zu definieren – dadurch werden nur sehr wenige Standorte als Systemdienlich eingestuft und der Speicherausbau erfolgt nur unzureichend.

2. Kriterien für System Dienlichkeit:

Generell sind die Kriterien sehr umfangreich und streng definiert. Da diese Kriterien kumulativ definiert sind, werden nur sehr, sehr wenige Projekte tatsächlich umgesetzt werden.

Finden Sie zu jedem Punkt eine Stellungnahme und Verbesserungsvorschlag:

2.1 Standort:

Generell macht es Sinn Standorte zu definieren, welche den Ausbau der Erneuerbaren Energien zugutekommen. Speicher an Standorten aufzustellen, welche diesem Ziel nicht dienen können sogar System-schädlich sein. Generell gibt es zwei Arten von Standorten, welche für den Betrieb eines Speichers Systemdienlich sind:

- Standorte mit viel Erzeugungspotenzial
- Standorte mit großem Verbrauch

Wir sehen ein großes Problem darin, dass die Standorte in den Netzentwicklungsplänen veröffentlicht werden sollen, da NEP nur alle 2 Jahre veröffentlicht werden und die Frist für 2026 im Mai ist, was den Netzbetreibern viel zu wenig Zeit gibt. Insofern wird es eine Definition dazu erst Ende 2028 veröffentlicht werden. Außerdem werden viele Netzbetreiber den Weg des geringsten Widerstands gehen und keine oder nur ganz wenige Standorte als Systemdienlich definieren. **Netzbetreiber haben keine Anreize einen Standort als Systemdienlich zu definieren,** da dies ja Befreiung der Netzentgelte mit sich bringt und Einnahmen für den Netzbetreiber vorenthält. **Aus ökonomischer Sicht ist es für den Netzbetreiber besser, wenn keine Speicher gebaut werden**, sondern das Netz ausgebaut wird (was jedoch viel länger dauert).

Vorschlag Storinx:

Netzbetreiber müssen in einer Veröffentlichung bis Ende 2026 definieren, welche Standorte nicht systemdienlich sind und dies begründen. Alle anderen Standorte sind nicht system-schädlich und werden insofern als systemdienlich angesehen.

Zumindest sollten sämtliche Standorte, wo es Anfragen für Erneuerbare Energien gibt, welche aufgrund der Netzkapazität abgesagt wurden, grundsätzlich als systemdienlich gelten.

2.2 Engpassleistung von 1MW

Grundsätzlich denkbar, aber dadurch werden weniger Gewerbespeicher und Kleinspeicher entstehen.

Vorschlag Storinx:

Diesen Punkt zu streichen, da Punkt 3 (aufrechter Vertrag mit dem Regelzonenführer) bereits diese Bedingung enthält (mindestens 1MW)

2.3 Aufrechter Vertrag mit dem Regelzonenführer

Grundsätzlich denkbar, aber die Korrelation von Erneuerbaren Energien mit Erbringung von Flexibilitätsleistungen für den Regelzonenführer ist nicht immer gegeben.

2.4 Zulässiger Betriebsbereich

Wir begrüßen dieses Instrument, da ein uneingeschränkter Zugriff auch nicht systemdienlich ist. Auch eine Abschätzung zum Ausmaß der Einschränkung ist essenziell, um die Wirtschaftlichkeit der Speicher darstellen zu können und eine Investitionsentscheidung treffen zu können.

2.5 Blindleistungsverhalten

Aus unserer Sicht verständlich und umsetzbar.

2.6 Weitere Einschränkungen

Durchaus legitim, sofern diese Einschränkungen der Systemdienlichkeit und dem technischen Betrieb nützlich sind.

2.7 Ausschreibungsverfahren

Dieser Punkt ist äußerst problematisch aus vielerlei Gründen:

-Überlastung Behörden

Wenn bis zum Zeitpunkt der Ausschreibung nicht klar geregelt ist, wer den Speicher am Ende bauen kann, wird viel Zeit und Geld umsonst in die Projektentwicklung investiert. Dies bindet nicht nur Ressourcen des Projektentwicklers, sondern vor allem auch bei den Behörden und verursacht unnötige Kosten. Die Behörden müssen alle Projekte prüfen und genehmigen, auch wenn klar ist, dass nur ein Projekt umgesetzt wird.

-Zuschlagskriterium Vergütung

Dieses Zuschlagskriterium sagt überhaupt nichts aus, ob das beste Projekt gebaut wird. Wichtigere Kriterien für ein gutes Projekt sind die notwendigen Eingriffe in die Landschaft, Zustimmung der Gemeinde,schnelle Umsetzung und Betriebsweise.

Das Zuschlagskriterium Vergütung wird einen Preiskampf auslösen was dazu führt, dass das gewonnene Projekt am Ende vielleicht doch nicht gebaut wird, oder nach kurzer Zeit unrentabel wird und den Betrieb einstellt.

Falls es den Netzbetreibern nur darum geht den “verlorenen” Umsatz der Netzentgelte wieder zu bekommen, würden wir bevorzugen die vollen pauschalen Netzanschlussentgelte zu zahlen. Das gibt Planungssicherheit und vermeidet eine Konkurrenzsituation und Preiskampf zwischen den Projektierern.

-Reihung

Wichtig ist, dass die Speicher schnell gebaut werden, um die Energiewende nicht zu verlangsamen. Insofern sollte das erste genehmigte Projekt auch den Zuschlag erhalten und dadurch gereiht werden.

3. Fazit

In der jetzigen Form führt der Entwurf der Verordnung dazu, dass sich der Speicherausbau verzögern und verlangsamen wird. Wir fordern zwei grundlegende Änderungen, um den Speicherausbau und dadurch die Energiewende nicht zu gefährden:

1. Definition “Nicht-Systemdienlich" statt nur “systemdienlich”

Die Netzbetreiber sollen definieren, welche Standorte sicherlich **nicht systemdienlich** sind und dies begründen. Dadurch wird verhindert, dass pauschal alle Umspannwerke als nicht systemdienlich definiert werden und dadurch der Speicherausbau stockt.

2. Ausschreibungen streichen

Ausschreibungen verzögern den Ausbau, ohne einen Volkswirtschaftlichen Vorteil zu generieren.

Wir ersuchen um entsprechende Anpassungen im weiteren Verordnungsprozess und stehen für vertiefende fachliche Gespräche jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

Georg Tinkhauser
Geschäftsführer
Storinx GmbH

Unterzeichner Georg Tinkhauser
Datum und Uhrzeit 18.03.2026, 17:43 (GMT+01:00)
ID Austria
Dieses Dokument ist digital signiert
Dieses mit einer qualifizierten elektronischen Signatur versehene Dokument hat gemäß Art. 25 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 910/2014 vom 23. Juli 2014 (“EIDAS-VO”) die gleiche Rechtswirkung wie ein handschriftlich unterschriebenes Dokument.
Informationen zur Prüfung der elektronischen Signatur finden Sie unter: https://www.signaturpruefung.gv.at

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000340
Stellungnahme Elektro Hinterdorfer GmbH_Bitte um Ver”ffentlichung!.pdf

Von: Stefan Hinterdorfer [redacted]
Gesendet: 18.03.2026 20:48:24
An: recht-post@e-control.at
Betreff: Geschäftszahl V SNE 01/26 Bitte um Veröffentlichung!
Anhänge: Outlook-diq3nmms.png;

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir sind in der Umsetzung eines Regelenergieprojektes (4 Standorte zu 250kW) in Niederösterreich. Die Netzzugangsverträge sind vorhanden und eingezahlt, die Pachtverträge sind unterschrieben. Anbei sende ich Ihnen unsere Anmerkungen und Überlegungen zur Marktkonsultation Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung:

- Das Festlegen von Zonen durch den Netzbetreiber würde den freien Marktzugang einschränken.
- Wie soll das Festlegen eines geeigneten Standortes durch den Netzbetreiber erfolgen? Müsste dem nicht auch der Grundbesitzer zustimmen und hätte er damit nicht Einfluss auf die Vergabe? Wer sorgt für die notwendige Transparenz in diesem Verfahren und bei welcher Stelle kann Einspruch erhoben werden?
- Die Festlegung geeigneter Standorte würde wieder zu langwierigen Verzögerungen führen.
- Den Anbietern von Schwarmspeichern entsteht mit der Leistungsgrenze ab 1MW ein wirtschaftlicher Nachteil. Bisherige Investitionen gehen damit verloren.
- Die Festlegung der Systemdienlichkeit auf eine Untergrenze von 1 MW erscheint mir willkürlich. Wie wird diese begründet?
- Sollte die Leistungsgrenze mit 1MW bleiben, fordern wir die Aufsummierung der einzelnen Teile von Schwarmspeichern

Der Markt für systemdienliche Stromspeicher in ÖSterreich ist vielfältiger als es in diesem Entwurf dargestellt wird. Berücksichtigen Sie bitte auch die Zugänge von Schwarmspeichern und dezentralen Ansätzen!
Stefan Hinterdorfer, Geschäftsführer Elektro Hinterdorfer GmbH
Freundliche Grüße,
Kind Regards

Stefan Hinterdorfer
Geschäftsführer

ELEKTRO HINTERDORFER

Elektro Hinterdorfer GmbH
Holzing 30,3254 Bergland
[redacted]
www.pv-zentrum.solar
www.popup-pv.at
www.elektro-h.at

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000341
ANFRAGE zu GZ V SNE 01_26.pdf

Von: Weiler Tatjana Mag. [redacted]
Gesendet: 11.03.2026 14:19:35
An: recht-post@e-control.at
Betreff: ANFRAGE zu GZ V SNE 01/26
Anhänge: image001.png;

Sehr geehrte Damen und Herren,

der Österreichische Verband gemeinnütziger Bauvereinigungen (GBV) ersucht um Klärung folgender Punkte zum Konzept der *Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung, Teil 1*:

1. Ist die vorgesehene „Vereinheitlichung der Kleinanschlüsse“ dahingehend zu verstehen, dass künftig anstelle der bisher erforderlichen 4 kW pro Wohnung verpflichtend 8 kW für den Netzanschluss zu erwerben sind?
2. Würde diese Änderung in der Praxis zu einer entsprechenden Erhöhung – insbesondere zu einer Verdoppelung – der Anschlusskosten führen?

Wir bedanken uns im Voraus für Ihre Rückmeldung.

Mit freundlichen Grüßen
Mag. Tatjana Weiler

Österreichischer Verband gemeinnütziger Bauvereinigungen – Revisionsverband
Bösendorferstraße 7
1010 Wien
Österreich

Tel: [redacted]
Fax:
Mobil
E-Mail:
Web: http://www.gbv.at

Wir verarbeiten personenbezogene Daten in Übereinstimmung mit den datenschutzrechtlichen Bestimmungen. Nähere Informationen dazu finden Sie im Internet unter www.gbv.at/datenschutz

Diese Nachricht und allfällige angehängte Dokumente sind vertraulich und nur für den Adressaten bestimmt. Die Offenlegung, Veröffentlichung, Weiterleitung oder sonstige Verwendung der Informationen ist jedenfalls nur mit Zustimmung des Absenders gestattet. Der Absender behält sich für den Fall der unerlaubten Weiterleitung, Veröffentlichung oder sonstigen Verwendung dieser Nachricht rechtliche Schritte iSd §§ 18 ff StGB und §§ 77 f UrhG vor. Für den Fall dass Sie nicht der beabsichtigte Adressat sind, ersuchen wir um Verständigung des Absenders und Vernichtung der Nachricht samt allen Anhängen. Ein E-Mail ist derzeit nicht geeignet, die Schriftform zu ersetzen. Der Verband gemeinnütziger Bauvereinigungen übernimmt keine Haftung für die Gefahren der Nutzung des Internet als Kommunikationsmedium oder für die Erreichbarkeit des Empfängers. Automatische Empfangs- oder Lesebestätigungen gelten nicht als Bestätigung des Erhalts Ihrer Nachricht.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000342
GZ V SNE 01_26.pdf

Von: Weiler Tatjana Mag. [redacted]
Gesendet: 20.03.2026 11:26:20
An: recht-post@e-control.at
Betreff: GZ V SNE 01/26
Anhänge: image001.png;

Sehr geehrte Damen und Herren,

zur im Papier „Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung Teil 1“ vorgesehenen „Vereinheitlichung der Kleinstanschlüsse“, weist der **Österreichische Verband gemeinnütziger Bauvereinigungen (GBV) kritisch** darauf hin, dass das Vorhaben für den Netzanschluss zukünftig 8 kW, statt bisher 4 kW zu erwerben, zu einer **Verdoppelung** der Netzanschlusskosten **pro Wohnung** und damit zur Erhöhung der Errichtungskosten in Wohnbau führen würde.

Wir ersuchen im Sinne des Leistbaren Wohnens auf dieses Vorhaben zu verzichten.

Mit freundlichen Grüßen
Mag. Tatjana Weiler

Österreichischer Verband gemeinnütziger Bauvereinigungen – Revisionsverband
Bösendorferstraße 7
1010 Wien
Österreich

[redacted]
Web: http://www.gbv.at

Wir verarbeiten personenbezogene Daten in Übereinstimmung mit den datenschutzrechtlichen Bestimmungen. Nähere Informationen dazu finden Sie im Internet unter www.gbv.at/datenschutz

Diese Nachricht und allfällige angehängte Dokumente sind vertraulich und nur für den Adressaten bestimmt. Die Offenlegung, Veröffentlichung, Weiterleitung oder sonstige Verwendung der Informationen ist jedenfalls nur mit Zustimmung des Absenders gestattet. Der Absender behält sich für den Fall der unerlaubten Weiterleitung, Veröffentlichung oder sonstigen Verwendung dieser Nachricht rechtliche Schritte iSd §§ 18 ff StGB und §§ 77 f UrhG vor. Für den Fall dass Sie nicht der beabsichtigte Adressat sind, ersuchen wir um Verständigung des Absenders und Vernichtung der Nachricht samt allen Anhängen. Ein E-Mail ist derzeit nicht geeignet, die Schriftform zu ersetzen. Der Verband gemeinnütziger Bauvereinigungen übernimmt keine Haftung für die Gefahren der Nutzung des Internet als Kommunikationsmedium oder für die Erreichbarkeit des Empfängers. Automatische Empfangs- oder Lesebestätigungen gelten nicht als Bestätigung des Erhalts Ihrer Nachricht.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000343
V_SNE_01_26_-_Rckmeldung.pdf

Von: Massimo Bernhard [redacted]
Gesendet: 11.03.2026 15:08:57
An: recht-post@e-control.at
Cc: [redacted]
Betreff: V SNE 01/26 - Rückmeldung
Anhänge: image001.png;

Sehr geehrte Damen und Herren,

folgende Punkte bitte ich bei der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung zu beachten:

Zu Teil 1, Punkt 2 „Netznutzungsentgelte“:
Die Grundlage, weshalb der Anteil des Leistungsentgeltes bei ca. 40% und nicht höher oder niedriger sein soll, ist nicht ersichtlich. Bitte um Ergänzung der Berechnungsgrundlage und periodische Prüfung dieser Berechnungsgrundlage und Erwähnung in diesem Dokument. Damit würde vermieden, dass nützliche Investitionen unterbleiben und Fehlinvestitionen durchgeführt werden.

Zu Teil 1, Punkt 3.4.1 und 3.4.2:
Bitte nutzen Sie die jetzige Möglichkeit, eine saubere Abgrenzung zwischen den regelmäßigen Netzentgelten und Netzanschlussentgelten zu erreichen.
Die Beschreibung und Definition der einzelnen Entgeltpositionen ist verwirrend und wird ggf. wiederum angefochten werden.

Zu Teil 2, Punkt 2.3.1 „Systemdienlicher Speicher“:
Im letzten Satz ist erwähnt, dass ein systemdienlicher Speicher in einer Verbrauchsanlage nicht möglich ist.
Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass für jeden systemdienlichen Speicher außerhalb einer Erzeugungsanlage ein gesonderter Netzanschluss notwendig ist, was einer Multi-Use-Anwendung widerspricht und nicht durchsetzbar sein wird, ohne einen Schaden am Markt der systemdienlichen Speicher zu erreichen.
Die erwähnte Missbräuchlichkeit ist durch eine dem Speicher vorgelagerte Mess- und Zähleinrichtung, welche notwendig ist, nicht gegeben.
Wie wäre es dann, wenn die Verbrauchsanlage auch eine Erzeugungsanlage ist (z.B. PV) und einen Speicher enthält und nach welchen Kriterien würde dann die Einstufung vorgenommen?
Es muss möglich sein, einen Speicher in einer Verbrauchs- und Erzeugungsanlage zu integrieren (mit eigener Zähleinrichtung) und systemdienlich zu betreiben, sofern die anderen gesetzlichen Kriterien positiv beurteilt werden können.

Mit freundlichen Grüßen

Bernhard MASSIMO
Leiter Energie
Betriebsleiter Netz und Kraftwerke

Getzner, Mutter & Cie.
Gesellschaft m.b.H. & Co. KG
A-6700 Bludenz, St. Annastraße 9

Tel.: [redacted]

Firmenbuchgericht Feldkirch, FN 14854 w
UID-Nr.: ATU 35962605, DVR: 0366773

unbeschränkt haftender Gesellschafter:
Getzner Gesellschaft m.b.H., A-6700 Bludenz
Firmenbuchgericht Feldkirch, FN 73063 x

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000344

sultation_zur_Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverord

Von: Marjana Jovicic-Tampier [redacted]
Gesendet: 13.03.2026 13:08:47
An: recht-post@e-control.at
Betreff: Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung
Anhänge: image001.png; image002.jpg;

Sehr geehrte Damen und Herren,
die Stellungnahme der Ranft Gruppe zum Thema, Marktkonsultation zur Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte (SNE) durch die E- Control:

Aus Sicht der Ranft Gruppe könnte eine mögliche Systemlösung in einer Kombination aus strategisch platzierten Großspeichern an netzkritischen Standorten und marktgetriebenen Speicherprojekten bestehen. Großspeicher an zentralen Netzknoten, etwa bei Umspannwerken oder in Engpassregionen, könnten gezielt systemdienliche Funktionen wie Engpassmanagement, Lastspitzenglättung und die Integration erneuerbarer Energien übernehmen. Ergänzend dazu leisten marktbasiert entwickelte Speicherprojekte durch ihre Teilnahme an Strom- und Regelenergiemärkten einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung des Energiesystems. Voraussetzung hierfür ist eine geeignete Ausgestaltung der Netzentgelte, insbesondere die Vermeidung einer doppelten Belastung von Batteriespeichern beim Laden und Entladen sowie die Berücksichtigung systemdienlicher Betriebsweisen, etwa durch angepasste Entgeltmodelle oder flexible Netzanschlüsse.

Freundliche Grüße
DI. Ing. Marjana Jovicic-Tampier

General Manager Business & Projektentwicklung
Prokura

[redacted]
Telefon: [redacted]

www.ranft-gruppe.com

RANFT GRUPPE
Ranft Energie Projekte Drei GmbH
Geschäftsführer: Gernot Gugerbauer, Rainer Zepke
Firmensitz: Bauernstraße 1, 4600 Wels
Gerichtsstand: Landesgericht Wels – FIN 551335m

Verantwortlich für die Datenverarbeitung im Sinne des Datenschutzrechts ist die Ranft Projekte 20 GmbH. Ihre personenbezogenen Daten werden grundsätzlich nur für die Zwecke verarbeitet, für die wir sie erhalten und erhoben haben. Eine Datenverarbeitung zu anderen Zwecken kommt nur dann in Betracht, wenn die insoweit erforderlichen rechtlichen Vorgaben vorliegen bzw. nur, wenn wir Ihre Zustimmung dafür erhalten haben.

Weitere Informationen finden Sie auf unserer Webseite: https://www.ranft-gruppe.de/datenschutzerklaerung/

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000345
stellungnahme_SNE-GV_final.pdf

STELLUNGNAHME
zur Marktkonsultation der E-Control
Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV)
Geschäftszahl: V SNE 01/26

An: recht-post@e-control.at
Datum: 16. März 2026

I. KERNTHESE

Steigende Systemnutzungsentgelte sind kein unvermeidliches Begleitphänomen der Energiewende. Sie sind das Ergebnis eines Regulierungsmodells, das auf statische Kostenumlagen setzt, während das Stromsystem selbst zunehmend dynamisch wird. Die SNE-GV bietet die Chance, diesen Widerspruch aufzulösen – nicht durch weitere Detailregulierung, sondern durch die Etablierung einer systemischen Logik, die Intelligenz und Flexibilität im Netz ökonomisch aktiviert.

Die Kernaussage dieser Stellungnahme lautet:

> Netzkosten können dauerhaft nur dann gedämpft werden, wenn das System selbst in die Lage versetzt wird, seinen Zustand zu kommunizieren und netzdienliches Verhalten marktbasiert zu remunieren. Beides zusammen ersetzt teure Netzinvestitionen durch intelligent genutzte Flexibilität.

II. AUSGANGSLAGE: EINE KOSTENSPIRALE MIT STRUKTURELLEN URSACHEN

Das Finanzierungsvolumen der Systemnutzungsentgelte ist von 2,5 Mrd. Euro (2024) auf 3,0 Mrd. Euro (2025) gestiegen – ein Anstieg von 20 % in einem Jahr. Für Haushalte auf der Netzebene 7 bedeutete 2025 ein Plus von 23,1 %, 2026 folgen regionale Steigerungen von bis zu 15,9 % (Burgenland) und 10,9 % (Tirol).

Die Ursache ist strukturell: Steigende Netzinvestitionskosten treffen auf sinkende Abgabemengen – durch PV-Eigenverbrauch, Effizienzsteigerungen und den Abgang von Gasverbrauchern. Die Fixkosten des Netzes verteilen sich auf immer weniger Kilowattstunden. Ohne Gegenmaßnahmen beschleunigt sich diese Spirale: Höhere Entgelte reduzieren den Netzbezug weiter, was die Entgelte erneut treibt.

Der bisherige regulatorische Reflex – Kostenermittlung, Tarifierung, Umlage – ist diesem dynamischen Problem strukturell nicht gewachsen. Was fehlt, ist eine Systemlogik, die Flexibilität als produktiven Beitrag zur Netzstabilität erkennt und vergütet.

III. DER DYNAMISCHE ANSATZ: ZWEI GRUNDPRINZIPIEN

Die SNE-GV sollte nicht primär neue Pflichten und Tarife festschreiben, sondern zwei Grundprinzipien verankern, aus denen heraus sich ein intelligentes, sich selbst steuerndes System entwickeln kann.

PRINZIP 1: DAS NETZ KOMMUNIZIERT SEINEN ZUSTAND

Netzdienliches Verhalten setzt voraus, dass Marktteilnehmer wissen, wie das Netz gerade belastet ist. Diese Information liegt vor – durch Smart Meter, Echtzeitdaten der Netzbetreiber, viertelstündliche Messung. Sie wird jedoch nicht systematisch in den Markt gegeben.

Die SNE-GV soll verankern, dass Netzbetreiber den lokalen Netzzustand als standardisiertes, maschinenlesbares Signal in Echtzeit bereitstellen. Nicht als statische Zeitfenster wie beim SNAP, sondern als kontinuierliches Signal, das den tatsächlichen Zustand des Netzes im jeweiligen Viertelstunden-intervall abbildet: entspannt, angespannt, kritisch.

Dieses Signal ist die Grundlage für alles Weitere. Heimspeicher, Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur, Energiegemeinschafts-Plattformen und gewerbliche Energiemanagementsysteme können automatisiert darauf reagieren – ohne dass die Regulierung jeden Anwendungsfall vorhersehen oder vorschreiben muss. Die Schnittstelle muss bundesweit harmonisiert und offen sein, damit ein Markt für netzdienliche Anwendungen entstehen kann.

Der SNAP ist in dieser Logik ein erster, richtiger Schritt – aber noch ein statisches Instrument. Das Netzzustandssignal macht ihn dynamisch: Der Rabatt entsteht nicht weil es April und 11 Uhr ist, sondern weil das Netz gerade tatsächlich entlastet werden kann.

PRINZIP 2: NETZDIENLICHES VERHALTEN WIRD REMUNIERT – SYMMETRISCH

Information allein reicht nicht. Es braucht den ökonomischen Anreiz, auf das Signal zu reagieren. Die SNE-GV soll deshalb als zweites Grundprinzip verankern, dass netzdienliches Verhalten systematisch vergütet wird – auf beiden Seiten des Zählers.

Auf der Verbrauchsseite bedeutet das: Wer steuerbare Lasten in Zeiten niedriger Netzlast verschiebt, erhält eine Entgelterleichterung, die sich am tatsächlich erbrachten Netzbeitrag orientiert – nicht an einem fix verordneten Zeitfenster. Das aktiviert Wärmepumpen, Boiler, Heimspeicher und Ladeinfrastruktur als verteilte Netzstütze.

Auf der Einspeiseseite bedeutet das: PV-Anlagen und Speicher, die aktiv zur Netzstabilisierung beitragen – durch gesteuerte Einspeisung zu Bedarfszeiten, durch Drosselung bei Netzüberlastung, durch Blindleistungsbereitstellung – sollen dafür anerkannt werden. Die bestehende Asymmetrie, bei der Netznutzungskosten primär auf Nettobezieher umgelegt werden, während Einspeiser die Netzinfrastruktur weitgehend kostenfrei nutzen, ist volkswirtschaftlich ineffizient und erzeugt Fehlanreize.

Energiegemeinschaften (EEG, BEG) sind in dieser Logik besonders wertvoll: Sie aggregieren Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchs-potenziale mehrerer Teilnehmer und können als kollektive Flexibilitäts-einheit gegenüber dem Netz auftreten. Die SNE-GV soll diese Rolle ausdrücklich anerkennen und mit entsprechenden Remunierungsmöglich-keiten auf Ebene des Zählpunktverbunds unterlegen.

Die Weiterentwicklung dieses Prinzips führt zu lokalen Flexibilitäts-märkten: Netzbetreiber schreiben lokal Flexibilitätsbedarf aus, wenn ein Engpass droht. Wer ihn liefert – Haushalt, Speicher, PV-Anlage, Energiegemeinschaft – erhält eine Marktprämie. Der Preis entsteht im Markt, nicht in der Verordnung. Das System findet selbst den volkswirtschaftlich günstigsten Weg zur Netzstabilität.

IV. VOLKSWIRTSCHAFTLICHER NUTZEN

Die konsequente Umsetzung beider Prinzipien erzeugt mehrfachen volkswirtschaftlichen Nutzen:

Vermiedener Netzausbau: Flexibilität, die Netzengpässe auflöst, ersetzt Investitionen in Netzkapazität. Jeder Euro, der nicht verbaut werden muss, ist ein Euro, der nicht über steigende Netzentgelte auf die Volkswirtschaft umgelegt wird. Das Potenzial ist erheblich: Studien zeigen, dass eine automatisierte Lastverschiebung von 10–15 % des täglichen Haushaltsverbrauchs in netzdienliche Zeitfenster den Netzausbaubedarf signifikant reduzieren kann.

Mobilisierung privaten Kapitals: Wenn netzdienliches Verhalten vergütet wird, entstehen Investitionsanreize in Heimspeicher, steuerbare Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur. Privates Kapital wird für öffentliche Netzziele aktiviert – ohne Subvention, durch Marktlogik.

Standortwettbewerb: Nicht beeinflussbare Infrastrukturkosten verschlechtern die Wettbewerbsfähigkeit österreichischer Unternehmen. Eine Regulierung, die Netzentgelte strukturell dämpft, stärkt den Standort.

Systemintegration erneuerbarer Energien: Vergütete Flexibilität erleichtert die Integration volatiler Einspeisung, reduziert Regelenergiebedarf und vermeidet Curtailment – alles Kostentreiber, die heute über die SNE auf alle Netznutzer umgelegt werden.

Marktentwicklung: Offene, harmonisierte Signalschnittstellen und klare Vergütungslogik schaffen die Grundlage für einen Markt an Energiemanagementdienstleistungen, Aggregatoren und Technologieanbietern – ein Wachstumsfeld, das Österreich als Innovationsstandort stärkt.

V. SCHLUSSFOLGERUNG

Die Kostenspirale bei den Systemnutzungsentgelten lässt sich nicht durch bessere Kostenumlagen brechen. Sie lässt sich nur durch ein System brechen, das Flexibilität erkennt, kommuniziert und vergütet.

Die SNE-GV hat die Chance, diesen Paradigmenwechsel regulatorisch zu verankern: weg vom statischen Tarifmodell, hin zu einem System, das seinen Zustand kommuniziert und netzdienliches Verhalten marktbasiert aktiviert. Der SNAP zeigt, dass die Regulierungskommission diesen Weg bereits eingeschlagen hat. Die SNE-GV ist der richtige Ort, ihn konsequent fortzuführen.

Wir ersuchen die E-Control, diese Grundprinzipien in der Ausarbeitung der SNE-GV zu verankern und stehen für eine weiterführende fachliche Diskussion gerne zur Verfügung.

Stellungnahme eingereicht zur Marktkonsultation V SNE 01/26
Frist: 20. März 2026

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000346

Stellungnahme_-_Stafil_AG.cleaned.pdf

Stafil Ag
Stradivaristr. 6
39100 Bozen

04.03.2026

Stellungnahme zur Marktkonsultation der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

Sehr geehrte Damen und Herren,

die STAFIL AG ist im Bereich energiewirtschaftlicher Infrastrukturprojekte tätig. Vor diesem Hintergrund nehmen wir zum vorliegenden Begutachtungsentwurf Stellung.

1. Grundsätzliche Bewertung des Entwurfs

Der vorliegende Entwurf verfolgt das Ziel, systemdienliches Verhalten tariflich abzubilden. In seiner konkreten Ausgestaltung führt er jedoch zu einer strukturellen Einschränkung der Realisierbarkeit von Batteriespeichern.

Die Kombination aus starker Standortbindung, kumulativen Zugangsvoraussetzungen und begrenzten Entlastungsmechanismen bewirkt, dass tragfähige Projekte nur in sehr engen Konstellationen möglich sind. Unter den bestehenden Kosten- und Marktbedingungen ist die Netzentgeltstruktur ein zentraler Faktor für die Finanzierbarkeit von Speicherprojekten. Wird eine substanzielle Entlastung faktisch nur selektiv gewährt, entsteht kein tragfähiger Rahmen für einen breiten Ausbau.

Vor dem Hintergrund des stark steigenden Flexibilitätsbedarfs im österreichischen Stromsystem ist dies kritisch. Batteriespeicher sind eine notwendige Infrastrukturkomponente zur Integration erneuerbarer Energien und zur Stabilisierung des Netzes. Ein regulatorischer Rahmen, der ihre wirtschaftliche Umsetzbarkeit faktisch einschränkt, gefährdet den zeitgerechten und notwendigen Ausbau.

In der vorliegenden Form besteht das Risiko, dass Projekte nicht realisiert werden und der Ausbau von Batteriespeichern deutlich hinter dem systemisch erforderlichen Maß zurückbleibt. Gerade die Entwicklungen der vergangenen Jahre haben gezeigt, wie entscheidend eine möglichst hohe Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern, insbesondere von Gas, für Preisstabilität, Versorgungssicherheit und wirtschaftliche Resilienz ist. Ein regulatorischer Rahmen, der den Ausbau von Flexibilität bremst, wirkt diesem Ziel entgegen und verlängert strukturell die Phase erhöhter Preis- und Importabhängigkeit.

2. Grundsätzliche Anmerkungen zur Standortsteuerung

Der Entwurf knüpft die umfassende Netzentgeltbefreiung ausschließlich an im Netzentwicklungsplan ausgewiesene Standorte. Damit wird die wirtschaftliche Realisierbarkeit eines Speicherprojekts faktisch von einer planerischen Standortentscheidung des Netzbetreibers abhängig gemacht.

Zwar wird im Entwurf selbst festgehalten, dass „der Anlagenstandort als notwendiges, aber keinesfalls als einziges (hinreichendes) Kriterium für Systemdienlichkeit gelten kann“. In der praktischen Wirkung wird dieser Grundsatz jedoch nicht eingehalten. Die vollständige Befreiung vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt ist ausschließlich an ausgewiesene Standorte gebunden. Für Speicher außerhalb dieser Standorte bestehen keine strukturell vergleichbaren Entlastungen.

Vor dem Hintergrund der tatsächlichen Kostenstruktur von Batteriespeichern ist dies von zentraler Bedeutung. Die Netzentgeltbelastung ist ein wesentlicher Bestandteil der Wirtschaftlichkeitsrechnung. Ohne substanzielle Entlastung sind Projekte unter aktuellen Marktbedingungen nicht finanzierbar. Der Entwurf führt daher faktisch zu einer standortbezogenen Exklusivität, obwohl Systemdienlichkeit gesetzlich ausdrücklich funktional definiert ist.

Ein solcher Mechanismus stellt keinen Investitionsanreiz dar, sondern wirkt als Marktzugangsbeschränkung.

3. Gesetzlicher Rahmen gemäß § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG

Gemäß § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG wird der Begriff des systemdienlichen Betriebs wie folgt definiert:

> *„systemdienlicher Betrieb“ die Betriebsart einer Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicheranlage, bei der systemdienlicher Nutzen im Sinne von Kostenreduktionen, Kostenvermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit erbracht wird, insbesondere durch die Erbringung einer Flexibilitätsleistung, den Betrieb an einem bestimmten, durch die Ausweisung im Netzentwicklungsplan für das Verteiler- oder Übertragungsnetz definierten Standort oder nach den Anforderungen des Netzbetreibers. Kostenvermeidung oder Kostenreduktion liegt insbesondere dann vor, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Erzeugungs- und Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstleistungsbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht;“*

Aus dieser Legaldefinition ergibt sich eindeutig, dass der Gesetzgeber einen funktionalen und wirkungsbezogenen Ansatz verfolgt. Systemdienlichkeit kann sich aus unterschiedlichen Tatbeständen ergeben. Der Standort ist ausdrücklich genannt, jedoch nicht als ausschließliches Kriterium ausgestaltet. Die Definition stellt vielmehr auf den tatsächlichen Beitrag zur Kostenvermeidung, Kostenreduktion oder zur Sicherstellung der Netz- und Versorgungssicherheit ab.

Eine Verordnungsregelung, die die maßgebliche tarifliche Begünstigung faktisch ausschließlich an eine planerische Standortausweisung knüpft und alternative Formen systemdienlichen Betriebs nicht gleichwertig berücksichtigt, würde diesen gesetzlich vorgesehenen Rahmen deutlich verengen.

Aus unserer Sicht ist daher sicherzustellen, dass sämtliche im Gesetz angelegten Tatbestandsvarianten systemdienlichen Betriebs in der Verordnung auch tatsächlich zur Anwendung gelangen können.

4. Instrumente unter dem Überbegriff „Systemdienlichkeit“

4.1 Systemdienlicher Speicher

4.1.1. Kumulative Ausgestaltung

Die kumulative Verknüpfung sämtlicher Voraussetzungen führt zu einer sehr engen Anwendbarkeit des Instruments. In der praktischen Wirkung entsteht kein allgemeines Anreizmodell, sondern ein stark selektives Sonderregime. Kritisch ist insbesondere:

- Die gleichzeitige Bindung an eine planerische Standortausweisung und ein Ausschreibungsverfahren.
- Die umfassenden Eingriffsrechte des Netzbetreibers ohne klar definierte Begrenzung.
- Zusätzliche technische Anforderungen ohne zwingende wirtschaftliche Kompensation.

Diese Kombination erzeugt hohe regulatorische Unsicherheit und erschwert die Finanzierung. Für kapitalintensive Infrastrukturprojekte ist Planbarkeit ein zentrales Kriterium. Die Voraussetzungen sollten entweder modular ausgestaltet oder zumindest so reduziert werden, dass alternative Formen systemdienlichen Betriebs gleichwertig anerkannt werden. Eine zwingende Kumulation aller Kriterien ist nicht erforderlich, um Systemnutzen sicherzustellen.

4.2 Standort und Ausschreibungslogik

Die gleichzeitige Festlegung geeigneter Standorte im Netzentwicklungsplan und die verpflichtende Vergabe über ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren ist systematisch verfehlt. Wird ein Standort als für systemdienlichen Speicherbetrieb geeignet ausgewiesen, liegt damit bereits die fachliche Feststellung eines erwarteten Netz- oder Systemnutzens vor. In dieser Konstellation ist es sachlich nicht nachvollziehbar, die Inanspruchnahme einer gesetzlichen Netzentgeltbefreiung zusätzlich von einem monetären Wettbewerbsverfahren abhängig zu machen.

Es handelt sich hierbei nicht um die Beschaffung einer konkret definierten netzbetrieblichen Leistung, sondern um die Gewährung einer regulatorischen Entlastung. Diese darf nicht Gegenstand einer Auktion sein. Die Konstruktion führt faktisch dazu, dass Projektentwickler um regulatorische Rahmenbedingungen bieten müssen. Ein solcher Mechanismus ist weder investitionslogisch noch energiewirtschaftlich sinnvoll.

Ein sachgerechter Ansatz wäre stattdessen eine transparente Zuteilung nach objektiven Kriterien im Sinne eines „first come, first served“-Prinzips, ergänzt um klare Anforderungen an den Projektfortschritt. Maßgeblich sollten beispielsweise Genehmigungsstatus, gesicherte Grundstücke, Netzanschlussreife oder Finanzierungsnachweise sein. Ein solcher projektfortschrittsbasierter Ansatz, wie er in Deutschland im Rahmen der jüngsten Reformen zur Beschleunigung von Netzanschlüssen verankert wurde, stellt sicher, dass tatsächlich realisierungsnahe Projekte priorisiert werden und Spekulation vermieden wird.

Ein Ausschreibungsmodell hingegen verlangsamt die Umsetzung, erhöht die Unsicherheit und verzögert den tatsächlichen Ausbau. Gerade im Bereich der Flexibilitätsinfrastruktur ist Geschwindigkeit entscheidend. Ein Verfahren, das regulatorische Entlastungen erst durch Auktionen zugänglich macht, steht diesem Ziel entgegen.

4.3 Systemdienlichkeit durch Betriebsweise statt Standortbindung

Die unter dem Überbegriff „Systemdienlichkeit“ vorgesehenen Instrumente wie der dauerhafte flexible Netzzugang, zeitvariable Netznutzungsentgelte, regelbare Leistung oder reduzierte Netzentgelte bei Flexibilitätsleistungen verdeutlichen, dass Systemnutzen in erheblichem Maße durch das tatsächliche Betriebsverhalten einer Anlage entsteht und nicht ausschließlich durch deren Standort.

Batteriespeicher sind technisch in der Lage, ihre Bezugs- und Einspeiseleistung dynamisch an Netzsituationen anzupassen. Sie können Lastspitzen reduzieren, Einspeisespitzen aufnehmen, Engpässe temporär entschärfen und im Rahmen marktlicher Beschaffung gezielt zur Stabilisierung beitragen. Dieser systemische Beitrag ergibt sich aus der Betriebsweise und der zeitlichen Steuerbarkeit, nicht zwingend aus einer planerischen Standortfestlegung.

Wenn ein Speicher nachweislich zur Reduktion des Höchstleistungsbeitrags auf einer Netzebene beiträgt, prognostizierte Engpasssituationen entschärft oder im Rahmen vertraglich definierter Flexibilitätsleistungen eingesetzt wird, liegt ein systemdienlicher Nutzen im Sinne des Gesetzes vor. Eine ausschließliche Fokussierung auf im Netzentwicklungsplan ausgewiesene Standorte greift daher zu kurz und bildet das tatsächliche Potenzial von Speichern nicht vollständig ab.

5. Schlussbemerkung

Die vorliegenden Regelungsvorschläge enthalten geeignete Ansätze, führen in ihrer konkreten Ausgestaltung jedoch zu einer strukturellen Begrenzung des Ausbaus von Batteriespeichern. Die starke Standortbindung, die kumulativen Zugangsvoraussetzungen sowie das Fehlen einer substantiellen Entlastung bei laufenden Netzentgelten bewirken, dass der Speicherausbau insgesamt gefährdet ist. Bleibt der regulatorische Rahmen in dieser Form bestehen, ist mit einer deutlichen Verzögerung beim Aufbau dringend benötigter Flexibilitätskapazitäten zu rechnen. Dies hätte unmittelbare Auswirkungen auf die Integration erneuerbarer Energien, die Systemkosten sowie die Reduktion fossiler Abhängigkeiten.

Wir ersuchen daher um entsprechende Anpassungen im weiteren Verordnungsprozess und stehen für vertiefende fachliche Gespräche jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Peter Stadler
Geschäftsführer
STAFIL AG

Firmato digitalmente da:
Stadler Peter
Firmato il 16/03/2026 09:59
Seriale Certificato: 5287621
Valido dal 23/12/2025 al 23/12/2028
InfoCamere Qualified Electronic Signature CA

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000347
V SNE 0126 Stellungnahme
RAG_20260316.cleaned.pdf

Energie-Control Austria für die Regulierung der
Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Per Email: recht-post@e-control.at

Wien, 16. März 2026

V SNE 01/26
Stellungnahme der RAG Austria AG zur Marktkonsultation „SNE-GV“

Sehr geehrte Damen und Herren,

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme und möchten zum gegenständlichen Entwurf der SNE-GV wie folgt festhalten:

1.) Der gegenständliche Tarifierungs-Entwurf wird seitens RAG ausdrücklich abgelehnt, weil er in weiten Teilen den gesetzlich normierten Versorgungssicherheits- und Wasserstoffzielen der Republik Österreich widerspricht und das Gesetz entgegen seiner Zweckbestimmung zur Schaffung einer sektorübergreifenden und systemdienlichen Sichtweise umdeutet und auf eine reine Stromnetzbetrachtung reduziert.

Österreich verfolgt zurecht eine Strategie, die Versorgungssicherheit, eine Flexibilisierung des Energiesystems und Sektorenkopplung ins Zentrum stellt. Unstrittig ist, dass Wasserstofftechnologien für dieses übergeordnete Zielbild unverzichtbare Bausteine sind, wie zuletzt auch in der durch das BMWT veröffentlichten Wasserstoffspeicherstudie, der Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie und der Industriestrategie 2026 kommuniziert. Vor diesem Hintergrund irritiert der vorliegende Arbeitsentwurf zur SNE-GV: Er benachteiligt genau jene Technologien zur Umwandlung und saisonalen Speicherung von Strom in Form von Wasserstoff, welche das **ElWG** ausdrücklich stärken und forcieren möchte – nämlich Energiespeicheranlagen, die **systemdienlich** (gemeint ist das Gesamtenergiesystem) betrieben werden. Diese dienen per definitionem nicht nur dem Stromnetz, sondern sind explizit auch unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit zu betrachten. Aufgrund ihrer wichtigen Funktion und um einen Hochlauf voranzutreiben **sieht § 127 Abs. 3 sogar eine 20jährige Befreiung von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten vor**.

Konkret definiert das Gesetz:

> *„Energiespeicherung“ im Elektrizitätsnetz die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die **Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform**, die **Speicherung solcher Energie** und ihre anschließende **Rückumwandlung** in elektrische Energie **oder** **Nutzung als einen anderen Energieträger**;*

*„systemdienlicher Betrieb“ die Betriebsart einer Stromerzeugungs-, **Verbrauchs**- oder **Energiespeicheranlage**, bei der **systemdienlicher Nutzen im Sinne** von Kostenreduktionen, Kostenvermeidung **oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit** erbracht wird, insbesondere durch die Erbringung einer Flexibilitätsleistung, den Betrieb an einem bestimmten, durch die Ausweisung im Netzentwicklungsplan für das Verteiler- oder Übertragungsnetz definierten Standort oder nach den Anforderungen des Netzbetreibers. Kostenvermeidung oder Kostenreduktion liegt insbesondere dann vor, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter **Erzeugungs- und Verbrauchsdaten** oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstleistungsbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht;*

Der Tarifierungs-Entwurf wirkt in Summe wie eine Rückabwicklung der gesetzgeberischen Intention: Während das ElWG den systemischen Nutzen im gesamten Energiesystem adressiert, verengt und missinterpretiert die Konsultationsunterlage „Systemdienlichkeit“ zu einer bzw. als eine rein stromnetztechnische Checkliste und legt eigenmächtig konkrete restriktive Voraussetzungen zum Standort, Mindesteinspeiseleistungen in das Stromnetz und verpflichtende Vertragsverhältnisse fest, die in dieser Art nicht durch das Gesetz vorgegeben wurden.

In einem gesamtenergetischen System sollte auch in der Gestaltung der Tarifierung durch die E-Control Bedacht darauf genommen werden, dass möglichst viel Strom volkswirtschaftlich genutzt und vom Sommer in den Winter transformiert wird, um damit mehr Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit von **teuren** Stromimporten zu schaffen. Eine Interpretation der Gesetzesmaterie wie in der gegenständlichen Konsultation vorgelegt, würde Investitionen vor allem in Richtung der Umsetzung von Elektrolyseanlagen als flexible Verbrauchseinheiten hindern und daher sehr kontraproduktiv für einen Wasserstoffhochlauf in Österreich sein.

2.) Elektrolyse ist unzweifelhaft eine Energiespeicheranlage nach ElWG

Der Gesetzestext ist denkbar eindeutig: Energiespeicherung umfasst nicht nur die zeitliche Verschiebung, sondern ausdrücklich auch die **Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform**, deren Speicherung und anschließende **Rückumwandlung oder Nutzung als anderer Energieträger** (§ 6 Abs. 1 Z 39 ElWG). Eine Energiespeicheranlage ist somit **jede Anlage**, **in der** diese Speicherung stattfindet (§ 6 Abs. 1 Z 38). Damit ist jede Elektrolyseanlage mit nachgelagerter Wasserstoffspeicherung exakt jener Anlagentyp, den der Gesetzgeber als Energiespeicher „*zur zeitlichen Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung*“ erfassen und forcieren / unterstützen wollte.

Eine Interpretation, welche eine Elektrolyse aus der Speicherdefinition herauskürzt, ist nicht nur fachlich unhaltbar, sondern **gesetzeswidrig eng**. Genau jene Technologien, die **saisonale** Energieverschiebung ermöglichen – was Batterien naturgemäß nicht leisten können – sind im Verordnungsentwurf zur SNE-GV, welche eine Einspeiseleistung von 1 MW fordert, de facto ausgeschlossen. Das steht diametral zur gesetzlich vorgesehenen Förderung systemdienlicher Speicher und widerspricht zudem eindeutig den Ausführungen des BMWET samt Erläuterungen zum Gesetz.

3.) Der Arbeitsentwurf reduziert „Systemdienlichkeit“ auf Stromnetzdienlichkeit und engt damit den gesetzlichen Rahmen unzulässigerweise ein und führt damit zu einer Aushöhlung bzw. Umgehung der gesetzlich vorgesehenen Ausnahme von Netzentgelten.

Das ElWG definiert systemdienlichen Betrieb als Betriebsweise, die Kostenreduktion oder -vermeidung **oder** die **Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit** bewirkt (§ 6 Abs. 1 Z 148). Die Aufnahme der Versorgungssicherheit zeigt unmissverständlich, dass der Gesetzgeber eine **energiesystemische Perspektive** einfordert – also jenseits kurzfristiger Stromnetzengpässe denkt und diese Perspektive als gleichberechtigte und alternative Form zur Kostenreduktion gelten soll („oder“).

Saisonale Flexibilität, Resilienz durch großvolumige Speicher und die Entlastung des Gesamtsystems (nicht nur des Stromnetzes) sind integrale Bestandteile dieser Systemdienlichkeit, weil nur diese Versorgungssicherheit bieten. Versorgungssicherheit bedeutet unserer Meinung nach nicht (nur), dass die Stromnetze entsprechend entlastet werden, sondern vielmehr dass die erforderlichen Energie- (und auch Strom-)bedarfe jederzeit physisch verfügbar sind. Dass der Entwurf dies vollständig ignoriert und ausschließlich auf stromnetzplanerische Kriterien abstellt und Aspekte zur Versorgungssicherheit bzw. zur gesamtenergetischen Systemwirkung unberücksichtigt lässt, widerspricht sowohl dem Sinn, als auch dem Zweck und Wortlaut des Gesetzes. Die Verordnung sollte eigentlich Kriterien für die Entgeltbewertung definieren, nicht aber den gesetzlich festgeschriebenen Systembegriff eigenmächtig verkürzen.

4.) Unzweckmäßig enge Kriterien und notwendige Korrekturen

Die im Entwurf zur Einstufung als systemdienlich vorgeschlagenen **kumulativen** Voraussetzungen schaffen faktisch ein **Ausschlussregime** für Elektrolyseprojekte und widersprechen damit sowohl dem Wortlaut als auch der Intention des ElWG.

Erstens wird Systemdienlichkeit de facto an im NEP definierte „geeignete Standorte“ gebunden. Diese Orientierung mag für rein netzdienliche Kurzzeitspeicher (Batteriespeicher) sinnvoll sein, bildet aber den gesamtenergetischen Nutzen saisonaler Energiespeicher nicht ab. Vielmehr bedarf es hierfür in Bezug auf ein etwaiges Örtlichkeits-/Standortkriterium der Miteinbeziehung einer geplanten/bestehenden Wasserstoffinfrastruktur (sowohl für den Abtransport des umgewandelten Stroms in den Energieträger Wasserstoff, als auch die Speicherung samt Rückumwandlung in wasserstofffähigen Gaskraftwerken), welche in dieser Form im NEP nicht abgebildet ist. Durch eine übergreifende Sichtweise des Strom- und Gas/Wasserstoffnetzes als Gesamtenergetisches Transportsystem, einer Orientierung der Aufbringungsseite in Richtung Bedarfe und einer Errichtung von Elektrolysen auf der Verteilnetzebene zur Entlastung derselben, könnten Kosten (insbesondere auch im Bereich Netzausbau) gespart werden.

Zweitens führt die vorgesehene **Mindesteinspeiseleistung von 1 MW** zu einem technisch widersprüchlichen Ergebnis: Elektrolyseanlagen **speisen typischerweise keinen Strom ins Netz ein**; die Rückspeisung ist für ihren Speicherzweck nicht erforderlich. Die Schwelle bzw. das Einspeiseerfordernis an sich schließt damit einerseits Elektrolyseanlagen trotz gesetzlicher Einstufung als Energiespeicheranlage (§ 6 Abs. 1 Z 38 und 39 ElWG) systematisch aus und gibt andererseits Batteriespeichern eine de facto Monopolstellung (obwohl diese keine saisonale Verschiebung bewirken können).

Drittens erhebt der Entwurf Engpassmanagement-Verträge mit der APG sowie weitere Steuerungsrechte des Netzbetreibers zu zwingenden Voraussetzungen. Das ElWG nennt

diese Faktoren allerdings nur als Beispiele („insbesondere“) und nicht als kumulative Bedingungen. Der Tarifierungsentwurf überschreitet damit seinen Kompetenzrahmen zur näheren Ausgestaltung der gesetzlichen Vorgaben.

5.) Systemdienliche Stromproduzierende Anlagen – Netzreserve

Wir vertreten die Meinung, dass sämtliche in Österreich zur Verfügung stehenden Flexibilisierungspotentiale, sowohl produktionsseitig in Form von Kraftwerken, als auch flexible Verbraucher in Form von Elektrolysen, gehoben und als systemdienlich genutzt werden sollen. Vor diesem Hintergrund führen bereits die aktuellen regulatorischen Vorgaben sowie insbesondere die Stilllegungsverpflichtung im Rahmen einer Nichtgewährung des Zuschlags bei der Netzreserve dazu, dass flexible Gaskraftwerke nicht betrieben werden dürfen. Damit wird Österreich zunehmend von Stromimporten (vorrangig aus Kohle- und Atomkraft) abhängig und zu einem Hochpreisstromstandort. Es wäre daher opportun bereits die bestehenden Rahmenbedingungen zu lockern, anstelle noch weitere einschränkende Vorgaben seitens E-Control vorzuschlagen.

Als Beispiel sei hier konkret die Einstufung als Systemdienliche Stromerzeugungsanlage genannt, welche nur erreicht werden kann, wenn gleichzeitig ein Vertrag mit dem Regelzonenführer gem. § 149 ElWG abgeschlossen wurde und der Standort im Verteilernetzentwicklungsplan ausgewiesen ist. Systemdienlichkeit hat gemäß der gesetzlichen Definition einen viel breiteren Anwendungsfall und sollte damit der für das gesamte Energiesystem (nicht nur für das Stromnetz) bestmögliche Anreiz gesetzt werden.

Insofern möchten wir als Denkanstoß vorschlagen, eine Systemdienlichkeit an konkret messbaren Triggern bzw. Zeiträumen festzumachen. Pragmatisch könnten Kraftwerke zwischen Anfang November und Ende Februar und Elektrolysen zwischen Anfang April und Ende September automatisch als systemdienlich im Sinne der Versorgungssicherheit anerkannt werden. Dies deshalb, weil sie in diesen Zeiträumen typischerweise Stromversorgungssicherheit bzw. Systementlastung bewirken. Ein anderer Vorschlag wäre Elektrolysen, welche auf Basis unterbrechbarer Leistung ans Netz angeschlossen sind ebenfalls automatisch als systemdienlich anzuerkennen, weil die Elektrolyse dann vom Netz automatisch als flexibler Verbraucher zu- bzw. weggeschalten werden kann. Auch könnte aus unserer Sicht eine strompreisabhängige Formel eine geeignete Basis für die Systemdienlichkeit von Anlagen darstellen. Gerne stehen wir diesbezüglich für vertiefende Gespräche zur Verfügung.

6.) Abschließende Bewertung und zentrale Forderung:
Der vorliegende Arbeitsentwurf lässt eine klare Unausgewogenheit erkennen: Er interpretiert den Begriff der Systemdienlichkeit derart eng, dass systemisch zentrale Technologien – insbesondere die Wasserstofferzeugung – faktisch aus dem vorgesehenen Regime ausgeschlossen werden. Damit wird die im ElWG verankerte, breit gedachte Energiewende-Architektur unterlaufen. Das Gesetz legt eindeutig fest, dass **Elektrolyse unmissverständlich als Energiespeicheranlage gilt**, da sie elektrische Energie in eine speicherbare Energieform umwandelt und diese im Energiesystem verfügbar macht. Ebenso eindeutig umfasst Systemdienlichkeit nach dem Gesetz nicht nur stromnetztechnische Aspekte, sondern auch den Beitrag zur Versorgungssicherheit und zur Weiterentwicklung eines resilienten erneuerbaren Gesamtsystems.

Sektorenkopplung ist dabei ein **essenzieller Baustein** eines funktionierenden, vollständig klimaneutralen Energiesystems: Sie ermöglicht das Zusammenspiel von Strom, Gas und Wärmesektor, schafft saisonale Flexibilität, und erhöht damit maßgeblich die Systemstabilität. Eine Verordnung, die diesen Beitrag ignoriert, verfehlt den gesetzgeberischen Auftrag.

Wir fordern die E-Control daher auf, die SNE-GV so auszugestalten, dass der **gesetzliche Begriff der Systemdienlichkeit vollständig abgebildet** und die **gesetzliche Anerkennung der Elektrolyse als Energiespeicheranlage** konsequent berücksichtigt und **Sektorenkopplung als zentrales Element eines klimaneutralen, resilienten Energiesystems** angemessen gewürdigt wird**. Die 1-MW-Schwelle ist ersatzlos zu streichen oder so anzupassen, dass Anlagen, die elektrische Energie in speicherbare Moleküle umwandeln, unabhängig von einer elektrischen Rückspeiseleistung als Speicher anerkannt werden. Engpassmanagement-Verträge bzw. netztechnische Standortvorgaben dürfen nicht als zwingende Voraussetzung ausgestaltet werden. Ebenso ist das vorgesehene Ausschreibungsverfahren grundlegend zu überarbeiten, da es die gesetzliche Anreizlogik umkehrt und Technologien mit hoher systemischer Relevanz benachteiligt.** Nur so kann die Energiewende-Architektur des ElWG wirksam umgesetzt werden.

Sollten hingegen Elektrolyseanlagen keine Systemdienlichkeit und damit eine Befreiung von Netzkosten erlangen, so steht dies einem Wasserstoffhochlauf entgegen und kann Österreich seine Ziele zur Wasserstoffstrategie bzw. Industriestrategie 2026 nur sehr schwer erreichen.

Für eine weiterführende Diskussion zum Thema steht unser Team jederzeit gerne zur Verfügung!

Mit freundlichen Grüßen

RAG Austria AG

Markus Mitteregger ppa. Peter Pichler

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000349
IKB Z„hlpunkte.pdf

IKB Strom Netz

Energie-Control Austria
Posteingangsnr.

Eingelangt 03. April 2026

Aktenzahl

VST	FO	RA	Strom	Tarife	VW	GAS	ÖKO	STR

Original: Kopie:

Vorstand der
E-Control
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Innsbruck, 27. März 2026

Ihr Zeichen: -
Ihre Nachricht vom: -

Unser Zeichen: SNM/Foh
Ansprechpartner: Ing. Reinhard Fohringer, MA, MBA

T: [redacted]
M: [redacted]

Sehr geehrter Herr Prof. DI Dr. Haber, MBA,
sehr geehrter Herr DI Mag. Strebl,

wir möchten die Gelegenheit nutzen, herzlich zur Bestätigung bzw. zur Neubestellung als Vorstand der E-Control zu gratulieren und wünschen einen erfolgreichen Start in dieser verantwortungsvollen Funktion. Wir freuen uns auf eine weiterhin konstruktive und vertrauensvolle Zusammenarbeit.

In diesem Zusammenhang erlauben wir uns, auf zwei aus unserer Sicht wesentliche fachliche Punkte hinzuweisen:

1. Unterbrechbare Zählpunkte

In unserem Netzgebiet sind rund 28.000 unterbrechbare Zählpunkte in Betrieb, was einem Anteil von etwa 20 % aller Verbrauchszählpunkte entspricht und im österreichweiten Vergleich überdurchschnittlich ist. Diese historisch gewachsene Struktur stellt einen zentralen und im laufenden Netzbetrieb wirksam eingesetzten Baustein der netzdienlichen Laststeuerung dar. Die unterbrechbaren Zählpunkte werden täglich über die Rundsteueranlage oder über den Schaltkontakt der Smart Meter geschaltet und leisten damit einen konkreten und nachweisbaren Beitrag zur Netzführung und Laststeuerung. Insbesondere zur Bewältigung der Einspeisungen aus PV haben wir bereits im letzten Jahr die Schaltzeiten in die Mittagsstunden verlegt.

In der Marktkonsultation wird ausgeführt, dass der unterbrechbare Tarif innerhalb der nächsten drei Jahre abgeschafft bzw. an den Tarif der gemessenen Leistung angeglichen werden soll. Als wesentlicher Vorteil für betroffene Netzkunden wird angeführt, dass künftig nur mehr ein

Innsbrucker Kommunalbetriebe Aktiengesellschaft
6020 Innsbruck, Salurner Straße 11 | T: 0800 500 502, F: 0512 502-5118, kundenservice@ikb.at, www.ikb.at | DVR: 0051098
UID-Nr. ATU37376308 | FN 90981x LG Innsbruck | Bank: Tiroler Sparkasse AG, IBAN: AT88 2050 3000 0001 2625, BIC: SPIHAT22XXX

ENERGIE · INTERNET UND IT · WASSER UND ABWASSER · ABFALL · BÄDER

Zählpunkt erforderlich sei und damit sämtliche Steuern und Abgaben, die derzeit mit dem zusätzlichen unterbrechbaren Zählpunkt verbunden sind, entfallen würden.

Der überwiegende Teil der unterbrechbaren Netzkunden verfügt neben dem unterbrechbaren Zählpunkt über einen Hauptzählpunkt, derzeit noch mit dem Netznutzungstarif „nicht gemessener Leistung". Um vom dargestellten Kostenvorteil durch den Wegfall des unterbrechbaren Zählpunkts tatsächlich profitieren zu können, wäre ein Umbau der Kundenanlage zwingend erforderlich. Dieser Umbau stellt eine wesentliche Änderung der elektrischen Anlage dar und zieht daher eine Anpassung an den aktuellen Stand der Technik nach sich.

Ein erheblicher Anteil der unterbrechbaren Anlagen befindet sich in Altbauwohnungen mit entsprechend alter Elektroinstallation. Die Kosten, die dem Anlagenbetreiber für die erforderlichen Installationsarbeiten durch einen Elektriker entstehen, können mehrere tausend Euro betragen wenn eine Anpassung an den Stand der Technik erforderlich ist. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass es sich bei Wohnungen mit unterbrechbaren Zählpunkten häufig um Mietwohnungen handelt. Der notwendige Umbau der elektrischen Anlage wäre in diesen Fällen vom Wohnungseigentümer zu finanzieren, während der wirtschaftliche Vorteil durch den Wegfall des unterbrechbaren Zählpunkts in erster Linie dem Mieter zugutekommt. Dieses Auseinanderfallen von Investitionskosten und Nutzen führt in der Praxis dazu, dass Eigentümer häufig kein Interesse an entsprechenden Investitionen haben. Damit besteht das Risiko, dass die angestrebten Tarifumstellung faktisch zu einer Kostenerhöhung für Netzkunden mit unterbrechbaren Anlagen führt. Der durch die Abschaffung des unterbrechbaren Tarifs entstehende finanzielle Anreiz steht somit insgesamt in keinem angemessenen Verhältnis zu den tatsächlichen Kosten, rechtlichen Anforderungen und praktischen Umsetzungshemmnissen auf Kundenseite.

Im Interesse unserer Kunden plädieren wir für eine Regelung, die ermöglicht, dass wenn in Netzbereichen in denen unterbrechbare Anlagen tatsächlich täglich netzdienlich eingesetzt werden, ein entsprechend vergünstigter unterbrechbarer Tarif auch weiterhin gewährt wird. Dies konterkariert in keiner Weise die Einführung eines neuen flexiblen Modells, das parallel dazu etabliert werden kann. Damit ist sichergestellt, dass getätigte Investitionen unserer Kundinnen auch weiterhin Bestand haben.

2. Ersatzwertbildung gemäß § 55 Abs. 3 ElWG

Gemäß § 55 Abs. 3 ElWG ist vorgesehen, dass die Regulierungsbehörde Methoden und Verfahren für die Ersatzwertbildung durch Verordnung festlegen kann. Aus Sicht der Netzbetreiber ist dabei von zentraler Bedeutung, dass Ersatzwerte für die laufende Abrechnung herangezogen werden können und nachträgliche Aufrollungen von Abrechnungen möglichst ausgeschlossen werden.

In der Praxis sind Zähler aus verschiedensten Gründen immer wieder über längere Zeiträume nicht erreichbar (z.B. vom Kunden abgeschaltete Vorzählerautomaten, PLC-Störer wie Baukräne, etc). Würden in solchen Fällen nachträgliche Rechnungskorrekturen erforderlich, wäre dies mit einem immensen administrativem Aufwand verbunden und würde sowohl bei Netzbetreibern, Lieferanten und Kundinnen zu zusätzlicher Komplexität führen.
Eine klare regulatorische Festlegung, die die Anwendung von Ersatzwerten für Abrechnungszwecke ermöglicht und Aufrollungen vermeidet (zum Beispiel Definition von Schwellwerten), würde wesentlich zur Prozesssicherheit, zur Effizienz der Abrechnungssysteme sowie zur Akzeptanz bei den Marktteilnehmern beitragen.

Für einen weiteren fachlichen Austausch zu diesen Themen stehen wir gerne zur Verfügung und danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Mit freundlichen Grüßen

Innsbrucker Kommunalbetriebe Aktiengesellschaft

IKB Eins für alle.

Thomas Pühringer

Dr. Thomas Pühringer
Vorstandsvorsitzender

IKB Eins für alle.

Roland Tiwald
Geschäftsbereichsleiter Strom Netz
Innsbrucker Kommunalbetriebe AG

DI Roland Tiwald
Geschäftsbereichsleiter Strom Netz

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000348

2026-03-12_STN_SNE-GV_IKB_SIG.pdf

IKB Strom Netz

Energie-Control GmbH
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Innsbruck, 17. März 2026

Ihr Zeichen: -	Unser Zeichen: SNM/Foh	T: [redacted]
Ihre Nachricht vom: -	Ansprechpartner: Ing. Reinhard Fohringer, MA, MBA	M: [redacted]

Stellungnahme zur Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns für die Möglichkeit, zum vorliegenden Begutachtungsentwurf zur „Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung“ Stellung nehmen zu dürfen.

In unserem Netzgebiet sind rund 28.000 unterbrechbare Zählpunkte in Betrieb, was einem Anteil von etwa 20 % aller Verbrauchszählpunkte entspricht und im österreichweiten Vergleich überdurchschnittlich ist. Diese historisch gewachsene Struktur stellt einen zentralen und im laufenden Netzbetrieb wirksam eingesetzten Baustein der netzdienlichen Laststeuerung dar. Die unterbrechbaren Zählpunkte werden täglich über die bestehende Rundsteueranlage oder über den Schaltkontakt der Smart Meter geschaltet und leisten damit einen konkreten und nachweisbaren Beitrag zur Netzführung und Laststeuerung.

In der Marktkonsultation wird ausgeführt, dass der unterbrechbare Tarif innerhalb der nächsten drei Jahre abgeschafft bzw. an den Tarif der gemessenen Leistung angeglichen werden soll. Als wesentlicher Vorteil für betroffene Netzkunden wird angeführt, dass künftig nur mehr ein Zählpunkt erforderlich sei und damit sämtliche Steuern und Abgaben, die derzeit mit dem zusätzlichen unterbrechbaren Zählpunkt verbunden sind, entfallen würden.

Der überwiegende Teil der unterbrechbaren Netzkunden verfügt neben dem unterbrechbaren Zählpunkt über einen Hauptzählpunkt, derzeit noch mit dem Netznutzungstarif „nicht gemessener Leistung“. Um vom dargestellten Kostenvorteil durch den Wegfall des

Innsbrucker Kommunalbetriebe Aktiengesellschaft
6020 Innsbruck, Salurner Straße 11 | T: 0800 500 502, F: 0512 502-5118, kundenservice@ikb.at, www.ikb.at | DVR: 0051098
UID-Nr. ATU37376308 | FN 90981x LG Innsbruck | Bank: Tiroler Sparkasse AG, IBAN: AT88 2050 3000 0001 2625, BIC: SPIHAT22XXX

unterbrechbaren Zählpunkts tatsächlich profitieren zu können, wäre ein Umbau der Kundenanlage zwingend erforderlich. Dieser Umbau stellt eine wesentliche Änderung der elektrischen Anlage dar und zieht daher eine Anpassung an den aktuellen Stand der Technik nach sich.

Ein erheblicher Anteil der unterbrechbaren Anlagen befindet sich in Altbauwohnungen mit entsprechend alter Elektroinstallation. Bereits im Idealfall, also bei grundsätzlich normkonformer Installation, entstehen dem Kunden durch den erforderlichen Anlagenumbau Kosten die eine vierstellige Höhe erreichen können. In vielen Fällen ist jedoch mit deutlich höheren Aufwendungen zu rechnen. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass es sich bei Wohnungen mit unterbrechbaren Zählpunkten häufig um Mietwohnungen handelt. Der notwendige Umbau der elektrischen Anlage wäre in diesen Fällen vom Wohnungseigentümer zu finanzieren, während der wirtschaftliche Vorteil durch den Wegfall des unterbrechbaren Zählpunkts in erster Linie dem Mieter zugutekommt. Dieses Auseinanderfallen von Investitionskosten und Nutzen führt in der Praxis dazu, dass Eigentümer häufig kein Interesse an entsprechenden Investitionen haben. Damit besteht das Risiko, dass die angestrebten Tarifumstellung faktisch zu einer Kostenerhöhung für Netzkunden mit unterbrechbaren Anlagen führt. Der durch die Abschaffung des unterbrechbaren Tarifs entstehende finanzielle Anreiz steht somit insgesamt in keinem angemessenen Verhältnis zu den tatsächlichen Kosten, rechtlichen Anforderungen und praktischen Umsetzungshemmnissen auf Kundenseite.

Gleichzeitig haben sowohl Kunden als auch Netzbetreiber in den vergangenen Jahren gezielt in unterbrechbare Anlagen und deren Steuerbarkeit investiert. Kunden haben Investitionen getätigt, um ihre Flexibilität dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen und im Gegenzug von günstigeren Netznutzungsentgelten zu profitieren. Auch auf Netzbetreiberseite wurden entsprechende Investitionen vorgenommen, insbesondere in Steuerungs- und Kommunikationsinfrastruktur. In unserem Netzgebiet wird derzeit beispielsweise die bestehende Rundsteueranlage sukzessive ersetzt und die Schaltung unterbrechbarer Zählpunkte über Smart-Meter-Funktionalitäten realisiert. Eine Tarifreform sollte nicht dazu führen, dass diese beiderseitigen Investitionen entwertet werden und zu Stranded Investments führen, obwohl unterbrechbare Anlagen weiterhin einen erheblichen systemischen Nutzen bieten.

Unterbrechbare Tarife stellen ein wesentliches Instrument zur netzdienlichen Laststeuerung dar. Sie ermöglichen die gezielte Abschaltung bestimmter Verbrauchseinrichtungen (z.B. Warmwasserboiler) und erschließen damit ein erhebliches Flexibilitätspotenzial. Diese Flexibilität ist insbesondere für die Integration volatiler erneuerbarer Energieträger von hoher Bedeutung und leistet einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilität.
Aus unserer Sicht sollte eine Weiterentwicklung der Tarifstruktur daher darauf abzielen, unterbrechbare bzw. regelbare Verbrauchseinrichtungen weiterhin angemessen zu incentivieren, ihren netzdienlichen Beitrag abzubilden und bestehende, funktionierende Strukturen aufrechtzuerhalten.

Unser Wunsch:
In Netzbereichen in denen unterbrechbare Anlagen tatsächlich täglich netzdienlich eingesetzt werden, sollte ein entsprechend vergünstigter Tarif weiterhin gewährt werden. Dies konterkariert in keiner Weise die Einführung eines neuen flexiblen Modells, das parallel dazu etabliert werden kann. Damit ist sichergestellt, dass getätigte Investitionen unserer Kunden auch weiterhin Bestand haben.

Zu den übrigen Punkten erlauben wir uns, auf die Stellungnahme von Österreichs Energie zu verweisen, deren Inhalte wir vollumfänglich unterstützen.

Wir danken für die Berücksichtigung unserer Anmerkungen und stehen für weiterführende Gespräche gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Innsbrucker Kommunalbetriebe Aktiengesellschaft



Dr. Thomas Pühringer
Vorstandsvorsitzender



DI Roland Tiwald
Geschäftsbereichsleiter Strom Netz

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000350
Gesch„ftszahl___V_SNE_01_26.pdf

Von: Erich Reiner [redacted]
Gesendet: 17.03.2026 11:19:25
An: recht-post@e-control.at
Betreff: Geschäftszahl: V SNE 01/26
Anhänge: image0.png;

Sehr geehrtes Team bei e-Control,
zur Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung übermittle ich folgende Anregungen und Fragen:

Ich bin Obmann unseres "energy-sharing" Vereins mit aktuell 130 Zählpunkten und 80 Mitgliedern. u.a. sind 2 Gemeinden mit allen Ihren Anlagen mit dabei.
Alle wollen grundsätzlich einen sinnvollen Beitrag leisten (sofern man es ermöglicht).

In vielen Energiegemeinschaften (und auch in Gemeinden) werden z.Z. technische und organisatorische Lösungen für "Quartierspeicher" intensiv diskutiert.
Die Frage ist, ob auch kleinere Speicher (zB. zw. 100 - 1000 kWh) betrieben von Teilnehmern im "Nähekriterium" (v.a. zum Verschieben der Spitzenlast von Mittag in die Abendstunden) ebenfalls einen Beitrag zur Entlastung der Netze liefern können?
Wenn ja, dann sollte man dieses Potential bewusst adressieren.

Es sollte für nachfolgende Speicherlösungen ebenfalls Anreize bzw. klare Rahmenbedingungen geben

- im Größenbereich < 1000 kWh
- ohne Erfüllung des Standortkriteriums gem. NEP
- ohne Ausschreibung

Mit der Bitte um Kenntnisnahme.
Besten Dank.

Viele Grüße,
Erich Reiner

.....

ERNEUERBARE
ENERGIE
BREGENZERWALD

Platz 39
6870 Bezau
Erich Reiner (Obmann)
[redacted]
www.energie-bregenzerwald.at
ZVR: 1417077634

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000351
ÖGB Stn - SNE GV I+II.pdf

Österreichischer
Gewerkschaftsbund

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13 A
1010 Wien

Per E-Mail: recht-post@e-control.at

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom	Unser Zeichen, BearbeiterIn	Klappe (DW)	Datum
SNE-GV	Mue.BSc/MH	39211	30.03.2026

Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gemäß § 135 Abs 1 Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) – Teil I und Teil II

Der Österreichische Gewerkschaftsbund (ÖGB) bedankt sich für die Übermittlung der Unterlagen zur Marktkonsultation und erlaubt sich, folgende Stellungnahme abzugeben:

Generelle Anmerkungen
Der ÖGB erkennt die Notwendigkeit einer Neuregelung der Systemnutzungsentgelte im Einklang mit den Vorgaben des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (ElWG) an. Diese ist mit Blick auf das energiepolitische Dreieck aus Versorgungssicherheit, Leistbarkeit und Umweltverträglichkeit durchzuführen.

Der ÖGB bekennt sich zum Prinzip einer verursachergerechten Verteilung der Netzkosten. Dies darf jedoch nicht mit einer stärkeren Belastung jener Haushalte einhergehen, die nur wenige Möglichkeiten zur zeitlichen Flexibilisierung oder Anschaffung entsprechender Technologien haben.

Anreize müssen insofern so gestaltet sein, dass sie zum einen eine tatsächliche Lenkungswirkung entfalten, vor allem aber für die betroffenen Haushalte und Betriebe nachvollziehbar und umsetzbar bleiben.

Anhand der vorliegenden Unterlagen ist die Verteilung der Belastung für verschiedene Haushaltstypen nicht möglich. Weiters könnte die stärkere Betonung der Leistungskomponente zu einer Lastenverschiebung hin zu Haushalten und Betrieben führen, denen eine flexiblere Nutzung nicht möglich ist. Deshalb ist eine Zustimmung des ÖGB zum vorliegenden Vorschlag nicht möglich.

Österreichischer
Gewerkschaftsbund
Johann-Böhm-Platz 1
A-1020 Wien

Telefon: +43 1 534 44 DW
E-Mail: oegb@oegb.at
www.oegb.at
www.mitgliederservice.at
www.betriebsraete.at

facebook.com/oegb.at
instagram.com/oegb.at
twitter.com/oegb_at
youtube.com/OEGBOnline

ZVR Nr. 576 439 352
ATU 162 731 00
IBAN: AT21 1400 0010 1022 5007

Teil 1

Zum Netznutzungsentgelt

Da es sich hierbei um eine grundlegende Systemumstellung handelt, sollte diese durch geeignete Informationskampagnen begleitet werden, um Transparenz zu schaffen und Fehlanreize zu vermeiden.

Der ÖGB weist außerdem darauf hin, dass die konkreten Auswirkungen der vorgeschlagenen Änderungen maßgeblich von der Ausgestaltung der Parameter abhängen. Ohne detaillierte Informationen zur zukünftigen Tarifierung sowie zu zugrunde gelegten Lastprofilen sind die Auswirkungen auf Haushalte und Betriebe und die Verteilungswirkungen innerhalb der Nutzergruppen nur eingeschränkt abschätzbar. Es besteht wie erwähnt die Gefahr, dass insbesondere Haushalte und Betriebe mit nicht verschiebbaren, hohen gleichzeitigen Lasten stärker belastet werden könnten. Die E-Control wird daher aufgerufen, entsprechende Wirkungsanalysen und Rechenbeispiele vorzulegen.

Dies betrifft insbesondere folgende Parameter:

- **Ausgestaltung der Leistungskomponente („Progression"):**
  Unklar ist, was der Standardwert beim Netzanschluss ist (vorgeschlagen werden 8 kW), und wie stark der Leistungspreis bei höherem Wert ansteigt.
- **Bemessungsgrundlage der Leistung:**
  Es ist zu klären, ob das monatliche Viertelstundenmaximum unmittelbar zur Verrechnung herangezogen wird oder ob eine Glättung (z.B. über Durchschnittswerte) erfolgt.
- **Mindestbemessungsgrundlage**

Flexibilitätsanforderungen

Die Förderung einer effizienteren und flexibleren Netznutzung ist grundsätzlich positiv zu bewerten. Insbesondere der Ansatz eines regelbaren Tarifs, bei dem gegen Entgeltreduktionen Einschränkungen bei der Leistung möglich sind, stellt ein sinnvolles Instrument dar. In diesem Zusammenhang wäre es jedoch hilfreich, bereits vorliegende Erfahrungen aus bestehenden Anwendungen – insbesondere im industriellen Bereich – transparent darzustellen.

Der geplante Übergang vom unterbrechbaren Tarif zu einem flexiblen Tarif ist nachvollziehbar, erfordert jedoch eine sorgfältige Umsetzung. Es ist sicherzustellen, dass bestehende Flexibilitäten nicht verloren gehen.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Möglichkeiten zur Laststeuerung nicht gleichmäßig verteilt sind. Nicht alle Haushalte verfügen über die technischen oder finanziellen Voraussetzungen, um flexibel auf Preissignale zu reagieren. Dies kann bestehende Ungleichheiten weiter verstärken.

Österreichischer Gewerkschaftsbund
Johann-Böhm-Platz 1
A-1020 Wien

Telefon: +43 1 534 44 DW
E-Mail: oegb@oegb.at
www.oegb.at
www.mitgliederservice.at
www.betriebsraete.at

facebook.com/oegb.at
instagram.com/oegb.at
twitter.com/oegb_at
youtube.com/OEGBOnline

ZVR Nr. 576 439 352
ATU 162 731 00
IBAN: AT21 1400 0010 1022 5007

Zum Netzanschlussentgelt
Die vorgeschlagene Neustrukturierung des Netzanschlussentgelts erscheint grundsätzlich nachvollziehbar und systematisch konsistent. Auch hier bedarf es jedoch nachvollziehbarer Rechenbeispiele, um die Auswirkungen insbesondere bei Erweiterungen von Netzanschlüssen besser beurteilen zu können.

Teil 2
Der ÖGB weist darauf hin, dass Entgeltbefreiungen oder -reduktionen für einzelne Netznutzer:innen stets zu höheren Kosten für die übrigen Netznutzer:innen führen. Entsprechende Begünstigungen sind deshalb nur dann gerechtfertigt, wenn sie tatsächlich zu einer Reduktion der Gesamtkosten des Systems führen oder einen Kostenanstieg verhindern.
Die Verankerung der Systemdienlichkeit im ElWG ist vor dem Hintergrund europäischer Vorgaben zur verursachergerechten Ausgestaltung von Netzentgelten grundsätzlich zu begrüßen. Daraus folgt jedoch auch, dass Rabatte und Befreiungen an nachvollziehbare, netzdienliche Effekte geknüpft sein müssen.
Eine klare und möglichst strenge Definition von Systemdienlichkeit ist daher notwendig, um Fehlanreize und unbegründete Kostenverschiebungen zu vermeiden.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass bereits durch die stärkere Leistungsorientierung der Netzentgelte erhebliche Anreize zur Flexibilisierung bestehen. Zusätzliche Begünstigungen für bestimmte Technologien – insbesondere Speicher, die aufgrund ihres Flexibilitätspotentials von der Leistungsorientierung profitieren – müssen daher sorgfältig begründet werden, um Überförderungen zu vermeiden.

Wesentlich ist auch, dass vorhandene Flexibilitätspotenziale tatsächlich systemisch genutzt werden können. Begünstigungen entfalten nur dann ihre Wirkung, wenn Netzbetreiber diese Flexibilität auch einsetzen können und dadurch beispielsweise Netzausbaunotwendigkeiten verringert werden können

Zum Begriff des „systemdienlichen Speichers"
Die kumulative Anwendung mehrerer Kriterien ist grundsätzlich zu begrüßen und erforderlich, da sie sicherstellt, dass Systemdienlichkeit nicht zu eng oder einseitig definiert wird. Über einzelne Kriterien kann im Hinblick auf die Planungssicherheit von Speicherbetreibern diskutiert werden. Eine höhere Planungssicherheit darf jedoch nicht dazu führen, dass Kriterien vollständig abgeschafft werden. Wichtig ist zudem, mögliche Umgehungskonstruktionen zu vermeiden.

Zu den „systemdienlichen Erzeugungsanlagen"
Für systemdienliche Erzeugungsanlagen gelten aus Sicht des ÖGB ähnliche Überlegungen wie für Speicher. Auch hier müssen Entgeltreduktionen klar an tatsächliche netzdienliche Effekte geknüpft sein.

Es stellt sich die Frage, ob bestehende Ansätze ausreichend präzise sind, um den tatsächlichen Beitrag einzelner Anlagen zur Netzstabilität abzubilden. Es erscheint sinnvoll, verstärkt auf datenbasierte und modellgestützte Verfahren – etwa digitale Abbildungen von Netzsituationen („digitale Zwillinge") – zur Bewertung der Systemdienlichkeit zurückzugreifen.

Österreichischer Gewerkschaftsbund
Johann-Böhm-Platz 1
A-1020 Wien

Telefon: +43 1 534 44 DW
E-Mail: oegb@oegb.at
www.oegb.at
www.mitgliederservice.at
www.betriebsraete.at

facebook.com/oegb.at
instagram.com/oegb.at
twitter.com/oegb_at
youtube.com/OEGBOnline

ZVR Nr. 576 439 352
ATU 162 731 00
IBAN: AT21 1400 0010 1022 5007

Schlussbemerkung
Der ÖGB ersucht um Berücksichtigung der angeführten Punkte und insbesondere um eine vertiefte Darstellung der Auswirkungen der vorgeschlagenen Maßnahmen auf unterschiedliche Nutzergruppen. Ohne dahingehend ausreichende Informationen ist eine abschließende Positionierung seitens des ÖGB nicht möglich.

Der Österreichische Gewerkschaftsbund ersucht um Berücksichtigung seiner Anmerkungen.

Mit vorzüglicher Hochachtung

Wolfgang Katzian
Präsident

Österreichischer Gewerkschaftsbund
1020 Wien
Johann-Böhm-Platz 1

Dr.in Helene Schuberth
Bundesgeschäftsführerin

Österreichischer
Gewerkschaftsbund
Johann-Böhm-Platz 1
A-1020 Wien

Telefon: +43 1 534 44 DW
E-Mail: oegb@oegb.at
www.oegb.at
www.mitgliederservice.at
www.betriebsraete.at

facebook.com/oegb.at
instagram.com/oegb.at
twitter.com/oegb_at
youtube.com/OEGBOnline

ZVR Nr. 576 439 352
ATU 162 731 00
IBAN: AT21 1400 0010 1022 5007

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000352
stellungnahme_systemdienlichkeit.pdf

1. Einleitung: Systemdienlichkeit als Balance aus Netzsicherheit und Wirtschaftsstandort

Hinweis: Die nachstehenden Argumente werden durch die beigefügte Enervis-Kurzstudie „Systemdienlichkeit von Schwarmspeichern in Österreich" (Wien, 09.03.2026) fachlich untermauert.

Die im Rahmen der Marktkonsultation getätigte Stellungnahme der E-Control in Bezug auf die zukünftige Ausgestaltung der Systemdienlichkeit und damit auch die **Systemdienlichkeit von Speichern** ist mehr als eine technische Detailregel. Sie setzt den Rahmen dafür,

- **wie Netz- und Versorgungssicherheit** in einem zunehmend erneuerbaren Energiesystem gewährleistet werden, und zugleich
- **ob sich in Österreich ein breites, marktwirtschaftlich tragfähiges Speicher- und Flexibilitätssegment** entwickeln kann, das Investitionen, Innovation und regionale Wertschöpfung auslöst.

Aus den aktuellen fachlichen Diskussionen (u.a. im Umfeld von Forschung, Energiesymposien und regulatorischen Einordnungen) lässt sich ein zentraler Grundsatz ableiten: **Systemdienlichkeit muss so gestaltet sein, dass alle Netznutzer profitieren können – nicht nur einzelne Großakteure, bzw. dass die Systemkosten des Energiesystems für alle sinken.** Ein gut ausgestalteter Rahmen ermöglicht es, dass: *(vgl. Enervis-Kurzstudie „Systemdienlichkeit von Schwarmspeichern in Österreich", S. 3–4) (vgl. Enervis-Kurzstudie, S. 3–6)*

- Netzbetreiber zusätzliche Flexibilitäten für Engpassmanagement, Spannungshaltung und effizienten Netzbetrieb gewinnen (§§ 115 Z 8, 122 Abs 1 Z 8 ElWG),
- Netznutzer mittel- bis langfristig von höherer Versorgungssicherheit und tendenziell niedrigerer Systemnutzungsentgelten profitieren,
- Gemeinden und Unternehmen erhalten neue Beteiligungs- und Investitionsmöglichkeiten,
- der Staat profitiert durch lokale Wertschöpfung, Steuereinnahmen und Beschäftigungseffekte.

Diese Logik entspricht auch der im ElWG angelegten Systematik der Begriffsdefinition des § 6 Abs 1 Z 148 ElWG. **Systemdienlichkeit dient demnach entweder der Netz-/Versorgungssicherheit oder reduziert bzw. vermeidet Kosten im Netzbetrieb – und kommt damit letztlich der Gesamtheit der Netznutzer zugute.**

Unseres Erachtens ist die **Netz- und Systemsicherheit nicht verhandelbar.** Schon die Betonung der Bedeutung der Netz- und Versorgungssicherheit im Rahmen der allgemeinen Ziele des ElWG in § 5 Abs 1 Z 6 ElWG zeigt den Bedarf einer Wertschätzung in der zukünftigen Ausgestaltung der Systemdienlichkeit. Aus unserer Sicht entscheidend ist der Punkt, dass eine Ausgestaltung der Kriterien der Systemdienlichkeit die Aspekte **Sicherheit und Markthochlauf gleichzeitig** ermöglichen muss. Ein zu enger Rahmen, gekennzeichnet durch nur schwer zu erfüllende Voraussetzungen (zu hohe

Schwellenwerte, zu starre Kumulativität, zu komplexe Verfahren), führt zu hohen Markteintrittsbarrieren und einer „Unattraktivität". Dies hätte zur Folge, dass Speicherprojekte seltener realisiert werden und der dadurch entstehende netzseitige Nutzen als auch die positive volkswirtschaftliche Wirkung gemindert wird.

Ein weiterer Aspekt von Bedeutung ist die **skalierbarkeit von Anschluss- und Abwicklungsprozessen** (Prüfung, Standardprozesse, Daten/Verträge). Dies erfordert auf Seiten der Netzbetreiber entsprechende organisatorische und personelle Kapazitäten – und schafft aber gleichzeitig neue Instrumente, Netze effizienter zu führen und Ausbaukosten zu reduzieren.
Unsere Stellungnahme zielt daher auf einen **ermöglichenden, verhältnismäßigen Rahmen,** der Netz- und Versorgungssicherheit garantiert und gleichzeitig die Entstehung eines eigenständigen, investierbaren Speichermarktes in Österreich fördert – insbesondere auch für **verteilnetznahe, aggregierte Speicherlösungen**.

---

2. Wer wir sind und was wir in Österreich vorhaben

Aurivolt GmbH (Deutschland) und smart move energy (smart move Unternehmensberatung GmbH) planen in Österreich zukünftig Batteriespeicher mit Fokus auf **dezentrale Schwarmspeicher im Verteilnetz** zu entwickeln und betreiben. Unser Geschäftsmodell gestaltet sich im Kern wie folgt *(vgl. Enervis-Kurzstudie, S. 4, S. 7)*

- mehrere kleine/mittlere Speicherstandorte (typisch z.B. **2 × 125 kW** an Trafostationen),
- **8–10 Standorte** je Gemeinde bzw. Cluster,
- Vernetzung zu einem **virtuellen Kraftwerk (VPP)** mit zentraler Steuerung, *(vgl. Enervis-Kurzstudie, S. 5)*
- abgestimmter Betrieb mit dem Netzbetreiber (Netzdienlichkeit) und Teilnahme an Markt-, Flexibilitäs- und Systemdienstleistungsmechanismen **im Rahmen der jeweils geltenden Markt-, Präqualifikations- und Netzvorgaben**.

Dieses Modell hat sich in Deutschland bereits am Markt etabliert. Batteriespeicher sind dort ein relevantes Geschäftsfeld geworden, das marktwirtschaftlich funktioniert und zugleich Systemnutzen liefert. Hier sei angemerkt, **in Deutschland sind Speicher unseres Wissens generell von Netzentgelten befreit.** Aurivolt DE hat bereits **eine dreistellige Zahl** an Standorten (typischerweise im Bereich um 125-250 kW Speicher) konzipiert um diese zu virtuellen Clustern (z.B. je Gemeinde, Industriegebiet etc.) zusammenzuführen.

Ein vergleichbares marktwirtschaftliches Potenzial sehen wir auch in Österreich. Sofern die regulatorischen Rahmenbedingungen dies zulassen.

Unser Modell mobilisiert privates Kapital (z.B. Unternehmer-Investments in einzelne Speicherstandorte) und ermöglicht Gemeinden/Flächeneigentümern planbare Einnahmen über Pacht- und Beteiligungsmodelle – ohne dass die Gemeinden selbst investieren müssen. **In ersten Gesprächen mit Gemeinden zeigt sich ein deutliches Interesse**, da das Potenzial zusätzlicher, planbarer Einnahmen sowie ein Beitrag zur lokalen Energiewende erkennbar sind.

---

3. Grundsätzliche Einschätzung der Marktkonsultation zur Systemdienlichkeit

Wir begrüßen die grundsätzliche Zielsetzung, Systemdienlichkeit klar zu definieren und eine netzorientierte Standortwahl sowie die koordinierte Systemintegration zu stärken.
Kritisch zu sehen ist unseres Erachtens nach, dass der aktuelle Entwurf in seiner Wirkung:

1. dezentrale, verteilnetznahe Speicher (Schwarmspeicher-Logik) kaum adressiert,
2. Systemdienlichkeit über Schwellenwerte, Kumulativität und Verfahrenslogiken so stark verengt, dass Markteintrittsbarrieren entstehen,
3. die Rolle der **Verteilnetzbetreiber (VNB)** als aktive Nutzer/Besteller von Flexibilität nicht ausreichend praktisch abbildet.

Unsere Annahme aus der fachlichen Diskussion ist: Dezentrale Schwarmspeicher wurden im Erstentwurf nicht bewusst ausgeschlossen, sondern standen schlicht nicht im Fokus. Genau diese Lücke möchten wir konstruktiv schließen. Unser Ansatz ist daher Kriterien so zu gestalten, dass sie **netztechnisch wirksam und gleichzeitig in der Praxis umsetzbar** sind – auch für dezentrale Lösungen im Verteilnetz. *(vgl. Einordnung in Enervis-Kurzstudie, S. 4)*

---

4. Zu welchen Punkten wir Stellung beziehen – und zu welchen nicht

4.1 Punkte, zu denen wir dezidiert Stellung nehmen

1. **Schwellenwert / Mindestgröße (z.B. ≥ 1 MW) bezogen auf den lokalen Netzanschluss/Speicherleistung**
   → Öffnung für kleinere Speicher bzw. Möglichkeit für Aggregation mehrerer Anlagen zu einem systemdienlichen Verbund.

2. **Kumulative Erfüllung aller Systemdienlichkeits-Kriterien**
   → Umstellung auf ein modulares Modell (Muss-Kriterien + Wahl-/Alternativkriterien), statt strikter Kumulativität.
3. **Ausschreibungsverfahren und zusätzlicher Zuschlagsbetrag**
   → Ausschreibungen als Standardweg erzeugen hohe Fix- und Transaktionskosten Sorgen damit für Markteintrittsbarrieren, insbesondere für kleine Speicher Verteilnetzprojekte. Wir schlagen Alternativen und Ausnahmen vor. *(vgl. Enervis-Kurzstudie zu Standardisierungs-/Schnittstellenbedarf und VNB-Rolle, S. 7)*
4. **Explizite Einbeziehung dezentraler Speicherverbünde & Rolle der VNB**
   → systemdienliche „Verteilnetz-Kategorie" und standardisierte bilaterale Flexibilitäts-/Netzdienlichkeitsverträge.
5. **Klar definiert vorab Vorgaben zum zulässigen Betriebsbereich („Hüllkurven") und Verhältnismäßigkeit**
   → Transparenz, Planbarkeit, Verhältnismäßigkeit sind für eine Finanzierung wesentlich; bei wesentlichen Einschränkungen klare Regelung zur Kompensation. *(vgl. Enervis-Kurzstudie, S. 7)*

4.2 Punkte, zu denen wir nicht im Detail Stellung nehmen (bewusste Fokussierung)

- Detailausgestaltung von Netzentwicklungsplan-Bezügen auf Übertragungsnetzebene,
- technische Tiefenfragen einzelner Systemdienstleistungen (Regelenergie-Details),
- Detailfragen der Vertragsarchitektur zum Regelzonenführer (APG), **sofern sie nicht unmittelbar Voraussetzung** für die Anerkennung verteilnetznaher Speicherverbünde als systemdienlich sind.

---

5. Konkrete Änderungsvorschläge

5.1 Mindestgröße / Schwellenwert: Öffnung für Verteilnetz und Aggregation

Problemstellung: Ein hoher auf den Einzelstandort bezogener Schwellenwert (wie vorgeschlagen: 1 MW am Einzelstandort) würde dezentrale Speicher- und Flexibilitätslösungen, die beispielsweise lokale Engpässe an Trafostationen verhindern können, generell vom Status der Systemdienlichkeit ausschließen, dadurch unwirtschaftlich machen und so *de facto* verhindern. § 127 Abs. 3 iVm § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG ordnet an, dass systemdienlich betriebene Energiespeicheranlagen bezugsseitig von den Entgeltkomponenten (Netznutzungsentgelt, Netzverlustentgelt) freigestellt sind; ein Mindestgröße lässt sich aus den gesetzlichen Grundlagen – denen auch eine E-Control Verordnung zu folgen hat – nicht

ableiten. Hier wird besonders deutlich, dass sich die von der E-Control angedachten Mindestkapazität von 1 MW nicht nur außerhalb des gesetzlichen Rahmens bewegt, sondern auch zu einem unsachlichen, unions- und verfassungswidrigen Ergebnis führen würde:

- So können Energiespeicheranlagen unter 1 MW die Netzentgeltsbefreiung nie erlangen, selbst wenn sie systemdienlich betrieben und durch aggregierte Steuerung im jeweiligen Verteilnetz auch insgesamt signifikanten systemischen Mehrwert schaffen würden (dezentrale Schwarmspeicher). Es ist kein sachlicher Grund ersichtlich, warum solche dezentralen Schwarmspeicher, die den gleichen systemdienlichen Effekt haben wie Großspeicher, nicht freigestellt werden sollten. Jede andere Festlegung wäre als unzulässige Diskriminierung zu werten.
- Eine Differenzierung nach der Kapazität des Netzanschlusspunktes einer Einzelanlage würde nicht an die tatsächliche netz- und systemdienliche Wirkung anknüpfen, sondern ein bloß formales Kriterium darstellen. Da dadurch kleinere, aber in aggregierter Form gleichwertig wirksame Speicherlösungen von der Begünstigung ausgeschlossen würden, könnte dies zudem eine Beihilfe iSd Art. 107 AEUV zugunsten der Großbatteriespeicher darstellen, die bis zu ihrer Genehmigung durch die Europäische Kommission nicht durchgeführt werden darf (Durchführungsverbot).

Lösungsvorschlag :

In Folge werden zwei Optionen vorgestellt, welche unseres Erachtens dazu in der Lage sind der eben geschilderten Problemstellung entgegenzuwirken.

- **Option A – Schaffung einer zweiten Kategorie „systemdienlicher Speicher im Verteilnetz“** ab z.B. 100–250 kW, mit vereinfachten Nachweisen.
- **Option B – virtuelle Aggregation:** Mehrere Speicher innerhalb eines Netzgebietes/Clusters dürfen als systemdienlicher Verbund anerkannt werden, wenn sie zentral steuerbar sind und eine abgestimmte netzdienliche Betriebsführung nachweisen.

5.2 Kriterien-Logik: weg von strikter Kumulativität

Problemstellung: Eine strikte kumulative Erfüllung sämtlicher aufgelisteter Systemdienlichkeitskriterien führt dazu, dass die Subsumtion einer Energiespeicheranlage als systemdienlich sehr schwer zu erreichen ist. So ist zunächst festzuhalten, dass das Vorsehen kumulativer Kriterien dem klaren Wortlaut der Legaldefinition von „systemdienlicher Betrieb“ widerspricht (§ 6 Abs. 1 Z 148 ElWG enthält unzweifelhaft eine alternative Aufzählung [„oder“]) und eine solche Verordnungsbestimmung daher sehr wahrscheinlich vom Verfassungsgerichtshof als gesetzeswidrig

qualifiziert würde. Abgesehen davon würde diese restriktive Sichtweise zahlreiche netzseitig sinnvolle Projekte schon von vornherein ausschließen. Dies kann die Entwicklung eines entsprechenden Marktes behindern und damit den für die Energiewende notwendigen Speicherzubau und der Zielerreichung des § 5 Abs 1 Z 8 ElWG entgegenwirken.

Lösungsvorschlag:

- Unseres Erachtens sollte die Subsumtion unter den Begriff der Systemdienlichkeit zukünftig differenziert zwischen **Muss-Kriterien** (z.B. Standort-/Netznutzen-Nachweis, Abstimmung VNB, technische Vorgaben),
  und zusätzlichen Alternativkriterien (z.B. Teilnahme an bestimmten Systemdiensten **oder** nachweisliche Kostenvermeidung im Netz **oder** vertraglich gesicherte Engpassentlastung) stattfinden.

Diese modulare Herangehensweise orientiert sich am tatsächlichen Nutzen und vermeidet eine Überregulierung.

5.3 Ausschreibungen/Zuschlagsbetrag: nur dort, wo zwingend – sonst Standardverträge

Problemstellung: Eine generelle Anwendung von Ausschreibungen als Standardweg kann insbesondere für kleinere, dezentrale Projekte im Verteilnetz unverhältnismäßig sein, Transaktionskosten erhöhen und dazu führen, dass große Speicher und Marktakteure bevorzugt werden. Dies würde dem Ziel des ElWG gemäß § 5 Abs 1 Z 8 ElWG, einen wirksamen Wettbewerb zu schaffen und die aktive Teilnahme an Elektrizitätsmärkten iSd § 5 Abs 1 Z 14 ElWG zu unterstützen, entgegenwirken. Zudem ist darauf hinzuweisen, dass das ElWG der E-Control keine rechtliche Befugnis einräumt, ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren für Energiespeicheranlagen vorzusehen. Gemäß § 135 Abs. 1 Z 1 ElWG beschränkt sich die Kompetenz der E-Control darauf, die „systemdienliche Betriebsweise" näher zu bestimmen; ein Verfahren zur Generierung finanzieller Abgeltungen für einen „systemdienlichen Standort" kann kaum als Voraussetzung für eine systemdienliche Betriebsweise gelten – dies gilt insbesondere für Speicher mit kleinerer Kapazität, die aggregiert als „virtuelles Kraftwerk" (und damit an mehreren Standorten im betreffenden Verteilernetz) betrieben werden.

Lösungsvorschlag:

- Ausschreibungen sollten **nur dort**, wo objektiv mehrere Großprojekte um denselben knappen Anschlusspunkt konkurrieren (z.B. auf höheren Spannungsebenen bzw. bei Umspannwerks-/Knotenpunkt-Engpässen) den Standartfall bilden.

- Für Verteilnetz-Schwarmspeicher wären unseres Erachtens nach **standardisierte bilaterale Verträge** (Netzdienlichkeits-/Flexibilitätsvereinbarungen) mit den Verteilernetzbetreibern zweckmäßig und zielführend. Darin sollen klare Regeln zu Steuerbarkeit, Abrufrechten, Mess-/Datenpflichten und fairer Entgelt-/Kompensationslogik enthalten sein. Dies würde die nach Art 32 Abs 1 RL(EU) 2019/944 betonte Notwendigkeit unterstützen, Anreize für den VNB zu setzen um Flexibilitätsleistungen zu beschaffen, wenn diese kosteneffizienter ist als der Netzausbau. Unseres Erachtens ergibt sich auch kein Problem mit der nach § 139 ElWG verlangten marktgestützten Beschaffung, da diese auch durch standardisierte Verträge ausgestaltet werden kann, solange diese diskriminierungsfrei und transparent sind. *(vgl. Enervis-Kurzstudie: aktive VNB-Rolle, Standardisierung/Datenmodelle, S. 7)*

5.4 VNB und dezentrale Speicherverbünde ausdrücklich verankern

Problemstellung: Die Stellungnahme der E-Control orientiert sich stark an Großanlagen-Logik und der Übertragungsnetzebene; dezentrale Verbünde und VNB-Perspektive sind zu wenig sichtbar, obwohl gerade im Verteilernetz zahlreiche netzrelevante Flexibilitätsbedarfe entstehen und lokale Speicher dort einen erheblichen Beitrag leisten könnten.

Lösungsvorschlag:
Aus unserer Sicht wäre es in einer zukünftigen Ausgestaltung notwendig, dass es zu einer

- expliziten Anerkennung von **Schwarmspeicher-Verbünden** als systemdienliche Ressource kommt,
- eine klare Rolle der **VNB** als Koordinator/Besteller lokaler Flexibilität,
- standardisierte Schnittstellen und Prozesse, damit Systemdienlichkeit praktisch administrierbar wird.

5.5 Betriebsbereich/Hüllkurven: Verhältnismäßigkeit und Investitionssicherheit *(vgl. Enervis-Kurzstudie, S. 7)*

Problem: Weitreichende, dauerhaft unklare Einschränkungen können Wirtschaftlichkeit unkalkulierbar machen und damit Investitionen verhindern. Planbarkeit und Investitionssicherheit der Speicherbetreiber sind nicht nur essentiell dafür, dass Projekte tatsächlich umgesetzt werden, sie sind im Sinne des verfassungsgesetzlichen Vertrauensschutzes auch rechtlich geboten und von der E-Control zu beachten. Insoweit gilt es sicherzustellen, dass sich die Anforderungen der Netzbetreiber nicht in

einer Art und Weise – nachträglich – ändern können, dass ein wirtschaftlicher Speicherbetrieb nicht mehr möglich ist.

Vorschlag:

- Einschränkungen müssen **transparent, im Vorhinein planbar, begründet und verhältnismäßig** sein.
- Wenn Einschränkungen wesentliche Erlöseinbußen verursachen, braucht es eine **klare Kompensations- oder Entgeltlogik** (z.B. Netzentgeltinstrumente oder vertraglich geregelte Vergütungen für netzdienliche Abrufe). Entscheidend sind **Planbarkeit und Bankability**.

---

6. Rolle der Netzbetreiber: Ressourcen, Prozesse und Standardisierung

Klar ersichtlich ist es unseres Erachtens, dass mehr Speicherprojekte auch ein mehr an Anschlussprüfungen, Koordination, Datenmanagement und Vertragsarbeit mit sich bringen. Gleichzeitig eröffnet die Errichtung von Energiespeicher dem Netzbetreiber neue Möglichkeiten, Netze effizienter zu führen und Netzausbaukosten zu vermeiden, was im Einklang mit der sich aus § 115 Z 1 iVm § 5 Abs 1 Z4 und 6 ElWG ergebenden Verpflichtung des VNB deckt ihr Verteilernetz im Einklage mit den nach §5 statuierten Ziele zu betreiben und damit Aspekte der Energieeffizienz und der Netz- und Versorgungssicherheit zu berücksichtigen

Netzbetreiber werden über Netzentgelte dafür entlohnt, Netzzugang zu ermöglichen. Daher sollte die Regelung zur Systemdienlichkeit auch implizit unterstützen, dass Netzbetreiber:

- Prozesse standardisieren (Templates, Fristen, Datenanforderungen),
- personelle Ressourcen entsprechend skalieren,
- und Flexibilitätsnutzung im Verteilnetz aktiv mitgestalten.

Systemdienlichkeit ist damit nicht nur eine technische Pflicht, sondern ein **gemeinsames Systemprojekt** von Netzbetreibern, Speicherbetreibern und Regulierung, dass bei guter Ausgestaltung Kosten senken und Sicherheit erhöhen kann – zum Vorteil der Gesamtheit der Netznutzer.

---

7. Zusammenfassung und Anregungen an die E-Control

Wir unterstützen ausdrücklich das Ziel, Systemdienlichkeit so auszugestalten, dass Netz- und Systemsicherheit gewährleistet sind. Gleichzeitig sehen wir das große volkswirtschaftliche Potenzial, mit einem praxistauglichen Rahmen einen boomenden Speicher- und Flexibilitätsmarkt in Österreich aufzubauen. Dieser ist für ein Gelingen der Energiewende unumgänglich. Zusätzlich ist aus unserer

Sicht wichtig, dass die Ausgestaltung der Anforderungen an die Systemdienlichkeit den im ElWG angelegten Markthochlauf von Speichern nicht unbeabsichtigt hemmt. Dafür braucht es praxistaugliche, verhältnismäßige Kriterien, die Planbarkeit und Investitionssicherheit schaffen und dezentrale, verteilnetznahe Speicherlösungen ausdrücklich abbilden. *(vgl. Enervis-Kurzstudie, S. 2–4)*

Wir ersuchen die E-Control daher insbesondere um Prüfung und Anpassung in folgenden Punkten:

1. Öffnung für Verteilnetz-Schwarmspeicher (Kategorie oder Aggregation),
2. Entschärfung der Kumulativität zugunsten eines Nutzen-/Wirkpfad-Ansatzes (Sicherheit und/oder Kostenvermeidung),
3. Ausschreibungen nur wo zwingend, ansonsten Standardverträge für VNB und Speicherbetreiber,
4. klare, verhältnismäßige Regeln zu Hüllkurven/Betriebseinschränkungen inkl. fairer Kompensation, *(vgl. Enervis-Kurzstudie, S. 7)*
5. Stärkung der VNB-Enabler-Rolle durch Standardisierung und realistische Prozesslogiken bzw. Möglichkeit von bilateralen Verträgen.

Gerne stehen wir für einen vertiefenden Austausch zur Verfügung und übermitteln ergänzend eine Enervis-Studie, die die vorgeschlagenen Punkte in Bezug auf Netznutzen und Systemdienlichkeit fachlich untermauert.

Beilage: Enervis-Kurzstudie „Systemdienlichkeit von Schwarmspeichern in Österreich", Wien, 09.03.2026.

Wir danken für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme und stehen für Rückfragen oder einen vertiefenden Austausch gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Jürgen Gruber, MBA

smart move
Unternehmensberatung GmbH
Dorfgasse 19, 2801 Katzelsdorf
FN627020p ATU80691226
AT78 3204 5000 0205 4757
office@smartm.at www.smartm.at

Katzelsdorf, 18.3.2026

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000353
Stellungnahme Marktkonsultation Systemdienlichkeit von Speichern.pdf

Von: Jürgen Gruber [redacted]
Gesendet: 19.03.2026 09:28:23
An: recht-post@e-control.at
Betreff: Stellungnahme zur Marktkonsultation „Systemdienlichkeit von Speichern“ – Übermittlung Stellungnahme & Enervis-Kurzstudie
Anhänge: image001[86].png; 260309_Studie Systemdienlichkeit von Batteriespeichern in Österreich - enervis.cleaned.pdf; smart move_stellungnahme_systemdienlichkeit_260319.pdf;

Information vom E-Control E-Mail-System:
Aktive Inhalte wurden automatisch aus den Anhängen dieser E-Mail entfernt. Original-Dateien können über folgenden Link angefordert werden: here

---

Sehr geehrte Damen und Herren,

im Rahmen des Vorbegutachtungsverfahrens **zur Marktkonsultation der „Systemdienlichkeit von Speichern“** übermitteln wir Ihnen im Anhang unsere Stellungnahme.

Ergänzend legen wir eine **Kurzstudie der enervis energy advisors GmbH (Wien)** bei, die die in der Stellungnahme angesprochenen Punkte fachlich einordnet und mit neutralen Analysen untermauert. Die Studie dient insbesondere als Beleggrundlage zu den Fragen der System- und Netzdienlichkeit von (aggregierten) verteilnetznahen Batteriespeichern („Schwarmspeicher“) sowie zu den Auswirkungen einzelner Kriterien auf Umsetzbarkeit und Investitionsfähigkeit.

Kurz zusammengefasst adressieren wir in der Stellungnahme u.a.:

- die Ausgestaltung des Schwellenwerts/Mindestgröße und die Möglichkeit der **Aggregation** mehrerer Anlagen zu systemdienlichen Verbünden,
- die Frage der **Kumulativität** der Systemdienlichkeitskriterien vs. eines modularen Ansatzes,
- die Rolle von **Ausschreibungsmechanismen** (insb. im Verteilnetzkontext) und mögliche praxistaugliche Alternativen,
- die stärkere Einbindung der **Verteilnetzbetreiber (VNB)** sowie standardisierter Prozesse/Verträge,
- die Anforderungen an **Hüllkurven/Betriebseinschränkungen** inkl. Planbarkeit und Verhältnismäßigkeit.

Anlagen:

1. Stellungnahme „Systemdienlichkeit von Speichern“ (smart move Unternehmensberatung GmbH)
2. Enervis-Kurzstudie „Systemdienlichkeit von Schwarmspeichern in Österreich“

Für Rückfragen oder einen vertiefenden fachlichen Austausch stehen wir gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,
Jürgen Gruber

Jürgen Gruber, MBA
Managing Partner

smart move GmbH

[redacted]

https://www.smartm.at

Dorfgasse 19, 2801 Katzelsdorf

Die Kommunikation mit smart move Unternehmensberatung GmbH. per E-Mail dient ausschließlich zu Informationszwecken. Die Abgabe von rechtsgeschäftlichen Willenserklärungen ist ausgeschlossen, ausgenommen davon sind jene Fälle, in denen dies gesondert gegenteilig vereinbart wurde. Ausdrücklich wird auf die Möglichkeit des Missbrauchs bei Kommunikation mittels E-Mail zum Beispiel durch Einsichtnahme Dritter oder Fehlleitungen hingewiesen. Die smart move Unternehmensberatung GmbH. übernimmt keine wie immer geartete Haftung für Schäden, die daraus entstehen können. Durch einmalige Inanspruchnahme dieses Mediums mit der smart move Unternehmensberatung GmbH. erklärt sich der Korrespondenzpartner vollinhaltlich mit Vorgenanntem einverstanden. Handels- bzw. Landesgericht: Wiener Neustadt, Firmenbuchnummer: FN 627020p, UID Nummer: ATU 80691226

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000354
Studie Systemdienlichkeit von Batteriespeichern in ™sterreich .pdf



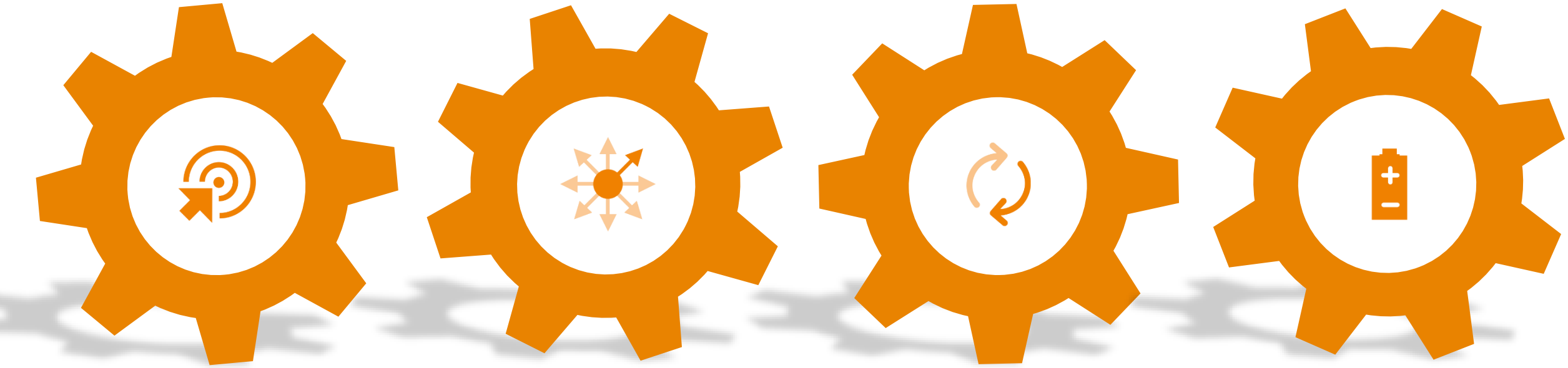
Studie

Systemdienlichkeit von Schwarmspeichern in Österreich

enervis für Smart Move

Wien, 09.03.2026

Um die vielfältigen positiven Systemeffekte von Schwarmspeichern zu heben ist eine Klassifizierung als Systemdienlich erforderlich



Systemdienlichkeit

Die Klassifizierung von Batteriespeichern als systemdienlich ist für einen großflächigen Speicherausbau erforderlich und schafft die notwendige Planungssicherheit

Einsatzlogiken

Der aktuell vorherrschende Einsatz nach Markt- und Versorgungssicherheitslogik sollte mit der Netzlogik ergänzt werden, um Batteriespeicher möglichst effizient einzusetzen

Speichereinsatz

Bereits ein marktorientierter Speichereinsatz führt zu netzdienlichen Effekten, senkt Strompreisspitzen und die Kosten für Engpass-maßnahmen im Netz

Schwarmspeicher

Dezentrale Speichereinheiten erfüllen mit lokalen Ausgleichs-möglichkeiten, verteilten Netzwirkung und höherer Verfügbarkeit direkt die System-dienlichkeitsanforderungen

Executive Summary

Schwarmspeicher bieten mit der direkten Wirkung auf Netzengpässe und einer Verteilung des Netzeinflusses viele systemdienliche Vorteile, die mit einer zielführenden Ausgestaltung der Regulatorik gehoben werden können.

Status Quo der Regulatorik	• Mit der Verabschiedung des „Günstiger-Strom-Gesetzes“ Ende 2025 wurde der Rahmen für einen Speicherausbau geschaffen, eine konkretere Definition der Systemdienlichkeit seitens der E-Control steht noch aus. • Eine zielführende Festlegung unter Berücksichtigung von Markt-, Netz-, und Versorgungssicherheitsaspekten sorgt für einen hohen Systemnutzen und Planungssicherheit bei Investoren und macht einen großflächigen Ausbau von Batteriespeichern erst möglich.
Einsatzlogiken von Batteriespeichern	• Speicher können nach Markt-, Versorgungssicherheits- und Netzlogik eingesetzt werden. • Aktuell werden Speicher zumeist in Markt- und Versorgungssicherheitslogik eingesetzt, mit verbesserten technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen, einer Einbeziehung der Netzlogik und einer systemweiten Optimierung könnte ein großer zusätzlicher volkswirtschaftlicher Mehrwert geschaffen werden. • Auch rein nach Marktlogik eingesetzte Speicher haben zumeist netz- und systemdienliche Effekte.
Systemdienlichkeit von Schwarmspeichern	• Durch den gezielteren Einsatz am Netzknoten und der damit direkteren Wirkung können Netzengpässe durch Schwarmspeicher effizienter ausgeglichen werden, eine Kostenreduktion im System ist die Folge. • Bei kleineren Speichergrößen ist der Einfluss auf das Netz durch Verteileffekte und unterschiedliche Fahrweisen geringer, die Netzstabilität ist somit bei gleichen installierten Leistungen höher. • Dezentrale Speicher haben damit bereits bei marktbasiertem Einsatz inhärent eine systemdienliche Wirkung.

Regulatorik für Systemdienlichkeit im EU und Österreich Kontext

Für den wichtigen Ausbau von Schwarmspeichern ist eine zielführende, klare Definition der Systemdienlichkeit notwendig.

Auf **EU-Ebene** gibt es **keine einheitliche Definition** von Systemdienlichkeit. Die Ausgestaltung liegt bei den Mitgliedstaaten und führt daher zu unterschiedlichen Rahmenbedingungen. Im weitesten Sinne muss ein **Beitrag** zu den **gesamtwirtschaftlichen Systemzielen** wie **Versorgungssicherheit**, Integration der Erneuerbaren und **Reduktion der Systemkosten** geleistet werden. (EU-Lex)

Stand der Gesetzgebung

Bundesministerium Wirtschaft, Energie und Tourismus

BUNDESGESETZBLATT
FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH
Jahrgang 2025 Ausgegeben am 23. Dezember 2025 Teil I
91. Bundesgesetz: Günstiger-Strom-Gesetz

E-CONTROL Unsere Energie gehört der Zukunft.

- Der österreichische **Nationalrat** hat am 11. Dezember 2025 das „**Günstiger-Strom-Gesetz**“ (Elektrizitätswirtschaftsgesetz) beschlossen
- Dieses setzt einen **ersten Rahmen** für die **Definition** der **Systemdienlichkeit** (siehe rechts)
- Genaue Kriterien zur **Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise** werden aktuell mittels **Verordnung** durch die **E-Control** festgelegt (ElWG §135 (1) Nr. 1.)

Definition Systemdienlichkeit

Eine Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicher-anlage ist laut ElWG §6 (1) Nr. 148 systemdienlich, wenn:

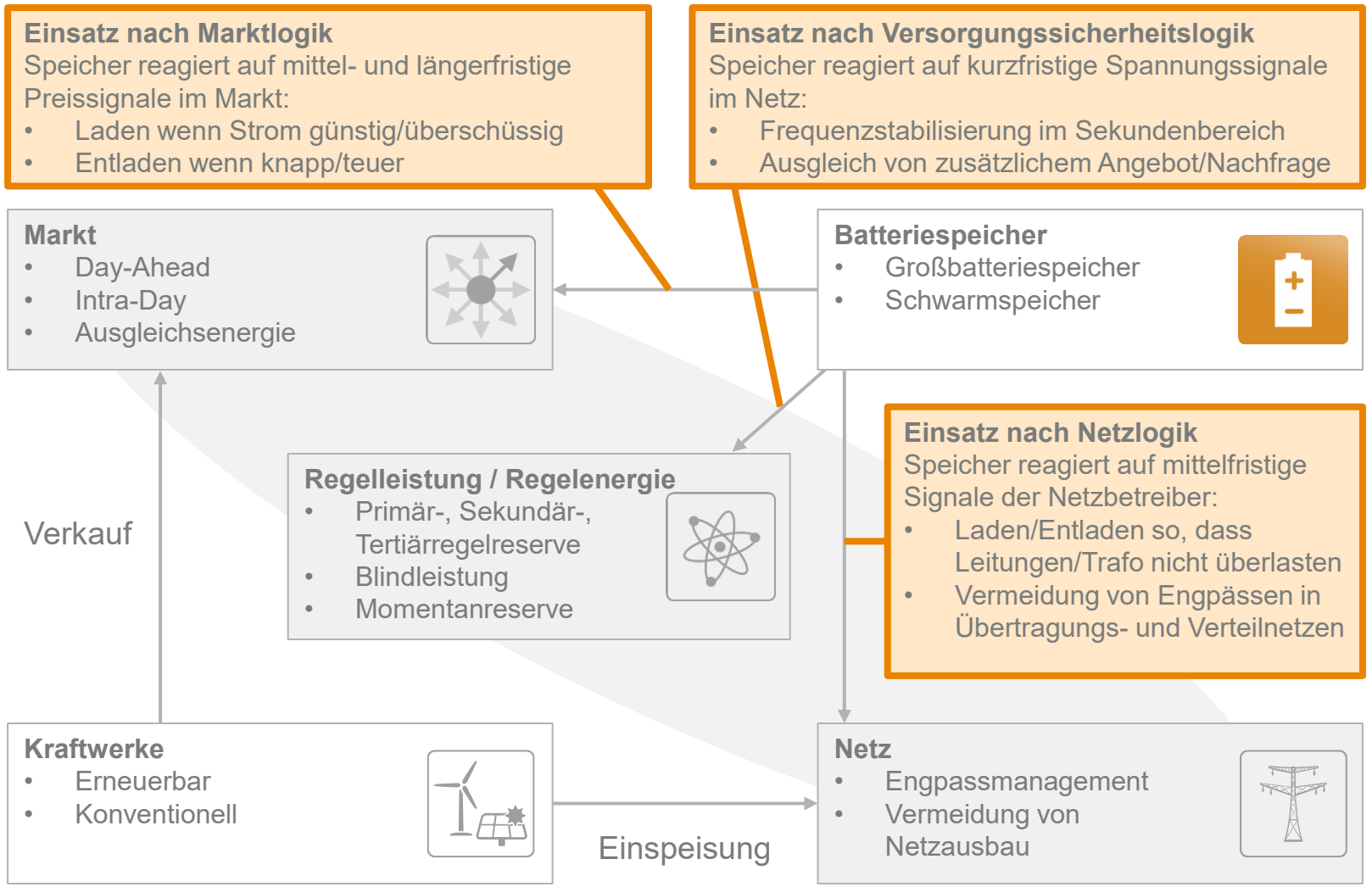
- sie zu **Kostenreduktion / Kostenvermeidung** im System führt
- sie zur **Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit** beiträgt
- sie **Flexibilitätsleistungen** erbringt
- ihr **Betrieb an einem laut Netzentwicklungsplan bestimmten Standort** stattfindet
- ihr **Betrieb den Anforderungen des Netzbetreibers** entspricht

Einordnung

Das „Günstiger-Strom-Gesetz“ sorgt erstmals für eine **Definition von Energiespeichern** und mehr **regulatorische Klarheit** für den Speichereinsatz, und **Investitionen**. Übergeordnetes **Ziel** ist es Batteriespeicher möglichst **effektiv einzusetzen** und damit **Systemkosten** zu **minimieren**. Die **Klassifizierung** als **Systemdienlich** ist insofern besonders für Batteriespeicher **relevant**, da damit eine **Befreiung** der **Netzentgelte** für das Laden für 20 Jahre ab Inbetriebnahme mit einhergeht und somit den **breiten Ausbau ermöglicht**. Dezentrale **Schwarmspeicher** (100 bis 1000 kW) sind in der bisherigen Diskussion zur Systemdienlichkeit **unterrepräsentiert**, **obwohl** sie gebündelt **erheblichen system- und netzdienlichen Einfluss** entfalten können. Diese Studie analysiert daher gezielt ihr systemdienliches Potenzial.

Einsatzlogiken von Batteriespeichern

Speicher können mit einem systemdienlichen Einsatz, der Markt-, Versorgungssicherheits- und Netzsignale berücksichtigt, Lastflüsse so verändern, dass volkswirtschaftliche Systemkosten minimiert werden.



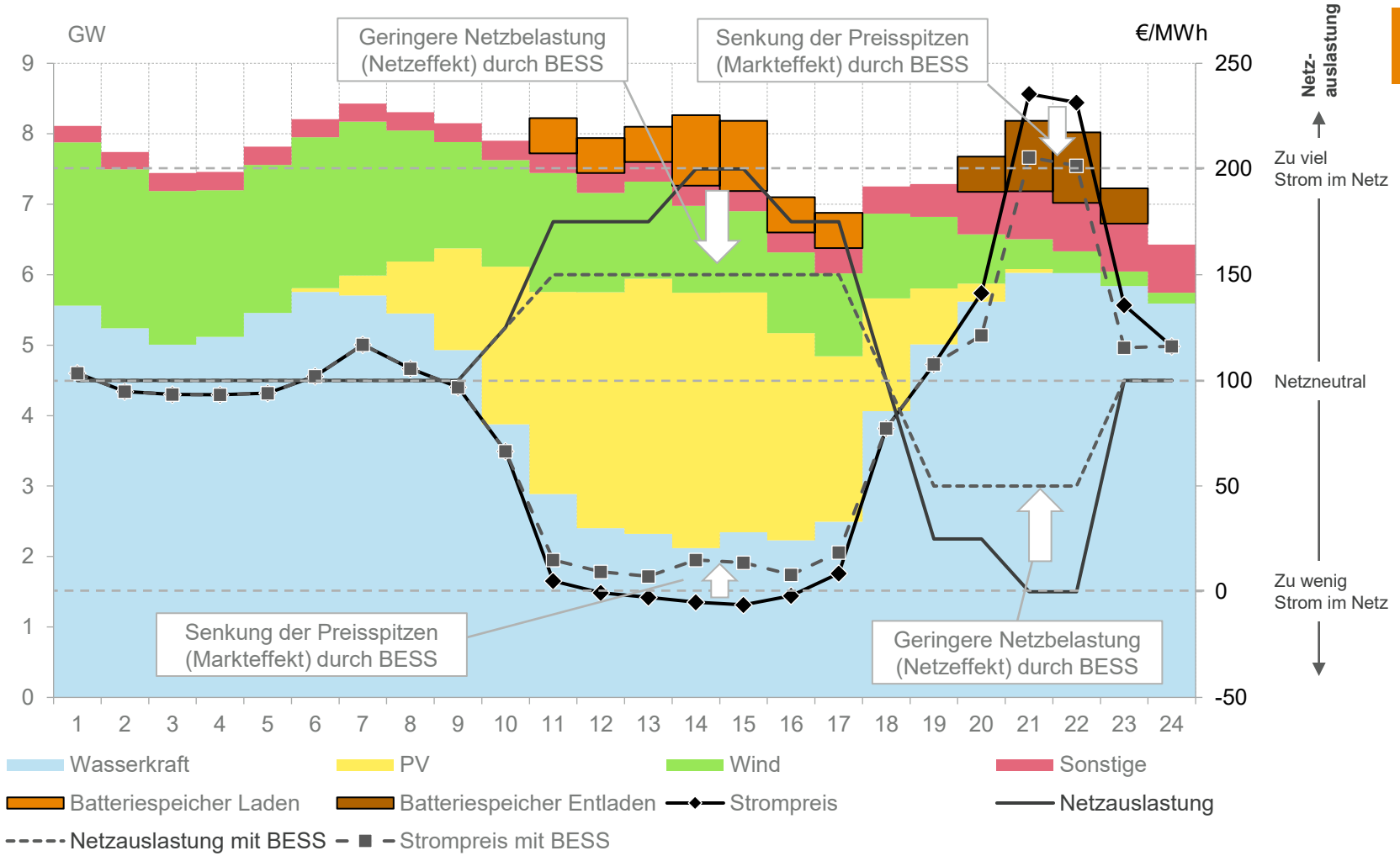
Kommentare

- Generell können Speicher:
  - **Laden** (Strom vom Netz aufnehmen)
  - **Warten** (Reserve halten)
  - **Entladen** (Strom ins Netz abgeben)
- Speicher können sehr **schnell** (Milli-sekunden) ihre **Einsatzweise verändern**

- **Aktuell** werden Batteriespeicher vor allem nach **Markt-** und **Versorgungs-sicherheitslogik eingesetzt**
- Markt-, Versorgungssicherheits-, und **Netzsignale** sind noch **nicht** in **Echtzeit verfügbar** und verknüpft, um für einen systemdienlichen Einsatz zu sorgen
- Ein **optimierter Speichereinsatz** würde im Sekundentakt anhand des **größten volkswirtschaftlichen Systemwertes** zwischen den Einsatzlogiken **entscheiden**

Einsatz eines Batteriespeichers - Beispieltag

Auch mit einer marktorientierten Einsatzlogik entlasten Batteriespeicher das Netz und haben einen systemdienlichen Effekt. Ein Ausbau von Speichern schafft damit generell volkswirtschaftlichen Mehrwert und ist wichtig für eine erfolgreiche Energiewende.



Beispielhafter Sommertag: 17.06.2025; Batteriespeichereinsatz zusätzlich, Einflüsse auf Strompreise und Netzbelastung qualitativ dargestellt

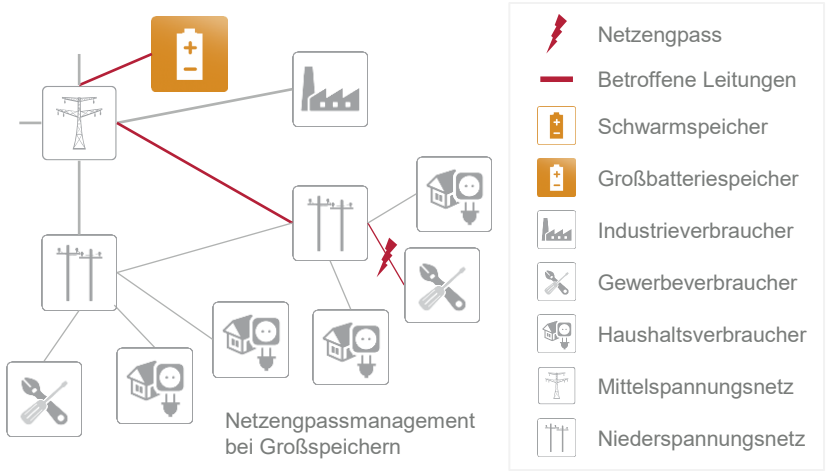
Kommentare

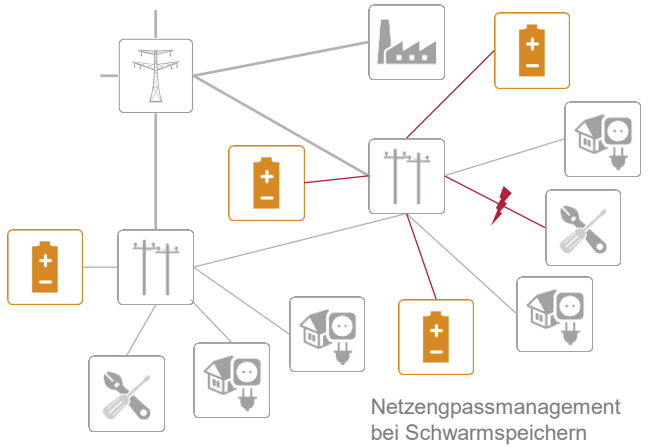
- Batteriespeichereinsatz nach Marktlogik (**Laden bei niedrigen Strompreisen** 11-17:00, **Entladen bei hohen Strompreisen** 20-23:00)
- **Laden** typischerweise bei **hoher Erneuerbaren Erzeugung**, hier vor allem PV, Einspeisung zur Mittagszeit
- **Entladen** typischerweise bei **geringerer Erneuerbaren Erzeugung** in den Abendstunden
- Trotz reiner Optimierung nach Marktlogik treten **zusätzliche positive Netzeffekte** auf – das **Netz** wird durch Batteriespeichereinsatz **entlastet**
- Somit führt dieser **Speichereinsatz** durch **Senkung** der **Preisspitzen** und **Netzentlastung** (weniger Engpass-management) zu einem umfassenden positiven **systemdienlichen Effekt**

Spezielle systemdienliche Effekte von Schwarmspeichern

Gezielterer Einsatz, direktere Wirkung und Portfolioeffekte sorgen für eine hohe Systemdienlichkeit von Schwarmspeichern, der mit einer aktiven Verteilnetzbetreiber-Rolle und regulatorischer Klarheit gehoben werden sollte.

Vorteile von Schwarmspeichern gegenüber Großbatteriespeichern





- Ein Schwarmspeicher kann **direkt** dort **wirken**, wo **Engpässe auftreten**, **weniger** Netzebenen und **Netzknoten** sind von **Ausgleich** durch Batteriespeicher **betroffen**
- Systemweite **Versorgungssicherheitslogiken** (Regelreserve) **berücksichtigen** oft **nicht** Engpässe im **Verteilnetz**, hierfür sind dezentrale **Schwarmspeicher notwendig**
- Verteilnetzbetreiber kann Flexibilität durch Schwarmspeicher **gezielter auf Netzengpässe hin steuern** und kontrahieren – **Netzlogik** auf **verteilte Ressourcen** ausgelegt
- **Lastrampen** des Batteriespeichers haben durch **Verteilung** auf **viele Netzknoten** wesentlich **geringere Auswirkungen** – Netzstabilität steigt
- **Portfolioeffekt** sorgt für **höhere Verfügbarkeit** der Flexibilität als bei zentralen Assets

Quelle: Report on Distributed Flexibility Practices 02/2026

Herausforderung bei Schwarmspeichern

- **Höherer Digitalisierungs-** und Schnittstellen-**aufwand** – standardisierte Datenmodelle, Formate bei verteilten Einheiten, sich gegenseitig beeinflussenden Märkten und vielen Verteilnetzbetreibern notwendig
- **Aggregierung**, gemeinsame Koordination und Präqualifizierung als gemeinsames virtuelles Kraftwerk erfordert klare Regeln bezüglich Verfügbarkeit und Ansteuerbarkeit
- **Kosten** von **Mess-** und **Steuereinheiten**

Einschränkung von Speicher-Fahrweise

- **Lastrampen** – Laststeigerung und Senkung wird vorgegeben, bei Scharmspeichern durch Verteileffekte weniger problematisch
- **Hüllkurven** – Fahrweise wird durch definiertes zeitliches Profil eingeschränkt, vor allem bei starkem PV oder Wind Fokus im Netz relevant
- **Eingriffe bei Überlastung** – anlassbezogen, bei dezentralen Speichern treffsicherer

Einordnung & Vergleich mit anderen Studien

Systemdienlichkeit wird in der Literatur über einen positiven volkswirtschaftlichen Mehrwert und positiven Netznutzen bewertet, dieser Maßstab spricht auch für aggregierte Schwarmspeicher.

	Titel	Netzdienlichkeit von Großbatterien: Netzwirkung von Großbatterien heute ….	Netzverträglicher Ausbau von Großbatteriespeichern	Quo Vadis – Großbatteriespeicher
	Autor	NEON / Consentec	FfE	TenneT TSO GmbH (Eigenauftrag)
	Auftraggeber, Jahr	ECO STOR GmbH, 2025	green flexibility development GmbH, 2025	TenneT TSO GmbH, 2024
Systemdienlichkeit	Definition	• positiver Gesamtwohlfahrtseffekt aus Markt- und Netzwirkung • Systemdienlichkeit als Summe aus Markt- und Netzvorteilen	• Beitrag zur Stabilität des Stromsystems durch Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Unterstützung des energiepolitischen Zieldreiecks	• Beiträge zur Stabilität und Funktionsfähigkeit des Stromsystems insgesamt durch Systemdienstleistungen und Integration von Erneuerbaren
	Systemdienlich, wenn:	• sein gesamtwirtschaftlicher Mehrwert positiv ist: Marktmehrwert + Netzmehrwert > 0 • und dieser Mehrwert die Investitionskosten rechtfertigt (volkswirtschaftliche Betrachtung)	• Systemdienstleistungen für ÜNB‘s bereitgestellt werden und damit der sichere Betrieb des Energiesystems unterstützt wird	• Konventionelle Kraftwerke durch Batterieeinsatz ersetzt werden können und durch Platzierung im Netz bestehende Engpässe nicht zusätzlich belastet werden
Netzdienlichkeit	Definition	• Senkung der Netzkosten, im weiteren Sinne alle Netzkosten, im engeren Sinne speziell Redispatch- und Netzausbaukosten	• Berücksichtigung der konkreten Netzsituation im Betrieb und aktive Reduktion von Netzengpässen bzw. Netzkosten	• Gezielte Entlastung von Netzengpässen durch standort- und netzbelastungs-spezifischen Betrieb
	Netzdienlich, Wenn:	• Reduktion von Redispatch- und Netzausbaukosten • ist keine binäre Eigenschaft, sondern eine kontinuierliche Größe (z. B. EUR/kW) und muss zeitlich aggregiert bewertet werden	• die Fahrweise optimiert wird, um bestehende Netzkapazitäten optimal auszunutzen • Reduktion von Netzengpässen und Netzkosten durch Flexibilitätseinsatz	• der Einsatz Redispatch- bzw. Engpassmanagementkosten senkt und im Vergleich zu Alternativen keine zusätzlichen Engpasskosten verursacht
	Quelle	Systemdienlichkeit Großbatterien - Neon Consentec	Netzverträgliche Großbatteriespeicher - FfE	Quo Vadis Großbatteriespeicher - TenneT

enervis – energiewirtschaftliche Beratung seit 2001

Bessere Entscheidungen auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität.

Produktportfolio - Österreich

Strompreisszenarien

- Integrierte, langfristige Modellierung im europäischen Strommarktmodell
- Bankable Fundamentalmodell

Batteriespeicher

- Erlösbewertung für Stand-Alone und Co-Location - Day-Ahead, Intra-Day, FCR & aFRR Markt

Power Purchase Agreements

- Beschaffung, Preisbewertung und Vertragsverhandlungen
- Für Ver- und Einkäufer

Energiewirtschaftliche Expertise

- Strategien für Versorger, Investoren und Projektentwickler
- Politische Gutachten und Studien

Daten

Modelle

Markterfahrung







Kundengruppen:

- ☑ Regionalversorger
- ☑ Projektentwickler
- ☑ Investoren
- ☑ Banken
- ☑ Industrie

- Hauptsitz in Berlin
- ~85 Mitarbeitende
- Unabhängig



- 07/2025 Gründung enervis Austria GmbH
- Standort in Wien

Studienautoren



THOMAS ROSENZOPF
thomas.rosenzopf@enervis.at
+49 (0)171 355 144 7



JULIUS MEIER
julius.meier@enervis.de

Nutzungshinweise

© **enervis Austria GmbH.** Alle Rechte sind vorbehalten (Rechte Dritter ausgenommen). Insbesondere die unerlaubte kommerzielle und gewerbliche Nutzung, die Vervielfältigung sowie die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Medien sind ohne Zustimmung nicht gestattet.

Soweit gesetzlich zulässig und vertraglich nicht abweichend geregelt, schließt enervis jegliche Haftung für Schäden aus, die aus der Verwendung dieser Dokumentation entstehen.

Die in dieser Dokumentation enthaltenen Daten und Informationen wurden nicht von enervis erhoben und nicht im Detail geprüft. Es handelt sich hierbei teilweise um öffentlich zugängliche Daten. enervis übernimmt deshalb keine Gewähr oder Haftung für die Richtigkeit und Vollständigkeit der in dieser Dokumentation enthaltenen Daten.

Diese Dokumentation berücksichtigt weder Ereignisse, die nach diesem Zeitpunkt eingetreten sind, noch deren Auswirkungen auf den Inhalt dieser Dokumentation. Dieses Dokument enthält zukunftsgerichtete Aussagen und Informationen, die die aktuelle Perspektive in Bezug auf zukünftige Ereignisse und Marktentwicklungen widerspiegeln. Die tatsächlichen Ergebnisse können wesentlich von den in dieser Studie geäußerten oder implizierten Erwartungen aufgrund bekannter und unbekannter Risiken und Unsicherheiten abweichen.

Die hier dargestellten Inhalte sind untrennbar mit der konkreten Fragestellung und den Rahmenbedingungen des zugrundeliegenden Themas / Projektes verknüpft, die sich möglicherweise nicht aus dem Dokument selbst erschließen. Die Inhalte dieses Dokuments beanspruchen daher keinerlei Aussagekraft für andere Fragestellungen unter anderen Rahmenbedingungen. Dies gilt insbesondere für Dokumente, die nicht explizit als Gutachten gekennzeichnet sind. Die Übertragbarkeit auf andere Fragestellungen (wie z.B. in Gerichts- und Schiedsverfahren) ist generell nicht gegeben und wäre durch enervis im Einzelfall zu prüfen, sowie schriftlich zu bestätigen. Dokumentationen, die als „Kurzstudien“ gekennzeichnet sind, geben die Inhalte eines Projektes nur verkürzt wieder. Dokumentationen, die als „Ergebnispapiere“ gekennzeichnet sind, fokussieren darüber hinaus die Ergebnisse eines Projektes und gehen nicht detailliert auf Herleitung oder Methodik ein.

Zu konkreten Fragestellungen sollte stets eine anlassbezogene und qualifizierte Beratung (z.B. durch Berater, Rechtsanwälte) eingeholt werden.



enervis Austria GmbH
Climate Lab
Spittelauer Lände 45
1090 Wien
Austria
Fon +49 (0)30 695175-0
Fax +49 (0)30 695175-20

E-Mail kontakt@enervis.at

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000355

2026_0317_VERBUND_SNE_GV_FINAL.cleaned.pdf

Verbund

Stellungnahme der VERBUND AG
zur Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung
(Teile 1 und 2)

Hauptanliegen von VERBUND:

Teil 1

- Klarer Ausrollungspfad für verstärkt leistungsabhängige Tarifierung mit eindeutigem Zieldatum ist notwendig, zentrale Steuerung der Ausrollung.
- Verbesserung von Information und Kommunikation zwischen Netzbetreibern, Lieferanten und Kund:innen.

Teil 2

- Keine Kumulation von Voraussetzungen für den systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen. Die Kriterien gem. ElWG § 6 (1) Zi 148 sollen gem. Gesetzestext alternativ gelten und jeweils eigenständig einen systemdienlichen Betrieb begründen.
- Die Einführung weiterer, vom Gesetzeswortlaut nicht gedeckter Vorgaben wird entschieden abgelehnt (bspw. wettbewerbliche Vergabe der Netzanschlusskapazität als Voraussetzung für die Einstufung als systemdienlich).
- Der Standort als zentrales - und durch die Kumulierung jedenfalls unabdingbares - Kriterium für den systemdienlichen Betrieb wird abgelehnt, da dies zu einer systematischen Benachteiligung standortgebundener Technologien (z. B. Pumpspeicherkraftwerke, Bestandsanlagen, co-located Speicher) führt.
- Erhalt eines reduzierten Netznutzungsentgelts (bisher SNE-V § 5 (8)) für Energiespeicheranlagen, insbesondere für Bestandsanlagen.

Die Konsultationsbeantwortung von VERBUND wird im Folgenden auf die jeweiligen Teile 1 und 2 gesondert eingehen.

Teil 1

Grundsätzliches

Zu Beginn der Antwort auf Teil 1 möchten wir darauf hinweisen, dass bei der Anwendung von Instrumenten wie regelbarer Bezugsleistung, flexiblem Netzzugang oder vergleichbaren Maßnahmen durch Netzbetreiber sichergestellt sein muss, dass Lieferanten möglichst frühzeitig über Zeitpunkt und voraussichtliche Dauer solcher Maßnahmen informiert werden. Nur so können Kund:innen bei Rückfragen zuverlässig unterstützt und zusätzliche Ausgleichsenergiekosten vermieden bzw. minimiert werden.

Ebenso ist eine klare, verständliche und transparente Information der Kund:innen durch die Netzbetreiber – unabhängig vom jeweiligen Lieferanten – über geplante oder laufende Einschränkungen erforderlich.

Darüber hinaus sind die Stammdaten in den Marktprozessen um jene Informationen zu ergänzen, die zwischen Netzbetreiber und Kund:innen am jeweiligen Zählpunkt vereinbart wurden. Dazu zählen insbesondere Angaben zu flexiblem Netzzugang sowie zur vereinbarten regelbaren bzw. nicht regelbaren Bezugsleistung.

Weiters erscheint eine erneute Simulation mit aktuellen Netzentgelten und zeitgemäßen Verbrauchsdaten verschiedener Kund:innengruppen notwendig, da die bisherigen Berechnungen auf veralteten Daten beruhen und nur begrenzte Aussagekraft besitzen. Ergänzend sollte eine schrittweise Einführung stärker leistungsorientierter Netzentgelte geprüft werden. VERBUND begrüßt die Einführung von verstärkt leistungsorientierten Netzentgelten. Im Hinblick auf die operative Umsetzung aus Kundenperspektive könnte ein schrittweiser Zugang mit klarem und zeitnahen Ziel- und Ausrollungspfad sinnvoll sein, um die Einführung bestmöglich umzusetzen. Schließlich ist sicherzustellen, dass die auf Seite 9 skizzierte digitale Schnittstelle (DSS) kundenfreundlich, interoperabel und somit langfristig tragfähig ausgestaltet wird.

Zu 2. Netznutzungsentgelt

Das Konsultationsdokument sieht einen Leistungspreis bis zur Netzebene 7 über alle Gruppen von Netzkundinnen und -kunden vor. Das Zielbild eines Arbeits-/Leistungsverhältnisses wird mit **40 % Leistungsanteil** festgelegt; dies soll spätestens über einen Zeitraum von drei Jahren umgesetzt sein. Als abrechnungsrelevanter Leistungswert wird die höchste ¼ h-des Monats herangezogen. Es soll dabei aber auch eine **Mindestbemessungsgrundlage** von 20 % der vertraglich vereinbarten Leistung gelten. Um die derzeit leistungsgemessenen bzw. nichtleistungsgemessenen Kundinnen und Kunden auf der Netzebene 7 an ein gemeinsames Abrechnungssystem anzugleichen, sind unterschiedliche Preisansätze über und unter 8 kW vorgesehen. Eine spätere Harmonisierung dieser Ansätze wird angedacht. Jene Kundinnen und Kunden, deren **Flexibilitäten durch den Netzbetreiber genutzt werden**, können im Rahmen der regelbaren Bezugsleistung Vergünstigungen auf das Netznutzungsentgelt erhalten.

Aus VERBUND-Sicht ist eine zentrale, einfache und einheitliche Bereitstellung von Informationen zur Umstellung der Netzentgelte wesentlich. Dies sollte von verständlichen FAQ bis hin zu einer Möglichkeit reichen, 15-Minuten-Lastprofile zur Simulation der künftigen Entgelte hochzuladen. Wesentlich scheint uns eine zentrale Steuerung der Ausrollung. Unterschiedlich ausgelegte und verstreute Informationen auf Ebene einzelner Netzbetreiber sollten

vermieden werden. Lieferanten benötigen zudem klare Verweis- und Kontaktmöglichkeiten zu zentral bereitgestellten Informationsquellen.

Zu 2.1 Verhältnis von Leistungs- und Arbeitskomponente

VERBUND begrüßt die Einführung von verstärkt leistungsorientierten Netzentgelte. Um die operative Ausrollung und Umsetzung bestmöglich zu gestalten, ist ein klarer und transparenter Ausrollungspfad mit klarem Zieldatum sicherzustellen. Es könnte eine schrittweise Einführung stärker leistungsorientierter Netzentgelte – mit klarem Zieldatum für eine vollständige Ausrollung - geprüft werden, um Kund:innen und Marktteilnehmer:innen ausreichend Zeit für technische und organisatorische Anpassungen zu geben. Weiters wäre eine erneute Simulation mit aktuellen Netzentgelten und zeitgemäßen Verbrauchsdaten unterschiedlicher Kund:innengruppen sinnvoll, da die bisherigen Berechnungen auf älteren Datengrundlagen basieren und damit nur eingeschränkte Aussagekraft besitzen (Tarife 2.1 stammt aus 2020).

Zu 2.3 Flexibilitätsanforderungen in der Entgeltstruktur

Die auf Seite 9 skizzierte digitale Schnittstelle (DSS) muss kundenfreundlich, interoperabel und langfristig tragfähig gestaltet werden. Sie sollte sowohl von Netzbetreibern als auch von Lieferanten und Aggregatoren effizient genutzt werden können, um den volkswirtschaftlichen Nutzen zu maximieren. Eine frühzeitige und enge Einbindung der Lieferanten in die Ausgestaltung und Weiterentwicklung dieser Schnittstelle ist daher unerlässlich.

Teil 2

Grundsätzliches

Bereits im Zuge der ElWG-Begutachtung stand die Frage nach den neu einzuführenden Kriterien für die systemdienliche Betriebsweise von Speicheranlagen im Zentrum der Debatte. VERBUND verweist in diesem Zusammenhang auf die VERBUND Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf, die die Relevanz des systemdienlichen Speicherbetriebs für das Energiesystem erläutert. Eine restriktive Auslegung des Systemdienlichkeitsbegriffs führt zu erheblichen betriebs- und volkswirtschaftlichen Nachteilen im Hinblick auf den energiewirtschaftlichen Einsatz von Energiespeicheranlagen. Die wirtschaftliche Darstellbarkeit von Investitionsprojekten wird massiv gefährdet.

Im Konsultationsdokument wird der Eindruck vermittelt, dass alle im ElWG angeführten Kriterien für den systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen gleichzeitig erfüllt sein müssen. Dies widerspricht jedoch dem Gesetzeswortlaut, **wonach die Systemdienlichkeit dann vorliegt, wenn eines der gesetzlichen Kriterien erfüllt ist.** Die im Dokument vorgenommene Kumulation würde den Anwendungsbereich systemdienlicher Speicher unzulässig und drastisch einschränken und damit zentrale Ziele wie Flexibilitätsnutzung, Netzentlastung und Kosteneffizienz massiv beeinträchtigen. Aus VERBUND-Sicht ist daher klarzustellen, dass die Kriterien entsprechend dem Wortlaut des Gesetzes alternativ gelten und jeweils eigenständig einen systemdienlichen Betrieb begründen können. Auf dieser Grundlage werden im Folgenden die relevanten Ausprägungen der Systemdienlichkeit sowie die daraus abgeleiteten Anforderungen näher ausgeführt.

Darüber hinaus spricht sich VERBUND für die Einführung zeitvariabler Netznutzungsentgelte aus, die gezielt den systemdienlichen Einsatz von Energiespeicheranlagen anreizen. Dies stellt eine zentrale Voraussetzung für einen wirtschaftlichen bzw. kostendeckenden Betrieb dar – insbesondere für Bestandsanlagen, die aufgrund ihres Inbetriebnahmezeitpunkts von mehr als 20 Jahren nicht von den Ausnahmeregelungen gemäß § 127 ElWG profitieren können.

Zu 2.3.1 „Systemdienliche Speicher“

In Kapitel 2.3.1 „Systemdienlicher Speicher“ werden die Voraussetzungen für den systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen diskutiert. **Dabei wird unterstellt, dass nur bei kumulativer Erfüllung der in § 6 Z 148 ElWG genannten Kriterien ein „systemdienlicher Betrieb“ vorliegt.**

Dies steht im klaren Widerspruch zum Gesetzestext. Nach § 6 (1) Z 148 ElWG ist der „systemdienliche Betrieb“ eine Betriebsart, bei der systemdienlicher Nutzen im Sinne von unterschiedlichen, voneinander klar abgegrenzten Kriterien erbracht wird:

„systemdienlicher Betrieb“ die Betriebsart einer Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicheranlage, bei der systemdienlicher Nutzen im Sinne von Kostenreduktionen, Kostenvermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit erbracht wird, insbesondere durch die Erbringung einer Flexibilitätsleistung, den Betrieb an einem bestimmten, durch die Ausweisung im Netzentwicklungsplan für das Verteiler- oder Übertragungsnetz definierten Standort oder nach den Anforderungen des Netzbetreibers. Kostenvermeidung oder Kostenreduktion liegt insbesondere dann vor, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Erzeugungs- und Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher

Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstleistungsbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht;

Die Formulierung („oder") legt unmissverständlich dar, dass es sich um alternative, voneinander unabhängige Kriterien handelt, nicht um kumulativ einzuhaltende Voraussetzungen. Die in Kapitel 2.3.1 geforderte Kumulation konterkariert damit § 6 Z 148 ElWG, der klare, voneinander unabhängige Kriterien systemdienlicher Betriebsarten – und damit eine effektive Beanreizung von Flexibilität – sicherstellen soll. **Zudem werden im Konsultationsdokument weitere, vom Gesetzestext nicht gedeckte Vorgaben (z.B. die wettbewerbliche Vergabe der Netzanschlusskapazität an einem bestimmten Standort) als notwendige Voraussetzung für die Systemdienlichkeit vorgegeben. Abgesehen davon, dass unklar ist, was unter der „vom Bieter abzugebenden Vergütung" zu verstehen ist, ist die Einführung zusätzlicher Kriterien entschieden abzulehnen.**

Im Folgenden wird auf ausgewählte Aspekte im Detail eingegangen:

Kostenreduktion und Kostenvermeidung: Ein systemdienlicher Betrieb liegt bereits dann vor, wenn der Einsatz einer Energiespeicheranlage gesamtwirtschaftliche Kosten reduziert oder vermeidet. Erfasst sind sowohl netzbezogene Kosten (Netzausbau, Engpassmanagement, Notmaßnahmen) als auch marktbezogene Kosten (Einsatz teurer Spitzenlastkraftwerke, Abregelungen von günstiger erneuerbarer Stromerzeugung).

In diesem Zusammenhang ist der marktdienliche Einsatz ausdrücklich als Teil dieses Kriteriums zu verstehen: Durch die Teilnahme an Energie- und Regelenergiemärkten, Arbitrage zwischen Zeiten niedriger und hoher Strompreise sowie die Reaktion auf kurzfristige Preissignale werden sowohl die Erzeugungs- als auch die Netzkapazität optimiert. **Da Preissignale Knappheiten im System abbilden, führt ein wirtschaftlich optimierter, marktbasiert gesteuerter Betrieb von Energiespeicheranlagen zu einer Glättung von Last- und Preisspitzen und damit zu einer messbaren Reduktion bis hin zur Vermeidung von Systemkosten. Marktdienlichkeit stellt somit eine spezifische Ausprägung der systemdienlichen Kostenreduktion und -vermeidung dar.**

Gemäß § 6 Z 148 ElWG liegt eine Kostenvermeidung oder Kostenreduktion insbesondere dann vor, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Erzeugungs- und Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstleistungsbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. **Für die projektspezifische Prüfung der "Kostenvermeidung oder Kostenreduktion" werden weitere Determinierungen notwendig sein, um eine einheitliche Auslegung des Kriteriums sicherzustellen. Aus Sicht von VERBUND sollten folgende Konkretisierungen herangezogen werden:**

a. **Abstellen der „Jahreshöchstleistung" auf den höchsten jährlichen Viertelstundenmaximalwert:** Die Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus der jeweiligen Netz- oder Umspannebene muss den höchsten Viertelstundenmaximalwert widerspiegeln und auf Basis einer transparenten und sachgerechten Methode bestimmt werden. Dieser Wert ist jährlich vom jeweiligen Netzbetreiber zu bestimmen und im Folgejahr zu veröffentlichen.

b. **Ex-ante Feststellung der Erfüllung des Kriteriums „erhebliche Abweichung des Höchstleistungsbeitrags von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen“:** Die rechtssichere Feststellung der erheblichen Abweichung des Höchstleistungsbeitrags der Energiespeicheranlage von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene muss im Interesse der Investitions- und Planungssicherheit frühestmöglich erfolgen, zumindest vor Beginn des Geltungszeitraums von 20 Jahren ab Inbetriebnahme. Eine ex-post Bewertung stünde im Widerspruch zu den Vorgaben in § 6 Z 148, der auf „prognostizierbare Erzeugungs- und Verbrauchsdaten“ sowie auf „vorhersehbare erhebliche Abweichungen“ abstellt.

c. **Entnahmedaten als ex-ante Nachweis der Erfüllung des Kriteriums „erhebliche Abweichung des Höchstleistungsbeitrags von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen“:** Der Nachweis des Kriteriums „Abweichung Höchstleistungsbeitrag“ gilt ex-ante als erfüllt, wenn der Speicherbetreiber auf Grund vorliegender oder prognostizierter Entnahmedaten oder aufgrund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten (z.B. Betriebskonzept, Fahrweise, Liefervertrag) plausibel dargestellt, dass der Höchstleistungsbeitrag der Energiespeicheranlage vorhersehbar von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus der Netz- oder Umspannebene abweichen wird.

Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit (insbesondere durch Flexibilitätsleistungen): **Ein weiteres zentrales Kriterium des systemdienlichen Betriebs ist der Beitrag zur Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit.** Dies erfolgt insbesondere durch die Erbringung von Flexibilitätsleistungen, etwa Lastverschiebung, Spitzenkappung, kurzfristige Bereitstellung von Leistung (z.B. Regelenergie), die Kompensation fluktuierender Einspeisung aus volatilen erneuerbaren Energien oder die Unterstützung bei Frequenz- und Spannungsstabilisierung.

Durch diese Fähigkeiten tragen Energiespeicheranlagen dazu bei, potenziell kritische Netzsituationen zu entschärfen, Blackout-Risiken zu verringern und den Bedarf an konventionellen Reservekapazitäten zu reduzieren. Die Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit ist damit nicht nur ein qualitatives Ziel, sondern steht in engem Zusammenhang mit der Verringerung von Risiko- und Krisenkosten im Stromsystem.

Betrieb an einem durch den Netzentwicklungsplan definierten Standort: Auch der Betrieb an einem im Netzentwicklungsplan von Verteil- oder Übertragungsnetzbetreiber ausgewiesenen Standort begründet für sich genommen Systemdienlichkeit. Energiespeicheranlagen, die gezielt an netzkritischen Knotenpunkten errichtet werden, können strukturell belastete Netzbereiche entlasten. Dies ermöglicht die Reduktion von Transportengpässen, die Verringerung von Redispatch- und Abregelungsmaßnahmen sowie die zeitliche Streckung oder Reduktion notwendiger Netzinvestitionen.

Der Standort stellt daher ein eigenständiges, klar normiertes Kriterium dar, das unabhängig von Betriebsweise und Markteinsatz Systemdienlichkeit begründen kann. **Es wird jedoch ausdrücklich darauf hingewiesen, dass das Standortkriterium wohl insbesondere für jene Energiespeicheranlagen Anwendung finden kann, die neu errichtet werden und bei denen eine bewusste Entscheidung für einen „systemdienlichen“ Standort möglich ist (beispielsweise stand-alone-Anlagen).**
Die in Kapitel 2.3.1 derzeit vorgeschlagenen Voraussetzungen, die den Standort als zentrales - und durch die Kumulierung jedenfalls unabdingbares - Kriterium definieren, führen somit

zu einer systematischen Benachteiligung jener Energiespeicheranlagen, deren Standortwahl nicht frei möglich ist. Davon betroffen sind einerseits Bestandsanlagen sowie neue „co-located“ Energiespeicheranlagen (in Kombination mit Wind-, PV- oder Wasserkrafterzeugungsanlagen) und insbesondere Pumpspeicher, deren Realisierung zwingend an spezifische topographische Gegebenheiten und vorhandene Infrastruktur (z. B. bestehende Speicherbecken) gebunden ist. **VERBUND fordert daher nachdrücklich die Festlegung spezifischer, nichtdiskriminierender und technologieneutraler Voraussetzungen, die der Standortgebundenheit dieser Anlagen angemessen und umfassend Rechnung tragen.**

Darüber hinaus weist VERBUND darauf hin, dass Stand-alone Energiespeicheranlagen, also solche die unabhängig von Erzeugungsanlagen betrieben werden, als Teil einer Kundenanlage mit Verbrauchsanlagen – je nach Anwendungsfall - systemdienliche Speicher im Sinne des ElWG sein können. Durch ein geeignetes Messkonzept und eine entsprechende technische Ausgestaltung kann eine missbräuchliche Nutzung im Hinblick auf Vermeidung von Netzentgelten für die jeweilige Verbrauchsanlage ausgeschlossen werden.

Einsatz nach den Anforderungen des Netzbetreibers: Schließlich kann der systemdienliche Betrieb auch darüber definiert werden, dass der Einsatz der Energiespeicheranlagen an den konkreten betrieblichen Anforderungen der Netzbetreiber in einem konkreten Anlassfall ausgerichtet wird. Dies umfasst etwa die Vorgaben in Situationen mit hoher erneuerbarer Einspeisung, drohenden Netzengpässen, regionalen Versorgungsrisiken oder außergewöhnlichen Betriebssituationen. Durch diese netzorientierte Fahrweise übernehmen Energiespeicheranlagen eine operative Unterstützungsfunktion für den Netzbetrieb, indem sie Engpässe entschärfen und die Stabilität des Netzes erhöhen. Die Befolgung der Anforderungen der Netzbetreiber stellt damit ein eigenständiges, klar abgrenzbares Kriterium systemdienlichen Betriebs dar, das die zuvor genannten Aspekte ergänzt.

Eine sachlich nicht gerechtfertigte Einschränkung im Vergleich zum Gesetzestext stellt auch die Festlegung dar, dass systemdienliche Speicher über eine Engpassleistung von mindestens 1 MW (einspeiseseitig) verfügen müssen (Konsultationsdokument 2.3.1. „Systemdienliche Speicher“, Unterpunkt 2). So speisen beispielsweise Elektrolyseure, die gemäß §6 ElWG als Energiespeicheranlagen definiert sind, typischerweise nicht ins Stromnetz zurück und wären somit von der Anerkennung als systemdienliche Speicher grundsätzlich ausgeschlossen, auch wenn sie beispielsweise im Hinblick auf den saisonalen Ausgleich wichtige Funktionen im Energiesystem einnehmen können. Eine alternative Formulierung für den beabsichtigten Regelungszweck sollte gefunden werden, da die vorgeschlagene Formulierung den Elektrolysen über das geforderte Rückspeise-Kriterium in das Stromnetz grundsätzlich die Fähigkeit einer systemdienlichen Betriebsweise abspricht. Eine entsprechende Klarstellung wäre erforderlich.

Weiters wird angeregt, dass in den Netzentwicklungsplänen, die von Seiten der Netzbetreiber erstellt werden müssen, die Schnittstelle zu anderen Infrastrukturen, konkret dem geplanten Wasserstoffnetz, zu berücksichtigen ist. Dies gilt insbesondere für die Definition von systemdienlichen Standorten.

2.3.4 Dauerhafter flexibler Netzzugang

Derzeit sind Verträge über flexiblen Netzzugang im Sinne einer temporären Lösung nur für einspeisende Netzbenutzer vorgesehen. Gerade Energiespeicheranlagen bieten durch ihre Fähigkeit sowohl in Bezugs- als auch Einspeiserichtung, Energie aufzunehmen bzw. abzugeben, die Möglichkeit den Netzbetrieb und den weiteren Netzausbau zu unterstützen bzw. zu

entlasten. Gerade dafür bietet das Instrument des flexiblen Netzzugangs für Energiespeicher einen Mehrwert für das Gesamtsystem und sollte daher um die Bezugsseite erweitert werden.
In den Erläuterung zu § 104 wird explizit auf Energiespeicheranlagen hingewiesen, die analog § 103 ElWG auch bei Begrenzungen und Beschränkungen eine bestmögliche Netznutzung durch den Einspeiser und Energiespeicheranlagen gewährleisten (Abs. 2, Maximierungsgebot) müssen.

Zu 2.3.5 Zeitvariable Netznutzungsentgelte

Neben der Befreiung von Netzentgelten für Energiespeicheranlagen bei systemdienlichem Betrieb gemäß § 127 Abs. 3 sieht § 128 Abs. 3 vor, dass die Regulierungsbehörde zeitvariable Netznutzungsentgelte festlegt, die gezielt Anreize für einen systemdienlichen Einsatz schaffen.

Im Teil 2 der Marktkonsultation wird in Kapitel 2.3.5 zwar auf dieses Thema eingegangen, jedoch lediglich der bereits eingeführte „Sommer-Nieder-Arbeitspreis“ für Netzebene 7 erwähnt. Es wird ausgeführt, dass auf Basis der mit diesem Instrument gesammelten Erfahrungen bei künftigen Festlegungen der Systemnutzungsentgelte zeitlich differenzierte Netznutzungsentgelte in Betracht gezogen werden. Die unter Punkt 1 „Kostenreduktion und Kostenvermeidung“ dargelegte systemdienliche Wirkung von Speicheranlagen bleibt dabei jedoch völlig unberücksichtigt. **VERBUND fordert daher die Einführung zeitvariabler Netznutzungsentgelte, die den systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen gezielt anreizen. Für Energiespeicher mit längeren Speicherzyklen (Pumpspeicher) ist auf Basis der aktuell gültigen SNE-V aufgrund ihrer systemdienlichen Wirkung bereits eine Reduktion des Leistungspreises gewährt. Dies ermöglicht eine kosteneffiziente Verlagerung des Strombezugs in Zeiten hoher (dezentraler) Stromerzeugung und stellt eine wesentliche Voraussetzung für einen kostendeckenden Betrieb dieser Anlagen dar. Ein solches reduziertes Netznutzungsentgelt (bisher SNE-V § 5(8)) für Energiespeicheranlagen, insbesondere Bestandsanlagen, ist die Voraussetzung für einen kostendeckenden und systemdienlichen Betrieb und sollte daher weiterhin vorgesehen werden.**

Zu 2.3.7 Reduzierte Netzentgelte auf Bezug bei Erbringung von Flexibilitätsleistungen

Es ist insbesondere für die Netzebene 7 (Haushaltskund:innen u. a.) derzeit unklar, wie reduzierte Netzentgelte auf den Bezug im Fall der Erbringung von Flexibilitätsleistungen bzw. die Bereitstellung marktbasiert beschaffter Flexibilitäten messtechnisch und abrechnungstechnisch abgewickelt werden sollen bzw. können. Dies gilt insbesondere im Kontext eines potenziell breiten Roll-outs solcher Modelle. Hier bedarf es klarer, einheitlicher und praxistauglicher Vorgaben, damit Kund:innen, Lieferanten und Netzbetreiber die jeweiligen Leistungen korrekt messen, zuordnen und verrechnen können.

Kontakt: Wien, März 2026

VERBUND AG
Mag. Jutta Fabjan
Am Hof 6a, 1010 Wien
e-mail: [redacted]
www.verbund.com

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000356

ahme-LINZ-AG_ECA_Systemnutzungsentgelte_unterzei

LINZ AG

17.03.2026
E-PME-H2 –
DI Dominik Matheisl, BSc
Wiener Straße 151, 4020 Linz
[redacted]

LINZ AG - Postfach 1300 - 4021 Linz

E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Ergeht per E-Mail an: recht-post@e-control.at

E-PME-BESS –
Ing. DI (FH) Jakob Auer
Wiener Straße 151, 4020 Linz
[redacted]

Stellungnahme der LINZ AG zur Marktkonsultation „Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gemäß § 135 Abs. 1 Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) " der E-Control Austria, Stand 27.02.2026

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir danken für die Möglichkeit zur Stellungnahme zur Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV), und zur damit verbundenen Diskussion über die künftige Berücksichtigung eines systemdienlichen Betriebs im Rahmen der Systemnutzungsentgelte.

1. Grundsätzliche Einordnung

Die LINZ AG begrüßt ausdrücklich, dass mit dem vorliegenden Konsultationsentwurf der Versuch unternommen wird, Systemdienlichkeit differenziert über mehrere Instrumente abzubilden. Positiv hervorzuheben ist insbesondere, dass neben der Diskussion über „systemdienliche Speicher" auch weitere Elemente wie, zeitvariable Netznutzungsentgelte, unterbrechbare bzw. regelbare Leistung sowie reduzierte Netzentgelte bei der Erbringung von Flexibilitätsleistungen adressiert werden.

Aus Sicht der LINZ AG ist es grundsätzlich richtig, Anreize für einen netz- und systemdienlichen Betrieb über mehrere, auf unterschiedliche Anwendungsfälle abgestimmte Instrumente zu setzen. Dieser Ansatz ist geeignet, Flexibilität besser in das Energiesystem zu integrieren und netzdienliches Verhalten wirtschaftlich zu unterstützen.

2. Zentraler Verbesserungsvorschlag: Weiterentwicklungsbedarf bei der Ausgestaltung von Systemdienlichkeit

Gleichzeitig sehen wir in wesentlichen Punkten erheblichen Anpassungsbedarf. Der vorliegende Entwurf verengt den gesetzlich deutlich weiter gefassten Begriff der Systemdienlichkeit in seiner praktischen Ausgestaltung zu stark auf eine rein stromnetztechnische Betrachtung. Damit droht er, jene Technologien und Betriebsweisen zu

benachteiligen, die für ein integriertes, klimaneutrales und resilient ausgestaltetes Energiesystem von besonderer Bedeutung sind.

Aus Sicht der LINZ AG ist bei der Ausgestaltung der SNE-GV zu berücksichtigen, dass Systemdienlichkeit nicht nur kurzfristige Entlastungswirkungen im Stromnetz umfassen kann, sondern auch Beiträge zur Versorgungssicherheit, zur Sektorenkopplung, zur Integration erneuerbarer Erzeugung sowie zur saisonalen Verschiebung von Energie.

Gerade für einen integrierten Energieversorger wie die LINZ AG, der Strom-, Gas-/Wasserstoff-, Wärme- und Infrastrukturaspekte gemeinsam betrachten muss, ist eine kohärente gesamtenergetische Sichtweise wesentlich. Ein moderner Regulierungsrahmen sollte diese Systemzusammenhänge nicht ausblenden, sondern ausdrücklich berücksichtigen.

3. Fehlende Planbarkeit bei „systemdienlichen Speichern“

Besonders kritisch sehen wir die vorgeschlagenen kumulativen Voraussetzungen für die Einstufung als „systemdienlicher Speicher“ gemäß Kapitel 2.3.1. Die Bindung an einen im Netzentwicklungsplan oder Verteilernetzentwicklungsplan ausgewiesenen Standort, die zusätzliche Voraussetzung eines Vertrags mit dem Regelzonenführer über Engpassmanagementleistungen, die weitreichenden Steuerungsrechte des Netzbetreibers sowie schließlich die Vergabe der Netzanschlusskapazität über ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren führen in Summe zu einem Regime, das aus unserer Sicht erhebliche Investitions- und Planungsunsicherheit erzeugt.

Gerade in einer frühen Projektphase müssen Speicherprojekte bereits mit erheblichem Aufwand entwickelt werden. Dazu zählen insbesondere Flächensicherung, technische Planung, Projektentwicklung, Abstimmungen zum Netzanschluss sowie finanzielle Vorleistungen. Wenn die regulatorische Anerkennung als systemdienlicher Speicher erst nachgelagert vom Ausgang einer Ausschreibung abhängt, ist für Projektwerber nicht verlässlich abschätzbar, ob ein konkret entwickeltes Projekt überhaupt in den Genuss der vorgesehenen Begünstigung gelangt.

Dies ist geeignet, Investitionen in Speicherprojekte bereits in der Entwicklungsphase zu hemmen. Hinzu kommt, dass der Entwurf zwar an die Ausweisung geeigneter Standorte in Netzentwicklungsplänen anknüpft, jedoch nicht hinreichend klar definiert, nach welchen inhaltlichen Kriterien diese Standorte bestimmt werden sollen. Aus Sicht der LINZ AG ist hier eine deutlich höhere Vorhersehbarkeit und Transparenz erforderlich.

Ergänzend ist hervorzuheben, dass auch der dauerhaft flexible Netzzugang einer differenzierten Betrachtung bedarf. Ein solcher Netzzugang kann zwar als Lösung geeignet sein, um Energiespeicherprojekte in Netzbereichen mit begrenzter Anschlusskapazität rascher zu integrieren. Es ist jedoch nur dann als tragfähiges Modell geeignet, wenn Umfang, Häufigkeit und zeitliche Lage möglicher Einschränkungen ex ante hinreichend transparent, begrenzt und wirtschaftlich bewertbar sind. Andernfalls besteht die Gefahr, dass gerade jene zeitliche Flexibilität eingeschränkt wird, die die zentrale wirtschaftliche und systemische Stärke von Energiespeichern ausmacht. Dies kann Vermarktungsfähigkeit, Erlössicherheit und Finanzierbarkeit entsprechender Projekte erheblich beeinträchtigen.

4021 Linz, Wiener Straße 151, Postfach 1300, Austria, Tel.: +43 (0)732/3400-0, Internet: www.linzag.at – FN 198666 g des Landesgerichtes Linz, UID-Nr.: ATU50203104
Allgemeine Sparkasse OÖ, IBAN: AT15 2032 0000 0000 0886, BIC: ASPKAT2L – Raiffeisenlandesbank OÖ, IBAN: AT98 3400 0000 0106 4922, BIC: RZOOAT2L
Datenschutz: https://www.linzag.at/portal/footer/datenschutz/datenschutz_linzag

4. Pauschaler Ausschluss bestimmter Speicherprojekte ist nicht sachgerecht

Ebenso kritisch ist aus unserer Sicht der vorgesehene pauschale Ausschluss von Speichern in Kundenanlagen mit Verbrauchsanlagen von der Einstufung als „systemdienlich", während co-located Speicher mit Stromerzeugungsanlagen grundsätzlich zugelassen werden sollen.

Für einen solchen generellen Ausschluss ist keine ausreichende sachliche Rechtfertigung erkennbar. Maßgeblich sollte nicht die formale Einordnung einer Anlage als Verbrauchsanlage sein, sondern ob Netzbezug, Ladeverhalten und Systemwirkung messtechnisch eindeutig erfasst, vom übrigen Verbrauch sauber abgegrenzt und regulatorisch nachvollziehbar nachgewiesen werden können.

Missbrauchsvermeidung kann durch geeignete Messkonzepte, Abgrenzungsregeln und Nachweispflichten sichergestellt werden. Ein pauschaler Ausschluss erscheint demgegenüber unverhältnismäßig und geeignet, systemisch sinnvolle Projekte an Industrie-, Wärme- und Infrastrukturschnittstellen ohne ausreichende Rechtfertigung zu verhindern.

5. Elektrolyse und Wasserstoffspeicherung müssen mitgedacht werden

Darüber hinaus besteht aus Sicht der LINZ AG erheblicher Klarstellungsbedarf hinsichtlich der Behandlung von Elektrolyseanlagen und wasserstoffbasierten Speicherkonzepten.

Das ElWG definiert Energiespeicherung ausdrücklich auch als Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, deren Speicherung und spätere Rückumwandlung oder Nutzung als anderer Energieträger. Vor diesem Hintergrund ist sicherzustellen, dass Elektrolyseanlagen mit nachgelagerter Wasserstoffspeicherung regulatorisch nicht faktisch vom Regime systemdienlicher Speicher ausgeschlossen werden.

Die im Entwurf vorgesehene Voraussetzung einer einspeiseseitigen Engpassleistung von zumindest 1 MW ist für solche Anlagen in der derzeitigen Form nicht sachgerecht, weil ihre Systemwirkung typischerweise nicht in der elektrischen Rückspeisung, sondern in der flexiblen Stromaufnahme, der Umwandlung in Wasserstoff, der Speicherung und der späteren Nutzung im Gesamtenergiesystem liegt.

Gerade Wasserstoff kann als systemdienliches Element eines zukünftigen Gesamtenergiesystems einen wesentlichen Beitrag leisten: durch Sektorenkopplung, durch die Nutzung erneuerbarer Stromüberschüsse, durch saisonale Speicherwirkung sowie durch die Bereitstellung eines erneuerbaren Energieträgers für Industrie, Wärme und gesicherte Leistung in Form von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Eine regulatorische Ausgestaltung, die diese Funktion nicht angemessen berücksichtigt, würde zentrale Elemente des Markthochlaufs erschweren und Investitionen in systemisch relevante Infrastruktur beeinträchtigen.

6. Systemdienlichkeit muss gesamtenergetisch gedacht werden

Aus Sicht der LINZ AG sollte daher die Definition bzw. Konkretisierung von Systemdienlichkeit in der SNE-GV so ausgestaltet werden, dass auch der gesamtenergetische Nutzen von Anlagen und Betriebsweisen angemessen berücksichtigt wird. Dies betrifft insbesondere:

- die Berücksichtigung von Versorgungssicherheit und Sektorenkopplung,
- die Anerkennung molekularer und saisonaler Speicherwirkungen,
- die Vermeidung einer faktischen Benachteiligung von Elektrolyseanlagen,
- sowie die Schaffung praxistauglicher, planbarer und investitionsfördernder Rahmenbedingungen.

Ein zukunftsfähiger Regulierungsrahmen sollte daher nicht nur die unmittelbare Stromnetzperspektive einnehmen, sondern die Rolle von Flexibilitäten im gesamten Energiesystem abbilden.

7. Konkrete Änderungsbedarfe aus Sicht der LINZ AG

Die LINZ AG spricht sich daher insbesondere für folgende Überarbeitungen aus:

1) Die Kriterien für „systemdienliche Speicher" sollten so angepasst werden, dass wasserstoffbasierte Speicherlösungen und Elektrolyseanlagen nicht faktisch ausgeschlossen werden.
2) Die vorgesehene 1-MW-Schwelle bzw. die Anknüpfung an eine einspeiseseitige Engpassleistung sollte entweder entfallen oder so angepasst werden, dass auch Anlagen, die elektrische Energie in speicherbare Moleküle umwandeln, als Speicher anerkannt werden können, ohne eine elektrische Rückspeisung nachweisen zu müssen.
3) Standortkriterien, Verträge über Engpassmanagement sowie weitere technische Anforderungen sollten nicht in einer Weise als starre kumulative Voraussetzungen ausgestaltet werden, dass sie den gesetzlich vorgesehenen Anwendungsbereich systemdienlicher Speicher unzulässig einschränken.
4) Die Verknüpfung der Einstufung als „systemdienlicher Speicher" mit einem zusätzlichen Ausschreibungsverfahren erscheint aus Sicht der LINZ AG nicht sachgerecht. Wenn Systemdienlichkeit bereits über den Standort, über technische Anforderungen sowie über betriebliche Vorgaben definiert wird, ist nicht ersichtlich, welchen zusätzlichen sachlichen Zweck ein nachgelagertes Ausschreibungsverfahren noch erfüllen soll. In dieser Ausgestaltung wirkt die Ausschreibung nicht als zielgerichtetes Auswahlinstrument, sondern als zusätzliche regulatorische Hürde, die Planbarkeit, Projektentwicklung und Investitionsentscheidungen unnötig erschwert.
5) Der pauschale Ausschluss von Speichern in Kundenanlagen mit Verbrauchsanlagen sollte durch einen differenzierten Ansatz ersetzt werden, der auf Messbarkeit, Abgrenzbarkeit und nachweisbare Systemwirkung abstellt.
6) Bei der weiteren Ausgestaltung der SNE-GV sollte stärker berücksichtigt werden, dass Systemdienlichkeit auch über flexible Verbrauchseinheiten, sektorenübergreifende Speicher und systemisch sinnvolle Standortkonzepte auf Verteilnetzebene erreicht werden kann.

8. Schlussbemerkung

Abschließend ist festzuhalten, dass ein zukunftsfähiger Regulierungsrahmen für Systemnutzungsentgelte die Energiewende nur dann wirksam unterstützen kann, wenn er netzseitige Effizienz, Versorgungssicherheit, Investitionsfreundlichkeit und Sektorenkopplung in einer kohärenten Gesamtlogik zusammenführt.

Aus Sicht der LINZ AG besteht beim vorliegenden Entwurf insbesondere dort Überarbeitungsbedarf, wo der gesetzlich angelegte breite Begriff der Systemdienlichkeit durch zu enge, nur stromnetzbezogene Voraussetzungen praktisch verkürzt wird.

Die LINZ AG dankt für die Möglichkeit zur Stellungnahme und steht für einen weiterführenden fachlichen Austausch sowie zur Mitwirkung an einer praktikablen und systemisch ausgewogenen Ausgestaltung der SNE-GV gerne zur Verfügung.

Mit besten Grüßen

DI Erich Haider
Vorstandsvorsitzender und
Generaldirektor der LINZ AG

Mag. DI Josef Siligan
Vorstandsdirektor der LINZ AG

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000357

gnahme_SNE-GV_Teil2_FuturaValorem_20260318.clea

LET 1803/ 2026
Bearbeiter: mk

futura valorem

Futura Valorem Renewable Energy GmbH, Ziegelweg 1/2, 4481 Asten

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

E-Mail: recht-post@e-control.at

Betreff	Ihr Zeichen	unser Zeichen	Datum
Stellungnahme Konsultation SNE-GV Teil 2	GZ: V SNE 01/26	MK	18.03.2026

Kriterien zur Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise

Referenz: Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung, Teil 2, Version 1.0 vom 27.02.2026

Sehr geehrte Damen und Heren!

Die Futura Valorem Renewable Energy GmbH ist als privater Projektentwickler im Bereich großtechnischer Batteriespeichersysteme (BESS) in Österreich tätig. Mit einem Projektportfolio von über einem Gigawatt zählen wir zu den wesentlichen Akteuren im österreichischen Speichermarkt. Wir entwickeln und errichten ausschließlich Stand-alone-Energiespeicheranlagen auf den Netzebenen 1 (Höchstspannung) und 3 (Hochspannung). Unsere Projekte werden vollständig durch institutionelle Investoren privat finanziert – ohne jegliche öffentliche Förderung oder Subventionen. Das volle Investitions- und Marktrisiko liegt ausschließlich bei den privaten Kapitalgebern.

Wir begrüßen ausdrücklich, dass die E-Control mit dieser Konsultation die Konkretisierung der Kriterien für eine systemdienliche Betriebsweise vorantreibt. Die nachfolgenden Anmerkungen zielen darauf ab, die vorgeschlagenen Regelungen im Lichte der gesetzlichen Vorgaben des ElWG, der praktischen Umsetzbarkeit und der Erfordernisse privater Investitionsfinanzierung kritisch zu würdigen.

I. Zusammenfassung der wesentlichen Kritikpunkte

Unsere Stellungnahme konzentriert sich auf das Instrument der "Systemdienlichen Speicher" gemäß Abschnitt 2.3.1 des Konsultationspapiers. Wir identifizieren sechs grundsätzliche Themenfelder:

1) Die vorgeschlagene Definition von Systemdienlichkeit ist enger als die gesetzliche Begriffsbestimmung des § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG.
2) Die kumulativen Voraussetzungen schaffen ein faktisches Investitionshindernis für private Speicherentwickler.
3) Die Abhängigkeit von noch nicht existierenden Netzentwicklungsplänen erzeugt eine regulatorische Lücke ohne Übergangsregelung.
4) Die strukturelle Abhängigkeit vom Netzbetreiber wirft Fragen der Diskriminierungsfreiheit gemäß § 91 ElWG auf.

5) Die Vergütungssystematik im Ausschreibungsverfahren konterkariert die gesetzgeberische Intention der Entgeltfreistellung.

6) Der vorgeschlagene Rahmen ist für institutionelle Investoren nicht bankfähig und gefährdet die Erreichung der österreichischen Klima- und Energieziele.

II. Zur gesetzlichen Grundlage: Umfang der Verordnungskompetenz

Die E-Control stützt sich auf § 135 Abs. 1 Z 1 ElWG, wonach sie per Verordnung grundsätzliche Festlegungen zur Ermittlung der Systemnutzungsentgelte zu treffen hat, einschließlich der Kriterien zur Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise. Diese Verordnungskompetenz ist nicht unbeschränkt, sondern durch die gesetzlichen Vorgaben der §§ 127 bis 132 ElWG gerahmt. Die Legaldefinition des "systemdienlichen Betriebs" in § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG umfasst Anlagen, deren Betrieb insbesondere zur Kostenvermeidung bzw. -reduktion, zur Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit, zur Erbringung von Flexibilitätsleistungen und zum Betrieb an einem im Netzentwicklungsplan ausgewiesenen Standort beiträgt. Diese Definition ist bewusst breit angelegt und technologieneutral formuliert.

Die E-Control reduziert in ihrer vorläufigen Position den Begriff der Systemdienlichkeit im Wesentlichen auf netzseitige Kostenvermeidung und -einsparung (Konsultationspapier, Seite 4). Dies stellt eine Verengung des gesetzlichen Begriffs dar. Insbesondere die eigenständigen Tatbestandselemente der Versorgungssicherheit und der Erbringung von Flexibilitätsleistungen werden in den vorgeschlagenen Kriterien für "Systemdienliche Speicher" nicht als gleichwertige Qualifikationsmerkmale anerkannt, sondern lediglich als Mittel zum Zweck der Kostenvermeidung behandelt. Wir regen an, dass die E-Control bei der Konkretisierung der Kriterien die volle Breite der gesetzlichen Begriffsbestimmung berücksichtigt und insbesondere die Beiträge von Speicheranlagen zur Versorgungssicherheit, zur Netzstabilität und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Regelenergie, Momentanreserve, Spannungshaltung) als eigenständige Elemente der Systemdienlichkeit anerkennt.

III. Zu den einzelnen Voraussetzungen im Detail

III.1 Standortkriterium und Netzentwicklungspläne

Die Voraussetzung, dass der Netzanschluss an einem im Netzentwicklungsplan (NEP gemäß § 123 ElWG bzw. V-NEP gemäß § 118 ElWG) als geeignet ausgewiesenen Standort erfolgen muss, ist gesetzlich grundsätzlich vorgesehen. Allerdings besteht derzeit eine erhebliche zeitliche Lücke: Das ElWG wurde am 23. Dezember 2025 kundgemacht. Die Netzentwicklungspläne, die erstmals geeignete Standorte für den systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen ausweisen sollen, sind noch nicht erstellt bzw. genehmigt.

§ 118 Abs. 3 Z 11 ElWG verpflichtet die Verteilernetzbetreiber, geeignete Standorte für einen systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen in ihren Netzentwicklungsplänen auszuweisen. § 123 Abs. 3 Z 4 ElWG enthält eine parallele Verpflichtung für die Übertragungsnetzbetreiber. Solange diese Pläne nicht vorliegen, ist das erste kumulative Kriterium für die Einstufung als "systemdienlicher Speicher" faktisch nicht erfüllbar. Für einen privaten Projektentwickler, der heute in die Entwicklung von BESS-Projekten investiert – einschließlich Standortsicherung, Genehmigungsverfahren, technische Planung und

Netzanschlussanfragen – entsteht damit ein Zeitraum vollständiger regulatorischer Unsicherheit. Dies ist mit dem Grundsatz der Planungssicherheit und dem erklärten Ziel des ElWG, Investitionen in die Energiespeicherung zu fördern (§ 5 Abs. 1 iVm § 123 Abs. 3 Z 4 ElWG), nicht vereinbar.

Wir sehen hier den drängenden Bedarf, eine Übergangsregelung vorzusehen, die es ermöglicht, die Systemdienlichkeit von Speicherprojekten auch vor Vorliegen der Netzentwicklungspläne zu beurteilen, beispielsweise auf Basis einer Einzelfallprüfung durch den zuständigen Netzbetreiber oder durch vorläufige Standortbestätigungen.

III.2 Vertrag mit dem Regelzonenführer über Engpassmanagement

Die Anforderung eines aufrechten Vertrags mit dem Regelzonenführer über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen im Rahmen des Engpassmanagements gemäß § 140 Abs. 1 Z 1b ElWG ist als Kriterium grundsätzlich nachvollziehbar, wirft aber erhebliche praktische Probleme auf.

§ 140 Abs. 1 ElWG differenziert zwischen Energiespeicheranlagen unter 1 MW (Z 1 lit. a) und ab 1 MW (Z 1 lit. b). Die Vergütung erfolgt gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten, die unmittelbar durch die Leistungen verursacht werden (§ 140 Abs. 2 ElWG). Diese gesetzliche Vergütungssystematik beschränkt sich auf den Kostenersatz und umfasst keine Gewinnkomponente.

Für die Investitionsentscheidung eines privaten BESS-Entwicklers entsteht dadurch ein strukturelles Problem: Der Vertrag mit dem Regelzonenführer kann zeitlich erst nach der Investitionsentscheidung abgeschlossen werden, da zunächst die Anlage geplant und genehmigt werden muss. Die Systemdienlichkeit – und damit die Freistellung vom Netznutzungsentgelt nach § 127 Abs. 3 ElWG – kann jedoch ex ante nicht verlässlich prognostiziert werden, da sie vom Zustandekommen dieses Vertrags abhängt.

Wir regen an, dass der Nachweis des Vertrags mit dem Regelzonenführer nicht als Voraussetzung für die Einstufung, sondern als nachzuweisende Bedingung innerhalb einer angemessenen Frist nach Inbetriebnahme ausgestaltet wird, um die Investitionssicherheit in der Planungsphase zu gewährleisten.

III.3 Betriebsbeschränkungen durch Hüllkurven

Die vorgesehene Berechtigung des Anschlussnetzbetreibers, dem Speicherbetreiber Vorgaben zum zulässigen Betriebsbereich in Form von "Hüllkurven" zu machen (Konsultationspapier, Punkt 4, Seite 7), stellt einen erheblichen Eingriff in die wirtschaftliche Dispositionsfreiheit des Speicherbetreibers dar.

Wir erkennen an, dass eine gewisse Betriebssteuerung zur Gewährleistung der Netzsicherheit erforderlich sein kann. Jedoch sind folgende Aspekte kritisch zu bewerten: Die Hüllkurven sind mit einer Vorlaufzeit von lediglich bis zu 6 Uhr des Vortages bekanntzugeben. Diese kurze Vorlaufzeit erschwert die wirtschaftliche Optimierung des Speicherbetriebs erheblich und schränkt insbesondere die Vermarktung am Day-ahead- und Intraday-Markt ein. Die Einschränkungen betreffen sowohl die Bezugs- als auch die Einspeiserichtung und können damit die gesamte Wertschöpfungskette des Speichers betreffen. Das Konsultationspapier sieht zwar

vor, dass das maximale Ausmaß der Einschränkungen in der Ausschreibung zu quantifizieren ist. Es fehlt jedoch eine gesetzliche oder regulatorische Obergrenze für diese Einschränkungen. Ohne eine solche Begrenzung besteht das Risiko, dass die Betriebsbeschränkungen den wirtschaftlichen Nutzen der Netzentgeltfreistellung vollständig aufzehren.

Wir fordern die Festlegung einer regulatorischen Obergrenze für Betriebseinschränkungen durch Hüllkurven, beispielsweise gemessen an der maximalen Anzahl eingeschränkter Stunden pro Jahr oder am maximalen Anteil der eingeschränkten Kapazität.

III.4 Blindleistung ohne Entschädigung

Punkt 5 des Konsultationspapiers sieht vor, dass der Speicherbetreiber die Vorgaben des Anschlussnetzbetreibers zum Blindleistungsverhalten zu befolgen hat, ohne Anspruch auf Entschädigung allfälliger wirtschaftlicher Nachteile oder Kosten. Die Bereitstellung von Blindleistung verursacht reale Kosten – sie beansprucht die Leistungselektronik, erhöht den Verschleiß und reduziert die für den Marktbetrieb verfügbare Kapazität.

Diese unentgeltliche Leistungspflicht ist im ElWG nicht ausdrücklich vorgesehen. Die E-Control sollte prüfen, ob eine derartige unvergütete Pflicht mit dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit und dem Eigentumsschutz vereinbar ist. Zumindest sollte die Blindleistungsbereitstellung bei der Quantifizierung der wirtschaftlichen Einschränkungen im Ausschreibungsverfahren berücksichtigt werden.

III.5 Ausschreibungsverfahren und Vergütungssystematik

§ 127 Abs. 3 ElWG stellt Energiespeicheranlagen bei systemdienlichem Betrieb für 20 Jahre vom bezugsseitigen Netznutzungsentgelt (§ 128) und Netzverlustentgelt (§ 129) frei. Der Gesetzgeber hat diese Freistellung als wirtschaftlichen Anreiz für den Ausbau systemdienlicher Speicherkapazitäten konzipiert. Wenn das Ausschreibungsverfahren dazu führt, dass der wirtschaftliche Vorteil der Freistellung durch die Vergütung an den Netzbetreiber teilweise oder vollständig zurückfließt, wird die gesetzgeberische Intention konterkariert.

Dies gilt insbesondere, da die E-Control selbst einräumt, dass bei Vorgaben zum Bietverhalten "nicht wünschenswerte Marktverzerrungen" entstehen könnten (Konsultationspapier, Seite 15). Ohne solche Vorgaben besteht jedoch die Gefahr eines Wettbewerbs, in dem Bieter den gesamten Freistellungsvorteil als Vergütung anbieten, nur um den Zuschlag zu erhalten – ein Ergebnis, das den Zweck der gesetzlichen Freistellung untergraben würde.

Die Projektentwicklung eines Stand-alone BESS beginnt in der Praxis mit der Sicherung eines geeigneten Grundstücks und der Klärung des Netzanschlusses. Grundstückssicherung, Flächenwidmung, Umweltprüfungen, Netzverträglichkeitsprüfung und Anschlussplanung erfordern erhebliche zeitliche und finanzielle Vorleistungen, die der Entwickler auf eigenes Risiko trägt. Erst auf dieser Basis kann ein bankfähiges Projekt strukturiert und institutionellen Investoren vorgelegt werden.

Die vorgeschlagene Konstruktion (Konsultationspapier, Punkt 7, Seite 8) dreht diese Entwicklungslogik um: Der Netzbetreiber weist im Netzentwicklungsplan geeignete Standorte aus und vergibt die Netzanschlusskapazität anschließend über ein wettbewerbliches

Ausschreibungsverfahren. Ein Entwickler, der bereits ein Grundstück gesichert, Netzanschlussvoraussetzungen geklärt und erhebliche Vorentwicklungskosten getragen hat, steht damit vor dem Risiko, dass sein Standort entweder gar nicht im Netzentwicklungsplan als geeignet ausgewiesen wird oder dass er trotz abgeschlossener Vorentwicklung in einem Ausschreibungsverfahren den Zuschlag an einen Wettbewerber verliert. Die gesamte Vorentwicklungsinvestition wäre in beiden Fällen verloren.

Dieses Problem ist nicht hypothetisch. Zahlreiche Entwickler – darunter Futura Valorem – haben bereits erhebliche Mittel in die Sicherung konkreter Standorte und die Projektplanung investiert. Ein rein auf der Vergütungshöhe basierendes Ausschreibungsverfahren ermöglicht es kapitalunsensibleren Bietern, diese bestehenden Vorentwicklungen zu entwerten, indem sie einen höheren Preis bieten – ohne selbst die Vorleistung der Standortentwicklung erbracht haben zu müssen. Das Ergebnis wäre ein abträglicher Markteingriff und die Verdrängung jener Entwickler, die den Markt als Pioniere auf eigenes Risiko und Investition überhaupt erst aufgebaut haben.

Dies widerspricht dem Ziel eines breiten, wettbewerblichen Angebots an Flexibilitätsressourcen. Darüber hinaus macht dieses Modell die Projektentwicklung für private Investoren de facto unkalkulierbar. Kein Investor stellt Kapital für Grundstückssicherung und Vorentwicklung bereit, wenn der Zuschlag im Ausschreibungsverfahren unsicher bleibt und ein Dritter die entwickelte Position durch ein höheres Gebot übernehmen kann. Das Zuschlagskriterium einer vom Bieter anzugebenden Vergütung an den Netzbetreiber führt zusätzlich dazu, dass der wirtschaftliche Vorteil der 20-jährigen Entgeltfreistellung gemäß § 127 Abs. 3 ElWG ganz oder teilweise an den Netzbetreiber zurückfließt. Der Gesetzgeber hat diese Freistellung als Investitionsanreiz für den Ausbau systemdienlicher Speicherkapazitäten konzipiert – das Ausschreibungsdesign droht diesen Anreiz zu neutralisieren.

Wir regen daher an:

1) Erstens bedarf es einer Übergangsregelung, die nachweislich bestehende Vorentwicklungen – gesicherte Grundstücke, erteilte Netzanschlusszusagen, fortgeschrittene Genehmigungsverfahren – angemessen berücksichtigt, etwa durch bevorzugte Zuschlagserteilung oder eine Befreiung vom Ausschreibungsverfahren bei Nachweis der Vorentwicklung.
2) Zweitens sollte das Zuschlagskriterium nicht auf einer Vergütung an den Netzbetreiber basieren, sondern auf qualitativen Kriterien wie technischer Eignung, verbindlich zugesagter Verfügbarkeit und nachweisbarem Beitrag zur Netzentlastung.
3) Drittens muss der wirtschaftliche Kernvorteil der Entgeltfreistellung beim Speicherbetreiber verbleiben – andernfalls wird der vom Gesetzgeber gewollte Investitionsanreiz durch das Verordnungsdesign konterkariert.

IV. Strukturelle Asymmetrie und Diskriminierungspotenzial

Die vorgeschlagenen Kriterien schaffen eine dreifache Abhängigkeit des Speicherbetreibers vom Netzbetreiber: Der Netzbetreiber bestimmt über den Netzentwicklungsplan, an welchen Standorten systemdienliche Speicher errichtet werden können. Der Netzbetreiber definiert über Hüllkurven den zulässigen Betriebsbereich. Der Netzbetreiber organisiert das Ausschreibungsverfahren und vergibt den Zuschlag.

Gleichzeitig sind Netzbetreiber – insbesondere Verteilernetzbetreiber – gemäß § 89 ElWG unter bestimmten Voraussetzungen selbst berechtigt, Energiespeicheranlagen zu errichten und zu betreiben. Sie befinden sich damit potenziell in einer Doppelrolle als Regulierer des Marktzugangs und als Marktteilnehmer. Diese Konstellation birgt ein strukturelles Diskriminierungsrisiko, das dem Verbot des § 91 ElWG widerspricht.

Die Erfahrung aus der Praxis zeigt, dass insbesondere Verteilernetzbetreiber wenig Interesse daran haben, privaten Speicherbetreibern den Marktzugang zu erleichtern. Dies ist nachvollziehbar, da sie in Speichern potenzielle Wettbewerber zu ihren eigenen Netzlösungen sehen. Gerade deshalb darf die Regulierung den Netzbetreibern nicht zu viel Handhabe über den Marktzugang systemdienlicher Speicher geben. Ein breites Angebot an Flexibilitätsressourcen durch verschiedene Marktteilnehmer liegt im Interesse der Netznutzer, da es den Wettbewerb fördert und zu effizienteren Lösungen führt. Wenn hingegen der Netzbetreiber über Standortausweisung, Betriebsvorgaben und Ausschreibungsverfahren die wesentlichen Rahmenbedingungen allein bestimmt, besteht die Gefahr, dass private Investoren systematisch benachteiligt werden – sei es durch restriktive Hüllkurven, ungünstige Ausschreibungsbedingungen oder eine zurückhaltende Ausweisung geeigneter Standorte in den Netzentwicklungsplänen.

Die E-Control sollte bei der Ausgestaltung der Kriterien daher Mechanismen vorsehen, die eine unabhängige Überprüfung der Entscheidungen des Netzbetreibers gewährleisten – insbesondere bei der Ausweisung geeigneter Standorte, bei der Festlegung von Betriebsbeschränkungen und bei der Durchführung des Ausschreibungsverfahrens. Die Regulierungsbehörde sollte zudem sicherstellen, dass die Ausweisung geeigneter Standorte in den Netzentwicklungsplänen nicht allein im Ermessen des Netzbetreibers liegt, sondern einer unabhängigen Überprüfung und Genehmigung durch die E-Control unterliegt.

V. Fehlende Bankfähigkeit und Investitionssicherheit

Stand-alone-BESS auf den Netzebenen 1 und 3 sind kapitalintensive Infrastrukturprojekte, die über institutionelle Investoren finanziert werden. Diese Investoren – Pensionsfonds, Infrastrukturfonds, Versicherungen – unterliegen strengen aufsichtsrechtlichen Anforderungen und führen umfassende Due-Diligence-Prüfungen durch. Für die Finanzierung benötigen sie drei Voraussetzungen: prognostizierbare Erlösströme, kalkulierbare Kosten und eine belastbare rechtliche Grundlage.

Die vorgeschlagene Konstruktion erfüllt keine dieser Voraussetzungen hinreichend. Die Freistellung vom Netzentgelt hängt von einem Ausschreibungsergebnis ab, das zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung nicht prognostizierbar ist. Die Betriebseinschränkungen durch Hüllkurven sind ex ante nicht quantifizierbar. Die Abhängigkeit von Netzentwicklungsplänen, die noch nicht existieren, macht eine belastbare Standortplanung unmöglich.

Darüber hinaus ist zu betonen, dass Stand-alone-Batteriespeicher in Österreich keine öffentlichen Fördermittel erhalten. Anders als etwa Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger, die über das EAG gefördert werden, tragen BESS-Betreiber das volle Investitions- und Marktrisiko selbst. Die Netzentgeltfreistellung nach § 127 Abs. 3 ElWG ist der einzige regulatorische Anreiz, den der Gesetzgeber für systemdienliche Speicher vorgesehen hat. Wenn dieser Anreiz durch die kumulative Wirkung der vorgeschlagenen Kriterien faktisch entwertet wird,

entfällt die wirtschaftliche Grundlage für private Investitionen in Speicherinfrastruktur in Österreich.

Die Konsequenz ist absehbar: Institutionelles Kapital wird in Märkte mit klareren regulatorischen Rahmenbedingungen fließen. Deutschland, Italien und das Vereinigte Königreich haben bereits bankfähige Rahmenbedingungen für Großspeicher geschaffen. Österreich droht im europäischen Wettbewerb um Speicherinvestitionen zurückzufallen – mit negativen Auswirkungen auf die Erreichung der in § 5 ElWG verankerten Klima- und Energieziele.

VI. Beantwortung der Fragestellungen der Marktkonsultation

Zu Frage 1 (Abschnitt 2.3.1): Wie sollten die Zuschlags- bzw. Reihungskriterien für die wettbewerblichen Ausschreibungen ausgestaltet werden?

Die Reihungskriterien sollten nicht ausschließlich auf die vom Bieter angebotene Vergütung abstellen. Ein rein preisbasiertes Zuschlagskriterium benachteiligt Entwickler, welche früh in den Speicherausbau investiert haben und entwertet damit die Vorleistungen jener, die bereits hohe Kosten für Grundstückssicherung, Netzanschlussplanung, Gutachten, technische Planung und Genehmigungsverfahren getragen haben. Stattdessen sollte ein mehrdimensionales Bewertungsschema zur Anwendung kommen, das technische Eignung, Netzbeitrag und den Entwicklungsstand des Projekts gleichermaßen berücksichtigt. Insbesondere sollten die Verfügbarkeit und Reaktionszeit des Speichers, der quantifizierbare Beitrag zur Engpassvermeidung, die technischen Fähigkeiten (Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit) sowie der Nachweis bestehender Vorentwicklungen (gesichertes Grundstück, Netzanschlussbestätigung, etc.) als Kriterien herangezogen werden.

Zu Frage 2 (Abschnitt 2.3.1): Welche Vorgaben zu der Durchführung der Ausschreibungen bzw. nähere Vorgaben über Ausschreibungsrunden sind notwendig?

Wir regen an, dass die E-Control klare und verbindliche Leitlinien für die Durchführung des Ausschreibungsverfahrens erlässt, die Folgendes sicherstellen: Transparenz über die Bewertungskriterien und deren Gewichtung vorab, Mindestfristen für die Vorbereitung und Einreichung von Angeboten, eine unabhängige Prüfung der Ausschreibungsbedingungen durch die Regulierungsbehörde, regelmäßige Ausschreibungsrunden in planbaren Intervallen und eine Deckelung der vom Bieter zu leistenden Vergütung, um den Zweck der gesetzlichen Freistellung nicht zu untergraben. Von zentraler Bedeutung ist darüber hinaus eine Übergangsregelung, die sich bereits in fortgeschrittenem Entwicklungsstadium befinden. Entwickler, die nachweislich in Grundstücke, Netzanschlussplanung und Genehmigungsverfahren investiert haben, müssen einen klaren Pfad zur Qualifikation erhalten – sei es durch bevorzugte Berücksichtigung im Ausschreibungsverfahren oder durch eine Befreiung von der Ausschreibungspflicht bei Nachweis der Vorentwicklung. Ohne eine solche Regelung werden getätigte Investitionen in österreichische Flexibilitätsressourcen nachträglich entwertet und das Signal an den Markt ist verheerend: Wer zuerst entwickelt wird bestraft und verliert den durch eigene Investitionen geschaffenen Marktvorteil. Wer abwartet und nichts beiträgt, kann die reifen Früchte der anderen ernten.

VII. Konkrete Vorschläge

Zusammenfassend regen wir die folgenden Anpassungen an:

1) Übergangsregelung:

   Einführung eines Interimsmechanismus für die Beurteilung der Systemdienlichkeit bis zum Vorliegen der Netzentwicklungspläne.

2) Erweiterung der Systemdienlichkeitskriterien:

   Anerkennung von Beiträgen zur Versorgungssicherheit und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen als eigenständige Elemente der Systemdienlichkeit.

3) Begrenzung der Betriebseinschränkungen:

   Festlegung regulatorischer Obergrenzen für Einschränkungen durch Hüllkurven.

4) Vergütung der Blindleistung:

   Entschädigung oder zumindest Berücksichtigung der wirtschaftlichen Nachteile aus der Blindleistungsbereitstellung.

5) Reform der Ausschreibungssystematik:

   Mehrdimensionale Zuschlagskriterien statt reiner Vergütungsmaximierung, um den Zweck der gesetzlichen Freistellung zu wahren. Berücksichtigung von Vorinvestitionen und Entwicklungsstand als Zuschlagskriterium.

6) Berücksichtigung bestehender Vorentwicklungen:

   Übergangsregelung für Projekte mit nachweislich gesicherten Grundstücken, Netzanschlussbestätigungen oder fortgeschrittenen Genehmigungen – bevorzugte Zuschlagserteilung oder Befreiung von Ausschreibungsverfahren, um die nachträgliche Entwertung getätigter Investitionen zu verhindern und Planungssicherheit herzustellen.

7) Sicherstellung der Diskriminierungsfreiheit:

   Unabhängige Überprüfungsmechanismen für Entscheidungen der Netzbetreiber in ihrer Doppelrolle.

8) Investitionssicherheit:

   Klarstellung, dass die Einstufung als systemdienlich nicht rückwirkend entzogen werden kann und für den in § 127 Abs. 3 ElWG vorgesehenen Zeitraum von 20 Jahren Bestandsschutz genießt.

VIII. Schlussfolgerung

Österreich benötigt erhebliche Investitionen in Flexibilitätsressourcen, um die Energiewende zu bewältigen und die Versorgungssicherheit in einem zunehmend auf volatile erneuerbare Erzeugung gestützten System zu gewährleisten. Stand-alone-Batteriespeicher auf Höchst- und Hochspannungsebene leisten hierzu einen wesentlichen Beitrag. Sie erbringen einen erheblichen volkswirtschaftlichen Nutzen – von der Netzstabilisierung über die Reduktion von Engpasskosten bis zur Bereitstellung systemrelevanter Flexibilität.

Diese Investitionen werden ausschließlich von privaten Kapitalgebern getragen, ohne öffentliche Förderung. Damit die systemisch notwendige Flexibilität ausgebaut werden kann, ist eine planbare regulatorische Basis unerlässlich. Die vorgeschlagenen Kriterien in ihrer aktuellen Form bieten diese Planbarkeit nicht.

Besonders kritisch ist, dass zahlreiche Entwickler – darunter Futura Valorem – bereits erheblich in konkrete Standorte investiert haben: Grundstücke wurden gesichert, Netzanschlüsse geplant, Genehmigungsverfahren vorbereitet und eingeleitet. Ein Ausschreibungsdesign, dass diese bestehenden Investitionen nicht anerkennt und es anderen Marktteilnehmern ermöglicht, mangels Vorinvestitionen, bereits entwickelte Standorte durch höhere Gebote zu übernehmen, benachteiligt all jene, die sich über Jahre für den Speicherausbau engagieren und zerstört das Vertrauen in den regulatorischen Rahmen. Wenn Österreich die dringend benötigen privaten Investitionen in Speicherinfrastruktur sicherstellen will, muss die Regulierung hier planbare Bedingungen ermöglichen. Denn ohne gesicherte Netznutzungsentgeltbefreiungen zeigt sich der österreichische Großspeichermarkt auf Grund der hohen bidirektionalen Netzkosten im Vergleich zu alternativen europäischen Standorten nicht wettbewerbsfähig.

Wir ersuchen die E-Control, die oben dargelegten Bedenken bei der Finalisierung der SNE-Grundsatzverordnung zu berücksichtigen und laden zu einem vertiefenden Dialog ein.

Freundliche Grüße



Mario Kaufmann | Futura Valorem Renewable Energy GmbH

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000358
Flower_Stellungnahme zur Marktkonsultation SNE-G - Teil 2.pdf

FLOWER

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control)

Rudolfsplatz 13a

1010 Wien

Per E-Mail an: recht-post@e-control.at

Wien, 19.03.2026

Stellungnahme von Flower Infrastructure Technologies Austria GmbH (Flower) zur Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (Teil 2)

Sehr geehrte Damen und Herren,

Flower Infrastructure Technologies Austria GmbH ("**Flower**") bedankt sich für die Gelegenheit, zur vorliegenden Marktkonsultation zur SNE-GV - Teil 2 ("**Marktkonsultation**") Stellung nehmen zu dürfen.

Als Betreiber von Batteriespeicheranlagen ("**BESS**") in anderen EU-Mitgliedstaaten und geplant in Österreich, möchten wir im Rahmen der Marktkonsultation zum vorliegenden Entwurf der SNE-GV Teil 2 ("**Verordnungsentwurf**") - insbesondere zu Punkt 2.3.1 - folgende wesentliche Bedenken und Verbesserungsvorschläge einbringen. BESS sind zentrale Bausteine der Energiewende – sowohl für die Integration erneuerbarer Energien als auch zur Entlastung der Netze und die Vermeidung teuren Netzausbaus. Der aktuelle Verordnungsentwurf setzt Fehlanreize schränkt Investitionssicherheit ein und überlässt Netzbetreibern unverhältnismäßig weitreichende Gestaltungsmacht.

Die vorgeschlagenen Voraussetzungen für einen systemdienlichen Betrieb in der Marktkonsultation sind äußert restriktiv und ist daher davon auszugehen, dass eine Großzahl der geplanten Batteriespeicher-Projekte auf dieser Basis nicht umgesetzt werden kann.

Diese Stellungnahme bezieht sich grds nur auf die Verteilernetzebene sofern die Übertragungsnetzbetreiber nicht gesondert genannt sind.

1 Grundsätzliches

1.1 Unnötige Begrenzung von Kriterien

Es erfolgt eine unnötige Begrenzung der möglichen Kriterien für den systemdienlichen Betrieb. Konkret lautet § 6 (1) Z 148 ElWG nämlich:

"*„systemdienlicher Betrieb" die Betriebsart einer Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicheranlage, bei der systemdienlicher Nutzen im Sinne von Kostenreduktionen,*

Kostenvermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit erbracht wird, ***insbesondere*** *durch die Erbringung einer* ***Flexibilitätsleistung****, den Betrieb an einem bestimmten, durch die* ***Ausweisung*** *im* ***Netzentwicklungsplan*** *für das Verteiler- oder Übertragungsnetz* ***definierten Standort*** *oder nach den* ***Anforderungen des Netzbetreibers*** *(...)".*

Der Gesetzestext sieht eindeutig durch das Wort "*insbesondere*" keine abschließende Aufzählung der möglichen Kriterien vor, sondern nur eine Hervorhebung von derzeit drei Kriterien.

Die Regulierungsbehörde kann daher hier auch andere, relevante Kriterien ins Treffen führen und muss sich nicht auf die genannten beschränken oder diese im Einzelnen priorisieren.

1.2 Keine zwingende Kumulierung der Kriterien erforderlich

Der Gesetzestext schreibt explizit keine Kumulierung der Kriterien zur Erlangung der Systemdienlichkeit vor, sondern trifft vielmehr eine Auswahl. Dies wird speziell durch das Wort "*oder*" klargestellt, womit der Gesetzgeber hier Optionsmöglichkeiten vorsieht. Die Erlangung der Systemdienlichkeit an die kumulierte Kriterien-Erfüllung zu knüpfen, stellt eine gesetzlich nicht gedeckte, sowie unnötige Hürde für Betreiber von Batteriespeicheranlagen dar, weil verlangt wird, dass alle Kriterien erfüllt sein müssen. Da hier strenger vorgegangen wird, als es der Gesetzestext vorsieht, könnte dies auch bedeuten, dass die Regelung nicht im Einklang mit dem Gesetz steht.

Gleichzeitig ist nicht jedes Kriterium an sich zwingend notwendig, um einen systemdienlichen Nutzen einer BESS darzustellen. Folglich wird es somit nur wenigen Betreiber von Batteriespeicheranlagen möglich sein, in den Genuss der Systemdienlichkeit zu kommen, was viele davon abschrecken wird, derartige Projekte weiter zu verfolgen.

Dies wirkt sich nachteilig auf die Netzstabilität aus, die stark auf den Einsatz von BESS angewiesen ist, sowie auf den Wirtschaftsstandort Österreich. Denn BESS werden nicht über öffentliche Fördermittel, sondern derzeit vollständig privat finanziert. Dadurch geht die gesamte wirtschaftliche Wertschöpfung verloren – insbesondere auch durch entgangene Investitionen aus dem Ausland.

Ebenfalls nicht nachvollziehbar ist die Begründung der Regulierungsbehörde für die Forderung nach der kumulativen Erfüllung der Kriterien. Die Regulierungsbehörde führt an, dass die 20-jährige Befreiung von den bezugsseitigen Netzentgelten in Umfang und Besonderheit außergewöhnlich sei und systemdienliche BESS dadurch geringere Netzentgelte entrichten würden, die anschließend vom "restlichen Markt" auszugleichen seien. Vor diesem Hintergrund habe sie bewusst einen strengen Rahmen vorgegeben, weil dies dem Sinne des "Verursacher-Prinzips" entsprechen würde.

Die Argumentation der Regulierungsbehörde greift aus mehreren Gründen zu kurz:

- Erstens erkennt bereits der Gesetzgeber den Nutzen von Batteriespeicheranlagen ausdrücklich darin, Netzausbaupotenziale zu vermeiden und zur Stabilisierung des Netzes beizutragen. Dies ist insbesondere deshalb von Bedeutung, weil die maßgeblichen

Kostentreiber im Stromnetz primär in den Investitionen für den Netzausbau liegen. Eine Reduktion der bezugsseitigen Netzentgelte ist daher sachlich gerechtfertigt, weil ein geringerer Ausbaubedarf auch zu einer Entlastung der allgemeinen Netzkosten führt.

- Zweitens werden BESS – anders als etwa Photovoltaik- oder Windkraftanlagen – nicht durch Fördermechanismen subventioniert, sondern vollständig privat finanziert. Eine Kostenverlagerung innerhalb des Systems findet somit nicht statt. Daher sollten BESS nicht als "Verursacher" oder gar reinen "Profiteure" angesehen werden, sondern als Marktteilnehmer, die strukturell zur Kostensenkung im bzw des Systems beitragen.
- Drittens mag zwar die bezugsseitige Netzentgeltbefreiung für 20 Jahre auf den ersten Blick umfassend wirken, diese ist aber in Relation zu den Investitionskosten von Batteriespeicheranlagen selbst und den Vermeidungskosten für einen noch teureren Netzausbau zu sehen. Der Amortisationszeitraum der rein privat finanzierten Batteriespeicheranlagen wird in der Regel mit rund 7–10 Jahren angesetzt. Damit erweist sich jedoch lediglich nur etwa die Hälfte des vorgesehenen Befreiungszeitraums – sofern überhaupt – als wirtschaftlich relevant für die Betreiber. Vor diesem Hintergrund ist die Netzentgeltbefreiung im Verhältnis zu den tatsächlichen Investitions- und Betriebskosten sowie im Lichte der energiewirtschaftlichen Zielsetzungen deutlich milder zu bewerten, als dies die Regulierungsbehörde momentan vorsieht.

1.3 Netzbetreibern erhalten zu viele Kompetenzen und Ermessen

Der Verordnungsentwurf räumt Netzbetreibern weitreichende Befugnisse ein – von der Auswahl "geeigneter Standorte" über die Festlegung von Betriebsrestriktionen ("**Hüllkurven**") bis hin zu Blindleistungs- und weiteren technischen Vorgaben. Diese Freiheit birgt erhebliche Risiken:

- Marktzugang wird zur Ermessenentscheidung einzelner VNB/ÜNB.
- Investitionsprojekte sind abhängig von Netzbetreiberpräferenzen, statt von objektiven Kriterien.
- Transparenz und Nachvollziehbarkeit fehlen, insbesondere bei der Standortausweisung und bei den Einschränkungsrechten.

Damit wird der Wettbewerb zu stark verzerrt, und private Investitionen werden entmutigt – entgegen den eigentlichen energiepolitischen Zielen (Netzentlastung, private Kapitalmobilisierung statt Netzausbau auf Steuerkosten).

1.4 Batteriespeicheranlagen sind sinnvoll

Der Gesetzgeber hebt die Signifikanz von Batteriespeicher in § 118 (3) Z 6 ElWG bewusst hervor, wenn er ausführt, dass der Netzplan Angaben zu "*Energiespeicheranlagen und anderen Ressourcen, auf die der Verteilernetzbetreiber als Alternative zum Netzausbau zurückgreift*," enthalten soll. Batteriespeicher sollten dementsprechend auch sinnvoll gefördert und nicht restriktiv behandelt werden.

Flower Infrastructure Technologies Austria GmbH
Seitenstettengasse 5/37 1010 Wien, Österreich
Firmennummer FN 610858x

Zudem ist zu berücksichtigen, dass BESS nicht nur eine sinnvolle Maßnahme zur Vermeidung von Netzausbau darstellen, sondern vor allem für den dezentralen erneuerbaren Energiemarkt von zentraler Bedeutung sind. Sie helfen, Erzeugungsschwankungen auszugleichen und die Einspeisung aus Photovoltaik und Windkraft effizienter zu nutzen. Durch die bessere Integration bzw effizientere Nutzung heimischer erneuerbarer Energien können fossile Importabhängigkeiten reduziert werden. Batteriespeicher leisten somit nicht nur einen Beitrag zur Netzstabilität, sondern erhöhen auch die energiepolitische Resilienz Österreichs und sollten somit als aktiver Teil der Energieinfrastruktur gesehen werden können. Angesichts der aktuellen geopolitischen Lage und der Volatilität internationaler Energiemärkte ist der rasche Ausbau von Speicherinfrastruktur daher auch eine Frage der Versorgungssicherheit - ein Ziel, das aktiv unterstützt und gefördert werden sollte.

1.5 Überdenken der Intention der SNE-GV Teil 2 erforderlich

Die Kombination aus:

- begrenzter physischer Fläche,
- Ausschreibungszwang,
- Reihung nach Zahlungsbereitschaft,

führt dazu, dass nur sehr wenige und wirtschaftlich privilegierte Akteure einen Zuschlag erhalten.

Dies ist nicht im Interesse des Systems, da es die dringend notwendige breite Speicherintegration verhindert und letztlich zu höheren Netzausbaukosten führt – genau jenem Kostenblock, den das Gesetz eigentlich reduzieren möchte.

In der Gesamtübersicht erweist sich das geplante Verfahren aufgrund der Vielzahl zwingend einzuhaltender Einzelschritte als ausgesprochen formalistisch und in hohem Maß bürokratisch. Die damit verbundene Komplexität führt absehbar zu erheblichen zeitlichen Mehraufwänden - für Projektanten und die VNB - und würde die Umsetzung geplanter Projekte weiter verzögern.

Um diese negativen Auswirkungen zu begrenzen, ist es daher zwingend erforderlich, für die Zuschlagserteilung der Systemdienlichkeit grundsätzlich eine sehr kurze bzw engbemessene Frist vorzusehen, sodass unnötige Wartezeiten und Verfahrensstockungen vermieden werden können. Um diesem wichtigen Aspekt mehr Gewicht zu verleihen, sollte die Genehmigungsfiktion gesetzlich verankert werden, sodass ein Verstreichen der Begutachtungsfrist als Zustimmung zur Erteilung der Systemdienlichkeit gewertet wird.u

Empfehlung:

→ **Erweiterung bzw Auflockerung des Kriterienkatalogs;**

→ **Keine Kumulierung der Kriterien;**

→ **Reduktion der Kompetenzen von VNB;**

Flower Infrastructure Technologies Austria GmbH
Seitenstettengasse 5/37 1010 Wien, Österreich
Firmennummer FN 610858x

→ **Anerkennung von Batteriespeicher als essenzieller der Energieinfrastruktur und entsprechende Würdigung;**

→ **Kurze und sachgerechte Fristen zur Erteilung der Systemdienlichkeit; und**

→ **Genehmigungsfiktion im Fall des Fristverstreichens.**

2 Standortkriterium

Der Verordnungsentwurf verlangt, dass BESS *"an einem geeigneten Standort gemäß Netzentwicklungsplan"* errichtet werden müssen, um als systemdienlich zu gelten. Richtig ist, dass das ElWG in § 118 (3) Z 11 im Rahmen des Netzentwicklungsplans der Verteilernetzbetreiber vorsieht, dass Angaben *"zu geeigneten Standorten für einen systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen und Stromerzeugungsanlagen"* erfolgen soll.

Problematisch hierbei ist:

a) **Definition "geeigneter Standort" bleibt letztlich unklar**
Obwohl die Marktkonsultation selbst in Punkt 2.3 festhält, dass der Standort *notwendig, aber nicht hinreichend* ist, wird dennoch das Standortkriterium als das Kernkriterium festgemacht. Die Ausweisung erfolgt laut Verordnungsentwurf durch die Netzbetreiber selbst – ohne verpflichtende Transparenzstandards oder methodische Vorgaben.

b) **Gefahr einer extremen räumlichen Konzentration**
Folgt man den letzten Verteilernetz-NEPs aus dem Jahr 2024, entsteht der Eindruck, dass "geeignete Standorte" fast ausschließlich:

- in unmittelbarer Nähe zu Umspannwerken ("**UW**") oder
- an wenigen neuralgischen Netzpunkten liegen sollen.

Dies würde aber den Bedarf an *dezentral verteilter Flexibilität* verkennen und ist eindeutig zu kurz und eng gedacht. Denn die verfügbare Fläche rund um Umspannwerke ist signifikant beschränkt. Das bedeutet:

- Es können physisch nur wenige (und allenfalls zu kleine) Projekte realisiert werden.
- Die Standortlogik führt zu einer planerischen Verengung des Marktes, obwohl BESS flexibel und dezentral einsetzbar sind.
- Dadurch entsteht eine faktisch künstliche Knappheit an möglichen Speicherstandorten – völlig unabhängig vom tatsächlichen technischen Potenzial oder Netzbedarf.

Dies widerspricht energie- und netzpolitischen Zielen. Eine künstliche Verknappung widerspricht klar den Zielen der Energiespeicherpolitik:

- Dezentrale Speicherintegration ist für die Energiewende essenziell, um Netzengpässe überall im Land abzufedern.
- Eine Konzentration auf wenige Punkte bzw Örtlichkeiten bedeutet, dass viele technisch sinnvolle Projekte ausgeschlossen werden, obwohl sie an anderen Netzpunkten ebenfalls Kostenreduktion, Flexibilität und Netzstabilität bringen könnten.
- Die Suggestion, nur die Umspannwerksnähe sei systemdienlich, ist technisch nicht haltbar und blockiert dringend benötigte zusätzliche Kapazität.

Im Ergebnis wird der Speicherausbau gebremst.

c) Bereits geplante und im Bau befindliche Projekte wären benachteiligt

Viele Projekte wurden auf Basis heute geltender Regeln, technischer Netzanalysen und Investitionsentscheidungen entwickelt. Der Verordnungsentwurf könnte rückwirkend bewirken, dass:

- Projekte keine Tariffreistellungen erhalten, weil sie zufällig nicht von VNB/ÜNB als geeigneter Punkt ausgewiesen wurden,
- damit wirtschaftliche Grundlagen zerstört werden, und
- der Netzausbaubedarf steigt, obwohl Speicher genau diesen vermeiden sollen.

d) Auflockerung des Standortkriteriums

Ein Anschluss darf nicht ausschließlich dann als systemdienlich qualifiziert werden, wenn er unmittelbar im oder Nahe des Umspannwerks erfolgt. In der praktischen Netzplanung ist es keineswegs ungewöhnlich, dass an netztechnisch hochrelevanten Standorten keine freien Schaltfelder auf der bestehenden Sammelschiene mehr zur Verfügung stehen. In solchen Konstellationen sind alternative Anschlusslösungen – etwa Stichanschlüsse an eine bestehende Leitung oder über einen Portalanschluss realisiert wird oder sonstige technisch gleichwertige Varianten – in die Bewertung einzubeziehen, selbst wenn diese nicht im unmittelbaren räumlichen Umfeld des Umspannwerks gelegen sind. Denn derartige Optionen eine identische netztechnische Wirkung entfalten und sollten daher gleichgestellt werden.

Eine Beschränkung auf ausschließlich im Umspannwerk realisierbare Anschlüsse würde der tatsächlichen Netzsituation nicht gerecht und könnte systemdienliche Projekte ohne sachlichen Grund ausschließen. Eine Bewertung der Systemdienlichkeit sollte daher auf der netztechnischen Wirkung im jeweiligen Netzabschnitt basieren und nicht ausschließlich auf der physischen Nähe zu einem Umspannwerk

Insgesamt braucht es daher:

- weit gefasste und nachvollziehbare Kriterien,
- mehrere geeignete Standortkategorien,
- dezentralere Ausweisungen,
- und vollständige sowie sehr zeitnahe Transparenz der Netzbetreiber über Methodik und Auswahl.

Empfehlung:

→ **klare, bundesweit einheitliche Kriterien;**

→ **Transparenzpflichten für NEP/V-NEP-Standortausweisungen;**

→ **Bestandsschutz bzw. Übergangsregeln für laufende Projekte; und**

→ **Auflockerung des Standortkriteriums - Vermeidung einer zu engen Interpretation, dass nur die unmittelbare Umgebung von Umspannwerken relevant ist.**

3 Ausschreibungsverfahren

Die Auktionslogik ist fehlgeleitet und systemschädlich.

Der Verordnungsentwurf sieht vor, dass der Zuschlag für systemdienliche Speicher an den *Meistbietenden* vergeben wird. Diese Logik ist aus folgenden Gründen deplatziert:

a) Ziel der SNE-GV ist nicht fiskalische Einnahmenmaximierung

Ein Auktionssystem wie bspw bei der Vergabe von Mobilfunklizenzen ignoriert, dass Energiespeicher:

- öffentliche Infrastruktur entlasten,
- Netzausbaukosten reduzieren,
- die Energiewende beschleunigen.

Das Ziel ist es gerade nicht, einer kleinen Gruppe von Akteuren als Meistbietende eine begrenzte Zahl von Plätzen zu vergeben. Es geht eben nicht um die Vergabe der bestehenden Frequenzen als Infrastruktur per se, sondern um Netzentlastung zur Vermeidung weiteren Ausbaus der Infrastruktur.

b) Unnötige Bürokratisierung der VNB

Gleichzeitig verursachen derartige Vergabeverfahren eine unnötige bürokratische Komplexität, die hohe Kosten mit sich bringt. Auf diese sind die VNB offenkundig nicht vorbereitet sind. Es ist zu erwarten, dass dadurch Mehrkosten entstehen, die wiederum über die Netzentgelte weitergegeben werden. Denn es ist überdies nicht anzunehmen, dass die Vergütungen, die ja nur erfolgreiche Batteriespeicherbetreiber entrichten, diese Mehrkosten decken.

Vielmehr sollte es Ziel der Systemdienlichkeits-Regulierung sein, diese zu vereinfachen und nicht zu verkomplizieren.

c) **"Meistgebot" benachteiligt effiziente Projekte**
Finanzstarke Akteure erhielten systematisch Vorteile, unabhängig davon, wie systemdienlich oder effizient ihr Projekt ist. Auf Basis des vorgesehenen Ausschreibungsverfahrens würden die dahinterstehenden Projekte nämlich nicht nach positivem Einfluss auf die Entlastung der Netzinfrastruktur gereiht, sondern ausschließlich nach Höhe der Vergütung. Einige wenige Marktakteure mit potenziell weniger geeigneten Projekten könnten daher eine Vielzahl von sinnvolleren Projekten behindern. Dies sollte nicht das Ziel sein. Die Priorität muss daher die Systemdienlichkeit sowie die Umsetzung möglichst vieler, sinnvoller Projekte sein – nicht aber die Zahlungsbereitschaft einzelner Batteriespeicherbetreiber oder Investoren.

d) **Netzausbau auf Kosten der Allgemeinheit droht**
Wenn weniger, aber dafür teure Projekte realisiert werden, fehlt Flexibilität im Netz – und der staatlich finanzierte Netzausbau wird notwendig. Dieser wird von den BürgerInnen über die Netzentgelte getragen. Ein klassischer Fehlanreiz.

e) **"Systemdienlichkeits-Prüfung" statt Ausschreibung**
Von dem fehlgeleiteten Ausschreibungsverfahren ist jedenfalls abzusehen, weil es nicht zielführend ist und die falschen Aspekte bevorzugt. Eine sinnvollere, effizientere und zielgerichtetere Variante stellt eine "Systemdienlichkeits-Prüfung".
Diese könnte vom jeweiligen VNB durchzuführt werden, jedoch sind die Prüfungs-Kriterien zu generalisieren und bundesweit zu vereinheitlichen. Eine Abweichung darf nur aus sachlich gerechtfertigten Gründen erfolgen um eine bundesweite Gleichbehandlung der Speicherprojekte sowie eine Harmonisierung der Prüfung zu gewährleisten. Die E-Control könnte als Letzt-Prüfungsinstanz fungieren, damit eine Gesamtübersicht gewahrt bleibt.

Vorgeschlagen wird, dass die Systemdienlichkeits-Prüfung gegen einen gesetzlich fixierten Pauschalbetrag erfolgen soll. Der Pauschalbetrag dient als Vergütung des administrativen Aufwands des VNB, nicht jedoch zur Einnahmengenerierung. Gleichzeitig soll der VNB aber dadurch verpflichtet werden, sich rigoros an einen engen zeitlichen Rahmen des Prüfungsverfahrens zu halten (siehe hierzu auch oben zu Punkt 1.4).

Der Pauschalbetrag für die Prüfung ist mit den Gebühren im jeweiligen Anschlussvertrag – unabhängig davon, ob es sich um einen Standardanschlussvertrag oder einen Flexiben-Netzanschlussvertrag handelt – vollständig anzurechnen, um eine unzulässige Doppelvergütung des VNB auszuschließen. Verzichtet der Speicherbetreiber trotz positiver Systemdienlichkeitsprüfung freiwillig auf die Inanspruchnahme eines Zuschlags, erfolgt hingegen keine Anrechnung; in diesem Fall verbleibt der Pauschalbetrag beim VNB.

Empfehlung:

→ **Ausschreibungsverfahren per se nicht notwendig - die Bestätigung des Standorts durch den VNB sollte ausreichend sein und kann gegebenenfalls durch eine vorab gesetzlich fixierte Bearbeitungsgebühr für den VNB abgegolten werden;**

→ **Statt "Ausschreibungen" als klassisches Bieterverfahren, die automatische Gewährung der Systemdienlichkeit bei Erfüllung eines definierten Kriterienkatalogs auf Basis einer Systemdienlichkeits-Prüfung – ohne Bevorzugung durch Meistgebote an den VNB.**

→ **muss netzseitiger Nutzen, technische Eignung, schnelle Umsetzbarkeit und Systemeffizienz sein – nicht die höchste Zahlung;**

→ **Zahlungsgebote sollten maximal als sekundäre Kriterien fungieren; und**

4 Vorgaben Betriebsbereich durch Hüllkurven

Der Verordnungsentwurf sieht umfassende Rechte der Netzbetreiber vor, BESS-Betriebsbereiche in Einspeise- oder Bezugsrichtung einzuschränken (*Hüllkurven*). Dies ist aus Sicht der Netzbetreiber für mehr Planbarkeit nachvollziehbar. Positiv ist, dass dies vom Netzbetreiber grds vorab zu quantifizieren ist, um Speicherbetreibern eine möglichst akkurate Risikoeinschätzung und zu erwartende Nachteile zu ermöglichen.

Es ist aber davon auszugehen, dass es sich hier nur eine erste Einschätzung des Netzbetreibers zum Zeitpunkt der Gewährung der Systemdienlichkeit handeln kann, da es sich um ein dynamisches System handelt, welches sich durch die Hinzunahme bzw Wegfall von weiteren (Speicher-)Akteuren ändert. Es ist daher wichtig, dass der Umfang und Häufigkeit solcher Eingriffe immer mit entsprechender Vorlaufzeit bekannt gegeben wird.

Generell ist aber die Befugnis der VNB dahingehend einzuschränken, dass eine Beschränkung nur (i) aufgrund von spezifischen Kriterien zulässig sein soll bzw (ii) keine generelle Beschränkung erfolgt, sofern dies nicht tatsächlich notwendig ist bzw (iii) bestehende Beschränkungen umgehenden gelockert werden, sofern dies die Netzstabilität zulässt. Beschränkungen dürfen daher ausschließlich in tatsächlich zwingenden Konstellationen und lediglich für den absoluten Ausnahmefall (*Worst Case*) vorgesehen werden.

Sollte es tatsächlich zu einer Begrenzung kommen, stellt sich die Frage, ob diese marktweit und damit für sämtliche BESS einheitlich und zeitgleich erfolgt oder nur regional, lokal bzw sogar

individualisiert vorgesehen sind. Falls keine universellen bzw flächendeckenden Beschränkungen vorgesehen sind, wären alternierende Begrenzungsintervalle vorzusehen, um Chancengleichheit und eine diskriminierungsfreie Behandlung aller Anlagen sicherzustellen. Eine solche "alternierende Begrenzung" würde gewährleisten, dass einzelne Betreiber nicht systematisch benachteiligt werden.

Gleichzeitig ist anzumerken, dass flexibel und unabhängig betriebene Speicher einen deutlich höheren Nutzen für das Gesamtsystem als vertraglich fragmentierte Speicher leisten können. Einschränkungen sollten daher nur in klar definierten und wirklich notwendigen Situationen zulässig sein – und zwar bundesweit einheitlich für alle VNB. So wird verhindert, dass jeder VNB eigene Beschränkungen festlegt, die den operativen Betrieb massiv beeinträchtigen könnten. Jede andere Vorgehensweise würde zudem die wirtschaftliche Planbarkeit erheblich erschweren.

Unverständlich ist zudem die zusätzliche Befugnis der Netzbetreiber "*weitere Einschränkungen im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens [zu] definieren*" - wie zB Leistungsgradienten. Auch wenn Batteriespeicher schnell auf Leistungsänderungen reagieren können, kann dies zu einer zusätzlichen Einengung der Betriebsweise einer BESS kommen.

Dabei darf nicht außer Acht gelassen werden, dass Speicher, die Arbitrage betreiben, sehr wohl einen systemdienlichen Beitrag leisten. Dieser Nutzen sollte nicht unnötig oder pauschal eingeschränkt werden.

Empfehlung:

→ **Keine generellen Beschränkungen, sondern nur situationsbedingt sowie zwingend erforderlich;**

→ **Einheitliche, klare sowie bundesweite Obergrenzen für Eingriffe für alle VNB;**

→ **Diskriminierungsfreie Behandlung im Falle von Begrenzungen;**

→ **Transparente und langfristige Prognosemodelle;**

→ **Vollständige Entschädigung für Einschränkungen, die von der definierten notwendigen Situation abweichen; und**

→ **Anerkennung von Arbitrage als systemdienlich.**

5 Vorgaben Blindleistungsverhalten

Der Verordnungsentwurf verlangt die verpflichtende Einhaltung der Blindleistungsvorgaben des Netzbetreibers – dies jedoch ohne Anspruch auf Entschädigung für die erlittenen wirtschaftlichen Nachteile oder Kosten. Das ist sachlich nicht gerechtfertigt und inkonsequent, denn:

- Blindleistungsbereitstellung ist eine Systemdienstleistung.
- Sie verursacht Investitions- und Betriebsaufwand.
- Im Marktumfeld wird Blindleistung vergütet bzw über die Blindenergieentgelte verrechnet – außer in diesem Verordnungsentwurf.

Folgt man dieser Logik insgesamt, würde das Blindleistungsverhalten der BESS unentgeltlich zum Vorteil des jeweiligen VNB abgerufen, während anderen Marktteilnehmern – insbesondere Erzeugern – Blindenergieentgelte zur Kompensation der Netzbelastung in Rechnung gestellt werden. Damit entstünde ein einseitiger Vorteil für den VNB zulasten der BESS. Dies ist speziell vor der Entwicklung, dass Bereitstellung von Flexibilität, zu der auch Blindleistung gehört, an Bedeutung, gewinnt, um Netzspitzen zu managen, irritierend.

Gerade BESS können technisch erheblich zur Bereitstellung dieser Leistungen beitragen. Umso inkonsequenter wirkt es, dass hierfür kein Anspruch auf eine angemessene Entschädigung vorgesehen ist.

Empfehlung:

→ **Verpflichtende Entschädigung für Blindleistungsbereitstellung**

6 Verpflichtender APG-Vertrag

Der Verordnungsentwurf verlangt einen aufrechten Vertrag mit dem Regelzonenführer (APG) über Flexibilitätsleistungen gemäß § 140 (1) Z 1b ElWG im Rahmen des Engpassmanagements. Positiv hervorzuheben ist, dass hier der Ersatz der wirtschaftlichen Kosten und Nachteile durch die geleisteten Flexibilitätsleistungen - im Gegensetz zum Blindleistungsverhalten - vergütet wird.

Dennoch ist hervorzuheben, dass ein Kontrahierungszwang mit der APG den Markt unnötig einschränkt.

Empfehlung:

→ **Keine Verpflichtung, sondern Bevorzugung/Vorteile für Projekte, die Leistungen erbringen – aber keine Ausschlusswirkung für andere Projekte.**

7 Schlussfolgerung

Der vorliegende Verordnungsentwurf setzt falsche systemische Anreize, schwächt Planungssicherheit und behindert den Ausbau dringend benötigter Batteriespeicher. Statt private Investitionen zu fördern, werden zusätzliche Hürden aufgebaut und Netzbetreibern unverhältnismäßige Entscheidungskompetenzen übertragen.

Unsere zentralen Empfehlungen:

→ **Standortkriterium klar, transparent, nichtdiskriminierend ausgestalten.**

→ **Statt "Ausschreibungen" als klassisches Bieterverfahren, die automatische Gewährung der Systemdienlichkeit bei Erfüllung eines definierten Kriterienkatalogs – ohne Leistung einer Vergütung an den VNB.**

Flower Infrastructure Technologies Austria GmbH
Seitenstettengasse 5/37 1010 Wien, Österreich
Firmennummer FN 610858x

→ **In eventu: Keine Ausschreibungsverfahren, sondern eine Systemdienlichkeits-Prüfung**

→ **Betriebseingriffe klar begrenzen und wirtschaftlich ausgleichen.**

→ **Blindleistungsanforderungen vergüten.**

→ **APG-Verträge nur als optionalen Vorteil ausgestalten.**

Nur so können Batteriespeicher ihren vollen Beitrag zu Netzstabilität, Energiewende und Kosteneffizienz leisten.

* * * * *

Wir danken für die Kenntnisnahme der Anliegen Flower Infrastructure Technologies Austria GmbH und ersuchen um deren Berücksichtigung.

Mit freundlichen Grüßen

John Diklev

Flower Infrastructure Technologies Austria GmbH
Seitenstettengasse 5/37 1010 Wien, Österreich
Firmennummer FN 610858x

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000359
Stellungnahme SNE-GV Salzburg Research_signed.pdf

E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Salzburg, 18. März 2026

Stellungnahme - Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV) V SNE 01/26

Sehr geehrte Damen und Herren,

im Rahmen der Marktkonsultation zur Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte begrüßen wir ausdrücklich die vorgesehene stärkere Berücksichtigung von Leistungskomponenten als Anreizmechanismus für einen systemdienlichen Betrieb. Die Einführung bzw. stärkere Gewichtung des Leistungspreises stellt unserer Einschätzung nach ein geeignetes Instrument dar, um netzdienliches Verhalten zu fördern. Insbesondere können dadurch Lastspitzen reduziert und Investitionen in netzdienliche Flexibilitäten (z. B. Speicher, Lastmanagement) wirtschaftlich angereizt werden. Dies steht im Einklang mit den Zielsetzungen der SNE-GV, Anreize zur Kostenreduktion und zur Unterstützung eines stabilen Netzbetriebs zu setzen. Gleichzeitig erscheint es wesentlich, die Ausgestaltung des Leistungspreises differenziert im Kontext der zunehmenden erneuerbaren Erzeugung zu betrachten. Gerade in Zeiten hoher erneuerbarer Einspeisung – insbesondere bei hoher PV-Erzeugung – besteht aus Systemsicht ein gegenteiliger Bedarf: Es ist wünschenswert, dass zusätzliche Last aufgenommen wird, um Erzeugungsspitzen zu nutzen, Abregelungen zu vermeiden und die Netzintegration erneuerbarer Energien zu unterstützen. In diesen Situationen würde ein unverändert wirkender Leistungspreis jedoch kontraproduktive Anreize setzen, da er zusätzliche Leistungsaufnahme verteuert.

Vor diesem Hintergrund schlagen wir vor:

1) **Temporäre Aussetzung des Leistungspreises in Zeiten hoher erneuerbarer Erzeugung**
   Analog zu bestehenden zeitvariablen Netznutzungsentgelten (SNAP – Sommer-Nieder-Arbeitspreis), die gezielt Anreize für Lastverschiebung in Zeiten hoher PV-Erzeugung setzen, sollte auch der Leistungspreis in diesen Zeitfenstern ausgesetzt werden.
   Dies würde konsistente Anreize schaffen und die Systemdienlichkeit stärken.

2) **Nichtberücksichtigung von EEG-bezogenen Lastanteilen im Leistungspreis**
   Energiemengen bzw. Leistungsanteile, die aus Energiegemeinschaften (EEG) stammen sollten im Sinne der „Tarife 2.1" nicht bei der Ermittlung des Leistungspreises berücksichtigt werden. Diese Lasten tragen zur lokalen Nutzung erneuerbarer Erzeugung bei und reduzieren netzseitige Belastungen, weshalb eine zusätzliche Belastung durch den Leistungspreis nicht sachgerecht erscheint.

salzburgresearch

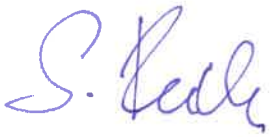
Salzburg Research
Forschungsgesellschaft mbH
Jakob Haringer Straße 5/3
5020 Salzburg, Austria
T +43.662.2288-200
info@salzburgresearch.at
www.salzburgresearch.at

Zertifiziert nach ISO 9001
Firmenbuch-Nr. LG Salzburg
FN 149016 t
UID-Nr. ATU 41145408

Raiffeisenverband Salzburg
IBAN AT50 3500 0000 0303 4154
BIC RVSAAT 2S

Zusammenfassend halten wir fest, dass der Leistungspreis als zentrales Steuerungsinstrument ausdrücklich zu begrüßen ist. Seine Wirksamkeit entfaltet sich jedoch nur dann optimal, wenn er zeitlich differenziert angewendet wird und insbesondere in Phasen hoher erneuerbarer Erzeugung ausgesetzt wird. Nur so kann sichergestellt werden, dass die Netzentgeltstruktur die Integration erneuerbarer Energien aktiv unterstützt und systemdienliches Verhalten ganzheitlich fördert.

Mit freundlichen Grüßen



Univ.-Doz. Dr. Siegfried Reich

Geschäftsführer

Salzburg Research Forschungsgesellschaft mbH

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000360

SNE-GV_Stellungnahme_OEBB_fin.pdf

E-Control
Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien
recht-post@e-control.at

ÖBB-Infrastruktur AG
Geschäftsbereich Energie,
1020 Wien, Praterstern 3

Ing. Karl Streimelweger
Geschäftsbereichsleiter Energie
[redacted]

Datum 12.3.2026

Stellungnahme zur Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV) Teil 1 und Teil 2 GZ V SNE 01/26

Sehr geehrte Damen und Herren,

seitens der ÖBB bedanken wir uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme zu den Grundsatzüberlegungen zur Systemnutzungsentgelte Grundsatzverordnung.

Die ÖBB-Infrastruktur AG (Infra AG) betreibt ein zweiphasiges zentrales Bahnstromnetz mit einer Spannung von 110 kV und 55 kV. An dieses Bahnstromnetz, welches mit der bahnspezifischen Frequenz von 16,7 Hz betrieben wird, sind zur Energieaufbringung Kraftwerke der Infra AG, Kraftwerke von Energieunternehmen und Frequenzumformer angeschlossen. Die Bahnstromversorgung stellt ein in sich geschlossenes System (eine Regelzone) dar.

Die Schnittstellen zum öffentlichen 50-Hz-Elektrizitätssystem werden durch Frequenzumformer hergestellt, welche an das Übertragungsnetz bzw. ein Verteilnetz auf NE 1 bis 3 angeschlossen sind. Aus Sicht des öffentlichen 50-Hz-Elektrizitätssystems ist die Infra AG Entnehmer und Einspeiser mit angeschlossener regelfähiger Eigenerzeugung, die unter anderem für die sichere Bahnstromversorgung aufgrund der hohen Lastdynamik im Bahnstromsystem benötigt wird. Die Infra AG hat das Potenzial, mit ihrem eigenen Bahnstromnetz das öffentliche Elektrizitätssystem in kritischen Situationen zu entlasten.

Ergänzend zur bestehenden Bahnstrominfrastruktur investiert die Infra AG auch in den Ausbau von Speichern. Als größtes Speicherprojekt befindet sich momentan das Pumpspeicherkraftwerk Tauernmoos (50 Hz, 170 MW) in Bau.

Die Infra AG ist darüber hinaus mit dem öffentlichen 50-Hz-Elektrizitätssystem zur Versorgung der Gebäude und Betriebsanlagen verbunden. Zudem betreibt die Infra AG weit über 100 50 Hz PV-Anlagen, die zur Deckung des Eigenbedarfs im System Bahn dienen und ebenfalls an das öffentliche 50-Hz-Netz angeschlossen sind. Auch in diesem Bereich investiert die Infra AG in den Ausbau von Speichern.

Durch die oben beschriebene Bahnstrominfrastruktur sowie die 50-Hz-Infrastruktur zur Versorgung der Gebäude und Betriebsanlagen ist die Infra AG mehrfach durch die Gestaltung der Netzentgelte betroffen und erlaubt sich wie folgt Stellung zu nehmen:

ÖBB-Infrastruktur Aktiengesellschaft, FN 71396 w, HG Wien, UID ATU 16210507,
Firmensitz: A-1020 Wien, Praterstern 3 UniCredit Bank Austria AG, IBAN: AT44 1100 0002 6281 8800, BIC: BKAUATWW

Teil 1 der SNE-GV Grundsatzüberlegungen

Teil 1 des SNE-GV ist aus Sicht der Infra AG positiv zu beurteilen. Insbesondere begrüßen wir, dass eine flächendeckende Bepreisung der Leistungskomponente vorgesehen ist. Weiters möchten wir die Anhebung des vertraglichen Bezugsrechtes auf der Netzebene 7 auf 8 kW positiv hervorkehren.
Netzanschlussentgelt Neu:
Inwieweit es zu einer dem tatsächlichen Aufwand entsprechenden Verrechnung des Aufwandsorientierten Anteils (AWA) des Netzanschlussentgeltes bei der Vorschreibung von fixen Kostensätzen in EURO/KW beim Netzanschluss kommen soll, darf angezweifelt werden. Positiv zu erwähnen ist, dass dem Netzbetreiber die Möglichkeit einer individuelle Prüfung der tatsächlichen Kosten für den Netzanschluss beim Überschreiten einer Obergrenze zur Verfügung steht. Die Option eines reduzierten Pauschalierten Netzanschlussentgeltes (PA) für netz- oder systemdienlichem Verhalten begrüßen wir, wobei die Umsetzung in der Praxis während des aufrechten Bahnbetriebes erst untersucht werden muss.

Teil 2 der SNE-GV Grundsatzüberlegungen

Der 2. Teil der Grundsatzüberlegungen, insbesondere die Überlegungen zum systemdienlichen Betrieb, ist aus Sicht der Infra AG leider kritisch zu sehen. Vor allem die Ausgestaltung in Bezug auf Speicher ist aus unserer Sicht für die Weiterentwicklung des Energiesystems kontraproduktiv.

Im Zuge des Diskussionsprozesses zur ElWG Beschlussfassung war die Entgeltbelastung von Speichern ein heftig diskutierter Punkt. Um die volatile Erzeugung aus Windkraftwerken und PV-Anlagen zu integrieren bzw. Demand Side Management zu betreiben, müssen Speicher massiv ausgebaut werden. Dafür braucht es klare wirtschaftliche Anreize. Daher wurde von Errichter/Betreiberseite eine möglichst weitgehende Befreiung gefordert, zumindest jedoch für den Bezug. Diese Meinung wird auch von der europäischen Kommission unterstützt[1]. Eine möglichst weitgehende Befreiung, sofern nicht explizit ein Netzkosten-steigernder Effekt vorliegt, sollte daher angestrebt werden.

Entsprechend weist das ElWG eine sehr umfassende Definition für den „systemdienlichen Betrieb“, der die Voraussetzung für die Befreiung darstellt, auf (§6 Abs. 1 Z. 148). Alleine die Festlegung „*Kostenvermeidung oder Kostenreduktion liegt insbesondere dann vor, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Erzeugungs- und Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstleistungsbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht*“ legt nahe, dass Anlagen als Gesamt-Systemkostensenkend gesehen werden, solange sie nicht durch Steigerung der Höchstleistung im Netz einen Netzkostentreiber darstellen. Daher ist es aus unserer Sicht nicht im Sinne des Gesetzes, dass in den vorliegenden Überlegungen „systemdienlich“ effektiv mit „netzdienlich“ gleichgesetzt wird.

Die Überlegung, dass die Kriterien i) Erbringung von Flexibilitätsdienstleistungen, ii) nach Netzentwicklungsplan definierter Standort oder iii) Betrieb nach Anforderung des Netzbetreibers als kumulativ gesehen werden, widerspricht unserer Ansicht nach klar dem Gesetz. Diese sind gemäß dem Gesetzestext

[1] Auch die Europäische Kommission sieht in der Commission Recommendation C(2025) 4024 final, die sich u.a. mit Netztarifen auseinandersetzt, die doppelte Tarifierung kritisch: *“Tariff regimes should account for the particularities of storage and avoid ‘double charging’ of storage facilities, as this could discourage deployment of storage assets, but should reflect the overall cost-impact of the storage on network costs.”* (Rn 39)

und auch der Erläuterungen zu §6 Abs. 1 Z. 148 als Alternativen zu sehen: „*Zu Z 148 (systemdienlicher Betrieb): Die Begriffsbestimmung legt drei alternative Kriterien für die Feststellung eines systemdienlichen Betriebs fest.*“

Die Überlegungen zum systemdienlichen Betrieb im Allgemeinen, zu Speichern im Speziellen sollten daher aus unserer Sicht nochmals eingehend auf Gesetzeskonformität überprüft werden.

Abzulehnen ist aus unserer Sicht auch die Pauschalverurteilung, dass Speicher, die am Anschluss mit Verbrauchsanlagen betrieben werden, missbräuchlich betrieben werden (Seite 8, Fußnote). Es ist durch entsprechende Regularien und Messkonzepte vorzusehen, dass dies nicht passiert. Ein Ausschluss per se ist abzulehnen. Auch muss klargestellt werden, dass dies nicht für Speicher gilt, die sich mit Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen an einem Standort befinden. Diese gesamtheitlich sinnvollen und vom ElWG geförderten Konstellationen (Direktleitungen etc) dürfen nicht schlechter gestellt werden.

Generell ist im Teil 2 der Grundsatzüberlegungen, die Intention erkennbar, möglichst wenige Speicher in den Systemdienlichkeitsbegriff einzuschließen. Das Gesamt-systematische Ziel sollte jedoch sein, für möglichst viele Speicher Anreize zu bieten. Darauf sollte die Gestaltung abzielen.

Mit freundlichen Grüßen
Für die ÖBB-Infrastruktur AG



Ing. Karl Streimelweger

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000361
VOLTIDA Erg„nzende Stellungnahme
SNE-GV
Marktkonsultation_vF.cleaned.pdf

Voltida

ERGÄNZENDE STELLUNGNAHME ZUR SNE-GV

Klagenfurt am Wörthersee, am 31.03.2026

Betreff: Ergänzende Stellungnahme zur Marktkonsultation der E-Control zur SNE-GV, Teil 1 + 2

Sehr geehrte Damen und Herren,

anknüpfend an unsere ursprüngliche Stellungnahme zur Marktkonsultation der E-Control zur SNE-GV, Teil 1 und Teil 2 vom 19.03.2026, möchten wir einen darin bereits formulierten Änderungsvorschlag im Folgenden näher präzisieren. In unserer ursprünglichen Stellungnahme haben wir im Rahmen der konkreten Änderungsvorschläge bereits angeregt, die tarifliche Begünstigung stärker an **objektive Betriebsparameter und nachweisbares Verhalten** zu knüpfen, statt an ein starres Ja/Nein-Modell oder an bloß standortbezogene Vorab-Selektionen. Genau diesen Ansatz möchten wir mit der vorliegenden ergänzenden Stellungnahme konkretisieren.

Ausgangspunkt ist dabei unsere bereits vorgebrachte grundsätzliche Kritik, wonach das in Abschnitt 2.3.1 vorgesehene Regime für „systemdienliche Speicher“ in seiner derzeitigen Ausgestaltung ein **hochselektives Sonderprivileg** für einen künstlich verknappten Kreis von Speicherprojekten schafft, weil die tariflich attraktivste Begünstigung an eine Vielzahl kumulativer Voraussetzungen geknüpft wird, insbesondere an einen vom Netzbetreiber ausgewiesenen „geeigneten“ Standort, eine Mindestgröße von 1 MW, zusätzliche vertragliche Restriktionen sowie ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren.

Gerade vor diesem Hintergrund erscheint es sachgerecht, neben dem standortbezogenen Ansatz ausdrücklich auch einen **verhaltensbezogenen Qualifikationsweg** vorzusehen. Dies entspricht im Übrigen auch der Systematik des Konsultationsentwurfs selbst. Die E-Control hält ausdrücklich fest, dass hinsichtlich der Systemdienlichkeit auf den **Betrieb bzw. die Betriebsart** von Anlagen abzustellen ist, dass mehrere Instrumente vorgesehen werden sollen und dass der Anlagenstandort keinesfalls das einzige hinreichende Kriterium sein kann. Zudem betont die E-Control, dass allen Instrumenten gemeinsam ist, dass sie auf **netzseitige Kostenvermeidung bzw. -einsparungen** abzielen.

An genau diesen regulatorischen Grundgedanken möchten wir anknüpfen: Nicht der bloße Umstand, dass ein Speicher an einem vorab ausgewiesenen Standort errichtet wird, sollte über die Begünstigung entscheiden, sondern in erster Linie die Frage, **ob der Speicher im Betrieb tatsächlich netz- bzw. systementlastend wirkt**.

Wir regen daher ergänzend an, ausdrücklich vorzusehen, dass **Batteriespeicher auch dann als system- bzw. netzdienlich qualifizieren**, wenn sie auf Basis objektiver, transparenter und ex post überprüfbarer **Marktsignale** betrieben werden und dadurch nachweislich netzseitige Kosten vermeiden oder reduzieren. Ein solcher Betrieb liegt insbesondere dann vor, wenn ein Speicher in Zeiten hoher Einspeisung, niedriger oder negativer Preise bzw. niedriger Residuallast elektrische

Energie aufnimmt und in Zeiten hoher Preise, hoher Residuallast, netzbelastender Lastsituationen oder atypischer Höchstleistungsbeiträge elektrische Energie abgibt oder den Netzbezug reduziert.

Ein derartiger Ansatz wäre aus unserer Sicht aus mehreren Gründen sachgerechter als das derzeit vorgeschlagene Modell:

Erstens würde er unmittelbar an die im Konsultationsentwurf selbst hervorgehobenen Kriterien der **Kostenvermeidung bzw. -reduktion**, der **Erbringung von Flexibilitätsleistungen** und des **atypischen Höchstleistungsbeitrags** anschließen.

Zweitens würde er die im Entwurf selbst angelegte Mehrsäulenlogik konsequent weiterdenken. Die E-Control nennt als Instrumente systemdienlichen Betriebs ausdrücklich nicht nur „systemdienliche Speicher“, sondern auch **zeitvariable Netznutzungsentgelte**, **unterbrechbare und regelbare Leistung** sowie **reduzierte Netzentgelte auf Bezug bei Erbringung einer Flexibilitätsleistung**. Das zeigt, dass die Entgeltstruktur gerade nicht ausschließlich an statische Standortmerkmale anknüpfen soll, sondern auch an **zeitliche, betriebliche und verhaltensbezogene** Elemente.

Drittens würde ein marktsignalbasierter Ansatz die Begünstigung an **messbares Verhalten** knüpfen und nicht an ein administrativ zugewiesenes Standortprivileg. Damit ließe sich die von uns in der ursprünglichen Stellungnahme kritisierte Gefahr eines künstlich verknappten Begünstigungsregimes wesentlich reduzieren. Statt weniger vorab ausgewählter Anschlusspunkte würde jenes Verhalten begünstigt, das dem Netz tatsächlich hilft.

Viertens wäre ein solcher Ansatz auch **diskriminierungsfreier und technologieneutraler**, weil nicht primär der frühzeitige Zugang zu ausgewiesenen Standorten, die Finanzierungskraft oder die Teilnahme an einem Ausschreibungsverfahren über die Begünstigung entscheiden würden, sondern die tatsächliche netzdienliche Betriebsweise.

Vor diesem Hintergrund schlagen wir vor, unsere ursprüngliche Stellungnahme im Bereich der konkreten Änderungsvorschläge um folgenden Punkt zu ergänzen bzw. Punkt Sechstens entsprechend zu konkretisieren:

„Ergänzend zu unserem bisherigen Vorschlag regen wir an, in der SNE-GV ausdrücklich vorzusehen, dass Energiespeicheranlagen auch dann als system- bzw. netzdienlich qualifizieren, wenn ihr Betrieb auf Basis objektiver, transparenter und ex post überprüfbarer Marktsignale erfolgt und dadurch nachweislich netzseitige Kosten vermieden oder reduziert werden. Dies ist insbesondere dann anzunehmen, wenn Speicher in Zeiten hoher Einspeisung, niedriger oder negativer Preise bzw. niedriger Residuallast elektrische Energie aufnehmen und in Zeiten hoher Preise, hoher Residuallast, netzbelastender Lastsituationen oder atypischer Höchstleistungsbeiträge elektrische Energie abgeben oder den Netzbezug reduzieren. Für derart betriebene Speicher sollten angemessene Reduktionen oder Befreiungen von bezugsseitigen Netznutzungs- und Netzverlustentgelten vorgesehen werden, sofern der netzdienliche Betrieb messtechnisch nachgewiesen, bilanziell abgegrenzt und anhand standardisierter Kriterien verlässlich ex post kontrolliert werden kann.“

Ein solcher Regelungsansatz würde die Zielsetzung des Konsultationsentwurfs, **erhebliche netzseitige Kosteneinsparungen** sicherzustellen, unserer Ansicht nach besser erfüllen als ein ausschließlich standortbezogenes Modell. Die E-Control selbst hält fest, dass Energiespeicheranlagen besonders geeignet sind, Flexibilität bereitzustellen, die zum Ausgleich von Ungleichgewichten zwischen Einspeisung und Bezug sowie zur Behebung von Netzengpässen und -restriktionen benötigt wird, und dass die Ausgestaltung der Kriterien für systemdienliche Speicher sicherstellen muss, dass deren Betrieb auch zu erheblichen netzseitigen Kosteneinsparungen führt.

Gerade deshalb sollte die Verordnung jene Speicher begünstigen, die **im tatsächlichen Betrieb** nachweislich netzentlastend wirken. Das ist aus unserer Sicht der konsequentere, transparentere und volkswirtschaftlich sinnvollere Ansatz als die Privilegierung weniger administrativ ausgewählter Standorte.

In diesem Sinne möchten wir mit der vorliegenden ergänzenden Stellungnahme an unsere ursprünglichen Ausführungen anknüpfen und unseren bisherigen Vorschlag in diesem Punkt ausdrücklich konkretisieren. Wir hoffen, dass diese Ergänzung im weiteren Verfahren berücksichtigt wird, und stehen für einen weiterführenden Austausch selbstverständlich jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

Lukas Puchacher, M.A. (HSG)
Geschäftsführender Gesellschafter

[redacted]

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000362
VOLTIDA Stellungnahme SNE-GV Marktkonsultation_vF.cleaned.pdf

Voltida

STELLUNGNAHME ZUR SNE-GV

Klagenfurt am Wörthersee, am 19.03.2026

Betreff: Stellungnahme zur Marktkonsultation der E-Control zur SNE-GV, Teil 1 und Teil 2

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir begrüßen die Einleitung der Marktkonsultation zur Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte ab 1. Jänner 2027. Die in Teil 1 dargestellte Neukonzeption des Netzanschlussentgelts sowie die in Teil 2 vorgeschlagenen Instrumente zur Berücksichtigung systemdienlichen Betriebs greifen tief in Investitionsentscheidungen, Finanzierbarkeit und Marktzugang ein und bedürfen daher einer besonders kohärenten, diskriminierungsfreien und rechtssicheren Ausgestaltung.

Aus Sicht der Praxis bestehen insbesondere in zwei Bereichen erhebliche Nachschärfungsbedarfe: erstens bei der rechtlichen Wirkung eines vorgeschriebenen und bezahlten Netzbereitstellungsentgelts bzw. künftig des pauschalen Anteils des Netzanschlussentgelts, und zweitens bei der konkreten Ausgestaltung des Regimes für „systemdienliche Speicher“ nach Abschnitt 2.3.1 des zweiten Konsultationsteils. Beide Punkte betreffen die elementaren Anforderungen an Investitionsschutz, Transparenz und diskriminierungsfreien Netzzugang.

Die vorgeschlagene Verordnung ist aus unserer Sicht nicht bloß eine technische Detailregelung, sondern eine weitere standortpolitische Weichenstellung. Österreich verliert im europäischen Wettbewerb seit Jahren an Dynamik, Investitionskraft und industrieller Substanz. Wer in einer solchen Lage den Ausbau von Speichern und Flexibilitäten durch künstliche Standortverknappung, sachlich nicht begründete Zugangshürden und investitionsfeindliche Ausschreibungsmodelle zusätzlich erschwert, verschärft den Rückstand weiter. Während andere Staaten Speicher als strategische Infrastruktur behandeln, droht Österreich mit der vorgeschlagenen Ausgestaltung einmal mehr zum Nachzügler zu werden – in Europa und erst recht gegenüber globalen Wettbewerbern.

In diesem Sinner erlauben wir uns im Folgenden unserer Kritikpunkte und Änderungsvorschläge vorzubringen.

1. VERBINDLICHE WIRKUNG EINES VORGESCHRIEBENEN UND BEZAHLTEN NETZBEREITSTELLUNGSENTGELTS BZW. PAUSCHALEN ANSCHLUSSENTGELTS

Teil 1 sieht vor, dass das bisherige System aus Netzzutrittsentgelt und Netzbereitstellungsentgelt durch ein neues Netzanschlussentgelt ersetzt wird, das sich aus einem aufwandsorientierten Anteil und einem pauschalen Anteil zusammensetzt. Der pauschale Anteil dient dabei der Tragung anteiliger Kosten für bereits erfolgten sowie künftig notwendigen Netzausbau und ist nach dem Entwurf ausdrücklich „nicht rückzahlbar und nicht örtlich übertragbar". Zudem stellt Teil 1 selbst die Frage, ob Übergangsregelungen im Zusammenhang mit bestehenden Netzanschlussrechten und dem bisherigen Netzbereitstellungsentgelt erforderlich sind.

Gerade vor diesem Hintergrund ist es zwingend erforderlich, klarzustellen, dass ein vom Netzbetreiber vorgeschriebenes und vom Netzanschlusswerber bezahltes Netzbereitstellungsentgelt bzw. künftig der pauschale Anteil des Netzanschlussentgelts **nicht bloß eine Zahlung ohne hinreichende Rechtswirkung** sein darf, sondern ein **verbindliches Netzanschlussrecht im vertraglich vereinbarten Umfang** absichern muss. Andernfalls würde eine eklatante Asymmetrie geschaffen: Der Projektwerber hätte die finanzielle Last bereits voll zu tragen, während der Netzbetreiber sich im Nachhinein dennoch vom zugrundeliegenden Anschlussregime lösen könnte. Das ist mit Rechtssicherheit, Vertrauensschutz und Investitionsschutz nicht vereinbar.

Diese Problematik ist keineswegs theoretisch. In einem konkreten Projekt unseres Hauses bestand ein aufrechter Netzanschlussvertrag, das Netzbereitstellungsentgelt (EUR 662.408,16 brutto, inkl. 20% USt.) wurde vom Netzbetreiber in voller Höhe in Rechnung gestellt und unsererseits ebenso in voller Höhe bezahlt, dennoch wurde der Netzzugangsvertrag danach vom Netzbetreiber einseitig aufgekündigt mit der Begründung, dass sämtliche verfügbaren Anschlusskapazitäten am betreffenden Umspannwerk (Netzebene 4) bereits kontrahiert wurden. Ein solches Ergebnis ist mit dem Erfordernis der Investitions- und Planungssicherheit und weiters mit einem rechtsstaatlich tragfähigen Entgeltregime unvereinbar und inakzeptabel.

Auch der Blick nach Deutschland spricht für eine strikte Koppelung zwischen Entgelt und Rechtsqualität des Anschlusses: Die Bundesnetzagentur hält fest, dass ein voller Baukostenzuschuss einen **unkonditionierten Netzzugang** voraussetzt, also die vertraglich vereinbarte Leistung jederzeit verfügbar sein muss; vertragliche Einschränkungen können sich auf die Höhe des Baukostenzuschusses auswirken. Flexible Anschlussvereinbarungen werden dort als eigenes Instrument behandelt, wenn die volle Kapazität nicht bereitgestellt werden kann. Das spricht dafür, auch in Österreich wie im ElWG 2025 sauber zwischen **unbeschränktem** und **flexiblem** Netzanschluss zu unterscheiden.

Wir regen daher an, in der SNE-GV oder zumindest in den allgemeinen Netzbedingungen klarzustellen:

„Soweit ein Netzbetreiber ein Netzbereitstellungsentgelt oder künftig den pauschalen Anteil des Netzanschlussentgelts in Rechnung stellt und vereinnahmt, begründet dies – vorbehaltlich ausdrücklich vor Vertragsabschluss vereinbarter flexibler Anschlussbedingungen – ein verbindliches Netzanschlussrecht im vertraglich vereinbarten Umfang. Eine nachträgliche einseitige Einschränkung oder Aufhebung dieses Rechts ist nur auf gesetzlich ausdrücklich geregelter Grundlage zulässig und löst jedenfalls einen aliquoten Rückerstattungsanspruch samt Verzinsung sowie einen Anspruch auf Ersatz frustrierter, im Vertrauen auf den Anschluss getätigter Aufwendungen aus."

Nur eine solche Klarstellung verhindert, dass der pauschale Anteil des Netzanschlussentgelts faktisch zu einer **bloßen Vorleistung ohne hinreichende Gegenleistung** wird.

2. GRUNDSÄTZLICHE KRITIK AM REGIME FÜR „SYSTEMDIENLICHE SPEICHER“ GEMÄß ABSCHNITT 2.3.1

Teil 2 hält selbst fest, dass der Anlagenstandort zwar ein Kriterium sein kann, aber weder das notwendige noch das hinreichende Kriterium für Systemdienlichkeit sein sollte. In der konkreten Ausgestaltung der „systemdienlichen Speicher“ wird der von Netzbetreibern im NEP bzw. V-NEP ausgewiesene „geeignete Standort“ aber als eine von mehreren kumulativen Voraussetzungen faktisch zum zwingenden Eingangstor für die tarifliche Begünstigung gemacht. Das ist aus unserer Sicht widersprüchlich und in der Praxis problematisch. Wenn zugleich in der Praxis von Verteilernetzbetreibern häufig vertreten wird, dass ein Batteriespeicher für das Verteilernetz „ohnehin nie systemdienlich“ sei, führt ein solches Modell zu einem kaum ausreichend kontrollierbaren Auswahlermessen. Das schafft ein vermeidbares Risiko von Intransparenz und Begünstigung.

Gerade deshalb ist die konkrete Ausgestaltung des Instruments „systemdienliche Speicher“ in Abschnitt 2.3.1 schwer nachvollziehbar. Dort wird die attraktivste tarifliche Begünstigung – die 20-jährige Freistellung vom bezugsseitigen Netznutzungs- und Netzverlustentgelt – an einen Katalog kumulativer Voraussetzungen geknüpft, darunter insbesondere:
der Anschluss an einem vom Netzbetreiber in NEP oder V-NEP ausgewiesenen geeigneten Standort, eine Engpassleistung von zumindest 1 MW, ein Vertrag über Flexibilitätsleistungen mit dem Regelzonenführer, Hüllkurven- und Blindleistungsvorgaben des Netzbetreibers, weitere netzbetreiberseitige Einschränkungen sowie schließlich ein wettbewerblich organisiertes Ausschreibungsverfahren für die Netzanschlusskapazität.

In dieser Form schafft der Entwurf kein ausgewogenes Regime für Systemdienlichkeit, sondern ein **hochselektives Sonderprivileg für einen künstlich verknappten Kreis von Speicherprojekten**. Das ist ordnungspolitisch, wettbewerblich und energiewirtschaftlich äußerst kritisch zu betrachten.

- **Punkt 1: Standortausweisung in NEP/V-NEP: administrativ erzeugte Verknappung statt marktwirtschaftlicher Ordnung**

Besonders kritisch ist, dass nach Punkt 1 der Voraussetzungen nur solche Speicher begünstigt werden sollen, deren Netzanschlusspunkt von einem Netzbetreiber im Netzentwicklungsplan als geeigneter Standort ausgewiesen wurde.

Eine solche Regelung würde in der Praxis zwangsläufig einen **massiven Run auf die wenigen ausgewiesenen Standorte** auslösen. Der wirtschaftliche Wert dieser Anschlusspunkte ergäbe sich dann nicht aus offenem Wettbewerb, technischer Eignung oder effizientem Betriebsverhalten, sondern allein aus einer administrativen Vorab-Auswahl durch den Netzbetreiber. Das wäre keine marktwirtschaftliche Ordnung, sondern eine **regulatorisch erzeugte Knappheit mit planwirtschaftlichen Zuteilungseffekten**. Zu erwarten wären Standortreservierungen, spekulative Vorzieheffekte, Verdrängung anderer Investoren und eine massive Konzentration von Anschlussbegehren auf wenige „begünstigte“ Punkte.

Hinzu kommt der eklatante innere Widerspruch des Entwurfs: Einerseits wird ausdrücklich festgehalten, dass der Standort gerade **nicht** hinreichend für Systemdienlichkeit ist; andererseits wird er in 2.3.1 faktisch zum **Eintrittsticket** für die weitreichendste tarifliche Begünstigung gemacht.

Darüber hinaus ist unklar, wie eine objektive Kontrolle der Standortausweisung erfolgen soll. Wenn Netzbetreiber die „geeigneten“ Standorte selbst identifizieren, selbst in ihre Planungsdokumente aufnehmen und diese Ausweisung zugleich zur Grundlage eines erheblichen tariflichen Vorteils machen, entsteht ein erhebliches Risiko mangelnder Transparenz und faktischer Bevorzugung einzelner Marktteilnehmer. Ohne eng definierte, veröffentlichte und regulatorisch überprüfbare Kriterien ist dieses Modell ein offenes Einfallstor für Intransparenz, selektive Informationsvorsprünge und strukturelle Benachteiligung.

Deutschland zeigt, dass eine wesentliche Speichernetzentgeltbegünstigung **nicht** an eine vorgängige standortbezogene Auswahl durch den jeweiligen Netzbetreiber geknüpft sein muss: Nach § 118 Abs. 6 EnWG sind neue Stromspeicher, die bis 4. August 2029 in Betrieb genommen werden, für 20 Jahre von Netzentgelten auf den für die Speicherung entnommenen Strom befreit, sofern der gespeicherte Strom wieder in dasselbe Netz eingespeist wird. Ein vorgängiges Standortkriterium enthält diese Befreiung nicht. Parallel dazu arbeitet die Bundesnetzagentur beim Netzanschluss mit flexiblen Anschlussvereinbarungen und betont in ihrem Diskussionspapier zu Netzentgelten, dass im Tarifsystem das **Verhalten** und nicht primär der Nutzertyp im Vordergrund stehen sollte.

Auch Frankreich wählt einen anderen, aber ebenfalls objektivierbaren Weg. Die CRE hat mit TURPE 7 für Speicher in HTA- und HTB-Zonen eine optionale, zonenabhängige Komponente „injection-soutirage“ eingeführt, die ab 1. August 2026 gilt. Dort wird Netzdienlichkeit nicht über ein freies Ermessen einzelner Netzbetreiber definiert, sondern über veröffentlichte, regulatorisch festgelegte Zonen und Kriterien; RTE und Enedis schlagen Zonen vor, die CRE legt sie fest. Das ist deutlich transparenter und regulatorisch überprüfbarer als ein Modell, das praktisch auf wenige von einzelnen Netzbetreibern „nominierte“ Standorte hinausläuft. Der Tarif setzt dann **verhaltensbezogene** Signale: In Einspeisezonen wird das Laden eines Speichers in lokalen Einspeisespitzen begünstigt, in Bezugszonen entsprechend das Entladen in lokalen Lastspitzen; gegenläufiges Verhalten wird belastet. Auf HTA-Ebene erfolgen diese Anreize über negative bzw. positive Tarifkoeffizienten, etwa **-6,89 c€/kWh** für Bezug in einer Einspeisezone bzw. **-4,74 c€/kWh** für Einspeisung in einer Bezugszone, flankiert durch Zuschläge für netzbelastendes Verhalten. RTE stellt dafür zudem öffentliche Karten und Anschlussinformationen für Batterien bereit.

- **Punkt 2: Die 1-MW-Untergrenze ist sachlich nicht begründet und sollte abgesenkt werden**

Nach Punkt 2 der Voraussetzungen muss ein systemdienlicher Speicher über eine Engpassleistung von zumindest 1 MW verfügen. Der Entwurf begründet die erhebliche tarifliche Begünstigung unter anderem damit, dass für Batteriespeicher in dieser Größenordnung Einsparungen im mittleren bis hohen fünfstelligen Eurobereich möglich seien.

Diese Begründung trägt die starre Untergrenze jedoch nicht. Dass ein 1-MW-Speicher im Einzelfall erhebliche Einsparungen bewirken kann, bedeutet nicht, dass kleinere Speicher **nicht** systemdienlich wären. Gerade auf Verteilernetzebene können auch Speicher unter 1 MW technisch sinnvoll sein, etwa zur lokalen Entlastung in Bezugs- und Einspeiserichtung, zur Vermeidung wiederkehrender Engpasssituationen, zur Glättung atypischer Leistungsspitzen oder zur Einhaltung netzseitiger Hüllkurven. Wenn Systemdienlichkeit – wie der Entwurf selbst ausführt – auf den Betrieb und auf netzseitige Kostenvermeidung abstellt, ist eine starre Untergrenze von 1 MW nicht sachlogisch, sondern willkürlich.

Die Schwelle sollte daher **zumindest auf 100 kW** abgesenkt werden. Eine solche Absenkung würde es ermöglichen, auch dezentrale Speicherprojekte zu erfassen, die im Stromnetz realen Systemnutzen stiften können. Gerade wenn der Gesetzgeber und die Regulierung den Ausbau dezentraler Flexibilität ermöglichen wollen, ist es nicht vertretbar, diese Anlagenklasse pauschal aus dem attraktivsten Begünstigungsregime auszuschließen.

Auch der internationale Vergleich spricht gegen eine starre Engführung: In Deutschland knüpft die Netzentgeltbefreiung für Speicher nach § 118 Abs. 6 EnWG nicht an ein standortbezogenes Auswahlermessen einzelner Netzbetreiber oder an ein vergleichbares 1-MW-Zugangskriterium an. In Italien wiederum wird Speicherintegration regulatorisch allgemein behandelt; ARERA hat mit Delibera 109/2021/R/eel gerade Regeln für jene Strommengen geschaffen, die aus dem Netz bezogen und später wieder eingespeist werden, statt einen kleinen Kreis administrativ privilegierter Speicherstandorte zu definieren.

- **Punkt 7: Das Ausschreibungsmodell führt zu einem Finanzierungs- und Dumpingwettbewerb**

Nach Punkt 7 soll die Netzanschlusskapazität an einem ausgewiesenen Standort in einem fairen, transparenten, wettbewerblichen und durch den Anschlussnetzbetreiber organisierten Ausschreibungsverfahren vergeben werden; Zuschlags- und Reihungskriterium ist eine vom Bieter anzugebende Vergütung, etwa in Form eines einmaligen oder jährlichen Pauschalbetrags.

Dieses Modell ist in der vorgeschlagenen Form abzulehnen. Es verlagert die Entscheidung über den Zugang zu einem privilegierten Standort nicht auf den **höchsten Systemnutzen**, sondern auf die **größte finanzielle Schlagkraft** bzw. die Fähigkeit, aggressiv zu unterbieten oder Vorleistungen darzustellen. Das führt in der Sache auf einen **Dumping- und Finanzierungswettbewerb** hinaus.

Begünstigt werden dadurch nicht notwendig die technisch besten oder systemdienlichsten Projekte, sondern jene Marktteilnehmer mit dem günstigsten Zugang zu Kapital, mit Konzernrückhalt, öffentlichen Garantien oder besonders niedrigen Refinanzierungskosten. Typischerweise sind dies große Versorgungsunternehmen, Landesenergieversorger oder Unternehmen mit starker öffentlicher Eigentümerstruktur. Private Entwickler und unabhängige Speicherbetreiber würden demgegenüber strukturell benachteiligt. Ein solches Modell ist nicht diskriminierungsfrei, sondern verstärkt bestehende Kapitalmarktasymmetrien.

Besonders widersprüchlich ist, dass der Entwurf an anderer Stelle selbst davor warnt, eine tarifliche Begünstigung an Marktbeteiligung zu koppeln, weil Marktteilnehmer dann mit sehr hohen Geboten allein zur Erfüllung des Begünstigungskriteriums agieren könnten und Eingriffe in das Bietverhalten wiederum Marktverzerrungen erzeugen würden. Diese Überlegung trifft hier in noch schärferer Form zu: Wenn schon die Zuteilung knapper Anschlusskapazität von einem Zahlungs- oder Vergütungsgebot abhängt, wird der Zugang zu systemrelevanter Infrastruktur selbst zur Funktion der Finanzierungskraft. Das wäre ordnungspolitisch verfehlt.

- **Ausschluss von Speichern in Kundenanlagen mit Verbrauchsanlagen ist sachlich nicht gerechtfertigt**

Der Entwurf lässt co-located Speicher gemeinsam mit Stromerzeugungsanlagen grundsätzlich zu, sofern der Netzbezug messtechnisch erfasst und vom Eigenbedarf der Erzeugungsanlage abgegrenzt werden kann. Zugleich wird aber angeordnet, dass ein Energiespeicher, der Teil einer Kundenanlage mit Verbrauchsanlagen ist, von der Einstufung als systemdienlich im Sinne der Freistellung nach § 127 Abs. 3 ElWG grundsätzlich ausgeschlossen ist. Als Begründung wird angeführt, dass andernfalls missbräuchlichen Praktiken zur Vermeidung von Netzentgelten Tür und Tor geöffnet würde.

Dieser pauschale Ausschluss überzeugt nicht. Er ersetzt eine differenzierte Regulierung durch eine **Generalverdächtigung einer ganzen Anlagenkategorie**. Gerade in Österreich gibt es zahlreiche Standorte mit Verbrauchsanlagen, an denen sowohl in Bezugs- als auch in Einspeiserichtung relevante Netzkapazitäten bestehen oder durch gesteuerten Speicherbetrieb netzdienlich genutzt werden könnten. Wer diese Standorte schon im Vorfeld vollständig ausschließt, dezimiert den Pool potenziell systemdienlicher Speicher künstlich und verhindert damit den Ausbau dezentraler Speicherkapazitäten.

Auch hier ist der Entwurf widersprüchlich. Er weist selbst darauf hin, dass die Legaldefinition des systemdienlichen Betriebs grundsätzlich **auch Verbrauchsanlagen** umfasst. Wenn Verbrauchsanlagen systemdienlich betrieben werden können, ist nicht nachvollziehbar, warum Speicher in Kundenanlagen mit Verbrauchsanlagen von der attraktivsten Speicherbegünstigung pauschal ausgeschlossen werden sollen. Der Ausschluss ist umso weniger verständlich, als die E-Control selbst Standardmesskonzepte für hybride Stromerzeugungsanlagen und Kundenanlagen mit Speichern in Aussicht stellt. Wenn Mess- und Abgrenzungskonzepte regulatorisch ohnehin

vorgesehen sind, ist ein genereller Ausschluss kein sachgerechtes Mittel. Etwaige Missbrauchsrisiken sind vielmehr **über Messkonzepte, Nachweispflichten, Bilanzierungsregeln und Sanktionen** zu adressieren.

- **Modelle in Deutschland, Frankreich und Italien als konstruktive Alternativen**

Der internationale Vergleich zeigt, dass ein sachgerechteres Modell möglich ist.

Deutschland

In Deutschland sind Speicher nach § 118 Abs. 6 EnWG für bestimmte Fallkonstellationen für einen Zeitraum von **20 Jahren ab Inbetriebnahme** hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. Diese Begünstigung ist nicht von einer standortbezogenen Vorab-Ausweisung einzelner Netzanschlusspunkte durch den Netzbetreiber abhängig.

Das deutsche Modell ist damit nicht ident mit dem österreichischen System, zeigt aber, dass Speicherbegünstigungen auch **ohne standortbezogene Einzelfallselektion** möglich sind.

Frankreich

Frankreich setzt mit TURPE 7 auf ein **zonenbasiertes und verhaltensorientiertes** Modell. Die CRE legt auf Basis von Vorschlägen von RTE und Enedis die Liste jener Zonen fest, in denen Nutzer für die jährliche Komponente „injection-soutirage“ berechtigt sind. Die Tariflogik setzt nicht auf freie Standortprivilegien einzelner Netzbetreiber, sondern auf veröffentlichte Kriterien und zonale Einordnung. In Zonen mit lokaler Einspeisespitze wird Bezug begünstigt; in Zonen mit lokaler Lastspitze wird Einspeisung begünstigt.

Italien

Auch Italien behandelt Systemdienlichkeit von Speichern nicht über wenige administrativ privilegierte Einzelstandorte. ARERA hat mit Delibera 109/2021/R/eel die Modalitäten für Übertragung, Verteilung und Dispatching für jene elektrische Energie geregelt, die aus dem Netz bezogen und anschließend wieder eingespeist wird.

Daneben beschafft Terna Speicherkapazität systembezogen über den MACSE-Mechanismus. Dabei wird Speicherkapazität in vier definierten Gebieten beschafft. Dieses Modell ist zwar nicht direkt auf Netzentgelte gerichtet, zeigt aber als Strukturprinzip einen besseren Weg: nicht standortprivilegierende Einzelfallauswahl, sondern **transparente zonale Bedarfsdefinition und systembezogene Beschaffung**.

3. KONKRETE ÄNDERUNGSVORSCHLÄGE

Vor diesem Hintergrund regen wir folgende Anpassungen an:

1. Erstens sollte in Teil 1 ausdrücklich klargestellt werden, dass ein vorgeschriebenes und bezahltes Netzbereitstellungsentgelt bzw. ein bezahlter pauschaler Anteil des Netzanschlussentgelts – vorbehaltlich ausdrücklich vereinbarter flexibler Anschlussbedingungen – ein **verbindliches Netzanschlussrecht** im vertraglich vereinbarten Umfang begründet.

2. Zweitens sollte das Instrument „systemdienliche Speicher“ in Teil 2 nicht an die Ausweisung einzelner privilegierter Standorte in NEP/V-NEP geknüpft werden. Stattdessen sollte ein **transparentes, veröffentlichtes und regulatorisch überprüfbares Zonen- oder Kriterienmodell** vorgesehen werden.

3. Drittens sollte die Untergrenze von **1 MW auf zumindest 100 kW** abgesenkt werden, um auch dezentrale Speicher mit realem Verteilernetzbezug zu erfassen.

4. Viertens sollte Punkt 7 in seiner jetzigen Form gestrichen oder grundlegend überarbeitet werden. Ein Auswahlverfahren darf nicht zu einem Finanzierungs- und Dumpingwettbewerb um knappe Netzanschlusspunkte führen. Zuschlagskriterien müssen den **Systemnutzen** und nicht die **Zahlungsstärke** abbilden.

5. Fünftens sollten Speicher in Kundenanlagen mit Verbrauchsanlagen **nicht pauschal ausgeschlossen** werden. Etwaige Missbrauchsrisiken sind über Messkonzepte, Nachweise und Sanktionen zu adressieren.

6. Sechstens sollte die tarifliche Begünstigung stärker an **objektive Betriebsparameter und nachweisbares Verhalten** geknüpft werden, etwa an standardisierte Hüllkurven, Lastverschiebung in definierten Zonen, atypische Höchstleistungsbeiträge oder vertraglich übernommene netzseitige Restriktionen. Anstelle eines reinen Ja/Nein-Modells wäre ein zeit- und zonenvariabler Ansatz beispielsweiße nach französischem Vorbild sachgerechter, weil dann tatsächliches netzentlastendes Verhalten begünstigt und netzbelastendes Verhalten belastet würde.

4. SCHLUSSBEMERKUNG

In ihrer derzeitigen Form droht die vorgeschlagene Ausgestaltung der „systemdienlichen Speicher“ ein administrativ verknapptes Privilegienregime zu schaffen, das den Zugang zu den attraktivsten tariflichen Begünstigungen von standortbezogener Vorselektion, Mindestgrößen, Ausschreibungsdesign und Finanzierungskraft abhängig macht. Begünstigt würden damit nicht zwingend die systemdienlichsten Speicher, sondern jene Marktteilnehmer mit dem frühesten Informationszugang, der stärksten Bilanz und den günstigsten Refinanzierungsmöglichkeiten. Ein solches Modell ist weder technologieneutral noch diskriminierungsfrei noch geeignet, den dezentralen Speicherausbau in Österreich wirksam zu beschleunigen.

Der Verordnungsgeber sollte daher zwei Leitprinzipien klar verankern: Wer ein volles Anschlussentgelt bezahlt, muss auch einen entsprechend belastbaren Anschluss erhalten. Und wer nachweislich netz- oder systemdienlich agiert, muss Zugang zu Begünstigungen über **transparente, objektive und überprüfbare Kriterien** erhalten – nicht über ein kaum kontrollierbares Standortvotum.

Österreich hat in den vergangenen Jahren bereits spürbar an Wohlstand, Wettbewerbsfähigkeit und wirtschaftlicher Substanz eingebüßt. Eine Verordnung, die Investitionen in Speicher und systemdienliche Flexibilität weiter behindert, wird diesen Trend nicht stoppen, sondern nur noch weiter beschleunigen. Die volkswirtschaftlichen Folgen liegen auf der Hand: weniger private Investitionen, langsamere Netzentlastung, höhere Systemkosten, verzögerte Integration erneuerbarer Erzeugung und ein weiterer Verlust an Standortattraktivität. Wer Flexibilität verknappt, verteuert am Ende das gesamte System – und schwächt damit den Wirtschaftsstandort Österreich insgesamt.

In diesem Sinne hoffen wir, dass unsere Anmerkungen und konkreten Alternativvorschläge im weiteren Verfahren zu substanziellen Anpassungen der gegenständlichen Begutachtungsentwürfe beitragen, und stehen für einen weiterführenden Austausch selbstverständlich jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

Lukas Puchacher, M.A. (HSG)
Geschäftsführender Gesellschafter

[redacted]

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000363
Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung; Teil 1; Diskussionspunkte.pdf

Von: Buchberger Karl [redacted]
Gesendet: 19.03.2026 19:31:21
An: recht-post@e-control.at
Betreff: Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung; Teil 1; Diskussionspunkte

Sehr geehrte Damen und Herren,
im Rahmen der Marktkonsultation für die Ausarbeitung einer Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung, übermittle ich als Mitglied des Regulierungsbeirates zum ersten Positionspapier (Teil 1) nachfolgende Anmerkungen.

Netznutzungsentgelt
Nach der vorläufigen Position der Regulierungsbehörde hat jeder Kunde/jede Kundin künftig einen Leistungspreis zu entrichten.
Geplant sind überdies

- eine Mindestbemessungsgrundlage,
- eine Stufung des Leistungspreises in der Netzebene 7 sowie
- die Nutzung von Flexibilitäten in allen Netzebenen.

Gegen eine Mindestbemessungsgrundlage bestehen keine Bedenken, sofern dies zu niedrigeren Gesamtkosten, insbesondere für Haushalte mit einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von etwa 2900 kWh, führt.

Abrechnungsrelevanter Leistungswert
Bemessungsgrundlage ist der höchste ¼- Stundewert in jedem Monat. Vorgeschlagen wird für Haushaltskunden/Haushaltskundinnen der Netzebene 7 die ¼ Stundenwerte in Zeiten, in denen die Nachfrage geringer als das Angebot ist (Feiertage, Samstage und Sonntage) nicht zu berücksichtigen. Dies schafft einen Anreiz zur Lastverlagerung in lastschwache Zeiten.

Ausgestaltung und Grundprinzipien des Netzanschlussentgeltes
Die Systemnutzungsentgelte- Grundsatzverordnung hat den pauschalierten Anteil (Verrechnung der anteiligen Kosten für erfolgten und künftigen Netzausbau) detailliert zu regeln und nachvollziehbar zu erläutern.
Dies ist von Bedeutung, da das Netzanschlussentgelt auch von neuen Einspeisern zu entrichten ist. Es muss sichergestellt werden, dass neue Kraftwerke oder bestimmte Kraftwerke im Verhältnis allen Entnehmern, nicht bevorteiltet werden. Begründung: Auch nach dem ElWG wird weiterhin ein wesentlicher Anteil der Netzausbaukosten über das Netznutzungsentgelt, welches nur von Entnehmern, jedoch nicht von den Einspeisern, zu entrichten ist, finanziert.

Mit besten Grüßen
Buchberger Karl

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000364
2026-03-19_Stellungnahme Marktkonsultation e-Control_Teil 2_electrify.pdf

Stellungnahme zur „Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung* - Teil 2“ der Energie-Control Austria

Im vorliegenden Entwurf sind die Vorteile und Chancen durch „dauerhaft flex. Netzzugänge“ gut aufbereitet. Es werden aber 2 Anwendungsfälle von Batteriespeichern ausgeschlossen, die großes Potenzial im Sinne der „Systemdienlichkeit“ haben. Es sind Teilnehmer auf **Netzebene 6**:

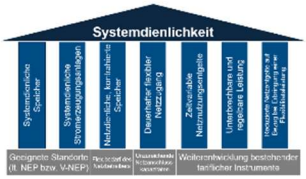
1. Energiegemeinschaften, die professionell Speicher (Quartierspeicher) betreiben wollen;
2. innovative Projekte mit verteilten Batterien (Schwarmspeichern)

Damit werden eine große Anzahl von Akteuren von der Netzentgeltbefreiung gem. § 127 Abs. 3 ElWG ausgeschlossen und Innovationen im Bereich der Digitalisierung gebremst. Die genannten Anwendungsfälle haben zwar auf Grund der Kleinteiligkeit höhere Errichtungskosten, bieten aber signifikante Vorteile durch schnelle und unbürokratische Errichtung sowie eine gute, flächige Durchdringung und Effizienzsteigerung im Verteilnetz.

➔ Energie wird dort verspeichert, wo sie erzeugt wird
➔ im Sinne der „Digitalen, dezentralen Energiewende“

Batteriespeicherprojekte auf der Netzebene 6 sind mit Großspeicherprojekten auf Netzebene 4 oder 2 nicht vergleichbar. Eine Verortung einzelner Trafo-Standorte im Netzentwicklungsplan, einzelne Verträge mit dem Regelzonenführer oder eine Ausschreibung des Verteilnetzbetreibers über einzelne Trafo-Standorte erscheinen als überschießend und nicht sinnvoll.

Lösungsvorschläge zur vorliegenden Marktkonsultation:



2.3.4 Dauerhafter flexibler Netzzugang (4. Säule)

Seite 11*: „Im Fall mangelnder Netzkapazitäten können Verteilernetzbetreiber gem. § 103 ElWG mit Netzbenutzern Verträge über flexiblen Netzzugang abschließen.“*

Seite 12*: „Als Grundvoraussetzung für die Gewährung eines dauerhaften flexiblen Netzzugangs (mit reduziertem Netzanschlussentgelt) gelten gemäß § 103 Abs. 1 ElWG jedenfalls mangelnde Netzanschlusskapazitäten.“*

Das ElWG bezieht sich hier auf „*einspeisende Netzbenutzer*“.

ElWG § 103. *(1) Im Fall eines neuen Netzzugangs eines einspeisenden Netzbenutzers oder einer Änderung der netzwirksamen Leistung beim Netzzugang eines einspeisenden Netzbenutzers kann vertraglich vorgesehen werden, dass der Verteilernetzbetreiber aufgrund mangelnder Netzkapazitäten die maximale netzwirksame Leistung statisch oder dynamisch vorgibt.*

Auf Verlangen von Betreibern von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Energiespeicheranlagen kann auch für diese eine statische oder dynamische Vorgabe der netzwirksamen Leistung auch dauerhaft vertraglich vereinbart werden.

Der Netzbetreiber kann demnach mit Betreibern von Energiespeicheranlagen auch eine statische oder dynamische Vorgabe der netzwirksamen Leistung dauerhaft vertraglich vereinbaren, wenn dadurch positive Effekte in der Zukunft erwartet werden – zB.: die Steigerung der Gesamteffizienz im Verteilnetz.

Lösungsvorschlag: Der Hinweis auf *„mangelnde Netzanschlusskapazitäten“* soll entfallen und durch das Ziel der *„Effizienzsteigerung“* ersetzt werden.

Seite 12: *„Ein dauerhafter flexibler Netzzugang eröffnet Möglichkeiten netzseitiger Kostenvermeidung und ist somit als eine Ausprägung von systemdienlichem Betrieb im Sinne des ElWG zu sehen.“*.

Wenn der Verteilnetzbetreiber auf Kundenwunsch einen „dauerhaft flexiblen Netzzugang“ vergibt, impliziert das, dass

1. der Netzbetreiber von positiven Kosteneffekten ausgeht und mit der Maßnahme die Effizienz des Gesamtsystems erhöht (gem. §6, 148. ElWG)
2. durch die Vorgabe von Hüllkurven und durch die direkte Eingriffsmöglichkeit des Netzbetreibers der systemdienliche Betrieb sichergestellt ist (gem. §6, 148. ElWG)

Daraus lässt sich eine Netzentgeltbefreiung gem. § 127 Abs. 3 ElWG (Netznutzungs- und Netzverlustentgelt) für Speicher an einem dauerhaft flexiblen Netzzugang direkt ableiten.

Seite 12/13: *„Im Gegensatz dazu (Anm.: Instrumenten gemäß den Abschnitten 2.3.1 und 2.3.2) dürfen Anlagen mit dauerhaft flexiblem Netzzugang nur aufgrund der lokalen Netzsituation (d.h. aufgrund prognostizierter Engpässe auf der Netzebene des Netzanschlusspunktes sowie eine Netzebene darüber) eingeschränkt werden.“*

Die Einschränkung auf die *„lokale Netzsituation“* und die prognostizierten Engpässe auf *„der Netzebene des Netzanschlusspunktes sowie eine Netzebene darüber“* sollte gestrichen werden, da es auch auf den übergeordneten Netzebenen zu Engpässen kommen kann. Z.B.: würde ein Engpass auf Netzebene 4 (Umspannwerk) dazu führen, dass auf der unterlagerten Netzebene 6 keine dauerhaft flexiblen Netzzugänge vergeben werden können.

Erst durch eine gesamtheitliche Betrachtung durch den Verteilnetzbetreiber, in Kombination mit statischen und dynamischen Einschränkungen (z.B.: „Hüllkurven“ oder „Leitplanken“), wird das volle Effizienzpotenzial ausgeschöpft.

Lösungsvorschlag: … Anlagen mit dauerhaft flexiblem Netzzugang sollen überwiegend aufgrund der lokalen Netzsituation eingeschränkt werden, es braucht aber eine gesamtheitliche Betrachtung über alle Netzebenen.

Zusammenfassung / Fazit:

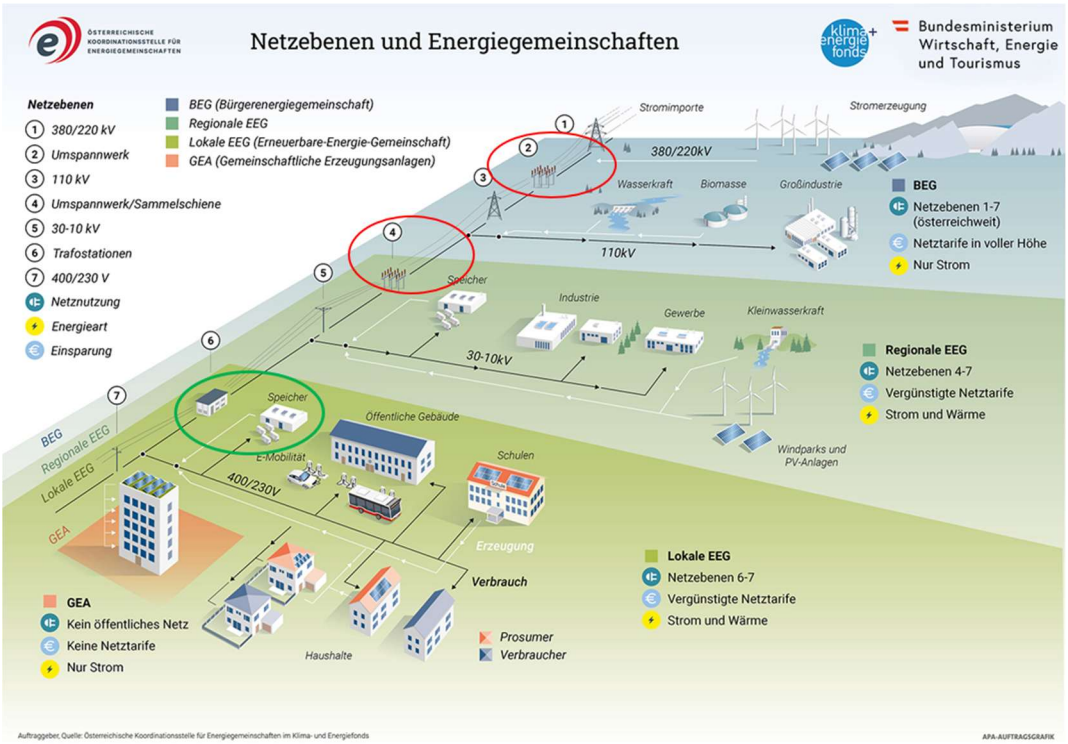
- auch Speicher kleiner 1 MW können, in Kombination mit dauerhaft flexiblen Netzzugängen, signifikant zur Systemdienlichkeit beitragen
    - diese sollen daher ebenfalls gem. § 127 Abs. 3 ElWG die notwendige Netzentgeltbefreiung erhalten können

- Batteriespeicherprojekte auf der Netzebene 6 sind mit Großspeicherprojekten auf Netzebene 4 oder Netzebene 2 nicht vergleichbar
    - eine Verortung einzelner Trafo-Standorte im Netzentwicklungsplan, Verträge mit dem Regelzonenführer oder eine Ausschreibung des Verteilnetzbetreibers über einzelne Trafo-Standorte erscheinen als überschießend und nicht sinnvoll

- für eine praxistaugliche, unbürokratische Umsetzung, wird eine entsprechende Erweiterung bzw. Ausnahmeregelung in der Säule 4 vorgeschlagen, um die Errichtung von Quartier- und Schwarmspeicher auf Netzebene 6 zu ermöglichen

Lösungsvorschlag: Ergänzung unter „2.3.4 Dauerhafter flexibler Netzzugang“ (Säule 4)

Batteriespeicher, denen vom Verteilnetzbetreiber (im Sinne der Effizienzsteigerung seines Systems) ein „dauerhaft flexibler Netzzugang“ zugestanden wird, sind gem. § 127 Abs. 3 ElWG von Netzentgelten befreit, wenn diese auf Netzebene 6 mit einer Anschlussleistung von weniger als 1 MW errichtet werden.



V SNE 01/26
2026-05-07-D-000365
Stellungnahme zur Marktkonsultation SNE_Vers1.pdf

DI Andreas Oehlzand
Beratung – Projektentwicklung - Controlling

Stellungnahme zur Marktkonsultation SNE-GV (ElWG)

Teil 1 (Allgemeine Systematik) und Teil 2 (Systemdienlicher Betrieb)

1. Ausgangspunkt und Zielbild

Die vorliegenden Überlegungen zur Weiterentwicklung der Systemnutzungsentgelte adressieren zentrale Herausforderungen eines sich grundlegend wandelnden Energiesystems – und der damit einhergehenden Transformation angrenzender Sektoren.

Umso wichtiger ist es, die Wechselwirkungen, Abhängigkeiten und daraus resultierenden Konsequenzen gesamthaft zu betrachten.

Es geht dabei nicht nur um die Ausgestaltung eines einzelnen regulatorischen Instruments, sondern um eine strukturelle Weichenstellung mit langfristigen Auswirkungen auf Marktmechanismen, Investitionsentscheidungen und die zukünftige Ausrichtung des Energiesystems.

Damit verbunden ist auch eine einmalige Chance, nicht nur bestehende Strukturen weiterzuentwickeln, sondern bewusst neue, zeitgemäße Wege zu beschreiten und ein zukunftsorientiertes Energiesystem aktiv zu gestalten.

Insbesondere die stärkere Berücksichtigung von Flexibilität, dezentraler Erzeugung und Speichern ist ausdrücklich zu begrüßen. „Das war schon immer so“ ist schlichtweg nicht tragbar, ebenso wenig, wie nicht die Interessen aller Beteiligten, Betroffenen und Stakeholder in die Lösungsfindung und -ausarbeitung entsprechend zu berücksichtigen.

Gleichzeitig ist festzuhalten:
Das Energiesystem befindet sich in einem tiefgreifenden strukturellen Transformationsprozess, getrieben durch Elektrifizierung, Digitalisierung, Mobilitätswende, steigende Anforderungen an Versorgungssicherheit sowie den massiven Ausbau erneuerbarer Energien.

Vor diesem Hintergrund ist es erforderlich, das System konsequent in Richtung eines offenen, flexibitätsbasierten Marktes weiterzuentwickeln – und nicht primär neue Technologien an bestehende Strukturen anzupassen. Genau genommen wäre es sogar an der Zeit, das System nun tatsächlich weiter zu öffnen und einerseits mehr Wettbewerb zuzulassen und andererseits um mehr Geschwindigkeit in der Umsetzung zu erlangen.

2. Zentrale Kritikpunkte

2.1 Definition und Steuerung von „Systemdienlichkeit“

Die vorliegende Ausgestaltung deutet darauf hin, dass Systemdienlichkeit maßgeblich:

- über regulatorische Kriterien
- sowie über Netzbetreiber (z. B. Standortdefinition, vertragliche Einbindung)

definiert wird, während gleichzeitig wirtschaftliche Vorteile (z. B. Entgeltreduktionen) daran geknüpft werden.

Daraus ergibt sich eine zentrale Problematik:

Die Definition von Systemdienlichkeit entscheidet faktisch über Marktzugang und Wirtschaftlichkeit.

Kritische Bewertung:

- fehlende Transparenz der zugrunde liegenden Kriterien

DI Andreas Oehlzand, Pappenheimgasse 1/1/32, 1200 Wie; 3350684; E-Mail: andreas.oehlzand@oeconenergie.at;
Web: www.oeconenergie.at ; UID: ATU 66503205; Bankverbindung: BAWAG, IBAN:AT33 1400 0018 1094 1070, BIC: BAWAATWW

- Gefahr einer impliziten Marktsteuerung durch bestehende Systemakteure
- strukturelle Bevorzugung etablierter Akteure

Diese Problematik ist nicht neu, sondern zeigt sich bereits heute deutlich im Bereich der Kapazitätsreservierungen, wo Intransparenz und eingeschränkter Zugang regelmäßig zu Marktverzerrungen führen.

Die geplante Ausgestaltung droht, diese bestehenden Herausforderungen weiter zu verstärken, sofern hier nicht frühzeitig und bewusst gegengesteuert wird.

Gleichzeitig bietet sich hier die Chance, über bestehende Systemlogiken hinauszugehen und ein modernes, offenes und zukunftsorientiertes Energiesystem aktiv zu gestalten.

Österreich kann und sollte in diesem Kontext - innerhalb Europas - eine Vorreiterrolle einnehmen, nicht durch die Fortschreibung bestehender Strukturen, sondern durch den Mut, neue Wege zuzulassen und konsequent zu Ende gedachte Lösungen umzusetzen.

Ziel sollte es sein, Rahmenbedingungen zu schaffen, die Innovation, Wettbewerb und Investitionen fördern und damit ein System zu ermöglichen, das langfristig sowohl wirtschaftlich als auch energiewirtschaftlich tragfähig ist.

Dies erfordert jedoch die Bereitschaft, bestehende Strukturen kritisch zu hinterfragen und nicht ausschließlich deren Erhalt in den Mittelpunkt zu stellen.

2.2 Kumulative Auslegung der Voraussetzungen

Die teilweise vertretene Interpretation, Voraussetzungen für Systemdienlichkeit kumulativ anzuwenden, führt zu einer erheblichen Verschärfung der Anforderungen.

Dabei stellt sich weniger die Frage nach der formalen Begründung dieser Auslegung, sondern vielmehr nach deren praktischen Auswirkungen auf Marktstruktur, Wettbewerb und Investitionsbereitschaft.

Denn diese Auslegung wirkt in der praktischen Anwendung nicht neutral , sondern potenziell strukturprägend.

Vor diesem Hintergrund ist eine kritische Einordnung dieser Interpretation zwingend erforderlich.

Gleichzeitig stellt sich die Frage, wem diese Sichtweise/Interpretation tatsächlich nutzt bzw. schadet, um das entsprechend einordnen zu können.

<u>Diese Auslegung ist:</u>

- im Gesetz so nicht eindeutig vorgegeben
- jedoch in der praktischen Anwendung potenziell marktentscheidend

<u>Auswirkungen:</u>

- zusätzliche Markteintrittsbarrieren
- Einschränkung innovativer Geschäftsmodelle
- Reduktion von Investitionsanreizen

Die Frage, wer von einer kumulativen Auslegung profitiert und wer dadurch benachteiligt wird, ist für die Bewertung dieser Interpretation zentral.

Profiteure:

- etablierte Energieversorger und große Marktakteure mit bestehender Systemintegration
- Akteure mit direktem Zugang zu Netzbetreibern und regulatorischen Prozessen
- Projekte, die strukturell auf bestehende Systemlogiken ausgerichtet sind

Verlierer:

- unabhängige Investoren und neue Marktteilnehmer
- innovative Geschäftsmodelle im Bereich Speicher und Flexibilität
- Projekte, die primär marktbasiert und ohne systemseitige Vorintegration entwickelt werden

Besonders kritisch ist dabei:

Die kumulative Auslegung wirkt nicht nur als technische Präzisierung, sondern faktisch als Marktzugangsfilter.

Dadurch wird Wettbewerb eingeschränkt und die notwendige Vielfalt an Lösungsansätzen reduziert.

2.3 Ausschreibungslogik und Anwendungsbereich

Die Diskussion rund um verpflichtende Ausschreibungen ist ebenso differenziert zu betrachten.

Sachgerecht ist eine Ausschreibung:

- wenn Netzbetreiber konkrete Flexibilitätsleistungen beschaffen müssen

Nicht sachgerecht ist eine verpflichtende Ausschreibung:

- für Investoren, die eigenständig Speicher entwickeln, finanzieren und betreiben
- ohne ausschließliche Bindung an netzseitige Anforderungen

Der zentrale Punkt ist:

Systemdienlichkeit bedeutet nicht zwangsläufig vollständige Integration in ein netzseitig gesteuertes Betriebsmodell.

Eine undifferenzierte Anwendung von Ausschreibungslogiken würde daher zu einer unnötigen Verengung des Marktes führen.

Auch im Kontext verpflichtender Ausschreibungen stellt sich die Frage nach der Verteilung von Chancen und Risiken.

Profiteure:

- Netzbetreiber, die zentrale Steuerungs- und Auswahlfunktionen übernehmen
- etablierte Marktakteure mit Erfahrung in regulierten Ausschreibungsverfahren
- Projekte, die gezielt auf definierte Ausschreibungsbedingungen ausgerichtet werden können

Verlierer:

- Investoren mit marktbasierten Geschäftsmodellen außerhalb klassischer Systemintegration
- kleinere und mittelständische Akteure ohne Ressourcen für komplexe Ausschreibungsprozesse
- innovative Projekte, deren Mehrwert sich nicht vollständig in standardisierten Ausschreibungskriterien abbilden lässt

Kernaussage:

Eine verpflichtende Ausschreibungslogik verschiebt den Markt von einem investorengetriebenen Modell hin zu einem **systemseitig selektierten Markt**.

2.4 Rolle der Investoren und Auswirkungen auf den Standort Österreich

Die aktuelle Ausgestaltung birgt das Risiko, dass Investoren zunehmend in strukturierte, systemseitig definierte Verfahren gedrängt werden.

Bereits in der Vergangenheit haben Investoren Projekte nicht weiterverfolgt, wenn diese mit einer zu engen Bindung an bestehende Systemakteure verbunden waren.

Dies hat konkrete Auswirkungen:

- Projekte werden verzögert oder nicht realisiert
- verfügbare Investitionsmittel fließen in andere Märkte
- Innovationspotenzial bleibt ungenutzt

Diese Entwicklung stellt einen klaren Standortnachteil für Österreich dar.

2.5 Systemlogik vs. Marktlogik

Die vorliegenden Ansätze bewegen sich in einem Spannungsfeld zwischen:

- marktbasierten Lösungen
- und systemseitiger Steuerung

Die zentrale Frage lautet daher:

Entwickeln wir einen offenen Markt für Flexibilität, oder ein Modell, in dem Systemdienlichkeit de facto von bestehenden Akteuren definiert wird?

Diese Weichenstellung ist von grundlegender Bedeutung für die zukünftige Struktur des Energiesystems.

Im Kern geht es dabei nicht darum, ob Speicher systemdienlich betrieben werden sollen, sondern wer definiert, was als systemdienlich gilt und unter welchen Bedingungen Marktteilnahme überhaupt möglich ist.

Das Interesse der bestehenden Netzbetreiber und Energieversorger ist dabei naturgemäß hoch. Gleichzeitig erfordert eine zukunftsgerichtete Ausgestaltung eine **breitere, ausgewogene Einbindung weiterer Akteure.**

Dabei geht es nicht primär darum, zusätzliche bekannte Namen oder Unternehmen einzubinden, sondern vielmehr darum, die notwendige Expertise für die Gestaltung eines zukunftsgerichteten Energiesystems sicherzustellen.

Einzubindende Akteure:

- unabhängige Investoren und Projektentwickler
- Speicher- und Flexibilitätsanbieter (inkl. Aggregatoren)
- Industrie und Großverbraucher (als Flexibilitätsquelle!)
- Technologieanbieter und Innovationstreiber
- Wissenschaft / unabhängige Marktanalysen
- ggf. auch Kapitalmarktakteure (weil sie die Finanzierung tragen)

Systemdienlichkeit darf nicht ausschließlich aus der Perspektive bestehender Systembetreiber definiert werden, sondern muss das Zusammenspiel aller relevanten Marktakteure (auf Erzeugungs- wie Verbrauchsseite) widerspiegeln.

Eine zukunftsgerichtete Ausgestaltung erfordert dabei auch die Bereitschaft, über etablierte Sichtweisen hinauszugehen und unterschiedliche Perspektiven aktiv einzubinden.

Ein reiner Konsensansatz mit überwiegend jenen Akteuren, deren Geschäftsmodelle stark auf der bestehenden Systemarchitektur basieren, greift zu kurz und birgt das Risiko, notwendige strukturelle Weiterentwicklungen zu verzögern.

Entscheidend ist daher nicht primär ein möglichst breiter Konsens, sondern die Qualität der zugrunde liegenden Lösungen und deren Beitrag zu einem offenen, wettbewerblichen und zukunftsfähigen Energiesystem.

Grundsätzlich ist zwischen zwei Rollen von Energiespeichern zu unterscheiden:

- marktbasiert agierende Speicher als Teil eines wettbewerblichen Energiesystems
- sowie systemseitig eingebundene Speicher zur gezielten Unterstützung des Netzbetriebs

Beide Rollen sind legitim und notwendig – entscheidend ist jedoch, dass regulatorische Rahmenbedingungen nicht einseitig eine dieser Rollen bevorzugen.

2.6 Konkretisierung durch Teil 2 der Konsultation

Die in Teil 2 der Konsultation dargestellte konkrete Ausgestaltung der „systemdienlichen Speicher" verdeutlicht die praktischen Auswirkungen der zuvor beschriebenen Systematik und macht deren strukturelle Tragweite sichtbar.

a) Struktur des Marktzugangs

Die vorgesehenen Voraussetzungen - und insbesondere deren kumulative Auslegung/Interpretation - führen in ihrer Gesamtheit zu einem stark strukturierten Marktzugang:

- verpflichtende Standortvorgaben auf Basis von Netzentwicklungsplänen
- zwingende vertragliche Einbindung in netzbetriebliche Prozesse
- weitreichende Eingriffsrechte der Netzbetreiber in den operativen Betrieb (z. B. Vorgabe von Betriebsbereichen)
- zusätzliche technische Anforderungen ohne zwingende wirtschaftliche Kompensation
- verpflichtende Teilnahme an Ausschreibungsverfahren als Zugangsvoraussetzung

In dieser Kombination entsteht faktisch ein System, in dem Speicher zunehmend nicht mehr primär als marktbasiert agierende Infrastruktur, sondern als systemseitig gesteuerte Betriebseinheiten ausgestaltet werden.

Diese Entwicklung ist in bestimmten Anwendungsfällen nachvollziehbar und auch sinnvoll - insbesondere dann, wenn es darum geht:

- Netzstabilität gezielt sicherzustellen
- bestehende Engpässe effizient zu adressieren
- sowie systemrelevante Flexibilitätsressourcen koordiniert einzusetzen

Dies stellt eine legitime und notwendige Aufgabe der Netzbetreiber dar.

Kritisch wird diese Entwicklung jedoch dann, wenn sie zum dominierenden Modell wird und dadurch alternative, marktbasiert entwickelte Ansätze strukturell in den Hintergrund gedrängt werden.

Dies wäre insbesondere dann der Fall, wenn:

- marktorientierte Geschäftsmodelle ohne systemseitige Integration erschwert oder ausgeschlossen werden
- Investoren faktisch nur mehr über strukturierte, netzseitig definierte Modelle Zugang zum Markt erhalten

- und dadurch die Vielfalt an technologischen und wirtschaftlichen Lösungsansätzen reduziert wird

In diesem Spannungsfeld ist es entscheidend, ein ausgewogenes Verhältnis zwischen systemischer Steuerung und marktbasierten Lösungen sicherzustellen.

b) Operative Auswirkungen und Risiken

Besonders hervorzuheben sind die vorgesehenen Eingriffsrechte der Netzbetreiber in den operativen Betrieb.

Diese können nur dann sachgerecht und marktkonform wirken, wenn deren Anwendung:

- österreichweit einheitlich
- transparent nachvollziehbar
- diskriminierungsfrei
- sowie mit ausreichender Vorlaufzeit planbar

erfolgt.

Andernfalls besteht die erhebliche Gefahr:

- uneinheitlicher Anwendung je Netzgebiet
- eingeschränkter Planbarkeit für Investoren
- sowie einer weiteren Intransparenz im Marktzugang

Ohne klare und einheitliche Rahmenbedingungen droht hier die Entstehung einer regulatorischen „Black Box", die dem Ziel eines offenen und wettbewerblichen Marktes entgegensteht.

c) Wirtschaftliche und strukturelle Effekte

Besonders hervorzuheben ist die Verknüpfung der beschriebenen Anforderungen mit erheblichen wirtschaftlichen Anreizen, insbesondere der bis zu 20-jährigen Befreiung von Netznutzungsentgelten.

Diese Ausgestaltung erzeugt einen starken ökonomischen Druck zur Teilnahme an einem klar vorgegebenen Systemmodell und schränkt alternative, investorengetriebene Ansätze faktisch ein.

Zusätzlich ist die faktische Verknüpfung zentraler wirtschaftlicher Vorteile mit der verpflichtenden Teilnahme an Ausschreibungsverfahren kritisch zu hinterfragen.

Auch wenn Ausschreibungen bei konkretem netzbetrieblichem Bedarf ein geeignetes Instrument darstellen können, führt eine generelle oder implizite Verpflichtung dazu, dass:

- investorengetriebene Projekte strukturell benachteiligt werden
- Markteintrittshürden erhöht werden
- und die Vielfalt möglicher Geschäftsmodelle eingeschränkt wird

Eine verpflichtende Ausschreibungslogik darf daher nicht zum generellen Gatekeeper für Marktzugang und Wirtschaftlichkeit werden.

d) Verteilung der Effekte (Profiteure und Verlierer)

Auch im Rahmen der konkretisierten Ausgestaltung gemäß Teil 2 stellt sich die Frage nach der Verteilung von Vorteilen und Nachteilen.

Profiteure:

- Netzbetreiber, die durch erweiterte Eingriffsrechte operative Steuerungsmöglichkeiten erhalten
- etablierte Energieversorger mit bestehender Systemintegration und Zugang zu regulatorischen Prozessen
- Akteure, die strukturell in der Lage sind, Ausschreibungsanforderungen effizient zu bedienen

Verlierer:

- unabhängige Investoren mit marktbasierten Geschäftsmodellen
- flexible, innovative Speicher- und Aggregationslösungen außerhalb klassischer Systemintegration
- kleinere Marktteilnehmer ohne Ressourcen für komplexe regulatorische und operative Anforderungen

e) Gesamtbewertung

In der Gesamtbetrachtung entsteht ein zweistufiges System aus privilegierten, systemintegrierten Anlagen und eingeschränkten Marktteilnehmern.

Die gewählte Ausgestaltung verschiebt die Marktstruktur damit von einem investorengetriebenen Wettbewerb hin zu einem stärker systemseitig selektierten Modell.

Grundsätzlich ist dabei zwischen zwei Rollen von Energiespeichern zu unterscheiden:

- marktbasiert agierende Speicher als Teil eines wettbewerblichen Energiesystems
- sowie systemseitig eingebundene Speicher zur gezielten Unterstützung des Netzbetriebs

Beide Rollen sind legitim und notwendig. Entscheidend ist jedoch, dass regulatorische Rahmenbedingungen nicht einseitig eine dieser Rollen bevorzugen, sondern ein ausgewogenes, offenes und investitionsfreundliches Marktumfeld ermöglichen.

3. Handlungsempfehlungen

3.1 Transparente und objektive Kriterien für Systemdienlichkeit

- klare, nachvollziehbare und öffentlich zugängliche Definitionen
- Vermeidung indirekter Steuerung über intransparente Mechanismen

3.2 Klare Trennung von Netzbedarf und Marktentwicklung

- Netzbetreiber definieren systemische Anforderungen und selbst hierbei ist künftig auf eine österreichweite einheitliche, transparente Gestaltung zu achten bzw. diese überhaupt erst zu schaffen
- Marktteilnehmer entwickeln und finanzieren Lösungen

Diese Rollen sind klar zu trennen!

3.3 Keine verpflichtende Ausschreibung für private Investitionen

- Ausschreibungen ausschließlich bei tatsächlichem Beschaffungsbedarf durch Netzbetreiber
- keine generelle Anwendung auf investorengetriebene Projekte

3.4 Verzicht auf restriktive (kumulative) Auslegung

- Anwendung der gesetzlichen Voraussetzungen entsprechend ihrem Wortlaut

- Vermeidung zusätzlicher, nicht gesetzlich verankerter Hürden

3.5 Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Marktzugangs

- gleichberechtigter Zugang für alle Marktteilnehmer
- aktive Vermeidung struktureller Vorteile für etablierte Akteure

3.6 Stärkung des Investitionsstandorts Österreich

- Rahmenbedingungen, die private Investitionen aktiv ermöglichen
- Vermeidung unnötiger regulatorischer Komplexität
- klare, verlässliche und planbare Marktbedingungen

4. Schlussfolgerung

Die Energiewende erfordert Mut zur Veränderung und die konsequente Ausrichtung am zukünftigen Zielbild eines flexiblen, dezentralen und marktbasierten Energiesystems.

Eine zu starke Orientierung an bestehenden Strukturen birgt das Risiko, Innovation, Wettbewerb und Investitionen unnötig zu bremsen – Erfahrungen aus den letzten Jahren haben gezeigt, dass verzögerte und nicht konsequent zu Ende gedachte Entscheidungen erhebliche Auswirkungen auf die Marktentwicklung haben können.
Umso wichtiger ist es, die anstehenden Weichenstellungen mit der notwendigen Klarheit, Konsequenz und langfristigen Perspektive zu treffen.
Dies erfordert auch die Bereitschaft, kurzfristige Interessen hinter langfristige, gesamtwirtschaftlich sinnvolle Lösungen zu stellen.

Transformation kann und wird auch mit Herausforderungen verbunden sein.

Entscheidend ist jedoch, dass sie konsequent in Richtung eines offenen, transparenten und wettbewerblichen Systems gestaltet wird – im Interesse von Bürger:innen, Unternehmen und des Wirtschaftsstandorts Österreich.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000366
Stellungnahme_Impeto Impact_Marktkonsultation_SNE-GV Teil 2.cleaned.pdf

IMPETO
IMPACT

An die
E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
Per E-Mail: recht-post@e-control.at

Graz, am 20.03.2026

Betreff: Stellungnahme zur Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV)

Sehr geehrte Damen und Herren,

im Rahmen der Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV) erstatten wir uns, Ihnen binnen der offenen Frist folgende Stellungnahme zu übermitteln:

1. Einleitung und Ausgangslage

1.1. Österreichs Stromsystem tritt in eine Phase ein, in der **kurzfristige Flexibilität** zu einer Voraussetzung sowohl für den Systembetrieb als auch für die Investitionsplanung wird. Die erneuerbare Stromerzeugung wächst weiterhin stark, insbesondere durch Photovoltaik (PV) und Windenergie.[1] Da deren Stromerzeugung wetter- und tageslichtabhängig ist, unterliegt sie naturgemäß **starken Schwankungen**. Dies führt zu ausgeprägteren intraday-Laständerungen sowie zu zunehmender Prognoseunsicherheit. In der Folge treten Ungleichgewichte im Stromsystem häufiger auf, und auch betriebliche Einschränkungen auf Ebene der Verteilnetze nehmen in Österreich zu.[2]

Die jüngsten Daten des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers zeigen, dass dieses Problem **bereits messbare volkswirtschaftliche Dimensionen** erreicht hat. Die Anzahl der Stunden mit negativen Strompreisen hat in kurzer Zeit massiv zugenommen. Während im ersten Halbjahr 2023 noch rund 60 Stunden mit negativen Preisen verzeichnet wurden, waren es im ersten Halbjahr 2024 bereits etwa 250 Stunden und im ersten Halbjahr 2025 über 300

[1] *Biermayr, P., et al*, Innovative Energietechnologien in Österreich. Marktentwicklung 2024.
[2] *Puck/Lefebre/Graf/Wiegert,* Charging ahead: Showcasing the attractiveness of standalone BESS investments in Austria, retrieved from https://www.bessinvest.at (zuletzt abgerufen am 20.03.2026).

Stunden. Gleichzeitig wurden im selben Zeitraum mehr als 30 % der durch Photovoltaik erzeugten Strommenge in Stunden eingespeist, in denen der Marktpreis bei null oder darunter lag.[3]

1.2. Parallel dazu entstehen erhebliche **volkswirtschaftliche Verluste durch strukturelle Preisverzerrungen zwischen Österreich und Deutschland**. Der durchschnittliche Preisunterschied zwischen den beiden Märkten lag im ersten Halbjahr 2025 bei rund 8,5 €/MWh. Nach Berechnungen der Austrian Power Grid führt dieser Spread zu **volkswirtschaftlichen Mehrkosten in einer Größenordnung von etwa 200 bis 500 Millionen Euro pro Jahr**. Auch die Kosten für operative Eingriffe in das Stromsystem steigen deutlich an. Redispatchmaßnahmen, also Eingriffe der Netzbetreiber zur Stabilisierung des Netzes, verursachten im ersten Halbjahr 2025 Kosten von rund 143 Millionen Euro. Über die letzten zehn Jahre summieren sich diese Kosten bereits auf etwa eine Milliarde Euro.[4]

Diese Entwicklung steht im Einklang mit einer **Studie zum zukünftigen Flexibilitätsbedarf des österreichischen Stromsystems**, die analysiert, dass mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien der Bedarf an kurzfristiger Flexibilität deutlich ansteigen wird. Insbesondere Batteriespeicher werden darin als eine der zentralen Technologien identifiziert, um die zunehmende zeitliche Entkopplung zwischen Stromerzeugung und Stromnachfrage auszugleichen. Die Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass der Bedarf an großskaligen Batteriespeichern (BESS) in Österreich deutlich ansteigen dürfte.[5]

1.3. Eine aktuelle Studie zu Batteriespeicherinvestitionen in Österreich aus 2026 zeigt, dass insbesondere netzgekoppelte Front-of-the-Meter-Speicher in der Lage sind, diese Flexibilitätslücke zu adressieren. Batteriespeicher können Strom zeitlich verschieben, indem sie in Stunden mit hoher Einspeisung und niedrigen Preisen Energie aufnehmen und diese in Zeiten höherer Nachfrage wieder abgeben. Gleichzeitig können sie durch ihre schnelle Reaktionsfähigkeit **systemrelevante Dienstleistungen für Netzstabilität und Frequenzhaltung** erbringen.[6]

Ökonomisch basiert das Geschäftsmodell solcher Speicher in der Regel auf einer **Kombination mehrerer Erlösquellen**. Dazu zählen insbesondere Arbitragegeschäfte am Strommarkt sowie Einnahmen aus Systemdienstleistungen. Dieses sogenannte Revenue-Stacking ermöglicht grundsätzlich ein tragfähiges Investitionsmodell. Gleichzeitig zeigt die Studie jedoch auch, dass die Investitionsentscheidungen stark von regulatorischen

[3] *Austrian Power Grid (APG*), Stromzukunft 2040: Wie kann das gelingen? Vortrag von Vorstandssprecher Gerhard Christiner, Präsentation in Graz.

[4] *Austrian Power Grid (APG*), Stromzukunft 2040: Wie kann das gelingen? Vortrag von Vorstandssprecher Gerhard Christiner, Präsentation in Graz.

[5] *APG/PV Austria/TU Graz/d-fine,* Flexibilitäts- und Speicherbedarf im österreichischen Energiesystem.

[6] *Puck/Lefebre/Graf/Wiegert,* Charging ahead: Showcasing the attractiveness of standalone BESS investments in Austria, retrieved from https://www.bessinvest.at (zuletzt abgerufen am 20.03.2026).

Rahmenbedingungen beeinflusst werden, da diese bei den aktuell festgelegten Netzentgelten einen hohen Einfluss haben.[7]

Ein wesentlicher Investitionsanreiz für Speicher ergibt sich daher aus **regulatorischen Mechanismen**, die systemdienliches Verhalten honorieren. Genau an dieser Stelle setzt die energiepolitische Intention des Gesetzgebers an. Im Rahmen der jüngsten gesetzlichen Änderungen wurde vorgesehen, dass Energiespeicher, die das Netz entlasten und damit einen Beitrag zur Systemstabilität leisten, von Netznutzungsentgelten teilweise oder vollständig befreit werden können. Ziel dieser Regelung ist es, Investitionen in Speichertechnologien zu fördern und dadurch langfristig sowohl Netzausbaukosten als auch Systemeingriffe zu reduzieren.

Besonders relevant ist in diesem Zusammenhang die derzeitige netzentgeltliche Behandlung von Energiespeichern. Energiespeicher werden beim Laden weiterhin wie Endverbraucher behandelt und unterliegen damit der vollen Netzentgeltbelastung, obwohl die aufgenommene Energie zeitlich verschoben und zu einem späteren Zeitpunkt wieder in das Stromsystem eingespeist wird. **Dadurch entsteht entlang der Wertschöpfungskette eine doppelte Netzentgeltbelastung derselben Energiemenge**. Diese strukturelle Doppelbelastung wirkt sich unmittelbar auf die Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten aus.

Die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern basiert typischerweise auf mehreren, teilweise eng bemessenen Erlösströmen. Bereits relativ kleine Änderungen bei regulatorisch bestimmten Kostenkomponenten können daher einen erheblichen Einfluss auf Investitionsentscheidungen haben. Gerade vor diesem Hintergrund ist eine Reduktion der netzentgeltlichen Doppelbelastung von zentraler Bedeutung für die Mobilisierung privater Investitionen in Speicherinfrastruktur.

Vor diesem Hintergrund erscheint es sachgerecht, Energiespeicher zumindest von der leistungsabhängigen Komponente des Netznutzungsentgelts zu befreien. Eine solche Anpassung würde die bestehende Doppelbelastung reduzieren, ohne die Kostenverursachung beim Netzanschluss in Frage zu stellen. Gleichzeitig würde sie einen wichtigen Beitrag dazu leisten, die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investitionen in Batteriespeicher zu stabilisieren.

1.4. Vor diesem Hintergrund besteht grundsätzlich **die Chance, einen Teil der künftig erforderlichen Flexibilitätsinfrastruktur über private Investitionen zu realisieren**. Wenn Netzdienlichkeit regulatorisch so ausgestaltet wird, dass systementlastendes Verhalten wirtschaftlich honoriert wird, kann privates Kapital gezielt für den Aufbau von Speicherinfrastruktur mobilisiert werden. Damit entsteht die Möglichkeit, einen wachsenden

[7] *Puck/Lefebre/Graf/Wiegert,* Charging ahead: Showcasing the attractiveness of standalone BESS investments in Austria, retrieved from https://www.bessinvest.at (zuletzt abgerufen am 20.03.2026).

Teil des Flexibilitätsbedarfs marktbasiert zu decken, anstatt diesen ausschließlich über staatlich finanzierte Netz- oder Infrastrukturinvestitionen abzubilden.

2. Stellungnahme zur SNE-GV

2.1. Die nun vorliegende Verordnung zur Definition der Systemdienlichkeit konkretisiert diesen gesetzlichen Rahmen. Allerdings führt die Ausgestaltung der Kriterien zu **mehreren strukturellen Problemen aus Sicht von Investoren und Marktteilnehmern**. Insbesondere wird Systemdienlichkeit in der Verordnung über mehrere kumulative Voraussetzungen definiert, darunter eine Standortbindung an Netzplanungen, Ausschreibungsverfahren für bestimmte Netzanschlusspunkte sowie spezifische Vertragsanforderungen mit Netzbetreibern.

Diese Herangehensweise verändert den grundlegenden Ansatz der gesetzlichen Regelung. Während das Gesetz Systemdienlichkeit primär als eine Eigenschaft des Betriebsverhaltens eines Speichers versteht, **verschiebt die Verordnung den Fokus auf administrative Voraussetzungen und Standortkriterie**n. Dadurch entsteht ein System, in dem nicht das tatsächliche Verhalten eines Speichers im Netz entscheidend ist, sondern seine Teilnahme an bestimmten regulatorischen Prozessen.

2.2. Diese Verschiebung birgt mehrere Risiken. Erstens führt sie zu einer **künstlichen Verknappung von Investitionsmöglichkeiten**, da nur eine begrenzte Zahl von Projekten die Voraussetzungen erfüllen kann. Zweitens **erhöht sie das regulatorische Risiko für Investoren**, da zentrale Erlöspotenziale nicht mehr allein vom Marktverhalten, sondern von administrativen Entscheidungen abhängen. Drittens kann sie zu ineffizienten Marktergebnissen führen, wenn Speicher an Standorten ausgeschlossen werden, obwohl sie dort netzdienlich betrieben werden könnten.

Besonders problematisch erscheint in diesem Zusammenhang ein **pauschaler Ausschluss bestimmter Standorttypen**. Speicher an Industrie- oder Gewerbestandorten können durchaus netzdienlich betrieben werden, wenn sie in Zeiten hoher Einspeisung Energie aufnehmen und in Zeiten von Netzengpässen wieder abgeben. Ein regulatorischer Ausschluss solcher Standorte würde daher potenziell systemdienliche Flexibilität ungenutzt lassen.

2.3. Aus regulatorischer Sicht erscheint es daher sinnvoll, **Systemdienlichkeit stärker über das tatsächliche Betriebsverhalten eines Speichers zu definieren**, statt über seine geografische Lage oder seine Teilnahme an bestimmten Vergabeverfahren. Der Regulator verfügt bereits über umfangreiche historische Daten zu Preisentwicklungen, Netzengpässen und Systemzuständen. Diese Daten ermöglichen eine relativ präzise Identifikation jener Zeiträume, in denen zusätzliche Nachfrage oder Einspeisung besonders systemdienlich ist.

Auf dieser Grundlage könnte **ein einfaches, für alle verständliches Modell entwickelt werden, bei dem Netzentgelte**, wie schon in Kapitel 2.3.5. des Verordnungs-Entwurfs

avisiert, **für Speicherladung zeitlich differenziert ausgestaltet werden**. In Zeiten hoher erneuerbarer Einspeisung und niedriger Marktpreise könnten Netzentgelte für Speicherladung reduziert oder vollständig ausgesetzt werden. In neutralen Zeiten könnten reduzierte Entgelte gelten, während in systembelastenden Zeiten normale Entgelte anfallen würden. Ein solches Zeitkorridor-Modell würde direkte Anreize für netzdienliches Verhalten setzen, ohne den Marktzugang künstlich zu beschränken.

Ein weiterer Vorteil eines solchen Ansatzes liegt in seiner **Technologie- und Standortneutralität**. Alle Speicher könnten grundsätzlich teilnehmen, unabhängig davon, ob sie als Stand-alone-Anlagen, in Co-Location mit erneuerbaren Anlagen oder an Industrie- und Gewerbestandorten betrieben werden. Entscheidend wäre allein, ob ihr Betriebsverhalten zur Entlastung des Netzes beiträgt.

Darüber hinaus würde ein solches Modell **administrative Komplexität reduzieren**. Aufwendige Standortauktionen oder umfangreiche Vertragsstrukturen wären nicht erforderlich, da die Lenkung über transparente und vorhersehbare Entgeltmechanismen erfolgen würde. Für Investoren würde dies eine deutlich höhere Planbarkeit schaffen, da die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ex ante klar definiert wären.

2.4. Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll, die Verordnung in mehreren Punkten anzupassen:

- Erstens sollte Systemdienlichkeit **grundsätzlich standortneutral** definiert werden und sich **primär am Betriebsverhalten orientieren**.

- Zweitens sollten Industrie- und Gewerbestandorte **nicht pauschal ausgeschlossen** werden, sofern eine netzdienliche Betriebsweise technisch und messtechnisch nachweisbar ist.

- Drittens sollte auf **netzseitige Standortauktionen verzichtet** werden, da diese zusätzliche Markteintrittsbarrieren schaffen und Investitionen hemmen können.

- Viertens könnte ein **zeitabhängiges Netzentgeltmodell** eingeführt werden, das Speicher in systementlastenden Zeitfenstern gezielt incentiviert.

Darüber hinaus regen wir an, die derzeitige netzentgeltliche Doppelbelastung von Energiespeichern im Rahmen der nächsten Novelle des ElWG weitergehend zu reduzieren. Insbesondere erscheint eine Befreiung von der leistungsabhängigen Komponente des Netznutzungsentgelts geeignet, um Investitionshemmnisse abzubauen und private Investitionen in Speicherinfrastruktur zu ermöglichen.

Ein solcher Ansatz würde die **ursprüngliche Zielsetzung der gesetzlichen Regelung besser unterstützen**. Statt Investitionen durch administrative Hürden zu begrenzen, würde er

Anreize für tatsächlich systemdienliches Verhalten setzen. Gleichzeitig würde er dazu beitragen, die zunehmenden Kosten für Systemeingriffe, Preisverzerrungen und negative Strompreise zu reduzieren.

2.5. Letztlich steht hinter dieser Diskussion eine **grundlegende energiepolitische Frage**:

Soll Systemdienlichkeit über administrative Standortsteuerung oder über marktwirksame Anreize für netzdienliches Verhalten erreicht werden? Aus ökonomischer und systemischer Sicht spricht vieles für einen Ansatz, der die Flexibilität des Marktes nutzt und Investitionen in Speichertechnologien erleichtert. Nur so kann das Stromsystem langfristig die notwendige Flexibilität entwickeln, um hohe Anteile erneuerbarer Energie effizient zu integrieren.

3. Zusammenfassung

Aus den umfassend dargelegten Gründen sprechen wir uns gegen den aufgelegten Entwurf der SNE-GV aus und regen an, diesen entsprechend zu adaptieren.

Impeto Impact GmbH

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000367
BR26-025 Stellungnahme TINETZ
SNE-GV 2026.pdf

19. März 2026

TINETZ-
Tiroler Netze GmbH
Bert-Köllensperger-Straße 7
6065 Thaur

Ein Unternehmen der
TIWAG-Gruppe

Ihr Ansprechpartner: TINETZ-Tiroler Netze GmbH
Geschäftsführung
Bert-Köllensperger-Straße 7
6065 Thaur
Telefon: [redacted]
E-Mail:
Internet: www.tinetz.at

Sichere Versorgung für Tirol

Energie-Control Austria
Abteilung Recht
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Stellungnahme TINETZ-Tiroler Netze GmbH zu Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir nehmen zum vorliegenden Begutachtungsentwurf zur „Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung" gerne wie folgt Stellung.

Die im Marktkonsultationsdokument angeführten generellen Zielrichtungen des neuen Netzanschlussentgelt-Modells mit einer einheitlichen Systematik für Einspeiser und Entnehmer und für das Netztarif-Modell mit Einführung eines Leistungspreises für bislang nicht-leistungsgemessene Kunden werden sehr begrüßt.

Im Marktkonsultationsdokument bleibt das „Pauschalierte Netzanschlussentgelt für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger" unerwähnt. Daraus wird angenommen, dass die bisherige Sonderregelung für Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger, entfallen soll. Aufgrund der fehlenden Kostendeckung dieser Entgeltsystematik würden überproportional hohe Kostenanteile des Netzausbaus durch das Netzanschlussentgelt offen bleiben und in Folge zu erhöhten Steigerungsraten der Netznutzungsentgelte führen.
Die daraus abgeleitete Absicht bei der einheitlichen Systematik für Einspeiser und Entnehmer verstärkt auf das Verursacherprinzip abzuzielen wird mit dem verbundenen Dämpfungseffekt auf die Entwicklung der Netznutzungsentgelte besonders positiv gesehen.

Netzanschlussentgelt aufwandsorientierter Anteil (AWA)
Im Netzbau haben neben der Anschlussleistung weitere Faktoren hohen Einfluss auf die Anschlusskosten, welche durch die vorgeschlagene Systematik von AWA-Kostensätzen und Obergrenzen in €/kW unberücksichtigt bleiben.
Der Anschlussaufwand variiert stark in Abhängigkeit von der Situierung des Netzanschlusses (z.b. verbautes Gebiet oder abgelegenes Einzelgebäude) und den Gegebenheiten (z.B. Tiefbau in einer Wiese im Vergleich zum Tiefbau in hochrangigen Straßen). Ein einheitlicher €/kW-Satz führt zwangsläufig zu großen Begünstigungen oder Benachteiligungen in Einzelfällen.

Die vermeintlich einfachere Abwicklung durch Pauschalansätze wird durch das Erfordernis des Prüfens der tatsächlichen Kosten jedes Anschlussfalls auf Übersteigen der Obergrenze unterbleiben. Es ist die Kalkulation des tatsächlichen Aufwands jedenfalls erforderlich.
Wir sprechen uns daher für die Beibehaltung der Verrechnung nach kalkuliertem, tatsächlichem Aufwand im aufwandsorientierten Teil (AWA) analog zum Netzzutrittsentgelt mitsamt der bisherigen Pauschalierung in absoluten €-Beträgen von gleichartigen Standard-Anschlüssen im verbauten Gebiet in der Niederspannung aus. Diese Vorgangsweise weist eine höhere Treffsicherheit in Bezug auf die Kostenzuordnung nach dem Verursacherprinzip als die vorgeschlagenen AWA-Kostensätze und Obergrenzen in €/kW bei gleichem Abwicklungsaufwand auf.

TINETZ-
Tiroler Netze GmbH
Bert-Köllensperger-Straße 7
6065 Thaur

Ein Unternehmen der
TIWAG-Gruppe

Diesbezüglich sei auf den Gleichheitssatz nach Art. 7 BVG verwiesen. AWA-Kostensätze und Obergrenzen werden als Regelungen als weniger sachlich gerechtfertigt, weniger nachvollziehbar differenziert und gleichheitskonform erachtet als die Verrechnung nach kalkuliertem, tatsächlichem Aufwand im aufwandsorientierten Teil (AWA) mitsamt treffsicheren Pauschalierungen für verbautes Gebiet angesehen.

PA-Pauschalen
Für die PA-Pauschalen sind die Eigenschaften kostendeckend, treffsicher und netzebenenübergreifend durchgängig wichtig. Kostendeckend beinhaltet die Netzkomponenten und realitätsnahe Tiefbau- und Grundstückskosten. Netzebenenübergreifend durchgängig bedeutet einen möglichst stetigen Übergang ohne Kostensprünge bei Wechsel der Netzebenen anhand der Anschlussleistung folgend ElWG § 97. Die PA-Pauschale soll die Kosten des Netzbaus des der Anschlussanlage vorgelagerten Netzes möglichst genau abbilden. Andernfalls erfolgt dadurch ein unbeabsichtigter und wahrscheinlich auch wenig sinnvoller Lenkungseffekt hin zu einer Netzebenenzuordnung aufgrund Missverhältnisses der Kosten. Im Bereich des durch ElWG vorgesehenen Netzebenenwechsels zwischen NE6 und NE5 von 400 kW sollte für die möglichst stetig durchgängige Kostenentwicklung über und dem Grenzwert die PA-Pauschale in €/kW für die NE 6 die Kosten der Transformatorstation inkl. deren Einbindung in das Mittelspannungsnetz im Allgemeinen ausgleichen.
Die derzeitigen Netzbereitstellungsentgelte gemäß SNE-V führen an der Leistungsgrenze von 400 kW mit Netzenbenwechsel zu einem Kostensprung von mehreren 10 Tsd.€ für die Netzbenutzer. Dadurch werden die Netzbenutzer auf Anschlussleistungen knapp unter 400 kW gelenkt. Da dieser Effekt mit der unterbliebenen Anpassung an Kostensteigerungen zusammenhängen wird, sollte die Grundsatzverordnungen eine Indexbindung der PA-Pauschalen zur Abbildung von Änderungen der tatsächlichen Kosten beinhalten.

Ein Netzanschluss für mehrere Netzbenutzer
Zu diesem Punkt verweisen wir auf die Stellungnahme von Österreichs Energie zu Anwendung auf 1:n-Beziehungen (insbesondere Mehrparteienhäuser, NE6/NE7). Die Klarstellung der sinnvollen & effektiven bisher angewendeten Praxis in der SNE-Grundsatzverordnung würde für mehr Transparenz und Einheitlichkeit für die Netzkunden sehr begrüßt werden.

Definition der Anschlussanlage
Ebenso regen wir das Aufnehmen einer Definition des Netzzutrittspunkts (entsprechen TOR Begriffe) in der SNE-GV zur eindeutigen Abgrenzung zwischen pauschaliertem Anteil (PA) und aufwandsorientiertem Anteil (AWA) des Netzanschlussentgelts, sprich der Anschlussanlage, als Klarstellung für Transparenz und Einheitlichkeit an.

Rechtssichere Übergangsregelungen für bestehende Anschlussleistungen, Leistungsdaten und Altverträge
Übergangsbestimmungen betreffend Rückzahlung sowie neue Regelung betreffend Übertragung / Verfall von erworbenen Leistungen sind für einen Übergang auf die neue Systematik unerlässliche Voraussetzungen. Daher sollten diese Regelung als Grundsatz in gegenständlich konsultierte Verordnung aufgenommen werden.

Ungenutzte, nicht benötigte Netzkapazitäten nutzbar machen
Wir schlagen folgende Reglungen für Fälle der Nichtnutzung zum Vermeiden von ungenutzte und nicht benötigten Netzkapazitäten:

- Netzbetreiber sollen die Möglichkeit erhalten, nicht genutzte vertraglich vereinbarte netzwirksame Leistungen in Einspeise- und Bezugsrichtung bei konkretem Bedarf nach 5-jähriger vollständiger oder teilweiser Nichtnutzung einseitig auf den tatsächlich in Anspruch genommenen Wert zu reduzieren. In diesem Fall sollen allfällige innerhalb der letzten 15 Jahre bezahlte Netzbereitstellungsentgelte und / oder pauschale Anteile des Netzanschlussentgelts unverzinst an den Netzzugangsberechtigten rückgezahlt werden.
  Der aufwandsorientierte Anteil (AWA) bzw. das Netzzutrittsentgelt als Abgeltung tatsächlicher Aufwendungen für das Herstellen oder Erweitern des Netzanschlusses sind davon unberührt.

TINETZ-
Tiroler Netze GmbH
Bert-Köllensperger-Straße 7
6065 Thaur

Ein Unternehmen der
TIWAG-Gruppe

- Nach 10-jähriger vollständiger Nichtnutzung sollen vereinbarte netzwirksame Leistungen in Liefer- und Bezugsrichtung ohne Rückzahlung verfallen (analog zur bisherigen Regelung). Hier ist auf eine gleichartige Regelung für die Schnittstelle Verteilernetz zu Übertragungsnetz zu achten.

Abwicklung von im alten Regime abgeschlossenen Netzanschlussverträgen
Netzanschlussverträge, die auf Grundlage der bestehenden Rechtslage (insbesondere §§ 54 und 55 ElWOG 2010) und unter Verwendung der Kostenbestandteile Netzzutrittsentgelt und Netzbereitstellungsentgelt erstellt und bis zum 31.12.2026 unterzeichnet bzw. rechtswirksam abgeschlossen wurden, sollen grundsätzlich weiterhin gelten und nach den bisherigen Bestimmungen vertragskonform umgesetzt werden können.

Sofern mit der Umsetzung des Vertrages noch nicht begonnen wurde, soll der Netzkunde – sofern ihm durch die neue Rechtslage ein Vorteil entsteht – nur auf eigenen Antrag eine Anpassung des Netzanschlussvertrages an die neue Rechtslage verlangen können. Ein solches Anpassungsrecht besteht jedoch nur, wenn der Netzbetreiber noch keine Erfüllungshandlungen gesetzt hat. Den Netzbetreiber treffen im Zusammenhang mit einem möglichen Günstigkeitsvergleich bzw. einer möglichen Anpassung keinerlei Informationspflichten gegenüber dem Netzkunden.

An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass bloße Nachverrechnungen von Netzbereitstellungsentgelten, die in zeitlicher Nähe zum 31.12.2026 erfolgen, potenziell zu Unmut bei den Kundinnen und Kunden führen können.

Messentgelte als Teil der Netznutzungsentgelte
Aufgrund der Integration der Messentgelte in die Netznutzungsentgelte sollten frühzeitig geeignete Kostenvergleiche der jährlichen Kosten (Vorjahresvergleiche) etabliert werden. Das Ziel ist Fehlinterpretationen von Kostensteigerungen in der Öffentlichkeit allein durch die Integration des Messentgelts in den Netznutzungsentgelten zu vermeiden. Durch Fortführen der bisherigen Darstellungen in den Erläuterungen zu Tarifveränderungen würden bei oberflächlicher Betrachtung Kostensteigerungen auch bei gleichbleibenden Tarifen wahrgenommen.

Stärkung der Leistungskomponenten im Tarif
Die stärkere Berücksichtigung von Leistungsparametern in der Netzentgeltstruktur ist ein wichtiger Aspekt der Anpassung an Veränderungen im Elektrizitätssystem.

Für die Eindeutigkeit regen wir an, ausdrücklich einen Monatsleistungspreis festzulegen, sodass eindeutig und leichter verständlich die monatliche Leistungsspitze für die Verrechnung definiert wird.

Betreffend Anwendung einer Mindestverrechnungsleistung verweisen wir auf die Stellungnahme von Österreichs Energie.

Regelung für temporäre Netzanschlüsse
Das Konsultationsdokument bezieht sich primär auf dauerhafte Netzanschlüsse / dauerhaft angeschlossene Kundenanlagen. Für temporäre Anschlüsse (Kurzzeitanschlüsse, Anschlüsse für Feste und Schausteller, Baustromanschlüsse) sind die Bestimmungen und Inhalte sinngemäß anzuwenden. Die derzeit in § 8 SNE-V festgelegten „Besonderen Vorschriften für temporäre Anschlüsse", insbesondere das Wahlrecht des Netzbenutzers statt des pauschalen Anteils des Netzanschlussentgelts (PA) für die Bestandsdauer des Anschlusses (maximal 5 Jahre) einen um 50 % erhöhten Anteil des arbeitsbezogenen Netznutzungsentgelts zu bezahlen, sollten in die SNE-GV bzw. neue SNE-V übernommen werden.

Datum: 19. März 2026
Betreff: Stellungnahme TINETZ-Tiroler Netze GmbH zu Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

TINETZ-
Tiroler Netze GmbH
Bert-Köllensperger-Straße 7
6065 Thaur

Ein Unternehmen der
TIWAG-Gruppe

Auswirkung einer Umstellung auf 8 kW als neue Standard-/Mindestleistung für Drehstromanschlüsse auf den Netzausbaubedarf

Gemäß §96 ELWG (Vereinfachter Netzanschluss für kleine Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger …) sind Anlagen bis 15 kW zu 100% des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung für die Entnahme an das Verteilnetz anzuschließen, sofern keine Verweigerungsgründe bestehen.

Wir möchten darauf hinweisen, dass der Aufwand den Netzbenutzern flächendeckend 8 kW oder mehr in Einspeiserichtung zur Verfügung zu stellen, um ein Vielfaches höher ist als in Entnahmerichtung. Dies begründet sich technisch in der Gleichzeitigkeit von PV-Anlagen sowie in der etablierten Spannungsbandbewirtschaftung. Ein Ausbau der Netze auf diese Einspeiseleistung ist mit einem erheblichen Aufwand und entsprechend hohen Kosten verbunden.

In Bezug auf den Teil 2 der Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung verweisen wir auf die Stellungnahme von Österreichs Energie.

Wir bitten um entsprechende Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüße

TINETZ-Tiroler Netze GmbH

Dipl.-Ing. Thomas Rieder, MBA

Mag. Thomas Trattler, MBA

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000368
Stellungnahme IG Windkraft_Marktkonsultation SNE-GV.cleaned.pdf

IG WINDKRAFT
Austrian Wind Energy Association

An
E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
Per E-Mail an: recht-post@e-control.at

Wien am, 19.03.2026

Stellungnahme der IG Windkraft zur Marktkonsultation der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung SNE-GV (Teil 1 & 2)

Sehr geehrte Damen und Herren,

Die vorgeschlagene zweistufige Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung bildet einen zentralen Baustein zur Umsetzung des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (ElWG) und zur Herstellung einer investitionssicheren, rechtlich klaren und systemdienlichen Entgeltarchitektur. Vor dem Hintergrund der ambitionierten Ausbaupfade für erneuerbare Energien kommt der präzisen Ausgestaltung des Netzanschlussentgelts sowie der Definition und tariflichen Behandlung systemdienlicher Betriebsweisen eine besondere Bedeutung zu. Als Interessengemeinschaft Windkraft Österreich erlauben wir uns daher, eine Stellungnahme zum Entwurf abzugeben.

Zusammenfassung:

- Der vorliegende Entwurf ist leider noch sehr pauschalisierend einschränkend für Energiespeicher. Eine differenzierte und beispielsweise stufenweise Herangehensweise wäre sinnvoll um einerseits die Entwicklung von Energiespeichern voranzubringen und andererseits keine negativen Nebeneffekte zu verursachen.
- Klare Abgrenzung von aufwandsorientiertem und pauschalem Anteil entlang nächstliegender Netzebene zur Vermeidung doppelter Kostenverrechnung bei Berechnung des Netzanschlussentgelts
- Verbindlicher Kostenvoranschlag und klare Trennung hinsichtlich der Netzebenenzuordnung zwischen Netzebene 3 und 4
- Energiespeicheranlagen spielen für die Bereitstellung der für die Transformation des Energiesystems notwendigen Flexibilität eine zentrale Rolle. Kumulative Anforderungen und Ausschreibungsverfahren zur Anerkennung jedweder systemdienliche Speicher erscheinen überschießend und stehen im Widerspruch zu rechtlichem Rahmen.
- Co-located Speicher sind aufgrund ihrer effizienten Nutzung bestehender Netzinfrastruktur, der damit einhergehenden kostenreduzierenden Wirkung sowie der Gebundenheit an Standorte bestehender Erzeugungsanlagen von den strengen kumulativen Voraussetzungen zu entkoppeln
- Die Nutzung von Hüllkurven für Speicheranlagen werden positiv beurteilt, da sie einen komplementären Betrieb des Speichers zu Erzeugungs- und Betriebsanlagen ermöglichen können. Sie bedürfen jedoch einer klaren Ausdifferenzierung, um Planungssicherheit zu ermöglichen.
- Hybride Erzeugungsanlagen glätten Profile und nutzen Kapazitäten optimal – sie sollten daher als systemdienliche Erzeugungsanlagen anerkannt werden.

Regelungen im Detail:

Teil 1 der Marktkonsultation: Generelle Aspekte und Netznutzungs- und Netzanschlussentgelt

Zu 3. Netzanschlussentgelt
Der Geltungsbereich des Netzanschlussentgelts erstreckt sich auf neue Netzanschlüsse sowie auf Änderungen bestehender Netzanschlüsse. Zur Vermeidung von Auslegungsunsicherheiten bedarf es einer

Präzisierung, auf welchen Zeitpunkt dabei abgestellt wird. Aus Sicht der IG Windkraft ist klarzustellen, dass maßgeblich der Abschluss des Netzanschlussvertrags – und nicht bspw. die spätere Inbetriebnahme der Anlage – sein soll.

Zu 3.4. Ausgestaltung und Grundprinzipien des Netzanschlussentgelts

Das Netzanschlussentgelt soll künftig aus zwei Komponenten bestehen: einem aufwandsorientierten Anteil (AWA) sowie einem pauschalen Anteil (PA).

Der AWA ist dazu bestimmt, jene Netzanschlusskosten abzudecken, die mit der erstmaligen und tatsächlichen Herstellung eines Anschlusses an ein Netz – oder der Abänderung eines bestehenden Anschlusses infolge Erhöhung der netzwirksamen Leistung – unmittelbar verbunden sind. Der PA hingegen dient der Abrechnung anteiliger Kosten für den bereits erfolgten sowie künftig notwendigen Netzausbau.

Die genaue Abgrenzung zwischen diesen Anteilen bleibt jedoch unklar, was das Risiko einer doppelten Kostenverrechnung birgt. Es ist daher zwingend festzulegen, welche Aufwendungen noch als tatsächliche und unmittelbare Anschlusskosten im Sinne des AWA zu werten sind und welche dem PA als Kosten des „bereits erfolgten sowie künftig notwendigen Netzausbaus“ zuzuordnen sind. Bereits unter dem bisherigen Netzzutrittsentgelt gemäß ElWOG 2012, das vergleichbare Aufwendungen abdeckte, gab es Unklarheiten über den Umfang der abdeckungsfähigen Kosten; in Einzelfällen wurden sogar Kosten bereits errichteter Infrastruktur übergeordneter Netzebenen – bis hin zur Schnittstelle der APG – als unmittelbar verbunden behandelt. Dies erscheint vor dem Hintergrund des neuen PA, der den Netzausbau jedenfalls umfassend erfasst, umso problematischer. Insbesondere da der Konsultationsentwurf vorsieht, dass unteren Netzebenen die jeweils darüberliegenden im PA enthalten sollen und der PA bei neuen oder geänderten Anschlüssen im nachgelagerten Netz anteilig dem vorgelagerten Verteilernetzbetreiber zugeordnet wird.

Um eine doppelte Anrechnung von Infrastrukturkosten zu vermeiden, ist klarzustellen, dass sich die unmittelbar mit dem Netzanschluss verbundenen Kosten des AWA ausschließlich auf die nächstliegende Netzebene beziehen – beispielsweise bei Netzebene 4 allenfalls auf die Kosten des zugehörigen Umspannwerks, nicht jedoch auf darüber hinausgehende Infrastruktur. In diesem Zusammenhang ist auch klarzustellen, dass Kosten nur anteilig zu tragen sind, wenn eine Anlage lediglich einen Teil der Kapazität eines Umspannwerks nutzt. Nützt eine Anlage bspw. 20 MW eines 80 MW-Umspannwerks, sollen dessen Kosten max. zu einem Viertel bei Berechnung des AWA berücksichtigt werden.
Darüber hinausgehende, vorgelagerte Netzebenen sind ausschließlich bei Berechnung des PA zu berücksichtigen.

Zu 3.4.1. Aufwandsorientierter Anteil (AWA)

Verbindlicher Kostenvoranschlag mit Abschluss des Netzanschlussvertrags

Für den aufwandsorientierten Anteil (AWA) ist auf den Netzebenen 3 bis 7 vorgesehen, dass die Verrechnung grundsätzlich anhand von in der SNE-Tarifverordnung (SNE-TV) durch die Regulierungsbehörde festgelegten Kostensätzen in EUR/kW erfolgt. Der Netzbetreiber hat im Falle einer derartigen Verrechnung die tatsächlichen Kosten individuell zu prüfen und mit einer in der SNE-TV definierten Obergrenze zu vergleichen. Überschreiten die festgestellten tatsächlichen Kosten diese Obergrenze, sind die darüber hinausgehenden Aufwendungen gesondert und zusätzlich zu den festgelegten Kostensätzen in Rechnung zu stellen.

Unklar bleibt jedoch, zu welchem Zeitpunkt die tatsächlichen Kosten für den Netzbenutzer verbindlich feststehen. Zur Ermöglichung fundierter Investitionsentscheidungen ist zu normieren, dass sämtliche kostenrelevanten Feststellungen spätestens mit Abschluss des Netzanschlussvertrags endgültig vorliegen und der Netzbetreiber einen verpflichteten, verbindlichen Kostenvoranschlag ausstellt.

Berücksichtigung selbst getragener Kosten

Laut Marktkonsultation und § 130 Abs. 3 ElWG ist die Höhe des AWA zu vermindern, wenn der Netzbenutzer Teilkosten selbst trägt. Kapitel 3.2 des Entwurfs definiert den Netzanschluss als den „Netzanschlusspunkt“, also die vertraglich festgelegte Schnittstelle zwischen der Anlage des Netzbenutzers

und dem Übertragungs- oder Verteilernetz, die in der Regel die Eigentumsgrenze zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer markiert. Die Regelung zur Kostenminderung ist daher dahin auszulegen, dass der Netzbenutzer Aufwendungen außerhalb seiner Eigentumsgrenze leistet, mithin für Infrastruktur, die grundsätzlich dem Netzbetreiber obliegt. Tatsächlich errichten manche Windkraftbetreiber – etwa zur Beschleunigung des Netzzugangs und mitunter in Koordination mit anderen Netzbenutzern.

Zur Sicherstellung dieser sachgerechten Zuordnung ist ein klarer Grenzwert für den Netzanschluss zwischen Netzebene 3 und 4 erforderlich. Die IG Windkraft schlägt daher vor, diesen Grenzwert – wie bereits im ersten Begutachtungsentwurf zum ElWG 2024 vorgesehen – bei 100 MW netzwirksamer Leistung anzusetzen: Anlagen bis einschließlich 100 MW sollen auf Netzebene 4, darüber hinausgehende auf Netzebene 3 angeschlossen werden. Dies dient der Klarstellung, dass Anlagen mit geringer Anschlussleistung nicht zum unverhältnismäßigen Ausbau von Netzinfrastruktur (z. B. Umspannwerken) auf eigene Kosten verpflichtet werden.

Unabhängig dieser Grenze ist sicherzustellen, dass Erzeuger auf freiwilliger Basis zusätzliche Infrastruktur (bspw. ein Umspannwerk) errichten können. Dies kann in einzelnen Fällen einen zeitnäheren Anschluss an das Netz ermöglichen und mitunter sogar Kosteneffizienz schaffen. Erfolgt eine solche freiwillige Errichtung, ist das Netzanschlussentgelt gemäß § 130 Abs 3 ElWG um die damit verbundenen Mehrkosten zu vermindern.

Für die praktische Anwendung bedarf es zudem einer klaren Definition des Anlagenbegriffs. Da in einzelnen Bundesländern teilweise Einzelzählpunkte je Windkraftanlage vorgesehen sind, schlagen wir eine Orientierung an der sich in den TOR verwendeten Systematik: Danach gelten mehrere verteilte Stromerzeugungseinheiten eines Netzbenutzers, die über einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt an das Netz angeschlossen werden, als eine Stromerzeugungsanlage. Stromerzeugungsanlagen unterschiedlicher Eigentümer:innen (Netzbenutzer:innen) mit Anschluss an einem gemeinsamen Verknüpfungspunkt, die keine gemeinsame wirtschaftliche Einheit bilden, sind hingegen unabhängig voneinander zu betrachten.

Berücksichtigung der Pauschalen gem. Anhang V ElWG für erneuerbare Erzeugungsanlagen
Die gemäß § 130 Abs 5 ElWG vorgesehene Pauschalen für das Netzanschlussentgelt für erneuerbare Erzeugungsanlagen laut Anhang V sind im Interesse der Planungssicherheit als Obergrenze aufrechtzuerhalten. Diese Kostensätze wurden gemeinsam mit der Branche entwickelt und bilden ein realitätsnahes und marktkonformes Kostenbild ab. Ihre Anwendung stellt sicher, dass die nun vorgeschlagene Systematik auch praktikabel, wirtschaftlich tragfähig und für alle Marktteilnehmer berechenbar bleibt.

Zu 3.4.3. Reduktionsmöglichkeiten
Die Marktkonsultation sieht eine Anrechnung bestehender Netznutzungsrechte in entgegengesetzter Energierichtung auf den pauschalen Anteil (PA) mit einem Faktor von 25% vor. Dieser Faktor erscheint aus Sicht der IG Windkraft zu niedrig angesetzt. Die Kosten hängen stark von der individuellen Planung des Netzbetreibers ab. Wurde in der Planung übergeordnete Netzebenen so eine Netznutzung bereits berücksichtigt, entstehen bspw. keine zusätzlichen Kosten.

Unklar bleibt zudem das Zusammenspiel dieser Anrechnung mit den Reduktionsmechanismen für den PA bei netz- und systemdienlichem Verhalten. Die IG Windkraft plädiert für eine transparente Koordination und explizite Normierung der kumulativen Reduktionswirkungen, um planbare und diskriminierungsfreie Ergebnisse zu erzielen.

Zu Frage 1: Besteht aus Ihrer Sicht Regelungsbedarf zur Netzebenenzuordnung, der über § 97 ElWG hinausgeht?
§ 97 Abs. 1 ElWG sieht vor, dass Anlagen mit einer netzwirksamen Leistung zwischen 5 MW und 200 MW grundsätzlich auf Netzebene 3 oder 4 anzuschließen sind.

Ohne weitere Konkretisierungen eröffnet dies den Netzbetreibern einen weiten Ermessensspielraum bei der Entscheidung über die konkrete Netzebene. Sie könnten bereits Anlagen mit vergleichsweise geringen Anschlussleistungen ab 5 MW zum Bau eines eigenen Umspannwerks verpflichten, um einen Anschluss an Netzebene 3 zu ermöglichen – eine Anforderung, die in keinem angemessenen Verhältnis zur jeweiligen Einspeiseleistung steht. Der Netzkunde wäre in solchen Fällen gezwungen, sowohl das volle Netzanschlussentgelt als auch ein eigenes Umspannwerk zu tragen, selbst bei geringer netzwirksamer Leistung. Bereits heute sind in einzelnen Bundesländern Fälle dokumentiert, in denen Anlagen mit 20 bis 30 MW zum Eigenbau eines Umspannwerks herangezogen wurden.

Zur Vermeidung solcher unverhältnismäßigen Belastungen ist eine klare Grenzziehung zwischen Netzebene 3 und 4 zwingend erforderlich. Die IG Windkraft schlägt daher vor, diesen Grenzwert – wie bereits im ersten Begutachtungsentwurf zum ElWG 2024 vorgesehen – bei 100 MW netzwirksamer Leistung anzusetzen: Anlagen bis einschließlich 100 MW sollen auf Netzebene 4, darüber hinausgehende auf Netzebene 3 angeschlossen werden. Eine derartige Regelung schafft die notwendige Rechtssicherheit und verhindert, dass kleinere und mittlere Projekte durch überzogene netzseitige Anforderungen wirtschaftlich benachteiligt werden. Eine Grenzziehung ist essenziell, um den Ausbau der Windkraft nicht durch unverhältnismäßige Netzbelastungen zu gefährden.

§ 6 Z 167 und 168 ElWG regeln, dass der Verteilernetzbetreiber für den Betrieb, die Wartung sowie den Ausbau des Verteilernetzes verantwortlich ist. Das Verteilernetz umfasst mehrere zusammenhängende Leitungen der Hoch-, Mittel- oder Niederspannungsebene, die der regionalen Verteilung elektrischer Energie dienen. Errichtet ein Netzbenutzer Infrastruktur – etwa ein Umspannwerk –, obwohl diese nicht ausschließlich von ihm benötigt wird, ist daher nicht ersichtlich, weshalb diese Aufgabe dem Netzbenutzer und nicht dem Netzbetreiber zukommen soll. Schließlich ist der Ausbau und Betrieb des Netzes eine Kernaufgabe des Netzbetreibers und gesetzlich dessen Verantwortungsbereich zugewiesen.

Hinzu kommt, dass die Errichtung netzrelevanter Infrastruktur durch Netzbenutzer eine Reihe ungeklärter Folgefragen aufwirft. Wenn ein Umspannwerk durch einen Netzbenutzer errichtet und möglicherweise betreiben würde, ist bspw. unklar, zu welchen Bedingungen andere Netzbenutzer daran anschließen könnten oder welche Entgeltlogik dabei anzuwenden wäre. Wären solche Kosten bspw. einem Netzanschlussentgelt gegenzurechnen? Die derzeitige Rechtslage bietet hierfür keine ausreichende Grundlage. Dementsprechend ist klarzustellen, dass nicht bereits Anlagen mit vergleichsweise geringen Anschlussleistungen ab 5 MW zum Bau eines eigenen Umspannwerks verpflichtet werden.
Grundsätzlich wäre es aus Sicht der IG Windkraft sinnvoll, einheitliche Bedingungen für Einspeise-Umspannwerke – insbesondere hinsichtlich Kostenlogik, standardisierter Prozesse und technischer Anforderungen – zu schaffen, um Planungssicherheit für Betreiber und konsistente Rahmenbedingungen in allen Netzgebieten zu gewährleisten.

Zu Frage 2: Besteht Bedarf für Übergangsregelungen iZm bestehenden Netzanschlussrechten?
Der maßgebliche Zeitpunkt für die Anwendbarkeit der neuen Regelungen sollte der Abschluss des Netzanschlussvertrags sein, sodass diese erst für Verträge ab dem 1. Jänner 2027 gelten.

Einige Netzbetreiber stellen jedoch bislang keine klaren Verträge aus, sondern erteilen lediglich Netzzusagen – etwa per E-Mail – oder übermitteln Netzkonzepte, wobei Verträge mitunter erst unmittelbar vor dem physischen Netzanschluss oder gar nicht ausgestellt werden. In solchen Fällen ist der Zeitpunkt der Netzzusage bzw. der Ausstellung des Netzkonzepts heranzuziehen. Für Netzzusagen des Netzbetreibers vor dem 1. Jänner 2027, die vom Netzbenutzer angenommen wurden, sollten die bisherigen Regelungen des ElWOG weiterhin gelten, um Vertrauensschutz und Investitionssicherheit zu gewährleisten.

Teil 2 der Marktkonsultation: Systemdienlicher Betrieb und dessen Berücksichtigung iZm Systemnutzungsentgelten

Zu 2.3.1 Systemdienliche Speicher

Energiespeicheranlagen spielen für die Bereitstellung der für die Transformation des Energiesystems notwendigen Flexibilität eine zentrale Rolle. Die im Entwurf vorgesehene Qualifikation „systemdienlicher Speicher" für Stand-Alone-Speicher ist jedoch mit sehr weitreichenden, kumulativen Voraussetzungen verbunden, die die Realisierbarkeit solcher Projekte deutlich einschränken. Darüberhinausgehend bestehen aus Sicht der IG Windkraft erhebliche rechtliche Bedenken zu Ausschreibungsverfahren und kumulativem Anforderungskatalog. Vor allem die Formulierung „insbesondere" und die Nutzung von „oder" statt „und" im § 6 Z 148 deuten darauf hin, dass der Gesetzgeber eine beispielhafte und alternative Aufzählung der genannten Voraussetzungen, nicht aber eine kumulative Aufzählung vorsieht.

Vorgaben zum zulässigen Betriebsbereich (Hüllkurvenregelung)
Die vorgeschlagenen Hüllkurvenregelungen für Speicheranlagen werden positiv beurteilt, da sie ein sinnvolles Instrument für einen komplementären Betrieb des Speichers zu Erzeugungs- und Betriebsanlagen darstellen können. Sie bedürfen jedoch einer klaren Ausdifferenzierung.
Hüllkurven sind so zu gestalten, dass sie transparent, nachvollziehbar und in einer hinreichenden zeitlichen Granularität abgebildet werden, idealerweise in Form von Jahreszeitreihen mit Viertelstundenauflösung und einem Planungshorizont von fünf bis zehn Jahren, damit Investitions- und Betriebsentscheidungen auf einer verlässlichen Grundlage getroffen werden können.

Für die Anfangsphase könnte eine statisch vorgegebene Hüllkurve auf Basis historischer Netzdaten – die dem Anschlusswerber zur Verfügung gestellt werden müssen – eine technisch praktikable Lösung darstellen. Dabei ist sicherzustellen, dass es zu keinen Konflikten mit dargebotsabhängigen Erzeugungsprofilen kommt bzw. dass hierfür klare und planungssichere Vorrangregeln vorgesehen werden.
Sobald der Digitalisierungsgrad des Netzes ausreichend fortgeschritten ist, sollten die Hüllkurven schrittweise dynamisch ausgestaltet werden, um sich an die tatsächlichen Netz- und Einspeisesituationen anzupassen, bspw. auf Basis von SOGL-Daten, welche signifikante Netznutzer bereits aktuell dazu verpflichten, einen Dargebots Fahrplan auf Day-Ahead Basis auf Zählpunktebene an die APG zu liefern. An einem aggregierten Punkt im Netz (bspw. beliebiges UW) könnte die Differenz dieses SOGL Fahrplans zur Engpassleistung am jeweiligen Punkt die mögliche Einspeiseleistung für systemdienliche Speicher darstellen.
Ein Maximierungsgebot in Anlehnung an §§ 101 Abs 3 bzw. 103 Abs 3 ElWG könnte ebenfalls eine besonders effiziente Nutzung der verfügbaren Netzkapazitäten sicherstellen.

Standortausweisung
Unklar bleiben aktuell die Kriterien und Reichweite der Standortausweisung. Die Ausschreibung konkreter Anschlusspunkte bzw. des Umspannwerks kann in Verbindung mit der Frage der Sicherung von Grundstückseigentum massiv wettbewerbsbeschränkende Wirkungen entfalten und zu erheblichen Preissteigerungen bei den betroffenen Flächen führen.

Zudem besteht die Gefahr, dass eine obligatorische Standortausweisung für sämtliche systemdienlichen Speicheranlagen den raschen Hochlauf von Speicherkapazitäten deutlich verlangsamt. Vor diesem Hintergrund erscheint es zweckmäßig, für die Anfangsphase entweder eine befristete Übergangsregelung vorzusehen oder eine Leistungsgrenze (z. B. eine bestimmte Zahl an MW Speicherleistung für Österreich) festzulegen, bis zu deren Erfüllung Systemdienlichkeit vermutet wird, sofern bestimmte weitere Voraussetzungen erfüllt sind.
Zu diesen Voraussetzungen könnten insbesondere Regelungen zur Vermeidung von Gleichzeitigkeiten zählen, etwa durch den Einsatz von Hüllkurven oder durch dauerhaft flexible Netzzugänge. Solche Mechanismen können dazu beitragen, dass Speicheranlagen tatsächlich systemdienlich betrieben werden, ohne dass eine starre Standortausweisung jede Projektentwicklung von Beginn an verkompliziert oder verzögert.

Eine solche Übergangslösung würde es ermöglichen, die dringend benötigten Speicherprojekte zeitnah zu realisieren, gleichzeitig aber einen strukturierten Übergang in ein später stärker differenziertes und digital gestütztes Standortzuweisungssystem zu gewährleisten.

Weitere Einschränkungen
Die Möglichkeit des Netzbetreibers „weitere Einschränkungen“ zu definieren, führt zu Unsicherheiten. Stattdessen sollte die Regulierungsbehörde abschließend vorsehen, welche Einschränkungen möglich sind.

Systemdienlichkeit von Co-Located Speicher:
Energiespeicher können laut dem Entwurf auch dann als „systemdienlich“ im Sinne des Kapitels 2.3.1. eingestuft werden, wenn sie gemeinsam mit Stromerzeugungsanlagen Teil derselben Kundenanlage sind („co-located Speicher“) und zusätzliche Voraussetzungen hinsichtlich Messtechnik und Abgrenzung zur jeweiligen Erzeugungsanlage erfüllen.

Betrieblich folgen co-located Speicher der Erzeugungslogik der jeweils angeschlossenen Anlage(n): Ein co-located Speicher erbringt aufgrund seiner direkten Kopplung mit einer Erzeugungsanlage bereits inhärent systemdienliche Effekte wie die Glättung von Einspeiseprofilen, die Reduktion von Netzspitzen und eine geringere Notwendigkeit von Netzausbau. Weiters kann er insbesondere nicht gleichzeitig einspeisen, wenn die jeweilige Erzeugungsanlage einspeist. Damit ist bereits sichergestellt, dass Speicher einspeiseseitig keine Netzengpässe verursachen oder verschärfen können. Damit ist der Betrieb eines co-located Speicher bereits de facto systemdienlich im Sinne des § 6 Z 148 insbesondere in Hinblick auf Kostenreduktion und Netzstabilität.
Co-located Speicher werden ihrem systemimmanenten Zweck gemäß in unmittelbarer räumlicher Nähe zu einer Erzeugungsanlage errichtet, um deren bestehenden Netzanschluss mitzunutzen. Sie können daher nicht an beliebigen, vom Netzbetreiber ausgeschriebenen Standorten realisiert werden, weshalb eine Anwendung der Voraussetzungen für systemdienliche Standorte und Ausschreibungsverfahren sachlich unvereinbar erscheint.

Die IG Windkraft spricht sich nachdrücklich für die Klarstellung aus, co-located Speicher von den strengen kumulativen Voraussetzungen für Stand-Alone-Speicher zu entkoppeln.
Co-located Speicher, also Speicher, die gemeinsam mit Erzeugungsanlagen denselben Netzanschluss nutzen, sind unseres Erachtens als eigene Kategorie zu betrachten. Sie nutzen einen bestehenden Netzanschluss, verursachen keinen zusätzlichen Netzausbaubedarf und dienen damit der netzseitige Kostenvermeidung bzw. -einsparung iSd ElWG-Definition zur Systemdienlichkeit.

Für die Anerkennung der Systemdienlichkeit von co-located Speicher ist laut Marktkonsultation maßgeblich, dass der Netzbezug des Speichers messtechnisch erfasst und vom Eigenbedarf der Stromerzeugungsanlagen eindeutig abgegrenzt werden kann. In diesem Zusammenhang bedarf es einer Klarstellung, wie diese Abgrenzbarkeit konkret zu erfolgen hat: Es sollte präzisiert werden, ob die eindeutige Messung des Hauptstrompfads ausreichend ist oder ob darüber hinaus Hilfsanlagen mit separaten Messungen auszustatten sind.
Darüber hinausgehend sollten keine künstlichen Einschränkungen zur Systemdienlichkeit von co-located Speichern eingeführt werden.

Um auch bezugsseitig Systemdienlichkeit zu gewährleisten, kann eine von der Einspeiseleistung differenzierte (ggf. flexible) Bezugsleistung sachgerecht sein. Sollte die Regulierungsbehörde solche Konkretisierungen für eine bezugsseitige systemdienliche Betriebsweise für erforderlich erachten, ist jedenfalls zu gewährleisten, dass diese transparent und nachvollziehbar ausgestaltet werden. Im Fall von Hüllkurven müssten diese somit als Jahreszeitreihe mit Viertelstundenwerten abgebildet werden, damit die damit verbundenen Einschränkungen in der Projekt- und Betriebsplanung verlässlich berücksichtigt werden können. Das maximale Ausmaß der Beschränkungen sollte jedenfalls für einen Zeitraum von fünf bis zehn Jahren erkennbar und verbindlich festgelegt sein.

Zur Vermeidung von Umgehungen und zur Sicherstellung der dargestellten systemdienlichen Vorteile, empfiehlt sich eine Präzisierung des Begriffs „co-located“ dahingehend, dass die netzwirksame Leistung des Speichers die netzwirksame Leistung der Erzeugungsanlage nicht übersteigt.

Zu 2.3.2 Systemdienliche Stromerzeugungsanlagen

Geeignete Standorte für den systemdienlichen Betrieb

Der in der Marktkonsultation vorgesehene Ansatz, systemdienliche Standorte im Verteilernetz an deren entlastende Wirkung auf übergeordnete Netzebenen zu knüpfen, wird grundsätzlich positiv beurteilt. Bereits heute gibt es Umspannwerke, an denen aufgrund hoher Bezugsleistungen – etwa durch Gewerbe – und fehlender freier Kapazitäten keine Erzeugungsanlagen mehr angeschlossen werden können. Die vorgeschlagene Herangehensweise ermöglicht es, Erzeugung und Bezug komplementär zu denken, anstatt von einer nicht gegebenen vollständigen Gleichzeitigkeit im Netzverhalten auszugehen.

Hinsichtlich systemdienlicher Standorte im Übertragungsnetz könnten entsprechende Regelungen Anreize schaffen, Windkraft auch in bislang weniger genutzten Regionen – etwa im Westen Österreichs – zu errichten. Unklar bleibt jedoch, wie dies praktisch umgesetzt werden soll, wenn in diesen Regionen keine raumordnerischen Zonierungen für Windkraft bestehen. Regulierungsbehörde und Netzbetreiber sollten daher darauf hinwirken, dass geeignete systemdienliche Standorte im Einklang mit bestehenden Planungsinstrumenten tatsächlich ausgewiesen werden.

Berücksichtigung von hybriden Erzeugungsanlagen

Die derzeitige Konzeption der Systemdienlichkeit von Stromerzeugungsanlagen knüpft ausschließlich an das Standortkriterium an. Aus Sicht der IG Windkraft greift dieser Ansatz zu kurz und bildet die realen systemischen Mehrwerte moderner Anlagenkonfigurationen nicht ab. Hybride Anlagenkonzepte – etwa Kombinationen aus PV/Wind oder PV/Wind/Speicher – sollten ausdrücklich ebenfalls als systemdienlich qualifiziert werden und dementsprechend zu einer Reduktion des Netzanschlussentgelts führen.

Hybride Anlagen nutzen bestehende Netzanschlusspunkte besonders effizient, glätten Einspeiseprofile und vermeiden Leistungsspitzen. Dies gelingt durch die komplementären Erzeugungsprofile von Wind und PV, die zu einer deutlich gleichmäßigeren Gesamteinspeisung führen, sowie durch Speicher, die kurzfristige Volatilitäten ausgleichen. Betreiber:innen nehmen dafür bewusst Erzeugungsverluste in Kauf und investieren in zusätzlich Steuerungs-, Prognose- und Speichertechnologien. Diese Maßnahmen leisten einen unmittelbaren Beitrag zur Reduktion von Netzausbaubedarf und einer sicheren und effizienten Systemführung.

Auch eine nachträgliche Hybridisierung – also die Ergänzung einer bestehenden Erzeugungsanlage durch eine weitere Technologie und/oder einen Speicher am selben Netzanschlusspunkt – erhöht die Systemdienlichkeit signifikant. Sie ermöglicht eine gleichmäßigere Bewirtschaftung der Anschlusskapazität, reduziert volkswirtschaftliche Kosten und stärkt die lokale Flexibilität. Bei nachträglicher Hybridisierung ist die Reduktion des Netzanschlussentgelts ex post vorzunehmen, sobald die erhöhte Systemdienlichkeit vorliegt.

Zu Frage 1: Kriterien für die Identifizierung und Ausweisung geeigneter Standorte auf Verteiler- oder Übertragungsnetzebene

Es ist nicht hinreichend geklärt, wie die geplante Standortausweisung mit bestehenden Zonierungen, Windatlas und Windpotentialstudien zusammenspielen soll. Problematisch wäre insbesondere, wenn systemdienliche Standorte für Windkraft außerhalb von Gebieten ausgewiesen würden, in denen ein ausreichendes Windpotential besteht oder die politisch-planerisch als Vorrang- bzw. Eignungszonen definiert sind. Eine solche Diskrepanz würde die praktische Umsetzbarkeit der ausgewiesenen Standorte erheblich in Frage stellen.
Hier wird eine verpflichtende Abstimmung des Netzbetreibers mit der Branche ausdrücklich empfohlen. Umgekehrt könnten die vom Netzbetreiber ausgewiesene Standorte ebenfalls als zusätzliche Ausbauzonen für die jeweilige Erzeugungstechnologie vorgesehen werden.

Zu 2.3.4 Dauerhafter flexibler Netzzugang

Im Fall eines neuen Netzzugangs eines einspeisenden Netzbenutzers oder einer Änderung der netzwirksamen Leistung kann vertraglich vereinbart werden, dass der Netzbetreiber aufgrund mangelnder

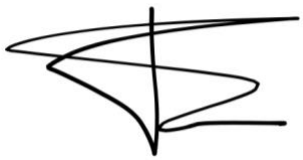
Netzkapazitäten die maximale netzwirksame Leistung statisch oder dynamisch vorgibt. Dies ist primär als temporäre Lösung vorgesehen, um Netzbenutzern einen früheren Netzzugang zu ermöglichen.
Wird eine Erzeugungsanlagen um einen Energiespeicher ergänzt, kann eine Erhöhung der bezugsseitigen netzwirksamen Leistung vorgesehen werden. In solchen Fällen ist klarzustellen, dass eine Änderung bezugsseitiger netzwirksamer Leistung sich keine Auswirkungen auf bereits bestehende einspeiseseitige netzwirksame Leistung haben soll.

Ein dauerhafter flexibler Netzzugang kann auf Verlangen von Netzbenutzern vorgesehen werden. Um faire Vertragsbedingungen zu gewährleisten, sollte die Regulierungsbehörde zur Orientierung und besseren Nachvollziehbarkeit eine diesbezügliche Vertragsvorlage zur Verfügung stellen. Um Transparenz zu gewährleisten, sollten jedenfalls Zeitraum und die Dauer der Maßnahme, die abgeregelte Leistung und Energiemenge, die Begründung der Maßnahme sowie die betroffene Anlagengruppe, getrennt nach Technologie und Größenklasse bekanntgegeben werden. Dem Netzbenutzer ist regelmäßig eine Aufstellung über die individuell erfolgten Begrenzungen samt einer Information über die Netzauslastung zur Verfügung zu stellen.

Die Marktkonsultation sieht für den dauerhaften flexiblen Netzzugang gewisse Rahmenbedingungen vor. U.a. ist vorgesehen, dass für Kundenanlagen mit Stromerzeugungsanlagen und Speichern („co-located Speicher“) ein dauerhafter flexibler Netzzugang möglich ist, sofern der Speicher ausschließlich mit Eigenerzeugung geladen wird. Diese Einschränkung ist nicht nachvollziehbar und hat unseres Erachtens keinen Nutzen für den Netzbetreiber. Der Betrieb des Speichers wird dadurch wiederum für den Netznutzer überschießend eingeschränkt.
Weiters braucht ein co-located Speicher, welcher als Ergänzung zu einer Erzeugungsanlage errichtet wird, üblicherweise keinen zusätzlichen einspeiseseitigen Netzanschluss. Eine Änderung der netzwirksamen Leistung geschieht in so einem Fall somit üblicherweise ausschließlich bezugsseitig. Wäre der Speicher ausschließlich mit Eigenerzeugung zu laden, ergäbe sich unseres Erachtens somit kein Anwendungsbereich für diese Fragestellung.

Weiters sehen die Erläuterungen zu § 101 ElWG vor, dass eine Anlage von der Spitzenkappung befreit wird, sofern der der Netzbenutzer dem Netzbetreiber im Rahmen eines flexiblen Netzanschlussvertrages zusätzliche Steuerungs- oder Abschaltbefugnisse einräumt, die im Ergebnis eine Reduktion der Einspeiseleistung zulassen, welche mindestens dem Ausmaß der Spitzenkappung gemäß § 101 Abs. 1 oder 2 entspricht, ist. Diese vom Gesetzgeber vorgesehene Auswirkung des dauerhaften flexiblen Netzzugangs auf die Spitzenkappung ist in der Marktkonsultation bisher unberücksichtigt, sollte allerdings der Vollständigkeit halber ebenfalls ergänzt werden.

Mit freundlichen Grüßen,



Florian Maringer
Geschäftsführung
Interessengemeinschaft Windkraft Österreich

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000369

E-GV_Systemnutzungsentgeltverordnung-Stellungnahme
OÖ_unterschrieben.pdf

Landwirtschaftskammer Oberösterreich

Forst und Bioenergie

Auf der Gugl 3
4021 Linz
T +43 50 6902-1434
F +43 50 6902-91434
www.ooe.lko.at
www.ooe.lko.at/datenschutz
forst@lk-ooe.at

Martin Schneeweiss
T [redacted]

Landwirtschaftskammer Österreich
DI Alexander Bachler
Schauflergasse 6
1015 Wien

Linz, 16.03.2026

Begutachtung - Stellungnahme
Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung
(SNE-GV) – Teil 1 und Teil 2 (Definition Systemdienlichkeit)

Sehr geehrter Herr DI Alexander Bachler,

Die LK OÖ nimmt zum vorliegenden Entwurf wie folgt Stellung.

1. Vorbemerkungen

Die LK OÖ vertritt rund 28.000 land- und forstwirtschaftliche Betriebe, die als PV-Betreiber, Speichernutzer und E-Mobilitäts-Anwender zentrale Akteure der Energiewende sind. Die geplante Netzentgelt-Reform trifft diese Betriebe besonders hart: **hohe, unvermeidbare Leistungsspitzen bei moderatem Jahresverbrauch** bedeuten massive Kostensteigerungen durch den neuen Leistungspreis.

2. Ausgangslage

Spitzenlasten in der Milchviehhaltung

Hauptverursacher ist der **Spülautomat der Melkanlage**, sein Durchlauferhitzer zieht 9 bis 27 kW und muss nach jedem Melkvorgang laufen, ohne Verschiebungsmöglichkeit.

Verbraucher	Klein (30 Kühe)	Mittel (60 Kühe, AMS)	Groß (120 Kühe, 2 AMS)
Waschautomat (Heizung)	**9 bis 15 kW**	**15 bis 18 kW**	**18 bis 27 kW**
Vakuumpumpe	3 bis 4 kW	3 bis 4 kW	6 bis 8 kW
Kühlung + Sonstiges	3 bis 4 kW	6 bis 8 kW	10 bis 14 kW
SUMME Spitze	**15 bis 23 kW**	**24 bis 30 kW**	**34 bis 49 kW**

Selbst der kleinste Betrieb liegt weit über der geplanten 8-kW-Schwelle.

Kostenbeispiel (Orientierungsrechnung)

Kleiner Milchviehbetrieb (30 Kühe), 20.000 kWh/a, 20 kW Spitze. Berechnung auf Basis der **aktuell gültigen Netz OÖ Tarife 2026** (SNE-V 2018 Novelle 2026, BGBl. II Nr. 305/2025) für gemessene NE-7-Kunden, alle Beträge **inkl. 20 % USt**. Die tatsächlichen Tarife ab 2027 stehen noch nicht fest, die Größenordnung verdeutlicht aber die Problematik:

- **Bisher** (nicht gemessen):
  65 € Pauschale + 7,55 ct/kWh × 20.000 = **ca. 1.575 €/a brutto**
- **Gemessen** (aktuelle Tarife):
  63,07 €/kW × 20 kW + 5,62 ct/kWh × 20.000 = **ca. 2.385 €/a brutto → +51 %**

Das sind **810 € Mehrkosten pro Jahr** – allein bei den Netzentgelten. Bei mittleren Betrieben (60 Kühe, 25–30 kW Spitze) verdoppeln sich die Netzkosten nahezu.

3. Forderungen

3.1 Maximalbemessung bei 80 % der Vertragsleistung (dauerhaft)

Gegenstück zur Mindestbemessung (20 %): Leistungsspitzen über 80 % der Vertragsleistung werden nicht verrechnet. Bei 3×35A (24 kW) zahlt man maximal 19,2 kW, auch wenn der Spülautomat die Spitze auf 23 kW treibt. Schafft gleichzeitig einen Anreiz zur bewussten Wahl der Sicherungsgröße.

3.2 Leistungspreis auf NE 7 deutlich senken

Der aktuelle Leistungspreis für gemessene Kunden auf NE 7 bei zum Beispiel der Netz OÖ beträgt 52,56 €/kW/a netto bzw. **63,07 €/kW/a brutto** (SNE-V 2018 Novelle 2026). Die E-Control selbst gibt als Ziel vor, dass der Leistungsanteil auf NE 7 bei ca. 40 % der Netznutzungsentgelte liegen soll. Der aktuelle Tarif verfehlt dieses Ziel bei landwirtschaftlichen Betrieben massiv – bei Betrieben mit niedrigem Verbrauch und hohen Spitzen liegt der LP-Anteil bei über 70 %.

Wir fordern einen **Leistungspreis auf NE 7 von höchstens 24 €/kW/a brutto (20 €/kW netto)** bei entsprechender Anpassung des Arbeitspreises. Zwei Praxisbeispiele zeigen die Auswirkungen (alle Beträge inkl. 20 % USt):

Beispiel 1: Hühnerhaltung mit Direktvermarktung und Brotbackofen (7.760 kWh/a, 20 kW Spitze)

	Bisher (nicht gem.)	Bei 63,07 €/kW (aktuell)	Bei 24 €/kW (Forderung)
Leistungspreis	65 € (Pauschale)	1.261 €	480 €
Arbeitspreis	586 €	436 €	436 €
Gesamt NNE	**651 €/a**	**1.697 €/a (+161 %)**	**916 €/a (+41 %)**
LP-Anteil	10 %	**74 %**	52 %

Bei aktuellem LP steigen die Netzkosten dieses Kleinbetriebs um 161 % – und der LP-Anteil liegt bei 74 %, also weit über dem Zielwert von 40 %. Bei 24 €/kW brutto bleibt die Steigerung bei 41 % und der LP-Anteil bei 52 %.

Beispiel 2: Milchviehbetrieb ohne Melkroboter (32.000 kWh/a, 25 kW Spitze)

	Bisher (nicht gem.)	Bei 63,07 €/kW (aktuell)	Bei 24 €/kW (Forderung)
Leistungspreis	65 € (Pauschale)	1.577 €	600 €
Arbeitspreis	2.416 €	1.798 €	1.798 €
Gesamt NNE	**2.481 €/a**	**3.375 €/a (+36 %)**	**2.398 €/a (−3 %)**
LP-Anteil	3 %	47 %	25 %

Beim Milchviehbetrieb steigen die Kosten um 36 % bei aktuellem LP. Mit 24 €/kW brutto wäre die Umstellung nahezu kostenneutral.

Aus Sicht der LK OÖ sind sowohl die dauerhafte Maximalbemessung (3.1) als auch ein deutlich niedrigerer Leistungspreis auf NE 7 absolut notwendig, um landwirtschaftliche Betriebe vor einer massiven Kostenerhöhung zu schützen.

3.3 Übergangsperiode auf 5 Jahre verlängern

Aktuell ist im Verordnungsentwurf eine Übergangsfrist von 3 Jahren vorgesehen. Dieser Zeitraum erscheint uns als deutlich zu kurz.

Für die Abrechnungszeiträume 2027– 2028 sollten nur Schattenrechnung mit Maßnahmenempfehlungen (siehe 3.5) ausgewiesen werden. Ab 2029 sollte mit einem niedrigem Leistungspreis begonnen werden, welcher in den darauffolgenden Jahren allenfalls angepasst wird.

3.4 Stellungnahme zu Teil 2: Speicher-Regelung grundlegend überarbeiten

Teil 2 der Konsultation sieht für systemdienliche Speicher gemäß § 127 Abs. 3 ElWG eine vollständige Befreiung vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt für 20 Jahre vor – allerdings erst ab 1 MW Kapazität und unter Ausschluss von Speichern in Kundenanlagen mit Verbrauch. Die LK OÖ hält beide Einschränkungen für kontraproduktiv und fordert:

a) Streichung der 1-MW-Untergrenze. Systemdienlichkeit ist keine Frage der Größe. Ein 10-kWh-Speicher am Ortsnetztransformator wirkt auf NE 7 genauso netzdienlich wie ein 1-MW-Speicher am Umspannwerk – oft sogar wirksamer, weil er genau dort steht, wo die Engpässe tatsächlich entstehen. Hunderte kleine Speicher, verteilt im Niederspannungsnetz, entlasten das Netz effektiver als wenige Großanlagen auf höheren Netzebenen. Wenn ein Speicher die übrigen Kriterien erfüllt (Standort, Flexibilitätsvertrag, Betriebsvorgaben des Netzbetreibers), darf seine Kapazität kein Ausschlusskriterium sein.

b) Optionale Netzsteuerung mit Netzgebührenbefreiung – auch für Speicher in Kundenanlagen. Der pauschale Ausschluss von Speichern in Kundenanlagen lässt sich technisch elegant lösen: Betreiber können **freiwillig optieren**, ihren Speicher zu 100 % dem Netzbetreiber zur Steuerung zu überlassen. Der Netzbetreiber entscheidet dann, wann geladen und wann entladen wird – etwa Laden bei PV-Überschuss im Ortsnetz mittags, Entladen abends wenn die PV wegfällt und die Last steigt. Im Gegenzug wird der gesamte Netzbezug zum Laden von Netzgebühren befreit. Da der Netzbetreiber selbst steuert, ist

Missbrauch per Definition ausgeschlossen – das Argument für den pauschalen Ausschluss von Kundenanlagen entfällt.

Damit diese Option für Betreiber wirtschaftlich attraktiv bleibt, muss der Netzbetreiber **mindestens einen vollen Lade-/Entladezyklus pro Tag** gewährleisten. Ohne diese Garantie besteht die Gefahr, dass der Netzbetreiber den Speicher nur selten abruft und der Betreiber seine Anlage zur Verfügung stellt, ohne davon zu profitieren.

Ein weiterer Vorteil: Heute laden die meisten Speicher stur zu Tagesbeginn, sobald die PV etwas liefert – oft genau dann, wenn das Netz den Strom noch gut brauchen könnte. Mit Netzsteuerung würden Speicher erst dann laden, wenn das Netz tatsächlich zu viel Energie hat – also in den Mittagsstunden bei PV-Überschuss. Das entzerrt die Einspeisespitzen und reduziert den Netzausbaubedarf auf NE 7 direkt.

Die technische Umsetzung ist über Smart-Meter-Gateway, Rundsteuerempfänger oder ein standardisiertes Steuersignal analog zum bestehenden Mechanismus für unterbrechbare Leistung möglich. Wir fordern, dass die SNE-GV diese Optierungsmöglichkeit samt Mindestzyklus-Garantie vorsieht.

3.5 Schattenrechnung mit verständlicher Lastdarstellung in den ersten zwei Jahren

Die Umstellung kommt ab 1. Jänner 2027. Wir fordern, dass in den **ersten beiden Jahren (2027–2028) ausschließlich Schattenrechnungen** erstellt werden – der neue Tarif wird auf der Rechnung ausgewiesen, aber noch nicht verrechnet. Auf jeder Rechnung muss klar und verständlich dargestellt sein:

- Die **gemessenen Viertelstundenmaxima** des Abrechnungszeitraums – wann war welche Last wie hoch
- Wie sich der **neue Preis daraus zusammensetzt**: welcher Anteil entfällt auf den Leistungspreis, welcher auf den Arbeitspreis
- Der **direkte Vergleich** alt (Pauschale + AP) vs. neu (LP + AP) in Euro

So versteht jeder Betrieb, was die neue Tarifstruktur für ihn konkret bedeutet und wodurch sich der Preis ergibt – bevor er dafür zahlt.

4. Zusammenfassung

Nr.	Forderung	Ziel
1	Maximalbemessung 80 % (dauerhaft)	Schutz vor überbordenden Kosten für Lastspitzen, Ausgleich zur 20% Mindestbemessung
2	Leistungspreis auf NE 7 auf max. 24 €/kW/a brutto senken	Aktueller LP erzeugt LP-Anteile von bis zu 74 %, Ziel der E-Control sind 40 %
3	5 Jahre Übergang inkl. Schattenrechnung	Zeit für Lastmanagement-Investitionen
4	1-MW-Untergrenze für systemdienliche Speicher streichen	Kleine Speicher auf NE 7 sind genauso netzdienlich
5	Opt-in Netzsteuerung für Speicher in Kundenanlagen mit NNE-Befreiung	Freiwillig, kein Missbrauch, mind. 1 Vollzyklus/Tag garantiert
6	Erste 2 Jahre nur Schattenrechnung mit Lastdarstellung und Preiszusammensetzung	Verständlich zeigen was sich ändert, bevor es verrechnet wird

Die Landwirtschaft ist ein **unverzichtbarer Partner der Energiewende**.

Es wird dringend empfohlen die diesbezügliche Expertise der Landwirtschaftskammern in Anspruch zu nehmen, um die Umsetzung und Weiterentwicklung der SNE Verordnung praxistauglich zu gestalten.

Freundliche Grüße

Mag. Karl Dietachmair
Kammerdirektor

Mag. Franz Waldenberger
Präsident

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000370
2026.03. APG Stellungnahme
Konsultation SNE-Grundsatz
VO.cleaned.pdf

Stellungnahme

der Austrian Power Grid AG

zur Konsultation der Grundsatzdokumente 1 und 2 der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV)

März 2026

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Grundsatzdokument zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV). Gerne nehmen wir zu Teil 1 (Netznutzungs- und Netzanschlussentgelt) sowie Teil 2 (Systemdienlicher Betrieb) wie folgt Stellung.

Zu Teil 1 – Netznutzungs- und Netzanschlussentgelt:

Allgemeine Anmerkungen

Grundsätzlich begrüßt APG die vorgeschlagenen Regelungen zum Netznutzungs- und Netzanschlussentgelt. Wir weisen aber auf folgende Klarstellungen bzw. Anpassungen zu einzelnen Punkten des Konzeptdokuments hin.

Abschnitt 3.2: Abgrenzung „technisch geeigneter Punkt für den Netzanschluss“ vs. „Netzanschlusspunkt/Übergabepunkt“ gemäß ElWG

Zur Sicherstellung eines klaren und einheitlichen Verständnisses wird eine präzise Abgrenzung zwischen dem „technisch geeigneten Punkt für den Netzanschluss“ und dem „Netzanschlusspunkt/Übergabepunkt“ nach ElWG gefordert.

Der technisch geeignete Punkt für den Netzanschluss beschreibt ausschließlich die technische Möglichkeit eines Anschlusses im bestehenden Netz. Der Netzanschlusspunkt wird hingegen rechtsverbindlich erst im Rahmen der Netzanschlussvereinbarung festgelegt und kann aufgrund notwendiger Neuerrichtungen oder Netzebenenwechsel deutlich vom technisch geeigneten Punkt für den Netzanschluss abweichen.

Um Missverständnisse für Netzbenutzer zu vermeiden, ist eine klarstellende Formulierung erforderlich.

Abschnitt 3.4.: Klarstellung zur Anwendung/Ausschluss der Pauschalen gemäß Anlage V ElWG

Es ist klarzustellen, ob es die technologiespezifische Pauschalen gemäß § 130 Abs 5 neben der Grundsatz- und Tarif-VO weiterhin geben soll. Eine Sonderregelung des Netzanschlussentgelts sowohl im ElWG als auch in den zugehörigen Verordnungen führt zwangsläufig zu erhöhter Komplexität und birgt das Risiko zusätzlicher Rechtsunsicherheiten.

Zwecks Vereinfachung wird daher empfohlen, die Anlage V im ElWG per Verordnung auszuschließen, und eine gewünschte Regelung in der Grundsatz-VO bzw. Tarif-VO aufzunehmen. Die neue Regelung sollte den Grundprinzipien des neuen Netzanschlussentgelte (AWA und PA) entsprechen oder klarstellen, wie die bestehende Regelung (AWA und PA) ersetzt wird.

Abschnitt 3.4.1 Punkt 2: Definition der tatsächlichen Kosten bzw. „festgestellten“ Kosten fehlt

Es wird eine Klarstellung zur Bedeutung und zur Ermittlung der „tatsächlichen Kosten“ bzw. „festgestellten Kosten“ gefordert. Die Begriffe sind im aktuellen Entwurf nicht definiert und lassen daher offen, welche Kostenpositionen umfasst sind und nach welchen Grundsätzen die Ermittlung zu erfolgen hat.

Für Netzbenutzer und Netzbetreiber ist jedoch entscheidend, dass nachvollziehbar, transparent und einheitlich feststeht,

- welche Kostenarten als tatsächliche bzw. festgestellte Kosten gelten,
- auf welcher Datengrundlage diese ermittelt werden und
- welches Verfahren zur Feststellung anzuwenden ist (z.B. behördliche Feststellung, internes Prüfverfahren, ...).

Ohne diese Definition bleibt unklar, welche Kosten in die Berechnung des Netzanschlussentgelts einfließen dürfen. Eine eindeutige Festlegung ist daher notwendig, um Transparenz, Vergleichbarkeit und Rechtssicherheit für alle Marktteilnehmer sicherzustellen.

Abschnitt 3.4.1 Unterpunkt 3: Präzisierung der Kostenaufteilung in Abschnitt 3.4.5

Es wird klargestellt, dass eine Kostenaufteilung nur dann erfolgt, wenn mehrere Netzbenutzer an einer gemeinsamen Anlage angeschlossen werden. In diesen Fällen ist die Aufteilung nach einem sachgerechten Kostenaufteilungsschlüssel vorzunehmen, der den tatsächlichen Ausbauzustand berücksichtigt.

Änderungsvorschlag im Unterpunkt 3 der Aufzählung auf Seite 13:

„Zwischen Netzbetreibern und bei Anschluss auf NE 1 oder NE 2 sind die tatsächlichen Kosten heranzuziehen. Im Falle einer Kostenaufteilung sind – unter Anwendung eines sachgerechten Kostenaufteilungsschlüssels gemäß Kapitel 3.4.5 – die tatsächlichen Kosten aufzuteilen.“

Ein einziger fixer Schlüssel (z.B. ausschließlich nach Schaltfeldern) wäre nicht sachgerecht, da unterschiedliche Ausbaustufen (manche Anlagen werden anfangs nur für den Erstausbau ausgelegt, andere Anlagen bereits für den Endausbau) zu unterschiedlichen Kostenstrukturen führen und daher flexible, verursachergerechte Aufteilungsmechanismen notwendig sind.

Abschnitt 3.4.3: Präzisierung zum Entfall des pauschalen Anteils (PA)

Es wird klargestellt, dass der pauschale Anteil (PA) bei einer Erweiterung nur für jene bereits bestehende netzwirksame Leistung entfällt, die in derselben Energierichtung bereits erschlossen wurde.

Änderungsvorschlag im ersten Satz des ersten Absatzes auf Seite 15:

„Soweit ein Netzanschluss bereits in Bezugs- bzw. Einspeiserichtung errichtet wurde, entfällt der PA für die bereits vorhandene netzwirksame Leistung bei einer Erweiterung in dieselbe Energierichtung gänzlich.“

Damit wird eindeutig festgehalten, dass der Wegfall des PA nicht für neue zusätzliche Leistung, sondern ausschließlich für den bereits erschlossenen Leistungsanteil gilt.

Abschnitt 3.4.4: Klarstellung zu Weiterverrechnung/Weiterreichung

Es wird empfohlen, im Dokument konkrete grafische und rechnerische Beispiele aufzunehmen, die nachvollziehbar darstellen,

- wie die Weiterverrechnung bzw. Weiterreichung von Kosten zu erfolgen hat und
- unter welchen Bedingungen eine Weiterreichung nicht mehr erfolgt.

Durch solche Beispiele wird transparent, wie die Kostentransfers zwischen Netzbetreibern praktisch anzuwenden sind, und es wird verhindert, dass unterschiedliche Interpretationen zu inkonsistenten Abrechnungsmethoden führen.

Abschnitt 3.4.5: Sachgerechter Kostenaufteilungsschlüssel

Es wäre klarzustellen, dass für eine verursachergerechte und sachlich angemessene Kostenaufteilung unterschiedliche Kostenaufteilungsschlüssel angewendet werden müssen. Ein einziger fixer Schlüssel (z. B. ausschließlich nach Schaltfeldern) kann zu unsachgerechten Mehr- oder Minderbelastungen einzelner Netzbenutzer führen und entspricht nicht dem Prinzip der Kostenverursachung.

Die von der E-Control vorgeschlagene Regelung („Schaltfelderanzahl“) bildet viele Ausbaukonstellationen nicht vollständig ab.

Daher wird folgende Änderung des 1. Satzes im 3. Absatzes auf Seite 17 vorgeschlagen:

„Der Aufteilungsschlüssel ist grundsätzlich auf Basis der Anzahl der jeweils betroffenen Schaltfelder festzulegen, wobei sowohl Erst- als auch Endausbauzustand der Netzanlage zu berücksichtigen sind. Sollte die Kostenaufteilung auf Grundlage der Schaltfelderzahl jedoch nicht zu einem verursachergerechten Ergebnis führen, sind ergänzend andere sachgerechte Aufteilungskriterien (z.B. in Anspruch genommene Grundstücksfläche, technische Nutzungsanteile, ...) heranzuziehen.“

Damit wird sichergestellt, dass die Kosten flexibel, sachgerecht und verursachungsorientiert verteilt werden können.

Abschnitt 3.4.5: Kostenaufteilung von Leitungsanlagen

Es benötigt eine Klarstellung, dass Kosten für zusätzliche Leitungsanlagen, die für die Herstellung oder Abänderung eines Netzanschlusses erforderlich sind, anteilig zu berücksichtigen sind – sofern diese Leitungsanlagen ausschließlich für den betreffenden Netzbenutzer errichtet werden müssen.

Diese Kosten sind im Rahmen der Gesamtkostenverteilung nach einem sachgerechten Aufteilungsschlüssel zu erfassen. Eine etwaige Festlegung des Kostenaufteilungsschlüssel hat sich dabei nach den gleichen Prinzipien wie bei den oben angeführten Aufteilungsschlüssel zu richten.

Damit wird sichergestellt, dass alle netzanschlussbezogenen Infrastrukturkosten verursachergerecht berücksichtigt werden und keine sachlich unbegründeten Kostenverschiebungen entstehen.

Frage 2: Erforderliche Übergangsregelung für „ElWOG“ Verträge ab 2027

Erforderlich ist eine klare Übergangsregelung für jene Fälle, in denen der Netzzugangsvertrag vor dem 01.01.2027, also vor Inkrafttreten der Entgeltbestimmungen des ElWG, abgeschlossen wird. Im Fall dieser Verträge ist es zum 01.01.2027 möglich, dass das Netzbereitstellungsentgelt

(NBE) bereits beglichen wurde, aber die Bezahlung des Netzzutrittsentgelts als aufwandsabhängiges Entgelt mangels Inbetriebnahme noch ausständig ist. Die Grundsatzverordnung sollte insbesondere klarstellen:

1. Wie wird dieser besondere Fall durch das neue Entgeltmodell behandelt? Kann in diesen Fällen abweichend zum Netzanschlussentgelt weiterhin eine aufwandsabhängige Entgeltkomponente (gleichläufig zum Netzzutrittsentgelt gemäß ElWOG) verrechnet werden?

2. Falls die vorangehend beschriebene Variante nicht in Betracht gezogen wird: Wie erfolgt die Anrechnung des bereits geleisteten Netzbereitstellungsentgelts auf das Netzanschlussentgelt?

Zu Teil 2 – Systemdienlicher Betrieb:

Allgemeine Anmerkungen

APG begrüßt und teilt die Ansicht, dass unter den Begriff der „Systemdienlichkeit“ diverse Aspekte fallen und je nach Anwendungszweck unterschiedliche Kriterien kumulativ herangezogen werden sollen, denen gemein ist, dass sie insbesondere eine netzseitige Kostenvermeidung bzw. -reduktion bezwecken.

Als Grundsatz für das Übertragungsnetz gilt, dass kein Standort per se system- oder netzdienlich ist, sondern immer die jeweilige Betriebsweise standortbezogen entscheidend ist.

Zusätzlich zu den Ausführungen im Konsultationsentwurf sollte es den Netzbetreibern freistehen, systemdienliche Standorte für flexible Verbrauchsanlagen unter entsprechender Beanreizung im Rahmen des § 130 ElWG auszuweisen, da insbesondere eine Flexibilisierung von Großverbrauchern ein hohes Kosteneinsparungspotential im Netzbetrieb bieten würde. Entsprechende Kriterien zur Sicherstellung des Flexibilitätspotenzials der Verbrauchsanlage wären diesfalls noch festzulegen.

Die Einführung kumulativer Kriterien für die verschiedenen Anreizmodelle wird jedenfalls begrüßt, da die Erfüllung einzelner Voraussetzungen nicht automatisch zu positiven Effekten führt.

Die Untersuchungen zur Systemdienlichkeit und zur Identifikation geeigneter Standorte sollten möglichst im Rahmen der bestehenden bzw. geplanten Prozesse erfolgen, um mögliche Synergieeffekte zu lukrieren und eine effiziente Umsetzung zu ermöglichen.

Abschnitt 2.3.1: Systemdienliche Speicher

Ad Aufzählungsnummer 4 – Hüllkurvenvorgabe

Die grundsätzliche Bedingung der Möglichkeit einer Hüllkurvenvorgabe wird begrüßt und als unbedingt erforderlich erachtet. Wir gehen davon aus, dass die Hüllkurve die Einspeise-, als auch die Bezugsrichtung umfasst. Die Frist "bis 6 Uhr des Vortages" ist abweichend von der Vorgabe für Spitzenkappung („vor 9 Uhr“) und für APG nicht unmittelbar nachvollziehbar. Beide Prozesse

müssen eine vorgelagerte Koordinierung der Bedarfe von Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber (für Anlagen im Verteilernetz) ermöglichen und die Vermarktungsmöglichkeiten der nicht von der Hüllkurve betroffenen Kapazitäten in nachgelagerten Flexibilitäts- und Großhandelsmärkten berücksichtigen.

Für Engpässe im Übertragungsnetz ist eine Hüllkurvenvorgabe im aktuellen Marktdesign (70%-Vorgabe gemäß Artikel 16 (8) VO (EU) 2019/943) im vorgeschlagenen Zeitraum nur bedingt zweckdienlich. Eine detaillierte Lastflussprognose für den Liefertag ist im europäischen Übertragungsnetz frühestens ab 18:00 Uhr am Vortag verfügbar. Folglich müsste eine Hüllkurve zu einem früheren Zeitpunkt auf Annahmen und Prognosen beruhen, welche sich einerseits nachteilig auf die Treffsicherheit und andererseits in überschießenden Einschränkungen für Marktteilnehmer auswirken könnten. Zudem könnte angesichts der 70%-Vorgabe eine Benachteiligung nationaler Marktteilnehmer ggü. internationalen Transiten entstehen.

Aus Sicht von APG überlappt das Konzept der Hüllkurve mit dem flexiblen Netzzugang. Eine Zusammenführung sollte angedacht werden, indem ein dauerhaft flexibler Netzzugang als Voraussetzung für die Gebührenbefreiung dient. Die Detailausgestaltung ist in den Allgemeinen Netzzugangsbedingungen (ANB) des Netzbetreibers zu regeln.

Ad Aufzählungsnummer 7 – Ausschreibungsverfahren & Vergütung

Die Vergabe von systemdienlichen Standorten in Form eines marktlichen Bieterverfahrens ist grundsätzlich vorstellbar und kann ein sinnvolles Instrument sein, sofern Rechtssicherheit für alle Beteiligten gegeben ist (sieh dazu auch Frage 2). Hinsichtlich des Ausschreibungsverfahrens ist klarzustellen, dass es sich bei der Vergütung um eine Zahlung an den Netzbetreiber handelt.

Vorschlag für Klarstellung/Wording:

„Die Netzanschlusskapazität für Speicher an diesem Standort wurde nach Ausweisung als ‚für systemdienlichen Betrieb geeignet' in einem fairen, transparenten, wettbewerblichen und durch den Anschlussnetzbetreiber organisierten Ausschreibungsverfahren vergeben. Zuschlags- und Reihungskriterium ist eine, vom Bieter anzugebende Vergütung **an den Netzbetreiber***, wobei es sich bspw. um einen einmaligen oder jährlichen Pauschalbetrag handeln kann. Im Fall einer einmaligen Zahlung kann dieser dem regulären pauschalen Netzanschlussentgelt gegengerechnet werden."*

Weiters ist anzumerken, dass dieses Prozedere auf neue stand-alone Speicher abzielt. Es sollte jedenfalls bei der Überarbeitung der SNE-GV berücksichtigt werden, ob bzw. wie eine Entgeltbefreiung für laufende Projekte/Anfragen, standortgebundene Anlagen und Projekterweiterungen an Standorten, die sich für einen systemdienlichen Betrieb eignen, möglich ist.

Ad Co-Location

Co-location wird als sinnvoll erachtet, sofern es sich dabei um eine geteilte Nutzung der Netznutzungsrechte handelt. Allerdings sollte Co-Location nicht als alleiniges Kriterium für Systemdienlichkeit herangezogen werden. Abhängig vom Standort kann auch die durch den Speicher geänderte Netznutzung zu einer Verschärfung von Netzbelastungen führen. Dies sollte

jedenfalls über geeignete zusätzliche Kriterien vermieden werden. Sollte es ohnehin als zusätzliches Kriterium gemeint sein, ist dies klarzustellen.

Antworten auf die Fragestellungen (Abschnitt 2.3.1)

Zur Frage 1 der Behörde: Zuschlags- bzw. Reihungskriterien

Der Netzbetreiber soll zusätzliche Kriterien (z.B. Ausmaß des systemdienlichen Beitrags, technische Eignung, Betriebsflexibilität, Mindestleistung in Einspeise-/Bezugsrichtung) in den Ausschreibungsunterlagen festlegen dürfen.

Zur Frage 2 der Behörde: Durchführung & Runden der Ausschreibungen

Ein Ausschreibungsverfahren ist grundsätzlich vorstellbar; zu prüfen ist, ob eine Ausschreibung von Schaltfeldern bzw. Netzanschlusskapazitäten ausschließlich für systemdienliche Speicher diskriminierungsfrei gegenüber anderen Kundengruppen möglich ist. Weiters stellt sich die Frage, wie bei limitierten Anschlusskapazitäten zwischen unterschiedlichen Kundengruppen zu priorisieren ist. Zu klären ist zudem die Zulässigkeit von Ausschreibungsverfahren im Lichte des § 99 Abs. 4 ElWG; allenfalls erforderliche Anpassungen wären im Zuge einer ElWG-Novelle zu berücksichtigen.

Abschnitt 2.3.2: Systemdienliche Stromerzeugungsanlagen

In der Grundsatzverordnung ist Klarheit darüber herzustellen, wie das Netzanschlussentgelt bei Stromerzeugungsanlagen (insbesondere bei erneuerbaren Energieträgern) berechnet wird. Durch die Einführung des pauschalen Anteils (PA) (gem. Punkt 3.4.2 in Teil 1) können Unklarheiten hinsichtlich der Abgrenzung zu den Pauschalregelungen des § 130 Abs. 5 ElWG entstehen.

Es ist klarzustellen, auf welche „Pauschale“ Bezug genommen wird. § 130 Abs. 5 ElWG betrifft nach unserer Auffassung ausschließlich die Sonderpauschale gemäß Anlage V für erneuerbare Erzeugungsanlagen und nicht die pauschale Komponente (PA) des allgemeinen Netzanschlussentgelts.

Wird in Punkt 2.3.2 auf eine Reduktion des pauschalen Anteils des Netzanschlussentgelts (PA) abgezielt (vgl. dazu auch Tabelle in Pkt. 2.3.8) und nicht auf eine Reduktion der Sonderpauschale gemäß § 130 Abs. 5, ist der Verweis folglich auf § 130 Abs. 4 abzuändern.

Wir empfehlen zudem eine Klarstellung in Teil 1 der Grundsatzverordnung, wie § 130 Abs. 5 letzter Satz zu verstehen ist: „Für Anschlüsse in Bezugsrichtung oder für kombinierte Anschlüsse in beide Energieflussrichtungen ist bei der erstmaligen Herstellung eines Netzanschlusspunktes das Netzanschlussentgelt aufwandsorientiert zu verrechnen; pauschalierte Netzanschlussentgelte finden keine Anwendung“. Nach unserer Auffassung soll für Anschlüsse in Bezugsrichtung oder für kombinierte Anschlüsse in beide Energieflussrichtungen immer der AWA und der PA zu Anwendung kommen.

Weiters ist darauf hinzuweisen, dass die Bewertung von Stromerzeugungsanlagen als systemdienlich - analog zu Energiespeichern - nur dann sinnvoll ist, wenn auch hier die Möglichkeit zur Einschränkung (Vorgabe von Hüllkurven/Flexibler Netzzugang) gegeben ist. Eine

durchgehend entlastende Wirkung von Anlagen kann nicht immer ausgewiesen werden; folglich wäre eine Ausweisung von Systemdienlichkeit nur unter einer Hüllkurvenvorgabe/Einschränkungsmöglichkeit relevant.

Antworten auf die Fragestellungen (Abschnitt 2.3.2)

Zur Frage 1 der Behörde: Kriterien für geeignete Standorte (VNB/ÜNB)

Primäres Kriterium sollte die nachweisliche Reduktion von Kosten des Netzbetriebs oder des Netzausbau sein.

Zur Frage 2 der Behörde: Zusätzliche Anforderungen

Einschränkungsmöglichkeit (Vorgabe von Hüllkurven/Flexibler Netzzugang) durch den Netzbetreiber; Weiters die technische Anforderungen im Ermessen des Anschlussnetzbetreibers.

Abschnitt 2.3.3: Netzdienliche, kontrahierte Speicher

Aus Sicht von APG ist unklar, warum diese als eigenständiges „Element" geführt werden, wenn die Einstufung keine Auswirkung auf die SNE hat. Ggf. sollte diese nur zur Abgrenzung in 2.3.1 erwähnt werden.

Abschnitt 2.3.7: Reduzierte Netzentgelte bei Flexibilitätsleistungen

Die Ausführungen der Behörde sind aus APG-Sicht jedenfalls nachvollziehbar. Es sollte allerdings klargestellt werden, dass die Begünstigungen ausschließlich für die tatsächlichen Erbringungsstunden in Österreich gelten.

Ergänzende APG-Positionen

Aus APG-Sicht sollten jedenfalls folgende Punkte bei der Überarbeitung der SNE-GV Berücksichtigung finden:

- In den Überlegungen für ein reduziertes Netznutzungsentgelt sollte der flexible Netzzugang gem. §103/104, die Bereitstellung von innovativen EPM-Maßnahmen (z.B. kurativer Redispatch) und die kostenbasierte dauerhafte Verfügbarkeit für eine automatisierte Blindleistungsbereitstellung als mögliche zusätzliche Voraussetzungen mitgedacht werden.
- In den Überlegungen für ein reduziertes Netzanschlussentgelt entsprechend den Möglichkeiten des § 130 sollten auch flexible Verbrauchsanlagen Berücksichtigung finden.
- Übergangsregelungen für schon beantragte und laufende Projekte müssen abgebildet werden, um eine ausreichende Rechtssicherheit zu gewährleisten.

Insgesamt wünschenswert ist eine Systematik, die für Netzbetreiber effizient umsetzbar ist, zu einer Kostenreduktion im Netzbetrieb und -ausbau führt und keine Netzebenenflucht beanreizt.

Für Fragen stehen wir gerne zur Verfügung!

Mit freundlichen Grüßen

Austrian Power Grid AG

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000371
Stellungnahme_NGEN Austria GmbH_GZ V SNE 0126.cleaned.pdf

NGEN Austria GmbH
FN 603457 m
Villacher Ring 59
9020 Klagenfurt
Website: www.ngen-group.eu

Stellungnahme zur Marktkonsultation SNE-GV Teil 2
(Geschäftszahl V SNE 01/26)

Einleitung

Die NGEN-Gruppe ist im Raum CEE als einer der führenden Projektentwickler, Dienstleister und Betreiber im Bereich Battery Energy Storage Systems (im Folgenden kurz ***BESS***) tätig. In Österreich betreibt die NGEN Austria GmbH aktuell eine der größten BESS-Anlagen mit über 20 MW in Gailitz-Arnoldstein.

Wir begrüßen die Initiative der E-Control zur konsequenten Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte (im Folgenden ***SNE***) und zur Konkretisierung der bezugsseitigen Netzentgeltbefreiung für systemdienliche Speicher ab 2027 gemäß § 127 Abs 3 ElWG (im Folgenden ***Konsultationsentwurf***). Im Zuge dieser Umstellung eröffnet sich die Gelegenheit, die Weichen für Planbarkeit und Rechtssicherheit von Investitionen in Energiespeicheranlagen zu stellen. Der Notwendigkeit eines klaren Rahmens zur Vermeidung ungerechtfertigter Netzentgeltbefreiungen wird ohne Einschränkungen zugestimmt.

Der im Konsultationsentwurf vorgeschlagene Rahmen mit seinen vielen komplexen, kumulativen Voraussetzungen geht jedoch weit über angemessene Eingrenzungsmaßnahmen zur Zielsicherheit der Entgeltbefreiung hinaus. Für den BESS-Sektor wird dadurch nicht nur ein bürokratisches Monster geschaffen, sondern es werden aus wirtschaftlicher, technischer und organisatorischer Sicht erhebliche Hemmschwellen für künftige Investitionen errichtet.

Vorweg möchten wir auf die konkret im Zusammenhang mit Energiespeicheranlagen gestellten Fragen eingehen (***Punkt 1.***). Viel wichtiger erscheinen uns jedoch die im Anschluss aufgezeigten grundsätzlichen Problempunkte (***Punkt 2.***) und unsere abschließenden Änderungsvorschläge (***Punkt 3.***).

Punkt 1. Zu den konkreten Fragestellungen:

- *Frage 1 – Wie sollten die Zuschlags- bzw. Reihungskriterien für die wettbewerblichen Ausschreibungen ausgestaltet werden?*

  Vorweg ist festzuhalten, dass eine Einführung von verpflichtenden Ausschreibungen zur Erfüllung der Systemdienlichkeit den Ausbau von Energiespeicheranlagen fundamental beeinträchtigen wird. Ausschreibungen sind

daher grundsätzlich abzulehnen. Vielmehr besteht bereits ein etabliertes System für die Vergabe von Netzanschlusskapazitäten, wodurch ein einheitliches wettbewerbliches Umfeld sichergestellt ist (siehe detaillierte Ausführungen unter Punkt 2.) Sofern aber am Ausschreibungskriterium festgehalten wird, sollten die nachfolgenden Ausführungen zu den konkreten Fragestellungen jedenfalls zur Abschwächung der Auswirkungen berücksichtigt werden.

Unserem Verständnis nach gibt der Konsultationsentwurf vor, dass Netzanschlusskapazitäten an für den systemdienlichen Betrieb geeigneten Standorten (ausgewiesen in den Netzentwicklungsplänen; im Folgenden ***NEP***) durch wettbewerbliche Ausschreibungen vergeben werden sollten. Als alleiniges Zuschlags- und Reihungskriterium ist eine Vergütung (einmaliger oder jährlicher Pauschalbetrag) vorgesehen. Das gestaltet die Ausschreibungen als reinen Preiswettbewerb aus, der die Geeignetheit von Bewerbern und qualitative Aspekte ausblendet.

Dies stellt eine erhebliche Abweichung vom etablierten System der Reservierung von Netzanschlusskapazitäten dar (vgl § 99 ElWG). Danach besteht die Möglichkeit einer Reservierung gegen Anzahlung auf das Netzanschlussentgelt für den Zeitraum von zwölf Monaten. Für konkurrierende Netzanschlusswerber ist eine praxisnahe Reihung nach Zeitpunkt des Vorliegens aller erforderlichen behördlichen Genehmigungen und entsprechenden Grundstücksrechten vorgesehen. Eine Reihung nur nach der angebotenen Vergütung führt im Gegensatz dazu zu einer Entkoppelung der Realisierbarkeit von Projekten, die gerade wesentlich von der Genehmigungsfähigkeit und bestehenden Grundstücksrechten abhängt. Bei Beibehaltung des einseitigen Reihungskriteriums im Konsultationsentwurf sind Pattsituationen nicht auszuschließen, in denen sich die Inhaber der Grundstücksrechte und erfolgreiche Bieter für die Netzanschlusskapazität gegenseitig blockieren. Insgesamt droht bei reinem Preiswettbewerb, dass Netzanschlusskapazitäten durch nicht umsetzungsreife Projekte auf unbestimmte Zeit blockiert werden.

Daneben sind auch qualitative Kriterien, unter anderem nach dem jeweiligen Ausmaß an Netznutzen (z.B. Engpassreduktion, Flexibilitätsvolumen), anzudenken. Abschließend könnten auch Nachhaltigkeitsaspekte (z.B. Recyclingfähigkeit von Batterien) und innovative Konzepte (z.B. Second-Life-Batterien) berücksichtigt werden.

Sollte am Ansatz der Ausschreibung von Netzanschlusskapazitäten insgesamt festgehalten werden, ist entweder der Vergütungsanspruch (i) als Reihungskriterium durch die etablierten Reihungskriterien (§ 99 ElWG) zu ersetzen oder (ii) zumindest um bislang etablierte und gegebenenfalls weitere qualitative Kriterien – mit entsprechend höherer Gewichtung auf Eignung und Qualität – zu

ergänzen. Nur so kann dem Ziel eines möglichst raschen und kosteneffizienten Ausbaus von Energiespeicherkapazitäten in wettbewerblichem Umfeld Rechnung getragen werden.

- *Frage 2 – Welche Vorgaben zu der Durchführung der Ausschreibungen bzw. nähere Vorgaben über Ausschreibungsrunden sind notwendig?*

  Wir begrüßen im Sinne einer konsequenten Entflechtung und Förderung des Wettbewerbs an den Energiemärkten einen streng vorgegebenen Rahmen gegenüber Netzbetreibern. Der Vorschlag im Konsultationsentwurf, wonach beliebig weite Vorgaben durch die Netzbetreiber in den Ausschreibungen definiert werden können, ist untragbar. Im Extremfall könnte bei einem solch weiten Ermessenspielraum ein wettbewerblicher Betrieb verunmöglicht werden. Für eine effiziente und rechtssichere Investitionsplanung ist der Ablauf und Zeithorizont von Ausschreibungen detailliert vorzugeben, andernfalls könnten notwendige Finanzierungszusagen usw nicht zielgerichtet eingeholt werden und lange Vorlaufzeiten mit hohem versunkenem Aufwand entstehen. Gewicht ist auch auf die Gewährleistung eines hohen Maßes an Transparenz zu legen.

  Zudem sind die Rahmenbedingungen für Ausschreibungen unbedingt mit den unionsrechtlichen Vorgaben in Art 18 VO 2019/943 abzustimmen. Es bedarf demnach einer Differenzierung der Netzbetreiber gemäß der Maßfigur des effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers bei den Entgelten und damit auch den Befreiungen.

  Zu den generellen Bedenken gegenüber der Notwendigkeit von Ausschreibungsverfahren sowie den Reihungskriterien wurde bereits oben ausführlich Stellung genommen.

Punkt 2. Zu den grundsätzlichen Problempunkten:

Wir möchten die Gelegenheit nutzen, uns nicht nur auf die bloße Beantwortung der Fragestellungen zu beschränken, sondern mit dieser Stellungnahme grundsätzliche Problematiken im Konsultationsentwurf aufzeigen.

- <u>Planbarkeit und praktische Abwicklung mit großen Fragezeichen</u>

  Der Entwurf enthält noch viele Unklarheiten. Die konkrete Ausgestaltung und Durchführung wird an die Netzbetreiber überbunden. Dies erzeugt bereits jetzt Vorwirkungen auf die laufende Projektplanung und könnte nach Scharfstellung

2027 zu erheblichen Veränderungen im laufenden Planungsbetrieb führen. Es sind unbedingt über 2027 hinaus geordnete Übergangsregelungen vorzusehen, damit BESS-Projekte, die sich gerade in Planung und Umsetzung befinden, gegen grundlegende Änderungen abgesichert werden. Andernfalls droht ein Stillstand oder erheblicher Änderungsbedarf von nahezu abgeschlossenen Projekten, die im schlimmsten Fall sogar wieder an den Anfang zurückgeworfen werden könnten, wenn beispielsweise der Standort nunmehr ausgeschrieben werden muss.

In diesem Zusammenhang muss im Gesamtsystem berücksichtigt werden, dass der Bestbieter nicht notwendigerweise über die entsprechenden Grundstücksrechte und erforderlichen Genehmigungen an den im NEP vordefinierten Standorten verfügen muss. Gerade deswegen sind zumindest die etablierten Kriterien zur Vergabe von Netzanschlusskapazitäten zu integrieren (§ 99 ElWG; siehe Ausführungen zu Frage 1 unter ***Punkt 1.***). Ansonsten könnte eine Realisierung von BESS-Vorhaben in angemessener Zeit gefährdet werden. Es könnten gegebenenfalls sogar Neuausschreibungen erforderlich werden, sollte keine Genehmigung erfolgen oder keine Einigung mit den Grundstücksberechtigten erreicht werden.

Kritisch zu betrachten ist außerdem, dass die NEP durch ihre zyklische Überarbeitung nicht notwendigerweise mit dem jeweils aktuellen Ausbaubedarf im Netz Schritt halten können. Die NEP sind daher als zwingender Anknüpfungspunkt für die Qualifikation des systemdienlichen Betriebs zu hinterfragen.

- <u>Angemessene Gestaltung der Kriterien im Sinne einer Nachweispflicht</u>

  Das ElWG enthält bereits grundlegende Voraussetzungen, was unter Systemdienlichkeit zu verstehen ist; darunter eine ausdrückliche Begriffsdefinition in § 6 Z 148 ElWG. Im Zentrum der Begriffsdefinition steht die systemdienliche Betriebsart von unterschiedlichen Anlagen (Erzeugung, Verbrauch und Speicherung), konkret wie systemdienlicher Nutzen durch Kostenreduktion, Kostenvermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit geschaffen wird (im Folgenden Kostenreduktion, Kostenvermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit zusammengefasst kurz ***Nutzenkriterien***). Beispielhaft werden (i) die Erbringung einer Flexibilitätsleistung oder (ii) der Betrieb an einem bestimmten durch die Ausweisung im NEP für das Verteiler- oder Übertragungsnetz (§§ 118 Abs 3 Z 11; 123 Abs 3 Z 4 ElWG) definierten Standort oder (iii) der Betrieb nach Anforderungen des Netzbetreibers bereits gesetzlich als systemdienlich festgelegt. Diese gelten somit für sich als systemdienlich; es müssen gerade keine weiteren Voraussetzungen – wie aber im Konsultationsentwurf vorgesehen – hinzutreten.

Im Lichte der gesetzlich festgelegten Ziele (§ 5 ElWG) räumte der Gesetzgeber bewusst einen weiten Anwendungsbereich mit unterschiedlichen, alternativen Erfüllungsvoraussetzungen für den systemdienlichen Betrieb ein. Damit wurde dem Gedanken Rechnung getragen, dass Systemdienlichkeit durch verschiedenste Ansätze, Technologien, Konzepte und wohl auch ohne Bindung an einen konkreten Standort erfüllt werden kann, um dabei gleichzeitig den Innovationswettbewerb zu fördern. So beschreibt der Konsultationsentwurf selbst den Standort „*weder als notwendiges noch als hinreichendes Kriterium*“ für systemdienlichen Betrieb. Letztlich ist immer nur entscheidend, ob systemdienlicher Nutzen nach den drei (alternativen) Nutzenkriterien erzielt wird.

Im klaren Widerspruch dazu findet sich nun im Konsultationsentwurf ein enges Korsett aus (sieben!) kumulativen Voraussetzungen, unter welchen sich Anlagen ausschließlich als „systemdienlich betrieben“ qualifizieren können. Die Notwendigkeit der Konkretisierung von gewissen Nachweispflichten über die Erfüllung der gesetzlichen alternativen Nutzenkriterien steht außer Frage, um die Zielsicherheit der Entgeltbefreiung zu gewährleisten. Der im Konsultationsentwurf vorgeschlagene Rahmen geht aber weit über das hinaus, was zur Konkretisierung solcher Nachweispflichten angemessen wäre. Vielmehr werden darin unzulässigerweise die Voraussetzungen grundlegend umgeschrieben. Dies sprengt den Rahmen der Verordnungsermächtigung gemäß § 135 Abs 1 ElWG. Im Ergebnis muss ein systemdienlicher Betrieb immer dann gegeben sein, wenn durch eine konkrete Maßnahme eines der drei vorgegebenen Nutzenkriterien erreicht wird. Diese Logik hat im Konsultationsentwurf noch keinen Niederschlag gefunden, worin nunmehr sogar das gleichzeitige Vorliegen der bereits in § 6 Abs 1 Z 148 ElWG als für sich systemdienlich genannten Beispiele (vgl erster Absatz dieses Punktes) gefordert wird.

Für die Entgeltbefreiung von Pumpspeicherkraftwerken und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas (§ 111 Abs 3 ElWOG idF BGBl I Nr 150/2021) waren dagegen bislang gar keine derartigen Voraussetzungen zu erfüllen. Der verschärfte Rahmen im Konsultationsentwurf würde neu errichtete Energiespeicheranlagen gegenüber Bestandanlagen potenziell über ein Jahrzehnt hinweg strukturell benachteiligen. Von einer Incentivierung zur Nutzung und Ausbau mit innovativen Technologien kann somit nicht mehr gesprochen werden. Zur Hintanhaltung von Diskriminierungen ist es selbstverständlich, dass nunmehr in den letzten Jahren errichtete BESS-Anlagen bei systemdienlichem Betrieb von der Entgeltbefreiung für 20 Jahre ab Inbetriebnahme gleichsam partizipieren können müssen. Gleiches gilt für Energiespeicheranlagen, die sich aktuell im Jahr 2026 in Umsetzung befinden. Diese Gleichbehandlung ist durch eine entsprechende Klarstellung in den zu erlassenden Verordnungen unbedingt abzubilden. Sofern die kumulativen Kriterien im Konsultationsentwurf per Verordnung umgesetzt werden sollten, ist

eine entsprechende Übergangsregelung für alle bestehenden und sich in Bau befindlichen Energiespeicher vorzusehen. Für sämtliche Energiespeicher ist ein diskriminierungsfreier und technologieneutraler Zugang zur Entgeltbefreiung einzuräumen. Bestandsanlagen müssen ihre Systemdienlichkeit auf geeignetem, alternativem Wege nachweisen können. Die vorgeschlagenen kumulativen Kriterien würden Bestandsanlagen sonst automatisch die Befreiung versperren, weil einige Kriterien nachträglich gar nicht mehr erfüllt werden könnten (z.B. Standortausschreibung).

Offen bleibt die Abgrenzung von *Systemdienlichkeit* nach § 6 Abs 1 Z 148 ElWG gegenüber *Systemdienstleistungen* gemäß § 6 Abs 1 Z 149 ElWG und dem im Konsultationsentwurf aufgeworfenen Begriff der „*Netzdienlichkeit*" iSd §§ 89f ElWG. Aktuell kommt es im Konsultationsentwurf zu einer vermeintlichen Vermengung dieser Begrifflichkeiten, die wünschenswerterweise durch die E-Control in ihren Verordnungen trennscharf aufzulösen wäre.

- <u>Ausschreibungen hemmen Wettbewerb, anstatt diesen zu fördern</u>

  Aktuell besteht bereits ein starker, marktgetriebener Wettbewerb um Anschlusskapazitäten (vgl § 99 ElWG). Dafür sorgt der bewährte Mechanismus, wonach die Anschlusskapazitäten an denjenigen vergeben werden, der als Erster die erforderlichen Genehmigungen und Grundstücksrechte vorweisen kann. Durch die Verlagerung des Wettbewerbs auf eine Ausschreibung mit einer Vielzahl an Voraussetzungen und reinem Preiswettbewerb wird nicht nur der Ausbaufortschritt verlangsamt, sondern ein marktorientiertes Wirtschaften mit Energiespeichern verunmöglicht.

  Netzbetreiber würden nach dem im Konsultationsentwurf vorgesehenen Rahmen führenden Einfluss auf die Errichtung von Energiespeicheranlagen bekommen. Angefangen von der Standortvorauswahl im NEP, der Ausschreibungsgestaltung und -abwicklung bis hin zu konkreten Betriebsvorgaben fallen nahezu sämtliche entscheidende Themen direkt in den Aufgabenbereich der Netzbetreiber. Objektivität und Transparenz werden gefährdet, zumal subjektive Vorgaben durch Netzbetreiber in den Vordergrund rücken. Diese Umverlagerung der Systemdienlichkeit in den Einflussbereich der Netzbetreiber widerspricht der fundamentalen Verpflichtung zur Entflechtung. So wurde absichtlich ein gesonderter Rechtsrahmen für netzdienliche Energiespeicher geschaffen, der den Netzbetreibern strengste Vorgaben hinsichtlich des Betriebs von Speicheranlagen durch sie selbst auferlegt (vgl § 89 ElWG).

  Nach dem Konsultationsentwurf ist nunmehr fraglich, ob und wenn ja welche Unterschiede im Detail zwischen netzdienlichen und systemdienlichen Speichern

überhaupt noch übrigbleiben. Im Extremfall werden Energiespeicher wegen deren Unwirtschaftlichkeit nur mehr von Netzbetreibern zu hohen Kosten selbst beschafft und als notwendige Kosten weiterverrechnet. Dies würde sich naturgemäß in der Netzentgelthöhe nachteilig für alle Netzbenutzer niederschlagen.

Es ist anerkannt, dass Energiespeicheranlagen nur dann ökonomisch betrieben werden können, wenn ihre Betreiber mehrere Umsatzquellen nutzen, also Revenue-Stacking betreiben. Nach zahlreichen Studien ist ein wirtschaftlicher Speicherbetrieb in Österreich und Deutschland nur bei reduzierten Systemnutzungsentgelten bzw Befreiungen möglich. Kein einzelnes Geschäftsmodell – weder die reine Teilnahme am Regelenergiemarkt noch der ausschließliche Einsatz auf Day-ahead oder Intra-Day-Märkten – ist für sich genommen ausreichend, um die hohen Investitionskosten eines BESS zu refinanzieren. Dies gilt insb für den österreichischen Markt, dessen vergleichsweise geringe Marktgröße und spezifische Preisstrukturen eine Diversifizierung der Erlösströme in besonderem Maße erfordern. Wird das Revenue-Stacking durch eine zu enge regulatorische Definition des Begriffs „systemdienlicher Betrieb" eingeschränkt oder faktisch unmöglich gemacht, entfällt der wirtschaftliche Anreiz für Investitionen in neue BESS-Projekte. In diesem Sinne ist eine rechtssichere und planbare regulatorische Rahmensetzung erforderlich, die den wirtschaftlich notwendigen Spielraum für Revenue-Stacking bewahrt. Die Durchführung von komplexen Ausschreibungen in mehreren Runden und Durchgängen, steht dem diametral entgegen.

- <u>Technologieneutralität zwingender Bestandteil für zweckorientierten Rahmen</u>

  In technischer Hinsicht gibt es unterschiedlichste Möglichkeiten und Konzepte, die durchaus Systemdienlichkeit im Sinne der Nutzenkriterien erzielen könnten. Gerade BESS-Anlagen zeichnen sich durch deren vielseitige Einsatzmöglichkeiten, darunter unterschiedlichste Standorte und unbeschränkte Anlagenkombinationen (*stand-alone*, *co-located* mit Erzeugungsanlage, *co-located* mit Verbrauchsanlage) aus. Nicht zuletzt deswegen, wird BESS eine herausragende Rolle für die Netzsicherheit und den kompletten Energiesektor zugeschrieben.

  Eine Vielzahl an Umsetzungsvarianten wird allerdings durch die vielen kumulativen Voraussetzungen im Vorhinein bereits von einem systemdienlichen Betrieb disqualifiziert. Zur Veranschaulichung sollen BESS im Zusammenhang mit Verbrauchsanlagen keinesfalls eines systemdienlichen Betriebs zugänglich sein. Am konkreten Beispiel einer *co-located* BESS-Anlage am Standort eines großen Industriebetriebs mit hohem Energiebedarf könnten dort sinnvoll Leistungsspitzen abgefedert und damit das Netz erheblich entlastet werden. Durch den pauschalen Ausschluss von Verbrauchsanlagen für die *co-location* Befreiung, würden diese

Lastspitzen weiterhin vom Netz auszugleichen sein. Es besteht dann gerade keine Incentivierung dafür, dort eine BESS-Anlage zu errichten. Ein solches Ergebnis widerstrebt der Zielsetzung, best- und größtmöglichen systemdienlichen Nutzen zu schaffen. Zumal stehen zur Vermeidung von vermeintlich missbräuchlichen Praktiken bei BESS gelindere Mittel zur Verfügung, wie unter anderem die getrennte messtechnische Erfassung.

Auf die Notwendigkeit eines diskriminierungsfreien und technologieneutralen Zugangs zur Befreiung wurde bereits detailliert eingegangen.

- Notwendige Abstimmung technischer Vorgaben

Aus technischer Hinsicht wirft der Konsultationsentwurf einige Fragen auf. Es bleibt unklar, inwieweit Blindleistungsvorgaben, Regelenergieleistungsverpflichtungen, aktuelle Technische und Organisatorische Regeln (***TOR***) und allfällige Betriebsvorgaben miteinander vereinbar und immer alle parallel eingehalten werden können. So sind Flexibilitätsleistungen im Rahmen des Engpassmanagements gemäß § 140 Abs 1 Z 1b ElWG ohnedies nur „*in Abstimmung mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern*“ zu erbringen, wodurch für ein zusätzliches Recht zu Vorgaben für Anschlussnetzbetreiber kein Platz mehr bleibt. Sich widersprechende, zugleich zwingende Vorgaben dürfen nicht zulasten der Energiespeicheranlagenbetreiber ausfallen. Diese Situation wird durch unterschiedliche Sanktionen für Abweichungen von den einzelnen (vertraglichen) Verpflichtungen verschärft. Energiespeicherbetreiber hätten sich dann unweigerlich zu entscheiden, welche der Sanktionen in Kauf genommen werden muss. In dieser Hinsicht ist eine enge Abstimmung mit den unionsrechtlichen Vorgaben sicherzustellen.

Weiters wäre aus technischer Sicht klarzustellen, inwieweit innerhalb einer systemdienlichen Anlage technisch Kapazitäten zur freien Vermarktung abgegrenzt werden könnten. Andernfalls könnte nur die Gesamtanlage entweder systemdienlich betrieben werden oder insgesamt aus der Entgeltbefreiung herausfallen (vgl dazu die obigen Ausführungen zur Wirtschaftlichkeit).

Mit der Vielzahl an technischen und kurzfristigen Vorgaben (z.B. tägliche Bekanntgabe) geht auch ein erheblicher Verwaltungsmehraufwand einher, dem durch die vielen Einschränkungen nicht effizient gegengewirtschaftet werden kann. Umso bezeichnender ist, dass für Blindleistungen Entschädigungsleistungen grundsätzlich ausgeschlossen wurden.

Konkrete Änderungsvorschläge:

Im Detail sehen wir in folgenden Punkten dringenden Abänderungsbedarf, um einen an §§ 5 und 6 Abs 1 Z 148 ElWG orientierten, objektiven Interessenausgleich zwischen sämtlichen Akteuren zu schaffen:

- Konsistente Abstimmung mit unionsrechtlich und gesetzlich vorgegebenem Rahmen;
- Reduktion auf angemessene Kriterien für einen zielsicheren Nachweis systemdienlichen Betriebs;
- Beschränkung der Einflussmöglichkeiten von Netzbetreibern zur Gewährleistung von wirksamem und marktorientiertem Wettbewerb;
- Schaffung einer technologieneutralen Regelung, die unterschiedlichste Ansatzmöglichkeiten erlaubt;
- Geeignete Übergangsregelung zur Vermeidung der Diskriminierung von Bestandsanlagen;
- Auflösung technischer Widersprüche;
- Wegfall der Standortausschreibung und Beibehaltung des etablierten, wettbewerbsorientierten Systems zur Vergabe von Netzanschlusskapazitäten (§ 99 ElWG);
- Allfällige Beibehaltung von Standortausschreibungen nur unter Berücksichtigung des Qualitätswettbewerbs anstatt reinen Preiswettbewerbs.

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme und verbleiben mit vorzüglicher Hochachtung

Klagenfurt, 20. März 2026

NGEN Austria GmbH

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000372
Stellungnahme des ElektroMobilitatsClubs Osterreich zur E-Control Marktkonsultation zur Systemnutzun.pdf

ElektroMobilitätsClub Österreich e. V. | Im Grenzwinkel 1 | 4060 Leonding

Energie-Control Austria für die Regulierung der
Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Datum
20.03.2025

Stellungnahme des ElektroMobilitätsClubs Österreich zur E-Control Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

Sehr geehrte Damen und Herren,

der ElektroMobilitätsClub Österreich hat die Marktkonsultation zur SNE-GV Teil 1 und Teil 2 insbesondere in Bezug auf Anreize für die aktive Nutzung der verteilten Flexibilitäten von intelligentem und bidirektionalem Laden von E-Fahrzeugen analysiert.

Das Flexibilitätspotential von E-Fahrzeugen ist erheblich. Die meisten aktuell in Österreich zugelassenen E-Fahrzeuge sind zwar noch nicht V2H- bzw. V2G-fähig, aber auch die intelligente Steuerung der Aufladung bietet hohes Flexibilitätspotential. Neu zugelassene Modelle zeigen einen deutlichen Trend zur Unterstützung von bidirektionalem Laden (über V2L hinaus in Richtung V2H und V2G). Wenn wir von einem zukünftig zu erwartenden Bestand von mehr als 1 Mio. E-PKW ausgehen, von denen auch nur 10% aggregiert gleichzeitig gesteuert mit ca. 10 kW geladen oder entladen werden können, dann stellt das ein **Flexibilitätspotential** von **mehr als 1 GW Regelleistung** dar (Bezug bzw. Einspeisung). Bei ca. 20% Ladehub eines 70 kWh Akkus je Fahrzeug beträgt die kumulierte flexible **Speicherkapazität** beachtliche **1,4 GWh**. Diese Flexibilitätspotentiale sind also durchaus systemrelevant und sollten systemdienlich nutzbar gemacht werden.

Auch die Projekte der TransnetBW (wie z.B. Mobility4Grid, ISLP - Intelligentes Laden im Standardlastprofil oder OctoFlexBW - Elektroautos als Redispatch Flexibilität in der Niederspannung) zeigen deutlich das Flexibilitätspotential von E-Fahrzeugen.[1],[2],[3]

Das ElWG hat eine gute Basis dafür geschaffen, diese Flexibilität von E-Fahrzeugen aktiv zu nutzen und verlangt im § 139 Abs. 2 im Rahmen der Beschaffung von Flexibilitätsleistungen ausdrücklich die „wirksame und diskriminierungsfreie Beteiligung aller Marktteilnehmer … insbesondere für Marktteilnehmer, die verteilte Erzeugung, Laststeuerung oder Energiespeicherung anbieten".

Aggregiert gesteuerte intelligente bzw. bidirektionale Ladung von E-Fahrzeugen bietet so eine verteilte Laststeuerung bzw. Energiespeicherung an. Die SNE-GV sollte daher Anreize für die Nutzung dieser Flexibilität setzen. Im aktuellen Entwurf ist dies allerdings nicht der Fall.

Wir verweisen in dem Zusammenhang auch auf die Entschließung des Nationalrats vom 19. November 2025 mit dem Auftrag an die Bundesregierung, die Nutzung von E-Autobatterien als Stromspeicher für die Versorgung des eigenen Hauses (Vehicle-to-Home – V2H) und zur Einspeisung von Überschüssen direkt in das Stromnetz (Vehicle-to-Grid – V2G) zu ermöglichen.[4]

In der Anlage schicken wir weiters den Entwurf von Empfehlungen für EU Richtlinien-Anpassungen für intelligentes und bidirektionales Laden, der im Rahmen einer durch die EU Kommission (Directorate-General for Energy) beauftragten Studie entstanden ist und die Wichtigkeit der Nutzung dieser Flexibilität für das Stromnetz unterstreicht.

Empfehlungen zur Anpassung der derzeitigen Entwürfe
für SNE-GV Teil 1 und Teil 2:
Erweiterung der Definition von „Systemdienlichkeit"
Die aktuelle Definition der SNE-GV Teil 2 für „systemdienliche Speicher" ist auf

[1] https://www.transnetbw.de/de/unternehmen/portraet/innovationen/mobility4grid
[2] https://www.transnetbw.de/de/unternehmen/portraet/innovationen/mobility4grid/islp
[3] https://www.transnetbw.de/de/unternehmen/portraet/innovationen/mobility4grid/octoflexbw-1
[4] https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVIII/E/46/fname_1723533.pdf

standortbezogene Großspeicher mit einer Einspeise-Engpassleistung von zumindest 1MW eingeschränkt.

Der Entwurf nimmt auch in anderen Abschnitten keinen konkreten Bezug auf verteilte, systemdienliche Speicher, wie z.B. aggregierte bidirektional betriebene E-Fahrzeuge.

Wir empfehlen, die systemdienliche Nutzung der (aggregierten) Flexibilität von intelligent und bidirektional ladenden Fahrzeugen (sowohl in Bezugs- als auch in Einspeiserichtung) explizit zu beschreiben und mit netztariflichen Anreizen zu versehen. Eine etwaige Schwelle für die aggregierte Regelleistung sollte den Hochlauf von entsprechenden Aggregator-Angeboten berücksichtigen – auch in Zusammenhang mit den entsprechenden Leistungswerten (z.B. max. 8 kW pro Haushalt).

Wir denken außerdem, dass es sinnvoll ist, auch Anreize für die systemdienliche, aggregierte Steuerung der Ladeleistung zu setzen. Damit kann auch die Flexibilität von Fahrzeugen, die nicht bidirektional Laden, genutzt werden.

Anreize für systemdienliche Erhöhung der Ladeleistung

Im Entwurf für die SNE-GV Teil 1 ist für Kleinanschlüsse eine Anpassung der netzwirksamen Leistung des Netzanschlusses auf 8 kW vorgesehen. Für eine optimale Nutzung des Flexibilitätspotentials von verteilt ladenden E-Fahrzeugen ist aus unserer Sicht eine Anhebung auf ca. 10 kW sinnvoll, solange die Überschreitung der 8 kW Bezugsleistungsgrenze systemdienlich erfolgt. Auch für die systemdienliche Einspeisung kann das sinnvoll sein.

Angelehnt an den Sommer-Nieder-Arbeitspreis (SNAP) empfehlen wir auf Day-Ahead Basis netztarifliche Anreize zu setzen, damit Ladevorgänge systemdienlich geplant bzw. verschoben werden. In Tagesabschnitten (Stunden bzw. Viertelstunden), in denen ein erhöhter Bezug wünschenswert (systemdienlich) ist, sollte daher auch eine entsprechend erhöhte Bezugsleistung nicht als „höchster Viertelstundenwert des Monats“ angerechnet werden.

Die voraussichtliche Bezugslast des Stromnetzes (Ebene 7, Day-Ahead) könnte beispielsweise in Stunden- bzw. Viertelstundenabschnitten zwischen „Hochlast“ und

„Niedriglast“ unterscheiden. Zeitabschnitte mit Niedriglast sind dementsprechend Zeitabschnitte, in die Ladevorgänge präferiert verschoben werden sollten.

Leistungspreis für bisher nicht-leistungsgemessene Kleinanschlüsse

Für „systemdienliche Kleinanschlüsse“ ist das derzeitige von gewerblichen Betrieben übernommene Preismodell für den „gemessenen LP“, das von 3.000 Benutzungsstunden (etwa 8h an jedem der 365 Kalendertage) mit recht gleichmäßiger Last ausgeht, ungeeignet. Bei einem systemdienlichen Kleinanschluss ist von etwa 3h pro Kalendertag bzw. pro Kalendertag der RSAP-Periode (Reduzierter Sommer-Arbeitspreis) mit einem hohen Bezug auszugehen. Die Gestaltung des Netztarifs für Kleinanschlüsse sollte die gewünschten unregelmäßigen Lastspitzen in Zeitabschnitten mit Niedriglast berücksichtigen, um einen Anreiz für systemdienliches Verhalten zu bieten.

Elektrische Grüße!

20.03.2026 - 14:16:09



Bernhard Kern

Präsident

ElektroMobilitätsClub Österreich

Im Grenzwinkel 1

4060 Leonding

ZVR: 310348987

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000373
2026-0.187.068-2-A - Erledigung (Stellungnahme an E-Control)_20.03.2026_E-Control-1010Wien.pdf

Bundesministerium
Finanzen

bmf.gv.at

Mag. Susi Perauer
BMF - Präs. 4 (Präs. 4)
Sachbearbeiterin

[redacted]
Johannesgasse 5, 1010 Wien

E-Mail-Antworten sind bitte unter Anführung der Geschäftszahl an post.praes-4@bmf.gv.at zu richten.

An die
Energie-Control Austria für die Regulierung
der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Geschäftszahl: 2026-0.187.068

Begutachtungsverfahren
Marktkonsultation zur Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte (SNE) - 2. Teil

Das Bundesministerium für Finanzen beehrt sich, zu dem mit Note vom 27. Februar 2026 unter der Geschäftszahl V SNE 01/26 zur Stellungnahme übermittelten Marktkonsultation zur Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte (SNE) - 2. Teil, fristgerecht wie folgt Stellung zu nehmen:

Da im grundsätzlich außerbudgetär finanzierten Netzausbau kurz- und mittelfristig große Investitionsvorhaben bevorstehen, wären die Anreize für einen systemdienlichen Betrieb in der entsprechenden Verordnung derart auszugestalten, dass die budgetäre Belastung für Haushalte und Unternehmen möglichst gering ausfällt.

Wien, 13. März 2026
Für den Bundesminister:
i.V. Mag. Hans-Jürgen Gaugl, MSc

Elektronisch gefertigt

Bundesministerium Finanzen	Prüfinformation	Informationen zur Prüfung des elektronischen Siegels bzw. der elektronischen Signatur finden Sie unter: https://www.signaturpruefung.gv.at Informationen zur Prüfung des Ausdrucks finden Sie unter: https://www.bmf.gv.at/verifizierung
	Datum/Zeit	2026-03-20T15:43:46+01:00
Unterzeichner	Bundesministerium für Finanzen	
Aussteller-Zertifikat	CN=a-sign-corporate-07,OU=a-sign-corporate-07,O=A-Trust Ges. f. Sicherheitssysteme im elektr. Datenverkehr GmbH,C=AT	
Serien-Nr.	874736968	
Dokumentenhinweis	Dieses Dokument wurde amtssigniert.	

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000374
2026-03-20 WPA Stellungnahme_EC Marktkonsultation Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnunf Teil 1 .pdf

WÄRMEPUMPE AUSTRIA

Verband Wärmepumpe Austria // Bockgasse 2a, A-4020 Linz

E-Control
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Per E-Mail am 20.03.2026 an: recht-post@e-control.at

Linz, 20.03.2026

Stellungnahme zur Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV), Teil 1 und Teil 2, mit Schwerpunkt auf Heizungswärmepumpen

Sehr geehrte Damen und Herren,

bezugnehmend auf die veröffentlichte Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung, Teil 1 vom 19.02.2026 und Teil 2 vom 27.02.2026, übermitteln wir nachfolgend unsere Stellungnahme mit Fokus auf die Auswirkungen auf Heizungswärmepumpen im Haushaltsbereich und im Gebäudebestand.
Wir unterstützen die Ziele der Versorgungssicherheit, Transparenz, Kostenorientierung und Verursachungsgerechtigkeit ausdrücklich. Gleichzeitig ist sicherzustellen, dass die künftige Entgeltstruktur nicht in Widerspruch zu den energie- und klimapolitischen Zielsetzungen Österreichs und der Europäischen Union gerät. Wärmepumpen sind eine Schlüsseltechnologie für Dekarbonisierung, Energieeffizienz und Elektrifizierung des Wärmesektors.

Gerade bei Heizungswärmepumpen ist besondere Sorgfalt geboten. In der Tarife-2.1-Diskussion wurden bereits vom Verband Wärmepumpe Austria Marktdaten eingebracht. E-Control selbst hat im Positionspapier daraus abgeleitet, dass sich für typische Haushalte mit Wärmepumpe im Neubau und im Altbau im damaligen Modell keine wesentlichen Mehrbelastungen ergeben würden.
Aus unserer Sicht kann diese historische Einschätzung jedoch nicht ohne Weiteres auf die nun konsultierte SNE-GV übertragen werden. Das liegt vor allem daran, dass die aktuelle Marktkonsultation zusätzlich einen pauschalen Anteil des Netzanschlussentgelts pro kW, eine 8-kW-Preisschwelle sowie neue Mechanismen zu regelbarer Leistung und systemdienlichem Betrieb vorsieht. Dadurch entstehen für Wärmepumpen-Heizungssysteme nicht nur mögliche Veränderungen in den laufenden Betriebskosten, sondern vor allem zusätzliche Erstinvestitionskosten im Zuge einer Wärmepumpen-Erstinstallation oder eines Energieträgerwechsels im Gebäudebestand.

it-ID: ATU67243547 – Rechtsform / ZVR-Zahl: Verein / 128776604 – Vereinssitz / Gerichtsstand: Linz
Bankverbindung: HYPO OÖ Landesbank Aktiengesellschaft – Konto Nr.: 9668161 – BLZ: 54000

Inhaltliche Stellungnahme:

Bestandsschutz für bestehende Wärmepumpen-Heizungsanlagen

Für bestehende Betreiberinnen und Betreiber von Heizungswärmepumpen ist ein klarer und umfassender Bestandsschutz zwingend vorzusehen. Kundinnen und Kunden, die ihre Investitionsentscheidung unter einer anderen Entgeltsystematik getroffen haben, dürfen nachträglich weder durch die Einführung der Leistungsbepreisung noch durch neue Mechanismen des Netzanschlussentgelts belastet werden. Das gilt ausdrücklich sowohl für die laufenden Netznutzungskosten als auch für jede Form der Nachverrechnung von Netzanschlussentgelten. Die E-Control selbst betont seit Tarife 2.1, dass unerwartete Nachverrechnungen vermieden und Übergangsbestimmungen für bereits erworbene Rechte geschaffen werden müssen.

Wir fordern daher: Bestehende Wärmepumpenanlagen müssen vollständig von einer nachträglichen Verrechnung eines pauschalen Netzanschlussentgelt-Anteils ausgenommen werden. Ebenso darf es für Bestandskunden keine Schlechterstellung durch die Einführung des Leistungspreises geben. Ein derartiger Bestandsschutz muss rechtlich klar, einfach vollziehbar und dauerhaft ausgestaltet sein.

Transparenz vor Einführung einer Leistungsbepreisung (Übergangsphase)

Die Marktkonsultation sieht für alle Kundinnen und Kunden der NE 7 einen Leistungspreis vor, wobei als Grundlage das höchste Viertelstundenmaximum im Kalendermonat herangezogen werden soll. Zugleich verweist E-Control selbst darauf, dass die erfolgreiche Umsetzung eine ausführliche Information verschiedener Kundengruppen erfordert.

Aus Sicht von Haushalten mit Heizungswärmepumpen ist das ein zentraler Punkt. Jede Kundin und Kunde muss vor Einführung einer leistungsbezogenen Tarifierung ausreichend lange, verständlich und standardisiert Informationen über sein eigenes Leistungsverhalten erhalten. Nur wenn Haushalte wissen, welche Viertelstundenmaxima typischerweise auftreten, können sie ihr Verhalten oder ihre Einstellungen anpassen. Ohne eine verpflichtende Vorab-Informationsphase wäre die Einführung eines Leistungspreises weder transparent noch fair, außer sie ist mit den bisherigen Netzkosten gedeckelt.

Schwellenwert für unterschiedliche Leistungspreisansätze bei Wärmepumpen erhöhen

Für Haushalte mit Heizungswärmepumpe regen wir an, die vorgesehene Schwelle für unterschiedliche Leistungspreisansätze nicht bei 8 kW, sondern zumindest bei 12 kW festzulegen. Die Konsultation übernimmt die 8-kW-Systematik aus Tarife 2.1. Gleichzeitig ist aber sachlich zu berücksichtigen, dass gerade im Gebäudebestand die Wärmepumpe, Warmwasserbereitung und übliche Haushaltslasten in einzelnen Viertelstunden zusammenfallen können, ohne dass daraus ein systematisch netzschädliches Verhalten folgt. Auch in Zeiten geringer Netzbelastung („Lasttäler“) führt der höhere Leistungsbezug zu keinen netztechnisch Engpässen. Die 8-kW-Grenze ist daher für den Wärmepumpenbereich zu niedrig und führt im Gebäudebestand zu einem unvorhersehbaren Kostenrisiko.

Darüber hinaus erhöhen Wärmepumpen den Energieverbrauch (bei geringer Leistung und hohen jährlichen Betriebsstunden) und reduzieren damit die Netzkosten für alle Netznutzer!

it-ID: ATU67243547 – Rechtsform / ZVR-Zahl: Verein / 128776604 – Vereinssitz / Gerichtsstand: Linz
Bankverbindung: HYPO OÖ Landesbank Aktiengesellschaft – Konto Nr.: 9668161 – BLZ: 54000

Abrechnungsrelevanter Leistungswert (2.2): Tagesmaximum statt Monatsmaximum
Die Konsultation schlägt vor, den Leistungsanteil auf Basis des höchsten Viertelstundenwerts im jeweiligen Kalendermonat abzurechnen.
Diesen Ansatz sehen wir sehr kritisch. Ein einzelner atypischer Leistungsbezug, etwa bei Gleichzeitigkeit mit anderen Verbrauchern, führt auch in Zeiten mit geringer lokaler Netzbelastung zu einem erhöhten Leistungspreis, der den gesamten Monat zur Verrechnung kommt. Nach einem einmaligen hohen Viertelstundenwert entfällt dabei jeder weitere Anreiz für netzdienliches Verhalten in dem gesamten verbleibenden Monat. Genau dieses Problem wurde bereits in der früheren Stellungnahme zu Tarife 2.1 angesprochen.
Wir schlagen daher vor, den Leistungsanteil auf Basis des täglichen Viertelstundenmaximums abzurechnen, nicht auf Basis des Monatsmaximums. Ein tagesbezogener Ansatz wäre verhaltenswirksamer, verursachungsgerechter und näher an der realen Steuerbarkeit privater Haushalte. Er würde kontinuierliches netzdienliches Verhalten belohnen und nicht bloß einmalige Extremwerte sanktionieren.

Flexibilitätsanforderungen NE7: Alternativen zu Energiemanagementsysteme
Teil 1, 2.3 verweist im letzten Absatz für die NE 7 auf eine Ansteuerung über digitale Schnittstellen via Energiemanagementsysteme, etwa über Hüllkurven oder Obergrenzen für den Netzbezug. Teil 2 nennt darüber hinaus zeitvariable Netznutzungsentgelte, unterbrechbare und regelbare Leistung als Instrumente/Säulen des systemdienlichen Betriebs.
Für Neubauten mit hoher Digitalisierung mag dies perspektivisch zutreffen. Für den breiten Wärmepumpenmarkt im Gebäudebestand, den überwiegenden Teil der aktuell verfügbaren Heizungswärmepumpen ist diese Annahme jedoch derzeit nicht realistisch. Dass Haushalte mit Heizungswärmepumpe oder die Wärmepumpen selbst standardmäßig über ein interoperables Energiemanagementsystem verfügen, das netzseitige Signale automatisiert, praxistauglich interpretiert und vorausschauend in den Anlagenbetrieb integriert, kann aus unserer Sicht erst in 10 bis 15 Jahren als Regelfall angenommen werden. Im Bestand sind heterogene Systemlandschaften, fehlende Schnittstellen, nicht integrierte Altgeräte und begrenzte Investitionsspielräume die Realität.
Daher sollten für Wärmepumpen auf NE 7 zunächst einfache, robuste und massentaugliche Instrumente im Vordergrund stehen, bspw. zeitvariable und/oder saisonale Netznutzungsentgelte mit wenigen klar definierten Zeitfenstern/Zeitzonen. Der „Sommer-Nieder-Arbeitspreis“ (kurz SNAP) folgt diesem einfachen anreizorientierten Ansatz im Bereich der Verschiebung des Strombezuges in Zeiten erhöhter dezentraler Stromerzeugung. Derartige anreizorientierte Ansätze sind wesentlich rascher umzusetzen als die faktische Voraussetzung eines flächendeckenden Energiemanagementsystems, insbesondere im Gebäudebestand.
Ergänzend ist für die NE7 die direkte Abregelung eines Betriebsmittels vorgesehen. Diese Maßnahme muss so ausgestaltet werden, dass die Produkte durch „hartes“ Schalten keinen Schaden nehmen.

Netzanschlussentgelt: keine zusätzliche Eintrittsbarriere/Kosten für den Energieträgerwechsel
Ein zentraler Kritikpunkt aus Sicht der Wärmepumpenbranche betrifft das Netzanschlussentgelt. Teil 1 sieht einen aufwandsorientierten Anteil und einen pauschalen Anteil pro kW vor. Für bisher nicht leistungsgemessene Netzanschlüsse in Bezugsrichtung sollen einheitlich 8 kW als netzwirksame Leistung

it-ID: ATU67243547 – Rechtsform / ZVR-Zahl: Verein / 128776604 – Vereinssitz / Gerichtsstand: Linz
Bankverbindung: HYPO OÖ Landesbank Aktiengesellschaft – Konto Nr.: 9668161 – BLZ: 54000

angesetzt werden, sofern in der Vergangenheit keine höhere Anschlussleistung gesondert vereinbart wurde. Die Verrechnung bzw. Nachverrechnung birgt für Heizungswärmepumpen im Gebäudebestand ein erhebliches Risiko zusätzlicher Investitionskosten. Wer von Öl oder Gas auf eine Wärmepumpe umrüstet, trägt bereits hohe Investitionskosten für Gerät, Hydraulik, Speicher, Installation und häufig auch Gebäudemaßnahmen. Wenn zusätzlich die Verrechnung pauschaler Anteile des Netzanschlussentgelts je kW ausgelöst wird, entsteht eine weitere Markteintrittsbarriere für den politisch gewünschten Energieträgerwechsel.
Das ist energiepolitisch kontraproduktiv. Österreich und die EU setzen auf Elektrifizierung und Dekarbonisierung. Maßnahmen, die den Wechsel von fossilen Heizsystemen auf Wärmepumpen verteuern, verzögern oder wirtschaftlich unattraktiver machen, sind daher abzulehnen. Wärmepumpen sind keine Luxusanwendung, sondern ein zentrales Instrument zur Zielerreichung.
Wir fordern daher: Wie auch bei Wärmepumpen im Bestand darf es auch bei der Umrüstung auf eine Heizungswärmepumpe für Haushaltskunden im Regelfall zu keiner zusätzlichen Verrechnung oder Nachverrechnung pauschaler Anteil des Netzanschlussentgelts kommen. Ein Lösungsansatz kann auch hierbei die Anpassung der Erhöhung auf 12 kW anstatt der geplanten 8 kW für Haushalte mit Wärmepumpen sein. Zumindest ist eine ausdrückliche Reduktions- oder Befreiungsregel für den Energieträgerwechsel zu Wärmepumpen vorzusehen. Andernfalls wird das Netzanschlussentgelt zu einer Investitionsbremse für die Wärmewende.
Des Weiteren gibt es im Entwurf keine klaren oder nachvollziehbaren Regeln, wann oder unter welchen Umständen es zur Nachverrechnung pauschaler Anteile je kW des Netzanschlussentgelts auf der NE7 im Haushaltssegment kommt.

Systemdienlichkeit muss auch für Verbrauchsanlagen praktisch nutzbar sein
Teil 2 beschreibt den systemdienlichen Betrieb in mehreren Instrumenten. Auffällig ist, dass die am weitesten gehenden Begünstigungen in erster Linie auf Speicher und Erzeugungsanlagen zugeschnitten sind, während Verbrauchsanlagen wie Heizungswärmepumpen nur mittelbar über zeitvariable Netzentgelte, unterbrechbare oder regelbare Leistung adressiert werden.
Für Wärmepumpen ist daher entscheidend, dass „Systemdienlichkeit“ nicht nur theoretisch genannt, sondern in praxistaugliche und wirtschaftlich attraktive Standardinstrumente übersetzt wird. Die Möglichkeit reduzierter Netzentgelte muss gerade für Wärmepumpenheizungen einfach erreichbar sein, ohne komplexe Ausschreibungs-, Plattform- oder EMS-Voraussetzungen. Eine genauere Ausgestaltung und Weiterentwicklung tariflicher Instrumente lässt der Entwurf noch weitgehend offen. Hierzu bieten wir als österreichische Wärmepumpenbranche unsere aktive Unterstützung an.

Schlussfolgerung und konkrete Verbesserungsvorschläge für eine wärmepumpenfreundliche SNE-GV
Die Wärmewende im Gebäudesektor wird nur gelingen, wenn die regulatorischen Rahmenbedingungen den Umstieg auf Wärmepumpen unterstützen und nicht verteuern. Die in Teil 1 und Teil 2 der SNE-GV-Konsultation vorgeschlagenen Instrumente enthalten nachvollziehbare Ansätze zur Stärkung der Verursachungsgerechtigkeit und zur Nutzung von Flexibilitäten. Für Haushalte mit Heizungswärmepumpen

it-ID: ATU67243547 – Rechtsform / ZVR-Zahl: Verein / 128776604 – Vereinssitz / Gerichtsstand: Linz
Bankverbindung: HYPO OÖ Landesbank Aktiengesellschaft – Konto Nr.: 9668161 – BLZ: 54000

WÄRMEPUMPE AUSTRIA

bestehen jedoch erhebliche finanzielle Risiken. Aus unserer Sicht sollte die SNE-GV für Heizungswärmepumpen um folgende Verbesserungsansätze ergänzt werden:

- Für bestehende Wärmepumpen-Heizungsanlagen sollte ein gesetzlich klar formulierter Bestandsschutz gelten, sowohl im Netzanschlussentgelt als auch im Netznutzungsentgelt.
- Für Haushalte sollte eine Informations- und Beobachtungsphase vor Einführung der Leistungsbepreisung vorgesehen werden, inklusive verständlicher Darstellung der bisherigen Viertelstundenmaxima.
- Der Schwellenwert für höhere Leistungspreisansätze bei Haushalten mit Wärmepumpe sollte auf 12 kW angehoben werden.
- Der abrechnungsrelevante Leistungswert sollte jedenfalls tagesbezogen statt monatsbezogen ermittelt werden.
- Für den Heizungsumstieg/Energieträgerwechsel auf eine Wärmepumpe sollte der pauschale Anteil des Netzanschlussentgelts entfallen oder unentgeltlich auf 12 kW erhöht werden.
- Einfache zeitvariable Netzentgelte mit klaren Zeitfenstern als Standardinstrument für Wärmepumpen auf NE 7 sollten kurz- und mittelfristig priorisiert werden, um möglichst rasch ein höheres Maß an Netzdienlichkeit bzw. Netzentlastung zu erreichen.

Damit könnte die SNE-GV einen positiven Beitrag zur Marktverbreitung von Wärmepumpen leisten und gleichzeitig die Ziele von Versorgungssicherheit, Netzstabilität, Effizienz und Dekarbonisierung miteinander in Einklang bringen. Langfristig führen Wärmepumpen über ihren Energieverbrauch zur Stabilisierung der Netzkosten für alle Netznutzer!

Diese Stellungnahme wurde im Namen der österreichischen Wärmepumpenbranche, vertreten durch den Verband Wärmepumpe Austria, erstellt.

Bei Fragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße
WÄRMEPUMPE AUSTRIA





Richard Freimüller
Verbandspräsident

Siegfried Kopatsch
Geschäftsführer

it-ID: ATU67243547 – Rechtsform / ZVR-Zahl: Verein / 128776604 – Vereinssitz / Gerichtsstand: Linz
Bankverbindung: HYPO OÖ Landesbank Aktiengesellschaft – Konto Nr.: 9668161 – BLZ: 54000

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000375

ngnahme_Marktkonsultation_SNE-GV_E-Control.cleane

STELLUNGNAHME

zur Marktkonsultation der E-Control Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV) Teil 1 und Teil 2

Fokus: systemdienlicher Betrieb von Energiespeicheranlagen

Adressat	E-Control Austria
Betreff	Marktkonsultation zur SNE-GV, Teil 1 und Teil 2
Schwerpunkt	systemdienlicher Betrieb von Energiespeicheranlagen
Absender	Startup-Manufaktur Service GmbH – Projekt Flexbatt Schuhbrechergasse 18; 1140 Wien Email: [redacted] Tel: [redacted]

Kurzfassung

• Die Erläuterungen zum ElWG stellen ausdrücklich klar, dass die Begriffsbestimmung des systemdienlichen Betriebs drei alternative Kriterien vorsieht. Die Regulierungsbehörde hat diese Kriterien gemäß § 135 Abs. 1 ElWG zu konkretisieren; sie ist jedoch nicht ermächtigt, den gesetzlichen Tatbestand durch zusätzliche kumulative Voraussetzungen oder durch ein wettbewerbliches Vergabeverfahren zu ersetzen.

• Die Marktkonsultation Teil 2 erklärt zwar zunächst selbst, dass der Standort weder notwendiges noch hinreichendes Kriterium für Systemdienlichkeit ist, normiert für „systemdienliche Speicher“ in der Folge aber sieben kumulative Voraussetzungen, darunter Standortausweisung, Engpassmanagement-Vertrag, Hüllkurven, Blindleistungsvorgaben und einen Zuschlag in einer wettbewerblichen Ausschreibung.

• Die Marktkonsultation enthält darüber hinaus Überlegungen zu Ausschreibungsverfahren für den pauschalen Anteil des Netzanschlussentgelts (PA). Ein solcher Mechanismus ist im ElWG nicht vorgesehen und würde eine grundlegende Änderung des Netzzugangssystems darstellen. Diese Ausgestaltung überschreitet aus unserer Sicht den Rahmen einer zulässigen Konkretisierung.

• Besonders rechtlich bedenklich ist die Einführung eines Ausschreibungsverfahrens mit monetärem Zuschlagskriterium als Zugangsvoraussetzung zur Freistellung nach § 127 Abs. 3 ElWG.

• Die in Teil 1 vorgesehene Ausgestaltung des AWA steht im Spannungsverhältnis zu § 130 ElWG, da eine ausschließlich zugunsten des Netzbetreibers wirkende Abweichung von pauschalen Kostensätzen die Kostenorientierung verletzt.

1. Ausgangspunkt und relevante Unterlagen

Diese Stellungnahme bezieht sich auf die Marktkonsultation der E-Control zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung, Teil 1 vom 19.02.2026 und Teil 2 vom 27.02.2026, sowie auf die Erläuterungen zum ElWG. Teil 1 stellt klar, dass die Konsultation der behördlichen Vorbereitung der neuen Entgeltstruktur dient und dass die Regulierungsbehörde gemäß § 135 Abs. 1 ElWG „grundsätzliche Festlegungen zur Ermittlung der SNE“ per Grundsatzverordnung treffen soll. Damit ist der gesetzliche Charakter der SNE-GV als Konkretisierungsinstrument, nicht aber als eigenständige Neuordnung des materiellen Tatbestands, bereits im Ausgangspunkt vorgegeben.

Für den hier relevanten Bereich der Energiespeicher ist insbesondere § 127 Abs. 3 ElWG maßgeblich. Nach den Erläuterungen kommt Energiespeicheranlagen bei der Bereitstellung der für die Transformation des Energiesystems notwendigen Flexibilität eine entscheidende Rolle zu. Gerade bei systemdienlichem Betrieb, etwa als Bindeglied zwischen Erzeugern und Endverbrauchern und durch die Reduktion von Leistungsspitzen, können Energiespeicher Kosten im Netz reduzieren; im Einklang damit sieht § 127 Abs. 3 ElWG eine Freistellung des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt vor.

2. Gesetzgeberische Intention: alternative Kriterien und Konkretisierungsauftrag

§ 6 Abs. 1 Z 148 ElWG definiert „systemdienlichen Betrieb“ als „die Betriebsart einer Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicheranlage, bei der systemdienlicher Nutzen im Sinne von Kostenreduktionen, Kostenvermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit erbracht wird, **insbesondere** durch die Erbringung einer Flexibilitätsleistung, den Betrieb an einem bestimmten, durch die Ausweisung im Netzentwicklungsplan für das Verteiler- **oder** Übertragungsnetz definierten Standort oder nach den Anforderungen des Netzbetreibers.“
Die Formulierungen „insbesondere“ und der Abschluss der Aufzählung durch „oder“ lassen klar erkennen, dass es sich hier nicht um kumulative, sondern um alternative Kriterien, handelt.

Die Erläuterungen in der Regierungsvorlage zu § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG zeigen dies zudem eindeutig: „Die Begriffsbestimmung legt drei **alternative** Kriterien für die Feststellung eines systemdienlichen Betriebs fest.“ Weiters halten die Erläuterungen fest: „Welche Anforderungen sich daran knüpfen, ist durch Verordnung der Regulierungsbehörde gemäß § 135 Abs. 1 näher festzulegen.“
Durch Formulierungen wird die Intention des Gesetzgebers völlig klar: Erstens sind die gesetzlichen Kriterien alternativ, nicht kumulativ. Zweitens ist die Aufgabe der Regulierungsbehörde die nähere Festlegung bzw. Konkretisierung der Anforderungen, nicht die Ersetzung des gesetzlichen Modells durch ein anderes Zugangssystem.

Der gesetzgeberische Fokus liegt auf der netzphysikalischen Wirkung und der Betriebsweise der Anlage. Die Erläuterungen heben zudem den Höchstlastbeitrag hervor: Kostenvermeidung oder -reduktion liegt insbesondere dann vor, wenn der Höchstleistungsbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung abweicht und dadurch zusätzliche netzseitige Investitionen vermieden oder verringert werden können.

Diese gesetzgeberische Intention darf in der SNE-GV nicht in ein anderes System umgedeutet werden. Die Regulierungsbehörde kann festlegen, wie Systemdienlichkeit nachzuweisen ist, welche technischen Anforderungen sachlich erforderlich sind und wie Missbrauch verhindert wird. Sie darf aber nicht den gesetzlichen Tatbestand durch ein selbst geschaffenes Vergabe- oder Zulassungsregime ersetzen.

3. Widerspruch innerhalb der Konsultation selbst

Die Konsultation Teil 2 enthält bereits in sich einen zentralen Widerspruch. Auf Seite 5 wird ausdrücklich festgehalten, dass der Betrieb an einem „geeigneten" Standort „weder als notwendiges noch als hinreichendes Kriterium für Systemdienlichkeit zu sehen" sei. Nur eine Seite später wird für „systemdienliche Speicher" jedoch ein Katalog von sieben kumulativen Voraussetzungen aufgestellt, dessen erste Voraussetzung gerade die Standortausweisung im Netzentwicklungsplan ist.

Damit widerspricht die Konsultation ihrer eigenen Prämisse. Wenn der Standort nach der vorläufigen Position selbst weder notwendig noch hinreichend sein soll, kann er nicht gleichzeitig als zwingende erste Voraussetzung einer Freistellung nach § 127 Abs. 3 ElWG ausgestaltet werden. Dieser innere Widerspruch zeigt bereits, dass die vorgeschlagene Konstruktion nicht aus dem gesetzlichen Tatbestand entwickelt wurde, sondern ihm übergestülpt wird.

4. Unzulässige Umdeutung alternativer Kriterien in kumulative Voraussetzungen

Besonders deutlich wird die Überschreitung des gesetzlichen Rahmens in Abschnitt 2.3.1 der Konsultation Teil 2. Dort heißt es wörtlich: „Es gelten die folgenden (kumulativen) Voraussetzungen für die Einstufung als ‚systemdienlicher Speicher'." In der Folge werden sieben Voraussetzungen genannt, darunter Standortausweisung, eine Engpassleistung von zumindest 1 MW, ein aufrechter Vertrag mit dem Regelzonenführer gemäß § 140 Abs. 1 Z 1 lit. b ElWG, Hüllkurvenvorgaben, Blindleistungsvorgaben, weitere technische Einschränkungen und schließlich ein Zuschlag in einer wettbewerblich organisierten Ausschreibung.

Gerade diese explizite Umstellung auf kumulative Voraussetzungen ist mit den Erläuterungen nicht vereinbar. Der Gesetzgeber hat drei alternative Kriterien vorgesehen; die Verordnung soll diese Kriterien konkretisieren. Eine Verordnung, die aus alternativen Tatbeständen einen kumulativen Katalog macht, konkretisiert nicht, sondern verengt den gesetzlichen Anspruchstatbestand materiell. Dies gilt umso mehr, als jede einzelne der kumulativen Voraussetzungen im Ergebnis als Sperre gegen die gesetzlich vorgesehene Freistellung wirkt.

5. Keine Ermächtigung zur Einführung eines Vergabeverfahrens

Besonders kritisch ist außerdem die in Punkt 7 des Abschnitts 2.3.1 vorgesehene Ausschreibung. Danach soll die Netzanschlusskapazität für Speicher an einem geeigneten Standort „in einem fairen, transparenten, wettbewerblich und durch den Anschlussnetzbetreiber organisierten Ausschreibungsverfahren" vergeben werden; Zuschlags- und Reihungskriterium soll eine vom Bieter anzugebende Vergütung sein.

Eine solche Ausschreibung im Bereich des Netzanschlussentgelts und der Reduktion des pauschalen Anteils wurde bereits in Teil 1 der Konsultation in Fußnote 12 theoretisch erwogen. Ein solcher Mechanismus ist im Gesetz allerdings nicht vorgesehen und würde eine grundlegende Änderung des Netzzugangssystems darstellen. Wenn eine solche Ausschreibung darüber hinaus auch noch als Zugangsvoraussetzung für die Freistellung nach § 127 Abs. 3 ElWG definiert wird, widerspricht dies außerdem dem Gebot eines diskriminierungsfreien Netzzugangs.

§ 135 Abs. 1 ElWG ermächtigt die Regulierungsbehörde zur Festlegung von „Kriterien zur Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise". Ein Vergabeverfahren mit monetärem Zuschlagskriterium ist jedoch kein Kriterium zur Beurteilung der Betriebsweise, sondern ein Allokationsmechanismus für knappe

Anschlusskapazität. Der Höchstlastbeitrag einer Anlage, ihre netzdienliche Fahrweise oder die Fähigkeit zur Blindleistungsbereitstellung werden dadurch nicht beurteilt. Vielmehr wird die gesetzliche Begünstigung davon abhängig gemacht, ob der Betreiber ein von der Behörde nicht vorgesehenes Wettbewerbsverfahren gewinnt und welchen Geldbetrag er anbietet.

Ein Ausschreibungsverfahren für Netzanschlussentgelte würde den Zugang zum Netz faktisch von der Zahlungsbereitschaft einzelner Marktteilnehmer abhängig machen und damit vom Grundprinzip eines diskriminierungsfreien Netzzugangs abweichen.

Die Erfindung eines solchen Vergabeverfahrens überschreitet daher den Konkretisierungsauftrag des § 135 Abs. 1 ElWG. Die Regulierungsbehörde hat Anforderungen zu konkretisieren; sie darf aber nicht ein neues, dem Gesetz fremdes Zuteilungsregime schaffen.

6. Standortkriterium: zulässige Berücksichtigung, aber keine absolute Zugangsschranke

Aus Teil 2 der Konsultation ergibt sich, dass die E-Control den Standort als „jedenfalls“ relevantes Kriterium ansieht. Dass Standorte in Netzentwicklungsplänen auszuweisen sind, folgt aus dem ElWG. Daraus folgt jedoch nicht, dass ausschließlich Speicher an solchen ausgewiesenen Standorten systemdienlich im Sinne des § 127 Abs. 3 ElWG betrieben werden können.

Die Erläuterungen stellen gerade auf den Höchstlastbeitrag und die Vermeidung oder Verringerung netzseitiger Investitionen ab. Systemdienlichkeit ist damit in erster Linie betriebs- und wirkungsbezogen. Ein Standort darf daher nicht zum alleinigen „Gatekeeper“ einer gesetzlichen Freistellung werden. Dies gilt umso mehr, als die Konsultation selbst anerkennt, dass der Standort weder notwendig noch hinreichend sein soll.

Für Batteriespeichersysteme ist besonders wichtig, dass systemdienliches Verhalten auch außerhalb formal ausgewiesener Standorte vorliegen kann, wenn der Speicher durch seine tatsächliche Fahrweise zu einer klaren Kostenvermeidung oder Kostenreduktion im Netz beiträgt. Eine Verordnung, die dieses gesetzgeberische Konzept auf wenige planungsseitig vorausgewählte Standorte verengt, würde den Anwendungsbereich des § 127 Abs. 3 ElWG unzulässig reduzieren.

7. Zusätzliche technische und vertragliche Bedingungen nur insoweit zulässig, als sie echte Konkretisierung sind

Die Konsultation sieht neben Standort und Ausschreibung weitere Voraussetzungen vor: einen Vertrag mit dem Regelzonenführer nach § 140 Abs. 1 Z 1 lit. b ElWG, Hüllkurven, Blindleistungsvorgaben sowie weitere durch den Anschlussnetzbetreiber definierbare Einschränkungen. Solche Elemente können der Sache nach zulässige Konkretisierungen sein, soweit sie dazu dienen, die tatsächliche Systemdienlichkeit einer Anlage nach objektiven Maßstäben nachweisbar zu machen. Die Erläuterungen in der Regierungsvorlage nennen ausdrücklich Betriebsweisen nach Anforderungen des Netzbetreibers, Blindleistung und Abruf von Regelenergie als Beispiele.

Unzulässig werden diese Elemente jedoch, wenn sie nicht als alternative Ausprägungen oder Nachweise systemdienlichen Betriebs verwendet werden, sondern sämtlich kumulativ erfüllt sein müssen und zudem mit einem Vergabeverfahren verknüpft werden. Dann wird aus zulässiger Konkretisierung eine materielle Neuerfindung des Tatbestands. Weiters bedenklich ist in diesem Zusammenhang Punkt 6 des Abschnitts 2.3.1, wonach „weitere Einschränkungen“ vom Netzbetreiber im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens

definiert werden können. Eine derart offene Delegation an den Anschlussnetzbetreiber ist für den Zugang zu einer gesetzlichen 20-jährigen Entgeltfreistellung zu unbestimmt.

8. Verpflichtender Vertrag über Flexibilitätsleistungen mit dem Regelzonenführer

Aus der vorherigen Liste besonders herauszustreichen ist hier noch, dass als Voraussetzung für die Einstufung einer Energiespeicheranlage als „systemdienlicher Speicher“ ein aufrechter Vertrag mit dem Regelzonenführer über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen im Rahmen des Engpassmanagements als Voraussetzung definiert wird.

Eine solche Voraussetzung findet im Gesetz jedoch keine Grundlage. Weder § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG noch § 127 Abs. 3 ElWG knüpfen den systemdienlichen Betrieb an den Abschluss eines bestimmten Vertragsverhältnisses oder an die Teilnahme an einem spezifischen Marktmechanismus. Die Erläuterungen stellen vielmehr klar, dass systemdienlicher Betrieb anhand der netzphysikalischen Wirkung des Anlagenbetriebs zu beurteilen ist, etwa durch netzorientierte Betriebsweisen, die Bereitstellung von Blindleistung oder den Abruf von Regelenergie.

Die verpflichtende Anbindung an einen bestimmten Vertrag mit dem Regelzonenführer würde daher den gesetzlichen Tatbestand des systemdienlichen Betriebs unzulässig verengen und eine zusätzliche Zugangsvoraussetzung schaffen, die im Gesetz nicht vorgesehen ist. Entscheidend sollte vielmehr sein, ob eine Anlage durch ihre tatsächliche Betriebsweise einen Beitrag zur Netzstabilität oder zur Reduktion von Spitzenbelastungen leistet.

9. Pauschaler Ausschluss von Speichern in Kundenanlagen mit Verbrauchsanlagen

Die Konsultation erklärt weiter: „Ist ein Energiespeicher Teil einer Kundenanlage mit Verbrauchsanlagen, ist die Einstufung als systemdienlich im Sinne einer Freistellung gem. § 127 Abs. 3 ElWG ausgeschlossen.“ Als Begründung wird angeführt, dies würde sonst missbräuchlichen Praktiken Tür und Tor öffnen.

Ein solcher genereller Ausschluss überzeugt rechtlich nicht. Die Erläuterungen zu § 110 und § 111 ElWG zeigen, dass der Gesetzgeber gerade flexible Anlagenkonfigurationen aus Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen innerhalb der Kundenanlage ermöglichen wollte. Messkonzepte sollen eine korrekte Bilanzierung innerhalb der Kundenanlage sicherstellen; die Regulierungsbehörde hat diese so auszugestalten, dass keine doppelten Abrechnungen entstehen und Netzbenutzer durch eine bestimmte Messanordnung nicht schlechter gestellt werden. Zudem sollen zeitversetzte Energieflüsse über stationäre und mobile Energiespeicher, Heim- und Quartierspeicherlösungen sowie hybride Konfigurationen ausdrücklich abgebildet werden.

Das gesetzliche Leitbild ist daher nicht ein pauschaler Ausschluss, sondern eine saubere mess- und abrechnungstechnische Abgrenzung. Missbrauchsgefahren können und müssen über Messkonzepte, Nachweise und standardisierte Regeln adressiert werden. Ein genereller Ausschluss sämtlicher Speicher in Kundenanlagen mit Verbrauchsanlagen geht über diesen gesetzgeberischen Ansatz hinaus.

10. Asymmetrische Ausgestaltung des AWA widerspricht Kostenorientierung

Die vorgesehene Ausgestaltung des aufwandsorientierten Anteils (AWA) steht im Spannungsverhältnis zu § 130 ElWG, wonach Netzanschlussentgelte kostenorientiert und verursachungsgerecht auszugestalten sind. Eine Regelung, die Abweichungen von pauschalen Kostensätzen ausschließlich zugunsten des Netzbetreibers berücksichtigt, während Minderkosten unberücksichtigt bleiben, führt zu einer systematischen Überdeckung und widerspricht diesen Grundsätzen. Die SNE-GV sollte daher eine symmetrische Berücksichtigung von Mehr- und Minderkosten vorsehen.

11. Relevanz von Teil 1 der Konsultation

Teil 1 der Konsultation ist für die vorliegende Stellungnahme in zweifacher Hinsicht relevant.
Erstens unterstreicht Teil 1, dass die SNE-GV ein vorbereitendes Grundsatzinstrument für die spätere Tariffestlegung ist. Damit wird nochmals deutlich, dass es um Grundsätze und Konkretisierung geht, nicht um die Erfindung neuer materieller Zugangssysteme.
Zweitens differenziert Teil 1 sauber zwischen dem Netzanschlussentgelt und den Reduktionsmöglichkeiten des pauschalen Anteils. Dort wird eine Reduktion des pauschalen Anteils bei netz- oder systemdienlichem Verhalten mit einem Faktor von 30 % erwogen. Gerade auf dieser Ebene mag die Diskussion von Zuschlags- oder Allokationsmechanismen näher liegen – auch wenn sie unserer Ansicht nach auch dafür im Gesetz keine Deckung findet. Sie lässt sich jedoch noch weniger ohne ausdrückliche gesetzliche Grundlage auf die Freistellung gemäß § 127 Abs. 3 ElWG übertragen.

Mit anderen Worten: Selbst wenn im Bereich des § 130 Abs. 5 ElWG bei der Reduktion des pauschalen Netzanschlussentgelts Wettbewerbselemente diskutiert werden, was wir ebenfalls für, nicht vom Gesetz gedeckt, betrachten, folgt daraus nicht, dass dieselbe Logik für die ganz anders ausgestaltete Begünstigung nach § 127 Abs. 3 ElWG zulässig wäre.

12. Ergebnis und konkrete Anregung für die Überarbeitung

Aus unserer Sicht sollte die SNE-GV im Bereich der Energiespeicher daher wie folgt ausgestaltet werden:

- Die gesetzlichen Kriterien des systemdienlichen Betriebs sind ausdrücklich als alternative Kriterien abzubilden. Der Standort kann als mögliches Kriterium berücksichtigt werden, darf aber nicht als absolute Zugangsschranke ausgestaltet werden.
- Technische und vertragliche Anforderungen für den systemdienlichen Betrieb dürfen nur insoweit vorgesehen werden, als sie der sachgerechten Konkretisierung und dem Nachweis systemdienlichen Betriebs und der Freistellung nach § 127 Abs. 3 ElWG dienen.
- Ein wettbewerbliches Vergabeverfahren mit monetärem Zuschlagskriterium darf nicht als Voraussetzung für die Freistellung nach § 127 Abs. 3 ElWG vorgesehen werden.
- Die Einstufung einer Energiespeicheranlage als systemdienlicher Speicher“ und damit die Freistellung nach § 127 Abs. 3 ElWG dürfen nicht vom Bestehen eines Vertrags mit dem Regelzonenführer abhängig gemacht werden.

Nur so bleibt die SNE-GV innerhalb des gesetzlichen Rahmens des ElWG und setzt die vom Gesetzgeber intendierte Förderung systemdienlicher Energiespeicher rechtssicher um.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000376
Stellungnahme zur Marktkonsultation der E-Control zur SNE-GV, Teil 1 und Teil 2 uf.cleaned.pdf

PIADENO®

E-Control
Rudolfsplatz 13a
A-1010 Wien
recht-post@e-control.at

Freitag, 20. März 2026

Stellungnahme zur Marktkonsultation der E-Control zur SNE-GV, Teil 1 und Teil 2

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir begrüßen die Einleitung der Marktkonsultation zur Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte ab 1. Jänner 2027. Die in Teil 1 dargestellte Neukonzeption des Netzanschlussentgelts sowie die in Teil 2 vorgeschlagenen Instrumente zur Berücksichtigung systemdienlichen Betriebs greifen tief in Investitionsentscheidungen, Finanzierbarkeit und Marktzugang ein und bedürfen daher einer besonders kohärenten, diskriminierungsfreien und rechtssicheren Ausgestaltung.

Aus Sicht der Praxis bestehen insbesondere in zwei Bereichen erhebliche Nachschärfungsbedarfe: erstens bei der rechtlichen Wirkung eines vorgeschriebenen und bezahlten Netzbereitstellungsentgelts bzw. künftig des pauschalen Anteils des Netzanschlussentgelts, und zweitens bei der konkreten Ausgestaltung des Regimes für „systemdienliche Speicher" nach Abschnitt 2.3.1 des zweiten Konsultationsteils. Beide Punkte betreffen die elementaren Anforderungen an Investitionsschutz, Transparenz und diskriminierungsfreien Netzzugang.

Die vorgeschlagene Verordnung ist aus unserer Sicht nicht bloß eine technische Detailregelung, sondern eine weitreichende standortpolitische Weichenstellung. Österreich verliert im europäischen Wettbewerb seit Jahren an Dynamik, Investitionskraft und industrieller Substanz. Wer in einer solchen Lage den Ausbau von Speichern und Flexibilitäten durch künstliche Standortverknappung, sachlich nicht begründete Zugangshürden und investitionsfeindliche Ausschreibungsmodelle zusätzlich erschwert, verschärft den Rückstand weiter. Während andere Staaten Speicher als strategische Infrastruktur behandeln, droht Österreich mit der vorgeschlagenen Ausgestaltung einmal mehr zum Nachzügler zu werden – in Europa und erst recht gegenüber globalen Wettbewerbern.

In diesem Sinner erlauben wir uns im Folgenden unserer Kritikpunkte und Änderungsvorschläge vorzubringen.

1. VERBINDLICHE WIRKUNG EINES VORGESCHRIEBENEN UND BEZAHLTEN NETZBEREITSTELLUNGSENTGELTS BZW. PAUSCHALEN ANSCHLUSS-ENTGELTS

Teil 1 sieht vor, dass das bisherige System aus Netzzutrittsentgelt und Netzbereitstellungsentgelt durch ein neues Netzanschlussentgelt ersetzt wird, das sich aus einem aufwandsorientierten Anteil und einem pauschalen Anteil zusammensetzt. Der pauschale Anteil dient dabei der Tragung anteiliger Kosten für bereits erfolgten sowie künftig notwendigen Netzausbau und ist nach dem Entwurf ausdrücklich nicht rückzahlbar und nicht örtlich übertragbar. Zudem stellt Teil 1 selbst die Frage, ob Übergangsregelungen im Zusammenhang mit bestehenden Netzanschlussrechten und dem bisherigen Netzbereitstellungsentgelt erforderlich sind.

Gerade vor diesem Hintergrund ist es zwingend erforderlich, klarzustellen, dass ein vom Netzbetreiber vorgeschriebenes und vom Netzanschlusswerber bezahltes Netzbereitstellungsentgelt bzw. künftig der pauschale Anteil des Netzanschlussentgelts **nicht bloß eine Zahlung ohne hinreichende Rechtswirkung** sein darf, sondern ein **verbindliches Netzanschlussrecht im vertraglich vereinbarten Umfang** absichern muss. Andernfalls würde eine eklatante Asymmetrie geschaffen: Der Projektwerber hätte die finanzielle Last bereits voll zu tragen, während der Netzbetreiber sich im Nachhinein dennoch vom zugrundeliegenden Anschlussregime lösen könnte. Das ist mit Rechtssicherheit, Vertrauensschutz und Investitionsschutz nicht vereinbar.

Diese Problematik ist keineswegs theoretisch. In einem konkreten Projekt unseres Hauses bestand ein aufrechter Netzanschlussvertrag, das Netzbereitstellungsentgelt (EUR 662.408,16 brutto, inkl. 20% USt.) wurde vom Netzbetreiber in voller Höhe in Rechnung gestellt und unsererseits ebenso in voller Höhe bezahlt, dennoch wurde der Netzzugangsvertrag danach vom Netzbetreiber einseitig aufgekündigt mit der Begründung, dass sämtliche verfügbaren Anschlusskapazitäten am betreffenden Umspannwerk (Netzebene 4) bereits kontrahiert wurden. Ein solches Ergebnis ist mit dem Erfordernis der Investitions- und Planungssicherheit und weiters mit einem rechtsstaatlich tragfähigen Entgeltregime unvereinbar und inakzeptabel.

Auch der Blick nach Deutschland spricht für eine strikte Koppelung zwischen Entgelt und Rechtsqualität des Anschlusses: Die Bundesnetzagentur hält fest, dass ein voller Baukostenzuschuss einen **unkonditionierten Netzzugang** voraussetzt, also die vertraglich vereinbarte Leistung jederzeit verfügbar sein muss; vertragliche Einschränkungen können sich auf die Höhe des Baukostenzuschusses auswirken. Flexible Anschlussvereinbarungen werden dort als eigenes Instrument behandelt, wenn die volle Kapazität nicht bereitgestellt werden kann. Das spricht dafür, auch in Österreich wie im ElWG 2025 sauber zwischen **unbeschränktem** und **flexiblem** Netzanschluss zu unterscheiden.

Wir regen daher an, in der SNE-GV oder zumindest in den allgemeinen Netzbedingungen klarzustellen:

, Soweit ein Netzbetreiber ein Netzbereitstellungsentgelt oder künftig den pauschalen Anteil des Netzanschlussentgelts in Rechnung stellt und vereinnahmt, begründet dies – vorbehaltlich ausdrücklich vor Vertragsabschluss vereinbarter flexibler Anschlussbedingungen – ein verbindliches Netzanschlussrecht im vertraglich vereinbarten Umfang. Eine nachträgliche einseitige Einschränkung oder Aufhebung dieses Rechts ist nur auf gesetzlich ausdrücklich geregelter Grundlage zulässig und löst jedenfalls einen aliquoten Rückerstattungsanspruch samt Verzinsung sowie einen Anspruch auf Ersatz frustrierter, im Vertrauen auf den Anschluss getätigter Aufwendungen aus."

Nur eine solche Klarstellung verhindert, dass der pauschale Anteil des Netzanschlussentgelts faktisch zu einer bloßen Vorleistung ohne hinreichende Gegenleistung wird.

2. GRUNDSÄTZLICHE KRITIK AM REGIME FÜR "SYSTEMDIENLICHE SPEICHER" GEMÄß ABSCHNITT 2.3.1

Teil 2 hält selbst fest, dass der Anlagenstandort zwar ein Kriterium sein kann, aber weder das notwendige noch das hinreichende Kriterium für Systemdienlichkeit sein sollte. In der konkreten Ausgestaltung der "systemdienlichen Speicher" wird der von Netzbetreibern im NEP bzw. V-NEP ausgewiesene "geeignete Standort" aber als eine von mehreren kumulativen Voraussetzungen faktisch zum zwingenden Eingangstor für die tarifliche Begünstigung gemacht. Das ist aus unserer Sicht widersprüchlich und in der Praxis problematisch. Wenn zugleich in der Praxis von Verteilernetzbetreibern häufig vertreten wird, dass ein Batteriespeicher für das Verteilernetz „ohnehin nie systemdienlich" sei, führt ein solches Modell zu einem kaum ausreichend kontrollierbaren Auswahlermessen. Das schafft ein vermeidbares Risiko von Intransparenz und Begünstigung.

Gerade deshalb ist die konkrete Ausgestaltung des Instruments "systemdienlicher Speicher" in Abschnitt 2.3.1 schwer nachvollziehbar. Dort wird die attraktivste tarifliche Begünstigung – die 20-jährige Freistellung vom bezugsseitigen Netznutzungs- und Netzverlustentgelt – an einen Katalog kumulativer Voraussetzungen geknüpft, darunter insbesondere der Anschluss an einem vom Netzbetreiber in NEP oder V-NEP ausgewiesenen, geeigneten Standort, eine Engpassleistung von zumindest 1 MW, ein Vertrag über Flexibilitätsleistungen mit dem Regelzonenführer, Hüllkurven- und Blindleistungsvorgaben des Netzbetreibers, weitere netzbetreiberseitige Einschränkungen sowie schließlich ein wettbewerblich organisiertes Ausschreibungsverfahren für die Netzanschlusskapazität.

In dieser Form schafft der Entwurf kein ausgewogenes Regime für Systemdienlichkeit, sondern ein **hochselektives Sonderprivileg für einen künstlich verknappten Kreis von Speicherprojekten** . Das ist ordnungspolitisch, wettbewerblich und energiewirtschaftlich äußerst kritisch zu betrachten.

- **Punkt 1: Standortausweisung in NEP/V-NEP: administrativ erzeugte Verknappung statt marktwirtschaftlicher Ordnung**

Besonders kritisch ist, dass nach Punkt 1 der Voraussetzungen nur solche Speicher begünstigt werden sollen, deren Netzanschlusspunkt von einem Netzbetreiber im Netzentwicklungsplan als geeigneter Standort ausgewiesen wurde.

Eine solche Regelung würde in der Praxis zwangsläufig einen **massiven Run auf die wenigen ausgewiesenen Standorte** auslösen. Der wirtschaftliche Wert dieser Anschlusspunkte ergäbe sich dann nicht aus offenem Wettbewerb, technischer Eignung oder effizientem Betriebsverhalten, sondern allein aus einer administrativen Vorab-Auswahl durch den Netzbetreiber. Das wäre keine marktwirtschaftliche Ordnung, sondern eine **regulatorisch erzeugte Knappheit mit planwirtschaftlichen Zuteilungseffekten** . Zu erwarten wären Standortreservierungen, spekulative Vorzieheffekte, Verdrängung anderer Investoren und eine massive Konzentration von Anschlussbegehren auf wenige , begünstigte" Punkte.

Hinzu kommt der eklatante innere Widerspruch des Entwurfs: Einerseits wird ausdrücklich festgehalten, dass der Standort gerade **nicht** hinreichend für Systemdienlichkeit ist; andererseits wird er in 2.3.1 faktisch zum **Eintrittsticket** für die weitreichendste tarifliche Begünstigung gemacht.

Darüber hinaus ist unklar, wie eine objektive Kontrolle der Standortausweisung erfolgen soll. Wenn Netzbetreiber die , geeigneten" Standorte selbst identifizieren, selbst in ihre Planungsdokumente aufnehmen und diese Ausweisung zugleich zur Grundlage eines erheblichen tariflichen Vorteils machen, entsteht ein erhebliches Risiko mangelnder Transparenz und faktischer Bevorzugung einzelner Marktteilnehmer. Ohne eng definierte, veröffentlichte und regulatorisch überprüfbare Kriterien ist dieses Modell ein offenes Einfallstor für Intransparenz, selektive Informationsvorsprünge und strukturelle Benachteiligung.

Deutschland zeigt, dass eine wesentliche Speichernetzentgeltbegünstigung **nicht** an eine vorgängige standortbezogene Auswahl durch den jeweiligen Netzbetreiber geknüpft sein muss: Nach § 118 Abs. 6 EnWG sind neue Stromspeicher, die bis 4. August 2029 in Betrieb genommen werden, für 20 Jahre von Netzentgelten auf den für die Speicherung entnommenen Strom befreit, sofern der gespeicherte Strom wieder in dasselbe Netz eingespeist wird. Ein vorgängiges Standortkriterium enthält diese Befreiung nicht. Parallel dazu arbeitet die Bundesnetzagentur beim Netzanschluss mit flexiblen Anschlussvereinbarungen und betont in ihrem Diskussionspapier zu Netzentgelten, dass im Tarifsystem das **Verhalten** und nicht primär der Nutzertyp im Vordergrund stehen sollte.

Auch Frankreich wählt einen anderen, aber ebenfalls objektivierbaren Weg. Die CRE hat mit TURPE 7 für Speicher in HTA- und HTB-Zonen eine optionale, zonenabhängige Komponente „injection-soutirage" eingeführt, die ab 1. August 2026 gilt. Dort wird Netzdienlichkeit nicht über ein freies Ermessen einzelner Netzbetreiber definiert, sondern über veröffentlichte, regulatorisch festgelegte Zonen und Kriterien; RTE und Enedis schlagen Zonen vor, die CRE legt sie fest. Das ist deutlich transparenter und regulatorisch überprüfbarer als ein Modell, das praktisch auf wenige von einzelnen Netzbetreibern „nominierte" Standorte hinausläuft. Der Tarif setzt dann **verhaltensbezogene** Signale: In Einspeisezonen wird das Laden eines Speichers in lokalen Einspeisespitzen begünstigt, in Bezugszonen entsprechend das Entladen in lokalen Lastspitzen; gegenläufiges Verhalten wird belastet. Auf HTA-Ebene erfolgen diese Anreize über negative bzw. positive Tarifkoeffizienten, etwa **-6,89 c€/kWh** für Bezug in einer Einspeisezone bzw. **-4,74 c€/kWh** für Einspeisung in einer Bezugszone, flankiert durch Zuschläge für netzbelastendes Verhalten. RTE stellt dafür zudem öffentliche Karten und Anschlussinformationen für Batterien bereit.

- **Punkt 2: Die 1-MW-Untergrenze ist sachlich nicht begründet und sollte abgesenkt werden**

Nach Punkt 2 der Voraussetzungen muss ein systemdienlicher Speicher über eine Engpassleistung von zumindest 1 MW verfügen. Der Entwurf begründet die erhebliche tarifliche Begünstigung unter anderem damit, dass für Batteriespeicher in dieser Größenordnung Einsparungen im mittleren bis hohen fünfstelligen Eurobereich möglich seien.

Diese Begründung trägt die starre Untergrenze jedoch nicht. Dass ein 1-MW-Speicher im Einzelfall erhebliche Einsparungen bewirken kann, bedeutet nicht, dass kleinere Speicher **nicht** systemdienlich wären. Gerade auf Verteilernetzebene können auch Speicher unter 1 MW technisch sinnvoll sein, etwa zur lokalen Entlastung in Bezugs- und Einspeiserichtung, zur Vermeidung wiederkehrender Engpasssituationen, zur Glättung atypischer Leistungsspitzen oder zur Einhaltung netzseitiger Hüllkurven. Wenn Systemdienlichkeit – wie der Entwurf selbst ausführt – auf den Betrieb und auf netzseitige Kostenvermeidung abstellt, ist eine starre Untergrenze von 1 MW nicht sachlogisch, sondern willkürlich.

Die Schwelle sollte daher **zumindest auf 100 kW** abgesenkt werden. Eine solche Absenkung würde es ermöglichen, auch dezentrale Speicherprojekte zu erfassen, die im Stromnetz realen Systemnutzen stiften können. Gerade wenn der Gesetzgeber und die Regulierung den Ausbau dezentraler Flexibilität ermöglichen wollen, ist es nicht vertretbar, diese Anlagenklasse pauschal aus dem attraktivsten Begünstigungsregime auszuschließen.

Auch der internationale Vergleich spricht gegen eine starre Engführung: In Deutschland knüpft die Netzentgeltbefreiung für Speicher nach § 118 Abs. 6 EnWG nicht an ein standortbezogenes Auswahlermessen einzelner Netzbetreiber oder an ein vergleichbares 1-MW-Zugangskriterium an. In Italien wiederum wird Speicherintegration regulatorisch allgemein behandelt; ARERA hat mit Delibera 109/2021/R/eel gerade Regeln für jene Strommengen geschaffen, die aus dem Netz bezogen und später wieder eingespeist werden, statt einen kleinen Kreis administrativ privilegierter Speicherstandorte zu definieren.

- **Punkt 7: Das Ausschreibungsmodell führt zu einem Finanzierungs- und Dumpingwettbewerb**

Nach Punkt 7 soll die Netzanschlusskapazität an einem ausgewiesenen Standort in einem fairen, transparenten, wettbewerblichen und durch den Anschlussnetzbetreiber organisierten Ausschreibungsverfahren vergeben werden; Zuschlags- und Reihungskriterium ist eine vom Bieter anzugebende Vergütung, etwa in Form eines einmaligen oder jährlichen Pauschalbetrags.

Dieses Modell ist in der vorgeschlagenen Form abzulehnen. Es verlagert die Entscheidung über den Zugang zu einem privilegierten Standort nicht auf den **höchsten Systemnutzen** , sondern auf die **größte finanzielle Schlagkraft** bzw. die Fähigkeit, aggressiv zu unterbieten oder Vorleistungen darzustellen. Das führt in der Sache auf einen **Dumping- und Finanzierungswettbewerb** hinaus.

Begünstigt werden dadurch nicht notwendig die technisch besten oder systemdienlichsten Projekte, sondern jene Marktteilnehmer mit dem günstigsten Zugang zu Kapital, mit Konzernrückhalt, öffentlichen Garantien oder besonders niedrigen Refinanzierungskosten. Typischerweise sind dies große Versorgungsunternehmen, Landesenergieversorger oder Unternehmen mit starker öffentlicher Eigentümerstruktur. Private Entwickler und unabhängige Speicherbetreiber würden demgegenüber strukturell benachteiligt. Ein solches Modell ist nicht diskriminierungsfrei, sondern verstärkt bestehende Kapitalmarktasymmetrien.

Besonders widersprüchlich ist, dass der Entwurf an anderer Stelle selbst davor warnt, eine tarifliche Begünstigung an Marktbeteiligung zu koppeln, weil Marktteilnehmer dann mit sehr hohen Geboten allein zur Erfüllung des Begünstigungskriteriums agieren könnten und Eingriffe in das Bietverhalten wiederum Marktverzerrungen erzeugen würden. Diese Überlegung trifft hier in noch schärferer Form zu: Wenn schon die Zuteilung knapper Anschlusskapazität von einem Zahlungs- oder Vergütungsgebot abhängt, wird der Zugang zu systemrelevanter Infrastruktur selbst zur Funktion der Finanzierungskraft. Das wäre ordnungspolitisch verfehlt.

- **Ausschluss von Speichern in Kundenanlagen mit Verbrauchsanlagen ist sachlich nicht gerechtfertigt**

Der Entwurf lässt co-located Speicher gemeinsam mit Stromerzeugungsanlagen grundsätzlich zu, sofern der Netzbezug messtechnisch erfasst und vom Eigenbedarf der Erzeugungsanlage abgegrenzt werden kann. Zugleich wird aber angeordnet, dass ein Energiespeicher, der Teil einer Kundenanlage mit Verbrauchsanlagen ist, von der Einstufung als systemdienlich im Sinne der Freistellung nach § 127 Abs. 3 ElWG grundsätzlich ausgeschlossen ist. Als Begründung wird angeführt, dass andernfalls missbräuchlichen Praktiken zur Vermeidung von Netzentgelten Tür und Tor geöffnet würde.

Dieser pauschale Ausschluss überzeugt nicht. Er ersetzt eine differenzierte Regulierung durch eine **Generalverdächtigung einer ganzen Anlagenkategorie** . Gerade in Österreich gibt es zahlreiche Standorte mit Verbrauchsanlagen, an denen sowohl in Bezugs- als auch in Einspeiserichtung relevante Netzkapazitäten bestehen oder durch gesteuerten Speicherbetrieb netzdienlich genutzt werden könnten. Wer diese Standorte schon im Vorfeld vollständig ausschließt, dezimiert den Pool potenziell systemdienlicher Speicher künstlich und verhindert damit den Ausbau dezentraler Speicherkapazitäten.

Auch hier ist der Entwurf widersprüchlich. Er weist selbst darauf hin, dass die Legaldefinition des systemdienlichen Betriebs grundsätzlich **auch Verbrauchsanlagen** umfasst. Wenn Verbrauchsanlagen systemdienlich betrieben werden können, ist nicht nachvollziehbar, warum Speicher in Kundenanlagen mit Verbrauchsanlagen von der attraktivsten Speicherbegünstigung pauschal ausgeschlossen werden sollen. Der Ausschluss ist umso weniger verständlich, als die E-Control selbst Standardmesskonzepte für hybride Stromerzeugungsanlagen und Kundenanlagen mit Speichern in Aussicht stellt. Wenn Mess- und Abgrenzungskonzepte regulatorisch ohnehin vorgesehen sind, ist ein genereller Ausschluss kein sachgerechtes Mittel. Etwaige Missbrauchsrisiken sind vielmehr **über Messkonzepte, Nachweispflichten, Bilanzierungsregeln und Sanktionen** zu adressieren.

- **Modelle in Deutschland, Frankreich und Italien als konstruktive Alternativen**

Der internationale Vergleich zeigt, dass ein sachgerechteres Modell möglich ist.

Deutschland

In Deutschland sind Speicher nach § 118 Abs. 6 EnWG für bestimmte Fallkonstellationen für einen Zeitraum von **20 Jahren ab Inbetriebnahme** hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. Diese Begünstigung ist nicht

von einer standortbezogenen Vorab-Ausweisung einzelner Netzanschlusspunkte durch den Netzbetreiber abhängig.

Das deutsche Modell ist damit nicht ident mit dem österreichischen System, zeigt aber, dass Speicherbegünstigungen auch **ohne standortbezogene Einzelfallselektion** möglich sind.

Frankreich

Frankreich setzt mit TURPE 7 auf ein **zonenbasiertes und verhaltensorientiertes** Modell. Die CRE legt auf Basis von Vorschlägen von RTE und Enedis die Liste jener Zonen fest, in denen Nutzer für die jährliche Komponente „injection-soutirage" berechtigt sind. Die Tariflogik setzt nicht auf freie Standortprivilegien einzelner Netzbetreiber, sondern auf veröffentlichte Kriterien und zonale Einordnung. In Zonen mit lokaler Einspeisespitze wird Bezug begünstigt; in Zonen mit lokaler Lastspitze wird Einspeisung begünstigt.

Italien

Auch Italien behandelt Systemdienlichkeit von Speichern nicht über wenige administrativ privilegierte Einzelstandorte. ARERA hat mit Delibera 109/2021/R/eel die Modalitäten für Übertragung, Verteilung und Dispatching für jene elektrische Energie geregelt, die aus dem Netz bezogen und anschließend wieder eingespeist wird.

Daneben beschafft Terna Speicherkapazität systembezogen über den MACSE-Mechanismus. Dabei wird Speicherkapazität in vier definierten Gebieten beschafft. Dieses Modell ist zwar nicht direkt auf Netzentgelte gerichtet, zeigt aber als Strukturprinzip einen besseren Weg: nicht standortprivilegierende Einzelfallauswahl, sondern **transparente zonale Bedarfsdefinition und systembezogene Beschaffung** .

3. ANMERKUNG ZU PKT. 2.3.4 DAUERHAFT FLEXIBLER NETZZUGANG

In Bulletpoint 3- wird definiert, dass Abschläge beim pauschalen Netzanschlussentgelt bei co-located Speichern nur verordnet werden können, sofern der Speicher ausschließlich mit Eigenerzeugung geladen wird. Diese Einschränkung verhindert die Teilnahme dieser Anlagen am Regelreservemarkt, weil hier erforderlichenfalls auch Strom abgenommen, also eingespeichert werden muss. Im Sinn einer möglichst breiten Systemdienlichkeit sollte dieser Sonderfall in der Definition berücksichtigt werden.

4. TARIFLICHE BESSERSTELLUNG BEI DER ERBRINGUNG VON REGELRESERVE

Da die Erbringung von Regelreserve grundsätzlich eine systemdienliche Leistung ist, ist allein schon die Definition als "Entgang an Netzentgelten" eine falsche Sichtweise. Regelreserve ist keine Netzbelastung sondern eine systemdienliche Maßnahme und sollte möglichst weitgehend von Netzkosten befreit sein. Die bisherige Praxis durch Bereinigung der gemessenen Werte mittels Korrekturfahrplänen hat gut und wirkungsvoll funktioniert.

Durch die Belastung der RR mit Netzkosten sinkt die Attraktivität der Regelreserve-Erbringung gegenüber anderen Marktpotentialen. Weiters werden die Ausgleichsenergiekosten und die damit verbundenen Risikobewertungen unnötig erhöht.

5. KONKRETE ÄNDERUNGSVORSCHLÄGE

Vor diesem Hintergrund regen wir folgende Anpassungen an:

1. Erstens sollte in Teil 1 ausdrücklich klargestellt werden, dass ein vorgeschriebenes und bezahltes Netzbereitstellungsentgelt bzw. ein bezahlter pauschaler Anteil des Netzanschlussentgelts – vorbehaltlich ausdrücklich vereinbarter flexibler Anschluss-bedingungen – ein **verbindliches Netzanschlussrecht** im vertraglich vereinbarten Umfang begründet.

2. Zweitens sollte das Instrument "systemdienliche Speicher" in Teil 2 nicht an die Ausweisung einzelner privilegierter Standorte in NEP/V-NEP geknüpft werden. Stattdessen sollte ein **transparentes, veröffentlichtes und regulatorisch überprüfbares Zonen- oder Kriterienmodell** vorgesehen werden.

3. Drittens sollte die Untergrenze von **1 MW auf zumindest 100 kW** abgesenkt werden, um auch dezentrale Speicher mit realem Verteilernetzbezug zu erfassen.

4. Viertens sollte Punkt 7 in seiner jetzigen Form gestrichen oder grundlegend überarbeitet werden. Ein Auswahlverfahren darf nicht zu einem Finanzierungs- und Dumpingwettbewerb um knappe Netzanschlusspunkte führen. Zuschlagskriterien müssen den **Systemnutzen** und nicht die **Zahlungsstärke** abbilden.

5. Fünftens sollten Speicher in Kundenanlagen mit Verbrauchsanlagen **nicht pauschal ausgeschlossen** werden. Etwaige Missbrauchsrisiken sind über Messkonzepte, Nachweise und Sanktionen zu adressieren.

6. Sechstens sollte die tarifliche Begünstigung stärker an **objektive Betriebsparameter und nachweisbares Verhalten** geknüpft werden, etwa an standardisierte Hüllkurven, Lastverschiebung in definierten Zonen, atypische Höchstleistungsbeiträge oder vertraglich übernommene netzseitige Restriktionen. Anstelle eines reinen Ja/Nein-Modells wäre ein zeit- und zonenvariabler Ansatz beispielsweise nach französischem Vorbild sachgerechter, weil dann tatsächliches netzentlastendes Verhalten begünstigt und netzbelastendes Verhalten belastet würde.

7. Siebtens sollte beim dauerhaft flexiblen Netzzugang die Speicherung von Strom aus dem Netz für Regelreserve erlaubt werden.

8. Achtens sollte die Erbringung von Regelreserve netztariflich weiterhin entlastet bleiben und diese Entlastung auf alle Arten der Regelreserve-Erbringung in gleicher Weise angewendet werden.

6. SCHLUSSBEMERKUNG

In ihrer derzeitigen Form droht die vorgeschlagene Ausgestaltung der „systemdienlichen Speicher" ein administrativ verknapptes Privilegienregime zu schaffen, das den Zugang zu den attraktivsten tariflichen Begünstigungen von standortbezogener Vorselektion, Mindestgrößen, Ausschreibungsdesign und Finanzierungskraft abhängig macht. Begünstigt würden damit nicht zwingend die systemdienlichsten Speicher, sondern jene Marktteilnehmer mit dem frühesten Informationszugang, der stärksten Bilanz und den günstigsten Refinanzierungsmöglichkeiten. Ein solches Modell ist weder technologieneutral noch diskriminierungsfrei noch geeignet, den dezentralen Speicherausbau in Österreich wirksam zu beschleunigen.

Der Verordnungsgeber sollte daher zwei Leitprinzipien klar verankern: Wer ein volles Anschlussentgelt bezahlt, muss auch einen entsprechend belastbaren Anschluss erhalten. Und wer nachweislich netz- oder systemdienlich agiert, muss Zugang zu Begünstigungen über **transparente, objektive und überprüfbare Kriterien** erhalten – nicht über ein kaum kontrollierbares Standortvotum.

Österreich hat in den vergangenen Jahren bereits spürbar an Wohlstand, Wettbewerbsfähigkeit und wirtschaftlicher Substanz eingebüßt. Eine Verordnung, die Investitionen in Speicher und systemdienliche Flexibilität weiter behindert, wird diesen Trend nicht stoppen, sondern nur noch weiter beschleunigen. Die volkswirtschaftlichen Folgen liegen auf der Hand: weniger private Investitionen, langsamere Netzentlastung, höhere Systemkosten, verzögerte Integration erneuerbarer Erzeugung und ein weiterer Verlust an Standortattraktivität. Wer Flexibilität verknappt, verteuert am Ende das gesamte System – und schwächt damit den Wirtschaftsstandort Österreich insgesamt.

In diesem Sinne hoffen wir, dass unsere Anmerkungen und konkreten Alternativvorschläge im weiteren Verfahren zu substanziellen Anpassungen der gegenständlichen Begutachtungsentwürfe beitragen, und stehen für einen weiterführenden Austausch selbstverständlich jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit energiegeladenen Grüßen,

DI Peter Breuss
Geschäftsführender Gesellschafter

Signiert von: Peter Heinz Breuß
Datum: 20.03.2026 21:45:11

A-TRUST

Dieses Dokument ist digital signiert!
Dieses mit einer qualifizierten elektronischen Signatur versehene Dokument hat gemäß Art. 25 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr 910/2014 vom 23. Juli 2014 ("eIDAS-VO") die gleiche Rechtswirkung wie ein handschriftlich unterschriebenes Dokument.

Prüfinformation: Informationen zur Prüfung der elektronischen Signatur finden Sie unter: www.a-trust.at/pdf

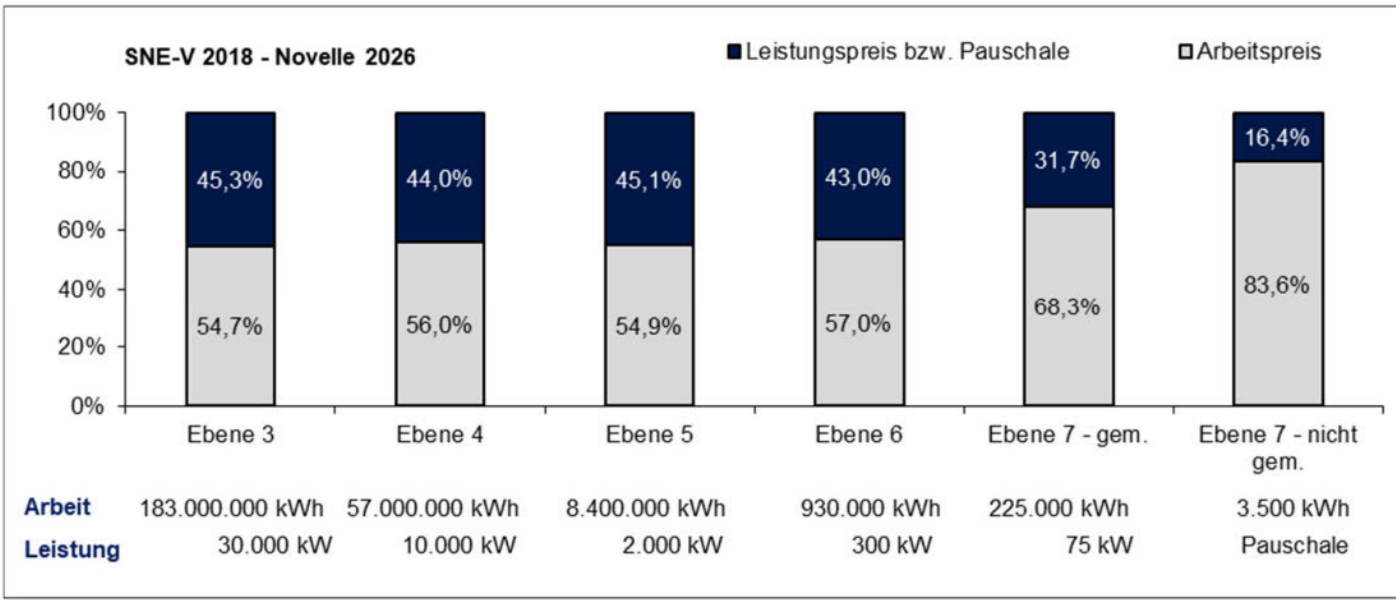
V SNE 01/26
2026-05-07-D-000377
Stellungnahme EHA Austria zur Marktkonsultation Systemnutzungsentgelte-.pdf

Von: Weissenboeck Stefan [redacted]
Gesendet: 20.03.2026 22:31:23
An: recht-post@e-control.at
Cc: [redacted]
Betreff: Geschäftszahl V SNE 01/26 - Stellungnahme EHA Austria zur Marktkonsultation Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung
Anhänge: image001.png;

Geschätztes eCA-Team,
vielen Dank für die Mitteilung zur Marktkonsultation zur SNE-GV – Teil 1 und dem Hinweis zur möglichen Stellungnahme, von welcher wir hiermit Gebrauch machen möchten.

Stellungnahme der EHA Austria Energie- Handelsgesellschaft mbH (EHAA) zur SNE-GV – Teil 1 zu den Punkten:

2.1 Verhältnis von Leistungs- und Arbeitskomponente
Wir verstehen den Ansatz der Netzkostensolidarisierung auch für energiebeziehende Kunden mit PV-Anlagen. Mit Blick auf die Erneuerbaren Energie Ausbauziele sehen wir aber diese Verordnung als zusätzlichen Entschleuniger, für den weiteren erforderlichen Ausbau speziell bei PV-Anlagen. Eine geplante Erhöhung des Leistungsanteil gegen 40-50% schlägt sich zusätzlich negative in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen als Basis für Investitionsentscheidungen nieder. Wir sehen dadurch eine steigende Wahrscheinlichkeit, zukünftig den Ausbau der PV-Anlagen auf Kosten der Allgemeinheit wieder verstärkt fördern zu müssen, sofern keine zukünftige Abänderung der Erneuerbaren Energie Ausbauziele erfolgt.



3. Netzanschlussentgelt
3.4.2 Pauschaler Anteil (PA)
Die Absicht den PA (vormals Netzbereitstellungsentgelt) in Zukunft nicht rückzahlbar und nicht örtlich übertragbar auszugestalten, sehen wir weder für Verteilnetzbetreiber (VNB) noch für den Netzanschlusskunden dienlich.
Begründung:

Für den VNB ergeben sich dadurch zunehmend vertraglich zugesicherte Netzleistungen gegenüber nicht mehr am jeweiligen Standort ansässigen Vertragspartner. Neukunden in selbigem Netzbereich jedoch an anderen Standorten können erst durch weiteren Netzausbau und ggf. nur durch Überdimensionierung des bestehenden Netzbereiches vom Verteilnetzbetreiber bedient werden. Dies kann weder im Interesse eine fairen und effizienten Netzausbaus noch im Interesse einer Stärkung des Wirtschaftsstandortes Österreich sein.
Der Netzanschlusskunden wird durch eine weiterhin Rückzahlbarkeit bzw. Übertragbarkeit der PA beanreizt, nicht mehr benötigte vertraglich und gegen Entgelt gesicherte Netzanschlussleistungen abzutreten, im Sinne eines für alle kosteneffizienten Verteilnetzes.
Für die seitens eCA angestrebte bessere Transparenz bzw. Verständlichkeit der Elektrizitätswirtschaft für Endkunden, sehen wir die weiterhin explizite Angabe des PA-Ausmaßes in der Einheit [kW] in den jeweiligen Verträgen als auch auf den Kundenrechnungen als unerlässlich.

3.4.3 Reduktionsmöglichkeiten Tabelle 3 Zeile 3:
Aus elektrotechnischer Sicht ist die Energieflussrichtung für ein Leitungsdimensionierung irrelevant! Einzig die Leistung verursacht Leistungs-/Netzbelastung, daher ist eine Anrechnung bestehender Netznutzungsrechte in die jeweils entgegengesetzte Energierichtung auf den PA zu 100% vorzusehen. Da dieser Punkt im wesentlichen PV-Anlagen betrifft, geben wir hier weiters das netzdienliche Verhalten der Wechselrichter mit bspw. der oftmals von den VNB vorgegebenen Q(U)-Regelung uvm. zu Bedenken.

Mit freundlichen Grüßen

Stefan Weißenböck, MSc
Prokurist

EHA Austria Energie-Handelsgesellschaft mbH

IZ NÖ-Süd, Straße 3, Objekt 16 A-2355 Wiener Neudorf
Firmenbuch: LG Wr. Neustadt, FN 264719v

[redacted]
Internet: www.ehaa.at

Ein Unternehmen der **REWE GROUP**
Internet: www.rewe-group.at

Sehr geehrte Damen und Herren,

Die E-Control führt eine Marktkonsultation zur Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte (**SNE**) durch.

Nach § 135 Abs. 1 ElWG soll die Regulierungsbehörde grundsätzliche Festlegungen zur Ermittlung der SNE per Verordnung (**SNE-GV**) treffen, auf deren Basis dann gemäß § 135 Abs. 2 ElWG die eigentlichen Entgelttarife (**SNE TV**) bestimmt werden. Die neuen Entgelte sollen ab 1. Jänner 2027 anwendbar sein.

Die Konsultation dient der Vorbereitung der neuen Entgeltstruktur in der SNE-GV und erfolgt **zweistufig**. Im **ersten** Teil sollen generelle Aspekte und die Überlegungen zum Netznutzungs- und zum Netzanschlussentgelt dargelegt werden. Im zweiten Teil soll gesondert auf die Thematik des systemdienlichen Betriebs und dessen nähere Berücksichtigung iZm den Systemnutzungsentgelten eingegangen werden.

- Marktkonsultation zur SNE-GV – Teil 1
- Marktkonsultation zur SNE-GV – Teil 2 (ausstehend)

Marktteilnehmer und übrige Stakeholder sind eingeladen, sich an der Marktkonsultation zu beteiligen. Bitte richten Sie Ihre **Stellungnahmen zu Teil 1 bis 20. März 2026** an die E Mail-Adresse recht-post@e-control.at und führen Sie dabei die Geschäftszahl **V SNE 01/26 im Betreff des E-Mails an**. Dies dient der reibungslosen Zuordnung.

Nach Abschluss der Marktkonsultation und etwaiger Berücksichtigung von Stellungnahmen ist weiterhin eine öffentliche **Begutachtung des Verordnungsentwurfes** vorgesehen.

Die erhaltenen Stellungnahmen werden nach Ablauf der Frist auf dieser Website veröffentlicht. In begründeten Geheimhaltungsfällen wird daher um Bereitstellung einer veröffentlichungsfähigen Version ersucht.

Mit freundlichen Grüßen

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control)
Sitz: 1010 Wien, Rudolfsplatz 13A; Firmenbuchgericht: Handelsgericht Wien
Diese Nachricht und allfällige angehängte Dokumente sind vertraulich und nur für den/die Adressaten bestimmt. Sollten Sie nicht der beabsichtigte Adressat sein, ist jede Offenlegung, Weiterleitung oder sonstige Verwendung dieser Information nicht gestattet. In diesem Fall bitten wir, den Absender zu verständigen und die Informationen zu vernichten. Für Übermittlungsfehler oder sonstige Fehler bei der Übermittlung besteht keine Haftung.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000378
FGW_SNE-GV Stellungnahmen ECA 20.03.2026.cleaned.pdf

FGW
Fachverband Gas Wärme

Energie-Control Austria (E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Per Email: recht-post@e-control.at

Ihr Zeichen : Geschäftszahl **V SNE 01/2**	Unser Zeichen	DW	Datum
	FÜ	38	19.03.2026

Stellungnahme des FGW zur Marktkonsultation zur Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV)

Der Fachverband Gas Wärme (FGW) bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum aktuellen Entwurf zur Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV) der E-Control.

Wir sehen in mehreren Punkten erheblichen Anpassungsbedarf, insbesondere im Hinblick auf die Definition der Systemdienlichkeit gemäß ElWG und die gesetzliche Anerkennung der Elektrolyse als Energiespeicheranlage:

1. Fehlende sektorübergreifende Perspektive: Fokussierung auf Stromnetz widerspricht dem ElWG

Das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) verfolgt eine sektorübergreifende und systemdienliche Perspektive, die durch den vorliegenden Entwurf auf eine rein stromnetztechnische Sichtweise reduziert wird. Dies steht im Widerspruch zu den strategischen Zielen Österreichs, die auf eine Flexibilisierung des Energiesystems und eine Sektorenkopplung abzielen. Wasserstofftechnologien sind essenziell für die Energiewende und die Versorgungssicherheit, wie u.a. in der Wasserstoffspeicherstudie des BMWET und der Industriestrategie 2026 betont.

Der Entwurf benachteiligt jedoch Technologien wie Elektrolyseanlagen, die elektrische Energie, (u.a. bei Produktionsspitzen) in speicherbare Moleküle umwandeln und so sowohl kurzfristige als auch saisonale Speicherung und damit Flexibilität ermöglichen. Gerade diese kurzfristige sowie

saisonale Verschiebungen sind für die Transformation des Energiesystems im Sinne der Gesamtsystemoptimums unverzichtbar.

§ 127 Abs. 3 ElWG sieht ausdrücklich eine 20-jährige Befreiung von Netznutzungs- und Netzverlust-entgelten für Energiespeicher vor, um Investitionen in diese Schlüsseltechnologien zu fördern. Diese gesetzliche Intention wird im Entwurf nicht adäquat berücksichtigt.

Konkret definiert das ElWG § 6:

> *38.„Energiespeicheranlage“ im Elektrizitätsnetz eine Anlage, in der Energiespeicherung erfolgt;*
>
> *39. „Energiespeicherung“ im Elektrizitätsnetz die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die **Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform**, die **Speicherung solcher Energie** und ihre anschließende **Rückumwandlung** in elektrische Energie **oder** **Nutzung als einen anderen Energieträger**;*
>
> *148. „systemdienlicher Betrieb“ die Betriebsart einer Stromerzeugungs-, **Verbrauchs**- oder **Energiespeicheranlage**, bei der **systemdienlicher Nutzen im Sinne** von Kostenreduktionen, Kostenvermeidung **oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit** erbracht wird, insbesondere durch die Erbringung einer Flexibilitätsleistung, den Betrieb an einem bestimmten, durch die Ausweisung im Netzentwicklungsplan für das Verteiler- oder Übertragungsnetz definierten Standort oder nach den Anforderungen des Netzbetreibers. Kostenvermeidung oder Kostenreduktion liegt insbesondere dann vor, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter **Erzeugungs- und Verbrauchsdaten** oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstleistungsbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht;*

2. Elektrolyse als unverzichtbare Energiespeichertechnologie

Der Gesetzestext ist denkbar eindeutig: Energiespeicherung umfasst nicht nur die zeitliche Verschiebung, sondern ausdrücklich auch „*die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als einen anderen Energieträger*;“ (§ 6 Abs. 1 Z 39 ElWG).“

Elektrolyseanlagen erfüllen die gesetzliche Definition von Energiespeichern gemäß § 6 Abs. 1 Z 38 und 39 ElWG . Sie ermöglichen die Umwandlung und Speicherung von elektrischer Energie in Form von Wasserstoff und leisten damit einen Beitrag, den Batterien nicht erbringen können.

Die aktuelle Formulierung schließt H2-Anlagen – als systemdienlich und somit netzkostenbefreit u.a. aufgrund der geforderten Mindesteinspeiseleistung von 1MW de facto aus und begünstigt damit Batteriespeicher. Diese Einschränkung ist aus unserer Sicht usachlich und widerpricht dem Bestimmumgne des ELWG.

Wir fordern daher eine **Anpassung der Kriterien für die Einstufung als systemdienlicher Speicher. Neben Stromnetzanforderungen sollten auch die Wasserstoffverbrauchs- und Infrastruktur berücksichtigt werden**, um den Ausbau der notwendigen Elektrolyseanlagen zu fördern und die Ziele der Wasserstoffstrategie zu erreichen.

3. **Einseitige Reduktion des Begriffs „Systemdienlichkeit“ auf Stromnetztechnische Aspekte**

Die gesetzlich geforderte Berücksichtigung von Versorgungssicherheit und gesamtenergetischer Systemwirkung wird im Entwurf ignoriert Der Entwurf reduziert „Systemdienlichkeit“ auf rein stromnetztechnische Aspekte und führt damit zu einer Aushöhlung bzw. Umgehung der gesetzlich vorgesehenen Ausnahme von Netzentgelte.

Nutzung der Sektor-Kopplung (Umwandlung von Strom in Wasserstoff) für energiesystemisches Optimum sowie saisonale Flexibilität und Resilienz durch großvolumige Speicher sind zentrale Elemente eines funktionierenden Energiesystems und müssen n im Regulierungsrahmen angemessen berücksichtigt werden.

Die Verordnung sollte die gesetzlich verankerte Definition der Systemdienlichkeit vollständig abbilden und darf diese nicht einschränken. Versorgungssicherheit bedeutet nicht nur die Entlastung der Stromnetze, sondern auch die physische Verfügbarkeit der benötigten Energie zu jeder Zeit.

4. **Überarbeitung der Kriterien für die Einstufung als „Systemdienlich“**

Die im Entwurf vorgeschlagenen kumulativen Voraussetzungen für die Einstufung als „systemdienlicher Speicher“ sind zu restriktiv und behindern den gesetzlich vorgesehenen Hochlauf von Energiespeicheranlagen. Insbesondere die Bindung an „geeignete Standorte“ im Netzentwicklungsplan und die Forderung nach einer Einspeiseleistung von 1 MW sind kontraproduktiv. Sie schaffen faktisch ein Ausschlussregime für Elektrolyseprojekte und widersprechen Wortlaut und Intention des ElWG.

Es muss daher sichergestellt werden, dass die Menge und der wirtschaftliche Betrieb von notwendigen Flexibilitätsbedarf an systemdienlichen Standorten realisiert werden können. In dieselbe Richtung weist auch das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz, in dem beispielsweise Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff als Vorhaben der Energiewende definiert werden (§5 Z30 EABG).

Insbesondere die Bindung an „geeignete Standorte“ im Netzentwicklungsplan und die Forderung nach einer Einspeiseleistung von 1 MW sind kontraproduktiv.

- Erstens wird Systemdienlichkeit de facto an im NEP definierte **„geeignete Standorte“** gebunden**.** Diese Orientierung mag für rein netzdienliche Kurzzeitspeicher (Batteriespeicher) sinnvoll sein, bildet aber nicht den gesamtenergetischen Nutzen ab.. Vielmehr bedarf es hierfür in Bezug auf ein etwaiges Örtlichkeits-/Standortkriterium der Miteinbeziehung einer geplanten/bestehenden Wasserstoffinfrastruktur (sowohl für den Abtransport des umgewandelten Stroms in den Energieträger Wasserstoff, als auch die Speicherung samt Rückumwandlung in wasserstofffähigen Gaskraftwerken), welche in dieser Form im NEP nicht abgebildet ist.
  Durch eine übergreifende Sichtweise des Strom- und Gas/Wasserstoffnetzes als Gesamtenergetisches Transportsystem, einer Orientierung der Aufbringungsseite in Richtung Bedarfe und einer Errichtung von Elektrolysen auf der Verteilnetzebene zur Entlastung derselben, könnten Kosten (insbesondere auch im Bereich Netzausbau) gespart werden.

- Zweitens führt die vorgesehene **Mindesteinspeiseleistung von 1 MW zu einem technisch widersprüchlichen Ergebnis**: Elektrolyseanlagen speisen typischerweise keinen Strom ins Netz ein; die Rückspeisung ist für ihren Speicherzweck nicht erforderlich. Die Schwelle bzw. das Einspeiseerfordernis an sich schließt damit einerseits Elektrolyseanlagen trotz gesetzlicher Einstufung als Energiespeicheranlage (§ 6 Abs. 1 Z 38 und 39 ElWG) systematisch aus und gibt andererseits Batteriespeichern eine de facto Monopolstellung (obwohl diese keine saisonale Verschiebung bewirken können). Drittens erhebt der Entwurf **Engpassmanagement-Verträge mit der APG sowie weitere Steuerungsrechte des Netzbetreibers zu zwingenden Voraussetzungen**. Das ElWG nennt diese Faktoren allerdings nur als Beispiele („insbesondere“) und nicht als kumulative Bedingungen.

Wir schlagen vor, die Kriterien für Systemdienlickeit zu erweitern, um den gesamtenergetischen Nutzen von Elektrolyseanlagen zu berücksichtigen, und die Standortvorgaben sowie die Einspeiseleistung flexibel zu gestalten. Eine stärkere Integration der Wasserstoffinfrastruktur und der Verteilnetzebene könnte hier wichtige Impulse setzen.

5. Abschließende Bewertung und zentrale Forderungen

Der vorliegende Entwurf zur SNT-GV konterkariert die gesetzlich verankerten Ziele zur Flexibilisierung und Sektorenkopplung in Österreich. Um die Energiewende erfolgreich zu gestalten, fordern wir eine umfassende Überarbeitung des Entwurfs, insbesondere:

- **Anerkennung der Elektrolyse als Energiespeicheranlage gemäß ElWG**, unabhängig von Einspeiseleistung und Standortvorgaben.
- **Streichung der 1-MW-Schwelle** oder **Anpassung der Kriterien**, sodass Technologien zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff nicht ausgeschlossen werden.
- **Berücksichtigung des gesamtenergetischen Nutzens** bei der Definition von Systemdienlichkeit.
- Eine **Überarbeitung der Ausschreibungsverfahren**, um Investitionen in systemisch relevante Technologien zu fördern.

Der FGW bittet um eine Berücksichtigung der oben genannten Punkte und steht für weitere Gespräche zur Verfügung.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000379

Stellungnahme_SNE-GV_Teil2_NEOS_final.pdf

NEOS – Das Neue Österreich und Liberales Forum

NEOS Community Energiewirtschaft

Wien, 23. März 2026

An:

Energie-Control Austria (E-Control)

Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien

recht-post@e-control.at

Stellungnahme zur Marktkonsultation

Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV) – Teil 2

Systemdienlicher Betrieb | Version 1.0 vom 27.02.2026

Eingebracht von: NEOS Community Energiewirtschaft

1. Wer wir sind

Die NEOS Community Energiewirtschaft ist ein offenes Netzwerk engagierter Personen, die sich für eine moderne, dezentrale, erneuerbare und marktwirtschaftlich organisierte Energiewende in Österreich und Europa einsetzen. Ihr gehören an:

NEOS-Mitglieder und Funktionsträger:innen, die Energiepolitik als zentrales Zukunftsthema verstehen und sich für einen faktenbasierten, bürgernahen Politikansatz in der Energieregulierung einsetzen.

Liberal gesinnte Bürger:innen, denen Eigenverantwortung, Wahlfreiheit und Teilhabe am Energiesystem wichtig sind - als Anlagenbetreiber, Konsumenten, Prosumenten oder Mitglieder von Energiegemeinschaften.

Unternehmer:innen aus der Energiebranche, die Erfahrung aus Erzeugung, Speicherung, Netzbetrieb, Energiedienstleistung und Technologieentwicklung einbringen und einen funktionsfähigen, wettbewerblichen Energiemarkt als Grundlage nachhaltigen Wirtschaftens sehen.

Betreiber:innen von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften (EEG), die dezentrale Energieversorgung in der Praxis umsetzen und aus erster Hand wissen, wo regulatorische Hürden den Ausbau bremsen.

Gemeinsam verfolgen wir das Ziel einer erfolgreichen, dezentral gestalteten Energiewende in der Bürger:innen, Gemeinden und Unternehmen gleichermaßen aktiv mitwirken können.

2. Vorbemerkungen

Die NEOS Community Energiewirtschaft begrüßt die zweistufige Konsultation zur Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte (SNE) ab 1. Jänner 2027 als wichtigen Schritt hin zu einem modernen, flexibilitätsorientierten Netzentgeltsystem. Die grundsätzliche Systematik, Systemdienlichkeit über mehrere tarifliche Instrumente zu operationalisieren, ist sachgerecht.

Gleichzeitig sehen wir in einigen der vorläufigen Positionen der E-Control Regelungsansätze, die das erklärte Ziel einer netzseitigen Kostenvermeidung gefährden oder durch unbeabsichtigte Fehlanreize konterkarieren könnten. Diese Stellungnahme

konzentriert sich auf die Fragen zu den Abschnitten 2.3.1 bis 2.3.4 sowie auf die grundlegende Frage der Wettbewerbsneutralität im Ausschreibungsdesign.

Alle hier formulierten Positionen sind konstruktiv gemeint und zielen auf eine robuste, marktkonforme und zukunftsfähige Ausgestaltung der SNE-GV ab.

Übergeordnetes Ziel aller hier formulierten Positionen ist eine erfolgreiche, dezentral gestaltete Energiewende in Österreich. Dezentralität bedeutet dabei nicht nur technische Vielfalt – viele kleine und mittlere Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchseinheiten statt weniger zentraler Großanlagen, sondern auch eine breite gesellschaftliche und wirtschaftliche Teilhabe: Bürgerinnen und Bürger, Gemeinden, Energiegemeinschaften und kleine Unternehmen sollen aktiv an der Energiewende mitwirken können. Ein Systemnutzungsentgelt-Regime, das Flexibilität und Systemdienlichkeit nur für große, institutionelle Akteure zugänglich macht, verfehlt dieses Ziel. Die SNE-GV muss daher so gestaltet sein, dass sie dezentrale Teilhabe fördert, nicht verhindert.

3. Übergangsregelung: Dringendes Handlungserfordernis

Die NEOS Community Energiewirtschaft weist ausdrücklich darauf hin, dass das in der Konsultation skizzierte Regelwerk einen erheblichen Umsetzungsvorlauf erfordert: Verordnungserlassung, Abstimmungen zwischen Regulierungsbehörde und Netzbetreibern, Erstellung und Veröffentlichung von Netzentwicklungsplänen mit geeigneten Standorten, Durchführung wettbewerblicher Ausschreibungsverfahren sowie Vertragsabschlüsse mit dem Regelzonenführer. Realistisch betrachtet ist daher frühestens im Jahr 2028 mit dem Betrieb des ersten systemdienlichen Speichers unter dem neuen Regime zu rechnen.

Diese Verzögerung ist aus drei Gründen inakzeptabel:

- Hindernis für den Ausbau der Erneuerbaren: Fehlende Speicherkapazitäten und unzureichende Netzflexibilität bremsen bereits heute den Zubau von Wind- und PV-Anlagen. Jedes weitere Jahr ohne funktionsfähiges Speicherregime verzögert die Erreichung der österreichischen Klimaziele.
- Risiko für die Netzstabilität: Die Belastungen der Verteilnetze durch dezentrale Einspeisung und neue Verbrauchslasten (E-Mobilität, Wärmepumpen) nehmen bereits ab 2026 deutlich zu. Ohne Zwischenlösung fehlen dem Netzbetrieb wirksame Flexibilitätswerkzeuge genau dann, wenn sie am dringendsten benötigt werden.

- Verhinderung der Energiewende: Eine Regulierungslücke von zwei oder mehr Jahren sendet ein falsches Signal an Investoren und gefährdet die Projektpipeline im Speicherbereich nachhaltig.

Übergangsregelung für mindestens drei Jahre:

Die NEOS Community Energiewirtschaft fordert eine befristete Übergangsregelung für mindestens drei Jahre (2026–2028), die bereits vorhandene Batterieanlagen, unabhängig von Größe und Netzebene, temporär als systemdienlich anerkennt, sofern sie nachweislich zur Netzentlastung beitragen. Eine solche Lösung muss realistisch ab September 2026 umsetzbar sein.

- Vorhandene Batterieanlagen (klein bis groß) sollen übergangsweise auf Basis eines vereinfachten Anmelde- und Nachweisverfahrens als temporär systemdienlich eingestuft werden können. Maßstab ist die nachgewiesene Netzentlastungswirkung am jeweiligen Anschlusspunkt, nicht die Ausweisung im Netzentwicklungsplan.
- Die tarifliche Wirkung der Übergangsregelung kann moderat ausfallen (z.B. reduzierte Netzanschlussentgelte ohne vollständige NNE-Freistellung), muss aber ausreichen, um einen wirksamen Investitions- und Betriebsanreiz zu setzen.
- Die Übergangsregelung soll automatisch außer Kraft treten, sobald das vollständige SNE-GV-Regime für systemdienliche Speicher in Kraft ist, spätestens jedoch nach drei Jahren. Eine Evaluierung nach 18 Monaten ist vorzusehen.

Empfehlung: Die E-Control und der Gesetzgeber werden dringend aufgefordert, parallel zur Erarbeitung der SNE-GV eine Übergangsregelung zu schaffen, die vorhandene Batterieanlagen ab September 2026 temporär (für mindestens drei Jahre) als systemdienlich anerkennt. Die regulatorische Lücke zwischen Inkrafttreten der SNE-GV (1. Jänner 2027) und dem realistisch erst 2028 möglichen Betrieb des ersten systemdienlichen Speichers darf nicht ungeregelt bleiben.

4. Systemdienliche Speicher (Abschnitt 2.3.1)

4.1. Zur Definition: NEP-Standort als notwendiges, nicht hinreichendes Kriterium

Das ElWG definiert systemdienlichen Betrieb primär als die Betriebsart einer Anlage, bei der systemdienlicher Nutzen durch Kostenreduktion, Kostenvermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit erbracht wird. Als Konkretisierungen nennt das Gesetz 'insbesondere' die Erbringung einer Flexibilitätsleistung, den Betrieb an einem im Netzentwicklungsplan (NEP) ausgewiesenen Standort oder den Betrieb nach Anforderungen des Netzbetreibers.

Das Wort 'insbesondere' ist rechtlich bedeutsam: Der NEP-Standort ist ein wichtiges, aber kein ausschließliches Kriterium für Systemdienlichkeit. Die SNE-GV darf die Definition nicht faktisch auf NEP-ausgewiesene Standorte verengen. Die NEOS Community Energiewirtschaft spricht sich daher dringend dafür aus, die Kriterien in der SNE-GV technologieoffen und nicht abschließend einschränkend oder ausgrenzend zu formulieren.

Begründung:

- Bereits im Betrieb befindliche Speicher- und Erzeugungsanlagen können systemdienliche Funktionen übernehmen, auch wenn ihr Standort nicht im aktuellen NEP ausgewiesen ist. Ein Pauschalausschluss solcher Anlagen verzögert die Nutzung vorhandener Flexibilitätspotenziale und schadet der Netzstabilität.
- Eine breitere, nicht auf NEP-Standorte beschränkte Qualifikationsmöglichkeit erhöht die Zahl der Marktteilnehmer, stärkt den Wettbewerb und senkt die Systemkosten.
- Die Regulierungsbehörde sollte daher neben dem Standortkriterium auch einen funktionalen Nachweis der Systemdienlichkeit ermöglichen, etwa durch Messung der tatsächlichen Netzentlastungswirkung über einen definierten Zeitraum.

Empfehlung: Die SNE-GV soll klarstellen, dass der NEP-Standort ein wichtiges, aber nicht ausschließliches Kriterium für systemdienlichen Betrieb ist. Bestehende Anlagen, die eine nachweisbare Netzentlastungswirkung erbringen, sind in den Anwendungsbereich einzubeziehen. Die Kriterien sind funktional und technologieoffen zu formulieren.

4.2. Zur Mindestleistungsschwelle: Absenkung und Netzebendifferenzierung

Die E-Control sieht eine Engpassleistung von mindestens 1 MW als kumulative Voraussetzung für die Einstufung als systemdienlicher Speicher vor. Diese Schwelle ist aus Sicht der NEOS Community Energiewirtschaft deutlich zu hoch angesetzt und schließt eine Vielzahl technisch und netztechnisch geeigneter Anlagen pauschal aus.

Begründung:

- Ein einheitlicher 1-MW-Schwellenwert ignoriert, dass der netztechnische Nutzen eines Speichers stark von der Netzebene abhängt. Auf der Niederspannungsebene können Anlagen ab10kw klokal erhebliche Entlastungswirkungen erzielen. Die Mindestleistungsschwelle sollte daher netzebenenspezifisch differenziert werden: z.B. 10 kW auf NS-Ebene 7-6, 250 kW auf MS-Ebene 5-4, 1 MW auf HS/HöSp-Ebene 3-1.
- Fahrzeuge mit Vehicle-to-Grid-Fähigkeit (V2G) dürfen durch die Mindestleistungsschwelle nicht de facto ausgeschlossen werden. V2G-Flotten können aggregiert erhebliche Speicher- und Flexibilitätsleistungen erbringen und sind als zukunftsrelevante Technologie explizit in den Anwendungsbereich aufzunehmen.
- Energiegemeinschaften (Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften gemäß EAG sowie Bürgerkraftwerke) sind ein praxisrelevantes Beispiel für aggregierte Speicher-Portfolios: Mehrere Mitglieder können gemeinsam über einen Aggregator systemdienliche Speicherleistungen erbringen, auch wenn die einzelne Anlage unter dem Schwellenwert liegt.
- Art. 17 der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EBM-VO 2019) verpflichtet die Mitgliedstaaten ausdrücklich dazu, Endkunden - einschließlich solcher, die Demand Response über Aggregierung anbieten - die Teilnahme an Elektrizitätsmärkten zu ermöglichen. Eine pauschale Mindestleistungsschwelle von 1 MW, die aggregierte kleinere Einheiten ausschließt, steht in Spannung oder ggf. Widerspruch zu diesem unionsrechtlichen Gebot.

Empfehlung: Die Mindestleistungsschwelle ist netzebenenspezifisch abzustufen (Vorschlag: 10 kW auf NS, 250 kW auf MS, 1 MW auf HS). V2G-faehige Fahrzeuge sind explizit als förderungswürdige Speichertechnologie aufzunehmen. Aggregierte Portfolios kleinerer Speicher - insbesondere im Rahmen von Energiegemeinschaften - sind als gemeinsame Einheit zur Qualifikation zuzulassen, sofern ein gemeinsames Steuerungs- und Messkonzept vorliegt (vgl. Art. 17 EBM-VO 2019, Verordnung (EU) 2019/943).

4.3. Netzdienliche Freigabe kleiner Speicher auf Netzebene 6 und 7

Die E-Control sieht die tarifliche Begünstigung für systemdienliche Speicher primär für Anlagen ab 1 MW vor. Auf den unteren Netzebenen 6 und 7 (Niederspannung) sind jedoch gerade kleinere Speicher besonders relevant für die lokale Netzstabilität. Die NEOS Community Energiewirtschaft fordert daher eine eigene Regelungskategorie für kleine Speicher bis 250 kW auf Netzebene 6 und 7.

Begründung:

- Auf Netzebene 6 und 7 entstehen zunehmend lokale Engpässe durch dezentrale PV-Einspeisung und steigende Ladelasten (E-Mobilität, Wärmepumpen). Kleine Speicher bis 250 kW können hier unmittelbar und kosteneffizient entlasten, ohne dass aufwändige Netzausbauprojekte erforderlich sind.
- Eine Freistellung vom Netznutzungsentgelt ist für diese Kategorie ausdrücklich nicht vorgesehen. Die Netzdienlichkeit soll vielmehr durch vereinfachte administrative Zulassung und reduzierte Netzanschlussentgelte honoriert werden, die den tatsächlichen lokalen Netzentlastungseffekt widerspiegeln.
- Der Nachweis der Netzdienlichkeit soll über ein vereinfachtes, standardisiertes Messkonzept erfolgen, das durch den Anschlussnetzbetreiber zu bestätigen ist. Ein aufwändiges Ausschreibungsverfahren ist für diese Anlagengröße unverhältnismäßig und wäre ein Investitionshemmnis.
- Diese Regelung schafft einen gezielten Anreiz für Investitionen in dezentrale Speicherlösungen, fördert die Integration von Energiegemeinschaften auf Niederspannungsebene und unterstützt die Netzintegration von PV-Anlagen und E-Mobilität ohne zusätzliche Netzausbaukosten.

Empfehlung: Die SNE-GV soll eine eigene Kategorie „netzdienliche Kleinspeicher" für Anlagen bis 250 kW auf Netzebene 6 und 7 einführen. Die Qualifikation erfolgt durch vereinfachtes Messkonzept und Bestätigung des Anschlussnetzbetreibers, ohne Ausschreibungsverfahren. Als tarifliche Wirkung sind reduzierte Netzanschlussentgelte vorgesehen; eine Freistellung vom Netznutzungsentgelt ist ausgeschlossen.

4.4. Zum Ausschreibungsdesign: Mehrstufiges Verfahren statt reinem Preiswettbewerb

Laut vorläufiger Position der E-Control soll das Zuschlags- und Reihungskriterium bei der wettbewerblichen Ausschreibung ausschließlich eine vom Bieter anzugebende Vergütung sein. Die NEOS Community Energiewirtschaft hält diesen Ansatz für unzureichend und regulatorisch nicht ausreichend abgesichert.

Rrechtliche Grundlage:

Gemäß § 139 Abs. 2 ElWG haben die Netzbetreiber nach Konsultation der Marktteilnehmer der Regulierungsbehörde einen Vorschlag für eine gemeinsame Vorgehensweise für die transparente, diskriminierungsfreie und marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsleistungen sowie einheitliche Spezifikationen der zu beschaffenden Produkte vorzulegen. Die Spezifikationen haben ausdrücklich die wirksame und diskriminierungsfreie Beteiligung aller Marktteilnehmer sicherzustellen. Ein reines Preiskriterium genügt diesem Anspruch nicht.

Empfehlung: Mehrstufiges Ausschreibungsverfahren

Die SNE-GV sollte ein zweistufiges Ausschreibungsverfahren vorsehen:

- Stufe 1 - Technische Vorqualifikation: Prüfung der technischen Eignung anhand objektiver Mindestanforderungen. Dazu zählen: Regelbarkeit und Reaktionszeiten, Technologieklasse (wobei die Reihenfolge Batteriespeicher vor Pumpspeicher vor Wasserstoff-basierten Speichern sachlich zu begründen und transparent offenzulegen ist), Nachweis der Verfügbarkeit und Betriebserfahrung, Einhaltung von Netz- und Sicherheitsstandards.
- Stufe 2 - Detailausschreibung: Erst nach bestandener Vorqualifikation erfolgt die Bewertung nach einem gewichteten Kriterienkatalog: Preisangebot (Vergütung), Standort und Beitrag zur lokalen Netzoptimierung (engpasskritische Lage, Entlastungswirkung gemäß NEP/V-NEP), Betriebs- und Finanzkonzept (siehe unten).

Anforderungen an das Betriebs- und Finanzkonzept:

- Bieter haben ein detailliertes Betriebs- und Finanzkonzept für mindestens 10 Jahre vorzulegen; ergänzend ist ein Ausblick auf 20 Jahre erforderlich. Dies soll die wirtschaftliche Nachhaltigkeit und den langfristigen Systembeitrag sicherstellen.
- Die Frage, ob Konzessionen für mehr als 10 Jahre vergeben werden sollen, ist regulatorisch offen zu diskutieren. Längere Vertragslaufzeiten können Investitionssicherheit bieten, schränken aber die Flexibilität bei veränderten Netzbedingungen ein. Wir empfehlen eine Laufzeit von 10 Jahren mit optionaler Verlängerung nach Leistungsevaluation.

Integrität und Herkunft der Bieter:

- Eigentümerschaft und Investorenstruktur sind offenzulegen. Bieter müssen nachweisen, dass keine Geldwäsche-relevanten Strukturen vorliegen (Compliance gemäß AML-Vorgaben, insb. der EU-Geldwäscherichtlinien).
- Sofern vergabe- und beihilferechtlich zulässig, soll bei gleicher Qualifikation die Ansässigkeit des Bieters in Österreich bzw. im Europäischen Wirtschaftsraum als positives Reihungskriterium berücksichtigt werden. Firmensitz in Österreich ist zumindest als Nachweis der lokalen Betriebsverantwortung zu verlangen.
- Die Beteiligungsstruktur ist für die Regulierungsbehörde transparent offenzulegen, um Interessenkonflikte mit Netzbetreibern oder öffentlichen Versorgern frühzeitig erkennen zu können (vgl. dazu Abschnitt 6).

Empfehlung: Die SNE-GV soll ein zweistufiges Ausschreibungsverfahren (technische Vorqualifikation + Detailausschreibung mit gewichteten Kriterien) verbindlich vorschreiben. Gemäß § 139 Abs. 2 ElWG sind einheitliche Produktspezifikationen zu entwickeln, die diskriminierungsfreie Marktteilnahme sicherstellen. Bieter haben ein detailliertes Betriebs- und Finanzkonzept für 10 bzw. 20 Jahre vorzulegen. Integritätsnachweise (AML-Compliance, Offenlegung der Beteiligungsstruktur, Firmensitz im EWR) sind als Mindestanforderung zu verankern.

4.5. Wechselseitige Vertragspflichten und standardisierte EMS-Anbindung

Die E-Control skizziert Vertragsverhältnisse zwischen Netzbetreibern und Speicherbetreibern bislang einseitig: Vorgaben und Einschränkungen gehen vom Netzbetreiber aus, während die Pflichten des Speicherbetreibers im Vordergrund stehen. Die NEOS Community Energiewirtschaft besteht auf Wechselseitigkeit.

- Vertragliche Pflichten müssen symmetrisch ausgestaltet sein: Speicherbetreiber sind verpflichtet, die vereinbarte Leistung vorzuhalten; Netzbetreiber sind im Gegenzug verpflichtet, die vorgehaltene Energie auch abzurufen bzw. bei Nicht-Abruf die vereinbarte Availability Payment als Ausgleich für die ungenutzte Bereitstellung zu leisten. Nur ein wechselseitig verbindliches Vertragswerk schafft die nötigen Investitionsanreize.
- Die Konsequenzen von Vertragsverstößen müssen für beide Seiten klar und symmetrisch geregelt sein - nicht nur, wie im Konsultationsdokument formuliert, für Verstöße des Speicherbetreibers.
- Jede Ausschreibung muss eine standardisierte, herstellerunabhängige Anbindung an das Energiemanagementsystem (EMS) des Netzbetreibers als technische Mindestanforderung enthalten. Proprietäre Schnittstellen erhöhen

die Abhängigkeit von einzelnen Technologieanbietern und verhindern einen echten Wettbewerb. Offene Standards (z.B. CIM, OpenADR, OSCP) und Schnittstellen sind verbindlich vorzuschreiben.

Empfehlung: Verträge über systemdienliche Speicher müssen wechselseitige Pflichten enthalten: Vorhaltepflicht des Speicherbetreibers und Abruf- bzw. Zahlungspflicht des Netzbetreibers bei Nicht-Abruf. Ausschreibungen müssen standardisierte, herstellerunabhängige EMS-Schnittstellen (offene Standards) verbindlich vorschreiben.

4.6. Geografische Verteilung und Mindestanbieterzahl

Die Konsultation adressiert die geografische Verteilung von Speicherkapazitäten nicht explizit. Aus Sicht der NEOS Community Energiewirtschaft ist eine bundeslandweise Mindestverteilung von Speicherkapazitäten regulatorisch zwingend erforderlich.

- Die Ausschreibungen sollen so strukturiert sein, dass in jedem Bundesland mindestens zwei bis drei unabhängige Anbieter den Zuschlag erhalten können. Eine Konzentration auf wenige große Anbieter in einzelnen Regionen würde regionale Netzprobleme nicht lösen und den Wettbewerb langfristig aushöhlen.
- Die E-Control soll eine Verteilungskarte der benötigten Speicherkapazitäten je Netzebene und Bundesland verpflichtend veröffentlichen. Dies schafft Planungssicherheit für Investoren und stellt sicher, dass Ausschreibungen gezielt auf regionale Netzengpässe ausgerichtet sind.
- Die Mindestanzahl unabhängiger Anbieter pro Bundesland und Netzebene ist in der SNE-GV oder den Ausschreibungsbedingungen verbindlich festzulegen und nach jeder Ausschreibungsrunde zu evaluieren.

Empfehlung: Die SNE-GV soll eine geografisch ausgewogene Verteilung der Speicherkapazitäten sicherstellen. Pro Bundesland sind mindestens zwei bis drei unabhängige Anbieter als Zielgröße zu verankern. Die E-Control veröffentlicht eine regelmäßig aktualisierte Speicherkapazitätskarte je Netzebene und Bundesland.

4.7. Klarstellungsbedarf: Engpassmanagementvertrag und Marktdesign

Das Konsultationsdokument setzt als Voraussetzung für systemdienliche Speicher einen aufrechten Vertrag mit dem Regelzonenführer APG über Flexibilitätsleistungen im

Rahmen des Engpassmanagements gemäß § 140 Abs. 1 Z 1b ElWG voraus. Die NEOS Community Energiewirtschaft begrüßt diesen Ansatz grundsätzlich, sieht jedoch erheblichen Klarstellungsbedarf hinsichtlich des konkreten Marktdesigns und der operativen Ausgestaltung.

Offene Fragen zum Marktdesign:

- Verrechnung über den Sekundärregelmarkt (aFRR): Ist vorgesehen, dass die Flexibilitätsleistungen über den bestehenden aFRR-Markt abgewickelt werden, oder handelt es sich um ein davon getrenntes, lokales Engpassmanagementprodukt für definierte Netzabschnitte (z.B. auf Ebene einzelner Umspannwerke)? Diese Unterscheidung ist für Speicherbetreiber investitionsentscheidend, da die Anforderungsprofile, Vergütungslogiken und Aktivierungshäufigkeiten erheblich voneinander abweichen.
- Zeitliche Granularität und Vorlaufzeit: Das Konsultationsdokument sieht vor, dass der Netzbetreiber zulässige Betriebsbereiche („Hüllkurven“) mit einer Auflösung von einer Stunde oder 15 Minuten bis spätestens 6 Uhr des Vortages bekanntgibt. Dies entspricht im Kern einem semidynamischen Ansatz: Day-Ahead-Planung in Zeitscheiben (z.B. sechs 4-Stunden-Blöcke pro Tag) mit Viertelstunden-Aktivierung innerhalb der vorgegebenen Hüllkurve. Die NEOS Community Energiewirtschaft hält diesen Ansatz für grundsätzlich praktikabel, fordert jedoch eine explizite Klarstellung im Verordnungstext, wie die Schnittstelle zwischen Day-Ahead-Zeitscheiben und der Intraday- bzw. Viertelstunden-Aktivierung operativ ausgestaltet ist.
- Wettbewerb auf Netzabschnittsebene: Für einen funktionsfähigen Wettbewerb unter den Anbietern von Flexibilitätsleistungen ist es erforderlich, dass an jedem relevanten Netzabschnitt (z.B. Umspannwerk oder Trafostation) mehrere unabhängige Speicheranbieter zugelassen und aktiv sind. Das Konsultationsdokument adressiert diese Frage nicht. Es ist unklar, ob pro Netzabschnitt nur ein Anbieter kontrahiert wird oder ob ein kontinuierlicher Wettbewerb zwischen mehreren Anbietern vorgesehen ist. Ohne Mindestzahl konkurrierender Anbieter je Netzabschnitt besteht das Risiko lokaler Monopolstellungen.
- Überschneidung mit aFRR-Verpflichtungen: Speicherbetreiber, die gleichzeitig am aFRR-Markt teilnehmen und einen Engpassmanagementvertrag mit der APG halten, können in Situationen geraten, in denen beide Verpflichtungen gleichzeitig Aktivierung verlangen. Das Konsultationsdokument enthält keine Regelung zur Priorisierung oder Konfliktlösung. Hier braucht es eine klare Rangfolge.

Empfehlung: Die E-Control und die APG werden aufgefordert, im Rahmen der Konsultation und der weiteren Ausarbeitung der SNE-GV folgende Punkte explizit zu klären: (1) Abgrenzung zwischen lokalem Engpassmanagementprodukt und aFRR-Markt, (2) operative Ausgestaltung der semidynamischen Hüllkurven-Logik (Day-Ahead-Zeitscheiben und Viertelstunden-Aktivierung), (3) Mindestzahl konkurrierender Anbieter je Netzabschnitt zur Sicherstellung eines funktionsfähigen lokalen Wettbewerbs, (4) Priorisierungsregeln bei gleichzeitigen Aktivierungsanforderungen aus Engpassmanagement und aFRR.

4.8. Zum Ausschluss von Speichern in Verbrauchsanlagen

Die E-Control schließt Energiespeicher, die Teil einer Kundenanlage mit Verbrauchsanlagen sind, von der Freistellung gem. § 127 Abs. 3 ElWG explizit aus. Als Begründung wird das Risiko missbräuchlicher Netzentgeltvermeidung angeführt.

Die NEOS Community Energiewirtschaft anerkennt dieses legitime Regulierungsinteresse, hält den Pauschalausschluss jedoch für zu weitgehend.

Begründung:

- Hinter-dem-Zähler-Speicher in Kombination mit gewerblichen oder industriellen Verbrauchsanlagen können erhebliche Flexibilitätsbeiträge zur Netzentlastung leisten, insbesondere bei großen Leistungsabnehmern.
- Die technische Abgrenzbarkeit des Netzbezugs (Messkonzept) ist lösbar – § 111 Abs. 2 ElWG sieht entsprechende Standardmesskonzepte ohnehin vor.
- Ein Pauschalausschluss hemmt Investitionen in industrielle Flexibilität und steht im Widerspruch zur Zielsetzung, Demand-Side-Response auszubauen.

Empfehlung: Statt eines Pauschalausschlusses sollte eine messkonzeptbasierte Qualifikation eingeführt werden: Speicher in Verbrauchsanlagen können als systemdienlich eingestuft werden, sofern der ausschließlich für Ladevorgänge genützte Netzbezug messtechnisch eindeutig nachgewiesen wird und alle übrigen Kriterien (Standort, Engpassleistung, Vertrag) erfüllt sind.

5. Systemdienliche Stromerzeugungsanlagen (Abschnitt 2.3.2)

5.1. Zur Standortausweisung: Transparenz und Unabhängigkeit

Geeignete Standorte sollen von den Netzbetreibern in den Netzentwicklungsplänen (NEP / V-NEP) ausgewiesen werden. Die NEOS Community Energiewirtschaft begrüßt, dass der Planungshorizont mindestens 10 Jahre beträgt, sieht aber erheblichen Regelungsbedarf hinsichtlich Transparenz und Unabhängigkeit.

Begründung:

- Vertikal integrierte Energieunternehmen, bei denen Netz- und Erzeugungsinteressen im selben Konzern gebündelt sind, haben potenzielle Interessenkonflikte bei der Standortausweisung. Tochtergesellschaften solcher Unternehmen könnten von einer intransparenten Standortausweisung bevorzugt werden. Dies widerspricht den EU-rechtlichen Regelungen zur Entflechtung (Unbundling) von Energieunternehmen.
- Die Kriterien für die Qualifikation als 'geeigneter Standort' sind in der Konsultation noch unscharf formuliert. Für Verteilernetze wird auf 'entlastende Wirkung zu nahezu jeder Zeit' abgestellt – dieses Kriterium bedarf einer quantitativen Operationalisierung.
- Es fehlen klare Anforderungen an die Offenlegung der Methodik, nach der Standorte ausgewiesen oder nicht ausgewiesen werden.
- Die E-Control soll verpflichtet werden, die Diskriminierungsfreiheit des Ausschreibungsverfahrens durch unabhängige, international anerkannte externe Prüfunternehmen (z.B. spezialisierte Regulierungsberater oder Wirtschaftsprüfer mit Energie-Expertise) regelmäßig auditieren zu lassen. Die Ergebnisse dieser Prüfungen sind vollständig und ohne Vorbehalte zu veröffentlichen.
- Nach Abschluss jeder Ausschreibungsrunde ist eine Prüfung durch den Rechnungshof vorzusehen. Der Rechnungshof prüft dabei insbesondere die Wirtschaftlichkeit, Rechtmäßigkeit und Diskriminierungsfreiheit des Vergabeverfahrens. Die Ergebnisse sind zu veröffentlichen.

Empfehlung: Die SNE-GV sollte verbindliche Anforderungen an die Transparenz der Standortausweisung und Ausschreibungsdurchführung festlegen: (1) Veröffentlichung der angewandten Kriterien und Berechnungsmethoden, (2) Einspruchsmöglichkeit für Netzbenutzer bei Nichtausweisung eines Standortes, (3) regelmäßige ex-post Prüfung der Ausschreibungsverfahren durch unabhängige, international anerkannte externe Prüfunternehmen im Auftrag der E-Control, (4) verpflichtende Veröffentlichung der Prüfergebnisse. Nur eine extern validierte und öffentlich nachvollziehbare

Ausschreibungspraxis schafft das notwendige Vertrauen aller Marktteilnehmer.

6. Netzdienliche, kontrahierte Speicher (Abschnitt 2.3.3)

Die NEOS Community Energiewirtschaft begrüßt die Klarstellung des Unterschieds zwischen systemdienlichen Speichern (Abschnitt 2.3.1) und netzdienlichen, kontrahierten Speichern: Letztere entstehen aus netzbetrieblicher Notwendigkeit und unterliegen strengeren Betriebsvorgaben.

Die NEOS Energie Community weist darauf hin, dass die Unterscheidung zwischen „systemdienlich" und „netzdienlich", wie sie die E-Control in dieser Konsultation verwendet, im ElWG keine gesetzliche Grundlage hat. **Das ElWG kennt ausschließlich den Begriff „systemdienlicher Betrieb" als Legaldefinition (§ 6 Abs. 1 Z 148 ElWG). Der Begriff „netzdienlich" taucht im Gesetz nicht als eigenständiger Rechtsbegriff auf.**

Die E-Control hat die Kategorie „netzdienliche, kontrahierte Speicher" als regulatorische Hilfskonstruktion eingeführt, um Speicher nach § 89 Abs. 2 Z 2 ElWG von jenen nach § 127 Abs. 3 ElWG abzugrenzen. Diese selbst geschaffene Unterscheidung wird sodann als Begründung dafür verwendet, dass netzdienliche Speicher, obwohl sie aus konkreter netzbetrieblicher Notwendigkeit kontrahiert werden, keine tarifliche Begünstigung erhalten sollen. Dies ist in sich widersprüchlich: Ein Speicher, den ein Netzbetreiber aus Betriebsnotwendigkeit unter Vertrag nimmt, erbringt per definitionem systemdienlichen Nutzen im Sinne des § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG, nämlich Kostenvermeidung und Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit. Die Verweigerung jeglicher tariflicher Anerkennung für diese Kategorie entbehrt daher einer tragfähigen gesetzlichen Grundlage und sollte in der SNE-GV korrigiert werden.

Kritisch sehen wir außerdem, dass für diese Kategorie 'keine Auswirkung auf die zu entrichtenden Systemnutzungsentgelte' vorgesehen ist (vgl. Tabelle 1 des Konsultationsdokuments). Wenn ein Energiespeicher auf Anforderung des Netzbetreibers und zu dessen Nutzen betrieben wird, erscheint eine vollständige Gleichstellung mit unkoordinierten Netznutzern nicht sachgerecht.

Empfehlung: Auf die Abgrenzung der Netzdienlichkeit soll daher verzichtet werden bzw. netzdienliche, kontrahierte Speicher sollte zumindest eine anteilige Reduktion des Netznutzungsentgelts auf die im Rahmen der vertraglich vereinbarten Netzdienlichkeit bezogenen Energiemengen vorgesehen werden. Dies würde dem Prinzip der kostengerechten Tarifierung besser entsprechen.

7. Dauerhafter flexibler Netzzugang (Abschnitt 2.3.4)

Die Ausführungen zum dauerhaften flexiblen Netzzugang als Instrument der netzseitigen Kostenvermeidung sind grundsätzlich nachvollziehbar. Positiv zu vermerken ist, dass diese Option nicht nur einspeisenden Netzbenutzern, sondern auch Verbrauchsanlagen offensteht.

Offene Fragen sehen wir in zwei Bereichen:

- Bemessungsgrundlage für Abschläge: Die SNE-GV soll Abschläge beim pauschalen Netzanschlussentgelt verordnen, abhängig vom 'Ausmaß der Einschränkungen'. Es fehlen bisher klare Angaben, nach welcher Methodik diese Abschläge berechnet werden. Eine transparente, auf tatsächlichen Kostenersparnissen basierende Berechnungslogik ist unverzichtbar.
- Statische vs. dynamische Einschränkungen: Die Beschränkung auf statische Einschränkungen für die Niederspannungsebene erscheint aus technischer Sicht nicht zukunftssicher. Auch auf NS-Ebene werden Smart-Meter-basierte, dynamische Steuerungen zunehmend verfügbar – die SNE-GV sollte dies nicht strukturell ausschließen.

Empfehlung: Die Berechnungsmethodik für Abschläge beim dauerhaften flexiblen Netzzugang sollte in der SNE-GV selbst oder in einer begleitenden Methodik-Festlegung transparent gemacht werden. Zudem sollte die Möglichkeit dynamischer Einschränkungen auch auf der Niederspannungsebene nicht ausgeschlossen werden, sobald die technischen Voraussetzungen gegeben sind.

8. Marktverzerrungsrisiken und Wettbewerbsneutralität

8.1. Beteiligung von Tochtergesellschaften öffentlicher Energieversorger

Ein in der Konsultation nicht explizit adressiertes, aber regulatorisch zentrales Problem betrifft die Teilnahme von Tochterunternehmen vertikal integrierter, öffentlicher Energieversorger an Ausschreibungsverfahren.

Begründung:

- Tochtergesellschaften von Netzbetreibern oder öffentlichen Versorgern haben strukturelle Informationsvorteile: Kenntnisse über Netzengpässe, Planungsabsichten und Standorteignungen, die unabhängige Bieter nicht besitzen.

- Öffentliche Unternehmen können zudem von günstigeren Finanzierungsbedingungen profitieren (implizite staatliche Garantien), was zu Wettbewerbsverzerrungen bei preisbasierten Ausschreibungskriterien führt.
- Die Ausweisung geeigneter Standorte durch Netzbetreiber in Verbindung mit der Teilnahme verbundener Unternehmen an den darauf aufbauenden Ausschreibungen ist ein strukturelles Interessenkonfliktrisiko.
- Unternehmen, bei denen staatliche Hoheitseinheiten (Bund, Länder, Gemeinden, öffentlich-rechtliche Körperschaften) direkt oder indirekt mehr als 25% der Anteile halten, sind in Ausschreibungsverfahren für systemdienliche Speicher strukturell begünstigt: Sie profitieren von Informationsvorteilen ihrer Muttergesellschaften als Netzbetreiber sowie von impliziten Staatsgarantien bei der Finanzierung. Dies untergräbt die Diskriminierungsfreiheit des Verfahrens. Eine ausschreibungsrechtlich konforme Lösungen wäre, dass Unternehmen, in denen staatliche Stellen direkt oder indirekt mehr als 25% halten, von der Teilnahme an Ausschreibungen ausgeschlossen werden, sofern ein gesellschaftsrechtlicher Zusammenhang mit dem ausschreibenden oder einem anderen Netzbetreiber besteht. Dies ist mit Art. 57 der EU-Vergaberichtlinie (RL 2014/24/EU) vereinbar, der Ausschlüsse bei Interessenkonflikten ausdrücklich vorsieht.

Empfehlung: Die SNE-GV sollte explizite Regelungen zur Verhinderung von Interessenkonflikten vorsehen: (1) Informationsbarrieren zwischen netzplanenden und ausschreibungsteilnehmenden Einheiten desselben Konzerns, (2) Offenlegungspflicht der vollständigen Eigentumsstruktur für alle Bieter, (3) Ausschluss von Unternehmen, bei denen eine staatliche Hoheitseinheit direkt oder indirekt mehr als 25% hält und gleichzeitig ein gesellschaftsrechtlicher Zusammenhang mit dem ausschreibenden Netzbetreiber besteht - gemäß Art. 57 RL 2014/24/EU (Interessenkonflikt als Ausschlussgrund), (4) Prüfkompetenz und Veröffentlichungspflicht der E-Control bei Verdacht auf Bevorzugung verbundener Unternehmen.

8.2. Zur Gefahr tariflicher Begünstigungen als Marktverzerrungsinstrument

Wir teilen die in Abschnitt 2.3.7 des Konsultationsdokuments dargelegte Position der E-Control, wonach eine generelle tarifliche Besserstellung von Flexibilitätsleistungserbringern Marktverzerrungen bewirken würde. Die Herstellung von Gleichbehandlung zwischen einspeise- und bezugsseitiger Flexibilität ist der richtige Ansatz.

Ergänzend möchten wir darauf hinweisen, dass auch die Instrumente systemdienliche Speicher und systemdienliche Stromerzeugungsanlagen trotz ihrer konzeptionellen Berechtigung sorgfältig auf ihre Wettbewerbswirkungen hin zu evaluieren sind. Eine ex-post Wirkungsanalyse nach einer ersten Anwendungsperiode sollte verbindlich vorgesehen werden.

Vertragliche Abnahmegarantien und Opportunitätskostenausgleich:

Tarifliche Befreiungen allein schaffen keine ausreichende Investitionssicherheit für Speicherbetreiber. Entscheidend ist, dass der Regulierungsrahmen auch die Einnahmenseite absichert: Speicherbetreiber, die Leistung für den Netzbetreiber oder Regelzonenführer vorhalten, können diese Kapazität nicht gleichzeitig am offenen Markt verwerten. Wird die vorgehaltene Leistung nicht abgerufen, entsteht ein realer wirtschaftlicher Schaden in Form entgangener Markterlöse.

- Die SNE-GV bzw. die darauf aufbauenden Vertragswerke müssen verpflichtend Abnahmegarantien vorsehen: Wird vorgehaltene Energie nicht abgerufen, hat der Speicherbetreiber Anspruch auf eine Ersatzzahlung (Availability Payment), die den entgangenen Markterlös widerspiegelt.
- Die Berechnungsmethodik für diese Ersatzzahlungen ist transparent und regelbasiert festzulegen - etwa auf Basis des Day-ahead-Marktpreises oder eines referenzmarktbasierten Indexwertes zum Zeitpunkt des Nicht-Abrufs.
- Ohne solche Absicherungen werden rationale Investoren systemdienliche Speicher meiden oder die Opportunitätskosten in ihre Vergütungsgebote einpreisen, was die Effizienz des Ausschreibungsverfahrens untergräbt und letztlich zu höheren Systemkosten führt.

Empfehlung: Die SNE-GV soll verbindlich vorschreiben, dass Verträge über systemdienliche Speicher Abnahmegarantien und Ersatzzahlungen für nicht abgerufene, vorgehaltene Energie enthalten müssen. Die Berechnungsmethodik ist referenzmarktbasiert (z.B. Day-ahead-Preis) transparent festzulegen. Dies ist Voraussetzung für eine marktgerechte und investitionsfreundliche Ausgestaltung des Gesamtregimes.

9. Zusammenfassung der Empfehlungen

Die nachfolgende Tabelle fasst die wesentlichen Empfehlungen der NEOS Community Energiewirtschaft zusammen.

Thema	Empfehlung der NEOS Community Energiewirtschaft
NEP-Standortkriterium	Nicht als ausschließliches Kriterium anwenden; bestehende Anlagen mit nachweisbarer Netzentlastungswirkung einbeziehen; funktionale, technologieoffene Kriterien formulieren.
Mindestleistungsschwelle	Netzebenenspezifische Abstufung (10 kW NS / 250 kW MS / 1 MW HS); V2G explizit einbeziehen; Energiegemeinschaften als aggregierte Portfolios zulassen (vgl. Art. 17 EBM-VO 2019).
Ausschreibungsdesign	Zweistufiges Verfahren (Vorqualifikation + Detailausschreibung); Betriebs-/Finanzkonzept 10/20 Jahre; AML-Compliance und EWR-Firmensitz als Mindestanforderung (vgl. § 139 Abs. 2 ElWG).
Geografische Verteilung	Kapazitätskarte je Netzebene und Bundesland veröffentlichen; mindestens 2-3 unabhängige Anbieter pro Bundesland als Zielgröße verankern.
Speicher in Verbrauchsanlagen	Messkonzeptbasierte Qualifikation statt Pauschalausschluss.
Wechselseitige Vertragspflichten	Symmetrische Vertragsgestaltung: Vorhaltepflicht des Speicherbetreibers und Abruf-/Zahlungspflicht des Netzbetreibers; standardisierte EMS-Anbindung (offene Standards) vorschreiben.
Availability Payments	Verpflichtende Ersatzzahlungen für nicht abgerufene vorgehaltene Energie; referenzmarktbasierte Berechnungsmethodik (Day-ahead-Preis).
Standortausweisung	Transparenzanforderungen, Einspruchsrecht, externe Prüfung durch international anerkannte Unternehmen, verpflichtende Veröffentlichung der Prüfergebnisse.
Rechnungshofprüfung	Nach jeder Ausschreibungsrunde: Prüfung durch Rechnungshof auf Wirtschaftlichkeit, Rechtmäßigkeit und Diskriminierungsfreiheit; Ergebnisse öffentlich.

Netzdienliche kontrahierte Speicher	Diese Unterscheidung nicht treffen oder anteilige Netzentgeltreduktion für im Netzbetreiber-Auftrag erbrachte Leistungen vorsehen.
Dauerhafter flexibler Netzzugang	Transparente Berechnungsmethodik für Abschläge; dynamische Einschränkungen auf NS nicht ausschließen.
Wettbewerbsneutralität	Ausschluss von Unternehmen mit >50% staatlicher Beteiligung bei gleichzeitigem Zusammenhang mit ausschreibendem Netzbetreiber (Art. 57 RL 2014/24/EU); Offenlegungspflicht der Eigentumsstruktur.

Die NEOS Community Energiewirtschaft steht für Rückfragen und eine vertiefte Diskussion gerne zur Verfügung.

Vertretend

Andreas Bruckmüller
NEOS Community Energiewirtschaft
+ 43 664 147 95 88
andreas.bruckmueller@neos.eu

Autoren

Georg Brenner, Andreas Bruckmüller, Walter Eberl, Hubert Fratzl, Michael Seib

Unterstützer

Jürgen Christiansen, Stefano Coss, Burkhard Feurstein, Stefan Gara, Robert Heinze, Christian Jonak-Möchel, Lukas Klewein, Christoph Müller

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000380

StellungnahmeMarktkonsultation_SNE-GV.cleaned.pdf

A1 Telekom Austria AG Lassallestraße 9, 1020 Wien

An die
E-Control
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
post@e-control.at
recht-post@e-control.at

Betreffend: Geschäftszahl V SNE 01/26 - Stellungnahme zur Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gemäß § 135 Abs. 1 Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG)

Wien, 11. März 2026

Sehr geehrte Damen und Herren!

Als Telekommunikationsunternehmen mit einer gewachsenen Infrastruktur und einer Vielzahl an Kleinstverbrauchern (z.B. Sendemasten, ARUs, Inhouseversorgungen etc.) begrüßen wir die Bestrebungen zur Systemdienlichkeit. Wir weisen jedoch mit Nachdruck darauf hin, dass die vorgeschlagene Entgeltstruktur – insbesondere die Umstellung auf Leistungspreise für Kleinstverbraucher – erhebliche administrative und wirtschaftliche Belastungen für Unternehmen mit dezentralen Strukturen bedeutet. Unsere Stellungnahme fokussiert sich auf Großspeicher-Projekte (> 1 MWh), die Bewirtschaftung von Großbatteriespeichern sowie den Betrieb einer Vielzahl von Kleinstverbrauchern mit einer Anschlussleistung von unter 800 Watt.
Zu den Entwürfen der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV) nehmen wir wie folgt Stellung:

1. Ad Großbatteriespeicher
Wir begrüßen grundsätzlich die Anerkennung von Energiespeichern als zentrale Säule für einen flexiblen und sicheren Netzbetrieb. Dennoch sehen wir bei den vorgeschlagenen Kriterien für „systemdienliche Speicher" erheblichen Nachbesserungsbedarf:

- **Kumulative Voraussetzungen:** Die Verknüpfung von Standortkriterien aus dem Netzentwicklungsplan, Verträgen mit dem Regelzonenführer und der Unterwerfung unter „Hüllkurven" des Netzbetreibers stellt eine extrem hohe Hürde dar. Diese Kumulierung könnte dazu führen, dass die gesetzlich vorgesehene Befreiung von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten (§ 127 Abs. 3 EIWG) in der Praxis kaum wirksam wird und Netzbetreiber durch von ihm definierte Gebiete für die Errichtung von Batteriespeichern über diese Regelung aktiv in den Wettbewerb eingreift.
- **Investitionssicherheit bei Hüllkurven:** Die Befugnis des Netzbetreibers, Betriebsbereiche kurzfristig (bis 6 Uhr des Vortages) vorzugeben, erschwert die wirtschaftliche Vermarktung an Strombörsen massiv. Hier bedarf es klarerer Entschädigungsregelungen für entgangene Erlöse, die über den bloßen Ersatz unmittelbarer Kosten hinausgehen.
- **Bürokratie-Stopp:** Da wir bereits tausende Verbraucher in Form von Telekommunikations-anlagen verwalten, lehnen wir zusätzliche, komplexe Abrechnungsmodelle für die Speichervergütung ab. Wir fordern eine einfache Verrechenbarkeit, um den administrativen Overhead gering zu halten.

- **Berücksichtigung von Speicherpools:** Im Rahmen der weiteren Ausarbeitung der SNE-GV sollte klargestellt werden, dass auch Speicherpools mit einer Engpassleistung von mindestens 1MW (Aggregation mehrerer Kleinspeicher) zugelassen werden und in Summe die Mindestanforderung für einen systemdienlichen Speicher erfüllen können. Das entspricht der Zielsetzung der Flexibilisierung, der Chancengleichheit verschiedener Marktteilnehmer und dem europäischen Rechtsrahmen, der Pooling und Aggregation ausdrücklich vorsieht.
- **Gleichbehandlung von Batteriespeichern unabhängig vom Netzanschlusspunkt:** Batteriespeicher hinter dem Netzanschlusspunkt „behind-the-meter" leisten denselben Beitrag zur Netzstabilität wie „front of the meter" Speicher. Gemäß ElWG ist bei der Netzentgeltgestaltung eine Diskriminierung von Stromspeichern – unabhängig vom Anschlusskonzept – unzulässig. Eine regulatorische Differenzierung zwischen Speicherformen widerspricht dem Diskriminierungsverbot des ElWG, führt zu Wettbewerbsverzerrungen und hemmt die wirtschaftliche Nutzung bestehender Flexibilitätspotenziale im Verteilnetz.

2. Ad Kleinstverbraucher < 800 W

Die geplante Umstellung auf eine Leistungskomponente für alle Netzkunden, inklusive der Netzebene 7, betrifft unsere Kleinstverbraucher unmittelbar:

- **Mindestbemessungsgrundlage:** Die Einführung einer Mindestbemessungsgrundlage von 20 % der vereinbarten Leistung lehnen wir strikt ab. Eine zusätzliche Belastung in Form einer Mindestbemessungsgrundlage sehen wir als weitere Gefährdung des Wirtschaftsstandorts Österreich.
- **Messaufwand vs. Nutzen:** Während die E-Control die Abschaffung von Pauschaltarifen (außer für Straßenbeleuchtung) anstrebt, sollte für Kleinstverbraucher unter der Bagatellgrenze von 800 W (vergleichbar mit Balkonkraftwerken) eine Ausnahme geschaffen werden. Die Kosten für die Messung und Abrechnung von Viertelstunden-Leistungsspitzen stehen hier in keinem Verhältnis zum netzwirtschaftlichen Nutzen.
- **Stufung des Leistungspreises:** Wir fordern, dass die geplante Stufung des Leistungspreises (derzeit angedacht bei 8 kW) eine weitere Untergrenze für Kleinstanlagen erhält, um Innovationen im Bereich dezentraler, kleinteiliger Infrastruktur nicht durch administrative und finanzielle Hürden zu bremsen.
- **Abschaffung der Pauschalverrechnung:** Entgegen der Position der E-Control: *„Die bestehenden Möglichkeiten der Eigenversorgung von Betrieben und Haushalten, der durch dezentrale Erzeugung angetriebene Netzausbau und die technische Möglichkeit zur Messung von ¼ h-Lastprofilen rechtfertigen eine vollständige Abschaffung der Pauschalverrechnung und Umstellung auf Leistungspreise für alle."* Die Abschaffung der Möglichkeit von Pauschalverrechnung im Leistungsbereich unter 4kW aufgrund etwaiger Möglichkeiten zur Eigenversorgung oder allein aufgrund der technischen Möglichkeit rechtfertigt nicht den zusätzlichen Verwaltungsaufwand in diesem Bereich. Flexibilitätsdienstleistungen sollten auf Kundenwunsch ermöglicht werden.

3. Ad Übergangsbestimmungen für das Netzbereitstellungsentgelt

Im Entwurf der SNE-GV wird das bisherige System aus Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelt durch ein neues, für Einspeiser und Entnehmer grundsätzlich gleich gehaltenes Entgeltmodell ersetzt. Wir kritisieren jedoch das Fehlen klarer Übergangsbestimmungen für bereits entrichtete Netzbereitstellungsentgelte:

- **Schutz von Alt-Investitionen:** Betreiber von Großbatteriespeichern haben in der Vergangenheit erhebliche Netzbereitstellungsentgelte gezahlt, um sich Leistungskapazitäten zu sichern. Es muss sichergestellt werden, dass diese bereits erworbenen Rechte (netzwirksame Leistung) ohne zusätzliche Kosten in das neue System des „pauschalen Anteils" am Netzanschlussentgelt überführt werden.

- **Anrechnung bestehender Rechte:** Zwar sieht die vorläufige Position der E-Control vor, dass bestehende Netznutzungsrechte bei Erweiterungen teilweise angerechnet werden. Dies reicht jedoch nicht aus. Es bedarf einer expliziten Regelung, dass für die bereits bezahlte Leistung kein erneuter pauschaler Anteil fällig wird, um eine Doppelbelastung zu vermeiden.

4. Ad Übertragbarkeit und Rückzahlbarkeit von Entgelten

Ein weiterer problematischer Punkt im neuen Modell des Netzanschlussentgelts ist die vorgesehene Handhabung bei Stilllegung oder Standortwechsel:

- **Keine Rückzahlbarkeit:** Nach aktuellem Stand ist das Netzanschlussentgelt einmalig bei Herstellung oder Erhöhung der Leistung zu entrichten. Es fehlen jedoch Bestimmungen zur (aliquoten) Rückzahlung des pauschalen Anteils, wenn ein Anschluss vorzeitig aufgegeben wird. Dies ist besonders für Speicherbetreiber kritisch, deren Geschäftsmodell auf technologischen Zyklen basiert.
- **Fehlende Übertragbarkeit:** Die Entgelte sollten an den Zählpunkt bzw. die Kapazität am Netzanschlusspunkt gebunden bleiben. Sollten die Entgelte zukünftig nicht mehr auf Rechtsnachfolger oder andere Anlagen am selben Standort übertragbar sein, würde dies die wirtschaftliche Verwertung von Standorten massiv erschweren. Wir fordern, dass einmal bezahlte Kapazitäten standortgebunden erhalten bleiben, unabhängig von einem Betreiberwechsel. Die Aufhebung der Übertragbarkeit und Rückzahlbarkeit des Netzbereitstellungsentgelts stellt einen Eingriff in wohlerworbene Rechte und damit einen Eingriff in einen abgeschlossenen Sachverhalt dar.

5. Ad Grundprinzipien des Netzanschlussentgelts

Im geplanten pauschalen Anteil des Netzanschlussentgelts sollen anteilige für den erfolgten und den zukünftigen Netzausbau eingefordert werden. Dies ist aus unserer Sicht aus mehreren Perspektiven problematisch:

- **Verursacherprinzip wird ausgehebelt:** Wie in anderen Bereichen auch galt bis dato das Verursacherprinzip bei einem Netzanschluss. Der Antragsteller würde nicht nur zur Zahlung der Kosten für die Herstellung des Netzanschlusses herangezogen sondern auch zur Zahlung der zukünftigen Kosten des Netzausbau herangezogen werden welche zum Zeitpunkt der Umsetzung nicht quantifizierbar sind.
- **Energiewende und Netzausbau:** Die Netzbetreiber sollen durch eine Reihe von Vorhaben der E-Control insbesondere im Bereich der Batteriespeicher entlastet werden. Dieses Vorgehen zielt darauf ab den zukünftig, notwendigen Netzausbau zu reduzieren. Eine zusätzliche Kostenverlagerung durch ein Gießkannenprinzip wie durch die Belastung der Verbraucher durch die Kostentragung zukünftiger Netzkosten ist weder erforderlich noch wirtschaftlich notwendig.

Folgend weitere problematischer Punkte im neuen Modell des Netzanschlussentgelts:

- **Keine Rückzahlbarkeit:** Nach aktuellem Stand ist das Netzanschlussentgelt einmalig bei Herstellung oder Erhöhung der Leistung zu entrichten. Es fehlen jedoch Bestimmungen zur (aliquoten) Rückzahlung des pauschalen Anteils, wenn ein Anschluss vorzeitig aufgegeben wird. Dies ist besonders für Speicherbetreiber kritisch, deren Geschäftsmodell auf technologischen Zyklen basiert.
- **Fehlende Übertragbarkeit:** Die Entgelte sollten an den Zählpunkt bzw. die Kapazität am Netzanschlusspunkt gebunden bleiben. Sollten die Entgelte zukünftig nicht mehr auf Rechtsnachfolger oder andere Anlagen am selben Standort übertragbar sein, würde dies die wirtschaftliche Verwertung von Standorten massiv erschweren. Wir fordern, dass einmal bezahlte Kapazitäten standortgebunden erhalten bleiben. Die Aufhebung der Übertragbarkeit und Rückzahlbarkeit des Netzbereitstellungsentgelts stellt einen Eingriff in wohlerworbene Rechte und damit einen Eingriff in einen abgeschlossenen Sachverhalt dar.
- **Vermeidung der doppelten Belastung mit Netzentgelten:** Batteriespeicher sollten nicht gleichzeitig als Verbraucher und Erzeuger behandelt werden, wenn dadurch eine doppelte Belastung mit Netzentgelten entsteht. Eine solche Doppelbelastung verhindert die wirtschaftlich sinnvolle Flexibilitätsbereitstellung und steht zudem im Widerspruch zur europäischen Speicherstrategie. Wir regen daher an, wie vom Deutschen Gesetzgeber im Rahmen des §118 EnWG beschlossen, „… neue errichtete Anlagen zur Speicherung von Energie, … hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang …" freizustellen.

Fragestellungen anlässlich der Marktkonsultation:

2.3.1 „Systemdienliche Speicher"

1. Wie sollten die Zuschlags- bzw. Reihungskriterien für die wettbewerblichen Ausschreibungen ausgestaltet werden?

- Die Kriterien müssen so gestaltet sein, dass sie nicht nur den günstigsten Preis, sondern auch die Realisierungswahrscheinlichkeit bewerten.
- Die Kriterien müssen auch einen störungsfreien Betrieb von Batteriespeichern bei Blackout oder Strommangellagen vorsehen, damit das Hochfahren der Stromnetze nach einem Schadereignis aktiv unterstützt werden kann.
- Korrelation mit bestehender Last: Besonders geeignet sind Standorte, an denen bereits eine hohe Eigenlast vorliegt, da hier die systemdienliche Einspeisung direkt vor Ort zur Netzstabilisierung beitragen kann, ohne das übergeordnete Netz zu belasten.
- Die Ausweisung muss auch die Flächenverfügbarkeit und Widmung berücksichtigen, um unnötige Planungskosten zu vermeiden.

2. Welche Vorgaben zu der Durchführung der Ausschreibungen bzw. nähere Vorgaben über Ausschreibungsrunden sind notwendig?

- Langfristige Planungshorizonte: Die Ausschreibungsrunden müssen mit ausreichendem Vorlauf (mind. 12-18 Monate) angekündigt werden. Dies ist erforderlich, um Lieferketten und Kapazitäten bei Subunternehmern für Speicher > 1 MWh zu sichern.
- Digitale Abwicklung: Um die bürokratischen Hürden für Ihr Unternehmen gering zu halten, muss der gesamte Prozess – von der Gebotsabgabe bis zur Inbetriebnahme-Meldung – über eine zentrale, digitale Plattform erfolgen.
- Die Identifikation geeigneter Standorte muss transparent und diskriminierungsfrei erfolgen. Die erforderlichen Daten wie beispielsweise die verfügbaren Netzkapazitäten müssen für alle Standorte von Umspannwerken inklusive der Geokoordinaten Antragstellern zur Verfügung gestellt werden.

- Integration in Flexibilitätsmärkte: Eine zusätzliche Anforderung könnte die Verpflichtung zur Teilnahme an einem (automatisierten) Flexibilitätsmarkt sein. Dies maximiert den Systemnutzen,

2.3.2 „Systemdienliche Stromerzeugungsanlagen"

1. Welche Kriterien für die Identifizierung und Ausweisung geeigneter Standorte auf Verteiler- oder Übertragungsnetzebene sollten berücksichtigt werden?

- Engpass-Karten: Netzbetreiber sollten verpflichtet werden, „Heatmaps" der Netzauslastung zu veröffentlichen. Durch diese Information können Bestandsimmobilien proaktiv auf Eignung für systemdienliche Anlagen geprüft werden.
- Die Standorte müssen in den Netzentwicklungsplänen (NEP/V-NEP) digital und maschinenlesbar zur Verfügung stehen. Ein manuelles Monitoring dieser Pläne ist bei unserer Standortdichte wirtschaftlich nicht darstellbar.

2. Welche zusätzlichen Anforderungen sollen (evtl. im Ermessen des Anschlussnetzbetreibers) in Betracht gezogen werden, um Netz- und Systemnutzen zu maximieren (z.B. kostenlose Erbringung von Blindleistung)?

- Die Forderung nach kostenloser Blindleistungserbringung wird abgelehnt. Jede zusätzliche Anforderung erhöht die Komplexität. Solche Leistungen sollten durch eine zusätzliche Reduktion der Netznutzungsentgelte (über die pauschale Anschlussentgelt-Reduktion hinaus) incentiviert werden.
- Berücksichtigung von E-Fahrzeugen im Rahmen von V2G und Pooling von Batteriekapazitäten (bidirektionales Laden) in Form eines dezentralen, systemdienlichen Speichers.
- Speicher sollten – unabhängig vom jeweiligen Anschlusskonzept – als systemdienlich anerkannt werden, sofern sie markt- oder netzdienliche Betriebsweisen nachweisen können. Dies gilt insbesondere auch dann, wenn die Anlagen gebündelt (Pooling) betrieben werden. § 6 ElWG eröffnet die Teilnahme von Aggregatoren und die Bündelung dezentraler Speichersysteme zur Erbringung systemdienlicher Leistungen. Der Gesetzgeber sieht zudem vor, Flexibilitätspotenziale systematisch zu erschließen und zu nutzen. Speicher mit nachgewiesen netz- oder marktdienlicher Fahrweise haben daher auch bei „gepooltem" Betrieb als systemdienlich zu gelten.
- Speicher sollten ausdrücklich berechtigt sein, gleichzeitig mehrere Systemdienstleistungen sowie marktbasierte Erlösquellen wie Arbitrage, Regelenergie oder Peak Shaving miteinander zu kombinieren. §122 firmiert die Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber zur Wahrung der Betriebssicherheit der Übertragungsnetze. Dabei sind im Rahmen des Engpassmanagements Aggregatoren aufgrund ihrer technischen Fähigkeiten diskriminierungsfrei neben Erzeugern zu behandeln. Einschränkungen der Mehrfachvermarktung und -nutzung reduzieren die Wirtschaftlichkeit und führen zu einer ineffizienten Nutzung vorhandener Flexibilitätspotenziale, entgegen dem Ziel des ElWG, Flexibilität optimal einzusetzen.
- Die Systemdienlichkeit von Speicheranlagen darf nicht ausschließlich über die Einspeisung definiert werden. Nach § 139 ElWG sind alle geeigneten Maßnahmen zur Bereitstellung von Flexibilität und Systemdienstleistungen zu fördern – hierzu zählen explizit auch nicht-einspeisende Betriebsweisen unter Einbindung von Marktteilnehmern, die verteilte Erzeugung, Laststeuerung oder Energiespeicherung anbieten. Auch netzunterstützende Maßnahmen leisten einen nachweisbaren Beitrag zur Netzstabilität und sind daher als systemdienlich im Sinne des ElWG anzuerkennen, insbesondere wenn diese organisiert (z. B. durch Pooling) durchgeführt werden.

Wir fordern die E-Control auf, in der SNE-GV:

1. Ausschreibungsrunden mit ausreichendem Vorlauf (mind. 12-18 Monate) zu gestalten.
2. Realisierungswahrscheinlichkeit in den Bewertungskriterien zu berücksichtigen.
3. die Identifikation geeigneter Standorte transparent und diskriminierungsfrei zu ermöglichen.
4. Standorte für Batteriespeicher mit bestehender Last zu korrelieren.
5. Standorte sollten als „geeignet" gelten, wenn durch die Errichtung von Batteriespeichern ein teurer Netzausbau vermieden oder zeitlich verzögert werden kann.
6. Netzbetreiber zur Veröffentlichung von „Heatmaps" der Netzauslastung zu verpflichten.
7. Netzbetreiber zu verpflichten Netzentwicklungsplänen (NEP/V-NEP) digital und maschinenlesbar zur Verfügung zu stellen.
8. das Pooling von Batteriekapazitäten von E-Fahrzeugen (bidirektionales Laden) als Form eines dezentralen, systemdienlichen Speichers verbindlich zu berücksichtigen.
9. klarzustellen, dass auch Speicherpools mit einer Engpassleistung von mindestens 1MW die Mindestanforderung für einen systemdienlichen Speicher erfüllen können.
10. Rechtssicherheit durch klare Übergangsregeln für Altanlagen mit bereits bezahltem Netzbereitstellungsentgelt zu schaffen.
11. eine aliquote Rückerstattung und die volle Übertragbarkeit der pauschalen Netzanschlussentgelte sicherzustellen, um Investitionshemmnisse abzubauen und die Flexibilität am Markt zu wahren.
12. die geplante Stufung des Leistungspreises (derzeit angedacht bei 8 kW) um eine Untergrenze für Kleinstanlagen < 800 W zu ergänzen, um eine faire Kostenverteilung und die Förderung von Flexibilitäten sicherzustellen und
13. die Stufung des Leistungspreises bei 4kW zu belassen und um eine Untergrenze für Kleinstanlagen < 800 W zu ergänzen.
14. erworbenen Rechte wie die durch das bezahlte Netzbereitstellungsentgelt hinterlegte Leistung ohne zusätzliche Kosten in das neue System des „pauschalen Anteils" am Netzanschlussentgelt überzuführen.
15. eine explizite Regelung zu schaffen, dass für die bereits bezahlte Leistung kein erneuter pauschaler Anteil fällig wird, um eine Doppelbelastung zu vermeiden.
16. Gleichbehandlung von Batteriespeichern unabhängig vom Netzanschlusspunkt.
17. Systemdienlichkeit unabhängig vom Anschlusskonzept und Förderung von Pooling.
18. Vermeidung der doppelten Belastung mit Netzentgelten.
19. Mehrfachvermarktung und Kombinierbarkeit von Systemdienstleistungen.
20. Systemdienlichkeit für gepoolte, netzunterstützende Anlagen.
21. darauf zu achten, dass im Rahmen der länderübergreifenden Regelenergiekooperationen (PRL Kooperation, PICASSO, MARI) gegenüber weiteren Mitgliedländern faire und einheitliche Bedingungen herrschen.

A1 Telekom Austria AG

	Unterzeichner	Christian Laqué
	Datum/Zeit-UTC	2026-03-16T10:07:33+01:00
Prüfinformation	Diese Unterschrift ist gemäß EU Verordnung Nr. 910/2014 (eIDAS) der handschriftlichen Unterschrift rechtlich gleichgestellt. Prüfung unter: https://www.signaturpruefung.gv.at	

Dipl.-Ing. Christian Laqué
CTO

	Unterzeichner	Marielouise Gregory
	Datum/Zeit-UTC	2026-03-16T14:15:43+01:00
Prüfinformation	Diese Unterschrift ist gemäß EU Verordnung Nr. 910/2014 (eIDAS) der handschriftlichen Unterschrift rechtlich gleichgestellt. Prüfung unter: https://www.signaturpruefung.gv.at	

Mag. Marielouise Gregory
Director Legal & Data Privacy

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000381

Kelag_Stellungnahme_SNE-GV_sgnd.pdf

DEINE ENERGIE
IST UNSERE NATUR

An die
Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Per Email:
recht-post@e-control.at

Dr.techn. Martin Kupper
Public Affairs

Arnulfplatz 2
9020 Klagenfurt am Wörthersee

T: [redacted]
E: [redacted]

www.kelag.at
20.03.2026

Stellungnahme zur Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

Sehr geehrte Damen und Herren,

zunächst möchten wir uns für die Möglichkeit der Stellungnahme bedanken. Die Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV) ist ein wichtiger Baustein der Österreichischen Elektrizitätswirtschaft. Die Kelag begrüßt alle Ansätze, die einen effizienten, technologieneutralen und netzdienlichen Betrieb unterstützen. Gleichzeitig zeigt der Konsultationsentwurf an mehreren Stellen eine zu enge Auslegung gesetzlicher Vorgaben – insbesondere beim Systemdienlichkeitsbegriff, beim Standortkriterium sowie bei der Behandlung von Speicher- und Flexibilitätstechnologien. Für ein zukunftsfähiges Energiesystem ist es entscheidend, dass die im ElWG vorgesehenen Spielräume vollständig genutzt, Flexibilitäten umfassend aktiviert und alle Technologien diskriminierungsfrei berücksichtigt werden.

Mit dieser Stellungnahme möchten wir dazu beitragen, die Rahmenbedingungen klar, praktikabel und systemorientiert auszugestalten – im Interesse von Versorgungssicherheit, Effizienz und eines resilienten Energiesystems.

Zu Teil 1 der SNE-GV haben wir keine Anmerkungen, die wir im Rahmen dieser Stellungnahme einbringen möchten.

Im Detail zu Teil 2 der SNE-GV:

1. Definition des Systemdienlichkeitsbegriffs für Speicher

Die allgemeine Definition des systemdienlichen Betriebs wird ausdrücklich begrüßt, insbesondere der Bezug auf § 127 Abs. 1 und 3, § 120 Abs. 3, sowie § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG.

Kapitel 2.3.1 in Teil 2 der Marktkonsultation zur SNE-GV konkretisiert die Bedingungen für einen systemdienlichen Betrieb von Speichern, wobei sieben Kriterien angeführt werden, die kumulativ erfüllt werden müssen. In dieser Form kommt es zu einer sehr starken Einengung des Systemdienlichkeitsbegriffs, was unserer Ansicht nach im Widerspruch zu § 6 Z 148 ElWG steht, wo der „systemdienliche Betrieb" wie folgt definiert wird:

> *„[…] die Betriebsart einer Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicheranlage, bei der systemdienlicher Nutzen im Sinne von*
>
> 1. *Kostenreduktionen, Kostenvermeidung oder*
> 2. *Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit erbracht wird, insbesondere durch die Erbringung einer Flexibilitätsleistung,*
> 3. *den Betrieb an einem bestimmten, durch die Ausweisung im Netzentwicklungsplan für das Verteiler- oder Übertragungsnetz definierten Standort oder*
> 4. *nach den Anforderungen des Netzbetreibers."*

Bereits die systematische Ausgestaltung der Formulierung der vier Kriterien unter Verwendung des Verbindungswortes „oder" verdeutlicht unmissverständlich, dass es sich hierbei um alternative und voneinander unabhängige Kriterien handelt, deren Erfüllung nicht kumulativ erfolgen muss. § 6 Z 148 ElWG zielt ausdrücklich darauf ab eine möglichst umfassende Anerkennung systemdienlicher Betriebsarten zu gewährleisten und dadurch eine effektive Nutzung von Flexibilitäten sicherzustellen.

Der Entwurf der SNE-GV reduziert den Begriff der Systemdienlichkeit auf eine rein stromnetztechnische Betrachtung und ignoriert die im ElWG ausdrücklich vorgesehene gesamtsystemische Perspektive, die sowohl Kostenreduktion als auch Versorgungssicherheit einschließt. Die enge Interpretation widerspricht dem klar formulierten Gesetzesauftrag und geht so in Richtung einer faktischen Rückabwicklung der eigentlich intendierten sektorübergreifenden Ausrichtung.

Wir möchten deshalb dringend anregen die Definition des Systemdienlichkeitsbegriffs entsprechend anzupassen.

2. Das „Standortkriterium" und systematische Benachteiligung standortgebundener Speicher

Die im Marktkonsultationsentwurf vorgesehene Ausgestaltung des Standortkriteriums führt aus Sicht der Kelag zu erheblichen Verzerrungen und benachteiligt systematisch jene Energiespeicheranlagen, deren Standortwahl aufgrund technischer, topographischer oder infrastruktureller Gegebenheiten nicht frei möglich ist. Während das Elektrizitätswirtschaftsgesetz den Betrieb an einem durch den Netzentwicklungsplan definierten Standort ausdrücklich als eigenständiges und alternative Kriterien nicht ausschließendes Systemdienlichkeitsmerkmal normiert, verengt der Konsultationsvorschlag dieses Kriterium in einer Weise, die den gesetzlichen Intentionen zuwiderläuft und die Vielfalt systemdienlicher Speichertechnologien nicht angemessen berücksichtigt. Insbesondere bestehende Anlagen sowie neue, in Kombination mit Erzeugungsanlagen errichtete („co-located") Speicher werden durch die vorgesehene Auslegung faktisch von einer systemdienlichen Anerkennung ausgeschlossen, da ihr Standort naturgemäß an bestehende Infrastruktur, an bereits erschlossene Erzeugungsstandorte oder an physisch bedingte Rahmenbedingungen gebunden ist. Dies betrifft vor allem Pumpspeicherkraftwerke, deren Realisierung zwingend von

topographischen Voraussetzungen wie geeigneten Speicherbecken abhängt und die damit nicht durch markt- oder netzseitige Kriterien frei positioniert werden können.

Die vorgeschlagene ausschließliche Fokussierung auf den „netzseitig definierten Standort“ als zentralem, jedenfalls zu erfüllendem Kriterium ignoriert somit nicht nur die technischen Realitäten dieser Speicherformen, sondern schwächt auch deren potenziell erheblichen Beitrag zur Entlastung des Netzes, zur Reduktion von Engpässen und zur Vermeidung von Abregelungen erneuerbarer Erzeugung.

Darüber hinaus bleibt unklar, wie das im Vorschlag vorgesehene Ausschreibungsverfahren für Netzbetreiberunterstützungen konkret gestaltet, in welchen Intervallen es durchgeführt und nach welchen Kriterien es bewertet werden soll. Die Kopplung einer Entgeltbefreiung an eine solche Ausschreibung erscheint zudem nicht zielführend, da dadurch insbesondere standortgebundene Speicher von vornherein ausgeschlossen werden. Eine sachgerechte, technologieneutrale und diskriminierungsfreie Ausgestaltung des Standortkriteriums ist daher unerlässlich, um allen Speichertechnologien – einschließlich Pumpspeichern und co-located Anlagen – eine realistische Möglichkeit zur Anerkennung ihrer systemdienlichen Wirkung einzuräumen.

3. Elektrolyse als Energiespeicheranlage

Laut § 6 Abs. 1 Z 38 und 39 ElWG, umfasst Energiespeicherung auch die Umwandlung elektrischer Energie in speicherbare Energieformen und deren spätere Nutzung. Elektrolyseure sind eine Sektorkopplungstechnologie, die für einen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Österreich unbedingt ausgebaut werden muss. Darüber hinaus tragen sie systemdienlich zur Flexibilität des Energie- und Stromsystems bei, da die Nutzung von überschüssigem Strom durch Speicherung in Form von Wasserstoff zeitlich verschoben werden kann, sei es durch spätere Rückverstromung oder direkte Nutzung. Damit gelten Elektrolyseanlagen, die Strom in Wasserstoff umwandeln und diesen speichern, unzweifelhaft als Energiespeicheranlagen.

Der Marktkonsultationsentwurf der SNE-GV widerspricht diesem klaren Gesetzeswortlaut im ElWG, indem Elektrolyse faktisch von der Systemdienlichkeit ausgeschlossen wird – insbesondere durch die Forderung einer Mindesteinspeiseleistung von 1 MW in das Stromnetz, da Elektrolyseanlagen typischerweise nicht rückspeisen. Damit würde eine vom Gesetz ausdrücklich vorgesehene Speichertechnologie nicht die vorgesehene Privilegierung erhalten, einschließlich der in § 127 Abs. 3 ElWG vorgesehenen 20-jährigen Befreiung von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten

Weiters, in Anschluss an Punkt 1 unserer Stellungnahme, führen die vorgeschlagenen kumulativen Voraussetzungen zu einem Ausschlussregime zulasten von Elektrolyseprojekten: Bindung an NEP-Standorte ohne Berücksichtigung der Wasserstoffinfrastruktur, verpflichtende Mindesteinspeiseleistung, zwingende Engpassmanagement-Verträge oder Steuerungsrechte des Netzbetreibers, obwohl das Gesetz diese nur als „insbesondere“-Beispiele nennt.

4. Dauerhaft flexibler Netzzugang

Die Kelag begrüßt die im übermittelten Marktkonsultationsentwurf der SNE-GV dargestellte Möglichkeit eines dauerhaften flexiblen Netzzugangs gemäß § 103 ElWG, der – auf Wunsch des Netzbenutzers – sowohl einspeisenden als auch verbrauchenden Anlagen offensteht und vertraglich festgelegt werden kann. Aus den

gesetzlichen Bestimmungen ergibt sich klar, dass dieses Instrument auch für Energiespeicher anwendbar ist und grundsätzlich Optionen zur netzseitigen Kostenvermeidung eröffnet (vgl. Abschnitt 2.3.4, Teil 2 SNE-GV). Zudem sieht § 130 Abs. 4 Z 4 ElWG angemessene Reduktionen des Netzanschlussentgelts für flexible Netzanschlussverträge vor; im Konsultationsdokument findet sich jedoch keine Bestimmung, die eine Einschränkung dieses Instruments ausschließlich auf bestimmte Anlagentypen – insbesondere Speicher – nahelegt oder begründet.

Daher kann die Kelag die im Konsultationstext erkennbare sehr enge Auslegung des Begriffs „angemessen" durch die E-Control nicht nachvollziehen. Eine solche Auslegung erscheint weder aus dem Gesetzestext noch aus den dargestellten Rahmenbedingungen ableitbar, zumal im Entwurf von Teil 2 der SNE-GV ausdrücklich festgehalten ist, dass dauerhafter flexibler Netzzugang als Ausprägung systemdienlichen Betriebs einzustufen ist und potenziell zu netzseitigen Einsparungen beitragen kann. Für eine sachgerechte regulatorische Umsetzung sollten daher die gesetzlich vorgesehenen Spielräume gewahrt und die Besonderheiten von Speichern – insbesondere ihre Fähigkeit zur netzdienlichen Bereitstellung von Flexibilität – angemessen berücksichtigt werden.

5. Zeitvariable Netznutzungsentgelte

Die Kelag nimmt mit Anerkennung zur Kenntnis, dass der Marktkonsultationsentwurf den gesetzlichen Auftrag gemäß § 128 Abs. 3 ElWG zur Einführung zeitvariabler Netznutzungsentgelte aufgreift und auf das bestehende Beispiel des „Sommer-Nieder-Arbeitspreises" auf Netzebene 7 verweist, der einen Anreiz zur Lastverlagerung in Zeiten hoher dezentraler Erzeugung schaffen soll. Aus Sicht der Kelag bleibt die im Gesetz klar verankerte Verpflichtung jedoch im Entwurf nur unzureichend berücksichtigt. Da im Entwurf der SNE-GV hervorgehoben wird, dass künftig eine breitere Umsetzung zeitlich differenzierter Netznutzungsentgelte „in Betracht gezogen" wird, spricht sich die Kelag für die systematische und zeitnahe Einführung dynamischer Netznutzungsentgelte aus, die netzseitige Engpässe, regionale Erzeugungssituationen und systemrelevante Lastprofile besser abbilden. Solche Preissignale sind essenziell, um einen tatsächlich systemdienlichen Betrieb zu ermöglichen und kosteneffiziente Flexibilitätsnutzung im Gesamtsystem zu fördern.

Darüber hinaus sollte der Entwurf bestehende Regelungen stärker berücksichtigen – etwa die bereits vorgesehenen Möglichkeiten der Leistungspreisreduktion bei unterbrechbarer oder regelbarer Leistung, die insbesondere für Langzeitspeicher und andere flexible Technologien ein wirksames, praxiserprobtes Instrument darstellen. Die Kelag plädiert daher für eine konsequente Weiterentwicklung des Ansatzes hin zu transparenten, dynamischen und objektiv nachvollziehbaren Entgeltstrukturen, die Anbietern von Flexibilität verlässliche Signale geben und dadurch einen substantiellen Beitrag zur Versorgungssicherheit, Effizienz und Systemstabilität leisten.

6. Reduzierte Netzentgelte auf Bezug bei Erbringung von Flexibilitätsleistungen

Die Kelag begrüßt, dass der Marktkonsultationsentwurf der SNE-GV die Erbringung von Flexibilitätsleistungen als Bestandteil eines systemdienlichen Betriebs anerkennt und eine tarifliche Differenzierung dieser Energiemengen grundsätzlich vorsieht. Es wird ausgeführt, dass für Regelreserve bereits heute eine gesonderte tarifliche Behandlung besteht, indem auf solche Energiemengen kein Netznutzungsentgelt erhoben wird, um eine Gleichbehandlung gegenüber einspeiseseitiger Flexibilität sicherzustellen. Zugleich hält die E-Control fest,

dass eine Ausweitung dieses Mechanismus auf weitere marktlich beschaffte Flexibilitätsleistungen „in Erwägung gezogen“ wird.

Vor diesem Hintergrund vertritt die Kelag die Auffassung, dass eine konsistente, technologieneutrale und marktschonende Weiterentwicklung dieses Ansatzes geboten ist. Insbesondere erscheint es sachgerecht, die bereits für die Bereitstellung von Regelenergie vorgesehenen reduzierten Netzentgelte für bezugsseitige Energiemengen auch auf jene Flexibilitätsleistungen auszudehnen, die im Rahmen des Engpassmanagements oder anderer netzrelevanter Dienste erbracht werden. Eine solche Harmonisierung würde nicht nur Wettbewerbsverzerrungen vermeiden, sondern auch eine breitere und kosteneffiziente Mobilisierung von Flexibilität ermöglichen und damit einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit und zur netzseitigen Kostenreduktion leisten.

7. Power-to-heat-Anlagen

Im ElWG werden Energiespeicheranlagen – insbesondere Batteriespeicher – bei systemdienlichem Betrieb als zentrale Flexibilitätsoption anerkannt und sollen bezugsseitig spürbar entlastet werden (insb. durch eine Befreiung von Netznutzungs- und Netzverlustentgelt unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs).

Power to Heat Anlagen mit Wärmespeichern, die Strom aus dem Netz aufnehmen und in Wärme umwandeln, werden in dieser Logik bislang nicht in vergleichbarer Weise adressiert, obwohl auch sie systemdienlich wirken können. Damit entsteht eine sachlich schwer erklärbare Differenzierung zwischen Flexibilitätstechnologien, die dem Grundsatz einer technologieoffenen und wirkungsorientierten Systemsteuerung zuwiderläuft. Wärmespeicher können gerade in Zeiten niedriger oder negativer Strompreise Überschussstrom aufnehmen, Lasten verlagern und so Netzengpässe und Abregelungen deutlich reduzieren. Vor dem Hintergrund zunehmend häufiger Negativpreisphasen ist diese Form der Verbrauchsflexibilität systemisch relevant und sollte bei der Ausgestaltung von Netzentgeltanreizen gleichwertig berücksichtigt werden.

8. Flexibilitäten und Versorgungssicherheit

Der vorliegende Marktkonsultationsentwurf der SNE-GV legt den Schwerpunkt auf standortbezogene Kriterien für Speicher und erneuerbare Erzeugungsanlagen sowie auf marktbasierte Flexibilitätsleistungen, wie sie in den Abschnitten zu systemdienlichen Speichern, Stromerzeugungsanlagen und Flexibilitätsmechanismen dargestellt werden. Die Kelag sieht in diesem Kontext eine wesentliche Lücke hinsichtlich der Integration weiterer technologischer Flexibilitätsquellen.

Die Kelag erkennt an, dass zahlreiche Instrumente des systemdienlichen Betriebs adressiert werden, darunter unterbrechbare und regelbare Leistung (§ 128 Abs. 3 ElWG), zeitvariable Netznutzungsentgelte (§ 128 Abs. 3 ElWG) sowie flexible Netzanschlussverträge nach § 103 ElWG, deren Ziel jeweils die netzseitigen Kostenvermeidung und die effiziente Nutzung bestehender Netz-Infrastruktur ist. Gleichzeitig zeigt der Entwurf jedoch wesentliche Beschränkungen für jene Anlagen, die aufgrund ihrer technischen Eigenschaften erhebliche Beiträge zur Systemstabilität leisten könnten.

Aus Sicht der Kelag besteht dadurch das Risiko, dass technisch verfügbare Flexibilitätsoptionen, die einen bedeutenden Beitrag zur Engpassreduktion, Netzstützung und Systemresilienz leisten könnten, im regulatorischen Rahmen unzureichend aktiviert werden.

Vor diesem Hintergrund spricht sich die Kelag für pragmatische, objektiv messbare Kriterien zur Anerkennung systemdienlicher Beiträge aus – etwa saisonale Zeitfenster, strompreis- oder netzzustandsabhängige Trigger, oder weiterentwickelte Modelle unterbrechbarer Leistungsanschlüsse –, um sicherzustellen, dass alle Flexibilitätsoptionen technologieoffen und diskriminierungsfrei aktiviert werden können und die energiepolitischen Ziele Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz und Resilienz bestmöglich unterstützt werden.

Wir bedanken uns nochmals für die Möglichkeit der Stellungnahme und ersuchen um Berücksichtigung. Für Rückfragen und weiterführende Informationen stehen wir jederzeit persönlich gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft

Prok. Mag. DI Christian Rupp

Christian Günther Rupp, 20.03.2026 12:14
Prok. Mag. Dipl.-Ing. Christian Rupp

Prok. Mag. Alexander Tarzi

ppa. Alexander Tarzi

Alexander Elias Tarzi, 20.03.2026 09:52
Prok. Mag. Alexander Tarzi

KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft
Arnulfplatz 2
9020 Klagenfurt am Wörthersee

FN 99133 i
Landesgericht Klagenfurt
407 / 765 25274100

IBAN: AT68 1200 0780 1345 0100
BIC/SWIFT: BKAUATWW
Unicredit Bank Austria AG

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000382
Stellungnahme SNEVO
SolMind.cleaned.pdf

E-Control Austria

Rudolfsplatz 13a

1010 Wien

Wien, 24.03.2026

Stellungnahme SNE-GV - V SNE 01/26

1. Zu Punkt 2.3 – Standortdefinition

Wir ersuchen um Überarbeitung der vorgesehenen Standortdefinition.
Der **Netzanschlusspunkt** sollte **nicht** als geeigneter Standort für systemdienliche Speicher festgelegt werden. Der Grund dafür ist, dass Netzanschlusspunkte je nach Netzebene unterschiedlich ausgelegt sein können (z. B. Netzebene 6: Trafostation, Netzebene 4: Umspannwerk). Dies führt zu Inkonsistenzen und erschwert eine sachgerechte Einstufung.

Zudem erbringen Batteriespeicher **Flexibilitätsleistungen über mehrere Netzebenen hinweg**, sowohl vorgelagert als auch nachgelagert.
Aus unserer Sicht sollte daher als geeigneter Standort **jedenfalls das jeweilige Umspannwerk einschließlich aller seiner Ableitungen** definiert werden.

---

2. Zu Punkt 2.3.1 – Kumulative Voraussetzungen „systemdienlicher Speicher“

Wir verstehen, dass die Befreiung von Netznutzungsentgelten und Netzverlustentgelten nur in sehr wenigen Fällen zur Anwendung kommen soll. Die gegenwärtige Definition erscheint jedoch **überschießend** und führt zu offenen Fragen.

Insbesondere ist unklar, ob ein Batteriespeicher, der über einen eigenen Hilfstrafo z. B. Lüftungsanlagen versorgt, ebenfalls unter die bezugsseitige Befreiung fällt oder ob hierfür zwingend Netznutzungs- und Netzverlustentgelte zu entrichten sind.
Hier bitten wir um eine **klarstellende rechtliche und technische Definition**.

Wir begrüßen ausdrücklich die Punkte **1, 2, 4 und 5**, da sie wesentlich dazu beitragen, **missbräuchliche Praktiken** zu verhindern und eine faire Kostenverteilung zwischen den Netzbenutzern sicherzustellen.

3. Zu Punkt 2.3.1 – Voraussetzung 3 Aufrechter Vertrag

Ein aufrechter Vertrag bedingt aus unserer Sicht auch, dass der **Regelzonenführer verpflichtet wird**, diesen Vertrag mit dem Betreiber des Batteriespeichers abzuschließen – **auch in Fällen, in denen keine Flexibilitätsdienstleistungen abgerufen werden**.

Damit wird Rechtssicherheit geschaffen und verhindert, dass Speicherbetreiber aufgrund fehlender Vertragsbereitschaft eines Marktteilnehmers benachteiligt werden.

---

4. Zu Punkt 2.3.1.- Voraussetzung 6 Einschränkungen der Betriebsbereiche

Die in Punkt 6 vorgesehenen Einschränkungen sollten jedenfalls unter Berücksichtigung des **Maximierungsgebots** erfolgen.
Darüber hinaus regen wir an, dass diese Einschränkungen **mindestens einmal jährlich überprüft und – sofern erforderlich – angepasst** werden, um technologische Entwicklungen sowie Veränderungen in der Netzauslastung sachgerecht zu berücksichtigen.

---

5. Zu Punkt 2.3.1. – Voraussetzung 7 Ausschreibungsverfahren

Ein Ausschreibungsverfahren in der jetzt vorgesehenen Form würde faktisch dazu führen, dass **bis 2030 keine Flexibilitäten** in Österreich zur Verfügung stehen:

- Netzentwicklungspläne werden Mitte 2026 übermittelt.
- Ein geeigneter Standort kann frühestens im folgenden NEP-Zyklus (2027–2028) definiert werden.
- Erst danach kann ein Ausschreibungsverfahren (2028–2029) durchgeführt werden.
- Planung, Genehmigung und Errichtung einer Anlage auf Netzebene 3 benötigt **24–36 Monate**.

Daraus ergibt sich eine **systembedingte Verzögerung bis mindestens 2030**.

Wir schlagen daher vor:

Ausschreibungen verpflichtend erst ab 01.01.2030.

Dies würde:

- Planungssicherheit schaffen,
- Investitionen in dringend benötigte Speicherinfrastruktur ermöglichen,
- Flexibilitäten frühzeitig bereitstellen,
- gleichzeitig eine faire Kostenbeteiligung sicherstellen.

Bis dahin errichtete Flexibilitäten bleiben bestehen, erhalten jedoch **ohne Ausschreibungszuschlag keine Befreiung** von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten.

Zudem möchten wir klarstellen, dass **ausschließlich von einem „Zuschlagskriterium“** gesprochen werden sollte.
Das **„Reihungskriterium“** ist im ElWG bereits gesetzlich definiert und sollte daher nicht für Ausschreibungen verwendet werden.

Sinnvolle Zuschlagskriterien ab 01.01.2030 (Priorisierung durch uns)

1. **Gebot des Betreibers innerhalb eines Korridors**,
   dessen Minimum und Maximum durch die E-Control innerhalb der SNE festzulegen ist.
2. **Erbringbarkeit der ausgeschriebenen Kapazität durch eine Speicheranlage** oder alternativ über **Pooling in derselben Netzebene**.
3. **Freistellung der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte nur bis zur vom Netzbetreiber ausgeschriebenen Kapazität**,
   basierend auf § 99 ElWG und der Kapazitätsberechnungsmethoden-Verordnung 2022.
4. **„Stand-Alone“-Batteriespeicher vor Co-Located-Speichern**,
   da letztere wirtschaftlich flexibler betrieben werden können und ihre Regelenergie nicht vollständig zur Verfügung steht.
5. **Ausschreibungen decken immer die Dauer des jeweiligen Netzentwicklungsplans**, maximal 10 Jahre,
   mit einmaliger Verlängerungsmöglichkeit auf insgesamt maximal 20 Jahre.

---

6. Zu Punkt 2.3.2 – Systemdienliche Stromerzeugungsanlagen

Sollten Batteriespeicher einem Ausschreibungsverfahren unterzogen werden, ist es aus Gründen der **Wettbewerbsneutralität und Diskriminierungsfreiheit** zwingend erforderlich, dass auch **„systemdienliche Stromerzeugungsanlagen“** einem **fairen, transparenten und wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren** unterzogen werden – durchgeführt durch den Anschlussnetzbetreiber.

Dies gewährleistet gleiche Rahmenbedingungen für alle Technologien und vermeidet Wettbewerbsverzerrungen.

Abschlussbemerkung

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme und stehen für weiterführende Gespräche, technische Klärungen oder ergänzende Details jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Johannes Marek

SolMind FlexCo
Börsegasse 12
1010 Wien

office@solmind.eu
www.solmind.eu

Geschäftssitz Wien
Handelsgericht Wien
FN 625536 g

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000383
2026 03 18_Stellungnahme SNE-GVO.cleaned.pdf

vorarlberg netz | Weidachstr. 10 | 6900 Bregenz

E-Control Austria
Rudolfspaltz 13a
1010 Wie

Organisationseinheit: Geschäftsbereich NK
Bearbeiter/Zeichen: Mag. Florian Flaig flf
Telefon: [redacted]
Fax: [redacted]
E-Mail: [redacted]

Bregenz, 25. März 2026

Stellungnahme – Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns für die Gelegenheit, zum vorliegenden „Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung“ Stellung nehmen zu dürfen. Seitens der Vorarlberger Energienetze GmbH (kurz vorarlberg netz) werden die generellen Zielrichtungen des neuen Netzanschlussentgelt-Modells, bspw. die Einführung eines Leistungspreises für bislang nicht-leistungsgemessene Kunden oder die klaren Anreize für eine netzdienliche Dimensionierung von Netzanschlüssen, begrüßt.

Ganz besonders möchten wir auf eine Sondersituation der Vorarlberger Netzbetreiber in Bezug auf das vereinbarte Ausmaß der Netznutzung hinweisen: Im Netzbereich Vorarlberg wurden Netzbereitstellungsentgelte gemäß den von der E-Control genehmigten Allgemeinen Netzbedingungen bislang nur für Mindestleistungen (z. B. 25/100/400 kW je nach Netzebene) verrechnet. Die nunmehr vorgesehene konsequente PA-Verrechnung nach maximal gemessener Leistung würde bei Bestandskunden zu erheblichen Nachverrechnungen führen (Beispiel: 2.000 kW gemessene Leistung, bisher 400 kW Mindestleistung in NE5 – ohne spezifische Regelung wären

1.600 kW PA zu verrechnen). **Wir regen für diesen Sonderfall eine einmalige, sachgerechte Überführung auf Basis eines definierten Betrachtungszeitraums an, ohne dass für diese einmalige Überführung eine pauschales Netzanschlussentgelt nachverrechnet wird. Diese einmalige Überführung ohne Verrechnung eines Entgelts ist aufgrund des vertraglichen Bestandsschutzes der Kunden in Vorarlberg notwendig.** Natürlich gilt dies nur für die erstmalige Überführung; bei einer späteren Leistungserhöhung wird das pauschale Netzanschlussentgelt verrechnet.

Neben diesem für vorarlberg netz zentralen Aspekt erlauben wir uns, die nachfolgenden Anmerkungen vorzunehmen:

- **Leistungspreis für bisher nicht-leistungsgemessene Kunden:**
  Die Einführung eines Leistungspreises für bislang nicht-leistungsgemessene Kunden wird ausdrücklich begrüßt. Für die Einführungsphase scheint ein Anteil des leistungsbezogenen Entgeltes von rund 40-50% in der Netzebene 7 zweckmäßig, mittelfristig wäre eine Erhöhung auf beispielsweise 70% zu überlegen.
- **Staffelung des Leistungspreises**
  Anstelle des bisher üblichen 12-Monatsspitzenmittels sollte die monatliche Leistungsspitze für die Verrechnung herangezogen und ausdrücklich ein Monatsleistungspreis festgelegt werden.
- **Anwendung einer Mindestverrechnungsleistung**
  Die Festlegung individueller Mindestverrechnungsleistungen je Netzkunde würde zu einer erheblichen Komplexität in der Systematik der Netzentgeltabrechnung führen. Daher wird vorgeschlagen, zumindest auf Netzebene 7 einen einheitlichen Ansatz für die Mindestverrechnungsleistung festzulegen.
- **Allgemeine Rahmenbedingungen und Prämissen**
  Mit dem neuen ElWG sind die Messentgelte kein eigenständiger Bestandteil der Systemnutzungsentgelte mehr, sondern werden Bestandteil der Netznutzungsentgelte. Die bisherigen Preisvergleiche der E-Control wurden jedoch exklusive Messentgelte durchgeführt. Bei unverändertem Vergleich würde allein durch diese Umstellung eine scheinbar deutliche Erhöhung der Netznutzungsentgelte – in der Größenordnung von rund 10 % – im Vergleich der Jahre 2026 und 2027 ausgewiesen werden. Es erscheint daher dringend erforderlich, dass seitens der E-Control repräsentative Vergleichsfälle veröffentlicht werden, anhand derer eine sachliche und nachvollziehbare Beurteilung der Tarifänderungen ermöglicht wird.
- **Verrechnung nach kalkuliertem, tatsächlichem Aufwand statt Kostensätzen und Obergrenzen für den aufwandsorientierten Anteil (AWA NE3–7)**
  Das vorgesehene System von Kostensätzen und Obergrenzen in €/kW je Netzebene führt aus unserer Sicht zu einer zusätzlichen Komplexität. Netzbenutzer müssten künftig zwischen AWA-Kostensatz, AWA-Obergrenze und PA je Netzebene unterscheiden was

einer einfachen und verständlichen Rechnungssystemaik zuwiderläuft. Darüber hinaus besteht die Gefahr, dass die Verrechnung, die sich aus den pauschalierten kW-Sätze ergibt, in vielen Fällen deutlich über den tatsächlich verursachten Anschlusskosten liegt, insbesondere bei Anschlüssen, die real geringeren Aufwand verursachen, sowie bei hohen Leistungsanforderungen. Auch diesen Aspekt sehen wir im Hinblick auf die Akzeptanz durch die Netzbenutzer als äußerst kritisch. Wir regen daher an, den aufwandorientierten Anteil grundsätzlich weiterhin nach tatsächlich kalkulierten Anschlusskosten abzurechnen und starre kW-Pauschalen – wenn überhaupt – nur eng begrenzt als Obergrenze zu nutzen. Nur so kann eine verursachungsgerechte Verrechnung der Netzanschlusskosten im Einklang mit den Vorgaben § 130 ff ElWG sichergestellt werden. Eine Pauschalierung in Form von Absolutbeträgen je Anschluss für gleichartige Standard-Anschlüsse in der Niederspannung (z.B. Sicherungsleiste + Inbetriebnahme / Anklemmen von Privatkabel im Kabelverteiler bzw. in der Trafostation, Verlegung Netzkabel ab Kabelverteiler) ist jedoch in der Praxis unabdingbar und soll daher weiterhin durch die Netzbetreiber erfolgen können oder über die SNE-GV / SNE-V festgelegt werden.

- **Erforderliche Regelung für Kleinstanschlüsse und Pauschalanlagen**
  Für Kleinstanlagen wie z. B. Schranken, Telekom-Verstärker, Fahrscheinautomaten ist die 8 kW-Mindestleistung nicht sachgerecht. Wir schlagen daher eine abgestufte Pauschalanlagen-Regelung vor, welche auch aus praktischen Erwägungen erforderlich ist. Der Mehraufwand für den Einbau (Platzbedarf) und den Betrieb eines Zählers im Vergleich zur Verrechnung eines maximal anzunehmenden Verbrauchs insbesondere für viele gleichartige Anlagen, wie z.B. Werbetafeln, Parkschein- und Fahrkartenautomaten sowie Telekomverstärker, wäre ansonsten unverhältnismäßig hoch. Netzbenutzern soll jedoch kein generelles Anrecht auf solche Pauschalanlagen eingeräumt werden. Die Beurteilung ob die Kriterien für die Anwendung der Pauschalanlagen-Regelung vorliegen, soll dem Netzbetreiber obliegen. Haushalte sollten von dieser Kleistanschlussregelung explizit ausgenommen und einheitlich mit den z.B. 8 kW als Mindestwert für die zu erwerbende netzwirksame Leistung (PA-Pauschale) geregelt werden

Wir danken für die Kenntnisnahme unserer Anliegen und ersuchen um deren Berücksichtigung. Bei Fragen stehen wir jederzeit gerne zu Ihrer Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen
Vorarlberger Energienetze GmbH

i.A. Mag. Florian Flaig
Ø

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000384
Stellungnahme_V SNE 01_26.pdf

Ing. Mag. Alfred Schuch, [redacted]

Sehr geehrte Damen und Herrn,

Als Verfasser von energiebezogenen Fachartikeln und als Stromkunde, der sowohl an angemessenen Commoditypreisen und Netznutzungstarifen - bei hoher Versorgungssicherheit und Netzstabilität - aber auch an der Realisierung der gesetzlich festgelegten österreichischen Klimaziele interessiert ist, bedanke ich mich für die Möglichkeit zum Entwurf der V SNE 01/26 Stellung nehmen zu können.
Die im Rahmen Ihrer ausgezeichneten Informationsveranstaltung – sowohl aus der organisatorischen als auch inhaltlichen Perspektive - vom 16.3.2026, dargebrachten Erklärungen und Diskussionen mit den Markteilnehmern, haben - zumindest aus meiner Sicht -die Verständlichkeit für dieses komplexe und umfangreiche Thema enorm gehoben.

Hinsichtlich "Systemdienlichkeit" - zweifelsohne ein sehr wichtiger Schritt um die Stromnetze zu optimieren - möchte ich folgenden, konstruktiven Input bringen.

§ 6 (1) Z 148 ElWG definiert "systemdienlicher Betrieb" wie folgt:

„systemdienlicher Betrieb“ die Betriebsart einer Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicheranlage, bei der systemdienlicher Nutzen im Sinne von Kostenreduktionen, Kostenvermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit erbracht wird, insbesondere durch die Erbringung einer Flexibilitätsleistung, den Betrieb an einem bestimmten, durch die Ausweisung im Netzentwicklungsplan für das Verteiler- oder Übertragungsnetz definierten Standort oder nach den Anforderungen des Netzbetreibers. Kostenvermeidung oder Kostenreduktion liegt insbesondere dann vor, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Erzeugungs- und Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstleistungsbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht;

Ich möchte den Fokus auf die Energiespeicheranlagen lenken.

§ 6 (1) Z 38 ElWG definiert "Energiespeicheranlage" wie folgt

„Energiespeicheranlage“ im Elektrizitätsnetz eine Anlage, in der Energiespeicherung erfolgt

§ 6 (1) Z 39 ElWG definiert "Energiespeicherung" wie folgt

„Energiespeicherung“ im Elektrizitätsnetz die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als einen anderen Energieträger;

Wenn man die Energiespeicherung mittels Elektrolyse - also der Form der Energieumwandlung von Strom in den Energieträger Wasserstoff - ermöglicht, bedeutet das, dass im Vergleich zu Batteriespeichern, ein wesentlich größeres Speicherpotenzial erschlossen werden kann. Dieses Energiespeicherpotenzial kann:

- THG-neutral (unter der Voraussetzung das ausschließlich erneuerbarer Strom verwendet wird)
- mit einem relativ kleinen Flächenbedarf für die Elektrolyseure - samt zugehörigen Betriebsanlagen

auch zur Überbrückung von saisonalen Lücken in der Stromerzeugung mittels Renewables beitragen - zumal die von den Elektrolyseuren aus den Netzen entnommene Leistung (Elektrolyseure speisen nicht in das Stromnetz ein) - sich in relativ großen Leistungsbereichen bewegen und somit die Netze bei sehr hoher Stromerzeugung im Sommer (PV und Wind) wirklich entlasten bzw. optimieren können. Falls ein PEM-Elektrolyseur verwendet wird, ist auch eine hohe Entnahmeregelbarkeit bis zur max. Leistung gegeben Diesen Beweggründen folgend ist ein optimaler Standort - aus Sicht des jeweiligen Stromnetzes - den im Gesetz festgelegten Zielen am dienlichsten.

Andererseits ist zu berücksichtigen, dass ein Elektrolyseur - gleichgültig ob ein PEM-oder Alkali-Elektrolyseur - samt anderen Betriebsanlagen in der Nähe:

- eines Produktionsspeichers welcher relativ große Mengen H2 aufnehmen und zur Verstetigung des Abnahmeprofils beitragen kann - falls dies erforderlich ist;
- eines Wasserstoffspeichers welcher H2-Volumina in der Größenordnung die für die Überbrückung saisonaler Lücken notwendig sind, speichern kann;
- einer H2-Leitung in welche H2 eingespeist und mit ausreichender Transportkapazität zu den Verbrauchern und oder großen H2-Speichern transportiert werden kann;
- einer Erdgasleitung in welche H2 zu Blendingzwecken eingespeist werden kann

angeordnet werden muss.

Bei zu großer Entfernung sind die Investitionen in den Anschluss an Erdgas- und oder H2- Rohrleitungen, H2-Produktions- und Wasserstoffspeicher sehr hoch und können deswegen zur Ablehnung der Investition führen.

Eine Investition in eine Elektrolyseanlage ist aus dem Blickwinkel der ohnehin sehr schwer erreichbaren Wirtschaftlichkeit von H2-Projekten - auch bei Gewährung von Subventionen - zu betrachten. Das bedeutet, dass der Standort eines Elektrolyseurs aus der investitionstechnischen Optimierung des Zusammenspiels unterschiedlicher Systeme, nämlich Stromnetz, Erdgas- und oder H2-Netz, Wasserversorgung für den Elektrolyseur und einer möglichen Abwärmeverwertung, herauszufiltern ist. Falls diese Investitionsoptimierung - auch unter Berücksichtigung von Förderungen - keinen wirtschaftlichen Betrieb des Elektrolyseurs zulässt wird die Investition nicht durchgeführt. Bei Nichtumsetzung dieser H2-Projekte würden:

- die Klimaschutzziele in Österreich wesentlich schwerer zu erreichen sein;
- die in § 5 (1) ElWG aufgelisteten Ziele teilweise nicht erreicht;
- H2-gerichtete Innovationen nicht in Österreich stattfinden;
- in Österreich Anlagen wie Wasserstoffspeicher nicht gebaut - folglich ist die mögliche und angedachte Rolle Österreichs als H2-Drehscheibe in Mitteleuropa nicht realisierbar - samt daraus resultierenden Auswirkungen auf Arbeitsplätze und last but not least
- die systemdienlichen Nutzen für die Stromnetze aus dem Titel "Energiespeicherung mittels Elektrolyse" zur Gänze ausbleiben.

Basierend auf genannten Darstellungen, ersuche ich um Berücksichtigung dieser - aus unterschiedlichen Blickwinkeln analysierten - Argumente bei der Bestimmung der Regelungen die hinsichtlich Systemdienlichkeit von Elektrolyseanlagen zu erreichen sind.

In anderen Worten, nur eine sektorübergreifende, umfassende Betrachtungsweise und die daraus resultierende optimierte Investitionshöhe erleichtert die Umsetzung von H2-Elektrolyse-Projekten.

Wenn man die Systemdienlichkeit ausschließlich aus der Perspektive des Stromnetzes ableitet, wird man zwar den Buchstaben des Gesetzes gerecht aber die Intention des ElWG wird

Wahrscheinlich nicht erfüllt werden - von den möglicherweise restriktiven Auswirkungen auf andere Gesetzesmaterien - wie beispielsweise die Umsetzung der RL 2024/1788 - und daraus folgenden Investitionshürden, ganz zu schweigen. Die relevanten Regelungen in der RL 2024/1788 sehen im Artikel 55 (1) „Netzausbau in Bezug auf Erdgas und Wasserstoff sowie Befugnis zum Erlass von Investitionsentscheidungen“ Folgendes vor:

„Die Wasserstofffernleitungsnetzbetreiber arbeiten gegebenenfalls eng mit den Betreibern von Stromübertragungs- und -verteilernetzen zusammen, um sich in Bezug auf gemeinsame Infrastrukturanforderungen ***wie den Standort von Elektrolyseuren und die betreffenden Übertragungsinfrastruktur abzustimmen, und tragen ihren gegenseitigen Standpunkten weitestgehend Rechnung.***

Die Mitgliedstaaten bemühen sich, für koordinierte Planungsschritte bei den jeweiligen zehnjährigen Netzentwicklungsplänen für Erdgas, Wasserstoff und Strom zu sorgen.“

Ab dem Zeitpunkt ab dem die Regelungen der RL 2024/1788 ins national Recht umgesetzt wurden, muss die Koordination – wie oben dargestellt und begründet – ohnehin erfolgen, somit wäre ein vorausschauender Zugang effizient und bereits jetzt hilfreich für die Umsetzung von Elektrolyseprojekten.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000385

ungnahme_WolfTheissRechtsanw„lte_25032026.cleane

An den
Vorstand der
Energie-Control Austria für die Regulierung
der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13
1010 Wien

Per E-Mail: recht-post@e-control.at

Wolf Theiss
Rechtsanwälte GmbH & Co KG
Schubertring 6
1010 Wien
Österreich

T +43 1 515 10
F +43 1 515 10 25
E wien@wolftheiss.com

ATU 68242500
ADVM P130664; FN 403377 b
HG Wien; Sitz: Wien

Mag. Stefanie Orator-Saghy, LL.M.
T [redacted]
M [redacted]
E [redacted]

25.März.2026

Betrifft: V SNE 01/26 - Stellungnahme Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung Teil 2

Sehr geehrte Herren Dr. Haber und Mag. Strebl,

Wir bedanken uns herzlich für die Möglichkeit, eine Stellungnahme im Rahmen der Markkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung abzugeben.

Wir sehen den Ansatz der E-Control, präzise Kriterien für den systemdienlichen Betrieb und insbesondere für systemdienliche Speicher zu definieren, grundsätzlich als sehr positiv an. Eine klare Definition ist in Anbetracht der Freistellung von den Netzentgelten (Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt) für das Laden des Speichers für 20 Jahre und der daraus resultierenden Besserstellung von Speicherbetreibern essenziell, um Rechtssicherheit zu gewährleisten. Jedoch haben wir bei der Umsetzung der Konkretisierung erhebliche Bedenken. Diese Bedenken dürfen wir im Folgenden kurz erläutern:

Grundsätzliche Einordnung

§ 6 Abs. 1 Z 148 ElWG definiert den Begriff des "*systemdienlichen Betriebs*" als Betriebsart einer Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicheranlage, bei der systemdienlicher Nutzen durch Kostenreduktionen, Kostenvermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit erbracht wird – insbesondere durch Flexibilitätsleistungen, standortbezogenen Betrieb oder

Wolf Theiss

Albania • Austria • Bosnia & Herzegovina • Brussels • Bulgaria • Croatia • Czech Republic • Hungary • Poland • Romania • Serbia • Slovak Republic • Slovenia • Ukraine
wolftheiss.com

Betrieb nach Netzbetreiberanforderungen. Diese Legaldefinition ist bewusst breit gefasst und soll alle Anlagentypen umfassen.

Die E-Control zieht aus dieser Breite den Schluss, dass Systemdienlichkeit über mehrere, voneinander getrennte Instrumente umgesetzt werden muss. Diese Grundentscheidung ist als solche mit dem Gesetz vereinbar. Problematisch ist jedoch, dass die verschiedenen Instrumente für Speicher mit kumulativen, teils sehr anspruchsvollen Voraussetzungen verknüpft werden, während die im Gesetz vorgesehene Freistellung nach § 127 Abs. 3 ElWG als undifferenzierter Anreiz konzipiert ist, der lediglich den systemdienlichen Betrieb als Bedingung nennt, ohne selbst konkretisierende Anforderungen zu statuieren. Die E-Control verschiebt die gesetzgeberische Wertung damit erheblich in eine restriktivere Richtung.

Problemfelder bei „Systemdienlichen Speichern" (Abschnitt 2.3.1)

1. Kumulative Anforderungsstruktur als überschießende Hürde

Das Konsultationsdokument sieht für die Qualifikation als „systemdienlicher Speicher" im Sinne der Freistellung nach § 127 Abs. 3 ElWG **sieben kumulativ zu erfüllende Voraussetzungen** vor: geeigneter Standort laut NEP/V-NEP, Engpassleistung von mindestens 1 MW, Engpassmanagement-Vertrag mit dem Regelzonenführer gemäß § 140 Abs. 1 Z 1b ElWG, Betriebsbereichsvorgaben durch den Anschlussnetzbetreiber (sog. „Hüllkurven"), Blindleistungsvorgaben, sonstige technische Anforderungen sowie Zuschlag im Ausschreibungsverfahren.

Diese Kumulation ist mit der Systematik des ElWG und insbesondere mit der Legaldefinition des § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG aus mehreren Gründen nicht vereinbar.

Erstens: Widerspruch zum offenen Tatbestand der Legaldefinition

§ 6 Abs. 1 Z 148 ElWG normiert den systemdienlichen Betrieb als Betriebsart, bei der systemdienlicher Nutzen erbracht wird – **„insbesondere"** durch Flexibilitätsleistungen, standortbezogenen Betrieb oder Betrieb nach Netzbetreiberanforderungen. Das Wort „insbesondere" zeigt unmissverständlich, dass der Gesetzgeber eine **offene, nicht abschließende Aufzählung** von Verwirklichungsformen gewählt hat. Die Erfüllung auch nur eines dieser Kriterien kann daher im Einzelfall bereits einen systemdienlichen Betrieb begründen. Das Konsultationsdokument kehrt diese gesetzliche Logik um: Statt eines offenen Tatbestands mit **alternativen** Verwirklichungsformen schafft es einen eng gefassten Anforderungskatalog, bei dem alle sieben Voraussetzungen **kumulativ** erfüllt sein müssen. Speicher, die etwa eine wertvolle Flexibilitätsleistung erbringen, an einem systemdienlichen Standort betrieben werden und den Netzbetreibervorgaben Folge leisten, aber unter der 1-MW-Schwelle liegen oder an keiner Ausschreibung teilgenommen haben, wären nach der Konzeption der E-Control dennoch nicht „systemdienlich" im entgeltrelevanten Sinne – obwohl diese nach dem Gesetz eindeutig einen systemdienlichen Betrieb im Sinne des § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG entfalten.

Zweitens: Überschreitung der Verordnungsermächtigung des § 135 Abs. 1 Z 1 ElWG

§ 135 Abs 1 Z 1 ElWG ermächtigt die E-Control, in der SNE-GV „Kriterien zur Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise" festzulegen. Eine Beurteilungskompetenz ist ihrem Wesen nach eine **Konkretisierungs- und Auslegungsbefugnis**, keine Tatbestandserfindungskompetenz. Die Regulierungsbehörde ist zwar berechtigt, die im Gesetz genannten Kriterien zu operationalisieren und messbar zu machen. Sie ist jedoch nicht befugt, über die gesetzlichen Kriterien hinaus neue, eigenständige Tatbestandsmerkmale zu statuieren, die im Gesetz keine Grundlage haben. Der Abschluss eines Engpassmanagement-Vertrags mit dem Regelzonenführer (Voraussetzung 3) und die Teilnahme an einem

wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren (Voraussetzung 7) sind in § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG nicht als Bedingungen für systemdienlichen Betrieb erwähnt. Ihre kumulative Anordnung als Zugangsbedingung zur Entgeltfreistellung nach § 127 Abs. 3 ElWG geht damit über die Verordnungsermächtigung hinaus und ist als **gesetzeswidrig** zu qualifizieren.

Drittens: Teleologischer Widerspruch zum Zweck des § 127 Abs. 3 ElWG

§ 127 Abs. 3 ElWG normiert eine gesetzliche Entgeltfreistellung als Anreizinstrument. Ein solcher Anreiz soll breit wirken und eine möglichst große Bandbreite an Speicherprojekten zur systemdienlichen Betriebsweise motivieren. Das Zusammenwirken der sieben kumulativen Voraussetzungen beschränkt den Anwendungsbereich der Begünstigung faktisch auf eine kleine Gruppe sehr großer, institutionell eng eingebetteter Anlagen. Dieser Effekt widerspricht dem gesetzlichen Zweck und bewirkt eine **drastische Einengung des gesetzlich vorgesehenen Begünstigungstatbestands**, die dem weiter angelegten gesetzlichen Begriff zuwiderläuft und zu welcher der Verordnungsgeber nicht befugt ist.

Viertens: Fehlende gesetzliche Grundlage für eine Leistungsklassenbeschränkung

Das Gesetz knüpft die Begünstigung nach § 127 Abs. 3 ElWG nicht an eine bestimmte Leistungsklasse. Die Einführung einer Mindestleistungsschwelle von 1 MW durch die E-Control ist eine gesetzlich nicht vorgesehene Zugangsbeschränkung. Sie schließt insbesondere kleinere und mittlere Speicherprojekte von der gesetzlichen Begünstigung aus und beseitigt den Investitionsanreiz für dieses Segment vollständig. Auch hier liegt somit eine Überschreitung der Verordnungsermächtigung vor.

Zudem ist kein sachlicher Grund für diese Einschränkung der Rechte der Betreiber kleinerer und mittlerer Speicherprojekte ersichtlich, womit eine Verletzung des Gleichheitsgrundsatzes vorliegt.

2. Ausschreibungsverfahren strukturell auf vom Netzbetreiber koordinierte Speicher zugeschnitten

Das vorgesehene Ausschreibungsverfahren nach Abschnitt 2.3.1 ist in seiner Konzeption **überwiegend auf Speicher ausgerichtet, die vom Anschlussnetzbetreiber organisiert und koordiniert werden**. So wird das Ausschreibungsverfahren vom Anschlussnetzbetreiber selbst durchgeführt; er legt die Ausschreibungsbedingungen fest, determiniert die Anforderungen an die Blindleistungsfähigkeit, quantifiziert die maximalen Betriebsbereichseinschränkungen und definiert weitere technische Vorgaben. Der Netzbetreiber agiert dabei gleichzeitig als Ausschreibender, Vorgabensteller und messtechnischer Überwacher der Einhaltung der Bedingungen.

Dieses Konstrukt begegnet erheblichen wettbewerbsrechtlichen und regulierungsrechtlichen Bedenken. Wenn der Netzbetreiber als Ausschreibender zugleich wirtschaftlich an einer möglichst günstigen Vergabe interessiert ist, besteht ein **struktureller Interessenkonflikt**, der durch die bisher vorgeschlagene Ausgestaltung nicht aufgelöst wird. Insbesondere fehlen verbindliche Vorgaben, die sicherstellen, dass der Netzbetreiber bei der Ausweisung von Standorten, der Festlegung der Ausschreibungsbedingungen und dem Zuschlag nicht bevorzugt jene Bieter begünstigt, mit denen er in einer Konzernverbindung steht oder deren Betriebsführung er beeinflussen kann.

Darüber hinaus bewirkt das Ausschreibungsmodell, dass **unabhängige Projektentwickler** strukturell benachteiligt und somit in ihren verfassungsgesetzlich gewährleisteten Rechten auf Gleichheit vor dem Gesetz und Erwerbsfreiheit verletzt werden. Die Ausweisung geeigneter Standorte sowie die Festlegung der Ausschreibungsbedingungen basieren auf Netzplanungsdaten, die ausschließlich dem Netzbetreiber zur Verfügung stehen. Wer seinen Speicher eigeninitiativ entwickeln und anschließend an Ausschreibungen teilnehmen möchte, ist daher gegenüber netzbetreibernah entwickelten Projekten in

einer dauerhaft nachteiligen Informationsposition. Der in § 135 Abs. 1 ElWG verankerte und bei der Regulierung von Monopolnetzen zentrale Grundsatz der Nichtdiskriminierung und Transparenz insbesondere bei der Entgeltgestaltung sowie der aus Art. 6 EBM-RL 2019 abzuleitende Grundsatz des diskriminierungsfreien Netzzugangs gebieten, dass die SNE-GV verbindliche Vorgaben zur **diskriminierungsfreien Informationsweitergabe** an potenzielle Bieter sowie zur **unabhängigen Kontrolle** des Ausschreibungsverfahrens enthält. Beides fehlt im Konsultationsdokument bislang vollständig.

Hinzuweisen ist schließlich darauf, dass das Ausschreibungsmodell für Abschnitt 2.3.1 in auffälligem Kontrast zu den Anforderungen für „netzdienliche, kontrahierte Speicher" nach § 89 Abs. 2 Z 2 ElWG steht: Dort ist das Ausschreibungsverfahren gesetzlich explizit als Netzbetreiberinstrument verankert und einer entsprechenden regulatorischen Überprüfung unterzogen. Für „systemdienliche Speicher" nach Abschnitt 2.3.1 fehlt eine vergleichbare gesetzliche Grundlage für das Ausschreibungserfordernis, was die unter Punkt 1 dargelegte **Problematik der Gesetzwidrigkeit** verstärkt.

3. Mangelnde Transparenz und Planungssicherheit beim Ausschreibungsverfahren

Das Konsultationsdokument setzt voraus, dass die Netzanschlusskapazität für systemdienliche Speicher über **wettbewerbliche Ausschreibungen** vergeben wird (Punkt 7 der Voraussetzungen). Als Zuschlags- und Reihungskriterium dient eine vom Bieter anzugebende Vergütung an den Netzbetreiber. Dieses Konstrukt wirft erhebliche **rechtliche Bedenken** auf. § 127 Abs. 3 ElWG regelt eine gesetzliche Entgeltbefreiung; das Gesetz sieht nicht vor, dass Speicherbetreiber für den Zugang zur Entgeltbefreiung im Wettbewerb gegen andere Bieter eine Zahlung leisten müssen. Es erscheint fraglich, ob die E-Control auf Grundlage von § 135 Abs. 1 ElWG berechtigt ist, den Zugang zu einer gesetzlichen Begünstigung von einem wettbewerblichen Bieterverfahren abhängig zu machen, in dem der Speicherbetreiber letztlich für die Begünstigung „bezahlen" muss.

Darüber hinaus fehlen im Konsultationsdokument verbindliche Vorgaben zu Ausschreibungsfrequenz, Vorlaufzeiten, Mindestlaufzeiten der abzuschließenden Verträge und dem Verfahrensablauf im Allgemeinen. Für Investoren stellt die fehlende Planungssicherheit eine ernsthafte Beeinträchtigung der **Investitionsplanung** dar, da weder die Anzahl der verfügbaren Kapazitäten noch der Zeitpunkt und die Details der Bedingungen möglicher Ausschreibungsrunden absehbar ist.

4. Ausschreibungspflicht für Hybridanlagen bzw Co-located Speicher mit bestehendem Netzanschluss

Das Erfordernis eines vollständigen wettbewerblichen Ausschreibungsverfahrens auch für Speicher, die an einem bereits bestehenden Netzanschluss errichtet werden und dessen netzwirksame Leistung nicht erhöhen, widerspricht der gesetzgeberischen Wertung der Erläuterungen zu § 130 Abs. 1 ElWG (Netzanschlussentgelt nur im Ausmaß der Leistungserhöhung), zu § 96 Abs. 6 ElWG (reduziertes Netzanschlussentgelt bei Nutzung bestehender Anschlüsse) sowie zu § 111 Abs. 5 ElWG (vereinfachte Messkonzepte für Speicher). Da an einem bestehenden Netzanschluss keine neue Netzkapazität vergeben wird, fehlt dem Ausschreibungserfordernis die sachliche Grundlage und die Deckung in § 135 Abs. 1 ElWG. Dies ist ein weiterer Grund, der gegen das kumulative Erfordernis des Erfüllens aller sieben Anforderungen spricht. Es sollte daher bei solchen Konstellationen ein **vereinfachter Zugangsweg** zur Entgeltfreistellung nach § 127 Abs. 3 ElWG ohne Ausschreibungsverfahren vorgesehen werden, der auf dem Nachweis der messtechnischen Abgrenzbarkeit und des systemdienlichen Betriebs beruht.

5. Grundstückssicherung wird zu Wettrennen – Widerspruch zu Investitionsanreizen

Das Bieterverfahren minimiert auch den Anreiz auf bereits gesicherten Grundstücken ein Speicherprojekt umzusetzen. Projektentwickler, die sich bereits in der Vergangenheit ein Grundstück gesichert

haben und nun eventuell in einem Bieterverfahren für die Netzkapazität an diesem Standort unterliegen, werden entweder das gesicherte Grundstück teuer übertragen oder das Speicherprojekt wird nicht verwirklicht. Es kommt zu einem Wettrennen um die Grundstückssicherung ohne Zuschlag bzw zu dem Problem, dass Projektbetreiber oder Dritte dann überhöhte, deutlich über dem tatsächlichen Wert liegende Preise für die Grundstücke vom Sieger der Ausschreibung verlangen werden. Auch hier fehlen klare Regelungen, wie in der Ausschreibung mit solchen Fällen – die in der Praxis häufig vorkommen werden, weil bereits viele Flächen gesichert wurden – umgegangen wird. Diese Vorgangsweise konterkariert das grundsätzliche Ziel Investitionen in Speicherprojekte attraktiver zu machen und ist mit dem Zielen des ElWG nicht vereinbar.

Wir ersuchen höflichst unsere Argumente im weiteren Verfahren zu berücksichtigen und stehen für Rückfragen gerne jederzeit zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Mag. Stefanie Orator-Saghy, LL.M.
Wolf Theiss Rechtsanwälte GmbH & Co KG

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000386

260326_stellungnahme_netzentgelte_KF.cleaned.pdf

Kraftflächen TF Österreich GmbH
Hegelgasse 8/10
1010 Wien · Österreich

Sprechstelle:
Margaretenstraße 76/2/26
1050 Wien · Österreich

office@kraftflaechen.com
www.kraftflaechen.com

Kontaktdaten

Thomas Freyberg

[redacted]

Kraftflächen TF Österreich GmbH · Hegelgasse 8/10 · 1010 Wien · Österreich

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13a

AT-1010 Wien

Wien, 31.03.2025

Stellungnahme zur Marktkonsultation „Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – Teil 2“ gemäß § 135 Abs. 1 ElWG

Sehr geehrter Prof. DI Dr. Alfons Haber, Liebes Team der e-control,

zunächst möchten wir uns ausdrücklich bei der E-Control sowie dem Gesetzgeber dafür bedanken, dass mit der vorliegenden Marktkonsultation ein wesentlicher und überfälliger Schritt zur strukturierten Weiterentwicklung der Systemnutzungsentgelte im Lichte der Energiewende gesetzt wird.

Die Auseinandersetzung mit der System- und Netzdienlichkeit von Energiespeichern stellt eine hochkomplexe regulatorische Fragestellung dar, die bislang – sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene – nur unzureichend operationalisiert wurde.

Vor diesem Hintergrund ist es ausdrücklich positiv hervorzuheben, dass mit dem vorliegenden Konsultationsdokument erstmals ein konkreter, systematischer Regulierungsansatz vorgelegt wurde.

Unsere auf den folgenden Seiten dargelegte Stellungnahme verstehen wir daher als **konstruktiven Beitrag**, um die intendierten Ziele des ElWG – insbesondere **Kostenreduktion, Versorgungssicherheit und effiziente Netznutzung** – im Sinne des Gesamtenergiesystems bestmöglich zu erreichen.

Wir bedanken uns schon jetzt für Ihre Berücksichtigung und verbleiben vorerst

Mit wertschätzenden Grüßen,

Thomas Freyberg



Geschäftsführer
Kraftflächen TF Österreich GmbH

1. zu Grundsätzliche Einordnung: Systemdienlichkeit im Sinne des ElWG

Das ElWG definiert Systemdienlichkeit bewusst breit und stellt dabei insbesondere auf folgende Aspekte ab:

- **Kostenvermeidung bzw. -reduktion**
- **Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit**
- **Erbringung von Flexibilitätsleistungen**

Diese Zielsetzung ist aus unserer Sicht ausdrücklich zu begrüßen.
Allerdings zeigt die konkrete Ausgestaltung im Konsultationsdokument, dass die Systemdienlichkeit derzeit **primär aus einer netzbetrieblichen Perspektive** interpretiert wird, während eine **gesamtenergiesystemische Betrachtung** nur eingeschränkt erfolgt.
Dies betrifft insbesondere die Rolle von Energiespeichern.

---

2. zur Rolle von Energiespeichern: Infrastruktur statt klassischer Netznutzer

Das Konsultationsdokument stellt zutreffend fest, dass Energiespeicher je nach Betriebszustand als **Einspeiser oder Entnehmer** zu qualifizieren sind .
Diese Einordnung ist formal korrekt – greift jedoch aus unserer Sicht **systemisch zu kurz**.

Zentrale These:
Energiespeicher sind – unter bestimmten Voraussetzungen – nicht als klassische Netznutzer, sondern funktional als Teil der Netzinfrastruktur zu betrachten.
Insbesondere dann, wenn:

- kein zusätzlicher Netzausbau erforderlich ist
- bestehende Netzkapazitäten effizienter genutzt werden
- Netzengpässe reduziert oder vermieden werden

In diesen Fällen entsteht **kein zusätzlicher netzseitiger Kostenbeitrag**, sondern im Gegenteil eine **Kostenvermeidung im Sinne des § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG**.

---

3. zu Netznutzungsentgelt: Systematische Inkonsistenz

Die derzeit vorgeschlagene Logik sieht vor, dass eine Befreiung von Netznutzungsentgelten nur unter sehr engen Voraussetzungen („systemdienliche Speicher“) gewährt wird, insbesondere:

- Standortvorgabe (NEP)
- verpflichtende Flexibilitätsverträge
- Einschränkung des Betriebs (Hüllkurven)
- wettbewerbliche Ausschreibung

Diese Ausgestaltung führt zu folgender systematischer Problematik:

◇ **3.1 Infrastruktur zahlt für Nutzung der Infrastruktur**
Ein Speicher, der:

- keine zusätzlichen Netzkosten verursacht
- aber dennoch Netznutzungsentgelte entrichten muss

wird ökonomisch so behandelt, als würde er das Netz belasten – obwohl er es tatsächlich **entlastet**.

☞ Das widerspricht dem im ElWG verankerten Grundprinzip der **Kostenorientierung der Entgelte (§ 127 ElWG)**.

◇ **3.2 Fehlende Differenzierung nach realer Netz- bzw. vielmehr Gesamtsystemwirkung**

Die aktuelle Systematik differenziert primär nach:

- formalen Kriterien (Standort, Verträge, Ausschreibungen)

nicht jedoch nach:

- **tatsächlich mittel- und langfristiger kostendämpfender Wirkung im Gesamtsystem**

Das führt dazu, dass:

- **hochgradig gesamtsystematisch entlastende Speicher** nicht privilegiert bzw. zumindest anderen system- bzw. netzdienlichen Erzeugungsarten, wie z.B. Gaskraftwerken gleichgestellt werden

---

4. Gesamtsystemische Wirkung von BESS (über das Netz hinaus)

Die Definition der E-Control fokussiert stark bzw. rein auf **lokale Netz- bzw. Systemwirkungen mit ausschließlich dem Netz als eigentliche Systemdefinition.**
Nicht aber dem Gesamtsystem, in dem neben dem Netz auch die unterschiedlichen Erzeugungsarten sowie sogar weiter definiert auch die Sektorenkopplung des Gesamtenergiesystems inklusive der Ausbau- und Autarkieziele betrachtet werden. Und genau das greift unserer Sicht nach in diese Betrachtung deutlich zu kurz.

Energiespeicher leisten systemisch:

◇ **4.1 Reduktion von Redispatch und Abregelung**

- Vermeidung von EE-Abregelung samt sich daraus ergebenen energiewirtschaftlichen Kosten trotz physischer Verfügbarkeit
- effizientere Nutzung bestehender Erzeugungskapazitäten

◇ **4.2 Verdrängung fossiler Flexibilität**

- Substitution von Gas- und sonstigen fossilen Kraftwerken im Regel- und Spitzenlastbetrieb
- Senkung systemweiter Grenzkosten

◇ **4.3 Vermeidung von Netzausbau**

- zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch
- Reduktion von Spitzenlasten

◇ **4.4 Beschleunigung des EE-Ausbaus und damit zusammenhängender weiter dringend Benötigter Elektrifizierung des Gesamtsystems vor dem Hintergrund der Klima-neutralitäts- und Autarkieziele**

- frühere Anschlussfähigkeit von Projekten
- Reduktion von Verzögerungen durch Netzengpässe

Diese Effekte entsprechen unmittelbar den Zielsetzungen des EIWG sowie des EU-Rechts (insb. **Art. 13 VO (EU) 2019/943** – Effizienz, Marktintegration, Kostenminimierung).

---

5. EU-rechtliche Einordnung

Das Konsultationsdokument verweist zutreffend darauf, dass Flexibilitätsbeschaffung grundsätzlich **marktbasiert** zu erfolgen hat.

Gleichzeitig ergibt sich aus dem EU-Rechtsrahmen:

- Netzentgelte müssen:
    - **nichtdiskriminierend** (BESS vs. Gaskraftwerken?)
    - **kostenorientiert** (BESS vs. Gaskraftwerken?)
    - **systemeffizient** (höhere Nutzung vorhandener EE-Erzeugungskapazitäten und eigentlich verfügbarer Netzkapazitäten, wenn eben auch zeitversetzt, anstatt teure Redispatch-Maßnahmen und zu anderen Zeiten Zuschaltung fossiler Regelenergie mit direkter hoher Gesamtsystemkostenwirkung im Merit-Order)

  ausgestaltet sein

☞ Eine pauschale Belastung von Speichern mit Netznutzungsentgelten, obwohl diese **nachweislich Kosten des gesamten Systems deutlich reduzieren können (vgl. dazu 4.)** , darf, nein muss daher sowohl national als auch europarechtlich zumindest hinterfragt werden.

---

6. Vorschlag zur Weiterentwicklung
Vor diesem Hintergrund schlagen wir vor, die Systematik wie folgt weiterzuentwickeln:

◇ **6.1 Einführung eines „wirkungsbasierten“ Ansatzes**

Netzentgeltbefreiung (insb. Netznutzungsentgelt) sollte immer gewährt werden, wenn:

- kein zusätzlicher Netzausbau erforderlich ist
- der Speicher gesamtsystemisch zur Kostenreduktion beiträgt

👉 unabhängig von:

- starren Standortkategorien
- verpflichtenden Ausschreibungen
- vollständiger Betriebssteuerung durch Netzbetreiber

◇ **6.2 Differenzierung zwischen:**

Kategorie	**Behandlung**
Netzentlastende Speicher	Befreiung vom Netznutzungsentgelt
Neutral wirkende Speicher	reduzierte Entgelte
Netzbelastende Speicher	volle Entgelte

◇ **6.3 Beibehaltung von Netzzugangsentgelten**

Wir teilen ausdrücklich die Auffassung, dass:

👉 **Netzzugangsentgelte grundsätzlich gerechtfertigt sind**, insofern diese tatsächliche zusätzliche Infrastrukturinvestitionskosten darstellen und notwendig sind.

Die Diskussion soll daher daher primär das **Netznutzungsentgelt (laufende Nutzung)** betreffen.

---

7. Gesamtwirtschaftliche Perspektive

Abschließend möchten wir betonen, dass die vorliegenden Maßnahmen eben nicht isoliert betrachtet werden dürfen.

Österreich und Europa steht vor einer massiven Transformation:

- Elektrifizierung von Industrie, Wärme und Verkehr
- steigender Strombedarf
- zunehmender Wettbewerbsdruck (insb. global)

In diesem Kontext sind:
👉 **Netzentgelte und Erzeugungskosten sowie Arten ein zentraler Standortfaktor**

Eine zu restriktive Behandlung von Speichern kann dazu führen, dass:

- Investitionen ausbleiben
- EE-Ausbau verzögert wird
- Gesamtsystemkosten langfristig unnötig steigen

---

8. Fazit

Die vorliegende Konsultation stellt einen wichtigen und begrüßenswerten ersten Schritt dar. Gleichzeitig sehen wir in der aktuellen Ausgestaltung das Risiko, dass:

Systemdienlichkeit zu eng aus einer netzbetrieblichen Perspektive interpretiert wird und damit das gesamtenergiesystemische Potenzial von Energiespeichern nicht vollständig berücksichtigt wird.

Wir regen daher an, die Systematik der geplanten Netzentgelte für Stromspeicher stärker an der **tatsächlichen Gesamtenergie-Systemwirkung** auszurichten und diese grundsätzlich entsprechend zu privilegieren bzw. zumindest gleich- und auf keinen Fall schlechter zustellen.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000387
V SNE 0126 - LINZNETZ
_Stellungnahme_Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverc
(002).pdf

LINZ NETZ
Ein Unternehmen der LINZ AG

E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
Per Mail: recht-post@e-control.at

LINZ NETZ GmbH
Mag. Jörg Mittendorfer MBA
[redacted]

26.03.2026

Betreff: Stellungnahme zur „Marktkonsultation Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung"

S.g. Damen und Herren,

eingangs möchten wir uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme im Rahmen der **„Marktkonsultation Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung"** bedanken.

Das von der E-Control vorgeschlagene Konzept sieht die Einführung eines **Leistungspreises für bislang nicht leistungsgemessene Kund*innen** vor. Dies setzt voraus, dass alle Kundenanlagen mit geeigneten Messgeräten ausgestattet sind bzw. ausgestattet werden, die zu mindestens eine Erfassung des höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswert ermöglichen.

Wir möchten in diesem Zusammenhang darauf hinweisen, dass in unserem Netzgebiet zum jetzigen Zeitpunkt

- kein 100%-Roll-Out mit geeigneten intelligenten Messgeräten durchgeführt wurde, zumal ein solcher rechtlich auch nicht vorgeschrieben war/ist (vgl. dazu die IME-VO in der aktuellen Fassung)
- elektronische Zähler in großer Stückzahl verbaut sind (Smart Meter der „ersten Generation" / First Mover), welche die Erfassung eines höchsten monatlichen Viertelstundenwertes nicht ermöglichen. Davon betroffen sind insbesondere Einphasenzähler.

Der Austausch der betroffenen Messgeräte nimmt Zeit und Ressourcen in Anspruch. Als betroffenes Unternehmen schlagen wir daher wie folgt vor:

- stufenweise Einführung der Leistungsmessung (z.B. ab 01.01.2027 für alle Anlagen mit Netznutzungsrecht > xx kW; ab 01.01.2028 für die restlichen Anlagen)
- jedenfalls fix angeschlossene Einphasen-Kleinanlagen generell von der verpflichtenden Umsetzung einer Leistungsmessung auszunehmen.

Ungeachtet des bestehenden, oben beschriebenen „Hardwareproblems bei Einphasenzählern" erachten wir es als zweckmäßig, **fix angeschlossene und über Einphasenzähler versorgte Kleinanlagen** (ausgenommen Wohnungen und Anlagen mit Steckvorrichtungen) von der verpflichtenden Leistungsmessung auszunehmen. Dazu zählen insbesondere einphasige Stromanschlüsse für dezentrale Schrankenanlagen, Antennenverstärker, Signalanlagen, Ampelanlagen und vergleichbare

Einrichtungen. Der Anschlusswert solcher einphasig angeschlossenen Anlagen kann theoretisch maximal **3,68 kVA betragen (1x16 A).** Der tatsächliche Leistungsbedarf liegt im Regelfall deutlich darunter, sehr oft nur im zwei- bis dreistelligen Wattbereich, ansonsten meistens im Bereich von **ein bis zwei Kilowatt.**

Bei der vorgesehenen Lösung zur Mindestverrechnungsleistung (festgelegt als prozentueller Anteil des Netznutzungsrechts) sollte unbedingt ein absoluter Mindestwert definiert werden. Ohne einen solchen Mindestwert würde die Regelung bei Kleinanlagen mit sehr geringer Leistungsinanspruchnahme ins Leere gehen. Dadurch würden diese Anlagen – im Vergleich zum derzeitigen System mit Leistungspreispauschale und Entgelt für Messleistungen – unverhältnismäßig stark begünstigt. Als Orientierung könnte das bisher übliche Netznutzungsrecht kleiner Anlagen von etwa 1–2 kW herangezogen werden. Eine detaillierte Leistungserfassung erscheint jedenfalls dann nicht sinnvoll, wenn die tatsächlich gemessene Leistung unterhalb der festgelegten Mindestverrechnungsleistung liegt. Alternativ könnte für Einphasenanlagen den Kunden ein Wahlrecht eingeräumt werden, ob eine Leistungsmessung erfolgen soll oder nicht.

LINZ NETZ GmbH

Mag. Jörg Mittendorfer, MBA

DI Johannes Zimmerberger, MBA

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000388

Stellungnahme_SNE-GV_20260327_HiA.pdf

Energie AG Oberösterreich Services und Digital Solutions GmbH
Böhmerwaldstraße 3, 4020 Linz

An die
Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13 a
1010 Wien

Recht und Versicherung

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom:

Unser Zeichen:

Telefon: [redacted]

E-Mail: [redacted]

Ort/Datum:
Linz, 26.03.2026

GZ: V SNE 01/26
Stellungnahme zum Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung Teil 1 und 2

Sehr geehrte Damen und Herren!

Wir danken im Namen und im Auftrag der Energie AG Oberösterreich und der Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH für die Möglichkeit zur Stellungnahme im Rahmen der Marktkonsultation zum Entwurf der SNE-GV.

Die Grundsätze zur SNE-GV stellen für uns eine wichtige Basis für die zukünftigen Entwicklungen im Energiesystem dar. In untenstehenden Punkten gibt es aus unserer Sicht noch erheblichen, systematischen Anpassungsbedarf.

Dabei möchten wir insbesondere auf folgende Standpunkte zu Teil 1 und Teil 2 näher eingehen:

Zentrale Standpunkte

Entwurf zur Kostenreduktion und Kostenvermeidung stellt allein auf Stromnetzbetrachtung ab und steht damit im Widerspruch zum ElWG

Die vorläufige Position der E-Control zur Systemdienlichkeit zielt auf die reine netzseitige Kostenvermeidung bzw. -einsparung ab. Die Definition der Systemdienlichkeit im ElWG ist unseres Erachtens jedoch nicht ausschließlich auf netzseitige Betrachtung beschränkt. Insbesondere „Kostenvermeidung oder Kostenreduktion" sind daher gesamtheitlich für das Gesamtsystem zu betrachten. Insbesondere sind Markteffekte und sektorübergreifende Auswirkungen zu berücksichtigen.

Kumulative Voraussetzungen für Systemdienlichkeit

Die im aktuellen Entwurf ersichtlichen kumulativen Voraussetzungen für die Einstufung als „systemdienliche Speicher" sehen wir – insbesondere aufgrund der Formulierungen im ElWG – nicht gerechtfertigt.
Die angemerkten Kriterien sind für den gesetzlich gewünschten Hochlauf von Energiespeicheranlagen zu restriktiv und hindern den erforderlichen Ausbau.
Es muss daher sichergestellt werden, dass die Menge und der wirtschaftliche Betrieb von notwendigen Flexibilitätsbedarf an systemdienlichen Standorten realisiert werden können. - In dieselbe Richtung weist auch das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz, in dem beispielsweise Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff als Vorhaben der Energiewende definiert werden (§5 Z30 EABG).

Doppelbelastung für Energiespeicher

Netzkostenbelastung von zwischengespeicherter Energie, für die bereits erzeugerseitige und verbraucherseitige Entgelte geleistet werden, erhöhen generell Systemkosten, da sie eine Doppelbelastung für die an Endverbraucher gelieferten Energiemengen darstellen und somit in Folge zwangsweise die Bezugskosten beim Endverbraucher erhöhen.
Um die grundlegende Korrelation mit Netzdienlichkeit bei marktoptimiertem Einsatz von Energiespeichern zu berücksichtigen, schlagen wir einen Speichertarif (in Anlehnung an bisherige netzebenenunabhängige Regelungen Speicher) vor, welcher sich deutlich vom Endverbrauch unterscheidet.
Dahingehend wird die grundlegende Systemdienlichkeit und notwendige Flexibilität von Energiespeicheranlagen im System entsprechend berücksichtigt.
Diese Regelung würde die Ziele zum generellen Ausbau von Energiespeichern, u.a. den Hochlauf von H2, aber auch die Nutzung von verbrauchsseitigen Flexibilitäten (bidirektionales Laden, Batteriespeicher, etc.) unterstützen.
Aufgrund des erwartet notwendigen Flexibilitätszubaus ist daher neben der Befreiung durch Systemdienlichkeit **ein Energiespeichertarif erforderlich und gerechtfertigt.**

Elektrolyseanlagen

Es sind die technischen Eigenschaften von bezugsseitigen Energiespeicheranlagen (bspw. Elektrolyseanlagen) im bestehenden Entwurf kaum berücksichtigt. Die aktuelle Formulierung schließt H2-Anlagen - als systemdienlich und somit netzkostenbefreit – aufgrund der geforderten Mindesteinspeiseleistung von 1MW faktisch aus.
Für eine ausreichende zukünftige Entwicklung der notwendigen Elektrolyseanlagen (und den anderen Flexibilitäten) ist daher für die Einstufung als systemdienlicher Speicher neben dem Stromnetz auch auf die H2 Verbrauchs- und Infrastruktur abzustellen.

Netzanschlussentgelt

Das Netzanschlussentgelt soll künftig in einen aufwandsorientierten und einen pauschalen Anteil aufgeteilt werden, was grundsätzlich begrüßt wird. Der aufwandsorientierte Anteil soll in den Netzebenen 3 bis 7 über Kostensätze erfolgen, was aus unserer Sicht wieder einer Pauschale entspricht und daher dem Begriff „aufwandsorientiert" entgegensteht.
Eine aufwandsorientierte Verrechnung des Netzzutrittsentgelts (ohne pauschale Kostensätze) ist daher grundsätzlich sinnvoll, zumindest von NE1 bis zur NE5, da automatisch kostengünstige Anschlussstandorte bevorzugen werden würden und damit einen grundlegenden Mechanismus zur Kostenreduktion darstellt.

Im Detail möchten wir folgendes anmerken:

SNE-GV Teil 1:

Allgemein

Den grundlegenden Fokus auf leistungsorientierte Entgelte sehen wir als Möglichkeit zur verursachergerechten Kostentragung. Wichtig ist hierbei jedoch anzumerken, dass durch hohe Leistungskomponenten auch bezugsseitige Flexibilitäten eingeschränkt werden. Dies führt dazu, dass systemoptimiertes Verbrauchsverhalten - bei Energieüberschuss hoher Bezug – in Folge durch hohe Leistungspreise bestraft wird. Wir schlagen daher einen grundlegenden Speichertarif (spezifisches Netznutzungsentgelt für Energiespeicheranlagen) vor, der einen systemdienlichen Betrieb ermöglicht.

Punkt 3

Das Netzanschlussentgelt soll künftig in einen aufwandsorientierten und einen pauschalen Anteil aufgeteilt werden. Der aufwandsorientierte Anteil soll in den Netzebenen 3 bis 7 über Kostensätze erfolgen.
Wir möchten insbesondere darauf hinweisen, dass eine Verrechnung über Kostensätze ebenso einer Pauschale entspricht. Durch die vorgesehenen Kostensätze ist der Anreiz, die Netzzutrittskosten durch günstige Standortwahl entsprechend gering zu halten, nicht gegeben. Es werden jene Anlagen deutlich benachteiligt, die ohnehin geringe Netzzutrittskosten verursachen, da der Kostensatz zu entrichten ist. Aus unserer Sicht wäre eine aufwandsorientierte Verrechnung des Netzzutrittsentgelts grundsätzlich sinnvoll, zumindest von NE1 bis zur NE5, da sie automatisch

kostengünstige Anschlussstandorte bevorzugen würde und damit einen grundlegenden Mechanismus zur Kostenreduktion darstellt.
Zur Klarstellung sollte in der SNE-GV festgehalten werden, dass die Eigentragung der Kosten auch bei entsprechenden Kostensätzen in Abzug zu bringen ist. Der aufwandsorientierte Anteil sollte ausschließlich aufwandsorientiert und nicht unabhängig zu den tatsächlich anfallenden Kosten ermittelt werden. Aus unserer Sicht sind die Regelungen aus NE1 und NE2 zumindest bis NE5 auch sinnvoll anzuwenden.
Eine Übertragungsmöglichkeit des pauschalen Anteils – z.B. bei geringfügiger Änderung des Netzanschlusspunktes - muss in gewissen örtlichen Grenzen möglich sein, sofern sich der übergeordnete netzseitige Knoten nicht ändert.

Fragestellungen:
1. Besteht aus ihrer Sicht Regelungsbedarf zur Netzebenenzuordnung, der über § 97 ElWG hinausgeht?
Insbesondere auf Netzebene 4 und 5 soll von starren Leistungsgrenzen auch abgewichen werden können, sofern dadurch Systemkosten (optimierte Nutzung der Netzinfrastruktur) eingespart werden. Die Netzebenenzuordnung (z.B. NE5) muss auch die Nutzung der dementsprechenden Infrastruktur ermöglichen. Diesbezüglich sollte ebenso der örtliche optimierte Netzanschlusspunkt zum geplanten Standort des Netznutzers berücksichtigt werden.

2. Besteht Bedarf für Übergangsregelungen iZm bestehenden Netzanschlussrechten („Netzbereitstellungsentgelt" iSd ElWOG 2010)?
Für genehmigte und im Bau befindliche Anlagen sollen die Regelungen auf Basis ElWOG 2010 weiterhin angewendet werden, um Rechtsicherheit für bereits getroffene Investitionsentscheidungen zu gewährleisten. Für beantragte bzw. zugesagte Netzkapazitäten sind unter Berücksichtigung des Projektfortschritts, bzw. der Realisierungswahrscheinlichkeit entsprechende Übergangsregelungen festzulegen.

SNE-GV Teil 2:

Allgemein
Die vorläufige Position der E-Control zur Systemdienlichkeit zielt auf die reine netzseitige Kostenvermeidung bzw. -einsparung ab. Die SNE-GV dient grundsätzlich zur Regelung von netzseitigen Kostenkomponenten. Die Definition der Systemdienlichkeit im ElWG ist u.E. jedoch nicht ausschließlich auf netzseitige Betrachtung beschränkt. Insbesondere „Kostenvermeidung oder Kostenreduktion" sind daher gesamtsystemlich zu betrachten. Positive Effekte von Energiespeicheranlagen auf das Gesamtsystemsystem unterstützen das Ziel einer leistbaren Energieversorgung. Dieser positive Effekt muss daher auch bei der Festlegung der Systemdienlichkeit berücksichtigt werden. Mit dem aktuellen Entwurf sehen wir die Intention des Gesetzgebers nicht abgedeckt. Weiters sehen wir vereinzelt Kriterien – wie beispielsweise die Berücksichtigung des erwarteten „atypischen Höchstleistungsbetrags", welcher aus unserer Sicht per se bereits eine Systemdienlichkeit darstellt – für Energiespeicher nicht berücksichtigt. Auch sind die technischen Eigenschaften von bezugsseitigen Energiespeicheranlagen (bspw. Elektrolyseanlagen) im bestehenden Entwurf kaum berücksichtigt.
Für eine ausreichende zukünftige Entwicklung der notwendigen Flexibilitäten ist eine restriktive Auslegung der Systemdienlichkeit hinderlich. Es muss daher sichergestellt werden, dass die Menge und der wirtschaftliche Betrieb von Anlagen für den notwendigen Flexibilitätsbedarf an systemdienlichen Standorten realisiert werden können. In dieselbe Richtung weist auch das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz, in dem beispielsweise Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff als Vorhaben der Energiewende definiert werden (§ 5 Z30 EABG in der letzten Entwurfsfassung). Daher sind die vorgeschlagenen Kriterien für den gesetzlich gewünschten Hochlauf von Energiespeicheranlagen unabhängig von der Technologie zu restriktiv und hindern den erforderlichen Ausbau.

Speichertarif für Energiespeicheranlagen
Wir schlagen, wie bereits auch in Teil 1 angemerkt, einen grundlegenden Speichertarif (spezifisches Netznutzungsentgelt für Energiespeicheranlagen) hinsichtlich Netznutzungs- und Netzverlustentgelt vor. Dahingehend wird die grundlegende Systemdienlichkeit und notwendige Flexibilität von Energiespeicheranlagen im System entsprechend berücksichtigt. Diese Regelung würde auch die oben genannten Ziele zum generellen Ausbau von Energiespeichern, u.a. den Hochlauf von H2 unterstützen. Weiters wird dadurch die korrelierende Netzdienlichkeit von Energiespeichern bei marktoptimiertem Einsatz berücksichtigt.

Punkt 2.2

Aus unserer Sicht stellt die Freistellung lt. §127 (3) ElWG keinerlei substanzielle Begünstigung bzw. Einsparung dar, da durch die netzseitige Freistellung lediglich die hohe Mehrbelastung aufgrund der Doppelbelastung von Energiespeicheranlagen korrigiert wird. Durch Netzkostenbelastung von zwischengespeicherter Energie, für die bereits erzeugerseitige und verbraucherseitige Entgelte geleistet werden, erhöhen generell Systemkosten, da sie eine Doppelbelastung für die an Endverbraucher gelieferten Energiemengen darstellen und somit in Folge zwangsweise die Bezugskosten beim Endverbraucher erhöhen.
Aufgrund des notwendigen Flexibilitätszubaus ist daher eine restriktive Sicht für Systemdienlichkeit hinderlich.

Punkt 2.3.1

Im Sinne der nicht-restriktiven Sichtweise sehen wir die Voraussetzungen für die Einstufung als „systemdienliche Speicher" nicht als kumulativ. Insbesondere im ElWG sehen wir aufgrund der Formulierungen die Festlegung kumulativer Voraussetzungen nicht gerechtfertigt. Wir schlagen daher entsprechende Grundsatzvoraussetzungen und zusätzlich optionale Voraussetzungen für die Einstufen als systemdienlich vor. Aus unserer Sicht stellen Grundsatzvoraussetzungen eine einspeise- oder bezugsseitige Mindestleistung (wie angegeben 1MW) oder ein systemdienlicher Standort dar. Zusätzliche, optionale Voraussetzungen (Hüllkurve, Blindleistung, etc.) rechtfertigen bei alleiniger Erfüllung jedenfalls die Einstufung als systemdienlich.

Fragestellungen:

1. Wie sollten die Zuschlags- bzw. Reihungskriterien für die wettbewerblichen Ausschreibungen ausgestaltet werden?
2. Welche Vorgaben zu der Durchführung der Ausschreibungen bzw. nähere Vorgaben über Ausschreibungsrunden sind notwendig?

- Zu den Fragestellungen 1 und 2 sehen wir insbesondere auch den Bezug zu den nicht kumulativen Anforderungen sowie den oben beschriebenen Aspekten als erforderlich. Zu beiden Fragestellungen muss vorab festgelegt werden, wodurch Ausschreibungen tatsächlich ausgelöst werden. Beispielsweise macht eine Ausschreibung nur dann Sinn, wenn es in einem geschlossenen wirksamen Bereich einen Wettbewerb (mehr als zwei Anschlusswerber) gibt, die einen Netzzugang begehren und konkrete Projekte verfolgen.
- Hinsichtlich der Zuschlags- bzw. Reihungskriterien sehen wir neben der Leistung auch **die Kapazität** als wichtigen Faktor, welche den systemdienlichen Betrieb beeinflusst, da insbesondere die inhärenten Fähigkeiten für Flexibilitätsleistungen wie bspw. Engpassmanagement abhängig von der Kapazität sind.
- Bei einer Ausschreibung oder Anforderung muss vom Netzbetreiber mitangegeben werden, mit welchen Einschränkungen ein Anbieter zu rechnen hat. Darunter fällt u.a.: Einschränkungen der Einspeise- und Bezugsrichtung in mindestens MWh/Quartal bezogen auf die Maximalkapazität, leistungs- und mengenmäßige Definition von Blindleistungsvorgaben außerhalb TOR-Stromerzeugungsanlagen, detaillierte Beschreibung der weiteren technischen Vorgaben, etc.
- Das Ergebnis einer Ausschreibung sollte eine Netzzugangszusage mit den bei der Ausschreibung festgelegten Anforderungen sein.

Punkt 2.3.2 Fragestellungen:

1. Welche Kriterien für die Identifizierung und Ausweisung geeigneter Standorte auf Verteiler- oder Übertragungsnetzebene sollten berücksichtigt werden?

- Wichtig ist hierfür der bereits genannte „atypische Höchstleistungsbetrag" und dessen Wirkung auf den Netzanschlusspunkt und die übergeordneten Netzebenen. Die eingeschränkte Standortflexibilität von spezifischen Erzeugungs- und Energiespeicheranlagen sowie deren Auswirkung auf unterschiedliche Zeitbereiche (Kurzfrist, Mittelfrist, Langfrist) ist bei der Identifizierung von geeigneten Standorten zu berücksichtigen (Windkraft, Wasserkraft, PSKW, Elektrolyse, etc.). Dies könnte durch Identifikation und Ausweisung und von systemdienlichen Leistungs- und Arbeitsvolumen erfolgen.
- Darüber hinaus ist eine übergreifende Sichtweise des Strom-, Gas- und Wasserstoffnetzes als gesamtenergetisches Transportsystem, einer Orientierung der Aufbringungsseite in Richtung Bedarfe, für die Identifizierung geeigneter Standorte zur Errichtung von Elektrolyseanlagen erforderlich.

2. Welche zusätzlichen Anforderungen sollen (evtl. im Ermessen des Anschlussnetzbetreibers) in Betracht gezogen werden, um Netz- und Systemnutzen zu maximieren (z.B. kostenlose Erbringung von Blindleistung)?

- Zusätzliche Anforderungen sind grundlegend in Abwägung von Netzausbaumaßnahmen und -einschränkungen zu bewerten (gesamtwirtschaftliches Optimum)

Punkt 2.3.3

Bevor eine Ausschreibung zum „netzdienlichen, kontrahierten Speicher" erfolgt, muss eine erfolglose Ausschreibung „systemdienliche Speicher" vorliegen.

Abschließend möchten wir betonen, dass die Gestaltung der SNE-GV eine zentrale Rolle in der zukünftigen Entwicklung des österreichischen Energiesystems darstellt, und bitten daher unsere Anmerkungen und Überlegungen in der weiteren Gestaltung zu berücksichtigen.

Freundliche Grüße
Energie AG Oberösterreich
Services und Digital Solutions GmbH

i.A. Mag. Alfred Hieslmayr

i.A. Ing. Mag. David Hirnschrodt MBA

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000389
Stellungnahme FINGREEN - SNE-GV
Teil 2 - 20260327.cleaned.pdf

Stellungnahme von FINGREEN zu Punkt 2.3.1 „Systemdienliche Speicher“ der Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (Teil 2)

27.03.2026

Sehr geehrte Damen und Herren,

die vorgeschlagene Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV) stellt einen wesentlichen Baustein für die konkrete Ausgestaltung des neuen Regulierungsrahmens im Elektrizitätsbereich dar. Insbesondere die in Teil 2 adressierte Frage, unter welchen Voraussetzungen ein systemdienlicher Betrieb vorliegt und wie dieser im Rahmen der Systemnutzungsentgelte zu berücksichtigen ist, ist für die künftige Investitions- und Planungssicherheit von hoher praktischer Relevanz.

Vor dem Hintergrund des beschleunigten Ausbaus erneuerbarer Energien, des steigenden Flexibilitätsbedarfs im Stromsystem und der zunehmenden Bedeutung von Energiespeichern kommt der präzisen und praxistauglichen Ausgestaltung der entsprechenden Kriterien besondere Bedeutung zu. Die regulatorische Konkretisierung des Begriffs der Systemdienlichkeit beeinflusst nicht nur den wirtschaftlichen Rahmen neuer Projekte, sondern auch die Frage, ob netzdienliche Flexibilitäten tatsächlich zeitnah mobilisiert werden können. Dies gilt insbesondere für Energiespeicher, denen im Entwurf selbst eine wichtige Rolle für den Ausgleich von Ungleichgewichten sowie für die Behebung von Netzengpässen und -restriktionen zugeschrieben wird.

Als Beratungsunternehmen mit Fokus auf energiewirtschaftliche, regulatorische und wirtschaftliche Fragestellungen erlauben wir uns daher, zu den vorgeschlagenen Regelungen Stellung zu nehmen. Unsere Anmerkungen erfolgen aus einer projekt- und umsetzungsorientierten Perspektive und zielen darauf ab, zu einer praktikablen und investitionsfähigen Ausgestaltung der SNE-GV beizutragen.

Dabei liegt unser Fokus auf den Regelungen zu Punkt 2.3.1 betreffend die Konkretisierung des systemdienlichen Betriebs von Batteriespeichern.

1. Zusammenfassung der wichtigsten Punkte

- Der gesetzliche Begriff des systemdienlichen Betriebs ist nach unserer Auffassung zweistufig aufgebaut. Einerseits muss eine der im Gesetz genannten Bedingungen erfüllt sein, also entweder die Erbringung einer Flexibilitätsleistung, der Betrieb an einem im Netzentwicklungsplan definierten Standort oder ein Betrieb nach den Anforderungen des Netzbetreibers. Darüber hinaus muss damit jedoch auch eine Kostenvermeidung bzw. Kostenreduktion einhergehen oder ein Beitrag zur Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit geleistet werden.

- Eine Kostenersparnis oder Kostenreduktion kann insbesondere durch technische und vertragliche Vorgaben sichergestellt werden, etwa durch Hüllkurven, vorgegebene Fahrweisen, Blindleistungsvorgaben oder einen aufrechten Vertrag mit dem Regelzonenführer. Zunächst können diese Vorgaben statisch erfolgen, wenn die technischen Voraussetzungen erfüllt sind, könnte beispielsweise ein Ampelsystem eingeführt werden.

- Ein generelles wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren ist aus unserer Sicht aus dem Gesetz nicht als eigenständige und kumulative Voraussetzung für die Einstufung als systemdienlicher Speicher ableitbar. Maßgeblich sollte vielmehr sein, ob die gesetzlichen Kriterien des systemdienlichen Betriebs im konkreten Einzelfall erfüllt sind.

2. Diskussion zu Punkt 2.3.1 „Systemdienlicher Speicher“

Das ElWG sieht in § 127 (3) eine Netzentgeltbefreiung für 20 Jahre (Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt) für Energiespeicheranlagen unter gewissen Voraussetzungen vor:

> *„(3) Energiespeicheranlagen sind unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgeltkomponenten gemäß § 128 (Netznutzungsentgelt) und § 129 (Netzverlustentgelt) freigestellt.“*

Der Begriff „systemdienlicher Betreib“ ist in § 6 (1) Z 148 wie folgt definiert:

> *„148. „systemdienlicher Betrieb“ die Betriebsart einer Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicheranlage, bei der systemdienlicher Nutzen im Sinne von Kostenreduktionen, Kostenvermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit erbracht wird, insbesondere durch die Erbringung einer Flexibilitätsleistung, den Betrieb an einem bestimmten, durch die Ausweisung im Netzentwicklungsplan für das Verteiler- oder Übertragungsnetz definierten Standort oder nach den Anforderungen des Netzbetreibers. Kostenvermeidung oder Kostenreduktion liegt insbesondere dann vor, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Erzeugungs- und Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher*

Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstleistungsbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht;"[1]

Wir lesen den Gesetzestext so, dass für einen systemdienlichen Betrieb zunächst gewisse Bedingungen erfüllt werden müssen, diese sind:

- Erbringung einer Flexibilitätsleistung
- Betrieb an einem bestimmten, durch die Ausweisung im Netzentwicklungsplan für das Verteiler- oder Übertragungsnetz definierten Standort **oder**
- nach den Anforderungen des Netzbetreibers.

Durch das „oder" im Gesetzestext wird klargestellt, dass jedenfalls eine dieser Bedingungen (allerdings nicht alle Bedingungen gemeinsam) vorliegen muss.

Das alleinige Vorliegen einer dieser Bedingungen reicht aber nach unserer Leseart nicht aus – zusätzlich muss mit der Erfüllung einer dieser Bedingungen noch eine Kostenvermeidung oder eine Kostenreduktion einhergehen bzw. ein Beitrag zur Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit erbracht werden.

Nicht ableiten lässt sich aus dem Gesetz nach unserem Verständnis, dass ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren generell und kumulativ Voraussetzung für die Einstufung als „systemdienlicher Speicher" sein muss. Weder § 127 (3) ElWG noch die Legaldefinition des systemdienlichen Betriebs nennen eine Ausschreibung als eigenständiges Tatbestandsmerkmal.

Beispiel 1: Ein Batteriespeicher wird an einem im Netzentwicklungsplan definierten Standort errichtet und trägt aufgrund seiner Betriebsweise gleichzeitig zur Kostenvermeidung oder Kostenreduktion bei.
➔ ***In diesem Fall wäre das Kriterium des systemdienlichen Betriebs erfüllt.***

Beispiel 2: Ein Batteriespeicher wird an einem Standort, der nicht im Netzentwicklungsplan ausgewiesen wurde, nach Anforderungen des Netzbetreibers und zur Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit betrieben.
➔ ***In diesem Fall wäre das Kriterium des systemdienlichen Betriebs erfüllt.***

Beispiel 3: Ein Batteriespeicher wird an einem Standort, der im Netzentwicklungsplan ausgewiesen wurde, betrieben. Die Betriebsweise trägt aber nicht zur Kostenvermeidung oder Kostenreduktion bei und leistet keinen wesentlichen Beitrag zur Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit.
➔ ***In diesem Fall wäre das Kriterium des systemdienlichen Betriebs nicht erfüllt.***

[1] Anm.: Unterstreichung des Verfassers.

Kostenvermeidung und Kostenreduktion

Kostenvermeidung und Kostenreduktion liegt laut dem Gesetzestext „*insbesondere dann vor, wenn [...] offensichtlich ist, dass der Höchstleistungsbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht*“. Das Gesetz knüpft damit **unmittelbar an die Netzlastkomponente** an. Eine rein marktdienliche Fahrweise wird von dieser Definition daher ausdrücklich nicht erfasst.

Eine Begrenzung des Höchstleistungsbeitrags eines Batteriespeichers kann nach unserem Verständnis gut durch technische und vertragliche Vorgaben sichergestellt werden, etwa durch Hüllkurven für den zulässigen Betriebsbereich, einen aufrechten Vertrag mit dem Regelzonenführer über die Erbringung von Flexibilitätsleistung sowie durch Vorgaben des Anschlussnetzbetreibers zu zum Blindleistungsverhalten. Diese Instrumente werden in der Marktkonsultation als zentrale Elemente genannt und knüpfen unmittelbar an die im Gesetz ausdrücklich genannten technischen bzw. vertraglichen Gegebenheiten an und können dazu beitragen, Netzspitzen zu reduzieren, Netzrestriktionen zu entschärfen und damit netzseitige Kosten zu vermeiden oder zu senken.

Abbildung 1 aus einer Studie der FfE (Netzverträglicher Ausbau von Großbatteriespeichern, 2025) verdeutlicht den Effekt von einer Fahrweise, die die Maximallast durch den optimierten Einsatz von Batteriespeichern reduziert, der z.B. durch Vorgaben durch den Netzbetreiber erreicht werden kann.

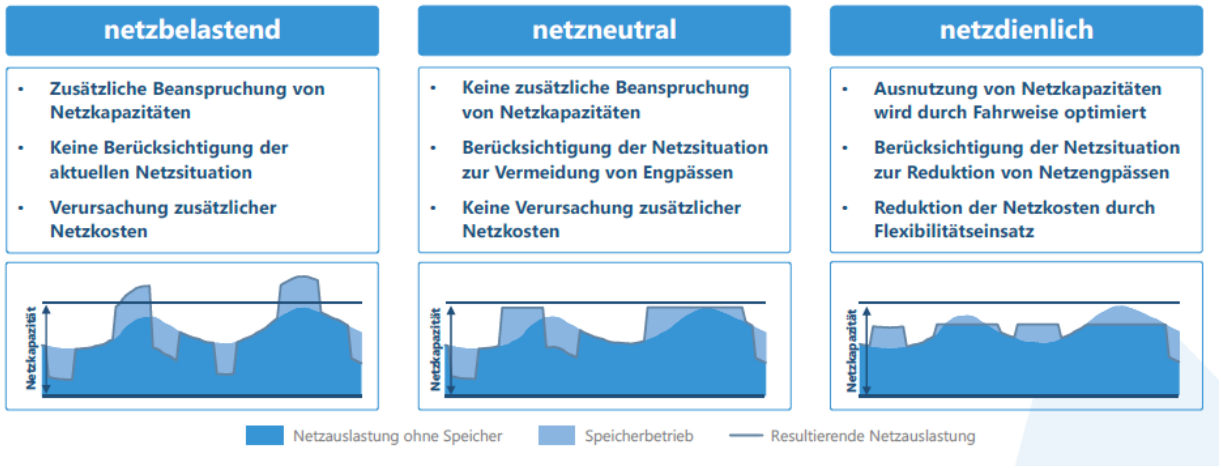


Abbildung 1: Abgrenzung der netzorientierten Fahrweisen, FfE (2025)[2]

[2] FfE (2025): Netzverträglicher Ausbau von Großbatteriespeichern – Lösungsansätze aus der Praxis; Whitepaper im Auftrag der green flexibility development GmbH

Besonders geeignet erscheinen Hüllkurven bzw. vorgegebene Fahrweisen, um eine systemdienliche Betriebsweise von Batteriespeichern sicherzustellen. Zu Beginn können Hüllkurven statisch vorgegeben werden. Sobald es die technischen Voraussetzungen ermöglichen, sind betriebliche Vorgaben in Form eines Ampelsystems, bei dem bereits am Vortag transparent bekanntgegeben wird, in welchen Zeitfenstern welche Einschränkungen gelten, denkbar. Dadurch kann ein Speicher so betrieben werden, dass sein Beitrag zur Maximallast begrenzt und seine netzdienliche Wirkung sichergestellt wird.

Wir verweisen in diesem Zusammenhang auf einen weiteren Beitrag der FfE, der die konkrete Ausgestaltung der netzorientierten Fahrweise darstellt (siehe Anhang 1).

Über FINGREEN:

Wir sind ein Boutique-Beratungsunternehmen und begleiten Unternehmen und Institutionen aus der Energie- und Umweltbranche bei der Strategieentwicklung und Finanzierung ihrer nachhaltigen Projekte. Wir verfügen über umfangreiche Erfahrung in der Beratung von privaten Unternehmen und öffentlichen Institutionen in Fragen der Finanzierung mit einem besonderen Fokus auf erneuerbare Energien.

Kontakt:

FINGREEN | Green Finance Experts
Autoren: Ferry Krause, Consultant, Lukas Stühlinger, Managing Partner
E: lukas.stuehlinger@fingreen.at
W: www.fingreen.at

Anhang 1 – Netzdienliche Fahrweisen für einen 2h-Batteriespeicher mit 20 MW



Abb. 2 **Fahrweisen für einen 2-h-Speicher mit 20 MW**

Quelle: FfE

Quelle: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2025): Herausforderungen und Lösungen bei der Integration von Großbatteriespeichern in das Verteilnetz (Preis, Kraus, Herrmann, Mock, Estermann, Kirmeier, Kern), FfE, Bayernwerk

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000390

20260327_KORR_E_ECA_Stellungnahme.pdf

Energie-Control Austria
für die Regulierung der Elektrizitäts-
Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Per E-Mail: recht-post@e-control.at

Ihr Zeichen / Ihre Nachricht vom	Bearbeiter	Nebenstelle	Datum
Geschäftszahl: V SNE 01/26	REE/Wolfart		27. März 2026

Stellungnahme zur Marktkonsultation Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir danken der Regulierungsbehörde für die Einbindung im Zuge der Marktkonsultation. Im Namen der Konzernunternehmen der Energie Steiermark AG erlauben wir uns nachstehende Stellungnahme zu erstatten:

I. Überblick zu den wesentlichen Punkten aus Sicht der Energie Steiermark AG

Die grundsätzlichen Überlegungen im Teil 1 der Marktkonsultation zu den Zielsetzungen iZm der Neugestaltung der Netzentgeltsystematik (Tarife 2.1) werden ausdrücklich begrüßt. Entscheidend ist, dass die neue Tarifstruktur klar, nachvollziehbar und administrativ effizient ausgestaltet wird.

Der vorliegende Entwurf zur Ausgestaltung der SNE-GV verengt im Teil 2 der Marktkonsultation den gesetzlichen Systemdienlichkeitsbegriff, benachteiligt zentrale Speichertechnologien und konterkariert das Ziel eines volkswirtschaftlich effizienten, flexiblen Energiesystems. Die Behandlung und Berücksichtigung der folgenden 6 Punkte sind zwingend erforderlich, um aus Sicht der Energie Steiermark AG Investitionssicherheit, Technologieoffenheit und Rechtskonformität sicherzustellen.

1. Keine kumulative Pflicht aller Systemdienlichkeitskriterien

Die in Punkt 2.3.1 genannten Kriterien dürfen nicht kumulativ verpflichtend sein, da das ElWG die genannten Kriterien als Indikatoren nicht als zwingende Gesamtheit betrachtet und die kumulative Anwendung faktisch verschiedene Speichertechnologien ausschließt.

2. Leistungskriterium technologieoffen ausgestalten

Systemdienlichkeit muss auch über flexible Bezugsleistung nachweisbar sein, da Elektrolyseure Energiespeicher iSd ElWG sind, aber keinen Strom rückspeisen.

3. Vertrag mit Regelzonenführer darf kein Pflichtkriterium sein

Ein Vertrag mit dem Regelzonenführer darf nur eine Nachweisoption, nicht zwingende Voraussetzung sein, denn systemdienlicher Betrieb ist auch durch andere Mechanismen möglich.

4. Systemdienlichkeit nicht auf netztechnische Effekte reduzieren

Systembegriff muss gesamtenergetisch verstanden werden. Das ElWG umfasst Versorgungssicherheit, Flexibilität sowie sektorübergreifende Effekte, eine rein netztechnische Kostenlogik unterschreitet den gesetzlichen Rahmen.

5. Standortkriterium nicht ausschließlich durch Netzbetreiber

Der „geeignete Standort" darf keine alleinige Eintrittsvoraussetzung sein, da es andernfalls zu Wettbewerbsverzerrung sowie Grundstückspreisspekulation und folglich weitgehenden Verzögerung rasch realisierbarer Speicherprojekte kommen könnte.

6. Klare und konsistente Anwendung von § 127 Abs. 3 ElWG

Netzdienlich kontrahierte Speicher müssen grundsätzlich als systemdienlich gelten und § 127-fähig sein. Die aktuelle Trennung zwischen Systemdienlichkeit und „bloßer" Tarifbegünstigung ist nicht nachvollziehbar und könnte zu höheren als erforderlichen Ausschreibungspreisen und somit ineffizienten Lösungen führen.

II. Im Detail zu SNE-GV Teil 1

Die im Dokument grundlegende Zielsetzung des neuen Netzanschlussentgelt-Modells ist zu begrüßen. Besonders positiv hervorzuheben sind:

- die Einführung eines Leistungspreises für bislang nicht-leistungsgemessene Kunden,
- eine einheitliche Systematik für Einspeiser und Entnehmer,
- die verbesserte Transparenz für Netzbenutzer sowie
- klare Anreize für eine netzdienliche Dimensionierung von Netzanschlüssen.

Die vorgeschlagene Weiterentwicklung der Netztarifstruktur trägt wesentlich zur Anpassung an die neuen Anforderungen im Elektrizitätssystem bei. Die stärkere Berücksichtigung von Leistungsparametern und die Integration der Messentgelte in die Netznutzungsentgelte stellen bedeutende Änderungen in Tarifstruktur und in der praktischen Umsetzung der Netzentgeltabrechnung dar.

Entscheidend ist, dass die neue Tarifstruktur klar, nachvollziehbar und administrativ effizient ausgestaltet wird. Der Übergang vom bestehenden Tarifmodell in das neue System sollte stabil und geordnet erfolgen, um sowohl für Netzkunden als auch für Marktteilnehmer eine hohe Transparenz und Planbarkeit zu gewährleisten.

Besonders positiv ist weiters hervorzuheben, dass hinsichtlich der einheitlichen Systematik für Einspeiser und Entnehmer das pauschalierte Netzanschlussentgelt für Erzeugungsanlagen (Anlage V ElWG) nicht mehr enthalten ist und davon ausgegangen wird, dass die Regulierungsbehörde die Möglichkeit nutzen

wird, diese Sonderregelung aufzuheben – ein sachlich notwendiger Schritt, da sie zu unverhältnismäßigen Kostenverschiebungen geführt hat.

Um die neuen Vorgaben rechtssicher und praxistauglich umzusetzen, sind jedoch weitere Präzisierungen bzw. Adaptierungen erforderlich:

- Einführung einer monatlichen Leistungsspitze als verbindliche Verrechnungsbasis sowie eines Monatsleistungspreises, um nachträgliche Jahresaufrollungen zu vermeiden.
- Zur Begrenzung der Komplexität der Netzentgeltabrechnung sollte zumindest auf Netzebene 7 eine einheitliche Mindestverrechnungsleistung festgelegt werden. Ein solcher Ansatz würde auch die Leistungsverrechnung von Kleinstanlagen ohne gemessene Leistung ermöglichen und die Verständlichkeit für Netzkunden erhöhen.
- Veröffentlichung repräsentativer Vergleichsfälle durch die Regulierungsbehörde zur transparenten Darstellung der Auswirkungen des neuen Modells auf verschiedene Kundengruppen -> neben dem etablierten Haushaltsvergleichsfall sollten auch Beispiele für unterschiedliche Netzbereiche bereitgestellt werden.
- Kritische Prüfung einer Ausweitung der regelbaren Bezugsleistung auf NE 5–7, zuerst sollte vielmehr die Wirkung der bereits eingeführten Regelung (SNE-V 2026) evaluiert werden.
- Beibehaltung der Verrechnung nach tatsächlichem Aufwand (AWA) statt der vorgesehenen kW-Kostensätze und Obergrenzen in €/kW.
- Klare Definition des Netzzutrittspunkts in der SNE-GV für eine eindeutige Abgrenzung von PA und AWA des Netzanschlussentgelts notwendig.
- Durchgängige, kostendeckende PA-Kostensätze je Netzebene auf Basis realistischer Daten einschließlich Bau- und Grundstückskosten.
- Präzise Regelung für 1:n-Beziehungen bei Mehrparteienobjekten.
- Rechtssichere Übergangsregelungen für bestehende Leistungsdaten und Altverträge notwendig, z.B. die Möglichkeit der Rückzahlung bereits geleisteter NBE gemäß ElWOG 2010 für einen Zeitraum von 3 Jahren ab Inkrafttreten der Regeln zu den Entgeltkomponenten gemäß ElWG oder die vertragskonforme Erfüllung bestehender Netzanschlussverträge auf Basis ElWOG 2010 durch Bezahlung des vereinbarten NBE.
- Vorsehen von sachgerechten Regelungen für Kleinstanschlüsse, unterbrechbare Anlagen und temporäre Anschlüsse.

Zudem sehen wir die Überführung der bisherigen „Anschlussleistung“ bzw. des „vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung“ in eine netzwirksame Bezugsleistung als zielführend. Derzeit handelt es sich im nicht leistungsgemessenen Bereich gemäß den aktuell geltenden Allgemeinen Verteilernetzbedingungen um eine rein kaufmännische Größe, die regelmäßig nicht die tatsächlich bezogene Leistung (Viertelstundenmittelwerte) widerspiegelt. Systembedingt können reale Leistungsbezüge deutlich über diesen Werten liegen, was auch in Smart-Meter-Lastprofilen sichtbar ist. Die pauschale Festlegung von 8 kW würde daher in vielen Fällen zu Nachverrechnungen des Pauschalanteils (PA) führen, obwohl keine technische Ände-

rung am Netzanschluss erfolgt ist. Dies ist aus Kundensicht wohl kaum nachvollziehbar und wird voraussichtlich zu erheblichen praktischen Problemen sowie vermehrten Verfahren vor der Schlichtungsstelle der E-Control führen.

Beispiel: Ein Netzkunde mit bisher 4 kW und einer Absicherung von 3 x 32 A hat eine ordnungsgemäß installierte und gemeldete 11 kW Wallbox und bezieht mit Grundlast und E-Auto-Ladung maximal 13 kW aus dem Netz. Obwohl sich am Netzanschluss nichts ändert und die kaufmännische Anschlussleistung im bestehenden System ausreichend war, müsste der Netzkunde im neuen System

- einerseits laufend den Leistungspreis für 13 kW zahlen (was legitim und verursachergerecht ist)
- und andererseits auch für die Differenz von 8 kW auf 13 kW einmalig den PA des Netzanschlussentgelts nachverrechnet bekommen und bezahlen.
- Weiters ist festzuhalten, dass der Kunde in diesem Fall ein gesetzliches Recht auf Einspeisung gemäß § 96 (Abs. 5 bzw. 6) ElWG in dem neuen Ausmaß (z.B. 13 kW) am bestehenden Netzanschluss erhält, was in weiterer Folge erhebliche Auswirkungen auf den seitens des Netzbetreibers durchzuführenden und finanzierenden Netzausbau hätte.

Zur Vermeidung solcher Effekte regen wir folgende Methodik an:

Für alle Anlagen mit einer netzwirksamen Leistung <= 20 kW (alte Grenze zum Tarif gemessene Leistung) erfolgt keine Nachverrechnung des PA auf die tatsächlich bezogene Leistung und die bei diesem Zählpunkt hinterlegte Anschlussleistung von 8 kW (vormals 4 kW) bleibt bestehen. Eine Erhöhung der am ZP hinterlegten Leistung und damit eine Nachverrechnung erfolgt nur, wenn der Leistungsbezug der Anlage die 20 kW-Grenze überschreitet. Im Falle, dass ein Netzkunde eine aktuelle Leistung zwischen 8 kW und 20 kW hat, bleibt diese Leistung als Anschlussleistung für die Verrechnung des Netzanschlussentgelts bestehen und erfolgt keine Nachverrechnung des PA von 8 kW auf die aktuelle Leistung.

Es wird angeregt, dass Verteilernetzbetreiber für die Herstellung oder Abänderung von Netzanschlüssen an die Netzebene 1 und 2, die dem Ausbau, der Verstärkung oder Optimierung der Netzinfrastruktur im Rahmen der ihnen gemäß § 115 obliegenden gesetzlichen Pflichten dienen, kein Netzanschlussentgelt gemäß § 127 zu entrichten haben, da Netzanschlüsse auf den Netzebenen 1 und 2 von überregionaler Bedeutung sind und sie wesentliche Funktionen im österreichischen Stromsystem erfüllen.
Sie dienen nicht nur als Versorgungsschnittstelle, sondern auch der Spannungsregelung, der Leitungsentlastung sowie der Durchführung von Engpassmanagementmaßnahmen für den Übertragungsnetzbetreiber und tragen wesentlich zur Stabilität und Effizienz des Hochspannungsverbundnetzes bei. Zudem dienen diese Maßnahmen ausschließlich der Erfüllung gesetzlicher Pflichten der Verteilernetzbetreiber gemäß § 115, insbesondere der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit sowie der Einbindung systemrelevanter Flexibilitätsoptionen.
Die angeregte Ausnahmeregelung steht auch im Einklang mit den energiewirtschaftlichen Grundsätzen der Kostenwahrheit und der verursachungsgerechten Entgeltstruktur. Es wäre systemwidrig, strukturbedingte und gesetzlich gebotene Investitionen, die der allgemeinen, überregionalen Netzinfrastruktur dienlich ist, über Netzanschlussentgelte einzelner Netzbenutzer zu refinanzieren. Derartige systemische Infrastrukturmaßnahmen sind vielmehr im Rahmen der regulierten Netzkosten über das Gesamtsystem zu tragen und daher sachlich gerechtfertigt und systematisch geboten.

III. Im Detail zu SNE-GV Teil 2

Das ElWG erkennt die wichtige Rolle der Energiespeicheranlagen für das Gelingen der Energiewende an und verdeutlicht in eigenen Bestimmungen, wie sie sich in das bestehende Geflecht der unterschiedlichen Akteure einfügen. Insbesondere die Bestimmung des § 127 Abs. 3 ElWG bietet die erforderlichen wirtschaftlichen Anreize, diese entscheidende Rolle von Energiespeicheranlagen bei der Bereitstellung der für die Transformation des Energiesystems notwendigen Flexibilität auch tatsächlich zu ermöglichen. Diese Bestimmung trägt dem ökonomischen Aspekt Rechnung, dass sich Energiespeicheranlagen, die „doppelt", also sowohl als Entnehmer wie auch als Einspeiser, mit den vollen (aktuell geltenden v.a. leistungsbezogenen) Systemnutzungskosten belastet werden, wirtschaftlich in vielen Fällen für die Betreiber nicht rechnen würden und daher der angestrebte Ausbau von Energiespeicheranlagen nicht stattfinden würde!

In diesem Zusammenhang ist die doch „restriktive" Sichtweise der E-Control in Bezug auf die Vielzahl der Kriterien, die kumulativ für einen systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen zu erfüllen sind und insbesondere auf den fast alleinigen Gestaltungsspielraum der Netzbetreiber in Bezug auf den Ausweis geeigneter Standorte für den „systemdienlichen Betrieb" von Energiespeicheranlagen – ohne irgendeine Vorgabe in Bezug auf Geschwindigkeit und Umfang der diesbezüglich auszuweisenden Standorte – als sehr hemmend für einen raschen und dringend erforderlichen Ausbau von Energiespeicheranlagen zu sehen. Dies ist aus volks- und energiewirtschaftlicher Sicht sogar zweifach kritisch zu beurteilen. Energiespeicheranlagen tragen nämlich nicht nur zur Reduktion der Netzkosten bei, sondern ermöglichen daneben die Verlagerung „überschüssiger" Energie aus Produktionsspitzen in jene Zeiten, in denen ein Nachfrageüberhang besteht. Dadurch wird nicht nur eine Glättung des Strompreises über den Tag, sondern – zumindest mittelfristig – auch eine Reduktion des durchschnittlichen Strompreises erreicht werden können, da das nutzbare Stromangebot deutlich erhöht werden kann.

Der vorliegende Entwurf führt zu einer erheblichen Einschränkung des gesetzlichen Systembegriffs und ist in der aktuellen Form auch geeignet, Elektrolyse- und wasserstoffbasierte Speichertechnologien faktisch auszuschließen, was jedenfalls den Vorgaben des Gesetzgebers widerspricht.

Das „Standortkriterium" sehen wir in der beschriebenen Form in mehrerlei Hinsicht problematisch:

- Zum einen liegt dadurch die Entscheidungsmacht über den Ausweis geeigneter Speicherstandorte alleinig bei den Netzbetreibern, zum anderen
- ist dadurch mit einer massiven Grundstückspreisrally bei ausgewiesenen, geeigneten Standorten zu rechnen. Aus der erforderlichen Sicherung geeigneter Grundstücke resultiert weiters
- eine massive Einschränkung des Wettbewerbs bei der Ausschreibung netzdienlicher Energiespeicheranlagen gem. § 89 Abs. 2 Z. 2 ElWG, da der Bieterkreis auf jene Parteien eingeschränkt ist, welche im Vorfeld bereits Grundstücke im Umfeld der Anschlusspunkte gesichert haben. In diesem Zusammenhang ist aus Erzeugersicht die Flächenbereitstellung durch den Netzbetreiber als Vorleistung zu überlegen.

Positiv anzumerken ist, dass im Konsultationsentwurf seitens E-Control auch festgehalten wird, dass Energiespeicher als „systemdienlich" eingestuft werden, wenn sie gemeinsam mit Stromerzeugungsanlagen Teil derselben Kundenanlage sind („co-located Speicher"), wenn der Netzbezug des Speichers messtechnisch erfasst und vom Eigenbedarf der Stromerzeugungsanlagen abgrenzbar ist. Allerdings

müssen dafür seitens E-Control gemäß § 111 Abs. 2 noch Standardmesskonzepte entwickelt werden. Bei diesen Standardmesskonzepten sollte jedenfalls auch darauf geachtet werden, dass solche „hybride Anlagen" in Bezug auf die EAG-Marktprämie nicht schlechter gestellt werden als Erzeugungsanlagen ohne Energiespeicher. Natürlich soll nur die mit der EAG-Abwicklungsstelle kontrahierte Stromerzeugung durch eine EAG-Marktprämie gefördert werden, es sollte aber keine Rolle spielen, ob dieser Strom sofort bei der Erzeugung in das öffentliche Netz eingespeist wird oder erst nach Zwischenspeicherung in einen Energiespeicher!

Hinsichtlich des komplexen Zusammenspiels von Netzentwicklungsplänen, Ausschreibungen, Flexibilitätsplattformen und Hüllkurven (vgl. Pkt. 2.3.1) regen wir die Erstellung von Ablaufdiagrammen bzw. Flussdiagrammen zur Klarstellung aller Stakeholder dringend an. Weiters ist grundlegend festzuhalten, dass der Begriff „Geeigneter Standort" regulatorisch zentral, aber methodisch nicht definiert ist. Zur Schaffung von Rechtssicherheit wären generelle Regelungen dringend erforderlich. Dabei wären Details beispielsweise zu Berechnungsmethoden von Engpasshäufigkeiten oder auch Kostenfunktionen zu klären.

Der vorgestellte Konsultationsentwurf ist sehr zukunftsorientiert. Gleichzeitig sind Regelungen für Bestandsanlagen (etwa Pumpspeicheranlagen) ebenso wie für in Bau befindliche Anlagen erforderlich. Der laufende (wiederholte) Nachweis der Systemdienlichkeit bedarf ebenso einer Regelung wie die „Mindesthaltedauer" von system- oder auch netzdienlichem Verhalten.

Ein zentraler Erfolgsfaktor für das Heben von Potentialen ist die Möglichkeit, einen dauerhaft flexiblen Netzzugang auch ohne bestehende oder erwartete Netzengpässe, sondern auf Kundenwusch zu ermöglichen.

2.1 Allgemeines

Der Entwurf reduziert abweichend von den Vorgaben des ELWG Systemdienlichkeit faktisch auf stromnetztechnische Kostenvermeidung, das „System" umfasst allerdings ein deutlich breiteres Stakeholder-Spektrum als ausschließlich den Netzbetreiber.

Der gesetzliche Rahmen des ElWG umfasst jedoch ausdrücklich auch:

- Versorgungssicherheit
- gesamtenergetische Systemeffekte
- Flexibilitätsbereitstellung

Energiespeicheranlagen, insbesondere Elektrolyseure leisten genau diesen Beitrag durch Ermöglichung von langfristiger und sektorübergreifender Energiespeicherung. Eine ausschließlich stromnetztechnische Betrachtung unterschreitet daher den gesetzlichen Systemrahmen im Hinblick auf gesamtenergetische Systemeffekte.

<u>Formulierungsvorschlag</u>

„Systemdienlichkeit umfasst neben netzseitiger Kostenvermeidung auch Beiträge zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit sowie gesamtenergetische Systemwirkungen."

2.2 Rolle der Energiespeicheranlagen

Im ersten Absatz von Pkt. 2.2 wird nachfolgende Ergänzung angeregt:

„Demnach müssen Energiespeicheranlagen sowohl gegebenenfalls als Einspeiser als auch als Last beurteilt werden."

Allgemeine Anmerkungen zu Punkt 2.3 – Kriterien für Systemdienlichkeit

Der vorgesehene Planungshorizont von mindestens 10 Jahren aus den Netzentwicklungsplänen (NEP) ist zwar positiv in Bezug auf langfristige Planungssicherheit zu sehen, aber für schnell realisierbare Technologien wie Batteriespeicher ohne die verbindliche Festlegung von kurzfristiger auszuweisenden „geeigneten Standorten" zu lang.

Für Elektrolyseure ist ein Planungshorizont von mindestens 10 Jahren durchaus erforderlich. Es wäre daher allenfalls eine Differenzierung zwischen den unterschiedlichen Energiespeichertechnologien vorzusehen.

Weiters möchten wir auf unsere Überlegungen zu Punkt 2.3.1 Ziffer 1 hinsichtlich Wettbewerbshemmnis und Kostenfaktoren (Grundstückskosten) verweisen.

→ Dies verhindert die zeitnahe Nutzung wesentlicher Effizienz- und Flexibilitätspotentiale.

→ Das Abstellen auf Netzentwicklungspläne zur Definition geeigneter Standorte erscheint ob kurzfristiger Umsetzbarkeit von Speicherprojekten (Batteriespeichern) zur Sicherung einer schnellen netzentlastenden Wirkung als ineffizient.

2.3 Kriterien für die Systemdienlichkeit

Vor dem Hintergrund, dass Speicher auch in Bezugsrichtung systemdienlich sein können, wäre die Formulierung „und bezugsseitig" entsprechend im Konsultationsdokument zu ergänzen. Dies dient auch der Berücksichtigung von Elektrolyseuren und vergleichbaren Anlagen. Weiters wird angeregt, zu Beginn der Regelungen – um die Systemkomplexität beherrschbar zu halten – vorläufig auf höhere Netzebenen (NE 4 und 5) zu beschränken. Zusätzlich wäre aus systemischer Sicht auch eine Berücksichtigung des minimalen Energiegehaltes sinnvoll. 2 MWh erscheinen als geeignete Größe.

2.3.1 – Systemdienliche Speicher

- Die geforderte kumulative Erfüllung aller Kriterien ist im ElWG unserer Ansicht nach nicht gefordert und stellt eine deutliche und übermäßige Verschärfung dar.

  → Einzelkriterien sollten auch isoliert zur Qualifikation führen können, sofern sie einen nachweisbaren systemdienlichen Effekt haben, wobei hier unserer Ansicht nach vor allem das Kriterium der Kostenreduktion nicht ausschließlich netzbezogen zu interpretieren ist.
- Um die grundlegende Korrelation von Netzdienlichkeit und marktoptimiertem Einsatz von Energiespeicheranlagen zu berücksichtigen und ein Mindestmaß an Planungssicherheit für die Energiespeicheranlagenbetreiber zu gewährleisten, ist die Einführung eines eigenen Speichertarifs in Anlehnung an § 5 Ziffer 8 SNE-VO erforderlich.

Die 7 Kriterien des Abschnitts 2.3.1 werden kumulativ verlangt. Das ElWG nennt diese Aspekte jedoch als mögliche Indikatoren für Systemdienlichkeit, nicht als zwingende kumulative Voraussetzungen. Die derzeitige Ausgestaltung führt zu einem unnötig restriktiven Zugang, verhindert technologieoffene Lösungen und widerspricht damit der gesetzlichen Grundlage - ElWG.

Formulierungsvorschlag

- „Die Kriterien gemäß Z 1 bis Z 7 dienen der Konkretisierung des systemdienlichen Betriebs und sind alternativ heranzuziehen."

2.3.1 Ziffer 1 – Geeigneter Standort

- Das Standortkriterium verschiebt die Initiative zu den Netzbetreibern und schränkt den freien Markt ein.
- Projektverzögerung aufgrund von Wartezeit bei Ausweis von Projektstandorten im NEP sind zu erwarten.
- Schon jetzt ist rund um vermeintlich geeignete Umspannwerke eine Explosion von Grundstückspreisen beobachtbar. Diese Preisexplosion wird durch das vorgeschlagene Konzept „Ausweis im NEP" noch weiter verstärkt.
- Wir sehen weiters den Wettbewerb bei der Ausschreibung erforderlicher Kapazitäten bei zu einschränkender Standortvorgabe als massiv gefährdet. Es ist jedenfalls darauf zu achten, dass nicht die frühzeitige Sicherung von Grundstücksrechten den bestimmenden Faktor für den Zuschlag darstellt. Im Extremfall ist die Beistellung der erforderlichen Grundstücke für Energiespeicheranlagen durch den Netzbetreiber zu bevorzugen.
- Anlagen, die vom Netzbetreiber einen Netzanschluss zu den gesetzlichen Konditionen (ohne Reduktion der Netzanschlussentgelte) erhalten, erfüllen das Kriterium „geeigneter Standort", dies muss insbesondere für Co-located Speicher gelten.
- Co-located Anlagen:

Um systemdienlich im Sinne des § 6 Abs. 1 Z. 148 ElWG zu sein, sollte die zusätzliche Erfüllung eines der folgenden Kriterien ausreichen:

1. Teilnahme am Regelenergiemarkt oder
2. Erbringung von Flexibilitätsleistungen für den Verteilnetzbetreiber oder
3. Reduktion der Lastspitze im relevanten Netzbereich durch atypische Fahrweise.

In diesem Fall ist die Anlage als systemdienlich einzustufen und gemäß § 127 Abs. 3 ElWG für 20 Betriebsjahre von den entnahmeseitigen Netzentgelten (Netznutzungs- und Netzverlustentgelt) zu befreien.

Es ist kritisch zu hinterfragen, dass geeignete Standorte für Systemdienlichkeit ausschließlich durch Netzbetreiber festgelegt werden können. Die Einschränkung berücksichtigt z.B. nicht, dass auch an nicht als explizit geeignet festgelegten Standorten indirekt eine Systemdienlichkeit für geeignete Standorte

gegeben sein kann. Die enge Definition des geeigneten Standorts führt zu explodierenden Grundstückspreisen bzw. Pachtentgelten, welche die Kosten für die Erbringung systemdienstlicher Dienstleistungen verteuern, was diametral dem Gedanken der Systemkostensenkung durch systemdienlichen Betrieb entgegensteht.

2.3.1 Ziffer 2 – Systemdienlicher Speicher

Geforderte Einspeiseleistung von 1 MW schließt Elektrolyse faktisch aus

Gemäß Punkt 2.3.1 Z. 2 muss der Speicher über eine einspeiseseitige Engpassleistung von mindestens 1 MW verfügen. Elektrolyseanlagen speichern Energie jedoch in Form von Wasserstoff und können keinen Strom rückeinspeisen (es besteht allerdings die Möglichkeit im Rahmen einer flexiblen Betriebsweise die bezogene Leistung temporär zu reduzieren). Eine vollständige oder teilweise Rückeinspeisung wäre nur über Gasturbinen, Gasmotoren oder Brennstoffzellen möglich, es ist davon auszugehen, dass diese Rückverstromung a) deutlich zeitversetzt (z.B. saisonale Speicherung) und b) örtlich von der Energiespeicheranlage abweicht (z.B. via hocheffizienter KWK-Anlagen inkl. Abwärmenutzung in Nah- & Fernwärmenetzen). Das Kriterium führt daher zu einem technologiebedingten Ausschluss von Elektrolyseuren, obwohl diese nach ElWG ausdrücklich als Energiespeicheranlagen gelten.

Neben bedeutenden Beiträgen zur Versorgungssicherheit durch Ermöglichung langfristiger, großskaliger Energiespeicherung durch Wasserstoff können Elektrolyseure an Netzknoten bzw. Umspannwerken mit sehr hoher erneuerbarer Einspeisung netzentlastend (=systemdienlich) wirken. Da Elektrolyseure als einzige Energiespeicheranlage nur indirekt über Speicherkapazitäten (Einspeisung in Wasserstoffnetz und großskalige Speicherung) verfügen, die aber in ihrer netzentlastenden Wirkungsdauer unbeschränkt sind, stellen sie eine dauerhafte Flexibilität dar.

Formulierungsvorschlag

„Der Speicher verfügt über eine flexible netzwirksame Leistung von zumindest 1 MW in Bezugs- oder Einspeiserichtung."

2.3.1 Ziffer 3 – Vertrag mit Regelzonenführer

- Hier sollte auch die Bereitstellung von Flexibilitäten gemäß § 139 ElWG explizit einbezogen werden.

Der Entwurf verlangt einen Engpassmanagementvertrag mit dem Regelzonenführer. Systemdienlicher Betrieb kann jedoch auch durch andere Mechanismen erfolgen, etwa:

- flexible Lastaufnahme
- netzsignalbasierte Steuerung
- standortbezogene Netzrestriktionslogik

Das Vorliegen eines Engpassmanagementvertrags mit dem Regelzonenführer kann daher ein möglicher Nachweis, aber keine zwingende Voraussetzung sein.

Formulierungsvorschlag

„Alternativ kann ein gleichwertiger technischer oder vertraglicher Nachweis systemdienlicher Betriebsweise erbracht werden."

2.3.1 Ziffer 4 – Betriebsbereich („operational envelope")

Die Vorgabe zum zulässigen Betriebsbereich auf täglicher Basis ist jedenfalls begrüßenswert und unserer Ansicht nach ein wesentlicher Schlüssel zum effizienten Einsatz von Speichern und damit verbundener Netzentlastung. Jedoch ist klarzustellen, dass der Netzbetreiber dem Speicherbetreiber die höchstmögliche Flexibilität einräumt.

Netzbetreiber müssen zum schnellstmöglichen Aufbau schlagkräftiger Prognosemodelle angehalten werden. Hierzu ist ein detaillierter Zeitplan zu erarbeiten. Um Effizienzen zu heben, ist es erforderlich, die Zusammenarbeit von Netzbetreibern und Betreibern von Erzeugungsanlagen bei der Prognoseerstellung zu intensivieren.

→ Ein effizienter (Speicher-)Anlageneinsatz bedingt die Verfügbarkeit aussagekräftiger Prognosemodelle, um Einsatzerfordernisse und Möglichkeiten bestmöglich vorzugeben. Die Bereitstellung der höchstmöglichen Flexibilität durch den Netzbetreiber wirkt sich dabei günstig auf die gem. § 139 durchzuführende Ausschreibung bzw. die zu erwartenden Auktionsergebnisse aus, da sich andernfalls die Möglichkeit marktlicher Nutzung der Anlage angebotsreduzierend auswirkt.

2.3.1 Ziffer 5 – Blindleistungsverhalten

Die Erbringung von Blindleistung reduziert die nutzbare Wirkleistung und verursacht immer Opportunitätskosten für Speicher- oder PV-Anlagenbetreiber.

→ Eine Entschädigung ist erforderlich. Ohne Vergütung könnte der Netzbetreiber dauerhaft und kostenlos Blindleistungsvorhaltung verlangen.

2.3.1 Ziffer 7 – Ausschreibung von Speicherkapazitäten durch den Anschlussnetzbetreiber

- Wie ist die Abgrenzung dieser Ziffer 7 zu den Festlegungen des Punktes 2.3.3 definiert?
- Eine grundsätzliche Ausschreibung von Netzkapazitäten für Speicheranlagen ist unseres Erachtens nicht Vorgabe des ElWG. Wir ersuchen um Klarstellung der Zielsetzung der Ziffer 7.

Der Entwurf schließt Energiespeicher in Kundenanlagen mit Verbrauchsanlagen grundsätzlich aus. Gerade Elektrolyseanlagen werden u.a. in industriellen Standorten errichtet und können dort dennoch systemdienlich betrieben werden. Missbrauchsrisiken können durch Mess- und Abgrenzungskonzepte bzw. Mindestleistungen adressiert werden.

Formulierungsvorschlag

„Eine Einstufung als systemdienlich ist auch in Kundenanlagen möglich, sofern durch geeignete Mess- und Nachweiskonzepte eine missbrauchssichere Zuordnung gewährleistet ist, wobei eine mindest-Engpassleistung von 1 MW erforderlich ist."

2.3.1 – Co-located Speicher

- Klärung erforderlich, ob die Regelung zu „co-located Speichern“, die zuvor genannten sieben Voraussetzungen teilweise oder vollständig aushebelt.
- Um die Effizienz des Gesamtsystems zu steigern und mit möglichst bedarfsgerechten Investitionen in Speicher die maximale Wirkung auf das Energiesystem zu entfalten, ist darauf zu achten, dass der jeweiligen (Speicher-)Anlage möglichst viele Einsatzszenarien zur Verfügung stehen. Co-located Speichern muss daher entsprechend den Netzgegebenheiten die Möglichkeit zum Bezug aus dem öffentlichen Netz eingeräumt werden, ohne die Befreiungsbestimmung des § 127 Abs. 3 auszuhebeln.
- Sofern keine Systemdienlichkeit und resultierende Entgeltbefreiung für Speicheranlagen (Co-located & Stand alone) erfolgt, ist mittelfristig der Business case für Speicher sehr schwer darstellbar, da die Erlöskomponente „energyshifting aus dem öffentlichen Netz“ durch die hohe (v.a. leistungsbezogene) Netzentgeltbelastung wegbricht. Deshalb sind, zumindest in einem ersten Schritt, angemessene und weniger restriktive Anforderungen für die Erfüllung der Systemdienlichkeit anzulegen.
- Der Vorteil der marktlichen Beschaffung von Speicherleistung durch Netzbetreiber liegt – neben der Bereitstellung von Regelleistung und anderen Flexibilitätsleistungen und dadurch substituierter Netzausbaukosten – in der dem Speicherunternehmen verbleibenden Möglichkeit der Nutzung der Anlage am freien Markt. Die Möglichkeit der zumindest zeitweisen „freien Vermarktung“ kann bei den im Auktionsweg zugeschlagenen Geboten berücksichtigt werden und reduziert dadurch die Kosten der Netzbetreiber.
- Zusätzlich kann ob des marktlichen Einsatzes zur Glättung der Marktpreise beigetragen werden. Diese Glättung stellt wiederum die Verlagerung überschüssiger erneuerbarer Energie in Zeiten höherer Nachfrage dar und sichert somit unserer Ansicht nach den gewünschten Nutzen der volatilen erneuerbaren Energie.
- Sofern keine derartige Nutzungsmöglichkeit für den Speicherunternehmer besteht, wird dieser seine Vollkosten auf das vom Netzbetreiber zu entrichtende „Flexibilitätsentgelt“ umlegen.

2.3.2 - Systemdienliche Stromerzeugungsanlagen

Generell ersuchen wir um Klarstellung, ob auch nicht-erneuerbare Erzeugungsanlagen als systemdienlich anerkannt werden können.

„Bezugslastig“ auf die Umspannwerke zu beziehen, greift nach unserem Verständnis zu kurz, da im Netz ein Zusammenspiel benachbarter Umspannwerke stattfindet und möglicherweise nur scheinbar in einem einzelnen UW ein Bedarf besteht, wo hingegen benachbarte UWs oder auch die höhere Spannungsebene bereits eine Überlastung durch Einspeisung erfahren.

In Übereinstimmung mit dem Kapitel 2.3.2 regen wir die Ergänzung einer Mindestleistung an:

- Die Engpassleistung der Stromerzeugungsanlage muss mindestens 1 MW betragen.

2.3.3 – Netzdienliche, kontrahierte Speicher

- Der Begriff „regelbare Bezugsleistung“ erscheint im Konsultationsdokument nur an dieser Stelle – eine Definition ist erforderlich.
- Netzdienliche, kontrahierte Speicher sind nicht entgeltbefreit, sondern erhalten lediglich ein reduziertes Netznutzungsentgelt. Als Konsequenz resultiert ein höherer Angebotspreis im Zuge des vom Netzbetreiber durchzuführenden Ausschreibungsverfahrens.
- Unter 2.3.1 Ziffer 7 wird ebenfalls auf das durchzuführende Ausschreibungsverfahren abgestellt.
- Die Unterscheidung zwischen § 127 Abs. 3 Befreiung und „tariflicher Begünstigung“ ist in der Begründung nicht logisch nachvollziehbar.
- Unserer Ansicht nach ist für netzdienlich kontrahierte Speicher keine gesonderte Regelung im Rahmen einer ECA-Verordnung erforderlich. Ein netzdienlich kontrahierter Speicher erfüllt die Anforderungen der Systemdienlichkeit und hat entsprechend der unter 2.3.1 insbesondere Ziffer 7 beschriebenen Regelungen als entgeltbefreit gem. § 127 Abs. 3 zu gelten.
- Wir möchten nochmals die durch eine möglichst optimale Nutzung der netzdienlich kontrahierten Speicheranlage erzielbaren Kostenvorteile wie in der Einleitung und unter Punkt 2.3.1 beschrieben ins Treffen führen. Eine 24/7, für netzdienliche Zwecke kontrahierte Speicheranlage erscheint nur in absoluten Ausnahmefällen als bestmögliche und kosteneffizienteste Lösung.
- Wir verstehen die Regelungen des § 89 Abs. 2 Z. 2 daher dahingehend, dass neben der netzdienlichen Leistungserbringung die Speicheranlage entsprechend den vom Netzbetreiber festzulegenden Freiheitsgraden auch marktlich genutzt werden kann.
- Gleichwohl ist festzuhalten, dass die Installation eines Energiespeichers gegenüber dem Netzausbau vorteilhaft sein kann.

Voraussetzungen für die Qualifizierung als „systemdienlich“ ist in diesem Fall also, dass der Energiespeicher bei einer von einem Netzbetreiber gemäß § 89 Abs. 2 Z. 2 ElWG durchgeführten Ausschreibung den Zuschlag erhalten hat und gemäß der vom Netzbetreiber definierten und von der Regulierungsbehörde genehmigten Bedingungen für den festgelegten Mindestzeitraum betrieben wird.

Sofern der kontrahierte Zeitraum die in § 127 Abs 3. vorgesehenen 20 Jahre unterschreitet, ist dem Speicherbetreiber jedenfalls bis zum Erreichen der 20 Jahre ein reduziertes, den Betrieb sicherndes Netzentgelt entsprechend den Ausführungen unter 2.3.1. Systemdienlicher Speicher Punkt 2 einzuräumen. Andernfalls müssten sonst die Vollkosten des Speichers auf den netzdienlich kontrahierten Zeitraum umgelegt werden und führen somit zu ineffizient hohen Auktionsergebnissen.

2.3.4 – Dauerhafter flexibler Netzzugang

- Frage: Ist eine Aliquotierung des Netzanschlussentgeltes bei flexiblen Netzzugängen entsprechend statischen Vorgaben (z.B. 6–17 h: 3 MW / 17–6 h: 7 MW) bereits als Reduktion zu betrachten?
- Das pauschale Netzanschlussentgelt für einen dauerhaften flexiblen Netzzugang ist mit der zur Verfügung stehenden Mindestanschlussleistung zu deckeln.

- Wir verstehen die Ausführungen so, dass durch die Vereinbarung eines dauerhaft flexiblen Netzzugangs die Anforderung der Systemdienlichkeit erfüllt ist und somit die Netzentgeltbefreiung gemäß § 127 Abs. 3 gilt.
- Hinsichtlich Teilstrich 3 (Seite 12): Wir verstehen, dass „co-located Speicher", sofern sie ausschließlich mit Eigenerzeugung geladen werden, als systemdienlich einzustufen sind. Wir erkennen jedoch keinen aus dieser Festlegung resultierenden (positiven oder negativen) Effekt, da dann ohnehin keine entnahmeseitigen Systemnutzungsentgelte anfallen und die Befreiung des § 127 Abs. 3 ElWG ins Leere läuft. Worauf zielt diese Regelung ab?

Ergänzender Textvorschlag:

- Im Fall mangelnder Netzkapazitäten und auf Kundenwunsch können Verteilernetzbetreiber gem. § 103 ElWG mit Netzbenutzern Verträge über flexiblen Netzzugang abschließen.
- Diese Option steht nicht nur einspeisenden Netzbenutzern, sondern auch Betreibern von Verbrauchs- und Energiespeicheranlagen offen.
- Weiters wäre in diesem Abschnitt eine „Mindestbindung" für die Gewährung der Reduktion beim Netzanschlussentgelt erforderlich, um diese Reduktion auch zu rechtfertigen. Um Planungssicherheit für die Netzbetreiber zu gewährleisten, erscheint eine Mindestdauer von 10 Jahren als erforderlich.
- Der Satz „Als Grundvoraussetzung für die Gewährung eines dauerhaft flexiblen Netzzugangs …" erscheint sehr kritisch. Bei einem dauerhaft flexiblen Netzzugang handelt es sich um eine bilaterale Vereinbarung zwischen Netzbenutzer und Netzbetreiber, auf Verlangen des Netzbenutzers - sofern hier Einigkeit erzielt werden kann, müssen mangelnde Netzanschlusskapazitäten kein Kriterium sein. Vielmehr können durch einen derartigen Anschluss Ressourcen im Sinne verfügbarer Netzanschlusskapazitäten geschont werden. Wir regen die Streichung dieses Satzes an.

2.3.7 – Flexibilitätsleistungen

- Die Erbringung von Flexibilitätsleistungen für Verteilnetzbetreiber soll hinsichtlich Netzentgeltbelastung nicht schlechter gestellt werden als die Regelungen des § 5 Abs. 1 Z. 7 SNE-V 2018 für die Erbringung von Regelenergie für den Übertragungsnetzbetreiber vorsehen. (derzeit 0,085 ct/kWh bzw. 100 ct/kW)
- Unseres Erachtens sollte der Fokus auf die zur Verfügungstellung von Energie entsprechend der Bedürfnisse der Kunden und damit bessere Nutzung der erneuerbaren Erzeugungsquellen und einem kosteneffizienten Netzausbau liegen und nicht von Überlegungen zur Verbreiterung der Verrechnungsbasis getrieben sein. Die wesentliche Verbreiterung der Verrechnungsbasis erfolgt nämlich über die Elektrifizierung des Endverbrauchs (Industrie, Gewerbe, Mobilität, Raumwärme). Speicher spielen dabei ein wesentliches Element, um technische wie marktliche Risiken zu senken / dämpfen und somit den weiteren erforderlichen Ausbau (erneuerbarer) Erzeugung zu beanreizen, welcher letztlich entscheidend für eine steigende Elektrifizierung ist.

Abschließende Anmerkung:

Die derzeitige Ausgestaltung orientiert sich erkennbar an batterieelektrischen Kurzzeitspeichern und bildet den Systemnutzen von Energiespeicher-, insbesondere Elektrolyseanlagen und wasserstoffbasierten Langzeitspeichern nicht adäquat ab. Wir regen daher an, die Kriterien technologieoffen und im Einklang mit dem breiten Systembegriff des ElWG auszugestalten, um sämtliche für eine erfolgreiche Energiewende erforderlichen Technologien systemdienlich in das Energiesystem integrieren zu können.

Eine Freistellung über einen 20-jährigen Zeitraum ist zu begrüßen, da damit die erforderliche Investitions- und Rechtssicherheit für Energiespeicheranlagenprojekte gegeben ist.

Wir ersuchen Sie höflichst, unsere Anmerkungen entsprechend zu berücksichtigen.

Mit freundlichen Grüßen

ENERGIE STEIERMARK AG

i.V. Mag. Johannes Pratl

i.V. Mag. Roland Wolfart

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000391
Enery-Stellungnahme zur Marktkonsultation der E-Control - Systemdienlichkeit.cleaned.pdf

STELLUNGNAHME

Marktkonsultation der E-Control zur geplanten Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV) – Teil 2 (Systemdienlichkeit)

Wien, 20.3.2026

Enery, als am österreichischen Markt und im CEE-Raum tätiger IPP, begrüßt das Ziel der E-Control, den Begriff der Systemdienlichkeit (für Batteriespeicher) entsprechend des im Elektrizitätswirtschaftsgesetz erteilten Auftrags im Rahmen der SNE-GV näher zu konkretisieren. Aus Sicht von Enery kommt es dabei entscheidend darauf an, dass die gesetzlichen Vorgaben in einer Weise konkretisiert werden, die objektiv, vollzugstauglich und für Investitionsentscheidungen frühzeitig planbar sind sowie dem Energiesektor insgesamt und den Netzen im Besonderen dienen. Uns ist bewusst, dass die Ausgestaltung eines solchen Rahmens eine anspruchsvolle Balance zwischen Systemnutzen, wirtschaftlicher Umsetzbarkeit und regulatorischer Klarheit erfordert. Der derzeitige Stand der Marktkonsultation erscheint für die oben genannten Zwecke einseitig. In der vorliegenden Form der Definition der Systemdienlichkeit besteht die Gefahr, dass nur ein sehr begrenzter Kreis von Batteriespeichern als „systemdienlich" qualifiziert werden kann und damit der vom Gesetzgeber beabsichtigte Impuls für den breiteren Einsatz von Speichern nicht erreicht wird.

Batteriespeicher leisten ihren Beitrag zum Energiesystem nicht nur in eng definierten netzbetrieblichen Sonderfällen. Ihr Nutzen ist breiter und umfasst insbesondere die **Integration erneuerbarer Erzeugung**, **zusätzliche Flexibilität** sowie die **effizientere Nutzung bestehender Netzkapazitäten**. Dies entspricht auch dem gesetzgeberischen Grundverständnis, wonach Energiespeicheranlagen im ElWG grundsätzlich als systemdienliche Technologie angelegt sind. Der vorliegende Entwurf droht daher, Investitionen in für die Transformation des Stromsystems wichtige Speicherprojekte zu erschweren oder zu verzögern.

Enery ist als unabhängiger Stromerzeuger und Projektentwickler in der Entwicklung und Finanzierung von Freiflächen-PV- und Windprojekten, in der Optimierung von Batteriespeichern sowie im Bereich von Behind-the-Meter- und industriellen Flexibilitätslösungen tätig.

Systemdienlichkeit muss breiter verstanden werden

Der Konsultationsentwurf stellt durch seine kumulativen Vorgaben de facto auf eine einzige eng umrissene Fallkonstellation ab und zielt ersichtlich darauf ab, zu vermeiden, dass Kosten der Energiespeicherung letztlich von anderen Netznutzern mitgetragen werden. Dieses Ziel ist grundsätzlich nachvollziehbar. Die gewählte Ausgestaltung ist jedoch so restriktiv, dass die **gesamtgesellschaftlichen Kosten am Ende höher ausfallen** können als bei einer Lösung, die unter klaren und vorhersehbaren Vorgaben eine sinnvolle Zahl von Energiespeichern systemdienlich nutzbar macht.

Aus Sicht von Enery ist systemdienlich nicht nur, was unmittelbar und punktuell einem konkreten Netzengpass dient. Systemdienlich ist vielmehr auch, was das Stromsystem insgesamt flexibler,

effizienter und aufnahmefähiger für erneuerbare Energie macht. Dazu zählen insbesondere die Integration volatiler erneuerbarer Erzeugung, die Reduktion von Einspeise- und Lastspitzen, die bessere Nutzung bestehender Netzanschlüsse und Netzkapazitäten, die Ermöglichung flexibler Fahrweisen in Industrie und Gewerbe sowie die Unterstützung der Dekarbonisierung durch Elektrifizierung und Power-to-Heat sowie Wärmespeicherlösungen.

Gerade ein Stromsystem mit einem hohen Anteil erneuerbarer Erzeugung benötigt ein breiteres Verständnis von Systemdienlichkeit. Eine Regulierung, die Systemdienlichkeit zu eng definiert, läuft Gefahr, Investitionen in Speicher gerade dort zu bremsen, wo sie volkswirtschaftlich besonders sinnvoll wären. Es ist **zu befürchten, dass Energiespeicher vor allem dort umgesetzt werden, wo ihre Wirtschaftlichkeit auch ohne netzentgeltliche Begünstigung darstellbar** ist, während ihr Einsatz in nachgelagerten Netzbereichen verzögert wird. Gerade dort können Speicher für Netzstabilität, Flexibilität und die Integration erneuerbarer Erzeugung von besonderer Bedeutung sein.

Investitions- und Rechtssicherheit sowie Daten und Praktikabilität

Die vorliegende Marktkonsultation wirft aus Sicht von Enery erhebliche Fragen der Investitionssicherheit auf. Speicherprojekte sind kapitalintensiv und müssen auf Basis klarer, bankfähiger und vor der finalen Investitionsentscheidung belastbarer Rahmenbedingungen entwickelt werden. Ein Schema, das die Anerkennung als systemdienlich an eine Vielzahl (kumulativer) Voraussetzungen, Standortausweisungen, laufende Betriebsvorgaben und teils nur eingeschränkt verfügbare Netzdaten knüpft und zusätzlich ein Ausschreibungsverfahren vorsieht, schafft in der Praxis erhebliche Unsicherheit und verzögert oder verhindert Investitionen. Der Gesetzgeber hat diese Vorgaben klar als demonstrative Punkte und nicht kumulativ vorgesehen (*„…die Betriebsart einer Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicheranlage, bei der systemdienlicher Nutzen im Sinne von Kostenreduktionen, Kostenvermeidung **oder** Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit erbracht wird, **insbesondere** durch die Erbringung einer Flexibilitätsleistung, den Betrieb an einem bestimmten, durch die Ausweisung im Netzentwicklungsplan für das Verteiler- oder Übertragungsnetz definierten Standort **oder** nach den Anforderungen des Netzbetreibers*.“. Die kumulative Ausgestaltung im Konsultationsentwurf geht daher aus Sicht Enerys – gesetzeswidrig – über eine bloße Konkretisierung der gesetzlichen Vorgaben hinaus und schafft zusätzliche Rechtsunsicherheit. Besonders kritisch ist in diesem Zusammenhang das vorgesehene Ausschreibungsverfahren. Gerade bei co-located bzw. hybriden Speichern dürfte eine sachgerechte und praktikable Umsetzung kaum möglich sein.

Für Investitionsentscheidungen ist es essentiell, dass die netzentgeltliche Behandlung eines Projekts ex ante verlässlich einschätzbar ist. Dies ist umso wichtiger, als relevante Daten über Netzsituationen, Prognosen oder konkrete standortbezogene Restriktionen häufig nur auf Seiten der Netzbetreiber und kaum für Dritte verfügbar sind. Wenn Marktteilnehmer ihre Geschäftsmodelle mangels transparenter Daten und klarer Standards nicht belastbar kalkulieren können, werden Investitionen verzögert oder unterbleiben. Ein Entgeltschema, das in wesentlichen Punkten auf Informationen abstellt, die nur einzelnen Akteuren zugänglich sind, erhöht zudem das Risiko von Intransparenz, Ungleichbehandlung und Fehlanreizen.

Es braucht daher kein übermäßig komplexes Einzelfall- und Ausschreibungsregime, sondern praktikable, transparente und investitionsfähige Vorgaben für Speicher und Flexibilitäten, die Rechtssicherheit gewährleisten und sich innerhalb des gesetzlich vorgegebenen Handlungsspielraums bewegen, ohne unnötige bürokratische Hürden zu schaffen.

Behind-the-Meter- und Industrie-Lösungen dürfen nicht ausgeschlossen werden

Aus Sicht von Enery ist besonders kritisch, dass der Entwurf Behind-the-Meter- und industrieintegrierte Speicherlösungen ausdrücklich ausschließt. Die E-Control begründet dies mit der Gefahr missbräuchlicher Netzentgeltvermeidung (vgl. Abschnitt 2.3.1 des Konsultationsdokuments). Gerade dieser Bereich weist jedoch ein **besonders hohes und kurzfristig realisierbares Systempotenzial** auf. Weder findet sich eine einfachgesetzliche Grundlage für diese Differenzierung, noch erfüllt die Rechtfertigung der E-Control die Anforderungen der sachlichen Gleichbehandlung und wäre eine behauptete gesetzliche Grundlage insofern auf Basis der Anforderungen des Gleichheitssatzes zu hinterfragen.

Behind-the-Meter-Speicher können in vielen Fällen rasch umgesetzt werden, weil bestehende Industrieanschlüsse, vorhandene Netzkapazitäten und bereits erschlossene Standorte genutzt werden können. Dadurch wird zusätzliche Flexibilität ohne denselben Aufwand an neuer Netzinfrastruktur, Anschlussentwicklung und Genehmigung realisierbar, der bei anderen Projekten häufig erforderlich ist. Solche Lösungen können Lastspitzen reduzieren, die Nutzung bestehender Infrastruktur verbessern, industrielle Prozesse flexibilisieren und damit sowohl lokale Netzbelastungen reduzieren als auch Systemkosten senken. Zudem können sie häufig auf bereits gewidmeten und regelmäßig bereits versiegelten Standorten errichtet werden.

Hinzu kommt ihre industrie- und klimapolitische Bedeutung. Industrielle Speicherlösungen, Lastmanagement, Power-to-Heat-Ansätze und Wärmespeicher können einen unmittelbaren Beitrag zur Dekarbonisierung von Produktionsstandorten leisten. Sie stärken die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie, erleichtern Elektrifizierung und schaffen konkrete Anwendungsfälle für flexible, netz- und systemdienliche Energieverwendung. Ein pauschaler Ausschluss solcher Modelle ist daher weder energiewirtschaftlich noch industriepolitisch nachvollziehbar.

Maßgeblich sollte daher nicht sein, ob ein Speicher formal vor oder hinter einem bestimmten Netzanschlusspunkt eingeordnet wird, sondern ob und in welchem Ausmaß er tatsächlich zur Flexibilisierung, zur effizienteren Nutzung bestehender Infrastruktur, zur Reduktion von Spitzen und zur Dekarbonisierung beiträgt. Soweit Behind-the-Meter-Lösungen ein klares Mess- und Abgrenzungskonzept im Sinne des ElWG voraussetzen, kann auch sichergestellt werden, dass nur jene Energiemengen berücksichtigt werden, die tatsächlich speicherbezogen und systemdienlich eingesetzt werden. Ein pauschaler Ausschluss ist daher nicht erforderlich, um Missbrauch zu verhindern.

Fazit und Empfehlungen

Aus Sicht Enerys beschränkt der vorliegende Konsultationsentwurf den Begriff der Systemdienlichkeit auf wenige eng definierte netzbetriebliche Konstellationen. Dadurch werden gerade jene Speicher- und Flexibilitätslösungen benachteiligt, die schnell realisierbar sind, bestehende Anschlüsse und Netzkapazitäten effizient nutzen, industrielle Lasten flexibilisieren und einen unmittelbaren Beitrag zur Dekarbonisierung leisten. Dies gilt insbesondere für Behind-the-Meter-, hybride und co-located Lösungen.

Bei der konkreten Ausgestaltung ist zwischen sachgerechten technischen Vorgaben und überschießenden Zugangshürden zu unterscheiden. Hüllkurven, Regelenergieleistungen, Blindleistungsverhalten und eine standortbezogene Einordnung können grundsätzlich geeignet sein, sofern sie objektiv, transparent und wirtschaftlich handhabbar ausgestaltet sind. Nicht sachgerecht sind hingegen kumulative Voraussetzungen, die den systemdienlichen Betrieb faktisch unerreichbar

machen, unbestimmte weitere Einschränkungen oder ein Ausschreibungsverfahren, das insbesondere bei hybriden und co-located Lösungen praktisch kaum umsetzbar erscheint. Für Behind-the-Meter- und thermische Speicherlösungen ist eine starre standortbezogene Einordnung zudem nicht geeignet, weil sie wirtschaftlich sinnvolle Projekte von vornherein ausschließen und damit Dekarbonisierungspotenziale ungenutzt lassen würde.

Enery fordert daher eine grundlegende Überarbeitung des vorliegenden Entwurfs. Die weitere Ausgestaltung der SNE-GV sollte insbesondere auf folgenden Grundsätzen beruhen:

- **Breitere Anwendung von Systemdienlichkeit:** Systemdienlichkeit darf nicht – entgegen der gesetzlichen Grundlage – auf wenige eng definierte netzbetriebliche Fallkonstellationen reduziert werden. Sie muss auch Beiträge zur Integration erneuerbarer Erzeugung, zur Flexibilisierung von Verbrauch, zur Nutzung bestehender Infrastruktur und zur Dekarbonisierung erfassen.
- **Keine pauschale Benachteiligung von Behind-the-Meter-Lösungen:** Industrieintegrierte Speicher, Lastmanagement, Wärmespeicher und Power-to-Heat-Lösungen können in hohem Maß systemdienlich sein und sollten daher nicht generell ausgeschlossen werden.
- **Ex-ante-Investitions- und Rechtssicherheit:** Die netzentgeltliche Behandlung von Speicherprojekten muss vor der finalen Investitionsentscheidung ausreichend klar und mit der gesetzlichen Grundlage vereinbar sein.
- **Transparente und praktikable Kriterien:** Die Anerkennung von Systemdienlichkeit muss auf nachvollziehbaren, diskriminierungsfreien und praktisch handhabbaren Kriterien beruhen. Erforderlich sind standardisierte Prozesse und ein ausreichender Zugang zu relevanten Daten.
- **Technologieoffenheit und Geschäftsmodellneutralität:** Die Regulierung sollte unterschiedliche Speicher- und Flexibilitätsmodelle zulassen, sofern sie einen nachvollziehbaren Systemnutzen leisten.

Konkrete Lösungsansätze würden wir gerne im direkten Austausch diskutieren und stehen hierfür jederzeit zur Verfügung.

Enery Österreich GmbH / Enery Industry Partnership GmbH

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000392
Stellungnahme zu Marktkonsultation zur SNE-GV Teil 1.pdf

Von: Dr. Reinhard Schanda - Kanzlei Sattler & Schanda <Schanda@sattler.co.at>
Gesendet: 28.03.2026 17:50:42
An: recht-post@e-control.at
Cc: [redacted]
Betreff: Stellungnahme zu Marktkonsultation zur SNE-GV Teil 1

Sehr geehrte Damen und Herren,

Sie stellen in Ihrer Marktkonsultation die Frage: *Besteht aus Ihrer Sicht Regelungsbedarf zur Netzebenenzuordnung, der über § 97 ElWG hinausgeht?* In meiner Eigenschaft als Rechtsanwalt, der regelmäßig Netzanschlusswerber zum Anschluss von Windparks an das Verteilernetz berät und vertritt, erlaube ich mir auf diese Frage hier eine Antwort zu geben:

Ja, dringend! Seit Jahren schafft der Umstand, dass das Gesetz keine klare Vorgabe darüber gibt, welche Leistungskategorie an Netzebene 4 anzuschließen ist, in der Praxis Probleme. Der Begutachtungsentwurf zum Gesetz vom 10.01.2024 hatte dazu endlich einen Lösungsvorschlag enthalten. Darin war (dort in § 80 Abs 1 Z 4 des Begutachtungsentwurfs) vorgesehen, dass Anlagen zwischen 5 MW und 100 MW an NE 4 anzuschließen sind.

Leider wurde dieses klare Regelungskonzept (wohl auf Betreiben der Netzbetreiber) im weiteren Gesetzgebungsverfahren wiederum verwässert, indem das Gesetz in § 97 Abs 1 Z 4 für die Leistungskategorie 5 MW bis 200 MW einen Anschluss auf NE 4 **oder NE 3** vorgibt. Die in Kraft getretene Fassung dieser Bestimmung würde es Netzbetreibern daher erlauben für den Anschluss einer **einzigen Windkraftanlage** der aktuellen Anlagengeneration mit 7,2 ME einen **Anschluss auf NE 3** zu verlangen, dies mit dem Ergebnis, dass der Netzanschlusswerber für den Anschluss dieser einen Windkraftanlage ein eigenes 110/30-kV-Umspannwerk auf seine Kosten bauen (und zusätzlich womöglich noch ein pauschaliertes NZE bezahlen) müsste.

Seitens der Netz NÖ wurde mir kürzlich mitgeteilt, dass dort geplant sei als Grenzwert für die Abgrenzung zwischen NE 4 und NE 3 nunmehr den Wert von 20 MW zu wählen. Das ist zwar besser als 5 MW, würde aber dennoch zu volkswirtschaftlichem Unsinn führen: Jedes Projekt mit mehr als 20 MW, zB also auch ein Projekt mit nur drei WKA (3 * 7,2 MW = 21,6 MW), müsste sein eigenes 110/30-kV-Umspannwerk bauen – obwohl die handelsübliche Dimensionierung für solche Umspanner mE derzeit bei 80 MVA liegt – und es natürlich volkswirtschaftlich effizienter ist ein Umspannwerk mit mehreren solchen Umspannern zu bauen als viele Umspannwerke mit jeweils einem 22 MVA Umspanner (sofern ein solcher am Markt überhaupt verfügbar ist).

Es erscheint mir daher dringend geboten, dass Ihre Behörde im Rahmen ihrer Kompetenz nach § 135 ElWG in der SNE-BV eine **sinnvolle Abgrenzung** zwischen Anschlüssen auf NE 4 und Anschlüssen auf NE 3 vorgibt. Der im Begutachtungsentwurf seinerzeit vorgesehene Wert von 100 MW schien mir dabei ein vernünftiger Wert mit Augenmaß.

Mit freundlichen Grüßen
Reinhard Schanda

Dr. Reinhard Schanda
Partner / Rechtsanwalt

Sattler & Schanda Rechtsanwälte
Stallburggasse 4, 1010 Wien

T +431 533 80 80

F +431 535 60 76
www.sattler.co.at
office@sattler.co.at

Energy Law Firm of the Year in Austria
CorporateINTL Global Awards 2025

Energy Law Firm of the Year in Austria
GlobalLawExperts 2024

Energy Law Firm of the Year in Austria
GlobalLawExperts 2023

Energy Law Firm of the Year in Austria
GlobalLawExperts 2022

Energy Law Firm of the Year in Austria
CorporateINTL Global Awards 2021

Energy Law Firm of the Year in Austria
GlobalLawExperts 2020

Energy – Lawyer of the Year – Austria
Finance Monthly Law Awards 2019

Austrian Energy Law Firm of the Year
CorporateINTL Global Award 2018

Energy - Law Firm of the Year – Austria
Finance Monthly Law Awards 2017

Austrian Energy Law Firm of the Year
CorporateINTL Global Award 2016

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000394
BAK-Begutachtung Marktkonsultation zur SNE-GV – Teil 2.cleaned.pdf

BUNDESARBEITSKAMMER
PRINZ-EUGEN-STRASSE 20-22
1040 WIEN
www.arbeiterkammer.at

Energie-Control Austria für die Regulierung der
Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

GZ: V SNE 01/26

Datum 27.03.2026

Unser Zeichen	Bearbeiter/in	Tel / E-Mail
GEBU/BAK/2026/0149	Joel TÖLGYES	[redacted]

Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – Teil 2

Die Bundesarbeitskammer (BAK) bedankt sich für die Übermittlung des Entwurfs und nimmt dazu wie folgt Stellung. Die Stellungnahme erfolgt vorbehaltlich des konkreten Verordnungsentwurfs.

Zum Inhalt des Entwurfs:

Der 2. Teil der Marktkonsultation befasst sich insbesondere mit dem Begriff der „Systemdienlichkeit“, welcher gemäß Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) durch die Regulierungsbehörde E-Control zu definieren ist. Die Definition ist ein zentrales Element in der neuen Netzentgeltstruktur, da von der Definition mehrere Ausnahmen und Rabatte von Netzentgelten (insbesondere für Speicher und Erzeugungsanlagen) abhängen. Weiters werden mehrere Flexibilitätsoptionen – wie der flexible Netzanschluss – in diesem Teil der Marktkonsultation diskutiert. Das Ziel all dieser Bestimmungen ist, die Systemkosten durch einen effizienten Netzausbau und eine effiziente Netznutzung zu minimieren und somit die Netzentgeltentwicklung zu dämpfen.

Das Wichtigste in Kürze:

- Aus Sicht der BAK müssen Begriffe wie „Systemdienlichkeit“ vor dem Hintergrund des energiepolitischen Dreiecks aus Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Leistbarkeit gesehen werden.
- Ausnahmen und Rabatte von Netzentgelten für bestimmte Gruppen führen aufgrund des Umlagensystems der Netzentgelte zu einer stärkeren Belastung der übrigen

Netznutzer:innen. Sie sind daher nur dann gerechtfertigt, wenn die bevorzugten Netznutzer:innen dabei helfen, die gesamten Netzkosten zu senken. Dies gilt umso mehr, als es bereits heute einige Ausnahmen und Rabatte gibt (Stromerzeugungsanlagen sind von den Netznutzungsentgelten ausgenommen, Pumpspeicherkraftwerke sind teilweise ebenfalls befreit etc.).

- Eine restriktive Auslegung des Begriffs der „Systemdienlichkeit“ scheint auch aus EU-rechtlichen Gründen geboten, da eine Bevorzugung von Speichern gegenüber anderen Netznutzer:innen eigentlich EU-rechtlich untersagt ist.
- Zu beachten ist bei der Bewertung der Vorschläge auch, dass es mehrere neue Elemente gibt, die Flexibilität beanreizen und somit besserstellen. Gerade Speicher können von diesen Elementen besonders profitieren.
- Das Zusammenspiel aus einigen neuen Elementen erscheint noch nicht ganz klar. Fraglich ist etwa, wann ein:e Netznutzer:in den regelbaren Tarif verwenden wird und wann einen dauerhaften flexiblen Netzzugang.

Allgemeine Anmerkungen

Insgesamt muss die Neuordnung der Systemnutzungsentgelte vor dem Hintergrund des energiepolitischen Dreiecks aus Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Leistbarkeit erfolgen. Die Netzentgelte und damit einhergehende Bestimmungen – wie der Begriff der Systemdienlichkeit – müssen die Transformation des Energiesystems entsprechend begleiten und für einen kosteneffizienten Um- und Ausbau der Stromnetze sorgen.

Die Netzentgelte sind dazu da, die Kosten für Ausbau, Instandhaltung und Betrieb der Netze abzugelten. Theoretisch gäbe es dazu auch andere Möglichkeiten, wie eine Finanzierung über Steuermittel. Doch europaweit hat man sich aus mehreren Gründen für eine Umlagenfinanzierung über Netzentgelte entschieden. Nachdem die Summe aller Netzentgelte aufgrund des Umlagesystems immer der Summe der Kosten entsprechen muss, ergibt sich daraus, dass Erleichterungen für die einen Netznutzer:innen mit einer größeren Belastung der übrigen Netznutzer:innen einhergeht. Daher ist ein zentrales Prinzip der Netzentgeltsystematik die Verursachergerechtigkeit: Je mehr Kosten bestimmte Netznutzer:innen verursachen, desto mehr sollen sie auch zur Kostentragung beisteuern – und umgekehrt.

Dieses zentrale Prinzip ist nicht nur ökonomisch geboten, sondern EU-rechtlich auch so vorgesehen (vgl. Artikel 18 der Verordnung (EU) 2019/943 [Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung; EBM-VO]). Dieser Artikel schließt zudem explizit die Besser- oder Schlechterstellung von Speicheranlagen aus: *„Die Netzentgelte dürfen Energiespeicherung oder -aggregierung weder bevorteilen noch benachteiligen und auch keine Negativanreize für Eigenerzeugung, Eigenverbrauch oder die Teilnahme an der Laststeuerung setzen.“*

Daraus lässt sich erstens ableiten, dass Speicher per se eigentlich keine Besserstellung im Vergleich zu anderen Netznutzer:innen erhalten dürfen. Zweitens lässt sich daraus ableiten, dass eine Besserstellung nur dann vorgenommen werden darf, wenn der Begriff der

Systemdienlichkeit von der Regulierungsbehörde restriktiv interpretiert wird. Begünstigungen oder Befreiungen von Netzentgelten sind aus Sicht der BAK nur dann zulässig, wenn sie im Sinne der Verursachergerechtigkeit dazu beitragen, die Netzkosten, die von den übrigen Netznutzer:innen zu tragen sind, zu reduzieren.

In diesem Zusammenhang sei auch erwähnt, dass die gesamte Neuausrichtung der Netzentgeltstruktur auf viele Maßnahmen zur Beanreizung von Flexibilität zielt, die entsprechend auch mit wirtschaftlichen Vorteilen für die betroffenen Netznutzer:innen einhergehen. Wichtig ist aus Sicht der BAK jedenfalls, dass die bevorzugten Flexibilitäten dann auch entsprechend von den Netzbetreibern verwendet werden können (etwa indem tatsächlich weniger Netzausbau erfolgen muss, wenn flexible Netzzugänge gewährt werden).

Abschließend muss aus Sicht der BAK ein gewisser Spielraum für eine Evaluation und Überarbeitung der Begriffe erhalten bleiben. Denn was heute systemdienlich ist, muss in ein paar Jahren nicht mehr systemdienlich sein. Hier gilt es, einen Ausgleich zwischen der Planbarkeit für Netznutzer:innen und Flexibilität für die Regulierung zu schaffen.

Zu den „systemdienlichen Speichern“

Als „systemdienlich“ definierte Speicher sollen entsprechend der Vorgaben im ElWG für 20 Jahre von Netzverlust- und Netznutzungsentgelten beim Bezug aus dem Netz befreit werden. Die Definition der „Systemdienlichkeit“ durch die Behörde ist daher zentral. Die Behörde schlägt eine Reihe von kumulativ zu erfüllenden Kriterien vor, damit die Systemdienlichkeit sichergestellt ist.

Die BAK erlaubt sich dazu die folgenden Anmerkungen:

- Generell müssen Entgeltbefreiungen aus Sicht der BAK sehr sparsam angewendet werden. In den kommenden Jahren ist mit einem weiteren drastischen Anstieg der Netzkosten zu rechnen. Diese müssen solidarisch von allen Netznutzer:innen getragen werden, ansonsten drohen starke Entgeltsteigerungen.
- Die geplante Entgeltbefreiung findet vor dem Hintergrund vieler weiterer bereits bestehender Besserstellungen für Speicher statt. Bereits gebaute Pumpspeicherkraftwerke sind etwa weiterhin für mehrere Jahre von Entgelten befreit. Zusätzlich sind einige (Pumpspeicher-)Kraftwerke in Vorarlberg von vielen weiteren Bestimmungen im ElWG befreit. Für die Erbringung von Regelleistungen, die typischerweise gerade auch von Speichern erbracht werden, gibt es reduzierte Entgelte. All diese Ausnahmen stellen zusätzliche Belastungen für die übrigen Netznutzer:innen dar, welche diese Befreiungen über höhere Netzentgelte gegenfinanzieren müssen.
- Die gegenständliche Marktkonsultation beinhaltet viele weitere Elemente zur Beanreizung von Flexibilität, von denen viele Netznutzer:innen – aber insbesondere auch Speicher – profitieren können. Dazu zählen etwa das regelbare Entgelt,

reduzierte Entgelte bei Erbringung von Flexibilitätsdienstleistungen, zeitvariable Netznutzungsentgelte oder auch der (dauerhafte) flexible Netzzugang.

- Überhaupt ist aus Sicht der BAK fraglich, inwiefern sich ein systemdienlicher Bezug oder eine systemdienliche Einspeisung eines Speichers von den gleichen Vorgängen im Falle von reinen Entnehmer:innen oder Einspeiser:innen unterscheiden.
- Die BAK begrüßt daher eine restriktive Auslegung der EU-rechtlichen und nationalen gesetzlichen Vorgaben durch die Regulierungsbehörde. Sie schließt sich der Meinung der Behörde an, dass der Standort allein keine ausreichende Begründung für eine so großzügige Besserstellung von Speichern sein kann. Zentral ist aus Sicht der BAK jedenfalls auch der Betrieb. Dass nur ein Kriterium, wie der Standort, für die Festlegung als systemdienlicher Speicher genügen soll, geht aus Sicht der BAK jedenfalls nicht aus dem ElWG hervor.
- Gleichzeitig kann man aus Sicht der BAK über einzelne Kriterien diskutieren. Insbesondere wären zusätzliche Ausführungen der Behörde zu ihren Abwägungen und Analysen vorteilhaft. Auch ist es nachvollziehbar, wenn ein gewisses Maß an Planungssicherheit für Speicherbetreiber eingefordert wird. Planungssicherheit bedeutet aus Sicht der BAK, dass bei der Bewerbung um einen systemdienlichen Standort im Zuge der vorgesehenen Ausschreibung die Folgen für den Speicherbetreiber abschätzbar sind.
- Zentral ist aus Sicht der BAK, dass systemdienliche Speicher gewisse Vorgaben hinsichtlich ihres Betriebs bekommen.
- Aus Sicht der BAK muss ein Weg gefunden werden, wie mit der über 20 Jahre andauernden Befreiung im Zusammenhang mit Systemdienlichkeit umgegangen werden soll. Die Anforderungen an systemdienliche Speicher werden sich über die Zeit sicherlich ändern. Hier braucht es Mechanismen, die Planbarkeit für Speicherbetreiber einerseits mit Flexibilität für die Regulierung andererseits vereinen. Denkbar wäre etwa, dass man gewisse „zeitliche Fenster“ für Adaptionen bei den Vorgaben vorsieht und dafür zwischen diesen Fenstern von Adaptionen absieht.
- Die Vergabe von systemdienlichen Standorten muss aus Sicht der BAK diskriminierungsfrei erfolgen. Das angedachte Ausschreibungsverfahren ist aus Sicht der BAK eine Möglichkeit, dies zu erreichen. Gleichzeitig stellen sich Fragen bezüglich der konkreten Ausgestaltung und des Ablaufs.

Zu den „systemdienlichen Erzeugungsanlagen“

Systemdienliche Erzeugungsanlagen sollen in den Genuss von Reduktionen beim Netzanschlussentgelt kommen. Anders als bei den Speichern geht es hier also nicht um das Netznutzungsentgelt, weil dieses von Erzeugern ohnehin nicht zu zahlen ist. Außerdem geht es hier um keine Befreiung, sondern eine Entgeltreduktion. Die Behörde sieht auch hier einige Kriterien vor, die aber stärker auf den Standort abzielen.

Die BAK erlaubt sich dazu die folgenden Anmerkungen:

- Generell gilt auch bei den Erzeugungsanlagen, dass Rabatte nur dann gerechtfertigt sind, wenn die betroffene Stromerzeugungsanlage tatsächlich dabei hilft, Netzkosten zu senken.
- Ein stärkerer Fokus auf den Standort erscheint fachgerecht, da die Reduktion beim Anschlussentgelt ansetzt.
- Aus Sicht der BAK muss die Standortausweisung auf Basis zeitgemäßer Analysen erfolgen, damit die Standorte nicht nur theoretisch, sondern tatsächlich kosteneffizienter sind als andere Standorte. Die BAK regt an, den Einsatz von digitalen Zwillingen zu prüfen.

Zu den sonstigen Punkten

Aus Sicht der BAK gibt es noch eine Reihe von Unklarheiten. So ist etwa noch nicht klar, ob die Behörde nun flexible Netzzugänge als temporäre oder dauerhafte Möglichkeit sieht. Außerdem stellt sich die Frage, wann Netznutzer:innen zu dynamischen Netzzugängen und wann sie zu regelbaren Tarifen greifen würden. Dabei stellt sich auch die Frage, ob die betroffenen Netznutzer:innen dann in den Genuss von mehreren positiven Anreizen kommen würden oder nicht. Im Übrigen verweist die BAK auch auf ihre Stellungnahme zum ersten Teil der Konsultation.

Die BAK ersucht um Berücksichtigung ihrer Anliegen und Anregungen.

AK ÖSTERREICH	**Unterzeichner**	Bundesarbeitskammer
	Datum/Zeit-UTC	2026-03-27T20:37:47Z
	Prüfhinweis	Dieses Dokument wurde amtssigniert. Auch ein Ausdruck dieses Dokuments hat gemäß § 20 E-Government-Gesetz die Beweiskraft einer öffentlichen Urkunde.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000393
BAK-Begutachtung Marktkonsultation zur SNE-GV – Teil 1.cleaned.pdf

BUNDESARBEITSKAMMER

PRINZ-EUGEN-STRASSE 20-22
1040 WIEN
www.arbeiterkammer.at

Energie-Control Austria für die Regulierung der
Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

GZ: V SNE 01/26

Datum 27.03.2026

Unser Zeichen	Bearbeiter/in	Tel / E-Mail
GEBU/BAK/2026/0141	Joel TÖLGYES	[redacted]

Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – Teil 1

Die Bundesarbeitskammer (BAK) bedankt sich für die Übermittlung des Entwurfs und nimmt dazu wie folgt Stellung. Die Stellungnahme erfolgt vorbehaltlich des tatsächlichen Verordnungsentwurfs.

Zum Inhalt des Entwurfs:

Die Marktkonsultation steckt erste Überlegungen der Regulierungsbehörde E-Control bezüglich einer neuen Strom-Netzentgeltsystematik ab. Eine Novelle ist aufgrund des Elektrizitätswirtschaftsgesetztes (ElWG) notwendig. Der Entwurf sieht eine stärkere Betonung der Leistungskomponente (im Vergleich zur Arbeitspreiskomponente) bei den Netzentgelten vor. Das bedeutet, dass künftig stärker für Lastspitzen – etwa, wenn viele Geräte gleichzeitig betrieben werden – gezahlt werden soll und weniger für den Stromverbrauch. Dies soll verursachergerechter sein, da die Kosten für den Netzausbau stärker von Lastspitzen als vom Verbrauch verursacht werden. Weiters sollen die Netzentgelte Flexibilitäten stärker beanreizen. Wer bereit dazu ist, den Strombezug bei starker Netzauslastung zu reduzieren, soll davon profitieren. Neu geordnet sollen auch die Entgelte für den Netzanschluss (bisher Netzbereitstellungs- und Netzzutrittsentgelt; künftig Netzanschlussentgelt) werden.

Das Wichtigste in Kürze:

- Die BAK begrüßt die Modernisierung der Systemnutzungsentgelte. Die Novelle muss vor dem Hintergrund des energiepolitischen Dreiecks aus Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Leistbarkeit stattfinden.

- Ziel muss ein verursachergerechtes System sein. Eine effiziente Netznutzung ist zentral, um die Netzkosten zu minimieren. Gleichzeitig dürfen Netznutzer:innen nicht überfordert werden. Anreize dürfen nur dort ansetzen, wo tatsächlich auch Spielraum für Verhaltensänderungen besteht. Zudem ist eine großflächige Kommunikation zu den Änderungen notwendig.
- Neben individuellen Anreizen werden auch zentrale Steuerungsmöglichkeiten durch den Netzbetreiber wichtig für eine optimierte Netznutzung sein.
- Für das Ziel der Verursachergerechtigkeit ist auch eine Beteiligung aller Netznutzer:innen an den Kosten notwendig. Rabatte und Ausnahmen müssen im Zusammenhang mit Kostenersparnissen für alle anderen Netznutzer:innen stehen.
- Wichtig für die Diskussion wäre eine einheitliche Datengrundlage. Die BAK fordert die Regulierungsbehörde in diesem Zusammenhang dazu auf, vorhandene Analysen und/oder Daten sofern möglich, öffentlich verfügbar zu machen.

Allgemeine Anmerkungen

Die BAK begrüßt eine Modernisierung der Systemnutzungsentgelte. Die Novelle soll vor dem Hintergrund des energiepolitischen Dreiecks aus Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Leistbarkeit erfolgen. Ziel muss ein möglichst verursachergerechtes Entgelt sein, das eine solidarische Netzkostentragung aller Netznutzer:innen garantiert. Dieses leitet sich zunächst aus dem energiepolitischen Dreieck ab. Denn verursachergerechte Entgelte ermöglichen einen effizienteren Ausbau und eine optimierte Netznutzung. Dadurch können das Netz besser austariert, die Integration von Erneuerbaren beschleunigt und die Kosten für Netzausbau und Instandhaltung minimiert werden. Gleichzeitig sind verursachergerechte Netzentgelte auch EU-rechtlich geboten.

Die Ausgestaltung muss aus Sicht der BAK gut tariert sein. Wichtig ist, dass bei der Umstellung alle Netznutzer:innen mitgenommen werden. Eine Überforderung ist aus Gründen der Akzeptanz zu vermeiden. Das bedeutet auch, dass Anreize ausgewogen sein müssen. Sie müssen wohltemperiert dort gesetzt werden, wo sie auch tatsächlich eine Lenkungswirkung entfalten können. Gleichzeitig müssen Rabatte oder Ausnahmen von Netzentgelten in einer angemessenen Dosis erfolgen und durch eine Gesamtkostenersparnis begründet sein. Vorsicht ist aus Sicht der BAK geboten, wenn es um eine Individualisierung von Verantwortung für einen effizienten Netzbetrieb geht. Anreize für einzelne Netznutzer:innen haben zwar den Vorteil, dass diese eigenverantwortlich einen gewissen Spielraum nutzen können. In der Praxis kann allerdings eine zentrale Flexibilitätssteuerung – etwa durch den Netzbetreiber – vorteilhaft sein.

Um eine möglichst ausgewogene Entgeltreform garantieren zu können, ist aus Sicht der BAK eine öffentlich zugängliche Datengrundlage Voraussetzung. Zumindest zu wissenschaftlichen Zwecken sollte eine Verwendung von anonymisierten Zählerdaten aus Sicht der BAK geprüft werden, wobei hier auf die Einhaltung hoher Datenschutzstandards zu achten wäre. Hier gibt es allerdings aus anderen Bereichen der empirischen Sozialforschung gute Erfahrungen. Jedenfalls sollten im Hintergrund durchgeführte Analysen durch die Regulierungsbehörde zeitnah veröffentlich werden. Diese Analysen sollten jedenfalls die

Auswirkungen der geplanten Reform auf unterschiedliche Gruppen an Verbraucher:innen darstellen. Zudem sollen Extremfälle genau geprüft werden, um mögliche Probleme bei der Umsetzung frühzeitig erkennen zu können.

Für die nachfolgenden Ausführungen wird vorab festgehalten, dass es teilweise noch einige Unklarheiten hinsichtlich der genauen Vorstellungen der Behörde gibt. Dies ist im Rahmen einer Konsultation nachvollziehbar, führt allerdings dazu, dass die Beurteilung nur auf Basis der Interpretation der BAK erfolgen kann.

Zum Netznutzungsentgelt

Der Konsultationsentwurf sieht die folgenden zentralen Änderungen beim Netznutzungsentgelt vor:

- Der Anteil der Leistungskomponente (Entgelt je Kilowatt [kW]) soll künftig insbesondere auf Netzebene 7 auf rund 40 % steigen. Die Leistungskomponente soll die tatsächlich gemessene Leistung abbilden und die jetzige Grundpauschale bei nicht leistungsgemessenen Netznutzer:innen auf Netzebene 7 ersetzen. Der Anteil der mengenbezogenen Komponente (Entgelt je Kilowattstunde [kWh]) sinkt dadurch.
- Das Netznutzungsentgelt soll künftig auch das Entgelt für Messleistungen beinhalten.
- Bei der Leistungskomponente ist ein progressiver Tarif vorgesehen. Die Progressionsstufe soll bei 8 kW liegen, wodurch darunter ein niedrigeres Entgelt je kW zu entrichten wäre als über 8 kW.
- Als Bemessungsgrundlage soll die höchste Leistungsspitze je Viertelstunde pro Monat dienen. Die Leistung wird über den Verbrauch je Viertelstunde ermittelt. Als Beispiel: Bei einem viertelstündlichen Verbrauch von 0,5 kWh ergibt sich ein Leistungswert von 2 kW (0,5 kWh / 0,25 h). Unklar bleibt, ob es zu einer Glättung über das Jahr kommen soll (= Durchschnitt der 12 Monate), oder ob je Monat abgerechnet werden soll.
- Die Mindestbemessungsgrundlage soll 20 % der vertraglich vereinbarten Leistung betragen. Nachdem die vertraglich vereinbarte Leistung zumindest 8 kW betragen soll, liegt die Mindestbemessungsgrundlage somit bei zumindest 1,6 kW.
- Die schon heuer auf höheren Netzebenen eingeführte regelbare Bezugsleistung soll künftig auf alle Netzebenen ausgerollt werden und den unterbrechbaren Tarif ersetzen. Ein Teil der vertraglich vereinbarten Bezugsleistung soll dabei flexibel/regelbar eingesetzt werden. Im Gegenzug dazu fällt ein geringeres Leistungsentgelt für den regelbaren Teil an.
- Der heuer eingeführte Sommer-Nieder-Arbeitspreis (SNAP) soll den bisherigen Doppeltarif ersetzen und künftig weiterentwickelt werden.

Die BAK erlaubt sich zu den Änderungen die folgenden Anmerkungen:

- Eine **starke Betonung der Leistungskomponente** ist prinzipiell zu begrüßen, weil sie dem Ziel der Verursachergerechtigkeit entspricht. Insbesondere wer hohe

Spitzen bei der Netznutzung verursacht, sollte auch entsprechend an den zusätzlichen Kosten beteiligt werden.

- Gleichzeitig handelt es sich hierbei um eine grundlegende systemische Umstellung, die unbedingt durch **Informationskampagnen** begleitet werden soll. Damit werden erstens die Nachvollziehbarkeit und Akzeptanz bei den Netznutzer:innen gehoben. Zweitens wird damit die Lenkungswirkung dieses Tarifsystems verbessert.
- Bei der Konsultation werden einige zentrale Parameter – etwa (Mindest-) Bemessungsgrundlage, Mindest-Anschlussleistung, Progression, etc. – andiskutiert. Allerdings gibt die Behörde **kaum Einblick in die dahinterliegenden Überlegungen und Analysen**. Auch Auswirkungen auf die Netznutzer:innen sind im Konsultationspapier nicht angeführt. Hier ist aus Sicht der BAK dringend Nachholbedarf geboten.
- **Besondere Vorsicht ist aus Sicht der BAK bei Netznutzer:innen geboten**, bei denen Verbrauchsspitzen durch Geräte entstehen, deren **Tausch nicht im Einflussbereich der Netznutzer:innen stehen**. Ein Beispiel dafür sind Durchlauferhitzer mit hohen Leistungsspitzen in Mietwohnungen. Hier sollten Erleichterungen für die Netznutzer:innen geprüft werden.
- Mangels genauerer Angaben zur möglichen konkreten Tarifierung (die allerdings ohnehin erst im Zuge der von der Regulierungskommission zu erlassenden Tarifverordnung feststehen wird), sind auch **Auswirkungen durch das Zusammenspiel der einzelnen Parameter schwierig**.
    - Als Beispiel dafür soll die Tarifprogression über 8 kW gemeinsam mit dem Verrechnungszeitraum dargestellt werden. In der nachfolgenden Tabelle wird ersichtlich, dass sich bei einem angenommenen Leistungspreis von € 1,8/kW und einem Progressionsfaktor von 2 über 8 kW eine Differenz zwischen einer monatlichen (Variante 1) und einer jährlichen Verrechnung (Variante 2) ergibt:

Monat	**Leistungsspitze in kW**	**Entgelt Variante 1**	**Entgelt Variante 2**
Jänner	16	€ 43,2	€ 16,2
Februar	14	€ 36	€ 16,2
März	12	€ 28,8	€ 16,2
April	4	€ 7,2	€ 16,2
Mai	3	€ 5,4	€ 16,2
Juni	2	€ 3,6	€ 16,2
Juli	2	€ 3,6	€ 16,2
August	3	€ 5,4	€ 16,2
September	4	€ 7,2	€ 16,2
Oktober	12	€ 28,8	€ 16,2
November	14	€ 36	€ 16,2
Dezember	16	€ 43,2	€ 16,2
Durchschnitt/Summe	**8,5**	**€ 248,4**	**€ 194,4**

    - Auch die Auswirkungen der standardmäßig vorgesehenen vertraglich vereinbarten Leistung von 8 kW auf andere Bestimmungen im ElWG bzw auf andere Aspekte der Tarifierung (Netzanschlussentgelt) ist aus Sicht der BAK zu prüfen.
- Aufgrund der unterschiedlichen Auswirkungen je nach konkreter Tarifierung sollte aus Sicht der BAK ein **koordiniertes Vorgehen seitens des Vorstands mit der Regulierungskommission, begleitet durch den Regulierungsbeirat,** stattfinden. Dadurch können auch Kompetenzkonflikte zwischen den beiden regulierenden Organen vermieden werden.
- **Die einzelnen Parameter sollten für sich gesehen auf sinnvolle Werte festgesetzt werden.** Eine Vermischung der Funktionen der einzelnen Parameter sollte aufgrund möglicher Nebenwirkungen aus Sicht der BAK vermieden werden. Ein Beispiel dafür ist die standardmäßige Festlegung der vertraglich vereinbarten Leistung auf 8 kW. Nach Interpretation der BAK erfolgt diese Festlegung unter anderem aufgrund des Ziels, nicht allzu große Veränderungen für durchschnittliche Netznutzer:innen zu erwirken. Prinzipiell ist diese Zielsetzung aus Sicht der BAK auch zu begrüßen. Allerdings hat die Festlegung der Schwelle Auswirkungen auf andere Bereiche und Entgelte (möglicherweise auch auf die Netzdimensionierung). Insofern sollte überlegt werden, ob diese Zielsetzung nicht über andere Aspekte der Tarifierung besser abgebildet werden kann.
- Hinsichtlich der vorgesehenen Flexibilitätsanforderungen erlaubt sich die BAK die folgenden Anmerkungen:
    - **Prinzipiell ist es aus Sicht der BAK positiv, wenn eine flexible Netznutzung zur Steigerung der Systemeffizienz gefördert wird**. Allerdings ist darauf zu achten, dass die **Anreize dort ankommen, wo es tatsächlich Flexibilitätspotenzial gibt**. Außerdem muss abgewogen werden, wann individuelle Anreize sinnvoll sind und wann Steuerungsmaßnahmen durch den Netzbetreiber wirkungsvoller sind.
    - **Der regelbare Tarif ist aus Sicht der BAK generell zu begrüßen**. Besonders flexible Netznutzer:innen (etwa Speicherbetreiber, oder Netznutzer:innen mit bestimmten flexiblen Verbrauchseinrichtungen) erhalten damit einen positiven Anreiz zur flexiblen Netznutzung und Lastverschiebung. Die Verantwortung für einen effizienten Netzbetrieb wird dabei an diese Netznutzer:innen delegiert.
    - **Aus Sicht der BAK sollte allerdings auch die Möglichkeit für eine zentrale Flexibilitätssteuerung durch den Netzbetreiber geschaffen werden.** Eine solche gibt es auch beim aktuellen Tarifsystem mit dem unterbrechbaren Tarif. Die Steuerung erfolgt dabei zentral durch den Netzbetreiber (in Rücksprache mit den Netznutzer:innen). Besonders relevant ist das aus Sicht der BAK bei Netznutzer:innen, die ihre flexiblen Verbraucherseinrichtungen derzeit nicht selbst steuern. Dies ist etwa bei Nachtspeicheröfen mit einem unterbrechbaren Zähler der Fall. Würde man diese zentrale Steuerungsmöglichkeit auflassen (indem etwa der unterbrechbare Zähler abmontiert wird), dann wäre aufgrund der konkreten Anwendungsfälle aus Sicht der BAK ein Verlust dieser Flexibilitäten zu

befürchten. Denn der Einbau einer alternativen Steuerungsmöglichkeit seitens der Netznutzer:innen erscheint unwahrscheinlich. Hier sind praxisnahe und pragmatische Lösungen notwendig, um Flexibilitätspotenziale zu erhalten und zu heben. Hilfreich könnten dabei Wahlmöglichkeiten für die Netznutzer:innen zwischen individueller Steuerung und zentraler Steuerung durch den Netzbetreiber sein.

Zum Netzanschlussentgelt:

Der Konsultationsentwurf sieht die folgenden zentralen Änderungen beim Netzanschlussentgelt vor:

- Das Netzanschlussentgelt ersetzt die bisherigen Netzbereitstellungs- und Netzzutrittsentgelte.
- Das Netzanschlussentgelt wird künftig aus einem Aufwandsorientierten Anteil (AWA) und einem Pauschalen Anteil (PA) bestehen. Der AWA soll die direkten Kosten für den Netzanschluss abgelten, der PA soll die im vorgelagerten Netz anfallenden Kosten abgelten. Damit ähneln PA und AWA von der Konzeption her den bisherigen Entgelten.
- Der AWA soll prinzipiell die tatsächlichen Anschlusskosten widerspiegeln, wobei Mindestpauschalen vorgesehen sind.
- Für die Erweiterung bestehender Netzanschlüsse ist eine Anrechnung des bereits entrichteten Netzanschlussentgelts vorgesehen, wobei unterschiedliche Anrechnungsfaktoren vorgesehen sind.

Die BAK erlaubt sich die folgenden Anmerkungen:

- **Insgesamt erscheint die Ausgestaltung mit PA und AWA schlüssig**.
- Aus Sicht der BAK muss gerade beim Netzanschlussentgelt auf die **Verursachergerechtigkeit** geachtet werden. Es ist wichtig, dass von diesem Entgelt wirkungsvolle Signale ausgehen, um die Kosten für den Netzausbau zu minimieren. Das gilt aus Sicht der BAK besonders bei den Entgelten für Einspeiser, die bisher nicht dieser Erfordernis entsprochen haben.
- Wie auch beim Netznutzungsentgelt wären hier **genauere Analysen und Beispielrechnungen sinnvoll**, um die Auswirkungen auf einzelne Nutzer:innen besser nachvollziehen zu können.
- Beim PA stellt sich aus Sicht der BAK die Frage, wieso man hier das System der **Kostenwälzung** übernehmen muss (ein Anschluss auf einer niedrigeren Netzebene soll mit einem höheren PA einhergehen als ein Anschluss auf einer höheren Netzebene). Zentral ist aus Sicht der BAK auch hier die Verursachergerechtigkeit. Daher stellt sich die Frage, ob der jeweilige Standort nicht wichtiger ist, als die Netzebene auf der angeschlossen wird. Erfolgt beispielsweise ein Einspeiseranschluss auf Netzebene 7 in einem Gebiet mit viel Verbrauch, dann ergeben sich dadurch andere vorgelagerte Ausbauerfordernisse als bei einem Einspeiseranschluss auf Netzebene 5 in einem Gebiet mit kaum Verbrauch und viel vorhandener Einspeisung.

- **Reduzierte Netzanschlussentgelte** (etwa für „Systemdienlichkeit“) sollten aus Sicht der BAK **sehr gut begründet** sein. Hier verweist die BAK auf ihre Stellungnahme zur Konsultation des zweiten Teils.
- **Übergangsbestimmungen** erscheinen mit Blick auf die Anrechnung bereits entrichteter Entgelte für den Netzanschluss **sinnvoll**. Generell sollten (auch abgesehen von den Übergangsbestimmungen) Möglichkeiten für eine „Salamitaktik“ vermieden werden.

BAK ersucht um Berücksichtigung ihrer Anliegen und Anregungen.

AK ÖSTERREICH	**Unterzeichner**	Bundesarbeitskammer
	Datum/Zeit-UTC	2026-03-27T20:37:41Z
	Prüfhinweis	Dieses Dokument wurde amtssigniert. Auch ein Ausdruck dieses Dokuments hat gemäß § 20 E-Government-Gesetz die Beweiskraft einer öffentlichen Urkunde.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000395

Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung
Stellungnahme Kleinwasserkraft
Österreich_Final.cleaned.pdf

Kleinwasserkraft
ÖSTERREICH

A-1010 Wien, Franz-Josefs-Kai 13/12
ZVR Nr.: 491047150
Tel.: +43(0)1/522 07 66
office@kleinwasserkraft.at
www.kleinwasserkraft.at

E-Control
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Stellungnahme zur Marktkonsultation der E-Control zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

Bezugnehmend auf die Marktkonsultation der E-Control zur geplanten Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung möchte Kleinwasserkraft Österreich die Möglichkeit zur Stellungnahme nutzen und ersucht um deren Berücksichtigung.

Zu den erklärten Zielen des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (ElWG) gehört unter anderem die sichere und nachhaltige Versorgung der österreichischen Bevölkerung mit Strom, insbesondere aus erneuerbaren Energiequellen, und die Erreichung der im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz definierten Ausbauziele für Erneuerbare. Auch die Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte, die weitreichende Auswirkungen auf die österreichische Energiewirtschaft hat, sollte daher diese Ziele verfolgen. Vor diesem Hintergrund halten wir es, als Interessensvertretung der Kleinwasserkraftbranche, für angebracht neben den konkreten Fragen der Marktkonsultation auch einige grundlegendere Konzepte der Grundsatzverordnung zu thematisieren.

Die genaue Definition von „Systemdienlichkeit“ ist dabei ein zentrales Anliegen, welches unserer Ansicht nach noch mit allen relevanten Stakeholdern diskutiert werden sollte. Kleinwasserkraft Österreich sieht in den momentanen Ausführungen insgesamt eine zu enge Definition dieses Begriffs, der sowohl Netzdienlichkeit als auch Marktdienlichkeit umfassen sollte. Die Systemdienlichkeit ergibt sich demnach aus einer Reduktion der Gesamtkosten des Stromsystems, welche sowohl aus den Netzkosten als auch aus den Stromerzeugungskosten bestehen. Eine zu restriktive Definition läuft Gefahr, durch den ausschließlichen Fokus auf Netzkosten den marktlichen Mehrwert aus den Augen zu verlieren und die Gesamtkosten dadurch unbeabsichtigt zu erhöhen. Auch die starke Betonung der räumlichen, nicht aber der zeitlichen Komponente des systemdienlichen Verhaltens ist kritisch zu betrachten.

Die Schwerpunktsetzung auf netzseitige Kosten ist in der derzeitigen Ausgestaltung der Konsultation, in der Systemdienlichkeit insbesondere anhand netzbezogener Kriterien wie Standort, Netzstabilität und netzseitiger Kostenreduktion definiert wird, stark ausgeprägt. Eine umfassende Betrachtung der Gesamtkosten des Stromsystems unter Einbeziehung von Erzeugungskosten und marktlichen Effekten, insbesondere der laufenden Grenzkosten und Marktwerte der Stromerzeugung, bleibt demgegenüber untergeordnet. Dabei geht es nicht um eine zusätzliche Belastung von Erzeugungsanlagen, sondern um eine sachgerechte Berücksichtigung gesamtwirtschaftlicher Effekte. Eine isolierte Betrachtung netzseitiger Kosten kann zu ineffizienten Eingriffen in den Anlagenbetrieb führen, die gesamtwirtschaftlich höhere Kosten verursachen können und den Zielen des ElWG entgegenwirken.

A-1010 Wien, Franz-Josefs-Kai 13/12
ZVR Nr.: 491047150
Tel.: +43(0)1/522 07 66
office@kleinwasserkraft.at
www.kleinwasserkraft.at

Kleinwasserkraft Österreich sieht im Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung auch eine Tendenz zu pauschalen Eingriffen, anstatt sinnvolle Anreize zu setzen. Diese Eingriffe sind aus unserer Sicht nicht dazu geeignet, Verhalten nachhaltig systemdienlich zu gestalten. Statt einer Abwägung potenziell widersprüchlicher Systeminteressen wird durch einen solchen Ansatz einseitig entschieden. Die Interessen der Betreiber werden an zweite Stelle gestellt und nicht mit den Bedürfnissen des Systems in Einklang gebracht, was nur unzureichende Anreize für den systemdienlichen Betrieb von Speichern und Stromerzeugungsanlagen schafft. Anstelle von tiefgreifenden Einschnitten in den Anlagenbetrieb empfiehlt Kleinwasserkraft Österreich einen klaren Fokus auf diejenigen Regelungen, die notwendig sind, um externe Effekte zu internalisieren, wie beispielsweise klar begründete und nachvollziehbare Minimalauflagen und zeitvariable Netzentgelte.

Positiv sieht Kleinwasserkraft Österreich hingegen, dass es auch weiterhin keine laufenden Netzentgelte für Einspeiser geben soll. Diese wären vor allem für erneuerbare Stromerzeuger, deren Einspeiseverhalten durch externe Umstände diktiert wird und daher nicht von Lenkungseffekten geleitet werden kann, eine Zusatzbelastung ohne Mehrwert für das Netz. Jetzt muss sichergestellt werden, dass auch die geplanten Veränderungen der Netzanschlussentgelte den Ausbau der Erneuerbaren nicht verlangsamen.

Teil 1

Zu 3.4.3 Reduktionsmöglichkeiten

Kleinwasserkraft Österreich begrüßt, dass bestehende Netznutzungsrechte in dieselbe Netznutzungsrichtung vollständig angerechnet werden - was aber gerade im Hinblick auf Vertrauensschutz und Investitionssicherheit ohnehin vorauszusetzen ist - und auch Netznutzungsrechte in die jeweils entgegengesetzte Richtung den aufwandsorientierten Anteil zu 100% aufwiegen. Anlagen, die für bestehende Netznutzungsrechte bereits Netzzutrittsentgelt bezahlt haben, sollten bei Leistungserhöhungen nur für die zusätzliche Leistung zahlen. Deswegen sollte bei bestehenden Netznutzungsrechten in die jeweils entgegengesetzte Richtung neben dem aufwandsorientierten Anteil auch der pauschalierte Anteil um 100%, anstatt wie geplant um 25%, reduziert werden.

Teil 2

Zu 2.1 Allgemeines

Die Rolle des Standorts als „notwendiges“ Kriterium in Kapitel 2.1 ist kritisch zu hinterfragen und scheint nicht mit Kapitel 2.3 vereinbar zu sein, in dem es heißt: „Der Betrieb an einem „geeigneten“ Standort ist jedoch weder als notwendiges noch als hinreichendes Kriterium für „Systemdienlichkeit“ zu sehen.“ Auch die Definition des systemdienlichen Betriebs in § 6 Abs 1 Z 148 ElWG, welche das Standortkriterium als Beispiel in einer demonstrativen Aufzählung nennt, lässt darauf schließen, dass der Standort kein notwendiges Kriterium sein kann. Wiewohl der richtige Standort systemdienliches Verhalten vereinfachen kann, wird das Ausmaß der Systemdienlichkeit aus Sicht von Kleinwasserkraft Österreich von der tatsächlichen Verhaltensweise eines Speichers bzw. einer Stromerzeugungsanlage bestimmt. So ist beispielsweise das Einspeichern von Strom aus dem Netz in Zeiten geringer Erzeugung

A-1010 Wien, Franz-Josefs-Kai 13/12
ZVR Nr.: 491047150
Tel.: +43(0)1/522 07 66
office@kleinwasserkraft.at
www.kleinwasserkraft.at

und hoher Nachfrage systembelastend, während das Ausspeichern von Strom in das Netz in solch einem Szenario systemdienlich wäre.

Vielmehr sollte die Kostenvermeidung bzw. Kostenreduktion im Vordergrund der Definition der Systemdienlichkeit stehen, wobei das Augenmerk hierbei auf den Gesamtkosten des Systems und nicht nur auf den Netzkosten liegen sollte. Die ebenfalls genannten Kriterien der Aufrechterhaltung der Netz-/Versorgungssicherheit, der Erbringung von Flexibilitätsleistungen, des Betriebs an einem im Netzentwicklungsplan ausgewiesenen Standort, der Anforderungen des Netzbetreibers und des „atypischen Höchstleistungsbeitrags“ sind allesamt entweder Grundanforderungen an das System oder wirken sich nur über ihren Einfluss auf die Systemkosten auf die Systemdienlichkeit aus. Darüber hinaus basiert die vorgesehene Standortlogik auf einer im Wesentlichen statischen Betrachtung, die sich insbesondere an Netzentwicklungsplänen orientiert und dynamische Systemzustände daher nur eingeschränkt abbilden kann.

Zu 2.3.1 Systemdienliche Speicher
Kleinwasserkraft Österreich möchte dazu anregen, anstatt kumulativer Kriterien ein flexibleres System – etwa ein Punktesystem – anzudenken, bei dem mehr als nur eine einzige Art der Systemdienlichkeit anerkannt wird. 2.3.1. sollte daher festhalten, dass die einzelnen Punkte nicht kumulativ, sondern als alternative Regelungsvarianten zu verstehen sind:

> *Es gelten die folgenden (~~kumulativen~~ alternativen) Voraussetzungen für die Einstufung als „systemdienlicher Speicher“:*

Punkt 1 der kumulativen Kriterien sollte unseres Erachtens nur Indizfunktion für Systemdienlichkeit haben. Da das Standortkriterium wie in Kapitel 2.3 ausgeführt kein notwendiges Kriterium für die Systemdienlichkeit ist, muss es möglich sein, von der im ElWG vorgesehenen Netzentgeltbefreiung zu profitieren, auch ohne dieses Kriterium zu erfüllen. Sollte an diesem Kriterium festgehalten werden, so muss die Auswahl der Standorte zumindest anhand objektiver, transparenter Kriterien und nachvollziehbarer Entscheidungen stattfinden. Weiters müssen Standorte mit den gleichen Merkmalen auch gleich bewertet werden. Ein Standort, der anhand der noch zu bestimmenden objektiven Kriterien zumindest genauso geeignet ist wie ein anderer als systemdienlich designierter Standort, muss also ebenfalls als systemdienlich gelten.

Punkt 2 der kumulativen Kriterien sollte gestrichen werden. Der willkürliche Schwellenwert von 1 MW ist nicht im ElWG verankert und sollte daher keine Berücksichtigung finden. Fortschreitende Digitalisierung bei Netzbetreibern sollte eine Untergrenze selbst aus Bagatellgründen jedenfalls ohnehin unnötig machen, weswegen Anreize für eine weitere Optimierung des Gesamtsystems nicht ohne nachvollziehbare Gründe vernachlässigt werden sollten.

Die Vorgaben, die Anschlussnetzbetreiber laut Punkt 4 an Speicherbetreiber machen können, müssen klar definiert und nachvollziehbar begründet werden. Ebenso braucht es konkrete Vorgaben zu Informationen, die dem Speicherbetreiber zur Verfügung zu stellen sind. An dieser Stelle sollte erwähnt werden, dass Speicher ihre Gewinne meist in einigen wenigen Stunden erwirtschaften. Kleinwasserkraft Österreich sieht hier die Gefahr, dass der marktwirtschaftliche Mehrwert von Speichern zu wenig Berücksichtigung erhält, da die

A-1010 Wien, Franz-Josefs-Kai 13/12
ZVR Nr.: 491047150
Tel.: +43(0)1/522 07 66
office@kleinwasserkraft.at
www.kleinwasserkraft.at

Anforderungen der Netzbetreiber diese nicht explizit berücksichtigen müssen. Etwaige Einsparungen bei Netzkosten könnten hier durch verlorene Markterlöse mehr als aufgewogen werden. Dann würden die Gesamtkosten des Stromsystems steigen, nicht fallen, da anstatt günstiger Erzeugungstechnologien teurere Alternativen zum Zug kommen würden. Deswegen sollten Netzbetreiber für Abweichungen der geplanten Speicherfahrweise bezahlen müssen, um potenziell widersprüchliche Systeminteressen marktwirtschaftlich abwiegen zu können.

Blindleistungsverhalten sollte, wie andere Systemdienstleistungen auch, abgegolten werden. Punkt 5 sollte dementsprechend abgeändert werden.

Punkt 6 sollte ersatzlos gestrichen werden. Vorgaben zur Betriebsweise von Speichern müssen strikt auf das Notwendigste eingeschränkt werden, um Planbarkeit für Betreiber und Investoren zu schaffen. Die Bandbreite an erlaubten Einschränkungen muss strikt und abschließend definiert werden, von vagen Bestimmungen, die Risiko in undefinierbarem Ausmaß erzeugen, muss Abstand genommen werden.

Kleinwasserkraft Österreich unterstützt die in Punkt 7 vorgesehene transparente, faire und wettbewerbliche Vergabe von Standorten, insofern an der fehlgeleiteten Bestimmung des Standorts als einem Kriterium der Systemdienlichkeit festgehalten wird. Eine Auktion, bei der Betreiber für ihren Standort zahlen müssen, scheint dem offensichtlichen Entlastungsgedanken des ElWG mit Blick auf eine Netzentgeltbefreiung allerdings zu widersprechen.

Auch die klare Positionierung zur potenziellen Systemdienlichkeit von co-located Speichern ist aus Sicht von Kleinwasserkraft Österreich positiv zu bewerten. Allerdings stellt sich hier die Frage, wie Speicher, die zusammen mit erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen ausgeführt werden und deren Standort daher gänzlich von der Verfügbarkeit von Sonne, Wind und Wasser abhängt, das Standortkriterium erfüllen sollen. Auch eine Vergabe des Standorts mittels Auktion scheint in diesen Fällen kaum praktikabel. Kleinwasserkraft Österreich ist der Meinung, dass alle Anlagen, welche die relevanten Vorgaben erfüllen, als systemdienlich anerkannt werden müssen, und dass bestehende Anlagen, Pumpspeicher und co-located Speicher nicht diskriminiert werden dürfen. Daher appellieren wir dafür, bestehende Anlagen und co-located Speicher an erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen nicht zu benachteiligen und die Auswahlkriterien entsprechend anzupassen.

Außerdem muss sichergestellt werden, dass Ausschreibungen, sollte an ihnen festgehalten werden, zeitnah und in ausreichendem Umfang stattfinden, um den Zielen des ElWG gerecht zu werden.

Zu 2.3.2 Systemdienliche Stromerzeugungsanlagen

Kleinwasserkraft Österreich sieht den Fokus auf noch zu definierenden Standorten auch hier aus den bereits genannten Gründen kritisch. Der Verweis auf die zeitliche Dimension von Systemdienlichkeit und Überlegungen zu technologiespezifischen Differenzierungen sind ein erster Schritt in die richtige Richtung, reichen allerdings einerseits nicht aus, da systembelastendes Verhalten an Standorten, an denen generell eine entlastende Wirkung zu erwarten ist, nicht ausgeschlossen werden kann und gehen andererseits zu weit, da bereits ein im Jahresdurchschnitt mehr entlastendes als belastendes Verhalten, welches von der Definition nicht erfasst wird, insgesamt systemdienlich wirkt. Dies verdeutlicht, dass

A-1010 Wien, Franz-Josefs-Kai 13/12
ZVR Nr.: 491047150
Tel.: +43(0)1/522 07 66
office@kleinwasserkraft.at
www.kleinwasserkraft.at

systemdienliches Verhalten primär durch die tatsächliche Betriebsweise und nicht durch statische Standortkriterien bestimmt wird. Sollte der Fokus auf die Standortwahl entgegen diesen Einwänden bestehen bleiben, so sind Standorte mit den gleichen Merkmalen gleich zu behandeln. Eine Ungleichbehandlung zweier objektiv gleichwertiger Standorte darf nicht zulässig sein. Auch sollten Anlagen, die aufgrund natürlicher Gegebenheiten und anderer rechtlicher Bedingungen notwendigerweise an bestimmten Standorten errichtet werden müssen - wie dies bei der Kleinwasserkraft generell der Fall ist - nicht automatisch benachteiligt werden.

Restriktionen auf Basis der Netzebene oder Engpassleistung sind als willkürlich anzusehen und sollten unterlassen werden. Da der Regelzonenführer gemäß § 140 Abs 1 Z 1b ElWG ermächtigt ist, Verträge über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen von sowohl Stromerzeugungs- und Energieanlagen mit einer Maximalkapazität unter 1 MW als auch ab 1 MW abzuschließen, ist der Schwellenwert von 1 MW im derzeitigen Entwurf besonders in Frage zu stellen.

Stromerzeugungsanlagen sollten anhand ihrer Auswirkungen auf die Netz- und Systemkosten, sowie ihres tatsächlichen Netzverhaltens als systemdienlich eingestuft werden. Auch die geplante stärkere Gewichtung von Leistungskomponenten zeigt, dass künftig insbesondere Lastspitzen und deren Vermeidung im Fokus stehen. Dies unterstreicht, dass Systemdienlichkeit zunehmend verhaltensbasiert zu bewerten ist.

An dieser Stelle möchte Kleinwasserkraft Österreich auch dazu aufrufen, in Fällen, in denen aufgrund von Netzkapazitäten kurzzeitig ein Konflikt zwischen Speichern und erneuerbaren Stromeinspeisungsanlagen besteht, tendenziell zugunsten der erneuerbaren Stromeinspeisungsanlagen zu entscheiden, da die Erzeugung Grundvoraussetzung für den Verbrauch von Speichern und Konsumenten ist.

Zu 2.3.4 Dauerhaft flexibler Netzzugang
Kleinwasserkraft Österreich sieht den flexibler Netzzugang ebenfalls primär als eine temporäre Lösung, begrüßt allerdings die Option des dauerhaften flexiblen Netzzugangs auf Wunsch des Netzbenutzers.

Zu 2.3.5 Zeitvariable Netzentgelte
Zeitvariable Netzentgelte haben aus Sicht von Kleinwasserkraft Österreich das Potenzial, die Abwägung verschiedener Systeminteressen zu ermöglichen und sind pauschalen Einschränkungen des Anlagenbetriebs daher vorzuziehen. Der fast vollständige Verzicht auf zeit- und ortsvariable Netzentgelte ist daher bedauerlich und wird den Vorgaben des ElWG in dieser Hinsicht nicht gerecht.

Für den Verein Kleinwasserkraft Österreich mit der Bitte um Berücksichtigung

Dr. Paul Ablinger
Geschäftsführer

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000396
2026-03-30 NG = Stellungnahme
Salzburg Netz GmbH
Marktkonsultation
SNE-GV.cleaned.pdf

SALZBURGNETZ

Salzburg Netz GmbH, Postfach 7700, 5021 Salzburg

E-Control Austria
recht-post@e-control.at

Unternehmenszentrale
Bayerhamerstraße 16, 5020 Salzburg
Tel. +43/662/8882-0

Zeichen: NG-CU/Rel
Daniel Reiter
[redacted]

V SNE 01/26: Stellungnahme betreffend Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

30. März 2026

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für die Möglichkeit, zur o.a. Marktkonsultation Stellung zu nehmen.

Wir schließen uns der Stellungnahme von Oesterreichs Energie an und möchten nur im folgenden Punkt einen erweiterten Vorschlag einbringen:

Überführung „Anschlussleistung" bzw. „vereinbartes Ausmaß der Netznutzung" (kaufmännische Größe) auf die „netzwirksame Bezugsleistung" im bisher nicht leistungsgemessenen Bereich

Bei bisher nicht leistungsgemessenen Anlagen wird die „Anschlussleistung" bzw. das „vereinbarte Ausmaß der Netznutzung" bei vielen Netzbetreibern, so auch bei der Salzburg Netz GmbH, gemäß ABVN als rein kaufmännische Größe aus der Kunden- bzw. Vorzählersicherung (z.B. 3 x 35 A Vorzählersicherung entsprechen [redacted] kW Anschlussleistung) oder auch aus dem Jahresverbrauch abgeleitet.

Dabei ist systemimmanent, dass real Leistungen (Viertelstundenmittelwert) bezogen werden können, die deutlich über dem kaufmännischen Wert der derzeitigen Anschlussleistung liegen. Ggf. sind diese höheren Leistungen auch in den Smart Meter-Viertelstunden-Lastprofilen ersichtlich.

Trotz der geplanten Regelung, dass für bisher nicht-leistungsgemessene Netzanschlüsse in Bezugsrichtung einheitlich 8 kW als netzwirksame Leistung zur Anwendung kommen soll, würde dieser Umstand bei vielen Netzkunden zu einer Nachverrechnung des Pauschalanteils (PA) des Netzanschlussentgelts führen, obwohl am Netzanschluss nichts zu ändern ist und die bestehende Sicherung (die bisher maßgeblich war) unverändert bleibt.

Beispiel: Ein Netzkunde mit bisher 4 kW und einer Absicherung von 3 x 35 A hat eine ordnungsgemäß installierte und gemeldete 11 kW Wallbox und bezieht mit Grundlast und E-Auto-Ladung maximal 13 kW aus dem Netz. Obwohl sich am Netzanschluss nichts ändert und die kaufmännische Anschlussleistung im bestehenden System ausreichend war, müsste der Netzkunde im neuen System

- einerseits laufend den Leistungspreis für 13 kW zahlen (was legitim und verursachergerecht ist)
- und andererseits auch für die Differenz von 8 auf 13 kW einmalig den PA des Netzanschlussentgelts nachverrechnet bekommen und bezahlen.

Zweiteres ist aus Kundenperspektive kaum nachvollziehbar. Wir befürchten daher massive Probleme in der Praxis für die Netzbetreiber und die Schlichtungsstelle der E-Control.

Um solche massenweisen PA Nachverrechnungen ohne technische Begründung zu vermeiden, schlagen wir folgende Methodik vor:

Bisher nicht leistungsgemessene, 3-phasige Netzanschlüsse sollen je nach tatsächlicher Höchstleistung in einem definierten Beobachtungszeitraum (z.B. das Jahr 2025 bzw. 1 Jahr nach IME-Umstellung) folgende netzwirksame Leistung (einmalig und unentgeltlich) zugewiesen bekommen:

- minimal 8 kW wie in der Marktkonsultation von der E-Control vorgeschlagen
- maximal 15 kW (das entspricht der maximalen Mindestleistung für die Netzebene 7 gemäß § 55 Abs. 7 ElWOG), sofern nicht bereits eine höhere Anschlussleitung vertraglich vereinbart war.
- Zwischen 8 und 15 kW den tatsächlich ermittelten höchsten Viertelstundenwert im Beobachtungszeitraum.

Unabhängig von der unentgeltlichen Zuweisung einer allfälligen Differenz bei der netzwirksamen Leistung für die Berechnung des Netzanschlussentgelts sollte der laufende Leistungspreis entsprechend der tatsächlichen maximalen netzwirksamen Leistung zur Verrechnung kommen.

Für neue oder Erweiterungen bestehender Netzanschlüsse, deren netzwirksame Leistung über 8 kW hinausgeht, sollte jedenfalls der PA des Netzanschlussentgelts wie in der Marktkonsultation von der E-Control vorgeschlagen zur Verrechnung kommen.

Wir ersuchen um Berücksichtigung und stehen für etwaige Rückfragen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Salzburg Netz GmbH

Ing. Mag. Johannes Walsberger, MSc

MMag. Christina Staude

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000397
2026_03_30_Stellungnahme
TPPV_Systemnutzungsentgelte.cleaned.pdf

TECHNOLOGIE PLATTFORM PHOTOVOLTAIK

Stellungnahme zur Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV), Teil 2

gemäß § 135 Abs. 1 Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG)

Sehr geehrte Damen und Herren,

im Rahmen der Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (Teil 2) wird folgende Stellungnahme eingebracht:

Einschränkungen auf bestimmte Anlagengrößen oder Netzebenen widersprechen unserer Auffassung nach dem grundsätzlichen Ansatz des ElWG: Die Ausgestaltung des systemdienlichen Betriebs ist am gesetzlichen Rahmen des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (ElWG) zu messen: Dieses definiert Systemdienlichkeit ausdrücklich technologieoffen und umfasst Erzeugungs-, Verbrauchs- sowie Energiespeicheranlagen gleichermaßen. Maßgeblich ist dabei **nicht die Größe einzelner Anlagen, sondern deren Beitrag zur Kostenreduktion im Netz**, zur Versorgungssicherheit sowie zur Bereitstellung von Flexibilität. Daraus folgt, dass Systemdienlichkeit primär durch Betriebsweise, Steuerbarkeit und Integration in ein Gesamtsystem bestimmt wird. Um unnötige Investitionen zu vermeiden und rasche Netzentlastung zu ermöglichen sind dabei insbesondere bereits vorhandene Speicher zu adressieren.

Definition systemdienlich

Damit systemdienliche Anlagentypen auch die ElWG-Anforderung bzgl. Versorgungssicherheit erfüllen, müssen diese folgenden Anforderungen gerecht werden:

1. Wo möglich Anschlusskosten vermeiden und Ausbaukosten reduzieren (Bits statt Kupfer) —> Wirtschaftsstandort attraktiveren
2. Netzentlastender Betrieb steigert die Anschlusskapazitäten im Netzabschnitt für Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen. —> Beschleunigter Ausbau Erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen
3. Leistungseinschränkungen und Ansteuerbarkeit: Zur Unterstützung der Netzstabilität muss eine Sicherheitsabschaltung oder zeitweise Nulleinspeisung, und sofern erforderlich das Einhalten eine Hüllkurve gewährleistet sein. —> Stabile und sichere Stromversorgung

Systemdienliche Speicher

Die im ElWG adressierte Systemdienlichkeit von Speichern ist ein zentrales Element für die Entwicklung eines effizienten Energiesystems. Dabei spielt die Speichergröße keine Rolle. Im Gegenteil: Bereits heute sind insbesondere **in den unteren Netzebenen über 80.000 Speicher mit weniger als 50 KWh Installiert**[1], womit eine Leistungsreserve von rund 2 GW zur Verfügung steht, deren Potenzial für systemdienliches Verhalten in keinster Weise ausgeschöpft wird und mit den vorgeschlagenen Regelungen **auch weiterhin ausgeschlossen bleibt**. Mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen steigt die Kapazität dezentraler Speicheranlagen weiter an, zumal etwa 80% aller neuen PV-Anlagen inzwischen mit Speicher ausgestattet werden.

Eine zentrale Rolle spielen Energiespeicher, die Teil einer Kundenanlage mit Verbrauchsanlage sind. Diese Systeme ermöglichen eine Optimierung der Einspeise- und Bezugsleistung, wodurch Last- und Einspeisespitzen reduziert und die Auslastung der bestehenden Netzinfrastruktur verbessert werden kann. Sie stellen damit eine besonders effiziente Form des systemdienlichen Betriebs dar. **Insbesondere in den unteren Netzebenen können durch gezielte Steuerung von Speichern und Lasten, etwa durch EMS, Netzkapazitäten effizient genutzt und Netzausbaumaßnahmen vermieden** werden. Da Netzinvestitionen unmittelbar über Netzentgelte refinanziert werden, wirken sich solche Effekte direkt kostendämpfend aus.

Das Potenzial bestehender Speicher wird derzeit kaum genutzt - dieses steht ohne größere Investitionen kurzfristig zur Verfügung. Gleichzeitig ist festzuhalten, dass der Gesetzgeber ausdrücklich auf die koordinierte Nutzung von Flexibilitäten abstellt, insbesondere unter Einbindung von Energiemanagementsystemen sowie standardisierten digitalen Schnittstellen zur netzdienlichen Steuerung durch die Netzbetreiber.

Zurverfügungstellung von zeitvariablen Tarifen über eine kostenlose API

Damit Netzbenutzer auch von den zeitvariablen Netzentgelten Gebrauch machen können, müssen diese kostenlos über eine API bereitgestellt werden. Dies erleichtert eine schnelle und unkomplizierte Integration in bestehende bzw. zukünftige Anlagen.

Kein Leistungspreis bei Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen

Bei der Abrechnung von Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen (GEA), muss sichergestellt sein, dass bei Bezug aus der GEA kein Leistungspreis verrechnet wird, da das Netz und die höheren Spannungs-ebenen nicht belastet werden. Dementsprechend

[1] Quelle: E-Control, Jahresbericht 2026, Erhebung Netzanschluss, Berichtsjahr 2025

darf nur der Leistungsteil, der aus dem öffentlichen Netz bezogen wird, verrechnet werden. Somit ist hier die aktuelle Regelung vom Arbeitspreis analog anzuwenden.

Netzanschlussentgeltbefreiung für Stromerzeugungsanlagen < 1 MW

Reduziertes Netzanschlussentgelt bei erweiterter Spitzenkappung. SEA < 1 MW können freiwillig die Möglichkeit der erweiterten Spitzenkappung bis 50 % der Modulspitzenleistung (vgl. § 101 ElWG) und bezahlen im Gegenzug ein vermindertes Netzanschlussentgelt.

Regulatorische Einordnung und Klarstellungen

Die im Entwurf definierten Voraussetzungen für systemdienliche Speicher sind in ihrer aktuellen Ausgestaltung daher zu stark auf große Anlagen ausgerichtet und führen in der vorliegenden Form **zu einer strukturellen Benachteiligung kleiner und mittlerer Speicher**. Um dem technologieoffenen Ansatz des ElWG gerecht zu werden und die systemische Rolle dezentraler Flexibilitäten zu stärken, sind folgende Differenzierungen erforderlich:

Zu Punkt 1 (Standortausweisung im Netzentwicklungsplan):
Diese Anforderung ist ausschließlich auf Speicheranlagen ab einer Engpassleistung von 10 MW anzuwenden. Für kleinere Anlagen würde eine derartige Vorgabe eine unverhältnismäßige Markteintrittsbarriere darstellen.

Zu Punkt 2 (Mindestleistung von 1 MW):
Diese Anforderung ist ersatzlos zu streichen. Eine Mindestgröße widerspricht, wie zuvor ausgeführt, dem Grundsatz der Technologieoffenheit und verhindert die systemdienliche Integration zig-tausender dezentraler Speicher, insbesondere in den unteren Netzebenen.

Zu Punkt 3 (Vertrag mit dem Regelzonenführer):
Diese Verpflichtung ist auf Speicheranlagen ab einer Engpassleistung von 10 MW zu beschränken. Für kleinere Anlagen ist eine direkte Teilnahme am Engpassmanagement weder wirtschaftlich noch organisatorisch sinnvoll darstellbar, sollte aber im Rahmen einer Zusammenfassung mehrerer Anlagen die gemeinsam von einem Aggregator gesteuert werden möglich sein.

Zu Punkt 4 (Vorgabe von Betriebsbereichen / Hüllkurven):
Für kleine Speicheranlagen (unter 1 MW) soll die Einhaltung der netzdienlichen Vorgaben auch über Aggregatoren erfolgen können. Dadurch wird eine effiziente, gebündelte Integration dezentraler Flexibilitäten ermöglicht, ohne Netzbetreiber mit

aufwendiger Steuerkommunikation, und Betreiber mit unverhältnismäßigen Anforderungen zu belasten.

Zu Punkt 5 (Blindleistungsanforderungen):
Diese Vorgaben sind ausschließlich auf Anlagen ab einer Engpassleistung von 10 MW anzuwenden. Für kleinere Speicheranlagen sind vereinfachte technische Anforderungen vorzusehen.

Zu Punkt 6 (weitere betriebliche Einschränkungen):
Zusätzliche Einschränkungen, wie etwa Vorgaben zu Leistungsgradienten, sind ebenfalls auf Speicheranlagen ab 10 MW zu beschränken.

Zu Punkt 7 (Ausschreibungsverfahren):
Die Vergabe von Netzanschlusskapazitäten über Ausschreibungsverfahren ist ausschließlich für große Speicheranlagen ab einer Engpassleistung von 10 MW vorzusehen. Für kleinere Anlagen sind vereinfachte und diskriminierungsfreie Zugangsmodelle zu entwickeln.

Anreizmechanismen und Systemintegration

Ein wesentliches Spannungsfeld besteht zwischen individueller wirtschaftlicher Optimierung (z. B. Eigenverbrauch, Arbitrage) und systemdienlichem Verhalten. Um dieses aufzulösen, sind geeignete Anreizmechanismen erforderlich.

Reduzierte oder entfallende Netzentgelte stellen hierbei ein zentrales Instrument dar, da sie wirtschaftliche Anreize mit netzdienlichem Verhalten in Einklang bringen. Ohne entsprechende Mechanismen besteht die Gefahr, dass vorhandene Flexibilitätspotenziale weiter nicht systemoptimal genutzt werden. Zudem besteht kein sachlicher Grund für eine Diskriminierung kleiner Speicheranlagen, auch nicht, wenn sie gemeinsam mit Verbrauchsanlagen betrieben werden.

Die Ausrichtung auf standardisierte digitale Schnittstellen sowie die Steuerung über den Netzanschlusspunkt ist ausdrücklich zu begrüßen. Energiemanagementsysteme übernehmen dabei eine zentrale Rolle, indem sie innerhalb der Kundenanlage die Koordination von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch sicherstellen.

Für einen sicheren Netzbetrieb ist darüber hinaus sicherzustellen, dass Netzbetreiber jederzeit Zugriff auf systemrelevante Echtzeitdaten haben. Auf dieser Grundlage muss es möglich sein, über geeignete netzseitige Vorgaben (z. B. in Form von Hüllkurven für die netzwirksame Leistung) steuernd einzugreifen und einen stabilen Betrieb zu gewährleisten. Dabei kann ein Aggregator die Anforderungen der Netzbetreiber umsetzen.

Vorschläge zur konkreten Ausgestaltung

1. Kleine Anlagen (PV und Speicher in einer Kundenanlage mit Verbrauchsanlage bis 1 MW)

Adressiertes Problem:
Netzüberlastung durch PV-Überschusseinspeisung sowie Preisspitzen am Abend und in der Früh.

Vorschlag:

- Zeitraum: 1. April bis 30. September
    - Für Energie, die im Zeitraum von 17:00 bis 9:00 eingespeist wird:
      → Netzentgeltgutschrift von 66 %
    - Kleinstanlagenbonus bis 30 kW: 80 % Gutschrift
- Zeitraum 1. Oktober bis 31. März
    - Für Energie, die eingespeist wird:
      → Netzbezugsgutschrift 90%
    - Kleinstanlagenbonus bis 30 kW: 100 % Gutschrift

Wirkung:
Gezielte Entladung der Speicher in der abendlichen Verbrauchsspitze sowie weitere Entladung in der Morgenverbrauchsspitze, wodurch auch eine volle Speicherkapazität für die Speicherung der PV-Mittagsspitzen erreicht wird. Dadurch können insbesondere im Verteilnetz erhebliche Systemleistungen erbracht werden, die weit über Spitzenkappung hinausgehen und die Netzeffizienz nahezu ohne Investitionen erheblich steigern.

2. Mittlere Anlagen (mit Eigenverbrauch)

- Optional: Vereinfachtes Messkonzept zur Messung der aus dem Netz gespeicherten Energie.
- Ansonsten gleiche Regelung wie bei Kleinanlagen mit einer reduzierten Netzbezugsgutschrift:
  → Netzentgeltgutschrift von 50 %

3. Große Anlagen (ab 10 MW)

- Umsetzung gemäß erweiterten Mess- und Steuerkonzepten
- Dem Vorschlag der E-Control folgend

Bei Bestandsanlagen scheint eine **Reduktion der genehmigten Netzwirksamen Einspeiseleistung um zumindest 40%** als Voraussetzung für die Klassifizierung als Netzdienlicher Speicher angebracht, um Netzkapazitäten unverzüglich frei zu machen (Spitzenkappung). Bei neuen Anlagen kann ebenfalls eine dauerhaft reduzierte netzwirksame Anschlussleistung vorgegeben werden, sofern ein dynamischer Netzzugang nicht möglich oder gewünscht ist.

Ein dynamischer Netzzugang mit dynamischen Hüllkurven zum Zwecke eines Sicheren Netzbetriebes kann vom Netzbetreiber vorgegeben werden.

Für kleine Speicheranlagen (unter 1 MW) soll die Einhaltung der netzdienlichen Vorgaben auch über Aggregatoren erfolgen können. Dadurch wird eine effiziente, gebündelte Integration dezentraler Flexibilitäten ermöglicht, ohne Netzbetreiber mit aufwendiger Steuerkommunikation, und Betreiber mit unverhältnismäßigen Anforderungen zu belasten. Hier ist ebenso eine zentralisierte und standardisierte API einzurichten.

Fazit

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die vorliegende Ausgestaltung der SNE-GV Teil 2 die systemische Bedeutung dezentraler und aggregierter Flexibilitäten noch nicht ausreichend berücksichtigt und durch starre Größenkriterien – insbesondere die 1-MWh-Grenze – schwere Fehlanreize setzt.

Systemdienlichkeit ist als Ergebnis eines intelligent gesteuerten **Gesamtsystems** zu verstehen und darf nicht auf einzelne Anlagenparameter reduziert werden. Insbesondere Speicher / Stromerzeugungsanlagen in Kundenanlagen mit Verbrauchsanlagen und bestehende Speicherpotenziale bieten erhebliche Möglichkeiten zur kurzfristigen Effizienzsteigerung ohne zusätzlichen Netzausbau.

Eine Anpassung der Regelungen ist erforderlich, um die Zielsetzungen des ElWG vollständig umzusetzen, Netzausbaukosten zu reduzieren, den Anstieg der Netzentgelte zu begrenzen und wirtschaftliche sowie systemische Optimierung in Einklang zu bringen.

Weitere Punkte

2.3.2 „Systemdienliche Stromerzeugungsanlagen“

Für die Qualifizierung als „systemdienliche Stromerzeugungsanlage“ an einem vom Übertragungsnetzbetreiber ausgewiesenen Standort ist darüber hinaus mit dem Regelzonenführer ein Vertrag über die Erbringung von ÖFFENTLICH Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte Grundsatzverordnung Version 1.0 vom 27.02.2026 Seite 10/16 Flexibilitätsleistungen gem. § 140 Abs. 1 Z 1b ElWG abzuschließen, sofern die Engpassleistung der Stromerzeugungsanlage mehr als 10 MW beträgt.

Bei kleineren Anlagen soll die Einstufung anhand weniger, einfach überprüfbarer Kriterien erfolgen, die sich an den systemdienlichen Leistungen orientieren. Als jedenfalls ausreichend ist dabei die Kombination mit einem Energiemanagementsystem einzustufen, das den vom Netzbetreiber vorgegebenen Hüllkurven folgen kann. Gleichwertig kann auch ein dauerhafter flexibler Netzzugang die Einstufung als „systemdienliche Stromerzeugungsanlage“ sicherstellen.

2.3.4 Dauerhafter flexibler Netzzugang

Damit Netzbenutzer auch von den zeitvariablen Netzentgelten Gebrauch machen können, müssen diese kostenlos über eine zentralisierte und standardisierte API bereitgestellt werden. Dies erleichtert eine schnelle und unkomplizierte Integration in bestehende bzw. zukünftige Anlagen.

Auch auf der Niederspannung sind flexible Netzzugänge dynamisch umzusetzen, nur in Ausnahmefällen sind mit statischen Einschränkungen für begrenzte Zeitspannen bei entsprechender sachlicher Begründung durch den Netzbetreiber oder auf Kundenwunsch zulässig.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000398

330voestalpine_SystemnutzungsentgelteStrom.cleaned

voestalpine-POSITION
Systemnutzungsentgelte Strommarkt

Wettbewerbsfähige Versorgungssicherheit

März 2026

voestalpine
ONE STEP AHEAD.

Einleitung

Die E-Control ist gemäß § 135 ElWG ermächtigt Systemnutzungsentgelte für die Elektrizitätsinfrastruktur in Österreich festzulegen. Zu diesem Zweck hat die E-Control eine Konsultation betreffend den Entwurf einer Verordnung mit geplantem Inkrafttreten per Anfang 2027 am 27.02.2026 eröffnet und ersucht um Stellungnahme bis 31.03.2026.

voestalpine-Position im Detail

Für voestalpine als international tätiges und exportorientiertes Unternehmen sind, demgemäß, international wettbewerbsfähige Standortfaktoren unerlässlich. Dies sollte sich auch, und nicht zuletzt, in der Verfügbarkeit von elektrischem Strom widerspiegeln. Daher ersuchen wir darum, diese international wettbewerbsfähige Versorgungssicherheit in allen Elementen der Strompreisbildung, einschließlich Netznutzungsentgelt, Netzanschlussentgelt und Systemdienlichkeit sowie deren Komponenten, zu berücksichtigen. So sollte der tatsächliche Aufwand im Vordergrund stehen, während Pauschalen dem Kleinverbrauch vorbehalten sein sollten. Weiters sollte das Prinzip der Systemdienlichkeit nicht auf Speicher begrenzt werden, sondern allgemein unter Berücksichtigung der tatsächlichen Wirtschaftlichkeit angeboten werden.

Der vorliegende Entwurf stellt durch seine Vorgaben auf eine sehr enge Definition von Systemdienlichkeit ab. Zudem unterstellt der Entwurf eine Unmöglichkeit dieser Systemdienlichkeit an Verbrauchsstandorten und damit an sämtlichen Standorten der voestalpine. Dies wird einzig mit einer abstrakten Gefahr von Missbrauch begründet ohne dies detaillierter zu argumentieren.

Aus Sicht von voestalpine beschränkt sich systemdienliches Verhalten nicht ausschließlich auf die Möglichkeit eines punktuellen Einsatzes von Stromspeichern zur Entlastung ex-ante definierter Systemengpässe. Alle Maßnahmen, die das Stromsystem insgesamt flexibler, effizienter und aufnahmefähiger für kohlenstoffarme sowie erneuerbare Energien machen, sind aus unserer Sicht grundsätzlich als systemdienlich zu definieren. Entsprechend groß ist der diesbezügliche Spielraum innerhalb des Rechtssystems, nicht zuletzt des ElWG, und voestalpine sieht auch den Willen der Rechtsetzer dahingehend eindeutig ausgedrückt. Dies wurde, abseits des ligistischen Texts, auch in mehreren Veranstaltungen bei der Ausgestaltung des ElWG zum Ausdruck gebracht. Den jetzigen Versuch einer allzu restriktiven Interpretation sehen wir als nicht zielführend für das Stromsystem wie auch allgemeiner das Energie- und Wirtschaftssysteman.

Der kategorische Ausschluss von Co-Location von Speicheranlagen mit Verbrauchsanlagen von einer Netzengeltebefreiung ist speziell für voestalpine nicht akzeptabel. Gerade durch eine gemeinsame Nutzung von bereits bestehenden Netzanschlüssen und einer systemoptimierten Betriebsweise werden volkswirtschaftliche Kosten minimiert und vorhandene Netzkapazitäten effizient eingesetzt. Eine breite Unterstellung missbräuchlichen Verhaltens lehnen wir an dieser Stelle entschieden ab. Durchdachte Messkonzepte und entsprechende Nachweisführungen unter Berücksichtigung integrierter Managementsysteme sind durchaus geeignet um Wohlverhalten sicher zu stellen.

Zusammenfassung

Zur Wahrung der international wettbewerbsfähigen Versorgungssicherheit ersucht voestalpine bei Ermittlung und Festlegung der Systemnutzungsentgelte um Bezugnahme auf den tatsächlichen durch den jeweiligen Systemnutzer verursachten Aufwand sowie um durchgängige Möglichkeit der Anrechenbarkeit von Systemdienlichkeit.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000399
Stellungnahme
SNE-GV_WIVA_final_2026 03 30.pdf

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-,
Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Per Email: recht-post@e-control.at

Linz, 30.03.2026

V SNE 01/26
Stellungnahme zur Marktkonsultation „SNE-GV“

Sehr geehrte Damen und Herren,

WIVA P&G bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum vorliegenden Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV).

Als Verein mit Mitgliedern aus Wirtschaft und Forschung entlang der gesamten Wasserstoff-Wertschöpfungskette verfolgt WIVA P&G das Ziel, den Markthochlauf erneuerbarer Gase und insbesondere von Wasserstoff in Österreich im Einklang mit Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Klimazielen zu unterstützen. Vor diesem Hintergrund sieht der Verein beim vorliegenden Entwurf in den nachstehenden Punkten Anpassungsbedarf.

1. Grundsätzliche Bewertung

WIVA P&G erachtet es als wesentlich, dass die im Entwurf vorgesehenen Kriterien zur Beurteilung der Systemdienlichkeit mit dem gesetzlichen Rahmen und dessen Zielsetzung in Einklang stehen. Aus Sicht des Vereins wird der Begriff der Systemdienlichkeit im vorliegenden Entwurf jedoch zu eng, nämlich überwiegend stromnetzbezogen, konkretisiert. Dadurch wird die Rolle von Wasserstoff im Gesamtenergiesystem nicht hinreichend berücksichtigt.

Aus Sicht von WIVA P&G ergibt sich aus dem gesetzlichen Rahmen, dass Systemdienlichkeit nicht ausschließlich anhand kurzfristiger stromnetztechnischer Wirkungen zu beurteilen ist. Zu berücksichtigen sind vielmehr auch Beiträge zur Flexibilisierung des Energiesystems, zur Versorgungssicherheit sowie zur Vermeidung bzw. Reduktion von Systemkosten. Energiespeicheranlagen werden im gesetzlichen Rahmen ausdrücklich adressiert und sollen im Hinblick auf ihren systemischen Nutzen sachgerecht erfasst werden.

Gerade mit Blick auf den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist eine breitere Betrachtung erforderlich, weil wasserstoffbezogene Anwendungen ihren systemischen Nutzen nicht ausschließlich in kurzfristiger Stromnetzdienlichkeit entfalten, sondern insbesondere durch Flexibilitätsbereitstellung, Sektorenkopplung und saisonale Speicherfähigkeit.

Aus Sicht von WIVA P&G ist diesem Verständnis von Systemdienlichkeit auch in der Ausgestaltung der SNE-GV angemessen Rechnung zu tragen.

2. Einordnung der Elektrolyse als Energiespeicheranlage

WIVA P&G hält fest, dass Elektrolyseanlagen in Verbindung mit wasserstoffbasierter Speicherung nach dem gesetzlichen Speicherverständnis sachgerecht als Energiespeicherlösung zu berücksichtigen sind, sofern elektrische Energie in eine speicherbare Form umgewandelt und dem Energiesystem zeitversetzt wieder verfügbar gemacht wird.

Aus Sicht des Vereins ist es daher wesentlich, dass Elektrolyse und wasserstoffbasierte Speicherlösungen in der SNE-GV sachgerecht erfasst und entsprechend ihrer systemischen Funktion angemessen berücksichtigt werden und nicht infolge einer zu engen Auslegung faktisch ausgeschlossen werden.

3. Kritische Punkte des Verordnungsentwurfs

Aus Sicht von WIVA P&G bestehen insbesondere in folgenden Punkten Bedenken:

3.1 Standortbezogene Kriterien

Soweit die Beurteilung der Systemdienlichkeit de facto an im Netzentwicklungsplan ausgewiesene Standorte anknüpft, erscheint dies für wasserstoffbezogene Projekte zu eng. Solche Projekte orientieren sich nicht ausschließlich an klassischen stromnetztechnischen Parametern, sondern auch an Fragen der Anbindung an bestehende oder künftige Wasserstoffinfrastruktur, der industriellen Nachfrage, der Speicheranbindung sowie der sektorübergreifenden Systemoptimierung.

3.2 Erfordernis einer Mindesteinspeiseleistung von 1 MW

Kritisch zu beurteilen ist das vorgesehene Erfordernis einer Mindesteinspeiseleistung von 1 MW. Elektrolyseanlagen sind typischerweise nicht auf eine Rückspeisung elektrischer Energie in das Netz ausgerichtet, sondern auf die Umwandlung von Strom in Wasserstoff. Eine solche Schwelle benachteiligt daher wasserstoffbezogene Vorhaben, deren systemischer Nutzen in der Umwandlung, Speicherung und späteren Nutzung von Energie liegt.

3.3 Vertragliche und netztechnische Voraussetzungen

Auch die Ausgestaltung bestimmter vertraglicher oder netztechnischer Anforderungen als faktisch zwingende Voraussetzungen erscheint aus Sicht des Vereins zu restriktiv. Soweit der gesetzliche Rahmen derartige Kriterien nicht abschließend vorgibt, sollte die Verordnung keine unnötig engen Ausschlussmechanismen schaffen. Gerade in einer frühen Marktphase ist aus Sicht von WIVA P&G ein praktikabler Rahmen erforderlich, der den Hochlauf wasserstoffbezogener Projekte ermöglicht.

4. Abschließende Bewertung und Anregungen

WIVA P&G regt an, die Systemdienlichkeitskriterien technologieneutral so auszugestalten, dass unterschiedliche Beiträge zum Energiesystem angemessen berücksichtigt werden. Maßgeblich sollten nicht ausschließlich unmittelbare stromnetztechnische Wirkungen sein, sondern auch Beiträge

- zur Versorgungssicherheit,
- zur saisonalen Speicherfähigkeit,
- zur Sektorenkopplung,
- zur Flexibilisierung des Gesamtsystems sowie
- zur Vermeidung gesamtwirtschaftlicher Systemkosten.

Aus Sicht des Vereins sollten die Kriterien so ausgestaltet sein, dass wasserstoffbezogene Lösungen und ihr Beitrag zum Energiesystem sachgerecht berücksichtigt werden.

Zusammenfassend ersucht WIVA P&G die E-Control, die SNE-GV so auszugestalten, dass der gesetzliche Begriff der Systemdienlichkeit in seiner vollen Breite abgebildet wird und Energiespeicherlösungen auf Wasserstoffbasis sachgerecht berücksichtigt werden. Insbesondere sind:

- die 1-MW-Schwelle zu streichen beziehungsweise das Erfordernis elektrischer Rückspeisung so anzupassen, dass Anlagen zur Umwandlung elektrischer Energie in speicherbare Moleküle auch ohne elektrische Rückspeiseleistung als Speicher berücksichtigt werden,
- netztechnische Standortvorgaben und Engpassmanagement-Verträge nicht als unverhältnismäßig enge Ausschlusskriterien auszugestalten,
- sowie das vorgesehene Ausschreibungsverfahren so weiterzuentwickeln, dass die gesetzliche Anreizlogik sachgerecht abgebildet und Technologien mit hoher systemischer Relevanz angemessen berücksichtigt werden.

WIVA P&G ersucht die E-Control, die genannten Punkte im weiteren Konsultationsprozess zu berücksichtigen. Ein regulatorischer Rahmen, der die Rolle von Wasserstoff im künftigen Energiesystem sachgerecht abbildet und wasserstoffbezogene Speicher- und Flexibilitätsoptionen angemessen einbezieht, ist aus Sicht des Vereins eine wesentliche Voraussetzung für eine effiziente und resiliente Energiewende in Österreich.

Folgende WIVA P&G Mitglieder unterstützen diese Stellungnahme:

- ANDRITZ AG
- AVL List GmbH
- Energie AG
- Energie Steiermark Technik GmbH
- Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz
- EVN AG
- FEN Research GmbH
- FGW – Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmungen
- FH Oberösterreich
- Hochschule Burgenland
- HyCentA Research GmbH
- K1-MET GmbH
- Kremsmüller Anlagenbau GmbH
- LINZ AG
- Linde Gas GmbH
- Montanuniversität Leoben
- OMV Refining & Marketing AG
- RAG Austria AG
- Robert Bosch AG
- Salzburg AG
- TÜV AUSTRIA Group
- TÜV SÜD Landesgesellschaft Österreich GmbH
- voestalpine Stahl GmbH
- Wiener Stadtwerke GmbH
- Zauner Anlagentechnik GmbH

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000400
Stellungnahme zur Marktkonsultation der SNE-Grundsatzverordnung.cleaned.pdf

Stellungnahme zur Marktkonsultation der SNE-Grundsatzverordnung

Für eine gesetzeskonforme, klare und faire Umsetzung der Energiespeicherregelungen zur Förderung des Ausbaus von Energiespeichern

Zentrale Aussagen:

- **Der Umbau des Energiesystems erfordert neben dem Ausbau erneuerbarer Erzeugung und Netzinfrastruktur auch Energiespeicher.** Insbesondere Kurzzeitspeicher sind eine zentrale Infrastrukturkomponente, um volatile erneuerbare Erzeugung zu integrieren und Netzengpässe effizient zu bewirtschaften.

- **Damit Energiespeicher diese Rolle erfüllen können, braucht es einen regulatorischen Rahmen, der investitionsfreundlich, transparent und praktikabel ist.** Nur unter klaren und planbaren Bedingungen können die erheblichen Investitionen in flexible Infrastruktur mobilisiert werden.

- **Der aktuelle Entwurf der SNE-Grundsatzverordnung wird diesen Anforderungen jedoch nicht ausreichend gerecht.** Statt Planungssicherheit zu schaffen, droht er bereits angestoßene Projektentwicklungen und Investitionen im Bereich Energiespeicher zu entwerten und den Ausbau dringend benötigter Energiespeicher, um Jahre zu verzögern.

- **Eine weitere Verzögerung beim Ausbau Energiespeicher hätte erhebliche systemische Folgen.** Sie würde die Integration erneuerbarer Energien erschweren, den Bedarf an kostenintensivem Engpassmanagement erhöhen und langfristig zu höheren Systemkosten führen.

Österreich verfügt über eine lange Tradition im Einsatz von Energiespeichern. Pumpspeicherkraftwerke sind seit Jahrzehnten ein zentraler Bestandteil unseres Energiesystems. Über mehr als fünf Jahrzehnte wurden rund 6 GW an Speicherleistung aufgebaut – eine Infrastruktur, die aufgrund ihrer geografischen Lage nicht nur zur österreichischen Versorgungssicherheit beiträgt, sondern auch in hohem Maße zur Stabilität des europäischen Stromsystems.

Mit dem raschen Ausbau erneuerbarer Energien verändert sich jedoch die Struktur des Stromsystems grundlegend. Wind- und Solarenergie erzeugen zunehmend dezentral Strom zu Zeiten, in denen er nicht unmittelbar benötigt wird. Neben einem zielgerichteten Stromnetzausbau im Verteil- und Übertragungsnetz sind vor allem Energiespeicher unverzichtbar, um Strom zeitlich und örtlich zu verschieben, Überschüsse aufzunehmen und Energie genau dort und dann bereitzustellen, wo und wann sie tatsächlich gebraucht wird.

Für ein stabiles Energiesystem werden sowohl saisonale Speicher als auch kurzfristige Speicher im Tages- und Stundenbereich benötigt. Insbesondere bei kurzfristiger Flexibilität noch ein deutlicher Ausbaubedarf. Der derzeit noch begrenzte Ausbau solcher Kurzzeitspeicher zeigt sich zunehmend in Form von

Marktverwerfungen im Strommarkt, etwa durch negative Strompreise und sehr hohen Strompreisen in Tagesrandzeiten.

Zahlreiche Studien und Systemanalysen zeigen, dass im Zuge der ambitionierten Ausbauziele für erneuerbare Energien – insbesondere des Ziels einer bilanziell 100 % erneuerbaren Stromversorgung bis 2030 – in den kommenden zehn Jahren die aktuell in Speicherkraftwerken (in Pump- und Reservoir-Speicher) verfügbare Speicherkapazität etwa verdoppelt werden muss. Andernfalls drohen zunehmende Netzüberlastungen, steigende Systemkosten und immer stärkere Betriebseinschränkungen für erneuerbare Erzeugungsanlagen.

Vor diesem Hintergrund ist es entscheidend, dass Investitionen in neue Speichertechnologien – insbesondere Batteriespeicher – jetzt ermöglicht und beschleunigt werden. Genau diese Zielsetzung verfolgt auch der Gesetzgeber im Elektrizitätswirtschaftsgesetz, das Energiespeichern eine klare Rolle im zukünftigen Stromsystem zuweist und mit dem Begriff des „systemdienlichen“ Betriebs gezielt Anreize für ihren Ausbau geschaffen hat.

Der aktuelle Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung verfehlt dieses Ziel aus unserer Sicht jedoch deutlich. Die vorgeschlagene Ausgestaltung führt dazu, dass der dringend notwendige Ausbau von Energiespeichern de facto blockiert wird, bevor er überhaupt beginnen kann, und damit auch die vom Gesetzgeber vorgesehenen Anreize für systemdienlichen Speicherbetrieb nicht zur Wirkung kommen. Zusätzlich kritisch ist dabei auch der pauschale Ausschluss von Speichern an Standorten mit Verbrauchsanlagen, da dieser unabhängig vom tatsächlichen Systemnutzen erfolgt.

Besonders problematisch ist dabei die vorgesehene Konstruktion der sogenannten „systemdienlichen Speicher“, eines Instruments, das eigentlich Investitionen ermöglichen sollte. Der Entwurf sieht sieben kumulative Kriterien für diese Einstufung vor. Die konkrete Ausgestaltung dieser Kriterien beruht auf komplexen Mechanismen die einen erheblichen, echtzeitbasierten Datenaustausch unter mehreren Stakeholdern voraussetzen. Deren Implementierung wird aufgrund der Komplexität voraussichtlich mehrere Jahre in Anspruch nehmen. In der Praxis bedeutet dies, dass sich die angestrebten Investitionsanreize um viele Jahre verzögern werden, obwohl der Gesetzgeber eine beschleunigte Integration flexibler Speicher adressiert.

Für Speicher, die nicht unter diese sehr eng gefasste Kategorie des „systemdienlichen Betriebs“ fallen, bleibt darüber hinaus ein grundlegendes strukturelles Problem bestehen. Das bestehende Netzentgeltsystem behandelt Energiespeicher beim Laden weiterhin wie Endverbraucher. Dadurch entsteht eine Doppelbelastung von Netzentgelten, obwohl die gespeicherte Energie später wieder in das Stromsystem eingespeist wird. Die Netzkosten werden damit entlang der Wertschöpfungskette mehrfach verrechnet und letztlich auch vom Endverbraucher ein weiteres Mal getragen.

Genau diese Doppelbelastung hat in der Vergangenheit maßgeblich dazu beigetragen, dass – abgesehen von Pumpspeicherkraftwerken, die von dieser Doppelbelastung weitgehend befreit waren und sind – praktisch kein Ausbau von netzgekoppelten Energiespeichern stattgefunden hat. Der aktuelle Entwurf würde diese strukturelle Hürde weiterhin aufrechterhalten, obwohl der gesetzliche Rahmen des neuen Gesetzes ausdrücklich eine andere Richtung vorgibt.

Der aktuelle Entwurf führt aus unserer Sicht zu erheblicher Investitionsunsicherheit, verlängerten Projektlaufzeiten und einem regulatorischen Risiko, das Investitionen in Speicherprojekte massiv erschwert. Die vorgesehenen Regelungen setzen eine Reihe von Instrumenten und Marktmechanismen voraus, die teilweise erst in den kommenden Jahren entwickelt und implementiert werden müssen. Damit entstehen in der Praxis hohe regulatorische Hürden, während die vom Gesetzgeber angestrebte Entlastung für Energiespeicher faktisch um viele Jahre verzögert wird.

Die vorgeschlagenen Regelungen senden damit ein widersprüchliches Signal. Politisch wird der Ausbau von Energiespeichern als zentraler Bestandteil der Energiewende gefordert – regulatorisch wird er jedoch zunächst stark erschwert und auf die Zukunft verschoben. Im Ergebnis droht der aktuelle Entwurf den Ausbau von Energiespeichern de facto wieder abzudrehen, bevor er überhaupt begonnen hat.

Übergangsregelung für Energiespeicher bis zur Umsetzung der erforderlichen Markt- und Datenmechanismen (z.B. Systemführung 2.0)

Die Transformation des Stromsystems erfordert nicht nur den Ausbau erneuerbarer Erzeugung und zusätzlicher Speicher, sondern auch eine Weiterentwicklung der Systemführung und der Marktintegration von Flexibilität, was auch im Entwurf der vorliegenden Marktkonsultation zum Ausdruck kommt.

Unter „Systemführung 2.0“ verstehen wir insbesondere die Möglichkeit, lokal benötigte Flexibilität im Netzbetrieb marktbasiert zu beschaffen. Netzbetreiber sollen damit gezielt Flexibilitätsleistungen in jenen Netzgebieten beschaffen können, in denen temporäre Netzengpässe auftreten. Energiespeicher sind dafür besonders geeignet, da sie Last zeitlich verschieben können und innerhalb von Sekunden steuerbar sind. Dadurch können lokale Netzspitzen reduziert, vorhandene Infrastruktur effizienter genutzt und zusätzliche Anschlusskapazitäten geschaffen werden – ohne sofortigen Netzausbau. Genau diese Form der regional beschafften Flexibilität stellt einen zentralen Baustein eines zukünftigen flexiblen Stromsystems dar.

Wir unterstützen ausdrücklich die laufenden Arbeiten zur Weiterentwicklung der Systemführung im österreichischen Stromsystem. Insbesondere die Initiativen rund um Systemführung 2.0, die stärkere Digitalisierung der Netzführung, die verbesserte Integration von Flexibilitäten in den Markt sowie die verstärkte Nutzung marktbasiert beschaffter Systemdienstleistungen stellen wichtige Schritte dar, um einen effizienten und verursachungsgerechten Netzbetrieb zu ermöglichen.

Von besonderer Bedeutung ist dabei die geplante Einführung einer marktbasierten Beschaffung von Flexibilitätsleistungen auch auf Verteilnetzebene. Diese stellt einen zentralen Baustein für ein modernes Stromsystem dar und wird künftig eine der wichtigsten Grundlagen für einen systemdienlichen Betrieb im Verteilnetz sein.

Gleichzeitig ist jedoch klar, dass viele dieser Instrumente erst in den kommenden Jahren vollständig implementiert werden können. Der Aufbau der notwendigen digitalen Infrastruktur, die Entwicklung neuer Marktmechanismen sowie die praktische Integration dieser Instrumente in den Netzbetrieb benötigen Zeit. Gerade deshalb ist eine klare und praktikable Übergangsregelung notwendig. Ohne eine solche Übergangsregelung besteht die Gefahr, dass der Ausbau von Energiespeichern auf mehrere Jahre blockiert wird, jetzt wo sie für die Integration erneuerbarer Energien besonders dringend benötigt werden. Eine Übergangsregelung sollte daher sicherstellen, dass Investitionen in Energiespeicher bereits heute möglich sind, während gleichzeitig der Übergang zu einem stärker digitalisierten und marktbasierten System vorbereitet wird.

Wir schlagen daher eine befristete Übergangsregelung von fünf Jahren vor. Energiespeicher, die sich verpflichten, künftig an den Mechanismen der Systemführung 2.0 teilzunehmen, sollten in dieser Phase grundsätzlich als systemdienlich anerkannt werden. Zumindest ist sicherzustellen, dass sie während dieser Übergangszeit von der leistungsabhängigen Komponente des Netznutzungsentgelts (Leistungspreis) befreit werden. Nur so können die notwendigen Investitionen in Flexibilitätsinfrastruktur rechtzeitig ausgelöst werden, bis die Instrumente der Systemführung 2.0 vollständig implementiert sind.

Während dieser Übergangsphase würden Energiespeicher weiterhin die vollen Netzanschlussentgelte entrichten, sodass der Netzanschluss weiterhin kostenverursachungsgerecht erfolgt und keine Mehrkosten für Netzbetreiber oder andere Netzbenutzer entstehen. Zusätzlich verpflichten sich Speicherbetreiber, im Rahmen der bestehenden TOR-Richtlinien Blindleistung im vorgesehenen Ausmaß bereitzustellen, ohne dafür eine gesonderte Vergütung zu verlangen.

Die vorgeschlagene Übergangsregelung ist als eng umrissene Brücke für realisierungsreife Projekte zu verstehen – nicht als generelle, mengenoffene Begünstigung. Durch die Kopplung an Umsetzungsreife, transparente und begrenzte Einschränkungsprofile bei flexiblem Netzzugang sowie konsequente

Anti-Spekulationsmechanismen (Meilensteine/ Deposits) wird sichergestellt, dass nur tatsächlich umsetzbare Projekte profitieren und keine Kapazitäten durch rein spekulative Anfragen blockiert werden.

Eine solche Übergangsregelung schafft Planungssicherheit für Investitionen, ermöglicht den dringend benötigten Ausbau von Energiespeichern und stellt gleichzeitig sicher, dass der Übergang zu einem modernen, digitalisierten und marktbasierten Stromsystem geordnet und effizient erfolgen kann.

Flexible Netzzugänge als zentrales Instrument der Systemführung 2.0

Ein zentrales Element der zukünftigen Systemarchitektur im Rahmen der Systemführung 2.0 wird aus unserer Sicht der dauerhaft flexible Netzzugang sein. Flexible Netzzugänge ermöglichen es, bestehende Netzinfrastruktur effizienter zu nutzen und zusätzliche Anlagen – insbesondere Energiespeicher – auch dann zu integrieren, wenn kurzfristig keine ausreichende zugesicherte Netzkapazität verfügbar ist. Damit können sie einen wichtigen Beitrag leisten, um die Integration erneuerbarer Energien zu beschleunigen.

Erfahrungen aus anderen europäischen Märkten zeigen, dass die konkrete Ausgestaltung solcher Modelle keineswegs trivial ist. Flexible Netzzugänge können nur dann ihre volle Wirkung entfalten, wenn sie auf klaren, transparenten und einheitlichen Regeln beruhen. Fehlt ein solcher Rahmen, entsteht regulatorische Unsicherheit, die die notwendige Planungssicherheit untergräbt und Investitionen praktisch unmöglich macht.

Entscheidend ist daher, dass flexible Netzkapazitäten auf Basis transparenter Netzanalysen und nachvollziehbarer Kriterien ausgewiesen werden. Projektentwickler und Investoren müssen frühzeitig erkennen können, an welchen Netzanschlusspunkten flexible Kapazitäten verfügbar sind, wie hoch diese Kapazitäten sind und unter welchen Bedingungen sie genutzt werden können.

Für die Finanzierbarkeit von Projekten mit (dauerhaft) flexiblem Netzzugang ist entscheidend, dass der Anschlussnetzbetreiber bereits bei Angebot/Vertragsabschluss transparent und nachvollziehbar das maximale Ausmaß möglicher Einschränkungen ausweist (z.B. jährliche Stunden, zulässige Leistungsbereiche/Hüllkurven, Vorankündigungsfristen). Diese Quantifizierung muss sich auf (i) den Ist-Netzzustand und (ii) eine mindestens 10-jährige Vorschau unter Berücksichtigung bestehender Netzanschlussanfragen und Netzentwicklungsannahmen stützen. Ohne eine solche standardisierte Risikoinformation ist ein flexibler Netzzugang für Banken und Investoren faktisch nicht finanzierbar.

Nur wenn flexible Netzzugänge transparent, planbar und finanzierbar ausgestaltet werden, können sie ihr eigentliches Ziel erfüllen: zusätzliche Flexibilität ermöglichen und Investitionen in die Infrastruktur der Energiewende auslösen – statt selbst zu einem Investitionshemmnis zu werden.

Vergabe von Netzkapazitäten nach Umsetzungsreife statt Ausschreibungsmodellen

Bevor auf die konkrete Vergabe von Netzkapazitäten eingegangen wird, ist darauf hinzuweisen, dass ein Teil der bereits reservierten Netzanschlüsse über längere Zeiträume ungenutzt bleibt. Es sollte daher ein Mechanismus vorgesehen werden, der sicherstellt, dass nicht genutzte Netzanschlüsse nach einer angemessenen Frist wieder frei werden und anderen Projekten zur Verfügung stehen.

Für die Vergabe von Netzkapazitäten – sowohl für flexible als auch für nicht-flexible Netzanschlüsse – sollte ein klares Reihungssystem gelten, das sich an der Umsetzungsreife der Projekte im Sinne der gesetzlichen Vorgaben orientiert. Projekte, die diese Voraussetzungen erfüllen und kurzfristig realisiert werden können, sollten priorisiert werden. Für flexible und nicht-flexible Netzanschlüsse sollten dabei dieselben Regeln gelten, da flexible Netzzugänge lediglich eine technische Ausgestaltung des Anschlusses darstellen und keine eigenen Vergabemechanismen oder Ausschreibungen erfordern.

Ein solches Prinzip stellt sicher, dass verfügbare Netzkapazitäten tatsächlich zu realisierten Infrastrukturprojekten führen und nicht über lange Zeiträume blockiert werden. Gleichzeitig reduziert eine Reihung nach Umsetzungsreife den Planungs- und Prüfaufwand auf Seiten der Netzbetreiber, stärkt das

Vertrauen der Marktteilnehmer und erhöht die Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten. Damit wird ein effizienter und nachvollziehbarer Netzanschlussprozess ermöglicht, der sowohl für Netzbetreiber als auch für Projektentwickler planbarer und ressourcenschonender ist.

Die im aktuellen Entwurf vorgesehenen Ausschreibungsmodelle für Netzanschlusskapazitäten sind klar abzulehnen. Sie würden zusätzliche Verfahrensschritte, erhöhte Komplexität und erhebliche zeitliche Verzögerungen verursachen und gleichzeitig bereits getätigte Entwicklungsarbeiten und Investitionen von Marktteilnehmern entwerten.

Wir schlagen ein bundesweit einheitliches Reihungssystem nach Umsetzungsreife (‚First ready, first served') vor. Um ‚Luftprojekte' und Kapazitätsblockaden zu vermeiden, sollte dieses System mit verbindlichen Meilensteinen, sowie einem angemessenen, nicht refundierbaren Reuegeld/Deposit bei Netzanschlussanfragen kombiniert werden. Zusätzlich regen wir an, getrennte Mechanismen/Warteschlangen für unterschiedliche Projektarten (insbesondere Wind mit langen Vorlaufzeiten vs. Speicher bzw. kurzfristig realisierbare Projekte) vorzusehen, um Verdrängungskonflikte zu entschärfen und die Planbarkeit für alle Marktteilnehmer zu erhöhen.

Zusätzlich sollte eine klare Übergangs- bzw. Bestandsschutzregelung für (i) bereits voll genehmigte Speicherprojekte mit bestehenden Netzanschlussverträgen sowie (ii) Co-Location-Speicher an bestehenden Anschlusspunkten vorgesehen werden. Diese Projekte können ihren Standort faktisch nicht mehr ändern; nachträgliche regulatorische Einschränkungen wirken daher in der Praxis wie ein Standortverbot. Eine entsprechende Klarstellung reduziert Investitionsunsicherheit, ohne ein systemisches Mengenrisiko auszulösen.

Gerade beim Ausbau von Energiespeichern ist Zeit ein entscheidender Faktor. Verfahren, die Investitionen unnötig verzögern, verschärfen die bestehende Flexibilitätslücke im Stromsystem und gefährden den Ausbau von erneuerbarer Energien sowie deren Betrieb.

Fragestellungen der Marktkonsultation

Systemdienliche Speicher - Wie sollten die Zuschlags- bzw. Reihungskriterien für die wettbewerblichen Ausschreibungen ausgestaltet werden?

Die Reihung sollte für flexible und nicht-flexible Netzanschlüsse nach denselben Grundprinzipien erfolgen. Maßgeblich sollte dabei die Umsetzungsreife der Projekte sein. Netzkapazitäten sollten jenen Projekten zugewiesen werden, die bereits über die notwendigen Genehmigungen verfügen, eine gesicherte Finanzierung nachweisen können und kurzfristig realisiert werden können.

Dieses Prinzip stellt sicher, dass verfügbare Netzkapazitäten tatsächlich zu realisierten Infrastrukturprojekten führen und nicht über lange Zeiträume blockiert werden. Erfahrungen aus Österreich sowie aus mehreren europäischen Nachbarländern zeigen, dass Projekte ohne ausreichende Genehmigungs- oder Realisierungsreife häufig über Jahre Netzkapazitäten reservieren, ohne umgesetzt zu werden. Eine Reihung nach Umsetzungsreife reduziert dieses Risiko erheblich und sorgt für eine effizientere Nutzung vorhandener Netzkapazitäten.

Systemdienliche Speicher - Welche Vorgaben zu der Durchführung der Ausschreibungen bzw. nähere Vorgaben über Ausschreibungsrunden sind notwendig?

Aus unserer Sicht sollten für Netzanschlusskapazitäten keine Ausschreibungen vorgesehen werden. Stattdessen sollte die Vergabe einheitlich nach der Umsetzungsreife der Projekte im Sinne der gesetzlichen Vorgaben erfolgen. Dieses Prinzip sollte gleichermaßen für alle Netzanschlussbegehren gelten, unabhängig davon, ob es sich um flexible, systemdienliche oder reguläre Netzanschlüsse handelt.

Ausschreibungsmodelle würden zusätzliche Verfahrensschritte, höhere Komplexität und erhebliche zeitliche Verzögerungen verursachen. Gerade im Bereich der Energiespeicher, in dem sich Projekte häufig in frühen Entwicklungsphasen befinden, würden solche Verfahren zu jahrelangen Verzögerungen führen und Investitionen unnötig erschweren.

Eine Vergabe nach Umsetzungsreife ist administrativ deutlich einfacher, investitionsfreundlicher und besser geeignet, um den dringend notwendigen Ausbau von Flexibilitätsinfrastruktur zu beschleunigen.

„Systemdienliche Stromerzeugungsanlagen“ - Welche Kriterien für die Identifizierung und Ausweisung geeigneter Standorte auf Verteiler- oder Übertragungsnetzebene sollten berücksichtigt werden?

Aus unserer Sicht sollte die Identifizierung geeigneter Standorte eng mit der Definition flexibler Netzkapazitäten verknüpft werden. Überall dort, wo das Netz nur in wenigen Spitzenzeiten vollständig ausgelastet ist und daher flexible Netzzugänge technisch möglich sind, besteht gleichzeitig ein systemdienlicher Standort.

Solche Standorte tragen dazu bei, die Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur zu erhöhen und zusätzliche Anlagen ohne sofortigen Netzausbau zu integrieren. Damit wird vorhandene Infrastruktur effizienter genutzt und gleichzeitig der Bedarf an kostenintensiven Netzausbaumaßnahmen reduziert.

Eine separate Ausweisung systemdienlicher Standorte über Netzentwicklungspläne sehen wir hingegen kritisch. Netzentwicklungspläne werden in mehrjährigen Zyklen erstellt und sind daher nur eingeschränkt geeignet, kurzfristige Investitionsentscheidungen zu steuern. Eine zusätzliche Standortdefinition auf dieser Basis könnte zu erheblichen Verzögerungen führen und würde zusätzlichen administrativen Aufwand für Netzbetreiber verursachen, ohne einen klaren Mehrwert zu schaffen.

Stattdessen sollte der Fokus darauf liegen, flexible Netzzugänge transparent und einheitlich zu definieren. Sobald klar geregelt ist, wo flexible Kapazitäten verfügbar sind, ergibt sich daraus automatisch auch die Identifizierung systemdienlicher Standorte.

„Systemdienliche Stromerzeugungsanlagen“ - Welche zusätzlichen Anforderungen sollen (evtl. im Ermessen des Anschlussnetzbetreibers) in Betracht gezogen werden, um Netz- und Systemnutzen zu maximieren (z.B. kostenlose Erbringung von Blindleistung)?

Die bestehenden Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR) stellen bereits eine solide technische Grundlage für den sicheren Netzbetrieb dar. Zusätzliche Anforderungen sollten daher nur dort eingeführt werden, wo sie tatsächlich zu einer effizienteren Nutzung der bestehenden Infrastruktur beitragen.

Der größte Hebel zur Maximierung des Systemnutzens liegt aus unserer Sicht darin, die Auslastung der bestehenden Netzinfrastruktur zu erhöhen, anstatt Netze primär auf seltene Spitzenlastsituationen auszulegen. Ein zentrales Instrument dafür ist die Systemführung 2.0.

Dieses Instrument sollte einheitlich, transparent und praxistauglich ausgestaltet werden, damit Netzbetreiber bestehende Infrastruktur deutlich effizienter nutzen können. Gleichzeitig schaffen die Instrumente der Systemführung 2.0 – insbesondere die marktbasierte Beschaffung von Flexibilitätsleistungen – zusätzliche Möglichkeiten für Netzbetreiber, regionale Flexibilitätsbedarfe effizient und marktwirtschaftlich zu decken.

Die Kombination aus flexiblen Netzanschlüssen, marktbasiert beschaffter Flexibilität und einer besseren Nutzung bestehender Infrastruktur bietet aus unserer Sicht das größte Potenzial, um Systemkosten zu reduzieren und gleichzeitig den Ausbau erneuerbarer Energien zu ermöglichen.

Der Ausbau von Energiespeichern darf nicht warten, bis neue Marktinstrumente vollständig umgesetzt sind. Es braucht jetzt eine klare Übergangsregelung, die Investitionen ermöglicht und den schnellen Netzanschluss sowie die Inbetriebnahme von Speichern sicherstellt.

Unterstützung der Stellungnahme zur SNE-Grundsatzverordnung

Amarenco Solar Austria GmbH	BlackVolt	BLOCH³ Strom aus Wind / Sonne / Biogas
Burgenland Energie	CyberGrid GmbH, Rothschildplatz 3, Top 3.07.A, 1030 Vienna, Austria, Tel.: +43 (0) 1 481 2626 - 11, Email: office@cyber-grid.com, Web: www.cyber-grid.com	earthshot one
KÖNIG, Hochstraße 23a/4, A-2540 Bad Vöslau, 19.03.2026, Chromik Richard, GF	enspired	enery
ENRAIL	EVN Naturkraft	H2 Powerlink, Industrial Integrated Energy, Wallerfing 25 A - 4600 Wels, office@h2-powerlink.com, FN 628364s ATU 80706489
DI Michael Altrichter, Geschäftsführer Hallo Energie FlexCo	heep ENERGY GMBH	IMPETO IMPACT
LINZ AG	LSG group	metaplan ENERGIETECHNIK, DIpl.-Ing. (FH) Kevin Leonhartsberger, Geschäftsführender Gesellschafter, METAPLAN ENERGIETECHNIK GMBH
MW Storage GmbH, Kremser Straße 8, 3712 Maissau, Austria, FN: FN 606330k, UID: ATU79503307, 19.3.26, MW STORAGE	PHOTOVOLTAIC AUSTRIA — *Unterstützung in grundsätzlichen Punkten*	PÜSPÖK
RWA, DocuSigned by: DI Clemens Mitterpair, DocuSigned by: Oliver Eisenhold	SKE, SKE Engineering GmbH, Prechtlstraße 13, 4400 St. Ennsdorf, Austria, +43 732 641065 10, www.ske-solar.com, FN 315430 v, Sitz: St. Florian, Landgericht Linz	SUNLUMO One sun. One world.
VOLTOFY catch the light	WLK	10hoch4 Gruppe
electrify		

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000401

V_SNE_01_26_Stellungnahme_Powerlink_H2_signed.pd

An die
Energie-Control Austria (E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Powerlink H2 GmbH
Westring 25
4600 Wels
Österreich

Geschäftszahl: V SNE 01/26
Unser Zeichen: ST2026_SNE01

Bearbeiter: Benjamin Wöckinger
[redacted]

Datum: 30.03.2026

Stellungnahme der Powerlink H2 GmbH zum Entwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

Die Powerlink H2 GmbH ist als Projektentwickler und Forschungsunternehmen im Batteriespeichergeschäft sowie Elektrolyse tätig. Zurzeit setzen wir als Projektentwickler einige der größten Batteriespeicherprojekte Österreichs um, allein dieses Jahr sollen plangemäß Projekte im dreistelligen MW-Bereich in Betrieb gehen sowie eine Versuchsanlage zu Elektrolyse. In dieser Rolle sind wir unmittelbar von den vorgeschlagenen Regelungen betroffen.

Wir begrüßen grundsätzlich das Ziel, durch klare Regelungen Planungssicherheit herzustellen, sehen jedoch in einigen Punkten Anpassungsbedarf.

Wir unterstützen die in der Stellungnahme von Forum Energiespeicher Österreich dargestellten Anliegen, insbesondere in Bezug auf die geplanten Ausschreibungsverfahren zu systemdienlichen Speichern und dem Wunsch nach Regelungen, die Planungssicherheit bieten.

Ergänzend möchten wir hier noch genauer auf einzelne Punkte eingehen, unsere rechtliche Einschätzung teilen sowie Vorschläge übermitteln.

1. Grundsätzliches zur Marktkonsultation Teil 1

1.1 **Teil 1 des Entwurfs enthält unseres Erachtens sachgerechte Anpassungen,** die dem aktuellen Stand der Technik und Marktgegebenheiten (und -notwendigkeiten) entsprechen. Dies betrifft insbesondere die angedachten Veränderungen betreffend Anpassung des Verhältnisses zwischen Arbeits- und Leistungspreis auf NE 7. Hinsichtlich des Aufbaus der Flexibilitätsplattform ist festzuhalten, dass diese und deren Wirken frühzeitig fertiggestellt werden sollte, um es den Marktteilnehmern zu ermöglichen, auch tatsächlich von Anbeginn an teilzunehmen und sich frühzeitig mit der Handhabung und Abwicklung vertraut machen zu können.

1.2 **Zu Kap. 3 Netzanschlussentgelt sind die Ausführungen aus unserer Sicht ebenfalls nachvollziehbar.** Zur Steuerung des Verbrauchsverhaltens sind jedoch die gesetzlichen Vorgaben zur Reduktion betreffend systemdienliches Verhalten weit auszulegen und sollten, um bei der Errichtung von Anlagen wirtschaftlich berücksichtigt werden zu können – und damit tatsächlich einen Anreiz zu schaffen – im Vorfeld anhand klar definierter Kriterien aus Sicht von Anlagenerrichtern kalkulierbar ausgestaltet werden. Die Reduktion um 30 % im Falle netz- und systemdienlichen Verhaltens erscheint im Lichte des § 130 Abs 5 ElWG sinnvoll. Hierzu ist zu berücksichtigen, dass netz- und systemdienliches Verhalten nach dem Gesetzeswortlaut in § 6 Abs 1 Z 148 ElWG deutlich weitergehend definiert ist, als die in § 130 Abs 5 genannten Kriterien des dafür geeigneten Standorts (siehe dazu noch im Detail in Pkt 3.3.1 dieser Stellungnahme) und **insoweit mit dieser Formulierung eine begrüßenswerte Erweiterung der Reduktion angedacht wird**.

2. Grundsätzliches zur Marktkonsultation Teil 2

2.1 **Teil 2** der Konsultation, der auf den Begriff der Systemdienlichkeit eingeht, **enthält unseres Erachtens einige rechtlich zu hinterfragende Passagen**, in denen das ElWG nicht im Sinne des Gesetzgebers ausgelegt wird und die auch in der vorliegenden Form nicht zur Kostenreduktion des Gesamtsystems beitragen würden.

2.2 Der Gesetzgeber hat mit dem ElWG und der Befreiung von Energiespeichern von den Netzentgelten hinsichtlich des Strombezugs im Falle eines "systemdienlichen Betriebs" anerkannt, dass Energiespeicheranlagen bei der Bereitstellung der für die Transformation des Energiesystems notwendigen Flexibilität eine entscheidende Rolle zukommt (ErläutRv 312 BlgNR 28. GP 40). Es sollte damit ein bewusster Anreiz geschaffen werden, um die Errichtung solcher Anlagen zu attraktivieren. Eine Doppelbelastung, also Entgelte für Bezug und Einspeisung sollte daher vermieden werden. **Eine ausschließliche Befreiung des Bezugs stellt keine außergewöhnliche Bevorzugung gegenüber anderen Netznutzern dar. Eine restriktive Auslegung des Begriffs systemdienlich ist daher weder notwendig noch angebracht.**

2.3 § 6 Abs 1 Z 148 ElWG definiert den systemdienlichen Betrieb als jede "*Betriebsart einer Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicheranlage, bei der systemdienlicher Nutzen im Sinne von Kostenreduktionen, Kostenvermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit erbracht wird*". Man beachte: „oder", nicht „und".

In der Folge führt der Gesetzgeber **drei nicht abschließende, alternative Beispiele** an (arg. "insbesondere") die jedenfalls, zu einem systemdienlichen Betrieb führen:

- *"die Erbringung einer Flexibilitätsleistung",*
- der *"Betrieb an einem bestimmten, durch die Ausweisung im Netzentwicklungsplan für das Verteiler- oder Übertragungsnetz definierten Standort, oder"*
- der Betrieb *"nach den Anforderungen des Netzbetreibers".*

Neben diesen drei Beispielen, **die jeweils für sich betrachtet also einen "systemdienlichen Betrieb" begründen**, führt der Gesetzgeber ein weiteres Beispiel für die "*Kostenvermeidung oder Kostenreduktion*" an. Diese "*liegt insbesondere dann vor, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Erzeugungs- und Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstleistungsbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht*". Auch wenn dieses Kriterium erfüllt ist, handelt es sich nach der Definition des Gesetzgebers also um einen "systemdienlichen Betrieb"; dies **völlig unabhängig, ob andere Kriterien – die ebenfalls jeweils für sich betrachtet zum systemdienlichen Betrieb führen – erfüllt sind oder nicht.** Diese vom Gesetzgeber beschriebene Möglichkeit des Nachweises von Kostenvermeidung wird zwar in Kapitel 2.1 der Marktkonsultation Teil 2 erwähnt, bleibt aber in der nachfolgenden Ausgestaltung völlig unberücksichtigt.

In § 6 Abs 1 Z 51 gestaltet der Gesetzgeber die "Flexibilitätsleistung" weiter aus. Eine solche ist jede "*vom Netzbetreiber angeforderte, im Rahmen einer Systemdienstleistung oder des Engpassmanagements durchgeführte Veränderung der Einspeisung oder Entnahme*". In Zusammenschau mit den Kriterien des § 6 Abs 1 Z 148 begründet somit auch jede Erbringung einer Systemdienstleistung oder von Engpassmanagement einen "systemdienlichen Betrieb".

Systemdienstleistungen werden sodann in § 6 Abs 1 Z 149 näher definiert. Als "*eine zum Betrieb eines Übertragungs- oder Verteilernetzes erforderliche Dienstleistung, einschließlich Regelreserve und Systemdienstleistungen, jedoch ohne Engpassmanagement*". Auch jede Erbringung von Regelreserve erfüllt somit den Tatbestand des "systemdienlichen Betriebs".

2.4 Insgesamt eröffnet der Gesetzgeber dem "systemdienlichen Betrieb" und damit der Befreiung von Netznutzungsentgelten gemäß § 127 Abs 3 ElWG für Speicheranlagen einen weiten Anwendungsraum. Dieser ist zwar vom Verordnungsgeber gem § 135 Abs 1 Z 1 ElWG von der Regulierungsbehörde näher auszugestalten. Der Verordnungsgeber ist dabei jedoch an den vom Gesetzgeber vorgegebenen Rahmen gebunden und darf diesem nicht widersprechen. **Eine Einengung des Anwendungsraums des vom Gesetzgeber vorgegebenen "systemdienlichen Betriebs" wäre daher unzulässig.**

2.5 Dem Verordnungsgeber ist es auch nicht erlaubt, unsachliche Differenzierungen vorzunehmen. Bei unterschiedlicher Behandlung von Sachverhalten ist daher stets zu fragen, ob diese durch Unterschiede im Tatsächlichen gerechtfertigt sind. **Dies betrifft insbesondere allfällige Sonderregelungen für "co-located Speicher" mit Verbrauchsanlagen.**

3. Voraussetzungen für systemdienlichen Betrieb gemäß Marktkonsultation

3.1 In **Kap. 2.3.1** der Konsultation stellt die Regulierungsbehörde **sieben kumulative Voraussetzungen** auf, die erfüllt sein müssen, um einen Speicher als "systemdienlich" zu klassifizieren. Dies betrifft den Standort, die Mindestleistung, eine Vertragsbeziehung zum Regelzonenführer zur Erbringung von Flexibilitätsleistung, die Unterwerfung unter die Vorgaben des Netzbetreibers zum Einsatz (Hüllkurven), Vorgaben zum Blindleistungsverhalten, Einschränkungen durch ein Ausschreibungsverfahren sowie der Auswahl in einem solchen Ausschreibungsverfahren.

3.2 **Die Anforderung dieser kumulativen Kriterien ist aus unserer Sicht nicht vom gesetzlichen Rahmen des ElWG gedeckt.** Der Gesetzgeber nennt einige dieser Kriterien, wie oben ausgeführt, nämlich als alternative Tatbestandselemente, die jeweils für sich betrachtet zur Klassifikation eines systemdienlichen Betriebs führen.

3.3 Die **geforderten Kriterien** sind auch **inhaltlich wenig geeignet,** den Willen des Gesetzgebers, einen Anreiz für den Speicherausbau zu setzen, zu erfüllen:

3.3.1 **Zum Standortkriterium (Kap. 2.3.1, Aufzählungspunkt 1):**

Gefordert wird im Zuge der Marktkonsultation ein in einem Netzentwicklungsplan als geeignet ausgewiesener Standort. Unabhängig davon, dass dieses Kriterium nur eine der gesetzlichen Möglichkeiten, die zum systemdienlichen Betrieb führen soll, anspricht, wäre es im Lichte des rechtstaatlichen Prinzips problematisch, dem Netzbetreiber nicht zugleich konkrete Vorgaben mitzugeben, in welchen Fällen er einen solchen Standort als geeignet auszuweisen hat (Stichwort Determinierungsgebot). Es stellt sich auch die Frage, welche Handlungsmöglichkeiten den Rechtsunterworfenen zustehen, wenn Netzbetreiber dieser Ausweisung nicht nachkommen. Das rechtsstaatliche Prinzip sowie das Unionsrecht fordern einen effektiven Rechtsschutz dafür.

Dass der Standort kein zwingendes Kriterium sein kann, ergibt sich auch aus § 6 Abs 1 Z 148 ElWG. Dort wird als **alternatives Tatbestandsmerkmal** für das Vorliegen von *„Kostenreduktionen, Kostenvermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit“* die *„Erbringung einer Flexibilitätsleistung“* genannt. Diese ist gem § 6 Abs 1 Z 51 ElWG aber schlicht eine vom *„Netzbetreiber angeforderte, im Rahmen einer Systemdienstleistung oder des Engpassmanagements durchgeführte Veränderung der Einspeisung oder Entnahme“*. Auf den Standort wird gerade nicht abgestellt.

Zudem scheint dieses **Kriterium jedenfalls nicht geeignet einen raschen Speicherausbau zu forcieren**. Bis ein solcher Ausweis in einem Netzentwicklungsplan erfolgt (und ob überhaupt), kann sehr viel – für den Ausbau des Stromnetzes – wertvolle Zeit verstreichen. Bekanntlich werden Netzentwicklungspläne über mehrere Jahre hinweg erstellt und reagieren entsprechend träge auf kurzfristig geänderte Gegebenheiten oder Investitionsprojekte. Damit ist dieses Kriterium aber – jedenfalls als kumulatives und damit jedenfalls zu erfüllendes Kriterium – ungeeignet, den Speicherausbau voranzutreiben: Auch die Errichtung eines Batteriespeichers nimmt erhebliche Zeit in Anspruch (Grundstücksrechte-Sicherung, Genehmigungen, Beschaffung, etc.). Die jeweiligen Zeiträume summieren sich und führen letztlich zu einer (zu) späten Umsetzung von Speicherprojekten.

3.3.2 **Zur geforderten Mindestengpassleistung und dem geforderten Vertrag mit dem Regelzonenführer (Kap. 2.3.1, Aufzählungspunkte 2 und 3):**

Zwar führt der Einsatz im Engpassmanagement für sich betrachtet nach dem Gesetz zur Einordung als "systemdienlicher Betrieb". Auch diesbezüglich steht die **Forderung als jedenfalls zu erfüllende Grundvoraussetzung mit dem Gesetz im Widerspruch.** Nach dem Gesetz gibt es eben auch unabhängig vom Engpassmanagement Möglichkeiten, einen systemdienlichen Betrieb zu bewirken (wie etwa den Betrieb eines Speichers an einem dafür als geeignet ausgewiesenen Standort).

Das eigenständig festgehaltene Kriterium der Engpassleistung >1 MW wäre im Übrigen insofern überflüssig, als der geforderte Vertrag mit einem Regelzonenführer gem § 140 Abs 1 Z 1 lit b ElWG von sich aus bereits auf diese Mindestengpassleistung abstellt.

3.3.3 **Zur Unterwerfung unter die Vorgaben des Netzbetreibers zum Einsatz (Hülllkurven) (Kap. 2.3.1, Aufzählungspunkt 4):**

Zur Erfüllung dieser Forderung müsste ein Speicherbetreiber den Betrieb seiner Anlage gänzlich nach dem kurzfristig vom Anschlussnetzbetreiber gewünschten Einsatz ausrichten. Eine eigenständige Einsatzplanung wäre demnach unmöglich. Damit **stünde** dieses Kriterium aber **jeglicher langfristigen Einsatzplanung und auch jeder Erlösprognoserechnung entgegen.** Möchte ein Speicherbetreiber dieses Kriterium erfüllen, ist es unmöglich, eine Prognose zu den zukünftigen Erträgen und damit zur Wirtschaftlichkeit der Anlage anzustellen. Mit dieser Vorgabe wird das Regime der Netzentgeltbefreiung maximal unattraktiv.

3.3.4 **Zum Ausschreibungsverfahren (Kap. 2.3.1, Aufzählungspunkt 7):**

Die Einführung eines **Ausschreibungsverfahrens**, um die Klassifikation als systemdienlicher Speicher zu erreichen **wirkt nicht als Anreiz** für eine Investitionsentscheidung, sondern **belohnt letztlich wohl lediglich Anlagen, die ohnehin – somit auch ohne diese Förderung – errichtet würden**: Für die Teilnahme an einem Ausschreibungsverfahren wird es notwendig sein, das Projekt zur Gänze zu planen und realisierbar zu machen. Diese Aufwendungen werden aber von einem Projektanten nur getragen, wenn er auch eine realistische Chance auf eine Umsetzung des Projektes sieht – dies unabhängig davon, ob er in einem Ausschreibungsverfahren gewinnt und damit in den Vorteil der Netzentgeltbefreiung gelangt, oder nicht.

Ein solches Verfahren wäre daher zweifellos mit einem erheblichen bürokratischen Aufwand verbunden, würde jedoch keineswegs einen Anreiz für die Umsetzung von Speicherprojekten setzen. Auch dieses Kriterium ist somit für den beabsichtigten Zweck der Beanreizung von Speicherprojekten ungeeignet.

3.4 **Ausschluss von Speichern an Standorten mit Verbrauchsanlagen:**

3.4.1 Gemäß Marktkonsultation sollen jene Speicher, wenn sie gemeinsam mit Stromerzeugungsanlagen Teil derselben Kundenanlage sind und messtechnisch gesondert erfasst werden, als systemdienlich eingestuft werden können. **Speicheranlagen, die Teil einer Kundenanlage mit Verbrauchsanlagen sind, sollen hingegen von vornherein einer solchen Qualifikation entgegenstehen.** Als Grund wird das angeblich damit einhergehende Missbrauchspotential angeführt.

3.4.2 **Diese Begründung erscheint** im Lichte der technischen Möglichkeiten – insbesondere der Möglichkeit die Lastströme der Speicheranlage gesondert zu erfassen – **als nicht nachvollziehbar** und damit unsachlich. Es existieren jedenfalls weniger eingriffsintensive Möglichkeiten, Missbrauch hintanzuhalten, notfalls mit entsprechend vorgeschriebenem Messkonzept. Die Frage, ob eine Kundenanlage über Verbrauchsanlagen verfügt oder nicht, steht in keinem Zusammenhang mit dem Betrieb der Speicheranlage und der Frage, ob diese systemdienlich eingesetzt wird oder nicht. Wie bereits dargelegt sieht der Gesetzgeber viele unterschiedliche Möglichkeiten vor, die jede für sich zur Klassifikation einer Speicheranlage als systemdienlich führt. Das Bestehen von Verbrauchsanlagen am selben Standort spielt dabei jedenfalls keine Rolle, somit würde eine solche Verknüpfung nicht im Einklang mit dem ElWG stehen.

3.4.3 **Denkbar wäre etwa folgendes Modell:** Die leistungsbezogenen Netzentgelte entfallen ausschließlich für jenen Anteil des Bezugs, der dem Batteriespeicher zuordenbar ist. Die benötigten viertelstündlichen Maximalwerte, die als Referenzwert zur Berechnung des fälligen Entgelts dienen, werden jeweils folgendermaßen gebildet: $P = P_{ges} - (P_{N\to B} - P_{B\to A})$. P_{ges} bezeichnet die anfallende Gesamtleistung am Netzanschlusspunkt, $P_{N\to B}$ die bezogene Leistung des Batteriespeichers aus dem Netz, $P_{B\to A}$ die bezogene Leistung der restlichen Anlage aus dem Batteriespeicher. Somit kann eine „Umleitung" der Stromversorgung zur Ersparung leistungsbezogener Netzentgelte vermieden werden.

Das energiebezogene Netzentgelt könnte äquivalent folgendermaßen bilanziell gebildet werden: $E = E_{ges} - (E_{N\to B} - E_{B\to A})$. Energiemengen, die von Verbrauchsanlagen vom Batteriespeicher bezogen werden, wären somit nicht vom Netzentgelt befreit. Dasselbe beträfe jene Energie, die zuvor von internen Erzeugern gespeichert wurde, was somit zulasten des Anlagenbetreibers ginge. Gelöst werden könnte dieses Problem durch Einbeziehung virtueller Zählpunkte, um Eigenerzeugung nicht zu benachteiligen.

Falls die Zuordnung durch das vorliegende Messkonzept nicht einwandfrei durchgeführt werden kann, können als Ultima Ratio Auflagen zur rechtlichen und organisatorischen Trennung von Betreiber der Speicheranlage und Betreiber der Verbrauchsanlagen erteilt werden, mit entsprechenden Offenlegungspflichten und Transparenzvorgaben.

3.5 **Diskriminierung von anderen Energieträgern:**

§ 6 Abs 1 Z 39 ElWG lautet: „*„Energiespeicherung" im Elektrizitätsnetz die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als einen anderen Energieträger;*". Der Satzteil ***„oder Nutzung als einen anderen Energieträger"*** bedeutet, dass eine **Anlage nicht einspeisefähig sein muss, um als Energiespeicher zu gelten.** Auch solche Anlagen können systemdienlich sein, auch wenn sie selbst nicht einspeisefähig sind (z.B. Power-to-X-Anlagen wie Elektrolyseure). Der gegenwärtige Entwurf, der als Kriterium 1 MW Einspeiseleistung vorsieht, schließt solche Anlagen in diskriminierender Weise aus.

3.6 **Reduzierte Netzanschlussentgelte bei flexiblem Netzzugang (Kap. 2.3.4):**

3.6.1 Das ElWG hält in § 130 Abs 4 zu reduzierten Netzanschlussentgelten fest, dass bei der Bemessung ***„systemdienliche Effekte"*** **der Standortwahl zu berücksichtigen** sind und dass die Regulierungsbehörde zur angemessenen Reduktion für flexible Netzanschlussverträge Festlegungen treffen kann (Z 4 leg. cit.). Hier wird ausschließlich der Aspekt Standortwahl betont, weitere Voraussetzungen des systemdienlichen Betriebs müssen somit nicht zwingend erfüllt sein.

3.6.2 In der Marktkonsultation ist die **Reduktion des Netzanschlussentgelts** für eine Kundenanlage mit einem „*co-located*" Speicher im Falle eines dauerhaft flexiblen Netzzugangs nur vorgesehen, **sofern der Speicher ausschließlich mit Eigenerzeugung geladen wird.** Auch **dieses Kriterium lässt eine sachliche Rechtfertigung vermissen**: Der Nutzen eines flexiblen Netzzugangs für das Stromnetz und die Entlastung im Ausbau des Netzes tritt völlig unabhängig von der Frage ein, ob der zu errichtende Speicher mit Eigenerzeugung geladen wird oder nicht. Auf die durch das Netzanschlussentgelt abgedeckten Kosten im Netzausbau hat dies keinerlei Auswirkungen. Die Ersparung im Netzausbau tritt vielmehr schon alleine aufgrund des flexiblen Netzzugangs ein. Würde ein Speicher ausschließlich durch Eigenerzeugung geladen würde es (zumindest) bezugsseitig ohnehin zu keiner Änderung des Netzanschlusses kommen.

4. Abschließende Bemerkungen und Fazit

4.1 Das vorliegende Konsultationspapier scheint die Befreiung für die vom Gesetzgeber als für das Gelingen der Energiewende und die Gewährleistung eines effizienten Netzausbaus als entscheidend angesehenen Energiespeicher von Netzentgelten durch das Aufstellen **kumulativer – und wie dargelegt auch weit über die gesetzlichen Rahmenbedingungen hinausgehender – Kriterien** für die Einstufung als „*systemdienlich*" möglichst hintanhalten zu wollen. **Dies läuft dem Ziel des Gesetzgebers zuwider, Anreize für den Speicherausbau zu schaffen.**

4.2 Das Aufstellen überbordender und gesetzlich nicht intendierter kumulativer Voraussetzungen für die Einstufung eines Energiespeichers als „*systemdienlich*", insbesondere die Festlegung eines Standortkriteriums, die geforderte Unterwerfung unter das Fahrplanregime des Netzbetreibers und die Schaffung eines Ausschreibungsverfahrens, steht der für den Ausbau erforderlichen Planungs- und Investitionssicherheit diametral entgegen. **Vielmehr wird dadurch die Realisierung von dringend nötigen Energiespeicherprojekten verzögert,** da gleich mehrere der in der Marktkonsultation aufgestellten Kriterien auf Marktstrukturen und Verfahren aufbauen, die derzeit schlicht nicht vorhanden sind, deren Entwicklung erhebliche Zeit in Anspruch nehmen wird, die zu erhöhter Bürokratie führen und letztlich keinen Anreiz für die Umsetzung von Projekten schaffen, sondern lediglich dazu führen, dass entweder gar keine Speicher dieses Regime anstreben, oder nur solche, die unabhängig von diesen Regelungen ohnehin gebaut würden.

4.3 Der derzeitige Entwurf zielt darauf ab, durch Ausschreibungen einige wenige Speicher unter enge Kontrolle zu stellen, im Gegenzug für umfassende Befreiung von Bezugsentgelten. **Zielführender** zur Systemkostenreduktion wäre ein Modell, das **punktuelle Anreize zu systemdienlichem Verhalten für eine höhere Anzahl an Speichern** schafft. **Das könnte beispielsweise erreicht werden, indem Speicher nur während des systemdienlichen Betriebs von Entgelten befreit werden, etwa in gewissen Zeiträumen, in denen Engpässe erwartet werden**, im Einklang mit jenen Kriterien, die im ElWG genannt werden. Diese Herangehensweise böte auch den Vorteil, dass sie leichter zu evaluieren wäre hinsichtlich der Kosten und des Nutzens.

4.4 Eine **bezugsseitige Entlastung** von systemdienlichen Speichern stellt **keine unverhältnismäßige Bevorzugung** dar, da der Speicherausbau einen großen Mehrwert zur Netzkostensenkung liefern kann und somit **keine Kosten auf andere Marktteilnehmer abgewälzt werden. Eine Ausweitung der Befreiung aller *„systemdienlichen“* Energiespeicher von den Netzentgelten für den Bezug von Strom erscheint geboten** und würde den dringend nötigen Infrastrukturausbau rechtzeitig beschleunigen.

4.5 Die **Benachteiligung von Anlagen an Standorten mit Verbrauchsanlagen ist nicht nachvollziehbar** und konterkariert das Ziel, bestehende Netzinfrastruktur effizient zu nutzen. Systemkostendämpfendes Lastmanagement wie Dämpfung von Verbrauchsspitzen wird somit regulativ benachteiligt, was nicht im Sinne der Allgemeinheit sein kann.

4.6 **Hinsichtlich Power-to-X-Anlagen wären Sonderregelungen erstrebenswert.** Da die saisonale Speicherung eine der zentralen Herausforderungen beim Aufbau eines erneuerbaren Energiesystems darstellt, sollten die regulatorischen Hürden hier minimiert werden. Im Übrigen ist in diesem Bereich das Problem der missbräuchlichen Inanspruchnahme von Befreiungen im Kontext von Standorten mit Verbrauchsanlagen kaum gegeben, da die physikalisch bedingten Umwandlungsverluste signifikant höher sind als bei Batteriespeichern. Ein rein arbitratives Verhalten zur Erschleichung von Netzentgeltvorteilen wäre somit ökonomisch nicht sinnvoll.

Für Rückfragen zu dieser Stellungnahme stehen wir Ihnen jederzeit gerne zur Verfügung und verbleiben
mit freundlichen Grüßen

Für die **Powerlink H2 GmbH**

H2 Powerlink
Industrial Integrated Energy
Westring 25, A - 4600 Wels
office@h2-powerlink.com
FN 628364s ATU 80706489

DI (FH) Markus Adenbeck
Geschäftsführer

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000402

gnahme_SNE_GV_final_CCE_20260330_oeffentlich_sig

CCE Österreich GmbH | Klosterstrasse 2 | 4451 Garsten

Energie-Control Austria (E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Garsten, 30. März 2026

Stellungnahme zur Marktkonsultation SNE-GV Teil 2 - Systemdienlicher Betrieb

Die CCE Österreich GmbH unterstützt das Ziel der E-Control, den Begriff des systemdienlichen Betriebs mit konkreten Kriterien zu versehen. Der vorliegende Entwurf erscheint uns in seiner derzeitigen Form zu restriktiv, und würde aufgrund der sehr schmalen Anwendbarkeit nur zu wenigen Umsetzungsprojekten führen. Die rasche Integration von Speicherkapazitäten auf allen Netzebenen ist allerdings eine notwendige Voraussetzung für den weiteren Ausbau erneuerbarer Erzeugung und damit dem Gelingen der Energiewende in Österreich.

Als Mitglied des Bundesverbandes Photovoltaik unterstützen wir dessen eingereichte Stellungnahme. Aus der Praxis kommend (seit 15 Jahren international tätig mit PV-Großanlagen und seit mehreren Jahren auch mit Speichern) möchten wir einige Punkte und Vorschläge ergänzen, die uns essenziell verbesserungswürdig erscheinen.

1. Generalausschluss von Behind-the-Meter-Speichern (BTM-Anlagen) in Verbrauchsanlagen

- **Nicht im Sinne des ElWGs:** Die Definition des systemdienlichen Betriebs beinhaltet (§ 6 Abs. 1 Z 148 ElWG) ausdrücklich alle Anlagentypen ohne Einschränkung nach Installationskontext. Die E-Control ist nach § 135 Abs. 1 Z 1 ElWG berufen, Kriterien zu definieren - nicht ganze Kategorien a priori auszuschließen. Weiters widerspricht der Ausschluss dem Geist des ElWGs, das auf die Einbeziehung von Verbrauchskunden als aktive Teile im Energiesystem abzielt.

- **Im Widerspruch mit Messkonzepten:** Die E-Control ist gem. § 111 Abs. 2 ElWG verpflichtet, im ersten Halbjahr 2026 Standardmesskonzepte für Kundenanlagen mit Speichern zu veröffentlichen. Ziel dieser Strukturierung von Anlagenkonfigurationen und der dazugehörigen Messkonzepte ist es, einen breiten Anwendungsbereich für den Betrieb von Anlagentypen aller Art zu ermöglichen. Aus unserer Sicht gilt: Wenn die messtechnische Abgrenzung des system- und netzdienlichen Betriebs gelöst ist, gibt es keinen Grund für den BTM-Ausschluss. Das Argument „es könnte Missbrauch geben“ finden wir sehr dünn.

- **Praxisrelevanz und Systemnutzen von BTM-Speichern:** Industrie und Gewerbe haben in den letzten Jahren eigenverantwortlich erheblich in Eigenerzeugungsanlagen investiert. Viele Betriebe sind bereit, auch in Speicher zu investieren - jedoch nur wenn der regulatorische Rahmen Möglichkeiten und Planungssicherheit bietet.

- Speicheranwendungen in Industrieanlagen haben nicht genügend Flächen für die Eigenerzeugung. Die Eigenverbrauchsoptimierung steht bei den Anwendungen eines Speichers damit nicht an erster Stelle. Gerade in diesen Fällen ist ein netz-, system- und marktdienlicher Betrieb (Peakshaving, Dyn. Energieeinkauf, Arbitrage, Regelenergie) sinnvoll – bei Nutzung bestehender Infrastruktur.

- **Wettbewerbsverzerrung:** Der Ausschluss von Speichern in Verbrauchsanlagen verhindert eine Integration von Speichern, dort wo sie eigentlich kosteneffizient sind, durch einen Wettbewerbsnachteil.
  - Ein Speicher, der gemeinsam mit einer PV-Anlage und einer Verbrauchsanlage betrieben wird, ist von der Systemdienlichkeit ausgeschlossen, während ein identischer Speicher bei einer Erzeugungsanlage (Co-located Speicher) ohne Verbrauch systemdienlich sein kann. Der Systemnutzen des Speichers ändert sich durch den gleichzeitigen Betrieb einer Verbrauchsanlage nicht.
  - BTM-Speicher, die heute bereits am APG-Regelenergiemarkt teilnehmen, werden dort bilanziell wie Stand-Alone-Speicher behandelt. Der Ausschluss von der SNE-Befreiung schafft einen sachlich und rechtlich nicht begründbaren Wettbewerbsnachteil gegenüber Stand-Alone-Projekten (vgl. Art. 13 EBM-VO 2019/943).

- **Unsere Forderung:** Systemdienliche BTM-Speicher in Industrie und Gewerbe entlasten das vorgelagerte Netz in gleicher Weise wie Stand-Alone- oder Co-Location-Speicher und sind gleich zu behandeln. Entscheidend ist die messbare Betriebsweise, nicht der Installationskontext.

2. Mindestengpassleistung 1 MW

- **Fehlende Begründung:** Der Entwurf setzt eine Mindestengpassleistung von 1 MW, ohne diese Schwelle inhaltlich zu begründen. Eine sachliche Rechtfertigung aus dem Netzebenenkonzept, den TOR-Kategorien oder einer Kosten-Nutzen-Abwägung fehlt.
- **Schwelle zu hoch angesetzt:** Aus unserer Sicht ist diese Schwelle zu hoch angesetzt und verhindert die Ausschöpfung der Potentiale unter 1MW.
  - Nahezu alle Anlagen ab 250 kVA (TOR Typ B) sind bereits mit standardisierten Schnittstellen (Parkregler & Energiemanagementsysteme) zum Netzbetreiber ausgestattet. Diese Anlagen sind technisch „ready for Systemdienlichkeit“, deren Potential sollte aus unserer Sicht genutzt werden.
  - Nach Einschätzung etablierter Flexibilitätsvermarkter ist eine wirtschaftlich tragfähige Flexibilitätsmarkt-Anbindung ab 500 kW möglich.
  - Aus unserer Sicht wäre eine Schwelle angelehnt an die Abgrenzung zwischen Netzebene 5 und 6 bei 400kW zweckgemäß. Alternativ könnten für kleinere Anlagen von 400 bis 1000kW reduzierte Kriterien für Systemdienlichkeit gelten.
- **Unsere Forderung:** Sachliche Rechtfertigung der Schwelle und Senkung auf 400kW.

3. Engpassmanagement-Vertragspflicht / Standort

- **Nicht zwingender Fokus auf Übertragungsnetz:** Die zwingende APG-Anbindung setzt voraus, dass der Systemnutzen des Speichers primär auf Übertragungsnetzebene stattfindet, während

Verteilnetzvorgaben zusätzlich eingehalten werden müssen. Die Anforderung bevorzugt strukturell Speicher in Übertragungsnetz-Nähe.

- Aus unserer Sicht könnte alternativ der Systemnutzen des Speichers auch primär im Verteilnetz erfolgen (Stichwort Hüllkurve) mit einer sehr wertvollen lokalen Netzentlastung. Nicht zuletzt sind die Kosten für Netzausbau auf den unteren Netzebenen vergleichsweise hoch.
- Anstatt der alleinigen Vertragspflicht für Engpassmanagement mit der APG und Eingrenzung auf bestimmte Standorte schlagen wir eine **dreistufige Gliederung für die Qualifizierung zur Systemdienlichkeit** vor. Diese sind wie in der ElWG Definition (§ 6 Abs. 1 Z 148 ElWG) vorgegeben als „Oder-Kriterien" anzuwenden und nicht kumulativ.
    - Option A (Übertragungsnetzebene): Aufrechter APG-Vertrag über Engpassmanagement gemäß § 140 Abs. 1 Z 1b ElWG.
    - Option B (Verteilernetzebene): Aufrechter VNB-Flexibilitätsvertrag (u.a. möglich § 89 Abs. 2 Z 2 oder § 139 ElWG).
    - Option C (Marktbasiert): Nachgewiesene regelmäßige Teilnahme am Regelenergiemarkt oder einer anerkannten Flexibilitätsplattform gemäß § 139 ElWG.
- **Standortkriterium:** Bestimmte Standorte können besonders geeignet sein, ein ex-ante Standortausschluss ist aber nicht erforderlich, sofern technische und vertragliche Kriterien erfüllt sind (siehe voriger Punkt).
- **Unsere Forderung:** Keine Standorteinschränkung ex-ante. Systemdienlichkeit muss entweder über APG-Vertrag, VNB-Flexibilitätsvertrag oder regelmäßige Marktteilnahme nachweisbar sein.

4. Ausschreibungspflicht für Netzkapazität

- Eine Ausschreibungspflicht für Netzkapazität an bestehenden Netzanschlüssen in Co-Location-Fällen mit Erzeugungs- und Verbrauchsanlage sind aus unserer Sicht nicht zielführend, da bestehende Infrastruktur genützt wird. Eine Ausschreibung, dort wo neue Kapazitäten gebaut werden müssen, ist vorstellbar. Dazu nehmen wir nicht Stellung.
- **Unsere Forderung: Keine Ausschreibungspflicht für Co-Location:** Speicher gemeinsam mit bestehender Erzeugungsanlage und/oder bestehender Verbrauchsanlage sind ohne vollständiger Neuausschreibung zuzulassen.

5. Vorschlag für ein praxistaugliches Kriterienset

Als konstruktiven Beitrag schlagen wir folgende Alternativkriterien vor:

- **Netzebene und Leistung:** Anschluss auf mind. Netzebene 5, Engpassleistung mind. 400 kW.
- **Flexibilitätsanbindung:** APG-Engpassmanagementvertrag ODER VNB-Flexibilitätsvertrag ODER regelmäßige Marktteilnahme (Flexibilitätsplattform).
- **Standortkriterium:** Bestimmte Standorte sind besonders geeignet (NEP), jedoch ohne Ausschluss von anderen Standorten. Jeder Standort gilt als geeignet, wenn die technischen und vertraglichen Vorgaben des jeweiligen Anschlussnetzbetreibers (Verteilnetz oder Übertragungsnetz) für Systemdienlichkeit (Kostenvermeidung, Versorgungssicherheit) erfüllt werden.
- **Messung:** Messtechnische Abgrenzung des systemdienlichen Betriebs gemäß § 111 Abs. 2 ElWG. BTM-Speicher in Verbrauchsanlagen sind eingeschlossen, sofern messtechnisch

abgegrenzt.

- **Monitoring:** Jährlicher Nachweis der systemdienlichen Betriebsstunden gegenüber dem Vertragspartner.

6. Zusammenfassung unserer Positionen:

Kernposition	Forderung
BTM-speicher in Verbrauchsanlagen einschließen statt pauschal ausschließen	Systemdienlichkeit soll über messbare Betriebsweise und Nachweisführung definiert werden, nicht über den Installationskontext.
Schwellenwert senken	Die 1-MW-Grenze ist sachlich nicht hinreichend begründet und sollte auf 400 kW abgesenkt bzw. abgestuft werden.
Zugangskriterien öffnen	Systemdienlichkeit muss alternativ über APG-Vertrag, VNB-Flexibilitätsvertrag oder regelmäßige Marktteilnahme nachweisbar sein. Keine Standorteinschränkung.
Bestandsanschlüsse pragmatisch behandeln	Co-Location an bestehenden Anschlüssen sollte ohne vollständige Neuausschreibung möglich sein; maßgeblich ist der Systemnutzen.

Wir ersuchen, die vorstehenden Argumente und Alternativvorschläge bei der Ausarbeitung des ersten SNE-GV-Entwurfs eingehend zu berücksichtigen.

Mit freundlichen Grüßen,

Reinhold Richtsfeld, Mar 30, 2026 15:21 UTC

DI Mag. Reinhold Richtsfeld
Innovation und Product Development
CCE Österreich GmbH | Klosterstraße 2 | 4451 Garsten

Rainer Steininger, Mar 31, 2026 06:59 UTC

Rainer Steininger, M.A., M.A.
Geschäftsführung
CCE Österreich GmbH | Klosterstraße 2 | 4451 Garsten

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000403
Anschreiben.pdf

AMT DER NIEDERÖSTERREICHISCHEN LANDESREGIERUNG
Gruppe Wirtschaft, Sport und Tourismus
Abteilung Umwelt- und Anlagenrecht
3109 St. Pölten, Landhausplatz 1

Amt der Niederösterreichischen Landesregierung, 3109

Energie-Control Austria für die Regulierung der
Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-
Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Beilagen

WST1-AA-899/053-2026
Kennzeichen (bei Antwort bitte angeben)

E-Mail: post.wst1@noel.gv.at
Bürgerservice: 02742/9005-9005
Internet: www.noe.gv.at - www.noe.gv.at/datenschutz

- Bezug	Bearbeitung	02742/9005-Durchwahl	Datum
LAD1-VD-17661/188-2026	Ing. Dipl. Ing. (FH) MMag. Bernhard Schörghuber	[redacted]	25. März 2026

Betrifft
V SNE 01/26 - E-Control; Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung; Teil 1 und Teil 2

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir nehmen Bezug auf Ihre Einladung zur Beteiligung an der **Marktkonsultation** zur **Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung** der E-Control (Teil 1 und Teil 2).

Mit dieser Stellungnahme erfolgt eine Bewertung aus umwelt- und anlagenrechtlicher Sicht:

1. Exkurs zur Einschätzung zur Netzkostenwirkung einer breiteren Netzentgeltbegünstigung für Speicher

1.1. Ausgangslage

Mit der SNE-GV soll ein spezielles Netzentgeltsystem für „system- und netzdienliche“ Speicher eingeführt werden.

Von Stakeholdern wurde darauf hingewiesen, dass dieses Regime zu eng gefasst sei und wichtige Speicherbetreiber – insbesondere Speicher zur Zwischenspeicherung von

Energie aus Energiegemeinschaften und Co-Location-Speicher – nicht erfasst würden. Der Wunsch der Stakeholder war, eine breitere Netzentgeltbegünstigung einzuführen, um den Ausbau von Speichern im Osten Österreichs zu unterstützen und damit Netzkosten zu dämpfen und erneuerbare Energien besser zu integrieren.

Die sich stellende Frage lautet: **Wie würde sich eine breitere Netzentgeltbegünstigung für Speicher auf die Netzkosten auswirken?**

1.2. Verfügbare wissenschaftliche Erkenntnisse zu Netz- und Systemkosten:

Quelle	Kernaussage zum Netz-Nutzen oder -Kosten von Speichern	Relevanz
Orientierungspapier der deutschen Bundesnetzagentur (BNetzA) 2026	Die bisherige vollständige Befreiung von Netzentgelten für Speicher „kann nicht fortgesetzt werden“, weil sie nicht berücksichtigt, dass Speicher selbst Netzkosten verursachen, und weil sie keine Anreize für netzdienliches Verhalten setzt; statt einer pauschalen Befreiung sollten dynamische, an Redispatch-Kosten orientierte Arbeitspreise erwogen werden.	Zeigt, dass ein reines Befreiungsregime Netzkostenneutralität verletzt und Anreize für ein netzdienliches Verhalten fehlen.
PV-Magazine/Neon-Studie 2026	Eine Untersuchung von Neon Neue Energieökonomik, Consentec u. a. zeigt, dass Großbatterien heute bereits **Redispatch-Kosten von 3–6 €/kW_a** einsparen, obwohl es keine spezifischen Signale gibt; mit gezielten Signalen (z. B. dynamischen Redispatch-Preisen) können die Einsparungen auf **ca. 50 €/kW_a** steigen.	Belegt, dass gezielte Anreize zu erheblichen Netzkostenreduktionen führen können.
dena-NETZFLEX-Studie 2024/25	Eine Fallstudie mit sechs Netzfällen zeigt, dass der netzdienliche Betrieb von Flexibilitäten (darunter Batteriespeicher) in **fünf von sechs Fällen** kostengünstiger ist als konventioneller Netzausbau. Ein netzdienlicher Betrieb verringert Netzausbaukosten deutlich, während die Auswirkungen auf die betriebswirtschaftliche Optimierung der Anlagen „in allen Fällen weniger als 2 %“ betragen.	Demonstriert, dass Netzdienlichkeit Flexibilitätskosten nur marginal beeinflusst, aber Netzausbaukosten in vielen Fällen reduziert.
dena-NETZFLEX-Studie – Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik	Die Studie betont, dass Netzentgelte in ihrer primären Aufgabe die Kosten für Netzbetrieb und Netzausbau verursachungsgerecht verteilen sollen. Eine Dynamisierung der Netzentgelte (zeit-/lastvariable Preise) wird als „wesentliches Element“ empfohlen, um netzdienliche Flexibilität anzureizen. Durch die Optimierung des Netzausbaubedarfs können Investitionen gespart und Netzkosten gesenkt werden.	Unterstützt die Idee, dass gezielte Netzentgeltsignale Netzkosten reduzieren können.
Neon-Konsultationspapier „Netzentgelte für	Eine Simulation vergleicht vier Netzentgeltvarianten: keine Netzentgelte, statischer Arbeitspreis,	Liefert quantitative Werte für Netzkostenersparnisse pro kW

Großbatterien“ (2025)	Leistungspreis und dynamischer Arbeitspreis: • Ohne Netzentgelte senkt eine Batterie die Redispatch-Kosten bereits um **11 €/kW_a**; • ein dynamischer Arbeitspreis verstärkt diese Wirkung auf **62 €/kW_a** (≈500 % mehr). • Statische Arbeitspreise erhöhen dagegen die Redispatch-Kosten, • und Leistungspreise haben nur geringe netzdienliche Wirkung. Die Wohlfahrt (Markterlöse + Netzwirkung) steigt mit dynamischem Arbeitspreis um etwa **30 %**.	Speicher je nach Entgeltmodell.

1.3. Einschätzung der Netzkostenwirkung einer breiteren Begünstigung

1.3.1. Wegfall von Netzentgelten reduziert Einnahmen der Netzbetreiber

In Österreich werden Netzentgelte zur Finanzierung des Netzbetriebs und des Netzausbaus erhoben. Werden zusätzliche Speicherbetreiber (z. B. Energiegemeinschafts-Speicher, Co-Location-Speicher, Quartierspeicher, Vehicle-to-Grid-Flotten, industrielle Flex-Speicher) vom Netzentgelt befreit oder stark ermäßigt, gehen den Netzbetreibern zunächst Einnahmen verloren.

Laut Neon-Konsultationspapier führt ein statischer Arbeitspreis von etwa 5,5 ct/kWh bei Speicherbezug zu signifikanten Einnahmen, während ein Leistungspreis einen moderaten Finanzierungsbeitrag generiert. Werden diese Entgelte ganz gestrichen, muss die fehlende Summe über höhere Entgelte der anderen Netznutzer gedeckt werden, was zu einer Umverteilung der Kosten führt.

1.3.2. Netzdienlicher Betrieb senkt Redispatch- und Netzausbaukosten

Die wissenschaftlichen Studien zeigen aber übereinstimmend, dass Speichersysteme, wenn sie netzdienlich gesteuert werden, **erhebliche Netzkosten** einsparen können:

- **Redispatch-Kosten:** Im Neon-Konsultationspapier reduziert eine batteriegestützte Anlage ohne Netzentgelt die Redispatch-Kosten bereits um 11 €/kW_a; ein dynamischer Arbeitspreis steigert diesen Nutzen auf 62 €/kW_a. Dies deckt sich mit der Neon/Consentec-Studie, wonach heutige Großbatterien 3–6 €/kW_a einsparen und mit gezielten Signalen bis zu 50 €/kW_a einsparen könnten (siehe bereits oben in der Tabelle).

- **Netzausbaukosten:** Die dena-NETZFLEX-Studie analysierte sechs Fallstudien und kam zu dem Ergebnis, dass eine netzdienliche Fahrweise von Flexibilitäten in fünf Fällen günstiger ist als konventioneller Netzausbau. Durch den netzdienlichen Einsatz können wesentliche Teile der Kosten eingespart werden, die für Kabel, Freileitungen, regelbare Ortsnetztransformatoren oder andere Netzausbaumaßnahmen nötig wären. Da netzdienliche Anpassungen nur selten erforderlich sind, liegen die Auswirkungen auf die betriebswirtschaftliche Optimierung der Betreiber in allen Fällen unter **2 %**.

Entscheidend für positive Auswirkungen auf die Netzkosten ist daher, dass die Einsparungen bei den Redispatch-Kosten von den Netzbetreibern auch weitergegeben werden und sich dadurch kostendämpfend auswirken.

1.3.3. Dynamische Netzentgelte als Lösung

Das deutsche BNetzA-Orientierungspapier weist darauf hin, dass eine pauschale Befreiung von Netzentgelten nicht sachgerecht ist, weil sie Netzkosten nicht verursachergerecht verteilt und keine Anreize für netzdienliches Verhalten bietet. Stattdessen werden „dynamische, an den Redispatch-Kosten orientierte Arbeitspreise“ vorgeschlagen. Die dena-Studie unterstützt diese Sicht: Eine Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik mit zeit-/lastvariablen Komponenten kann Flexibilitäten anreizen und damit den Netzausbaubedarf reduzieren.

Die Neon-Simulation quantifiziert diesen Effekt: Ein dynamischer Arbeitspreis veranlasst die Batteriebetreiber, sich netzdienlich zu verhalten, wodurch der Netznutzen 62 €/kW_a beträgt, ein rund 500 % höherer Netzmehrwert als ohne Entgeltsignale. Die gesamte volkswirtschaftliche Wertschöpfung steigt dadurch um etwa **30 %**. Im Gegensatz dazu erhöht ein statischer Arbeitspreis die Redispatch-Kosten und senkt die Wohlfahrt.

1.3.4. Abschätzung der Gesamtauswirkung bei breiterer Begünstigung

Basierend auf den vorliegenden Zahlen lassen sich grobe Bandbreiten für die Netzkostenwirkung einer breiteren Netzentgeltbefreiung abschätzen:

- **Finanzierungswirkung:** Wenn Speicher vollständig von Netzentgelten befreit werden, entgehen Netzbetreibern pro kW Anschlussleistung die Einnahmen aus Arbeits- und Leistungspreisen. Für leistungsgemessene Kunden liegen die

Netzentgelte im Bereich von 5–8 ct/kWh (Arbeitspreis) bzw. 50–100 €/kW_a (Leistungspreis). Eine Befreiung kann daher einen Einnahmeausfall (der Netzbetreiber) in zweistelliger Euro-Größenordnung pro kW bedeuten.

- **Netznutzen:** Ohne Entgeltsignale reduziert eine Batterie die Redispatch-Kosten im Neon-Modell um 11 €/kW_a; realistische Werte aus anderen Studien (3–6 €/kW_a) liegen darunter. Wird eine dynamische Entgeltkomponente eingeführt, steigt der Netznutzen auf 50–62 €/kW_a. Auch der Netzausbaubedarf kann durch netzdienliche Steuerung erheblich reduziert werden; die dena-Studie zeigt, dass netzdienliche Flexibilität in den meisten Fällen günstiger ist als Netzausbau.

- **Saldo:** Bei einer einfachen Befreiung ohne zusätzliche Anreizmechanismen ist der Netznutzen (11 €/kW_a oder weniger) deutlich kleiner als der Einnahmenausfall, sodass die allgemeinen Netzentgelte für andere Kunden steigen würden.
  Bei einer dynamischen Anreizgestaltung kann der Netznutzen (bis zu 62 €/kW_a) den Einnahmeausfall teilweise oder vollständig kompensieren und über die Zeit sogar zu niedrigeren Netzentgelten für alle führen. Entscheidend ist, dass der Netzbetreiber die eingesparten Redispatch- und Netzausbaukosten an die Allgemeinheit weitergibt.

1.3.5. Zwischenergebnis und Handlungsempfehlungen

- **Breitere Begünstigung als Chance:** Eine Netzentgeltbegünstigung für weitere Speicherbetreiber (z. B. Quartierspeicher in Energiegemeinschaften, Co-Location-Speicher bei Wind-/PV-Parks, Vehicle-to-Grid-Flotten, industrielle Flex-Speicher oder thermische Speicher) kann den Speicherausbau beschleunigen und damit den Netzbetrieb stützen. Allerdings darf eine Befreiung nicht als Selbstzweck verstanden werden; sie sollte an netzdienliches Verhalten geknüpft sein und durch ein dynamisches Netzentgelt- oder Redispatch-Preis-Modell begleitet werden, wie von BNetzA, dena und Neon für Deutschland vorgeschlagen.

- **Dynamische Entgelte einführen:** Werden dynamische Arbeitspreise eingeführt, können Speicher in Engpasszeiten hohe Redispatch-Kosten einsparen (bis zu 62 €/kW_a), während sie in stressfreien Zeiten günstig laden. Das Potenzial, die Netzkosten für alle zu senken, steigt erheblich.

- **Finanzierungsbeitrag erhalten:** Um die Finanzierung der Netzinfrastruktur sicherzustellen, sollte – neben dynamischen Arbeitspreisen – ein moderater Leistungspreis oder Baukostenzuschuss erhoben werden. Diese Entgelte haben eine Finanzierungswirkung, ohne die Einsatzentscheidung der Speicher wesentlich zu verzerren.

- **Netzdienlichkeit verpflichtend machen:** Die Begünstigung sollte an Bedingungen geknüpft werden (z. B. Teilnahme am Redispatch- oder Flexibilitätsmarkt, Einhaltung regionaler Engpasssignale), damit Speicher nicht nur marktorientiert, sondern auch netzdienlich betrieben werden.

Zwischenergebnis: Eine pauschale Ausweitung der Netzentgeltbefreiung für Speicher würde kurzfristig die Netzentgeltfinanzierung verringern und damit die Netzkosten auf andere Verbraucher umverteilen. Wenn jedoch gleichzeitig dynamische Netzentgeltkomponenten und netzdienliche Verpflichtungen eingeführt werden, könnten die von Speichern erzielten Einsparungen bei Redispatch- und Netzausbaukosten (bis zu 50–62 €/kW_a) den Einnahmeausfall überkompensieren und mittelfristig zu stabileren oder sinkenden Netzentgelten führen.

2. Im Allgemeinen:

2.1. Ausgangslage und Zielsetzung:

Der beschleunigte Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen verändert das österreichische Stromsystem grundlegend. Der Ausgleich von fluktuierender Einspeisung und zeitlich variierender Nachfrage erfordert **Flexibilität**. Energiespeicher – Pump-speicher, Batterien, Quartierspeicher, Vehicle-to-Grid-Flotten, industrielle Speicher und Elektrolyseure – können diese Flexibilität bereitstellen. Das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) erkennt die Wichtigkeit der beschleunigten Integration von Speichern ausdrücklich an und beauftragt die Regulierungsbehörde, **hemmnisfreie, investitionsfreundliche und transparente** Rahmenbedingungen zu schaffen.

Ziel der SNE-GV sollte es daher sein, den Ausbau netz- und marktdienlicher Speicher zu erleichtern, dabei die Systemkosten zu senken und **Netzkosten für Bürgerinnen und Bürger sowie Betriebe** zu reduzieren oder zumindest stabil zu halten. Energiepreise sollen – dank eines hohen Anteils erneuerbarer Energien – dauerhaft niedrig bleiben.

2.2. Bewertung des Konsultationsentwurfs:

2.2.1. Definition der Systemdienlichkeit:

Der Konsultationsentwurf definiert „systemdienliche Speicher“ über sieben kumulative Kriterien.

§ 6 Z 148 ElWG sieht jedoch **vier alternative Kriterien** vor, deren Erfüllung jeweils für sich den systemdienlichen Betrieb begründet (Kostenreduktion oder -vermeidung, Aufrechterhaltung der Netz-/Versorgungssicherheit durch Flexibilitätsleistung, Betrieb am im Netzentwicklungsplan ausgewiesenen Standort oder Einsatz nach Anforderungen des Netzbetreibers).

Eine derart weitgehende Kumulation widerspricht dem Gesetz und würde viele Speicherbetreiber – insbesondere Quartierspeicher, Speicher für Energiegemeinschaften und **co-located Speicher** – von der Begünstigung ausschließen.

Aus Sicht der Abteilung WST1 empfiehlt es sich daher, die Kriterien nicht als kumulative Bedingungen festzulegen, jedenfalls nicht mit einer derart großen Anzahl an kumulativ zu erfüllenden Kriterien.

2.2.2. Marktdienliche Betriebsweise:

Der Entwurf misst der marktdienlichen Nutzung (Arbitrage zwischen niedrigen und hohen Strompreisen, Teilnahme an Energie- und Regelenergiemärkten) wenig Bedeutung bei. Dabei zeigen aktuelle Studien (siehe Einleitung), dass marktdienlich betriebene Speicher durch die Glättung von Last- und Preisspitzen nicht nur die **Erzeugungskosten senken**, sondern auch zu einer **Reduktion von Netz- und Redispatch-Kosten** beitragen (siehe bereits Abschnitt 1 oben). Der marktdienliche Einsatz von Speichern kann somit eine **systemdienlichen Kostenreduktion** herbeiführen und sollte – allenfalls unter weiteren verbindlichen Vorgaben zur Systemdienlichkeit (etwa Vorgabe von Hüllkurven durch Netzbetreiber) – als solcher berücksichtigt werden können.

2.2.3. Standortkriterium:

Der Standort einer Speicheranlage kann die Systemdienlichkeit begründen, wenn sie an einem im Netzentwicklungsplan ausgewiesenen Engpassknoten errichtet wird. Das Standortkriterium sollte jedoch **nicht als zwingend notwendige Bedingung** gelten, da

Erweiterungen zu Bestandsanlagen, Pumpspeicher und co-located Speicher ihre Standorte aufgrund topographischer Gegebenheiten oder der Lage von Wind- und PV-Zonierungen nicht frei wählen können. Eine zu starre Standortvorgabe würde Investitionen in Speicher behindern und die regionale Versorgungssicherheit gefährden.

2.2.4. Komplexität der Kriterien und Implementierungsrisiko:

Der Entwurf knüpft die Systemdienlichkeit an komplexe, echtzeitbasierte Daten- und Steuerungsmechanismen. Eine solche Ausgestaltung erfordert einen erheblichen Datenaustausch zwischen Netzbetreibern und Speicherbetreibern und würde voraussichtlich mehrere Jahre bis zur vollumfänglichen Implementierung benötigen. Dies widerspricht dem Ziel der **beschleunigten Integration von Speichern** und könnte Investitionsentscheidungen hinauszögern. Die Kriterien sollten stattdessen **einfach, transparent** und stärker praxisorientiert sein.

2.2.5. Dauerhaft flexible Netzzugänge und Kapazitätsbewirtschaftung:

Die Konsultation thematisiert **dauerhaft flexible Netzzugänge**. Diese können die Auslastung vorhandener Netze erhöhen und zusätzliche Speicher ohne sofortigen Netzausbau integrieren. Ein solches Konzept wird befürwortet. Es ist jedoch auf die Notwendigkeit klarer und transparenter Regeln hinzuweisen:

- **Planungssicherheit:** Investoren müssen frühzeitig wissen, mit welchen maximalen Einschränkungen bei der Nutzung flexibler Anschlüsse zu rechnen ist.
- **Use-it-or-lose-it:** Um blockierte Netzkapazitäten zu vermeiden, sind hohe **nicht refundierbare Zahlungen** (Non-refundable deposits) und ein striktes „Use-it-or-lose-it“-Prinzip erforderlich. Dies stellt sicher, dass reservierte Kapazitäten zeitnah genutzt oder freigegeben werden.
- **Technologieoffenheit:** Flexible Anschlüsse sollten für Batterien, Quartierspeicher (z.B. in Energiegemeinschaften), Schwarmspeicher, Vehicle-to-Grid-Flotten und Elektrolyseure gleichermaßen offenstehen.
- Entsprechend der Formulierung des § 103 ElWG kann der Netzbetreiber mit Betreibern von Energiespeicheranlagen auch eine dynamische Vorgabe der netzwirksamen Leistung dauerhaft vertraglich vereinbaren. Dies ist unabhängig von

der „mangelnden Netzanschlusskapazität“ zu sehen, daher sollte die Formulierung auf Seite 11 und auf Seite 12 lauten „mangelnde Netzanschlusskapazitäten oder Steigerung der Gesamteffizienz im Verteilnetz“.

2.2.6. Zeitvariable Netznutzungsentgelte:

§ 128 Abs. 3 ElWG beauftragt die Regulierungsbehörde, zeitvariable Netznutzungsentgelte festzulegen, um einen systemdienlichen Einsatz anzureizen.

Der Entwurf beschränkt sich jedoch auf den schon bestehenden „Sommer-Nieder-Arbeitspreis“ und stellt weitergehende Maßnahmen lediglich in Aussicht.

Studien zeigen, dass **dynamische Netzentgelte**, die Engpässe und Lastspitzen abbilden, erheblich wirkungsvoller sind als statische Tarife (siehe bereits Abschnitt 1: In der Neon-Simulation bewirkt ein dynamischer Arbeitspreis eine Reduktion der Redispatch-Kosten um 62 €/kW·a, während statische Arbeitspreise die Netzkosten sogar erhöhen).

Es empfiehlt sich daher, zeit- und ortsvariable Netznutzungsentgelte als zentrales Instrument zur Förderung netzdienlicher Speicher einzuführen. Ergänzend könnte ein moderater Leistungspreis (oder Baukostenzuschuss) erhoben werden, um die Finanzierung der Netzinfrastruktur sicherzustellen, ohne den Speicherbetrieb zu verzerren.

2.2.7. Einbeziehung von Elektrolyseuren und Sektorkopplung:

Speicherkonzepte sollten technologieneutral gestaltet werden. **Elektrolyseanlagen** leisten durch die Umwandlung von Strom in Wasserstoff sowohl kurzfristige als auch saisonale Speicherfunktionen und tragen zur Sektorkopplung bei.

Die vorliegende Konsultation berücksichtigt Elektrolyseure bei der Netzentgeltbegünstigung nicht – zumindest nicht gesondert. In Hinblick auf die Ziele der Energiewende und den Hochlauf der österreichischen Wasserstoffwirtschaft scheint dies aber empfehlenswert. Auch Elektrolyseure sollten unter klaren Bedingungen (z.B. in Kombination mit Speicherlösungen, um erforderliche Anzahl an Volllaststunden oder an bestimmten zu definierenden Standorten mit hoher Erzeugungsleistung) Zugang zu netzdienlichen Tarifen erhalten.

2.2.8. Ausbau der Netze aufgrund der Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen:

Überlegungen zur „*Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien*“ fehlen gänzlich (vgl. hingegen bspw. die entsprechende Festlegung der deutschen Bundesnetzagentur, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles/VerteilungNetzkosten/start.html)

Die Festlegung der deutschen Bundesnetzagentur nennt als Basis § 21 Abs. 3 Satz 4 Nr. 3 h) und i) des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG).

§ 21 Abs. 3 deutsches EnWG (abrufbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/BJNR197010005.html) lautet (Hervorhebungen abweichend vom Original):

> *„Die Regulierungsbehörde **kann** in einem Verfahren nach § 29 Absatz 1 die **Entgelte** für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen oder die Methoden zur Bestimmung dieser Entgelte oder beides gegenüber den Betreibern von Energieversorgungsnetzen **festlegen** oder diese auf Antrag genehmigen. [...]*
> *Sie kann **insbesondere** Regelungen treffen*
> *[...]*
> *3. zu den Entgelten für den Zugang zu den Elektrizitätsversorgungsnetzen, **insbesondere***
> *[..]*
> *h) zur **Ermittlung besonderer Kostenbelastungen** einzelner Netzbetreiber oder einer Gruppe von Netzbetreibern, insbesondere auch im Zusammenhang mit dem **Ausbau** der Stromerzeugung aus **erneuerbaren Energien**,*
> *i) zur **Methodik**, nach der Mindererlöse von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen auf Grund von Festlegungen nach Buchstabe f oder **besondere Kostenbelastungen**, die auf Grund einer Festlegung nach **Buchstabe h** ermittelt werden, bundesweit anteilig verteilt werden können, wobei sowohl festgelegt werden kann, ob und wie die Mindererlöse oder Kostenbelastungen bei der Ermittlung der netzebenenspezifischen Kosten der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen zu berücksichtigen sind, als auch, wie diese anderweitig angemessen anteilig auf die Netznutzer zu verteilen sind.“*

Wenn die durch das Wort „*insbesondere*“ eingeleiteten Konkretisierungen im deutschen EnWG schlicht Klarstellungen der **ohnedies bereits** aufgrund von § 21 Abs. 3 Satz 1

EnWG **bestehenden** Kompetenzen der deutschen Bundesnetzagentur sind, so spricht dies – rechtsvergleichend auf die österreichische Rechtslage umgelegt – dafür, dass auch die E-Control zu entsprechenden Verordnungen berufen ist. Zum deutschen § 21 Abs. 3 Satz 4 Nr. 3 h) EnWG findet sich für Österreich sogar eine vergleichbare Bestimmung in § 136 Abs. 2 ElWG.

2.2.9. Transparenz:

Wichtig für die Akzeptanz der Tarife (und deren Sachlichkeit) ist deren nachvollziehbares Zustandekommen. Transparenz und nachvollziehbar begründete Entscheidungen sind hier von entscheidender Rolle.

Für die Netznutzer wird speziell jetzt in der Phase vor der Umstellung eine Abschätzung ihrer derzeitigen Netzkosten und ihrer künftigen Netzkosten nach Einführung des neuen Tarifs interessant sein. Differenzierte Beispielberechnungen der E-Control für verschiedene Netznutzer (z.B. Einfamilienhaus mit E-Auto und Wärmepumpe; Stadtwohnung mit Gastherme und Gasherd, ...) werden hier zielführend sein.

2.2.10. Empfehlungen:

- **Gesetzeskonforme Kriterien anwenden:** Die in § 6 Z 148 ElWG genannten vier Kriterien müssen als voneinander unabhängige, alternative Bedingungen betrachtet werden. Der kumulative Ansatz im Entwurf ist aufzugeben.

- **Marktdienlichkeit als Systemdienlichkeit anerkennen:** Die Teilnahme von Speichern an Energie- und Regelenergiemärkten kann Last- und Preisspitzen glätten und dadurch Netz- und Systemkosten reduzieren. Der marktdienliche Betrieb sollte bei der Beurteilung der Systemdienlichkeit mitberücksichtigt werden.

- **Dynamische Netznutzungsentgelte:** Die Regulierungsbehörde sollte zeit- und ortsvariable Netznutzungsentgelte zügig einführen. Diese sollten die aktuelle Netzsituation abbilden und einen dynamischen Arbeitspreis enthalten, der Engpasskosten signalisiert. Ergänzend sollte ein moderater Leistungspreis oder Baukostenzuschuss erhoben werden, um die Finanzierung der Netzinfrastruktur zu gewährleisten.

- **Flexible Netzzugänge regeln:** Dauerhaft flexible Netzanschlüsse sind zu etablieren. Die Regeln für Nutzung, Einschränkungen und Rückgabe nicht genutzter Kapazitäten müssen klar formuliert sein. Hohe nicht refundierbare Reuegelder und ein Use-it-or-lose-it-Prinzip sollen Spekulation und Kapazitätsblockaden verhindern. Das Abstellen auf „mangelnden Netzanschlusskapazität“ ist zu eng, daher sollte die Formulierung auf Seite 11 und auf Seite 12 lauten „mangelnde Netzanschlusskapazitäten oder Steigerung der Gesamteffizienz im Verteilnetz“. Batteriespeicher, denen iSv § 103 Abs 1 letzter Satz ElWG vom Verteilnetzbetreiber ein „dauerhaft flexibler Netzzugang“ vertraglich zugesichert wird, sind gem. § 127 Abs 3 ElWG von Netzentgelten befreit, wenn diese auf Netzebene 6 mit einer Anschlussleistung von weniger als 1 MW errichtet werden.

- **Standortkriterium flexibel auslegen:** Das Standortkriterium darf nicht als zwingend notwendig interpretiert werden. Bestandsanlagen, co-located Speicher und Pumpspeicher sind in die Begünstigung einzubeziehen, wenn sie systemdienlich wirken.

- **Sektorkopplung fördern:** Elektrolyseure und andere Power-to-X-Anlagen sollten als systemdienliche Speicher berücksichtigt werden. Eine technologieneutrale Ausgestaltung der SNE-GV stärkt die Versorgungssicherheit und die nationale Wasserstoffstrategie.

- **Ausgleich für Erneuerbaren Ausbau:** Der Ausbau der Erneuerbaren Energien als bundesweites Ziel darf nicht zulasten der Netznutzer einiger weniger Netzbereiche führen.

- **Nachvollziehbare Tarife**: Die Grundlagen für die Tarifierung und die Berechnung der Tarife müssen nachvollziehbar sein.

- **Kontinuierliche Evaluierung:** Die Wirkung der Netznutzungsentgelte und der Systemdienlichkeitskriterien sollte regelmäßig überprüft und an die Entwicklung des Stromsystems angepasst werden. Dazu gehört eine begleitende Kosten-Nutzen-Analyse, um sicherzustellen, dass die Netzkosten für Bürgerinnen und Bürger sowie Betriebe langfristig sinken oder stabil bleiben und die Energiepreise durch einen hohen Anteil erneuerbarer Energien niedrig bleiben.

3. Im Detail zu Teil 1:

3.1. Zu Seiten 2/3:

Laut Dokument zur Marktkonsultation soll dieses als Grundlage zur Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte „ab dem **1. Jänner 2027**“ dienen.

Hierzu ist auf die Übergangsbestimmung des § 188 Abs. 5 ElWG hinzuweisen, die ein Inkrafttreten der § 127 Abs. 1 u. 2 sowie der §§ 128 bis 133 (Tarifbestimmungen) bereits mit „**31. Dezember 2026**“ (und nicht erst mit Ablauf dieses Tages), also 24 Stunden vor 1. Jänner 2027, vorsieht. Dazu passend treten auch die Bestimmungen zu den Systemnutzungsentgelten des ElWOG 2010 gem. § 188 Abs. 1 ElWG mit 31. Dezember 2026 außer Kraft.

Eine – wenn auch nur kurze – tariffreie Vakanz sollte vermieden werden. Allenfalls, wenn die neuen Tarife nicht schon mit 31. Dezember 2026 in Geltung gesetzt werden, wäre vertieft zu prüfen, ob für die 24 Stunden des 31. Dezember 2026 § 189 Abs. 1 ElWG (wonach bisher zum ElWOG 2010 erlassene Verordnungen bis zur Neuregelung in Geltung bleiben) eine tragfähige Basis bilden könnte.

3.2. Zu Seite 4/5 – Zielbild der Festlegung auf 40% bis 50% Leistungsanteil:

Nicht nachvollziehbar und im Dokument nicht näher begründet erscheint die Festlegung auf einen Leistungsanteil von 40% (bzw. bis 50% bei höheren Netzebenen) bei der Verrechnung.

Dieses für die Verrechnung an die Netzkunden wesentliche Kriterium für die Gestaltung der Netznutzungsentgelte sollte transparent begründet und methodisch nachvollziehbar sein.

3.3. Zu Seite 4 – höchster Viertelstundenwert des Monats:

Wenngleich das Abstellen auf den höchsten Viertelstundenwert des Monats aus Verrechnungssicht ein pragmatischer, einfacher und praktikabler Ansatz erscheint, ist zu bedenken, dass die Netznutzung einzelner nicht immer zeitgleich wirkt (Durchmischungseffekt). Ausreißer in der Leistung eines einzelnen Verbrauchers zu Zeiten geringer Netzauslastung sind nach dem vorgeschlagenen System gleich teuer wie Leistungsspitzen desselben Verbrauchers zu Zeiten hoher Netzauslastung.

Beispielsweise wäre in einer Wohn-Siedlung mit viel PV-Einspeisung das rasche Laden von E-Autos an sonnigen Tagen zur Mittagszeit u.U. durchaus sinnvoll. Anreize für das Laden von E-Autos zur PV-Spitze müssten gesondert (außerhalb der Netztarife) gesetzt werden und entsprechend kompensatorisch der Verrechnung der Netzkosten auf Basis des höchsten Viertelstundenwertes entgegenwirken (die Wahrnehmung dieser gesonderten Anreize wird aber zumindest bürokratischen Aufwand des Netznutzers erfordern).

Ausreißer (ohne Medianbildung oder Glättung) in der Leistung schlagen auf die Rechnung voll durch, was auf Kundenseite zu Ex-Post-Frustration bei Rechnungserhalt führen könnte.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass Netznutzer (insb. jene der NE 7) häufig über die Verbräuche ihrer Geräte nicht ausreichend Bescheid (wann verbraucht die Waschmaschine in ihren verschiedenen Programmen wieviel Leistung) wissen und es für viele unpraktikabel sein wird, während des z.B. Waschganges bei gleichzeitigem Betrieb des Warmwasserboilers in den Keller zu gehen, um dort die aktuelle Leistung am Zähler abzulesen, um von ihren Verbrauch in Echtzeit zu erfahren und diesen Verbrauch entsprechend anzupassen.

Selbst bei Kunden mit Opt-In liegen die digitalen Daten über die Webportale der Netzbetreiber regelmäßig erst zeitversetzt (am nächsten Tag) vor. Für eine Anpassung des Verhaltens zur Leistungsminimierung und Entgeltvermeidung ist es dann bereits zu spät.

Bei der Kostenvermeidung könnten tendenziell mit besserer Technik ausgestattete Kunden im Vorteil sein (Stichwort Energiearmut). Nicht allen Haushalten wird eine Verlagerung oder zeitliche Dehnung ihrer Netznutzung gleich leichtfallen.

3.4. Zu Seite 4 – Mindestbemessungsgrundlage idHv. 20% der vertraglichen Leistung:

Nicht nachvollziehbar und im Dokument nicht näher begründet erscheint die Festlegung der Mindestbemessungsgrundlage auf 20 % der vertraglichen Leistung.

Dieses für die Verrechnung an die Netzkunden wesentliche Kriterium für die Gestaltung der Netznutzungsentgelte sollte transparent und methodisch nachvollziehbar begründet werden.

3.5. Zu Seite 4 – Differenzierte Preisansätze:

Wenn leistungsabhängig verschiedene Preisansätze (unter und über 8 kW) gewählt werden, wird auf die Sachlichkeit (und Nachvollziehbarkeit) der gewählten Preisansätze zu achten sein.

Dies umso mehr als später eine Harmonisierung der verschiedenen Preisansätze „angedacht“ ist und diese Harmonisierung ebenso dem Sachlichkeitsgebot entsprechen müssen wird.

3.6. Zu Seite 6 – Straßenbeleuchtung:

Hier bleibt unklar, ob für pauschalierte Anlagen (Straßenbeleuchtungen) spezielle Netznutzungsentgelte vorgesehen werden sollen.

3.7. Zu Seite 6 – „Ersatzwerte“:

Offen bleibt, welche Werte für Kunden herangezogen werden sollen, die nicht per Smartmeter gemessen werden.

Die Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung sieht lediglich vor, dass 95 % der Zählpunkte mit Intelligenten Messgeräten ausgestattet werden.

Die Ersatzwertbildung nach § 55 ElWG scheint hingegen nur für Smartmeter vorgesehen zu sein.

3.8. Zu Seite 6 – Datenverarbeitung – Aufklärungsarbeit:

Nachdem bereits die Smart-Meter-Einführung zu Widerständen in Teilen der Bevölkerung führte, ist zu befürchten, dass die Verarbeitung von Leistungsdaten zu Abrechnungszwecken ebenso zu Widerständen führt. Vor diesem Hintergrund scheint eine begleitende Aufklärung der Bevölkerung durch die Regulierungsbehörde über die Zwecke und Notwendigkeit der Datenverarbeitung sinnvoll.

3.9. Zu Seite 8 – 25% reduzierter Leistungspreis:

Derzeit wird der reduzierte Leistungspreis mit 25 % in § 5 Abs. 1 Z 9 SNE-VO 2018 – Novelle 2026 festgelegt (für NE 3 und 4).

Bei entsprechender Bedeutungsaufwertung der regelbaren Bezugsleistung und deren Ausweitung bis zur NE 7 wird es für die Transparenz und Nachvollziehbarkeit noch wichtiger sein, mit welcher Methode und aus welchen Gründen die konkrete Höhe der Reduktion festgelegt wird.

3.10. Zu Seite 10/13 – Pauschalierte Kostensätze / tatsächliche Kosten – individuelle Prüfung:

Laut vorläufiger Position der E-Control sollen, wenn die tatsächlichen Kosten die Kostensätze übersteigen, ab einer gewissen Grenze die tatsächlichen Kosten verrechnet werden.

Für diesen Vergleich müssen die tatsächlichen Kosten aber zuerst erhoben werden. Der Aufwand wird regelmäßig erst mit Verzögerung ex post bekannt sein und gesonderte Erhebungen erfordern.

3.11. Zu Seite 10/15 – Reduktion des pauschalen Anteils:

Bei systemdienlichem Betrieb soll der pauschale Anteil laut Dokument reduziert werden.

Unklar sind die Konsequenzen für den Fall, dass nach ursprünglicher Systemdienlichkeit des Betriebs Umstände eintreten, die die Systemdienlichkeit nachträglich entfallen lassen.

3.12. Zu Seite 10/14 – „teilweise“ Anrechnung:

Bei der angedachten „teilweisen“ Anrechnung bleibt offen, welcher/zu welchem Teil angerechnet werden soll. Hier wäre transparent zu begründen warum, in welchem Teil und in welcher Höhe angerechnet wird. Verwiesen wird auf die Anmerkung („zu Seite 13“ unten Abschnitt 3.17) betreffend die örtliche Nicht-Übertragbarkeit.

Falls ohnedies eine vollständige Anrechnung angedacht ist, sollte das Wort „teilweise“ entfallen.

3.13. Zu Seite 10 – 8 kW – Relevanz für Netznutzungsentgelte:

Es ist fraglich, ob die 8 kW auch für die Mindestbemessungsgrundlage (mit 20 % im Dokument vorgesehen) betreffend die Netznutzungsentgelte relevant sind. Dann wären die Netznutzungsentgelte bis 1,6 kW (= 8 kW x 20%) ohnedies fix und erst darüber hinaus leistungsabhängig.

3.14. Zu Seite 10 – 8 kW – Einspeiserichtung (durch Anrechnung von bestehenden Netznutzungsrechten):

Fraglich ist, ob die Anwendung von einheitlich 8 kW in Bezugsleistung für bisher nicht-leistungsgemessene Netzanschlüsse im Reflex bewirkt, dass jene Netznutzer, die nun auch mit 8 kW einspeisen wollen (bisher aber nur mit z.B. 4 kW einspeisen konnten), faktisch kostenlos (nämlich unter Anrechnung der Leistung in Bezugsrichtung) eine Erweiterung auf 8 kW auch in Einspeiserichtung erreichen können.

3.15. Zu Seite 10/14/15 – Reduktion bei Netzdienlichkeit – Netzdienlichkeit / Systemdienlichkeit:

Die beiden Begriffe „Netzdienlichkeit“ und „Systemdienlichkeit“ sollten nicht synonym verwendet werden.

3.16. Zu Seite 11 – Punkt 3.3 zweiter Satz – Unklare Formulierung:

Im Dokument findet sich folgender Satz: *„Im Zuge der Umstellung auf eine generelle Leistungsmessung auch auf der Netzebene 7* ***ergibt sich,*** *dass die* ***Festlegung*** *des erworbenen Netzanschlussrechts* ***an*** *das tatsächliche Maß der bisherigen Nutzung generell in Höhe von 8 kW* ***angepasst wird****, [...]“*

Hier bleibt vom Wortlaut unklar, ob (i) das Netzanschlussrecht an sich per Verordnung auf zumindest 8 kW angehoben wird, oder (ii) nur eine Mindestgröße für die Eingangsvariable „netzwirksame Leistung“ für die Berechnung der Netzanschlussgebühr festgelegt wird.

Ein „tatsächliches Maß“ wird per Verordnung nicht festgelegt werden können. Ebensowenig wird man Leitungsquerschnitte, die für 8 kW zu schwach sind, per Verordnung ertüchtigen können.

Gewollt ist offenbar, dass für eine allfällige Erhöhung an die Ist-Situation bis 8 kW keine Netzanschlussgebühr fällig wird. Dies sollte textlich entsprechend klar gefasst werden.

3.17. Zu Seite 13 – Örtliche Nicht-Übertragbarkeit:

§ 55 ElWOG 2010 sieht bisher für das Netzbereitstellungsentgelt Rückerstattungen (Verringerung der Netznutzung) und Anrechnungen (Nicht-Änderung der Netznutzung bei örtlicher Übertragung) vor.

Das Netzanschlussentgelt soll hingegen laut Marktkonsultation weder rückzahlbar noch örtlich übertragbar sein.

Es stellt sich die Frage nach der Sachlichkeit und Angemessenheit dieser Verschlechterung aus Kundensicht.

3.18. Zu Seite 15 2. Absatz – Gänzlicher Entfall:

Soweit ersichtlich, ist nur eine Anrechnung angedacht, nicht aber ein gänzlicher Entfall. Eine sprachliche Anpassung scheint geboten.

Allgemein: Bei nicht-linearem (z.B. degressivem) Tarif wird relevant sein, wie genau die Methode der Anrechnung ausgestaltet ist. Werden zurückliegende, geleistete Zahlungen angerechnet, ist fraglich, ob diese inflationsangepasst werden. Wird auf Grundlage der Leistungsdifferenz gerechnet, so findet – strenggenommen – keine „Anrechnung“ statt.

3.19. Zu Seite 16 – Prozentsätze zur Anrechnung:

Die Werte (insb. 25%) sollten transparent begründet werden.

4. Im Detail zu Teil 2 – Systemdienlichkeit:

4.1. Zu S 3 – Anlagenstandort – Rechtschutzdefizit:

Nach dem Dokument soll den einzelnen Speicherbetreibern offenbar keinen Anspruch auf Festlegung eines Standortes als geeignet zukommen.

Hier könnte ein Rechtsschutzdefizit bestehen, da ein potenzieller Speicherbetreiber keinen direkten Einfluss auf die Netzentwicklungspläne der Netzbetreiber nehmen kann.

4.2. Zu Seite 7/8 – Punkte 4/5/6/7 – Ausschreibung:

Verlangt wird, dass der Speicherbetreiber mit dem **Regelzonenführer** einen Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen im Rahmen des Engpassmanagements abschließt.

Anschlussnetz soll auch ein Verteilernetz sein können.

Hierbei ist unklar, warum ein **Verteilernetzbetreiber** eine „Ausschreibung“ für einen Speicher vornehmen soll, dessen Betrieb über einen Vertrag mit dem Regelzonenführer bestimmt wird.

Allenfalls ist hier eine „Versteigerung“ der Netzkapazität gemeint.

4.3. Zu Seite 7 – 1 MW-Mindestgröße:

Es ist fraglich, warum nicht auch kleinere Speicher, zumindest wenn sie aggregiert (gemeinsam steuerbar) die entsprechende Größe (z.B. gemeinsam 1 MW im selben Umspannwerk) aufweisen, ebenso als systemdienlicher Speicher fungieren sollen.

4.4. Zu Seit 10/11 – Punkt 2.3.3. – Netzdienliche Speicher – Freistellung:

Im ersten Absatz wird der Anspruch auf tarifliche Begünstigung bejaht.

Im vierten Absatz wird der Anspruch auf Freistellung vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt verneint.

Die Unterscheidung zwischen diesen beiden Fällen erscheint unklar.

4.5. Zu Seite 11/12 – Punkt 2.3.4. – Dauerhaft flexibler Netzzugang:

Dies ist unabhängig von der „mangelnden Netzanschlusskapazität“ zu sehen, daher sollte die Formulierung auf Seite 11 und auf Seite 12 lauten „mangelnde Netzanschlusskapazitäten oder Steigerung der Gesamteffizienz im Verteilnetz“.

Batteriespeicher, denen iSv § 103 Abs 1 letzter Satz ElWG vom Verteilnetzbetreiber ein „dauerhaft flexibler Netzzugang“ vertraglich zugesichert wird, sind gem. § 127 Abs 3 ElWG von Netzentgelten befreit, wenn diese auf Netzebene 6 mit einer Anschlussleistung von weniger als 1 MW errichtet werden.

5. Schlussfolgerung:

Die vorliegende Konsultation bietet die Chance, einen regulatorischen Rahmen zu schaffen, der den **Ausbau von Energiespeichern** beschleunigt, **Netz- und Systemkosten** senkt und die **Versorgungssicherheit** in einer erneuerbaren Energiewelt gewährleistet. Eine zu enge Definition der Systemdienlichkeit und komplexe, kumulative Kriterien würden diese Ziele gefährden. Es empfiehlt sich daher eine pragmatische, investitionsfreundliche Ausgestaltung der SNE-GV, die marktdienliche und netzdienliche Speicher umfassend fördert, flexible Netzanschlüsse bereitstellt und dynamische Netznutzungsentgelte als zentrale Anreizmechanismen nutzt. Nur so können die Netzkosten für Bürgerinnen und Bürger sowie Betriebe sinken oder zumindest stabil bleiben, während die Energiepreise durch den hohen Anteil erneuerbarer Energien langfristig niedrig gehalten werden.

Ergeht an:
1. Abteilung Landesamtsdirektion / Verfassungsdienst
   (zu LAD1-VD-17661/188-2025 zK)
2. Abteilung Umwelt- und Energiewirtschaft
   (zu RU3-A-130/561/2026)

Mit freundlichen Grüßen
NÖ Landesregierung
Im Auftrag
Ing. Mag. S c h a l h a s
Abteilungsleiter

NIEDERÖSTERREICH
@ AMTSSIGNATUR

Dieses Schriftstück wurde amtssigniert.
Hinweise finden Sie unter:

www.noe.gv.at/amtssignatur

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000404
WEB Windenergie AG_Stellungnahme Marktkonsultation SNE-GV_20260331.pdf

WEB Windenergie AG
Davidstraße 1
3834 Pfaffenschlag

E-Control Austria
Rudolsplatz 1a
1010 Wien

per E-Mail: recht-post@e-control.at

Ihre Geschäftszahl: V SNE 01/26

Pfaffenschlag, am 31.03.2026

Betreff: Stellungnahme der WEB Windenergie AG bezüglich der Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns für die Gelegenheit, an der Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung teilzunehmen.

Einleitung

Aus dem Dokument der Marktkonsultation und öffentlichen Aussagen von Vertreter:innen der E-Control kann der Eindruck gewonnen werden, dass aus Sicht der E-Control das in der Definition des Begriffs „systemdienlicher Betrieb“ (§ 6 Abs 1 Z 148 ElWG) genannte Standortkriterium eine notwendige Voraussetzung für Systemdienlichkeit sei. Wir widersprechen dieser Lesart entschieden, weil aus unserer Sicht der Gesetzgeber durch die Verwendung der Wörter „insbesondere“ und „oder“ in § 6 Abs 1 Z 148 ElWG absichtlich keine abschließende Aufzählung der Kriterien festlegen, sondern lediglich Beispiele vermitteln wollte, die jedenfalls den Stempel “*systemdienlich*“ verdienen. Aus dem gleichen Grund widersprechen wir ebenso entschieden der derzeitigen Auslegung durch die E-Control, dass die in § 6 Abs 1 Z 148 ElWG genannten Kriterien kumulativ zutreffen müssen. Auch die derzeit von der E-Control vorgebrachte Auslegung, dass die Wortfolge „*bei der systemdienlicher Nutzen im Sinne von Kostenreduktionen, Kostenvermeidung*“ in § 6 Abs 1 Z 148 ElWG nur auf Netzkosten und Kostenvermeidungen beim Netzbetreiber eingeengt wird, ist aus unserer Sicht nicht nachvollziehbar. Der Begriff „*systemdienlich*“ sollte schließlich nicht mit bloßer „*Netzdienlichkeit*“ gleichzusetzen sein.

Wir sehen das Standortkriterium keinesfalls als ein MUSS-Kriterium, weil es in der Legaldefinition als KANN-Kriterium angeführt wird. Auch aus weiteren Verweisen im ElWG auf den „*Standort*“ lässt sich unseres Erachtens nicht automatisch der Schluss ziehen, dass ausschließlich an diesen Standorten Systemdienlichkeit gegeben sein kann und nirgendwo sonst.

Eine komplette Einschränkung auf in den Netzentwicklungsplänen ausgewiesene Standorte birgt auch zusätzliche Gefahren für den Ausbau von Speichern, die adressiert werden müssen. Daraus ergeben sich unter anderem folgende Fragen:

Was passiert, wenn ein Netzbetreiber nicht einen einzigen Standort in seinem Netzgebiet als systemdienlich ausweist?

Was passiert in weiterer Folge, wenn diese Standorte nicht auktioniert werden, oder nur ein verschwindend kleiner Anteil davon jedes Jahr zur Auktion gestellt wird?

Tatsache ist, dass schon jeweils die Erzeuger für die Einspeisung und die Verbraucher für den Verbrauch Netzentgelte bezahlen. Speicher dienen lediglich dazu, ebendiese Energiemengen zwischenzulagern und zeitversetzt abzugeben. Eine weitere Belastung durch Netzentgelte für diese Energiemengen wäre daher eine doppelte Erhebung von Netzentgelten auf ebendiese. Diesem Umstand wurde auch in der Vergangenheit schon Rechnung getragen, wie sich in den Ausnahmen für Pumpspeicherkraftwerke zeigt. Moderne Batteriespeichersysteme können im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerken üblicherweise sogar höhere Wirkungsgrade vorweisen.

Einzig die durch technische Wirkungsgradverluste entstehenden Verbrauchsmengen, die nicht für einen späteren Verbrauch durch Endkunden zeitversetzt eingespeist werden können, wären hier unter Umständen zu verrechnen. Der inhärente Systemnutzen von Speichern, möglichst günstige Erzeugungsmengen, die unter Umständen sonst durch Abregelung generell verlorengegangen wären, in die teureren Bezugsstunden bei Mangel an günstiger Erzeugung zu verschieben, sollte diesen Umstand aber wieder ausgleichen können. Vor allem in Hinsicht auf die notwendige weitere Integration von Erneuerbaren Erzeugern und dem in Zukunft notwendigen Überbau, um Versorgungssicherheit zu garantieren, stellen Speicher eine unverzichtbare Schlüsselkomponente im Stromversorgungssystem der Zukunft dar.

Teil 1 der Marktkonsultation, Punkt 3.4.1 (Seite 12)

„Sollten die festgestellten tatsächlichen Kosten die Obergrenze überschreiten, sind die tatsächlich angefallenen darüber liegenden Kosten gesondert und zusätzlich zu den festgelegten Kostensätzen in Verrechnung zu stellen."

Diesbezüglich wollen wir anmerken, dass aus Betreibersicht im Vorhinein klar sein muss, welche Kosten auf den Betreiber zukommen werden. Es wäre also sicherzustellen, dass nach der Fertigstellung eines Projekts nicht plötzlich unvorhersehbar hohe Nachverrechnungen vorgenommen werden können.

Teil 1 der Marktkonsultation, Punkt 3.4.3 (Seite 14)

„1. Anrechnung des AWA und des PA im Ausmaß bestehender Bezugs- oder Einspeiseleistung in dieselbe Energierichtung;[7]"

In der hier zitierten Fußnote 7 steht weiters:

„[7] Für AWA gilt: Es sei denn es entstehen nachweislich zusätzliche Aufwände durch Herstellung oder Abänderung des Netzanschlusses."

Diesbezüglich ist uns unklar, warum es bei der Anrechnung von Leistung in dieselbe Energierichtung, die bereits besteht, zu zusätzlichen Aufwänden kommen soll. Auf die bestehenden Leistungen besteht schließlich schon ein Anspruch, der bereits in der Vergangenheit durch entsprechende Zahlungen abgedeckt wurde. Diese Zahlungen haben die Aufwände für die Herstellung oder Abänderung des Netzanschlusses kompensiert.

Teil 2 der Marktkonsultation, Punkt 2.2 (Seite 5)

„Da insb. die Freistellung gem. § 127 Abs. 3 ElWG aber eine substanzielle Begünstigung darstellt[2], ist bei der Ausgestaltung der Kriterien für „systemdienliche Speicher" sicherzustellen, dass deren Betrieb auch zu erheblichen netzseitigen Kosteneinsparungen führt."

Die hier vorgebrachte Logik ist aus unserer Sicht nicht schlüssig. Das derzeitige System der Systemnutzungsentgelte ist nicht auf Speicher ausgelegt. Systeme, die technologiebedingt nur wenige Stunden am Tag beziehen oder einspeisen, werden zurzeit gleichbehandelt wie Grundlastverbraucher, die Leistungskosten auf weitaus mehr Volllaststunden aufteilen können. Auch in ihrer Funktion, Preisunterschiede effektiv auszugleichen, werden Speicher durch die derzeitige Entgeltsituation behindert, weil die Netzentgelte in die Kosten des individuellen Lade-Entlade-Zyklus eingerechnet werden müssen und dementsprechend dann nur sehr hohe Preisunterschiede ausgleichen können. Diesem Umstand wurde auch historisch bereits Rechnung getragen und zwar durch reduzierte Netzentgelte für Pumpspeicherkraftwerke. Der Umkehrschluss, dass die Reduktion der in diesem System unpassend hohen Netzkosten für Speicher einen besonders hohen Anspruch an die Erfüllung dieser Kriterien bedingt, lässt außer Acht, dass die Kosten, die Speicher derzeit zu tragen haben, nie auf ihre Rolle im Gesamtsystem hin festgesetzt wurden.

Teil 2 der Marktkonsultation, Punkt 2.3.1 (Seite 6)

„Es gelten die folgenden (kumulativen) Voraussetzungen für die Einstufung als „systemdienlicher Speicher":"

Die Forderung nach einer kumulativen Erfüllung aller sieben im Konsultationspapier aufgestellten Voraussetzungen ist unserer Ansicht nach überschießend und wird im ElWG vom Gesetzgeber so nicht gefordert. In der Legaldefinition des Begriffs des systemdienlichen Betriebs steht zur Beschreibung des Begriffs „... ***insbesondere*** *[eigene Hervorhebung] durch die Erbringung einer Flexibilitätsleistung, den Betrieb an einem bestimmten, durch die Ausweisung im Netzentwicklungsplan für das Verteiler- oder Übertragungsnetz definierten Standort [...]*". Durch die Verwendung des Begriffs „*insbesondere*" wurde eine beispielhafte Aufzählung von Sachverhalten vorgenommen, die als systemdienlicher Betrieb bewertet werden sollen. Es wird gerade nicht verlangt, dass diese Beispiele als Mindesterfordernisse heranzuziehen sind. Es wird auch in keiner Weise darauf abgestellt, dass diese in Summe zu erfüllen sind.

Teil 2 der Marktkonsultation, Punkt 2.3.1 (Seite 7)

„1. *Der Netzanschluss erfolgt an einem Netzanschlusspunkt, der von einem Netzbetreiber* ***im Netzentwicklungsplan*** *des Übertragungsnetzbetreibers* ***oder Verteilernetzentwicklungsplan*** *als* ***geeigneter Standort*** *für den systemdienlichen Betrieb eines Speichers* ***ausgewiesen*** *wurde."*

Dies ist eine im ElWG vorgesehene Möglichkeit, das Kriterium der Systemdienlichkeit zu erfüllen, darf aber nicht als Einschränkung dahingehend verwendet werden, dass nur an exakt diesen Standorten Systemdienlichkeit gegeben ist und an anderen nicht. Durch die jährlich alternierende Netzentwicklungsplanung von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern ergibt sich hier eine nicht notwendige Verzögerung der Realisierung erster systemdienlicher Speicher in Österreich.

Teil 2 der Marktkonsultation, Punkt 2.3.1 (Seite 7)

*„3. Für den Speicher liegt ein **aufrechter Vertrag mit dem Regelzonenführer** über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen im Rahmen des Engpassmanagements gem. § 140 Abs. 1 Z 1b ElWG vor.“*

Die EPM-Verträge für Windkraft sind gerade in der Fertigstellung. Es wird schwierig, die dahinterstehende Logik von Durchschnittspreisen am Intraday-Markt als Kostenersatz für die Abweichung vom bereits gemeldeten Handelsfahrplan auf Speicher umzulegen. Gerade Speicher, die nicht dargebotsabhängig produzieren, sondern selektiv das höchste Angebot für ihren stark begrenzten Energieinhalt suchen, werden kaum durch Durchschnittspreise abzubilden sein. Beim Kostenersatz von individuellen Handelskontrakten (die auf Viertelstundenbasis wären) würde ein sehr hoher zusätzlicher Komplexitätsgrad eingeführt werden. Auch die beim Abruf der EPM-Maßnahme durch den Übertragungsnetzbetreiber im Vorfeld ausgesprochene Sperre, weitere Änderungen am Handelsfahrplan vornehmen zu dürfen, würde Speicher stark beeinträchtigen. Dies würde zum Beispiel verhindern, dass die ursprünglich geplante Lieferung in einer Viertelstunde zurückgekauft wird, um diese wieder frei gewordene Energiemenge in einer anderen, mittlerweile lukrativeren, Viertelstunde erneut zu verkaufen. Dieses hypothetische Geschäft könnte dann nicht mehr ausgeführt werden. Die daraus entstehenden wirtschaftlichen Nachteile müssten vergütet werden. Da der Intradayhandel ein Fließhandel ist und daher eine Aneinanderreihung von individuellen Handelsvorgängen mit jeweils unterschiedlichen Einkaufs- oder Verkaufspreisen, könnte dieses hypothetische Geschäft von mehreren Speichern im EPM-Vertrag gleichzeitig geltend gemacht werden, obwohl vielleicht nur einer es wirklich ausführen hätte können und das Angebot so aus dem Markt genommen worden wäre. Ein Speicher wäre voraussichtlich auch bis kurz vor Handelsschluss noch im Markt aktiv, um auf lukrative Extrempreise reagieren zu können, die wiederum in einem Durchschnittspreis nicht dargestellt werden könnten.

Solange die Details einer Vergütung von EPM-Maßnahmen durch Speicher nicht bekannt sind, ist es für Betreiber unmöglich einzuschätzen, welcher wirtschaftliche Verlust sich hier ergeben kann, auch wenn der Betreiber eigentlich schadlos gehalten werden sollte.

Teil 2 der Marktkonsultation, Punkt 2.3.1 (Seite 7)

*„4. Der Anschlussnetzbetreiber ist berechtigt, dem Speicherbetreiber Vorgaben zum **zulässigen Betriebsbereich** (netzwirksame Leistung in Bezugs- und Einspeiserichtung) zu machen (Vorgabe von **„Hüllkurven“**).*

[...] *In der Ausschreibung (siehe Punkt 7) ist vom Netzbetreiber das maximale Ausmaß der Einschränkung des Betriebsbereichs in einer Weise zu quantifizieren, die Speicherbetreibern eine möglichst akkurate Risikoeinschätzung bzgl. der zu erwartenden wirtschaftlichen Nachteile gegenüber einem uneingeschränkten Netzzugang ermöglicht.“*

Die Vorgabe von „*Hüllkurven*“, um Speicher möglichst gut in bestehende Netzinfrastruktur einbinden zu können, an der schon historisch angebundene Erzeuger und Verbraucher hängen, ist grundsätzlich ein verfolgenswerter Ansatz.

Aus unserer Sicht ist aber ein wesentlicher Knackpunkt, dass die wirtschaftlichen Auswirkungen dieser Einschränkungen im Vorfeld adäquat abgeschätzt werden können und sich auch nicht unvorhersehbar über die Lebensdauer des Speichers verändern. Wenn das maximale Ausmaß der Einschränkung zum Beispiel rein in der Form einer eingeschränkten Anzahl an Stunden im Jahr

angegeben wird, ist nicht klar, wann genau diese Stunden auftreten. Da die Wirtschaftlichkeit eines Speichers sehr stark davon abhängt, ob er zum Beispiel zu den Preisspitzen in der Früh und am Abend einliefern kann, kann eine geringe Anzahl blockierter Stunden pro Tag schon zu einem gravierenden Erlösausfall führen.

Im Idealfall würden hier Viertelstundenzeitreihen für ein volles Jahr zur Verfügung gestellt werden, mit denen ein „*worst-case*“ an Einschränkung im Betrieb des Speichers simuliert werden kann. Dieser könnte gleichzeitig auch als verbindlich nutzbarer Leistungsbereich definiert werden, um zu verhindern, dass zum Beispiel beim nachträglichen Anschluss eines Verbrauchers mit unvorteilhafter Bezugscharakteristik der bereits realisierte Speicher plötzlich mit Einschränkungen konfrontiert wird, die ihm einen wirtschaftlichen Betrieb nicht mehr ermöglichen.

Teil 2 der Marktkonsultation, Punkt 2.3.1 (Seite 7)

„*5. Der Speicher hat die **Vorgaben des Anschlussnetzbetreiber zum Blindleistungsverhalten** zu befolgen. Zu diesem Zweck ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anforderungen an die Blindleistungsfähigkeit in der Ausschreibung (siehe Punkt 7) zu determinieren. Für den Speicherbetreiber besteht kein Anspruch auf eine Entschädigung allfälliger wirtschaftlicher Nachteile oder Kosten.*“

Aus unserer Sicht ist diese Anforderung zu weit gegriffen. Im Rahmen der TOR wird von Erzeugungsanlagen bereits eine Bereitstellung von Blindleistung gefordert, die abhängig ist von der Wirkleistungsabgabe. Darüberhinausgehende, unentgeltliche Blindleistungsforderungen aufzustellen, kann zu ungebührlichen wirtschaftlichen Nachteilen für die Betreiber führen.

Es könnte zum Beispiel eine durchgehende Lieferung des Maximums der Blindleistung verlangt werden. Dies würde die Wechselrichter des Batteriespeichers mit 24 Betriebsstunden belasten, wo ansonsten nur bei z.B. ein bis zwei Lade-Entlade-Zyklen ein paar Betriebsstunden pro Tag anfallen würden, bei durchgehend voller Strombelastung. Dies würde zu weitaus erhöhtem Verschleiß und vorzeitigem Ausfall der Wechselrichter führen und unter Umständen auch zum vorzeitigen Verlust von Herstellergarantien.

Die im Rahmen der Blindleistungsbereitstellung mit dem übergelagerten Netz ausgetauschten Blindströme würden auch zu ohm‘schen Verlusten im internen Stromnetz der Speicheranlage führen und hier weitere Betriebsmittel thermisch belasten. Die dabei aufgebrauchte Energie müsste auch durch den Speicher-Betreiber zur Verfügung gestellt werden, was weitere Kosten mit sich bringen würde.

Auch wenn diese „*Anforderungen an die Blindleistungsfähigkeit*“ durch den Netzbetreiber im Vorfeld in der Ausschreibung definiert werden sollen, muss sichergestellt werden, dass diese nicht ohne vernünftige Einschränkungen verlangt werden dürfen.

Abschließend ist auch festzuhalten, dass eine Auflage, unentgeltlich Blindleistung bereitzustellen, einen möglicherweise in der Zukunft entstehenden Markt für Blindleistungsbereitstellung massiv verzerren, wenn nicht sogar verunmöglichen könnte.

Teil 2 der Marktkonsultation, Punkt 2.3.1 (Seite 8)

„6. ***Weitere Einschränkungen*** *können vom Netzbetreiber im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens (siehe Punkt 7) definiert werden (bspw. maximale Leistungsgradienten).*"

Aus unserer Sicht ist dieser Punkt sehr problematisch. Es sollten keine komplett offen gehaltenen Anforderungen eingeführt werden, die unvorhersehbare Begehrlichkeiten des Netzbetreibers in keiner Weise einschränken.

Ohne weitere Vorgaben wird es absehbar auch zu einer Zersplitterung der Systemdienlichkeitsanforderungen kommen. Es ist eine Sache, wenn in verschiedenen harmonisierten Anforderungskategorien z.B. unterschiedliche Einstellwerte von Netzbetreibern verlangt werden. Es ist etwas ganz Anderes, wenn jeder Netzbetreiber seine eigenen Kategorien erfinden kann.

Auch ermöglicht es dieser offen gehaltene Punkt, z.B. weitere marktbasiert zu beschaffende Systemdienstleistungen wettbewerbsverzerrend unentgeltlich zu verlangen.

Des Weiteren könnten - ohne entsprechende Vorgaben - unterschiedliche Ausschreibungskriterien an unterschiedlichen Standortausschreibungen ermöglicht werden. Diese könnten zur intransparenten Diskriminierung von Standorten führen.

Auch könnten unbegründete Einschränkungen und Anforderungen den technologischen Wettbewerb beeinträchtigen, wenn zum Beispiel eine Auswahl an einschränkenden Kriterien getroffen wird, die nur noch gewisse Speicher-Anbieter zulässt und andere ausschließt.

Arbiträre Anforderungen erhöhen auch die Kosten bei der Inbetriebnahme von Systemen und führen möglicherweise zu dadurch notwendigen kostspieligen Adaptierungen durch den Hersteller.

Teil 2 der Marktkonsultation, Punkt 2.3.1 (Seite 8)

„*7. Die Netzanschlusskapazität für Speicher an diesem Standort wurde nach Ausweisung als „für systemdienlichen Betrieb geeignet" in einem* ***fairen, transparenten, wettbewerblich und durch den Anschlussnetzbetreiber organisierten Ausschreibungsverfahren vergeben****. Zuschlags- und Reihungskriterium ist eine, vom Bieter anzugebende Vergütung, wobei es sich bspw. um einen einmaligen oder jährlichen Pauschalbetrag handeln kann. Im Fall einer einmaligen Zahlung kann dieser dem regulären pauschalen Netzanschlussentgelt gegengerechnet werden.*"

Eine Auktionierung von begrenzten Kapazitäten kann für sich Sinn machen, diese aber als verpflichtende Anforderung an die Systemdienlichkeit zu definieren, ist aus unserer Sicht nicht sinnvoll.

So würde ein Speicher, der alle anderen Anforderungen erfüllt und bereits am ausgewiesenen Standort in Betrieb ist, nicht mehr als systemdienlicher Speicher anerkannt werden können.

Dabei stellt sich die Frage, was in weiterer Folge passiert, wenn diese Standorte nicht auktioniert werden oder nur ein verschwindend kleiner Anteil davon jedes Jahr zur Auktion gestellt wird?

Es werden auch nicht zu vernachlässigende Zusatzkosten entstehen, wenn zum Beispiel Grundstücke gesichert werden müssen, nachdem klar ist, dass man durch die Auktion auf einen

bestimmten Standort festgelegt ist, oder umgekehrt mehrfach parallel projektiert wird, aber dann kein Zuschlag erteilt wird.

Teil 2 der Marktkonsultation, Punkt 2.3.1 (Seite 8)

*„Energiespeicher können auch dann als „systemdienlich" im Sinne dieses Instrumentes eingestuft werden, wenn sie gemeinsam mit Stromerzeugungsanlagen Teil derselben Kundenanlage sind („**co-located Speicher**"). Voraussetzung dafür ist, dass der Netzbezug des Speichers messtechnisch erfasst und vom Eigenbedarf der Stromerzeugungsanlagen abgrenzbar ist."*

Die verwendete Formulierung war aus unserer Sicht dahingehend unklar, ob co-located Speicher unabhängig von den sieben zuvor aufgestellten Kriterien als systemdienlich einzustufen sind, oder diese nur zusätzlich zur verlangten Erfüllung der sieben Kriterien systemdienlich sein dürfen.

Wir haben verschiedenen Aussagen von Vertreter:innen der E-Control im Rahmen öffentlicher Veranstaltungen entnommen, dass auch co-located Speicher alle Kriterien erfüllen müssen, um als systemdienlich eingestuft zu werden. Wir sehen es als sehr kritisch an, dass für co-located Speicher diese zusätzlichen Hürden für die Einstufung als „*systemdienliche Speicher*" aufgestellt werden sollen.

Bei co-located Speichern ist auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten von vornherein für den Netzbetreiber klargestellt, dass es zu keinen sich ungünstig überlagernden Leistungsspitzen aus Erzeugungsanlage(n) und Speicher kommen kann. Der Einsatz von co-cocated Speichern vermeidet zusätzliche Netzverluste, die getrennt aufgestellte Erzeugungsanlagen und Speicher unter Umständen hätten und der Netzbetreiber tragen müsste (und als Netzverlustentgelt an den Betreiber weiter verrechnet würde).

Weiters können kostspielige Netzbetriebsmittel im co-located Fall von den Einspeisern und Speichern geteilt werden, und es entstehen keine zusätzlichen Integrationskosten in Umspannwerken für den physischen Anschluss des Speichers mehr (Schaltfelder, Abgänge usw.) Da in bestehenden Umspannwerken nur begrenzte räumliche Anschlussmöglichkeiten gegeben sind, ist auch dies ein nicht außer Acht zu lassender Beitrag zur Kostenreduktion. Selbst wenn ein Umspannwerk ansonsten noch kein Problem hätte, die entsprechenden Anschlussleistungen bereitzustellen, kann die Notwendigkeit, eine zusätzliche Anschlussmöglichkeit zu schaffen, einen Umbau oder eine Erweiterung auslösen.

Den co-located Speichern die Möglichkeit zu geben, auch zusätzlich aus dem Netz zu laden und hier auch deren Systemdienlichkeit zu honorieren, ermöglicht diesen darüber hinaus, mit dem Speicher zusätzlich für das Gesamtsystem vorteilhaft am Strommarkt und den Regelreservemärkten teilzunehmen. Würden co-located Speicher dabei außen vorgelassen werden, könnten Stand-Alone Speicher ökonomisch vorteilhafter wirken, weil diese keinen Einschränkungen im Betrieb unterliegen und das systemdienliche Potential von co-located Speichern nicht realisiert werden.

Die Verpflichtung, die aufgestellten sieben Anforderungen mit co-located Speichern erfüllen zu müssen, wäre aus unserer Sicht kontraproduktiv für den weiteren Ausbau dieser Schlüsseltechnologie. Die Einschränkung auf einen vom Netzbetreiber ausgewiesenen Standort (erstes Kriterium) macht es für Anlagenbetreiber zu einer Partie Roulette, ob ihre jeweiligen bereits bestehenden Erzeugungsanlagen zufälligerweise an einem ausgewiesenen Standort stehen oder nicht. Auch die im siebten Kriterium geforderte Teilnahme an einer Auktion ist wettbewerblich

fraglich, wenn diese an einem schon durch Einspeiseanlagen voll belegten Standort stattfinden soll. Alleine die dadurch zwangsweise stattfindende Verzögerung, bis erste co-located Speicher realisiert werden, ist aus unserer Sicht eindeutig negativ zu beurteilen, weil Betreiber mit mehreren Standorten sich hüten werden, einen davon auszubauen, bevor nicht klar ist, welcher dann als systemdienlich ökonomisch vorteilhafter ist. Auch das vierte Kriterium, die zwangsweise Vorgabe von Hüllkurven, ist im Falle von bereits bestehenden Einspeiseleistungen weder notwendig noch angebracht. Im Falle von nachweisbaren lokalen Einschränkungen beim Bezug wären diese aber in Bezugsrichtung zu akzeptieren.

Teil 2 der Marktkonsultation, Punkt 2.3.2 (Seite 9)

„*Voraussetzungen für die Einstufung als „systemdienliche Stromerzeugungsanlage“ ist der Netzanschluss an einem Netzanschlusspunkt, der von einem Netzbetreiber als* ***geeignet*** *für den* ***systemdienlichen Betrieb*** *einer Stromerzeugungsanlage ausgewiesen wurde.*“

Auch hier wird wieder aus der Legaldefinition des Begriffs des systemdienlichen Betriebs abgeleitet, dass nur Stromerzeugungsanlagen an einem ausgewiesenen Standort systemdienlich sein können. Wir wiederholen unsere Ansicht, dass durch die Verwendung des Begriffs „*insbesondere*“ eine beispielhafte Aufzählung von Sachverhalten vorgenommen wurde, die jeder für sich als systemdienlicher Betrieb bewertet werden sollte. Es wird unserer Ansicht nach nicht verlangt, dass diese Beispiele als Mindesterfordernis heranzuziehen sind. Es wird auch in keiner Weise darauf abgestellt, dass diese in Summe zu erfüllen sind.

Weiters wollen wir darauf hinweisen, dass sogenannte Hybridparks, in denen mehrere Erzeugungsanlagen mit unterschiedlichen Primärenergieträgern (Wind, Sonne, Wasser etc.) kombiniert werden, einen substanziellen Systemnutzen bringen, und somit als systemdienlich anzusehen sind.

Durch die technischen Einschränkungen, die Betreiber bereits jetzt in Kauf nehmen müssen, wenn sie einen Hybridpark realisieren, wird sichergestellt, dass die gleichzeitige Erzeugung nicht die Kapazität des Netzanschlusspunktes übersteigt.

Auch hier können kostspielige Netzbetriebsmittel für den Anschluss des Hybridparks geteilt werden, und es entstehen keine zusätzlichen Integrationskosten in Umspannwerken für den parallelen physischen Anschluss der Einzelanlagen (Schaltfelder, Abgänge usw.). Da in bestehenden Umspannwerken nur begrenzte räumliche Anschlussmöglichkeiten gegeben sind, ist auch dies ein nicht zu verachtender Beitrag zur Kostenreduktion. Selbst wenn ein Umspannwerk ansonsten noch kein Problem hätte, die entsprechenden Anschlussleistungen bereitzustellen, kann die Notwendigkeit, eine zusätzliche Anschlussmöglichkeit zu schaffen, einen Umbau oder eine Erweiterung auslösen.

Teil 2 der Marktkonsultation, Punkt 2.3.2 (Seite 10)

„*2.* ***Welche zusätzlichen Anforderungen sollen (evtl. im Ermessen des Anschlussnetzbetreibers) in Betracht gezogen werden, um Netz- und Systemnutzen zu maximieren (z.B. kostenlose Erbringung von Blindleistung)?“***

Wir wiederholen unsere Kritik an undefinierten Anforderungen, die ohne Vorgaben durch eigenes Ermessen der Netzbetreiber arbiträr definiert werden können. Gerade der hier insinuierte Vorschlag der kostenlosen Erbringung einer vielleicht anderweitig marktbasierend zu

beschaffenden Systemdienstleistung erweckt den Eindruck, dass manche Netzbetreiber einen „Alles-ist-möglich“-Ansatz wählen könnten.

Teil 2 der Marktkonsultation, Punkt 2.3.4 (Seite 12)

„- Dies ist auch für Kundenanlagen mit Stromerzeugungsanlagen und Speichern („co-located Speicher“) möglich, sofern der Speicher ausschließlich mit Eigenerzeugung geladen wird.“

Uns ist an dieser Stelle nicht klar, warum ein co-located Speicher einen dauerhaft flexiblen Netzzugang beantragen würde, wenn dann verlangt wird, dass ausschließlich mit Eigenerzeugung geladen wird.

Wenn hier ein dauerhaft flexibler Verbrauchszugang gemeint ist, ist es nicht nachvollziehbar, diesen zu beantragen, um ihn dann gar nicht mehr nutzen zu dürfen, weil keine Ladung aus dem Netz erlaubt wäre.

Wenn hier ein dauerhaft flexibler Einspeisezugang gemeint ist, ist für uns unklar, warum an dieser Stelle der Speicher grundsätzlich nicht auch aus dem Netz laden können soll. Es muss ja nicht zwangsweise sein, dass an einem in Einspeiserichtung durch die Netzanschlusskapazitäten limitierten Anschlusspunkt keine Bezugskapazität frei wäre. Falls auch in Bezugsrichtung zusätzlich Einschränkungen bestehen, die einen Anschluss nur unter einem dauerhaft flexiblen Netzzugang in Bezugsrichtung möglich machen, wäre auch hier eine Einschränkung der möglichen Ladeleistung des Speichers wie für andere Verbraucher ausreichend. Ein Verbot von Netzbezug wirkt unbegründet.

Hochachtungsvoll

WEB Windenergie AG

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000405
SNE-GV_Stn_IV.pdf

Klima
Infrastruktur
Transport
Ressourcen
Energie

Wien, am 30. März 2026
Geschäftszahl: V SNE 01/26

Betrifft: Marktkonsultation zur Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte (SNE) Stellungnahme Industriellenvereinigung (IV)

Sehr geehrte Damen und Herren!

Die Industriellenvereinigung (IV) dankt der E-Control für die Übermittlung der Marktkonsultation. Die Industriellenvereinigung nimmt wie folgt dazu Stellung:

Grundsätzliche Anmerkungen

Die IV begrüßt die Einführung eines Leistungspreises im Bereich der Netznutzungsentgelte auch für bisher nicht-leistungsgemessene Kunden im Sinne der Verursachergerechtigkeit, zumal gleichzeitig benötigte Leistung einer der Hauptkostentreiber für den Netzausbau darstellt. Regelbare Netzentgelte sollten rasch eingeführt werden und auf die üblichen Leistungswerte in den Netzebenen abstellen.

Im Hinblick auf die Systemdienlichkeit darf es **keinesfalls zu einer Schlechterstellung bandlastabhängiger stromintensiver Industrienetzkunden** kommen, weil diese aufgrund ihrer Produktionsweise mitunter nur eingeschränkte bzw- keine bis kaum Möglichkeiten der Teilnahme an nachfrageseitigen Flexibilitätsmechanismen haben.
Netzkostenbegünstigungen müssen daher verhältnismäßig erfolgen, dh. nicht über das Maß der durch die Flexibilitäten tatsächlich erreichten netzseitigen Kostenvermeidung bzw. Einsparung hinausgehen. Andernfalls trägt das verbleibende Netznutzerkollektiv die Kosten. Dementsprechend bedarf es einer laufenden Evaluierung der Wirksamkeit der Maßnahmen, um diese ggf. rechtzeitig zu rekalibrieren.

Gleichzeitig gilt es im Hinblick auf die regulatorische Ausgestaltung der Systemdienlichkeit die Praxistauglichkeit der Teilnahme von **Industrieanlagen am „systemdienlichen Betrieb" sicherzustellen**. In diesem Zusammenhang sehen wir u.a. folgende Hürden:

- Der pauschale Ausschluss **von Speichern bei Verbrauchsanlagen** (*co-located*) als „systemdienlich" iSd Freistellung gem. § 127 Abs. 3 ElWG ist aus unserer Sicht nicht sachlich gerechtfertigt und somit abzulehnen.
- Die Schwelle der **Speichergrößen ab 1 MW ist für viele Industrieanlagen zu hoch** angesetzt. Hier sollte etwa die Aggregation von Speichern in einem netztechnischen Naheverhältnis ermöglicht werden. Zudem werden Elektrolyseanlagen durch dieses Kriterium de facto ausgeschlossen.

Industriellenvereinigung
Schwarzenbergplatz 4 | 1031 Wien | www.iv.at
+43 1 711 35-2381 | kitre@iv.at
zvr. 806801248 | livr-n. 00160 | eu-Transparenzregister Nr. 89093924456-06

Member of:
BUSINESSEUROPE

- Die verpflichtende Teilnahme am Engpassmanagement sowie dynamische **Hüllkurvenvorgaben sind in kontinuierlichen 24/7 Industrie-Prozessen nur eingeschränkt umsetzbar.** Ebenso stellt das Standortkriterium für bestehende Industriebetriebe eine Hürde in der Praxis dar.
- **Keine ausreichende Berücksichtigung finden insgesamt Elektrolyseure**, was ein Hemmnis für den Wasserstoffhochlauf darstellt. Während das ElWG den systemischen Nutzen im gesamten Energiesystem adressiert, verengt die gegenständliche Konsultationsunterlage den Begriff der Systemdienlichkeit auf rein stromnetztechnische Aspekte.
- **Fehlende Berücksichtigung von Power-to-Heat-Anlagen**, obwohl diese wesentliche Elemente der Systemdienlichkeit gemäß § 6 Abs. 1 Z 148 EIWG (z. B. Flexibilitätsleistung, Kostenvermeidung, Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit) erfüllen können.

Die Anforderungen an das Stromsystem verändern sich durch den raschen Ausbau fluktuierender erneuerbarer Erzeugung. **Flexibilität wird damit zum Kernelement für ein versorgungssicheres Stromsystem**. Energiespeicheranlagen sind besonders geeignet, die Flexibilität in unterschiedlichen Zeitdimensionen bereitzustellen, die zum Ausgleich von Ungleichgewichten zwischen Einspeisung und Bezug sowie im Netzbetrieb zur Behebung von Netzengpässen und -restriktionen zunehmend benötigt wird.

Spezifische Anmerkungen

Zu Punkt 2.3 Teil 1 (Flexibilitätsanforderungen in der Entgeltstruktur)
Incentives zu flexiblem Verhalten werden grundsätzlich begrüßt, weil durch bessere Ausnützung des bestehenden Netzes ein Beitrag geleistet werden kann, **netzseitige Kostenvermeidung bzw. Einsparungen zu erreichen.**

Wie bereits oben in den allgemeinen Anmerkungen ausgeführt, **bestehen jedoch zahlreiche in Bandlast betriebene industrielle Prozesse, die durch einen dauerhaft notwendigen Betrieb gekennzeichnet sind:** Beispielsweise stromintensive Prozesse zur Bereitstellung von Hochtemperatur-Wärme für dauerhaft heiß zu haltende Glaswannen oder Schmelzprozesse in der Metallindustrie, die nicht einfach unterbrochen oder auf andere Tageszeiten verschoben werden können. Schließlich darf nicht übersehen werden, dass auch Unternehmen den Einsatz ihrer Betriebsmittel **nicht beliebig außerhalb von Arbeitszeiten oder Schichtbetrieben** verlegen können.
Die Nicht Nutzung von Flexibilitätsmaßnahmen aufgrund von schwer veränderbaren betrieblichen Abläufen oder unwirtschaftlichen Möglichkeiten aufgrund technischer Gegebenheiten darf zu **keiner kostenmäßigen Benachteiligung für** Anlagen **mit „24/7 – Industrieprozessen“ führen.**

Jene Industrieunternehmen, die Flexibilitätsanforderungen erfüllen könnten, stoßen wiederum auf bereits oben erwähnte Hürden, wie den Ausschluss von Speichern bei

Verbrauchsanlagen, die verpflichtende Teilnahme am Engpassmanagement sowie dynamische Hüllkurvenvorgaben in kontinuierlichen 24/7-Prozessen.

Systemdienliche Speicher >= 1 MW (Teil 2 Punkt 2.3.1)
Die Schwelle für systemdienliche Speicher mit einer Engpassleistung von **>= 1 MW wird abgelehnt**. Mit einer Aggregierung der Speicher im Nahebereich könnte eingeschränkten Netzverfügbarkeiten entgegengewirkt werden. Es handelt sich zudem um eine unsachliche Differenzierung, zumal Ähnliches für EEGs ermöglicht wird.
Das Kriterium „Der Speicher verfügt über eine Engpassleistung von zumindest 1 MW (einspeiseseitig)“ führt zudem faktisch dazu, dass **Elektrolyseanlagen von der Einstufung als systemdienlich ausgeschlossen werden.** Elektrolyseure speisen keine elektrische Leistung ins Netz ein und können daher die geforderte einspeiseseitige Engpassleistung strukturell nicht erfüllen. Dies steht im Widerspruch zum ElWG, welches Elektrolyseanlagen ausdrücklich als Energiespeicheranlagen definiert, da sie elektrische Energie in Wasserstoff umwandeln. Durch das einspeiseseitige Engpassleistungskriterium werden Elektrolyseure trotz ihrer gesetzlichen Anerkennung als Speicher systematisch von der Systemdienlichkeit ausgeschlossen.
Der Entwurf benachteiligt somit Technologien wie Elektrolyseanlagen, die elektrische Energie in speicherbare Moleküle umwandeln.
Die restriktive Auslegung konterkariert die strategische Ausrichtung Österreichs, die auf Flexibilisierung des Energiesystems und Sektorenkopplung abzielt: Saisonale Flexibilität und Resilienz durch großvolumige Speicher sind zentrale Elemente eines funktionierenden Energiesystems.

Zur Hüllkurvenvorgabe
Diese ist wie bereits erwähnt **in kontinuierlichen 24/7-Prozessen in der Industrie nur schwer darstellbar.**
Zudem ist die **Frist "bis 6 Uhr des Vortages" in der Praxis nicht handhabbar.** Für überlagerte Engpässe im Übertragungsnetz ist eine Hüllkurvenvorgabe im aktuellen Marktdesign (CEP 70%) im vorgeschlagenen Zeitraum nur bedingt zweckdienlich. Zum anderen ist eine detaillierte Lastflussprognose für den Folgetage im europäischen Übertragungsnetz frühestens ab 18:00 am Vortag verfügbar. Folglich müsste eine Hüllkurve zu einem früheren Zeitpunkt auf einer Worstcase Betrachtung erfolgen, welche nachteilig für Marktteilnehmer sein könnte. Eine Unterschätzung der erforderlichen Einschränkungen würde den **Bedarf für Engpassmanagementmaßnahmen erhöhen**, wodurch folglich die **Netzkosten für alle anderen Netznutzer steigen.** Dies steht in direktem Widerspruch zu den reduzierten Netznutzungsentgelten.

Systemdienliche Speicher als Teil von Kundenanlagen mit Verbrauchsanlagen (Teil 2 Punkt 2.3.1)
Der **Einsatz von Energiespeichern als Teil einer Kundenanlage mit Verbrauchsanlagen sollte zulässig sein.** Auch hier orten wir eine unsachliche Differenzierung.

Der Einsatz der Energiespeicher für mehrere Anwendungen („multi-use“) ist wirtschaftlich sinnvoll. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist das Anbieten von Regelenergie aus Verbraucheranlagen bzw. Verbrauchs- in Kombination mit Speicheranlagen sogar notwendig. Die besonderen Vorteile der multi-use Anwendungen **müssen auch bei allfälligen Ausschreibungen durch die Verteilernetzbetreiber durchschlagen**, Ausschreibungen dürfen daher auch diesbezüglich nicht diskriminieren.

Teilnahme am Regelenergiemarkt

Ein Praxisbeispiel einer 14-MW-Power-to-Heat-Anlage, die erfolgreich für den Sekundärregelenergiemarkt präqualifiziert und vermarktet wird zeigt:

- Industrielle Flexibilitäten können in großem Umfang bereitgestellt werden.
- Die Erlösmöglichkeiten am Regelenergiemarkt sind für Industrieunternehmen wesentlich.
- Eine marktorientierte Teilnahme ist effizient, transparent und systemwirksam.

Vor diesem Hintergrund ist wesentlich, dass diesen Vermarktungsmöglichkeiten keine regulatorischen Hindernisse in den Weg gestellt werden.

Wir ersuchen um Berücksichtigung der genannten Anliegen.

Mit besten Grüßen
Industriellenvereinigung

Mag. Judith Obermayr-Schreiber, E.M.B.L.-HSG.
Geschäftsführerin REÖ-Ausschuss (Ressourcen, Energie, Ökologie)

Dipl.-Ing. Dieter Drexel
Stv. Bereichsleiter Klima, Infrastruktur, Transport, Ressourcen & Energie

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000406

_zur_Systemnutzungsentgelte_Grundsatzverordnung_fi

Stellungnahme zum Konsultationsentwurf „Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung“

Dipl.-Ing. Peter Platzer

Haselbäckaustraße 10

4565 Inzersdorf im Kremstal

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer
Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation zugestimmt

Inhaltsverzeichnis:

Einleitung 3
Zu Teil 1 - 2. Netznutzungsentgelt 3
Zu Teil 1 - 2.1 Verhältnis von Leistungs- und Arbeitskomponente 4
Forschungsprojekt „INNOnet“ - Beobachtungen 4
Forschungsprojekt „INNOnet“ - Schlussfolgerungen 11
Zu Teil 1 - 2.2 Abrechnungsrelevanter Leistungswert 12
Ersatzwertbildung 13
Zu Teil 1 - 2.3 Flexibilitätsanforderungen in der Entgeltstruktur 15
Digitale Schnittstelle 16
Digitale Schnittstelle – Wirkleistungsvorgabe – Smart Meter 19
Zu Teil 1 - 3. Netzanschlussentgelt 21
Zu Teil 1 - 3.2 Festlegung des Netzanschlusspunkts 22
Zu Teil 1 - 3.3 Bestimmung der netzwirksamen Leistung 23
Zu Teil 1 - 3.4 Ausgestaltung und Grundprinzipien des Netzanschluss-entgelts 25
Zu Teil 1 - 3.4.1 Aufwandsorientierter Anteil (AWA) und 3.4.2 Pauschaler Anteil (PA) 25
Zu Teil 1 - 3.4.3 Reduktionsmöglichkeiten 25
Zu Teil 1 - Regelungsbedarf zur Netzebenenzuordnung, der über § 97 ElWG hinausgeht 27
Zu Teil 1 - Besteht Bedarf für Übergangsregelungen iZm bestehenden Netzanschlussrechten („Netzbereitstellungsentgelt“ iSd ElWOG 2010)? 27
Zu Teil 2 – 2. Systemdienlicher Betrieb 27
Zu Teil 2 - 2.3.1 „Systemdienliche Speicher“ 27
Zu Teil 2 - 2.3.2 „Systemdienliche Stromerzeugungsanlagen“ 28
Zu Teil 2 - 2.3.4 Dauerhafter flexibler Netzzugang 28
Zu Teil 2 - 2.3.5 Zeitvariable Netznutzungsentgelte 29
Zu Teil 2 - 2.3.6 Unterbrechbare und regelbare Leistung 29
Zusammenfassung 30

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer
Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation zugestimmt

Einleitung

Ich danke für die Möglichkeit zur Stellungnahme zur Marktkonsultation der „Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung“ gemäß § 135 Abs. 1 Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG).

Das nun vorliegende ElWG bietet die einzigartige Möglichkeit das österreichische Stromnetz modern und innovativ aufzustellen. Dazu bedarf es einer gesamtheitlichen Betrachtung aller durch das ElWG entstandenen Möglichkeiten. Es gilt jetzt die noch fehlenden Festlegungen in den Verordnungen, Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR) und in den Sonstigen Marktregeln (SoMa) mit Übersicht und Weitblick festzulegen. Oberstes Ziel muss ein geordnetes „Miteinander“ aller Marktteilnehmer sein, das einen entsprechenden Spielraum für die notwendigen Innovationen lässt und eine schnellstmögliche Umsetzung ermöglicht.

Ein entscheidender Faktor ist dabei die Verfügbarkeit von Daten zu verbessern. Das gilt für abrechnungsrelevante Daten und auch für „Live-Daten“ auf allen Netzebenen um Flexibilitäten entsprechend nutzen zu können. Mit einer Digitalisierung kann der notwendige Netzausbau auf das minimal erforderliche Ausmaß reduziert werden und damit werden die Netzkosten für alle Netzbenutzer in einem vertretbaren Rahmen gehalten. Eine Intensivierung der Zusammenarbeit aller Marktteilnehmer bei gleichzeitigem Abbau der vorhandenen Bürokratie ist ein weiterer wichtiger Erfolgsfaktor.

In dieser Stellungnahme wird versucht eine ganzheitliche Sichtweise anzuwenden, was dazu führt, dass zum Teil über das in der Konsultation behandelte Themengebiet hinausgehende Vorschläge skizziert werden. Hier werden auch zusätzlich Erfahrungen aus der Praxis beschrieben. Dies kann als Vorgriff auf noch kommende notwendige Konsultationen oder Begutachtungsentwürfe gesehen werden. Diese Stellungnahme behandelt Teil 1 und Teil 2 der „Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung“.

Zu Teil 1 - 2. Netznutzungsentgelt

Auf die vorläufige Position der E-CONTROL zum Netznutzungsentgelt auf Seite 4 der „Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung Teil 1“ wird hier eingegangen.

- Leistungspreis für bisher nicht-leistungsgemessene Kunden
- Mindestbemessungsgrundlage
- Stufung des Leistungspreises
- Nutzung von Flexibilitäten durch Netzbetreiber

Eine Angleichung der Verrechnungssystematik über alle Netzbenutzer ist sinnvoll. Bei der Neugestaltung sollte speziell auf der NE7 darauf Bedacht genommen werden, dass die Stromrechnung, inkl. der Abrechnung der Netzgebühren und der Beiträge und Abgaben, für den Endkunden transparent, fair und leicht nachvollziehbar ist. Die jetzige Stromrechnung ist für einen Haushaltskunden nur sehr schwer nachvollziehbar. Speziell mit der SNE-V 2018 – Novelle 2026 ist die Komplexität der Stromrechnung weiter gestiegen. Durch die Einführung des „Sommer-Nieder-Arbeitspreis (SNAP)“ auf NE7 und dem notwendigen Verständnis der dahinterliegenden

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer

Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation wurde zugestimmt

Regularien, ist die Abrechnung ohne Spezialwissen nicht nachvollziehbar. Die Einführung eines Leistungspreises muss daher so einfach und nachvollziehbar wie möglich erfolgen.

Zu Teil 1 - 2.1 Verhältnis von Leistungs- und Arbeitskomponente

Warum bereits jetzt ein Zielbild eines Arbeits-/Leistungsverhältnisses mit 40 % Leistungsanteil festgelegt werden soll ist nicht verständlich. Im Konsultationsentwurf wird darauf hingewiesen, dass die NE 7 im Hinblick auf die Umstellung der Leistungsverrechnung auf alle Netzbenutzer neu zu evaluieren ist. Vor der Evaluierung eine Zielgröße vorzugeben, erscheint nicht zielführend.

Ebenso ist nicht ersichtlich warum es zu unterschiedlichen Preisansätzen für den Leistungspreis über und unter 8 kW kommen sollte. Speziell unter dem Gesichtspunkt, der in Zukunft zu berücksichtigenden Flexibilitäten, ist das Hauptaugenmerk einer unterschiedlichen Gestaltung des Leistungspreises vor allem im Bereich der Flexibilität sinnvoll. Eine zusätzliche Stufung beim Leistungspreis verkompliziert die Abrechnungssystematik und führt zur schlechteren Nachvollziehbarkeit beim Kunden.

Bei der Evaluierung der NE7 sollte gleich die Nutzung von Flexibilitäten mitberücksichtigt werden. Die Ausgestaltung des Flexibilitätsrahmens spielt bei den Leistungsmaxima eine entscheidende Rolle und muss daher bei der Festlegung des Arbeits-/Leistungsverhältnisses gleich mitberücksichtigt werden. Auch hier gilt die Nachvollziehbarkeit für den Endkunden so einfach wie möglich zu gestalten. Als Beispiel werden hier meine Erfahrungen aus dem Forschungsprojekt „INNOnet“[1] beschrieben, um die Problematik des Flexibilitätsrahmens und der Auswirkung auf das Leistungsmaximum veranschaulichen zu können.

Eine Festlegung des Arbeits-/Leistungsverhältnisses muss daher gleich den Flexibilitätsrahmen berücksichtigen, außer der Flexibilitätsrahmen hat keinen Einfluss auf den abrechnungsrelevanten Leistungswert. Dies scheint aber nicht der Fall zu sein.

Forschungsprojekt „INNOnet“ - Beobachtungen

Aktuell werden im Forschungsprojekt „INNOnet“ lastabhängige Netztarife zur Bestimmung von aktivierbaren Flexibilitätspotentialen bei Haushaltskunden im Realbetrieb getestet. Da ich selbst als Haushaltskunde Teilnehmer dieses Projekts bin, möchte ich hier ein paar Erfahrungen beleuchten.

Im Forschungsprojekt werden zeitabhängige Netztarife erprobt. Die folgende Abbildung 1 zeigt die Tarifstruktur während des Projektzeitraumes bei meinem Netzbetreiber. Wichtig ist zu erwähnen, dass im Forschungsprojekt, die an der Übergabestelle bereitgestellte Leistung gemäß Netzzugangsvertrag, nicht berücksichtigt wird. Hier wird generell von einer vereinbarten Leistung von 4 kW ausgegangen, wobei meine Anlage eine vereinbarte Leistung von 12 kW hat. Damit bleiben die Schwellwerte in der Abbildung 1 für alle Teilnehmer gleich. Die Netztarife werden ab 16:00 Uhr in einer App oder über eine API, für den Folgetag zur Verfügung gestellt. Die App bietet auch die Möglichkeit die historischen Daten zu analysieren und diese zeigt auch die aktuelle Ersparnis über den gesamten Projektzeitraum. Der Projektzeitraum läuft von 1. August 2025 bis 31. Juli 2026.

[1] Siehe https://www.ait.ac.at/themen/flexibilitaet-geschaeftsmodelle/projekte/projekt-innonet

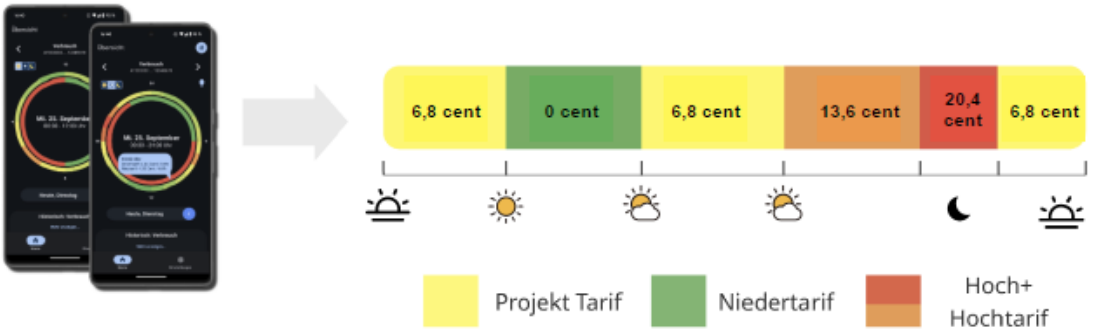
© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer

Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation zugestimmt

Wie funktioniert der neue Netztarif?

Ihr Netztarif hängt künftig davon ab, wann Sie Strom verbrauchen: Dabei wird zwischen drei Netzzuständen und Netztarifstufen unterschieden:

1) Projekttarif – Gilt in Stunden, in denen das Stromnetz nicht belastet ist.
2) Niedertarif (auch „Low Tariff") – Gilt, wenn besonders viel erneuerbarer Strom lokal erzeugt wird, allerdings wenig verbraucht wird.
3) Hochtarif/Hochtarif Plus (auch „High Tariff (+)") – Gilt, wenn besonders viel Strom gebraucht wird, aber wenig erneuerbare Energie zur Verfügung steht.



Netzsituation	Tarifstufe	Ihr Verbrauch (15 Minuten)	Ihr Strompreis
Unkritisch	Projekttarif	–	6,8 ct/kWh
Zu viel PV-Strom im Netz	Niedertarif	≥ 0,25 kWh	0 ct/kWh
Starke Netzbelastung	Hochtarif	≥ 0,5 kWh	13,6 ct/kWh
	Hochtarif Plus	≥ 1,0 kWh	20,4 ct/kWh
Wichtig: Der höhere oder niedrigere Netztarif gilt für die gesamte Viertelstunde, wenn Ihr Verbrauch **den Schwellenwert überschreitet**.			

Abbildung 1 - Tarifstruktur im Projekt INNOnet

Durch die vom Netzbetreiber vorgegebenen zeitlichen Tarife und deren Ausgestaltung wird der Leistungsbezug bei der Verwendung einer Optimierungsfunktion wesentlich beeinflusst. Der vom Netzbenutzer mit dem Lieferanten vereinbarte Stromtarif spielt dabei zusätzlich eine wichtige Rolle.
Wenn wir von einem Spottarif ausgehen und den zeitlich abhängigen Netztarif zusätzlich berücksichtigen, wird eine Summenfunktion als Grundlage für die Optimierung dienen.

Die folgende Abbildung 2 zeigt den Strompreis und den Netzpreis an einem Sonntag und dem darauffolgenden Montag.

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer
Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultat[illegible]ugestimmt

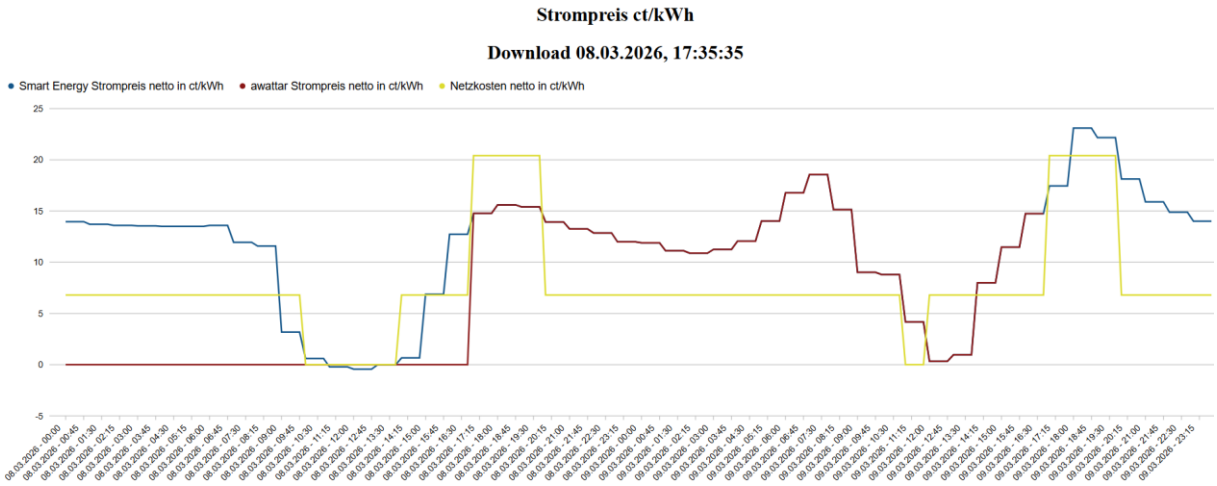


Abbildung 2 – der INNOnet Netzpreis ist gelb dargestellt

Der EPEX AT Day-Ahead 60 Minuten Index wird in der Abbildung 2 in blauer und roter Farbe dargestellt. Dabei wurden die API-Schnittstellen von Smart Energy (blau) und awattar (rot) verwendet. Da die Schnittstelle von Smart Energy nicht immer zuverlässig funktioniert hat, wurde als Backup die Schnittstelle von awattar implementiert. Die Schnittstelle von awattar liefert aber nur die Preise für die nächsten 24 Stunden, daher ist die rote Linie am Anfang 0 und geht auch nicht bis zum Ende des zweiten Tages. Wie aus der Abbildung 2 ersichtlich, wurden vom Netzbetreiber am Sonntag 4 Stunden mit Niedertarif und 3 Stunden mit Hochtarif bekanntgegeben. Die restliche Zeit kam der Projekttarif zur Anwendung. Am Montag war nur 1 Stunde Niedertarif und wieder 3 Stunden Hochtarif vorhanden und der Rest wieder der Projekttarif.

Ermittelt man nun die für die Optimierung notwendige Summenfunktion so zeigt sich folgendes Bild.

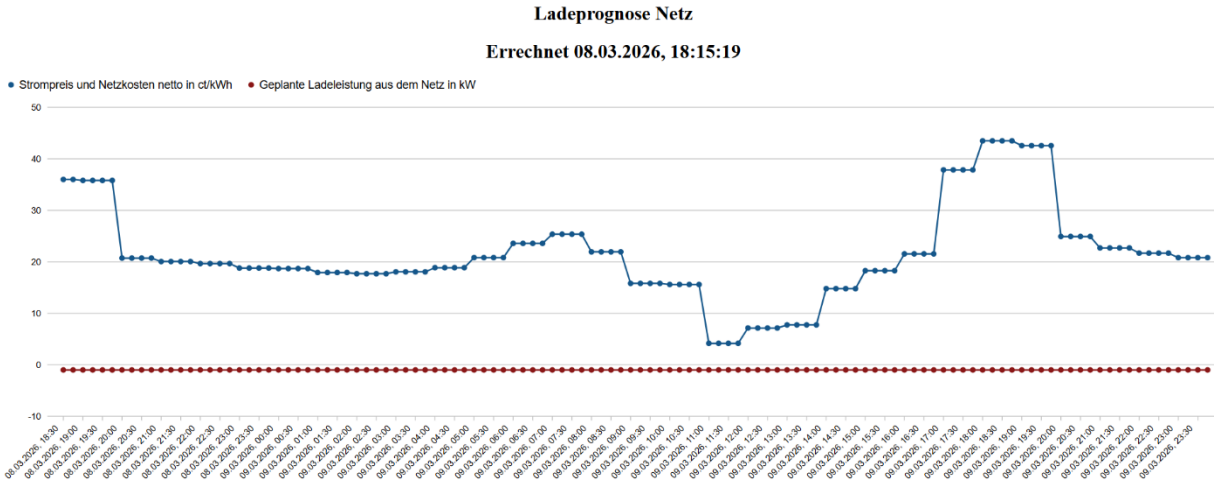


Abbildung 3 - Summenfunktion für die Optimierung des Netzbezuges

Die Abbildung 3 zeigt die Summenfunktion von Strompreis und Netzpreis ab dem Berechnungszeitpunkt, die als Grundlage für die Optimierung zu verwenden ist. Das Optimum liegt am Folgetag um 11:00 Uhr. Dieses entspricht aber nicht dem Strompreisoptimum.

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer

Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation zugestimmt

Die rote Linie kennzeichnet den geplant Netzbezug. In der obigen Abbildung zeigt die Linie über den gesamten Zeitraum den Wert minus 1, damit wird hier der Eigenverbrauchsbetrieb der Anlage dargestellt. Bei der Anlage handelt es sich um einen Haushalt mit großzügig bemessener PV-Anlage und einem ebenfalls großzügig bemessenen Speicher. Damit ist in dem in Abbildung 3 dargestellten Zeitraum kein Netzbezug geplant.
Wie aus Abbildung 2 klar ersichtlich, spielt die Dauer des Niedertarifs eine entscheidende Rolle bei der Optimierung. Gehen wir von einem gleichen theoretischen Bedarf des Netzbezuges von 20 kWh am Sonntag und am Montag aus, so würden am Sonntag 4 optimale Stunden für den Bezug zur Verfügung stehen und am Montag 1 Stunde. Damit sind am Sonntag 4 Stunden mit einem Leistungsbezug von 5 kW zu erwarten. Am Montag wäre nur eine Stunde vorhanden und damit entsteht eine maximale Leistung von 20 kW, solange die Anlage und der Netzanschluss dies zur Verfügung stellen.

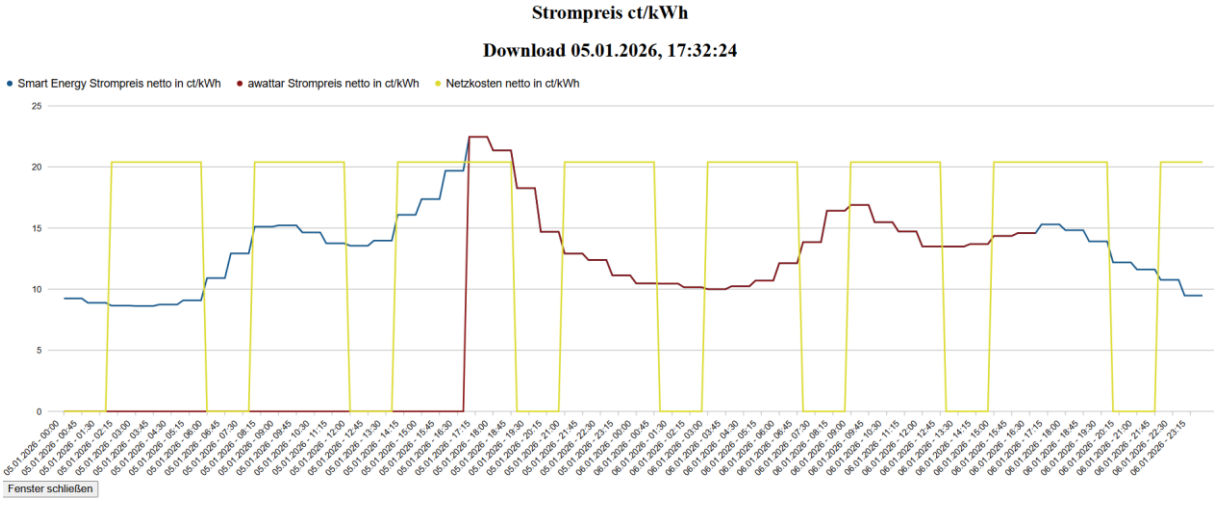
Im Forschungsprojekt wurde über den Winterzeitraum der Projekttarif nicht verwendet, was für mich vollkommen unverständlich war. Ich habe daher an das Projektteam das folgende Mail geschrieben. Der Netzbetreiber wurde hier aus Datenschutzgründen als „Netz X“ unkenntlich gemacht und es wurde nur der Teil der Mailanfrage wiedergegeben, der die Tarifgestaltung betrifft.

Von: *Peter Platzer*
Gesendet: *Dienstag, 6. Jänner 2026 14:13*
An: *'Projekt.INNOnet' <Projekt.INNOnet@ait.ac.at>*
Betreff: *Aktuelle Definition der Tarifstufen bei der Netz X?*

Liebes Projektteam!

Könnten Sie mir bitte Auskunft geben, warum die Tarifstufen bei der Netz X momentan so definiert werden.

Seit einiger Zeit (seit zumindest Anfang Dezember) wird der "Projekttarif" nicht mehr verwendet. Es erfolgt nur mehr eine Verwendung des "Niedertarif" und des "Hochtarif", wobei der "Hochtarif" anscheinend immer 66,6% des Tages gilt. Der "Niedertarif" steht anscheinend immer nur 2 Stunden zur Verfügung, der "Hochtarif" anschließend 4 oder 5 Stunden. Die Zeitfenster der Hochtarifzeitspannen werden am folgenden Tag anscheinend durch die eine 5 Stundenspanne immer um 1 Stunde verschoben. Für 5. und 6. Jänner schaut die Grafik für Strompreis und Netzkosten, dann so aus:

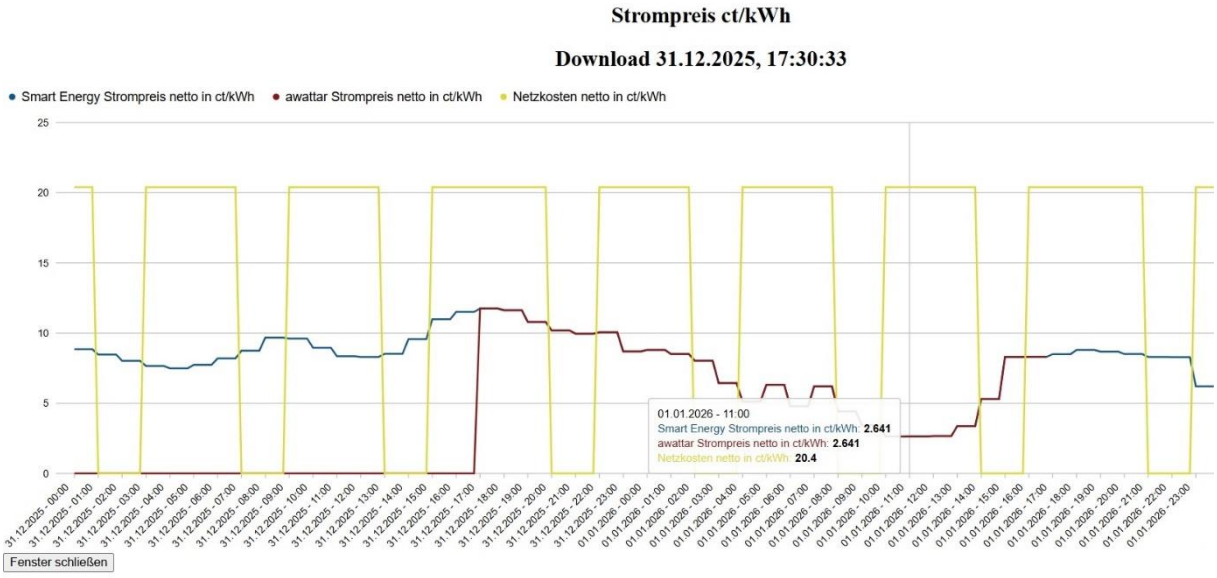


Auch wenn die Belastung der Teilnetze sicher unterschiedlich ist, erscheint die jetzige Definition nicht einer realen Netzbelastung zu entsprechen, sondern willkürlich gewählt. Ich frage mich, ob die aktuelle Definition der Tarifstufen dem Forschungsprojekt förderlich ist. Ich hätte erwartet, dass die "Niedertarif" und "Hochtarif" Zeitspannen ausgewogen im Verhältnis 50%/50% verwendet werden und der Rest des Tages mit dem "Projekttarif" aufgefüllt wird.
Damit wird dem Netzbenutzer auch klar, wann das Netz stark belastet ist und wann nicht und wie er sein Nutzerverhalten anpassen soll.

Die jetzige Gestaltung der Tarifstufen führt eher zu einer Verwirrung der Netzbenutzer in der Testgruppe. Ich kenne einige andere Teilnehmer in der Testgruppe, die ihr Nutzerverhalten bereits insofern angepasst haben, dass Ihnen das Projekt egal ist und Sie in Zukunft keine Rücksicht auf die Tarifstufen nehmen. Dies hat mit dem Zeitpunkt der oben beschriebenen Definition der Tarifstufen begonnen.
Dieser Gesichtspunkt sollte unbedingt im Forschungsprojekt berücksichtigt werden und es muss auch bedacht werden, dass diese Netzbenutzer für den Rest des Projektes verloren sind. Ein Anreizsystem variabler Netztarife sollte auch für den Netzbenutzer verständlich und erfüllbar sein, sonst wird es keinen Erfolg bringen.

Verwendet man eine automatisierte Optimierung, so führt die jetzige Definition der Tarifstufen zu für das Netz fragwürdigen Ergebnissen.

Ein Beispiel vom Jahreswechsel:
Strompreis und Netztarif:



Eine Optimierung auf einen erwarteten Verbrauch (hier ca. 40 kWh) in Bezug auf den geringsten Gesamtpreis, ergibt dann zum Beispiel folgendes Nutzerverhalten:

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer
Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation zugestimmt



Dies ist in der aktuellen Definition der Tarifstufen nur automatisiert mit einem großen Speicher möglich. Ungünstig ist auch das der Verbrauch durch die 66% „Hochtarif“ in die kurzen Phasen des Niedertarifs (33%) verschoben wird und dann noch die Strompreisoptimierung schlagend wird. Wie der obigen Grafik zu entnehmen ist, wird bei dem obigen Ergebnis der Optimierung nur 40% des „Niedertarifs“ verwendet.

Ich möchte mit diesem Mail die externe Sichtweise als Netzbenutzer für das Projektteam des Forschungsprojektes einbringen. Ich kenne nur die öffentlich auf der Homepage bekanntgegebenen Informationen und nicht die internen Ziele. Aus meiner externen Sicht wollte ich nur meine Meinung und meine Beobachtungen zu der aktuellen Definition der Tarifstufen einbringen.

Mit besten Grüßen,

Peter Platzer

Dipl.-Ing. Peter Platzer
Haselbäckaustraße 10
4565 Inzersdorf im Kremstal
Österreich

+43 664 1540700
pplatzer@inode.at
pp@ib-platzer.at
UID: ATU76929237

Ingenieurbüro für Elektrotechnik
GISA-Zahl: 37957797
Dienstleistung in der Informationstechnik
GISA-Zahl: 37957667

Vom INNOnet Projektteam erhielt ich dann folgendes Antwortmail:

Von: *Projekt.INNOnet <Projekt.INNOnet@ait.ac.at>*
Gesendet: *Mittwoch, 14. Jänner 2026 09:45*
An: *Peter Platzer*
Betreff: *AW: Aktuelle Definition der Tarifstufen bei der Netz X?*

Lieber Herr Platzer,

Danke für Ihre Geduld auch für diese Anfrage!

Sie haben richtig erkannt, dass wir Ende des vergangenen Jahres die Nieder- und Hochtariffenster in Ihrem Netztarifschema angepasst haben. Hintergrund dieser Änderung ist, dass wir inzwischen zeitlich versetzte Signale an mehrere Gruppen senden, um eine Überlastung des Netzes zu vermeiden. Diese Signale sind somit ausdrücklich netzdienlich und gelten koordiniert für alle Teilnehmenden im Netzgebiet von Netz X.
Aufgrund der großen Anzahl an Teilnehmenden mit Wärmepumpen, Speichern und E-Fahrzeugen ist eine präzise Prognose der Last für den Folgetag derzeit nicht möglich. Unsere Auswertungen zeigen jedoch, dass es zu sehr hohen Gleichzeitigkeiten der Lasten kommen kann. Aus diesem Grund wurden nun abwechselnde und zwischen den Gruppen rotierende Tariffenster eingeführt, um eine ausgewogene und gleichmäßige Verteilung der Lastverschiebung zu gewährleisten. Im Frühjahr wird diese Netztarifierung wieder auf die bisherige Logik umgestellt, da im Sommer eine deutlich bessere und verlässlichere Lastprognose möglich ist.

Wir verstehen natürlich die zusätzliche Komplexität durch teils stark abweichende günstige Tariffenster des dynamischen Energiepreises. Wir hoffen, dass Sie hier ein Optimum für Sie finden können, wann Sie Ihre elektrischen (flexiblen) Geräte am besten nutzen. Für das Forschungsprojekt ist es ebenso ein Ergebnis, wenn wir sehen, dass Haushalte mit dynamischen Energietarifen eher auf diese reagieren (weil der ökonomische Anreiz hier größer ist). Natürlich freuen wir uns aber auch, wenn Sie beide Signale gemeinsam betrachten können.

Es sei nochmals erwähnt, dass Sie nie mehr Netzentgelte zahlen, als Sie dies in Ihrem herkömmlichen Netztarifschema (nach Systemnutzungsentgelteverordnung) tun würden. Also auch „Mehrkosten" (eine Näherung der Ersparnis ist in der App dargestellt) werden Ihnen nach Projektende nicht verrechnet.

Hier noch eine zusätzliche Rückmeldung unseres Tarifverantwortlichen bzgl. Ihrer Anfrage:

1. *Die awattar-Flex-Stromtarife kommen Zustande durch die Gesamtsituation am Strommarkt, wo auch Gewerbe und Industrie eine Rolle spielen. Im Gegensatz dazu beschäftigt sich das INNOnet-Projekt ausschließlich mit dem Verhalten von Haushalten und möglichen Niederspannungsnetzen in der Zukunft, in denen ausschließlich Haushalte und kein Gewerbe und keine Industrie angeschlossen sind. Nachdem Haushalte allein ein anderes Verbrauchsverhalten als HH + Gew. + Ind. haben, ergibt sich allein deshalb schon eine andere Situation für die Netztarife – d.h. „Vergleiche" des Netztarifes mit einem awattar-Tarif sind nicht zielführend.*
2. *Wir sind alle beim Forschungsprojekt selbst überrascht, wie viele hochinnovative Projektteilnehmer:innen in der Testgruppe dabei sind = diese Teilnehmer haben ein vollautomatisches EMS, welches immer zu den besten Zeiten Strom verbraucht. Es sind*

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer

Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation zugestimmt

teilweise Teilnehmende dabei, die MEHRERE DUTZEND kWh Speicher zu Hause haben. Das hat dazu geführt, dass sich sämtliche Belastungsminima in diesen virtuellen Niederspannungsnetzen ausgeglichen haben. Man muss allerdings dazu sagen, dass dieses „Ausgleichen“ nicht von vielen Teilnehmenden mit ein wenig Flexibilität bewerkstelligt wurde, sondern es waren wenige Teilnehmende, die extrem viel Flexibilität zu Hause haben, die diese Niederpreis-Phasen gefüllt haben. Die Antwort auf dieses Phänomen waren dann eben die seit Dezember aktiven zeitlich „gedrittelten“ Tariffenster, die für je drei Gruppen zeitlich verschoben ausgesendet werde

3. *Wenn der Frühling kommt, wird das aktuelle System wieder umgestellt werden müssen auf das „alte“ Signal-Schema, um die wachsende PV-Leistung so gut wie möglich sofort zu verbrauchen.*

Besten lieben Dank, dass Sie dabei sind – und spätestens im Frühjahr stellen wir die Tarife wieder um!

Liebe Grüße
Ihr INNOnet-Projektteam

Forschungsprojekt „INNOnet“ - Schlussfolgerungen

Die Beobachtungen aus dem Forschungsprojekt zeigen das flexible Netztarife einen wesentlichen Einfluss auf die zu erwartenden Leistungsmaxima eines Netzanschlusses und auf die Belastungsminima des jeweiligen Teilnetzes haben.
Die vom Netzbetreiber vorgegebenen Tarife und deren Zeitfenster müssen für den Netzbenutzer verständlich und sinnvoll gestaltet werden. Die E-Control muss hier einen klaren Rahmen für die Gestaltung von flexiblen Netztarifen vorgeben. Dabei ist die Anwendung eines Grundtarifes, hier „Projekttarif“ zwingend vorzuschreiben. Die Anzahl der Niedertarifviertelstunden sollte für einen Tag mindestens der Anzahl der Hochtarifviertelstunden entsprechen. Eine größere Anzahl von Niedertarifviertelstunden sollte zulässig sein, um einen Anreiz in den Zeiten hoher PV-Produktion bieten zu können. Bei der Verwendung von Hoch- und Niedertarif sollte auch eine Mindestviertelstundenanzahl gefordert werden, um nicht hohe Leistungsmaxima zu erzeugen. Ob diese Viertelstunden im Tagesverlauf zwingend zusammenhängend sein müssen, sollte noch evaluiert werden. Hier wurde der Arbeitspreis mit einer zusätzlichen Regelung für den Leistungswert flexibilisiert. Dies sollte einfacher und verständlicher gestaltet werden.

Die Antwort des Projektteams zeigt, dass es für Netzbetreiber sehr schwierig ist Flexibilitäten zu prognostizieren. Dies ist vor allem einer fehlenden Datenbasis geschuldet und zeigt wie wichtig die Umsetzung der Digitalisierung und einer damit einhergehenden Datenerfassung, auch in Bezug auf „Fast-Echtzeit-Daten“, im Stromnetz bis zur NE 7 ist. Eine schnellstmögliche Erfassung der notwendigen Daten bis zur NE 7 ist ein Schlüsselfaktor für die Hebung der Flexibilitätspotentiale und damit die Möglichkeit zu haben, den Netzausbau in einem vertretbaren Rahmen zu halten.

Hier gilt es jetzt die neuen Möglichkeiten durch das ElWG zu nutzen und innovationsfreundliche Regelungen in den Verordnungen, TORs und SoMas zu schaffen, damit es den Netzbetreibern möglich ist, die notwendige Datenbasis vor allem auf NE 6 und NE 7 schnell herzustellen. Dabei ist ein gesamtheitlicher Ansatz und eine „Out of the Box“ Denkweise bei der Erstellung dieser Regularien entscheidend.

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer

Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation zugestimmt

Das ElWG ist eine sehr gute Grundlage, für derartige Regularien, die eine schnelle Umsetzung eines kostengünstigen, flexiblen und fairen Stromsystems ermöglichen.

Zu Teil 1 - 2.2 Abrechnungsrelevanter Leistungswert

Die im Konsultationspapier beschriebene „abrechnungsrelevante Mindestbemessungsgrundlage“ und die Definition von 20 % in den vorläufigen Positionen der E-Control, verkompliziert den Abrechnungsmechanismus unnötig. Die als Grund genannte mögliche Überdimensionierung scheint irrelevant, da die Bezugsleistung beim Netzanschlussentgelt zu bezahlen ist und einen nicht unwesentlichen Kostenfaktor darstellt. Die Wahrscheinlichkeit einer Überdimensionierung ist daher nur sehr gering, beziehungsweise fast gar nicht gegeben.

Die Ermittlung des abrechnungsrelevanten Leistungswertes erfolgt einseitig für den Bezug. Bei der Netzbelastung bzw. -auslegung sind aber Bezugs- und Einspeiseleistungen zu berücksichtigen. Bei Haushalten wird keine Überdimensionierung vorhanden sein, sondern eher eine Unterdimensionierung, da bei einer Bezugsleistung von 4 kW und einer Absicherung von 25 A meist deutlich höhere Maxima auftreten. Dies gilt speziell für Haushaltszählpunkte die z.B. eine Wärmepumpe oder eine Wallbox haben.
Bei Haushalten mit PV- Anlage wird in vielen Fällen die maximale Leistung in Einspeiserichtung die Bezugsleistung überschreiten, daher ist auch hier eine Überdimensionierung der Bezugsleistung unwahrscheinlich. Da die NE 7 sowieso evaluiert werden sollte, wäre ein sinnvoller Punkt einer Evaluierung, monatliche Maxima in Bezugs- und Einspeiserichtung zumindest über ein Jahr für alle Zählpunkte auf NE 7 zu erheben.

Mit der „abrechnungsrelevanten Mindestbemessungsgrundlage“ Fixkosten für Messkosten und Abrechnung mit abzudecken ist kontraproduktiv. Eine derartige Gestaltung verhindert die notwendige Transparenz.
Einen Prozentsatz von 20% der vertraglich vereinbarten Leistung für Messkosten und Abrechnung zu verrechnen, würde bedeuten, dass die Kosten für Abrechnung und Messung, je nach vertraglich vereinbarter Leistung steigen. So würden die Kosten bei einer vereinbarten Leistung von 12kW um 50% höher liegen als bei einem Anschluss mit 8 kW, obwohl jeweils ein Intelligentes Messgerät zum Einsatz kommt und der Aufwand für die Abrechnung gleich ist. Dies entspricht keinesfalls einem fairen Mindestbeitrag!
Für die Kosten der Messung und Abrechnung sollte es weiterhin einen Messpreis über die Nebenleistungen der Netzbetreiber geben. Speziell unter dem Gesichtspunkt der neuen Funktionalität der Abrechnungspunkte gemäß § 110 ElWG, ist die Verknüpfung von Mess- und Abrechnungskosten mit einer Mindestbemessungsgrundlage sehr komplex und eine einfache transparente Darstellung so gut wie unmöglich. Die gleiche Aussage gilt für die notwendigen Messungen und Messkonzepte zur Erzeugung der Herkunftsnachweise gemäß § 111 ElWG. Hier einen Messpreis mal der Anzahl der installierten intelligenten Messgeräte zu verrechnen ist die einfachere und transparentere Lösung. Unter diesen Gesichtspunkten ist die jetzige Festlegung im § 128 Abs. (1) Ziffer 2. ElWG nicht hilfreich und im Sinne der Einfachheit und Transparenz dringend novellierungsbedürftig.

Der abrechnungsrelevante Leistungswert sollte wie bisher, bei einem lokalen oder regionalen Energieaustausch in Form der Bürgerenergie gemäß 2. Hauptstück des ElWGs, um den in dieser Viertelstunde bezogenen Anteil, reduziert werden.

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer

Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation zugestimmt

Ersatzwertbildung

In diesem Kapitel wird auch auf das Thema Ersatzwertbildung gemäß § 55 Abs. 2 und 3 ElWG eingegangen, speziell der Satz *„Sofern aus technischen Gründen zum notwendigen Zeitpunkt der höchste Viertelstundenleistungswert nicht vorliegt, kommen die dafür vorgesehenen Bestimmungen zur Ersatzwertbildung in § 55 Abs. 2 und 3 ElWG zur Anwendung.“* kann nicht nachvollzogen werden und erscheint rechtlich nicht haltbar. Dazu gibt es widersprüchliche Aussagen in Erläuterungen und Verordnungen, die im Folgenden zitiert werden. Anschließend werden die unterschiedlichen Gesichtspunkte der Thematik erörtert. Dieser Satz steht wahrscheinlich auch im Widerspruch zum Maß- und Eichwesen (Maß- und Eichgesetz – MEG), speziell dem § 8. Der obige Satz sollte unter dem Gesichtspunkt des MEG einer juristischen Prüfung unterzogen werden.

Die aktuelle SNE-V 2018 – Novelle 2026 wurde im Bundesgesetzblatt BGBl. II Nr. 305/2025 am 18. Dezember 2025 veröffentlicht. Zu diesem Zeitpunkt war noch das ElWOG in Kraft. Mit dieser Novelle wurde erstmals ein zeitabhängiger Netztarif, der „Sommer-Nieder-Arbeitspreis (SNAP)“ für die elektrische Arbeitseinheit (kWh) im Zeitraum von 1. April bis 30. September, jeweils 10 bis 16 Uhr eingeführt. In den Erläuterungen zur SNE-V 2018 - Novelle 2026 ist zu lesen:

Zu Z 1 (§ 2 Abs. 1 Z 8 und Z 9: Arbeitspreise) sowie Z 7 und 8 (§ 5 Abs. 1a und 1b):
Die bisherigen Unterscheidungen in generelle „Sommer-“ und „Winter-Tarife“ werden aufgelöst, da sich aufgrund der Veränderungen im Energiemarkt die kostenorientierte Rechtfertigung für einen begünstigten Strombezug im Sommer geändert hat. Gleichzeitig sind die Netze mit starken Einspeisungsspitzen um die Mittagszeit im Sommer konfrontiert. Erneuerbare Energie-Gemeinschaften tragen bereits durch den Eigenverbrauch in den Sommer-Mittagsstunden zur Senkung der PV-Netzlasten bei. Um die Belastung auf das Niederspannungsnetz noch weiter zu reduzieren, wird in diesem Zeitraum für die Netzkunden auf der Netzebene 7, die außerhalb einer Erneuerbaren Energie-Gemeinschaft beliefert werden, ein vermindertes Entgelt im Ausmaß von 80% des Basiswertes verrechnet. Voraussetzung dafür ist, dass die Netzbetreiber über die dafür nötigen, messtechnisch eindeutig erfassten und ausgelesenen Detaildaten verfügen, dh. sofern die entsprechenden zeitscharfen Werte messtechnisch erfasst und vom Netzbetreiber ausgelesen wurden. Die Verrechnung eines SNAP auf Grundlage von Selbstablesung oder kalkulatorischer Ermittlung ist zur Vermeidung von Tarifunwahrheiten nicht vorgesehen. Liegt eine Opt-in-Erklärung des Netznutzers bereits vor, ist der SNAP anzuwenden. In allen anderen Fällen bedarf es der Zustimmung des Netzkunden zur Anwendung des SNAP. Zu den anderen Zeiten außerhalb des SNAP erfolgt die Verrechnung mit dem sonst gültigen Arbeitspreis (AP). Mit dem ElWG sind geänderte Regelungen im Bereich des Messwesens zu erwarten. Etwaige technische Lösungen in Zusammenhang mit dem SNAP sollen keine Auswirkungen hierauf haben.

Durch die Veröffentlichung des ElWGs im Bundesgesetzblatt BGBl. I Nr. 91/2025 am 23. Dezember 2025, hat sich der gesetzliche Rahmen verändert. Durch das ElWG besteht die Notwendigkeit der Opt-in-Erklärung nicht mehr, sondern gemäß § 54. Abs. (1) ElWG sind sämtliche Viertelstundenenergiewerte für Abrechnungszwecke zu übermitteln. Damit sollten alle Kunden der NE 7 in den Genuss des SNAP-Tarifes kommen, ohne ein explizites Opt-In aussprechen zu müssen. Die von manchen Netzbetreibern geforderte Beantragung, um in den Genuss des SNAP zu kommen, entspricht nicht der Gesetzeslage. Gemäß § 54. Abs. (3) ist bei einem Opt-Out des Netzbenutzers bis zu einer gewissen Jahresstrommenge eine Übertagung von

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer
Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation wurde nicht zugestimmt

Tagesenergiewerten zulässig. Eine Klarstellung von Seiten der E-Control und eine entsprechende Umsetzung und Informationskampagne durch die Netzbetreiber wäre wünschenswert.

Die Festlegung gemäß § 54. Abs. (1) ElWG führt zu einem deutlichen Anstieg der Datenmenge über die bestehende PLC-Kommunikation[2] der Smart Meter. Die zusätzlichen Abrechnungspunkte und Messkonzepte werden auch die Anzahl der Smart Meter entsprechend erhöhen. Die im Rechnungshofbericht aufgezeigten Probleme bei der Übertragung der Viertelstundenwerte, werden sich daher vervielfachen.

Die Ersatzwertbildung gemäß § 55. Abs. (1) ElWG ist aber klar eingeschränkt und für eine Bestimmung eines höchsten Viertelstundenwertes völlig ungeeignet.

Ersatzwertbildung

§ 55. (1) Können aus technischen Gründen zum notwendigen Zeitpunkt vereinzelt keine Viertelstundenenergiewerte an den Netzbetreiber übermittelt werden, sind Ersatzwerte zu bilden. Solange eine alternative Datenübertragung über die unidirektionale Kommunikationsschnittstelle mithilfe einer technischen Alternative möglich ist, liegt kein technischer Grund für eine Ersatzwertbildung vor.

Eine Ersatzwertbildung bei Zählpunkten, bei denen gar keine Viertelstundenenergiewerte vorliegen ist nicht vorgesehen. Die in Absatz (1) erwähnte alternative Datenübertragung über die unidirektionale Kommunikationsschnittstelle liegt eigentlich immer vor.

Die einfachste Form der alternativen Datenübertragung ist das manuelle Auslesen des Smart Meters durch den Netztechniker des Verteilnetzbetreibers über die unidirektionale Kommunikationsschnittstelle und das nachträgliche Einspielen der Daten in das zentrale „Meter Data Management“ des Netzbetreibers. Dies müsste einmal im Monat für die Erstellung der Netzrechnung erfolgen.

Eine fortgeschrittene Lösungsvariante ist eine automatisierte Auslesung des Smart Meters über eine alternative datentechnische Anbindung, z.B. über eine vom Netzbenutzer bzw. Kunden zur Verfügung gestellte Internetanbindung beim Netzanschlusspunkt. Dies könnte gemeinsam mit der im Kapitel „2.3 Flexibilitätsanforderungen in der Entgeltstruktur“ erwähnten „Steuerbarkeit bzw. Unterbrechbarkeit“ umgesetzt werden. Die darin erwähnte Ansteuerung über eine digitale Schnittstelle bedingt eine Infrastruktur, die optimalerweise auch für den alternativen Übertragungsweg gemäß § 55. Abs. (1) ElWG genutzt werden sollte.

In dem bereits erwähnten Rechnungshofbericht aus 2022 steht auf Seite 58 folgende Anmerkung:

„Der RH empfahl dem Ministerium, der E–Control und den Netzbetreibern, die Wahl der Kommunikationstechnik – vor allem im Bereich der letzten Meile (vom Smart Meter zur Trafostation) – anhand der bisherigen Erfahrungen sowie mit Blick auf künftig angestrebte Funktionen und Nutzenanwendungen neu zu bewerten.“

Auf Seite 68 ist folgende Anmerkung zu finden:

[2] Siehe Bericht des Rechnungshofes „Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022“ https://www.rechnungshof.gv.at/rh/home/home/2024_15_Smart_Meter_Stand_2022.pdf

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer

Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation zugestimmt

„Der RH empfahl dem Ministerium, der E–Control und den Landes–Netzbetreibern, die Kosten und den Nutzen einer stabilen, für die angestrebten Nutzenanwendungen geeigneten Datenübertragung sowie die verfügbaren Optionen, um eine solche zu gewährleisten, zeitnah zu ermitteln.“

Hier bietet sich durch eine entsprechende Regelung in den Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR) die einmalige Chance, eine schnelle Umsetzung einer durchgängigen Erfassung aller Smart Meter Daten umzusetzen, ohne eine neue Smart Meter Generation einführen zu müssen. Wie dem Rechnungshofbericht zu entnehmen ist, verursacht die Einführung einer Smart Meter Generation erhebliche Kosten, die die Netzbenutzer bzw. Kunden über die Netzgebühren zu tragen haben.

Gänzlich unverständlich ist unter dem Gesichtspunkt der Datenverfügbarkeit, der Festlegungen des ElWGs und der Vision ein modernes innovatives österreichisches Stromnetz aufzubauen, der folgende Satz im „Positionspapier der österreichischen Strom-Netzbetreiber, Smart Metering 2.0“, abgerufen auf der Webseite von Österreichs Energie mit Datum 04.06.2025:

„Eine möglichst hohe Datenverfügbarkeit wird angestrebt, eine 100%-ige Datenverfügbarkeit ist jedoch aus technischen und insbesondere wirtschaftlichen Gründen nicht realisierbar.“

Dieses Positionspapier ist allerdings vor der Gesetzeskraft des ElWGs entstanden. Mit der heute verfügbaren Technologie sollte eine 100%-ige Datenverfügbarkeit, durch eine technische Zusatzeinrichtung bei der bestehenden Smart Meter Generation, mit deutlich geringeren Kosten als die Einführung einer neuen Smart Meter Generation, umsetzbar sein. Kombiniert man das zusätzlich mit den anderen umzusetzenden Funktionalitäten auf Grund des ElWGs, ergeben sich hier entsprechende Synergieeffekte.

Anzumerken ist auch dass weitere Verordnungen, Technische und Organisatorische Regeln (TOR) bzw. Sonstige Marktregeln (SoMa) der Überarbeitung bedürfen. Als Beispiel sei hier die aktuelle Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO angeführt, die zum Teil dem ElWG widerspricht. So steht z.B. die Festlegung von 5 Monaten im letzten Satz von § 1 Abs. (5) der IME-VO im Widerspruch zu den Festlegungen des ElWGs.

Zu Teil 1 - 2.3 Flexibilitätsanforderungen in der Entgeltstruktur

Im Forschungsprojekt „INNOnet“ wurde die Flexibilität durch einen Kostenvorteil bei der Arbeitskomponente getestet. Wie den Schlussfolgerungen zu entnehmen ist, besteht aber je nach Auslegung des Flexibilitätsrahmens ein entscheidender Einfluss auf die Leistungs-komponente. Es erscheint daher sinnvoll bei der Flexibilität sowohl die Arbeitskomponente als auch die Leistungskomponente zu berücksichtigen. Will man bei hoher PV-Erzeugung Anreize zu einem höheren Bezug schaffen, so sind in Zukunft beide Komponenten Kostentreiber und die Berücksichtigung von nur einer Komponente erscheint hier nur bedingt zielführend.

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer

Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation zugestimmt

Prinzipiell muss man zwischen einer allgemeinen Festlegung über die SNVE mit einer entsprechenden Tarifgestaltung gemäß § 128 Abs. (3) ElWG und einer vertraglichen Vereinbarung über eine Flexibilitätsplattform gemäß §142 ElWG unterscheiden.

Die im Konsultationsentwurf beschriebene regelbare Bezugsleistung gemäß SNVE 2018 Novelle 2026 für NE 3 und 4 reduziert den Leistungspreis für die flexible Leistungskomponente auf 25%, solange die Gesamtbezugsleistung nicht überschritten wird. Der Netzbetreiber kann bis 6 Uhr des Vortages 2 Einschränkungen mit maximal 2 Stunden Dauer bekanntgeben, in der die flexible Komponente nicht zur Verfügung steht. Wird im eingeschränkten Zeitraum mehr als die garantierte Leistung bezogen, so kommt für diese Überschreitung der zehnfache Leistungspreis zur Verrechnung.

Dieses rein bezugs- und leistungsseitige Verrechnungsmodell wäre in Kombination mit dem Forschungsprojekt „INNOnet“ mit dem Kostenvorteil beim Arbeitspreis kombinierbar. Eine entsprechende Kombination wäre zielführend, wenn die Einschränkungen bei der flexiblen Leistungskomponente, keinesfalls in den Niedertarif fallen. Bevorzugt sollte die Einschränkung in die Hochtarifphase fallen. Bei einer Kombination könnte auch die Komplexität der Arbeitspreistarife aus dem Forschungsprojekt „INNOnet“ entschärft werden, indem man die Leistungsabhängigkeit des Arbeitspreistarifes nicht mehr benötigt, da diese über die Leistungskomponente abgebildet wird. Eine zehnfache Verrechnung des Leistungspreises bei einer Überschreitung erscheint in diesem Modell aber als zu hoch gegriffen.

Eine Umsetzung eines derartigen Modells bis in die Netzebenen 5 bis 7 wäre zu begrüßen. Ein derartiges Modell eignet sich auch für eine kurzfristige Ablöse des unterbrechbaren Tarifs. Damit wäre es möglich das Tarifmodell auf NE 7 von aktuell 3 unterschiedlichen Modellen (nicht gemessene Leistung, gemessene Leistung, unterbrechbare Leistung) auf ein einheitliches Modell zu vereinfachen. Die Variabilität des Modells durch die freie Definition der flexiblen Anteile sollte daher eine Anpassung an alle Kundenanforderungen ermöglichen.

Digitale Schnittstelle

Die im letzten Satz beschriebene Umsetzung *„Für die Netzebenen 6 und 7 wird eine Ansteuerung über eine digitale Schnittstelle via Energiemanagementsysteme vorgeschlagen, etwa durch Vorgabe einer Hüllkurve oder einer Obergrenze für den Netzbezug.“* ist ein guter Ansatz.
Eine derartige Schnittstelle bietet bei entsprechender Ausgestaltung die Möglichkeit zusätzliche Anforderungen auf Grund des ElWGs zu lösen und eine Digitalisierung des Netzbetriebes in den unteren Netzebenen schnell voranzutreiben.
Eine standardisierte digitale Schnittstelle sollte als Grundlage dienen, aber die Umsetzung ist stark von der Kundenanlage und dem Netzbetreiber abhängig. Hier ein enges Korsett vorzugeben ist innovationsfeindlich. Vielmehr muss nach der optimalen und schnell umsetzbaren Lösung für den jeweiligen Anwendungsfall bzw. die jeweilige Anlage und auch für den jeweiligen VNB gesucht werden.
Der Satz „Ergänzend ist für NE 7 die direkte Abregelung eines steuerbaren Betriebsmittels vorgesehen.“ bedarf einer kritischen Analyse. Solange dies über die DSS gelöst wird entsteht zumindest keine Doppelgleisigkeit mit zusätzlichen Kosten. Falls hier eine Lösung angedacht ist, die nicht die DSS nutzt, stellt sich eindeutig die Frage der Notwendigkeit. Falls es hier um das Thema Wirkleistungsvorgabe geht, so wird dieses noch später genau erörtert.

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer

Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation zugestimmt

Wie bereits vorher erwähnt ergeben sich für die notwendige Digitalisierung des Stromnetzes mehrere Themenbereiche, die sinnvollerweise kombiniert und zusammen gelöst werden sollten. Dazu gehören:

1. Verfügbarkeit von nicht-validierten Fast-Echtzeit-Daten § 52 ElWG
2. Ersatzwertbildung § 55 ElWG Abs. (1)
3. Ansteuerbarkeit neuer Stromerzeugungsanlagen § 76 ElWG
4. Flexibler Netzzugang § 103 ElWG
5. Abrechnungspunkte § 110 ElWG
6. Messkonzepte § 111 ElWG
7. Variable Netztarife gemäß § 128 Abs. (3) ElWG
8. Übermittlung von zählpunkscharfen Livedaten gemäß SoMA Datenaustausch Netzbetrieb Version 1.0 bei kleineren Anlagen
9. Wirkleistungsvorgabe gemäß TOR

Je nach Anlage und welche der oben genannten Themen gelöst werden müssen, wird sich ein Set von optimalen Lösungen ergeben. Durch die standardisierte digitale Schnittstelle (DSS) sollten herstellerunabhängige Lösungen zu vertretbaren Kosten möglich sein. Erst durch die Kombination und Lösung der Themenbereiche in einer technischen Umsetzung, unter Verwendung der neusten Technologie, kann eine kostengünstige Realisierung im Sinne der Netzbenutzer erreicht werden. Lösungen unterschiedlicher Hersteller sollten einer Zertifizierung für die Funktionalität der DSS unterzogen werden.

Zur Veranschaulichung werden hier ein paar Beispiele aufgeführt.

a. <u>Mühle mit PV, Wasserkraftwerk und Speicher mit EMS</u>
   Hier sind die Punkte 1., 3., 5., 6., 7., 8., 9. zu lösen.
   In diesem Fall wäre ein Gerät im Eigentum des VNB[3] am Netzanschlusspunkt sinnvoll das alle Meter (Smart Meter, Modbus Meter) der Anlage angebunden hat und diese Livedaten über die digitale Schnittstelle an den VNB überträgt (Pkt. 5., 6., 8.). Zum EMS besteht eine Kundenschnittstelle gemäß § 52 ElWG, wo die Fast-Echtzeit-Daten aller Meter der Anlage dem EMS zur Verfügung gestellt werden (Pkt. 1.). Das Gerät im Eigentum des VNB stellt auch die Daten gemäß Punkt 3., 7. und 9. dem EMS über die DSS oder über Modbus zur Verfügung, je nach Möglichkeit des vorhandenen EMS. Das Gerät vor Ort ist durch eine Vereinbarung im Netzzugangsvertrag durch das Internet des Anlagenbetreibers mit dem VNB verbunden.

b. <u>Haushalt mit Wärmepumpe ohne EMS</u>
   Hier ist der Punkt 7. zu lösen.
   Die Wärmepumpe ist direkt über DSS und das Internet des Anlagenbetreibers mit dem VNB verbunden.

[3] gemäß § 49 Abs. (1) Die Netzbetreiber haben die Zählpunkte der Endkundinnen und Endkunden mit intelligenten Messgeräten auszustatten
gemäß § 58 Abs. (1) ELWG sind Netzbetreiber Datenerfassungsadministrator und Messstellen-administrator
Sobald es um die Erfassung von Live-Meßdaten oder eine Backuplösung für die Übertragung der Smart Meter Daten geht, handelt es sich um Aufgaben des VNBs. Dies betrifft die obigen Punkte 1., 2., 5., 6., und 8.

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer

Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation wurde zugestimmt

c. Haushalt mit Smart Meter, bei dem die PLC-Übertragung nicht funktioniert
Hier sind die Punkte 1. und 2. zu lösen.
Gerät im Eigentum des VNB am Netzanschlusspunkt, bei dem der Smart Meter angebunden ist und das die Internetanbindung des Anlagenbesitzers benutzt. Der VNB kann den Smart Meter über das Gerät vor Ort über die Serviceschnittstelle auslesen (= ident mit der Vorortauslesung durch den Netztechniker) und in die Zentrale übertragen (Pkt. 2.). Ob der Punkt 1. zu lösen ist, hängt vom installierten Smart Meter ab.

d. Haushalt mit Smart Meter, bei dem die PLC-Übertragung nicht funktioniert, kein Internet
Hier sind die Punkte 1. und 2. zu lösen.
Gerät im Eigentum des VNB am Netzanschlusspunkt, bei dem der Smart Meter angebunden ist und das einen alternativen Übertragungskanal (z.B. LTE, LoRaWAN, etc.) benutzt. Die Daten werden über die Serviceschnittstelle ausgelesen und zum VNB übertragen. Ob der Punkt 1. zu lösen ist, hängt vom installierten Smart Meter ab.

e. Gewerbebetrieb mit flexiblem Netzzugang bzw. regelbarer Bezugsleistung gemäß SNVE
Hier ist der Punkt 4. zu lösen. Falls der VNB auch eine Live-Überwachung der Einhaltung der Vorgabe benötigt, sind zusätzlich die Punkte 1. und 8. zu lösen.
Pkt. 4 kann über die DSS mit dem EMS der Anlage direkt mit dem Netzbetreiber gelöst werden. Ist auch die Live-Überwachung gewünscht, kann wieder ein Gerät im Eigentum des VNB am Netzanschlusspunkt genutzt werden. Dieses Gerät stellt dann die Funktionalität für 1. und 8. zur Verfügung. Punkt 4. wird durch die lokale Vorgabe des Gerätes an das EMS bzw. das Lastmanagement vor Ort gelöst.

f. Industriebetrieb mit Lastgangzähler, netzwirksame Leistung 3 MW, wichtig für Netzbetrieb
Hier sind die Punkte 1. und 8. zu lösen.
Die Übertragung von Livedaten gemäß SoMa ist gewünscht, obwohl das Kriterium nicht erreicht wird. Gerät des VNB vor Ort mit Anbindung des Lastgangzählers. Anbindung zum VNB über das Internet des Anlagenbetreibers, Übertragung der Live-Daten zum VNB. Ob Pkt. 1., die Kundenschnittstelle mit Livedaten des Lastgangzählers, zu lösen ist, ist abhängig vom Lastgangzähler.

Dies sind nur ein paar Beispiele, die aber zeigen, dass die noch zu definierenden Regularien diese Varianten und innovativen Lösungen zulassen sollten.

Wichtig ist dabei noch zu erwähnen, dass wir hier unterschiedliche Anforderung von Latenzzeiten, Datenverwendung und Businesslogiken haben. Nicht alle Daten machen in allen darüberliegenden Ebenen Sinn. An manchen Stellen muss eine Komprimierung oder Filterung der Daten durchgeführt werden, um nicht unnötig eine Datenflut mit entsprechend hohen Datenmengen zu erzeugen.

Die Abbildung 2 aus der „SoMa Datenaustausch Netzbetrieb Version 1.0“ stellt diesen Umstand sehr schön für Livedaten dar. Man muss sich nur zusätzlich in den Kästen „Anschluss-NB“ und „VNB“ die Filter- und Komprimierungseinheit mit der Businesslogik vorstellen.

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer

Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation zugestimmt

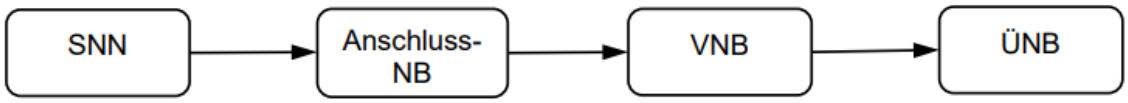


Abbildung 2: Beispielhafter Datenfluss für Echtzeitdaten in der Datenkaskade

Für andere Marktprozesse wie die Übermittlung der Zählerwert gilt ähnliches, nur dass diese beim VNB anders verarbeitet werden und über andere Kommunikationswege an die Marktpartner übermittelt werden.

Digitale Schnittstelle – Wirkleistungsvorgabe – Smart Meter

Die digitale Schnittstelle, die Wirkleistungsvorgabe und die Messung mit Smart Metern bzw. mit intelligenten Messgeräten sind Aufgaben des Netzbetreiber. Prinzipiell muss man zwischen steuernden Funktionalitäten und abrechnungsrelevanten Funktionalitäten unterscheiden. Steuerende Funktionalitäten und eine damit einhergehende Überwachung von Live-Messwerten für die aktive Steuerung des Netzbetriebes unterscheiden sich deutlich in der zeitlichen Anforderung, im Gegensatz zu abrechnungsbezogenen Viertelstundenmesswerten, die am nächsten Tag zur Verfügung stehen müssen.

Die Wirkleistungsvorgabe basiert auf den Festlegungen in der TOR z.B. „TOR Stromerzeugungsanlagen: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinsterzeugungsanlagen, Version 1.3 gültig ab 01.07.2024“.

Dort ist zu lesen: *„Die Stromerzeugungsanlage muss über eine fernwirktechnische Schnittstelle (Eingangsport) verfügen, die es ermöglicht, die Wirkleistungsabgabe innerhalb von 5 Sekunden zu beenden, nachdem dort eine entsprechende Anweisung eingegangen ist.“*

Dies wurde aus der „VERORDNUNG (EU) 2016/631 DER KOMMISSION vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger“ (RfG) übernommen.

In der Umsetzung gibt es äußerst unterschiedliche Herangehensweisen der Netzbetreiber. Dabei gibt es auch Forderungen in den Anschlussbedingungen, die durch die TOR nicht gedeckt sind.

Die PV-Austria hat in einem „Zwischenbericht: Umsetzung der Wirkleistungsvorgabe in Österreich“ vom 17.06.2025 eine Tabelle publiziert, die in der Abbildung 4 wiedergegeben ist.

Diese Tabelle zeigt wer bereits eine Umsetzung begonnen hat und wie unterschiedlich die Netzbetreiber das Thema angegangen sind. Es zeigt leider auch den Wildwuchs, der bei den Anschlussbedingungen der unterschiedlichen Netzbetreibern vorhanden ist und mit welcher Bürokratie die ausführenden Elektriker und die Netzbenutzer konfrontiert sind. Manchmal machen nur ein paar Meter Ortsdifferenz einen riesigen Unterschied wie kosteneffizient eine Anlage umgesetzt werden kann.

Ein Netzbetreiber gibt z.B. bei der Wirkleistungsvorgabe vor *„Sofern die technischen Voraussetzungen für einen Inselbetrieb (Netztrennung nach TOR, Speicher,etc.) in der Anlage vorhanden sind, ist der Inselbetrieb ausschließlich unter der Bedingung zulässig, dass die Anlage durch den Netzbenutzer vollständig vom Netz getrennt wird.“*

Ein anderer Netzbetreiber gibt folgendes vor *„Die Wirkleistungsvorgabe wirkt auch bei Inselbetriebsfähigen Anlagen direkt auf die Parallelbetriebsanlagen (z.B. Wechselrichter,*

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer

Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation zugestimmt

Generator ...). Bei einem entsprechenden Steuersignal (nur bei vorhandener versorgender Netzspannung möglich) ist die abgegebene AC-Netzanschlussklemmen-Leistung auf 0 % zu reduzieren. Bei vorhandener Netzspannung ist eine Netztrennung der Stromerzeugungsanlage mit Verbrauchern in einen Inselbetrieb nicht zulässig.“

PHOTOVOLTAIC AUSTRIA

Tabelle 3. Detailübersicht zur Umsetzung der WLV in Österreich (Stand: 19.03.2025)

Nr.	WLV	Netzbetreiber	Umsetzungsart	EMS akzeptiert	Funklösung akzeptiert	Notstrom- und Inselanlagen behandelt	Batteriespeicher behandelt
1	ja	Netz NÖ	"Klein-Fernwirkgerät"	ja*	nein	nein	ja
2	ja	E-Netze STMK	Smart-Meter	ja	ja*	nein	nein
3	ja	Netz BGLD	Smart-Meter	unklar	nein	ja*	nein
4	ja	Netz OÖ	Rundsteuerempfänger	unklar	unklar	nein	ja*
5	ja	Linz Netz	Rundsteuerempfänger	unklar	unklar	nein	ja
6	ja	VÖEW	Smart-Meter (Stmk)	ja (Stmk)	unklar*	nein	nein
7	nein	TINETZ	derzeit keine Umsetzung	-	-	-	-
8	nein	VBG Netz	derzeit keine Umsetzung	-	-	-	-
9	nein	KTN Netz	derzeit keine Umsetzung	-	-	-	-
10	nein	Wiener Netze	derzeit keine Umsetzung	-	-	-	-
11	nein	SBG Netz	derzeit keine Umsetzung	-	-	-	-
				*jedoch zu hohe Anforderungen	*Seite 41.	*könnte für die Praxis nicht umfassend genug sein	*fordert explizit die Begrenzung bzw. Abschaltung der Batterieeinspeisung

Anmerkung: Die **Netz Burgenland** bestätigte mündlich, dass **gemäß den technischen Ausführungsbestimmungen** der "Abschalt-Kontakt" des Wechselrichters lediglich die Einspeisung ins Netz nullsetzen muss und der **Eigenbedarf weiterhin gedeckt werden darf (WLV am NAP!).**

Abbildung 4 - Tabelle der PV Austria

Unterschiedliche Vorgaben haben die unterschiedlichsten Auswirkungen beim Einsatz der Wirkleistungsvorgabe im Ernstfall. Für die Gesamtnetzbetrachtung sind die Auswirkungen beim Einsatz der Wirkleistungsvorgabe, dann sehr schwer bis gar nicht einschätzbar, weil die Umsetzung so stark variiert und eine Abschätzung die Betrachtung jeder Anlage und die Art der Umsetzung erfordern würde.

Liest man den Endbericht zum „Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025“[4], so beziehen sich einige der Empfehlungen auf die unteren Netzebenen. Die fehlenden Daten bzw. das nicht vorhandene Wissen über das Verhalten der vielen kleinen Anlagen steht in einigen Empfehlungen. Eine so divergierende Umsetzung einer Notmaßnahme, wie bei der Wirkleistungsvorgabe, zuzulassen, ist daher äußerst bedenklich.

Hier ist dringender Handlungsbedarf seitens des Regulators gegeben. Es bietet sich an die Wirkleistungsvorgabe einheitlich über die DSS zu lösen, da es sich um die gleiche Funktionalität wie bei der Ansteuerbarkeit neuer Stromerzeugungsanlagen gemäß § 76 ElWG handelt, nur das die Vorgabe der Wert „0“ ist. Wichtig ist auch die Wirkleistungsvorgabe auf den NAP zu beziehen. Die RfG so zu interpretieren, dass dies nicht möglich ist, ist nicht zielführend, da diese Festlegungen im RfG nur auf reine Erzeugungsanlagen angewendet werden sollten.

Die Problematik der jetzigen Umsetzung bei manchen Netzbetreiber wurde der Fachabteilung der E-Control bereits am 2.6.2025 zur Kenntnis gebracht. Ich verweise auf das Dokument „Zusammenfassung des Online-Meetings „Technik News der Netz OÖ Gmbh” vom 27.3.2025, der

[4] Siehe Final Report "Grid Incident in Spain and Portugal"

dort gestellten Fragen und dem Follow-up Meeting am 22.5.2025 zwischen Dipl. W. Ing.(FH) Norbert Parzer Netz OÖ, Dipl.-Ing. Peter Platzer, Johann Schütz, Geschäftsführer SCHÜTZ-Technik GmbH“ mit Erstellungsdatum 02.06.2025.

Dem Zwischenbericht der PV Austria kann in weiten Teilen zugestimmt werden, allerdings ist die vorgeschlagene Variante der Umsetzung über den Smartmeter nicht zielführend. Der Bericht ist allerdings zu einem Zeitpunkt entstanden, wo sich die Entwicklung der DSS noch nicht so klar abgezeichnet hat.

Eine Lösung der Wirkleistungsvorgabe über den Smart Meter zu verlangen, erscheint nicht zielführend, da eine Umsetzung entsprechend lange dauert und auch hohe Kosten verursacht. Für einige Netzbetreiber würde das eine Ausrollung einer neuen Smartmeter Generation bedeuten. Die Ansteuerbarkeit muss sowieso umgesetzt werden und der zusätzliche Wert „0“ ist leicht und mit geringem Aufwand umsetzbar. Zusätzlich ist es notwendig eine Live-Überwachung dieser Vorgaben zu implementieren, damit es dem Netzbetreiber möglich ist, die Auswirkung der Steuerbefehle in Fast-Echtzeit zu bekommen, um in kritischen Situationen eine ausreichende Datenlage für die notwendigen Entscheidungen zu haben. Ein zusätzliches Alerting, wenn Anlagen nicht auf Steuerbefehle reagieren, ist unbedingt anzustreben. Eine Umsetzung über den Smartmeter, wo die Messwerte zeitverzögert am nächsten Tag vorhanden sind, ist daher nicht zielführend bzw. kontraproduktiv.

Die Forderungen im Begutachtungsentwurf „Intelligente Messgeräte-AnforderungsV 2026 – IMA-V 2026“ §3 Abs. (12) und (13) zielen auf die Wirkleistungsvorgabe ab und können daher entfallen.

12. Die intelligenten Messgeräte sind dahingehend auszustatten, dass die Möglichkeit besteht, von der Ferne den maximalen Bezug und die maximale Einspeisung an momentaner elektrischer Wirkleistung am intelligenten Messgerät über alle Phasen der Kundenanlage zu begrenzen. Die maximalen Werte für den Bezug und die Einspeisung sind aus der Ferne konfigurierbar und sind einzeln je Richtung festzulegen. Bei der Überschreitung der maximalen Bezugs- oder Einspeisungswerte innerhalb eines Zeitintervalls von 15 Minuten erfolgt die Ausschaltung der Anlage. Die Wiedereinschaltung erfolgt durch den Kunden. Von diesen Vorgaben 3 von 5 ausgenommen sind intelligente Messgeräte an Zählpunkten mit (halb)indirekter (Wandler-)Messung.

13. Die intelligenten Messgeräte sind dahingehend auszustatten, dass sie über eine unidirektionale Steuerschnittstelle an externe Geräte innerhalb der Anlage des Endkunden mittels eines Signals (insbesondere Wirkleistungsvorgabe) einen Befehl zur Ein-/Ausschaltung geben können. Dies erfolgt über potentialfreie Kontakte (zwei mechanische Relais) für externe Lastschaltung, die mit Kalenderzeitfunktionen ausgestattet sind. Die Steuerung erfolgt über eine Schalttabelle, wobei der Schalttabellenzustand über Schaltbefehle übersteuerbar ist.

Damit kann die bestehende Smart Meter Generation länger eingesetzt werden und dementsprechend Einführungskosten gespart werden.

Zu Teil 1 - 3. Netzanschlussentgelt

Die Regelung für das Netzanschlussentgelt sollte so einfach und transparent wie möglich erfolgen.

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer

Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation zugestimmt

Zu Teil 1 - 3.2 Festlegung des Netzanschlusspunkts

Die Festlegungen bezüglich des Netzanschlusspunktes sind nicht klar und zum Teil widersprüchlich. Hier ist eine Klarstellung dringend erforderlich.

Der Satz *„Der Netzanschlusspunkt definiert damit idR auch die Eigentumsgrenze zwischen dem Netzbetreiber und der Anschlussanlage des Netzkunden.“* mit der zugehörigen Fußnote *„Auf Netzebene 7 ist dies die kundenseitige Klemme der Hausanschlusssicherung“* wirft die Problematik auf, dass dann der Zähler am Netzanschlusspunkt und der plombierte Bereich im Eigentumsbereich des Anlagenbesitzers sind.

Die Begriffsbestimmung zum Netzanschlusspunkt im ElWG spricht von einer vertraglichen Regelung. *110. „Netzanschlusspunkt (Übergabestelle)“ jene vertraglich festgelegte Schnittstelle, die die Anlage des Netzbenutzers mit einem Übertragungsnetz oder Verteilernetz verbindet;*

Gemäß § 76 Abs. (3) ElWG gilt *„Im Rahmen der Ansteuerbarkeit ist der Netzbetreiber für die Signalgebung der netzwirksamen Leistung am Anschlusspunkt zuständig. Die Optimierung hinter dem Netzanschlusspunkt obliegt dem Betreiber. Eigenverbrauchsoptimierung, die Umsetzung von Regelungs- und Betriebskonzepten sowie die Einbindung von Speichern hinter dem Zählpunkt sind von der Signalgebung der netzwirksamen Leistung am Anschlusspunkt nicht betroffen. Die Verantwortung zur Signalübertagung hinter dem Netzanschlusspunkt obliegt dem Anlagenbetreiber.“*

Hier wird die Definition Anschlusspunkt und Netzanschlusspunkt verwendet, wobei der Terminus Anschlusspunkt im ElWG nicht definiert ist. Da sowohl Anschlusspunkt und Netzanschlusspunkt bezüglich der Optimierung in der Anlage verwendet werden, ist davon auszugehen, dass hier das gleiche und damit immer der Netzanschlusspunkt gemeint ist. Beim Wort „Signalübertagung“ ist ein Tippfehler passiert, da hier wohl „Signalübertragung“ stehen sollte.

Im „Leitfaden für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen mit typischen Beispielen“ Version 1.3 mit Stand vom 28.11.2024 der E-Control ist die folgende Darstellung zu finden.

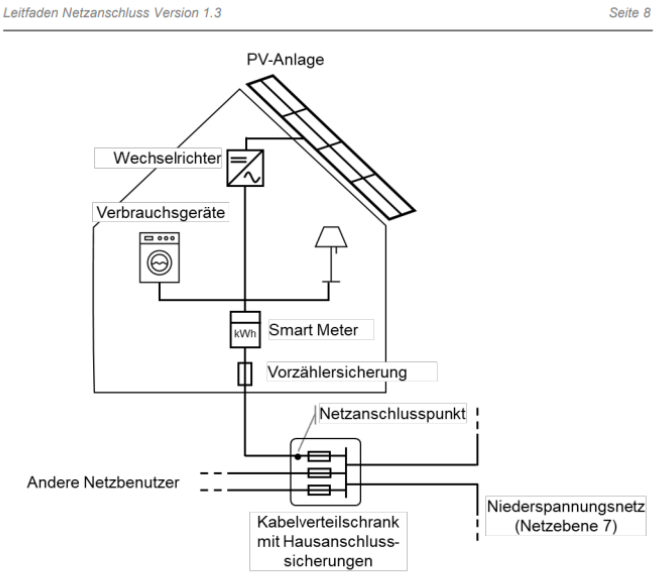


Abbildung 1: Beispiel 1a – schematische Darstellung einer PV-Aufdachanlage auf einem Einfamilienhaus mit Erdkabelanschluss

Diese Festlegung kommt auch aus dem Bestreben der VNBs das Hausanschlusskabel kosten- und verantwortungsmäßig dem Anlagenbetreiber zuzuordnen. Folgt man der Darstellung aus dem Leitfaden, so wäre der Netzanschlusspunkt in einem außerhalb der Anlage liegenden Verteilschrank und damit sicher kein sinnvoller Anschlusspunkt für die Signalgebung gemäß § 76 Abs. (3) ElWG.
Die Definition bzw. eine Richtlinie zur Definition des Netzanschlusspunktes ist daher klar und einheitlich im Einklang mit dem ElWG festzulegen und in allen Verordnungen, TORs, SoMas und weiteren Veröffentlichungen der E-Control gleich zu verwenden. Den VNBs die Definition des Netzanschlusspunktes im Netzzugangsvertrag zu überlassen, erscheint nicht als zielführend, da dies zu Unklarheiten bei der Auslegung des ElWGs führen kann. Eine entsprechende einheitliche Vorgabe an die Netzbetreiber könnte in den „Allgemeine Netzbedingungen“ gemäß § 93. Abs. (1) ElWG erfolgen.

Zu Teil 1 - 3.3 Bestimmung der netzwirksamen Leistung

Die bisherige Praxis zum Netzbereitstellungsentgelt zeigt das aktuelle „Preisblatt – Netzbereitstellungsentgelt“ der Netz OÖ in Abbildung 5 sehr gut. Dabei ist für das erworbene kW ein Preis von 208,- Euro excl. Ust. angesetzt. Dieser Preis ist durchgängig über alle unterschiedlichen Leistungen der Tabelle „ohne ¼ Stunden-Messperiode“ und in der Tabelle „mit ¼ Stunden-Messperiode“ eingehalten.

Aus der Tabelle „ohne ¼ Stunden-Messperiode“ ist auch die Handhabung bei unterbrechbarer Leistung ersichtlich.

Netzebene 7 – je Basistarifanlage ohne ¼-Stunden-Messperiode:		
Sicherung (entspricht - NBE kW)	**EUR (exkl. USt.)**	**EUR (inkl. USt.)**
Sicherung 1 x 10A (1 kW) *	208,00	**249,60**
Sicherung 1 x 16A (2 kW) *	416,00	**499,20**
Sicherung 3 x 25A (4 kW)	832,00	**998,40**
Sicherung 3 x 35A (7 kW)	1.456,00	**1.747,20**
Sicherung 3 x 40A (12 kW)	2.496,00	**2.995,20**
Sicherung 3 x 50A (20 kW)	4.160,00	**4.992,00**
Sicherung 3 x 63A (30 kW)**	6.240,00	**7.488,00**
Sicherung 3 x 80A (40 kW)**	8.320,00	**9.984,00**
Sicherung 3 x 100A (50 kW)**	10.400,00	**12.480,00**
Sicherung 3 x 125A (60 kW)**	12.480,00	**14.976,00**

*Ausnahmeregelung für Kleinstanlagen **Nur für Zusatztarife – unterbrechbare Lieferung

Ab einschließlich 63A erfolgt die Ermittlung des Netzbereitstellungsentgeltes mittels ¼-Stunden-Leistungsmessung.

Netzebene 7 - je Basistarifanlage mit ¼-Stunden-Messperiode:		
NBE (kW)	**EUR (exkl. USt.)**	**EUR (inkl. USt.)**
15 kW Mindestleistung	3.120,00	**3.744,00**
je weiteres Kilowatt (kW)	208,00	**249,60**

Zusatztarife– unterbrechbare Lieferung - Netzebene 7:
Das Netzbereitstellungsentgelt je Netzebene wird im Zusatztarif für mindestens 50 A bei Backöfen (Mindestanschlusswert 30 kW) bzw. mindestens 63 A bei Elektro-Großküchen (Mindestanschlusswert 40 kW) verrechnet. Im unterbrechbaren Tarif für Warmwasserbereitung, Nachtspeicherheizung, Sommernachtstrom und Wärmepumpe wird kein Netzbereitstellungsentgelt verrechnet. Im klassischen unterbrechbaren Tarif wird ein um 50 % verringertes Netzbereitstellungsentgelt verrechnet.

Abbildung 5 - Ausschnitt aus dem Preisblatt der Netz OÖ

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer

Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation wurde zugestimmt

In der Praxis ist aber die Absicherung der Anlage ausschlaggebend. Kalkuliert man die verfügbaren Bezugsleistungen auf Grund der genannten Absicherung, ergeben sich je nach Anschluss Faktoren zwischen dem 1,4 bis 6,9-fachen der angegebenen Bezugsleistung. Je höher die erworbene Bezugsleistung wird, desto kleiner ist der Erhöhungsfaktor. Die Differenz kann man als regelbare Komponente gemäß Abbildung 2 bzw. regelbare Bezugsleistung gemäß SNVE sehen, auch wenn diese zum jetzigen Zeitpunkt in der NE 7 nicht regelbar ist. Eine schnellstmögliche Umsetzung der Regelbarkeit bis zur NE 7 ist anzustreben.

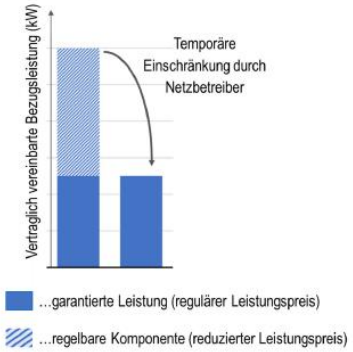


Abbildung 2 – Schematische Darstellung des Netznutzungsentgelt für regelbare Bezugsleistung

Der Sinn hinter der Aussage *„Im Zuge der Umstellung auf eine generelle Leistungsmessung auch auf der Netzebene 7 ergibt sich, dass die Festlegung des erworbenen Netzanschlussrechts an das tatsächliche Maß der bisherigen Nutzung generell **in Höhe von 8 kW** angepasst wird, und darüber die vertraglich vereinbarte Leistung zur Bestimmung der netzwirksamen Leistung in Bezugsrichtung zur Anwendung gelangt.“* ist zwar verständlich, aber rechtlich genau zu prüfen. Es liegt der Verdacht der Ungleichbehandlung der Netzbenutzer nahe, da nur die 4 vorhandenen Bezugsleistung unter 8 kW, gemäß der Abbildung 5, eine Erhöhung ohne Kosten erfahren. Alle anderen Bezugsleistungen würden keine Erhöhung erfahren.
Bei Anlagen kommt es immer wieder zur Zusammenlegung von Zählpunkten. Bei der Zusammenlegung werden die Bezugsleistungen addiert. Ein Netzbenutzer, der die Zusammenlegung von 3 x 4 kW vor der Umstellung gemacht hat, endet in diesem Modell mit einer Bezugsleistung von 12 kW. Ein Netzbenutzer, der die Zusammenlegung nach der Umstellung macht, erhält eine Aufwertung von 3 x 4 kW auf 3 x 8 kW und endet mit einer Bezugsleistung von 24 kW.

Hier stellt sich eher die Frage ob nicht ein Modell mit einer Gleichbehandlung bei allen Bezugsleistungen zielführender wäre. Dies ist leider nur eingeschränkt möglich, wenn man die angestrebte Erhöhung von 4 auf 8 kW umsetzen will.

Eine mögliche Herangehensweise ist die gekaufte Bezugsleistung als garantierte Leistung gemäß Abbildung 2 zu definieren und die Erhöhung um 100% als regelbare Bezugsleistung zu definieren. Damit wären bei einer Bezugsleistung von 4 KW zusätzlich 4 kW regelbare Bezugsleistung und bei einer Bezugsleistung von 12 kW zusätzlich 12 kW regelbare Bezugsleistung vorhanden. Auf Grund der technischen Absicherung muss es aber eine Einschleifregelung geben, da sonst die Gesamtbezugsleistung über dem durch die Absicherung vorgegebenen Wert liegt. Damit wäre der maximale Gesamtbezugswert durch die Absicherung begrenzt. Dies scheint auch nach dem Gleichheitsgrundsatz argumentierbar, da es sich hier um Leistungen im unterbrechbaren Bereich handelt, die ein verringertes Netzbereitstellungsentgelt bezahlt haben.

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer

Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation zugestimmt

Kann ein derartiges Modell nicht umgesetzt werden bedarf es einer Übergangsregelung, die das Problem aber an sich nicht löst. Sinn einer Übergangslösung könnte sein, dass zum Zeitpunkt der Umstellung die Vorgabe für den flexiblen Anteil bereits technisch realisiert ist. Der Netzbenutzer und der VNB sollte bei der Umstellung die Möglichkeit bekommen, eine davon abweichende Regelung bezüglich des garantierten und flexiblen Anteiles zu vereinbaren, um einen Netzausbau auf Grund von bisher verwendeten Gleichzeitigkeitsfaktoren zu verhindern.

Dies wäre als Umsetzung eines dauerhaft flexiblen Netzzugang nach § 103 ElWG zu gestalten. Im Unterschied zu Punkt „Zu Teil 1 - 2.3 Flexibilitätsanforderungen in der Entgeltstruktur“ besteht hier die Möglichkeit Netzkapazitäten unabhängig von der Entgeltstruktur zu nutzen und entsprechende Netzanschlussgebühren durch die Nutzung lukrieren zu können.

Zu Teil 1 - 3.4 Ausgestaltung und Grundprinzipien des Netzanschluss-entgelts

Die im Konsultationspapier dargestellte Lösung ist viel zu komplex und schwer verständlich. Die Trennung in einen aufwandsorientierten Anteil (AWA) und einen pauschalen Anteil (PA) stellt eine unnötige Verkomplizierung dar. Die Vorgehensweise erinnert stark an die alte Form des Netzbereitstellungsentgelts und des Netzzutrittsentgelts.

Es ist zu überlegen ob nicht eine einfachere Regelung umgesetzt werden kann, da laut § 130 Abs. (5) ElWG letzter Satz „*Für Anschlüsse in Bezugsrichtung oder für kombinierte Anschlüsse in beide Energieflussrichtungen ist bei der erstmaligen Herstellung eines Netzanschlusspunktes das Netzanschlussentgelt aufwandsorientiert zu verrechnen; pauschalierte Netzanschlussentgelte finden keine Anwendung.*“ eine pauschalierte Verrechnung nur bei der Änderung bestehender Netzanschlüsse bzw. bei einer Anlage in reiner Einspeiserichtung in Frage kommt. Damit wäre eine einfache Pauschale umsetzbar.

Zu Teil 1 - 3.4.1 Aufwandsorientierter Anteil (AWA) und 3.4.2 Pauschaler Anteil (PA)

Bei den hier skizzierten Kostensätzen handelt es sich um Pauschalen, die nur bei Änderungen bestehender Netzanschlüsse zur Anwendung kommen. Der aufwandsorientierte Anteil sollte daher gemeinsam mit dem pauschalen Anteil als das Netzanschlussentgelt definiert werden. Beide Anteile werden als Kostensätze in [EUR/kW] beschrieben, daher sollte es möglich sein einen Betrag für das Netzanschlussentgelt in [EUR/kW] zu definieren. Warum ein Netzanschlussentgelt nicht rückzahlbar und nicht am gleichen Ort übertragbar sein sollte, hier im Konsultationsentwurf der „pauschale Anteil“, ist nicht verständlich. Speziell beim pauschalen Anteil, wird mit der Rückgabe, die entsprechende Netzkapazität frei und kann daher erneut vergeben und verrechnet werden.
Bei einer Reduktion der netzwirksamen Leistung sollten definierten Kostensätze zur Vergütung kommen.

Zu Teil 1 - 3.4.3 Reduktionsmöglichkeiten

Bei der Erörterung dieses Punktes wird von der vorangegangenen Festlegung eines pauschalierte Netzanschlussentgelts ohne Aufteilung in AWA und PA ausgegangen.
Gemäß § 130 Abs. (4) Ziffer 5. ElWG hat die E-Control Überleitungsbestimmungen für vergangene und bestehende Netzanschlussvereinbarung oder für bereits geleistete Netzbereitstellungsentgelte zu definieren. Die aktuellen Bezugs- und Einspeiseleistungen sollten

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer
Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation zugestimmt

ohne zusätzliche Kosten in die neue Gesetzeslage übernommen werden. (Anmerkung: zusätzliche Aufwände wie in Fußnote 7 auf Seite 14 erwähnt, können in diesem Fall nicht auftreten.) Bezüglich der netzwirksamen Leistung auf Netzebene 7 wird auf das Kapitel „Zu Teil 1 - 3.3 Bestimmung der netzwirksamen Leistung“ verwiesen.

Folgt man dem Urteil des OGH (vgl. OGH 1 Ob 85/24t) und berücksichtigt die neue Gesetzeslage, so schreibt die Anlage V gemäß § 130 Abs. (5) ElWG entsprechende Pauschalen für die netzwirksame Einspeiseleistung vor. Diese Pauschalen sind der einfachere Weg als die Aufteilung in AWA und PA und komplizierte Anrechnungsmechanismen.

- Damit ist für Neuanschlüsse ein aufwandsorientiertes Netzanschlussentgelt zu verrechnen.
- Für Erweiterungen oder Änderungen kommen Pauschalen zur Anwendung, wobei unterschiedliche Pauschalen für Bezug und Einspeisung existieren.

Die Reduktion des Netzanschlussentgelts bei netz- oder systemdienlichen Verhalten ist gemäß § 130 Abs. (5) ElWG geregelt
„...Für Stromerzeugungsanlagen, die an für einen systemdienlichen Betrieb geeigneten Standorten gemäß § 118 Abs. 2 Z 11..“.
Da § 118 Abs. 2 Z 11 ElWG aber nicht existiert, ist hier wohl Abs. 3 Z 11 gemeint, der wie folgt lautet *„11. zu geeigneten Standorten für einen systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen und Stromerzeugungsanlagen sowie“.*

Da die entsprechenden Netzentwicklungspläne noch auf längere Zeit nicht vorhanden sein werden, so sieht der aktuelle Begutachtungsentwurf der „Verordnung des Vorstands der E-Control über die Einreichung und Erstellung eines Netzentwicklungsplans für das Verteilernetz (Verteilernetzentwicklungsplanverordnung – V-NEP-V)“ ein frühestes, Inkrafttreten mit 31. Dezember 2026 vor. Der erste gemäß dieser Verordnung zu erstellende NEP wäre bis zum 30. September 2028 der E-Control anzuzeigen. Damit liegen die geeigneten Standorte frühestens 2029 vor. Eine Umsetzung von Anlagen mit einem reduzierten Netzanschlussentgelt ist daher nicht vor 2030 zu erwarten.
Das ist für aktuell anstehende Projekte derartiger Anlagen nicht tragbar. Hier wurde eine Bürokratie installiert, die eine Umsetzung auf Jahre verhindert.

Auf eine Reduktion des Netzanschlussentgeltes gemäß § 130 Abs. (4) Ziffer 4 ElWG *„angemessenen Reduktionen für flexible Netzanschlussverträge“* wird gar nicht eingegangen, obwohl der Netzbenutzer gemäß § 103 Abs. (1) ein Anrecht auf einen flexiblen Netzzugang hat. Diese Form des Netzzuganges stellt momentan die einzige Möglichkeit der Reduktion des Netzanschlussentgeltes für eine netzdienlichen Betriebsweise dar. Diese Variante der Reduktion des Netzanschlussentgeltes gehört dringend in Betracht gezogen und schnellstmöglich umgesetzt.

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer

Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation wurde zugestimmt

Zu Teil 1 - Regelungsbedarf zur Netzebenenzuordnung, der über § 97 ElWG hinausgeht

Wenn es eine gesetzliche Regelung zu den Netzebenen gibt, dann sollten auch klar die Tarife der Netzebenen bei der Verrechnung angewendet werden. Es kommt in der Praxis häufig vor, dass bei Netzanschlüssen auf NE 6 das Netzverlustentgelt der NE 7 verrechnet wird.
Hier benötigt es eine klare Definition, dass die in der SNE-V festgelegten Tarife je nach Netzebene auch verrechnet werden. Falls beim Netzverlustentgelt kein Unterschied zwischen NE 6 und NE 7 bestehen soll, dann sollte das in der SNE-V entsprechend festgeschrieben werden.

Abweichend vom § 97 Abs. (1) ElWG gibt es bei bestehenden Anlagen oft abweichende Festlegungen. Die Netzebenenzuordnung kann dabei zum Beispiel auch abweichend vom Ort der Messung sein. § 97 Abs. (1) ElWG definiert nur den Anschluss (neuer) Anlagen. Eine Regelung zu bestehenden Anlagen, bei denen eine Erhöhung der netzwirksamen Leistung erfolgt, ist nicht vorhanden. Für bestehende Anlagen ist eine Vorgehensweise gemäß § 97 Abs. (3) ElWG anzustreben, die eine einvernehmliche Festlegung vorsieht.

Zu Teil 1 - Besteht Bedarf für Übergangsregelungen iZm bestehenden Netzanschlussrechten („Netzbereitstellungsentgelt“ iSd ElWOG 2010)?

Im Kapitel „Zu Teil 1 - 3.3 Bestimmung der netzwirksamen Leistung“ würde ausführlich auf eine mögliche Übergangsregelung für die bestehenden Netzanschlüsse auf Netzebene 7 eingegangen. Die Notwendigkeit einer Übergangsregelung besteht definitiv, wobei sowohl für den VNB als auch für den Netzbenutzer eine Gestaltungsmöglichkeit, bezüglich der Höhe des flexiblen Anteils, vorhanden sein muss. Die fehlenden Bezugsrechte bei pauschalierten Anlagen der NE 7 könnten durch einen flexiblen Netzzugang gelöst werden. Gemäß § 103. Abs. (1) steht dem Netzbenutzer ein Recht auf einen flexiblen Netzzugang zu, d.h. es ist mit einer entsprechenden Anzahl an Anträgen zu rechnen. Es bedarf daher einer Festlegung, wie der Übergang von den Tarifen auf NE 7 auf einen flexiblen Netzanschluss erfolgen kann.
Als Grundlage sollte die im Kapitel „Zu Teil 1 - 3.3 Bestimmung der netzwirksamen Leistung“ skizzierte Lösung dienen. Die E-Control sollte evaluieren, ob die zusätzliche Gewährung des flexiblen Anteils ohne Verrechnung erfolgen kann, bzw. welcher Kostensatz dafür zu veranschlagen ist. Jedenfalls muss die Lösung bezüglich der im Konsultationspapier skizzieren 8 kW Thematik fair und nicht gleichheitswidrig sein.

Zu Teil 2 – 2. Systemdienlicher Betrieb

Zu Teil 2 - 2.3.1 „Systemdienliche Speicher“

Die im Teil 2 getroffenen Aussagen bei „Systemdienliche Speicher“ bezüglich einer Engpassleistung von mindestens 1 MW stellen eine Ungleichbehandlung kleinerer Speicheranlagen dar. Auch bei lokalen Trafostationen gibt es Engpässe, die durch einen „Systemdienlichen Speicher“ gelöst werden können. Diese Möglichkeiten nicht zu nutzen bzw. unwirtschaftlich zu machen und damit einen entsprechenden Netzausbau zu triggern ist nicht zielführend. In der 1 MW Klasse, wie bei der Regelenergie, zu denken verbaut viele Möglichkeiten in den „letzten Meilen“ der Verteilnetze. Auch wenn den VNBs momentan die notwendige Datenbasis und die Grundlage für ein entsprechendes Management in den

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer
Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation zugestimmt

Niederspannungsverteilnetzen fehlt, ist das kein Grund diese Ansätze und Lösungsmöglichkeiten von vornherein auszuschließen.

Auch die in diesem Teil beschriebene Ausschreibung und die kumulativen Voraussetzungen für die Einstufung als „systemdienlicher Speicher“ stellen einen überbordenden Bürokratieaufwand dar. Es muss deutlich einfacher möglich sein eine „Systemdienlichkeit“ festzustellen.

Als Beispiel sei ein co-located Speicher bei einer PV-Erzeugungsanlage genannt. Wenn dieser dazu genutzt wird, um in der Mittagsspitze die Einspeisung zu verringern und der Speicherinhalt dann in den Abend- und Nachtstunden abgegeben wird, sollte das als ein Kriterium für die Einstufung als „Systemdienlicher Speicher“ ausreichen. Als 2. Kriterium sollte zum Beispiel eine entsprechende Vereinbarung über einen flexiblen Netzzugang beim Bezug vorhanden sein und der Netzbetreiber entsprechende Hüllkurven für den Betrieb des Speichers vorgeben. Diese zwei Kriterien sollten für die Definition eines systemdienlichen Speichers im co-location Fall mit einer PV-Anlage ausreichen.

Die auf Seite 8 mit dem Satz *„Ist ein Energiespeicher Teil einer Kundenanlage mit Verbrauchsanlagen, ist die Einstufung als „systemdienlich“ im Sinne einer Freistellung gem. § 127 Abs. 3 ElWG ausgeschlossen.“* und der Fußnote *„Grund dafür ist, dass eine Anerkennung solcher Speicher als “systemdienlich” missbräuchlichen Praktiken, die primär der Vermeidung von Netzentgelten dienen, Tür und Tor öffnen würde.“* getroffene Feststellung ist nicht zutreffend, da in diesem Fall ein entsprechendes Messkonzept umzusetzen wäre und damit eine klare Trennung der systemdienlichen Anteile möglich ist.

Zu Teil 2 – 2.3.1 Fragestellungen anlässlich der Marktkonsultation

Eine Ausschreibung ist keine vernünftige Vorgehensweise, um systemdienliche Speicher zu definieren. Die bürokratischen Hürden durch die notwendigen Bewilligungen sind schon jetzt hoch genug. Wir brauchen die Speicher im Stromsystem jetzt und nicht erst ab 2030.

Zu Teil 2 - 2.3.2 „Systemdienliche Stromerzeugungsanlagen“

Auch hier gilt, die Anforderungen sind viel zu hoch für eine gerade mal 30% Reduktion. Es gelten sinngemäß die Aussagen unter Zu Teil 2 - 2.3.1 „Systemdienliche Speicher“.

Hier wäre auch anzustreben, dass der Versorgungsinfrastrukturbeitrag gemäß § 75 a ElWG eine zeitliche Abhängigkeit erfährt, z.B. nur eingehoben wird, wenn der SNAP aktiv ist. Damit könnten zusätzliche Lenkungseffekte erreicht werden.

Zu Teil 2 - 2.3.4 Dauerhafter flexibler Netzzugang

Der dauerhaft flexible Netzzugang ist ein wichtiges Element, um den Netzausbau in Grenzen zu halten. Er ergänzt das Element der unterbrechbaren bzw. regelbaren Leistung gemäß § 128 Abs. (3) ElWG im Bezug auf das Netzanschlussentgelt. Siehe dazu auch die Ausführungen zu Zu Teil 1 - 2.2 Abrechnungsrelevanter Leistungswert.
Die im Konsultationspapier genannte Auslegung *„Als Grundvoraussetzung für die Gewährung eines dauerhaften flexiblen Netzzugangs (mit reduziertem Netzanschlussentgelt) gelten gemäß § 103 Abs. 1 ElWG jedenfalls mangelnde Netzanschlusskapazitäten.“* ist nicht zutreffend.

Zitat aus dem ElWG:
§ 103. (1) Im Fall eines neuen Netzzugangs eines einspeisenden Netzbenutzers oder einer Änderung der netzwirksamen Leistung beim Netzzugang eines einspeisenden Netzbenutzers kann vertraglich vorgesehen werden, dass der Verteilernetzbetreiber aufgrund mangelnder

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer
Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation wurde zugestimmt

Netzkapazitäten die maximale netzwirksame Leistung statisch oder dynamisch vorgibt. Auf Verlangen von Betreibern von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Energiespeicheranlagen kann auch für diese eine statische oder dynamische Vorgabe der netzwirksamen Leistung auch dauerhaft vertraglich vereinbart werden.

Der erste Satz bezieht sich auf einen einspeisenden Netzbenutzer, damit gilt die mangelnde Netzkapazität nur für den einspeisenden Netzbenutzer. Im zweiten Satz wird klargestellt, dass alle Netzbenutzer ein Recht auf einen flexiblen Netzzugang mit statischer oder dynamischer Vorgabe haben. Derartige Vorgaben auf Netzebenen bzw. Spannungsebenen zu beschränken ist daher nicht zulässig. Dies stellt eine wesentliche Einschränkung der Flexibilität dar und ist strikt abzulehnen.

Zu Teil 2 - 2.3.5 Zeitvariable Netznutzungsentgelte

Im Kommentar Forschungsprojekt „INNOnet“ - Schlussfolgerungen wurden die Erfahrung aus dem Forschungsprojekt detailliert beschrieben. Die Beschreibung bezieht sich auf die technische Ausgestaltung und beinhaltet auch einen Vorschlag für die tarifliche Umsetzung.

Zu Teil 2 - 2.3.6 Unterbrechbare und regelbare Leistung

Die unterbrechbare und regelbare Leistung ist ident mit einer Ausgestaltung des flexiblen Netzzugangs. Unterbrechbare und regelbare Leistung bezieht sich auf das Netznutzungsentgelt. Der flexible Netzzugang bezieht sich auf das Netzanschlussentgelt. Die faktische Ausgestaltung ist aber sehr ähnlich.

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer
Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation wurde zugestimmt

Zusammenfassung

Wir brauchen ein innovatives, modernes und vor allem kostengünstiges Stromsystem in Österreich. Wichtig ist ein ganzheitlicher Lösungsansatz, der vor allem in Richtung einer schlanken Kostenstruktur optimiert ist. Das ElWG bietet eine gute Grundlage für eine derartige Entwicklung. Die Ausgestaltung der notwendigen Regularien, d.h. die von der E-Control zu erlassenden Verordnungen, Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR) und Sonstigen Marktregeln (SoMa) sind jetzt der Schlüssel, um eine derartige Umsetzung schnell zu ermöglichen. Dabei sind Doppelgleisigkeiten, wie die Wirkleistungsvorgabe über Smart Meter, nicht zielführend. Es gilt jetzt die aktuellen Entwicklungen, wie die digitale Schnittstelle DSS, gemeinsam mit den vorhandenen Installationen z.B. den ausgerollten Smart Metern zu analysieren und eine schlanke und sinnvolle Architektur aufzusetzen. Diese muss genügend Raum für Innovationen bieten, aber auch dazu führen, dass ein Wildwuchs und teure Lösungen verhindert werden. Eine Ergänzung zu den existierenden Smart Metern, wie diese bereits vom Rechnungshof gefordert wurde, ist dabei eine vielversprechende Lösungsvariante. In diesem Papier wurde versucht entsprechende Lösungsmöglichkeiten aufzuzeigen. Dabei spielt die digitale Schnittstelle DSS eine wesentliche Rolle. Wenn man diese entsprechend ausgestaltet und eine effiziente Architektur definiert, wird das entscheidende Kostenvorteile bringen.

Hier ist die E-Control als Regulator entsprechend gefordert klare und sinnvolle Vorgaben zu machen. Speziell diese Vorgaben werden über den Erfolg und Misserfolg bei einer schnellen und kosteneffizienten Umsetzung entscheiden. Das ElWG hat dazu den rechtlichen Rahmen geschaffen, sagt aber natürlich nichts oder nur wenig über die technische Umsetzung aus. Dabei wird es auch notwendig sein, mutige Entscheidungen zu treffen. Das jetzige Konsultationspapier ist bezüglich „systemdienliche und netzdienliche Speicher“ und „Flexibilitäten“ leider alles andere als mutig. Hier mit dem Argument einer 20-jährigen Freistellung von den Entgelten eine riesige Bürokratie aufzubauen, die derartige Speicher auf Jahre verhindert, ist definitiv der falsche Weg. Zusätzliche Einschränkungen der Flexibilität so wie im Konsultationspapier zu definieren, führt zu einem unnötigen Netzausbau. Hier ist mehr Kreativität bei der Umsetzung der Regularien angebracht. Technisch schwer vorstellbare Lösungen werden in 1 oder 2 Jahren die Realität sein. Hier wäre der E-Control ein intensiver Austausch über Lösungsmöglichkeiten mit innovativen Firmen auf dem Sektor, vor Erlassung der Regularien, dringend nahe zu legen.

Die Verrechnung von Kosten an die Netzbenutzer muss einfach und transparent sein. Die vorliegende Konsultation für die Systemnutzungsentgelte Grundsatzverordnung ist dies leider nicht, speziell die Vorstellungen zum Netzanschlussentgelt sind viel zu kompliziert.

Wichtig ist auch der Abbau der Bürokratie und einfache und gute Lösungen zu finden, die schnell umgesetzt werden können. Der österreichische Markt ist aus Sicht der Hersteller ein kleiner überschaubarer Markt, wo nur eine begrenzte Stückzahl an Geräten abgesetzt werden kann. Unter diesem Gesichtspunkt müssen österreichische Sonderregeln einer Nutzen- und Wirtschaftlichkeitsprüfung unterzogen werden. Es stellt sich zum Beispiel die Frage warum brauchen wir eine österreichische OVE-Norm, wenn die zugehörige VDE-Norm nur geringe Abweichungen hat, oder sind manche Festlegungen in den TORs wirklich notwendig bzw. welche Festlegungen fehlen. Spezielle Regeln verhindern eine schnelle Umsetzung durch die Hersteller und verhindern eine schnelle Umsetzung eines modernen innovativen Stromsystems.

© 2026 Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Peter Platzer

Einer Veröffentlichung im Zuge der Konsultation zugestimmt

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000407
Stellungnahme Norske Skog Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte.cleaned.pdf

Norske Skog

Bruck a.d. Mur, 31. März 2026

E-Control
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

Sehr geehrte Damen und Herren!

Hier unsere Stellungnahme zur Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung.

Der generelle Ausschluß von der Einstufung als systemdienlich von Energiespeichern einer Kundenanlage mit Verbrauchsanlagen ist nicht nachzuvollziehen.

Industriebetriebe mit Eigenerzeugungsanlagen sind sowohl Erzeuger (Entrichtung von Systemdienstleistung) als auch Verbraucher. Die immer wieder von allen Seiten (Politik und Regulator) gewünschte Flexibilität kann von Industriebetrieben erbracht werden. Dazu werden die Flexibilitäten der Eigenerzeugungsanlagen und der Verbrauchsanlagen kombiniert. Viele Industriebetriebe sind bereits als Teil eines Poolanbieters oder selbstständig am Regelenergiemarkt seit mehreren Jahren tätig. Ein Energiespeicher erweitert die Möglichkeiten eines Industriebetriebes Flexibilitäten zu nutzen und diese dem Regelzonenführer anzubieten.

Power to Heat-Anlagen (P2H, Elektokessel) können ebenso Regelenergie erbringen. Zusätzlich sind diese Anlagen ein wichtiger Schritt zur Dekarbonisierung und Sektorkopplung.

Es ist daher zu befürworten, daß Energiespeicher und Power to Heat-Anlagen an Standorten mit Eigenerzeugungs- und Verbrauchsanlagen auch als „Systemdienliche Speicher/Anlagen“ im Sinne der Verordnung eingestuft werden.

Für Speicher an Verbrauchsanlagen ist ein reduziertes Netzentgelt zu befürworten da Speicher auch bei marktgetriebener Fahrweise immer netzdienlich sind.

Ein von vornherein unterstellter mißbräuchlicher Betrieb kann durch die Lieferung von Zählpunktdaten vermieden werden. Zusätzlich können netzdienliche Betriebszeiten vorgegeben werden.

Mit freundlichen Grüßen

DI Martin Simmler
Norske Skog Bruck GmbH

Norske Skog Bruck GmbH

Adresse:
Fabriksgasse 10
AT-8600 Bruck a.d. Mur
Österreich

Telefon:
+43 3862 800 0
Fax:
+43 3862 800 300

Sitz: Bruck/Mur, DVR: 0771724
Landesgericht Leoben, FN 140650 p
UniCredit Bank Austria AG
BIC: BKAUATWW
IBAN: AT74 1100 0088 2618 3900
UID Nr.: ATU 40254602

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000408

-03-31_Stellungnahme_Marktkonsultation_SNE_versand



PHOTOVOLTAIC
AUSTRIA

Stellungnahme

Bundesverband Photovoltaic Austria

Marktkonsultation zur SNE-GV Teil 1+2

PHOTOVOLTAIC
AUSTRIA

Impressum
Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA
Franz-Josefs-Kai 13/12-13, 1010 Wien
office@pvaustria.at
www.pvaustria.at

Foto
lovelyday12/Shutterstock

Haftungsausschluss
Die in dieser Stellungnahme enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen.

Ansprechpartner*innen
Vera Immitzer
Geschäftsführung
immitzer@pvaustria.at

Fabian Janisch
Technik Photovoltaik & Speicher, Energiewirtschaft
janisch@pvaustria.at

Datum
31. März 2026

Inhaltsverzeichnis

1. Marktkonsultation - Teil 2 3
2. Status-Quo 4
2.1. Einschätzung Kleinspeicher 4
2.2. Einschätzung Großspeicher 4
3. Systemdienliche Speicher 6
3.1. Zu „Systemdienliche Speicher“ (kumulierte Anforderungen) 6
3.2. Zu „Systemdienliche Speicher“ - Sonderfall Co-Located 9
3.3. Zu „Systemdienliche Stromerzeugungsanlagen“ 9
3.4. Zu „Dauerhafter flexibler Netzzugang“ 10
4. Zu „Zeitvariable Netztarife“ für Speicher 11
5. Zu „Unterbrechbare und regelbare Leistung“ 11
6. Der systemdienliche Betrieb gem. ElWG 12
7. Marktkonsultation - Teil 1 14

EINLEITUNG

Sehr geehrte Damen und Herren,

aufgrund der weitreichenden energie- und volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte begrüßt der Bundesverband Photovoltaic Austria (PV Austria) die Durchführung der öffentlichen Marktkonsultation ausdrücklich.

Vor dem Hintergrund der „vorläufigen Natur der getätigten Ausführungen und Annahmen" erlauben wir uns, in dieser Stellungnahme nicht nur auf die konkret gestellten Fragen einzugehen, sondern auch auf die grundlegenden Konzepte der Marktkonsultation zur SNE-GV - Teil 1+2. Nachfolgend werden die **zentralen Punkte zusammengefasst**.

- **Der derzeitige Entwurf wird den Ausbauzielen für Speicher nicht gerecht**, da die vorgesehenen kumulativen Anforderungen den erforderlichen Ausbau verhindern.
- **Besonders problematisch ist die notwendige Ausschreibung systemdienlicher Speicher.** Für Netzbetreiber bestehen nur geringe Anreize, diese Ausschreibungen rasch und umfassend durchzuführen. Vor dem Hintergrund zahlreicher weiterer gesetzlicher Verpflichtungen durch das ElWG ist zu erwarten, dass Ausschreibungen in der Praxis verzögert oder nur eingeschränkt umgesetzt werden – insbesondere durch Verteilernetzbetreiber.
- Anpassungsbedarf gibt es weiters bei der Grenze von 1 MW, der Frestlegung von Co-Located-Standorten, den EPM-Verträgen, der Transparenz zu Hüllkurven und Blindleistungsbereitstellung. Letzteres sollte marktbasiert beschafft und daher als Anforderung gestrichen werden sollte.
- Aus Sicht des Verbandes müssen **abschließende** Anforderung definiert werden, deren Erfüllung die Anwendung von § 127 ElWG auslöst. Diese Anforderungen sollten **konkret, technologieneutral und diskriminierungsfrei** ausgestaltet sein.
- Für Anlagen die diese Anforderungen nicht erfüllen, sollte der Abschluss eines 5 Jahre fixierten Batteriespeichertarif (analog zum SNAP-Modell) ermöglicht werden.
- Bei einer ausreichend kostenreduzierenden Betriebsweise (siehe Definition „systemdienlicher Betrieb", § 6 Z 148 ElWG) ist **§ 127 ElWG auch auf dauerhafte FNAs anzuwenden.**

Wir bitten um Kenntnisnahme der eingebrachten Positionen und stehen für Rückfragen jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Vera Immitzer
Geschäftsführung PV Austria

IM DETAIL

1. Marktkonsultation - Teil 2

Zur Abschätzung des Zielbedarfs an Batteriespeichern sollten möglichst fundierte Prognosen herangezogen werden. Aus Sicht des Bundesverbands Photovoltaic Austria (PV Austria) stellt die Studie *„Flexibilitäts- und Speicherbedarf im österreichischen Energiesystem – Kooperationsprojekt im Rahmen der Initiative zusammEn2040“* derzeit die relevanteste Grundlage dar.

Ein zentrales Ergebnis dieser Studie ist, dass Batteriespeicher mit einer Gesamtleistung von 8,7 GW – davon **2,7 GW Großspeicher im Übertragungsnetz und 6 GW Kleinspeicher im Verteilernetz – bis zum Jahr 2040** als Grundpfeiler für kurzfristige, dezentrale Flexibilitäten im österreichischen Energiesystem erforderlich sind. Dieses Ergebnis basiert auf der Annahme von „Perfect Foresight“, weshalb davon auszugehen ist, dass die tatsächlichen Bedarfe in der Praxis noch höher ausfallen.

Die Ergebnisse beruhen auf einem sektorgekoppelten europäischen Energiesystemmodell, das von der APG operativ sowie im Rahmen der Initiative zusammEn2040 eingesetzt und kontinuierlich weiterentwickelt wird. Grundlage der Berechnungen sind die Ausbauziele des ÖNIP; das zugrunde liegende Modell wurde zudem von der TU Graz im internationalen Vergleich als führend eingestuft.

Vor diesem Hintergrund sollten die regulatorischen und systemischen Rahmenbedingungen konsequent an diesen Ausbauzielen ausgerichtet werden.

2. Status-Quo

2.1. Einschätzung Kleinspeicher

Derzeit sind bereits 33 % der PV-Anlagen mit Kleinspeichern ausgestattet; 66 % der neu errichteten PV-Anlagen werden gemeinsam mit einem Kleinspeicher installiert (Quelle: AIT). Aktuelle Hochrechnungen gehen zudem davon aus, dass bis 2040 rund 86 % der PV-Anlagen mit einem Kleinspeicher ausgestattet sein werden (exklusive Speicher von Elektrofahrzeugen). Wobei zu berücksichtigen ist, dass Kleinspeicher aktuell primär zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt werden.

2.2. Einschätzung Großspeicher

In Niederösterreich liegen bereits Großspeicheranfragen in einem Umfang vor, der – unter Berücksichtigung möglicher Doppelmeldungen – das in der genannten Studie ausgewiesene Ausbauziel für ganz Österreich bis 2040 übertrifft.

Daraus könnte zunächst abgeleitet werden, dass eine generelle Befreiung von Großspeichern bei Nutzung von Spotmarkttarifen überschießend wäre und zu einer instabilen bzw. sprunghaften Ausbauentwicklung führen könnte.

Allerdings betrifft die Mehrheit dieser Anfragen Graustrom- bzw. Stand-alone-Speicher, die unter den derzeitigen Rahmenbedingungen ohne Netzentgeltbefreiung wirtschaftlich nicht darstellbar sind. Es ist daher davon auszugehen, dass ein erheblicher Teil dieser Projekte ohne entsprechende Befreiungen oder Reduktionen nicht realisiert wird.

Ohne geeignete Maßnahmen besteht somit die Gefahr, dass der erforderliche Ausbaupfad im Bereich der Großspeicher nicht erreicht wird.

Vor diesem Hintergrund erscheint im Großspeicherbereich eine signifikante und planbare Entlastung erforderlich.

Instrument	Voraussetzungen	Wirkung	Aktuelles Ausbaupotential für Speicher	Anpassungsvorschlag – Verbessertes Ausbaupotential
„Systemdienliche Speicher“ (Stand-Alone)	„Geeigneter“ Standort gem. NEP/V-NEP + weitere kumulative Anforderungen	Befreiung vom bezugsseitigen Netznutzungs- und Netzverlustentgelt (§ 127 Abs. 3 ElWG).	**GERING** Es ist von einer geringen Anzahl an ausgeschriebenen Standorten - **mit wenigen First-Try-Projekte**n - auszugehen, da es sich um ein neues Tool handelt. Weiters ist nicht nur kurz- sondern auch mittelfristig von einer geringen Anzahl auszugehen, da **kaum ein intrinsischer Anreiz für Netzbetreiber besteht, der den Aufwand von Ausschreibungen rechtfertigt**.	- **Keine verpflichtenden Ausschreibungen** - Eine **abschließende** – keine offene - Aufzählung von **Anforderungen** (siehe insb. Anforderung 6 in MK-Teil 2). **- Dringender Anpassungsbedarf bei und Streichung von einigen der Anforderungen.** Für Details verweisen wir auf Kapitel 3.1
„Systemdienliche Speicher“ Sonderfall Co-Located	„Geeigneter“ Standort gem. NEP/V-NEP + weitere kumulative Anforderungen	Befreiung vom bezugsseitigen Netznutzungs- und Netzverlustentgelt (§ 127 Abs. 3 ElWG).	**GERING** Es gilt das in Zeile 1 angeführte. Zusätzlich: Bei einer Anwendung der kumulativen Voraussetzungen bleibt die Frage offen, wie der **Netzbetreiber entscheidet, welche Erzeugungsanlage einen Co-Location-Speicher „verdient“ und wie hier eine Ausschreibung funktionieren soll.**	Neben den notwendigen Anpassungen der kumulativen Anforderungen, ist dafür **insb. die Befreiung von Co-Located Speichern neu zu gestalten.** Aufgrund des einfachen, aber sinnvollen Kriteriums der co-location, ist das Potential höher als bei Stand-Alone Speichern Für Details verweisen wir auf Kapitel 3.2.
„Systemdienliche SEA“	„Geeigneter“ Standort gem. NEP/V-NEP	Reduktion der pauschalen Komponente des NAE.	GERING (für Speicher) Syst. SEA könnten durch co-located Speicher ergänzt werden, wodurch sich auch hier ein in dieser Kategroie ein gewisses Potential für Speicher ergibt - maximal jedoch mittelfristig, denn auch syst. SEA benötigen eine entsprechende Widmung/Zonierung.	(keine Anpassung) *Anmerkung*: Mittelfristig ist die Ausweisung von Standorten durch die **KBM-VO ein äußerst vernünftiger Anreiz für Zonierungen, die auf die Netzbedarfe abgestimmt sind,** v.a. in den westlichen Bundesländern.
„Netzdienliche, kontrahierte Speicher“	Zuschlag im Rahmen einer wettbewerblich organisierten Ausschreibung	Keine Auswirkung auf die zu entrichtenden SNE, *Entlohnung der erbrachten Leistungen*	**GERING** Es gilt das in Zeile 1 angeführte.	(keine Anpassung)
“Dauerhafter flexibler Netzzugang”	Unzureichende Netzkapazitäten und Einschränkungsrecht	Reduktion der pauschalen Komponente des NAE.	**GERING** (für Speicher) Die Reduktion des NAE dürfte einen zu geringen Anreiz darstellen, um Graustromspeicher (!= Co-Located) wirtschaftlich zu machen. Zusätzlich ist nicht klar, wieso mit einem dauerhaften FNA eine Befreiung gem. § 127 nicht erreicht werden kann.	**Bei einer ausreichend kostenreduzierenden Betriebsweise ist § 127 auf dauerhafte FNA anzuwenden.** *Anmerkung*: Es sollte ein Grundgerüst für (dauerhafte) FNA-Verträge durch die ECA geschaffen werden, da die schlechte Verhandlungsposition der EEs gegenüber den Netzbetreibern in der Praxis zu Problemen führen wird.

Tabelle 1. Zusammenfassung der Voraussetzungen und tarifliche Wirkungen der Instrumente – Ergänzt um das resultierende Potential für Großspeicher, sowie daraus abgeleitete Anpassungsvorschläge.

3. Systemdienliche Speicher

3.1. Zu „Systemdienliche Speicher“ (kumulierte Anforderungen)

Der vorliegende Entwurf wird den Ausbauzielen für Speicher nicht gerecht, da die vorgesehenen kumulierten Anforderungen zu umfassend sind und keinen ausreichenden Ausbau ermöglichen.

Das Energiespeicher die Teil einer Kundenanlage mit Verbrauchsanlagen sind, von der Einstufung als „systemdienlich“ im Sinne einer Freistellung gem. § 127 Abs. 3 ElWG ausgeschlossen werden ist abzulehnen und bei Vorliegen entsprechender Messkonzepte zu ermöglichen.

3.1.1. Zu „Zuschlag im Rahmen einer wettbewerblich organisierten Ausschreibung“

Besonders kritisch ist die vorgesehene Ausschreibung für systemdienlicher Speicher. Für Netzbetreiber bestehen derzeit nur geringe Anreize, diese Ausschreibungen zeitnah und in ausreichendem Umfang durchzuführen. Vor dem Hintergrund zusätzlicher gesetzlicher Verpflichtungen – insbesondere im Zusammenhang mit dem ElWG – ist davon auszugehen, dass entsprechende Ausschreibungen in der Praxis verzögert oder nur eingeschränkt erfolgen werden. Dies betrifft insbesondere Verteilernetzbetreiber.

Aus Sicht des Verbandes ist es daher erforderlich, klare und **abschließende Anforderungen** zu definieren, bei deren Erfüllung § 127 ElWG zur Anwendung kommt. Diese Anforderungen müssen:

- **konkret,**
- **technologieneutral und**
- **diskriminierungsfrei**

ausgestaltet sein.

Die in der Marktkonsultation zur SNE-GV – Teil 2 enthaltene Tabelle („Tabelle 1 – Zusammenfassung der Voraussetzungen und tariflichen Wirkungen der Instrumente“) bildet die Grundlage für die Bewertung der Großspeicherregelungen. Konkrete Anpassungsvorschläge sind in Tabelle 1 dargestellt und werden in den nachfolgenden Unterkapiteln weiter ausgeführt.

Wir verweisen hierzu weiters auf Kapitel 3.1.2 Zu „Geeigneter Standort gem. NEP/V-NEP

3.1.2. Zu „Geeigneter Standort gem. NEP/V-NEP“

Aufgrund des geringen Anreizes für Netzbetreiber, Ausschreibungen durchzuführen, empfehlen wir nachdrücklich, **den „geeigneten Standort“ nicht ausschließlich über Ausschreibungen, sondern auch durch konkrete, technologieneutrale und diskriminierungsfreie Anforderungen zu definieren.**

Zudem ist festzuhalten, dass Ausschreibungen für co-located Speicher oder Pumpspeicher wenig sinnvoll sind.

Im Fall unterschiedlicher Betreiber von Erzeugungsanlagen und co-located Speichern sollte dies zulässig sein. Co-located Speicher sollten sowohl behind-the-meter (am selben NAP, inkl. Direktleitung) als auch in-front-of-the-meter (am selben Abzweig, Umspannwerk) möglich sein. Details hierzu finden sich in Kapitel 3.2.

(Anmerkung: Wenn geeignete Standorte ausschließlich durch Ausschreibungen möglich sind, müsste eine jährliche Mindestmenge an Ausschreibungsvolumen je Verteilernetzgebiet (inkl. unterlagerter Netzbetreiber) in der SNE-VO definiert werden. Ebenso müsste es mögliche sein, dass Standorte zur Ausschreibung eingereicht werden.)

3.1.3. Zu „Engpassleistung mind. 1 MW“

Bei der Festlegung allgemeiner Anforderungen ist es **grundsätzlich nicht sinnvoll, zwischen Speichern unterschiedlicher Größe zu unterscheiden.** Ein Batteriespeicher sollte bei Erfüllung der netzseitigen Anforderungen unabhängig von seiner Größe als systemdienlich qualifiziert werden können.

(Anmerkung - Leistungsgrenzen im Fall von zwingenden Ausschreibungen: Aufgrund der hohen Anzahl an Speicheranfragen erscheint es sinnvoll, nicht preisbezogene Kriterien als Kriterium heranzuziehen, um die Umsetzung der Ausschreibungen in einem bewältigbaren Rahmen zu halten.
Das Ziel sollte jedoch sein, auch kleinere Speicher (< 1 MW) zuzulassen, um deren Potential zur Entlastung des Netzes zu nutzen. Dieser Schritt sollte mit dem Speicherausbau in Österreich sowie den mittelfristig geplanten Flexibilitätsprodukten der Flexibilitätsplattform abgestimmt werden, um negative Effekte auf die Marktliquidität zu vermeiden.
Die Aggregation von Batterieleistung sollte ermöglicht werden, um die Leistungsgrenzen (z. B. 1 MW) zu erreichen und die Anforderungen an ausgeschriebene Standorte zu erfüllen.

3.1.4. Zu „Engpassmanagement-Vertrag (gem. § 140 ElWG) mit dem Regelzonenführer“

Nach mehrjährigen Verhandlungen stehen EPM-Verträge für Windkraftanlagen kurz vor der Fertigstellung. Es ist davon auszugehen, dass diese Verträge auch für Photovoltaik-Anlagen herangezogen werden könnten. Für Speicheranlagen sind jedoch im Detail Anpassungen erforderlich. Angesichts des Zeitrahmens zur Erstellung dieser Verträge könnte diese Anforderung zu einem Flaschenhals für systemdienliche Speicher werden. **Wenngleich für Speicher < 1 MW der systemdienliche Betrieb zu ermöglichen ist, sollte dein EPM-Vertrag mit dem RZF nur ab 1 MW abzuschließen sein.** In der EPM-V ist zu klären wie mit aggregierten Leistungen > 1 MW umzugehen ist und ob das EPM markt- oder vertragsbasiert abgewickelt wird.

3.1.5. Zu „Vertraglich geregeltes Recht für den Anschlussnetzbetreiber, den Betriebsbereich (Bezug und Einspeisung) in einem definierten Ausmaß einzuschränken“

„In der Ausschreibung (siehe Punkt 7) ist vom Netzbetreiber das maximale Ausmaß der Einschränkung des Betriebsbereichs so zu quantifizieren, dass Speicherbetreiber eine möglichst akkurate Risikoeinschätzung bzgl. wirtschaftlicher Nachteile gegenüber uneingeschränktem Netzzugang erhalten."

Diese „möglichst akkurate Risikoeinschätzung" sollte durch Mindestanforderungen konkretisiert werden, wie z.B.:

- Zeithorizont und Transparenz zu Netzauslastungen von mindestens 10 Jahren in die Zukunft (vgl. V-NEP) und 5 Jahre in die Vergangenheit
- Prognosen der Dauer und Höhe der Eingriffe je Jahreszeit inkl. Darstellung der größten untertägigen Einschränkungen

Von einer Vorgabe einer maximalen jährlichen Einschränkung in Stunden (z. B. 1000 h/a) wird abgeraten, da Speicher ihre Gewinne insbesondere in wenigen Stunden erwirtschaften.

3.1.6. Zu „Einhaltung von Blindleistungsvorgaben"

Die Pflicht zur kostenlosen Bereitstellung von Blindleistung wird äußert kritisch gesehen.

- Es ist unklar, warum die Anforderungen der TOR bzw. RfG-Anforderungs-V nicht ausreichen.
- Dienstleistungen, die über diese Anforderungen hinausgehen, sollten marktgerecht entlohnt werden.
- Blindleistungsbereitstellung beschleunigt zudem das Lebensende von Batteriespeichern und Wechselrichtern.

Wir empfehlen daher, diesen Punkt aus den Anforderungen zu streichen.

3.1.7. Zu „Ggf. weitere technische Vorgaben des Anschlussnetzbetreibers"

Die **offene Aufzählung** zusätzlicher unentgeltlicher Anforderungen wird **kritisch bewertet**.

- Weitere Anforderungen können notwendig sein, sollten jedoch im Rahmen der Konsultation gesammelt werden (z. B. Leistungsgradienten).
- In der finalen SNE-Grundsatz-VO oder SNE-VO sollte **eine abschließende Aufzählung erfolgen.**
- Bei Leistungsgradienten ist auf die Geschäftsmodelle der Speicher Rücksicht zu nehmen; zu drastische Einschränkungen (flache Steigungen) sind zu vermeiden.

3.1.8. (NEU) Bestehende Anlagen

Die Marktkonsultation gibt derzeit nicht vor, wie bestehende Anlagen (Pumpspeicher, Stand-Alone- & Co-Located-Batteriespeicher) zu behandeln sind. Für eine diskriminierungsfreie Einstufung sollten Anlagen der gleichen Netzebene, die dieselben Anforderungen erfüllen, gleichbehandelt werden. § 127 ElWG unterscheidet nicht zwischen Neu- oder Bestandsanlagen.

Aus Sicht des Verbandes sollten alle Batteriespeicheranlagen, die die definierten Anforderungen erfüllen (insb. Hüllkurve) und diese messtechnisch nachgewiesen werden können, als

systemdienlich anerkannt werden. Die Befreiung sollte beim Netzbetreiber beantragt werden und die Anträge in die Reihenfolge der neu errichteten systemdienlichen Speicher eingeordnet werden.

3.1.9. Weitere mögliche Anforderungen

- Umsetzungsfristen inkl. Meilensteine
- Widmung bzw. Umsetzungsreife
- Anzahlungen (bei Neuanlagen oder Erweiterungen)
- Cybersecurity und technische Sicherheit (mit Blick auf die geopolitische Lage). Vor allem bei einer Befreiung gem. § 127 ElWG könnte über entsprechende Anforderungen (wie z.B. die Einhaltung der EN 18031 oder EU-Server) nachgedacht werden.

Für diese Anforderungen bedarf es zusätzliche qualitative Ausgestaltungen im Detail.

3.2. Zu „Systemdienliche Speicher“ - Sonderfall Co-Located

Co-located Speicher mit Anschluss am Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz sollten grundsätzlich den systemdienlichen Betrieb ermöglichen (Befreiung gemäß § 127 ElWG).

Systemdienliche Co-located Speicher müssen auch bei unterschiedlichen Betreibern der Erzeugungsanlage und der Batterieanlage möglich sein, sowohl behind-the-meter (ggf. über Direktleitung) als auch in-front-of-the-meter (am selben Abzweig oder Umspannwerk).

Ziel ist es, **Anschlussleistungen von bestehenden Anlagen bzw. Betreiber*innen rasch zu nutzen** und die Ausrollung von Co-located Speichern zu beschleunigen.

Betriebs- und Anschlussregelungen bei unterschiedlichen Betreibern

- Bei unterschiedlichen Betreiber*innen der Co-located Speicher und der Co-located SEA ist ein bilateraler Vertrag abzuschließen.
- In-front-of-the-meter Co-located Speicher müssen an derselben Netzebene wie die Co-located SEA angeschlossen werden (am gleichen Abzweig oder Sammelschiene).
- Systemdienliche Co-located Speicher sind gemäß § 127 ElWG von Netzentgelten befreit, haben jedoch kein Anrecht auf Bezugsleistung in Höhe der Einspeiseleistung.

3.3. Zu „Systemdienliche Stromerzeugungsanlagen“

3.3.1. Zu „Verteilernetz“

Das Kriterium, dass „nahezu jeder Zeit (tages- und jahreszeitlich) eine entlastende Wirkung auf die übergeordneten Netzebenen zu erwarten“ ist, muss konkretisiert werden.

Mittelfristig sollte der systemdienliche Betrieb auch für Anlagen in der Niederspannungsebene möglich sein – nicht nur für Anlagen in Mittel-, Hoch- oder Höchstspannung.

Hierbei ist ausdrücklich die Möglichkeit der Aggregation zu berücksichtigen, deren Potenzial insbesondere im Niederspannungsnetz nicht ausgeschlossen werden darf.

Die Ausweisung von Standorten durch die KBM-VO wird begrüßt.

3.3.2. Zu „Übertragungsnetz“

Eine technologiespezifische Ausweisung sollte durch ein bestimmtes Erzeugungsprofil (ggf. maximal einen Technologiehinweis) ersetzt werden. Betreiber sollte die Möglichkeit gegeben werden die besten Anlagenkonfiguration zu finden und der Ausschreibung von Gaskraftwerken könnte so entgegengewirkt werden.

§ 140 ElWG lässt Flexibilitätsleistung unter und über 1 MW zu. Es sollten daher Flexibilitätsleistungen von **unter und über 1 MW und aggregierte Form zugelassen werden**. Für systemdienliche Stromerzeugungsanlagen besteht durch die 1 MW Grenze eine Diskriminierung, die aufzulösen ist.

3.4. Zu „Dauerhafter flexibler Netzzugang“

3.4.1. § 127 ElWG ist auf dauerhafte FNAs anwendbar

Bei einer ausreichend kostenreduzierenden Betriebsweise (siehe Definition „systemdienlicher Betrieb“, § 6 Z 148 ElWG) ist **§ 127 ElWG auch auf dauerhafte FNAs anzuwenden**. Dies gilt zusätzlich zur Reduktion des Netzanschlussentgelts.

Weiters ist auch hier die **Transparenzanforderung aus Kapitel 3.1.5 essenziel!**

3.4.2. Schaffung eines Vertragsrahmens für FNA-Verträge

Es sollte ein Grundgerüst für (dauerhafte) FNA-Verträge durch die E-Control Austria (ECA) geschaffen werden. Hintergrund: Die EE-Betreiber befinden sich in einer vergleichsweise schwachen Verhandlungsposition gegenüber den Netzbetreibern, und die unterschiedlichen Zugänge der Netzbetreiber führen in der Praxis zu Problemen.

Die Grundsätze für FNA-Verträge könnten durch die ANB-VO umgesetzt werden.

(Hinweis: Ein FNA ist ein Vertrag, bei dem Einschränkungen akzeptiert werden. Daher muss klar definiert sein: Welche Einschränkungen bestehen? Wie umfangreich sind sie? Wie langfristig stabil sind sie? Wie transparent und zuverlässig sind die Bedingungen?)

3.4.3. Verifizierung der Systemdienlichkeit ex-post ist möglich

Die Systemdienlichkeit sollte jährlich und ex-post anhand eines Vergleichs der Jahreshöchstleistung von Anlage und Netz an der relevanten Netzebene (ggf. Netzanschlusspunkt) überprüft werden können.

Diese ex-post-Systemdienlichkeit könnte z. B. durch Spotmarkt-Tarife oder andere Anreize und Einschränkungen umgesetzt werden. **Voraussetzung dafür ist nicht nur die Aufzeichnung des Einspeiseverhaltens, sondern vor allem Transparenz zur Auslastung der Transformatoren und**

Umspannwerke. Entsprechend sollte ein Auskunftsrecht zur Jahreshöchstlast verankert werden (vgl. „möglichst akkurate Risikoeinschätzung“).

3.4.4. Dynamische Steuerung bei vollständiger Ansteuerbarkeit

Sobald die vollständige Ansteuerbarkeit gemäß § 74 ElWG hergestellt ist, sollte auch Kunden der Niederspannungsebene das Recht eingeräumt werden für flexible Netzzugänge **dynamische Steuerung zu fordern**, um den systemdienlichen Betrieb weiter zu optimieren.

4. Zu „Zeitvariable Netztarife“ für Speicher

Investitionssicherheit trotz beschränkter Netzentgeltbefreiung.

Es ist evident, dass **Batteriespeicher, die am Spotmarkt teilnehmen, einen volkswirtschaftlichen Mehrwert** erbringen. Dieser Umstand sollte im Rahmen der Regulierung ausdrücklich anerkannt werden.

Eine verbesserte betriebswirtschaftliche Planbarkeit insbesondere für Betreiber von Großbatteriespeichern ist erforderlich, da sonst der notwendige Ausbau nicht in ausreichendem Maß erfolgen wird.

Vor diesem Hintergrund schlagen wir vor, analog zum SNAP-Modell einen eigenen Batteriespeichertarif einzuführen.

- Dieser Tarif soll zunächst für 5 Jahre bestehen, mit einer vorab definierten maximalen Preisänderung von wenigen Prozent.
- Nach Ablauf der Übergangsfrist soll der Tarif, ähnlich wie das SNAP-Modell, in einen regulären dynamischen Tarif übergehen.
- Voraussetzung für die Inanspruchnahme dieses Tarifs ist die Teilnahme am Spotmarkt
- Während dieser Übergangszeit ist sicherzustellen, dass die Anlagen von der leistungsabhängigen Komponente des Netznutzungsentgelts (Leistungspreis) befreit werden.

5. Zu „Unterbrechbare und regelbare Leistung“

Anreize für intelligente Betriebsweisen zu Mittag.

Zur Adressierung des zunehmenden Problems der Netzeinspeisung in der Niederspannung ab ca. 11:00 Uhr könnte eine einfach administrierbare, lokale Vorstufe eines regelbaren Tarifs (für die Netzebene 6 und 7) eingeführt werden.

Dieser Tarif sollte es ermöglichen, die Netzeinspeisung zu festgelegten Zeitfenster auf X % der netzwirksamen Leistung in Einspeiserichtung zu beschränken und im Gegenzug einen ganzjährig reduzierten Bezugstarif von minus Y % des Netznutzungsentgelts zu gewähren.

Das Zeitfenster der Begrenzung (z. B. 11:00 bis 14:00 Uhr, von April bis September) ist lokal im Wechselrichter einzustellen. Ein entsprechender Nachweis (z. B. Screenshot der Einstellungen) ist dem Netzbetreiber analog zur Fertigmeldung bei Neu- oder Erweiterungsanlagen zu übermitteln. Im Gegenzug erhält der Kunde ganzjährig einen reduzierten Bezugstarif.

Dadurch ergibt sich (für PV-Prosumer) eine **Wahlmöglichkeit** zwischen Normaltarif, lokal regelbarem Tarif und SNAP. Der regelbare Tarif ist dafür auf Einspeiser auszuweiten.

Die nachfolgenden Punkte sollten dem Konzept zugrunde gelegt werden:

- Das jeweils anzuwendende Zeitfenster sowie das Ausmaß der Begrenzung sollten jährlich in der SNE-VO angepasst werden, um auf Entwicklungen im Energiemarkt zu reagieren.
- Es sollte ein befristeter Bestandsschutz gelten; der dem Kunden die Möglichkeit eingeräumt, freiwillig auf aktualisierte SNE-Vorgaben zu wechseln. (vgl. „besserer Handytarif".)
- Diese lokale Vorstufe ist als Übergangsmodell konzipiert und sollte nur so lange Anwendung finden (d.h. befristeter Bestandsschutz), bis die technische Ansteuerbarkeit für einen aktiven regelbaren Tarif im jeweiligen Netzgebiet flächendeckend verfügbar ist. Ist die Ansteuerbarkeit gegeben **hat** der Kunden zwischen einem aktiven regelbaren Tarif und einem Normaltarif (oder SNAP) zu wählen. (Sobald die operative Ansteuerbarkeit gem. § 76 ElWG eingerichtet ist, ist die Vorgabe über die standardisierte Schnittstelle zu übertragen werden.)

Kern dieser Maßnahme ist die zeitnahe Adressierung des sich verschärfenden Problems der „Netzeinspeisung ab 11:00", während gleichzeitig:

- die Herstellung der technischen Ansteuerbarkeit (Aggregatoren, Schnittstellen, APIs, Rollout) noch mehrere Jahre in Anspruch nehmen wird;
- **die Prognostizierbarkeit für Vermarkter zunehmend erschwert wird**, da sich Kunden in den Netzebenen 7 und 6 bislang nur eingeschränkt an Preissignalen orientieren. Auch bei der Nutzung von Spotmarkttarifen(!) kann der Vermarkter kaum bestimmen, wie oder wohin der Kunde seinen Verbrauch verschiebt, wodurch die Ausgleichsenergiekosten zukünftig weiter steigen.

Abschließend sei bei diesem Konzept auf die Tatsache hingewiesen, dass ein Missbrauch durch vernünftige Einschränkungen verhindert werden muss. Eine „kleine" PV- bzw. Batteriespeicheranlage darf zu keiner umfassenden Entgeltbefreiung von Großverbrauchern führen. **Weiters sei an dieser Stelle ebenso auf das Konzept der Technologie Plattform Photovoltaik zur Befreiung bei Nachteinspeisung verwiesen, welches ebenso gute Ansätze liefert.**

6. Der systemdienliche Betrieb gem. ElWG

Abschließend sei festgehalten, dass der Bundesverband Photovoltaic Austria (PV Austria) die grundsätzliche Einordnung der in *„Kapitel 2.1 Allgemeines MK – Teil 2"* genannten drei Punkte (abhängig von Betriebsart, unterschiedliche/abgestufte Wirksamkeit, Standort – weder notwendig noch hinreichend) grundsätzlich teilt.

Die vorläufige Position der E-Control (blaues Kästchen: „Allen Instrumenten gemein ist, dass sie auf die netzseitige Kostenvermeidung bzw. -einsparung abzielen“) wird von uns jedoch nicht geteilt.

Obwohl die Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit kosteneffizient erfolgen sollte, folgt aus der Definition des ElWGs, dass für die Erfüllung des systemdienlichen Betriebs keine unmittelbare Kostenvermeidung oder Kostenreduktion erforderlich ist.

Nach unserer Einschätzung stellen Kostenvermeidung bzw. -reduktion und die Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit zwei getrennte Säulen dar, die gemeinsam die Systemdienlichkeit gewährleisten.

Zur besseren Veranschaulichung ist diese Einschätzung in Abb 1 grafisch dargestellt.

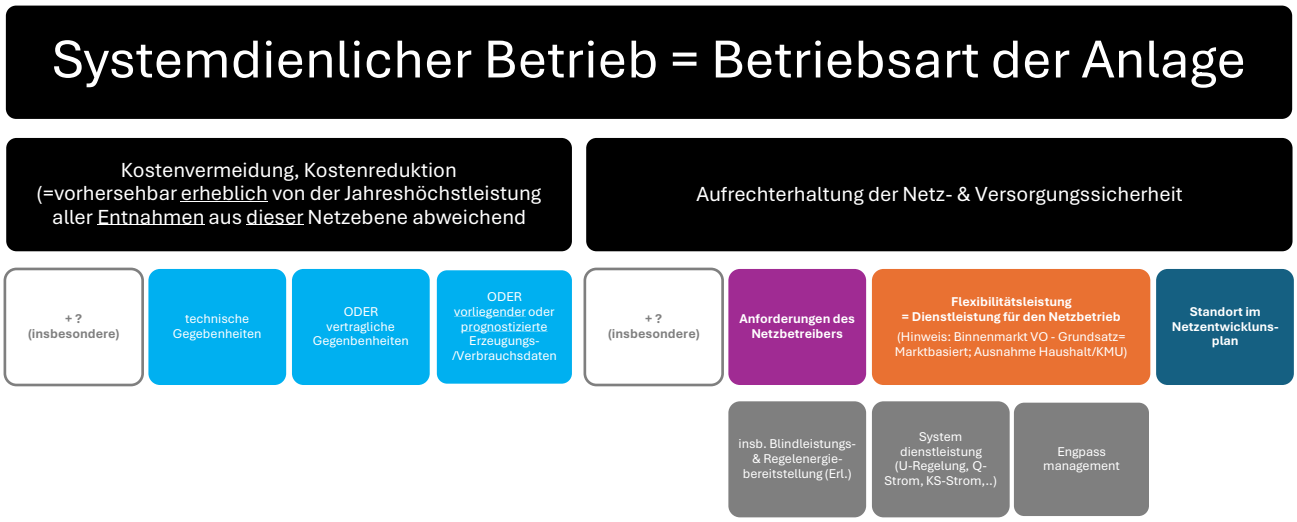


Abb 1. Grafische Darstellung der Definition des systemdienlichen Betriebes gem. § 148 Z 6 ElWG

Die Definition des ElWG im Detail

§ 148 Z 6 ElWG „systemdienlicher Betrieb“ die ***Betriebsart*** *einer Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicheranlage, bei der systemdienlicher Nutzen im Sinne von Kostenreduktionen,* ***Kostenvermeidung*** ***oder*** ***Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit*** *erbracht wird,*

insbesondere *durch die Erbringung einer Flexibilitätsleistung, den Betrieb an einem bestimmten, durch die Ausweisung im Netzentwicklungsplan für das Verteiler- oder Übertragungsnetz definierten Standort* ***oder*** *nach den Anforderungen des Netzbetreibers.*

Kostenvermeidung *oder Kostenreduktion liegt* ***insbesondere*** *dann vor, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Erzeugungs- und Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstleistungsbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der* ***zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen*** *aus* ***dieser*** *Netz- oder Umspann****ebene abweicht****;*

7. Marktkonsultation - Teil 1

- Das Konzept des **Netzanschlussentgelts (NAE) NEU** erscheint in der praktischen Anwendung zu komplex. Aus Sicht des Verbandes sollte das NAE daher **einfacher und praktikabler ausgestaltet** werden, auch wenn dies mit einer gewissen Unschärfe einhergeht.
  Besonders zu berücksichtigen ist, dass zusätzlich zu den angeführten verschiedenen Reduktionsvarianten für AWA und PA **im ElWG weitere Ausnahmen bzw. Reduktionen (bis 15 kW bzw. bis zur bestehenden Bezugsleistung)** vorgesehen sind. Diese müssten auf die Anteile AWA und PA oder auf deren Summe angewendet werden, was die Komplexität weiter erhöht.
- Die Heranziehung des höchsten 15-Minuten-Leistungswerts eines Monats als abrechnungsrelevante Größe erscheint sachgerecht.
- Eine **Mindestbemessungsgrundlage** reduziert den Anreiz zu netzdienlichem Verhalten. Grundsätzlich sollte gelten: **Es ist jene Leistung zu bezahlen, die tatsächlich in Anspruch genommen wird.**
- Sollte für eine **Aufstockung auf 8 kW** ein zusätzliches Entgelt anfallen, ist dies kritisch zu sehen und aus Sicht des Verbandes nicht zu empfehlen.
- Die Einschätzung, dass **im Bereich der Netzebenen 3 bis 6 kein Anpassungsbedarf besteht**, wird nicht geteilt. Insbesondere die **Leistungspreise in den höheren Netzebenen** stellen für den Betrieb von Graustrom-Batteriespeichern eine wesentliche Herausforderung dar.
- Es ist nicht nachvollziehbar, warum bei einem **regelbaren Bezugstarif** der Leistungspreis reduziert wird, während bei **einem dynamischen flexiblen Netzzugang (für den Bezug)** lediglich das Netzanschlussentgelt reduziert wird (und umgekehrt). Hier bedarf es einer **konsistenten Systematik.**
- Die für die Netzebene 7 vorgesehene direkte Abregelung von Betriebsmitteln wird kritisch gesehen.
  Da der Kunde den regelbaren Bezugstarif freiwillig wählt und zudem die **Kosten für die Ansteuerung trägt**, sollte ihm auch die **Wahlmöglichkeit zwischen einer Leistungsbegrenzung am Netzanschlusspunkt (NAP) und einer direkten Steuerung** einzelner Betriebsmittel eingeräumt werden.
- Die Einführung von Leistungstarifen darf bei Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen nicht dazu führen, dass PV-Strom, der direkt hinter dem Netzanschlusspunkt bezogen wird, den höchsten gemessenen Viertel-Stundenwert des Monates beeinflusst. Dies gilt z.B. insbesondere in Kombination mit Batteriespeichern und intelligenter Eigenverbrauchsoptimierung von Wohneinheiten.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000409
Stellungnahme ENRAIL zum Entwurf der SNE-GV.cleaned.pdf

Stellungnahme

zur Marktkonsultation der SNE-Grundsatzverordnung der E-Control

der ENRAIL GmbH

Die ENRAIL GmbH zählt zu den Pionieren in der Projektentwicklung von Stand-Alone-Batteriespeicheranlagen in Österreich und ist als solcher an der Schaffung eines eindeutigen regulatorischen Umfeldes interessiert. Gemäß der Nomenklatur ElWG (§ 6 ff) verstehen wir uns in der zukünftigen Rolle eines Betreibers von Stand-Alone-Speicheranlagen unter anderem als: Entnehmer, Einspeiser, Netzbenutzer, Netzzugangsberechtigter, gewerblicher Kunde, Elektrizitätsunternehmer, Stromhändler und Aggregator.

Für die rasche Integration von Speichern in das Stromnetz und damit für die Ermöglichung eines weiteren Ausbaus erneuerbarer Erzeugungsanlagen ist es dringend erforderlich, rasch klare und belastbare Entscheidungs- und Planungsgrundlagen zu schaffen. Sehr gerne beteiligen wir uns daher aktiv an der laufenden Marktkonsultation und bedanken uns an dieser Stelle für die Möglichkeit zur Stellungnahme und beginnen diese mit der

Aufforderung zur Deklaration einer klaren Regulierungsposition zum Stand-Alone-Speicher

Der bestehende Entwurf der SNE-GV basiert im Wesentlichen auf einer Kostenallokation zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch. Stand-Alone-Speicher sind aber weder Erzeuger noch Verbraucher, sondern stellen einen neuen, eigenständigen Typus von Netzteilnehmern dar, der aus unserer Sicht im aktuellen Entwurf nicht angemessen abgebildet ist.

Aus systemischer Perspektive besitzen Stand-Alone-Speicher ein erhebliches Potenzial zur Verbesserung der Netzauslastung, Erbringung nicht frequenzgebundener Systemdienstleistungen, Schwarzstartfähigkeit und zur Unterstützung eines effizienteren, proaktiven Engpassmanagements. Dieses Potenzial bleibt bislang ungenutzt, solange Stand-Alone-Speicher implizit in bestehende Kategorien eingeordnet und damit regulatorisch fehladressiert werden.

Die vorliegende SNE-GV scheint nur die wirkleistungsrelevante Systemdienlichkeit im Sinne des Engpassmanagements zu adressieren, nicht aber die Erbringung von nicht frequenzgebundener Systemdienstleistungen wie insbesondere Dienstleistungen für statische und dynamische Spannungsregelung, die Einspeisung von dynamischem Blindstrom, Bereitstellung von Trägheit zur Stabilisierung lokaler Netze, Kurzschlussstrom, Phasenwinkelkorrektur, Oberschwingungskompensation, Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit.

Gemäß den Pflichten im ElWG § 115 Z 24 (VNB) und § 122 Z 19 (ÜNB) sind bei der Beschaffung von Systemdienstleistungen Aggregatoren, die im Bereich der Laststeuerung tätig sind, auf Grundlage ihrer technischen Fähigkeiten diskriminierungsfrei neben Erzeugern zu behandeln.

ENRAIL GmbH, Dorotheergasse 24/8, 1010 Wien office@enrail.eu +43 1 996 21 49

Dieser Umstand ist durch den vorliegenden Verordnungsentwurf speziell für den Stand-Alone-Speicher nicht ausreichend berücksichtigt.

Das weit über die Systemdienlichkeit zum Engpassmanagement hinausgehende Potenzial des Stand-Alone-Speichers für die zukünftige Systemgestaltung findet im aktuellen Entwurf der SNE-Grundsatzverordnung keine angemessene Berücksichtigung. Stattdessen werden Stand-Alone-Speicher implizit als stark eingeschränkte Netzteilnehmer behandelt und in bestehende Abrechnungslogiken eingeordnet, die ihrem tatsächlichen Potenzial nicht entsprechen und dadurch ihre wirtschaftliche Tragfähigkeit erheblich beeinträchtigen.

Wir bitten die Regulierungsbehörde daher, unserer Aufforderung nachzukommen und die Sonderstellung des Stand-Alone-Speichers in der SNE-Grundsatzverordnung zu verankern.

Ziel muss es sein, für den hoch systemrelevanten Typus der Stand-Alone-Speicher klare und eindeutige Vorgaben zu schaffen, um dessen Wirkungspotenzial im Stromnetz schnellstmöglich und zum größten volkswirtschaftlichen Nutzen entfalten zu können.

Für die klare Positionierung des Stand-Alone-Speichers im bisherigen Regulierungsumfeld braucht es nach unserem Verständnis im vorliegenden Verordnungsentwurf ganz konkret noch:

- Die Anerkennung eines Sonderstatus in der Netznutzung (kein Verbraucher / kein Erzeuger), als technisch und kommerziell einfach regelbare, hoch-systemdienliche Infrastrukturkomponente im Stromnetz.
- Transparente und diskriminierungsfreie Entgeltregelungen für den Anschluss neuer bidirektionaler Netzzugänge, da Stand-Alone-Speicheranlagen grundsätzlich zur Erbringung vielfältiger Systemdienstleistungen prädestiniert sind.
- Faire Systemnutzungsentgelte für den Betrieb, auch in Zeiträumen ohne aktiven Abruf von Systemdienstleistungen, sofern die Anlage aber ansonsten systemdienlich und das bestehende Netz nicht limitierend betrieben wird.

Selbstverständlich steht die ENRAIL GmbH für fachliche Diskussionen zur Weiterentwicklung der Regulierung des Stromnetzes, speziell im Hinblick auf die Bewertung des Nutzens von Stromspeichern, jederzeit gerne zur Verfügung.

Hochachtungsvoll

Johannes Krainer — CEO

Kurt Mühlgrabner — CTO

Martin Reindl — Head of PD

ENRAIL GmbH
Dorotheergasse 24/8, 1010 Wien
T: +43 1 9962149
Mail: office@enrail.eu
Landesgericht Wien FN 359697t
UID-Nummer: ATU66297937

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000410

NE-GV-2026_Stellungnahme_Julius-Bergmann.cleaned.p

Energie-Control Austria für die Regulierung der
Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

31.03.2026

Stellungnahme zu:
Marktkonsultation zur SNE-GV – Teil 1

Sehr geehrte Damen und Herren,

vorab ein großes Dankeschön für die gute Arbeit, die die E-Control im Zuge des ElWGs leistet.
Bei solch einem Schwall an Verordnungen, die im Jahr 2026 von Ihnen erlassen werden, ist es bewundernswert, dass so eine hohe Qualität gehalten werden kann.

Im Zuge der Durchsicht der Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung sind bei mir insbesondere im Zuge der „regelbaren Bezugsleistung“ einige Fragen aufgekommen. Diese sind meiner Einschätzung nach noch nicht vollständig erläutert.

Sie finden meine Kommentare dazu anbei.

Bei Rückfragen stehe ich gerne zu Verfügung!

Mit freundlichen Grüßen,

Julius Bergmann

1. Regelbare Bezugsleistung (Teil 1 - Absatz 2.3)

1.1. Maximale Abregeldauer

Die maximale Abregeldauer im Zuge der regelbaren Bezugsleistung ist nicht beschrieben und es ist nicht festgelegt wo die maximale Abregeldauer festgelegt wird. Dies ist notwendig, damit Netzbenutzer Planungssicherheit haben.

Folgende Fragen sind dazu offen:
Wie lange darf die Abregelung des Netzbetreibers im Zuge der regelbaren Bezugsleistung maximal dauern?
Wie lang darf die Abregelung an einem Stück sein?
Wie lange darf an einem Tag runtergeregelt werden?
Wie lange darf über das ganze Jahr runtergeregelt werden?

1.2. Vorlaufzeit zur Abregelung

In Teil 2 Abschitt 2.3.1 Z4 wird die Vorgabe der Hüllkurven (für systemdienliche Speicher) wie folgt beschrieben:

> *Die zulässigen Betriebsbereiche sind vom Netzbetreiber nach Maßgabe der erwarteten Netzsituationen mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde oder 15 Minuten, bis spätestens 6 Uhr des Vortages bekanntzugeben*

Wird es solch eine Vorgabe auch für die regelbare Komponente im Zuge der regelbaren Bezugsleistung geben?
Wenn nicht, was sind die Vorlaufzeiten für die regelbare Komponente?
Kann diese jederzeit ohne Vorwarnung abgeregelt werden?

1.3. Konsequenzen bei Nichteinhaltung

Für NE 6 & NE 7 wird eine Ansteuerung über eine API (vermutlich mittels der gemeinsame Flexibilitätsplattform §142 ElWG ?) vorgeschlagen:

> *Für die Netzebenen 6 und 7 wird eine Ansteuerung über eine digitale Schnittstelle via Energiemanagementsysteme vorgeschlagen, etwa durch Vorgabe einer Hüllkurve oder einer Obergrenze für den Netzbezug.*

Was passiert, wenn Leistungsvorgabe von „Energiemanagement“/Netzbenutzern nicht eingehalten wird?

A) Wird dann statt dem reduzierten Leistungspreis der volle Leistungspreis fällig?
B) Sind (analog zu Teil 2) „die Konsequenzen von Verstößen vertraglich zu regeln“?

1.4. Kombination mit dauerhaft flexiblem Netzzugang

Mit einem dauerhaft flexiblen Netzzugang (in Bezugsrichtung) kann eine Reduktion der pauschalen Komponente des Netzanschlussentgelts erzielt werden.
Mit der regelbaren Leistung kann eine Reduktion der Leistungskomponente des Netznutzungsentgelts erreicht werden.

Ist grundsätzlich eine Kombination der regelbaren Bezugsleistung mit einem dauerhaft flexiblen Netzzugang möglich?
Vorausgesetzt, dass beide Hüllkurven/Leistungsvorgaben gleichzeitig eingehalten werden.

Damit könnte z.B. eine E-Ladestation sehr kostengünstig und gleichzeitig netzneutral betrieben werden, da diese in der Regel ein hohes Leistungsverschiebungspotential hat.

1.5. Verrechnungsgrundlage regelbare Bezugsleistung

Welcher Leistungswert wird als Grundlage für die gesamte Bezugsleistung (garantierte + regelbare Leistung) im Zuge der „regelbaren Bezugsleistung“ herangenommen?
Bzw. muss der volle Bezugswert (garantierte + regelbare Leistung) mit der netzwirksamen Leistung in Bezugsrichtung aus dem Netzzugangsvertrag übereinstimmen?

Ein Beispiel:
Eine Hausbesitzerin (NE 7) installiert eine Ladestation mit 11kW theoretischer Maximalleistung.
Laut Netzzugangsvertrag stehen ihr weiterhin 8kW netzwirksame Leistung vertraglich zu Verfügung.

Sie vereinbart mit ihrem Netzbetreiber ein garantiertes Bezugsrecht für eine Leistung von 4 kW.
Wieviel Leistung kann sie maximal als regelbare Komponente in ihr vertraglich vereinbartes Bezugsrecht mit dem Netzbetreiber aufnehmen?

1.6. Minimaler garantierter Leistungsbetrag

> *„Netzbenutzer können – mit Ausnahme einer speziellen Umsetzungsvariante – grundsätzlich selbst bestimmen, welcher Anteil ihres Leistungsbezugs als garantiert bzw. als regelbar definiert wird„*

Ist hier ein Minimalbetrag an garantierter Leistung notwendig, oder kann die vereinbarte regelbare Komponente auch 100% des Leistungsbezugs ausmachen?
Entspricht die minimale garantierte Leistung der Mindestbemessungsgrundlage von 20% der vertraglich vereinbarten Leistung?

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000411
Stellungnahme_Steiner_Mario.pdf

Stellungnahme: Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

Mit großem Interesse habe ich die zahlreichen Änderungen und Vorschläge der letzten Monate im Energie-Recht verfolgt, insbesondere zum ElWG 2025 und zur SNE-VO 2026. Nach meinem Studium der Energieinformatik beschäftige ich mich beruflich wie privat täglich mit Energiemärkten und deren regulatorischer Ausgestaltung.

Ich möchte hiermit einen konkreten Vorschlag zur gerechten Leistungspreis-Bepreisung einbringen, der insbesondere gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen (GEA) und Erneuerbare-Energiegemeinschaften (EEG) berücksichtigt.

Vorschlag
Bei der Abrechnung des Leistungspreises soll berücksichtigt werden, dass bei Energie- bzw. Leistungsbezug innerhalb einer Energiegemeinschaft (GEA/EEG) der Leistungspreis deutlich reduziert oder gar nicht anfallen darf bei einer GEA.
Lokale Gegebenheiten wie GEA/EEG dürfen bei der Feststellung und Zuteilung der 15-Minuten-Lastgangdaten nicht benachteiligt werden.

Hintergrund
Wir betreiben selbst eine GEA auf dem Dach unseres Mehrparteienhauses.
Meine Masterarbeit befasst sich mit der Echtzeiterfassung der Verbräuche aller Teilnehmer über die Kundenschnittstelle der Smart Meter sowie der damit verbundenen Steuerung des Wechselrichters und des Batteriespeichers.
Die Verbräuche der Teilnehmer werden aggregiert, sodass der Wechselrichter nur jene Leistung ins „Netz“ einspeist, die die GEA aktuell nicht selbst verbraucht.
Der Überschuss wird im Batteriespeicher zwischengespeichert – vergleichbar mit einem Einfamilienhaus mit Nulleinspeisung, jedoch skaliert auf ein Mehrparteienhaus.

Ein Batteriespeicher in Kombination mit einer GEA ist zwar noch unüblich, für diesen Betriebsmodus jedoch unerlässlich und steigert die Wirtschaftlichkeit erheblich. Gleichzeitig ist das Konzept hochgradig system- und netzdienlich, da der Strom direkt über die Sammelschiene im Haus verteilt wird.

Die feste Zuordnung des Gesamtverbrauchs in Verbindung mit vorgegebenen Hüllkurven wären in diesem Setting kontraproduktiv. Die Steuerung in Verbindung mit Wechselrichter und Batteriespeicher verhindert, dass Leistungsspitzen im nachgelagerten Netz Auswirkungen verursacht. Ebenfalls sind damit unterschiedlichste Erzeugungsprofile (z. B. Ost-West-Ausrichtung) optimal abgedeckt.
Unsere Anlage ist als vertikale Dachanlage ausgeführt. Dadurch verschiebt sich die Erzeugungsspitze vom Mittag in den Vormittag und Nachmittag (siehe Abbildung 1 Erzeugungsleistung am 19.03.2026, Stundendurchschnitt).
Selbst bei Schnee und im Winter produziert die Anlage weiterhin Strom (siehe Video: https://youtu.be/rf8LinS1SCk).

Beispiel aus der Praxis
Am 19.03.2026 konnte an meinem Verbrauchszählpunkt mein privates Elektrofahrzeug mit 11 kW Ladeleistung aufladen und eine Zuteilung von 98 % aus der GEA und nur 2 %

Restbezug vom Energielieferanten erreichen (siehe Abbildung 2 Beispiel: Zugeteilte Energiemenge (98%) an einem Verbrauchszählpunkt am 19.03.26).

Nur der Restbezug sollte als Verrechnungsbasis für eine (Preis-)Hüllkurve herangezogen werden – wie aktuell im Projekt INNOnet erprobt wird. Im Fall der GEA sollte der Bezug der GEA neutral betrachtet werden.

Bei EEGs kann man einen verringerten Bonus ähnlich wie das jetzige System berücksichtigen, da ja tatsächlich das öffentliche Stromnetz belastet wird.

Fazit und Bitte

Ich bitte Sie daher dringend, bei der Ausgestaltung der Systemnutzungsentgelte lokale Energiegemeinschaften und die damit verbundenen Speicher- und Steuerungslösungen nicht zu benachteiligen. Der Leistungspreis sollte ausschließlich auf den tatsächlichen Netzbezug (Restbezug) außerhalb der GEA abstellen.
Der **Leistungspreis** und das **Netzbereitstellungsentgelt** sollten **ausschließlich** auf den **tatsächlichen** Netzbezug (**Restbezug**) außerhalb der GEA abstellen und netzdienliche und systemdienliche sowie gemeinschaftliche Betriebsweisen explizit berücksichtigen.

Gerne stehe ich für Rückfragen oder eine detaillierte Vorstellung des Betriebskonzepts zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Mario Steiner

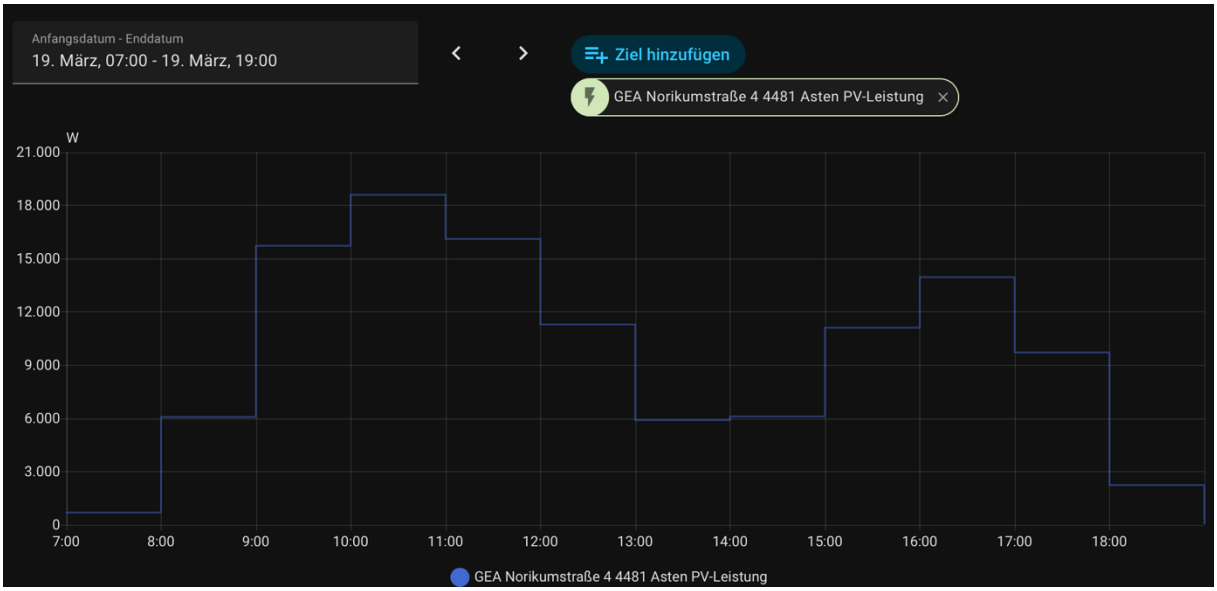


Abbildung 1 Erzeugungsleistung am 19.03.2026, Stundendurchschnitt

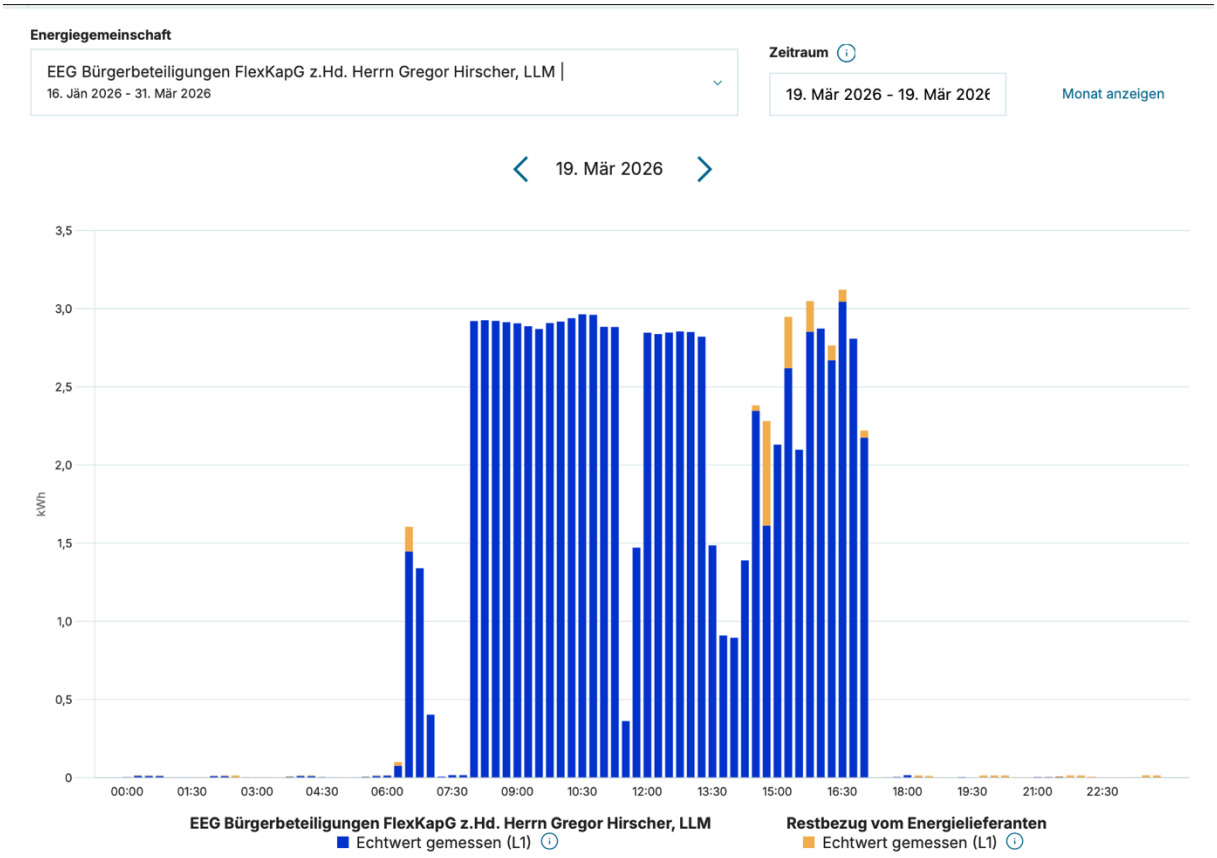


Abbildung 2 Beispiel: Zugeteilte Energiemenge (98%) an einem Verbrauchszählpunkt am 19.03.26

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000412
Inercomp Stellungnahme
Marktkonsultation
SNE-Grundsatzverordnung_20260331.pdf

INERCOMP
Independent Energy Experts

Wien, am 31. März 2026

Stellungnahme zur Marktkonsultation zur SNE-Grundsatzverordnung

1. Einleitung

Im Rahmen der vorliegenden Marktkonsultation begrüßen wir die Möglichkeit, zu den vorgeschlagenen Maßnahmen zur Weiterentwicklung der Systemnutzungsentgelte Stellung zu nehmen. Aus unserer Sicht stellt die zunehmende Integration erneuerbarer Energien das Stromsystem vor große Herausforderungen, neben dem Netzausbau insbesondere im Hinblick auf die effiziente Nutzung von Flexibilitäten auf der Verbrauchsseite. Vor diesem Hintergrund möchten wir im Folgenden zentrale Hemmnisse der Nachfrageflexibilisierung identifizieren und konkrete Vorschläge einbringen, welche die volkswirtschaftlichen Kosten senken.

Die fehlende Flexibilität von Verbrauchern führt zu einer zunehmenden Divergenz zwischen Erzeugungs, und Verbrauchsprofilen und zeigt sich am Strommarkt in Form von negativen Preisen. In Österreich gab es im Jahr 2025 in rund 4 % der Stunden negative Day-Ahead-Preise. Der Erzeugungsüberschuss führt dazu, dass verfügbare Erzeugungsleistung gedrosselt werden muss. Das bedeutet eine große Menge an „verlorenem“ günstigen Grünstrom und entsprechende Opportunitätskosten für das System.

Der Großhandelsmarkt sorgt über viertelstundengenaue Spotpreise für einen Teil der notwendigen Signale. Die übrigen müssen aus dem Netz kommen. Das Strommarktdesign sollte Hemmnisse abbauen und Anreize setzen, damit vorhandene Flexibilität genutzt und in benötigte Flexibilität investiert werden kann.

Während Arbeitspreise mit Ausnahme der geringen Reduktion durch den Sommer-Nieder-Arbeitspreis keine Anreize zur Verbrauchsverlagerung schaffen, sind es die Leistungspreise, die den Einsatz von vorhandenen Flexibilitäten vielfach verhindern. Die langen Durchrechnungszeiträume zur Verrechnung der Leistungspreise begünstigen einen möglichst baseload-orientierten Verbrauch. In der Vergangenheit war das vermutlich sinnvoll, mit dem fortschreitenden Ausbau fluktuierender Erzeugung ist jedoch zu hinterfragen, ob das bestehende Leistungspreissystem noch zeitgemäß und zielführend ist.

Power-to-Heat-Anlagen bei Industrieanlagen, Wärmenetzen oder Warmwasserspeichern bieten beispielsweise große flexible Potenziale mit Opportunitätskosten von meist > 50 EUR/MWh. Power-to-Heat-Anlagen werden aktuell nur für negative Sekundärregelenergieabrufe eingesetzt. Energiewirtschaftlich sinnvoll wäre eine Optimierung basierend auf Strom, und Gasspotpreisen (inkl. CO2): Betrieb + positive Regelreserve bei günstigen Strompreisen, kein Betrieb + negative Regelreserve bei teuren Strompreisen.

INERCOMP GmbH ● Gersthofer Strasse 29-31, 1180 Vienna, AUSTRIA ● office@inercomp.com
Tel: +43 1 470 23 22 ● www.inercomp.com ● Reg[illegible]347593t ● VAT-No.: ATU65815004

Aufgrund der monatlichen Festlegung der verrechneten Leistung ist diese Fahrweise unwirtschaftlich. Ähnlich sieht es bei weiteren Formen von verbrauchseitigen Flexibilitäten aus: Mehrkosten durch Leistungsspitzen kompensieren oder übersteigen Einsparungen bzw. Flexibilitätserlöse.

2. Systemdienliche Speicher

§ 127 Abs. 3 ElWG ermöglicht eine Befreiung von Netznutzungsentgelten und damit insbesondere von den kritisierten Leistungspreisen. Da entsprechend der Definition von Energiespeichern im ElWG auch Power-to-Heat-Anlagen zu diesen zählen, hätte diese Befreiung zumindest für Batteriespeicher und Power-to-Heat-Anlagen bei Industriebetrieben gelten können. In Punkt 2.3.1 „Systemdienliche Speicher" dieser Marktkonsultation werden jedoch Energiespeicher als Teil einer Kundenanlage mit Verbrauchsanlagen ausgeschlossen. Dieser Ausschluss benachteiligt Speicherprojekte in Co-Location mit Verbrauchern oder reine Power-to-Heat-Anlagen (im Wärmenetz) gegenüber anderen Speicherprojekten erheblich und führt damit zu Ineffizienzen. Wir können die erwähnte Problematik eines möglichen Missbrauchs zur Vermeidung von Netzentgelten nachvollziehen. Es ist jedoch klarzustellen, dass diese durch ein komplexes Messkonzept gelöst werden könnte.

3. Regelbare Bezugsleistungleistungspreise

Die Anreizproblematik der Leistungspreise wird indirekt über die Möglichkeit der regelbaren Bezugsleistung adressiert. Mit dem ElWG gibt es auf Netzebene 3 und 4 die Möglichkeit der regelbaren Bezugsleistung. Dafür müssten Netzbenutzer einen Anspruch auf diese regelbare Bezugsleistung erhalten. Die verrechneten 25 % der Leistungspreise wären aber in vielen Fällen weiterhin zu hoch, um kurzfristige Anreize zu schaffen. Außerdem schließt die Einschränkung auf diese Netzebenen diese Möglichkeit für die breite Masse aus.

4. Leistungspreise Netzebene 7

Sinnvollerweise werden die Wälzungsmechanismen zwischen den Netzebenen weiter harmonisiert. Gleichzeitig steht der Leistungspreis der wirtschaftlichen Nutzung der Flexibilität häufig im Weg.

Eine Ausweitung der regelbaren Bezugsleistung auf Netzebene 5–7 ist fraglich, da der damit verbundene Aufwand (bilaterale Vereinbarung mit dem Netzbetreiber, Kommunikation mit dem Netzbetreiber bei Einschränkungen, Anpassung von Steuerungssoftware) in keinem angemessenen Verhältnis zu den potenziell erzielbaren Flexibilitätserlösen steht, insbesondere wenn trotzdem 25 % der Leistungspreiskosten zu zahlen sind.

In der Vergangenheit hatten Flexibilitäten bei Haushalt und Gewerbe wenig Relevanz. Mit der Verbreitung von E-Mobilität, Wärmepumpen, aber auch Klimaanlagen nimmt deren Bedeutung laufend zu. Und schon jetzt sind 90 % der Batteriespeicherkapazität in Österreich kleine Speicher. Sehr gerne würden wir die Wechselwirkungen mit den zukünftigen Aggregatoren an dieser Stelle beleuchten.

5. ZEITVARIABLE NETZNUTZUNGSENTGELTE

Dynamische, zeitlich und räumlich variable Netzentgelte gemäß § 128 Abs. 3 ElWG könnten das wesentliche Instrument sein, um die eng gefasste „Systemdienlichkeit" zu ergänzen, und wir sehen darin den größten Hebel zur Lösung der zuvor beschriebenen Problematiken. Insofern begrüßen wir zwar, dass mit dem Sommer-Nieder-Arbeitspreis ein erster Schritt in diese Richtung erfolgt ist, betrachten die vorgenommenen Änderungen allerdings als homöopathisch. Die Grundsatzverordnung sollte jedenfalls konkretere Vorgaben definieren.

Ein kurzfristiger und einfacher Anreiz wäre, die Bemessungsgrundlage der für den Leistungspreis heranzuziehenden Höchstleistung in der Berechnung der Netzkosten auszusetzen. Dies könnte auch in Verbindung mit einer Erhöhung des Arbeitspreises einhergehen.

Bei der Flexibilisierung der Gaskraftwerke wurde beispielsweise berücksichtigt, dass eine Flexibilisierung des Einsatzes durch eine Abkehr von längeren Leistungsverrechnungszyklen erzielt werden kann.

Dynamische Netzarbeitspreise sind aus unserer Sicht das effizienteste Mittel, um einerseits Flexibilität zu ermöglichen und Anreize für Netznutzer zu schaffen, sich netzdienlich zu verhalten. Der große Vorteil dabei ist, dass für alle Netznutzer in einer Region die gleichen Preise gelten und dadurch automatisch für Effizienz gesorgt wird. Wenn beispielsweise ein Netznutzer mit möglicher Flexibilität von Netzkosten befreit ist, ein anderer jedoch nicht, weil er gewisse Kriterien nicht erfüllt, führt das zu Ineffizienzen im System. Weiters können variable Arbeitspreise bei Engpässen besser die richtigen Anreize bieten als Leistungspreise: Wenn beispielsweise abends in einer Region aufgrund eines hohen Verbrauchs das Netz überlastet ist, dann ist an diesem Abend Netzbezug nur für jene Netznutzer teurer, die dadurch ihre monatliche Leistungsspitze erhöhen. Durch Leistungspreise orientieren sich die Kosten von Netznutzern nur an deren individuellen Verbrauchsprofil, durch variable Arbeitspreise kann man die Netzkosten für alle Netznutzer an die tatsächliche Netzauslastung anpassen.

Einer der Hauptkritikpunkte gegen dynamische Netzpreise, die sich regelmäßig ändern, ist die hohe Komplexität. Zumindest für Verbraucher mit dynamischen Tarifen entsteht keine zusätzliche Komplexität, diese haben ohnehin schon täglich ändernde Energiepreise in Viertelstundenauflösung. Räumlich differenzierte Netznutzungsentgelte erhöhen die Komplexität für Netznutzer nicht. Als Netznutzer ist es nur relevant, welche Entgelte am jeweiligen Standort gelten. Um die Komplexität zu reduzieren, könnten statisch variable Arbeitspreise ein erster Schritt sein, in einem weiteren Schritt könnte man diese für höhere Netzebenen bzw. größere Verbraucher dynamisieren.

6. Zusammenfassung

Zusammenfassend sehen wir in der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik einen zentralen Hebel zur Aktivierung von Flexibilitäten und zur Reduktion systemischer Ineffizienzen. Insbesondere die Überwindung der bestehenden Leistungspreisstruktur sowie die Einführung dynamischer, zeitlich und räumlich differenzierter Netzentgelte erscheinen aus unserer Sicht entscheidend. Wir regen daher an, diese Ansätze prioritär weiterzuverfolgen und in konkreten regulatorischen Maßnahmen zu verankern. Für einen weiteren Austausch stehen wir gerne zur Verfügung.

Für das Team der
Inercomp
Independent Energy Experts

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000413
20260331-SOL-Stellungnahme.pdf

SOL - Menschen für Solidarität, Ökologie und Lebensstil
Sapphogasse 20/1
1100 Wien
gemeinnütziger Verein - ZVR-Zahl: 384533867
Web: https://nachhaltig.at/ E: office@nachhaltig.at

Stellungnahme „Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte Grundsatzverordnung“

1 Vorbemerkung

Der Verein SOL engangiert sich für nachhaltige Entwicklungen, Klimaschutz und Solidaridät. Die SOL-Taskforce Energie, deren Mitglieder beruflich mit Energie in der Forschung und Praxis zu tun haben, konzentriert sich aktuelle Energiethemen und bemüht sich daher in der vorliegenden Stellungnahme Beiträge zu einer effizienten Energiewendeumsetzung zu leisten.

2 Netznutzungsentgelt für Bezugstarif

Die Einführung eines Leistungstarifs abhängig vom Maximum der Viertelstundenwerte im Monat hat einige negative Seiteneffekte

Dieser berücksichtigt nicht den Netzzustand, welcher durch die momentane Residuallast charakterisiert wird. Daraus ergeben sich folgende gravierende Nachteile hinsichtlich netzdienlichen Verhaltens, welches im ELWG eingefordert wird:

- Wer sein E-Auto zu Hause mit hoher Leistung lädt und damit sein Monatsmaximum verursacht, kann netzdienlich sein, wenn das bei hohem PV-Stromüberschuss im Netz (z.B. Sonniger Wochenendtag tagsüber) passiert oder auch hoch netzbelastend sein, wenn dies z.B. während der Abendverbrauchsspitze gemacht wird. Beides führt jedoch zum selben Leistungstarif. Widerspruch zum ELWG: es sollte netzdienliches Verhalten motiviert werden.
- eine Verringerung der Arbeitskomponente, reduziert in gleicher Weise die Motivation zum Stromsparen. Die schwierige Situation des Energiesparens wird somit noch weiter verschärft.

3 Begriff Systemdienlichkeit zur Befreiung von Netzgebühren

Eine faire Netzgebührenbefreiung für systemdienliche Speicher auf 20 Jahren ist eine Herausforderung. Dazu müsste man jetzt schon erkennen, welche Nebeneffekte auftreten können und was in Zukunft alles auf das Energiesystem zukommen kann.

Die im Entwurf vorliegende Systemdienlichkeitsdefinition ist sehr umfangreich gestaltet, damit eine Netzgebührenbefreiung nicht missbraucht werden kann. Dennoch lässt sich eine Konstellation finden, die eine systemdienlich eingestufte Batterie netzbelasten betrieben wird.

Batterien haben große spezifische Lade-/Entladeleistungen und werden voraussichtlich auf mehreren Märkten eingesetzt, um die Wirtschaftlichkeit zu optimieren. Hierbei könnte ein als systemdienlich eingestufter Speicher im lokalen Bereich in folgenden und ähnlichen Situationen netzbelastend wirken:

- Weitgehend trübes windarmes Wetter über Mitteleuropa führt zu hohen Energiepreisen z.B. im day-ahead-Markt.

  In einem lokalen Wolkenfenster scheint lokal die Sonne, sodass die einspeisenden PV-Anlagen das Netz bis an die Belastungsgrenze bringen.

  Nun möchte ein Speicherbetreiber auch noch in seinen Fahrplan die hohen Marktpreise ausnützen und zusätzlich Strom ins Netz bringen. Somit wäre der systemdienlich eingestufte Speicher netzbelastend.

- Der Netzbetreiber könnte sich gemäß dem Entwurf kümmern und eigene Vorschriften machen, damit diese Situation nicht möglich wäre.
- Weil solche Situationen jedoch kein Einzelphänomen sind, sondern überall auftreten kann, sollte die E-Control österreichweit die nötigen Vorkehrungen treffen und nicht an die Netzbetreiber delegieren.

4 Einbeziehen der Residuallast

Systemdienlich sollte jedenfalls auch netzdienlich sein.

Von „Natur aus“ hat ein netzdienlicher Speicher die Aufgabe die Residuallast (= Differenz von Bezugsleistung minus Erzeugung) zu verringern bzw. auf 0 abzugleichen. Die Residuallast ist bei allen Übergabeknoten und Umspannwerken bekannt. Bei den Trafostation sind noch nicht überall Smart Meter vorhanden, aber in naher Zukunft kann die Installation der Smart Meter erfolgen. Somit wird in jeder Netzebene die Residuallast gemessen. Zumindest technisch ist es möglich, die aktuelle Residuallast an die SmartMeter der Netzteilnehmer weiterzuleiten.

Mithilfe der Residuallast kann man in der Systemdienlichkeitsdefinition die Netzdienlichkeit z.B. wie folgt absichern:

- Ein Speicher ist nur dann systemdienlich, wenn er die Residuallast in seiner Netzebene verringert.

  (Zu überlegen wäre, ob man als Verschärfung auch noch die übergeordneten Netzebenen dazu nimmt)

- Verursacht ein Speicher eine Residuallastumkehr (Vorzeichenwechsel), ist das wieder eine Residuallasterhöhung (weil 0 durchlaufen wird) und ist somit nicht mehr systemdienlich. Dies beugt eine Übersteuerung vor.
- Eine solche Definition hätte den Vorteil, dass der netz/systemdienliche Betrieb mit den Smart Metern gemessen wird. Man kann sich überlegen, wie Verfehlungen behandelt werden z.B. (Nachverrechnung von Netzgebühr, Pönale oder Abregelung)
- Diese Regelung verbessert auch die Selbstregelung des Netzes.

Beispiel zur Einbindung von privaten Flexibilitäten über die Residuallastauwertung:

Speicherregelung über die Residuallast – speziell für Kleinspeicher:

1. Netzbetreiber misst Residuallast und errechnet eine Sollleistung in %-Wert der Nennleistung, die alle Flexibilitäten im dazugehörigen Netzabschnitt laden bzw. entladen dürfen.

   Die Signalübertragung zu den Flexibilitäten erfolgt über Smart Meter-Kommunikation.

2. Jeder Speicherbetreiber darf maximal die vorgegebene Leistung ins Netz einbringen.

   Somit ist gewährleistet, dass jede Flexibilität gleichbehandelt wird.

3. Nachregelung: Können nicht alle die Vorgabe erbringen, dann kann der Netzbetreiber den Sollwert erhöhen, damit nach Möglichkeit die fehlende Leistung von anderen Teilnehmern ausgeglichen werden kann.
4. Technische Ausstattung: Smart Meter bei Trafo (Niederspannung), Umspannwerk (Mittelspannung), Übergabestellen (Hochspannungsverteilnetz).

Resume: Der Netzbetreiber bestimmt, welches Verhalten systemdienlich ist. Das Verhalten des einzelnen Speicherbetreibers ist messbar. Darauf aufbauend lässt sich eine Ermäßigung der Netzgebühr vereinbaren.

Netztariffestlegung über die Residuallast:

- Z.B. Leistungstarif: Netzbelastend ist ein Verhalten, wenn es die Residuallast vergrößert. D.h. es zählt die leistungsstärkste Viertelstunde nur dann, wenn eine Bezugsbelastung im Netz vorliegt. Somit ist E-Autoladen bei hoher Netzeinspeisung ohne Vergrößerung der Netzgebühr möglich.

Weitere Aspekte zur system- bzw. netzunterstützenden Integration von Batterien:

- Speicherbetreiber werden mit der obigen Residuallastbedingung automatisch in die Pflicht genommen, das Wetterprognoserisiko auszuregeln. Dies sollte auch dort angesiedelt werden soll, denn die rasch regelbaren Batteriespeicher sind prädestiniert für den Abgleich solcher kurzfristigen Leistungsschwankungen.
- Den vorigen Punkt erachte ich als besonders wichtig, weil damit Speicher a priori für den Zusatznutzen der Netzregelung dienen. Der Energiemarkt wird fester an die Netzstabilisierung gekoppelt. Die Netzregelung wird effizienter, der weitere Speicherbedarf zur Netzstabilisierung (müssten Netzbetreiber anschaffen) wird geringer. Weniger Kosten - weniger Geldabfluss nach China – weniger Netzgebühren.
- Weiters sollten auch möglichst alle Kleinspeicher und (bidirektionale) E-Autos zur Netz- bzw. Systemstabilisierung eingebunden werden können. Hier kann das größte Kosteneinsparungspotenzial abgerufen werden. Diese Speicher fehlen in der vorliegenden Konsultation. Lt. beiliegender Publikation (Wind G., et al. „Erfahrungen mit einem prognosebasierten Lademanagement zur Reduktion der Netzbelastung, EnInnov2026 Graz, 2026) kann mit colocated Speicher bei PV-Anlagen die Einspeiseleistung auf 25% der Nennleistung reduziert werden, sodass die 4-fache Menge an PV-Anlagen in das Netz ohne Verstärkung integriert werden können. Es sollen dafür Anreize geschaffen werden, damit diese Möglichkeit wirtschaftlich genützt werden kann, um gleichzeitig Einsparungen beim Netzausbau zu erzielen.

5 Co-located Speicher

Diese sehe ich als besonders nützlich und sollten die höchste Priorisierung haben, wenn diese die Einspeiseleistung reduzieren, weil sie sorgen, dass Leistungsspitzen gar nicht in das Netz kommen. Die Einspeiseleistungsreduktion und Netznutzungsentgeltreduktion sollten in einem proportionalen Verhältnis in Verbindung stehen, damit ein Anreiz besteht die Einspeiseleistung möglichst weit zu reduzieren. D.h. je stärker die Leistungsreduktion, umso mehr Ermäßigung.

6 Literatur

[1] Wind G., Geyer H., Schicker I., Schindler M., Wohlfart P., „Erfahrungen mit einem prognosebasierten Lademanagement zur Reduktion der Netzbelastung, EnInnov2026, Graz, 2026

Kontakt: Günter Wind, g.wind@ibwind.at

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000414

260331_SNE-GVO_VOEWG_VKOE.cleaned.pdf

VÖWG
Verband der öffentlichen Wirtschaft und Gemeinwirtschaft Österreichs

VKÖ
Verband kommunaler Unternehmen Österreichs

Rückmeldung zur öffentlichen Konsultation der E-Control

Systemnutzungsentgeltegrundsatz-Verordnung

Wien, 31. 03. 2025

Über den Verband der öffentlichen Wirtschaft und Gemeinwirtschaft Österreichs

Unser Ziel ist es, dass Dienstleistungen der Daseinsvorsorge für alle Menschen in Österreich zugänglich, leistbar und von hoher Qualität bleiben heute und in Zukunft. Der VÖWG vernetzt über 120 Unternehmen, Institutionen und Organisationen und fördert den Wissensaustausch etwa in den Bereichen Energieversorgung, öffentlicher Verkehr, Wasser und Abwasserwirtschaft, Abfallentsorgung, wirtschafts und finanzpolitische Steuerung, Wohnen sowie Gesundheits und Sozialdienste. Zudem unterstützt der VÖWG seine Mitglieder mit einem breiten Serviceangebot, begleitet politische und regulatorische Entwicklungen und stärkt die Stimme der Daseinsvorsorge auf nationaler und europäischer Ebene.

Über den Verband kommunaler Unternehmen Österreichs

Unser Ziel ist es, dass Dienstleistungen der Daseinsvorsorge für alle Menschen in Österreich zugänglich, leistbar und von hoher Qualität bleiben heute und in Zukunft. Der Verband kommunaler Unternehmen Österreichs (VKÖ) vereint rund 30 kommunale Unternehmen aus ganz Österreich sowie die Stadtwerke Krakau und Meran. Mit ihren breiten Portfolios in den Bereichen Energieversorgung, Netzinfrastruktur, öffentlicher Verkehr, Wasser und Abwasserwirtschaft, Abfallwirtschaft und Telekommunikation leisten sie einen wesentlichen Beitrag zu einer sicheren und leistbaren Daseinsvorsorge. Der VKÖ unterstützt seine Mitglieder mit vielfältigen Services, begleitet politische und regulatorische Entwicklungen und stärkt die Stimme der kommunalen Daseinsvorsorge auf nationaler und europäischer Ebene.

Rechtsform:
Verein

Sitz:
Stadiongasse 6 8, A 1010 Wien

ZVR-Zahl (AT):
VÖWG: 338965482
VKÖ: 358163335

Zuständigkeit:
Landespolizeidirektion Wien

EU-Transparenzregisternummer VÖWG:
643879152710 58

Marktkonsultatiuon zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

Der Verband öffentlicher Wirtschaft und Gemeinwirtschaft (VÖWG) und der Verband kommunaler Unternehmen Österreichs (VKÖ) bedanken sich für die Möglichkeit der Stellungnahme zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung. Wir erlauben uns wie folgt Stellung zu nehmen. Die Stellungnahme erfolgt vorbehaltlich des tatsächlichen Verordnungsentwurfs

Allgemeines zum Entwurf der SNE-GVO

Die Marktkonsultation steckt erste Überlegungen der Regulierungsbehörde E-Control bezüglich einer neuen Strom-Netzentgeltsystematik ab. Anlass dafür ist die im Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) vorgesehene Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte. Im Zentrum des Entwurfs steht eine stärkere Gewichtung der Leistungskomponente gegenüber der Arbeitskomponente in den Netzentgelten. Für Lastspitzen – etwa, wenn viele Geräte gleichzeitig laufen – soll nun mehr gezahlt werden. Weil insbesondere Lastspitzen maßgeblich für den Netzausbau und die Kapazitätsvorhaltung sind soll der stärkere Fokus auf die Lastkomponente eine verursachungsgerechte Verteilung der Netzentgelte sicherstellen. Darüber hinaus sollen Flexibilitäten im Strombezug künftig stärker beanreizt werden. Wer seinen Bezug in Zeiten hoher Netzauslastung reduzieren kann, soll daraus künftig Vorteile ziehen. Neu geordnet werden sollen zudem die Entgelte für den Netzanschluss, die künftig in einem einheitlichen Netzanschlussentgelt zusammengeführt werden sollen. Der zweite Teil der Konsultation befasst sich darüber hinaus insbesondere mit der Definition des systemdienlichen Betriebs von Speicher- und Erzeugungsanlagen sowie mit weiteren Flexibilitätsinstrumenten wie dem flexiblen Netzzugang. Insgesamt soll damit ein neuer regulatorischer Rahmen geschaffen werden, der eine effizientere Netznutzung ermöglicht, die Systemkosten begrenzt und die Transformation des Stromsystems unterstützt.

Das Wichtigste in Kürze:

- **VÖWG und VKÖ begrüßen die Modernisierung der Systemnutzungsentgelte.** Die Novelle muss jedoch Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Leistbarkeit gleichermaßen berücksichtigen.
- **Ziel muss ein verursachungsgerechtes und praxistaugliches System sein.** Anreize dürfen nur dort ansetzen, wo tatsächlich Flexibilitätspotenzial besteht; zugleich braucht es eine breite Kommunikation der Änderungen.
- **Neben individuellen Anreizen müssen zentrale Steuerungsmöglichkeiten durch Netzbetreiber dort erhalten bleiben, wo sie nachweislich netz- und systemdienlich sind.** Neue Flexibilitätsinstrumente brauchen Evaluierung, klare Übergangsregeln und eine saubere Abgrenzung.
- **Rabatte und Ausnahmen sind nur dann gerechtfertigt, wenn sie nachweislich Kosten im Gesamtsystem senken.** Die Kriterien dafür müssen praktikabel sein und Investitionssicherheit schaffen.
- **Für eine faktenbasierte Diskussion braucht es eine einheitliche Datengrundlage.** Vorhandene Analysen und Daten sollten daher offengelegt werden.
- **Die Ausgestaltung der Netzentgelte erfordert ein abgestimmtes Vorgehen zwischen Vorstand, Regulierungskommission und Regulierungsbeirat**, um Zielkonflikte und Kompetenzüberschneidungen zu vermeiden.

Marktkonsultatiuon zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – Teil 1

Grundsätzlich sehen wie die Anpassung der Grundsätze zu den Systemnutzungsentgelten sehr positiv. Als VÖWG und VKÖ setzen wir uns für eine leistbare Energieversorgung für alle ein und begrüßen die Bestrebungen der Behörde deshalb grundsätzlich sehr das Tarifsystem verursachungsgerechter auszugestalten. Im Detail dürfen wir zu Teil 1 der Marktkonsultation wie folgt Stellung nehmen.

Netznutzungsentgelte

Leistungspreis für bisher nicht-leistungsgemessene Kund:innen

Aus Sicht von VKÖ und VÖWG ist die Einführung eines Leistungspreises für bisher nicht leistungsgemessene Kund:innen grundsätzlich nachvollziehbar. Eine stärkere Berücksichtigung der Leistungskomponente kann zu einer verursachungsgerechteren Verteilung der Netzentgelte beitragen, da insbesondere hohe Lastspitzen maßgeblich für Netzausbau und Kapazitätsvorhaltung sind. Für die Einführungsphase erscheint ein leistungsbezogener Anteil von rund 40 bis 50 % zweckmäßig. Eine allfällige spätere Weiterentwicklung sollte auf Basis einer Evaluierung der praktischen Auswirkungen erfolgen.

Die Einführung eines Leistungspreises für alle Kund:innen stellt eine grundlegende systemische Anpassung dar und sollte jedenfalls von begleitenden Informationsmaßnahmen flankiert werden. Nur wenn die neue Systematik für Netznutzer:innen nachvollziehbar ist, können Akzeptanz und die beabsichtigte Lenkungswirkung tatsächlich erreicht werden.

Für eine praktikable Umsetzung empfehlen wir, gemessene Leistungswerte auf eine Nachkommastelle zu runden, um sprunghafte Entgelteffekte zu vermeiden. Darüber hinaus sind klare Verrechnungsregeln für jene Fälle erforderlich, in denen keine gemessene Leistung zur Verfügung steht.

Gerade Haushalte mit geringem Verbrauch und niedrigen Lastspitzen verfügen nur über begrenzte Flexibilitätspotenziale. Vor diesem Hintergrund ist es sachgerecht, eine Leistungsgrenze vorzusehen, unterhalb derer sich die Netzentgelte für durchschnittliche Haushalte nur geringfügig verändern. Um die konkreten Auswirkungen einer solchen Staffelung beurteilen zu können, ist jedoch eine Betrachtung im Zusammenspiel mit der konkreten Tarifierung erforderlich. Je nach Ausgestaltung von Verrechnungsintervall, Stufung und Höhe der Entgelte können sich für Netznutzer:innen sehr unterschiedliche Effekte ergeben. Dies zeigt sich etwa an folgenden Beispielen:

- Bei Kund:innen mit monatlicher Verrechnung wäre eine endgültige Abrechnung erst nach dem Durchlauf des Jahreszyklus möglich. Weil die Verrechnung bisher üblicherweise das 12-Monatsspitzenmittel zu Grunde legt, wäre die Jahresverrechnungsleistung erst nach 12 Monaten klar, so wird eine Aufrollung der vorherigen Monatsverrechnungen unbedingt erforderlich.
- Aus den Angaben der Marktkonsultation gehen wir davon aus, dass der Leistungspreis in der Verbrauchsstufe bis 8 kW niedriger ist als in der Stufe über 8 kW. Am Beispiel einer gemessenen Monatsleistung von 15,3 kW würden 8 kW mit Preis der Stufe bis 8 kW und 7,3 kW (= 15,3 – 8) mit dem separaten Preis der Stufe über 8 kW zur Verrechnung kommen.

Die Beispiele zeigen, dass unterschiedliche Kombinationen aus Verrechnungsintervall, Entgelterhöhung und Stufung zu sehr führen zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen führen können. Umso wichtiger ist es, die einzelnen Instrumente sorgfältig aufeinander abzustimmen.

Allgemeine Nebenbedingungen und Prämissen

Die Messentgelte sind nach dem neuen ElWG kein eigener Bestandteil der Systemnutzungsentgelte mehr, sondern gehen in die Netznutzungsentgelte ein. Da die bisherigen Preisvergleiche der Behörde die Messentgelte nicht berücksichtigt haben, würde ein unveränderter Vergleich für 2027 allein deshalb eine scheinbar deutliche Erhöhung der Netznutzungsentgelte ausweisen. Vor dem Hintergrund der zu erwartenden medialen Aufmerksamkeit und des Interesses verschiedener Interessensvertretungen ist es daher wesentlich, dass die Behörde repräsentative Vergleichsfälle für ihre Analysen heranzieht und veröffentlicht.

Neben dem etablierten österreichweiten Haushaltsvergleichsfall mit 3.500 kWh Jahresverbrauch sollte dieser um eine repräsentative durchschnittliche Verrechnungsleistung ergänzt werden. Darüber hinaus sind auch repräsentative Vergleichsfälle für die einzelnen Netzbereiche erforderlich, da sich die Verbrauchsstrukturen regional teils deutlich unterscheiden. Für eine geordnete Überführung in das neue Tarifmodell ist auf diese Unterschiede Bedacht zu nehmen und sind die verfügbaren Gestaltungsspielräume zu nutzen.

Daraus folgt, dass die einzelnen Preiskomponenten je Netzbereich unterschiedlich ausgestaltet werden müssen. Auch der genannte Schwellwert von 8 kW sollte dabei nicht als zwingend fixer Wert verstanden werden, sondern als variable Stellgröße für einen geordneten Übergang. **Flexibilitätsanforderungen in der Entgeltstruktur**

Flexibilitätsanforderungen in der Entgeltstruktur

Die Marktkonsultation zur SNE-GVO sieht vor, dass die Flexibilitäten von Endkund:innen künftig über die **regelbare Bezugsleistung** abgebildet werden sollen. Bei netzdienlicher Nutzung sollen dadurch Vergünstigungen beim Netznutzungsentgelt ermöglicht werden. Gleichzeitig ist vorgesehen, bestehende **unterbrechbare Tarife** nicht dauerhaft fortzuführen, sondern diese innerhalb der nächsten drei Jahre an den Tarif der gemessenen Leistung anzugleichen. Kund:innen organisieren ihre Flexibilität künftig stärker selbst und müssen diese technisch bereitstellen, während eine unmittelbare Steuerung durch den Netzbetreiber nicht mehr in gleicher Weise vorgesehen ist. Als wesentlicher Vorteil für betroffene Netzkund:innen wird angeführt, dass künftig nur mehr ein Zählpunkt erforderlich sei und damit Steuern und Abgaben entfallen würden, die derzeit mit dem zusätzlichen unterbrechbaren Zählpunkt verbunden sind.

In der Praxis handelt es sich bei solchen Zählerstrukturen jedoch vielfach um historisch gewachsene Systeme. In einem Haushalt bestehen nicht selten mehrere Zähler, die derzeit unterschiedlichen Tarifmodellen zugeordnet sind, etwa ein Zählpunkt für den allgemeinen Wohnungsanschluss und ein gesonderter unterbrechbarer Zählpunkt für eine Therme oder einen Warmwasserboiler. Um von den beschriebenen Vorteilen der regelbaren Bezugsleistung tatsächlich profitieren zu können, wäre es in vielen Fällen erforderlich, diese Messvorrichtungen baulich zusammenzuführen. Gerade im städtischen Altbau ist dies jedoch häufig mit erheblichem technischem und finanziellem Aufwand verbunden.

Ein erheblicher Teil der unterbrechbaren Anlagen befindet sich in Altbauwohnungen mit entsprechend alter Elektroinstallation. Selbst im Idealfall, also bei grundsätzlich normkonformer Anlage, kann der erforderliche Umbau für Kund:innen bereits Kosten in vierstelliger Höhe verursachen; in vielen Fällen ist mit deutlich höheren Aufwendungen zu rechnen. Hinzu kommt, dass Wohnungen mit unterbrechbaren Zählpunkten häufig Mietwohnungen sind. Die notwendigen Investitionen wären in diesen Fällen regelmäßig von den Wohnungseigentümer:innen zu tragen, während der wirtschaftliche Vorteil durch den Wegfall des zusätzlichen Zählpunkts in erster Linie den Mieter:innen zugutekäme. Dieses Auseinanderfallen von Kosten und Nutzen führt in der Praxis dazu, dass notwendige Investitionen vielfach unterbleiben. Damit besteht das Risiko, dass die angestrebte Tarifumstellung für Kund:innen mit unterbrechbaren Anlagen nicht zu einer Entlastung, sondern faktisch zu einer Mehrbelastung führt. Der finanzielle Anreiz, der durch die Abschaffung des unterbrechbaren Tarifs entstehen soll, steht daher in vielen Fällen in keinem angemessenen Verhältnis zu den tatsächlichen Kosten, rechtlichen Anforderungen und praktischen Umsetzungshemmnissen auf Kund:innenseite. Zwar sieht § 109 Abs. 3 ElWG grundsätzlich eine gemeinsame Betrachtung mehrerer Zählpunkte im Fall paralleler Betriebsmittel vor, diese Konstellation dürfte jedoch nur in einem Teil der betroffenen Fälle vorliegen.

Hinzu kommt, dass sowohl Kund:innen als auch Netzbetreiber in den vergangenen Jahren gezielt in unterbrechbare Anlagen und deren Steuerbarkeit investiert haben. Kund:innen haben Investitionen vorgenommen, um ihre Flexibilität dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen und im Gegenzug von günstigeren Netznutzungsentgelten zu profitieren. Auch auf Seiten der Netzbetreiber wurden entsprechende Investitionen in Steuerungs- und Kommunikationsinfrastruktur getätigt. In unserem Netzgebiet wird derzeit beispielsweise die bestehende Rundsteueranlage sukzessive ersetzt und die Schaltung unterbrechbarer Zählpunkte über Smart-Meter-Funktionalitäten realisiert. Eine Tarifreform sollte nicht dazu führen, dass diese beiderseitigen Investitionen entwertet werden und Stranded Investments entstehen, obwohl unterbrechbare Anlagen weiterhin einen erheblichen systemischen Nutzen bieten.

Unterbrechbare Tarife stellen nach wie vor ein wesentliches Instrument der netzdienlichen Laststeuerung dar. Sie ermöglichen die gezielte Abschaltung bestimmter Verbrauchseinrichtungen, etwa von Warmwasserboilern,

und erschließen damit ein erhebliches Flexibilitätspotenzial. Gerade im Hinblick auf die Integration volatiler erneuerbarer Energieträger leisten sie einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilität.

Flexibilitäten der Endkund:innen in der Praxis

Grundsätzlich ist zu begrüßen, dass netz- und systemdienliche Flexibilitäten künftig stärker berücksichtigt und genutzt werden sollen. Gerade bei der Einführung neuer tariflicher Instrumente ist es jedoch wesentlich, diese zielgerichtet, praxistauglich und wirksam auszugestalten. Dafür braucht es eine sorgfältige Evaluierung bestehender Modelle, eine klare Abgrenzung neuer Instrumente sowie eine belastbare Datengrundlage. Nur auf Basis nachvollziehbarer Analysen und praktischer Erfahrungen kann sichergestellt werden, dass neue Regelungen tatsächlich den gewünschten Beitrag zu Leistbarkeit, Sicherheit und Effizienz des Energiesystems leisten. Vor diesem Hintergrund ist auch bei den vorgesehenen Flexibilitätsanforderungen darauf zu achten, dass Anreize zielgenau dort gesetzt werden, wo tatsächlich Flexibilitätspotenziale bestehen, und dass die gewählten Instrumente in der Praxis wirksam sind. Der regelbare Tarif kann für besonders flexible Netznutzer:innen einen sinnvollen Anreiz zur Lastverschiebung bieten. Gleichzeitig sollte jedoch auch weiterhin die Möglichkeit einer zentralen Flexibilitätssteuerung durch den Netzbetreiber erhalten bleiben. Gerade bei Verbrauchseinrichtungen, die derzeit nicht aktiv durch die Netznutzer:innen selbst gesteuert werden, besteht andernfalls das Risiko, dass vorhandene Flexibilitätspotenziale verloren gehen. Erforderlich sind daher praxistaugliche und pragmatische Lösungen, die sowohl individuelle Steuerung als auch zentrale netzbetreiberseitige Steuerung berücksichtigen und damit den wirksamen Erhalt netz- und systemdienlicher Flexibilität sicherstellen.

Methodentransparenz und Nachvollziehbarkeit

Die Marktkonsultation greift mehrere neue Parameter und Systementscheidungen auf, ohne die dahinterliegenden Analysen, Zielsetzungen und Wechselwirkungen ausreichend offenzulegen. Aus Sicht von VKÖ und VÖWG ist es jedoch wesentlich, dass die konkrete Ausgestaltung der Tarifierung auf einer nachvollziehbaren methodischen Grundlage beruht und die einzelnen Parameter in ihrer jeweiligen Funktion klar getrennt festgelegt werden. Eine Vermischung unterschiedlicher Zielsetzungen innerhalb einzelner Stellgrößen sollte vermieden werden, da dies unerwünschte Nebenwirkungen in anderen Bereichen nach sich ziehen kann.

Dies gilt insbesondere für die vorgesehene Festlegung der vertraglich vereinbarten Leistung auf 8 kW. Auch wenn das Ziel, für durchschnittliche Netznutzer:innen keine übermäßigen Veränderungen auszulösen, grundsätzlich nachvollziehbar ist, kann die Wahl dieses Schwellenwerts erhebliche Auswirkungen auf andere Entgeltbestandteile und möglicherweise auch auf die Netzdimensionierung haben. Solche Zielsetzungen sollten daher nicht über einzelne Parameter mit Mehrfachfunktion abgebildet werden, sondern im Rahmen einer insgesamt konsistenten Tarifierung.

Aufgrund der unterschiedlichen Auswirkungen je nach konkreter Ausgestaltung der Tarifparameter erscheint darüber hinaus ein eng abgestimmtes Vorgehen zwischen Vorstand und Regulierungskommission unter Einbindung des Regulierungsbeirats erforderlich. Nur so kann sichergestellt werden, dass die neuen Tarifelemente in sich schlüssig ausgestaltet werden und allfällige Zielkonflikte oder Kompetenzüberschneidungen vermieden werden.

Für eine sachliche Beurteilung der vorgeschlagenen Änderungen braucht es daher eine transparente Datengrundlage, nachvollziehbare Vergleichsfälle und eine offen gelegte Herleitung der wesentlichen Parameter. Nur auf dieser Basis können die Auswirkungen auf unterschiedliche Kundengruppen seriös bewertet und die Systemänderungen nachvollziehbar eingeordnet werden.

Netzanschlussentgelte

Die vorgeschlagene Systematik des Netzanschlussentgelts mit einem pauschalen Anteil (PA) und einem aufwandorientierten Anteil (AWA) erscheint grundsätzlich schlüssig. Positiv hervorzuheben sind insbesondere die vorgesehenen Kostensätze auf den Netzebenen 3 bis 7, die Vereinheitlichung für Kleinanschlüsse, die klare Regelung für Verteilernetzbetreiber, die Anrechnung bestehender Netznutzungsrechte sowie die vorgesehene Reduktion des pauschalen Anteils bei systemdienlichem Betrieb. Ebenso ist zu begrüßen, dass die neue Systematik insgesamt besser geeignet erscheint, verursachungsgerechte Signale zu setzen und damit einen Beitrag zur

Begrenzung von Netzausbaukosten zu leisten. Dies gilt insbesondere auch für Einspeiser, bei denen die bisherige Entgeltstruktur diesem Ziel nur eingeschränkt entsprochen hat.

Damit die neuen Regelungen rechtssicher, verursachungsgerecht und praxistauglich umgesetzt werden können, sind aus Sicht von VKÖ und VÖWG jedoch noch mehrere Präzisierungen erforderlich. Dazu zählen insbesondere eine klare Verankerung und Definition des Netzzutrittspunkts in der SNE-GV zur Abgrenzung zwischen pauschalem und aufwandorientiertem Anteil des Netzanschlussentgelts, kostendeckende und nachvollziehbar hergeleitete PA-Kostensätze sowie gegebenenfalls auch AWA-Kostensätze je Netzebene einschließlich Bau- und Grundstückskosten, eine eindeutige Regelung für 1:n-Konstellationen mit einem Netzanschluss und mehreren Anlagen bzw. Netzbenutzern, klare Übergangsbestimmungen für bestehende Anschlussleistungen, Leistungsdaten und Altverträge sowie sachgerechte Sonderregelungen für Kleinstanschlüsse und unterbrechbare Tarife. Darüber hinaus sollte zur Ermöglichung fundierter Investitionsentscheidungen normiert werden, dass sämtliche kostenrelevanten Feststellungen spätestens mit Vorliegen des Netzanschlussvertrags endgültig definiert sind.

Zugleich erscheint es wesentlich, die Auswirkungen der neuen Systematik anhand nachvollziehbarer Analysen und Beispielrechnungen transparent darzustellen. Dies ist erforderlich, um die Folgen für einzelne Nutzergruppen besser beurteilen zu können. Auch vorgesehene Reduktionen des Netzanschlussentgelts, etwa bei systemdienlichem Betrieb, sollten fachlich klar begründet werden. Schließlich sind Übergangsbestimmungen nicht nur im Hinblick auf die Anrechnung bereits entrichteter Netzanschlussentgelte sinnvoll, sondern auch, um missbräuchliche Gestaltungsmöglichkeiten und eine schrittweise Umgehung der Systematik frühzeitig zu erkennen und zu vermeiden.

Marktkonsultatiuon zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung – Teil 2

Der zweite Teil der Marktkonsultation befasst sich insbesondere mit der Definition des systemdienlichen betriebs von Speicher- und Ergeugungsanlagen sowie mit weiteren Flexibilitätsinstrumenten wie dem flexiblen Netzzugang.

Systemdienlichkeit von Speicher- und Erzeugungsanlagen

Energiespeicher werden im künftigen Stromsystem eine zentrale Rolle einnehmen. Sie sind ein wesentlicher Baustein für die Integration fluktuierender erneuerbarer Erzeugung, für die Bereitstellung von Flexibilität sowie für die Stärkung der Versorgungssicherheit und Resilienz des Energiesystems. Dies gilt insbesondere für Speicher, die durch netzentlastenden Betrieb, Glättung von Einspeise- und Lastspitzen, Bereitstellung von Regelenergie, Inselbetriebsfähigkeit oder Schwarzstartfähigkeit einen über den Einzelanschluss hinausgehenden systemischen Nutzen erbringen. Auch hybride und co-located Anlagenkonzepte können hierzu einen wichtigen Beitrag leisten.

Gleichzeitig muss die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik dem Grundsatz der Effizienz und Nachvollziehbarkeit verpflichtet bleiben. Begünstigungen, Ausnahmen oder Entgeltreduktionen sind nur dann sachgerecht, wenn ihnen ein tatsächlicher, überprüfbarer Nutzen für das Gesamtsystem gegenübersteht und sie zu einer Reduktion oder Vermeidung von Systemkosten beitragen. Vor diesem Hintergrund ist nachvollziehbar, dass die Systemdienlichkeit nicht zu weit und nicht pauschal verstanden werden darf. Ebenso darf sie aber auch nicht so eng gefasst werden, dass wesentliche vom Gesetzgeber anerkannte Beiträge von Speichern und Erzeugungsanlagen zur Versorgungssicherheit, Flexibilität und Systemstabilität von vornherein unberücksichtigt bleiben.

Aus Sicht von VKÖ und VÖWG kommt es daher entscheidend darauf an, dass die Regulierungsbehörde eine praktikable, rechtssichere und ausgewogene Lösung findet. Die Kriterien für Systemdienlichkeit müssen auf einer klaren gesetzlichen Grundlage beruhen, transparent, diskriminierungsfrei und nachvollziehbar ausgestaltet sein sowie den unterschiedlichen technischen Realitäten von Speichern, Elektrolyseanlagen, hybriden Anlagen und systemdienlichen Erzeugungsanlagen Rechnung tragen. Dabei sollte einerseits sichergestellt werden, dass Speicher als essenzieller Bestandteil eines sicheren und resilienten Stromsystems angemessen berücksichtigt werden. Andererseits muss gewährleistet bleiben, dass allfällige Begünstigungen zielgerichtet sind, tatsächlich systemische Mehrwerte abbilden und die Effizienz des Gesamtsystems nicht beeinträchtigen.

Die vorgeschlagene Ausgestaltung zeigt, dass hier noch erheblicher Präzisierungsbedarf besteht. Dies betrifft insbesondere die Definition der Systemdienlichkeit, die Gewichtung einzelner Kriterien, die Rolle des Standorts, die Berücksichtigung von Versorgungssicherheitsaspekten sowie die praktische Ausgestaltung von Nachweis-, Auswahl- und Übergangsmechanismen. Die Behörde ist daher gefordert, im weiteren Prozess eine ausgewogene

Lösung zu entwickeln, die sowohl die Investitions- und Planungssicherheit für systemrelevante Anlagen verbessert als auch Verursachergerechtigkeit, Kosteneffizienz und die Interessen der Gesamtheit der Netzbenutzer wahrt.

Inhaltliche Verantwortung

Isabelle Bartes	**Teamleitung Energiepolitik** [redacted]

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000415
STN zur SNE GV Teil 1_
KNG_31.03.2026.cleaned.pdf

DEINE ENERGIE
IST UNSERE VERANTWORTUNG

Kärnten Netz
EIN UNTERNEHMEN DER KELAG

Netzkund:innenmanagement
DI Georg Wurzer
Arnulfplatz 2
9020 Klagenfurt am Wörthersee
T [redacted]
E [redacted]
www.kaerntennetz.at
31. März 2026

E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
Austria
Per mail an
recht-post@e-control.at

Geschäftszahl: V SNE 01/26

Stellungnahme zum Dokument „Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte Grundsatzverordnung

Sehr geehrte Damen und Herren!

Eingangs dürfen wir uns für die Möglichkeit bedanken, zum vorliegenden Dokument zur Systemnutzungsentgelte Grundsatzverordnung Stellung nehmen zu können. Wir möchten auch ausdrücklich begrüßen, dass durch diese Verordnung die Entgeltsystematik weiterentwickelt wird, und an die aktuellen Erfordernisse angepasst werden soll.

Insbesondere möchten wir folgende Paradigmen und Zielsetzungen aus unserer Sicht, für die neue Entgeltsystematik begrüßen

- Leistungsbezogene Verrechnung auch auf NE 7
- Einheitliche Verrechnung der Netzanschlusskosten für Entnehmer und Einspeiser
- Anreize für unsere Kund:innen für die Optimierung der „netzwirksamen Leistung“

Inhaltlich schließen wir uns der durch Österreichs Energie erarbeiteten Stellungnahme an. Wir möchten aber konkret noch einige Aspekte zu zwei ausgewählten Themen auf diesem Wege einbringen.

Festlegung der netzwirksamen Leistung bei bisher nicht leistungsgemessenen Kunden auf der NE 7

Im derzeitigen Entwurf des Dokumentes, soll die netzwirksame Leistung (vormals „vereinbartes Ausmaß der Netznutzung“) in Bezugsrichtung für bisher nicht leistungsgemessene Kunden auf NE 7 mit 8 kW angenommen werden.

Bis dato wurde gemäß den genehmigten Allgemeinen Verteilernetzbedingungen der KNG bei solchen Anlagen eine vertraglich vereinbarte Mindestbereitstellung von 3,5 kW bis zu einem Jahresenergieverbrauch von 15.000 kWh angesetzt. Als max. Vorzählersicherung wird im Netz der KNG 35 A oder auch 50 A zugelassen.

Es ist klar, dass durch die Sicherungsgrößen wesentlich höherer Leistungswerte bezogen werden können, die deutlich über den kaufmännisch im Netzzugangsvertrag vereinbarten Ausmaß der Netznutzung liegen. Grundsätzlich begrüßen wir den Ansatz, eine für die Kundenanlage repräsentative netzwirksame Leistung anzusetzen.

Interne Auswertungen bei der KNG zeigen, dass durch die Überführung auf eine Leistungsverrechnung auch bei Annahme einer netzwirksamen Leistung von 8 kW, ein nicht unwesentlicher Teil unserer Netzkunden über 8 kW hinausgehende Leistungsspitzen verursachen und damit eine Nachzahlung des pauschalen Anteils des Netzanschlussentgeltes schlagend werden würde.
Dies wird aus der Kundenperspektive schwer nachzuvollziehen sein, da sich an der elektrischen Anlage des Kunden nichts verändert hat, und der Kunde uns seine Betriebsmittel, z.B. Wärmepumpe oder Wallbox, bereits vor Inkrafttreten der neuen SNE-GV ordnungsgemäß gemeldet hat.

Als Lösungsvorschlag regen wir an, dass bei Bestandsanlagen eine Übergangsregelung geschaffen wird, die in einem definierten Zeitraum eine Einstufung der netzwirksamen Leistung durch eine standardisierte Beurteilung der viertelstündlichen Leistungswerte (z.B. zwischen 01.01.2027 und 31.12.2027) bis zu einem Schwellwert von 15 kW ermöglicht.

Für neue oder Erweiterungen bestehender Netzanschlüsse, deren netzwirksame Leistung den bisher vereinbarten / zugewiesenen Wert überschreitet, sollte in weiterer Folge jedenfalls der PA des Netzanschlussentgelts wie in der Marktkonsultation von der E-Control vorgeschlagen zur Verrechnung kommen.

Bemessung des aufwandsorientierten Teils („AWA“) zum Netzanschlussentgelt

Um eine möglich verursachungsgerechte Verrechnung von unmittelbaren Aufwendungen für Netzanschlüsse sicherzustellen, regen wir an, den AWA nicht über einen Kostenschlüssel als Wert in €/kW anzusetzen, sondern die Verrechnung der tatsächlich kalkulierten Aufwendungen nach dem derzeitigen System beizubehalten (vergl. ELWOG § 54 Abs.1).

Folgende Argumente wollen wir dafür vorbringen:

- Eine Quasi-Pauschalierung des AWA durch einen vorgegebenen Wert in €/kW entbindet den Netzbetreiber nicht davon, Netzausbaumaßnahmen zu kalkulieren. Die Notwendigkeit diese Kalkulation dann noch mit einem definierten Schwellwert zu vergleichen und ggf. darüberhinausgehende Kosten dann noch zusätzlich zu verrechnen, führt nicht zu mehr Transparenz, sondern zu komplexeren Angeboten für unsere Kund:innen und vor allem zu einem erhöhten administrativen Aufwand.
- Ein größtenteils pauschaler Ansatz des AWA führt unweigerlich zu einer Sozialisierung von Kosten, die speziell die höheren Netzebenen belastet. So zahlt z.B. ein Kunde auf der NE 4 bei doppelter Leistung auch den doppelten AWA, obwohl der Aufwand beim VNB gleichbleibt. (Eine Abgangszelle in einem Umspannwerk kotet gleich viel, egal ob der Kunde 5 MW einspeist oder 10 MW)
- Die VNB haben für vergleichbare Netzbenutzer auf der NE 7 (Hausanschlüsse) bereits gut etablierte Pauschalregelungen. Aus unserer Sicht sind jedoch die Aufwendungen für Anschlüsse auf den höheren Netzebenen sehr unterschiedlich und scheint deshalb ein pauschaler Ansatz hier nicht verursachungsgerecht.

Gerne stehen wir für Rückfragen oder vertiefende Gespräche zur Verfügung und werden uns im weiteren laufenden Entwicklungsprozess konstruktiv einbringen.

Wir bedanken uns für die Kenntnisnahme und ersuchen um Berücksichtigung unserer Anmerkungen im weiteren laufenden Konsultationsprozess.

Mit freundlichen Grüßen

Georg Wurzer
Leiter Netzkund:innenmanagement und Projektierung

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000416

026_03_31_Stellungnahme_SNE_Speicher_N.cleaned.p

BLOCH3
NÖ: 2851 Krumbach | Marktstraße 17 | Österreich
Wien: 1010 Wien | Rotenturmstraße 16-18 | Österreich
+43 (0)1 890 11 34 | office@bloch3.at | www.bloch3.at

Stellungnahme zur Marktkonsultation der SNE-Grundsatzverordnung

Bloch3 bedankt sich für die Möglichkeit, zur Marktkonsultation der E-Control betreffend die Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung Stellung zu nehmen. Die Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte stellt einen wesentlichen Baustein für die zukünftige Integration erneuerbarer Erzeugung, flexibler Verbrauchsanlagen und Energiespeicher in das österreichische Stromsystem dar. Besonders im Bereich der Energiespeicher kommt der regulatorischen Ausgestaltung erhebliche Bedeutung zu, da Speicher eine zentrale Rolle für die Netzintegration, die Reduktion von Engpässen und die bessere Nutzung bestehender Netzkapazitäten einnehmen können. Die Marktkonsultation sieht hierfür mehrere Instrumente vor, darunter systemdienliche Speicher, systemdienliche Stromerzeugungsanlagen sowie den dauerhaften flexiblen Netzzugang.

Aus Sicht der Bloch3 ist es grundsätzlich zu begrüßen, dass systemdienliches Verhalten künftig gezielter berücksichtigt und in der Entgeltstruktur abgebildet werden soll. Gleichzeitig ist wesentlich, dass die vorgesehenen Instrumente klar, objektiv und praxistauglich ausgestaltet werden. Insbesondere dort, wo Begünstigungen an Ausschreibungen, standortbezogene Kriterien oder betriebliche Einschränkungen geknüpft werden, bedarf es eines verlässlichen und frühzeitig konkretisierten Rahmens, um Planbarkeit und Finanzierbarkeit der betroffenen Projekte sicherzustellen. Vor diesem Hintergrund nimmt die Bloch3 zu den aus ihrer Sicht wesentlichen Punkten wie folgt Stellung.

Grundsätzliche Unterstützung der Zielrichtung

Wir begrüßen, dass die E-Control systemdienliches Verhalten im Rahmen der neuen Struktur der Systemnutzungsentgelte gezielt berücksichtigen und hierfür Instrumente vorsehen will. Gerade im Speicherbereich ist es sachgerecht, tatsächlich systemdienliche Projekte gezielt zu begünstigen. Positiv hervorzuheben ist, dass die Konsultation den systemdienlichen Betrieb nicht eindimensional, sondern über mehrere Instrumente abbildet, insbesondere über systemdienliche Speicher, systemdienliche Stromerzeugungsanlagen, netzdienliche kontrahierte Speicher sowie den dauerhaften flexiblen Netzzugang.

Wir unterstützen, dass die Kategorie der „systemdienlichen Speicher“ an kumulative Voraussetzungen geknüpft wird. Die von der E-Control vorgesehene Begünstigung ist weitreichend, da für den Netzbezug zum Laden weder Netznutzungsentgelt noch Netzverlustentgelt zu entrichten sind und diese Freistellung für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme gelten soll. Vor diesem Hintergrund ist es sachgerecht, diese privilegierte Kategorie auf tatsächlich systemdienliche Projekte zu beschränken und den Zugang nicht automatisch bereits genehmigten Projekten zu eröffnen. Die Konsultation nennt hierfür sieben kumulative Voraussetzungen, darunter geeigneter Standort, Mindestgröße, Vertrag über Flexibilitätsleistungen, Hüllkurven, Blindleistungsvorgaben, weitere Einschränkungen und Ausschreibung.

Kritisch sehen wir jedoch, dass „weitere Einschränkungen“ derzeit sehr offen formuliert sind. Gerade bei einem Regime, das auf Ausschreibungen und betrieblichen Restriktionen aufbaut, müssen zusätzliche Einschränkungen konkret, objektiv und möglichst abschließend definiert werden. Andernfalls fehlt es an der erforderlichen Planbarkeit und Finanzierbarkeit von Projekten. Dies gilt umso mehr, als die E-Control selbst verlangt, dass das maximale Ausmaß der Einschränkungen so zu quantifizieren ist, dass eine belastbare Risikoeinschätzung möglich ist. Offene Formulierungen dürfen daher nicht zu einem Auffangtatbestand für nachträgliche oder wirtschaftlich nicht abschätzbare Zusatzanforderungen werden.

Standortbegriff: klare und objektive Kriterien notwendig

Wenn der Standort ein zentrales Kriterium für die Qualifikation als systemdienlicher Speicher oder als systemdienliche Stromerzeugungsanlage ist, muss auch eindeutig geregelt werden, wie dieser Standort definiert wird und nach welchen sachlichen Kriterien ein Standort als geeignet gilt. Teil 1 knüpft beim Netzanschluss an den Netzanschlusspunkt als vertraglich festgelegte Schnittstelle an; Teil 2 macht den geeigneten Standort zu einem tragenden Element der Systemdienlichkeit. Daraus folgt aus unserer Sicht, dass die Kriterien für die Standortausweisung klar, nachvollziehbar und bundesweit konsistent festgelegt werden müssekann gewährleistet werden, dass die Standortauswahl transparent erfolgt und diskriminierungsfrei nachvollzogen werden kann.

Ausschreibungen werden unterstützt, müssen aber rasch und klar ausgestaltet werden

Wir unterstützen den Ansatz, Netzanschlusskapazitäten für systemdienliche Speicher an geeigneten Standorten in einem fairen, transparenten und wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren zu vergeben. Gleichzeitig muss die konkrete Ausgestaltung dieses Verfahrens zeitnah erfolgen. Offene Punkte wie Ausschreibungsrhythmus, Form der Bekanntmachung, Mindestinhalte der Ausschreibungsunterlagen, Zuschlags- und Reihungskriterien sowie die wesentlichen vertraglichen Eckpunkte dürfen nicht dazu führen, dass der Speicherausbau durch Rechts- und Planungsunsicherheit verzögert wird. Ein Begünstigungsregime, das auf Ausschreibungen abstellt, muss daher rasch und verlässlich konkretisiert werden, damit der regulatorische Rahmen den Speicherausbau nicht faktisch hemmt.

Co-location soll ausdrücklich unterstützt werden

Die ausdrückliche Öffnung für co-located Speicher ist aus unserer Sicht zu begrüßen. Positiv ist insbesondere, dass die E-Control vorsieht, dass Speicher auch dann als systemdienlich qualifiziert werden können, wenn sie gemeinsam mit Stromerzeugungsanlagen Teil derselben Kundenanlage sind, sofern der Netzbezug des Speichers messtechnisch erfasst und vom Eigenbedarf der Stromerzeugungsanlagen abgegrenzt werden kann. Gerade Co-location kann dazu beitragen, Erzeugungsspitzen wirksam zu glätten, die Netzauslastung zu verbessern und zusätzliche Netzbelastungen zu vermeiden. Diese Ausgestaltung sollte daher ausdrücklich beibehalten und in der weiteren Ausarbeitung praxistauglich konkretisiert werden.

Systemdienliche Stromerzeugungsanlagen im Verteilnetz: Schwelle zu streng

Kritisch sehen wir, dass die E-Control für geeignete Standorte im Verteilnetz verlangt, dass von der Einspeisung am jeweiligen Netzanschlusspunkt „zu nahezu jeder Zeit“ eine entlastende Wirkung auf die übergeordneten Netzebenen zu erwarten ist, während für geeignete Standorte im Übertragungsnetz lediglich eine „hohe entlastende Wirkung“ auf regelmäßig auftretende Netzengpässe gefordert wird. Diese Differenzierung erscheint unnötig streng. Aus unserer Sicht sollte für das Verteilnetz dieselbe Grundlogik gelten wie im Übertragungsnetz. Ziel sollte es sein, Engpässe wirksam zu minimieren, die bestehende Infrastruktur bestmöglich zu nutzen und zusätzliche Belastungen zu vermeiden. Eine hohe entlastende Wirkung ist hierfür ein sachgerechter Maßstab; eine nahezu permanente Entlastungswirkung geht darüber hinaus und setzt die Schwelle für Verteilernetze unangemessen hoch an.

Dauerhafter flexibler Netzzugang ist positiv und soll als effektive permanente Option ausgestaltet werden

Wir unterstützen die klare Abgrenzung des dauerhaften flexiblen Netzzugangs von systemdienlichen Speichern. Es handelt sich dabei nicht um dasselbe Instrument, sondern um ein eigenständiges Modell netzdienlicher Integration. Gerade deshalb sollte der dauerhafte flexible Netzzugang nicht bloß als vorübergehende oder subsidiäre Lösung bei mangelnden Netzanschlusskapazitäten verstanden werden. Vielmehr sollte er als effektive und dauerhafte Anschlussoption anerkannt werden, wenn durch vertraglich definierte und transparent quantifizierte Einschränkungen netzseitige Kosten vermieden oder reduziert werden.
Die Abgrenzung zur Systemdienlichkeit ist aus unserer Sicht sachgerecht und sollte beibehalten werden. Gleichzeitig sollte der dauerhafte flexible Netzzugang regulatorisch so ausgestaltet werden, dass er als eigenständige Form netzdienlichen Verhaltens wirksam nutzbar ist und nicht ausschließlich auf Situationen mangelnder Netzanschlusskapazitäten beschränkt bleibt. Entscheidend sollte der tatsächliche Netznutzen sein. Ein freiwilliges Eingehen eines solchen netzdienlichen Anschlussmodells sollte sich positiv auf das Netzanschlussentgelt auswirken und darf nicht zu einer faktischen Schlechterstellung des Gesamtprojekts führen.

Planbarkeit, Verfahrensklarheit und Finanzierbarkeit als zentraler Maßstab

Zusammenfassend ist aus unserer Sicht wesentlich, dass ein Regulierungsrahmen, der auf Ausschreibungen, Hüllkurven, Blindleistungsvorgaben und weiteren Einschränkungen aufbaut, nur dann investitionsfördernd wirken kann, wenn diese Anforderungen ex ante klar, standardisiert und wirtschaftlich bewertbar sind. Die E-Control verlangt selbst, dass das maximale Ausmaß der Einschränkung des Betriebsbereichs so quantifiziert wird, dass eine akkurate Risikoeinschätzung möglich ist. Gleichzeitig verbleiben im Entwurf bewusst offen gehaltene Elemente, insbesondere im Zusammenhang mit „weiteren Einschränkungen“. Genau hier besteht aus unserer Sicht Anpassungsbedarf. Ein System strenger Anforderungen für systemdienliche Speicher ist sachgerecht, es bedarf jedoch klarer, frühzeitiger und finanzierbarer Regeln, damit diese Anforderungen nicht zu einem Investitionshemmnis werden.

FN 371169m | UID ATU66809778 | Gerichtsstand: Landesgericht Wiener Neustadt | Erste Bank und Sparkasse | IBAN: AT47 2011 1842 6620 5202 | BIC: GIBAATWWXXX

Abgestufte Begünstigung für weiteres systemdienliches Verhalten

Neben der vollständigen Freistellung für die eng definierte Kategorie der systemdienlichen Speicher sollte geprüft werden, ob für weiteres systemdienliches Verhalten abgestufte tarifliche Begünstigungen vorgesehen werden können. Dabei geht es nicht darum, jede marktdienliche oder flexible Betriebsweise automatisch mit einer Vollbefreiung gleichzustellen. Sehr wohl sachgerecht erscheint jedoch, systemdienliches Verhalten auch unterhalb der Schwelle einer vollständigen Befreiung in der Entgeltstruktur abzubilden. Teil 1 der Konsultation sieht bereits vor, dass der pauschale Anteil des Netzanschlussentgelts bei netz- oder systemdienlichem Verhalten reduziert werden kann. Auf dieser Grundlage sollte erwogen werden, ob weiteres systemdienliches Verhalten im Speicherbereich durch angemessene Reduktionen berücksichtigt werden kann, ohne die enge Kategorie der systemdienlichen Speicher aufzuweichen.

Aus unserer Sicht sollte die weitere Ausarbeitung der SNE-Grundsatzverordnung daher darauf abzielen, die angestrebten Anreize für systemdienliches und netzdienliches Verhalten mit einem klaren, objektiven und investitionsfähigen Regulierungsrahmen zu verbinden. Nur wenn die maßgeblichen Voraussetzungen frühzeitig nachvollziehbar festgelegt werden und wirtschaftlich bewertbar sind, können die vorgesehenen Instrumente ihre gewünschte Wirkung entfalten und einen tatsächlichen Beitrag zu einem effizienten und zukunftsfähigen Stromsystem leisten.

Für einen weiterführenden fachlichen Austausch zu den angesprochenen Punkten stehen wir gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen
Christoph Schmidt, MSc, LL.M.
Geschäftsführer
[redacted]
www.bloch3.at

FN 371169m | UID ATU66809778 | Gerichtsstand: Landesgericht Wiener Neustadt | Erste Bank und Sparkasse | IBAN: AT47 2011 1842 6620 5202 | BIC: GIBAATWWXXX

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000417
20260331_OMV Anmerkungen_SNE GV_Systemdienlichkeit.cleaned.pdf

Status: 31.03.2026

OMV Stellungnahme zu Marktkonsultation der E-Control zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-VO) Teil 2

OMV bedankt sich für die Möglichkeit zur Teilnahme an der Marktkonsultation zur SNE VO Teil 2.
Wir nützen diese Gelegenheit, um auf die Systemdienlichkeit von **Elektrolyseanlagen, Erdgasspeichern und Batterieenergiespeichersysteme (BESS)** hinzuweisen.

Systemdienlichkeit von Elektrolyseanlagen

- **Elektrolyseure bieten planbaren und messbaren Systemnutzen** entlang der im ElWG und SNE-GV festgelegten Kriterien und sollten folgerichtig gleichgestellt zu anderen flexiblen Erzeugungs-/Speicheranlagen behandelt werden, was Netzentgelte betrifft.
- **Systemdienliche Elektrolyseure müssen von Netzentgelten befreit** werden, um den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu ermöglichen.
- Die Definition der Systemdienlichkeit muss Rechtssicherheit bieten und darf Projekte nicht durch zu enge Standortvorgaben gefährden.
- **Netzbenutzer** müssen im Kostenfeststellungsverfahren der Netzbetreiber ein **Mitspracherecht** erhalten.
- Die **Berichtspflichten und das Risikomanagement** dürfen nicht zu unverhältnismäßigem Mehraufwand und Reputationsrisiken führen.
- **OMV investiert in eine 140 MW-Elektrolyseanlage in Bruck an der Leitha** – die regulatorischen Rahmenbedingungen/Klarheit sind entscheidend für die Realisierung und Auslastung.

- Die **Aufnahme von Elektrolyseuren als systemdienliche Verbrauchsanlagen** im Sinne der §§ 6, 127, 135 ElWG und der SNE-GV und eine Befreiung von Netzentgelten (analog zu Batteriespeichern, §127 Abs. 3 ElWG) vorzusehen ist **sachlich und rechtlich geboten**. Elektrolyseure tragen zur Netzentlastung, Integration erneuerbarer Energien (Abnehmer letzter Instanz), Bereitstellung von netzdienlicher Flexibilität, Vermeidung von Netzinvestitionen und zur Versorgungssicherheit bei.
- Im vorliegenden Entwurf scheint es, als würden Technologien wie Elektrolyseanlagen leider benachteiligt, obwohl gerade sie es ermöglichen, Strom in speicherbare Moleküle umzuwandeln und so eine Zwischenspeicherung möglich machen.
- Elektrolyseure sind aus energiewirtschaftlicher, netztechnischer und klimapolitischer Sicht systemdienliche Verbrauchsanlagen im Sinne von ElWG und SNE-GV.
- **Elektrolyse ist derzeit die einzige Möglichkeit, Wasserstoff für die Raffinerie herzustellen** und deshalb absolut notwendig. Alternativen stehen uns nicht zur Verfügung – der Bedarf an Wasserstoff ist gegeben.
- **Dabei wird Wasserstoff als Molekül benötigt.** Ohne Wasserstoff als Molekül wird die Dekarbonisierung der Raffinerie konterkariert, was wiederum eine erhebliche Hürde für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit darstellt.
- Eine Entgeltbefreiung/-reduktion für den Systembeitrag ist daher zu verankern.

Rechtsrahmen – Definition und Ziele der Systemdienlichkeit

- Das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) sieht explizit die Systemdienlichkeit als zentrales Kriterium für die Ausgestaltung und Reduzierung der Systemnutzungsentgelte vor (§ 127, § 135 ElWG).
- Die Legaldefinition (§ 6 Abs. 1 Z 148 ElWG) umfasst:
- Stromerzeugungs-, Verbrauchs- und Energiespeicheranlagen als potenziell systemdienlich,
- Kriterien wie Kostenvermeidung/-reduktion, Aufrechterhaltung der Netz-/Versorgungssicherheit, Erbringung von Flexibilitätsleistung, Standort im Netzentwicklungsplan, Netzbetreiberanforderungen und „atypischer Höchstleistungsbeitrag".
- Das Gesetz schließt Verbrauchsanlagen ein.
- Aus dem Gesetz ergibt sich, dass Elektrolyseanlagen auch als Energiespeicher im Sinne des § 6 Abs 1 Z 38 und 39 ElWG anzusehen sind. Diese Anlagen ermöglichen die Umwandlung und langfristige Speicherung elektrischer Energie als Wasserstoff und erfüllen somit eine Funktion, die Batteriespeicher nicht leisten können.

Wesentliche Systemnutzen von Elektrolyseuren

Kontinuierlicher Großverbrauch an Standorten mit Überschuss-Erzeugung (Ost-Österreich, hoher PV-/Wind-Anteil)

- Elektrolyseure ermöglichen die lokale Stromabnahme direkt an Netzpunkten mit starker Einspeisung erneuerbarer Energien.
- Sie reduzieren lokale Überschüsse und entlasten so vorgelagerte Netzebenen.
- Dadurch sinkt der Ausbaubedarf an (teuren und langwierigen) überregionalen Leitungen für Stromtransporte nach Westösterreich (vgl. ElWG-Ziel: Systemkosten verursachungsgerecht verteilen, Netzausbau nur bedarfsgerecht (§ 5)).

Vermeidung von Abregelungen, Integration Erneuerbarer

- Durch die stabile und langfristige Stromabnahme (z.B. durch gewisse Monatsvolumina, PPAs) durch den Elektrolyseur kann garantiert werden, dass der erzeugte erneuerbare Strom abgenommen wird.
- Dadurch muss die erneuerbare Energieerzeugung nicht abgeregelt (d.h. heruntergefahren oder gestoppt) werden, weil es keinen Abnehmer gibt. So wird sichergestellt, dass die erneuerbare Energie auch tatsächlich genutzt werden kann. Die Raffinerie kann bei entsprechendem erneuerbaren Strom-Überschuss im Netz zusätzlichen Wasserstoff erzeugen und in der Raffinerie für die Herstellung von Kraftstoffen nutzen. Damit werden andere Gasströme aus Raffinerieanlagen frei, die dann den Einsatz von fossilen Energieträgern (z.B. Erdgas) zur Erzeugung von z.B. Dampf/Wärme in den raffinerieeigenen Prozessen reduzieren.
- Elektrolyseure fungieren, wie auch andere Energiespeicher (z.B. Batteriespeicher) als "Abnehmer letzter Instanz" bei Erzeugungsüberschuss: Sie verhindern negative Preise und erhöhen die Wertschöpfung im System.

Flexibilitätsbereitstellung (Demand Response, Lastverschiebung)

- Elektrolyseure können kurzfristig ihre Leistung (innerhalb vorhandener Speicher-/Pufferkapazität) anpassen. Dies entspricht dem in der SNE-GV als Flexibilitätsleistung geforderten Betriebsverhalten (z.B. § 6 Abs. 1 Z 51 ElWG, SNE-GV-Konsultation).
- Teilnahme an vermarkteter Demand Response ist möglich; eine verpflichtende Präqualifikation und Teilnahme an Ausschreibungen könnte analog zu Batteriespeichern/Energiespeicheranlagen geregelt werden.

- Demand Response in einem Ausmaß, in dem die Pipeline als Puffer (Speicher) genutzt werden kann. Dies ist voraussichtlich auf +/- 20MWh begrenzt, bedeutet also, dass z.B. für 2 Stunden die Leistung der Anlage um 10 MW erhöht oder reduziert werden kann, ohne die Versorgung der Raffinerie zu beeinflussen.

Erhöhung der Versorgungssicherheit, Beitrag zur Energiesouveränität

- Elektrolyseure dienen der Substitution von Erdgasimporten.
- Die Anlage unterstützt in erheblichem Ausmaß die politische Strategie die Energieversorgung unabhängiger von Erdgasimporten zu machen. Der SMR würde für den Bedarf von 16,8kta Wasserstoff der Raffinerie, etwa 700 GWh, oder 0,70 TWh, Erdgas benötigen. Der gesamte AT-Erdgasbedarf liegt bei ca. 74 TWh (Quelle) damit entspricht der vermiedene SMR-Erdgasbedarf etwa 0,9% des gesamten Erdgasverbrauchs in Österreich.

Netzentgeltbefreiung/-reduktion lt. SNE-GV (Stand Marktkonsultation)

- Anspruch „systemdienlicher Betrieb“ gilt auch für Großverbraucher
- Die SNE-GV sieht ausdrücklich vor, dass auch Verbrauchsanlagen als systemdienlich qualifiziert werden können (§ 6 Abs. 1 Z 148 ElWG, SNE-GV-Erläuterungen).
- Kriterien für die Systemdienlichkeit (SNE-GV, Teil 2, Stand 27.02.):
- Kostenvermeidung bzw. -reduktion;
- Aufrechterhaltung der Netz-/Versorgungssicherheit;
- Erbringung einer Flexibilitätsleistung;
- Betrieb an einem im Netzentwicklungsplan ausgewiesenen Standort (Standortkriterium);

  → Anlagen, die bereits entschieden wurden bevor der Netzentwicklungsplan ausgewiesene Standorte definiert hat, dürfen nicht benachteiligt werden, wenn sich dieser Standort an einem offensichtlichen Knotenpunkt befindet, der für solche eine Anlage als idealer systemdienlicher Standort definiert werden kann.
- Anforderungen des Netzbetreibers (vgl. § 89 ElWG) und
- „Atypischer Höchstleistungsbeitrag“
- Praktische Gestaltungsmöglichkeiten:
- Teilnahme an Flexibilitätsprogrammen des Netzbetreibers: Verpflichtende Präqualifikation, Teilnahme an Demand-Response-Ausschreibungen mit Teilmenge der Kapazität (z.B. 10%).
- Kombination aus Standort + Flexibilität + PPA: Der Anlagenbetreiber kann Auswahlkriterien bedienen, ohne jeden Punkt gleichzeitig zu erfüllen.
- Standardmesskonzepte und Nachweisführung: Wie für Energiespeicheranlagen vorgeschlagen, können auch für Elektrolyseure geeichte Messverfahren angewendet werden.

Weitere Argumente und relevante Gutachten zur Systemdienlichkeit von Elektrolyseanlagen

- Als weitere Argumente sind insbesondere zu nennen:
  - Beitrag zur Versorgungssicherheit, Österreichische Wasserstoffstrategie (OMV-Beitrag massiv) und Klima-/Industriepolitik (Dekarbonisierung, Unabhängigkeit Erdgasimporte, Absatz erneuerbarer Energie, industrieller Wasserstoff).
  - Ermöglichung wirtschaftlicher Betriebsmodelle für Elektrolyseure, wie in § 127 Abs. 3 ElWG als Ziel genannt; Investitionsanreize für die Transformation der Industrie.
- **Wir verweisen an dieser Stelle auch auf das einschlägige Gutachten** „Der Elektrolyse-Hochlauf im Spannungsfeld von Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit“ des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI).

- Das Gutachten hält insbesondere fest, dass eine systemdienliche Standortwahl und Betriebsweise gezielt gefördert werden sollte, beispielsweise durch regionale Anreize, netzorientierte Steuerungsmechanismen, Befreiungen von Steuern und Abgaben bei systemdienlichem Betrieb sowie verpflichtende Flexibilitätsbeiträge.
- Die Ausgestaltung dieser Maßnahmen muss klar, verlässlich und möglichst wenig komplex sein, da regulatorische Unsicherheiten Investitionen behindern.
- Die wirtschaftliche Lücke zwischen Investitions- und Betriebskosten sowie der Zahlungsbereitschaft muss durch gezielte Förderung und/oder die Kosteninternalisierung der Systemdienlichkeit geschlossen beziehungsweise verringert werden.
- Flexible Nachfrager wie Elektrolyseure werden im Gutachten als wichtiger Baustein für die Netz- und Versorgungssicherheit hervorgehoben.

→ Die Aufnahme von Elektrolyseuren als systemdienliche Verbrauchsanlagen im Sinne der §§ 6, 127, 135 ElWG und der SNE-GV fördert die volkswirtschaftlichen Ziele Energieversorgungssicherheit, Netzeffizienz und erneuerbare Integration.

Erdgasspeicher

- OMV Erdgasspeicher leisten einen systemdienlichen Beitrag für den Strommarkt.
- **Systemdienlichkeit - Gasspeicher sorgen für Versorgungssicherheit**: Die OMV Gas Storage leistet durch das Betreiben der Gasspeicher einen **umfassenden Beitrag zur Stabilität des österreichischen Strommarktes** sowie zur **Versorgungssicherheit**, und erhöht somit die Energieeffizienz für beide Märkte. **Gasspeicher** stellen ein **„strategisches" Rückgrat für die Stromversorgungssicherheit** dar.
- **Netzdienlichkeit - Gasspeicher mit Elektroverdichter glätten die Spitzen im Stromsystem**: Durch den Einsatz von **Elektroverdichtern kann Strom - gezielt in Zeiten hoher Einspeisung erneuerbarer Energie** - aus dem **Netz entnommen** werden.
- **Emissionen werden verringert**: Die OMV verfolgt seit Jahren konsequent das Ziel, ihre Emissionen zu senken. Ein wesentlicher Schritt hierzu ist die Investition in Elektroverdichter durch den Speicherbetreiber OMV Gas Storage.
- **Erneuerbarer Strom wird genutzt**: Durch **Gasspeicher mit Elektroverdichtern** hilft man dem **Stromsystem doppelt**, da der **erneuerbare Strom für den Elektroverdichter** in dem **Zeitfenster** genutzt wird, in dem es zu **hoher Volatilität durch die erneuerbare Energie** am Markt kommt.
- **Marktteilnehmer** müssen im **Kostenfeststellungsverfahren** der Netzbetreiber ein Mitspracherecht erhalten. Eine **transparente** und **nachvollziehbare Darstellung der Berechnung der Tarifmethode ist sinnvoll und wichtig**.
- Die **Aufnahme von Gasspeicheranlagen als systemdienliche Verbrauchsanlagen** im Sinne der §§ 6, 127, 135 ElWG und der SNE-GV ist aus oben angeführten Gründen **sachlich und rechtlich geboten** und **fördert die volkswirtschaftlichen Ziele der Energieversorgungssicherheit, Netzeffizienz und Integration der Erneuerbaren**.
- Eine **teilweise oder vollständige Entgeltbefreiung/-reduktion für den Systembeitrag ist daher zu verankern.**

Rechtsrahmen – Definition und Ziele der Systemdienlichkeit

- Das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) sieht explizit die Systemdienlichkeit als zentrales Kriterium für die Ausgestaltung und Reduzierung der Systemnutzungsentgelte vor (§ 127, § 135 ElWG).
- Die Legaldefinition (§ 6 Abs. 1 Z 148 ElWG) umfasst:
  - Stromerzeugungs-, Verbrauchs- und Energiespeicheranlagen als potenziell systemdienlich,
  - Kriterien wie Kostenvermeidung/-reduktion, Aufrechterhaltung der Netz-/Versorgungssicherheit, Erbringung von Flexibilitätsleistung, Standort im Netzentwicklungsplan, Netzbetreiberanforderungen und „atypischer Höchstleistungsbeitrag".

Die Bestimmungen des ElWG sollten in der E-Control Verordnung (SNE-GV) widergespiegelt und sektorübergreifend (Strom, Gas, Wasserstoff) angewendet werden

- Reduzierung der stromnetzdienlichen Kriterien auf Systemdienlichkeit sollte vermieden werden
- Im ElWG wird explizit auch die Versorgungssicherheit und die gesamtenergetischen Systemeffekte (Strom, Gas, Wasserstoff) hingewiesen.
- Die installierte Kapazität der Gaskraftwerke in Österreich beträgt 4,22 GW. Bei einem Wirkungsgrad von 50% benötigen diese Kraftwerke bis zu 8.500 MW Gas. Die maximale Gasimportmenge aus

Deutschland liegt bei etwa 14.000 MW, während der gesamte Gasverbrauch in Österreich bis zu 20.000 MW erreichen kann. Daraus ergibt sich, dass ohne Gasspeicher der gesamte Markt nicht vollständig versorgt werden könnte.[1]

Wie funktioniert die Systemdienlichkeit bzw. Netzdienlichkeit der Gasspeicher?

- **Systemdienlichkeit**:
  Die Gasspeicher stellen sicher, dass Gaskraftwerke jederzeit einsatzbereit sind, um die Residuallast zu decken, wenn Sonne und Wind nicht ausreichen. Hier geht es um eine klassische systemdienliche Leistung zur Frequenzhaltung. Die Flexibilität beim Ein- und Ausspeichern von Gas kann genutzt werden, um Lastschwankungen im Stromnetzt indirekt auszugleichen, indem Gasverbräuche von Industriekunden oder Kraftwerken kurzfristig angepasst werden.
- **Netzdienlichkeit**:
  Der Aspekt der Netzdienlichkeit beinhaltet vor allem die Vermeidung lokaler Engpässe sowie die Optimierung des Netzausbaubedarfs. Gasspeicher tragen bei Nutzung von Elektroverdichtern dazu bei, das Stromnetz innerhalb seiner technischen Parameter wie Spannung und Auslastung stabil zu betreiben. Unsere Darstellung der Lastkurve zeigt, dass eine Korrelation zwischen überschüssigem Strom aus Photovoltaikanlagen und dem Stromverbrauch der Gasspeicher mit Elektroverdichtern besteht. Dies ermöglicht es, überschüssige Energie effizient zu nutzen und das Netz zu entlasten.

Wesentlicher Systemnutzen von Gasspeicher mit Elektroverdichtern

Kontinuierlicher Großverbrauch an Standorten mit Überschuss-Erzeugung

- Die im Osten Österreichs gelegenen Gasspeicher leisten einen wichtigen Beitrag zur regionalen Systemstabilität der Stromversorgung. Durch die Nutzung des gespeicherten Gases zur Versorgung von Kraftwerken im Osten entsteht ein „virtueller Ausgleich am gesamte Strommarkt“, während im Westen Pumpspeicherkraftwerke die lokale Last abdecken. Dadurch werden überregionale Stromleitungen entlastet und die Netzsicherheit insgesamt verbessert. Durch diesen koordinierten Einsatz von Gas und Wasser wird der Bedarf ab Redispatch-Maßnahmen (teuer Eingriffe der APG zur Netzrettung) reduziert.

Unterstützung der Integration erneuerbarer Energien

- Die Speicherung erfolgt vorzugsweise dann, wenn die Einspeisung aus Photovoltaik oder anderen erneuerbaren Quellen hoch ist (z.B. im Sommer). Eine Begrenzung der erneuerbaren Energie wird somit vermieden und die Aufnahmefähigkeit am Markt erhöht.

Saisonale Umverteilung der Energie

- Überschüssige elektrische Energie, die insbesondere in wind- oder sonnenreichen Sommermonaten anfällt, kann zur Speicherung von Gas genutzt werden. Dieses Gas steht in verbrauchsstarken Wintermonaten ohne zusätzlichen Strombedarf zur Verfügung.

Verringerung der Systemkosten

- Die Aufnahme überschüssigen Stroms reduziert die Belastung des Stromnetzes und damit potenziell auch den Bedarf für zusätzliche Netzinfrastruktur.

Erhöhung der Versorgungssicherheit

- Die OMV Gas Storage verschiebt erneuerbare Stromspitzen systemdienlich. Dadurch wird das Stromsystem entlastet, die Integration erneuerbarer Energien gefördert und die Versorgungssicherheit nachhaltig gestärkt.

[1] Österreich | Electricity Maps

Senkung der Emissionen

- Die OMV verfolgt seit Jahren konsequent das Ziel, ihre Emissionen zu senken. Ein wesentlicher Schritt hierzu ist die Investition in Elektroverdichter für die OMV Gas Storage. Diese Technologie ermöglicht es, erneuerbare Energie effizient für die Gasspeicherung zu nutzen und somit Emissionen zu reduzieren.

Anschlussentgelte

- Gasspeicher sind systemdienliche Anlagen, die nachweislich zur Stabilität und Leistungsfähigkeit des Stromnetzes beitragen können. Daher sollten sie bei der Festsetzung des Netzkostenbeitrags ebenfalls berücksichtigt werden. Unser Gasspeicher mit dem Elektroverdichter wird auf der Netzebene 4 angebunden.
- Praktisches Beispiel: Das Entgelt für den Elektroverdichter-Anschluss wurde bereits getätigt. Der Verdichter wird erst 2027 in Betrieb genommen und somit wurde für die Zukunft der Energiewende investiert. Daher wäre eine (teilweise) Rückvergütung des Entgeltes laut aktueller Rechtsprechung ElWG erstrebenswert.

Netzentgeltbefreiung/-reduktion

- Gesetzlich vorgesehene Begünstigungen sowie die vertragliche Bereitstellung von Flexibilität sorgen dafür, dass Gasspeicher ihren Nutzen für Netzstabilität, Marktintegration und Versorgungssicherheit optimal entfalten können.

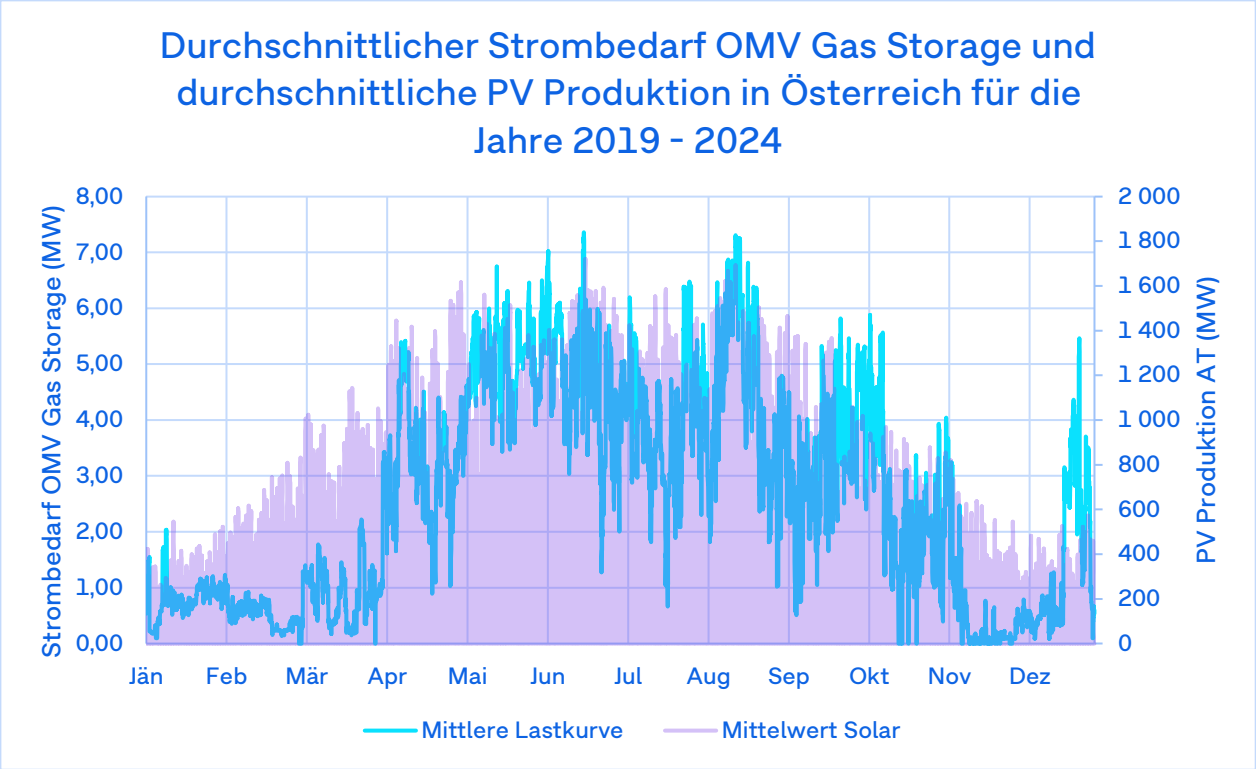
Systemstabilität der Stromnetze

- Die OMV Gas Storage leistet einen umfassenden Beitrag zur Stabilität des österreichischen Strommarktes und zur Versorgungssicherheit. Mit der Brennstoffbasis für Gaskraftwerke stellt sie die erforderliche Grundlage für eine flexible Stromerzeugung sicher – insbesondere in Situationen, in denen die Verfügbarkeit von Wasserkraft oder die Einspeisung erneuerbarer Energien begrenzt ist. In Österreich stammen gegenwärtig etwa 22 % der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken (im Vergleich: in Italien sind es über 60 %; Quelle: OMV Gas Storage 2025). Aufgrund der aktuellen Niedrigwassersituation ist nur rund 30 % der österreichischen Wasserkraftkapazität nutzbar.
- Ohne die Verfügbarkeit von Gasspeichern wäre es nicht möglich, Gas kurzfristig oder saisonal für die Stromerzeugung bereitzustellen und so Versorgungsengpässe zu vermeiden. Darüber hinaus leisten die Speicher einen essenziellen Beitrag zur Absicherung gegen Lieferschocks, zur Bereitstellung von Kapazitätsreserven sowie zur Unterstützung von Systemdienstleistungen wie Regel- und Ausgleichsenergie.
- Insbesondere Gasspeicher mit Elektroverdichtern ermöglichen die systemdienliche Überführung von erneuerbaren Stromüberschüssen in das Gassystem. Die gespeicherte Energie kann anschließend markt- und bedarfsorientiert zur Verfügung gestellt werden. Dadurch wird das Stromsystem entlastet, die Integration erneuerbarer Energien gefördert und flexible Erzeugungsreserven gesichert.

Flexibilitätsbereitstellung (Lastverschiebung)

- Durch den Einsatz von Elektroverdichtern kann Strom gezielt in Zeiten hoher Einspeisung erneuerbarer Energie aus dem Netz entnommen werden. Dies geschieht automatisiert insbesondere in Phasen mit überschüssiger Produktion von erneuerbarem Strom, wodurch Flexibilitätsleistungen erbracht werden, wie sie in § 6 (1) Zif 148 ElWOG („systemdienlicher Betrieb“) definiert sind. Die so gespeicherte Energie wird als Druck im Gas gespeichert und kann bedarfsgerecht, zeitlich verschoben, ohne erneute Nutzung elektrischer Energie dem Gasmarkt bereitgestellt werden.
- Dadurch profitieren sowohl Strom- als auch Gasmarkt von einer stabileren Netzbelastung, und der Ausbau weiterer Stromleitungen kann verringert werden.
- In der Grafik ist die OMV Gas Storage Lastkurve zu sehen:
    - Der Stromverbrauch der OMV Gas Storage ist in blau dargestellt, der violette Bereich stellt die Photovoltaik-Produktion in Österreich dar (Durchschnitt der Jahre 2019-2024 in MW/ Y- Achsen).

- Die Lastkurve ist simuliert und zeigt den Stromverbrauch von OMV Gas Storage bei Betrieb des Elektroverdichters (der Elektroverdichter geht im April 2027 in Betrieb). Damit hätte OMV Gas Storage zu Spitzenzeiten die Stabilität des Strommarktes unterstützen können.



Quelle: Interne Berechnung der OMV Gas Storage, 2026

Im Detail

- **Einspeicherphase**: Die Elektroverdichter verbrauchen Strom vorwiegend zur Einspeicherung überschüssigen Gases während hoher erneuerbarer Einspeisung (vor allem PV im Tagesverlauf). Dieser Strom wird durch Kompression in Druckenergie im Speicher überführt.
- **Speicherzustand**: Die in Druck gespeicherte Energie bleibt ohne zusätzlichen elektrischen Aufwand im Speicher erhalten (abzüglich thermodynamischer und infrastruktureller Verluste).
- **Entnahmephase**: In der Heizsaison und bei geringer erneuerbarer Produktion wird das gespeicherte Gas ohne wesentliche zusätzliche elektrische Energie dem Markt zur Verfügung gestellt. Damit wird in Zeiten hoher Gasnachfrage keine elektrische Kompression benötigt.
- **Bilanz**: Elektrische Energie wird zeitlich verschoben und in eine nicht-elektrische Nutzenergieform überführt, wodurch der Bedarf an gasgetriebener Reserveerzeugung im Stromsektor reduziert werden kann.

Batterienergiespeichersysteme (BESS)

- BESS-Systeme, deren Fahrweise am Strommarkt optimiert wird, sind auch als systemdienlich anzusehen, da sie in Stunden mit erhöhtem Bedarf oder niedrigem Angebot ausspeisen und so die Merit Order in hochpreisigen Stunden günstig beeinflussen.

- BESS-Systeme, die gegen Marktpreise optimiert werden, speisen in Zeiten mit hoher Nachfrage aus und weichen daher aus ökonomischen Gründen erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung ab.
- BESS-Systeme könnten den hohen Stundenpreisen in Österreich entgegenwirken, da sie günstig erzeugten Strom aus Erneuerbaren Energien in Stunden verschieben, in denen die Merit Order in Österreich durch Gaskraftwerke gebildet wird.
- Es besteht die Sorge, dass es durch die Einhebung von Netzgebühren für Ein- oder Ausspeicherung dazu kommen könnte, dass es ökonomischer ist, den Strom in Zeiten mit tiefen Preisen ins benachbarte Ausland zu verkaufen als ihn im Inland in BESS-Systemen zu speichern. Damit steht dieser Erneuerbare Energie-Strom der inländischen Versorgung jedoch nicht mehr zur Verfügung.
- Fallen für denselben Strom zweimal Netzgebühren an? Da der Strom aus am Markt optimierten BESS-Systemen im BESS-System nicht verbraucht wird, sondern nur von Zeiten mit geringer Nachfrage/hoher EE-Erzeugung in Zeiten von hoher Nachfrage/geringer EE-Erzeugung verschoben wird, fallen nun für „denselben“ Strom scheinbar zwei Mal Netzgebühren an. Ist das von der Behörde so intendiert? Eine Erhebung von Netzgebühren auf Strom, der nur zwischengespeichert wird, könnte die Kosten für Verbraucher in Österreich erhöhen.

Netzentgelte / Anschlussleistung allgemein

- Im Rahmen der geplanten Einführung eines Mindestleistungspreises von 20 % bei den Netzentgelten stellen sich uns folgende Fragen und Bedenken:
  - Es ist vorgesehen, dass der Mindestleistungspreis von 20 % der Anschlussleistung auch dann zu bezahlen ist, wenn kein Netzbezug erfolgt. Ist diese Auslegung korrekt?
  - Besonders kritisch ist dies für geplante (inklusive kleine) Photovoltaik-Anlagen, da die Reduktion der potenziellen Einsparungen durch die Mindestleistungsregelung mögliche Business Cases signifikant verschlechtern könnte.
  - In diesem Zusammenhang bitten wir um Klarstellung der geplanten Regelung und Hintergrund zur intendierten Wirkung.
  - Zudem bitten wir um Information, ob für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie (z.B. PV-Anlagen oder Eigenversorgungsmodelle) Ausnahmen oder Erleichterungen vorgesehen werden können, um die Wirtschaftlichkeit nicht zu gefährden und den Ausbau erneuerbarer Energie nicht zu hemmen?

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000418
2026-03-31 Stellungnahme Marktkonsultation zu SNE-GV CyberGrid GmbH.cleaned.pdf

CyberGrid

Stellungnahme der CyberGrid GmbH zur Marktkonsultation der ECA zur SNE-GV

31. März 2026, Wien



INHALTSVERZEICHNIS

STELLUNGNAHME 1

EINLEITUNG UND KONTEXT 1

WAS IST DAS ZIEL DER NEUEN MAßNAHMEN? 3

THEMA BATTERIESPEICHER – AUSSCHLUSS VON BESTANDSANLAGEN 4

THEMA BATTERIESPEICHER – WIRTSCHAFTLICHKEIT AN DEN SPOTMÄRKTEN 5

THEMA BATTERIESPEICHER – „CO-LOCATION“ BZW. HYBRIDBETRIEB 7

ZUSAMMENFASSUNG UND ABSCHLIEßENDE WORTE 9

Stellungnahme

Einleitung und Kontext

Mit dem Erlassen des neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (ElWG) am 23. Dezember 2025, hat der Gesetzgeber die erforderlichen legistischen Maßnahmen der EU Richtlinie 2019/944 (in der überarbeiteten Fassung 2024/1711) vollständig umgesetzt und damit das nationale Elektrizitätsrecht an die unionsrechtlichen Erwartungen angepasst. Eine derartige Anpassung wurde aus einem ganz bestimmten Grund erforderlich gemacht. Er liegt insbesondere im übergeordneten Ziel, einerseits die nationalen und europäischen Energie- und Klimaziele zu erreichen, und andererseits die Marktregeln der Europäischen Strommärkte an die

energiewirtschaftlichen Gegebenheiten und Entwicklungen der vergangenen Jahre anzupassen. Von zentraler Bedeutung ist dabei das Ziel, den gesamten Stromverbrauch bis 2030 bilanziell vollständig aus nationalen, erneuerbaren Energiequellen zu decken. Ein weiterer zentraler Begriff, der sich durch sämtliche Zielsetzungen zieht und in den Grundsatzerläuterungen der einzelnen Maßnahmen wiederkehrend aufgegriffen wird, ist jener der übergreifenden Dezentralisierung des Energiesystems.

Mit diesen Zielen vor Augen, wurde das ElWG erlassen, trat am 24. Dezember 2025 in Kraft, und behandelt nun die übergeordneten Themen der Festlegung von Marktregeln, Rechte von Endkundinnen und Endkunden, Intelligente Messungen, dezentrale Versorgung, Bürgerenergie und gemeinsame Energienutzung, Energiespeicherung, Netzbetrieb, Systemnutzungsentgelte, Versorgungssicherheit, und REMIT-Nachschärfungen. Dabei wurden nicht alle im Gesetz enthaltenen Regelungsbereiche grundlegend neu geschaffen; jedoch insbesondere die Regelungen zu Energiespeichern, wie auch weitere Maßnahmen mit Blick auf eine stärkere Dezentralisierung, stellen echte Neuerungen im Gesetzestext dar.

Die beiden Marktkonsultationen der E-Control Austria (ECA), die am 19. und 27. Februar 2026 veröffentlicht wurden, bilden die zentrale Grundlage für die Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte der österreichischen Stromnetze. Der Gesetzgeber hat die ECA mit § 135 Abs 1 ElWG mit dieser Neugestaltung beauftragt, um die im ElWG verankerten Vorgaben in konkret anwendbare Marktregeln für die Marktteilnehmer zu überführen. In diesem Zusammenhang sollen unter anderem Kriterien zur Beurteilung einer „systemdienlichen Betriebsweise“ festgelegt werden. Genau diese Kriterien werden im zweiten Teil der Marktkonsultationen behandelt.

Die vorliegende Stellungnahme gliedert sich wie folgt: In diesem ersten Teil wurde der regulatorische Kontext sowie die Zielsetzung der neuen Maßnahmen dargestellt. Darauf aufbauend werden nun die Auswirkungen auf Batteriespeicher vertieft analysiert, wobei insbesondere der Ausschluss von Bestandsanlagen, die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern an den Spotmärkten sowie Fragen rund um Co-Location- bzw. Hybridbetrieb behandelt werden. Dies soll verdeutlichen, weshalb Batteriespeicher in

Österreich bislang nicht in der Lage sind, ihr volles Potenzial zur Netzentlastung zu entfalten, und weshalb dies unter den derzeit vorgeschlagenen Regelungen auch künftig nicht zu erwarten ist. Abschließend werden die zentralen Erkenntnisse nochmal zusammengefasst, wobei die zentrale Fragestellung zur übergeordneten Zielsetzung der vorgeschlagenen Ausgestaltung der SNE-GV nochmals konkretisiert werden soll.

Was ist das Ziel der neuen Maßnahmen?

Die aktuelle Ausgestaltung der SNE scheint primär auf eine rein „netzseitige" Kostenvermeidung ausgerichtet zu sein. Dieses Ziel erhält offenbar Vorrang gegenüber anderen Zielsetzungen, während systemseitige und volkswirtschaftliche Aspekte – insbesondere mit Blick auf langfristige Effekte – weitgehend außer Acht gelassen werden. Aus unserer Sicht stellt dies eine vergleichsweise schwache Position dar, die der österreichische Markt damit im europäischen Kontext auf absehbare Zeit einnimmt. Vielmehr sollten wir das Zusammenspiel dieser Aspekte betrachten und eine kombinierte Bewertung aller relevanten Effekte vornehmen, um einen insgesamt positiven Einfluss auf sowohl Netz- als auch Energiekosten zu erzielen. Die Kostenrisiken liegen sowohl im Netz, als auch im Markt und beides könnte gravierende Aus- und Nachwirkungen mit sich bringen.

Insbesondere im derzeit intensiv diskutierten Bereich der Batteriespeicher und Speichern im Allgemeinen, verliert der österreichische Markt dadurch deutlich an Attraktivität und wird zahlreiche potenzielle Projekte abschrecken. Wie in folgenden Abschnitten näher ausgeführt wird, ist die derzeitige Netzgebührenbelastung für Batteriespeicher so hoch, dass sich ein reiner Arbitragehandel wirtschaftlich kaum bis gar nicht wirtschaftlich darstellen lässt. Auch der Betrieb im Regelreservemarkt wird durch die bestehenden Netzgebühren erheblich erschwert (vor allem, seit der Wiedereinführung der Erneuerbaren Förderbeiträge). Des Weiteren, scheinen Bestandsanlagen gänzlich von einer Klassifizierung als „systemdienliche Speicher" ausgeschlossen zu werden.

Aus den Marktkonsultationen wird deutlich, dass diese Effekte durchaus intendiert sind. Vor diesem Hintergrund stellt sich jedoch die markt- und systemgerechte Frage, ob diese Zielsetzung tatsächlich sinnvoll ist – und insbesondere, ob sie im Hinblick auf eine langfristige Weiterentwicklung des Energiesystems, mit dem Ziel einer zunehmenden Dezentralisierung sowie einer wachsenden Unabhängigkeit von nicht-erneuerbaren Stromerzeugern, den richtigen Weg darstellt.

Thema Batteriespeicher – Ausschluss von Bestandsanlagen

Eine der gravierendsten Einschränkungen aus dem zweiten Teil der Marktkonsultation ist der Ausschluss bestehender Speicher von der Teilnahme an den Ausschreibungen und damit konkret von der Klassifizierung als „systemdienliche Speicher“ sowie von einer möglichen Netzentgeltbefreiung.

Wie in Punkt 2.3.1 der Marktkonsultation Teil 2 ausgeführt, soll eine der sieben kumulativen Voraussetzungen für die Einstufung als „systemdienlicher Speicher“ sein, dass die Netzanschlusskapazität in einem fairen, transparenten und wettbewerblichen, durch den Anschlussnetzbetreiber organisierten Ausschreibungsverfahren vergeben wird, nachdem sie zuvor als „für systemdienlichen Betrieb geeignet“ ausgewiesen wurde.

Wie im letzten Absatz beschrieben, sollte eine rein netzseitige Kostenvermeidung aus unserer Sicht nicht das ausschließliche Ziel der zu definierenden „Systemdienlichkeit“ sein. Vor allem, da es bereits ein Instrument gibt, das für genau solche Zwecke, also die netzseitige Optimierung, definiert und ausgearbeitet wurde. Der „netzdienliche, kontrahierte Speicher“ steht hier bereits zur Verfügung. Vor diesem Hintergrund erscheint es uns daher besonders kritisch, dass der aktuelle Entwurf die wettbewerbliche Vergabe systemdienlicher Standorte so ausgestaltet, dass bestehende Standorte faktisch ausgeschlossen werden.

Wir gehen davon aus, dass der konkrete Fall bestehender Standorte in der Ausarbeitung der Marktkonsultationen möglicherweise nicht explizit berücksichtigt wurde und möchten daher an dieser Stelle darauf aufmerksam machen. Sollte jedoch eine bewusste

Einschränkung systemdienlicher Speicher auf ausschließlich neu definierte Standorte beabsichtigt sein, würde dies gegenüber bestehenden Anlagen eine diskriminierende Maßnahme darstellen und wäre somit weder wettbewerblich noch fair oder transparent. Ein solches Kriterium würde darüber hinaus zwangsläufig die Investitionsattraktivität noch weiter schwächen und vermutlich auch zu höheren Systemkosten führen. Dies scheint uns nicht im Interesse des Regulators oder des Marktes zu liegen. Der systemdienliche Betrieb eines Speichers kann aus unserer Sicht vielmehr über geeignete Vorgaben, z.B. in Form von Hüllkurven sichergestellt werden, ohne dass die Ausweisung eines Standorts gemäß NEP oder V-NEP zwingend als Kriterium herangezogen werden muss.

Thema Batteriespeicher – Wirtschaftlichkeit an den Spotmärkten

Wie bereits angedeutet, bewirkt die aktuelle Netzgebührenbelastung, die laut aktueller Ausgestaltung gemäß den Marktkonsultationen auch weiterhin für alle nicht-systemdienlichen Batteriespeicher bestehen bleibt, dass ein reiner Wholesale-Betrieb von alleinstehenden Batteriespeicheranlagen in Österreich quasi nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Mit „reinem Wholesale-Betrieb“ ist dabei ein klassischer Arbitragehandel gemeint. Diese Handelsstrategie wirkt insbesondere Stromüberschüssen aus erneuerbarer Einspeisung entgegen, wie sie etwa zu Mittagszeiten an sonnigen Sommertagen auftreten. Genau in jenen Stunden, in denen der Strom nicht benötigt wird und ein erheblicher Überschuss besteht, fallen die Preise teils bis in den (extrem) negativen Bereich. Batteriespeicher würden in dieser Phase Strom aufnehmen können und zu einem späteren Zeitpunkt, wenn der Strombedarf wieder steigt und sich das Marktgleichgewicht entsprechend verschiebt, wieder einspeisen. Der wirtschaftliche Ertrag ergibt sich aus dem am jeweiligen Handelstag realisierten Preis-Spread und bildet damit den marktbasierten Anreiz für eine systemdienliche Leistung, nämlich die Aufnahme von Stromüberschüssen und die Einspeisung zu Zeiten höherer Nachfrage.

In Österreich ist eine solche Handelsstrategie für Batteriespeicher aktuell jedoch wirtschaftlich unattraktiv. Die Netzentgeltbelastung bei einem Strombezug – insbesondere zu Zeiten sehr niedriger oder negativer Preise, in denen Strom systemseitig eigentlich dringend abgenommen werden sollte – ist so hoch, dass potenzielle Spreads und Arbitragemöglichkeiten fast vollständig aufgehoben werden. Es gibt Möglichkeiten, diese Belastung unter gewissen Umständen etwas abzudämpfen, wie z.B., wenn über längere Zeit mit geringerer Leistung geladen wird, oder wenn am Standort eine Erzeugungsanlage existiert, die zur gleichen Zeit einspeist und die Leistung somit „deckt". Ohne diese zusätzlichen Maßnahmen, ist eine klassische, zeitliche Stromverschiebung für Stand-Alone Batteriespeicher jedoch nicht wirtschaftlich. Dies gilt gleichermaßen für den börslichen Day-Ahead-Handel, sämtliche Intraday-Auktionen sowie den kontinuierlichen Intraday-Handel.

In der aktuellen Ausgestaltung werden daher vor allem Stand-Alone Batteriespeicher (Front-of-the-Meter), die ansonsten mit ihrer vollen Kapazität kontinuierlich und flexibel genau solche Leistungen erbringen könnten, um den Markt auszugleichen, effektiv daran gehindert, ihr zentrales, systemfunktionales Potenzial zu erfüllen. Da Batteriespeicher in Österreich beim Laden regulatorisch wie Endverbraucher behandelt werden, ist eine wirtschaftliche Teilnahme am Wholesale-Markt nicht regulär möglich. Damit wird genau jener marktbasierte Einsatz unterbunden, der für das Stromsystem eigentlich sinnvoll wäre: die zeitliche Verschiebung von Strom aus Überschussstunden in die Stunden, mit höherem Bedarf.

In der „Stromstrategie 2040", einer für Österreichs Energie von Compass Lexecon modellierten Studie, werden Batteriespeicher als essenzieller Bestandteil des zukünftigen Strommarktes identifiziert, um die tägliche sowie mehrtägige Glättung der Residuallast zu übernehmen. Genau diese Handels- und Einsatzstrategie würden Batteriespeicher unter den derzeitigen Rahmenbedingungen jedoch nicht verfolgen. Sollte es eines der langfristigen Ziele sein, Batteriespeicher in die Marktstruktur zu integrieren, sodass sie die notwendige zeitliche Verschiebung von Strom über Tages- und Mehrtageszeiträume hinweg leisten

können – eine Funktion, die Batteriespeicher in mehreren Nachbarländern bereits in erheblichem Ausmaß übernehmen –, so verfehlen die aktuell vorgesehenen Maßnahmen dieses Ziel.

Thema Batteriespeicher – „Co-Location" bzw. Hybridbetrieb

Positiv hervorzuheben ist, dass Batteriespeicher im Rahmen eines Hybridbetriebs mit Erzeugungsanlagen (EA) grundsätzlich auch als systemdienlich anerkannt werden können. Allerding bleibt auch bei Co-Location Speichern, die sich mit EA einen Netzanschluss teilen, das Thema der Netzgebühren weiterhin ein großer, wirtschaftlicher Risikofaktor, der die Projektplanung, -finanzierung, und -umsetzung deutlich erschwert. Auch bei Hybridanlagen gibt es gewisse Handelsmaßnahmen, die getroffen werden können, um die Belastung teils zu reduzieren. Zusätzlich bleibt auch die Möglichkeit bestehen, den Batteriespeicher allgemein von einem eigenständigen Arbitragehandel auszuschließen und ihn lediglich als „Grünstromspeicher" zu betreiben, d.h. rein den Strom der EA zeitlich zu verschieben (ohne eigenen Netzbezug). Nach der aktuellen Ausgestaltung der vorgeschlagenen Regelungen scheint dies auch ein implizites Ziel der Maßnahmen zu sein: Ein Anleiten von Anlagen-Betreibern bzw. potenziellen Batterie-Betreibern sich einen solchen Standort (einer EA) zu suchen und eine solche Betriebsweise (Überschüsse oder entwerteten Strom der EA zu speichern und später einzuspeisen) auszuführen. Ein eigenständig vermarktbarer Batteriespeicher (im Stand-Alone-Betrieb), scheint hier nicht erzielt oder angereizt.

Hier ergeben sich jedoch weiterführende, grundsätzliche Fragestellungen in Bezug auf die implizite Zielsetzung der SNE, in Bezug auf die Marktgestaltung, und die Anreizsetzung für Marktteilnehmer, nämlich jene der (marktlichen) Effizienz. Ein Batteriespeicher, der – wie oben beschrieben – beispielsweise als reiner Grünstromspeicher betrieben wird, entfaltet aus Marktsicht zunächst ähnliche Wirkungen wie ein Stand-Alone Speicher, der im Arbitragehandel eingesetzt wird. In beiden Fällen besteht die zentrale Funktion darin, Strom in Zeiten geringer Systemnachfrage zwischenzuspeichern und zu einem

späteren Zeitpunkt wieder bereitzustellen. Während dies bei einem Grünstromspeicher „behind-the-meter“ erfolgt, geschieht es bei einem Graustromspeicher direkt über das Netz. Zwar wird das Netz im Fall eines Grünstromspeichers nicht unmittelbar belastet, was bei einem netzseitig angeschlossenen Speicher durchaus der Fall sein kann. Dennoch stellt sich die grundlegende Frage, ob eine derartige Anreizsetzung für Marktteilnehmer tatsächlich den effektivsten Ansatz zur Bewältigung von Überschusssituationen darstellt, und des Weiteren, aus welchen Gründen der Regulator diesen Ansatz als bestmögliche Lösung betrachtet.

Im Umkehrschluss – und im Extremfall konsequent zu Ende gedacht – würde dies bedeuten, dass bei jeder erneuerbaren Erzeugungsanlage ein eigener Batteriespeicher errichtet werden sollte, der ausschließlich für diese Anlage die zeitliche Verschiebung übernimmt. Implizit würde damit das Ziel verfolgt, jeder Erzeugungsanlage einen Grünstromspeicher beizustellen, um die Einspeisung von entwertetem bzw. nicht gebrauchtem Strom zu vermeiden, anstatt dieses Gleichgewicht durch eigenständige und marktbasiert betriebene Batteriespeicher herzustellen.

Wäre es vor diesem Hintergrund nicht deutlich effektiver, gezielt größere Batteriespeicher zu fördern, die solche Leistungen systemweit und netzübergreifend erbringen können? Darüber hinaus würde die aktuelle Ausgestaltung dazu führen, dass potenzielle Batteriespeicherprojekte faktisch gezwungen wären, eine Erzeugungsanlage in den Vordergrund zu stellen, um die Investition in einen Batteriespeicher wirtschaftlich zu rechtfertigen. Der wirtschaftliche Anreiz würde sich damit weniger auf den systemdienlichen Einsatz des Speichers selbst beziehen, sondern primär auf die Aufwertung der jeweiligen Erzeugungsanlage. Ein solcher Ansatz ist nicht grundlegend schlecht, aber ob er das langfristige Optimum darstellt, stellen wir hier in Frage.

Als abschließenden Punkt zum Thema Batteriespeicher im Hybridbetrieb, wollen wir auch Batteriespeicher adressieren, die an einem Standort mit bestehendem Verbrauch betrieben werden. Zwar ist es nachvollziehbar und erforderlich, missbräuchliche Praktiken bei „Co-Location“ mit Verbrauchsanlagen zu verhindern, gleichzeitig sollte man aus unsere Sicht jedoch nicht pauschal auf die potenziellen systemseitigen Vorteile verzichten, die solche

Anlagen bzw. Standorte bieten können. Eine differenzierte Betrachtung erscheint daher geboten, um systemdienliche Einsatzmöglichkeiten von Batteriespeichern im Hybridbetrieb mit Last zu ermöglichen.

Zusammenfassung und Abschließende Worte

Unserer Meinung nach ist es wichtig, die vorgeschlagenen Maßnahmen im Gesamtkontext der aktuellen Lage zu betrachten. Dazu zählen sowohl die geopolitische Situation und deren potenzielle langfristige Auswirkungen, die derzeitige Marktlage sowie zukünftige Entwicklungen der Strompreise, der Stand des geplanten Ausbaus für erneuerbare Energien und die daraus resultierenden langfristigen Auswirkungen auf die Strommärkte, ebenso wie die aktuelle Netzauslastung, der Stand des Netzausbauplans, und die damit verbundene Gefahr hoher Kosten.

Dabei wird die Komplexität dieses Gesamtkontextes schnell deutlich, und die zunehmende Schwierigkeit, ein ganzheitliches Optimum zu identifizieren, das durch gezielte Maßnahmen angereizt werden kann und soll. Umso essenzieller ist es aus unserer Sicht, langfristige Zielsetzungen und potenzielle zukünftige Risiken nicht aus dem Blick zu verlieren und in der Ausgestaltung von neuen Maßnahmen angemessen zu berücksichtigen. Vor diesem Hintergrund ergeben sich aus der aktuellen Fassung der vorgeschlagenen Veränderungen der SNE-V für uns folgende Fragestellungen:

<u>Fragestellung 1:</u>

Was möchte man im österreichischen Strommarkt fördern? Welche Technologien, Systemdienstleistungen, Flexibilitäten etc. braucht es zukünftig und für welches Marktverhalten sollen demnach Anreize gesetzt werden?

Fragestellung 2:

Was braucht das österreichische Energiesystem heute und längerfristig? Sind Batteriespeicher für die Zukunft wichtig?

Unter der vorgeschlagenen Ausgestaltung der Systemnutzungsentgelte sowie der Kriterien der Systemdienlichkeit wird der Use Case einer Batteriespeicherinvestition zunehmend riskant und schwer planbar. Besteht Einigkeit darüber, dass Batteriespeicher zur Förderung der Klimaneutralität, zur Entlastung der Netze, als Ausgleich für die fluktuierende erneuerbare Stromerzeugung, sowie als Förderung und Voraussetzung für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien (insbesondere durch die kurzfristige, tägliche Glättung der Residuallast) einen wesentlichen Bestandteil des österreichischen Strommarktes darstellen, so sollten die neuen Regelungen der SNE-GV diese Rolle auch widerspiegeln und gezielt entsprechende Anreize setzen.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000419
Austropapier Stellungnahme
Systemnutzungsentgelte
Grundsatzverordnung.cleaned.pdf

austropapier
Vereinigung der Österreichischen Papierindustrie

Gumpendorferstraße 6
A-1060 Wien

T: +43 1 588 86-0
info@austropapier.at
www.austropapier.at

Stellungnahme:
Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

Das Ziel, **Systemdienlichkeit und Systemunterstützung** zu fördern, begrüßen wir ausdrücklich. Der vorliegende Entwurf weist jedoch folgende strukturelle Schwächen auf:

Implizites Modell des Entwurfs:
Nach aktuellem Stand ist ein systemdienlicher Betrieb mit Netzentgeltbegünstigung nur möglich, wenn kumulativ folgende Bedingungen erfüllt sind:

- Standort an einem im Netzentwicklungsplan ausgewiesenen Netzanschlusspunkt
- Vergabe über Ausschreibungen (inkl. implizitem wirtschaftlichem Eintrittsmechanismus)
- Mindestleistung von ≥ 1 MW
- verpflichtender Vertrag mit der APG zur Engpassbewirtschaftung
- Vereinbarung von Betriebsgrenzen („Hüllkurven“) mit dem Netzbetreiber
- zusätzliche Systemdienstpflichten (z. B. Blindleistung)
- Ausschluss systemdienlicher Speicher innerhalb industrieller Verbrauchsanlagen

→ **Faktische Wirkung:**
Es entsteht ein stark restriktives, zentral gesteuertes System mit hohen Zugangshürden.

Zentrale Kritikpunkte:

1. **Verengte Definition von Systemdienlichkeit:** Der Entwurf reduziert Systemdienlichkeit im Wesentlichen auf **netztechnische Kriterien**. Das ElWG umfasst jedoch ausdrücklich:
    - Versorgungssicherheit
    - gesamtenergetische Systemeffekte
    - sektorübergreifende Integration
    - Nicht ausreichend berücksichtigt werden insbesondere:
    - Wasserstoffsysteme
    - industrielle Energiesysteme
    - Fernwärme- und biogene Energiestrukturen

→ Systemdienlichkeit muss als **gesamtenergetischer Systembeitrag** verstanden werden.

2. **Standortkriterium:** Es ist fraglich, ob die für die Industrie relevanten Netzanschlusspunkte jemals als „geeignet“ im Netzentwicklungsplan (NEP) ausgewiesen werden. Damit wären viele industrielle Speicher- oder

Flexibilitätsprojekte von vornherein ausgeschlossen. Eine praxistauglichere, breitere Definition wäre daher wichtig.

3. **Systemdienliche Erzeugungsanlagen:** Auch hier ist das Standortkriterium die größte Hürde. Bei bestehenden KWK- oder Prozessdampfsystemen ist zudem unklar, wie eine „Entlastung zu nahezu jeder Zeit" definiert werden soll. Eine klarere Abgrenzung und realistische Definition würden die Umsetzung deutlich erleichtern.

4. **Teilnahme am Regelenergiemarkt:** Aus den Erfahrungen zeigt sich, dass industrielle Flexibilitäten in großem Umfang bereitgestellt werden können. Die Erlösmöglichkeiten am Regelenergiemarkt sind für Industrieunternehmen wesentlich attraktiver als rein netztarifliche Begünstigungen. Eine marktorientierte Teilnahme ist effizient, transparent und systemwirksam. Vor diesem Hintergrund stellt sich grundsätzlich die Frage, ob Industrieunternehmen mit steuerbaren Lastverläufen nicht primär über Regelenergieprodukte in den Gesamtmarkt integrieren sollten. Die netzentgeltseitigen Instrumente setzen hier – auch aufgrund der hohen technischen Hürden – deutlich schwächere Anreize.

5. **Speicheranforderungen (≥ 1 MW) und Aggregation:** Die geforderte Mindestgröße von 1 MW ist für viele Industrieanlagen zu hoch angesetzt. Flexibilität entsteht in der Praxis eher über mehrere kleinere technische Einheiten. Daher sollte unbedingt eine Aggregation mehrerer Speicher zugelassen werden, damit Industrieunternehmen die Anforderungen überhaupt erfüllen können.

6. **Faktischer Ausschluss von Elektrolyse und Wasserstoff:** Obwohl Elektrolyse im ElWG als Energiespeicheranlage definiert ist, wird sie durch die vorliegenden Kriterien de facto ausgeschlossen:

- Mindestanforderung einer Rückeinspeisung
- keine Anerkennung stofflicher Speicherung (H_2)
- fehlende Berücksichtigung saisonaler Speicherwirkung

→ Damit wird eine zentrale Technologie der Energiewende regulatorisch benachteiligt.

7. **Zum Passus** „*ist ein Energiespeicher Teil einer Kundenanlage mit Verbrauchsanlagen, ist die Einstufung als „systemdienlich" im Sinne einer Freistellung gemäß 127Abs. 3 ElWG ausgeschlossen."*→ **Verbrauchsanlagen können sehr wohl als Energiespeicher systemdienlich eingesetzt werden und sollten daher nicht ausgeschlossen werden**

8. **Kumulative Zugangshürden ohne klare gesetzliche Grundlage:** Die Kombination aus:
   - NEP-Standortbindung
   - Ausschreibungspflicht
   - verpflichtendem Engpassmanagement
   - erweiterten Eingriffsrechten

→ führt zu erheblichen Markteintrittsbarrieren.

Das ElWG sieht diese Instrumente jedoch als **optionale Nachweise**, nicht als zwingende Gesamtkombination.

9. **Diskriminierung bestehender Industriestandorte:** Bestehende Netzanschlusspunkte und industrielle Verbrauchsanlagen werden nicht ausreichend berücksichtigt bzw. teilweise ausgeschlossen. → Dies führt zu:

- ineffizienter Nutzung vorhandener Infrastruktur
- erhöhtem Investitionsbedarf im Netz
- Verzerrung von Standortentscheidungen

10. **Dauerhafter flexibler Netzzugang:** Diese Option ist grundsätzlich sinnvoll, aber nur bei real bestehenden Netzrestriktionen.
    Der administrativ-vertragliche Aufwand ist ansonsten unverhältnismäßig.
    Wichtig ist, dass dieses Instrument optional, transparent und technisch realistisch ausgestaltet bleibt.

11. **Fehlanreize durch Netzentgeltstruktur:** Leistungsbasierte Netzentgelte führen zu:

- überproportionaler Belastung flexibler Anwendungen (z. B. Elektrolyse)
- wirtschaftlicher Bevorzugung kontinuierlicher Bandlast → Dadurch wird **weniger systemdienliches Verhalten unterstützt**.

12. **Verpflichtendes Engpassmanagement und Eingriffe:** Die verpflichtende Teilnahme am Engpassmanagement sowie operative Eingriffsrechte (z. B. Hüllkurven) führen zu:

- Einschränkungen industrieller Prozesse
- erhöhter operativer Unsicherheit
- Investitionshemmnissen

Die verpflichtende Teilnahme am Engpassmanagement sowie dynamische Hüllkurvenvorgaben in kontinuierlichen 24/7-Prozessen sind nur eingeschränkt umsetzbar. Kurzfristige Abregelungen können zu erheblichen betrieblichen und wirtschaftlichen Risiken führen. Hier werden klare Grenzen, planbare Einschränkungen und wirtschaftlich tragbare Vorgaben benötigt.

13. **Unzureichende Berücksichtigung industrieller Realität:** Industrielle Anlagen:

- sind langfristige Investitionen
- benötigen stabile Betriebsbedingungen
- unterscheiden sich stark in ihren Prozessanforderungen

Risiken:

- Wettbewerbsverzerrungen
- Durch zu eng gefasste Hüllkurve kann Produktion eingeschränkt werden.
- ineffiziente Investitionsentscheidungen
- Stranded Costs

14. **Unklare Verteilung von Verantwortung und Risiko:** Die Übertragung von Aufgaben und Risiken auf Netznutzer ist nicht ausreichend bewertet. → Erforderlich ist eine **symmetrische Verteilung von Verantwortung, Risiko und Kosten** unter Einbeziehung der Netzbetreiber.

15. **Verteilung Systemnutzungentgelte**
    Die Einbeziehung von transnationalen Lieferungen auf der Netzebene 1 zum Kostenausgleich auf den Ebenen 3 – 5.

Strategische Einordnung: Wasserstoff als integraler Systembestandteil
Die vorliegenden Regelungen stehen in einem Spannungsverhältnis zu:
- der österreichischen Wasserstoffstrategie
- den energiepolitischen Zielsetzungen der European Commission

Wasserstoff übernimmt im Energiesystem zentrale Funktionen:
- langfristige (saisonale) Speicherung
- Sektorkopplung (Strom, Gas, Industrie)
- Integration erneuerbarer Energien
- Dekarbonisierung industrieller Prozesse

Elektrolyseanlagen sind zudem:
- hochflexible Lasten
- systemstabilisierend
- ideal für Engpassmanagement

→ Der Entwurf berücksichtigt diese Funktionen nicht ausreichend und behandelt Elektrolyse faktisch als Belastung statt als Systemlösung.

Auswirkungen auf Systemkosten und Wettbewerbsfähigkeit
Ohne Integration von Wasserstoff und sektorübergreifenden Lösungen:
- steigen die Anforderungen an elektrische Netze
- werden kurzfristige Speicher überbeansprucht
- fehlen langfristige Flexibilitätsoptionen

→ Dies führt zu:
- höheren Gesamtsystemkosten
- ineffizienten Investitionen
- Wettbewerbsnachteilen für den Standort Österreich

Zentrale Forderungen
Vor dem Hintergrund der oben genannten Punkte regen wir folgende Anpassungen an:

Neudefinition von Systemdienlichkeit
- ganzheitlich und sektorübergreifend
- unter Einbeziehung von Wasserstoff und industriellen Systemen

Anerkennung von Elektrolyse und H_2-Speichern
- unabhängig von Rückeinspeisung
- basierend auf tatsächlichem Systembeitrag

Technologieoffenheit
- Gleichstellung aller Speichertechnologien
- keine Einschränkung auf batterieelektrische Systeme

Anpassung der Netzentgeltstruktur
- Vermeidung von Benachteiligungen flexibler Lasten
- Förderung systemdienlicher Betriebsweisen

Öffnung für bestehende Industriestandorte
- Nutzung vorhandener Infrastruktur
- Integration industrieller Energiesysteme

Verzicht auf kumulative Zugangshürden
- keine verpflichtende Kombination aller Kriterien

- Sicherstellung marktbasierten Zugangs

Schrittweiser Aufbau des Systems
- graduelle Einführung von Anreizen
- Vermeidung von Marktverwerfungen

Fazit
Die Zielsetzung, Systemdienlichkeit stärker zu fördern, wird ausdrücklich unterstützt.
In der vorliegenden Form ist der Entwurf jedoch:
- zu eng gefasst
- zu restriktiv ausgestaltet
- nicht ausreichend industrietauglich
- und nicht konsistent mit den energiepolitischen Zielsetzungen Österreichs und Europas

→ Die erfolgreiche Transformation des Energiesystems erfordert die systematische Integration von Wasserstoff als Bindeglied zwischen den Energiesektoren. Die vorliegende Regelung wird diesem Anspruch derzeit nicht gerecht.

Wir ersuchen daher um eine Überarbeitung des Entwurfs unter Berücksichtigung:
- **eines ganzheitlichen Systemverständnisses**
- **technologischer Offenheit**
- **industrieller Realitäten**
- **sowie der strategischen Bedeutung von Wasserstoff für ein resilientes und effizientes Energiesystem**
- **Öffnung für kleinere Speicher und Aggregation**
- **praxistauglichere Standortkriterien**
- **realistische technische Anforderungen für 24/7-Prozesse**
- **stärkere Berücksichtigung, dass marktliche Flexibilitätsmodelle (z. B. Regelenergie) für die Industrie wirtschaftlich klar vorteilhafter sind als netzentgeltliche Boni**
- **klare, planbare Vorgaben für Hüllkurven und Einschränkungen**

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000420

ion_act4energy_SNE_0126_Stellungnahme_20260331.

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Stegersbach, 20.03.2026

Stellungnahme zur Marktkonsultation Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV) vom 27.02.2026

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Enlion Unternehmensgruppe betreibt mit dem vom BMIMI über das Programm 100% Erneuerbare-Energie-Reallabore unterstützten **Innovationslabor - act4.energy next level** – ein Innovations-Ökosystem, mit der Zielsetzung, ein dezentrales, zelluläres erneuerbares Energiesystem zu entwickeln und zu demonstrieren (in diesem Zusammenhang wird seitens Enlion auch eine Plattform für Energiegemeinschaften – über welche aktuell ca. 50.000 Zählpunkte verwaltet werden – betrieben).

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Einbringung unserer nachstehenden Stellungnahme:

Die stärkere Berücksichtigung von Flexibilitäten und systemdienliches Verhalten sind zentral für ein auf Erneuerbaren basierendes, effizientes Energiesystem. Aus Sicht von Enlion besteht jedoch entsprechender Adaptierungsbedarf der Grundsatzverordnung, um dezentrale und aggregierte Flexibilitäten – insbesondere auch im Kontext mit Energiegemeinschaften – diskriminierungsfrei zu integrieren.

⇨ Die Mindestleistung von 1 MW für „systemdienliche Speicher“ benachteiligt dezentrale Lösungen. Dies ist weder aus § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG ableitbar noch sachlich gerechtfertigt, da die systemdienliche Wirkung nicht von der Einzelanlagen-Leistung abhängt (Aggregation ermöglicht verlässliche Bereitstellung systemdienlicher Leistungen auch unterhalb der aktuell dokumentierten 1 MW Grenze)

⇨ Die Ausgestaltung steht im Spannungsverhältnis zu EAG-Zielen und unionsrechtlichen Vorgaben zur diskriminierungsfreien Einbindung von Flexibilität. Ergebnisse aus act4.energy untermauern die Notwendigkeit

Enlion Innovation GmbH – c/o Innovationslabor act4.energy | Herrschaftsweg 29 | A-7551 Stegersbach

einer wirkungsbasierten Bewertung (Ergebnisse belegen, das Systemdienlichkeit primär wirkungs- und nicht leistungsgetrieben ist).

⇨ Energiegemeinschaften stellen ein zentrales Instrument zur Integration dezentraler erneuerbarer Erzeugung dar und verfolgen ausdrücklich das Ziel, einen Beitrag zur Netz- und Systemdienlichkeit zu leisten (Zielsetzung EAG). Die netz- bzw. systemdienliche Wirkung von Energiegemeinschaften basiert dabei wesentlich auf der Fähigkeit, Erzeugung, Verbrauch und Speicherung lokal zu koordinieren und zu optimieren. Insbesondere Batteriespeicher übernehmen hierbei eine Schlüsselrolle, indem sie Lastspitzen reduzieren, Einspeisespitzen glätten und Flexibilitätsleistungen bereitstellen. Eine regulatorische Ausgestaltung, die dezentrale Speicher – insbesondere unterhalb von 1 MW – von wesentlichen netzentgeltlichen Begünstigungen ausschließt, erschwert die Erreichung dieser Zielsetzungen erheblich. Ohne eine adäquate Berücksichtigung von Speichern innerhalb von Energiegemeinschaften wird deren Fähigkeit zur netz- und systemdienlichen Betriebsweise strukturell eingeschränkt

Zentrale Forderungen:

- **Öffnung / Abschaffung der 1-MW-Schwelle**
- **Berücksichtigung von Aggregationsmechanismen**
- **explizite Berücksichtigung lokaler / regionaler Effekte (NE6/7)**
- **Implementierung geeigneter Mechanismen zur Forcierung von aggregierten Flexibilitäten < 1MW (etwaige Ausschreibungen erscheinen hier nicht zielführend)**
- **Gleichbehandlung zentraler und dezentraler Flexibilitäten**
- **Nachweis der Systemdienlichkeit über messbare KPIs wie bspw. Engpassreduktion, Peak-Shaving, etc.**
- **Sicherstellung, dass die SNE-GV im Einklang mit den Zielsetzungen des EAG steht und die erforderlichen Rahmenbedingungen schafft, damit Energiegemeinschaften ihre systemdienliche Funktion tatsächlich erfüllen können**

Fragestellungen anlässlich der Marktkonsultation:

⇨ ad Zuschlags- / Reihungskriterien:

- Netzwirkung (lokale Engpassreduktion, vermiedene Netz-investitionen)
- Verfügbarkeit / Steuerbarkeit / Wirkung
- Prognosegüte
- Aggregationsfähigkeit und Skalierbarkeit

// Bewertung von Preis und Qualität (keine reine Preisauktion)

⇨ ad Vorgaben Durchführung der Ausschreibung:
- Rechtzeitige Veröffentlichung von Bedarfen / Standorten (V-NEP)
- Technologieoffenheit inkl. Teilnahmeberechtigung für Aggregatoren / Energiegemeinschaften (Teilnahme aggregierter Einheiten ermöglichen)
- Regionale bzw. engpassbezogene Lose (netzebenen-spezifisch)
- Klare KPI-basierte Monitoring und Sanktionsmechanismen
- niedrige Markteintrittsbarrieren

// Implementierung von geeigneten Mechanismen für aggregierte Flexibilitäten < 1 MW

⇨ ad Identifizierung und Ausweisung geeigneter Standorte:
- Kriterien geeigneter Standorte sollen primär wirkungsorientiert definiert werden (auf Basis von vorliegenden datenbasierten Analysen und Prognosen von Netzengpässen – Häufigkeit, Dauer, Intensität, etc.)
- explizite Berücksichtigung von lokalen Netzebenen (insb. NE6/7)
- Entlastungspotential für übergeordnete Netzebenen
- Beitrag zur Reduktion von Lastspitzen und Einspeisespitzen
- vermeidbare Netzausbaukosten
- Anerkennung von Aggrationsmechanismen (Gleichstellung mit Einzelanlagen, wobei die nachweisbare systemdienliche Wirkung und nicht die Leistung einzelner Anlagen ausschlaggebend sein sollte)

⇨ ad zusätzliche Anforderungen:
- Qualität Einhaltung definierter, vorgegebener Betriebsbereiche
- Einführung von KPIs (z.B. vermiedene Engpassstunden, Peak-Shaving, etc.)
- Anforderungen sollten nicht so ausgestaltet werden, dass sie faktisch nur von Einzelanlagen erfüllt werden können

Aus unserer Sicht ist eine wirkungsbasierte, technologieneutrale Ausgestaltung der SNE-GV erforderlich. Die Evidenz aus act4.energy next level zeigt zudem, dass aggregierte, dezentrale Flexibilitäten wesentliche Beiträge zur Systemeffizienz leisten können, wobei die unserseits vorgeschlagenen Anpassungen die Systemeffizienz erhöhen, Kosten senken und Energiegemeinschaften stärken.

Für etwaige Rückfragen stehen wir ihnen jederzeit gerne zur Verfügung.

Ing. Andreas Schneemann, MSc.
Geschäftsführer und Initiator Innovationslabor act4.energy

Enlion Innovation GmbH – c/o Innovationslabor act4.energy | Herrschaftsweg 29 | A-7551 Stegersbach

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000421

Marktkonsultation_SNE-GV1+2_Stellungnahme_Fronius.

Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung Teil 1 vom 19.02.2026 und Teil 2 vom 27.02.2026

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Teilnahme an der Marktkonsultation. Um die Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung vor Inkrafttreten weiter zu optimieren, schlagen wir folgende Änderungen vor:

1. **Gleichbehandlung Speicher und Stromerzeugungsanlagen kleiner und größer 1 MW.** Für systemdienliche Speicher und Stromerzeugungsanlagen besteht in der Marktkonsultation eine Diskriminierung, die im Zuge der Überarbeitung aufgelöst gehört. Anlagentypen < 1 MW sind vorwiegen in den Netzebenen angesiedelt, in denen es aktuelle zu Einspeisebeschränkung kommt. Durch ihre Betriebsweise und Aggregierung können diese Anlagen einen wesentlichen Beitrag zur Systemdienlichkeit leisten. Auch Industriepolitisch sind Speicher < 1 MW zu unterstützen, da sie einen Beitrag zur heimischen bzw. europäischen Wertschöpfung leisten (vgl. EAG Made-in-Europe Bonus Whitelist Batteriespeicher).
2. **Systemdienlichkeit definiert über EU-spezifische Resilienz- und Souveränitätskriterien**. Systemdienliche Anlagentypen müssen die in der EU Economic Security Doctrine und im Entwurf des Industrial Accelerator Act definierten Anforderungen an wirtschaftliche Resilienz und technologische Souveränität erfüllen. Systemdienliche Komponenten stammen daher nicht von Anbietern, die in der Revision des Cyber Security Acts als risikoreich eingestuft werden, und den definierten "Made in EU" Voraussetzungen erfüllen, um Versorgungssicherheit, strategische Unabhängigkeit, robuste Lieferketten und ein hohes Niveau an Cyber Sicherheit zuverlässig zu gewährleisten.
3. **Unkomplizierte Netznutzungsentgeltbefreiung.** Energiespeicher in Kombination mit einer Stromerzeugungsanlage – auch als Teil einer Kundenanlage mit Verbrauchsanlage – sind in Höhe von 50-100 % von den Netznutzungsentgelten befreit bei Lieferung in der Nacht. Diesbezüglich verweisen wir auf die Stellungnahme der Technologieplattform Photovoltaik (TPPV).
4. **Vorbedingungen für systemdienliche Anlagentypen.** An systemdienliche Anlagentypen werden die nachstehenden Vorbedingungen gestellt: EU-Server und EN 18031. Nur Anlagetypen, die diese Vorbedingungen zusätzlich zu den weiteren Bedingungen erfüllen gelten als systemdienlich.
5. **Niederspannungsstandorte sollen ausdrücklich als systemdienlich anerkannt werden**. Vor allem in Niederspannungsnetzen, die (fast) keine Einspeisung mehr zulassen, wirken (verteilte) Speicher, Verbraucher sowie Stromerzeugungsanlagen entlastend auf die übergeordneten Netzebenen. Durch definiertes Einspeise- bzw. Verbrauchsverhalten wirken sie systemdienlich. Diese Anlagen können entweder direkt durch den VNB oder Marktteilnehmer geregelt werden. Darüber hinaus besteht auch die Möglichkeit der Bündelung durch Aggregatoren.
6. **Flexibilität für alle Spannungsebenen**. Auch auf der Niederspannung sollten flexible Netzzugänge auf Kundenwunsche dynamisch geregelt werden. Hier bietet die Schnittstelle aus § 74 ElWG die Möglichkeit das Potenzial der Flexibilität auch in der Niederspannung zu nutzen. Durch die dynamischen Vorgaben auf Niederspannungsebene wird das Netz effizient genutzt, wodurch die Gesamtkosten sinken.

7. **Zurverfügungstellung von zeitvariablen Tarifen über eine kostenlose API.** Damit Netzbenutzer auch von den zeitvariablen Netzentgelten Gebrauch machen können, müssen diese kostenlos über eine API bereitgestellt werden. Dies erleichtert eine schnelle und unkomplizierte Integration in bestehende bzw. zukünftige Anlagen.
8. **Messanforderungen** sollen pragmatisch gestaltet werden. Falls Messungen bei DC-gekoppelten Speichern gefordert sind, dann sollte hier nicht-MID-Messgeräte verwendet werden dürfen. Speicher < 250 kWh sollen ohne eine Messanforderung als systemdienlich gelten. Diese Speicher sind aufgrund ihres Standortes systemdienlich und können durch zeitliche Vorgaben der Be- bzw. Entladung noch einen höheren Beitrag zur Systemdienlichkeit leisten.
9. **Kein Leistungspreis bei Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen.** Bei der Abrechnung von Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen (GEA), muss sichergestellt sein, dass bei Bezug aus der GEA kein Leistungspreis verrechnet wird, da das Netz und die höheren Spannungsebenen nicht belastet werden. Dementsprechend darf nur der Leistungsteil, der aus dem öffentlichen Netz bezogen wird, verrechnet werden. Somit ist hier die aktuelle Regelung vom Arbeitspreis analog anzuwenden.
10. **Hochlauf der E-Mobilität unterstützen.** Der Speicher von E-Fahrzeugen birgt – sowie Heimspeicher – einen enormen Beitrag zur Systemdienlichkeit. Diese Flexibilität sollte zukünftig verwendet werden und dementsprechend auch als systemdienlich eingestuft werden.
11. **Abschaffung von kumulativen Voraussetzungen für systemdienliche Speicher.** Die Voraussetzungen sollen Technologie neutral sein und Wettbewerbsverzerrungen zwischen Groß- und Kleinspeicherprojekten müssen aufgelöst werden.
12. **Netzanschlussentgeltbefreiung für Stromerzeugungsanlagen < 1 MW.** Reduziertes Netzanschlussentgelt bei erweiterter Spitzenkappung.

Die konkreten Änderungsvorschläge in den jeweiligen Kapiteln sowie eine ausführliche Begründung finden Sie auf den nachfolgenden Seiten. Wir bitten um Prüfung der angehängten Änderungsvorschläge und stehen für Rückfragen jederzeit gerne zur Verfügung.

Ansprechpartner für Rückfragen

Dipl.-Ing. Tobias Hofer, B.Sc.
Fronius International GmbH

Vorschläge zur Umsetzung

Unkomplizierte Netznutzungsentgeltbefreiung für Speicher < 1 MW

Die in der Marktkonsultation angeführten Bedingungen sind für Speicher < 1 MW nicht anwendbar. Deswegen plädieren wir hier auf eine unkomplizierte Befreiung und unterstützen hier den Vorschlag der Technologieplattform Photovoltaik (TPPV). Die Grundidee sind pragmatische Bedingungen für die Messung und anteilige Befreiung der Netznutzungsentgelte für Energiespeicher in Kombination mit einer Stromerzeugungsanlage – auch als Teil einer Kundenanlage mit Verbrauchsanlage. Eingespeister Strom zwischen 17:00 und 09:00 Uhr führt zu einem netznutzungsentgeltbefreiten Energiebezug. Für Details wird auf die Stellungnahme der TPPV verwiesen.

Netzanschlussentgeltbefreiung für Stromerzeugungsanlagen < 1 MW

SEA < 1 MW können freiwillig die Möglichkeit der erweiterten Spitzenkappung bis 50 % der Modulspitzenleistung (vgl. § 101 ElWG) nutzen und bezahlen im Gegenzug ein vermindertes Netzanschlussentgelt (30 % Reduktion des PA).

Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen (GEA)

Für GEA ist die Verrechnung des Leistungspreises nicht beschrieben. Wir schlagen vor, dass die Bezugsleistung in der GEA analog zur derzeitigen Regelung des Arbeitspreises verrechnet wird. Im konkreten heißt, dass das als abrechnungsrelevanter Leistungswert die höchste ¼ h-des Monats, welche aus dem öffentlichen Netz bezogen wird, herangezogen wird. Demensprechend wird für die Abrechnung der Leistungsbezug aus der GEA in Abzug gebracht.

E-Mobilität

Die Speicher der E-Fahrzeuge können zukünftig systemdienlich eingesetzt werden. Sie werden sowohl bzgl. der Lade- und Entladeleistung auch hinsichtlich der Kapazität herkömmliche Speicher bei weitem übersteigen. Jedoch wird das richtige Rahmenwerk benötigt. Um die nötige Flexibilität bereitzustellen (u.a. Einspeicherung der Mittagsspitze aus dem Netz, Entladen zu Hochlastzeiten) müssen die Netzentgelte, vor allem der Leistungspreis, dementsprechend angepasst werden bzw. benötigt es einen reduzierten Leistungspreis in Zeiten von Erzeugungsüberschuss.

Voraussetzungen für systemdienlichen Betrieb.

Für alle Anlagentypen sind die Vorbedingungen verpflichtend einzuhalten.

Vorbedingungen

Die nachfolgenden Vorbedingungen gelten für alle Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicheranlage, welche ein Funkmodul oder eine kabelgebundene Kommunikationsmöglichkeit haben:

- 100 % EU-Server und EU-Clouds
- Fernsteuerbarkeit nur durch vertrauenswürdige Entitäten
- EN 18031

Zusätzliche Bonusvoraussetzung je Anlagetyp

Die zusätzlichen Voraussetzungen sind Bonusvoraussetzungen, das heißt, dass mindestens eine dieser Voraussetzungen erfüllt sein um als systemdienliche zu gelten. Für jede weitere Voraussetzung, die man erfüllt, erhält man eine weitere Reduktion der Netzentgelte.

Stromerzeugungsanlagen

- Dynamische Leistungsreduktion: Zusätzlich zur Spitzenkappung ab 2028 wird freiwillig eine weitere dynamische Abregelungen auf unter 70 % der Modulspitzenleitung z.B. 50 % gewährt. [Zusätzlich 20 % Reduktion auf die Netzanschlussentgelt].
- Steuerung durch einen Aggregator (eine Teilnahme reicht aus). [Zusätzlich 20 % Reduktion auf die Netzanschlussentgelt].
- Möglichkeit der Bereitstellung von Daten an den VNB (aktuelle Bezug-/Einspeisung und Prognose). [Zusätzlich 10 % Reduktion auf die Netzanschlussentgelt].
- Glättung von Einspeisespitzen durch erzeugungsgeführte Verbrauchssteuerung bzw. Speicherung. [Zusätzlich 10 % Reduktion auf die Netzanschlussentgelt].

Speicher

- Veränderung des Einspeise- bzw. Entnahmeverhaltens am NAP durch VNB bzw. Aggregator [Zusätzlich 30 % Reduktion auf die Netzanschlussentgelt und 50 % Reduktion des Netznutzungsentgelts].
- Einspeisung in der Nacht [siehe TPPV-Stellungnahme]

Wallboxen

- OVE R37 UND
- automatisierte Optimierung nach flexiblen Tarifen [Zusätzlich 30 % Reduktion des Netznutzungsentgelts].

Änderungsvorschläge Teil 1

Die jeweiligen Änderungen in der Spalte „Änderungsvorschlag“ sind **fett** gedruckt. Streichungen sind ~~durchgestrichen~~. Falls es sich um einen neuen Text handelt, ist die Spalte Originaltext leer.

Kapitel	Originaltext	Änderungsvorschlag	Begründung
Kapitel 2 (Vorläufig Position der E-Control)		In der vorläufigen Position fehlt der Verweis auf den Systemdienlichen Betrieb in Teil 2 der Marktkonsultation.	
2.3	Für die Netzebenen 6 und 7 wird eine Ansteuerung über eine digitale Schnittstelle via Energiemanagementsysteme vorgeschlagen, etwa durch Vorgabe einer Hüllkurve oder einer Obergrenze für den Netzbezug.	Für die Netzebenen 6 und 7 wird eine Ansteuerung über eine ~~digitale~~ **standardisierte** Schnittstelle **lt. § 76 Abs. 1 ElWG** ~~via Energiemanagementsysteme~~ vorgeschlagen, etwa durch Vorgabe einer Hüllkurve oder einer Obergrenze für den Netzbezug.	Es ist anzustreben, dass für die Ansteuerung dieselbe Schnittstelle, wie in § 76 Abs. 1 ElWG verwendet wird. Dadurch wird die Komplexität im Gesamtsystem reduziert und somit Kosten bei VNB, Nutznutzer und Industrie reduziert. Die Verortung, in welchem Gerät das Signal empfangen wird sollte dem Netzbenutzer obliegen. Hier gibt es neben dem EMS noch weiter Möglichkeiten z.B. Wechselrichter. Hier würde der Wechselrichter dann die Signalverarbeitung und das Management am Netzverknüpfungspunkt übernehmen (die reine Signalentgegennahme durch ein Betriebsmittel entspricht **nicht** der Steuerung ein einzelnen Betriebsmittels).
	Ergänzend ist für NE 7 die direkte Abregelung eines steuerbaren Betriebsmittels vorgesehen.	~~Ergänzend ist für NE 7 die direkte Abregelung eines steuerbaren Betriebsmittels vorgesehen.~~	Eine direkte Ansteuerung eines Betriebsmittels ist nicht sinnvoll. Dies führt zu einem erheblichen Mehraufwand beim VNB, da zusätzlich zur Steuerung am NAP noch Betriebsmittelansteuerung muss. Zusätzlich widerspricht es den Gedanken, dass zukünftig alle Vorgaben am NAP (netzwirksame Leistung) passieren werden. Im Zuge der OE

			Digitalen Schnittstelle hat man sich auch auf Vorgaben am NAP geeinigt.
3.4.3 Tabelle 3	Anrechnung bestehender Netznutzungsrechte in die jeweils entgegengesetzte Energierichtung auf den PA 25 %	Anrechnung bestehender Netznutzungsrechte in die jeweils entgegengesetzte Energierichtung auf den PA **50** %	Viele Netzkomponenten wurden bereits durch den Anschluss der ersten Energierichtung bezahlt. Durch die Anrechnung muss sichergestellt werden, dass es zu keiner Doppelverrechnung kommt.

Änderungsvorschläge Teil 2

Die jeweiligen Änderungen in der Spalte „Änderungsvorschlag“ sind **fett** gedruckt. Streichungen sind ~~durchgestrichen~~. Falls es sich um einen neuen Text handelt, ist die Spalte Originaltext leer.

Kapitel	Originaltext	Änderungsvorschlag	Begründung
2.1		Systemdienliche Anlagentypen müssen die in der EU Economic Security Doctrine und im Entwurf des Industrial Accelerator Act definierten Anforderungen an wirtschaftliche Resilienz und technologische Souveränität erfüllen. Komponenten, die auf Grundlage einer europäischen oder nationalen Risikobeurteilung vom Förderbezugs ausgeschlossen werden, sollten ab dem Datum der Veröffentlichung der Beurteilung nicht mehr als systemdienlich gelten und somit keine SNE-Befreiungen mehr erhalten.	Systemdienlich bedeutet, dass Komponenten nicht nur zur Stabilität und Effizienz des Energiesystems beitragen, sondern zugleich die in der EU Economic Security Doctrine und im Entwurf des Industrial Accelerator Act definierten Anforderungen an wirtschaftliche Resilienz und technologische Souveränität erfüllen. Systemdienliche Komponenten stammen daher nicht von Anbietern, die in der Revision des Cyber Security Acts als risikoreich eingestuft werden, und den definierten "made in EU" Voraussetzungen erfüllen, um Versorgungssicherheit, strategische Unabhängigkeit, robuste Lieferketten und ein hohes Niveau an Cyber Sicherheit zuverlässig zu gewährleisten.
2.3	Die Standorte sind von den Netzbetreibern generell unter Berücksichtigung der lt. Netzentwicklungspläne vorgesehenen Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen festzulegen, wobei	Die Standorte sind von den Netzbetreibern generell unter Berücksichtigung der lt. Netzentwicklungspläne vorgesehenen Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen festzulegen, wobei der Planungshorizont mindestens	Aus der Konkretisierung geht nicht hinreichend hervor, dass auch Standorte in der Niederspannung systemdienlich sind. Vor allem in Niederspannungsnetzen, die aktuelle aufgrund des Zubaus von Erneuerbaren Energien (fast) keine Einspeisung mehr zulassen, wirken (verteile) Speicher, Verbraucher sowie Stromerzeugungsanlagen entlastend auf die übergeordneten Netzebenen. Durch definiertes Einspeise- bzw. Verbrauchsverhalten wirken sie systemdienlich. Diese

	der Planungshorizont mindestens 10 Jahre beträgt.	10 Jahre beträgt. **Ebenso sind Standorte in der Niederspannung (ggfs. bei Bündelung durch einen Aggregator) systemdienlich.**	Anlagen können entweder direkt durch den VNB oder Marktteilnehmer geregelt werden. Darüber hinaus besteht auch die Möglichkeit der Bündelung durch einen Aggregator.
2.3	Um diesen gesetzlichen Anforderungen Rechnung zu tragen, wird der Aspekt „Systemdienlichkeit“ in mehreren Elementen der Entgeltstruktur Berücksichtigung finden: „Systemdienliche Speicher“ […] Reduzierte Netzentgelte auf Bezug bei Erbringung einer Flexibilitätsleistung	Um diesen gesetzlichen Anforderungen Rechnung zu tragen, wird der Aspekt „Systemdienlichkeit“ in mehreren Elementen der Entgeltstruktur Berücksichtigung finden: „Systemdienliche Speicher“ […] Reduzierte Netzentgelte auf Bezug bei Erbringung einer Flexibilitätsleistung • **„Verbrauchsanlagen“**	Netzentlastung: Durch aktive Lastverschiebung reduzieren Verbrauchsanlagen Spitzenlasten und verhindern teure Netzverstärkungen. Integration erneuerbarer Energien: Flexible Verbraucher können überschüssigen Solar-/Windstrom aufnehmen und so die Einspeisungsschwankungen glätten. Kostenreduktion: Netzbetreiber sparen Investitions- und Betriebskosten, während Betreiber von Verbrauchsanlagen von geringeren Netzentgelten profitieren. Systemstabilität: Aggregierte, steuerbare Lasten liefern Flexibilitätsleistung und verbessern die Netzqualität und erhöhen die Resilienz. Systemdienliche Verbrauchsanlagen entlasten das Netz, stärken die Versorgungssicherheit und schaffen ökonomische sowie ökologische Mehrwerte. Deshalb müssen sie mitaufgenommen werden.
2.3.1	Es gelten die folgenden (kumulativen) Voraussetzungen für die Einstufung als „systemdienlicher Speicher“:	Es gelten die folgenden ~~(kumulativen)~~ Voraussetzungen für die Einstufung als „systemdienlicher Speicher“:	Kumulative Voraussetzungen sind abzulehnen, da die unverhältnismäßigen Zugangshürden zu einem Ausschluss von wirtschaftlich sinnvollen Flexibilitätsprojekten führen. Zusätzlich führen sie zu Wettbewerbsverzerrungen zwischen Großspeicher- und Kleinspeicherprojekten. Wir, als österreichscher Hersteller von Speichern, appellieren an technologieneutrale Vorgaben.

2.3.1	2. Der Speicher verfügt über eine Engpassleistung von zumindest 1 MW (einspeiseseitig). 3. Für den Speicher liegt ein aufrechter Vertrag mit dem Regelzonenführer über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen im Rahmen des Engpassmanagements gem. § 140 Abs. 1 Z 1b ElWG vor.	~~2.Der Speicher verfügt über eine Engpassleistung von zumindest 1 MW (einspeiseseitig).~~ ~~3. Für den Speicher liegt ein aufrechter Vertrag mit dem Regelzonenführer über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen im Rahmen des Engpassmanagements gem. § 140 Abs. 1 Z1b ElWG vor.~~	Diese Anforderung ist eindeutig abzulehnen. Die Systemdienlichkeit muss für Speicher jeder Leistung gelten, da ansonsten eine Diskriminierung von Anlagen unter 1 MW gegeben ist. Es sollte auch Speichern < 1 MW ermöglicht werden, an den Anreizen zur Systemdienlichkeit teilzunehmen. Diese können entweder durch die Ansteuerung durch den VNB oder durch einen Aggregator systemdienlich agieren.
2.3.1	Voraussetzung dafür ist, dass der Netzbezug des Speichers messtechnisch erfasst und vom Eigenbedarf der Stromerzeugungsanlagen abgrenzbar ist.	~~Voraussetzung dafür ist, dass der Netzbezug des Speichers messtechnisch erfasst und vom Eigenbedarf der Stromerzeugungsanlagen abgrenzbar ist.4~~	Vor allem DC-gekoppelte Speicher können MID-konform nur mit sehr hohem Aufwand bzw. Kosten gemessen werden, des halb muss hier ein pauschales Modell (siehe TPPV-Stellungnahme) angewendet werden
2.3.1	Ist ein Energiespeicher Teil einer Kundenanlage mit Verbrauchsanlagen, ist die Einstufung als „systemdienlich“ im Sinne einer Freistellung gem. § 127 Abs. 3 ElWG ausgeschlossen.	~~Ist ein Energiespeicher Teil einer Kundenanlage mit Verbrauchsanlagen, ist die Einstufung als „systemdienlich“ im Sinne einer Freistellung gem. § 127 Abs. 3 ElWG ausgeschlossen.~~	Dies Anmerkung ist eindeutig abzulehnen, da sie kleine (Heim-)speicher diskriminiert und somit auch Begriffsdefinition § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG) widerspricht. Die systemdienlichsten Speicher sind, die die hinter dem Zählpunkt (Heimspeicher) sind und somit das Netz perfekt entlasten können.
2.3.1	Wie sollten die Zuschlags- bzw. Reihungskriterien für die wettbewerblichen Ausschreibungen ausgestaltet werden?	Antwort Systemdienliche Anlagentypen müssen die in der EU Economic Security Doctrine und im Entwurf des Industrial Accelerator Act definierten Anforderungen an wirtschaftliche Resilienz und technologische Souveränität erfüllen.	Systemdienlich bedeutet, dass Komponenten nicht nur zur Stabilität und Effizienz des Energiesystems beitragen, sondern zugleich die in der EU Economic Security Doctrine und im Entwurf des Industrial Accelerator Act definierten Anforderungen an wirtschaftliche Resilienz und technologische Souveränität erfüllen. Systemdienliche Komponenten stammen daher nicht von Anbietern, die in der Revision des Cyber Security Acts als risikoreich eingestuft werden, und den definierten "made in EU" Voraussetzungen erfüllen, um

			Versorgungssicherheit, strategische Unabhängigkeit, robuste Lieferketten und ein hohes Niveau an Cyber Sicherheit zuverlässig zu gewährleisten.
2.3.1	Welche Vorgaben zu der Durchführung der Ausschreibungen bzw. nähere Vorgaben über Ausschreibungsrunden sind notwendig?	Antwort Es muss mind. 4 Ausschreibungen pro Jahr geben. Die Termine müssen mit 1.1. bekanntgegeben sein. Diese sollten aber erst für Speicher > 10 MW gelten. < 10 MW sollten die vereinfachten Kriterien (siehe obigen Änderungsvorschläge gelten).	
2.3.2	Systemdienliche Stromerzeugungsanlagen“ haben gemäß § 130 Abs. 5 ElWG Anspruch auf eine Reduktion des pauschalen Netzanschlussentgeltes.		§ 130 ElWG ist im RIS nicht ersichtlich.
2.3.2	Die Netzanschlusspunkte der ausgewiesenen Standorte müssen auf der Mittel-, Hoch- oder Höchstspannungsebene liegen.	Die Netzanschlusspunkte der ausgewiesenen Standorte müssen auf der **Nieder-,** Mittel-, Hoch- oder Höchstspannungsebene liegen.	In Städten wirken Erzeugungsanlgen in der Niederspannung entlastend auf die übergeordneten Netzebenen. Aufgrund der Struktur ist es dort der Anschluss ans Niederspannungsnetz in gewissen Fällen erforderlich.
2.3.2	Für die Qualifizierung als „systemdienliche Stromerzeugungsanlage“ an einem vom Übertragungsnetzbetreiber	Für die Qualifizierung als „systemdienliche Stromerzeugungsanlage“ an einem vom Übertragungsnetzbetreiber	Diskriminierung. auch Stromerzeugungsanlagen < 1 MW können dafür verwendet werden (u.a. wenn sie durch einen Aggregator gepoolt werden).

	ausgewiesenen Standort ist darüber hinaus mit dem Regelzonenführer ein Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen gem. § 140 Abs. 1 Z 1b ElWG abzuschließen, und die Engpassleistung der Stromerzeugungsanlage muss mindestens 1 MW betragen. Flexibilitätsleistungen für den Regelzonenführer werden gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten, die unmittelbar durch diese Leistungen verursacht werden, vergütet.	ausgewiesenen Standort ist darüber hinaus mit dem Regelzonenführer ein Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen gem. § 140 Abs. 1 Z **1a und** 1b ElWG abzuschließen~~, und die Engpassleistung der Stromerzeugungsanlage muss mindestens 1 MW betragen~~. Flexibilitätsleistungen für den Regelzonenführer werden gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten, die unmittelbar durch diese Leistungen verursacht werden, vergütet.	
	Es besteht daher die Möglichkeit, dass sich bei Inkaufnahme gewisser Einschränkungen das pauschale Netzanschlussentgelt reduziert, weil dadurch mit bestehender Infrastruktur besser das Auslangen gefunden wird.	Es besteht daher die Möglichkeit, dass sich bei Inkaufnahme gewisser Einschränkungen das pauschale Netzanschlussentgelt **und Netznutzungsentgelt** reduziert, weil dadurch mit bestehender Infrastruktur besser das Auslangen gefunden wird.	Alleinige Reduktion des Netzanschlussentgelts wird als zu geringer Anreiz erachtet, dass Netznutzer von einem dauerhaft flexiblen Netzanschluss gebrauch machen.
2.3.4	Dies ist auch für Kundenanlagen mit Stromerzeugungsanlagen und Speichern („co-located Speicher“) möglich, sofern der Speicher ausschließlich mit Eigenerzeugung geladen wird.	Dies ist auch für Kundenanlagen mit Stromerzeugungsanlagen und Speichern („co-located Speicher“) möglich~~, sofern der Speicher ausschließlich mit Eigenerzeugung geladen wird.~~	Für einen dauerhaft flexiblen Netzanschluss muss der Speicher vom Netz geladen werden, können damit die Zeiten der Netzeinschränkung überwunden werden können und die Optimierung auf diesen Falls reagieren kann.

2.3.4	Auf der Niederspannung sind flexible Netzzugänge mit statischen Einschränkungen zulässig.	Auf der Niederspannung sind flexible Netzzugänge mit statischen **und auf Kundenwunsch dynamische** Einschränkungen zulässig.	V.a. über die Schnittstelle aus § 74 ElWG können dynamische Vorgaben gemacht werden und diese sollten auch hier angewandt werden.
2.3.5		Die zeitvariablen Netzentgelte werden über eine API kostenfrei zur Verfügung gestellt.	Damit Netzbenutzer auch von den zeitvariablen Netzentgelten Gebrauch machen können, müssen diese kostenlos über eine API bereitgestellt werden. Dies erleichtert eine schnelle und unkomplizierte Integration in bestehende bzw. zukünftige Anlagen.
2.3.6	Die Weiterentwicklung und insbesondere Ausweitung der Möglichkeit auf den unteren Netzebenen regelbare Leistungskomponenten zu vereinbaren ist in Planung (siehe Teil 1 der Konsultation zur SNE-GV).	Die Weiterentwicklung und insbesondere Ausweitung der Möglichkeit auf den unteren Netzebenen regelbare Leistungskomponenten zu vereinbaren ist in Planung (siehe **Kapitel 2.3** Teil 1 der Konsultation zur SNE-GV).	
2.3.8 Tabelle 1			Die Tabelle 1 enthält nicht alle Informationen, bitte die o.g. Änderungen auch hier durchführen.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000422
0266+0267-Hü - STN
Marktkonsultation SNE-GV mit
Unterschrift.cleaned.pdf

WIRTSCHAFTSKAMMER ÖSTERREICH

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Per E-Mail: recht-post@e-control.at

Abteilung für Umwelt- und Energiepolitik
Wiedner Hauptstraße 63 | 1045 Wien
T 05 90 900-DW
E up@wko.at
W wko.info/up

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom	Unser Zeichen, Sachbearbeiter	Durchwahl	Datum
	Up/0266+267/Hü DI Claudia Hübsch	[redacted]	27.03.2025

Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (Teil 1 und 2); Stellungnahme

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Wirtschaftskammer Österreich dankt für die Übermittlung der von der Regulierungsbehörde Energie-Control Austria ausgesendeten Teile eins und zwei der Konsultationsdokumente zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV), welche als Grundlage für die Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte für die Stromnetze ab 1.1.2027 dienen soll und nimmt dazu wie folgt Stellung.

I. Allgemeines

Nach § 135 Abs. 1 ElWG soll die Regulierungsbehörde grundsätzliche Festlegungen zur Ermittlung der SNE per Verordnung (SNE-GV) treffen, auf deren Basis dann gemäß § 135 Abs 2 ElWG die eigentlichen Entgelttarife (SNE-Tarifverordnung, SNE-TV) bestimmt werden. Zweck dieser Konsultation ist die Vorbereitung auf die Umsetzung der neuen Entgeltstruktur, wie zB Leistungspreis für bisher nicht-leistungsgemessene Kunden, Nutzung von Flexibilitäten (Vergünstigungen auf das Netzentgelt).

Grundsätzlich begrüßen wir die durch Beschluss des Elektrizitätswirtschaftsgesetztes geschaffenen Möglichkeiten der Schaffung eines Stromsystems für die Zukunft. Damit einhergehend wird eine Neugestaltung der Netztarife, die ein wesentlicher Bestandteil der Energierechnungen unserer Mitgliedsbetriebe darstellen, von besonderer Relevanz sein. Es bedarf daher einer differenzierten Betrachtung. Denn viele unserer Mitgliedsbetriebe sind KMU bzw. EPU und sind an NE 7 angeschlossen, weshalb sie die geänderte Verrechnung der Netzkosten betreffen wird. Die Änderung der Tarifsystematik auf dieser Netzebene darf keine grundsätzliche Mehrbelastung dieser Unternehmen darstellen, da die derzeitige wirtschaftliche Lage ohnedies nicht ideal ist. Die Neugestaltung der Netztarife darf nicht zu weiteren Wettbewerbsnachteilen führen. Ganz im Gegenteil: Für den

Durchschnittsverbraucher soll es zu einer Kostenersparnis im Vergleich zum alten System kommen. Die Auswirkungen sind daher genau zu beobachten, weshalb eine Evaluierung der Auswirkung für die Netzbenutzer durchzuführen und transparent zur Verfügung zu stellen ist.

Gleichzeitig halten wir fest, dass auch aus unserer Sicht auf den Netzebenen 3 bis 6 kein grundsätzlicher Anpassungsbedarf besteht.

Bei der Umsetzung ist daher unbedingt darauf zu achten, dass jene, die die Energietransformation mitgestalten und ermöglichen dafür nicht bestraft werden. Insbesondere darf hierbei nicht außer Acht gelassen werden, dass viele Betriebe gesetzlich verpflichtet sind E-Ladestationen oder PV-Anlagen vorzusehen bzw. zu betreiben. Die Kosten müssen in einer angemessenen Relation zu ihrem Beitrag zur Energiewende stehen und es ist jedenfalls darauf zu achten, dass es zu keiner übermäßigen Kostenbelastung kommt.

Zudem sind beispielsweise viele unsere Betriebe im Tourismusbereich, was die Verbrauchszeiten und die Höhe des Verbrauchs betrifft, fremdgetrieben (Gäste entscheiden, wann sie essen gehen, fernsehen, das Handy laden, u. dgl.), weshalb es ihnen kaum bis gar nicht möglich ist, ihr Bezugsverhalten anzupassen, um von den Begünstigungen profitieren zu können. Auch das gilt es zu bedenken und entsprechend zu berücksichtigen.

Es ist jedenfalls eine angemessene, möglichst lange Einschleif-/Übergangsregelung über mehrere Jahre vorzusehen. Damit kann Betrieben ausreichend Zeit eingeräumt werden, ihre Betriebsprozesse entsprechend anzupassen, um künftig systemdienliche Verhaltensweisen umsetzen und damit von den vorgesehenen Entgeltvorteilen profitieren zu können. Einmal mehr wird Planungssicherheit eingefordert.

Es ist wichtig, dass die Industrieanlagen am „systemdienlichen Betrieb“ teilnehmen können, um allfällige Vorteile bei künftigen Netzentgelten bekommen zu können. Die bei uns eingelangten Stellungnahmen kritisieren daher insbesondere:

- Die Systemdienlichkeit von Speichern bei Verbrauchsanlagen (*co-located*) generell auszuschließen wird strikt abgelehnt. Hier ist durch entsprechende Mess- und Betriebskonzepte der mögliche Missbrauch auszuschließen.
- Speichergrößen ab 1 MW ist für viele Industrieanlagen zu hoch gegriffen. Hier muss es ermöglicht werden, dass mehrere Speicher so zusammengefasst werden („Aggregation der Speicher in einem netztechnischen Naheverhältnis“), um eine für das Netz sinnvolle Entlastung zu erreichen.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass es ein Denkfehler wäre, die stromintensive Industrie hinsichtlich ihrer beschränkten Teilnahmemöglichkeiten an nachfrageseitigen Flexibilitäten – und deren Netzkostenvorteilen - mit dem Argument beruhigen zu wollen, es gebe für die vom Bandlastbetrieb abhängigen Netzkunden „keine Verschlechterung“, sondern nur Vorteile für nachfrageseitige Flexibilitäten. Denn es wird der jeweilige Kostenblock je Netzebene auf das Netzbenutzerkollektiv aufgeteilt. Wenn daher alle flexiblen Netzbenutzer einen Vorteil bekommen, dann müssen die unflexiblen Netzbenutzer mehr zahlen. Es bedarf daher eines besonders sorgsamen Umgangs mit Netzkostenbegünstigungen, die – in Summe – nicht über das Maß der durch die Flexibilitäten erreichten Einsparungen hinausgehen dürfen. Dies muss auch durch eine laufende Evaluierung der Wirksamkeit der Maßnahmen gesichert werden, um rechtzeitig redimensionieren zu können und allen Netzkunden Planungssicherheit zu geben.

II. Im Detail

Zu Konsultationsunterlage SNE-GV Teil 1

Zu 2. Netznutzungsentgelt

Anstelle der pauschalen Grundpreisverrechnung soll ein Leistungspreis auf Basis der Leistungsmessung des höchsten 15 min Leistungswertes pro Monat für alle bisher nicht-leistungsgemessenen Kundenanlagen (Haushalte, landwirtschaftliche Betriebe und Kleingewerbeanlagen auf der Netzebene 7) eingeführt werden. Das Zielbild des Arbeits-/Leistungsverhältnisse wird mit 40 % Leistungsanteil festgelegt. Präziser sollen die Kosten für die bezogene elektrische Arbeit 60 % und die Kosten für die elektrische Leistung 40 % der jeweiligen Rechnung betragen.

Die gleichzeitig bezogene bzw. eingespeiste elektrische Leistung ist der Hauptkostentreiber der Netzkosten. Der Ansatz mit einem Leistungsanteil von 40 % kann trotzdem für die Kunden der Netzebene 7 eine wesentliche Erhöhung der Leistungskosten bedeuten. Um die Gesamtkosten bei der Umstellung auf Leistungsverrechnung zumindest im Durchschnitt nicht zu verändern, ist daher eine deutliche Reduktion der verbrauchabhängigen variablen Arbeitskosten erforderlich. Wenn der Leistungspreis erhöht wird, muss der Arbeitspreis - bei einer kostenneutralen Umstellung - reduziert werden.

Bemessungsgrundlage ist der höchste ¼-Stundenwert in jedem Monat. Zu überlegen wäre, ob für Netzkunden der Netzebene 7, die dem neuen System unterliegen werden, ein zusätzlicher Anreiz geschaffen werden kann und soll, damit diese ihre Lastspitzen in Zeiten verlegen, in denen die Nachfrage geringer als das Angebot ist (Feiertage, Samstage und Sonntage). Dieser Vorschlag wird eher für Haushaltskunden relevant sein, dennoch soll es auch für Kleine- und Mittlere Gewerbekunden einen Anreiz geben sich „systemdienlich“ zu verhalten. Liegt für diese Kundegruppe der höchste ¼- Stundenwert in einem Monat an einem Feiertag, Samstag oder Sonntag, so könnte dieser Wert bei der Abrechnung des Leistungspreises unberücksichtigt bleiben. Alternativ könnte auch eine rechnerische Kürzung in Betracht gezogen werden (Bsp. Bemessungsgrundlage für die Verrechnung des Leistungspreises sind dann nur 60 Prozent des tatsächlich gemessenen ¼- Stundenwert).

Vor der Umstellung der Leistungsverrechnung ist eine Evaluierung der Auswirkungen für alle Netzbenutzer durchzuführen und das Ergebnis transparent dem jeweiligen Netzbenutzer zur Verfügung zu stellen.

In bestimmten Fällen wird es zu teilweise beträchtlichen Abweichungen der Netzkostenrechnungen kommen. Für Kundenanlagen mit durch die Umstellung bewirkten Kostenerhöhungen wäre eine Übergangslösung anzustreben.

Zu 2.2 Abrechnungsrelevanter Leistungswert

Lt. Konsultationsdokument soll in Zukunft auch in Netzebene 7 eine stärkere Gewichtung des leistungsbasierten Netzentgelts erfolgen und die Netzleistung wie in allen anderen Netzebenen zur Verrechnung kommen. Als Grundlage soll der höchste ¼ Stundenwert pro Monat herangezogen werden.

Dem finalen Positionspapier der Energie-Control von 2021 zu „TARIFE 2.1“ ist zu entnehmen:[1]
Derzeit wird gemäß § 52 Abs 1 ElWOG 2010 zur Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgeltes das arithmetische Mittel der im Abrechnungszeitraum monatlich gemessenen höchsten viertelstündlichen Leistung herangezogen. Dieser Ansatz impliziert eine Vereinfachung der tatsächlichen Inanspruchnahme des Netzes und hat auf verschiedene Verbrauchsmuster unterschiedliche Auswirkungen. Nach Abwägung der Argumente ist aus Sicht der E-Control die Beibehaltung des derzeit angewandten arithmetischen Mittels der zwölf Monatsspitzen der geeignete Mittelweg, welcher zu einem Interessensausgleich führt. Diese Berechnung würde einerseits die erforderlichen Anreize zur Glättung von Lastspitzen setzen, erlaubt den Kunden jedoch gleichzeitig eine Kompensation einmaliger Ausreißer.

Position E-Control lt. Tarife 2.1: *Da eine Änderung der Berechnung der zu verrechnenden Leistung keinen signifikanten Vorteil - weder für Entnehmer noch für Netzbetreiber - bringt, spricht sich die E-Control für die Beibehaltung des arithmetischen Mittels der zwölf Monatsmaxima aus.*

Im ElWOG 2010 wurde eben in § 52 Abs 1 bestimmt, dass für die Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgeltes das arithmetische Mittel der im Abrechnungszeitraum monatlich gemessenen höchsten viertelstündlichen Leistung herangezogen wird. Diese Bestimmung ist im ElWG nicht mehr enthalten. Im Konsultationsdokument ist dazu auch nichts zu finden. Vielmehr soll eben der höchste ¼-Stundenwert des Monats herangezogen werden (siehe „Grundlage“ auf S. 6 des Konsultationsdokuments). Dies führt aus unserer Sicht für Betriebe mit stark schwankenden und kaum beeinflussbaren Lastprofilen wie die in Abschnitt I. erwähnten Tourismusbetriebe zu erheblichen Herausforderungen. Wenn dies zusätzlich auch für die Netzebenen 3 bis 6 zur Anwendung kommen sollte, dann hätte dies deutliche negative Auswirkungen.

Für Seilbahnunternehmen wäre diese Systematik der Nutzungsentgelte besonders herausfordernd. Der Energiebedarf von Seilbahnanlagen sowie Beschneiungsanlagen ist in hohem Maße von externen Faktoren abhängig, die von den Betreibern nur sehr begrenzt beeinflusst werden können. Dazu zählen insbesondere:

- Witterungsbedingungen und Temperaturen, welche die Nachfrage im Wintertourismus maßgeblich beeinflussen,
- tages- und wochenweise stark schwankende Gästezahlen, etwa an Wochenenden, Feiertagen oder in Ferienzeiten sowie
- Betriebsbedingte Spitzenlasten, die aus Sicherheits- und Betriebsanforderungen resultieren und nicht beliebig reduziert oder verschoben werden können.

Zusätzlich ist auch die technische Beschneiung ein wesentlicher Bestandteil des Energiebedarfs moderner Skigebiete. Beschneiungsanlagen können jedoch nur innerhalb sehr kurzer Zeitfenster betrieben werden, wenn die notwendigen temperatur- und witterungsbedingten Voraussetzungen gegeben sind. In diesen Phasen müssen große Mengen in kurzer Zeit produziert werden, um die Wintersaison überhaupt sicherstellen zu können. Dadurch entstehen unvermeidbare temporäre Lastspitzen, die sich betrieblich nicht beliebig steuern oder verteilen lassen.

[1] https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Tarife-2-1-FINAL.pdf.

Seilbahnunternehmen sind standortgebundene Infrastrukturbetriebe, die im internationalen Wettbewerb stehen und daher mit „klassischen Industrieunternehmen“ durchaus zu vergleichen sind. Im Gegensatz zu Industriebtrieben können sie ihre Lastprofile aber nur sehr eingeschränkt an Netzanforderungen anpassen und somit von flexiblen Tarifen profitieren. Für saisonale Tourismusinfrastrukturen wie Seilbahnen und Beschneiungsanlagen besteht somit eine viel höhere Abhängigkeit vom volatilen Spotmarkt. Vor allem im November kann es durch den Einsatz von Beschneiungsanlagen an nur sehr wenigen Tagen zu sehr hohen monatlichen Netzkosten kommen.

Generell lässt sich sagen, dass sich die Ausgaben für Strom bei Seilbahnunternehmen nach unseren Informationen allein in den letzten drei Jahren verdoppelt haben. Im Vergleich zur Zeit vor der Corona-Pandemie haben sich die Kosten sogar verdreifacht.

Konstant hohe bzw. noch weiter steigende Stromkosten stellen für die heimische Seilbahnbranche ein massives Problem dar, das mittelfristig zu einer Abwanderung von Wintersporturlaubern in andere Länder und damit zu einem deutlichen Wertschöpfungsverlust in Österreich führen kann.

Es sollte daher im weiteren Prozess der Überarbeitung der SNE-GV eine stärkere Berücksichtigung der branchenspezifischen Besonderheiten von saisonalen Infrastrukturen Übergangs- oder Sonderregelungen für stark saisonabhängige Betriebe erfolgen. Alternativ könnte es gesonderte Bemessungsgrundlagen (z. B. saisonale Betrachtungen oder angepasste Leistungsmodelle) für entsprechende Branchen geben.

Eine weitere Möglichkeit wäre das Abgehen von der Berechnungsmethode des höchsten ¼-Stundenwerts pro Monat in allen Netzebenen im Sinne einer faireren Bepreisung der Leistung und einer Verbesserung der Verursachergerechtigkeit durch Anwendung des höchsten ¼-Stundenwerts pro Tag.

Die geplante Mindestbemessung von 20 % der vertraglichen Leistung führt bei KMU mit schwankendem Bedarf zu künstlichen Fixkosten. Wir schlagen daher eine Staffelung für Betriebe vor, sodass zwischen 8 und 50 kW die Mindestbemessungsgrundlage auf 10 % reduziert wird.

Zu 2.3 Flexibilitätsanforderungen in der Entgeltstruktur

Ein wesentliches Element der netzdienlichen Bereitstellung von Flexibilität ist der unterbrechbare und der Tarif für regelbare Leistung. Wir unterstützen die Einführung der regelbaren Bezugsleistung in den NE 3 und 4 und die Erweiterung in den NE 5 bis 7.

Bei der Wirkleistungsbegrenzung bzw. bei der Steuerung und/oder Unterbrechung ist alternativ in der NE 7 und NE 6 die direkte Abregelung vorzusehen. Wir erlauben uns anzumerken, dass die Ausführungen betreffend die Netzebene 7 noch sehr vage sind und diese jedenfalls präzisiert werden müssen.

Bei der Ansteuerung von Energiemanagementsystemen über digitale Schnittstellen sind höchste Sicherheitsstandards der digitalen Netzkommunikation vorzusehen.

Zu den Anreizen für Flexibilisierung ist gleichzeitig jedoch auch folgendes anzumerken:
In der Industrie bestehen viele Prozesse, die sich durch einen dauerhaft notwendigen Betrieb charakterisieren. Zu denken sind hier an stromintensive Prozesse zur Bereitstellung

von Hochtemperatur-Wärme für dauerhaft heiß zu haltende Glaswannen oder Schmelzprozesse in der Metallindustrie, die nicht einfach unterbrochen oder auf andere Tageszeiten verschoben werden können. Diese – schon aus technischen Gründen – in Bandlast betriebenen industriellen Prozesse können auch die notwendigen Strommengen nicht in hohem Ausmaß durch Batteriespeicher optimieren, zumal auch schon die bestehende Infrastruktur (wie Netze) auf eine laufend hohe Ausnutzung im Bandbetrieb ausgelegt sind, was einen Mehrbezug etwa von Photovoltaik-Spitzenstrom zur vorübergehenden Zwischenspeicherung oft unmöglich macht.

Überdies soll nach den Vorschlägen der E-Control der Einsatz von Speichern bei Verbrauchsanlagen die Systemdienlichkeit per-se ausschließen. Auch die verpflichtende Teilnahme am Engpassmanagement sowie dynamische Hüllkurvenvorgaben sind in kontinuierlichen 24/7-Prozessen nur eingeschränkt umsetzbar. Kurzfristige Abregelungen können zu erheblichen betrieblichen und wirtschaftlichen Risiken führen. Schließlich darf nicht übersehen werden, dass auch Unternehmen den Einsatz ihrer Betriebsmittel nicht beliebig außerhalb von Arbeitszeiten oder Schichtbetrieben verlegen können.

Diese Anlagen mit „24/7–Industrieprozessen“ dürfen daher nicht benachteiligt werden. Dies spricht zwingend für eine maßvolle Beanreizung nachfrageseitiger Flexibilitäten. Weiters dürfen Netzkostenbegünstigungen – in Summe – nicht über das Maß der durch die Flexibilitäten erreichten Einsparungen hinausgehen.

Die Belohnung von „nachfrageseitigen Flexibilisierungsmaßnahmen“ muss daher sehr behutsam eingeführt werden, um zwar das angestrebte Ziel der Netzentlastung zu erreichen, aber zu hohe Anreize zu vermeiden, die dann später wieder rückgängig gemacht werden müssten. Diesfalls würden die zur Ermöglichung der nachfrageseitigen Flexibilitäten notwendigen Investitionen (zB in Batteriespeicher bei den Erzeugungs- und/oder Kundenanlagen) durch späteren Wegfall der regulatorischen Anreize frustriert werden.

Ein behutsames „Hochfahren“ von Anreizen würde auch dazu führen, dass die kosteneffizientesten Maßnahmen früher umgesetzt werden. Damit kann auch der Erfolg der Anreize und der verbleibende Flexibilitätsbedarf besser abgeschätzt werden, bevor eine allenfalls notwendige Erhöhung der Anreize kommt.

Zu 3. Netzanschlussentgelt

Ziel des hier konsultierten Konzepts ist es, sämtliche Netzbenutzer gleichermaßen auf Basis ihrer netzwirksamen Leistung an den individuellen und allgemeinen Kosten der Infrastruktur zu beteiligen. Für Netzbenutzer soll damit eine transparente Kalkulationsgrundlage geschaffen werden und gleichzeitig Anreize zur netzdienlichen Dimensionierung der eigenen Anlagen gesetzt werden. Die Zielsetzung einer transparenten Kalkulationsgrundlage und der Schaffung von Anreizen zur netzdienlichen Dimensionierung ist prinzipiell zu begrüßen. Wir ersuchen um eine transparente Aufschlüsselung der Kostenwirkungen, insbesondere für ländliche Regionen. Jedenfalls wollen wir sichergestellt haben, dass es durch die Umstellung auf gemessene Leistung zu keiner Nachverrechnung der bereits bezahlten Leistung kommt.

Zu 3.2 Festlegung des Netzanschlusspunktes

Hier sind Ergänzungen bzw. Hinweise, wie z.B. in den Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz in Teil IV Anschlussanlage enthalten, erforderlich. Technisch geeigneter Netzanschlusspunkt, Anschlusskonzept und technische Zweckmäßigkeit zur

Vermeidung von technischen Überkapazitäten, Versorgungsqualität, wirtschaftliche Interessen des Netzbenutzers und aller Netzbenutzer etc. sind ebenso wesentliche zu berücksichtigende Aspekte bei der Bestimmung des Netzanschlusspunktes.

Zu 3.3 Bestimmung der netzwirksamen Leistung

Derzeit werden für die meisten „nicht gemessenen" Zählpunkte in Bezugsrichtung pauschal 4 kW als Basis für das Netzbereitstellungsentgelt angesetzt (vertraglich vereinbarte Leistung). Im Zuge der Umstellung auf eine generelle Leistungsmessung auch auf der Netzebene 7 ergibt sich, dass die Festlegung des erworbenen Netzanschlussrechts an das tatsächliche Maß der bisherigen Nutzung generell in Höhe von 8 kW angepasst wird, und darüber die vertraglich vereinbarte Leistung zur Bestimmung der netzwirksamen Leistung in Bezugsrichtung zur Anwendung gelangt.

Es wird unter Hinweis auf die Position der E-Control in den Tarifen 2.1 ausdrücklich gefordert, dass durch die Umstellung auf gemessene Leistung keine Nachverrechnung der bereitgehaltenen Leistung bei unverändertem Bezug erfolgt. Das bedeutet, dass das bestehende Netzanschlussrecht bei diesen Kunden erhalten bleiben muss, ohne Nachverrechnung der Netzbereithaltung bzw. des pauschalen Anteils über bisher 4 bzw. zukünftig 8 kW. Ausgenommen natürlich, wenn es auf Antrag des Netzbenutzers zu einer Anschlussverstärkung durch Leistungserhöhung kommt.

Die Feststellungen der E-Control, dass das Netzbereitstellungsentgelt in der Vergangenheit oftmals zu Unklarheiten auf Seiten der Kunden führte, entspricht den langjährigen leidvollen Erfahrungen vieler Mitgliedsbetriebe der WKO. Wenn das Netz seit vielen Jahren bzw. Jahrzehnten unverändert bestand, ist eine Nachverrechnung einer Pauschale für die „Netzbereithaltung" bei einer Verbrauchserhöhung nicht nachvollziehbar und unverständlich. Zum Unterschied vom tatsächlichen Aufwand bei einer Anschlusswerterhöhung, der transparent und mit möglichen Eigenleistungen abzuwickeln war.

In der Ausgestaltung des pauschalen Aufwandes PA in der SNE-GV ist daher unbedingt zu vermeiden, dass nicht nur eine formale Umbenennung des Netzbereitstellungsentgelts auf einen „pauschalen Anteil" erfolgt. Nachverrechnungen des pauschalen Anteils ohne vom Kunden beantragter Leistungserhöhungen wegen geringer Verbrauchssteigerungen sollten nicht mehr möglich sein.

Zu 3.4.1 Aufwandsorientierter Anteil AWA

Das ElWG stellt in § 130 Abs 1 nicht explizit auf aufwandsorientierte, sondern auf angemessene und marktübliche Preise ab. Der aufwandsorientierte Anteil soll nach von der E-Control festgelegten Kostensätzen je Netzebene - also einheitlich pauschal - verordnet werden.

Die Systemnutzungsentgelte unterscheiden sich je Netzbereich nach geografischen Standorten erheblich. Festgelegte Kostensätze (aufwandsorientierte Anteile) sollen gemäß SNE-GV pro Netzebene unterschieden werden.

Auf die unterschiedliche Entgeltsystematik für Netznutzung und Netzzutritt je Netzbereich (Standort aus Kundensicht) wird hingewiesen. Daraus resultierend ergeben sich folgende Fragestellungen:

- Warum sind die Netznutzungskosten im Netzbereich A und B verschieden, die Anschlusskosten im NB A und B gleich, obwohl sich die dem Netzbenutzer vom Netzbetreiber zu erbringenden Leistungen bzw. Dienstleistungen für Netznutzung und Netzzutritt in den einzelnen Netzbereichen definitiv nicht unterscheiden?
- Der Netzbetreiber hat die Verrechnung anhand festgelegter Kostenanteile individuell zu prüfen und einen Vergleich der tatsächlichen Kosten mit den von der E-Control festgelegten Obergrenzen durchzuführen. Bei Überschreiten der Obergrenzen sind die tatsächlichen angefallenen Kosten zusätzlich zu verrechnen. Es ist unklar, ob generell Kostensätze laut SNE-TV zu verrechnen sind oder ob alternativ der tatsächliche angemessene marktübliche Aufwand verrechnet werden kann. Wer entscheidet das nach welchen Kriterien?
- Wie ist bei einer Unterschreitung der tatsächlichen Anschlusskosten gegenüber den Kostensätzen vorzugehen?
- Ist diese individuelle Überprüfung der tatsächlichen Kosten vom NB immer durchzuführen?
- Ist der diesbezügliche Aufwand bei jedem Anschluss bei Verrechnung von pauschalen Kostensätzen sinnvoll und gerechtfertigt?
- Wie wird die Transparenz, Nachvollziehbarkeit und Überprüfbarkeit der Anschlusskosten für den Anschlusswerber sichergestellt?

Zu den Fragestellungen im Zuge der Konsultation wird auf die Anmerkungen zu 3.3 „Bestimmung der netzwirksamen Leistung“ verwiesen.

Es wird unter Hinweis auf die Position der E-Control in den Tarifen 2.1 ausdrücklich gefordert, dass durch die Umstellung auf gemessene Leistung keine Nachverrechnung der bereitgehaltenen Leistung erfolgt. Das bedeutet, dass das bestehende Netzanschlussrecht bei diesen Kunden erhalten bleiben muss, ohne Nachverrechnung der Netzbereithaltung bzw. des pauschalen Anteils über bisher 4 bzw. zukünftig 8 kW. Ausgenommen, wenn es auf Antrag des Netzbenutzers zu einer Anschlussverstärkung durch Leistungserhöhung kommt.

Zu Konsultationsunterlage SNE-GV Teil 2 der E-Control

Zu 2.3 Konkretisierung des systemdienlichen Betriebes

Systemdienlichkeit sollte auch EU-spezifische Resilienz- und Souveränitätskriterien beachten. Mit vielen Rechtsakten und Politiken wie der EU Economic Security Doctrine und im Entwurf des Industrial Accelerator Act werden Anforderungen an wirtschaftliche Resilienz und technologische Souveränität definiert. Mit dem Cyber Security Act werden Risikoeinstufungen vorgenommen und mit *EU-Server* und mit Normen wie der EN 18031 werden Standards definiert.

Betriebsmittel für systemdienlich betriebene Anlagen sollten von Anbietern stammen, die diese Voraussetzungen erfüllen, um Versorgungssicherheit, strategische Unabhängigkeit, robuste Lieferketten und ein hohes Niveau an Cyber Sicherheit zuverlässig zu gewährleisten. Die SNE-GV sollte relevante Regelwerke berücksichtigten und verbindlich machen.

Zu 2.3.1 Systemdienliche Speicher

Dass ein systemdienlicher Speicher nur ein Speicher mit einer Engpassleistung von ≥ 1 MW sein kann, wird abgelehnt. Es wäre auch unsachlich, hier eine Aggregation von Speicherleistungen in einem netztechnisch abzugrenzenden Nahebereich auszuschließen. Eine Aggregierung, die auch kleinere Einheiten poolt, muss möglich sein. Ähnliches wird ja auch bei Netzentgelten für EEGs gemacht. Mit einer Aggregierung der Speicher in diesem Nahebereich könnte auch eingeschränkten Netzverfügbarkeiten entgegnet werden und es würde die Systemdienlichkeit von Speichern auch in niedrigen Netzebenen berücksichtigt werden, die durch definiertes Einspeise- bzw. Verbrauchsverhalten ermöglicht wird.

Nach den Vorschlägen der E-Control in Teil 2 ist der Ausweis als geeigneter Standort in einem Netzentwicklungsplan notwendig, was schon viele Industriestandorte ausschließen wird. Eine praxistauglichere, breitere Definition wäre daher wichtig, insbesondere um auch vorhandene Netzkapazitäten nutzen zu können, die vielleicht nicht mehr voll für die ursprünglichen Zwecke verwendet wird.

Jedenfalls unsachlich ist, dass hinsichtlich der Beurteilung der Systemdienlichkeit der Einsatz von Energiespeichern in Verbraucheranlagen nicht zulässig sein soll; dies wird daher abgelehnt. Denn damit werden alle gemischten Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen und Multi-Use-Anwendungen der Energiespeicher nicht unterstützt.

Die von der E-Control dazu in Fußnote 5 im Teil 2 angegebene Begründung „*missbräuchlichen Praktiken Tür und Tor zu öffnen*“ ist eine unzureichende Behauptung. Es ist wohlverstanden, dass die Kostenersparnis im Netz Ziel des systemdienlichen Betriebs sein muss. Das kann aber dadurch sichergestellt werden, dass durch Messeinrichtungen und definierte Schaltzustände die netzdienlichen Anteile des Betriebs festgestellt und entsprechend bei den Netzentgelten berücksichtigt werden. So kann durch den Einbau von Zählern vor Energiespeichern und der Dokumentation der Schaltzustände der Einsatzzweck des Energiespeichers nachgewiesen werden. Damit kann der Einsatz von Multi-Use-Anwendungen mit Energiespeichern unabhängig von der Art der Anlage (Verbraucher / Erzeuger / gemischt) systemdienlich erfolgen.

Die besonderen Vorteile der Multi-Use Anwendungen müssen auch bei allfälligen Ausschreibungen durch die Verteilernetzbetreiber durchschlagen; Ausschreibungen dürfen daher auch diesbezüglich nicht diskriminieren.

Die Möglichkeit, dass Energiespeicheranlagen weiterhin am Regelenergiemarkt teilnehmen können, wird begrüßt.

Zu den Kriterien auf Seite 7/16:

- In Kriterium 1 wird eine Bindung an im NEP definierte „geeignete Standorte“ vorgesehen. Diese Orientierung mag für rein netzdienliche Kurzzeitspeicher (Batteriespeicher) sinnvoll sein, bildet aber den gesamtenergetischen Nutzen saisonaler Energiespeicher nicht ab. Vielmehr bedarf es hierfür in Bezug auf ein etwaiges Örtlichkeits-/Standortkriterium der Miteinbeziehung einer geplanten/bestehenden Wasserstoffinfrastruktur (sowohl für den Abtransport des umgewandelten Stroms in den Energieträger Wasserstoff, als auch die Speicherung samt Rückumwandlung in wasserstofffähigen Gaskraftwerken), welche in dieser Form im NEP nicht abgebildet ist. Durch eine übergreifende Sichtweise des Strom- und

Gas-/Wasserstoffnetzes als gesamtenergetisches Transportsystem, einer Orientierung der Aufbringungsseite in Richtung Bedarfe und einer Errichtung von Elektrolysen auf der Verteilnetzebene zur Entlastung derselben, könnten Kosten (insbesondere auch im Bereich Netzausbau) gespart werden. Eine Erweiterung bzw. Differenzierung des Kriteriums wird daher vorgeschlagen.

- In Kriterium 2 ist die Klammer „(einspeiseseitig)“ zu streichen, da andernfalls Elektrolyseanlagen ausgeschlossen werden, die Wasserstoff produzieren, der als „anderer Energieträger genutzt wird“.

  Denn ElWG § 6 Z 39 definiert ausdrücklich:
  39. „Energiespeicherung“ im Elektrizitätsnetz die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie ***oder Nutzung als einen anderen Energieträger****;*

  Elektrolyseanlagen speisen typischerweise keinen Strom ins Netz ein; die Rückspeisung ist für ihren Speicherzweck nicht erforderlich. Die Schwelle bzw. das Einspeiseerfordernis an sich schließt damit einerseits Elektrolyseanlagen trotz gesetzlicher Einstufung als Energiespeicheranlage (§ 6 Abs. 1 Z 38 und 39 ElWG) systematisch aus und gibt andererseits Batteriespeichern eine de facto Monopolstellung (obwohl diese keine saisonale Verschiebung bewirken können).

  Gleichzeitig wird angeregt, die 1 MW-Schwelle zu senken. Systemdienlichkeit sollte nicht auf wenige MW-Standorte eingeengt werden.

- In Kriterium 3 ist zu ergänzen: … aufrechter Vertrag mit dem Regelzonenführer **für die Dauer der Inanspruchnahme der Netzentgeltbefreiung** über die …

- In Kriterium 7 für die Einstufung eines Speichers als systemdienlich ist die vom Bieter anzugebende Vergütung unklar. Es wird um inhaltliche Präzisierung des geplanten einmaligen oder jährlichen Pauschalbetrages ersucht.

Die Überlegung, dass die Kriterien „Erbringung von Flexibilitätsleistungen“, „nach NEP definierter Standort“ und „Betrieb nach Anforderung des Netzbetreibers“ als kumulativ angesehen werden, ist überschießend, da in den ElWG-Erläuterungen zu § 6 Abs 1 Z 148 festgehalten ist:
„Zu Z 148 (systemdienlicher Betrieb): Die Begriffsbestimmung legt drei alternative Kriterien für die Feststellung eines systemdienlichen Betriebs fest.“

Es ist zwar nachvollziehbar, dass aufgrund der vorgesehenen Entgeltvorteile entsprechende Schwellen geschaffen werden müssen, um eine tatsächliche Entlastung des Systems sicherzustellen. Gleichzeitig wirkt das Modell mit den verschiedenen Anforderungen und Voraussetzungen derzeit aber vergleichsweise komplex und überbordend. Wir regen daher eine praxisorientierte Ausgestaltung der Voraussetzungen an, sodass es realistische Chancen gibt, die Kriterien zu erfüllen und von den vorgesehenen Entgeltvorteilen tatsächlich zu profitieren.

Zu 2.3.2 Systemdienliche Stromerzeugungsanlagen

Auch hier ist das Standortkriterium die größte Hürde. Bei bestehenden KWK- oder Prozessdampfsystemen ist zudem unklar, wie eine „Entlastung zu nahezu jeder Zeit“ definiert werden soll. Eine klarere Abgrenzung und realistische Definition würden die Umsetzung deutlich erleichtern.

Nachvollziehbare Kriterien für die Identifizierung und Ausweisung geeigneter Standorte wären u.a. beispielsweise die Netzbelastungssituation (z.B. Mittelspannungsebene NE 4 im 110/Msp Umspannwerk) des jeweiligen regionalen Netzbereiches, die Spannungsverhältnisse und die Netzentwicklung gemäß Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen.

Flexible Gaskraftwerke und Elektrolyseanlagen sollten als systemdienlich anerkannt werden, um die Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten und die Abhängigkeit von teuren Stromimporten zu reduzieren. Wir regen an, systemdienliche Betriebsweisen an messbaren Zeiträumen oder Triggern festzumachen, wie beispielsweise saisonale Zeiträume oder strompreisabhängige Formeln.

Zu 2.3.3 Netzdienliche, kontrahierte Speicher

Gemäß § 89 ElWG ist es Netzbetreibern nicht gestattet, Eigentümer von Energiespeicheranlagen zu sein oder diese Anlagen zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben. Ausgenommen es wurde von der Regulierungsbehörde mit Bescheid festgestellt, dass es sich um eine „vollständig integrierte Netzkomponente“ handelt oder eine Ausnahmegenehmigung erteilt wurde.

§ 6 Z 172 ElWG „vollständig integrierte Netzkomponenten“:
Netzkomponenten, einschließlich Energiespeicheranlagen, die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und nicht dem Systemausgleich- oder Engpassmanagement dienen und deren Lade- und Entladezeiten im regulären Betrieb deutlich unter der Dauer eines Marktintervalls liegen;

Erläuterungen zu § 6 Z 172 (vollständig integrierte Netzkomponente):
Das Marktintervall, innerhalb dessen Bilanzgruppenabweichen abzurechnen sind, dauert gemäß Art. 35 Verordnung (EU) 2017/2195 fünfzehn Minuten. Im regulären Betrieb müssen die Lade- und Entladezeiten der betreffenden Netzkomponente innerhalb dieses Intervalls liegen, damit es sich dabei um eine vollständig integrierte Netzkomponente handeln kann, die eine Ausnahme vom grundsätzlichen Verbot des Betriebs von Energiespeicheranlagen durch den Netzbetreiber gemäß § 89 Abs 1 Z 1 darstellt.

In der Konsultation wird festgehalten, dass der Energiespeicher in diesem Fall gemäß der vom Netzbetreiber definierten und von der Regulierungsbehörde genehmigten Bedingungen zu betreiben ist. Konkrete Vorgaben zu Bezug (Aufladung) und Einspeisung oder andere für den Netzbetrieb relevante Bedingungen des Netzbetreibers sind von diesem messtechnisch zu überwachen. Die Einhaltung der Konsequenzen von Verstößen gegen die vom Netzbetreiber definierten und genehmigten Bedingungen sind vertraglich zu regeln.

- Wenn der Energiespeicher gemäß § 89 Abs 1 Z 1 oder 2 im Eigentum des Netzbetreibers steht und/oder von diesem errichtet, verwaltet oder betrieben wird,

würde der Netzbetreiber diese vertraglichen Regelungen und Konsequenzen bei Verstößen dagegen dann mit sich selber regeln?!

Es wird um inhaltliche Präzisierung des geplanten einmaligen oder jährlichen Pauschalbetrages ersucht.

Anzumerken wäre, dass grundsätzlich sowohl die Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes als auch der Systemausgleich und das Engpassmanagement letztlich für den sicheren Netzsystembetrieb wichtig und notwendig sind.

Zu 2.3.4 Dauerhafter flexibler Netzzugang

Die Position der E-Control, dass flexibler Netzzugang primär als temporäre Lösung für einspeisende Netzbenutzer vorgesehen ist, um einen früheren Netzzugang zu ermöglichen, ist zu unterstützen, aber nur bei real bestehenden Netzrestriktionen. Der administrativ-vertragliche Aufwand ist ansonsten unverhältnismäßig.

Fehlende Netzanschlusskapazitäten bilden die Grundvoraussetzung für die Gewährung eines dauerhaften flexiblen Netzzugang, dienen aber nicht zur Behebung oder Minderung von vorhandenen Netzrestriktionen.

Wichtig ist, dass dieses Instrument für den Netzbenutzer optional, transparent und technisch realistisch ausgestaltet bleibt.

Zu 2.3.7 Reduzierte Netzentgelte auf Bezug bei Erbringung von Flexibilitätsleistungen

Die Position der E-Control, gleiche Bedingungen für alle Flexibilitätsleistungsanbieter zu schaffen und für verbrauchsseitige Laststeuerungsmöglichkeiten reduzierte Netzentgelte (Leistung und Arbeit) vorzusehen, ist zu unterstützen.

Zu 2.3.8 Zusammenfassung

In der Tabelle 1 Zusammenfassung der Voraussetzungen und tariflichen Wirkungen der Instrumente wird vorgeschlagen, in der Spalte Wirkung bei den reduzierten Netzentgelten auf Bezug bei Erbringung einer Flexibilitätsleistung die Abkürzung Ggf. ersatzlos zu streichen.

III. Zusammenfassung

Zusammenfassend entsteht insgesamt der Eindruck eines Systemnutzungsentgelte-Systems, dessen praktische Auswirkungen auf unterschiedliche Kundengruppen derzeit schwer abschätzbar ist. Aus unserer Sicht ist daher insbesondere sicherzustellen, dass die neue Systematik tatsächlich zu einer fairen Kostenverteilung führt, keine unverhältnismäßigen Mehrbelastungen für (kleine und mittlere) Betriebe entstehen und die Modelle zum systemdienlichen Betrieb realistisch und praktikabel umsetzbar sind.

Die Bestimmung der zu verrechnenden Leistung muss auf den Netzebene 3 bis 6 wie gehabt stattfinden und soll auch auf Netzebene 7 so zur Anwendung kommen. Wir begrüßen, dass die regelbaren Netzentgelte, die bisher nur für die Netzebenen 3 und 4 möglich sind, auch in den Netzebenen 5 bis 7 zur Anwendung kommen sollen.

Wir schlagen vor, die Kriterien für die Einstufung als systemdienlicher Speicher zu erweitern, um den gesamtenergetischen Nutzen von Elektrolyseanlagen zu berücksichtigen, und die Standortvorgaben sowie die Einspeiseleistung flexibel zu gestalten. Eine stärkere Integration der Wasserstoffinfrastruktur und der Verteilnetzebene könnte hier wichtige Impulse setzen.

Wir bitten um Berücksichtigung unserer Anmerkungen und stehen für weitere Gespräche gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße



Mag. Axel Steinsberg
Abteilungsleiter-Stv.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000423
Marktkonsultation zur
Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung.pdf

Von: Watscher Markus [redacted]
Gesendet: 31.03.2026 16:45:47
An: recht-post@e-control.at
Cc: [redacted]
Betreff: Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns für die Möglichkeit einer Stellungnahme bezüglich Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV) und dürfen für TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG wie folgt rückmelden:

Ad Teil 1 – Punkt 3 Netzanschlussentgelt

Die derzeit für das laufende Jahr noch geltenden Regelungen zum Netzanschlussentgelt, wie sie im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 gesetzlich vorgegeben sind, haben durch ihre Staffelung auf den verschiedenen Netzebenen, vor allem bei Erzeugungs- und Speicheranlagen, nicht zu einer nachvollziehbaren Kostenwahrheit geführt. Die pauschalen Ansätze gegenüber den tatsächlichen Aufwänden zur Errichtung des Netzanschlusses haben insbesondere auf den Netzebenen 1 bis 4 dazu geführt, dass es zu einem finanziellen Abfluss zu den unterlagerten Netzebenen, insbesondere 6 und 7 gekommen ist. Dies mag durchaus im politischen Interesse des Gesetzgebers gewesen sein, jedoch entspricht es nicht der effizienten Ressourceneinsatzes und nicht dem Verursacherprinzip.

Bei gemäß den neuen Regelungen des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (ElWG) von der Regulierungsbehörde E-Control festzulegenden Kriterien für die Bestimmung der zukünftigen pauschalen Netzanschlussentgelte der Netzebenen 3 bis 7 ist diese Form der „*Quersubventionierung*“ abzustellen und auf eine transparente sowie nachvollziehbare Ebene zu stellen. Nur so können die Notwendigen Investitionen, insbesondere in dem Bereich der flexiblen Erzeugung sowie den Speicheranlagen durch die Marktteilnehmer gewährleistet werden.

Ad Teil 2 – Punkt 2 Systemdienlicher Betrieb

Auf Grund der Bedeutung der Energiespeicher mit ihrer für die Energiewende, der Integrationen volatiler Erneuerbaren Energien und die Aufgaben dieser im Rahmen der Transition dorthin und dem wesentlichen Beitrag der Energiespeicher dazu, beschränken sich die nachfolgenden Ausführungen auf die von der Regulierungsbehörde vorgelegte Interpretation eines systemdienlichen Betriebs von Speichern, Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen. Das Gelingen der Energiewende hängt vor allem davon ab, dass erzeugte Energiemengen bei zu geringem Verbrauch durch eine zeitliche Verlagerung zu späteren Zeitpunkten genutzt werden können.

Der Einsatz von flexiblen Anlagen, wie es Energiespeicheranlagen sind, entfaltet aus unserer Sicht sowohl einen marktdienlichen wie auch einen netzdienlichen Nutzen. Auf Basis dieser Überlegung ergibt sich für Energiespeicheranlagen aus beiden Ausführungen ein insgesamt systemdienlicher Nutzen. Allgemein möchten voranstellen, dass das österreichische Elektrizitätssystem seit der Liberalisierung im Jahr 2001 aus einem kommerziellen und einem regulierten Bereich besteht.

Dementsprechend kann ein systemdienlicher Betrieb von Elektrizitätsanlagen, insbesondere Stromspeichern, in einen marktdienlichen und in einen netzdienlichen Bereich aufgeteilt werden. Ähnliche Ansätze sind auch in strukturell vergleichbaren benachbarten EU-Mitgliedsstaaten, wie Deutschland in der Diskussion zu finden

Bei hohen Einspeisungen von Energie aus volatilen Erzeugungsanlagen, wie Wind und PV, verbunden mit einer im Verhältnis geringen Nachfrage entfalten Energiespeicheranlagen einen netzdienlichen und einen marktdienlichen Nutzen. Die Netzdienlichkeit der Energiespeicher entsteht aus dem Umstand, dass durch die Aufnahme der Energie durch die Energiespeicher die Ausgeglichenheit der Energiebilanz herstellt, ohne dass die überschüssige Energie abgeregelt werden muss und damit das Energieversorgungssystem im Gleichgewicht bleibt. Die Marktdienlichkeit entsteht durch die zeitliche Entkopplung der Energieproduktion und des Verbrauchs durch die Energiespeicher. Dabei wirkt die Einspeicherung energiepreisstabilisierend und die Ausspeicherung preisdämpfend.

Aus netzdienlicher Sicht kommt noch der Umstand hinzu, dass bei der Errichtung (z.B. bei der Wahl des Standorts, Vermeidung von Netzadaptionsmaßnahmen etc.) Kosten eingespart werden können. Zusätzlich wirken die Energiespeicher netzdienlich in dem beim Betrieb dieser Netzdienstleistungen (z.B. bei der Bereitstellung von Regelenergie, Re-Dispatch, „*non ancillary services*“ wie Schwarzstartfähigkeit, Reduktion der Netzverluste etc.) vorhalten und erbringen.

Aus systemdienlicher Sicht haben der marktdienliche und der netzdienliche Betrieb daher so zusammenzuarbeiten, dass es zu eine gesamtwirtschaftlichen Kostenreduktion und -vermeidung im Elektrizitätssystem kommt. Keinesfalls darf es zu einer Beeinträchtigung eines der Segmente auf Kosten des anderen kommen. Dies gilt insbesondere für SNE, die den europäischen Vorgaben die Speicherung im Sinne der Marktneutralität weder bevorzugen noch benachteiligen darf. Doppelbelastungen die sich gerade aus der neu geregelten Form der Energiespeicheranlagen (s. § 6 Abs 1 Z 43 und § 88 ElWG) in Bezug auf SNE ergeben, widersprechen dieser Vorgabe.

Bei der Standortwahl von Energiespeichern im österreichischen Elektrizitätssystem kann auch auf die grundsätzliche Analyse des BDEW für Deutschland verwiesen werden, dass bei Pumpspeicherkraftwerken (PSW) sowie bei Heimspeichern von privaten Haushalten aus den natürlichen Gegebenheiten bzw. dem Wohnsitz keine großen Wahl- oder Adaptionsmöglichkeiten gegeben sind. Aus heutiger Sicht besitzen mehrheitlich nur Batteriespeicher außerhalb von Heimspeichern technisch und wirtschaftlich diese Variabilität bei der Standortwahl und werden bei einer alleinigen Berücksichtigung des Standorts positiv diskriminiert also nicht gleich wie andere Speicher behandelt.

Bezugnehmend auf den von der Regulierungsbehörde im Rahmen der Marktkonsultation vorgelegten Entwurf halten wir in Bezug auf die Auslegung des Begriffs „*systemdienlicher Betrieb*“ wie folgt fest:

Gemäß der neuen Definition der Begriffsbestimmungen für Einspeiser und Entnehmer im ElWG sind Energiespeicheranlagen nicht als eigene Marktrolle festgelegt, sondern zerfallen je nach Energieflussrichtung in einen Einspeiser (§ 6 Abs 1 Z 23 ElWG) oder einen Entnehmer (§ 6 Abs 1 Z 43 ElWG). Damit wurde die

intertemporäre systemdienliche Verlagerungsmöglichkeit über verschiedenste Zeitbereiche – von Stunden über Tage, Woche, Monate bis hin zu einer saisonalen Verlagerung – nicht direkt in einer eigenen Begriffsbestimmung festgelegt und auch nicht entsprechend berücksichtigt, sondern in die neu geschaffene Begriffsbestimmung „*systemdienlichen Betrieb*“ (s. § 6 Abs 1 Z 148 ElWG) subsumiert. Daher entspricht die Auslegung der Regulierungsbehörde und nachfolgende Umsetzung des Begriffs des systemdienlichen Betriebs i.S. „*systemdienlich ist ausschließlich netzdienlich*“ nicht den gesetzlichen Anforderungen des ElWG. Gerade die zeitliche, intertemporäre Verlagerungsmöglichkeit von Energie, wie sie für längere Zeiträume durch alpine Pumpspeicherkraftwerke seit Jahrzehnten dem österreichischen Strommarkt und den angrenzen Nachbarländern zur Verfügung stehen, für den volkswirtschaftlich effizienten Ausbau von Erzeugung aus erneuerbaren Energien und dessen wirtschaftlich leistbare Integration und damit der Zielerreichung der nationalen Energie und Klimaziele unabdingbar ist, werden durch die einseitige Netzsicht verhindert. Dies gilt in unterschiedlicher Ausprägung auch für andere Zeitbereiche und Speichertechnologien, wie Tag/Nacht und mehrere Tage bei Batterien, sowie für Energiespeicherung mittels Sektorkopplung mit grünem Gas oder Wasserstoff für längere Zeiträume.

Die in Punkt 2.3.1 angeführte kumulative Betrachtung der Voraussetzung eines Energiespeichers als systemdienlich sehen wir nach den Bestimmungen des § 6 Abs 1 Z 148 ElWG nicht als gesetzeskonform im Entwurf der SNE-VO umgesetzt und mit Blick auf das Gesamtsystem unzureichend. Die angedachte kumulative Anwendung dieser Voraussetzungen stellen insgesamt für die unterschiedlichen Energiespeicherarten eine unüberwindbare Hürde dar. Zudem streichen sie einzeln und insgesamt die Sicht der Regulierungsbehörde heraus, dass ein systemdienlicher Betrieb rein nach netzdienlichen Bedingungen gewährleistet sei.

- Punkt 1 – Standort
  Bei Pumpspeicheranlagen oder auch Energiespeichern bei Gewerbe- und Industrieunternehmen sind keine freien Standortwahlmöglichkeiten gegeben. Damit werden de facto nur reine „*stand alone*“ Batteriespeicher, die örtlich frei nach den Bedürfnissen der Netzbetreiber ihren Standort wählen, ermöglicht und damit ist eine Technologieoffenheit nicht mehr gegeben. Die Fokussierung auf einen durch reine Netzrestriktionen definierten Standort stellt aus unserer Sicht eine Diskriminierung von anderen Technologien – wie Wasserkraftspeicher, Wasserstoffspeicher etc. – dar.

- Punkt 2 – Engpassleistung von zumindest 1 MW
  Die technische Einschränkung von Energiespeichern auf eine Mindesteinspeiseleistung von zumindest 1 MW ist in Bezug auf Aggregationsdienstleistungen kritisch zu sehen. Eine Begründung für diese wurde in dem vorgelegten Dokument nicht ausgeführt.

- Punkt 3 – aufrechter Vertrag mit dem Regelzonenführer über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen
  Der Bezug auf einen aufrechten Vertrag mit dem Regelzonenführer (RZF) für die Erbringung von Flexibilitätsleistungen im Rahmen des Engpassmanagements stellt eine einseitige Einschränkung dar. Energiespeicher stellen heute einen bedeutenden Teil der Regelreserve und „*non ancillary services*“ wie Phasenschieben und Schwarzstartfähigkeit zur Verfügung. Mit den steigenden

Volatilitäten in der Stromerzeugung und dem -verbrauch in einem Energiesystem mit einem hohen und perspektivisch vollständigen Anteil an erneuerbaren Energiequellen, ist diese Einschränkung nicht sachgerecht und im Sinne der Energietransformation nicht zielführend.
Mit der intendierten Auslegung, dass Flexibilitäten nur durch den RZF (allenfalls Verteilnetzbetreiber, VNB) benötigt werden, entsteht eine viel zu knapp ausgelegte Definition. Bilanzgruppenverantwortliche und Lieferanten liefern durch die Bewirtschaftung der Portfolien einen wesentlichen Anteil zur Aufrechterhaltung einer kostengünstigen, effizienten und sicheren Energieversorgung. Dafür benötigen sie ebenso flexible Leistungen, die idealerweise wettbewerblich zur Verfügung stehen und nur in Ausnahmefällen durch den regulierten Bereich genutzt werden. Der marktdienliche und damit gesamt-systemdienliche Aspekt der Energiespeicher bleibt hier unberücksichtigt.

- Punkt 4 – zulässigen Betriebsbereich
  Die Einschränkung der Energiespeicher auf einen zulässigen Betriebsbereich betrachtet rein die Bedürfnisse der Netzbetreiber und nicht die Anforderungen der Energiewende, da sie sich nur auf kurzfristige Zeitbereiche, nicht jedoch auf die mittel- und längerfristige Verlagerung von Energieüberschüssen in andere Bedarfszeiten honoriert. Damit wird dieses Kriterium zu einem Ausschluss von Langzeitspeichern und damit zu einem Gegner der Energietransformation. Wertvolle Energiemengen werden so ungenutzt abgeregelt.

-
- Punkt 5 – Vorgaben des Anschlussnetzbetreiber zum Blindleistungsverhalten
  Die Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR) geben bereits heute den Betreibern von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Energiespeicheranlagen klare technische Vorgaben in Bezug auf ihre zulässige technische Charakteristik (s. cos phi, Oberwellen etc.), wodurch eine zusätzliche Verpflichtung als kritisch anzusehen und obsolet ist.
  Die Verpflichtung zu einem „*kostenfreien*“, da nach den Ausführungen „*kein Anspruch auf eine Entschädigung allfälliger wirtschaftlicher Nachteile oder Kosten*“ besteht, Erbringung von Phasenschieberdienstleistungen als „*non ancillary services*“ ist jedenfalls abzulehnen, da eindeutig ein wirtschaftlicher Verlust (s. Opportunitätskosten der für den Motorbetrieb notwendigen Energie etc.) beim Betreiber entsteht. Zudem ist davon auszugehen, dass durch den massiven Ausbau von erneuerbaren Energiequellen mit der Nutzung von Frequenzumrichtertechnik bei Erzeugungs- Verbrauchs- und Speicheranlagen zunehmend Einsatz findet (z.B. PV, Batterien, Windkraft etc.) der Bedarf an Blindleistungserbringung deutlich zunehmen wird. Ebenso unberücksichtigt bleibt hier die Möglichkeit zur Erbringung von Momentanreserve. Die aus der Vorhaltung und Erbringung volkswirtschaftlich sinnvolle Nutzung bleibt ohne entsprechende wirtschaftliche Anreize ungenutzt.

- Punkt 6 und 7 – Weitere Einschränkungen und Ausschreibungsverfahren
  Die Einführung eines fairen, transparenten, wettbewerblich und durch den Anschlussnetzbetreiber (ANB) organisierten Ausschreibungsverfahren zur Vergabe von Unterstützungen für die Errichtung und den Betrieb von Energiespeicheranlagen entspricht den europarechtlichen und nationalen Vorgaben für die Voraussetzungen für den Betrieb von Energiespeicheranlagen durch Netzbetreiber (§ 89f ElWG) als vollständig integrierte Netzkomponenten. Die Verknüpfung des Ausschreibungsverfahren als Bedingung eines

systemdienlichen Betriebs von Energiespeicheranlagen, insbesondere in der von der Regulierungsbehörde vorgelegten kumulativen Form ist prohibitiv gegenüber standortabhängige Energiespeichern und damit insbesondere für Pumpspeicherkraftwerke technologieausschließend.
Zudem finden die für das Gelingen der Energietransformation erforderliche marktlichen Erfordernisse nicht berücksichtigt bzw. zum Teildurch die einseitige Betrachtungsweise konterkariert.

Zusammenfassend bildet die Marktkonsultation der Regulierungsbehörde zu der SNE-GV im Bereich des systemdienlichen Betriebes mit ihrer rein netzbetrieblichen Sichtweise nicht die Anforderungen der Energiewende ab und kann daher in dieser Form nur abgelehnt werden. Zudem ist der Entwurf von einer rein auf eine Verminderung von Netzbetreibern zu tragenden Kosten ausgerichtet, ohne auch nur im Ansatz ein energiewirtschaftliches und damit volkswirtschaftliches Gesamtoptimum anzustreben, womit Investitionssignale, insbesondere solche in Energiespeichern zur Deckung von Dunkelflauten etc., verunmöglicht werden. Dadurch kann die Transformation zur Erreichung der Energiewende nicht gelingen.

Die Eingrenzung auf einen rein netzdienlichen Betrieb und die kumulative Anwendung der genannten Kriterien bewirkt durch die geringe Anzahl an möglichen Energiespeicheranlagen vielleicht kurzfristig eine Senkung beim Netznutzungsentgelt (NNE), da die Energiemenge des Divisors der Netzerrichtungs- und -betriebskosten nicht durch eine Freistellung von Energiespeicherlieferungen reduziert wird und dadurch nicht die anderen Verbraucher spezifisch höhere NNE zahlen müssen. Jedoch stehen diesen scheinbar positiven Effekten eindeutig negative Auswirkungen gegenüber. Zum einen werden die Kosten der Netzbetreiber für Re-Dispatch und Engpassmanagement durch den mangelnden Ausbau an Energiespeichern nicht sinken. Zum anderen werden die volkswirtschaftlichen Kosten des gesamten Energiesystem Effizienzmöglichkeiten genommen, wodurch der Ausbau der Erzeugungen aus erneuerbaren Energiequellen gebremst wird, die Förderkosten steigen werden und am Ende die Endverbraucher bzw. Endkunden insgesamt über Netzentgelte und Energiepreise mehr zahlen müssen. Wenn (lokale) Speicherung von erneuerbarer Erzeugung (z.B. PV in Pumpspeicherkraftwerken oder Batterien) die Abregelung anderer erneuerbarer Erzeugung (z.B. Wasser) verhindert, spart das Kosten im System (effizienter Umgang mit Förderungen, volkswirtschaftliches Optimum etc.) und verringert den Import (teurerer) Energien zu einem späteren Zeitpunkt und ist somit dem Energiesystem dienlich.

Wir bekräftigen die Forderung, dass ein systemdienlicher Betrieb von Energiespeicheranlangen sowohl dessen Marktdienlichkeit, als auch Netzdienlichkeit umfassen muss und eine reine netzdienliche Interpretation nicht den gesetzlichen Vorgaben entspricht, als auch den Anforderungen der Rolle von Energiespeichern, insbesondere bei deren Rolle zur Überbrückung von Dunkelflauten etc. und damit für ein Gelingen der Energietransformation notwendig sind, Rechnung trägt.

Für Rückfragen und eine Abstimmung stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Schöne Grüße
Markus Watscher

Dipl.-Ing. Markus Watscher

Abteilungsleiter Portfoliomanagement und Trading
Handlungsbevollmächtigter

TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG
Bereich Energiehandel u. Energiewirtschaft
Portfoliomanagement und Trading
Eduard-Wallnöfer-Platz 2
6020 Innsbruck
[redacted]
www.tiwag.at

Firmenbuchgericht Innsbruck, FN 44133b
Sitz der Gesellschaft: Innsbruck, UID: ATU31727904

Informationen über die Verarbeitung Ihrer Daten finden Sie in unserem Informationsblatt Datenschutz unter www.tiwag.at/datenschutz.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000424

STW_SNE-GVO-Marktkonsultation_ECA_20260331.clea

WIENER STADTWERKE GmbH | Thomas-Klestil-Platz 13 | 1030 Wien

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
per Mail: recht-post@e-control.at
Geschäftszahl: **V SNE 01/26**

Kontakt: Ines Koubek, MA MA
Thomas Klestil Platz 13
1030 Wien
Mobil: [redacted]

Datum: 31.03.2026

Betrifft: Stellungnahme zur Marktkonsultation der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV) Teil 1 & 2 Geschäftszahl: V SNE 01/26

Sehr geehrte Damen und Herren!

Die Wiener Stadtwerke Gruppe begrüßt die Zielsetzung der SNE-Grundsatzverordnung, da die Anpassung der Systemnutzungsentgelte an die geänderten Anforderungen an das Stromsystem wichtig und notwendig sind. Gleichzeitig möchten wir aber auch auf allgemeine Bedenken, Herausforderungen und potenzielle Umsetzungsprobleme hinweisen, die mit den gesetzlichen Vorgaben verbunden sind.

Die Wiener Stadtwerke Gruppe bedankt sich für die Gelegenheit zur Stellungnahme und darf wie folgt ausführen:

Netznutzungsentgelt

Leistungspreis für bisher nicht-leistungsgemessene Kunden

Die Einführung eines Leistungspreises für alle Kunden der Netzebene 7 wird begrüßt. Für die Einführungsphase scheint ein Anteil des leistungsbezogenen Entgeltes von rund 40-50% in der Netzebene 7 zweckmäßig, mittelfristig wäre eine Erhöhung auf 70% zu überlegen.
Zur Vermeidung von sprungfixen Netzkosten und für eine zielgerichtete Umsetzung der Leistungsverrechnung wird eine allgemein gültige Regelung für die Rundung der verrechnungsrelevanten gemessenen Leistungswerte auf eine Nachkommastelle empfohlen.
Darüber hinaus sind Verrechnungsregeln für jene Anlagen zu treffen, bei welchen eine gemessene Leistung nicht zur Verfügung steht.

Staffelung des Leistungspreises mit unterschiedlichen Leistungspreisen

Der Vorschlag des gestaffelten Leistungspreises mit unterschiedlichen Preisansätzen in der Netzebene 7 wird positiv gesehen und kann zu einer leichteren Überführung von der derzeitigen Tarifstruktur in das neue Leistungspreisschema führen.

Eine wesentliche Bedingung ist, dass anstelle des bisher üblichen 12-Monatsspitzenmittels die Monatsspitze für die Verrechnung herangezogen wird und ausdrücklich ein Monatsleistungspreis verordnet wird. Dies ist unbedingt erforderlich, weil andernfalls eine endgültige Verrechnung erst nach dem Durchlauf eines Jahreszyklus möglich ist. Das würde bedeuten, dass auch bei Kunden mit monatlicher Verrechnung die endgültige Jahresverrechnungsleistung erst nach 12 Monaten ermittelt werden kann und eine Aufrollung der vorherigen Monatsverrechnungen unvermeidbar ist.

Des Weiteren gehen wir davon aus, dass der Leistungspreis in der Stufe bis 8 kW niedriger ist als in der Stufe über 8 kW. Am Beispiel einer gemessenen Monatsleistung von 15,3 kW würden 8 kW mit Preis der Stufe bis 8 kW und 7,3 kW (= 15,3 – 8) mit dem separaten Preis der Stufe über 8 kW zur Verrechnung kommen.

Anwendung einer Mindestverrechnungsleistung

Die Festlegung einer individuellen Mindestverrechnungsleistung je Netzkunde bringt eine hohe Komplexität in die Systematik der Netzentgeltabrechnung. So könnte in der NE 7 die Mindestbemessungsgrundlage basierend auf dem Schwellwert mit 8 kW festgelegt werden, womit sich die zu verrechnende Mindestleistung mit 1,6 kW (20% von 8 kW) ergibt.

Der Ansatz einer einheitlichen Mindestverrechnungsleistung hätte neben der grundsätzlichen Verständlichkeit für Netzkunden auch noch den Vorteil, dass die Leistungsverrechnung von Kleinstanlagen abgedeckt werden kann.

Unter diesen Umständen wäre zumindest in der Netzebene 7 eine einheitliche Mindestverrechnungsleistung zu empfehlen. Für die Netzebenen 3 bis 6 könnte analog ebenfalls auf die einheitlichen Mindestleistungen des ElWG angesetzt werden. Im Falle von individuell wirksamen Mindestleistungen wären Regelungen (in Analogie zu den Gas-Netzentgelten) zu treffen, in welchen Zyklen die Kunden vertragliche Änderungswünsche beantragen können.

Allgemeine Nebenbedingung und Prämissen

Die Messentgelte sind gemäß den Vorgaben des neuen ElWG kein eigenständiger Bestandteil der Systemnutzungsentgelte, sondern werden als Kostenbestandteil in die Netznutzungsentgelte integriert.

Die bisherigen Preisvergleiche der Behörde wurden exklusive der Messentgelte durchgeführt. Bei unverändertem Vergleich würde allein durch diesen Effekt eine vermeintlich deutliche Erhöhung der Netznutzungsentgelte vom Jahr 2026 auf das Jahr 2027 ausgewiesen. Es ist auch diesmal mit erhöhter medialer Aufmerksamkeit und Interesse diverser Interessensvertretungen an den Auswirkungen des neuen Tarifmodells auf einzelne Kundengruppen zu rechnen. Unter diesen Rahmenbedingungen ist dringend erforderlich, dass seitens der Behörde repräsentative Vergleichsfälle veröffentlich werden, anhand deren eine sachliche Beurteilung der Tarifänderungen beschrieben werden kann.

Neben einer Erweiterung des etablierten österreichweiten Haushaltsvergleichsfalles mit 3.500 kWh Jahresverbrauch um eine repräsentative durchschnittliche Verrechnungsleistung, sollten auch repräsentative Vergleichsfälle für die einzelnen Netzbereiche zur Verfügung gestellt werden, da jedenfalls davon auszugehen, dass die Verbrauchsstruktur der Kunden in den einzelnen Netzbereichen unterschiedlich ist und eine hohe Bandbreite aufweist; so unterscheidet sich der Durchschnittsverbrauch im Netzbereich Wien deutlich vom Österreichschnitt. Wir gehen davon aus, dass bei der Umsetzung des neuen Tarifmodells auf die unterschiedliche Kundenstruktur der einzelnen Netzbereiche Bedacht genommen wird und für eine möglichst geordnete Überführung der Kunden vom bestehenden in das neue Tarifmodell alle verfügbaren Freiheitsgrade genutzt werden. Dementsprechend werden die einzelnen Preiskomponenten (Leistungspreis bis zum Schwellwert, Leistungspreis über dem Schwellwert und Arbeitspreis) pro Netzbereich unterschiedlich ausgestaltet sein müssen. An dieser Stelle weisen wir darauf hin, dass der genannte Schwellwert von 8 kW nicht notwendigerweise als fix gelten muss, sondern auch eine Stellgröße sein kann, welche einen Beitrag zum geordneten Übergang leistet und nicht von vorneherein in dieser Höhe gesetzt sein sollte.

Flexibilitätsanforderungen in der Entgeltstruktur

Im vorliegenden Entwurf ist betreffend regelbarer Bezugsleistung eine unverzügliche Ausweitung auf die Netzebenen 5 bis 7 vorgesehen. Vor einer Ausweitung des regelbaren Leitungstarifs auf weitere Netzebenen, ist zuerst eine Evaluierung der bestehenden Regelung erforderlich. Darauf aufbauend könnte in weiterer Folge eine allfällige Ausweitung des bestehenden regelbaren Leistungstarifs auch auf andere Netzebenen unter Berücksichtigung der bereits gewonnenen Erfahrungen vorgenommen werden. Allfällige Vergünstigungen für Flexibilitätserbringung sollte es nur für netzdienliche (bzw. systemdienliche) Flexibilitätserbringung (analog Regelenergieerbringung) geben, wobei grundsätzlich keine tarifliche Unterscheidung zwischen

Regelenergieeinsatz und netzdienlichen Flexibilitätseinsatz auf Anforderung der Netzbetreiber bestehen sollte.
Die Überführung des Tarifs mit unterbrechbarer Netznutzung kann in der Form erfolgen, dass weiterhin fixe Unterbrechungszeiten gelten (in Zeitfenstern, welche statistisch eine zusätzliche Netzbelastung ausschließen; solche typischen Zeiten sind nach wie vor die Nachtstunden mit nach wie vor niedriger Netzlast; in Anlehnung an die SNAP-Zeiten können auch im Sommer Zeitfenster mit schwacher Netzbelastung identifiziert werden; umgekehrt wären im Winter Zeitfenster zu vermeiden, welche mittags und abends hohe Belastungen aufweisen). Wichtig wäre auch zu präzisieren inwiefern sich die regelbare Bezugsleistung in der Verordnung von Netzanschluss-, Netznutzungs- und Netzverlustentgelten zum flexiblen Netzzugang unterscheidet, wenn diese in beiden Fällen vom Netzbenutzer gewünscht/gefordert werden können.

Weiters ist anzumerken, dass es sehr wünschenswert wäre, wenn der grundsätzliche Rahmen einer neuen Netztarifstruktur (z.B. ob es zukünftig neben dem Normaltarif und dem SNAP noch weitere zeitvariable Arbeitspreise geben könnte) weitgehend festgelegt wird, und es nicht jährlich zu systemischen Änderungen kommt, die in weiterer Folge in den Abrechnungssystemen implementiert werden müssen.
Weitere tarifliche Adaptionen (z.B. weitere zeitvariable Elemente) sollen jedenfalls erst nach Evaluierung der Auswirkungen auf Kundenverhalten und technischen Rückwirkungen auf die Netzbelastung vorgenommen werden.

Netzanschlussentgelt:
Wir begrüßen die grundsätzliche Systematik der vorgeschlagenen Netzanschlussregelung, die Kostensätze auf den Netzebenen 3 bis 7, die Vereinheitlichung für Kleinanschlüsse, die klare Regelung für Verteilernetzbetreiber, die Anrechnung bestehender Netznutzungsrechte sowie die vorgesehene Reduktion des pauschalen Anteils bei systemdienlichem Betrieb. Gleichzeitig ist Kosten- und Planungssicherheit wesentlich, um Erneuerbaren-Projekte voranzutreiben. Demnach wird dafür plädiert, dass in der Umsetzung in der SNE-Tarife-VO für erneuerbare Erzeugungsanlagen die Kostensätze aus Anhang V des ElWG als Obergrenzen in der Umsetzung berücksichtigt werden. Diese Kostensätze wurden gemeinsam mit der Branche entwickelt und auf Basis fundierter Wirtschaftlichkeitsrechnungen erarbeitet, wodurch sie ein realitätsnahes und marktkonformes Kostenbild abbilden. Ihre Anwendung stellt sicher, dass die nun vorgeschlagene Systematik auch praktikabel, wirtschaftlich tragfähig und für alle Marktteilnehmer berechenbar

TLP: CLEAR

bleibt. Bei der Überschreitung der Obergrenze von 227,5 EUR / kW ist gemäß ElWG ohnehin eine zusätzliche Verrechnung möglich. Die Konsultation berücksichtigt zudem nicht die Ausnahme für Einspeiser < 15 kW von Netzanschlussentgelten, wie in ElWG § 130 (5) vorgesehen. Für Entnehmer hingegen sollte prinzipiell nach tatsächlichem Aufwand verrechnet werden.

Damit die neuen Regelungen rechtssicher, verursachergerecht und praxistauglich umgesetzt werden können, sind jedoch einige Präzisierungen erforderlich.

Kernpunkte unserer Empfehlungen sind:

(1) Prinzipielle Verrechnung für Entnehmer nach kalkuliertem, tatsächlichem Aufwand für den aufwandorientierten Teil analog zum Netzzutrittsentgelt (mit der Ausnahme von Pauschalierungen (in absoluten €-Beträgen) von gleichartigen Standard-Anschlüssen in der Niederspannung). Für erneuerbare Erzeugungsanlagen sollten sich diese jedoch innerhalb der von der E-Control vorgeschlagenen AWA-Kostensätzen und Obergrenzen in €/kW gemäß Anlage V ElWG orientieren.

(2) Verankerung und Definition des Netzzutrittspunkts in der SNE-GV zur Abgrenzung zwischen pauschaliertem (PA) und aufwandsorientiertem (AWA) Anteil des Netzanschlussentgelts

(3) kostendeckende, PA- (und allenfalls/AWA-Kostensätze) je Netzebene auf Basis nachvollziehbarer Daten, einschließlich Bau- und Grundstückskosten

(4) klare Anwendung bei 1:n-Beziehungen – 1 Netzanschluss: n Anlagen von Netzbenutzern (z.B. Haushalte trotz NAP in Netzebene 6 mit Netznutzung in der Netzebene 7 abzurechnen)

(5) Klare Übergangsregeln für bestehende Anschlussleistungen, Leistungsdaten und Altverträge

(6) sachgerechte Sonderregeln für Kleinstanschlüsse und unterbrechbare Tarife;

(7) Zur Ermöglichung fundierter Investitionsentscheidungen ist zu normieren, dass sämtliche kostenrelevanten Feststellungen spätestens mit Vorliegen des Netzanschlussvertrags endgültig definiert sind.

Es besteht die Gefahr, dass die Verrechnung, die sich aus den pauschalierten kW-Sätze ergibt, in vielen Fällen weit über den tatsächlichen Anschlusskosten liegt, insbesondere bei Anschlüssen, die real sehr wenig Aufwand verursachen, sowie bei hohen Leistungsanforderungen. Diesen Aspekt sehen wir kritisch für die Akzeptanz durch die Netzbenutzer.

In der Praxis korreliert der unmittelbare Aufwand für die Anschlussanlage bei weitem nicht linear mit der Leistung. Beispielsweise verursacht ein neuer Abzweig im Umspannwerk für 20 MW gegenüber einem für 5 MW keinen vierfachen Mehraufwand, sondern kostet in etwa dasselbe.

Wir regen daher an, den aufwandorientierten Anteil grundsätzlich weiterhin nach tatsächlich kalkulierten Anschlusskosten abzurechnen und kW-Pauschalen nur als Obergrenze für erneuerbare Erzeugungsanlagen und Energiespeicher zu nutzen. Für erneuerbare Erzeugungsanlagen sollten zur Orientierung die Werte aus Anlage V des ElWG gelten. Für Entnehmer sollten keine Pauschalen herangezogen werden, sondern die tatsächlich kalkulierten Anschlusskosten gelten.

Eine Pauschalierung in Form von Absolutbeträgen je Anschluss für gleichartige Standard-Anschlüsse in der Niederspannung (z.B. Sicherungsleiste + Inbetriebnahme / Anklemmung von Privatkabel im Kabelverteiler, Verlegung Netzkabel ab Kabelverteiler) soll weiterhin durch die Netzbetreiber erfolgen können oder über die SNE-GV / SNE-V festgelegt werden.

Klarstellungen zur Leistungsbemessung und PA-Verrechnung im Übergangszeitraum

Das neue Modell setzt eine leistungsbasierte Abrechnung bis zur NE7 voraus und damit die Verfügbarkeit höchster Viertelstundenleistungen je Monat für alle Anlagen. Für die Übergangsphase ist klarzustellen: Solange keine gemessenen Leistungswerte vorliegen, erfolgt keine Nachverrechnung; Neuanschlüsse sind entsprechend der Mindestleistungen auszugestalten (z. B. 8 kW je Wohnung).

Zudem ist klarzustellen, dass eine Überschreitung der gemessenen Leistung über die vertraglich vereinbarte netzwirksame Leistung hinaus auch ohne erforderliche Maßnahmen zur Errichtung oder Verstärkung der Anschlussanlage zu einer Verrechnung des pauschalierten Anteils (PA) im Ausmaß der Erhöhung führt, und zwar je Energieflussrichtung getrennt. Dies geht unserer Ansicht nach klar aus dem § 130 Abs. (2) ElWG hervor und schafft einfache, klare und rechtssichere Regeln für die Verrechnung des PA.

Netzzutrittspunkt (bisher technisch geeigneter Anschlusspunkt – TGA): Definition und Verankerung erforderlich

Der bisher in den AB VN verankerte „technisch geeignete Anschlusspunkt (TGA) ist die fachlich notwendige Schnittstelle zwischen vorgelagertem Netz und Anschlussanlage. Er bildet den Beginn

des netzseitigen Teils der Anschlussanlage und ist Voraussetzung für die saubere Abgrenzung zwischen pauschaliertem (PA - Anteil vorgelagerter Netzausbau) und aufwandorientiertem Anteil (AWA – Anteil unmittelbare Anschlusskosten) des Netzanschlussentgelts. Er ist weiters der Bezugspunkt für die die Netzebenen-Zuordnung beim PA (bisher: Netzbereitstellungsentgelt) und der Startpunkt für die Ermittlung des AWA (bisher: Netzzutrittsentgelt), der die Kosten der Anschlussanlage vom TGA bis zur Eigentumsgrenze abdeckt.

Der bisherige TGA fehlt im vorliegenden Marktkonsultationspapier gänzlich, obwohl die E-Control noch im Positionspapier Tarife 2.1. festgehalten hat, dass „vom Konzept des technisch geeigneten Anschlusspunktes durch die Neugestaltung…nicht abgegangen“ werden soll.

Im ElWG wurde der Begriff „Netzanschlusspunkt (NAP)“ in einem anderen Sinn bestimmt. Er entspricht nunmehr der Eigentumsgrenze / Übergabestelle, also der Schnittstelle zwischen dem Verteilernetz und der Kundenanlage.

> *§ 6 Z. 110. ElWG: „Netzanschlusspunkt (Übergabestelle)“ jene vertraglich festgelegte Schnittstelle, die die Anlage des Netzbenutzers mit einem Übertragungsnetz oder Verteilernetz verbindet;*

Wir ersuchen daher, den bisherigen TGA in der SNE-GV zu definieren und mit einem passenden Begriff, der nicht zur terminologischen Verwirrung und Verwechslung mit dem Netzanschlusspunkt gemäß ElWG neigt, zu belegen. In den TOR Begriffe ist der inhaltlich selbe Bezugspunkt als Netzzutrittspunkt wie folgt definiert:

> *Netzzutrittspunkt: Die technisch geeignete Stelle des zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses für die Herstellung des Anschlusses bestehenden Netzes, an der elektrische Energie eingespeist oder entnommen wird, unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Interessen der Netzbenutzer.*

Zur Verdeutlichung des Kriteriums der technischen Eignung und zur gedanklichen Überleitung vom bisherigen TGA könnte dieser Bezugspunkt auch als „Technisch geeigneter Netzzutrittspunkt (TGN)“ bezeichnet werden.

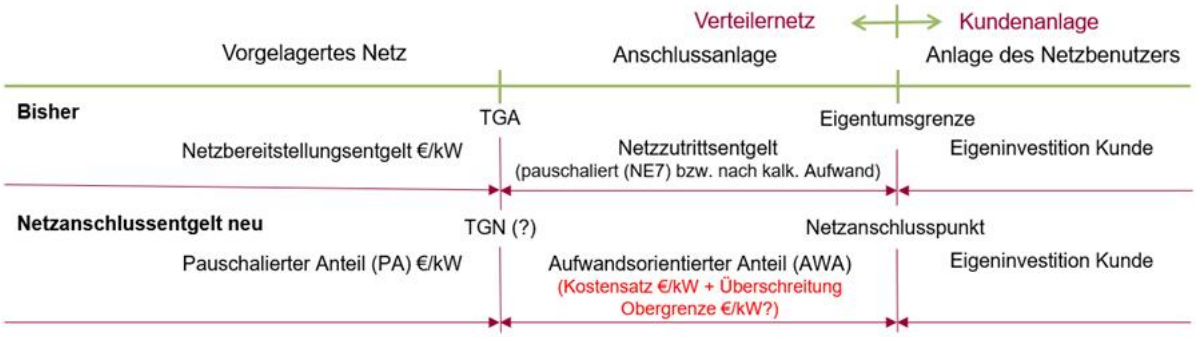


Abbildung 1: bisherige und neue Bezugspunkte und Begriffe für den Netzanschluss

Für die Praxis regen wir Kriterien zur Standardfestlegung je Netzebene an (z. B. im aufgeschlossenen Verbauungsgebiet verpflichtender vorgelagerter Netzausbau, der über PA finanziert wird). Auf Basis dessen kann im nächsten Schritt ein Leitfaden zur einheitlichen Festlegung des Netzzutrittspunkts erarbeitet werden; wir unterstützen die E-Control gerne bei der Ausarbeitung dieser Kriterien.

Ermittlung der PA-Pauschalen und allfälliger AWA-Kostensätze / Obergrenzen

Die Kostensätze und Pauschalen müssen kostendeckend und treffsicher sein. Dazu sind neben elektrotechnischen Komponenten insbesondere Tiefbau- und Grundstückskosten realitätsnah zu berücksichtigen. In der Netzebene 7 variiert der Anschlussaufwand stark – vom simplen Anklemmen im Kabelverteiler bis zur Verlegung eines Netzbetreiberkabels inkl. Tiefbau auf öffentlichem Grund. Ein einheitlicher kW-Satz führt zwangsläufig zu großen Begünstigungen oder Benachteiligungen in Einzelfällen.

Folgendes Beispiel verdeutlicht es: Ein neuer Kunde mit 350 kW kann eine neue Trafostation notwendig machen (Gesamtaufwand rd. 150 T€). Der heutige Unterschied in den NBE-Sätzen zwischen NE5 und NE6 deckt solche Kosten nicht annähernd ab. Künftige PA-Sätze sollten derartige Netzebenen-Sprünge nachvollziehbar abbilden.

Anwendung auf 1:n-Beziehungen (insbesondere Mehrparteienhäuser, NE6/NE7)

In der Niederspannung / Netzebene 6 und 7 sind 1:n-Anschlusskonstellationen (ein Netzanschlusspunkt mit mehreren Anlagen von Netzbenutzern /Netzzugangsverträge) insbesondere

in Mehrparteienhäusern Standard und betrifft damit insbesondere im städtischen Raum den zahlenmäßig überwiegenden Anteil der Netzbenutzer.

Die gesetzliche Definition des Netzanschlusspunkts spricht nur singulär von „der Anlage des Netzbenutzers“ und geht nicht weiter auf den u.a. praxisrelevanten Umstand ein.

In der SNE-GV sollten allfällige Interpretationsspielräume / Regelungslücken, die daraus entstehen, geschlossen werden.

Konkret schlagen wir vor:

- Zuordnung Netznutzungsebene 6 / 7
    - Für Haushalts- und Kleinkunden unter 100 kW netzwirksamer Bezugsleistung je Anlage eines Netzbenutzers / Netzzugangsvertrag soll die Netznutzungsebene 7 zur Anwendung kommen, auch wenn der gemeinsame Netzanschlusspunkt auf NE6 liegt.
    - Kunden mit >= 100 kW netzwirksamer Leistung in solchen Objekten sollen hingegen der Netznutzungsebene 6 zugeordnet werden.
- Es sollte klargestellt werden, dass trotz Vereinbarung der netzwirksamen Leistung (von z.B. standardmäßig 8 kW je Wohnung) sowohl die gemeinsame Kundenanlage vom Elektroplaner / Elektriker als auch der Netzanschluss vom Netzbetreiber im Sinne der Wirtschaftlichkeit nicht auf die Summe der einzelnen netzwirksamen Leistungen, sondern auf die nach den Regeln der Technik zu erwartende gleichzeitige Leistung zu dimensionieren ist.

Ggf. könnte auch der Punkt an dem die einzelne Anlage eines Netzbenutzers beginnt und deren netzwirksame Leistung in Einspeise- und Bezugsrichtung gemessen und im Netzzugangsvertrag verankert wird als „Netzzugangspunkt“ in der SNE-GV definiert werden.

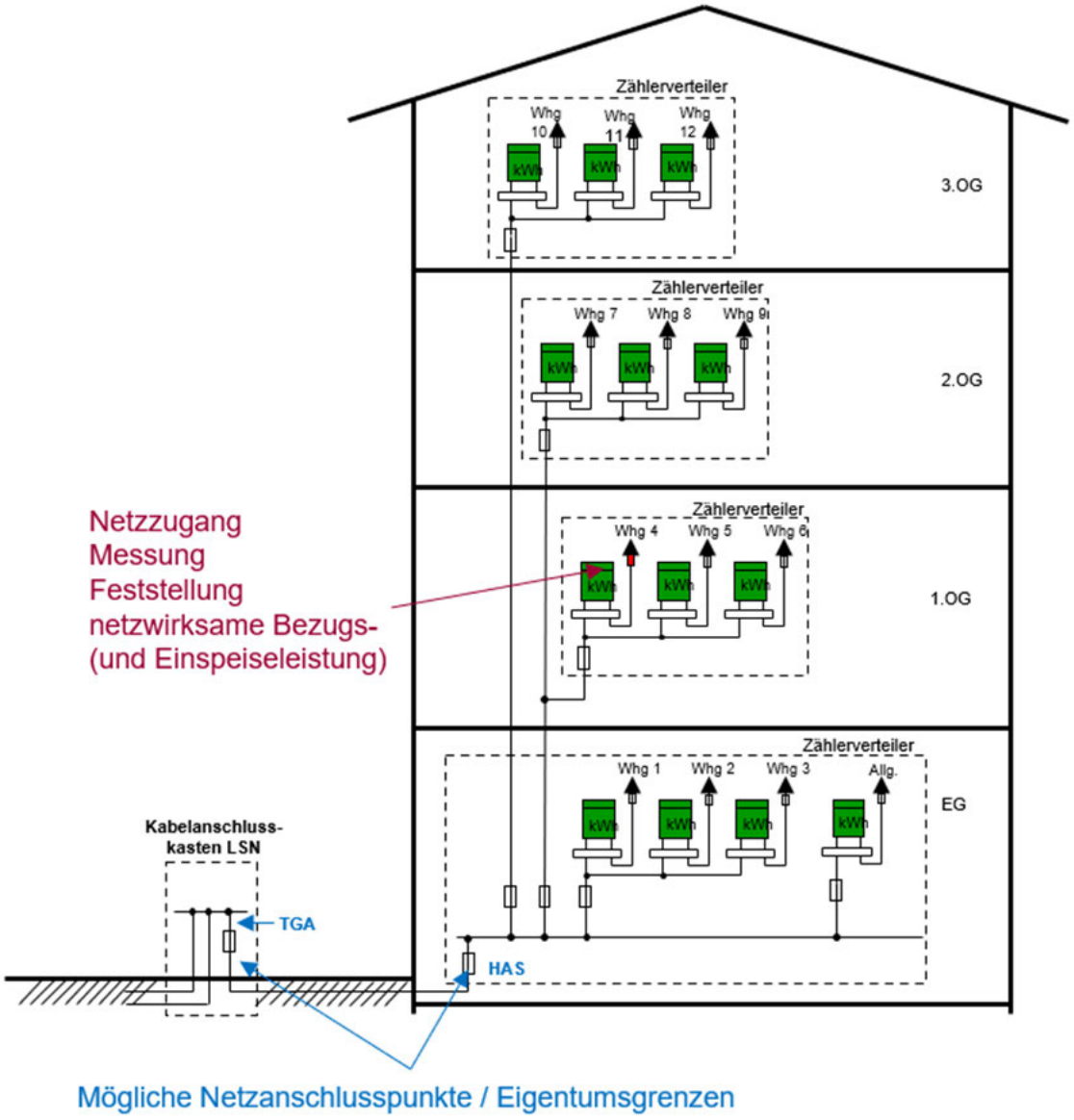


Abbildung 2: Abweichung 1 Netzanschlusspunkt : n Netzzugangsverträge / Punkte an denen die netzwirksame Leistung je Anlage eines Netzbenutzers festgestellt wird.

Umgang mit bereits zuvor höher gemessenen Leistungen / Verjährung

Bei bisher nicht leistungsgemessenen Anlagen werden (gleichzeitige) Anschlussleistungen oft aus Sicherungsgrößen abgeleitet; reale Höchstleistungen konnten bei Smart-Meter-IME-Konfigurationen bereits aus Lastprofilen ersichtlich sein. Wir schlagen vor, dass bloß aus Lastprofilen evidente,

bisher nie verrechnungsrelevante / auf den laufenden Bezugsrechnungen oder Einspeiseinformationen angeführte Leistungen nicht zu einer Verjährung der PA-Verrechnung führen.

Maßgeblich ist die vertragliche Überführung in die neue Systematik (z.B. Anlagen mit bisher 4 kW gleichzeitiger Leistung werden 8 kW netzwirksame (gemessene) Leistung einmalig unentgeltlich zugestanden) zu einem definierten Stichtag, ab dem sämtliche Erhöhungen nach den neuen Regeln abgegolten werden.

Unterbrechbare Anschlüsse

Unterbrechbare Anschlüsse hatten bislang reduzierte oder keine Netzbereitstellungsentgelte. Vor dem Hintergrund der geplanten „Abschaffung“ bzw. des „Auslaufenlassens“ der unterbrechbaren Tarife lt. Kapitel 1 der Marktkonsultation schlagen wir für die Übergangsphase folgendes vor:

- Für unterbrechbare Anlagen ohne bisher vertraglich definierte Leistung wird eine standardisierte Mindestleistung (z. B. 8 kW analog zu Haushalten) angesetzt;
- für elektrische Heizsysteme wird die bisher vereinbarte Leistung als netzwirksame Leistung übernommen.
- So werden hohe Nachverrechnungen vermieden und ein adäquater Bestandsschutz sichergestellt.

Erforderliche Regelung für Kleinstanschlüsse

Für Kleinstanlagen wie z. B. Schranken, Telekom-Verstärker, Fahrscheinautomaten ist die 8 kW-Mindestleistung nicht sachgerecht. Wir schlagen konkret folgende Regelung vor:

- 1 kW Mindestleistung für bestehende Kleinstanlagen und neue einphasig angeschlossene Anlagen mit einer maximalen Absicherung von 1 x 10 A (auch wenn diese ggf. mit einem 3-phasigen Zähler gemessen werden).
- Innerhalb dieser Kategorie sollen als weitere Abstufung die Kriterien für Anlagen ohne Zähler mit pauschaler Verbrauchsberechnung und -abrechnung festgelegt werden. Vorschlag dazu:
    - Maximaler Anschlusswert der angeschlossenen Betriebsmittel lt. Typenschild von 1.000 Watt
    - Berechnung des Verbrauchs: Anschlusswert lt. Typenschild * zu erwartende Betriebszeit (z.B. 8.760 Stunden bei durchlaufenden Anlagen wie Telekom-Verstärkern, dunkle Stunden des Jahres bei Beleuchtung mit Dämmerungssensor) * 1,1 (Verlustaufschlag von 10%)
    - Diese Berechnung darf maximal 2.000 kWh pro Jahr ergeben, sonst ist ein Zähler einzubauen.

Eine solche Pauschalanlagen-Regelung ist in der Praxis erforderlich weil der Mehraufwand für den Einbau (Platzbedarf) und den Betrieb eines Zählers im Vergleich zur Verrechnung eines maximal anzunehmenden Verbrauchs insbesondere für viele gleichartige Anlagen wie Werbetafeln, Parkschein- und Fahrkartenautomaten sowie Telekomverstärker unverhältnismäßig groß wäre.

Haushalte sollten von dieser Kleistanschlussregelung explizit ausgenommen und einheitlich mit den z.B. 8 kW als Mindestwert für die zu erwerbende netzwirksame Leistung (PA-Pauschale) geregelt werden.

Regelung zur Tragung der Mehrkosten bei abweichender Netzebene auf Kundenwunsch

§ 97 Abs. (4) ElWG normiert folgendes:

> *Anschlusswerber können im Rahmen der Vorgaben der Verordnung gemäß § 93 Abs. 1 einen vom Netzbetreiber festgelegten Netzanschlusspunkt abweichenden Netzanschlusspunkt begehren (alternativer Netzanschlusspunkt), wenn sie die dadurch entstehenden Mehrkosten tragen.*

Die SNE-GV sollte klarstellen, dass diese Mehrkosten nach tatsächlichem Aufwand zu bemessen sind, einschließlich aller technisch notwendigen Zusatzmaßnahmen und etwaiger Nebenkosten.

Gültigkeit bis 31.12.2026 erstellter Angebote / abgeschlossener Verträge

Anschlussverträge die bis zum 31.12.2026 unterschrieben wurden / zu Stande gekommen sind, sollen grundsätzlich weiterhin gelten und auf Basis der alten Rechtslage umgesetzt werden können. Sofern mit der Umsetzung noch nicht begonnen wurde, sollte der Netzkunde eine Anpassung auf die neue Rechtslage verlangen können, wenn dies für ihn vorteilhafter ist.

Übergangsbestimmungen betreffend Rückzahlung sowie neue Regelung betreffen Übertragung / Verfall von erworbenen Leistungen

Wir schlagen vor, die Rückzahlung bereits geleisteter Netzbereitstellungsentgelte nach bisherigen Regeln für einen Zeitraum von 4 Jahren ab Inkrafttreten der neuen Regeln (1.1.2027) auf Basis der geltenden Regeln in den jeweils derzeit gültigen AB VN der Netzbetreiber zu ermöglichen.

Zudem soll die Übertragbarkeit des PA auf demselben Grundstück (z. B. bei Abriss/Neubau, Anlagenzusammenlegung) weiterhin möglich sein.

Um das Blockieren von nicht genutzten Kapazitäten zu vermeiden, schlagen wir folgende Reglungen bei Nichtnutzung vor:

- Netzbetreiber und Kunden sollen die Möglichkeit bekommen nichtgenutzte netzwirksame Leistungen in Einspeise- und Bezugsrichtung bei konkretem Bedarf nach 5-jähriger ganzer oder teilweiser Nichtnutzung einseitig zu reduzieren und dafür allfällig innerhalb der letzten 15 Jahre bezahlte Netzbereitstellungsentgelte und / oder pauschale Anteile des Netzanschlussentgelts unverzinst an den Netzzugangsberechtigten zurückzuzahlen bzw. rückerstattet zu bekommen.
- Nach 10-jähriger gänzlicher Nichtnutzung sollen netzwirksame Leistungen in Liefer- und Bezugsrichtung (wie bisher) ohne Rückzahlung verfallen.

Netzwirksame Leistung von 8 kW bei Kleinanschlüssen (Seite 10 + 12)

Wir interpretieren diese Vorgabe so, dass bei allen bisherigen 4kW-Anschlüssen, nunmehr eine Leistungsanpassung (-erhöhung) auf 8kW erfolgt. In Kombination mit § 96 Abs 6 ElWG führt dies dazu, dass bei allen Kleinanschlüssen eine Einspeiseleistung iHv 8kW zuzulassen ist. Das ist problematisch, da es derzeit keine entsprechenden Kapazitäten gibt und PV-Anlagen abgelehnt bzw. nur zu Eigenversorgung (0-Einspeisung) zugelassen werden. Die bestehenden Probleme in NE7 werden dadurch verschärft. Sowohl für die Leistungserhöhung (4kW) wie auch für die Einspeisung fallen zudem keine Netzanschlussentgelte an.

Netzebenenzuordnung

In der Netzebene 5 gibt es verschiedene Betriebsspannungen (z.B. 10kV, 20V und 30kV). In der 10kV-Ebene entsteht, im Vergleich zur 30kV-Spannungsebene, die dreifache Strombelastung für die Leitung. Deshalb sollte dieser Leistungswert nach Spannungsebene gestaffelt werden. (z.B. 30kV: 5.000kW, 20kV: 2.500kW, 10kV: 1.500kW). Die Stromtragfähigkeit eines Mittelspannungssystems hängt zudem vom verwendeten Querschnitt und der Verlegeart und Häufungen ab. Hier gibt es nach Netzbetreiber und historischer Entwicklung unterschiedlichste Typen, die zum Einsatz kommen. Daher kann ein fixer Leistungswert unterschiedlichste Auswirkungen auf die Belastbarkeit von Leitungen haben. Netzwirksame Leistung von mehr als 5000 kW bis zu 200 MW: Netzebene 4 oder 3.

Die Größe von 200MW ist für Verteilernetze jedenfalls sehr groß. Derart große Leistungen können nicht an jeden Netzknoten angeschlossen werden, sondern nur an 110kV-Netzknoten, die im betreffenden Umspannwerk (über Kuppelumspanner) an das Übertragungsnetz angeschlossen sind bzw. werden. Damit erhöht sich die erforderliche Übergabeleistung zum Übertragungsnetzbetreiber und löst ggf. auch beim ÜNB Ausbaumaßnahmen aus. Es ist jedenfalls eine Detailprüfung erforderlich. Bei Ausbaumaßnahmen durch den ÜNB sind die Umsetzungszeiträume für solche Projekte sind in der Realität jedenfalls sehr viel länger als die Fristen lt. § 103 Abs. 2 ElWG – Siehe dazu IBN-Daten der Projekte im APG-NEP.

Zudem wäre es wünschenswert, wenn dauerhaften flexiblen Netzzugang (Seite 13) statische Einschränkungen bis zur NE5 zulässig wären und erst ab NE4 die dynamischen Einschränkungen schlagend werden.

Notwendigkeit klarer Übergangsfristen

Für die Praxis der Angebotserstellung ist eine stichtagsbezogene Übergangsregelung zwingend erforderlich. Es muss klargestellt werden, dass Angebote, die vor dem Inkrafttreten der neuen Verordnung gelegt wurden, nach den zum Zeitpunkt der Angebotserstellung gültigen Konditionen finalisiert werden können. Ein rückwirkender Eingriff würde die Planungssicherheit bei der Vertragserstellung zerstören.

Systemdienlichkeit

Die Anforderungen an das Stromsystem verändern sich durch den raschen Ausbau fluktuierender erneuerbarer Erzeugung, neue Lastprofile sowie eine zunehmende zeitliche und räumliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch grundlegend. Während Systemdienlichkeit diese Transformation unterstützt, muss gleichzeitig der Ausbau der Erzeugung aus Erneuerbaren durch ausreichend verfügbare Flexibilität in den Verteilungs- und Übertragungsnetzen ermöglicht und gesichert werden (Vermeidung, dass Batteriespeicher UWs blockieren).

Der Netzentwicklungsplan für das Verteilernetz hat Angaben zu geeigneten Standorten für einen systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen und Stromerzeugungsanlagen zu enthalten, die sich gemäß einer von der E-Control festzulegenden Analysemethode im Versorgungsgebiet des Netzbetreibers ergeben. Insbesondere Standorte, die zur Schwarzstartfähigkeit des Stromsystems beitragen, sind als systemdienlich zu berücksichtigen.

Systemdienlichkeit ist die Fähigkeit einer Erzeugungs-, Verbrauchs- oder Speicheranlage, dem Anschlussnetzbetreiber gezielt und verlässlich Flexibilitätsleistungen bereitzustellen, die den sicheren und effizienten Netzbetrieb unterstützen. Dazu zählen insbesondere Beiträge zur Vermeidung von Netzüberlastungen sowie zur Sicherstellung der Einhaltung des zulässigen

Spannungsbandes, beispielsweise durch Maßnahmen der Spannungserhaltung. Auch Elektrolyseanlagen sind geeignet, einen Beitrag zur Systemdienlichkeit zu leisten.

Systemdienliche Anlagen ermöglichen optimierte Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur durch schnelle Leistungsänderungen, präzise Systemeingriffe sowie die gleichzeitige Erbringung netz- und marktnaher Systemdienstleistungen. Dadurch können sie Netzausbau und Systemkosten vermeiden, verschieben oder reduzieren und so zur Kosteneffizienz des Gesamtsystems beitragen. Dadurch soll langfristig ein Beitrag zu einer leistbaren Energiewende für die Endkund*innen geleistet werden.

Das bedeutet konkret, dass Systemdienlichkeit die Höchstlast beziehungsweise die Einspeisespitzen reduzieren oder zumindest nicht zusätzlich erhöhen soll. Ein Kriterium ist dabei, dass systemdienliche Anlagen zusätzlichen Netzausbau vermeiden (NOVA-Prinzip). Dies ist rechtlich und betrieblich unter anderem über einen flexiblen Netzzugang mit dauerhaft vertraglicher Vereinbarung der netzwirksamen Leistung möglich. Die netzwirksame Leistung wird dabei statisch oder dynamisch durch den Anschlussnetzbetreiber vorgegeben.

Systemdienlichkeit muss einen effektiven Nutzen für die Gesamtheit der Netzbenutzer zum Ziel haben und auf Ausgewogenheit und Angemessenheit allfälliger Anreize oder Begünstigungen ausgerichtet sein. Die Systemdienlichkeit sowie ihr Nutzen sind transparent und überprüfbar nachzuweisen – insbesondere durch Simulationen und eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, die belegt, dass der systemdienliche Betrieb nachweislich zur Kosteneffizienz im Gesamtsystem beiträgt.

Was dafür erforderlich ist („Netzverträglichkeitsprüfung“):

Es braucht eine einheitliche, von der ECA festgelegte Methode, wie Netzbetreiber (VNB/ÜNB) die Systemdienlichkeit von Anlagen feststellen. Diese Methode muss klar definieren,

- wie Standorte als systemdienlich auszuweisen sind,
- welche Flexibilitätsleistungen als systemdienlich gelten,
- unter welchen Netzbedingungen sie wirksam sind,
- wie Abrufbarkeit und Verlässlichkeit nachzuweisen sind, und
- wie der volkswirtschaftliche beziehungsweise netzwirtschaftliche Nutzen (Netzkostenvermeidung oder -reduktion) einheitlich und nachvollziehbar zu belegen ist.

In der Konsultation werden die Voraussetzungen für den systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen und Erzeugungsanlagen diskutiert. Dabei wird festgehalten, dass nur bei kumulativer Erfüllung der im ElWG und in weiterer Folge in der Konsultation genannten Kriterien ein „systemdienlicher Betrieb“ vorliegt. **Dies ist in der Praxis kaum zu erfüllen.**

Das ElWG weist Energiespeichern eine wichtige Rolle im zukünftigen Stromsystem zu und betont die Bedeutung der beschleunigten Integration von flexiblen Energiespeichern. Regulatorische Hemmnisse für den Ausbau von Speichern sollen überwunden werden. Dazu müssen die

regulatorischen Rahmenbedingungen investitionsfreundlich, transparent und einfach gehalten werden, der Konsultationsentwurf der E-Control Entwurf spiegelt das leider nicht wider.

Aufgrund der weitreichenden Bedeutung für das Stromsystem ist eine sachgerechte Definition der systemdienlichen Speicher entscheidend, um systemdienlichen Nutzen in den Netztarifen angemessen abzubilden. Auch wenn eine pauschale Befreiung aller Speicher nicht als sinnvoll angesehen wird, ist die weitreichende Einschränkung, die sich aus der Interpretation der ECA-Position ergibt, aus Gesamtsystemsicht kontraproduktiv. Entsprechende Festlegungen in der SNE-GV müssen jedenfalls auf der Grundlage des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes erfolgen.

Die ECA bezieht „Systemdienlichkeit“ in der Konsultation nur auf netzseitige Kostenvermeidung. §6 Abs.1 Z 148 ElWG weist aber dem systemdienlichen Betrieb explizit auch einen Aspekt der „Versorgungssicherheit“ zu. Dieser findet sich jedoch in den entwickelten Kriterien nicht wieder.

Die Ausführungen vernachlässigen insbesondere:

- Die weiteren systemdienlichen Effekte von **Wasserstofferzeugungsanlagen**, wie der Langfristspeichermöglichkeit, der „Dienstleistung“ Sektorkopplung und der Erhöhung der Resilienz des nationalen Energiesystems durch die inländische Produktion.
- Energiespeicher leisten durch ihren netzentlastenden und flexibilisierenden Betrieb nicht nur einen Beitrag zur Kostenvermeidung, sondern **erhöhen bei zielgerichtetem Einsatz auch die Anschlusskapazitäten zusätzlicher Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen**, was wiederum zu Mehreinnahmen bei den Systemnutzungsentgelten führen kann.
- Darüber hinaus tragen Energiespeicher mit Inselbetriebsfähigkeit oder **Schwarzstartfähigkeit** maßgeblich zur Versorgungssicherheit bei – ein zentraler systemischer Mehrwert, der über die reine netzseitige Kostenbetrachtung hinausgeht und im Rahmen der Systemdienlichkeitsbewertung ebenfalls Berücksichtigung finden sollte. Ein Stromausfall für einen Tag in Österreich kann mit einem wirtschaftlichen Schaden von einer Milliarde Euro beziffert werden
- Co-located Speicher erbringen aufgrund ihrer direkten Kopplung mit der Erzeugungsanlage bereits inhärent systemdienliche Effekte wie die Glättung von Einspeiseprofilen, die Reduktion von Netzspitzen und die Verringerung des Netzausbaubedarfs und sollten somit, per se, als systemdienlich eingestuft werden. Die Glättung von Einspeisespitzen ist dabei ein wesentliches Kriterium.

Das Konsultationspapier steht aus unserer Sicht im Widerspruch zu den gesetzlichen Vorgaben hinsichtlich des systemdienlichen Betriebs: In § 6 Z 148 ElWG werden alternative, voneinander unabhängige Kriterien genannt, bei deren Erfüllung der Gesetzgeber von systemdienlichem Betrieb ausgeht. Dagegen wird im Konsultationspapier nur dann von einem systemdienlichen Betrieb ausgegangen, wenn die Kriterien kumulativ erfüllt sind. Die gesetzliche Definition ist – wie das Wort „insbesondere“ klarmacht – alternativ aufgebaut, d. h. die verschiedenen genannten Formen der Systemdienlichkeit stehen in einer „oder“-Beziehung, nicht in einer verpflichtenden Gleichzeitigkeit. Systemdienlicher Betrieb kann somit als Leitkriterium verstanden werden und dass der Nutzen durch einzelne Merkmale erbracht werden kann.

Während der Gesetzgeber damit eine möglichst breite Anerkennung systemdienlicher Betriebsarten vorsieht, die eine effektive Beanreizung von Flexibilität ermöglicht, schließt der Definitionsvorschlag der E-Control die Berücksichtigung von bestimmten im Gesetz berücksichtigten Aspekten der Systemdienlichkeit von vornherein aus. Der marktdienliche Einsatz von Speichern, könnte so – abweichend von der gesetzlichen Grundlage – im Regelfall nicht als systemdienlich anerkannt und in der Tarifierung berücksichtig werden.
Der marktdienliche Einsatz ist jedoch im Sinne des ElWG ausdrücklich als Teil des Systemdienlichkeits-Kriteriums zu verstehen: Durch die Teilnahme an Energie- und Regelenergiemärkten, Arbitrage zwischen Zeiten niedriger und hoher Strompreise sowie die Reaktion auf kurzfristige Preissignale werden sowohl die Erzeugungs- als auch die Netzkapazität optimiert. Da Preissignale Knappheiten im System abbilden, führt ein wirtschaftlich optimierter, marktbasiert gesteuerter Betrieb von Energiespeicheranlagen zu einer Glättung von Last- und Preisspitzen und damit zu einer messbaren Reduktion bis hin zur Vermeidung von Gesamtsystemkosten. Marktdienlichkeit stellt somit eine spezifische Ausprägung der systemdienlichen Kostenreduktion und -vermeidung dar und trägt so zur Kosteneffizienz bei.

Systemdienlicher Betrieb:

In dieser Definition wird klar hervorgehoben, dass die netzseitige Kostenvermeidung/-einsparung den Kernaspekt des systemdienlichen Betriebs darstellen soll.

Während dies grundsätzlich nicht im Widerspruch zu einer ganzheitlichen Systemsicht stehen muss, greift sie jedoch zu kurz. Energiespeicher leisten durch ihren netzentlastenden und flexibilisierenden Betrieb nicht nur einen Beitrag zur Kostenvermeidung, sondern erhöhen bei zielgerichtetem Einsatz auch die Anschlusskapazitäten zusätzlicher Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen, was wiederum zu Mehreinnahmen bei den Systemnutzungsentgelten führen kann. Dieser positive Netzeffekt wird in der engen Definition bislang nicht abgebildet.

Darüber hinaus tragen Energiespeicher mit Inselbetriebsfähigkeit oder Schwarzstartfähigkeit maßgeblich zur Versorgungssicherheit bei – ein zentraler systemischer Mehrwert, der über die reine netzseitige Kostenbetrachtung hinausgeht und im Rahmen der Systemdienlichkeitsbewertung ebenfalls Berücksichtigung finden sollte. Ein Stromausfall für einen Tag in Österreich kann einem wirtschaftlichen Schaden von einer Milliarde Euro beziffert werden (Quelle: https://www.apg.at/stromnetz/sichere-stromversorgung/, Blackout Simulator). Daher sollte eine solidarische Unterstützung von Anlagen, die im Zuge des Netzwiederaufbaus, zur Energieversorgung wichtiger Einrichtungen (z.B. Kraftwerke, Krankhäuser, Schulen, Feuerwehrgebäude, etc.) und potenziell auch lokaler, kleinstrukturierter Inselnetze im Falle eines Black-Outs verwendet werden auf jeden Fall in der SNE-GV Berücksichtigung finden. Dies kann einerseits über eine Befreiung von Netzentgelten über die Klassifizierung als Anlage mit „systemdienlichen Betrieb“ oder auch über die Vergütung über entsprechende nicht frequenzgebundene Flexibilitätsdienstleistungen (ElWG § 6 Z 120) erfolgen. Dabei sollen auch Anlagen mit einer hybriden Nutzung z.B. Bereitstellung Inselbetrieb/Schwarzstartfähigkeit im Fall eines Black-Outs aber energiewirtschaftliche Vermarktung im Regelbetrieb sich ebenso für eine Befreiung von Systemnutzungsentgelten klassifizieren (ggf. unter Kombination mit regelbarer Bezugsleistung/flex. Netzzugang). Durch diese hybride Nutzung werden Anlagen solcher Art für

Marktakteure attraktiver bzw. überhaupt erst wirtschaftlich interessant. Durch die Doppelnutzung wird ein effizienter Einsatz von Geldmitteln und Ressourcen bei gleichzeitiger Steigerung der Resilienz / Versorgungssicherheit für das gesamte System sichergestellt und die Mehrkosten für die höheren technischen, funktionalen und organisatorischen Anforderungen an eine solche Anlage (ggü. einer klassischen netzgeführten Anlage) berücksichtigt.

Der Netzwiederaufbau folgt einem spezifischen Ablauf. Daher ist hier neben der technischen Eignung einer Anlage (KW, Speicher), ein nennenswertes Inselnetz zu errichten und zu stützen, auch der geeignete Standort entscheidend. Für einen systemdienlichen Betrieb eines Speichers, welcher auch zur Bereitstellung Schwarzstartfähigkeit dient, ist es wichtig, durch entsprechende regulatorische Rahmenbedingungen zu präzisieren, dass im Black-Out-Fall innerhalb kurzer Zeit entsprechende Energiekapazitäten für die Bereitstellung der Schwarzstartfähigkeit im Speicher verfügbar sind.

Zu den 7 Kriterien im Detail:

Ad Kriterium 1: Die ECA führt anfangs im Kapitel 2.3 aus, dass „der Betrieb an einem „geeigneten“ Standort als ein notwendiges jedoch nicht hinreichendes Kriterium für „Systemdienlichkeit“ zu sehen“ ist. Der Standort einer Energiespeicheranlage stellt jedoch ein eigenständiges und klar normiertes Kriterium dar, das – unabhängig von Betriebsweise oder Markteinsatz – zur Begründung von Systemdienlichkeit herangezogen werden kann. Gleichzeitig ist gemäß § 6 Z 148 ElWG ausdrücklich festgelegt, dass der Betrieb an einem geeigneten Standort nur eine mögliche Form systemdienlichen Betriebs darstellt und kein präqualifizierendes, zwingend zu erfüllendes Kriterium ist. Das Standortkriterium kann somit Systemdienlichkeit identifizieren, darf jedoch nicht als notwendige Voraussetzung interpretiert werden. Entsprechend ist es in der SNE-GV als eine Option zur Feststellung systemdienlichen Betriebs zu behandeln – nicht als obligatorisches Ausschluss- oder Zugangskriterium.

Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass das Standortkriterium nur für jene Energiespeicheranlagen Anwendung finden kann, bei denen eine bewusste Entscheidung für einen „systemdienlichen“ Standort möglich ist. Die in der Marktkonsultation vorgeschlagenen Voraussetzungen, die den netzseitig definierten Standort als zentrales, jedenfalls zu erfüllendes Kriterium definieren, führen allerdings zu einer systematischen Benachteiligung jener Energiespeicheranlagen, deren Standortwahl nicht frei möglich ist. Davon betroffen sind einerseits Bestandsanlagen sowie neue „co-located“ Energiespeicheranlagen. Zudem sind insbesondere **Standorte, die zur Schwarzstartfähigkeit des Stromsystems beitragen, als systemdienlich** einzustufen.

Es sollte klargestellt werden, dass für die Systemdienlichkeit von co-located Speichern aufgrund der direkten Kopplung mit der Erzeugungsanlage bereits inhärent systemdienliche Effekte wie die Glättung von Einspeiseprofilen, die Reduktion von Netzspitzen und eine geringere Notwendigkeit von Netzausbau erbringen, was gemäß den Ausführungen zum systemdienlichen Nutzen –

insbesondere in Hinblick auf Kostenreduktion und Netzstabilität – als ausreichend gilt. Die Glättung von Einspeisespitzen ist dabei ein wesentliches Kriterium.

Hinzu kommt, dass die zeitliche Kopplung zwischen dem nächsten 2026 zu veröffentlichendem VNEP und dem Inkrafttreten der SNE-Verordnung Anfang 2027 zu erheblichen Projektverzögerungen führen würde. Da Netzentwicklungspläne nur alle zwei Jahre veröffentlicht werden, drohen Projekte, die bereits 2026 vor Investitionsentscheidungen stehen, um mehrere Monate bis zu einem Jahr verzögert zu werden, wenn keine geeigneten Standorte im VNEP berücksichtigt werden. Daher ist zwingend eine Übergangslösung vorzusehen, um Planungs- und Investitionssicherheit sicherzustellen.
Ein zentraler Aspekt für die Wirksamkeit und Praxistauglichkeit des Instruments ist eine klar definierte und transparent gestaltete Ausweisung geeigneter Standorte. Mehrere der vorgesehenen Kriterien sehen eine maßgebliche Rolle der Netzbetreiber bei der Auswahl und Steuerung potenzieller Projekte vor. Daher ist es unerlässlich, dass diese Entscheidungen durch **nachvollziehbare und transparente Prozesse**, klare regulatorische Leitlinien und eine verpflichtend transparente Begründungspraxis flankiert werden. Die Verordnung sollte ausdrücklich Anreize für die Ausweisung geeigneter Gebiete – insbesondere an Umspannwerken – setzen.

Aus Sicht der Projektentwicklung besteht darüber hinaus erhebliche Unsicherheit, da aktuell kaum absehbar ist, an welchen Standorten künftig systemdienlicher Betrieb möglich sein soll, welche Kriterien hierbei gelten und wie Standortfestlegungen mit anderen Bewertungsparametern (wie Flexibilitätsbereitstellung oder lokaler Netznutzen) zusammenspielen. Vor diesem Hintergrund ist klarzustellen, dass der Standort eine relevante**s** aber keine **Präqulifikationskriterium** in der Frage der Systemdienlichkeit darstellt und die Kriterien entsprechend formuliert werden müssen, um technologisch sinnvolle Speicheranwendungen nicht zu benachteiligen.

Ad Kriterium 2: Das Kriterium *„Der Speicher verfügt über eine Engpassleistung von zumindest 1 MW (einspeiseseitig)“* führt faktisch dazu, dass Elektrolyseanlagen von der Einstufung als systemdienlich ausgeschlossen werden. Elektrolyseure speisen keine elektrische Leistung ins Netz ein und können daher die geforderte einspeiseseitige Engpassleistung strukturell nicht erfüllen. Dies steht jedoch im Widerspruch zum EIWG, das Elektrolyseanlagen ausdrücklich als Energiespeicheranlagen definiert, da sie elektrische Energie in Wasserstoff umwandeln und somit als Speichertechnologie anerkennt. Durch das einspeiseseitige Engpassleistungskriterium werden Elektrolyseure somit trotz ihrer gesetzlichen Anerkennung als Speicher systematisch von der Systemdienlichkeit ausgeschlossen, ohne sachliche Rechtfertigung und entgegen ihrer tatsächlichen Speicherfunktion (insbesondere saisonale Speicherung).

Zudem hängt der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft maßgeblich davon ab, wie die Rahmenbedingungen für erste Anwendungen ausgelegt werden. Es ist davon auszugehen, dass Elektrolyseanlagen einen wesentlichen Beitrag für die Finanzierung des entstehenden Wasserstoffnetzes werden leisten müssen (Hochlaufentgelt auf der Gas-Seite). Sollten hier diese Belastung nicht durch Unterstützung auf der Stromseite abgefedert werden, sind viele inländische

Elektrolyse-Projekte in Gefahr. Die besondere Bedeutung der **Elektrolyse als Sektorkopplungstechnologie** muss auch in den Netznutzungsentgelten Berücksichtigung finden. Diese „Systemleistung“ muss angemessen gewürdigt werden.

Ad Kriterium 4: Dazu ist anzumerken, dass für die Berechnung der Hüllkurven „two-day-ahead“ – Prognosen erforderlich sind. Diese Prognosen in einer entsprechenden geforderten zeitlichen Auflösung (15-Minuten Basis) bereitzustellen ist aktuell herausfordernd. Darüber hinaus ist derzeit völlig ungeklärt, wie die Hüllkurven zu berechnen sind, wenn mehrere Betreiber auf denselben „Kapazitätspool“ zugreifen, insbesondere wenn Engpässe an mehreren Betriebsmitteln berücksichtigt werden müssen.

Ad Kriterium 6: Zur Klarstellung des Kriteriums ist eine Abgrenzung bzw. genaue Definition der Einschränkungen sowie deren maximales Ausmaß notwendig. Es muss im Vorhinein klar sein, ob eine Qualifizierung für die NE-Befreiung möglich ist oder nicht. Ohne weitere Spezifizierung ist dieses Kriterium kritisch zu betrachten.

Ad Kriterium 7: Das vorgesehene Ausschreibungskriterium ist kritisch zu sehen. Die grundlegenden Parameter des Ausschreibungsverfahrens – insbesondere Zeitpunkt, Zyklus, Umfang der teilnehmenden Speichertechnologien, die Einbeziehung bestehender Netzanschlusskonzepte sowie das Verhältnis zwischen Genehmigungs-, Reihungs- und Ausschreibungsverfahren – sind bislang völlig ungeklärt. Diese fundamentale Unbestimmtheit verhindert eine verlässliche Bewertung durch Projektentwickler und widerspricht dem Erfordernis transparenter, planbarer Rahmenbedingungen. Ein Kriterium, dessen Tragweite mangels klarer Ausgestaltung nicht einschätzbar ist, kann nicht Grundlage für eine standort- oder förderrelevante Bewertung sein.

Ebenso ist klarzustellen, ob mit dem ausgeschriebenen systemdienlichen Standort ein kontrahierter Dienstleister in einem bilateralen Vertragsverhältnis zum Netzbetreiber festgelegt wird.

Zudem birgt ein Ausschreibungsmodell erhebliche Marktverzerrungsrisiken. Ausschreibungen neigen strukturell dazu, kapitalstärkere Marktteilnehmer zu bevorzugen, wodurch Überbietungsmechanismen ausgelöst werden können, die weniger finanzkräftige Akteure systematisch ausschließen.

Zu 2.3.2 „Systemdienliche Stromerzeugungsanlagen“

Die derzeitige Konzeption der Systemdienlichkeit von Stromerzeugungsanlagen knüpft im Wesentlichen ausschließlich an das Standortkriterium an. Dies stellt einen zu stark verengten Ansatz dar. Hybride Anlagenkonzepte – etwa Kombinationen aus PV/Wind oder PV/Wind/Speicher – sollten ausdrücklich ebenfalls als systemdienlich qualifiziert werden können. In solchen Konfigurationen werden bewusst gewisse Erzeugungsverluste in Kauf genommen und zusätzliche Investitionen in

Steuerungs- und Speichertechnik getätigt, um einen bestehenden Netzanschluss möglichst effizient zu nutzen, die Einspeiseprofile zu glätten und Leistungsspitzen zu vermeiden.

Der in der Marktkonsultation vorgesehene Ansatz, systemdienliche Standorte im Verteilernetz an deren entlastende Wirkung auf übergeordnete Netzebenen zu knüpfen, wird grundsätzlich positiv beurteilt. Die vorgeschlagene Herangehensweise ermöglicht es, Erzeugung und Bezug komplementär zu denken, anstatt von einer nicht gegebenen vollständigen Gleichzeitigkeit im Netzverhalten auszugehen.

Hinsichtlich systemdienlicher Standorte im Übertragungsnetz könnten entsprechende Regelungen theoretisch Anreize schaffen, Windkraft auch in bislang weniger genutzten Regionen – etwa im Westen Österreichs – zu errichten. Unklar bleibt jedoch, wie dies praktisch umgesetzt werden soll, wenn in diesen Regionen keine raumordnerischen Zonierungen für Windkraft bestehen. Regulierungsbehörde und Netzbetreiber sollten daher darauf hinwirken, dass geeignete systemdienliche Standorte im Einklang mit bestehenden Planungsinstrumenten tatsächlich ausgewiesen werden.

Zu Frage 1: Kriterien für die Identifizierung und Ausweisung geeigneter Standorte auf Verteiler- oder Übertragungsnetzebene
Es ist nicht hinreichend geklärt, wie die geplante Standortausweisung mit bestehenden Zonierungen, Windatlas und Windpotentialstudien zusammenspielen soll. Problematisch wäre insbesondere, wenn systemdienliche Standorte für Windkraft außerhalb von Gebieten ausgewiesen würden, in denen ein ausreichendes Windpotential besteht oder die politisch-planerisch als Vorrang- bzw. Eignungszonen definiert sind. Eine solche Diskrepanz würde die praktische Umsetzbarkeit der ausgewiesenen Standorte erheblich in Frage stellen. Hier wird eine verpflichtende Abstimmung der Netzbetreiber mit der Branche ausdrücklich empfohlen.

Wir bitten um Berücksichtigung unserer Stellungnahme und stehen für Rückfragen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Ines Koubek

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000425
2026-0.183.901-2-A - Stellungnahme
zur
temnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung_31.03.2026

Bundesministerium
Arbeit, Soziales, Gesundheit,
Pflege und Konsumentenschutz

sozialministerium.gv.at

BMASGPK - III/A/5 (Konsumentenschutz in der digitalen Welt, Versorgungsdienstleistungen, Reisen, Preistransparenz)

Mag. Robert Karl
Sachbearbeiter

[redacted]
Stubenring 1, 1010 Wien

E-Mail-Antworten sind bitte unter Anführung der Geschäftszahl an post@sozialministerium.gv.at zu richten.

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13A
1010 Wien

Geschäftszahl: 2026-0.183.901

Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung Stellungnahme

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Sektion Konsumentenpolitik und Verbrauchergesundheit des Bundesministeriums für Arbeit, Soziales, Gesundheit, Pflege und Konsumentenschutz nimmt im Folgenden zur Konsultation der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung Stellung.

Vorbemerkung

Das Konsultationspapier beinhaltet keinerlei Datengrundlagen oder Beispielrechnungen, aus welchen die tatsächlichen Folgen der vorgeschlagenen Systematiken auf die Haushaltskund:innen hervorgehen. Daher ist eine abschließende Einschätzung und Bewertung nicht möglich. Es folgen in diesem Sinn allgemeinere Grundsätze, die zu beachten sind.

Zur Reform der Systemnutzungsentgelte aus Verbrauchersicht

Die geplante Reform der Verteilung der Netzkosten und die damit verbundene stärkere Gewichtung der Leistungskomponente gegenüber der bislang überwiegend verbrauchsabhängigen Kostenverteilung stellt eine grundlegende Veränderung der Struktur der Systemnutzungsentgelte dar. Aus Sicht der Verbraucher:innen ist daher wesentlich, dass eine solche Reform ausgewogen, transparent und sozialverträglich ausgestaltet wird.

Grundsätzliche Anforderungen an die Reform der Netzentgelte

Bei der Neugestaltung der Systemnutzungsentgelte sollten aus Verbrauchersicht insbesondere folgende Grundsätze berücksichtigt werden:

- **Faire Kostenverteilung über alle Netzebenen:**

  Die zukünftige Struktur der Netzentgelte soll eine ausgewogene und nachvollziehbare Verteilung der Kosten über alle Netzebenen gewährleisten. Bereits jetzt tragen Haushalte, im Verhältnis zum Anteil am Gesamtstromverbrauch, den höchsten Teil der Netzkosten.

- **Keine Mehrbelastung für Kleinverbraucher:**

  Eine stärkere Berücksichtigung der Leistung bei der Kostenverrechnung darf nicht dazu führen, dass insbesondere Haushalte mit geringem Stromverbrauch oder begrenzten Steuerungsmöglichkeiten mit höheren Kosten konfrontiert werden.

- **Schrittweise Umsetzung der Reform:**

  Die Umstellung auf eine stärker leistungsbasierte Verrechnung sollte schrittweise erfolgen. Ein gradueller Übergang ermöglicht es, Auswirkungen auf unterschiedliche Kundengruppen zu evaluieren und gegebenenfalls Anpassungen vorzunehmen.

- **Proaktive Information der Haushalte:**

  Eine Reform dieser Tragweite erfordert eine frühzeitige und verständliche Informationsoffensive für Verbraucher:innen. Haushalte sollten rechtzeitig darüber informiert werden, welche Änderungen zu erwarten sind und wie sich ihr konkretes Verbrauchs- bzw. Nutzungsverhalten auf zukünftige Kosten auswirken kann.

Systemdienliches Verhalten

Systemdienliches Verhalten kann grundsätzlich einen wichtigen Beitrag dazu leisten, den Ausbaubedarf der Netzinfrastruktur zu reduzieren. Durch die Verringerung oder zeitliche Verschiebung von Lastspitzen können Investitionen in Netze begrenzt werden, wodurch auch die Gesamtkosten des Systems und damit die Netzentgelte langfristig reduziert werden können.

Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Möglichkeiten zu systemdienlichem Verhalten im **gewerblichen und industriellen Bereich deutlich größer sind als im Haushaltsbereich**. Haushalte verfügen vielfach nur über eingeschränkte Flexibilitätsoptionen.

Vor diesem Hintergrund sollten mögliche Reduktionen von Netzentgelten aufgrund systemdienlichen Verhaltens an **klare und strenge Kriterien** geknüpft werden. Diese müssen sicherstellen, dass entsprechende Maßnahmen tatsächlich dem Gesamtsystem und damit der Gesamtheit der Netzkund:innen zugutekommen und nicht primär der wirtschaftlichen Optimierung einzelner Marktteilnehmer dienen.

Darüber hinaus sollte gewährleistet bleiben, dass **der überwiegende Anteil der Netzkosten nicht auf jene Endkund:innen verlagert wird, die nur begrenzte Möglichkeiten zur aktiven Laststeuerung haben**. Eine sozial ausgewogene Verteilung der Netzkosten muss weiterhin ein zentrales Prinzip der Netzentgeltgestaltung darstellen und ist für die Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung unumgänglich. In dieser Hinsicht erscheinen Mechanismen notwendig, die greifen, wenn zwar punktuell Leistungsspitzen verursacht werden, diese jedoch nicht vermieden werden können (etwa in Mietverhältnissen).

Einzelne Details:

Leistungspreis für bisher nicht leistungsgemessene Kund:innen

Im Zusammenhang mit der Einführung eines Leistungspreises für bisher nicht leistungsgemessene Kund:innen stellt sich die Frage nach der Methodik zur Ermittlung des abrechnungsrelevanten Leistungswerts.

Im Rahmen der Überlegungen zu **Tarife 2.1** wurde bislang davon ausgegangen, dass der relevante Leistungswert aus dem **Durchschnitt der zwölf höchsten 15-Minuten-Maximalwerte des Abrechnungszeitraums** gebildet werden soll. Die E-Control führt diesbezüglich aus, dass „[*e*]*ine Änderung der Ermittlung der zu verrechnenden Leistung* [...] *einen Systembruch darstellen* [*würde*], *ohne einen signifikanten Vorteil für Netzbetreiber und das gesamte Kundenkollektiv zu erreichen. Im Vergleich zum arithmetischen Mittel der 12-Monatsmaxima würde das arithmetische Mittel der 365-Tagesmaxima die Kunden mit einem sporadischen Verbrauch bevorzugen (z.B. Wochenendhäuser), während ein einziges Jahresmaximum die Monatsschwankungen im Verbrauchsverhalten der Kunden nicht ausgleichen kann. Die E-Control spricht sich daher für den Mittelweg des derzeit angewandten arithmetischen Mittels der 12 Monatsspitzenwerte aus.*“ In der aktuellen Marktkonsultation wird hingegen vorgeschlagen, **die jeweils höchste 15-Minuten-Spitze eines Monats** als Grundlage heranzuziehen. Wie bereits in den Überlegungen zu Tarife 2.1 festhalten wird, würde dies einen Systembruch darstellen, zumal der leistungsbezogene Anteil seit Beginn der Liberalisierung auf allen Netzebenen auf Grundlage des

arithmetischen Mittels der im Abrechnungszeitraum monatlich gemessenen höchsten Viertelstundenlast erfolgte (vgl § 25 ElWOG 2003 und § 52 ElWOG 2010).

Aus den Konsultationsunterlagen geht nicht hervor, aus welchen Gründen diese methodische Änderung vorgenommen wurde. Aus Sicht der Verbrauchervertretung wäre daher eine entsprechende Erläuterung durch die Behörde samt Darlegung der (wirtschaftlichen) Konsequenzen der unterschiedlichen Methoden wünschenswert.

Darüber hinaus stellt sich die Frage, **wie die angekündigte Erhöhung des Leistungsanteils auf 40 % im Zeitraum 2027 bis 2029 konkret umgesetzt werden soll**. Eine transparente Darstellung des vorgesehenen Umsetzungspfades erscheint angesichts der möglichen Auswirkungen auf Haushaltskund:innen besonders wichtig.

Stufung des Leistungspreises

In der Marktkonsultation wird zudem vorgeschlagen, dass **leistungsgemessene und bisher nicht leistungsgemessene Kund:innen der Netzebene 7 schrittweise an ein gemeinsames Abrechnungssystem herangeführt werden sollen**.

In einem ersten Schritt sind dabei **unterschiedliche Preisansätze für Leistungen unterhalb bzw. oberhalb von 8 kW** vorgesehen. In weiterer Folge soll eine Harmonisierung dieser Ansätze erfolgen.

Aus Verbrauchersicht stellt sich hierbei die Frage, **wie diese unterschiedlichen Preisansätze konkret ausgestaltet werden sollen und nach welchen Kriterien eine spätere Harmonisierung erfolgen soll**. Eine klarere Darstellung der geplanten Übergangsphase wäre daher hilfreich.

Evaluierung der Auswirkungen auf Haushalte

Vor der endgültigen Festlegung und Umsetzung der neuen Leistungsverrechnung erscheint aus Verbrauchersicht eine **umfassende Evaluierung der Auswirkungen auf die Netzebene 7** sinnvoll. Mittlerweile sollten in ausreichendem Umfang **Smart-Meter-Daten** vorliegen, die eine detaillierte Analyse der tatsächlichen Lastprofile von Haushalten ermöglichen. Auf dieser Grundlage könnten die Auswirkungen verschiedener Tarifmodelle realistisch abgeschätzt werden.

Eine solche Analyse wäre eine wichtige Voraussetzung dafür, **eine sozialverträgliche und sachgerechte Ausgestaltung der Leistungskomponente sicherzustellen.**

31. März 2026Für die Bundesministerin:
Dr.in Ruth Enthofer-Stoisser

Elektronisch gefertigt

REPUBLIK ÖSTERREICH BUNDESMINISTERIUM FÜR ARBEIT, SOZIALES, GESUNDHEIT, PFLEGE UND KONSUMENTENSCHUTZ @AMTSSIGNATUR	Unterzeichner	Bundesministerium für Arbeit, Soziales, Gesundheit, Pflege und Konsumentenschutz
	Datum/Zeit	2026-03-31T16:11:50+02:00
	Aussteller-Zertifikat	CN=a-sign-corporate-07,OU=a-sign-corporate-07,O=A-Trust Ges. f. Sicherheitssysteme im elektr. Datenverkehr GmbH,C=AT
	Serien-Nr.	1088205675
Hinweis	Dieses Dokument wurde amtssigniert.	
Prüfinformation	Informationen zur Prüfung des elektronischen Siegels bzw. der elektronischen Signatur finden Sie unter: http://www.signaturpruefung.gv.at Informationen zur Prüfung des Ausdrucks finden Sie unter: https://www.sozialministerium.at/site/Ministerium/Willkommen_im_Ministerium/Amtssignatur/Amtssignatur	

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000427

BMWET_Einschaetzung_SNE-GV_Teil2.cleaned.docx

Bundesministerium
Wirtschaft, Energie
und Tourismus

Sektion V, Abteilung 2a
SB: Geipel
Datum: 09.03.2026

Marktkonsultation SNE-Grundsatzverordnung Teil 2: Systemdienlichkeit

Bewertung der vorgeschlagenen Systemdienlichkeitskriterien der E-Control

Zusammenfassung

Der vorliegende Konsultationsentwurf zur SNE-Grundsatzverordnung Teil 2 setzt die gesetzliche Intention des ElWG bei der Förderung systemdienlicher Energiespeicher nur eingeschränkt um. Die kumulative Anwendung strenger Kriterien führt de facto dazu, dass ein Großteil der in Österreich installierten und künftig zu installierenden Speicher von einer Anerkennung als systemdienlich ausgeschlossen bleibt. Dies steht im Widerspruch zur politischen Zielsetzung, systemdienliches Potenzial von Speichern breit zu heben und die Energiewende voranzutreiben.

Besonders problematisch sind die folgenden Punkte, die im Detail analysiert werden:

- Ausschluss aller Speicher unter 1 MW (E-Mobilität, Heimspeicher, Gewerbeanlagen)
- Ausschluss aller verbrauchergebundenen Speicher, obwohl das ElWG ein Messkonzept-Regime bereitstellt, das messtechnische Abgrenzung ermöglicht
- VNEP-Standortpflicht als kumulative Voraussetzung statt als hinreichendes Kriterium
- Regelbare Leistung und flexibler Netzzugang stehen auf der Niederspannung nicht zur Verfügung – obwohl das ElWG allen Netzbenutzern einen Rechtsanspruch gibt
- Fehlende Commitments zu zeitvariablen Netznutzungsentgelten auf den höheren Netzebenen & Problematisches Entgeltdesign
- Vernachlässigung systemdienlicher Standortwahl bei den Verbraucher Netzanschlussentgelten

1. Analyse der Systemdienlichkeitskriterien für Speicher

1.1 Kumulative Kriterienhäufung schließt Mehrheit der Speicher aus

Der Entwurf sieht für die Einstufung als systemdienlicher Speicher (gem. § 127 Abs. 3 ElWG) sieben kumulativ zu erfüllende Voraussetzungen vor:

- Standort an einem im NEP/V-NEP ausgewiesenen Netzanschlusspunkt
- Mindestengpassleistung von 1 MW (einspeiseseitig)
- Aufrechter Engpassmanagement-Vertrag mit dem Regelzonenführer
- Akzeptanz von Betriebsbereich-Hüllkurven des Netzbetreibers
- Einhaltung von Blindleistungsvorgaben ohne Entschädigungsanspruch
- Mögliche weitere technische Vorgaben des Netzbetreibers
- Zuschlag in einer wettbewerblichen Ausschreibung

Die kumulative Anwendung aller sieben Kriterien führt dazu, dass in **der Praxis nur eine sehr kleine Anzahl von Großspeichern** (>1 MW, im Übertragungsnetz oder an ausgewiesenen Verteilernetzpunkten) **in den Genuss der Befreiung vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt gelangen kann**. Dies entspricht nicht der ursprünglichen politischen Intention des ElWG, welches systemdienliche Betriebsweisen breit fördern sollte.

1.2 Ausschluss von Kleinst- und Kleinspeichern (<1 MW)

Die Mindestleistungsanforderung von 1 MW einspeiseseitig schließt folgende Anlagenkategorien kategorisch aus:

- Alle Heimspeicher (typischerweise 5–30 kWh / 3–10 kW)
- Alle E-Mobilität-Speicher (bidirektionales Laden, V2G) unter 1 MW
- Alle Gewerbespeicher in KMU und Industrie unter 1 MW

Das systemdienliche Potenzial dieser dezentralen Ressourcen, aggregiert über viele Anlagen, ist erheblich und wird durch den vorliegenden Entwurf weitestgehend ignoriert. Der Entwurf sieht weder einen Aggregationspfad noch eine alternative Qualifikationsroute für Kleinanlagen vor.

Empfehlung: Netznutzungsentgelte für regelbare Leistung (gem. § 128 Abs. 4 ElWG) sollten als Befreiungsoption für *alle* Kleinspeicher unter 1 MW zur Verfügung stehen. Darüber hinaus ist ein gangbarer Aggregierungspfad vorzusehen, der es ermöglicht, Kleinspeicher über einen zugelassenen Aggregator gemeinsam als systemdienlich einstufen zu lassen, sofern das aggregierte Portfolio die technischen Anforderungen erfüllt.

1.3 Ausschluss verbrauchergebundener Speicher und Widerspruch zu § 111 Abs. 2&5 ElWG

Gemäß dem Entwurf ist ein Speicher, der Teil einer Kundenanlage mit Verbrauchsanlagen ist, von der Einstufung als systemdienlich explizit ausgeschlossen. Als Begründung wird Missbrauchsverhinderung angeführt. Diese pauschale Ausschlussregel ist aus folgenden Gründen abzulehnen:

- Gewerbliche Speicher (z.B. in Industrie, Handel, Rechenzentren) haben erhebliches systemdienliches Potenzial, das ungenutzt bliebe.
- Das ElWG erkennt in § 6 Abs. 1 Z 148 ausdrücklich auch Verbrauchsanlagen als systemdienlich betreibbar an. Der Entwurf widerspricht damit der gesetzlichen Systematik.
- Der Missbrauchsvorbehalt („Tür und Tor öffen für missbräuchliche Praktiken“)ist überdimensioniert: Angemessene Messtechnik und vertragliche Gestaltung kann Missbrauch effektiv verhindern, ohne ganze Anlagenkategorien auszuschließen.

Kritischer Hinweis: Der Entwurf ignoriert dabei offenbar die in § 111 Abs. 5 ElWG neu geschaffene Rechtsgrundlage für die Festlegung pauschalisierender Messkonzepte für Energiespeicher. Diese Bestimmung verpflichtet die Regulierungsbehörde, rechnerische Zuordnungsregeln für Energieflüsse über stationäre und mobile Speicher festzulegen, einschließlich Verlustannahmen und Speicherklassen. Das Gesetz schafft jedenfalls ausdrücklich die Grundlage für eine messtechnische Abgrenzung zwischen selbst erzeugter und netzbezogener Energie in Hybridanlagen. Die Einschränkung für co-located Speicher (ausschließlicher Bezug via Eigenerzeugung) ist ebenfalls nicht haltbar: § 111 Abs. 5 ElWG ermöglicht genau die messtechnische Differenzierung, die einen pauschalen Ausschluss entbehrlich macht.

Empfehlung: Statt eines pauschalen Ausschlusses sollte die E-Control im Rahmen ihrer Verpflichtungen gemäß § 111 ElWG konkrete Messkonzepte und Standardklassen für verbrauchergebundene Speicher definieren, unter denen eine systemdienliche Einstufung möglich ist.
Der Ausschluss von **Kundenanlagen mit Verbrauchsanlagen** bei der Einstufung als systemdienlich sollte ersatzlos gestrichen werden.

Die Einschränkung „ausschließlich Eigenerzeugung“ für co-located Speicher sollte ersatzlos gestrichen werden.

2. Das Standortkriterium (VNEP) als Voraussetzung

2.1 Der Standort als Proxy für Systemdienlichkeit

Der Entwurf macht den Standort an einem im NEP oder V-NEP ausgewiesenen Netzanschlusspunkt zur notwendigen Voraussetzung für alle systemdienlichen Speicher. Ein solcher Standort ist tatsächlich ein guter Indikator für systemdienliche Wirkung. Das Problem liegt nicht im Kriterium selbst, sondern in seiner Verwendung als kumulative, notwendige Bedingung.

2.2 Systemdienliches Potenzial außerhalb ausgewiesener Standorte

Die ausgewiesenen V-NEP-Standorte bilden zwangsläufig nur eine Minderheit der tatsächlich systemdienlichen Standorte ab, da Netzentwicklungspläne planungshorizont-bedingt (mind. 10 Jahre) statisch sind und lokale Engpässe auf der Niederspannungsebene typischerweise nicht ausgewiesen werden. Speicher an nicht ausgewiesenen Standorten können dennoch lokal entlastend wirken. .

Darüber hinaus greift die Beschränkung auf aktuelle Engpassgebiete zu kurz: Ziel der Systemdienlichkeitskriterien ist es gerade, systemdienliches Verhalten auch präventiv zu fördern – also perspektivischen Netzausbaubedarf zu verringern und damit langfristig Kosten zu sparen. Ein Speicher, der heute an einem noch nicht überlasteten Standort netzdienlich agiert, kann den künftigen Ausbaubedarf reduzieren und ist damit im Sinne des ElWG systemdienlich.

> **Empfehlung:** Der VNEP-Standort sollte als hinreichendes, nicht als notwendiges Kriterium gelten. Alternativ sollte ein Nachweisweg für Speicher an nicht ausgewiesenen Standorten geschaffen werden, sofern die *Betriebsweise* des Speichers systemdienlich ist.

3. Fehlende Ausgestaltung weiterer Systemdienlichkeitsinstrumente

3.1 Zeitvariable Netznutzungsentgelte auf allen Netzebenen

Das ElWG (§ 128 Abs. 3) gewährt allen Verbrauchern ausdrücklich das Recht auf zeitvariable Netznutzungsentgelte. Der Entwurf nennt lediglich den bereits eingeführten Reduzierten Sommer-Arbeitspreis (RSAP) auf NE 7 und verweist auf mögliche künftige Erweiterungen ohne konkretes Commitment.

Zeitvariable Netznutzungsentgelte sind ein zentrales Steuerungsinstrument für systemdienliches Verhalten aller Netzbenutzer. Ihr Fehlen auf den unteren Netzebenen verhindert, dass Heimspeicher, E-Mobilität und flexible Verbraucher systemdienliche Anreize erhalten.

Hinzu kommt ein strukturelles Defizit im vorgeschlagenen Tarifdesign: Feste und zeitvariable Netznutzungsentgelte sollten bestenfalls so gestaltet sein, dass die Kostenbelastung eines Verbrauchers mit Standardlastprofil (SLP) im Erwartungswert bei beiden Netznutzungsentgeltarten gleich hoch ist – die Preisspreizung also lediglich Verhaltensanreize setzt, nicht aber per se eine Umverteilung bewirkt. Ein Verbraucher, der keine Flexibilität nutzt und dessen Verbrauch dem Durchschnitt (SLP) entspricht, muss im zeitvariablen Netznutzungsentgeltmodell im Erwartungswert die gleichen Netzkosten tragen wie im festen Netznutzungsentgeltmodell. Bei aktiver Verhaltensänderung ist im Sinne der Anreizwirkung eine preisliche Besser- oder Schlechterstellung ausdrücklich gewünscht.

Der RSAP erfüllt dieses Prinzip nicht: Er ist für den Zeitraum 1. April bis 30. September, 10–16 Uhr, schlicht günstiger, ohne dass dies durch höhere Preise zu anderen Zeiten ausgeglichen wird. **Damit werden Verbraucher ohne Flexibilität strukturell schlechter gestellt – unabhängig von ihrem Verhalten.**

Empfehlung: Verbindlicher Fahrplan zur Einführung zeitvariabler Netznutzungsentgelte (z.B Time of Use) auf allen relevanten Netzebenen bis 2027. Neue Netzentgeltvarianten dürfen nicht-flexible Verbraucher bei unverändertem Standardlastverhalten nicht strukturell benachteiligen. Im Falle zeitvariabler Netznutzungsentgelte sollte die aktive Abweichung vom Standardlastprofil - je nach Verhalten - belohnt oder bepreist werden.

3.2 Regelbare Leistung und flexibler Netzzugang: komplementäre Instrumente für die Niederspannungsebene

Der Entwurf behandelt Netznutzungsentgelte für regelbare Leistung und den flexiblen Netzanschluss (gem. § 103 ElWG) als getrennte Instrumente. Laut Entwurf können Netznutzungsentgelte für regelbare Leistung dabei grundsätzlich vereinbart werden, flexible Netzanschlüsse nur unter der Voraussetzung unzureichender Netzkapazitäten am Standort. Das ist regulierungssystematisch unzutreffend: Regelbare Leistungskomponenten beim Netznutzungsentgelt sind das tarifliche Komplementär zum flexiblen Netzanschluss – zwei Seiten derselben Medaille.

Kernargument: Wenn der flexible Netzzugang/das Netznutzungsentgelt für regelbar Leistung allen Verbrauchern zur Verfügung stünde, wäre dies ein unbürokratischer Weg, um das systemdienliche Potenzial von Heimspeichern und E-Mobilität zu erschließen. Ein Heimspeicher- oder E-Mobilitäts-Betreiber, der dem Netzbetreiber dauerhaft flexible Einschränkungen seiner Bezugs- und Einspeiseleistung einräumt, erbringt damit unmittelbar einen Beitrag zur netzseitigen Kostenvermeidung – und handelt somit systemdienlich.

Empfehlung: Beide Instrumente als Komplementärpaar auf allen Netzebenen verfügbar machen.

3.3 Statische vs. dynamische Einschränkungen im Niederspannungsnetz

Der Entwurf sieht auf der Niederspannungsebene flexible Netzzugänge nur mit statischen Einschränkungen vor, während auf höheren Netzebenen dynamische Einschränkungen vorgesehen sind.

Rechtlicher Widerspruch: Das ElWG ermöglicht zwar statische Einschränkungen als Instrument des Netzbetreibers. Es sieht jedoch vor, dass ein Netzbenutzer, der dies begehrt, vom Netzbetreiber eine dynamische Einschränkungsregelung verlangen kann – unabhängig von der Netzebene. Ein genereller Ausschluss dynamischer Einschränkungen auf der Niederspannungsebene widerspricht damit dem individuellen Rechtsanspruch der Netzbenutzer. Dies ist insbesondere für Ladesäulen der E-Mobilität mit temporär hohen Leistungswerten nachteilig.

Empfehlung: Die Formulierung ist dahingehend zu präzisieren, dass statische Einschränkungen nur als Standardfall gelten. Auf Wunsch des Netzbenutzers ist der Netzbetreiber auch auf der Niederspannungsebene verpflichtet, dynamische Einschränkungen zu ermöglichen – sobald die technischen Voraussetzungen verfügbar sind.

3.4 Systemdienliche Standortwahl bei Verbrauchern

Der Entwurf berücksichtigt den systemdienlichen Standort ausschließlich für Erzeuger und Speicher. Die systemdienliche Wirkung des Standorts neuer (Groß)verbraucher (z.B. Rechenzentren, Elektrolyseure) auf Redispatchkosten und Netzausbaubedarf bleibt unberücksichtigt.

Damit lässt der VO-Entwurf § 130 Abs. 4 ElWG unberücksichtigt, wonach **bei der Bemessung des Netzanschlussentgelts systemdienliche Effekte der Standortwahl** zu berücksichtigen sind.

Empfehlung: Integration von Standortanreizen/Locational Signals für Verbraucher im Rahmen der Netzanschlussentgeltstruktur. Geographische Transparenz bezüglich der Netzanschlussentgelte.

4. Ausschreibungsmodell

Die vorgesehenen wettbewerblichen Ausschreibungen für systemdienliche Speicher auf hohen Netzebenen sind grundsätzlich zu begrüßen. Sie sichern Transparenz und Wettbewerb und ermöglichen eine effiziente Vergabe knapper Netzkapazitäten. Auf den hohen Netzebenen sind nur sehr wenige geeignete Standorte verfügbar, die auch ohne Netzentgeltbefreiung stark nachgefragt werden. Die Wirksamkeit des Instruments ist damit natürlich begrenzt, aber das wettbewerbliche Prinzip ist richtig. Es erscheint jedoch fraglich, ob und inwieweit diese Voraussetzung durch die Vorgaben des § 89 ElWG gedeckt ist.

5. Zusammenfassende Bewertung und Handlungsempfehlungen

Problematik	Empfehlung
1-MW-Mindestgrenze schließt Kleinspeicher aus	FCA/Netznutzungsentgelt für regelbare Leistung als Befreiungsoption für <1 MW; gangbaren Aggregierungspfad einführen
Pauschaler Ausschluss verbrauchergebundener Speicher	Messkonzept-Rahmen gem. § 111 ElWG nutzen; Nachweis statt Ausschluss
Einschränkung co-located Speicher auf Eigenerzeugung	Einschränkung streichen; messtechnische Abgrenzung gem. § 111 ermöglicht Differenzierung
VNEP-Standort als kumulative Pflicht; Beschränkung zu eng	Als hinreichendes Kriterium dort, wo der Standort sehr guter Proxy für systemdienliche Betriebsweise ist; alternativer Nachweisweg des systemdienlichen *Betriebs* für nicht ausgewiesene Standorte
Kein Commitment zu zeitvariablen Netznutzungsentgelten auf allen NE	Verbindlicher Fahrplan bis 2027 für alle Netzebenen Keine Diskriminierung von Verbrauchern ohne zeitvariables Netznutzungsentgelt.
Regelbare Leistung und flex. Netzzugang nicht auf NS verfügbar	Beide Instrumente als Komplementärpaar auf NS verfügbar machen; automatische Tarifwirkung
Statische Einschränkungen NS als Norm gesetzt	Dynamische Einschränkung auf Wunsch des Netzbenutzers als Rechtsanspruch klarstellen

Standortanreize für Verbraucher fehlen	Netzanschlussentgeltrabatt bei systemdienlichem Verbrauchsstandort

6. Fachliche Einschätzung

Der vorliegende Entwurf spiegelt eine äußerst restriktive Regulierungsphilosophie wider, die primär auf Missbrauchsvermeidung und Haushaltsneutralität für Netzbetreiber abzielt. Dies geht zu Lasten der politisch gewünschten breiten Mobilisierung systemdienlichen Speicherpotenzials.

Besonders auffällig ist, dass der Entwurf neue gesetzliche Instrumente, die das ElWG ausdrücklich geschaffen hat, nicht oder nur eingeschränkt berücksichtigt. Namentlich das Messkonzept-Regime gemäß § 111 Abs. 5 ElWG hätte als Grundlage dienen können **(**Orientierung kann der MiSpeL-Prozess zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten in Deutschland geben), Lösungsansätze für verbrauchergebundene und mobile Speicher zu entwickeln, statt einen pauschalen Ausschluss zu verankern. Ebenso erkennt die E-Control in ihrem eigenen Konsultationsdokument den dauerhaften flexiblen Netzzugang als Ausprägung systemdienlichen Betriebs an, zieht daraus aber nicht die naheliegende Konsequenz, diesen als niedrigschwelligen Pfad zur Erschließung des systemdienlichen Potenzials von Heimspeichern und E-Mobilität zu nutzen.

Die ursprüngliche Intention des ElWG – ein breites Spektrum an Anlagentypen zu systemdienlichem Betrieb zu beanreizen und damit aktiv zur effizienteren Netzauslastung und damit Kostenreduktion beizutragen – wird durch den Entwurf nicht umgesetzt.

V SNE 01/26
2026-05-07-D-000426

BMWET_Einschaetzung_SNE-GV_Teil1.cleaned.docx

Bundesministerium
Wirtschaft, Energie
und Tourismus

Sektion V, Abteilung 2a
SB: Geipel
Datum: 31.03.2026

Marktkonsultation SNE-Grundsatzverordnung Teil 1

Bewertung der vorgeschlagenen Entgeltstruktur (Netznutzungs- und Netzanschlussentgelt)

Zusammenfassung

Der Konsultationsentwurf zur SNE-GV Teil 1 legt eine grundsätzlich nachvollziehbare Systematik für die Neugestaltung der Netzentgelte vor. Die vorgesehene Absenkung des Arbeitspreisanteils zugunsten eines stärkeren Leistungspreises ist ein richtiger Schritt. In drei zentralen Punkten schöpft der Entwurf die gesetzlichen Möglichkeiten jedoch nicht aus:

- Die Entgeltstruktur ist noch nicht hinreichend kostenreflexiv: Ein hoher Arbeitspreisanteil senkt bei geringerem Netzbezug weiterhin den Finanzierungsbeitrag, obwohl sommerliche Verbrauchsrückgänge oder vermiedene sommerliche Bezugs- und Leistungsspitzen den erforderlichen Netzausbau nicht reduzieren, wenn winterliche Netzspitzen bestehen bleiben.
- Flexibilität auf Verbrauchsseite wird noch nicht ausreichend abgebildet.
- Beim Netzanschlussentgelt ist die Anreizwirkung für Verbrauchsanlagen noch nicht ausreichend konkretisiert: Die Reduktion des pauschalen Anteils bei netz- oder systemdienlichem Verhalten muss auch für Verbrauchsanlagen klar operationalisiert werden.

1. Entgeltstruktur: Netzfinanzierung und Differenzierung für flexible Verbraucher

1.1 Entgeltstruktur weiterhin nicht hinreichend kostenreflexiv

Die vorgesehene Absenkung des Arbeitspreisanteils zugunsten eines stärkeren Leistungspreises (Ziel: 40 %) ist ein richtiger Schritt. Gleichwohl bildet die Entgeltstruktur den tatsächlichen Beitrag zur Netzfinanzierung und Netzdimensionierung weiterhin nicht hinreichend kostenreflexiv ab.

Erstens bleibt der Arbeitspreisanteil so hoch, dass eine Reduktion der bezogenen Energiemenge den Finanzierungsbeitrag zum Netz weiterhin deutlich senkt. Prosumer mit PV-Anlagen und Speicher können ihren Netzbezug erheblich reduzieren und damit auch ihren Beitrag zur Netzfinanzierung verringern, obwohl ihr Netzanschluss für netzdimensionierende Belastungssituationen weiterhin vorgehalten werden muss.

Zweitens bildet die Orientierung an der höchsten Viertelstundenleistung des Monats den tatsächlichen Beitrag zur Netzdimensionierung nur eingeschränkt ab. Niedrige Bezugsverbräuche oder vermiedene Leistungsspitzen im Sommer verringern den erforderlichen Netzausbau nicht, wenn winterliche netzdimensionierende Spitzen unverändert bestehen bleiben. Gerade bei PV-dominierten Verbrauchsprofilen kann der Netzbezug in sommerlichen Monaten stark sinken, ohne dass dadurch die für die Netzdimensionierung maßgeblichen Belastungssituationen entschärft werden.

Im Ergebnis kann ein Haushalt mit PV und Speicher, der im Sommer weitgehend autark ist, seinen Finanzierungsbeitrag deutlich reduzieren, obwohl die für die Netzdimensionierung relevanten

Spitzen im Winter weiterhin aus dem Netz gedeckt werden müssen. Die Entgeltstruktur setzt damit noch kein hinreichend treffsicheres Signal für den tatsächlich netzrelevanten Leistungsbeitrag.

1.3 Nachteil für flexible Verbraucher durch Fokus auf reine Spitzenleistung

Der reine Fokus auf die höchste ¼-h-Spitze benachteiligt flexible Verbraucher (E-Mobilität, Wärmepumpen, Speicher) systematisch: Eine einzelne Lastspitze – etwa beim gleichzeitigen Laden eines E-Autos und Betrieb einer Wärmepumpe – bestimmt den gesamten Monats-Leistungspreis, auch wenn diese Spitze zu einem Zeitpunkt auftritt, an dem das Netz nicht ausgelastet ist.

Für flexible Verbraucher, die ihren Verbrauch in netzdienliche Zeiten verschieben können und wollen, sieht das ElWG explizit zeitvariable Netzentgelte vor (§ 128 Abs. 3). Time-of-Use-Netznutzungsentgelte würden es ermöglichen, nicht allein die höchste Leistungsspitze als solche zu bepreisen, sondern stärker auf jene Lastbeiträge abzustellen, die tatsächlich in netzbelastenden Zeitfenstern auftreten. Der Entwurf verweist lediglich auf den bestehenden Sommer-Nieder-Arbeitspreis (SNAP) auf NE 7 und enthält kein konkretes Commitment zur Ausweitung zeitvariabler Tarife.

Kernproblem: Der Entwurf differenziert Flexibilität auf Verbrauchsseite bislang nicht hinreichend systematisch.

Empfehlung: Die Entgeltstruktur sollte stärker zwischen flexiblen und inflexiblen Verbrauchern differenzieren. Für inflexible Verbraucher sollte die Bepreisung stärker an der tatsächlich netzrelevanten Höchstlast anknüpfen, um den tatsächlichen Dimensionierungsbeitrag treffsicherer kostenreflexiv abzubilden. Für flexible Verbraucher, die gemäß ElWG einen zeitvariablen Tarif in Anspruch nehmen, sollte ein Time-of-Use-NNE verfügbar sein, das Lastbeiträge in netzbelastenden Zeitfenstern gezielt adressiert. Die E-Control sollte einen verbindlichen Fahrplan zur Einführung zeitvariabler Tarife auf allen Netzebenen bis 2027 vorlegen.

3. Netzanschlussentgelt: fehlende Anreizkomponente für Verbraucher

Das Netzanschlussentgelt soll nach dem Konsultationsentwurf als zweigliedriges Modell aus aufwandsorientiertem Anteil (AWA) und pauschalem Anteil (PA) ausgestaltet werden. Die E-Control sieht eine Reduktion des PA um 30 % bei netz- oder systemdienlichem Verhalten vor (§ 130 Abs. 5 ElWG), wobei die Kriterien in Teil 2 spezifiziert werden.

Im Konsultationsentwurf bleibt jedoch unklar, ob, wie und unter welchen Voraussetzungen auch Verbrauchsanlagen diese PA-Reduktion tatsächlich in Anspruch nehmen können. Die Ausgestaltungsprinzipien adressieren jedenfalls bislang schwerpunktmäßig Erzeuger und Speicher. Verbraucher, die sich zu netz- oder systemdienlichem Verhalten verpflichten – etwa durch regelbare Leistung, flexiblen Netzzugang oder zeitvariable Tarife – sollten ebenso von einer Reduktion des Netzanschlussentgelts profitieren. Das ElWG eröffnet hierfür jedenfalls einen hinreichenden Anknüpfungspunkt und unterscheidet nicht ausdrücklich nach Anlagentyp.

Empfehlung: Die SNE-GV muss klarstellen, dass die PA-Reduktion bei netz- oder systemdienlichem Verhalten auch für Verbrauchsanlagen gilt. Ein Verbraucher, der regelbare Leistung nutzt oder einen flexiblen Netzzugang abschließt, sollte dies als Nachweis für systemdienliches Verhalten geltend machen können.

4. Fachliche Einschätzung

Der Entwurf legt eine solide technische Grundlage für die Neugestaltung der Netzentgelte. Die Absenkung des Arbeitspreisanteils ist ein richtiger Schritt. Die zentrale Schwäche liegt darin, dass die Entgeltstruktur den tatsächlichen Beitrag zur Netzfinanzierung und Netzdimensionierung bei Prosumern und sonstigen Netzbenutzern mit geringem Energiebezug noch nicht hinreichend kostenreflexiv abbildet und Flexibilität auf Verbrauchsseite noch nicht systematisch genug berücksichtigt wird. Das ElWG stellt mit zeitvariablen Netzentgelten und regelbarer Leistung die Instrumente bereit – der Entwurf nutzt sie nicht ausreichend.

5. Zusammenfassende Bewertung und Handlungsempfehlungen

Problematik	Empfehlung
Entgeltstruktur weiterhin nicht hinreichend kostenreflexiv: hoher Arbeitspreisanteil senkt bei geringerem Netzbezug den Finanzierungsbeitrag; niedrige Sommerverbräuche oder vermiedene sommerliche Bezugs- und Leistungsspitzen reduzieren den erforderlichen Netzausbau nicht, wenn winterliche netzdimensionierende Spitzen unverändert bleiben	Stärkere Differenzierung zwischen flexiblen und inflexiblen Verbrauchern; • für flexible Verbraucher Time-of-Use-NNE; zeitvariable Tarife auf allen Netzebenen bis 2027 • für inflexible Verbraucher stärkere Orientierung an netzrelevanten Höchstlasten (Jahreshöchstlast)
PA-Reduktion bei Systemdienlichkeit adressiert Verbrauchsanlagen bislang nicht hinreichend konkret	PA-Reduktion auch für Verbrauchsanlagen klar operationalisieren.