



**Diskussionspapier**

# **Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen**

**Entwurf zur öffentlichen Konsultation**

Version 1.0  
Stand: 05.03.2025

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>4</b>
1.1	Hintergrund	4
1.2	Ziele und Inhalt	4
1.3	Weiterführende Informationen	5
1.4	Disclaimer	5
1.4.1	Rechtsunverbindlichkeit	5
1.4.2	Stromerzeugungsanlagen in OeMAG-Vertragsverhältnis	5
<b>2</b>	<b>Begriffe und Definitionen</b>	<b>6</b>
2.1	Zählersystem	6
2.2	Anlagenbegriffe	7
<b>3</b>	<b>Hybridanlagen ohne Speicher</b>	<b>9</b>
3.1	Hintergrund	9
3.2	Berechnung virtueller Zählwerte	9
3.2.1	Viertelstunden-Aliquotierung ohne Gewichtungsfaktoren	10
3.2.2	Viertelstunden-Aliquotierung mit Gewichtungsfaktoren	11
3.2.3	Netzbezug zur Deckung des Eigenbedarfs von Stromerzeugungsanlagen bei Viertelstunden-Aliquotierung	12
<b>4</b>	<b>Kundenanlagen mit Speichern</b>	<b>13</b>
4.1	Speicher im Herkunftsnachweissystem	13
4.2	Unterscheidung nach Anlagenkonfigurationen	13
4.3	Berechnung virtueller Zählwerte	14
4.3.1	Viertelstunden-Aliquotierung	15
4.3.2	Virtuelle Trennung	15
4.4	Anlagenkonfigurationen: Beschreibungen und Anforderungen	18
4.5	Zusammenfassung	35
<b>5</b>	<b>Virtuelle Zählwerte in der Marktkommunikation</b>	<b>37</b>
<b>6</b>	<b>Anmerkungen zu ausgewählten Anwendungsfällen</b>	<b>39</b>
6.1	PV-Speicher auf Haushalts- und Kleinverbraucherebene	39
6.2	Rückspeisefähige Ladeeinrichtungen	39
<b>7</b>	<b>Derzeitige Rechtslage und Anpassungsbedarf im gesetzlich-regulatorischen Rahmen</b>	<b>41</b>
7.1	Derzeitige Rechtslage	41
7.1.1	Netzanschluss von Speichern	41
7.1.2	Netzentgelte und Abgaben	41
7.1.3	Virtuelle Zählpunkte	42
7.1.4	Allgemeine Bedingungen der OeMAG	42
7.1.5	Subzähler – Submessungen	42
7.2	Anpassungsbedarf im gesetzlich-regulatorischen Rahmen	43
7.2.1	Gesetzlicher Rahmen für Anlagenkonfigurationen mit Speicher	43
7.2.2	Regelungen für Zähler innerhalb von Kundenanlagen (Subzähler)	43
7.2.3	Stromkennzeichnungsverordnung	44

---

7.2.4	Netzentgelte und Abgaben .....	44
<b>8</b>	<b>Anhang</b> .....	<b>46</b>
<b>9</b>	<b>Quellen</b> .....	<b>47</b>

Entwurf

# 1 Einleitung

## 1.1 Hintergrund

Der aktuelle gesetzliche Rahmen beinhaltet kaum Regelungen für Anlagenkonfigurationen, die derzeit stark an Bedeutung gewinnen:

- elektrische Energiespeicher, die in bestehende Kundenanlagen integriert werden oder einen Netzanschluss mit Stromerzeugungs- und/oder Verbrauchsanlagen teilen und
- Hybridanlagen, also Stromerzeugungsanlagen, die zwei oder mehr Technologien bzw. Brennstoffkategorien einsetzen.

Elektrischen Energiespeichern kommt in einem zunehmend von volatiler Stromerzeugung geprägten Stromsystem eine wichtige Rolle in Hinblick auf Lastdeckung zu. Darüber hinaus können Speicher innerhalb von Kundenanlagen die netzwirksamen Einspeisespitzen mindern und zur Deckung von Lastspitzen eingesetzt werden. Hybridanlagen können dazu beitragen, dass die vorhandenen Netzanschlusskapazitäten und Infrastrukturen effizienter genutzt und Erneuerbare rascher in das Stromsystem integriert werden können. Wachsendes Interesse an Hybridanlagen ist also insbesondere in Zeiten und Regionen mit knappen Netzanschlusskapazitäten positiv zu sehen.

Sowohl Speicher als auch Hybridanlagen sind also aus systemischer und regulatorischer Sicht wünschens- und unterstützenswert.

## 1.2 Ziele und Inhalt

Unklare Rahmenbedingungen und Interpretationsspielraum im bestehenden Rechtsrahmen können Ineffizienzen und Verzögerungen beim Zubau von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energie und elektrischen Energiespeichern zur Folge haben. Das vorliegende Dokument soll dazu beitragen, dies zu vermeiden und Lösungsansätze zu entwickeln, um zukünftig neue Anlagenkonzepte durch die Netzbetreiber österreichweit einheitlich zu behandeln.

Aus den genannten Gründen hat die E-Control im Rahmen des vorliegenden Dokumentes Ansätze und Konzepte erstellt, wie in einem künftigen regulatorischen Rahmen Energiespeicher und Hybridanlagen behandelt werden könnten. Die im Folgenden dargestellten Konzepte für Speicher sind als Diskussionsgrundlage für die Umsetzung neuer Anlagenkonfigurationen zu verstehen. Wir weisen darauf hin, dass manche der in diesem Konsultationsentwurf enthaltenen Erwägungen derzeit keine rechtliche Grundlage in der bestehenden Gesetzeslage finden. Die Konsultation dieses Dokumentes zielt darauf ab, mit den betroffenen Stakeholdern praktikable Lösungen abzustimmen, die der gesetzgebenden Körperschaft als Basis für gesetzliche Regelungen dienen können.

Nach einer Klärung wichtiger Begriffe und Definitionen in Kapitel 2 wird auf hybride Stromerzeugungsanlagen (Kapitel 3) und Kundenanlagen mit Speichern (Kapitel 4) eingegangen. Schwerpunkte liegen dabei auf Anforderungen hinsichtlich Verzählerung und Methoden zur rechnerischen Ermittlung von Zählwerten (virtuelle Zählwerte). In Kapitel 5 wird erörtert, in welchen Bereichen der Marktkommunikation virtuelle Zählwerte anstelle gemessener Zählerdaten bei Anwendung der in Kapitel 3 und 4 beschriebenen Methoden heranzuziehen sind (also als „Istwerte“ im Sinne der Sonstigen Marktregeln [1] gelten). Kapitel 6 thematisiert ausgewählte Anwendungsfälle und stellt Möglichkeiten für Betreiber kleiner PV-Speicher und rückspeisefähiger Ladeeinrichtungen (Vehicle-to-Grid) im bestehenden Rechtsrahmen klar.

Um eine klare Abgrenzung zwischen Aspekten bzw. Konzepten mit und ohne derzeit gültiger Rechtsbasis zu schaffen, wird in den Kapiteln 2 bis 6 (meist in Fußnoten) auf die aktuelle Rechtslage eingegangen. Kapitel 7 beinhaltet schließlich eine Zusammenfassung und Diskussion des derzeitigen

Rechtsrahmens in Hinblick auf Netzanschluss, Netzentgelte und Herkunftsnachweise, sowie von Anpassungsbedarf zur Etablierung eines aus Sicht der E-Control klaren und zweckmäßigen Rechtsrahmens.

Ein Abkürzungsverzeichnis befindet sich im Anhang.

### **1.3 Weiterführende Informationen**

Hinsichtlich technischer Anforderungen an Speicher und Stromerzeugungsanlagen wird allgemein auf die Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR) auf der Homepage der E-Control (<https://www.e-control.at/bereich-recht/tor>) verwiesen. Für Speicher sind sowohl die TOR Verteilernetzanschluss als auch die TOR Stromerzeugungsanlagen der jeweiligen Spannungsebene (Hoch-/Mittel-/Niederspannung) bzw. Leistungskategorie (Typeneinteilung A bis D) relevant (siehe dazu auch Abschnitt 7.1.1).

### **1.4 Disclaimer**

#### **1.4.1 Rechtsunverbindlichkeit**

Dieses Dokument stellt eine unverbindliche Information zum Netzanschluss von elektrischen Energiespeichern und hybriden Stromerzeugungsanlagen dar. Behördliche Entscheidungen, ob von der E-Control oder von anderen Behörden oder gesetzliche Regelungen, werden damit nicht präjudiziert.

#### **1.4.2 Stromerzeugungsanlagen in OeMAG-Vertragsverhältnis**

Bei einer Erweiterung einer Stromerzeugungsanlage, die in einem Vertragsverhältnis mit der Abwicklungsstelle für Ökostrom (OeMAG) steht, sind die Zulässigkeit und allfällige Voraussetzungen vorab mit der OeMAG bzw. dem Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) abzuklären. Die in dem vorliegenden Dokument dargestellten Anlagenkonfigurationen sind in Verbindung mit Prämien- oder Einspeisetarif-Förderungen mitunter unzulässig. Eine Erweiterung dieses Dokumentes um diesbezügliche Informationen ist in Planung.

## 2 Begriffe und Definitionen

### 2.1 Zählersystem

**Intelligentes Messgerät:** eine technische Einrichtung, die den tatsächlichen Energieverbrauch und Nutzungszeitraum zeitnah misst, und die über eine fernauslesbare, bidirektionale Datenübertragung verfügt. (§ 7 Abs. 1 Z 31 EIWOG 2010) [2]

**konventioneller Zähler:** Analoger oder elektronischer Zähler, der Daten nicht übermitteln und empfangen kann. [3]

**Zähler** wird hier als Synonym für „intelligentes Messgerät“ verwendet.

**Zählpunkt:** Die Einspeise- bzw. Entnahmestelle, an der eine Energiemenge zähltechnisch erfasst und registriert wird. [3]

**Zählwert:** Darunter werden alle in einem Zähler oder einer Zähleinrichtung vorhandenen Informationen wie Zählerstände, Energiewerte, Leistungen, Tarifkonten und Maximalwerte etc. verstanden. [4]

Im vorliegenden sind mit „Zählwerten“ stets Energiewerte gemeint.

Für die gegenständliche Thematik werden Anlagenkonfigurationen betrachtet, bei denen neben der Messung der netzwirksamen Bezugs- und Einspeisemengen durch einen „**Hauptzähler**“ weitere Messungen innerhalb der Kundenanlage („**Subzähler**“) zum Einsatz kommen (siehe Abbildung 1 links).

Hauptzählern sind **Hauptzählpunkte** (mit Zählpunktnummern) und **Hauptzählwerte** zugeordnet, während Subzähler mit **virtuellen Zählpunkten** (mit Zählpunktnummern) und **virtuellen Zählwerten** in Verbindung stehen. Im Gegensatz zu Hauptzählwerten entsprechen virtuelle Zählwerte nicht notwendigerweise den (gemessenen) **Subzählwerten**, sondern werden mittels definierter Rechenregeln aus den Sub- und Hauptzählwerten abgeleitet (siehe Abbildung 1 rechts).

Virtuelle Zählwerte gehen grundsätzlich als „**Ist-Werte**“ (siehe [1]) in die Marktkommunikation ein und werden anstelle gemessener Zählwerte für Abrechnung und Clearing sowie für das Herkunftsnachweissystem herangezogen.<sup>1</sup> Für die Abrechnung von Netzentgelten sind hingegen die Hauptzählwerte, also die gemessenen Energieflüsse gegenüber dem öffentlichen Netz, maßgeblich (siehe Erläuterungen in Abschnitt 5). Daher ist es wichtig, dass virtuelle Zählpunkte in der Zählpunktbezeichnung klar als solche gekennzeichnet werden, die Zuordenbarkeit zu dem übergeordneten Hauptzählpunkt gewährleistet ist, und in jeder Abrechnungsperiode (Viertelstunde) der Saldo der virtuellen Zählwerte exakt mit dem Saldo der Hauptzählwerte (in Bezugs- und Einspeiserichtung) übereinstimmt.

---

<sup>1</sup> Für hybride Stromerzeugungsanlagen erfolgt dies bereits seit Längerem auf Basis bilateraler Vereinbarungen. Für die in Abschnitt 4 beschriebenen Anwendungsfälle (Anlagenkonfigurationen mit Speichern) sind virtuelle Zählpunkte bislang nicht in Verwendung.

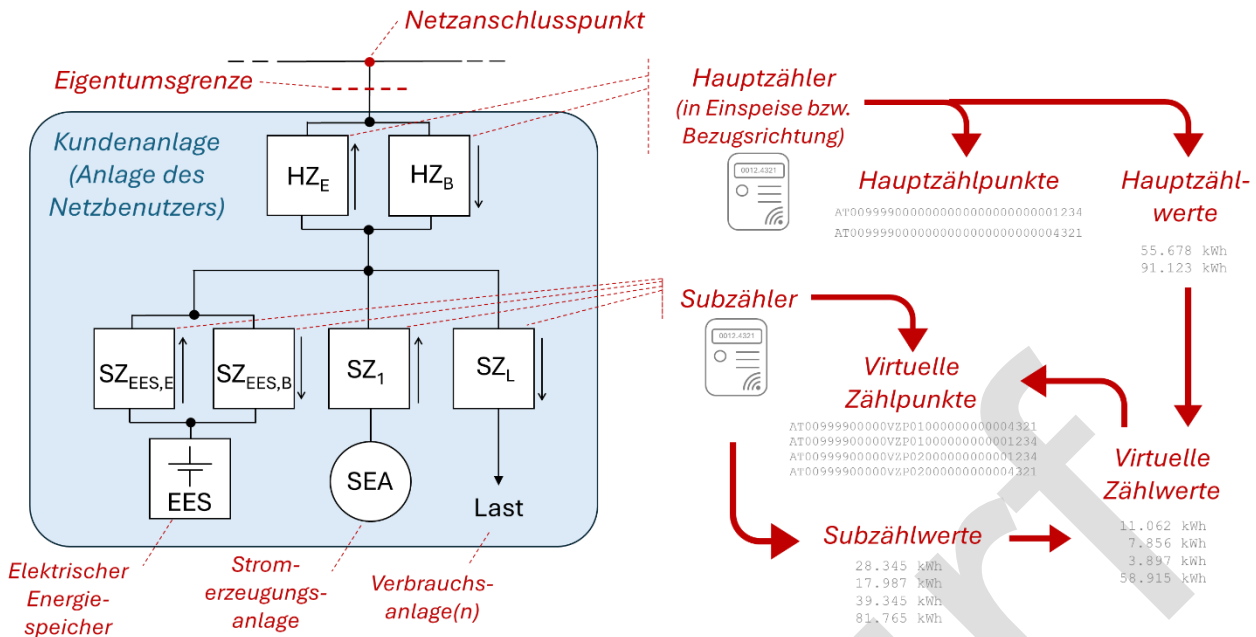


Abbildung 1: Schematische Darstellung einer exemplarischen Kundenanlage mit Stromerzeugungsanlage, Speicher und Lasten, Hauptzähler und Subzählern<sup>2</sup>. Zählern sind Zählernummern zugeordnet; mit Zählwerten sind hier – gemessene oder berechnete – Energiemengen gemeint.

## 2.2 Anlagenbegriffe

**Anlage des Netzbenutzers:** eine Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, eine Verbrauchsanlage oder ein elektrischer Energiespeicher sowie deren beliebige Kombination. [4]

**Elektrischer Energiespeicher:** eine Anlage oder eine Einheit einer Anlage, die elektrische Energie aufnehmen, zwischenspeichern und zeitverzögert wieder in Form elektrischer Energie abgeben kann. [4]

**Energiespeicheranlage:** eine Anlage, in der Energiespeicherung erfolgt. [3]

**Energiespeicherung:** 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 ein anderer Energieträger“. [3]

**Hybride Stromerzeugungsanlage:** eine Stromerzeugungsanlage, die aus Kombinationen mehrerer Stromerzeugungseinheiten bzw. -anlagen mit oder ohne Energiespeicheranlage besteht und mindestens zwei unterschiedliche Primärenergieträger nutzt. [5]

**Hybridanlage** wird hier als Synonym für „hybride Stromerzeugungsanlage“ verwendet.

**Kundenanlage** ist laut TOR Begriffe [4] gleichbedeutend mit „Anlage des Netzbenutzers“

<sup>2</sup> Grundsätzlich werden zur Messung bidirektionaler Energieflüsse in der Regel Zweirichtungszähler installiert; es handelt sich dann physisch also nicht – wie aus der schematischen Darstellung in Abbildung 1 abgeleitet werden könnte – um zwei separate Zähler. Für die Abbildungen in diesem Papier wurde diese Darstellung gewählt, um die Notwendigkeit von Messungen in Einspeise- und Bezugsrichtung hervorzuheben und Übereinstimmung zwischen den Beschriftungen in Darstellungen und Formelzeichen zu gewährleisten.

„**Speicher**“ wird hier als Synonym für „elektrischer Energiespeicher“ verwendet.

**Stromerzeugungsanlage:** Eine oder mehrere Stromerzeugungseinheiten zur Erzeugung von elektrischer Energie, die an einem Netzanschlusspunkt an das Netz angeschlossen ist bzw. sind. [3]

**Stromerzeugungseinheit, Erzeugungseinheit:** Eine nach bestimmten Kriterien abgrenzbare Einheit einer Stromerzeugungsanlage zur Erzeugung von elektrischer Energie.

*Anmerkung:* Es kann sich dabei beispielsweise um einen Maschinensatz eines Wärme- oder Wasserkraftwerkes, eine Windturbine oder einen Wechselrichter mit dazugehörigem PV-Generatorfeld handeln. [4]

**Verbrauchsanlage:** Eine Anlage, die elektrische Energie bezieht und an einem Netzanschlusspunkt mit dem Netz verbunden ist. [3]



## 3 Hybridanlagen ohne Speicher

### 3.1 Hintergrund

Aus verschiedenen Gründen kann es notwendig oder zweckmäßig sein, mehrere Stromerzeugungsanlagen über denselben Netzanschluss- und Hauptzählpunkt an das öffentliche Netz anzuschließen. Typische Beispiele sind Windparks, die um eine Photovoltaikanlage (PV-Anlage) erweitert werden, wobei eine Erhöhung des Einspeiserechtes (netzwirksame Leistung) entweder nicht möglich oder vom Anlagenbetreiber nicht gewünscht ist. Im Bereich Industrie oder Gewerbe können zur Eigenversorgung verschiedene Technologien zum Einsatz kommen (bspw. eine Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage und eine PV-Anlage); damit beide Technologien ohne Umweg über das öffentliche Netz der Eigenversorgung dienen können, müssen beide innerhalb der Kundenanlage angeschlossen sein. Auch bei solchen Eigenversorgungsanlagen können zeitweise Überschüsse generiert werden, die ins Netz eingespeist werden.

Wenn es sich bei den Stromerzeugungsanlagen, wie in diesen Beispielen, um unterschiedliche Technologien handelt bzw. unterschiedliche Brennstoffkategorien zum Einsatz kommen<sup>3</sup>, muss die ins öffentliche Netz eingespeiste Energiemenge eindeutig und nach klaren Regelungen den jeweiligen Stromerzeugungsanlagen zugeordnet werden. Dies sollte von den Netzbetreibern nach den im folgenden Abschnitt beschriebenen Berechnungsmethoden durchgeführt werden. Die Methoden sind für Kundenanlagen mit beliebig vielen Stromerzeugungsanlagen/-einheiten sowie Verbrauchsanlagen anwendbar. Die Anzahl an Subzählern sollte jedoch im Sinne der Kosteneffizienz grundsätzlich möglichst gering gehalten werden, indem gleichartige Anlagen bzw. technische Einheiten zusammengefasst werden. Separate Messungen sind nur insoweit vorzusehen, als dies für die Ableitung der für die Marktkommunikation bzw. für Herkunftsnachweise benötigten virtuellen Zählwerte erforderlich ist.<sup>4</sup>

Für Kundenanlagen mit Speichern sind die im Folgenden beschriebenen Methoden nur unter bestimmten Voraussetzungen anwendbar (siehe Abschnitt 4).

### 3.2 Berechnung virtueller Zählwerte

Ziel der im Folgenden beschriebenen Methoden ist die Aufteilung der Hauptzähler-Messwerte auf Stromerzeugungsanlagen bzw. -einheiten. Dies ist für die korrekte Ausstellung von Herkunftsnachweisen erforderlich. Darüber hinaus können die einzelnen Stromerzeugungsanlagen unterschiedlichen Bilanzgruppen zugeordnet und deren Erzeugungsmengen unterschiedlich vermarktet werden.

Die Summe viertelstündlicher Subzählwerte entspricht bei hybriden Stromerzeugungsanlagen im Allgemeinen nicht (exakt) dem Hauptzählwert dieser Viertelstunde, weshalb es Inkonsistenzen in der Energiebilanz zur Folge hätte, wenn Subzählwerte für die Vermarktung bzw. Marktkommunikation

<sup>3</sup> Siehe Detaillierungsgrad 1 lt. Anlage 1 bzw. Brennstoffkategorien gemäß Detaillierungsgrad 1 bis 2 lt. Anlage 2 der Netzbekanntmachung über die Kategorisierung von Netznutzern (Netzbekanntmachung) vom 12. März 2024.

<sup>4</sup> Für virtuelle Zählpunkte bestehen derzeit keine gesetzlichen Vorgaben, sie werden jedoch seit 2017 in den Sonstigen Marktregeln der E-Control [11] als mögliche bilaterale Lösung zwischen Netzbetreiber und Netzbekanntmachung erwähnt: „Physischen Zählrichtungen von Erzeugungsanlagen, die gemäß TOR Teil F „Technische Regeln für Zählwerterfassung und Zählwertübertragung“, Anlage 4 „Übersicht zur Zählpunktbildung“ nur einen Zählpunkt bilden, können bei Bedarf – insbesondere zur Zuordnung der Energiemenge auf verschiedene Bilanzgruppen – mehrere virtuelle Zählpunkte zugeordnet werden.“

Die Aufteilung der elektrischen Energie auf die virtuellen Zählpunkte hat prioritär auf Basis von gemessenen Viertelstundenwerten zu erfolgen. (..) Die Anwendung virtueller Zählpunkte bedarf einer gesonderten Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Netzbekanntmachung.

In Abschnitt 7 wird auf die Rechtslage im Detail eingegangen.

herangezogen würden. Gründe für Abweichungen können neben Verlusten innerhalb der Kundenanlage auch Messabweichungen, der Strombezug der evtl. in der Kundenanlage vorhandenen Lasten sowie Eigenverbrauch von Stromerzeugungsanlagen sein.

Abhängig von der Position der Subzähler kommt für die Berechnung virtueller Zählwerte von Hybridanlagen eine Methode mit oder ohne Gewichtungsfaktoren zur Anwendung.<sup>5</sup>

### 3.2.1 Viertelstunden-Aliquotierung ohne Gewichtungsfaktoren

Erfolgen sämtliche Subzählermessungen auf demselben Spannungsniveau (Abbildung 2 zeigt schematisch eine solche Hybridanlage mit n Stromerzeugungsanlagen/-einheiten.), wird die am Hauptzähler gemessene Leistung entsprechend den Verhältnissen der Subzähler-Messwerte den einzelnen Anlagen/Einheiten zugeteilt.

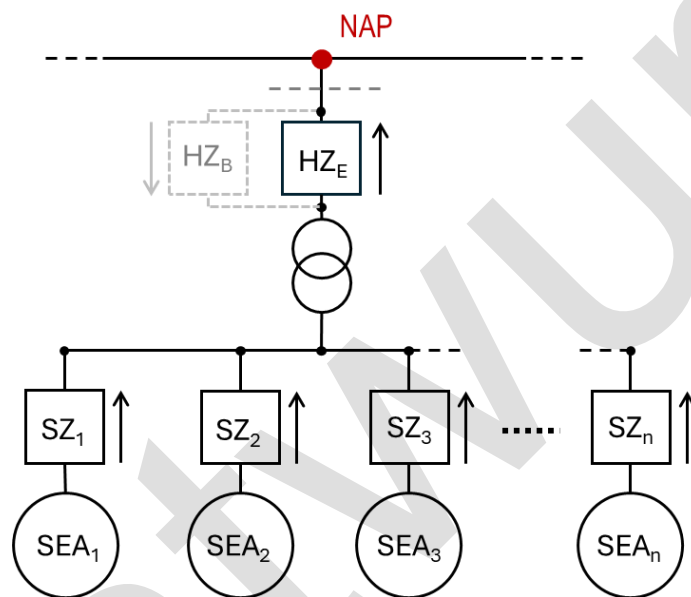


Abbildung 2: Exemplarische Darstellung einer Hybridanlage mit n Stromerzeugungsanlagen bzw. -einheiten (SEA<sub>i</sub>) und Subzählern (SZ<sub>i</sub>) sowie einem Hauptzähler in Einspeiserichtung (HZ<sub>E</sub>) und einem Bezugszähler für Eigenbedarf der Anlagen (HZ<sub>B</sub>)

Die virtuellen Zählwerte werden nach der folgenden Formel berechnet:

$$VZW_{SEA,i} = HZW_E \cdot \frac{SZW_i}{\sum_{j=1}^n SZW_j}$$

HZW<sub>E</sub> .....gemessener Viertelstunden-Zählwert des Hauptzählers (Hauptzählwert) in Einspeiserichtung (in kWh)

SZW<sub>i</sub> .....gemessener Viertelstunden-Zählwert (in kWh) des Subzählers SZ<sub>i</sub> (Subzählwert in kWh)

<sup>5</sup> Bestehende bilaterale Vereinbarungen über virtuelle Zählpunkte zwischen Netzbenutzern und Netzbetreibern umfassen teils auch Regelungen zu Gewichtungsfaktoren. Es gibt bislang keine gesetzlichen oder regulatorischen Vorgaben, wie diese Gewichtungsfaktoren zu ermitteln sind.

$VZW_i$ .....virtueller Viertelstunden-Zählwert der Anlage/Einheit  $SEA_i$  (in kWh)

Die folgende Abbildung illustriert diesen Ansatz der rechnerischen Zählwertermittlung anhand eines hypothetischen Hybridparks mit 3 Technologien. Die Anteile der virtuellen Zählwerte  $VZW_1$  bis  $VZW_3$  entsprechen im Fall der Viertelstunden-Aliquotierung ohne Gewichtungsfaktoren den relativen Anteilen der Subzähler-Messwerte. Die Summe der virtuellen Zählwerte entspricht dem Hauptzähler-Messwert.

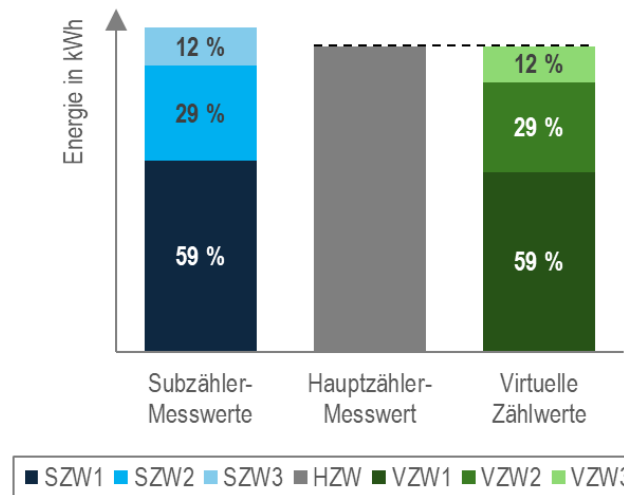


Abbildung 3: Veranschaulichung der Ableitung virtueller Zählwerte aus Haupt- und Subzählwerten anhand des Beispiels eines Hybridparks mit drei Technologien (Abkürzungen: siehe Text bzw. Anhang)

### 3.2.2 Viertelstunden-Aliquotierung mit Gewichtungsfaktoren

Werden aus praktischen Gründen Subzähler auf unterschiedlichen Spannungsniveaus installiert oder bestehen nennenswerte Unterschiede bei Übertragungsverlusten innerhalb der Kundenanlage, kann mittels Gewichtungsfaktoren eine Korrektur erfolgen. Dabei werden jeder separat gemessenen Stromerzeugungsanlage/-einheit ein Gewichtungsfaktor  $f_i$  zugeordnet. Die Berechnung der virtuellen Zählwerte erfolgt dann nach der folgenden Formel:

$$VZW_{SEA,i} = HZW_E \cdot \frac{SZW_i \cdot f_i}{\sum_{j=1}^n (SZW_j \cdot f_j)}$$

$f_i$ .....Gewichtungsfaktor der Stromerzeugungsanlage/-einheit  $SEA_i$

Wenn die Verluste  $v_i$  zwischen den Generatorklemmen und den jeweiligen Subzählpunkten jeder Anlage/Einheit bekannt sind bzw. in guter Näherung geschätzt werden können, können die Gewichtungsfaktoren  $f_i$  beispielsweise folgendermaßen berechnet werden:

$$f_i = \frac{1}{(1 - v_i)}$$

$v_i$ .....Verluste zwischen den Generatorklemmen der Anlage/Einheit  $SEA_i$  und zugehörigem Subzähler in Prozent der Leistung an den Generatorklemmen

Die folgende Abbildung zeigt ein illustratives Beispiel für eine Hybridanlage, für die mittels Viertelstunden-Aliquotierung mit Gewichtungsfaktoren virtuelle Zählwerte berechnet werden. Da die Subzähler auf unterschiedlichen Spannungsebenen messen und die Stromerzeugung von SEA<sub>1</sub> abzüglich Umspannverluste, von SEA<sub>2</sub> hingegen zuzüglich anschließender Umspannverluste in der Kundenanlage gemessen wird, ist die Anwendung von Gewichtungsfaktoren angebracht.

In diesem Beispiel wurde angenommen, dass die Verluste zwischen den Generatorklemmen von SEA<sub>1</sub> und dem Subzähler SZ<sub>1</sub>  $v_1 = 5\%$  betragen (Umspann- und Übertragungsverluste; zur Illustration unrealistisch hoch angenommen), während die Verluste zwischen den Generatorklemmen von SEA<sub>2</sub> und SZ<sub>2</sub> als vernachlässigbar angenommen sind ( $v_2 = 0$ ). Die Gewichtungsfaktoren ergeben sich gemäß obiger Formel zu  $f_1 = \left(\frac{1}{1-0,05}\right) = 1,053$  bzw.  $f_2 = 1$ . Die Subzählwerte SZW<sub>1</sub> werden für die Berechnung der virtuellen Zählwerte also um den Faktor 1,053 erhöht, um den Verlusten „vor“ dem Subzähler SZ<sub>1</sub> Rechnung zu tragen, während die Subzählwerte SZW<sub>2</sub> ungewichtet (mit dem Faktor 1) in die Berechnung der virtuellen Zählwerte eingehen.

Die Bereinigung mittels Gewichtungsfaktoren hat zur Folge, dass das Verhältnis der virtuellen Zählwerte VZW<sub>1</sub> und VZW<sub>2</sub> nicht exakt jenem der Messwerte SZW<sub>1</sub> und SZW<sub>2</sub> entspricht. Die Summe der virtuellen Zählwerte stimmt aber wie im Fall ohne Gewichtungsfaktoren mit dem Hauptzähler-Messwert überein (siehe Abbildung 4 rechts).

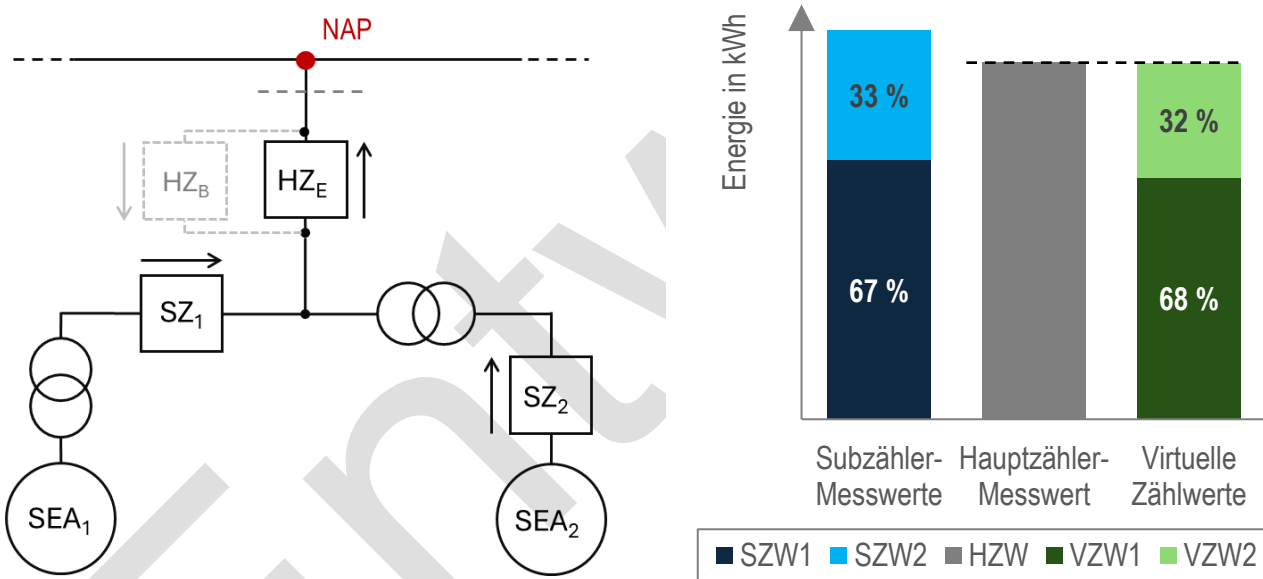


Abbildung 4: Veranschaulichung der Ableitung virtueller Zählwerte unter Berücksichtigung von Gewichtungsfaktoren anhand des Beispiels eines Hybridparks mit zwei Stromerzeugungsanlagen (SEA) (weitere Abkürzungen: siehe Text bzw. Anhang).

### 3.2.3 Netzbezug zur Deckung des Eigenbedarfs von Stromerzeugungsanlagen bei Viertelstunden-Aliquotierung

Netzbezug zur Deckung des Eigenbedarfs von Stromerzeugungsanlagen muss mittels eines (Haupt-)Bezugszählers (in den Abbildungen 2 und 4 hellgrau eingezeichnet) gemessen werden. Der entsprechende Zählwert spielt für die Berechnung der virtuellen Zählwerte mittels Viertelstunden-Aliquotierung keine Rolle und geht 1:1 als Netzbezug in die Marktkommunikation ein.

## 4 Kundenanlagen mit Speichern

### 4.1 Speicher im Herkunftsnachweissystem

In Österreich muss auf jeder Stromrechnung die Stromzusammensetzung ausgewiesen werden. Der Nachweis dieser Stromzusammensetzung erfolgt mit Herkunftsnachweisen (HKN). Herkunftsnachweise durchlaufen in der Stromnachweisdatenbank der E-Control einen Lebenszyklus, der mit der Generierung beginnt und mit dem Entwerten endet. Die Information über die in der Stromnachweisdatenbank für eine bestimmte Anlage zu generierende Anzahl an HKN stammt im Wesentlichen aus der Marktkommunikation via EDA<sup>6</sup> und basiert auf den Zählwerten von Einspeise- und Bezugszählern.

Die Speicherung elektrischer Energie wird in der Stromnachweisdatenbank mittels „Speicherkonten“ abgebildet. HKN im Ausmaß der je Kalendermonat eingespeicherten Energiemenge müssen auf das Speicherkonto eines elektrischen Energiespeichers transferiert werden. Wird Strom aus dem Speicher ins Netz eingespeist, fließen in weiterer Folge auch die gespeicherten HKN zurück in das System, um ein lückenloses Herkunftsnachweissystem zu gewährleisten.<sup>7</sup> HKN in Höhe der Speicherverluste werden entwertet. Dieser in § 10 Stromkennzeichnungsverordnung (KenV) 2022 [6] geregelte Ablauf sieht vor, dass Netzbetreiber die von Speichern aufgenommenen und abgegebenen Energiemengen auf monatlicher Basis melden. Für Speicher, die in Kundenanlagen angeschlossen sind, sind daher grundsätzlich Subzähler in Bezugs- und Einspeiserichtung vorzusehen.

Eine Ausnahme gilt für Anlagen mit einer Speicherkapazität unter 250 kWh: Gemäß § 78 Abs 8 EIWOG 2010 [2] sind diese von den Regelungen zu Herkunftsnachweisen ausgenommen. Dementsprechend betreffen die Regelungen gemäß § 10 KenV 2022 ebenfalls nur Speicher ab (d.h.  $\geq$ ) 250 kWh Speicherkapazität. Diese Ausnahme für Speicher unter 250 kWh impliziert eine Unschärfe im Herkunftsnachweissystem, die vom Gesetzgeber in Abwägung von Aufwand und Nutzen als akzeptabel erachtet wurde. Die Betriebsweise des Speichers (beispielsweise, ob dieser ausschließlich mit Eigenerzeugung geladen wird) spielt nach derzeitiger Rechtslage keine Rolle.

### 4.2 Unterscheidung nach Anlagenkonfigurationen

Die Anforderungen hinsichtlich Subzähler, und ob eine Berechnungsmethode für virtuelle Zählwerte zur Anwendung kommt, hängt bei Kundenanlagen mit Speichern von folgenden Merkmalen ab:

- **Vorhandene Anlagenkomponenten:** Sind neben dem elektrischen Energiespeicher (EES) auch Stromerzeugungsanlagen (SEA) und/oder Lasten (L) vorhanden?
- **Betriebsweise des Speichers:** Welche Energieflüsse treten gemäß dem Betriebskonzept des Speichers auf? Wird der Speicher aus Netzbezug oder lediglich aus Eigenerzeugung geladen? Erfolgt Netzeinspeisung aus dem Speicher?<sup>8</sup>
  - „*Speicherladung aus Netzbezug*“ liegt vor, wenn die Speichersteuerung bzw. das Energiemanagementsystem der Kundenanlage während eines Bezugs aus dem Netz (d.h. während die momentane Bezugsleistung gegenüber den öffentlichen Netz größer Null ist) einen Ladebetrieb des Speichers zulässt.

---

<sup>6</sup> EDA steht für „Energiewirtschaftlicher Datenaustausch“ und bezeichnet die elektronische Kommunikationsplattform, über die der Datenaustausch zwischen sämtlichen Marktteilnehmern der österreichischen Energiewirtschaft bewerkstelligt wird (siehe <https://www.eda.at/wie-funktioniert-eda#konzept>).

<sup>7</sup> Die Deklaration als „Graustrom“, also Strom unbekannter Herkunft, ist in Österreich gemäß § 9 Abs 4 der Stromkennzeichnungsverordnung 2014 seit Jänner 2015 nicht mehr zulässig.

<sup>8</sup> Im derzeitigen gesetzlichen Rahmen sind keine derartigen Unterscheidungen definiert.

- o „Netzeinspeisung aus dem Speicher“ findet statt, wenn die (momentane) Einspeiseleistung am Hauptzählpunkt die Summe der (momentanen) Leistung aller Stromerzeugungsanlagen hinter dem Hauptzählpunkt übersteigt. Wenn die Speichersteuerung bzw. das Energiemanagementsystem dies zuverlässig verhindert, kann jegliche Netzeinspeisung den Stromerzeugungsanlagen zugerechnet werden.

Für beide Kriterien ist eine Steuerung des Speicherbetriebs auf Basis von Momentanwerten maßgeblich, also Messwerte mit einer Auflösung im Sekundenbereich, nicht etwa Viertelstundenwerte.

Wird Speicherladung aus Netzbezug bzw. Netzeinspeisung aus dem Speicher gemäß Anlagensteuerung/-parametrierung verhindert, erscheinen reduzierte Anforderungen angebracht (siehe Abschnitt 4.4). Als Voraussetzung dafür kann das Vorliegen einer Bestätigung durch den ausführenden Elektrofachbetrieb, die dem Netzbetreiber im Zuge des Netzanschlusses zu übermitteln ist, dienen.

Tabelle 1 zeigt die im Folgenden verwendete Systematisierung auf Basis der vorhandenen Anlagenkomponenten und der Betriebsweise des Speichers. Jede praxisrelevante Anlagenkonfiguration (AK 1 bis 15) wird in Abschnitt 4.4 hinsichtlich ihrer Anwendungsfälle sowie der Notwendigkeit von Subzählern beschrieben. Weiters wird erläutert, ob die Berechnung virtueller Zählwerte erforderlich ist. Dabei kommen zwei verschiedene Methoden zur Anwendung, die im folgenden Abschnitt erläutert werden.

Tabelle 1: Systematisierung aller praxisrelevanten Konfigurationen von Kundenanlagen mit Speichern

		Anlagenkomponenten					
		EES ("Stand-alone-Speicher")	EES, L	EES, SEA	EES, SEA, L	EES, >1 SEA	EES, >1 SEA, L
Nein	Nein	<del></del>	<del></del>	<del></del>	AK 6	<del></del>	AK 12
	Ja	<del></del>	AK 2	<del></del>	AK 7	<del></del>	AK 13
Ja	Nein	<del></del>	<del></del>	AK 4	AK 8	AK 10	AK 14
	Ja	AK 1	AK 3	AK 5	AK 9	AK 11	AK 15

**Abkürzungen:**  
 ESS = Elektrischer Energiespeicher,  
 L = Last (Verbrauchsanlage(n)),  
 SEA = Stromerzeugungsanlage,  
 >1 SEA = Stromerzeugungsanlagen/-einheiten mit mehr als einer Technologie gemäß Detaillierungsgrad 1 lt. Anlage 1 bzw. Brennstoffkategorien gemäß Detaillierungsgrad 1 bis 2 lt. Anlage 2 der Netzbenutzerkategorien-Verordnung 2024

**Legende:**

- Kein praxisrelevanter Anwendungsfall
- AK x Anlagenkonfiguration x

### 4.3 Berechnung virtueller Zählwerte

Für Kundenanlagen mit Speichern können zwei unterschiedliche Methoden zur Berechnung virtueller Zählwerte zur Anwendung kommen<sup>9</sup>:

<sup>9</sup> Diese Methoden besitzen derzeit keine gesetzliche Grundlage; erstere wird jedoch auf bilateraler Basis angewendet (siehe Abschnitt 7.1.3).

- **Viertelstunden-Aliquotierung** bei Anlagenkonfigurationen mit mehreren Stromerzeugungsanlagen, unter der Voraussetzung, dass es zu keiner Netzeinspeisung aus dem Speicher kommt;
- **Virtuelle Trennung** bei Kundenanlagen mit Stromerzeugungsanlagen und Speichern, die gemäß Betriebskonzept bzw. Anlagensteuerung in das öffentliche Netz einspeisen.

#### 4.3.1 Viertelstunden-Aliquotierung

Viertelstunden-Aliquotierung ist bei Kundenanlagen mit Speichern nur unter der Voraussetzung anwendbar, dass keine Netzeinspeisung aus dem Speicher erfolgt. Das heißt, zu keinem Zeitpunkt darf mit einer höheren Leistung ins Netz eingespeist werden als der Summe der Erzeugungsleistungen der Stromerzeugungsanlagen zum jeweiligen Zeitpunkt.

Viertelstunden-Aliquotierung ist nur bei Anlagenkonfigurationen mit mehreren Stromerzeugungsanlagen (also bei hybriden Stromerzeugungsanlagen mit Speichern) erforderlich. Bei nur einer Stromerzeugungsanlage (oder auch mehreren Anlagen/Einheiten derselben Technologie bzw. Brennstoffkategorie) kann die gesamte Netzeinspeisung unter der o.g. Voraussetzung der Stromerzeugungsanlage zugerechnet werden.

Die Berechnung virtuelle Zählwerte erfolgt für die Einspeiserichtung, methodisch genauso wie bei Hybridanlagen ohne Speicher:

$$VZW_{SEA,i} = HZW_E \cdot \frac{SZW_i}{\sum_{j=1}^n SZW_j}$$

$HZW_E$  .....gemessener Viertelstunden-Zählwert des Hauptzählers (Hauptzählwert) in Einspeiserichtung

$SZW_i$  .....gemessener Viertelstunden-Zählwert des Subzählers  $SZ_i$  (Subzählwert)

$VZW_i$  .....virtueller Viertelstunden-Zählwert der Anlage/Einheit  $SEA_i$

Allfälliger Speicherbezug aus dem Netz kann zur Gänze als Verbrauch gewertet werden, da er (zeitverzögert) in Verbrauchsanlagen innerhalb der Kundenanlage genutzt wird.

Die Anwendung von Gewichtungsfaktoren gemäß Abschnitt 3.2.2 ist hier ebenfalls möglich.

#### 4.3.2 Virtuelle Trennung

Die Methode „virtuelle Trennung“ kommt zur Anwendung, wenn „Viertelstunden-Aliquotierung“ nicht möglich ist, weil vom Anlagenbetreiber in Hinblick auf die Speicherbewirtschaftungsstrategie bzw. bei der Vermarktung des Speichers keinerlei Einschränkungen in Kauf genommen werden. Die Bezeichnung „virtuelle Trennung“ rührt daher, dass die vorhandenen Anlagenkomponenten in Hinblick auf Belieferung (Bezug) bzw. Vermarktung (Einspeisung) wie separate Kundenanlagen behandelt werden; für die Marktkommunikation werden sie also „virtuell getrennt“, indem für jede Anlagenkomponente virtuelle Zählwerte ermittelt werden.

Die Umrechnung von Subzähler-Messwerten auf virtuelle Zählwerte dient dazu, Konsistenz zwischen den Hauptzähler-Messwerten und den für die Marktkommunikation maßgeblichen virtuellen Zählwerten herzustellen. In anderen Worten: Der Saldo aus Einspeisung und Bezug der Hauptzähler muss

für jede Viertelstunde dem Saldo aller virtuellen Zählwerte in Einspeise- und Bezugsrichtung entsprechen.<sup>10</sup>

Zur Gewährleistung dieser Konsistenz, werden die Verluste (inkl. Messungenauigkeiten) auf die gemessenen Energiewerte aliquot „aufgeteilt“. Im Gegensatz zu Viertelstunden-Aliquotierung, bei der virtuelle Zählwerte nur in Einspeiserichtung berechnet werden, werden bei virtueller Trennung auch virtuelle Bezugswerte ermittelt und für die Marktkommunikation herangezogen.

$HZW_E$  .....gemessener Viertelstunden-Zählwert des Hauptzählers in Einspeiserichtung

$HZW_B$  .....gemessener Viertelstunden-Zählwert des Hauptzählers in Bezugsrichtung

$SZW_{E,i}$  .....gemessener Viertelstunden-Zählwert des Einspeise-Subzählers  $SZ_{E,i}$

$SZW_{B,k}$  .....gemessener Viertelstunden-Zählwert des Bezugs-Subzählers  $SZ_{B,k}$

$VZW_{E,i}$  .....virtueller Viertelstunden-Zählwert für die Einspeisung der dem Subzähler  $SK_{E,i}$  zuzuordnende Anlage

$VZW_{B,k}$  .....virtueller Viertelstunden-Zählwert für den Bezug der dem Subzähler  $SZ_{B,k}$  zuzuordnenden Anlage

Die Berechnung der virtuellen Zählwerte erfolgt folgendermaßen.

1. Berechnung der Verluste hinter dem Hauptzählpunkt:

$$V = HZW_B + \sum_i SZW_{E,i} - HZW_E - \sum_k SZW_{B,k}$$

2. Bildung der Summe der Absolutwerte aller Subzähler-Messwerte:

$$S = \sum_i SZW_{E,i} + \sum_k SZW_{B,k}$$

Aliquote Aufteilung der Verluste auf alle Submessungen; bei Einspeisezählwerten werden die anteiligen Verluste vom Subzähler-Messwert abgezogen:

$$VZW_{E,i} = SZW_{E,i} \cdot \left(1 - \frac{V}{S}\right)$$

Bei Bezugszählwerten werden die anteiligen Verluste zum Subzähler-Messwert addiert:

$$VZW_{B,k} = SZW_{B,k} \cdot \left(1 + \frac{V}{S}\right)$$

Die folgende Abbildung zeigt eine exemplarische Situation eines Hybridparks, für den mittels virtueller Trennung virtuelle Zählwerte berechnet werden. Alle Anlagenkomponenten sind mit Subzählern ausgestattet, sodass neben den Hauptzählwerten (Bezug und Einspeisung) zwei Subzählwerte in Bezugsrichtung (für einen Speicher und Lasten) und drei Subzählwerte in Einspeiserichtung (für den Speicher sowie zwei Stromerzeugungsanlagen) vorliegen.

<sup>10</sup> Die direkte Verwendung von Subzähler-Messwerten für die Marktkommunikation wäre nicht korrekt, da Verluste innerhalb der Kundenanlage sowie Messungenauigkeiten zu Abweichungen zwischen dem Hauptzähler- und dem Subzähler-Saldo führen.



Die Hauptzählwerte sind in der angenommenen Situation deutlich niedriger als die Summe der jeweiligen Subzählwerte, da der Bezug teilweise mit Eigenerzeugung bzw. aus dem Speicher gedeckt wird.<sup>11</sup> Die Verluste berechnen sich wie oben ausgeführt aus den Haupt- und Subzählwerten. Die prozentuellen Beiträge der Anlagenkomponenten zur Gesamteinspeisung bzw. dem Gesamtbezug bleiben aufgrund der aliquoten Verlustzuordnung erhalten (Abbildung 5 rechts). Die Summe der virtuellen Netzeinspeisung ist geringfügig niedriger als die Summe der Subzählwerte in Einspeiserichtung und die Summe des virtuellen Netzbezugs geringfügig höher als die Summe der Subzählwerte in Bezugsrichtung. So werden die Verluste innerhalb der Kundenanlage kompensiert; der Saldo aus virtueller Einspeisung und virtuellem Bezug entspricht exakt dem Saldo der Hauptzählwerte.

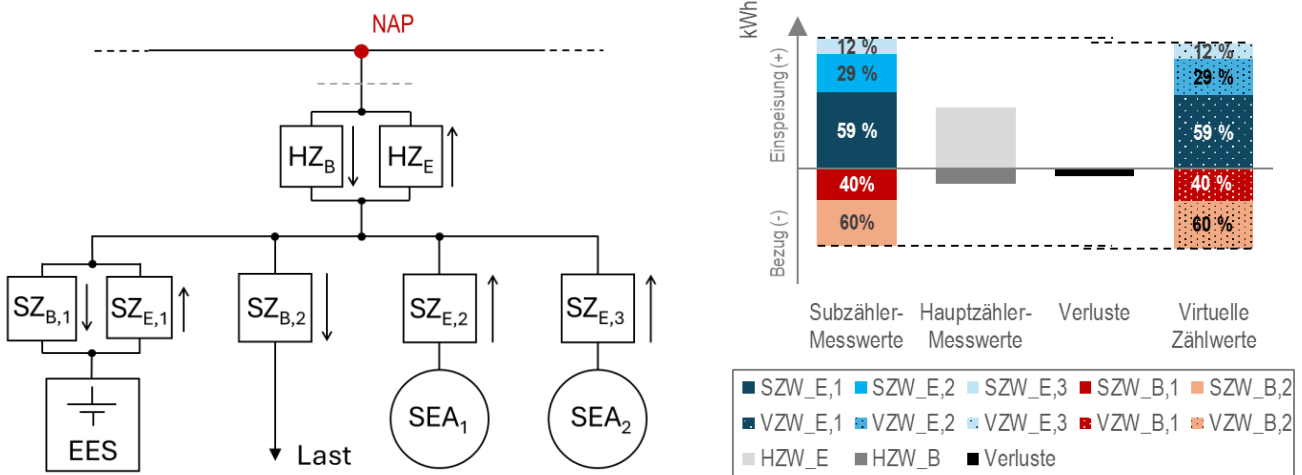


Abbildung 5: Exemplarische Veranschaulichung der Ableitung virtueller Zählwerte auf Basis virtueller Trennung für einen Hybridpark mit Netzanschlusspunkt (NAP), zwei Stromerzeugungsanlagen (SEA), Speicher (EES) und Verbrauchsanlagen (Last). Verluste innerhalb der Kundenanlage sind zur Veranschaulichung unrealistisch hoch angenommen. (Weitere Abkürzungen: siehe Text bzw. Anhang)

Die Anwendung von Gewichtungsfaktoren, wie in Abschnitt 3.2.2 im Kontext Viertelstunden-Aliquotierung erläutert, ist grundsätzlich auch bei „virtueller Trennung“ möglich und zulässig, wenn Subzähler-Messungen auf unterschiedlichen Spannungsniveaus erfolgen oder eine Gewichtung aus anderen technischen Gründen gerechtfertigt ist.

Methodische Probleme ergeben sich allerdings, wenn die Höhe der Verluste, die mittels Gewichtungsfaktoren korrigiert werden sollen, von der Bezugs- bzw. Einspeisesituation abhängen. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn zwischen Speicher und Stromerzeugungsanlage 1 kein Umspanner liegt, der Bezug aus Stromerzeugungsanlage 2 jedoch über einen Umspanner erfolgt (siehe Abbildung 6). In solchen Fällen ist die Berechnung virtueller Zählwerte jedenfalls ohne Gewichtungsfaktoren durchzuführen.

<sup>11</sup> Innerhalb eines Viertelstundenintervalls kann sich mitunter auch die Energieflussrichtung des Speichers umkehren – beispielsweise aufgrund der Änderung der Einspeisesituation volatiler Erneuerbarer –, sodass der Speicher im betrachteten Viertelstundenintervall sowohl Energie bezogen als auch eingespeist hat.

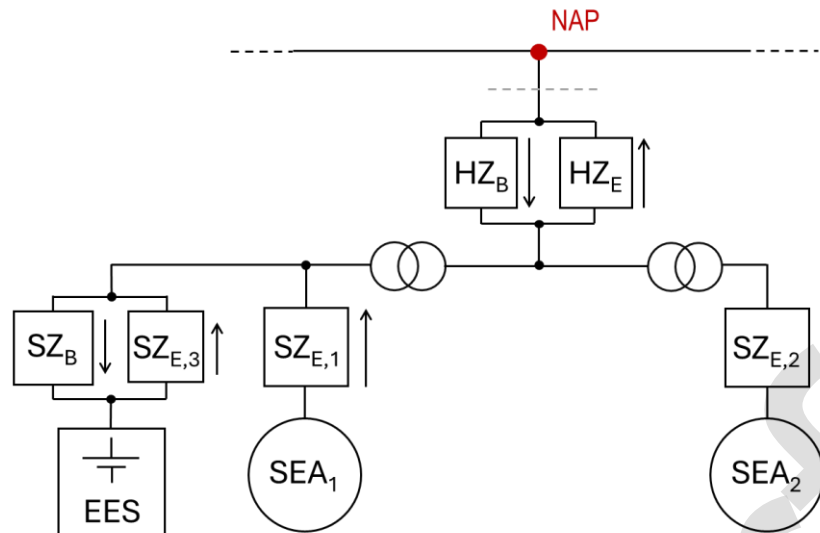


Abbildung 6: Exemplarische Darstellung einer Hybridanlage mit Speicher, bei der die Anwendung von Gewichtungsfaktoren aufgrund der Lage der Umspanner nicht zulässig ist.

#### 4.4 Anlagenkonfigurationen: Beschreibungen und Anforderungen

Die folgenden Tabellen beinhalten Beschreibungen und Erläuterungen der Anwendungsfälle der 15 Anlagenkonfigurationen gemäß Tabelle 1, sowie die Anforderungen hinsichtlich Subzähler und virtuelle Zählwertermittlung.

Die schematischen Darstellungen im unteren Bereich der Tabellen veranschaulichen die jeweilige Konfiguration sowie die möglichen Energieflüsse an Zählern bzw. Anlagenkomponenten. Die farblichen Pfeile kennzeichnen Energieflüsse und geben Aufschluss über die Quelle des Bezugs bzw. der Einspeisung. Sie veranschaulichen beispielsweise, ob Netzbezug in den Speicher geladen wird (blauer Pfeil in Bezugsrichtung am Speicher), ob Speicherladung nur mit Strom aus Eigenerzeugung erfolgt (oranger Pfeil), oder ob in der gegenständlichen Anlagenkonfiguration beide Fälle möglich sind (blauer und oranger Pfeil).

Eigenverbrauch von Stromerzeugungsanlagen ist der Einfachheit halber nicht als Energiefluss dargestellt, eine Messung mittels Hauptzähler ist jedoch jedenfalls erforderlich (siehe Abschnitt 3.2.3). Bei virtueller Trennung ist die Messung von Eigenverbrauch mittels Subzähler erforderlich.

Die Angabe „ $\geq 250$  kWh“ bei den Anforderungen „Subzähler für Komponenten erforderlich?“ bzw. „Berechnung virtueller Zählwerte“ in den folgenden Tabellen bedeutet, dass ab einer Speicherkapazität von 250 kWh Subzähler erforderlich bzw. virtuelle Zählwerte zu berechnen sind. Dieser Schwellwert geht auf § 78 Abs 8 EIWOG 2010 [2] zurück, der eine Befreiung von Speichern unterhalb 250 kWh Speicherkapazität von den Anforderungen des Herkunftsnachweissystems vorsieht.<sup>12</sup> Die Notwendigkeit separater Messungen von Speicherbezug und -entladung besteht jedoch aufgrund der aktuellen Regelungen der Stromkennzeichnungsverordnung 2022 [6] (§ 10 Abs 1 KenV 2022) für alle Speicher  $\geq 250$  kWh. **Subzähler, die ausschließlich aufgrund der (für einige Anlagenkonfigurationen als nicht zweckmäßig erachteten) Regelung gemäß § 10 Abs 1 KenV 2022 vorzusehen wären, die jedoch im Hinblick auf Messanforderungen nicht benötigt werden, sind in den folgenden Ausführungen nicht berücksichtigt** (siehe Fußnoten bzw. Abschnitt 7.2.3).

<sup>12</sup> Es wird davon ausgegangen, dass es auch im künftigen Rechtsrahmen (EIWG; siehe [3]) einen solchen Schwellwert geben wird, um kleinere Speicher von den Anforderungen des Herkunftsnachweissystems zu befreien.

Bei Anlagen mit mehreren Stromerzeugungsanlagen bzw. -einheiten oder mehreren Speichereinheiten sind separate Messungen nur insoweit vorzusehen, als in Hinblick auf die Marktkommunikation bzw. das Herkunftsnachweissystem benötigt werden. Anlagen bzw. technische Einheiten gleichen Typs können bzw. sollen messtechnisch zusammengefasst werden, soweit keine Notwendigkeit für mehrere Subzählpunkte besteht.

Entwurf

Tabelle 2: Beschreibung und Anforderungen der Anlagenkonfiguration AK 1


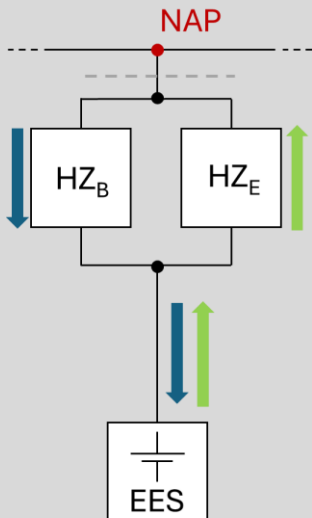
<b>AK 1: Stand-alone-Speicher</b>				
<b>Beschreibung der Anlagenkonfiguration</b>				
Netzeinspeisung aus Speicher	<b>Ja</b>	Nein		
Speicherladung aus Netzbezug	<b>Ja</b>	Nein		
Vorhandene Komponenten	<b>EES</b>	L	SEA	>1 SEA
Anwendungsfälle:	Stand-alone-Speicher beziehen Energie ausschließlich aus dem öffentlichen Netz. Neben Arbitragehandel auf kurzfristigen Strommärkten sind die Teilnahme an Regelreserve-Märkten und sonstigen Flexibilitätsmärkten, Bilanzgruppenausgleich und diverse andere Vermarktungsoptionen sowie Kombinationen davon möglich.			
<b>Anforderungen</b>				
	EES	L	SEA	>1 SEA
Subzähler für Komponenten erforderlich?	<b>Nein</b>	-	-	-
Berechnung virtueller Zählwerte	<b>Nein</b>			
Berechnungsmethode	-			
Kommentare	Hauptzähler messen ausschließlich Einspeisung und Bezug des Speichers. Keine Berechnung virtueller Zählwerte erforderlich.			
<b>Schematische Darstellung</b>				
- - - Eigentumsgrenze SEA Stromerzeugungsanlage EES Elektrischer Energiespeicher NAP Netzanschlusspunkt HZ <sub>E/B</sub> Hauptzähler in Einspeise/Bezugsrichtung SZ <sub>x</sub> Subzähler  Energieflüsse				

Tabelle 3: Beschreibung und Anforderungen der Anlagenkonfiguration AK 2

AK 2				
<b>Beschreibung der Anlagenkonfiguration</b>				
Netzeinspeisung aus Speicher	Ja	<b>Nein</b>		
Speicherladung aus Netzbezug	<b>Ja</b>	Nein		
Vorhandene Komponenten	<b>EES</b>	<b>L</b>	SEA	>1 SEA
Anwendungsfälle:	In dieser Anlagenkonfiguration dient der Speicher entweder als Backup im Fall einer Versorgungsunterbrechung oder wird zur zeitlichen Optimierung des Strombezugs eingesetzt. Letzteres ist nur im Fall eines Liefervertrags mit dynamischem Preismodell sinnvoll. Im industriellen Bereich kann ein solcher Speichereinsatz auch zur Vermeidung von Lastspitzen dienen.			
<b>Anforderungen</b>				
	EES	L	SEA	>1 SEA
Subzähler für Komponenten erforderlich?	<b>Nein</b>	<b>Nein</b>	-	-
Berechnung virtueller Zählwerte	<b>Nein</b>			
Berechnungsmethode	-			
Kommentare	Kein Hauptzähler in Einspeiserichtung erforderlich. Gesamter Netzbezug wird (direkt oder nach Zwischenspeicherung) innerhalb der Kundenanlage verbraucht. Netzeinspeisung muss durch entsprechende Parametrierung des Energiemanagementsystems ausgeschlossen werden. <sup>13</sup>			
<b>Schematische Darstellung</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>--- Eigentumsgränze</li> <li>SEA Stromerzeugungsanlage</li> <li>EES Elektrischer Energiespeicher</li> <li>NAP Netzanschlusspunkt</li> <li>HZ<sub>E/B</sub> Hauptzähler in Einspeise/Bezugsrichtung</li> <li>SZ<sub>x</sub> Subzähler</li> <li>↔ Energieflüsse</li> </ul> <p><b>Anmerkung:</b> Gestrichelt gezeichnete Subzähler sind nur bei Speichern ab 250 kWh Speicherkapazität erforderlich.</p>				

<sup>13</sup> Bei derzeitiger Rechtslage (Stromkennzeichnungsverordnung 2022) wären für Speicher mit einer Speicherkapazität ab 250 kWh generell, also auch in dieser Anlagenkonfiguration, Subzähler vorzusehen (siehe Abschnitt 7.2.3).

Tabelle 4: Beschreibung und Anforderungen der Anlagenkonfiguration AK 3

AK 3				
<b>Beschreibung der Anlagenkonfiguration</b>				
Netzeinspeisung aus Speicher:	Ja	Nein		
Speicherladung aus Netzbezug:	Ja	Nein		
Vorhandene Komponenten:	EES	L	SEA	>1 SEA
Anwendungsfälle:	Für diese Anlagenkonfiguration sind alle in AK 1 und AK 2 beschriebenen Anwendungsfällen denkbar: Arbitragehandel auf kurzfristigen Strommärkten, die Teilnahme an Regelreserve-Märkten und sonstigen Flexibilitätsmärkten, Bilanzgruppenausgleich etc., sowie Backup im Fall einer Versorgungsunterbrechung, Vermeidung hoher Lastspitzen und - im Fall eines dynamischen Preismodells - zeitliche Optimierung des Strombezug.			
<b>Anforderungen</b>				
	EES	L	SEA	>1 SEA
Subzähler für Komponenten erforderlich?	≥ 250 kWh	Nein	-	-
Berechnung virtueller Zählwerte:	Nein			
Berechnungsmethode:	-			
Kommentare:	<p>Ins öffentliche Netz eingespeiste Energie stammt zur Gänze aus Netzbezug, da keine Stromerzeugungsanlage vorhanden ist. Keine Berechnung virtueller Zählwerte erforderlich.</p> <p>Ab einer Speicherkapazität von 250 kWh sind für den Speicher Subzähler erforderlich, um den Anforderungen des Stromkennzeichnungssystems gerecht zu werden; zumindest in Bezugsrichtung müssen die Energieflüsse des Speichers separat erfasst werden.</p>			
<b>Schematische Darstellung</b>				
<p>--- Eigentumsgrenze                  SEA Stromerzeugungsanlage                  EES Elektrischer Energiespeicher                  NAP Netzanschlusspunkt                  HZ<sub>E/B</sub> Hauptzähler in Einspeise/Bezugsrichtung                  SZ<sub>x</sub> Subzähler   Energieflüsse</p> <p><b>Anmerkung:</b> Gestrichelt gezeichnete Subzähler sind nur bei Speichern ab 250 kWh Speicherkapazität erforderlich.</p>				
<p>The diagram illustrates the electrical configuration. At the top, the grid connection point (NAP) is shown. Below it, two main meters are connected: HZ<sub>E</sub> (supply direction) and HZ<sub>B</sub> (demand direction). The storage unit (EES) is connected to the grid through two submeters: SZ<sub>EES,B</sub> (supply direction) and SZ<sub>EES,E</sub> (demand direction). The load (Last) is also connected to the grid. Energy flows are indicated by blue arrows (supply) and green arrows (demand).</p>				

Tabelle 5: Beschreibung und Anforderungen der Anlagenkonfiguration AK 4

AK 4				
<b>Beschreibung der Anlagenkonfiguration</b>				
Netzeinspeisung aus Speicher:	Ja	Nein		
Speicherladung aus Netzbezug:	Ja	Nein		
Vorhandene Komponenten:	EES	L	SEA	>1 SEA
Anwendungsfälle:	Der Speicher dient der zeitlichen Verschiebung der Netzeinspeisung. Dies kann dazu dienen, den Erlös aus der Stromvermarktung zu optimieren (bei dynamischem Abnahmepreis oder Eigenvermarktung) oder das im Netzzugangsvertrag vereinbarte Einspeiserecht (netzwirksame Leistung) nicht zu überschreiten, wenn dieses geringer ist als die Engpassleistung der Stromerzeugungsanlage. Als weiterer Anwendungsfall sind Stromerzeugungsanlagen mit flexiblem Netzzugangsvertrag zu nennen.			
<b>Anforderungen</b>				
Subzähler für Komponenten erforderlich?	EES	L	SEA	>1 SEA
	Nein	-	Nein	-
Berechnung virtueller Zählwerte:	Nein			
Berechnungsmethode:	-			
Kommentare:	Da der Speicher nicht mit Netzbezug geladen wird und keine Verbrauchsanlagen vorhanden sind, dient der Bezugszähler nur der Messung von Eigenverbrauch der Anlagen. Speicherladung aus Netzbezug muss durch entsprechende Parametrierung des Energiemanagementsystems ausgeschlossen werden. <sup>14</sup>			
<b>Schematische Darstellung</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>--- Eigentumsgränze</li> <li>SEA Stromerzeugungsanlage</li> <li>EES Elektrischer Energiespeicher</li> <li>NAP Netzanschlusspunkt</li> <li>HZ<sub>E/B</sub> Hauptzähler in Einspeise/Bezugsrichtung</li> <li>SZ<sub>x</sub> Subzähler</li> <li>↔ Energieflüsse</li> </ul> <p><b>Anmerkung:</b> Gestrichelt gezeichnete Subzähler sind nur bei Speichern ab 250 kWh Speicherkapazität erforderlich.</p>				

<sup>14</sup> Bei derzeitiger Rechtslage (Stromkennzeichnungsverordnung 2022) wären für Speicher mit einer Speicherkapazität ab 250 kWh generell, also auch in dieser Anlagenkonfiguration, Subzähler vorzusehen (siehe Abschnitt 7.2.3).

Tabelle 6: Beschreibung und Anforderungen der Anlagenkonfiguration AK 5

AK 5				
<b>Beschreibung der Anlagenkonfiguration</b>				
Netzeinspeisung aus Speicher:	Ja	Nein		
Speicherladung aus Netzbezug:	Ja	Nein		
Vorhandene Komponenten:	EES	L	SEA	>1 SEA
Anwendungsfälle:	Neben den in AK4 beschriebenen Anwendungsfällen besteht hier zusätzlich die Möglichkeit, den Speicher mit Netzbezug zu laden. Daraus ergeben sich sämtliche in AK 1 beschriebenen Anwendungsfälle: Arbitragehandel auf kurzfristigen Strommärkten sind die Teilnahme an Regelreserve-Märkten und sonstigen Flexibilitätsmärkten, Bilanzgruppenausgleich und weitere Anwendungsfälle, sowie Kombinationen davon.			
<b>Anforderungen</b>				
Subzähler für Komponenten erforderlich?	EES	L	SEA	>1 SEA
	≥ 250 kWh	-	≥ 250 kWh	-
Berechnung virtueller Zählwerte:	Falls Speicherkapazität ≥ 250 kWh			
Berechnungsmethode:	≥ 250 kWh: Virtuelle Trennung			
Kommentare:	Der Speicher wird mit Netzbezug geladen und speist auch ins öffentliche Netz ein. Für Anlagen, die nicht von den Regelungen zu Herkunftsnachweisen befreit sind (ab 250 kWh Speicherkapazität), ist eine „virtuelle Trennung“ der Stromerzeugungsanlage und des Speichers notwendig; in diesem Fall sind Subzähler erforderlich.			
<b>Schematische Darstellung</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>--- Eigentumsgrenze</li> <li>SEA Stromerzeugungsanlage</li> <li>EES Elektrischer Energiespeicher</li> <li>NAP Netzanschlusspunkt</li> <li>HZ<sub>E/B</sub> Hauptzähler in Einspeise/Bezugsrichtung</li> <li>SZ<sub>x</sub> Subzähler</li> <li>→ Energieflüsse</li> </ul> <p><b>Anmerkung:</b> Gestrichelt gezeichnete Subzähler sind nur bei Speichern ab 250 kWh Speicherkapazität erforderlich.</p>				



Tabelle 7: Beschreibung und Anforderungen der Anlagenkonfiguration AK 6

AK 6				
<b>Beschreibung der Anlagenkonfiguration</b>				
Netzeinspeisung aus Speicher:	Ja	Nein		
Speicherladung aus Netzbezug:	Ja	Nein		
Vorhandene Komponenten:	EES	L	SEA	>1 SEA
Anwendungsfälle:	Der Speicher wird zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt, d.h. um einen möglichst großen Anteil des Strombedarfs mit Eigenerzeugung zu decken. Rückspeisung ins Netz findet allenfalls nur direkt aus der Stromerzeugungsanlage statt, also wenn die momentane Eigenerzeugung den Eigenbedarf übersteigt und der Speicher bereits vollständig geladen ist (oder das Laden zu einem späteren Zeitpunkt Priorität hat). Haushalte mit PV-Anlage, PV-Speicher und Liefer- bzw. Abnahmeverträgen mit statischen Preisen fallen typischerweise in diese Kategorie.			
<b>Anforderungen</b>				
Subzähler für Komponenten erforderlich?	EES	L	SEA	>1 SEA
	Nein	Nein	Nein	-
Berechnung virtueller Zählwerte:	Nein			
Berechnungsmethode:	-			
Kommentare:	Netzeinspeisung aus dem Speicher sowie Speicherladung aus Netzbezug muss durch entsprechende Parametrierung des Energiemanagementsystems ausgeschlossen werden. Subzähler sind nicht erforderlich. <sup>15</sup>			
<b>Schematische Darstellung</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>--- Eigentumsgrenze</li> <li>SEA Stromerzeugungsanlage</li> <li>EES Elektrischer Energiespeicher</li> <li>NAP Netzanschlusspunkt</li> <li>HZ<sub>E/B</sub> Hauptzähler in Einspeise/Bezugsrichtung</li> <li>SZ<sub>i</sub> Subzähler</li> <li>↔ Energieflüsse</li> </ul> <p><b>Anmerkung:</b> Gestrichelt gezeichnete Subzähler sind nur bei Speichern ab 250 kWh Speicherkapazität erforderlich.</p>				

<sup>15</sup> Bei derzeitiger Rechtslage (Stromkennzeichnungsverordnung 2022) wären für Speicher mit einer Speicherkapazität ab 250 kWh generell, also auch in dieser Anlagenkonfiguration, Subzähler vorzusehen (siehe Abschnitt 7.2.3).

Tabelle 8: Beschreibung und Anforderungen der Anlagenkonfiguration AK 7

AK 7				
<b>Beschreibung der Anlagenkonfiguration</b>				
Netzeinspeisung aus Speicher:	Ja	Nein		
Speicherladung aus Netzbezug:	Ja	Nein		
Vorhandene Komponenten:	EES	L	SEA	>1 SEA
Anwendungsfälle:	Wie AK 6 zielt diese Anlagenkonfiguration auf Eigenverbrauchsoptimierung ab. Zusätzlich kann der Speicher jedoch auch mit Netzbezug geladen werden, etwa um die Kosten des Strombezugs auf Basis eines dynamischen Preismodells zu minimieren. Es bestehen dieselben Anforderungen wie für AK 6, ein zusätzlicher Nutzen ist allerdings auch nur im Fall einen dynamischen Bezugspreises gegeben, oder wenn negative Regelreserve bzw. eine Flexibilitätsleistung in Bezugsrichtung erbracht wird.			
<b>Anforderungen</b>				
Subzähler für Komponenten erforderlich?	EES	L	SEA	>1 SEA
	Nein	Nein	Nein	-
Berechnung virtueller Zählwerte:	Nein			
Berechnungsmethode:	-			
Kommentare:	Netzeinspeisung aus dem Speicher muss durch entsprechende Parametrierung des Energiemanagementsystems ausgeschlossen werden. Subzähler sind nicht erforderlich <sup>16</sup> .			
<b>Schematische Darstellung</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>--- Eigentumsgrenze</li> <li>SEA Stromerzeugungsanlage</li> <li>EES Elektrischer Energiespeicher</li> <li>NAP Netzanschlusspunkt</li> <li>HZ<sub>E/B</sub> Hauptzähler in Einspeise/Bezugsrichtung</li> <li>SZ<sub>x</sub> Subzähler</li> <li>→ Energieflüsse</li> </ul> <p><b>Anmerkung:</b> Gestrichelt gezeichnete Subzähler sind nur bei Speichern ab 250 kWh Speicherkapazität erforderlich.</p>				

<sup>16</sup> Bei derzeitiger Rechtslage (Stromkennzeichnungsverordnung 2022) wären für Speicher mit einer Speicherkapazität ab 250 kWh generell, also auch in dieser Anlagenkonfiguration, Subzähler vorzusehen (siehe Abschnitt 7.2.3).

Tabelle 9: Beschreibung und Anforderungen der Anlagenkonfiguration AK 8

AK 8				
<b>Beschreibung der Anlagenkonfiguration</b>				
Netzeinspeisung aus Speicher:	Ja	Nein		
Speicherladung aus Netzbezug:	Ja	Nein		
Vorhandene Komponenten:	EES	L	SEA	>1 SEA
Anwendungsfälle:	Die optimale Nutzung bzw. Vermarktung der Eigenerzeugung steht in dieser Anlagenkonfiguration im Fokus. Dies erfolgt einerseits durch Eigenverbrauch, andererseits durch Einspeisung ins öffentliche Netz. Der Speicher dient dazu, den Eigenverbrauchsanteil unter Berücksichtigung lukrativer Vermarktungsoptionen zu maximieren.			
<b>Anforderungen</b>				
Subzähler für Komponenten erforderlich?	EES	L	SEA	>1 SEA
	Nein	Nein	Nein	-
Berechnung virtueller Zählwerte:	Nein			
Berechnungsmethode:	-			
Kommentare:	Speicherladung aus Netzbezug muss durch entsprechende Parametrierung des Energiemanagementsystems ausgeschlossen werden. Subzähler sind nicht erforderlich. <sup>17</sup>			
<b>Schematische Darstellung</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>--- Eigentumsgrenze</li> <li>SEA Stromerzeugungsanlage</li> <li>EES Elektrischer Energiespeicher</li> <li>NAP Netzanschlusspunkt</li> <li>HZ<sub>E/B</sub> Hauptzähler in Einspeise/Bezugsrichtung</li> <li>SZ<sub>x</sub> Subzähler</li> <li>↔ Energieflüsse</li> </ul> <p><b>Anmerkung:</b> Gestrichelt gezeichnete Subzähler sind nur bei Speichern ab 250 kWh Speicherkapazität erforderlich.</p>				

<sup>17</sup> Bei derzeitiger Rechtslage (Stromkennzeichnungsverordnung 2022) wären für Speicher mit einer Speicherkapazität ab 250 kWh generell, also auch in dieser Anlagenkonfiguration, Subzähler vorzusehen (siehe Abschnitt 7.2.3).

Tabelle 10: Beschreibung und Anforderungen der Anlagenkonfiguration AK 9

AK 9				
<b>Beschreibung der Anlagenkonfiguration</b>				
Netzeinspeisung aus Speicher:	Ja	Nein		
Speicherladung aus Netzbezug:	Ja	Nein		
Vorhandene Komponenten:	EES	L	SEA	>1 SEA
Anwendungsfälle:	Optimiertes Last-, Erzeugungs- und Speichermanagement unter Ausnutzung aller technisch möglichen Optionen und ohne speziellem (oder im Zeitverlauf variierendem) Fokus auf einen Aspekt des Speichereinsatzes ist das Ziel dieser Anlagenkonfiguration. Alle Möglichkeiten der Vermarktung zwischengespeicherter Energie (sowohl aus Netzbezug als auch aus Eigenerzeugung) stehen offen, der Speicher kann also für alle in den vorigen Anlagenkonfigurationen erwähnten Anwendungsfälle eingesetzt werden.			
<b>Anforderungen</b>				
	EES	L	SEA	>1 SEA
Subzähler für Komponenten erforderlich?	≥ 250 kWh	≥ 250 kWh	≥ 250 kWh	-
Berechnung virtueller Zählwerte:	Falls Speicherkapazität ≥ 250 kWh			
Berechnungsmethode:	≥ 250 kWh: Virtuelle Trennung			
Kommentare:	Der Speicher wird mit Netzbezug geladen und speist auch ins öffentliche Netz ein. Für Anlagen, die nicht von den Regelungen zu Herkunftsnachweisen befreit sind (ab 250 kWh Speicherkapazität), ist eine „virtuelle Trennung“ der Stromerzeugungsanlage und des Speichers notwendig; in diesem Fall sind Subzähler erforderlich.			
<b>Schematische Darstellung</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>--- Eigentumsgrenze</li> <li>SEA Stromerzeugungsanlage</li> <li>EES Elektrischer Energiespeicher</li> <li>NAP Netzanschlusspunkt</li> <li>HZ<sub>E/B</sub> Hauptzähler in Einspeise/Bezugsrichtung</li> <li>SZ<sub>x</sub> Subzähler</li> <li>→ Energieflüsse</li> </ul> <p><b>Anmerkung:</b> Gestrichelt gezeichnete Subzähler sind nur bei Speichern ab 250 kWh Speicherkapazität erforderlich.</p>				

Tabelle 11: Beschreibung und Anforderungen der Anlagenkonfiguration AK 10

AK 10				
<b>Beschreibung der Anlagenkonfiguration</b>				
Netzeinspeisung aus Speicher:	Ja	Nein		
Speicherladung aus Netzbezug:	Ja	Nein		
Vorhandene Komponenten:	EES	L	SEA	>1 SEA
Anwendungsfälle:	Bei der gegenständlichen Anlagenkonfiguration handelt es sich um eine hybride Stromerzeugungsanlage, die mit einem Speicher ausgestattet ist, um die Netzeinspeisung zeitlich zu steuern bzw. optimieren zu können. Neben der Sicherstellung von Fahrplantreue und Verschiebung der Einspeisung in Zeiten höherer Preise kann das Ziel eines solchen Speicherkonzeptes darin bestehen, das im Netzzugangsvertrag vorgesehene Einspeiserecht (netzwirksame Leistung) einzuhalten, ohne Erzeugungsanlagen abregeln zu müssen.			
<b>Anforderungen</b>				
Subzähler für Komponenten erforderlich?	EES	L	SEA	>1 SEA
	Ja	-	-	Ja
Berechnung virtueller Zählwerte:	Ja			
Berechnungsmethode:	Virtuelle Trennung			
Kommentare:	Da die Möglichkeit von Netzeinspeisung aus dem Speicher besteht, ist "Viertelstunden-Aliquotierung" nicht anwendbar. Stattdessen kommt die Methode "virtuelle Trennung" zur Anwendung, für die sämtliche Anlagenkomponenten mit Subzählern ausgestattet sein müssen. Der Hauptzähler in Bezugsrichtung dient nur der Erfassung von Anlagen-Eigenverbrauch (nicht als Energiefluss abgebildet).			
<b>Schematische Darstellung</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>--- Eigentumsgrenze</li> <li>SEA Stromerzeugungsanlage</li> <li>EES Elektrischer Energiespeicher</li> <li>NAP Netzanschlusspunkt</li> <li>HZ<sub>E/B</sub> Hauptzähler in Einspeise/Bezugsrichtung</li> <li>SZ<sub>x</sub> Subzähler</li> <li>↔ Energieflüsse</li> </ul>				

Tabelle 12: Beschreibung und Anforderungen der Anlagenkonfiguration AK 11

### AK 11

#### Beschreibung der Anlagenkonfiguration

Netzeinspeisung aus Speicher:	Ja	Nein
Speicherladung aus Netzbezug:	Ja	Nein

Vorhandene Komponenten:	EES	L	SEA	>1 SEA
-------------------------	-----	---	-----	--------

Anwendungsfälle: Zusätzlich zu den in AK 10 beschriebenen Anwendungsfällen besteht hier auch die Möglichkeit, den Speicher mit Netzbezug zu laden. Dies schafft mehr Spielraum bei der Vermarktung von Flexibilität und ermöglicht Arbitragehandel auf kurzfristigen Strommärkten. Im Gegensatz zu AK 10 muss die Hybridanlage in der gegenständlichen Anlagenkonfiguration über ein entsprechendes Netznutzungsrecht in Bezugsrichtung verfügen, um den Speicher auch aus dem Netz laden zu dürfen.

#### Anforderungen

	EES	L	SEA	>1 SEA
Subzähler für Komponenten erforderlich?	Ja	-	-	Ja

Berechnung virtueller Zählwerte:	Ja			
Berechnungsmethode:	Virtuelle Trennung			

Kommentare: Da die Möglichkeit von Netzeinspeisung aus dem Speicher besteht, ist "Viertelstunden-Aliquotierung" nicht anwendbar. Stattdessen kommt die Methode "virtuelle Trennung" zur Anwendung, für die sämtliche Anlagenkomponenten mit Subzählern ausgestattet sein müssen.

#### Schematische Darstellung

- Eigentumsgrenze
- SEA Stromezeugungsanlage
- EES Elektrischer Energiespeicher
- NAP Netzanschlusspunkt
- HZ<sub>E/B</sub> Hauptzähler in Einspeise/Bezugsrichtung
- SZ<sub>x</sub> Subzähler
- ↔ Energieflüsse

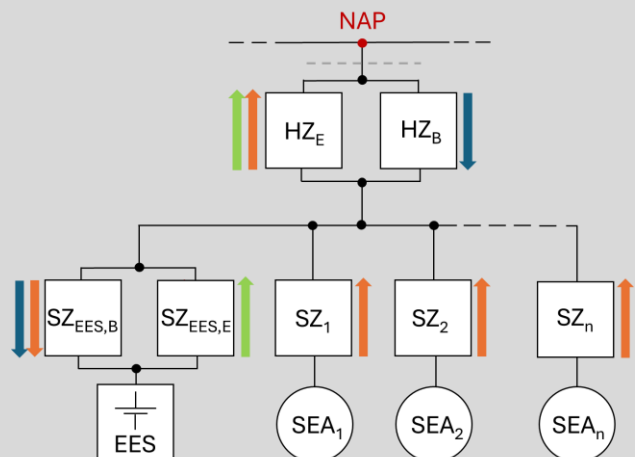


Tabelle 13: Beschreibung und Anforderungen der Anlagenkonfiguration AK 12

AK 12				
<b>Beschreibung der Anlagenkonfiguration</b>				
Netzeinspeisung aus Speicher:	Ja	<b>Nein</b>		
Speicherladung aus Netzbezug:	Ja	<b>Nein</b>		
Vorhandene Komponenten:	<b>EES</b>	<b>L</b>	SEA	<b>&gt;1 SEA</b>
Anwendungsfälle:	Der Speicher wird – wie in Anlagenkonfiguration AK 6 – zur Eigenverbrauchs-optimierung eingesetzt, also um einen möglichst großen Anteil des Strombedarfs mit Eigenerzeugung zu decken. Rückspeisung ins Netz findet allenfalls direkt aus Stromerzeugungsanlagen statt, also wenn die momentane Eigenerzeugung den Eigenbedarf übersteigt und der Speicher bereits vollständig geladen ist (oder das Laden zu einem späteren Zeitpunkt Priorität hat). Ein solche Anlagenkonfiguration ist für Gewerbe oder Industriebetriebe denkbar, die beispielsweise über eine KWK-Anlage und eine PV-Anlage verfügen.			
<b>Anforderungen</b>				
Subzähler für Komponenten erforderlich?	<b>Nein</b>	<b>Nein</b>	-	<b>Ja</b>
Berechnung virtueller Zählwerte:	<b>Ja</b>			
Berechnungsmethode:	<b>Viertelstunden-Aliquotierung</b>			
Kommentare:	Da keine Netzeinspeisung aus dem Speicher erfolgt, kann die netzwirksame Einspeisung zu jedem Zeitpunkt auf die Stromerzeugungsanlagen zurückgeführt werden. Mittels Viertelstunden-Aliquotierung wird die Netzeinspeisung aliquot zu dem jeweiligen Subzählwerten auf virtuelle Zählpunkte aufgeteilt. Subzähler sind für die Stromerzeugungsanlagen erforderlich. <sup>18</sup>			
<b>Schematische Darstellung</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>--- Eigentumsgrenze</li> <li>SEA Stromerzeugungsanlage</li> <li>EES Elektrischer Energiespeicher</li> <li>NAP Netzanschlusspunkt</li> <li>HZ<sub>E/B</sub> Hauptzähler in Einspeise/Bezugsrichtung</li> <li>SZ<sub>x</sub> Subzähler</li> <li>↔ Energieflüsse</li> </ul> <p><b>Anmerkung:</b> Gestrichelt gezeichnete Subzähler sind nur bei Speichern ab 250 kWh Speicherkapazität erforderlich.</p>				

<sup>18</sup> Bei derzeitiger Rechtslage (Stromkennzeichnungsverordnung 2022) wären für Speicher mit einer Speicherkapazität ab 250 kWh generell, also auch in dieser Anlagenkonfiguration, Subzähler vorzusehen (siehe Abschnitt 7.2.3).

Tabelle 14: Beschreibung und Anforderungen der Anlagenkonfiguration AK 13

AK 13				
<b>Beschreibung der Anlagenkonfiguration</b>				
Netzeinspeisung aus Speicher:	Ja	<b>Nein</b>		
Speicherladung aus Netzbezug:	<b>Ja</b>	Nein		
Vorhandene Komponenten:	<b>EES</b>	<b>L</b>	SEA	<b>&gt;1 SEA</b>
Anwendungsfälle:	Wie AK 12 zielt diese Anlagenkonfiguration auf Eigenverbrauchsoptimierung ab. Zusätzlich kann der Speicher jedoch auch mit Netzbezug geladen werden, etwa um die Kosten des Strombezugs auf Basis eines Liefervertrags mit dynamischem Preis zu minimieren. Es bestehen gegenüber AK 12 keine zusätzlichen Anforderungen, ein zusätzlicher Nutzen ist allerdings auch nur im Fall eines dynamischen Bezugspreises gegeben, oder wenn negative Regelreserve bzw. eine Flexibilitätsleistung in Bezugsrichtung erbracht wird.			
<b>Anforderungen</b>				
Subzähler für Komponenten erforderlich?	<b>Nein</b>	<b>Nein</b>	-	<b>Ja</b>
Berechnung virtueller Zählwerte:	<b>Ja</b>			
Berechnungsmethode:	<b>Viertelstunden-Aliquotierung</b>			
Kommentare:	Da keine Netzeinspeisung aus dem Speicher erfolgt, kann die netzirksame Einspeisung zu jedem Zeitpunkt auf die Stromerzeugungsanlagen zurückgeführt werden. Mittels Viertelstunden-Aliquotierung wird die Netzeinspeisung aliquot zu dem jeweiligen Subzählwerten auf virtuelle Zählpunkte aufgeteilt. Subzähler sind für die Stromerzeugungsanlagen erforderlich. <sup>19</sup>			
<b>Schematische Darstellung</b>				
--- Eigentumsgrenze SEA Stromerzeugungsanlage EES Elektrischer Energiespeicher NAP Netzanschlusspunkt HZ <sub>E/B</sub> Hauptzähler in Einspeise/Bezugsrichtung SZ <sub>x</sub> Subzähler → Energieflüsse				
<b>Anmerkung:</b> Gestrichelt gezeichnete Subzähler sind nur bei Speichern ab 250 kWh Speicherkapazität erforderlich.				

<sup>19</sup> Bei derzeitiger Rechtslage (Stromkennzeichnungsverordnung 2022) wären für Speicher mit einer Speicherkapazität ab 250 kWh generell, also auch in dieser Anlagenkonfiguration, Subzähler vorzusehen (siehe Abschnitt 7.2.3).



Tabelle 15: Beschreibung und Anforderungen der Anlagenkonfiguration AK 14

AK 14				
<b>Beschreibung der Anlagenkonfiguration</b>				
Netzeinspeisung aus Speicher:	Ja	Nein		
Speicherladung aus Netzbezug:	Ja	Nein		
Vorhandene Komponenten:	EES	L	SEA	>1 SEA
Anwendungsfälle:	Gegenüber AK 12 ist in dieser Konfiguration auch die Vermarktung der Eigenenerzeugung von Relevanz. Der Speicher dient dazu, den Eigenverbrauchsanteil unter Berücksichtigung lukrativer Vermarktungsoptionen zu maximieren. Neben dem in AK 12 erwähnten Anwendungsfall eines Gewerbe- oder Industriebetriebs erscheint diese Konfiguration auch für einen Hybridpark mit Verbrauchsanlagen mit verhältnismäßig geringer Leistung (im Vergleich zu den Engpassleistungen der Stromerzeugungsanlagen und des Speichers) denkbar.			
<b>Anforderungen</b>				
Subzähler für Komponenten erforderlich?	EES	L	SEA	>1 SEA
	Ja	Ja	-	Ja
Berechnung virtueller Zählwerte:	Ja			
Berechnungsmethode:	Virtuelle Trennung			
Kommentare:	Da die Möglichkeit von Netzeinspeisung aus dem Speicher besteht, ist Viertelstunden-Aliquotierung nicht anwendbar. Stattdessen kommt die Methode "virtuelle Trennung" zur Anwendung, für die die Energieflüsse sämtlicher Anlagenkomponenten mittels Subzählern gemessen werden müssen.			
<b>Schematische Darstellung</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>--- Eigentumsgrenze</li> <li>SEA Stromerzeugungsanlage</li> <li>EES Elektrischer Energiespeicher</li> <li>NAP Netzanschlusspunkt</li> <li>HZ<sub>E/B</sub> Hauptzähler in Einspeise/Bezugsrichtung</li> <li>SZ<sub>x</sub> Subzähler</li> <li>↔ Energieflüsse</li> </ul>				

Tabelle 16: Beschreibung und Anforderungen der Anlagenkonfiguration AK 15

AK 15				
<b>Beschreibung der Anlagenkonfiguration</b>				
Netzeinspeisung aus Speicher:	Ja	Nein		
Speicherladung aus Netzbezug:	Ja	Nein		
Vorhandene Komponenten:	EES	L	SEA	>1 SEA
Anwendungsfälle:	Diese Anlagenkonfiguration ist gegeben, wenn ein Gewerbe- oder Industriebetrieb mit mehr als einer Stromerzeugungstechnologie oder ein Hybridpark mit angeschlossenen Verbrauchern die Möglichkeiten eines Speichers in vollem Umfang nutzt, d.h. für Eigenverbrauchsoptimierung, Arbitragehandel sowie Flexibilitätsvermarktung in Bezugs- und Einspeiserichtung.			
<b>Anforderungen</b>				
Subzähler für Komponenten erforderlich?	EES	L	SEA	>1 SEA
	Ja	Ja	-	Ja
Berechnung virtueller Zählwerte:	Ja			
Berechnungsmethode:	Virtuelle Trennung			
Kommentare:	Da die Möglichkeit von Netzeinspeisung aus dem Speicher besteht, ist Viertelstunden-Aliquotierung nicht anwendbar. Stattdessen kommt die Methode "Virtuelle Trennung" zur Anwendung, für die die Energieflüsse sämtlicher Anlagenkomponenten mittels Subzählern gemessen werden müssen.			
<b>Schematische Darstellung</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>- - - Eigentumsgrenze</li> <li>SEA Stromerzeugungsanlage</li> <li>EES Elektrischer Energiespeicher</li> <li>NAP Netzanschlusspunkt</li> <li>HZ<sub>E/B</sub> Hauptzähler in Einspeise/Bezugsrichtung</li> <li>SZ<sub>x</sub> Subzähler</li> <li>↔ Energieflüsse</li> </ul>				

### 4.5 Zusammenfassung

In den folgenden Tabellen sind die Anforderungen hinsichtlich virtueller Zählwerte und Subzähler für alle Anlagenkonfigurationen zusammengefasst. Im Gegensatz zur Systematisierung in Tabelle 1 ist hier auch eine Fallunterscheidung „Speicherkapazität größer/gleich oder kleiner 250 kWh“ inkludiert.

Viertelstunden-Aliquotierung kommt für Kundenanlagen mit Stromerzeugungsanlagen unterschiedlicher Technologie/Brennstoffkategorie zur Anwendung, bei denen keine Netzeinspeisung aus dem Speicher erfolgt. Virtuelle Trennung kommt immer dann zur Anwendung, wenn Netzeinspeisung aus (einer oder mehreren) Stromerzeugungsanlagen und aus einem Speicher erfolgt und die jeweiligen Energiemengen auseinandergehalten werden müssen.

Tabelle 17: Anwendungsbereiche der Methoden zur Berechnung virtueller Zählwerten bei Anlagen mit Speichern (Abkürzungen: siehe Tabelle 1 bzw. Anhang)

Speicherkapazität	Netzeinspeisung aus Speicher	Speicherladung aus Netzbezug	Anlagenkomponenten					
			EES ("Stand-alone-Speicher")	EES, L	EES, SEA	EES, SEA, L	EES, >1 SEA	EES, >1 SEA, L
< 250 kWh	Nein	Nein				0		1/4-h-Aliquotierung
		Ja		0		0		
	Ja	Nein			0	0	Virtuelle Trennung	
		Ja	0	0	0	0		
≥ 250 kWh	Nein	Nein				0		1/4-h-Aliquotierung
		Ja		0		0		
	Ja	Nein			0	0	Virtuelle Trennung	
		Ja	0	0	Virtuelle Trennung			

**Legende:**

- Kein praxisrelevanter Anwendungsfall
- 0 Keine Berechnungsmethode für virtuelle Zählwerte erforderlich

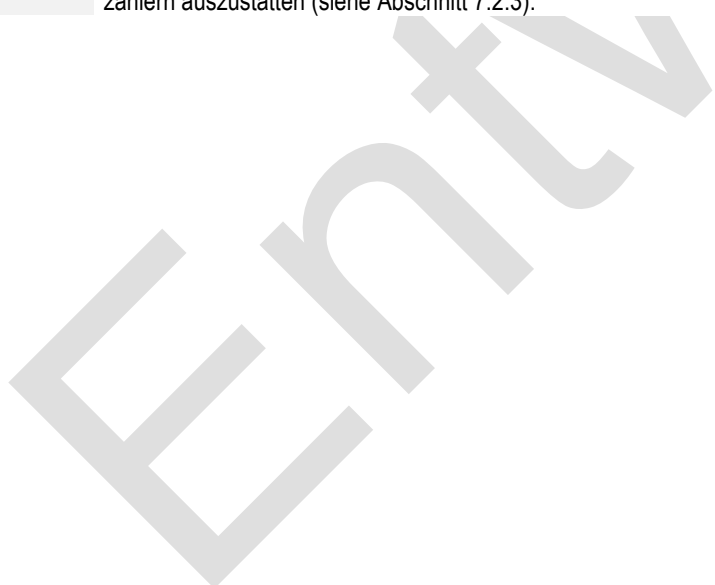
Subzähler für alle Anlagenkomponenten sind nur erforderlich, wenn „virtuelle Trennung“ zur Anwendung kommt (Tabelle 18). Bei Viertelstunden-Aliquotierung sind alle Stromerzeugungsanlagen (bzw. jede hinsichtlich Technologie bzw. Brennstoffkategorie idente Gruppe von Stromerzeugungseinheiten) mit Subzählern zu messen, nicht jedoch Verbrauchsanlagen oder Speicher.

Tabelle 18: Notwendigkeit von Subzählern in Anlagen mit Speichern je nach Anlagenkonfiguration (Abkürzungen: siehe Tabelle 1 bzw. Anhang)

Speicher- kapazität	Netzeinspei- sung aus Speicher	Speicherla- dung aus Netzbezug	Anlagenkomponenten					
			EES ("Stand-alone- Speicher")	EES, L	EES, SEA	EES, SEA, L	EES, >1 SEA	EES, >1 SEA, L
< 250 kWh	Nein	Nein				o		SEA
		Ja		o		o		
	Ja	Nein			o	o	alle Komponenten	
		Ja	o	o	o	o		
≥ 250 kWh	Nein	Nein				o*		SEA *
		Ja		o*		o*		
	Ja	Nein			o*	o*	alle Komponenten	
		Ja	o	EES	alle Komponenten			

**Legende:**

	kein praxisrelevanter Anwendungsfall
o	keine Subzähler erforderlich
EES	Der/die elektrische(n) Energiespeicher ist/sind mit Subzählern auszustatten.
SEA	Alle Stromerzeugungsanlagen/-einheiten sind mit Subzählern auszustatten.
SEA, EES	Alle Stromerzeugungsanlagen/-einheiten sowie der/die Speicher sind mit Subzählern auszustatten.
alle Kompo- nenten.	Alle Komponenten (Stromerzeugungsanlagen, Verbrauchsanlagen, Speicher) sind mit Subzählern auszustatten.
*	Hinsichtlich Messanforderungen für Speicher kein Subzähler erforderlich; nach derzeitiger Rechtslage (Stromkennzeichnungsverordnung 2022) wäre(n) der/die elektrische(n) Energiespeicher dennoch mit Subzählern auszustatten (siehe Abschnitt 7.2.3).



## 5 Virtuelle Zählwerte in der Marktkommunikation<sup>20</sup>

Virtuelle Zählwerte ermöglichen, dass für verschiedene Anlagenkomponenten (Stromerzeugungsanlagen, Speicher und Verbrauchsanlagen) innerhalb derselben Kundenanlage Vertragsverhältnisse mit unterschiedlichen Vermarktern bzw. Lieferanten bestehen können. Diese können auch unterschiedlichen Bilanzgruppen zugeordnet sein.

Im Folgenden wird geklärt, für welche Bereiche der Marktkommunikation im Fall von Viertelstunden-Aliquotierung und virtueller Trennung virtuelle Zählwerte, und für welche Bereiche Hauptzählwerte zu verwenden sind. In Tabelle 19 sind die relevanten Prozesse der Marktkommunikation sowie die jeweiligen Datenanforderungen zusammengefasst. Zu unterscheiden sind folgende Bereiche:

- 1) Datenübermittlung an Lieferanten und Bilanzgruppen – Clearing
- 2) Abrechnung Netzentgelte
- 3) Herkunftsnachweis

Tabelle 19: Prozesse der Marktkommunikation sowie die jeweiligen Verwendungszwecke und Anforderungen

	Prozesse/Datenbedarf der Marktkommunikation	Anforderungen hinsichtlich zeitlicher Auflösung und Differenzierung
Datenübermittlung an Lieferanten und Bilanzgruppen – Clearing	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Abrechnung der Energiemengen zwischen Netzbenutzern und Lieferanten</li> <li>• Clearing der Bilanzgruppen</li> <li>• Zuweisung von Energiemengen in Energiegemeinschaften</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Viertelstunden-Auflösung (Kleinkunden auf Netzebene 7: Tageswerte; Ableitung von Viertelstundenwerten erfolgt in diesem Fall auf Basis von Standardlastprofilen)</li> <li>• Differenzierung nach Erzeugung und Verbrauch</li> <li>• keine Differenzierung nach Technologien/Brennstoffkategorien</li> </ul>
Abrechnung Netzentgelte	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Abrechnung der Netzentgelte durch Netzbetreiber (Netzentgelte sind nur für Energiemengen zu verrechnen, die ins Netz eingespeist bzw. aus dem Netz bezogen wurden)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alle Anforderungen im Anwendungsbereich „Datenübermittlung an Lieferanten und Bilanzgruppen – Clearing“</li> <li>• Darüber hinaus: Abgrenzung von bezogener/gelieferter Regelenergie von sonstigem Bezug bzw. sonstiger Einspeisung, da gemäß § 5 SNE-V 2018 [6] spezielle Tarife zur Anwendung kommen</li> <li>• Tarifliche Begünstigung von Speicherbezug ist in Diskussion (EIWG-Entwurf [3]); in diesem Fall muss Speicherbezug von Bezug für Verbrauch abgegrenzt werden;</li> </ul>
Herkunftsnachweis	Prozesse des Herkunftsnachweissystems: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Einspeisung: Generierung von Herkunftsnachweisen der jeweiligen Technologie bzw. Brennstoffkategorie</li> <li>• Verbrauch: Entwertung von Herkunftsnachweisen</li> <li>• Speicherbezug und -einspeisung (Speicher ab 250 kWh): Hinterlegung von HKN auf Speicherkonto; Entwertung von HKN in Höhe der Speicherverluste</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Monatliche Auflösung</li> <li>• Differenzierung nach Stromerzeugungstechnologien bzw. Brennstoffkategorien</li> <li>• Differenzierung von Bezugsmengen nach Verbrauch und Speicherbezug (ab 250 kWh Speicherkapazität)</li> </ul>

<sup>20</sup> Zur Verwendung von virtuellen Zielwerten in der Marktkommunikation gibt es bislang keine gesetzlichen Vorgaben. Die Ausführungen in diesem Abschnitt stellen eine Empfehlung dar.

Tabelle 20 fasst zusammen, welche Zählwerte für die in Tabelle 19 beschriebenen Bereiche durch den Netzbetreiber zu übermitteln sind.<sup>21</sup> Im Fall von virtueller Trennung hat die Berechnung von Netzentgelten auf Basis der Hauptzählwerte zu erfolgen, da nur die ins öffentliche Netz eingespeisten bzw. aus dem Netz bezogenen Energiemengen netztariflich relevant sind. Schließlich kann die Summe der virtuellen Zählwerte deutlich höher sein als die Hauptzählwerte (vgl. Abbildung 5 rechts.)

Bei Viertelstunden-Aliquotierung entspricht (in Einspeiserichtung) die Summe der virtuellen Zählwerte den Hauptzählwerten. Daher können für die Berechnung der Netzentgelte für Einspeiser (Netzverlust- und Systemdienstleistungsentgelt) wahlweise virtuelle Zählwerte oder Hauptzählwerte herangezogen werden. (In Bezugsrichtung werden bei Viertelstunden-Aliquotierung keine virtuellen Zählwerte ermittelt; für Bezug sind daher Hauptzähler-Werte heranzuziehen.)

Tabelle 20: Festlegung der Zählwerte, die vom Netzbetreiber für die Prozesse der Marktkommunikation bei Anlagenkonfigurationen ohne virtuelle Zählpunkte sowie bei Anwendung von Viertelstunden-Aliquotierung und virtueller Trennung zu übermitteln sind

	Anlagenkonfigurationen ohne virtuelle Zählpunkte (keine Berechnungsmethode)	Viertelstunden-Aliquotierung	Virtuelle Trennung
Datenübermittlung an Lieferanten und Bilanzgruppen – Clearing	Hauptzählwerte	Virtuelle Zählwerte*	Virtuelle Zählwerte*
Abrechnung Netzentgelte	Hauptzählwerte	Hauptzählwerte	Hauptzählwerte
Herkunftsnachweis	Hauptzählwerte (Monatsaggregate)	Virtuelle Zählwerte* (Monatsaggregate)	Virtuelle Zählwerte* (Monatsaggregate)

\*) Die Berechnung der virtuellen Zählwerte erfolgt gemäß der Methoden nach Abschnitt 3.2 bzw. 4.3 auf Basis der Haupt- und Subzählwerte.

<sup>21</sup> Für das Herkunftsnachweissystem sind grundsätzlich auch andere Datenmeldungen als die Übermittlung durch den Netzbetreiber möglich, wie beispielsweise eine Meldung durch einen dafür beauftragten Sachverständigen.

## 6 Anmerkungen zu ausgewählten Anwendungsfällen

### 6.1 PV-Speicher auf Haushalts- und Kleinverbraucherebene<sup>22</sup>

Typische „PV-Speicher“ von Haushalten und anderen Kleinverbrauchern mit PV-Eigenerzeugung weisen eine Speicherkapazität deutlich unter 250 kWh auf. Wenn nur ein Typ einer Stromerzeugungsanlage vorhanden ist, sind in diesem Anwendungsbereich weder Subzähler erforderlich, noch besteht eine Verpflichtung, ein Speicherkonto für Herkunftsnachweise zu führen.

Dies gilt unabhängig von der Betriebsweise des Speichers. Es ist ohne Weiteres zulässig, den Speicher mit Netzbezug zu laden und aus dem Speicher ins Netz rückzuspeisen, sofern es dabei zu keiner Überschreitung des vertraglich vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung (d.h. der maximalen netz-wirksamen Bezugs- und Einspeiseleistung) kommt.

Zu beachten sind jedoch allfällige Einschränkungen in Verbindung mit Prämien- und Einspeisetarif-Förderungen (siehe Abschnitt 1.4.2).

### 6.2 Rückspeisefähige Ladeeinrichtungen

Über rückspeisefähige Ladeeinrichtungen kann elektrische Energie aus den Speichern von Elektrofahrzeugen in die Kundenanlage bzw. in das öffentliche Netz eingespeist werden. In dieser Hinsicht entspricht die Kombination eines Elektrofahrzeugs mit einer rückspeisefähigen Ladeeinrichtung funktional einem stationären Energiespeicher, der je nach Konfiguration ausschließlich zur Versorgung von Verbrauchsanlagen in derselben Kundenanlage („Vehicle-to-Home“) oder darüber hinaus auch zur Rückspeisung ins öffentliche Netz („Vehicle-to-Grid“) eingesetzt wird (allgemein: „Vehicle-to-X“).

Die technischen Anforderungen für den Netzanschluss von Ladeeinrichtungen und die Einspeisung über rückspeisefähige Ladeeinrichtungen sind in den TOR Verteilernetzanschluss [9] bzw. den TOR Stromerzeugungsanlagen [10] festgelegt. Die TOR Verteilernetzanschluss beinhalten allgemeine Regelungen für Verbrauchsanlagen und Ladeeinrichtungen; im Einspeisemodus gelten rückspeisefähige Ladeeinrichtungen als Stromerzeugungsanlagen und müssen daher die Anforderungen der entsprechenden Leistungskategorie erfüllen. Im Wesentlichen betreffen die technischen Anforderungen Funktionalitäten des Wechselrichters. Wenn die Rückspeisung über ein Wechselrichtermodell erfolgt, für das laut „Wechselrichterliste TOR Erzeuger Typ A“ [12] ein gültiges Zertifikat vorliegt, ist kein weiterer Konformitätsnachweis erforderlich.

Die Möglichkeit, mit Vehicle-to-X an einem anderen Netzanschlusspunkt ins Netz einzuspeisen als zuvor die Ladung erfolgt ist, stellt für die Umsetzung eines lückenlosen Herkunftsnachweissystems ohne „Graustrom“ (siehe Fußnote 7) eine Schwierigkeit dar. Aus dem derzeitigen gesetzlichen Rahmen kann jedoch für Vehicle-to-X keine allgemeine Befreiung von den Anforderungen des Herkunftsnachweissystems abgeleitet werden, zumal die Speicherkapazität von dem an die Ladeeinrichtung angeschlossenen Fahrzeug abhängt (siehe Abschnitt 4.1). Ausgehend von derzeit verfügbaren Elektrofahrzeug-Modellen im PKW-Bereich erscheint jedoch eine Einordnung in die Kategorie < 250 kWh für einzelne rückspeisefähige Ladeeinrichtungen („Wallboxen“) zulässig. Im Normalfall sind also – sofern nicht Stromerzeugungsanlagen unterschiedlicher Technologien in derselben Kundenanlage angeschlossen sind – keine Subzähler erforderlich, und wie bei PV-Speichern ist auch Rückspeisung ins öffentliche Netz bei Erfüllung aller technischen Anforderungen gemäß TOR ohne weitere Auflagen zulässig.

Für LKW mit Elektroantrieb sowie private und öffentliche Ladeparks mit zahlreichen Ladepunkten muss hingegen davon ausgegangen werden, dass der Schwellwert von 250 kWh überschritten wird.

---

<sup>22</sup> Bei diesem Anwendungsfall ist die derzeitige Rechtslage nach Ansicht der E-Control eindeutig und zweckmäßig.

Kommen in diesen Fällen rückspeisefähige Ladeeinrichtungen zum Einsatz, ist aufgrund der derzeitigen Rechtslage keine Befreiung von den Anforderungen der Stromkennzeichnung gegeben.

EU-weite Anforderungen und Regelungen zu rückspeisefähigen Ladeeinrichtungen sind in der Überarbeitung des „Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger“ („Requirements for Generators“; [13]) enthalten. Der diesbezügliche Vorschlag von der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) an die Europäische Kommission liegt seit Dezember 2023 vor (siehe [14]). Neben einheitlichen technischen Anforderungen und Leistungskategorien sieht der Entwurf eine EU-weite Vereinheitlichung des Konformitätsnachweises vor (siehe [15]).

Entwurf



## 7 Derzeitige Rechtslage und Anpassungsbedarf im gesetzlich-regulatorischen Rahmen

### 7.1 Derzeitige Rechtslage

#### 7.1.1 Netzanschluss von Speichern

Allgemeine Regelungen zum Netzanschluss von Speichern bzw. von Kundenanlagen mit Speichern sind in den TOR Verteilernetzanschluss [9] festgelegt. Im Einspeisebetrieb wirken Speicher wie Stromerzeugungsanlagen, daher gelten für sie, wie in den TOR Verteilernetzanschluss ausgeführt, grundsätzlich auch die Anforderung der TOR Stromerzeugungsanlagen [10]. Dies betrifft alle in den TOR Stromerzeugungsanlagen beschriebenen technischen Voraussetzungen und Prozesse für den Netzanschluss (Betriebserlaubnisverfahren, Konformitätsnachweis etc.), sofern Speicher nicht ausdrücklich ausgenommen sind. Technische Anforderungen gemäß TOR Verteilernetzanschluss betreffen in erster Linie das Verhalten von Speichern im Bezugsmodus.

Beim Anschluss von Speichern in bestehenden Kundenanlagen sind insbesondere die generelle Meldepflicht beim relevanten Verteilernetzbetreiber sowie die Bestimmungen der TOR Verteilernetzanschluss bzw. der TOR Stromerzeugungsanlagen zu „wesentlichen Änderungen“ zu beachten. Diese sehen vor, dass geplante Änderungen, die eine Abweichung von den im Netzanschlussvertrag beschriebenen Anlageneigenschaften bringen, einer Abstimmung mit dem VNB bedürfen und eine Abänderung des Netzanschlussvertrages erforderlich machen können. Der Zubau eines elektrischen Energiespeichers im Netzparallelbetrieb stellt jedenfalls eine wesentliche Änderung im Sinne der TOR dar.

#### 7.1.2 Netzentgelte und Abgaben

Für Speicher sind nach geltendem Recht die regulären Netzentgelte für Entnehmer und Einspeiser zu entrichten (siehe §§ 51 bis 58 EIWOG 2010 [2]). Lediglich für Pumpspeicherkraftwerke ab einer Leistung von 1 MW legt § 111 Abs 3 EIWOG 2010 für 15 Jahre ab Inbetriebnahme eine tarifliche Begünstigung in Form einer Befreiung vom Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt fest.

Bei der Herstellung eines Netzanschlusses oder der Abänderung eines Anschlusses infolge einer Erhöhung der Anschlussleistung ist einmalig an den Netzbetreiber ein **Netzzutrittsentgelt** zu entrichten. Das Netzzutrittsentgelt bemisst sich gemäß § 54 Abs 1 EIWOG 2010 nach den tatsächlichen Aufwendungen, die mit Herstellung bzw. Abänderung des Anschlusses verbunden sind. Diese Regelung gilt gleichermaßen für Stand-alone-Speicher, für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen bzw. Hybridanlagen mit Speichern sowie für den Anschluss von Speichern in bestehenden Kundenanlagen.

Die **pauschalen Netzzutrittsentgelte** gemäß § 54 Abs 3 bzw. 4 EIWOG 2010 sind ausschließlich für Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger auf den Netzebenen 3 bis 7 anwendbar. Bei der Errichtung eines Netzanschlusses für eine Kundenanlage, die neben Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer auch Speicher beinhaltet, ist vom Netzbetreiber ein Netzzutrittsentgelt in Höhe der tatsächlichen Aufwendungen in Rechnung zu stellen.<sup>23</sup>

Beim Anschluss eines Speichers in einer bestehenden Kundenanlage, für die ein pauschaliertes Netzzutrittsentgelt entrichtet wurde, sind vom Netzbetreiber nach derzeitiger Rechtslage (§ 54 EIWOG 2010) die tatsächlichen Aufwendungen für allfällige Abänderungen des Netzanschlusses zu

<sup>23</sup> Siehe „Leitfaden Netzanschluss“ [8] für allgemeine Erläuterungen zum Netzzutrittsentgelt.

verrechnen. Die Notwendigkeit für Abänderungen des Netzanschlusses wird in Hinblick auf die gemeldete Speichergröße individuell geprüft. Sind keine Abänderungen erforderlich, wird kein Netzzutrittsentgelt fällig.

**Netzbereitstellungsentgelt** wird Entnehmern bei der Herstellung eines Netzanschlusses oder bei Überschreitung des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung als leistungsbezogener Pauschalbetrag verrechnet (§ 55 EIWOG 2010). Dies gilt nach derzeitiger Rechtslage uneingeschränkt auch für Speicher bzw. Kundenanlagen mit Speichern. Ob beim Anschluss eines Speichers in einer bestehenden Kundenanlage ein Netzbereitstellungsentgelt zu entrichten ist, hängt lediglich davon ab, ob durch den Speicherbetrieb das vereinbarte Ausmaß der Netznutzung überschritten wird oder nicht.

Die **Erneuerbaren Förderpauschale** ist gemäß § 73 Abs 1 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern pro Zählpunkt zu leisten. Da Speicher nach derzeitiger Rechtslage als Endverbraucher im Sinne des § 7 Z 12 EIWOG 2010 gelten<sup>24</sup>, ist auch für Zählpunkte, an denen ein Stand-alone-Speicher oder Stromerzeugungsanlagen mit Speicher angeschlossen sind, eine Erneuerbaren-Förderpauschale zu entrichten.

### 7.1.3 Virtuelle Zählpunkte

Für mehrere Erzeugungsanlagen und -einheiten, die (aus Sicht des Netzbetreibers) „hinter“ einem einzigen Zählpunkt liegen, besteht bereits derzeit die Möglichkeit, die an der Schnittstelle zum Netzbetreiber („Zählpunkt“ gemäß § 7 Abs 1 Z 83 EIWOG 2010) gemessenen Energiewerte in Einspeiserichtung auf einzelne virtuelle Zählpunkte aufzuteilen. Diese Aufteilung hat derzeit keine elektrizitätsrechtliche Grundlage, sondern ist zivilrechtlich im Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreibern auf Einzelvertragsbasis vereinbart. Dies ist möglich, da zwar die Saldierung von mehreren Zählpunkten gemäß § 7 Abs 1 Z 83 EIWOG 2010 auf einen Zählpunkt verboten ist, in der Gegenrichtung jedoch kein diesbezügliches Verbot besteht. Einzelvertragliche Vereinbarungen, die gegen über dem gesetzlichen Mindestzustand einen höheren Standard schaffen, sind, solange sie von den Netzbetreibern diskriminierungsfrei angewendet werden und nicht verboten sind, zulässig.

Virtuelle Zählpunkte werden in Abschnitt 1.1 der Sonstige Marktregeln Strom „Zählwerte und standardisierte Lastprofile“ [11] beschrieben. Für die Aufteilung der an der Übergabestelle gemessenen Energiemengen sind Submessungen nahe den Erzeugungsanlagen und eine Aufteilung gemäß Viertelstunden-Aliquotierung vorgesehen. Virtuelle Bezugs-Zählpunkte sind bislang in den Sonstigen Marktregeln nicht vorgesehen.

### 7.1.4 Allgemeine Bedingungen der OeMAG

Im derzeitigen Regelwerk der OeMAG zu **Tarifförderungen** (Förderung mittels Einspeisetarifen gemäß Ökostromgesetz) werden virtuelle Zählpunkte nur bei „Volleinspeisern“ anerkannt (Allgemeine Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle Teil B Punkt V.1.1.2 lit b). Die Anwendung ist sowohl bei einheitlichem als auch bei unterschiedlichen Primärenergieträgern (d.h. hybriden Stromerzeugungsanlagen) möglich. Bei „Überschusseinspeisern“ werden virtuelle Zählpunkte derzeit gemäß der Allgemeinen Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle nicht akzeptiert.

### 7.1.5 Subzähler – Submessungen

Im vorliegenden Dokument wird der Begriff „Subzähler“ für Messgeräte innerhalb einer Kundenanlage verwendet, deren Messwerte zur Berechnung virtueller Zählwerte herangezogen werden (siehe Abschnitt 2.1).

---

<sup>24</sup> siehe Beschluss des Bundesverwaltungsgerichtes vom 22.09.2023, Zl. W290 2250769-1 sowie Entscheidung des Verfassungsgerichtshofes VfSlg. 19.740/2013.

In der Vergangenheit wurden bisweilen Zähler unterschiedlicher Netzbenutzer in Reihe geschaltet. Solche (teilweise ebenfalls als „Subzähler“ bezeichnete) Konfigurationen mit Zählern in Reihenschaltung sind für Neuanlagen nicht zulässig (siehe Abschnitt 5.4 TOR Stromzähler [16]).

Die TOR Teil F [17] „Technische Regeln für Zählwerterfassung und Zählwertübertragung“ (nicht mehr in Geltung, da durch TOR Stromzähler ersetzt) enthielten dieses Verbot in Punkt 5.7 „Hinterschaltungen“. In Kundenanlagen, die vor Inkrafttreten der TOR Teil F in der Fassung 2.1 (1.3.2007) errichtet wurden, sind derartige Reihenschaltungen weiterhin zulässig. In der Praxis erfolgt bei diesen Anlagen die Zählwertermittlung durch Summendifferenzmessung/-zählung.

## 7.2 Anpassungsbedarf im gesetzlich-regulatorischen Rahmen

### 7.2.1 Gesetzlicher Rahmen für Anlagenkonfigurationen mit Speicher

Um Rechtssicherheit für die in Abschnitt 4 beschriebenen Anlagenkonzepte bzw. die Festlegung spezifischer Anforderungen und Berechnungsmethoden zu schaffen, bedarf es einer klaren gesetzlichen Grundlage.

Die Integration von Speichern in (bestehende) Kundenanlagen bzw. die gemeinsame Nutzung eines Netzanschlusses für Stromerzeugungs- und/oder Verbrauchsanlagen und Speicher ist notwendig, um das Marktpotential von Speichern zu heben und einen maximalen Systemnutzen zu generieren. Derzeit scheitert dies vielfach an fehlender Rechtssicherheit.

Aufgrund der (in diesem Papier beschriebenen) Vielfalt an möglichen Anlagenkonfigurationen können die notwendigen Regelungen nicht abschließend im künftigen Gesetzesrahmen (EIWG) festgelegt werden. Stattdessen erachtet die E-Control eine gesetzliche Ermächtigung als zielführend, die es der Regulierungsbehörde erlaubt, Regelungen im Sinne der in diesem Papier dargestellten Konzepte festzulegen; etwa im Rahmen der technischen und organisatorischen Regeln (TOR) oder per Verordnung.

Konkret sollte diese Festlegungsermächtigung folgende Punkte umfassen:

- Anwendungsfälle für virtuelle Zählpunkte in Einspeise- und Bezugsrichtung,
- Messanforderungen in Abhängigkeit der Anlagenkonfiguration (siehe Abschnitt 4.2),
- Berechnungsmethoden für virtuelle Zählwerte, inklusive Gewichtungsfaktoren (siehe Abschnitt 4.3),
- Regeln für virtuelle Zählwerte in der Netzentgeltberechnung und in der Marktkommunikation (siehe Abschnitt 5).

### 7.2.2 Regelungen für Zähler innerhalb von Kundenanlagen (Subzähler)

Im gesetzlichen Rahmen ist zu klären welche Anforderungen an Subzähler gestellt werden. Insbesondere ist zu klären,...

- ob Subzähler bspw. im Fall von Hybridparks technisch genauso auszuführen sind wie Hauptzähler, oder ob kostengünstigere Lösungen zulässig sind und
- ob die Erfassung und Verarbeitung von Subzählwerten strikt im Aufgabenbereich der Netzbetreiber liegen sollen, oder ob dies auch von akkreditierten Dienstleistern durchgeführt werden kann.

Es erscheint angebracht, hier zu unterscheiden zwischen Subzählern, die ausschließlich für das Herkunftsnachweissystem benötigt werden (siehe Fußnote 21), und solchen, die (auch) die Datenbasis für die Abrechnung/das Clearing liefern.

Im Sinne einer Entlastung der Netzbetreiber könnte längerfristig die Einführung einer Marktrolle „Messstellenbetreiber“ in Erwägung gezogen werden.

Zumindest als kurzfristige Lösung wäre denkbar, für Subzähler in Hinblick auf Eichung, Anforderungen an die Messgenauigkeit und vom Netzbenutzer zu leistende Entgelte dieselben Regelungen wie für Hauptzähler festzulegen.

### 7.2.3 Stromkennzeichnungsverordnung

§ 10 Abs 1 der Stromkennzeichnungsverordnung 2022 verpflichtet Netzbetreiber, für Speicher ab 250 kWh Speicherkapazität, die in ihrem Versorgungsgebiet angeschlossen sind, in der Herkunftsnachweisdatenbank die eingespeicherten und abgegebenen Energiemengen auf monatlicher Basis zu melden. Daraus ergibt sich für alle in Kundenanlagen integrierte Speicher ab 250 kWh Speicherkapazität die Notwendigkeit für Subzähler.

Wie in Abschnitt 4.4 ausgeführt wurde, sind Subzähler am Speicher bei vielen Anlagenkonfigurationen für das Herkunftsnachweissystem de facto nicht erforderlich; nämlich immer dann, wenn das Betriebskonzept keine Netzeinspeisung aus dem Speicher vorsieht oder der Speicher nicht mit Netzbezug geladen wird und keine „virtuelle Trennung“ erfolgt. Es wird daher in Erwägung gezogen, diese Regelung der Stromkennzeichnungsverordnung anzupassen und für solche Speicher Ausnahmen vorzusehen.

Des Weiteren erscheint es angebracht, in der Stromkennzeichnungsverordnung zweckmäßige Regelungen für rückspeisefähigen Ladeeinrichtung vorzusehen. Momentan besteht aufgrund der 250-kWh-Schwelle kein dringender Handlungsbedarf. Längerfristig muss jedoch auch für Fahrzeuge bzw. Ladeparks, die nicht aufgrund ihrer Speicherkapazität (unter 250 kWh) von den Anforderungen des Herkunftsnachweissystems befreit sind, eine praktikable Lösung gefunden werden (siehe Abschnitt 6.2).

### 7.2.4 Netzentgelte und Abgaben

Im derzeitigen Rechtsrahmen zu Netzentgelten beschränken sich Sonderregelungen für elektrische Energiespeicher weitgehend auf Pumpspeicherkraftwerke. In Hinblick auf das Gebot der Diskriminierungsfreiheit erscheint eine Überarbeitung derartiger Regelungen angebracht.

Darüber hinaus sollte bei den Regelungen zu einzelnen Entgeltkomponenten (bspw. beim Netznutzungsentgelt und beim Netzverlustentgelt) überprüft werden, wie in Hinblick auf Speicher dem Prinzip der Verursachergerechtigkeit am besten Rechnung getragen werden kann. Beispielsweise kann für Speicher, die ausschließlich mit Eigenerzeugung geladen werden, eine Befreiung von bezugsseitigen Netzentgelten bzw. Abgaben in Erwägung gezogen werden. Eine gesetzliche Klarstellung, ob Speicher künftig weiterhin – unabhängig von der Betriebsweise – als Endverbraucher (im Sinne des § 7 Z 12 EIVOG 2010) gelten sollen, erscheint wünschenswert.

Pauschale, sachlich nicht begründete Reduktionen oder Befreiung von einzelnen Entgeltkomponenten sind kritisch zu sehen. Die E-Control rät davon ab, davon auszugehen, dass bestimmte Technologien jedenfalls und unabhängig von der tatsächlichen Betriebsweise einen Netz- oder Systemnutzen generieren, und deshalb eine pauschale Reduktion oder Befreiung gerechtfertigt wäre. Ein solches Vorgehen impliziert mitunter merkliche Erhöhungen der Netzentgelte für die übrigen, nicht begünstigten Netznutzer. Daher sollten Reduktionen und Befreiung von Entgeltkomponenten soweit möglich nur unter bestimmten Voraussetzungen bzw. objektiv prüfbarer Netz- oder Systemnutzen gewährt werden. Folgende Kriterien kommen dafür beispielsweise in Frage:

- Der Netzanschlussvertrag sieht definierte (und zeitlich bzw. im Ausmaß beschränkte) Eingriffsmöglichkeiten des Netzbetreibers in die Betriebsweise vor („Vertrag mit regelbarer Leistung“). Solche „Eingriffsmöglichkeiten“ können beispielsweise so ausgestaltet werden, dass

der Netzbetreiber berechtigt ist, day-ahead Einschränkungen des Einspeiserechtes zu bestimmten Zeiten (etwa zu „PV-Spitzenzeiten“) auszusprechen, die der Speicherbetreiber in seiner Bewirtschaftungs- bzw. Vermarktungsstrategie zu berücksichtigen hat.

- Der Netzanschluss erfolgt an einem vom Netzbetreiber definierten Netzknoten, der aus Netz-sicht als besonders geeignet für den (zugleich „markt- und netzdienlichen“) Betrieb eines Speichers identifiziert wurde. Die Veröffentlichung solcher Netzknoten wäre beispielsweise im Rahmen von Verteilernetzentwicklungsplänen gemäß Art 32 Abs 3 RL (EU) 2019/944 [18] denkbar. Die Vergabe der Netzanschlusskapazitäten an diesen Knoten könnte auf Basis öffentlicher Ausschreibungen erfolgen.
- Bei der Erbringung von Systemdienstleistungen oder Flexibilitätsleistungen für Netzbetreiber können spezielle, reduzierte Netzentgelte zur Anwendung kommen (wie bereits jetzt für Regelreserve gemäß §5 Abs 1 Z 9 SNE-V 2018).

Entwurf

## 8 Anhang

In diesem Dokument werden folgende Abkürzungen verwendet:

AK	Anlagenkonfiguration
EDA	Energiewirtschaftlicher Datenaustausch (Kommunikationsplattform für sämtliche Marktteilnehmer der österreichischen Energiewirtschaft)
EES	Elektrischer Energiespeicher
EIWG	Elektrizitätswirtschaftsgesetz
EIWOG 2010	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010
HKN	Herkunftsnachweis(e)
HZ	Hauptzähler
HZW	Hauptzählwert
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
L	Last(en)
NAP	Netzanschlusspunkt
PV	Photovoltaik
SEA	Stromerzeugungsanlage
>1 SEA	mehrere Stromerzeugungsanlagen (unterschiedlicher Technologien bzw. Primärenergieträger/Brennstoffkategorien)
SZ	Subzähler
SZW	Subzählwert
TOR	Technische und Organisatorische Regeln
VZW	Virtueller Zählwert

## 9 Quellen

- [1] E-Control, 2022. Sonstige Marktregeln Strom. Beziehungsgeflecht. Version 4.0.  
[https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/2022\\_11\\_10\\_SoMa\\_Beziehungsgeflecht\\_V4.0\\_clean.pdf/662fef8f-db49-0be0-033d-eacd142060b1?t=1668003326315](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/2022_11_10_SoMa_Beziehungsgeflecht_V4.0_clean.pdf/662fef8f-db49-0be0-033d-eacd142060b1?t=1668003326315) (letzter Zugriff: Feb. 2025)
- [2] Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010), BGBl. I Nr. 110/2010 idF 7/2022;  
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045> (letzter Zugriff: Nov. 2024)
- [3] EIWG-Entwurf 2024-01-10. Bundesgesetz, mit dem ein Bundesgesetz zur Regelung der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätswirtschaftsgesetz – EIWG) und ein Bundesgesetz zur Definition des Begriffs der Energiearmut für die statistische Erfassung und für die Bestimmung von Zielgruppen für Unterstützungsmaßnahmen (Energiearmuts-Definitions-Gesetz – EnDG) erlassen werden sowie das Energie-Control-Gesetz geändert wird. [https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/Bezug/BEGUT\\_98A64318\\_7EC0\\_4A83\\_9396\\_B69707E01C9D/BE-GUT\\_98A64318\\_7EC0\\_4A83\\_9396\\_B69707E01C9D.html](https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/Bezug/BEGUT_98A64318_7EC0_4A83_9396_B69707E01C9D/BE-GUT_98A64318_7EC0_4A83_9396_B69707E01C9D.html) (letzter Zugriff: Nov. 2024)
- [4] E-Control, 2024. TOR Begriffe. Begriffsbestimmungen, Erläuterungen, Quellenverweise, Version 1.2.  
[https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR\\_Begriffe\\_V1.2.pdf/7a459205-7b8d-4fbc-374d-ac48fee74385?t=1720509715014](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR_Begriffe_V1.2.pdf/7a459205-7b8d-4fbc-374d-ac48fee74385?t=1720509715014) (letzter Zugriff: Nov. 2024)
- [5] Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von allgemeinen Anforderungen für den Datenaustausch 2024 (SOGL Datenaustausch-V 2024), BGBl. II Nr. 267/2024  
<http://ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20012698> (letzter Zugriff: Feb. 2025)
- [6] Verordnung der E-Control über die Regelungen zur Stromkennzeichnung und zur Ausweisung der Herkunft nach Primärenergieträgern (Stromkennzeichnungsverordnung 2022 – KenV 2022). BGBl. II Nr. 48/2022  
<https://ris.bka.gv.at/NormDokument.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011815&FassungVom=2025-02-15&Artikel=&Paragraf=0&Anlage=&Uebergangsrecht=> (letzter Zugriff: Feb. 2025)
- [7] Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – SNE-V 2018), BGBl. II Nr. 398/2017 idF 558/2021  
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20010107> (letzter Zugriff: Nov. 2024)
- [8] E-Control, 2024. Leitfaden für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen mit typischen Beispielen, Version 1.3.  
<https://www.e-control.at/industrie/strom/stromnetz/netzanschluss> (letzter Zugriff: Nov. 2024)
- [9] E-Control, 2024. TOR Verteilernetzanschluss für die Niederspannung (Netzebene 6 und 7). Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen. Version 1.2.

- [https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR-Verteilernetzanschluss-Niederspannung-V1\\_0.pdf/bb215dee-bd75-0705-8eae-b4d06ce08f00?t=1665998409014](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR-Verteilernetzanschluss-Niederspannung-V1_0.pdf/bb215dee-bd75-0705-8eae-b4d06ce08f00?t=1665998409014) (letzter Zugriff: Nov. 2024)
- [10] E-Control, 2024. TOR Stromerzeugungsanlagen: Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen. Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinsterzeugungsanlagen. Version 1.3.  
[https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR\\_Stromerzeugungsanlagen\\_Typ\\_A\\_Version\\_1.3.pdf/64f04fde-d7cc-1bcc-b8ac-1682b04bbb8f?t=1720510145101](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR_Stromerzeugungsanlagen_Typ_A_Version_1.3.pdf/64f04fde-d7cc-1bcc-b8ac-1682b04bbb8f?t=1720510145101) (letzter Zugriff: Nov. 2024)
- [11] E-Control, 2021. Sonstigen Marktregeln (SoMa) „Zählwerte und standardisierte Lastprofile“ (V.3.8). [https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/SoMaSt\\_Zaehlwerte+und+SLP\\_+V3-8\\_FINAL\\_CLEAN.pdf/e41bf9f9-ae07-3fe2-0005-c932412aaad5?t=1633084606786](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/SoMaSt_Zaehlwerte+und+SLP_+V3-8_FINAL_CLEAN.pdf/e41bf9f9-ae07-3fe2-0005-c932412aaad5?t=1633084606786) (letzter Zugriff: Nov. 2024)
- [12] Oesterreichs Energie, 2024. Wechselrichterliste TOR Erzeuger Typ A.  
<https://oesterreichsenergie.at/publikationen/ueberblick/detailseite/wechselrichterliste-tor-erzeuger-typ-a> (letzter Zugriff: Nov. 2024)
- [13] Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger.  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32016R0631> (letzter Zugriff: Nov. 2024)
- [14] ACER, 2023. Website der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden. News 19.12.2023. ACER proposes amendments to the electricity grid connection network codes.  
<https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-proposes-amendments-electricity-grid-connection-network-codes> (letzter Zugriff: Nov. 2024)
- [15] ACER, 2023. NC RfG DC Recommendation: Annex 1a – Amended RfG Regulation TC compared to the current Regulation.  
[https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Recommendations\\_annex/A-CER\\_Recommendation\\_03-2023\\_Annex\\_1a\\_NC\\_RfG\\_TC\\_to\\_original.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Recommendations_annex/A-CER_Recommendation_03-2023_Annex_1a_NC_RfG_TC_to_original.pdf) (letzter Zugriff: Nov. 2024)
- [16] E-Control, 2024. TOR Stromzähler. Version 1.0  
[https://www.e-control.at/documents/1785851/0/TOR\\_Stromz%C3%A4hler\\_v1.0.pdf/8b05d9e9-6221-de26-aa67-befa07c63f29?t=1713169467630](https://www.e-control.at/documents/1785851/0/TOR_Stromz%C3%A4hler_v1.0.pdf/8b05d9e9-6221-de26-aa67-befa07c63f29?t=1713169467630) (letzter Zugriff: Feb. 2025)
- [17] E-Control, 2011. TOR Teil F: Technische Regeln für Zählwerterfassung und Zählwertübertragung. Version 2.2.  
[https://www.e-control.at/documents/1785851/1811363/TOR\\_F\\_20110308\\_V2.2\\_aa.pdf/7fc39f90-3a45-4aab-bb2b-9e7ce0058ad0?t=1413909233113](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811363/TOR_F_20110308_V2.2_aa.pdf/7fc39f90-3a45-4aab-bb2b-9e7ce0058ad0?t=1413909233113) (letzter Zugriff: Feb. 2025)
- [18] Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU.  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019L0944> (letzter Zugriff: Nov. 2024)