

UNSERE ENERGIE VERTRAUT AUF SICHERHEIT.

INHALT

Executive Summary	3
1 Einleitung	6
1.1 Gesetzliche Anforderung	6
1.2 Berichtsstruktur	6
2 Rückblick (2024 und Rumpfjahr 2025)	9
2.1 Erzeugungskapazitäten	9
2.2 Strombedarf	12
2.3 Entwicklung der Netzlast	14
2.4 Realisierte Bedarfsdeckung	16
2.5 Abschätzung des nationalen energetischen Bedarfsdeckungspotenzials	19
3 Aktuelle Lage und kurzfristiger Ausblick	22
4 Vorausschau (2040)	24
4.1 Szenarienkatalog	24
4.2 Stündliche Lastdeckungssimulation	26
5 Netze	36
5.1 Ausbau und Instandhaltung der Netze	36
5.2 Maßnahmen in außergewöhnlichen Situationen	41
5.3 Verfügbarkeit von Netzen (Versorgungszuverlässigkeit)	49
6 Europäische Sicherheitsanalyse	51
6.1 Short-Term Adequacy Assessment (STAA)	51
6.2 Seasonal Outlook Reports (SOR/WOR)	51
6.3 European Resource Adequacy Assessment (ERAA)	52
6.4 Monitoring der europäischen Versorgungssicherheit	52

EXECUTIVE SUMMARY

E-Control berichtet jährlich über die Versorgungssicherheit im Elektrizitätssektor. Ein Ziel dieses jährlichen Berichts ist es, Aussagen über den derzeitigen und den künftigen Zustand der Versorgung mit elektrischer Energie in Österreichs zu treffen. Daher finden sich hier einige Rechnungen, die es erlauben, das österreichische Stromsystem ohne Berücksichtigung europäische Importe zu bewerten, während europäische Übertragungsnetzbetreiber in entsprechenden Publikationen gesamt-europäische Berechnungen anstellen.

Ende des Jahres 2024 lag die gesamte Erzeugungskapazität in der Regelzone APG um 2.569 MW höher als im Jahr davor, wobei ein Großteil der Steigerung auf Photovoltaik-Anlagen entfällt (2.131 MW). Insgesamt entspricht dies einem Rückgang des Saldos von Ausbau und Stilllegungen um 15,2% gegenüber 2023. Eine detaillierte Bewertung bezüglich der Ziele gemäß dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) 2021 finden sich im ebenfalls jährlich erscheinenden EAG-Monitoringbericht der E-Control. Insgesamt sind in der Regelzone APG Kapazitäten in der Höhe von 30,8 GW vorhanden, wovon 12,3 GW Wärme- und Speicherkraftwerke (in der Erzeugung steuerbar) und 6,0 GW Laufkraftwerke (teilweise mit Schwellbetrieb) sind. Betreffend Speicherkraftwerke in der Regelzone sind nach Inbetriebnahme von Limberg III im Jahr 2025 noch weitere 2,2 GW in Bau, eingereicht oder in Planung.

Verbrauchsseitig ist ein Anstieg der Abgabe an Endkunden aus dem öffentlichen Netz von etwa 0,4 TWh zu verbuchen, die sich im Jahr 2024 auf 54.927 GWh beläuft. Der Brutto-Stromverbrauch im öffentlichen Netz der Regelzone APG kommt mit 61.616 GWh auf bloß 0,1 TWh mehr als im Jahr zuvor, was auf einen Rückgang beim Verbrauch für Pumpspeicherung zurückzuführen ist. Im gesamten Netz inklusive des Verbrauchs „hinter“ dem Netzzähler und der Kraftwerke außerhalb der österreichischen Regelzone ist ein Plus von gut 1,9 TWh zu verzeichnen, womit sich der Gesamtbedarf auf

rund 75,1 TWh beläuft. Damit ist der Gesamtverbrauch etwa auf dem Niveau von vor 12 Jahren und weiterhin 2,7 TWh unter dem Niveau vor der Preis-Krise.

Aufbringungsseitig zeigte sich neben steigender Produktion aus Photovoltaik und Windkraft vor allem ein besonders starkes Wasserjahr 2024, weshalb Österreich 2024 als Nettoexporteur fungierte, was sich im Jahr 2025 aber nicht abzeichnet. Die Erzeugung durch kalorische Kraftwerke lag im Winter 2024/2025 deutlich höher als im Winter zuvor, was auf die niedrigen Temperaturen und das geringe erneuerbare Dargebot (Stichwort: Dunkelflaute) zurückzuführen ist.

Im diesjährigen Bericht wurde der Abschnitt, der sich mit der zukünftigen Versorgungssituation beschäftigt, grundlegend überarbeitet. Hintergrund ist die Verlängerung des Prognosehorizonts von 2030 auf 2040. Es wurden mehrere hypothetische Versorgungsszenarien für das Jahr 2040 gewählt, deren Parameter in die stündliche Lastdeckungssimulation fließen. 2040 wird der Kraftwerkspark fundamental anders aussehen. Weiterhin starker Zubau an PV-Anlagen und mehr Wasserkraft als heute dürften das Bild prägen, große Kapazitäten von Batteriespeichern werden in den Markt drängen. Insgesamt könnten 40 bis 50 GW an erneuerbarer Erzeugungskapazität zur Verfügung stehen, um das EAG-Ziel der hundertprozentigen Bedarfsdeckung aus Erneuerbaren zu sichern. Ein Faktor mit Ungewissheit sind sicherlich die thermischen Erzeugungskapazitäten, die für die Versorgungssicherheit aufgrund ihrer Steuerbarkeit hohe Relevanz haben. Unter den Prämissen entsprechenden Erneuerbaren-Ausbau, des Zubaus von Batteriespeichern und einer gesamten (grün oder grau) thermischen Kapazität im Bereich der heutigen Situation unterstreichen die Ergebnisse recht deutlich die Robustheit des inländischen Versorgungssystems für einen Gesamtbedarf im Bereich von 95 bis 120 TWh. Die anfallenden Zeiträume, in denen man den inländischen Bedarf nicht aus inländischen Ressourcen decken könnte, belaufen sich je nach Szenario auf lediglich bis zu 0,3 bis 2,6 Stunden pro Jahr, was für eine sehr angemessene Situation spricht, da eine tatsächliche Herausnahme Österreichs aus dem europäischen Markt aus heutiger Sicht vollkommen unrealistisch ist.

Auch für die Netze ist das Bild durchweg positiv. Die Störungskennzahlen SAIDI und ASIDI haben sich 2024 im Vergleich zum Jahr deutlich verbessert – bezogen auf ungeplante Versorgungsunterbrechungen lag der SAIDI 2024 bei rund 23 und der ASIDI bei gut 25 Minuten¹. Die europäischen Großstörungen hatten keine nennenswerten Auswirkungen auf das österreichische Netz. Auch die Redispatch-Tage und -Mengen waren leicht rückläufig, wobei mehr grenzüberschreitende Redispatch-Maßnahmen getätigt wurden.

Betreffend den Ausbau von Netzinfrastruktur sind zahlreiche Projekte bekannt: 920 km neue Leitungen und 23 Umspannwerke im Übertragungsnetz und insgesamt 300 Vorhaben in den Verteilnetzen.

¹ 2023: 33 (SAIDI) bzw. 32 (ASIDI) Minuten

Einleitung

Gesetzliche Grundlagen, Berichtsstruktur

1 EINLEITUNG

Dieser Bericht behandelt die Aspekte der Aufbringungs- und Transportsicherheit elektrischer Energie im inländischen Kontext. Mit dem Ausbau von dargebotsabhängigen, erneuerbaren Erzeugungstechnologien gehen Notwendigkeiten des Netzausbau sowie -umbaus und der zwischenzeitlichen Energiespeicherung einher, um die Integration der Erneuerbaren voranzutreiben.

Für das Berichtsjahr 2024 wurde der Bericht grundlegend überarbeitet, wobei der Abschnitt der Vorausschau am intensivsten überarbeitet wurde. Zudem wird im Rückblick eine etwas vergrößerte Datenbasis als in den letzten Jahren verwendet. Der vorliegende Monitoringbericht wird der Kommission der Europäischen Union vorgelegt. Darüber hinaus soll dieser Bericht allen interessierten Stakeholdern einen objektiven Überblick über die Lage der elektrischen Versorgungssicherheit in Österreich in einer Inselbetrachtung bieten. Dadurch unterscheidet sich der Bericht wesentlich von europäischen Szenarienrechnungen².

1.1 Gesetzliche Anforderung

Die E-Control hat gemäß § 15 Abs. 2 Energielenkungsgesetz 2012 idF BGBI. I/74/2024 (EnL-G 2012) zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich durchzuführen. Die Monitoring-Verpflichtungen betreffen insbesondere

1. das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt;

2. die erwartete Nachfrageentwicklung und das verfügbare Angebot;
3. die in Planung und Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten;
4. die Qualität und den Umfang der Netzwartung;
5. Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger sowie
6. die Verfügbarkeit von Elektrizitätserzeugungsanlagen und Netzen.

Die Ergebnisse dieser Monitoring-Tätigkeiten zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen können gemäß § 15 Abs. 2 EnL-G 2012, für die langfristige Planung verwendet werden. Zudem hat die E-Control einen Bericht über das Ergebnis ihres Monitorings der Versorgungssicherheit gemäß § 28 Abs. 3 E-Control-Gesetz zu erstellen, in geeigneter Weise zu veröffentlichen und der Europäischen Kommission zu übermitteln.

1.2 Berichtsstruktur

Aufgrund aktueller energiewirtschaftlicher Fragestellungen und dem gesetzlichen Auftrag wird die folgende Berichtsstruktur gewählt:

Rückblick 2024 (und Teile 2025)

Er umfasst die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten, die Entwicklung der Nachfrage, die realisierte Bedarfsdeckung nach Erzeugungstechnologie bzw. Energieträger und das hypothetische Bedarfsdeckungspotential.

² Beispielsweise European Resource Adequacy Assessment (ERA),
<https://www.entsoe.eu/eraa/>

Einleitung

Aktuelle Lage und *kurzfristiger* Ausblick

Hier wird auf die aktuelle Preislage für Elektrizität und Gas eingegangen und der aktuelle Seasonal Outlook des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität (ENTSO-E) kommentiert.

Vorausschau 2040

In diesem Abschnitt wird das Zieljahr 2040 detailliert hinsichtlich Erzeugungskapazität, Bedarfsentwicklung und nationalem Bedarfsdeckungspotential betrachtet.

Netze

Dieser Abschnitt behandelt die Entwicklung der Netze in Hinblick auf Ausbau, Instandhaltung, Sicherheit und Verfügbarkeit.

Europäische Sicherheitsanalyse

Der letzte Abschnitt berichtet über relevante Monitoringaktivitäten zur Versorgungssicherheit im europäischen Kontext, durchgeführt durch den Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität (ENTSO-E), die Regional Coordination Centers (RCC) und die EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER).

Rückblick

*Entwicklung der Erzeugungskapazitäten,
Bedarfsentwicklung, Bedarfsdeckung*

2 RÜCKBLICK (2024 UND RUMPFJAHR 2025)

Als Ausgangslage der aus Perspektive der Versorgungssicherheit relevanten Kenngrößen dient eine Evaluierung der Entwicklung von Erzeugungskapazitäten und des Bedarfs. Im Anschluss werden realisierte und hypothetische nationale Bedarfsdeckung betrachtet.

2.1 Erzeugungskapazitäten

In Abbildung 1 sind die Entwicklungen der installierten Engpassleistungen³ des Kraftwerksparks in der Regelzone des österreichischen Regelzonenführers Austrian Power Grid (APG) visualisiert. Die Zahlen der langjährigen Entwicklung sind zusätzlich in Tabelle 1 angegeben, welche auch einen knappen Vergleich mit einem konstanten Ausbaupfad gemäß Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz 2021 (EAG 2021)⁴ enthält.

Bei den **kalorischen** Kraftwerken mit fossilem Primärenergieträger sind 2024 gegenüber dem Vorjahr minimale Veränderungen zu verzeichnen (-8 MW), 2023 war eine temporär stillgelegte Anlage wieder in Betrieb genommen worden. Unter den Wärmekraftwerken mit biogenem Energieträger gab es kleine Zuwächse in der Höhe von +17 MW, womit der reale Ausbaustatus (Ist-Stand) dem konstanten Entwicklungspfad entsprechend des EAG-Ausbauziels beinahe die Waage hält (-4 MW).

³ Ausnahme: Für Photovoltaik-Anlagen beziehen sich die Werte auf die maximal mögliche Einspeiseleistung. Erst auf Basis der derzeit in Begutachtung befindlichen, neuen Elektrizitätsstatistik-Verordnung (2024/2025) wird auch die Modulleistung erhoben werden.

⁴ Dieser Vergleich ist in den nächsten Jahren mit dem Erlass des Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungs-Gesetzes anders zu bewerten.

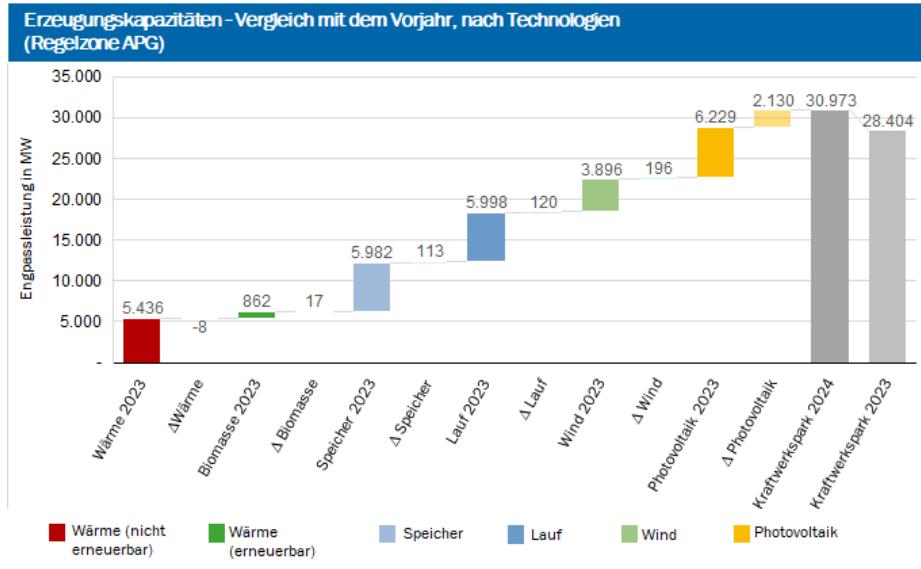


Abbildung 1

Quelle: E-Control, Datenstand: November 2025

Bei den **(Wasser-)Speicherkraftwerken** belaufen sich die Zuwächse in der Regelzone APG gegenüber 2023 auf +113 MW. Außerhalb der österreichischen Regelzone gab es keine Veränderungen, der Bestand beläuft sich hier auf 2.972 MW⁵.

⁵ Die Kraftwerksguppe Sellrain-Silz der Tiroler Wasserkraft AG sowie die (Pump)Speicherkraftwerke der illwerke vkw AG mit Ausnahme der Kraftwerke Alberschwende, Langenegg und Walgauwerk liegen auf österreichischem Bundesgebiet, befinden sich jedoch in ausländischen Regelzonen.

Rückblick (2024 und Rumpfjahr 2025)

Erzeugungskapazität je Kraftwerkstyp - langjährige Entwicklung										
inklusive Vergleich mit den Ausbauzielen gem. EAG										
Technologie	Wärmekraft			Speicherkraft		Laufkraft		Windkraft		Photovoltaik
Primär-Energieträger	Nicht erneuerbar	Erneuerbar		RZ APG		Ausländische RZ				
Regelzone										
Bestand / EAG-Ziel			Bestand	EAG*			Bestand	EAG*		
Jahr	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
2002	5.982	272		4.508	1.943	5.230		139		4
2003	5.980	333		4.513	1.943	5.269		350		14
2004	6.175	412		4.539	1.943	5.283		597		15
2005	6.046	489		4.548	1.943	5.347		825		15
2006	5.971	630		4.545	1.943	5.381		968		16
2007	5.689	694		4.680	1.943	5.402		991		19
2008	6.570	685		4.680	2.393	5.405		992		22
2009	6.626	740		4.879	2.393	5.385		1.001		30
2010	6.678	755		5.127	2.393	5.412		1.016		37
2011	7.465	805		5.369	2.393	5.447		1.106		72
2012	7.435	812		5.372	2.468	5.530		1.337		215
2013	7.430	821		5.356	2.487	5.580		1.681		461
2014	7.164	798		5.443	2.517	5.621		2.110		724
2015	6.959	809		5.452	2.535	5.662		2.489		872
2016	6.529	794		5.901	2.517	5.700		2.730		1.033
2017	6.375	808		5.888	2.547	5.716		2.887		1.193
2018	6.395	796		5.888	2.907	5.723		3.133		1.371
2019	5.946	797		5.896	2.907	5.797		3.208		1.615
2020	5.555	824		5.937	2.907	5.803		3.164		1.975
2021	5.452	797	839	5.938	2.972	5.834	5.903	3.422	3.564	2.635 3.075
2022	5.294	832	854	5.990	2.972	5.954	6.003	3.633	3.964	3.670 4.175
2023	5.436	862	868	5.982	2.972	5.998	6.103	3.896	4.364	6.229 5.275
2024	5.428	879	883	6.096	2.972	6.118	6.203	4.092	4.764	8.360 6.375

*Aufgrund der Durchrechnung mittels energetischen Erzeugungsziel gem. Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz 2021 anzupielende Kraftwerksengpassleistung bei linearem Ausbau

Tabelle 1

Quelle: E-Control, Datenstand: November 2025

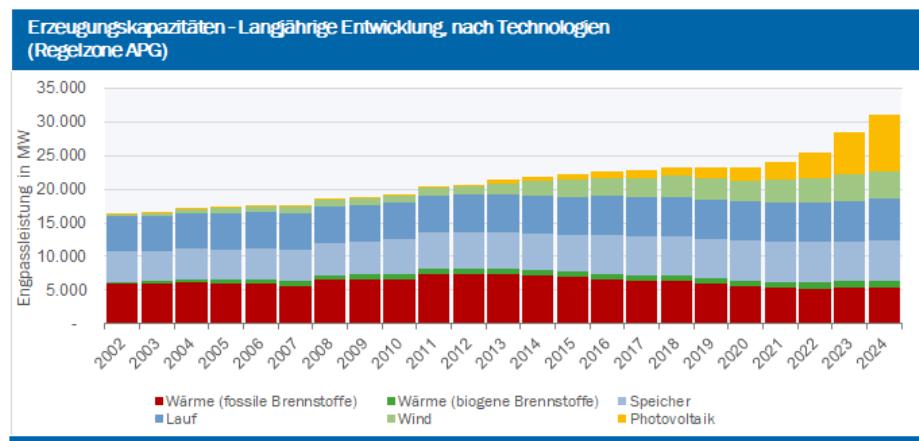


Abbildung 2

Quelle: E-Control, Datenstand: November 2025

Auch bei den **Laufkraftwerken** gab es Zuwächse in dieser Größenordnung (+120 MW), dennoch liegt der Bestand 85 MW bzw. knapp ein Jahr hinter dem linearen EAG-Ausbaupfad (bei 4 von 10 Betrachtungsjahren).

Betreffend **Windkraftwerke** ist ein Zuwachs von +196 MW zu verbuchen, jedoch beläuft sich der Rückstand gegenüber den EAG-Ausbauzielen bereits auf 772 MW bzw. knapp zwei Jahre.

Photovoltaik-Anlagen wurden auch 2024 in hohem Ausmaß zugebaut (+2.131 MW bzw. +34 %), gegenüber 2023 hat der Ausbau jedoch etwas abgenommen. Der Bestand liegt dem EAG-Ausbaupfad deutlich um knapp zwei Jahre voraus, wobei sich die erhobenen Daten wie oben erwähnt auf die maximal mögliche Einspeiseleistung beziehen und anzunehmen ist, dass die installierte

Modulleistung teils erheblich höher liegt, sodass mit fortschreitendem Netzausbau mit höheren Einspeiseleistungen zu rechnen ist.

Erzeugungskapazitäten - Meldestand für Ausbau, Konservierung bzw. Stilllegung und Umbau				
Werte in MW	Wärmekraft	Laufkraft	Speicherkraft	Windkraft
Projektstand				
in Bau	71	150	1.014	124
eingereicht	450	187	912	296
in Planung	30	216	930	31
Außenbetriebnahme	12	13		20
Konservierung	524			
Umbau		110	2.294	

Tabelle 2

Quelle: E-Control, Datenstand: November 2025

Zu **Batteriespeichern** liegen E-Control aktuell noch keine Melddaten vor, jedoch wird hier auf eine Studie⁶ im Auftrag des BMWET Bezug genommen. Die Speicherkapazität beläuft sich Ende 2024 auf 2.202 MWh, wobei ein Zuwachs von 72,9 % gegenüber 2023 (1.274 MWh) zu verzeichnen war⁷. Aus dieser Quelle sind keine Daten zur Leistungskapazität der Batteriespeicher verfügbar. Bei einem geschätzten C-Wert von 0,5 liegt der Bestand bei einer Lade-/Entladeleistung von 1.100 MW.

2.1.1 KÜNSTLIGE VERÄNDERUNGEN

Nachfolgend ist der Meldestand für geplante Veränderungen des Kraftwerksbestands in Tabelle 2 dargestellt. Betreffend Wärmekraft sind Anlagen mit 71 MW Engpassleistung und Hauptenergieträger Erdgas in Bau

⁶ „PV-Batteriespeichersysteme – Marktentwicklung 2024“, Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus (2025). Abrufbar unter <https://www.bmwi.gv.at/Services/Publikationen/publikationen-energie/pv-batteriespeichersysteme-2024.html>

⁷ Zum Vergleich: Der Nenninhalt der Wasserspeicher in Österreich beläuft sich auf etwa 3.266 GWh, wovon aktuell (Stand: November 2025) 2.712 GWh für das Inland verfügbar sind.

Rückblick (2024 und Rumpfjahr 2025)

(Industrie), weitere 450 MW sind eingereicht (Erdgas), Konservierungen belaufen sich auf gut 500 MW.

Hinsichtlich Wasserkraftwerke befinden sich Laufkraftwerke mit einer Kapazität von 150 MW und eine Engpassleistung von rund 1.000 MW an Speicherkraftwerken in Bau. Für Windkraft belaufen sich die in Bau befindlichen Projekte auf 124 MW, für Photovoltaik und Batteriespeicher ist jeweils kein repräsentativer Meldestand vorhanden.

2.2 Strombedarf

Strombedarf - Langjährige Entwicklung Regelzone APG, Öffentliches Netz				
Werte in TWh Jahr	Bezug ohne PSP ¹⁾	Bezug für PSP	Netzverluste	Brutto-Stromverbrauch (RZ APG, Öffentl. Netz)
2012	56.912	2.667	3.257	62.836
2013	58.076	2.998	3.288	64.362
2014	57.659	3.322	3.169	64.150
2015	58.715	3.504	3.190	65.409
2016	59.516	2.881	3.089	65.486
2017	60.160	3.743	3.203	67.106
2018	60.554	2.982	3.103	66.639
2019	60.044	2.503	3.154	65.702
2020	57.947	2.922	3.030	63.899
2021	59.965	3.048	3.085	66.099
2022	58.572	3.684	3.103	65.359
2023	55.485	3.084	2.939	61.508
2024	55.922	2.712	2.982	61.616

1) Entspricht der Abgabe an Endverbraucher zzgl. des Bezugs des Energiesektors einschließlich Eigenbedarf von Kraftwerken und nicht-elektrischer Energiesektor. Hierbei ist auch ein kleiner Versorgungsbereich auf deutschem Bundesgebiet enthalten.

* Melddaten liegen nicht vollständig vor.

Tabelle 3

Quelle: E-Control, Datenstand: November 2025

Strombedarf - Langjährige Entwicklung Inland, Gesamtes Netz			
Werte in GWh Jahr	Verbrauch ohne PSP (Inland, RZ APG, Gesamtes Netz) ¹⁾	Verbrauch für PSP (Inland, alle RZ)	Gesamt (Inland, Gesamtes Netz) ²⁾
2002	61.074	2.502	63.576
2003	63.312	2.919	66.232
2004	64.897	3.039	67.936
2005	66.087	3.272	69.359
2006	67.377	3.332	70.708
2007	67.887	2.983	70.870
2008	68.520	3.269	71.788
2009	65.886	3.966	69.852
2010	68.936	4.572	73.509
2011	69.003	5.058	74.061
2012	69.664	5.559	75.222
2013	70.002	5.370	75.373
2014	69.109	5.462	74.572
2015	70.269	4.907	75.176
2016	71.160	4.339	75.498
2017	72.233	5.545	77.779
2018	72.520	5.025	77.545
2019	72.494	4.826	77.320
2020	69.830	4.780	74.610
2021	72.402	5.416	77.818
2022	70.841	6.451	77.292
2023	67.711	5.501	73.211
2024	69.912	5.212	75.124

1) Entspricht dem Endverbrauch einschließlich Verbrauchs aus Eigenerzeugung zzgl. des Bedarfs des Energiesektors und Transportverluste aus Eigenerzeugung einschließlich privater PV-Anlagen.

2) Entspricht dem Inlandsstromverbrauch zzgl. des Verbrauchs für Pumpspeicherung.

Tabelle 4

Quelle: E-Control, Datenstand: November 2025

Für die Aufbringungssicherheit sind verwendungsseitig die Bedarfe im öffentlichen sowie im nicht-öffentlichen Teil des Netzes ausschlaggebend. In Abbildung 3 ist die langjährige Entwicklung des Strombezugs aus dem

Rückblick (2024 und Rumpfjahr 2025)

öffentlichen Netz dargestellt. Die Werte finden sich auch in Tabelle 3. Aufgrund einer Erweiterung der Regelzone APG im Jahr 2011 sind die Daten erst seit 2012 strukturbruchfrei und daher erst seitdem seither angeführt.

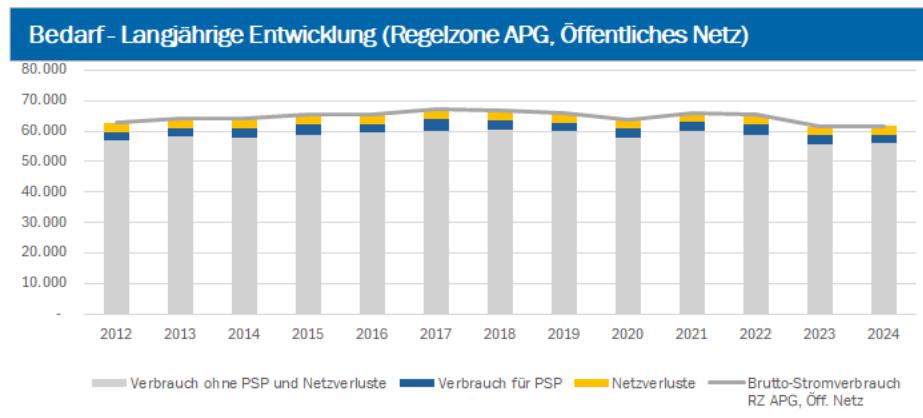


Abbildung 3

Quelle: E-Control, Datenstand: November 2025

Abbildung 4 und Tabelle 4 zeigen die Entwicklung im **gesamten Netz** seit 2002. Hierbei ist zu beachten, dass in den Jahreswerten des Verbrauchs ohne PSP auch eine Schätzung der Erzeugung aus Photovoltaik zu Buche schlägt, da für letztere derzeit keine vollständigen Messdaten vorliegen.

War in den letzten 10 Jahren zunächst noch ein leichter Anstieg⁸ des Strombezugs aus dem öffentlichen Netz bzw. des Verbrauchs zu verzeichnen, so zeigt sich 2020 ein pandemiebedingter Tiefpunkt im öffentlichen (Brutto-Stromverbrauch -2,7 % gegenüber 2019) sowie im gesamten Netz (-3,5 %

gegenüber 2019). 2021 und 2022 waren die Bedarfe wieder ungefähr auf das Niveau von 2017 bis 2019 angestiegen, jedoch erfolgte 2023 ein Rückgang um -5,9 % (öffentliches Netz) bzw. -5,3 % (gesamtes Netz), der vor allem auf die folgenden Faktoren zurückzuführen ist:

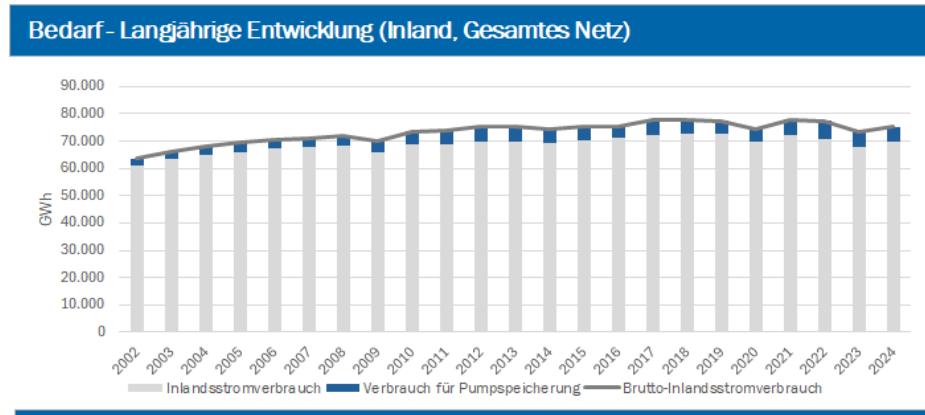


Abbildung 4

Quelle: E-Control, Datenstand: November 2025

- Rezession seit 2023
- Verbesserungen hinsichtlich Energieeffizienz
- Kostenseitige Anreize durch gestiegene Energiepreise und dadurch getriebene Verhaltensänderungen
- Öffentliches Netz: Starker Zubau an Photovoltaik-Anlagen und dadurch erhöhter Verbrauch aus Eigenerzeugung bzw. in Energiegemeinschaften

Im gesamten Netz ist der Brutto-Stromverbrauch 2024 um 2,6 % gestiegen, wobei er im öffentlichen Netz stagnierte. Die Verbrauchssteigerung ist ein Effekt, der sehr wahrscheinlich auf einen erhöhten Verbrauch durch zusätzliche Elektrifizierung (u.a. Wärmepumpen, batterieelektrische Fahrzeuge)

⁸ Historisch ist der Strombedarf in Österreich von 1970 bis 2010 jährlich um knapp 3 % gestiegen.

Rückblick (2024 und Rumpfjahr 2025)

zurückzuführen ist, wobei die Deckung des Mehrbedarfs vor allem aus Eigenerzeugung durch PV-Anlagen (und Zwischenspeicherung in Batterien) stammt.

Der Verbrauch für Pumpspeicherung (PSP) in der Regelzone APG erreichte 2019 seinen Tiefstwert. Im Energiekrisenjahr 2022 mit teils sehr hohen Preisausschlägen nach oben stieg der Verbrauch für PSP deutlich an. Dies verdeutlicht, dass sich bei starker schwankenden Preisen – wie in Krisenzeiten – zusätzliche Chancen eröffnen, Pumpeinsatz ertragreich zu optimieren.

2.3 Entwicklung der Netzlast

Durch den netzgebundenen Charakter der Stromversorgung sind die Übertragungs- und Verteilmöglichkeiten von entscheidender Bedeutung für die Versorgungssicherheit. Aus diesem Grund wird besonderes Augenmerk auf die Entwicklung der Netzlast in der Regelzone gelegt. Die zeitliche Verteilung der Netzlast liefert wesentliche strukturelle Indikatoren in der Regelzone. Besonders herausfordernd ist die Deckung von sogenannten Lastspitzen, womit die auftretenden Maximalwerte der Netzlast gemeint sind. Zudem muss die Netzinfrastruktur für die Sicherstellung der Transportsicherheit ausreichend ausgelegt sein.

Im Jahr 2024 trat die Lastspitze Anfang Jänner auf und betrug 10.319 MW, während der kein Pumpeinsatz erfolgte. Dies stellt einen Rückgang von ca. 60 MW oder 0,6 % gegenüber 2023 dar, wobei auch in diesem Jahr zur Zeit der Lastspitze kein nennenswerter Pumpeinsatz zu Buche schlug. Im Jahr 2022 noch lag die Spitzte bei 10.454 bzw. 11.020 MW (ohne bzw. mit PSP). Der Einfluss von PSP ist aus Perspektive der Netzstabilität wenig relevant, da es in Spitzenlastzeiten selten zu intensivem Einsatz der Pumpen kommt und in

Stunden einer Versorgungsverknappung noch dazu ein Pumpeinsatz nicht zu erwarten ist.

Entwicklung der Netzlast inkl. Verluste ohne PSP (Regelzone APG, Öffentliches Netz)
Verteilung nach Höhe der Netzlast, 2022-2024

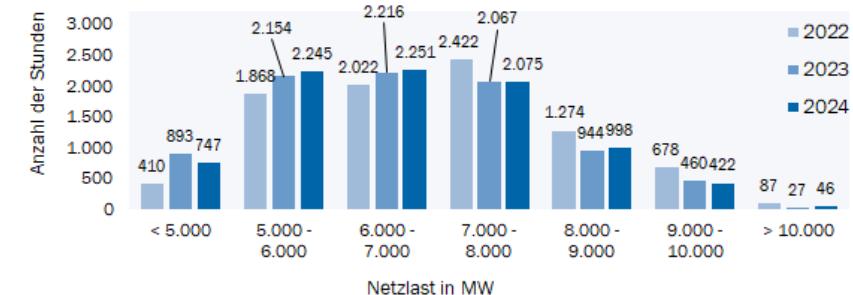


Abbildung 5

Quelle: E-Control, Datenstand: November 2025

Entwicklung der Spitzen- und Tallasten
Regelzone APG, Öffentliches Netz

	Werte in MW	2022		2023		2024	
		ohne PSP	mit PSP	ohne PSP	mit PSP	ohne PSP	mit PSP
Winter-HJ	Spitzenlast	10.454	11.020	10.381	10.383	10.319	10.319
	Grundlast	4.451	4.825	4.177	4.311	4.456	4.655
Sommer-HJ	Spitzenlast	9.420	9.973	9.378	9.695	8.977	9.144
	Grundlast	4.260	4.523	3.987	4.109	4.151	4.159

Tabelle 5

Quelle: E-Control, Datenstand: November 2025

Rückblick (2024 und Rumpfjahr 2025)

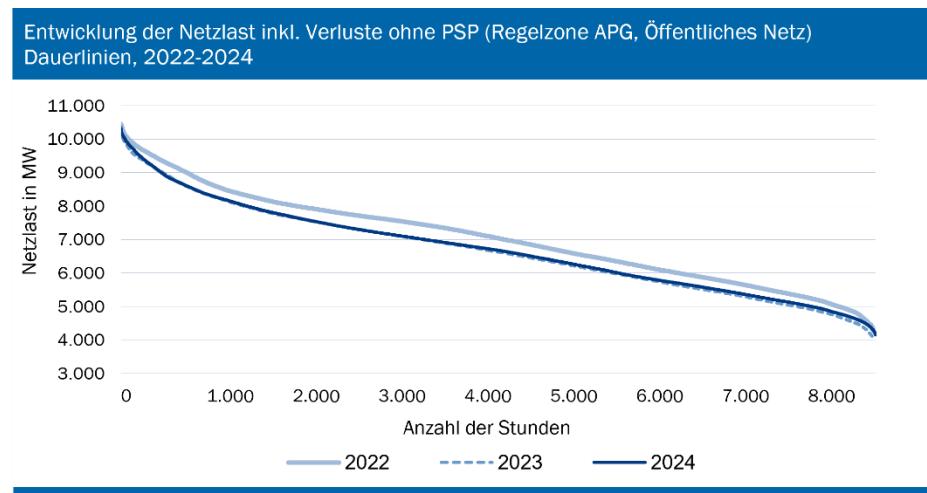


Abbildung 6

Quelle: E-Control, Datenstand: November 2025

Eine tabellarische Aufstellung der Entwicklung von Spitzen- und Grundlast⁹ findet sich in Tabelle 5.

Abbildung 5 zeigt die Verteilung der Netzlast in Größenkategorien. Von 2022 auf 2023 kam es zu einer deutlichen Seitwärtsverschiebung hin zu mittleren (6.000 bis 8.000 MW) und niedrigen (< 6.000 MW) Netzlasten – Es traten rund 31% weniger Stunden hoher Last über 8.000 MW auf. Gegenüber 2023 gab es 2024 hingegen lediglich kleine Veränderungen: Zum einen traten Lasten niedriger als 5.000 MW seltener auf, zum anderen kamen Lasten zwischen 5.000 und 6.000 MW häufiger vor. Interessant ist aber, dass Höchstlasten über 10.000 MW wieder deutlich häufiger auftraten – ein Plus von 70 % bzw. 46 statt 27 Viertelstunden.

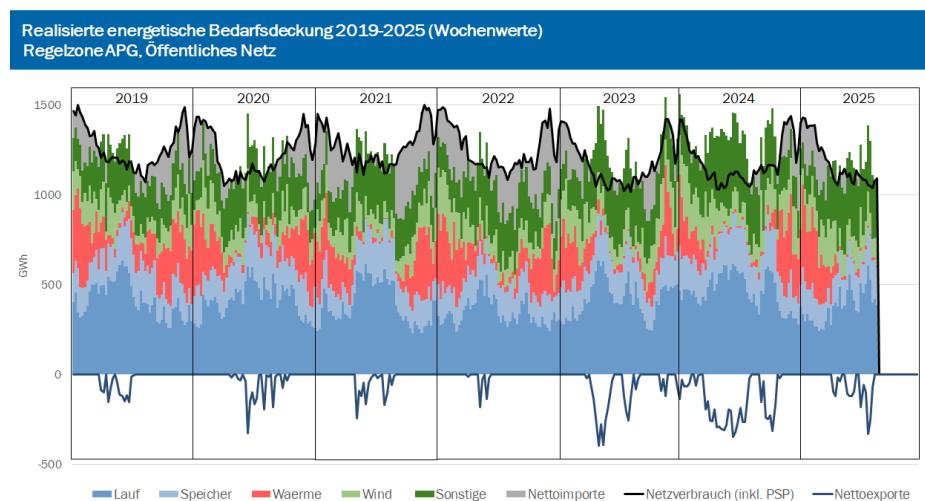


Abbildung 7

Quelle: E-Control, Datenstand: November 2025

Denselben Sachverhalt zeigen auch die in Abbildung 6 illustrierten Dauerlinien. Die Linien für 2023 und 2024 überlappen sich zu einem großen Teil. Dies zeichnet ein ähnliches Bild wie die stagnierende Entwicklung des Strombezugs aus dem öffentlichen Netz, wie zuvor in Abschnitt 2.2 diskutiert wurde. Durch den starken Zubau an Photovoltaik-Anlagen und die schwächernde Konjunktur, die sich negativ auf den Verbrauch von Industrie- und Gewerbebetrieben auswirkt, hat sich der Strombezug aus dem öffentlichen Netz trotz vermehrter

⁹ Maximale bzw. minimale Last innerhalb eines Zeitraums

Elektrifizierung durch Wärmepumpen und batterieelektrische Fahrzeuge nicht erhöht.

2.4 Realisierte Bedarfsdeckung

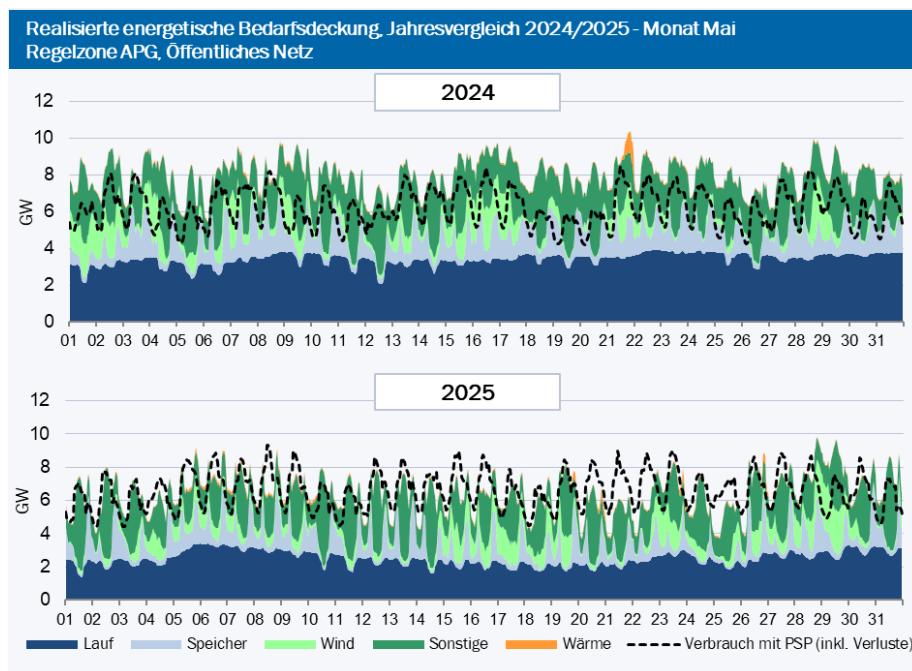


Abbildung 8

Quelle: E-Control, Datenstand: November 2025

In diesem Abschnitt werden angebotsseitig nicht die verfügbaren Erzeugungspotenziale bzw. Kraftwerkskapazitäten verwendet, die die maximalen Erzeugungsmöglichkeiten bestimmen, sondern die tatsächlich

¹⁰ Wetterprognosen und verfügbares Dargebot, Charakteristika unterschiedlicher Technologien, Transportkapazitäten, Nachfrage- und Preisentwicklungen, Marktdesign, Förderprogramme etc.

realisierte Erzeugung herangezogenen. Ob und in welchem Umfang diese Kapazitäten genutzt werden (können), wird anhand komplexer Optimierungs- und Entscheidungsprozesse **im europäischen Marktumfeld** festgelegt, die durch miteinander wechselwirkende natürliche, technologische, ökonomische und politisch-regulatorische Faktoren¹⁰ beeinflusst werden. Für die detaillierte Evaluierung der Aufbringungssicherheit wird im Folgenden die Lastdeckung

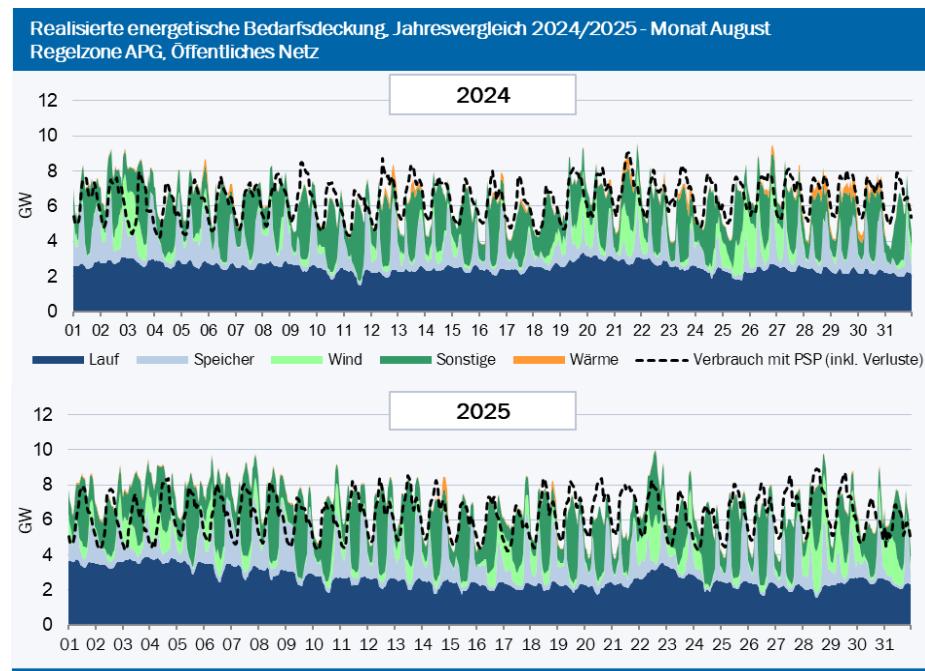


Abbildung 9

Quelle: E-Control, Datenstand: November 2025

durch eingespeiste Kraftwerksleistung auf verschiedenen zeitlichen Aggregationsebenen diskutiert. E-Control liegen hierzu viertelstündliche Daten für Strombezug aus dem und Einspeisung in das öffentliche Netz in der

Rückblick (2024 und Rumpfjahr 2025)

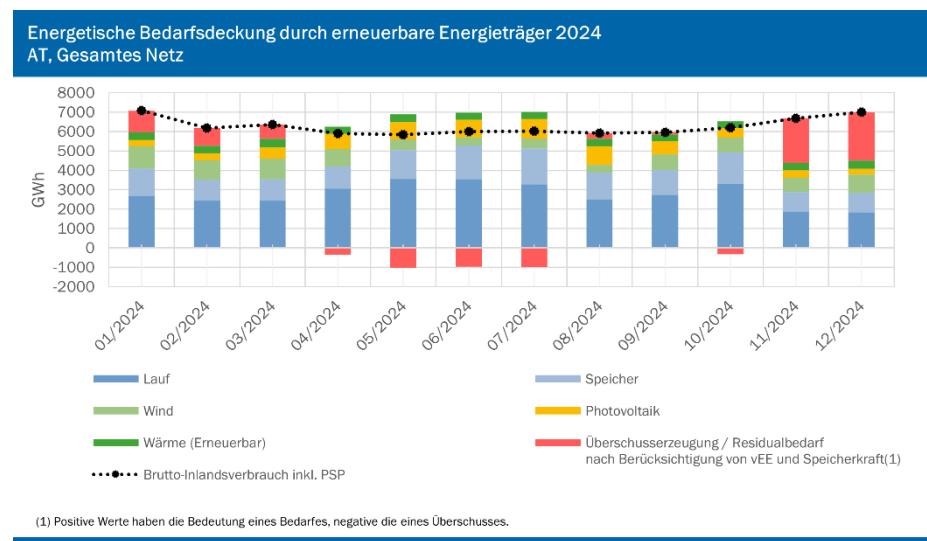


Abbildung 10

Quelle: E-Control, Datenstand: November 2025

Regelzone vor. Diese werden auf ausgewählte längere Zeiträume aggregiert und/oder in (mittlere) Last bzw. Einspiseleistung umgerechnet, um verschiedene energetische Betrachtungsebenen zu eröffnen. Eine Analyse dieser Zeitreihen offenbart kurz- und langfristige Entwicklungen und gibt insbesondere Aufschluss über Schwankungen von Last und Erzeugung mit verschiedener Periodizität (Stunden, Tage, Monate, Jahre). Wird zeitlich über längere Zeiträume aggregiert, werden kurzfristige Schwankungen geglättet und so der Fokus zu längerfristigen Volatilitäten verschoben.

In diesem Kontext ist zu betonen, dass die realisierte Einspeisung inländischer Kraftwerke als Marktergebnis zu verstehen ist. Es handelt sich dementsprechend um die realisierte Allokation im europäischen Markt zu gegebenen Marktpreisen. Die Tatsache, dass die gesamte Einspeisung aus österreichischen Kraftwerken zu einem bestimmten Zeitpunkt unter der Netzlast liegt, bedeutet nicht, dass es zu diesem Zeitpunkt nicht möglich gewesen wäre, die Nachfrage durch inländische Erzeugung zu decken, sondern

lediglich, dass dies aufgrund der Marktallokation nicht geschehen ist. Für den Untersuchungszeitraum 2024/25 ist festzustellen, dass es in keiner Stunde zu einer marktlichen Unterdeckung der Nachfrage kam. Es sind folglich **keine Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen** zur Sicherstellung der Bedarfsdeckung in Österreich zu äußern.

Die **typische, saisonabhängige Erzeugungssituation** in Österreich ist wie folgt gestaltet: Im Frühjahr steht durch hohe Laufwassererzeugung und starken natürlichen Speicherzufluss zumeist hohe Leistung aus Wasserkraftanlagen zur Verfügung. Zusammen mit der Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen (in den letzten Jahren) kann die im Frühling und Sommer vergleichsweise geringe Netzlast weitgehend ohne thermische Erzeugung gedeckt werden. Diese Erzeugungssituation beginnt sich üblicherweise im Spätsommer zu ändern. Laufkrafterzeugung und natürlicher Zufluss der Speicherkraftwerke gehen zurück. Die Speicher eignen sich kaum noch zur Nettoenergieproduktion und werden aus wirtschaftlichen Gründen zur Deckung von Lastspitzen verwendet. Während PV-Anlagen ertragsärmer werden, steigt die Erzeugung aus Windkraft, was die niedrigere Produktion aus den vorhergenannten Technologien jedoch nicht aufwiegt. Fallende Temperaturen erhöhen darüber hinaus die Stromnachfrage und damit auch die Strompreise im Großhandel. In den Wintermonaten Jänner bzw. Dezember erreichen diese Saisoneffekte typischerweise ihre stärkste Ausprägung, sodass die Erzeugung aus kalorischen Kraftwerken in dieser Periode einen nicht unerheblichen Anteil an der Gesamteinspeisung einnimmt. Je nach Marktlage werden zur Bedarfsdeckung auch erhebliche Importe aus dem verbundenen europäischen Marktgebiet eingesetzt.

Während sich die folgende Detailbetrachtung aufgrund der Verfügbarkeit von zeitlich feingranularen Daten auf die inländische Regelzone und die öffentliche Stromversorgung bezieht, ist die Diskussion in den weiteren Unterabschnitten auf das gesamte Netz ausgeweitet. In Abbildung 7 ist die Entwicklung der inländischen Bedarfsdeckung als Wochenaggregation von KW 1/2019 bis KW 35/2025 beleuchtet, wodurch Stunden- und Tagesschwankungen

Rückblick (2024 und Rumpfjahr 2025)

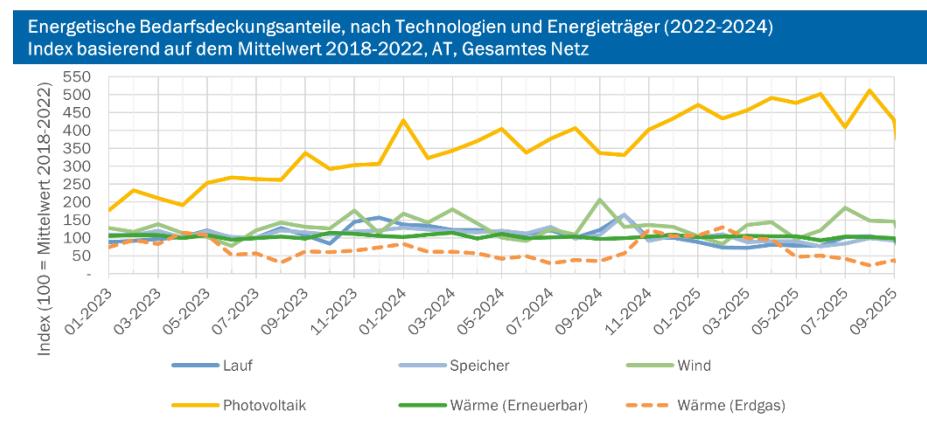


Abbildung 11

Quelle: E-Control, Datenstand: November 2025

ausgeblendet, Monats- und Jahressummen jedoch erhalten bleiben. Die Kategorie „Sonstige“ umfasst Einspeisung aus Wärme- und Wasserkraftwerken mit einer Engpassleistung von weniger als 10 MW sowie aus Photovoltaik- und Batteriespeicheranlagen beliebiger Größe. Waren im Jahr 2022 aus der Regelzone lediglich 5 Wochen mit Nettoexporten zu verzeichnen, so stieg diese Kennzahl auf 20 bzw. 36 Wochen oder 38% bzw. 69% in den Jahren 2023 bzw. 2024. Der steigende Exportanteil ist auf die starken Wasserjahre und die steigende Erzeugung aus Wind- und Sonnenenergie zurückzuführen. Im Winter 2024/25 hingegen wurde deutlich mehr importiert als noch im Winter zuvor. Das Jahr 2025 weist bis KW 34 in 15 bzw. 43% aller Wochen eine positive Exportbilanz auf.

Der Jahresvergleich des Monats Mai (siehe Abbildung 8) zeigt deutlich verringertes Wasserdargebot 2025 im Vergleich zum Jahr 2024, was in den Kategorien Laufkraft, Speicherkraft und Sonstige zu Buche schlägt. Dadurch wurde die Regelzone wieder zum Netto-Importeur. Im Juli des Jahres 2025 war die Erzeugung aus Laufkraft aufgrund der großen Niederschlagsmengen zum Teil besonders hoch, insgesamt zeigt sich allerdings ein ähnliches Bild wie 2024.

In Abbildung 10 ist die inländische energetische Bedarfsdeckung im Jahr 2024 dargestellt. In den Monaten April bis Juli und im Oktober kam es zu einem Überschuss aus erneuerbaren Energiequellen, wobei hierbei auch die Erzeugung aus Speicherkraft zur Gänze miteinbezogen ist. Der maximale Überschuss betrug 1,04 TWh im Mai, der höchste Restbedarf 2,48 TWh im Dezember.

2.4.1 ERNEUERBARE BEDARFSDECKUNGSANTEILE

Um Abweichungen in den Beiträgen der erneuerbaren Technologien zur Bedarfsdeckung im mehrjährigen Trend zu monitoren, wird außerdem der Index der (monatsbilanziellen) erneuerbaren Bedarfsdeckungsanteile herangezogen (siehe Abbildung 11). Dieser setzt den relativen Anteil der Brutto-Stromerzeugung einer Erzeugungstechnologie am Monatsgesamtverbrauch in Bezug zum Monatsdurchschnitt eines 5-Jahres-Referenzzeitraums. Der Indexwert von 428 für die Kategorie Photovoltaik im Jänner 2024 bedeutet, dass die Winderzeugung in diesem Monat einen um 328% höheren Anteil an der Bedarfsdeckung hatte als im Durchschnitt der Vergleichsmonate der Jahre 2018-2022.

Saisonaler Flexibilitätsbedarf 2018-2024 aus Basis von Monatswerten

AT, Gesamtes Netz

Jahr	GWh
2018	8.759
2019	7.666
2020	9.860
2021	11.031
2022	7.873
2023	9.149
2024	10.022

Tabelle 6

Quelle: E-Control, Datenstand: November 2025

Die Indexwerte zeigen von Juni 2023 bis Oktober 2024 einen erhöhten Bedarfsdeckungsanteil aus Wasserkraft und eine Verringerung der Bedarfsdeckung durch Wärmekraft mit dem Energieträger Erdgas, was, wie

oben diskutiert, die starken Wasserjahre 2023 und 2024 verdeutlicht. Von November 2024 bis April 2025 lag der Deckungsanteil aus Erdgas auf dem langjährigen Niveau, bis er sich ab Mai wieder signifikant unter die 100er-Linie bewegte. Der Anteil aus Windkraft weist eine steigende Tendenz mit Fluktuationen auf. Aufgrund des Zubaus an Photovoltaik-Anlagen zeigt sich ein deutlich ausgeprägter Anstieg ihres Anteils an der Bedarfsdeckung, der im August 2025 mit 512 seinen Maximalwert annahm.

2.4.2 FLEXIBILITÄTSBEDARF (SAISONAL)

In einem Energiesystem, das zunehmend auf dargebotsabhängigen erneuerbaren Energieträgern basiert, ist die Integration dieser Erneuerbaren ein prädominantes Ziel. Aussagen zu Flexibilitätsbedarfen kommt daher immer größer werdende Bedeutung zu. Diese werden anhand der Abweichungen des Residualüberschusses bzw. -bedarfs¹¹ aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren vom jeweiligen Durchschnitt evaluiert.

In Tabelle 6 ist der saisonale Flexibilitätsbedarf auf Monatsbasis dargestellt, der als Summe der absoluten monatlichen Abweichungen vom Jahresdurchschnitt berechnet wird¹². Hierbei ist wie oben erwähnt zu beachten, dass den angegebenen Werten das gesamte Netz als Datenbasis zugrunde liegt. Nach einer Spitze von über 11 TWh im Jahr 2021 und einem deutlichen Rückgang auf unter 8 TWh im Jahr 2022 stieg der saisonale Flexbedarf in den Jahren 2023 und 2024 wieder auf gut 9 bzw. 10 TWh.

2.5 Abschätzung des nationalen energetischen Bedarfsdeckungspotenzials

Die bisherige Analyse basiert auf den Daten der realisierten Erzeugung und bildet somit die tatsächliche Marktallokation ab. Dass Importe zur Bedarfsdeckung beitrugen, bedeutet jedoch nicht, dass bei anderen europäischen Marktkonstellationen oder unter Energielenkungsmaßnahmen keine ausreichenden inländischen Kraftwerkskapazitäten verfügbar gewesen wären.

Zur Einordnung dieses Aspekts wird im Folgenden das Bedarfsdeckungspotenzial abgeschätzt, wobei besonderes Augenmerk auf die Überbrückung potenzieller Versorgungslücken durch Leerung von (Wasser)Speicherreservoirs gelegt wird. Hierfür werden dargebotsabhängige Erzeugung und Erzeugungspotenziale aus flexiblen Technologien sowie der Bedarf jeweils auf Wochenwerte aggregiert und gegenübergestellt. Dadurch wird die Betrachtung aus einer energetischen Perspektive ermöglicht.

2.5.1 NATIONALES AUFBRINGUNGSPOTENZIAL

Die Aufbringungsseite wird für diesen Zweck zusammengesetzt aus einerseits der Erzeugung durch Laufkraft, Windkraft, Photovoltaik und Batteriespeicher, und andererseits dem Erzeugungspotenzial aus Wärmekraftwerken und der Leerung von Wasserspeichern hydraulischer Kraftwerke sowie der aus dem natürlichen Zufluss der Speicherkraftwerke möglichen Erzeugung.

¹¹ Erzeugung aus Laufkraft, Windkraft und Photovoltaik abzgl. Bedarf ohne PSP

¹² Diese Definition kann sich hierbei unter verfügbaren Studien unterscheiden und der Wert daher hier um einen Faktor 2 höher als anderswo sein, siehe u.a. auch

„Flexibilitätsangebot und -nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs 2020/2030“, E-Control (2022), oder „Flexibilitäts- und Speicherbedarf im österreichischen Energiesystem“, d-fine GmbH (2025).

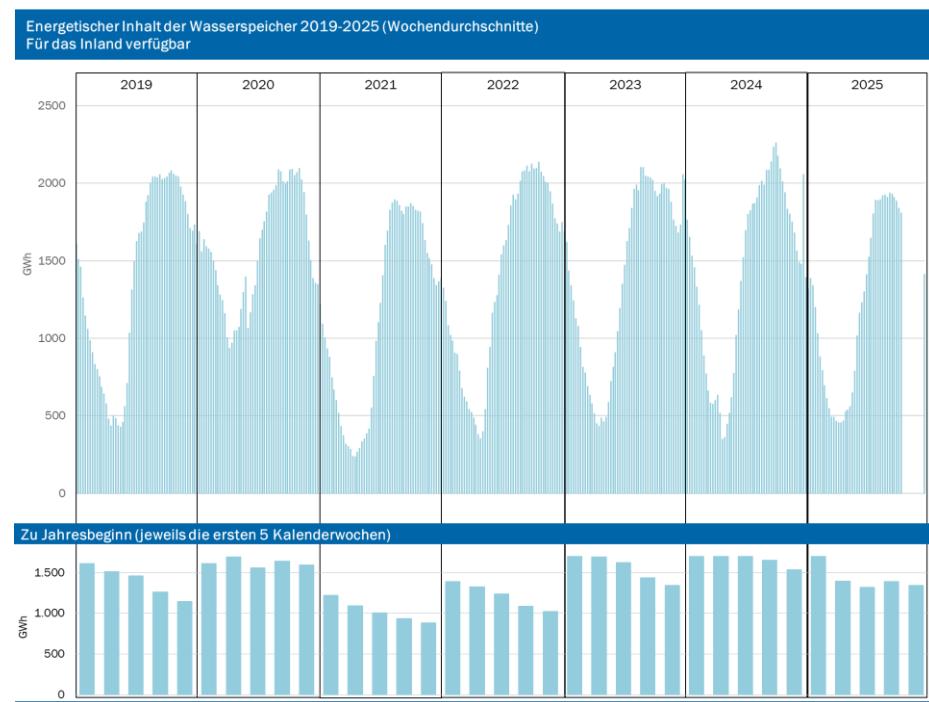


Abbildung 12

Quelle: E-Control, Datenstand: November 2025

Diesbezüglich liegen E-Control aktuell hinreichend granulare¹³ Daten in anderer Aufteilung vor: Zum einen die Einspeisung aus Laufkraftanlagen größer gleich 10 MW, die Einspeisung aus Windkraft, sowie die Einspeisung aus sonstigen Anlagen, wobei hierunter Kleinwasserkraftanlagen kleiner 10 MW, Wärmekraftwerke kleiner 10 MW (vor allem Anlagen mit biogenen Brennstoffen) und Photovoltaik- sowie Batteriespeicheranlagen aller Leistungsklassen fallen, und zum anderen anzunehmende Leistungskapazitäten von Wärmekraftwerken (siehe unten) größer 10 MW, installierte Leistung von Speicherkraftwerken größer 10 MW sowie Wasserspeicherstände. Folglich wird das Aufbringungspotenzial durch die

¹³ wöchentliche Auflösung oder feiner

erwähnten Einspeisezeitreihen und die verfügbaren Kapazitäten modelliert. Dazu wird der natürliche Zufluss in Wasserspeicher indirekt berechnet und Wirkungsgradverluste in Pumpen und Wasserturbinen berücksichtigt.

Der Betrieb und die tatsächliche Erzeugung von Wärmekraftwerken werden durch technische Verfügbarkeit und maßgeblich durch ökonomische Faktoren beeinflusst wird. Historische Einspeisewerte spiegeln das tatsächliche Potenzial in Knappheitssituationen nicht wider. Daher wird zweckmäßig die Kalenderwoche 4/2017, in der der österreichische Strommarkt von besonderer Knappheit geprägt war, als Benchmark für die maximale Einspeisung unter Nichtkrisenbedingungen herangezogen. Es wird angenommen, dass in dieser Woche eine durch ökonomische Anreize geschaffene, marktisierte Vollauslastung vorlag. Diese entspricht nicht der Vollauslastung auf Basis der technisch möglichen Engpassleistung.

Aus historischen Daten und Berechnungen dazu geht hervor, dass es während des Winterhalbjahres immer wieder Wochen gibt, in denen zusätzlich zur Vollauslastung kalorisches Kraftwerk auch Speicherleistung durch Speicherleerung erzeugen müssten, um den Bedarf in der Regelzone hypothetisch zu decken.

Aufgrund der markanten Saisonabhängigkeit des natürlichen Zuflusses und der Marktoptimierung durch die Speicherbetreiber resultieren stark veränderliche Füllstände der Wasserspeicher. Üblicherweise erreichen diese im April Ihren Tiefstand. Abbildung 12 zeigt die langjährige Entwicklung ab 2019.

2.5.2 BEDARF

Nachfrageseitig wird der öffentliche Stromverbrauch ohne Pumpspeicherung (PSP) verwendet. Dies stellt Konsistenz mit der Betrachtung des Härtefalls

sicher, in dem eine Wiederbefüllung der Speicher durch Pumpeinsatz auch in zwischenzeitlichen Phasen niederer Last ausgeschlossen ist.

2.5.3 ERGEBNIS

Wie oben diskutiert wurde die energetische Überbrückungsmöglichkeit von außergewöhnlichen Knappheitssituationen durch Speicherleerung evaluiert. Die Kernfragen lauten: „Wie viel des zur Verfügung stehenden Speicherinhalts müsste verwendet werden, um die hypothetische wöchentliche Deckungslücke, die sich aus der Differenz von natürlicher Erzeugung zzgl. Wärmepotential und bedarf ergibt, auszugleichen“ und „Für wie lange reicht der Inhalt der Wasserspeicher, um fehlende Energiemengen aufzubringen?“ Eine Betrachtung der Batteriespeicher kann dabei unterbleiben, da deren Speicherkapazität im Verhältnis zu jener der Speicherkraftwerke vernachlässigbar ist.

Diese Fragen werden in Abbildung 13 beantwortet. Traten in den Wintern 2020/21 und 2021/22 jeweils einige Wochen auf, in denen die Wasserspeicher bei unveränderter Lage nach 3 Wochen leer gewesen wären, so zeigte sich im Winter 2023/24 keine einzige Woche mit einer hypothetischen Deckungsnotwendigkeit aus Speicherleerung. Im Winter 2024/25 war die Situation ähnlich wie 2 Jahre zuvor. In insgesamt 3 Wochen wären hypothetische Deckungslücken vor Speicherleerung aufgetreten, die bloß für 5 Wochen hätten überbrückt werden können. Nichtsdestotrotz ist dies ein durchwegs positives Ergebnis und unterstreicht die aktuelle Angemessenheit der Erzeugungsressourcen Österreichs.

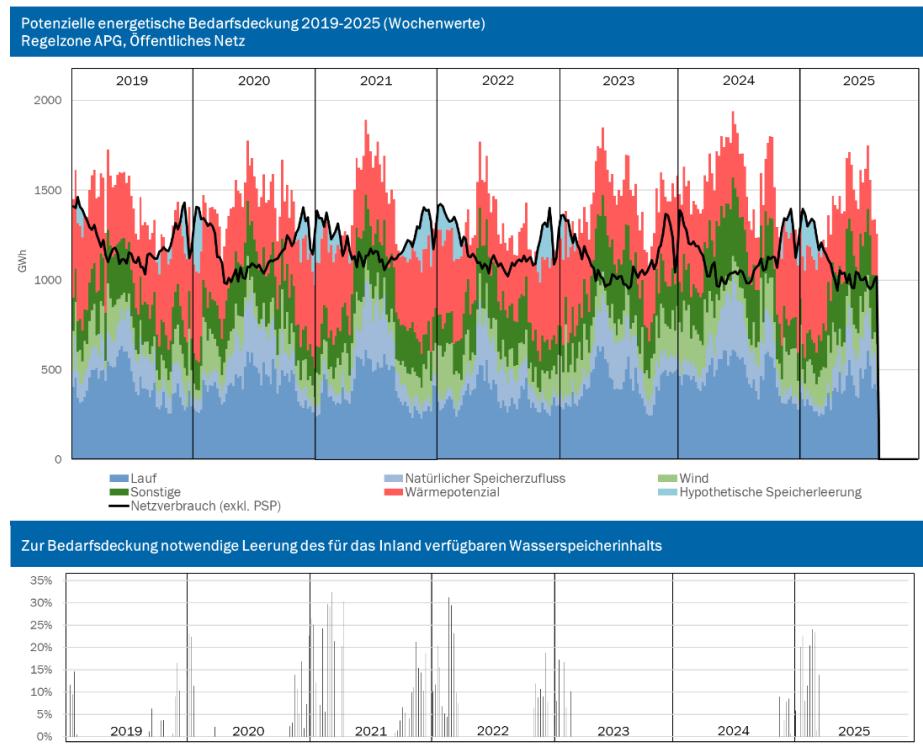


Abbildung 13

Quelle: E-Control, Datenstand: November 2025

3 AKTUELLE LAGE UND KURZFRISTIGER AUSBLICK

Beginnend mit dem Jahr 2020 fanden einige außergewöhnliche Ereignisse¹⁴ statt, die in Unsicherheiten für die Versorgung mit Gas und Strom resultierten. Daher wird in diesem Bericht nunmehr auch die aktuelle Lage und ein kurzfristiger Ausblick auf die zu erwartende Lage im Winter 2024/25 inkludiert.

Grundsätzlich kann die Preisbildung im Großhandel als ökonomischer Indikator für das Vorherrschen von Knappheit bzw. Überschuss herangezogen werden. In Abbildung 14 ist folglich die Entwicklung der österreichischen Börsenpreise für Strom und Gas im Spot- (Day-Ahead bzw. DA) und Terminhandel (Futures) illustriert. Es zeigt sich eine ausgeprägte Korrelation zwischen Gas- und Strompreisen, welche die Relevanz der Gasverstromung zur Nachfragedeckung einerseits und als Kostenbasis für die Bewertung alternativer Flexibilitäten andererseits widerspiegelt.

Nach den heftigen Preisausschlägen im Winterhalbjahr 2021/22 und Spätsommer 2022 hatte sich die Preisentwicklung im DA-Markt bis November 2024 entspannt, vor allem aufgrund des überdurchschnittlich hohen Angebots erneuerbarer Erzeugung im Inland, aber auch der besseren Verfügbarkeit der Atomkraftwerke in Frankreich, die das allgemeine europäische Preisniveau drückte. Diese Marktlage hatte auch veränderte Preisrelationen zwischen dem österreichischen und deutschen Marktgebiet zur Folge. Erstmals seit der Auftrennung der gemeinsamen Gebotszone zwischen Österreich und Deutschland im Oktober 2018 waren Stromlieferungen in Österreich in mehreren aufeinanderfolgenden Monaten günstiger als jene in Deutschland.

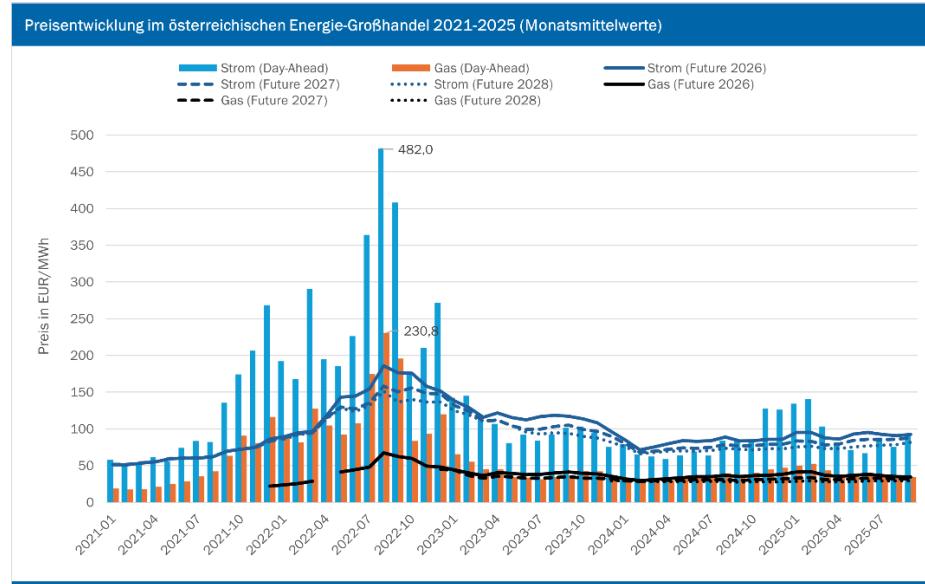


Abbildung 14

Quelle: E-Control, Datenstand: November 2025

Es folgten 4 Monate mit erhöhtem Strompreis zwischen 130 und 140 EUR/MWh, wobei auch der DA-Gaspreis bis auf 53 EUR/MWh kletterte. Dies kann vor allen Dingen als Auswirkung im Kontext der Beendigung des ukrainischen Gastransits und der Abnahme russischen Gases gesehen werden. Danach entspannten sich die DA-Preise sowohl für Strom als auch für Gas und belaufen sich im September 2025 auf 93 EUR/MWh für Strom bzw. 35 EUR/MWh für Gas. Im Sommerhalbjahr kommt es zudem zu immer stärkerer

¹⁴ Covid-19-Pandemie, Wetterextreme, Russland-Ukraine-Konflikt, Strukturwende im Stromsystem

Aktuelle Lage und kurzfristiger Ausblick

Häufung negativer Strompreise, welche durch einen Stromüberschuss generiert werden. Dies ist vor allem auf den starken PV-Ausbau zurückzuführen, wodurch es in Mittagsstunden und an Wochenenden häufig zu einem deutlichen Angebotsüberhang kommt.

Die Preise im Terminmarkt reagierten während Akut- und Abklingphase der Energiekrise träger, wiesen ihren Hochpunkt jedoch ebenfalls im August 2022 auf. Danach fielen die Preise bis Anfang 2024, seither ist tendenziell ein moderater Anstieg zu verzeichnen. Generell liegt das Preisniveau für 2027 5 bis 20% unter 2026 und für 2028 leicht unter 2027, wobei der relative Unterschied für Gas etwas höher ausfällt.

4 VORAUSSCHAU (2040)

Im vorliegenden Abschnitt wird eine langfristige Vorausschau dargelegt, indem relevante Kennzahlen und potenzielle künftige Probleme hinsichtlich der Versorgungssicherheit (Zieljahr 2040) beleuchtet werden. Dies geschieht basierend auf einem Szenarienkatalog, der mehrere Entwicklungspfade für inländische Erzeugungskapazitäten und Strombedarfe umfasst, und einer nationalen Lastdeckungssimulation, aus deren Ergebnissen alle Kennzahlresultate abgeleitet werden. Im Vergleich zum Vorjahr wurden hier weitreichende methodische Änderungen vorgenommen: Änderung des Zieljahres von 2030 auf 2040, dementsprechend ein Wechsel vom Entwicklungspfad gemäß EAG 2021 für 2030 zu den erwähnten Szenarien, die mögliche Entwicklungen, jedoch keine eindeutige Erwartung, widerspiegeln sollen, und eine Rundumerneuerung der Simulationsrechnung sowie ihrer Auswertung.

4.1 Szenarienkatalog

In dieser Evaluierung werden die folgenden 3 Entwicklungspfade für die nationale Elektrizitätsversorgung betrachtet. Jedes Szenario ist durch Annahmen gestützt und keines hiervon spiegelt eine eindeutige Erwartungshaltung wider. Alle Szenarien behandeln deutlich steigenden Strombedarf bis 2040, spezifische sowie unspezifische Zusatzbedarfe und zeitlich flexible Bedarfsanteile. Sie berücksichtigen starken Aus- bzw. Zubau von erneuerbaren Erzeugungstechnologien und wurden so gewählt, dass eine jahresbilanzielle Bedarfsdeckung (mind. 100%) durch Erneuerbare¹⁵ gegeben

¹⁵ Hierbei wird nicht die Methodik SHARES angewandt.

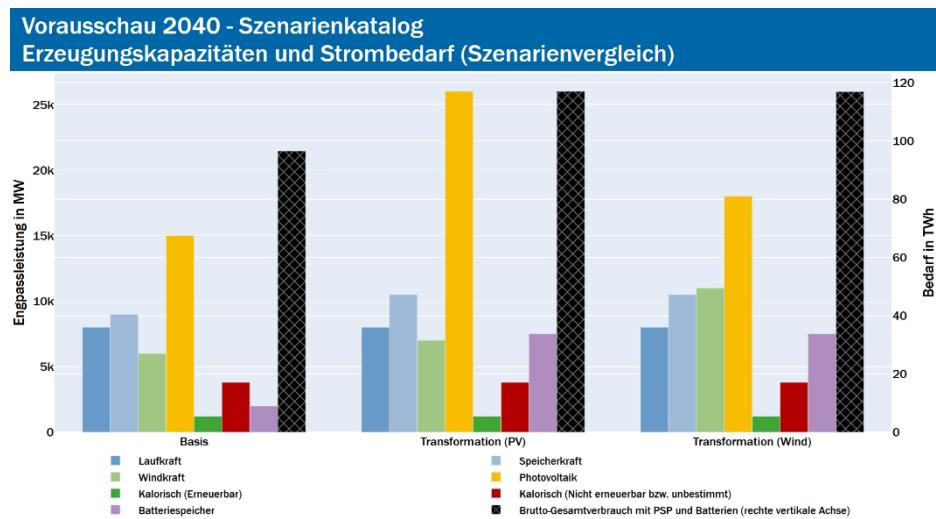


Abbildung 15

Quelle: E-Control

ist. Das Ziel einer bilanziellen erneuerbaren Versorgung Österreichs im Jahr 2030 aus dem EAG wird also auch für 2040 unterstellt.

Der Zusatzbedarf setzt sich zusammen aus quantifizierten Anteilen für die Ersetzung von Heizungen und Warmwasserbereitungsanlagen mit fossilen Brennstoffen durch Wärmepumpen, für die Elektrifizierung des Verkehrs durch batterieelektrische Fahrzeuge (E-Mobilität) und für Elektrifizierungsmaßnahmen in der Industrie¹⁶ und nicht näher kategorisiertem weiterem zusätzlichen Bedarf.

¹⁶ Hierbei sind nur gesicherte Großprojekte der Metallindustrie berücksichtigt. Medial kolportierte Großrechenzentren werden erst ab Baubeginn miteinbezogen.

Vorausschau 2040 - Szenarienkatalog					
	Kategorie/ Technologie	(Größe und) Einheit	Szenario		
			Basis	Transformation PV	Transformation Wind
Erzeugung	Laufkraft	EPL ¹⁾ in GW	8,0	8,0	8,0
	Windkraft	EPL in GW	6,0	7,0	11,0
	Photovoltaik	EPL in GW	15,0	26,0	18,0
	Speicherkraft	EPL in GW	9,0	10,5	10,5
		Pumpleistung in GW	4,5	5,25	5,25
	Wärmekraft (Nicht erneuerbar)	EPL in GW	3,8	3,8	3,8
	Wärmekraft (Erneuerbar)	EPL in GW	1,2	1,2	1,2
	Batteriespeicher	EPL in GW	2,0	7,5	7,5
		Kapazität in GWh	4,0	15,0	15,0
	Speicherkraft	Erzeugung außerhalb RZ in TWh	3,0	3,5	3,5
Regelreserve	Regelreserve	Leistung in GW	0,7	0,8	0,8
	Bezug Öffentliches Netz (ohne ZB)	TWh	57,5	57,5	57,5
	Eigenverbrauch von Erzeugern	TWh	12,0	12,0	12,0
	ZB ²⁾ Raumwärme und Warmwasser	TWh	2,4	7,2	7,2
	ZB E-Mobilität	TWh	4,5	13,5	13,5
Verbrauch	ZB E-Industrie	TWh	4,0	4,0	4,0
	ZB Wasserstoff- Erzeugung	EPL in GW	0,75	1,0	1,0
		Verbrauch in TWh	3,5	5,0	5,0
	Speicherkraft	Verbrauch in RZ in TWh	4,0	4,6	4,6
		Verbrauch außerhalb RZ in TWh	2,5	3,0	3,0
Flexible Bedarfsanteile	Transportverluste	%	5,0%	5,0%	5,0%
	Bezug Öffentliches Netz (ohne ZB)	%	5,0%	10,0%	10,0%
	Eigenverbrauch von Erzeugern	%	5,0%	10,0%	10,0%
	ZB Raumwärme und Warmwasser	%	25,0%	25,0%	25,0%
	ZB E-Mobilität	%	25,0%	25,0%	25,0%
	ZB E-Industrie	%	0,0%	0,0%	0,0%

1) EPL ... Engpassleistung

2) ZB ... Zusatzbedarf

Tabelle 7

Quelle: E-Control

In Abbildung 15 sind die angenommenen Erzeugungskapazitäten und der Brutto-Gesamtverbrauch abgebildet. Der inbegriffene Verbrauch für Batteriespeicherung (BSP) errechnet sich in der Simulation auf Basis des vorgegebenen Lade- und Entladeverhaltens. In den folgenden Unterabschnitten sind die wichtigsten Annahmen dargestellt, eine komplette Aufstellung findet sich in Tabelle 7.

4.1.1 „BASIS“

- Der Gesamtbedarf an elektrischer Energie ohne Verbrauch für Pumpspeicherung (PSP) steigt von etwa 70 TWh (siehe Abschnitt 2) auf etwa 88 TWh. Dies entspricht einer jährlichen Zuwachsrate von 1,5%. Hinzu kommen 7 TWh an Verbrauch für PSP und, je nach realem Einsatz, etwa 1-2 TWh für die Ladung von Batteriespeichern (BSP), womit ein Brutto-Gesamtverbrauch von ungefähr 96-97 TWh resultiert.
- Der Zusatzbedarf für Raumwärme entspricht einem Ersetzungsgrad von etwa 25% der derzeit bestehend Heizungsanlagen (Fernwärmeversorgung nicht inbegriffen)
- Ersetzungsgrad der bestehenden PKW- und Kleinnutzfahrzeug-Flotte (Klasse N1): 25%
- Realisierung der E-Control bekannten Elektrifizierungsmaßnahmen von Großindustrieanlagen zuzüglich 20%
- Wasserstofferzeugungsanlagen mit 750 MW Engpassleistung und einem jährlichen Energieeinsatz entsprechend 5.000 Vollaststunden
- Steigende Verbräuche für PSP proportional zum entsprechenden Zuwachs der Engpassleistung von Speicherwerkwerken
- Leicht ansteigende Bedarfe in Haushalten und den Sektoren Gewerbe, Industrie, Verkehr, Energie und Dienstleistungen ohne nähere Spezifikation
- Die Engpassleistung von Laufkraftwerken steigt durch moderaten Zubau und Effizienzsteigerung der Turbinen um gut 30%.

Vorausschau (2040)

- Die Kapazität an Windkraftanlagen nimmt mit ähnlicher Geschwindigkeit wie derzeit zu und bleibt damit etwa 1 GW unter dem EAG-Ziel für 2030
- Photovoltaik-Anlagen werden bis auf 15 GW ausgebaut.
- Die Engpassleistung von Wasserspeicherhauptwerken nimmt durch die Umsetzung fast aller E-Control gemeldeten Ausbauten (ca. 3 GW, siehe Abschnitt 2) und leichte Effizienzsteigerungen um etwa 50% zu.
- Im Vergleich zu heute existiert die doppelte Kapazität an thermischen Kraftwerken mit biogenen Brennstoffen.
- Die Gesamtleistung an thermischen Kraftwerken (alle Brennstoffe inkl. nicht erneuerbarer) nimmt um etwa 15% ab.
- Die energetische Kapazität „systemgünstig“ eingesetzter Batteriespeicher beträgt 4.000 GWh, ihre maximale Lade-/Entladeleistung 2 GW.

4.1.2 „TRANSFORMATION PV“ UND „TRANSFORMATION WIND“

Die Unterschiede im Vergleich zum Szenario „Basis“ umfassen:

- Der Gesamtbedarf steigt auf 104 TWh ohne PSP und BSP (2,5% pro Jahr) bzw. **116-120 TWh** inklusive PSP und BSP.
- Der Zusatzbedarf für Raumwärme und Warmwasser entspricht einem Ersetzungsgrad von ca. 75% der Anlagen ohne Berücksichtigung von Fernwärme oder 50% der Anlagen mit Berücksichtigung von Fernwärme.
- Ca. 75% der PKW und Kleinnutzfahrzeuge (N1) besitzen einen elektrischen Antrieb.
- Die Kapazität von Wasserstoff-Erzeugungsanlagen ist auf 1.000 MW erhöht.
- Es wird deutlich stärker in Batteriespeicher investiert, was in einer energetischen Kapazität von 15.000 GWh resultiert.
- Die Wasserspeicherhauptwerke erhalten einen weiteren Zuwachs von 15% gegenüber „Basis“

A) „Transformation PV“

- Sehr starker Photovoltaik-Ausbau auf 26 GW, was gegenüber „Basis“ etwa 1 Mio. zusätzlichen Anlagen in Haushaltsgröße entspricht

- Kleiner zusätzlicher Ausbau von Windkraftanlagen

B) „Transformation Wind“

- Kleiner zusätzlicher Ausbau von Photovoltaik-Anlagen
- Sehr starker Ausbau an Windkraftanlagen etwa 11 GW, was fast einer Verdreifachung gegenüber dem heutigen Stand entspricht

4.2 Stündliche Lastdeckungssimulation

4.2.1 METHODENBESCHREIBUNG

Die hierfür konzipierte Simulation beschränkt sich auf die österreichische Regelzone APG, wobei im Unterschied zu vorangegangenen Jahren anstatt der Beschränkung auf die öffentliche Stromversorgung die gesamte Elektrizitätsversorgung inklusive nicht-eingespeister Erzeugung und Eigenverbrauch (vor allem von Industriebetrieben und Haushalten mit PV-Anlagen) Gegenstand der Betrachtung ist. Dadurch wird der zunehmenden Bedeutung von PV-Anlagen in Kombination mit Batteriespeichern und teilweise zeitlich verschiebbaren Verbrauchsanteilen (Raumklima und Warmwasserbereitung, E-Mobilität, ...) entsprochen. In bilanziellen Rechnungen werden Werte inklusive der vorarlbergischen und tirolerischen Wasserkraftwerke in deutschen Regelzonen ausgewiesen. Die kleinen Versorgungsgebiete in Österreich und Deutschland, für die die Regelzonenzugehörigkeit nicht dem Bundesgebiet entspricht, werden vernachlässigt.

Vereinfachungen gegenüber der Realsituation

Import- und Exportaktivitäten werden in Berechnungen dezidiert ausgeschlossen, um eine Simulation der rein österreichischen Nachfrage und

des österreichischen Angebots zu ermöglichen. Dies stellt natürlich einen substanziellen Bruch mit der realen Elektrizitätsversorgung dar, der Hintergrund dafür ist jedoch das hervorzuhebende Interesse am zukünftigen Deckungspotential für den nationalen Strombedarf durch inländische Ressourcen. Hierzu ist auch anzumerken, dass dadurch ein Härtefall betrachtet wird und die Bewertung der Angemessenheit der Ressourcen somit eher ungünstig im Vergleich zur tatsächlichen Situation ausfällt.

Weiters wird erstens die Annahme getroffen, dass die inländischen Netzkapazitäten in jeder Hinsicht ausreichen – damit entfällt eine Simulation des Energietransports. Zweitens wird die Marktsituation nicht explizit modelliert, Erzeugung und Verbrauch werden nicht vollständig preisoptimiert. Wie später beschrieben, beruhen jedoch mehrere Aspekte der Methodik auf einer impliziten Modellierung des Marktes (Verfügbarkeit von Wärmekraftwerken im Winter, Schwellbetrieb von Laufkraftwerken, Batterieeinsatz, zeitliche Bedarfsverschiebung).

Wetterjahre, Ausfallsjahre und Monte-Carlo-Jahre

Um statistischen Schwankungen Rechnung zu tragen, wird, wie in Lösungsansätzen von Ressource-Adequacy-Problemen üblich¹⁷, eine Vielzahl an Wetter-/Klimajahren (Anzahl m) und Ausfallsjahren (Anzahl n) verwendet, um in Kombination (m x n) Monte-Carlo-Jahre zu generieren, die je Versorgungsszenario gemäß Szenarienkatalog (siehe Abschnitt 3.1) berechnet werden. Sofern nicht anders angegeben, stellen die Resultate von Kenngrößen stets das arithmetische Mittel aller (m x n) Jahre dar. Für den vorliegenden Bericht wurden 30 Klimajahre verwendet, die auf den drei Klimamodellen CMCC-CM2-SR5, EC-Earth3 und MPI-ESM1-2-HR basieren und in der PECD¹⁸ enthalten sind. Die 20 verwendeten Ausfallsjahre für Speicher- und

¹⁷ Siehe u.a. ENTSO-E, ERAA 2024, www.entsoe.eu/eraa/, und Pacco & Moser, *Einfluss unterschiedlicher Ansätze zur Generierung von Ausfallzeitreihen auf die Kenngrößen zur Resource Adequacy*, Symposium Energieinnovation 18 (2024).

¹⁸ Pan-European Climate Database, Daten verfügbar unter <https://cds.climate.copernicus.eu/datasets/sis-energy-pecd>.

Wärmekraftwerke basieren auf E-Control vorliegenden, historischen Nichtverfügbarkeitsdaten. Somit werden je Versorgungsszenario 600 Jahre, also Kombinationen aus Wetter- und Ausfallsjahren für alle 8760¹⁹ Stunden, simuliert.

Profile und Skalierung

Um die stündlich aufgebrachten bzw. aufbringbaren und benötigten Energiemengen zu prognostizieren, werden Aufbringung und Verbrauch jeweils in mehrere Komponenten aufgeteilt. Je Aufbringungstechnologie wird ein stündlich aufgelöstes Jahresprofil²⁰ simuliert, das mittels der installierten (Leistungs-)Kapazität gemäß Szenarienkatalog skaliert wird. Auch für die verbrauchsseitigen Komponenten werden skalierbare Profile simuliert bzw. aus externen Quellen verwendet.

Aufbringung bzw. Erzeugung

Die Erzeugungsprofile für **Laufkraft** werden mithilfe der Machine-Learning-Methode Extreme Gradient Boosting generiert. Zum Trainieren werden historische Stundendaten der Jahre 2017 bis 2024, ausgenommen des Extremjahres 2022, verwendet. Das Modell liefert gegenüber einem vergleichbar trainierten bisher verwendeten Long-Short-Term-Memory-Modell (LSTM) eine um einen Faktor 1,7 reduzierte Abweichung²¹ von den Realdaten. Eine zufriedenstellende Prognose zu errechnen, hat sich insbesondere für den Schwellbetrieb der Laufkraftwerke an Drau und Enns als schwierig erwiesen. Da Berge und Täler in der Simulation schwächer als real ausgeprägt sind, ist anzunehmen, dass der Schwellbetrieb in der Echtsituation zusätzliches Flexibilitätspotential bietet. Als gut geeignetes Prädiktorset für die Laufkrafterzeugung hat sich herausgestellt: Die Durchschnittstemperatur in Österreich von 4 Tage bis einen Tag vor dem Bezugszeitpunkt, die

¹⁹ Die Tatsache, dass 2040 ein Schaltjahr ist, wird ignoriert.

²⁰ Die numerischen Werte sind Kapazitätsfaktoren, d.h. der Anteil der/s tatsächlichen Erzeugung/Erzeugungspotentials am technisch-theoretischen Potential bei optimalem Dargebot bzw. voller Verfügbarkeit (Details dazu später).

²¹ RMSE („root mean squared error“): Wurzel des mittleren Fehlerquadrats

Vorausschau (2040)

Niederschlagsmenge in Österreich im letzten Monat (o. g. Klimamodelle), der Strombezug aus dem öffentlichen Netz, der Tag des Jahres als numerischer Wert und der DA-Preis der 12-Uhr-Market-Coupling-Auktion der österreichischen Strombörse EXAA. Hieraus ergeben sich unmittelbar mehrere nicht von der Hand zu weisende Schwächen in Modellierung:

- Vereinfacht markt- und preisoptimaler Schwellbetrieb, da die Intraday- und Day-Ahead-Schwankungen in der Zukunft nicht modelliert werden → Der nicht vom aktuellen Dargebot abhängige Anteil der Erzeugung wird damit methodisch nicht korrekt abgebildet.
- Die Niederschlagsmenge des vergangenen Monats korreliert statistisch am stärksten mit der aktuellen Laufkrafterzeugung, jedoch wird die Saisonalität nicht explizit berücksichtigt (Im Winter liegen größere Korrelationslängen vor als im Sommer).

Die Erzeugung aus **Windkraft** wird mithilfe eines Ab-initio-Modells berechnet, das Windgeschwindigkeiten auf 10 und 100 Meter über Grund verwendet. Die Winddaten liegen auf einem Koordinatenraster von $0,25^\circ$ geografischer Breite und Höhe vor, die individuell für jede Anlage des Bestands anhand ihrer Position interpoliert werden. Dies ignoriert die Gegebenheit, dass Windkraftanlagen lokal und regional günstig positioniert werden – dennoch hat sich in der Modelloptimierung mithilfe historischer Erzeugungswerte und Winddaten herausgestellt, dass sich zu hohe und zu niedrige prognostizierte Stundenwerte ausgleichen und ihre Verteilung relativ gut der Realität entspricht. Ferner wird keine Modellierung von verschiedenen Turbinentypen vorgenommen, vielmehr werden verwendete Effizienzparameter so modifiziert, sodass eine gute Übereinstimmung von Simulationsergebnissen und realen Erzeugungsdaten gefunden wird.

²² Entspricht den neun österreichischen Bundesländern

²³ Eine Methodenbeschreibung des Modells ist unter <https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/betriebsstatistik/2025> bzw. https://www.e-control.at/documents/1785851/1811447/ECA_PV_Erzeugung_Methodenbeschreibung2024.pdf verfügbar (Stand: November 2025).

Um die Erzeugung aus **Photovoltaik**-Anlagen zu prognostizieren, wird ein Ab-initio-Modell verwendet, das für Temperatur und Oberflächenstrahlung Die PECD-Durchschnittswerte bezüglich der NUTS2-Regionen Österreichs²² nutzt, sowie die Verteilung der Anlagen-Engpassleistung auf die österreichischen Bundesländer nutzt. Das Modell wird von E-Control primär für die Erstellung der Betriebsstatistik der gesamten Elektrizitätsversorgung verwendet²³. Hier ist anzumerken, dass für die Modelloptimierung eine im Vergleich zu den anderen Technologien wenig belastbare Datenbasis für das Bundesgebiet vorliegt.

In den Modellen aller dieser **Erzeugungstechnologien mit erneuerbarer Energiequelle variablen Dargebots** (im Folgenden vereinfacht „variable Erneuerbaren-Erzeugung“, vEE oder „dargebotsabhängige Erneuerbaren-Erzeugung“ bezeichnet; Der natürliche Zufluss zu Wasserspeichern wird hier nicht zu den variablen Erneuerbaren gezählt.) wird unterstellt, dass die Anlagen des Kraftwerkspark der Zukunft örtlich so wie in der Gegenwart verteilt sind bzw. der künftige Kraftwerkspark genauso effizient wie der Gegenwärtige ist.

Für **kalorische und Wasserspeicher-Kraftwerke** werden aufgrund ihrer Regelbarkeit keine Erzeugungsprofile, sondern probabilistische Verfügbarkeitsprofile des theoretischen Erzeugungspotentials generiert. Diese leiten sich aus den erhobenen Daten von E-Control zu Revisions-, Stilllegungs- und Störungszeiträumen ab, wobei zwischen geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten unterschieden wird. Von der vollen Verfügbarkeit werden je Monat und Kraftwerkstyp Anteile für geplante Nichtverfügbarkeiten abgezogen. Danach werden mit einer für Kraftwerkstyp und -größenklasse spezifischen Wahrscheinlichkeit Zeiträume mit ungeplanten Nichtverfügbarkeiten eingestreut.

Bei **KWK-Anlagen** wird eine monatlich variable Stromverlustziffer²⁴ unterstellt, wobei sich der angenommene Wert im Winterhalbjahr (Oktober bis März) zwischen 10% und konservativen 20%²⁵ bewegt. Weitere Ungewissheiten betreffend kalorische Kraftwerke werden nicht eingebracht. Es wird ignoriert, dass die Möglichkeit besteht, dass Kraftwerke im Bedarfsfall unter Umständen etwas mehr elektrische Energie liefern könnten.

Von der Modellierung der Füllstände von **Wasserspeichern** wird abgesehen. Dem liegt die getroffene Annahme zugrunde, dass in Knappheitssituation jeder Fristigkeit stets genügend Energie zur Verfügung steht, sodass alle Kraftwerke bei Bedarf mit voller Leistung erzeugen können. Rechtfertigung findet diese nichtkonservative Annahme erst in der realen Situation, in der Speicherkraftwerke gerade für die Deckung von Lastspitzen ausgelegt und gebaut werden. Sie werden mit hohem Optimierungsaufwand gemäß den Gegebenheiten des Marktes eingesetzt.

Eine andere Herangehensweise wurde für die Aufbringung²⁶ aus und den Verbrauch durch **Batteriespeicher/-n (BSP)** gewählt, deren Ladezustand Bestandteil der Simulation ist. Was sich aufgrund heutiger technischer Entwicklungen abzeichnet, ist ein Verhältnis von speicherbarer Energiemenge zu maximaler Lade-/Entladeleistung (E/P-Verhältnis) von 1 bis 2 h und Lade- sowie Entladewirkungsgrade im Bereich von 95%. Ersteres Verhältnis ist deutlich niedriger als bei Wasserspeichern – Batterien könnten daher auch als „Stundenspeicher“ bezeichnet werden. Aus diesem Grund ist die Simulation des Ladens und Entladens unverzichtbar. Das Verhalten von Batterien bzw. der

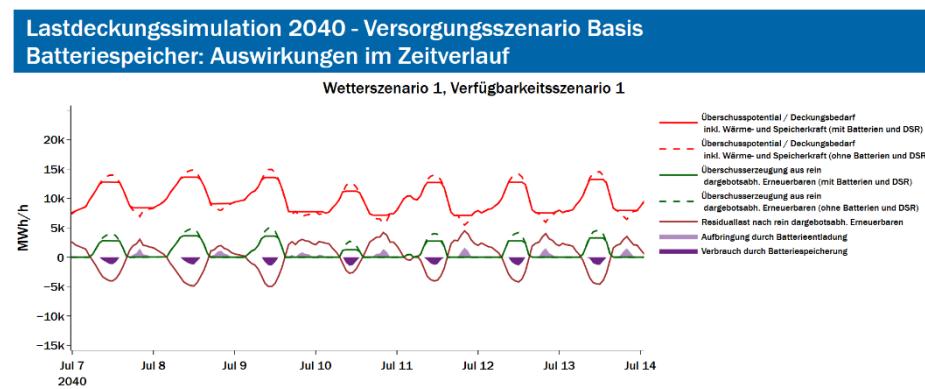


Abbildung 16

Quelle: E-Control

Einsatz derer im Markt ist aus heutiger Sicht jedoch nicht eindeutig bestimmbar. Aus diesem Grund entsprechen die in den Versorgungsszenarien enthaltenen Kapazitäten einer fiktiven, jedoch homogenen Klasse von Batteriespeichern, die innerhalb der Grenzen dieser Simulation vorteilhaft für das Versorgungssystem eingesetzt werden²⁷. Sie werden im Sommer hauptsächlich, aber nicht nur, mit Sonnenstrom geladen, und zu Zeiten niedriger vEE entladen, vorrangig zu Zeiten mit Deckungsbedarf nach Berücksichtigung der regelbaren Kraftwerke²⁸, aber auch, um lediglich hohe Residuallasten auszugleichen. Außerdem wird in der vorliegenden Berechnung zum einen stets die volle Energiekapazität angeboten, ungeachtet dadurch bewirkter, höherer Degradation. Zum anderen werden die Batterien basierend

²⁴ Das Verhältnis von elektrischem Minderertrag und zusätzlich gewonnener Nutzwärme

²⁵ Für moderne KWK-Anlagen gilt dieser Wert als konservative Obergrenze bei maximaler Wärmeauskopplung.

²⁶ Für die Umwandlung aus elektrochemischer Energie wird hier der Begriff Aufbringung gewählt.

²⁷ Dies ist nicht gleichbedeutend mit einem marktoptimierten Einsatz, was wie oben diskutiert außerhalb des Rahmens dieser Simulation liegt. Aktuelle PV-Speichersysteme hingegen, die Eigenladung und Eigenverbrauchen stets

vorziehen, und nie für Einspeisung in das öffentliche Netz entladen werden, sind hierdurch bloß teilweise abgebildet.

²⁸ Im Detail wird die Aufbringung innerhalb dieser Modellgrenzen so eingesetzt, dass unterdeckte Stunden chronologisch gedeckt werden. Beträgt die ENS beispielsweise jeweils 1 GWh in drei aufeinanderfolgenden Stunden und die aufbringbare Energie insgesamt 2,5 GWh, werden – sofern leistungsmäßig möglich – in den ersten beiden Stunden jeweils 1 GWh und in der dritten Stunde 0,5 GWh aufgebracht.

Vorausschau (2040)

auf dem aktuellen Residualbedarf – der Differenz aus gesamtem Verbrauch und vEE – eingesetzt. In Zeiträumen von Residualbedarf über dem rollierenden 7-Tage-Durchschnitt werden die Batterien entladen, in den verbleibenden Zeiträumen geladen (siehe Abbildung 16). Eine Vorgabe für die Vollladezyklen pro Jahr wird nicht explizit gesetzt, die beschriebene Methodik impliziert jedoch fast durchgehend zumindest einen Zyklus pro Tag.

Bedarf

Mit dem **historischen Bezug aus dem öffentlichen Netz** und Temperaturdaten der Jahre 2012 bis 2024 sowie Zeitvariablen²⁹ wird wie für Laufkrafterzeugung ein Extreme-Gradient-Boosting-Modell trainiert. Das Verbrauchsprofil wird aufgeteilt in den **Bezug von Großverbrauchern** und jenen von **Nicht-Großverbrauchern**. Diese Modelle weisen gegenüber LSTM-Modellen eine Verbesserung des RMSEs um einen Faktor von 2 bis 3 auf. Die so erzeugten Profile basierend damit auf den historischen Verbräuchen, die auf die Temperatursituation im Betrachtungsjahr 2040 umgelegt werden.

Der **Eigenverbrauch von Erzeugern** ohne Inanspruchnahme des öffentlichen Stromnetzes wird über ein synthetisches Profil angenähert, das zusammengesetzt wird aus 40% des Bezugs von Nicht-Großverbrauchern und 60% des Bezugs von Großverbrauchern. Diese Komponente beinhaltet zum größten Teil auch den zusätzlichen Bedarf für Schienenverkehr – ein treffenderes Verbrauchsprofil ist derzeit nicht verfügbar.

Betreffend den **Zusatzbedarf für Raumwärme und Warmwasser** wird ein P0-Profil für Wärmepumpen eingesetzt, das in ähnlicher Form von mehreren deutschen Energieversorgern³⁰ zur Belieferung von Kunden verwendet wird. Klimaanlagen werden nicht explizit berücksichtigt, der Effekt ihrer

zunehmenden Verwendung findet sich jedoch zum Teil im Historie-basierten Verbrauch wieder.

Für die Evaluierung des erwartbaren **Zusatzbedarfs durch batterieelektrische (Straßen)-Fahrzeuge**³¹ wurde im Jahr 2020 eine Studie an die österreichische Energieagentur vergeben. Dabei wurden saison-, wochentags- und feiertagsspezifisch stündliche Verbrauchsverläufe durch Ladeprozesse ermittelt. Die ursprünglichen Studienannahmen zum Elektrifizierungsgrad werden verworfen, und es werden lediglich die Gangprofile verwendet. Eine Aktualisierung in kleinem Umfang war bis Redaktionsschluss dieses Berichts nicht möglich.

Der Zusatzbedarf durch **Elektrifizierungsmaßnahmen in der Industrie** wird als Bandstrom modelliert. Die E-Control bekannten Projekte entsprechen diesem Verbrauchsverhalten.

Für **Wasserstofferzeugung** wird angenommen, dass als Erzeugungstechnologie ausschließlich PEM-Elektrolyseure zum Einsatz kommt. Diese Anlagen können schnell ein- und ausgeschalten werden (innerhalb 1 Stunde). Ihr simulierter Einsatzmodus: Zu Zeiten niedriger Residuallast laufen die vorhandenen Anlagen bandförmig unter Volllast, bei hoher Residuallast stehen sie still. Aus Wirtschaftlichkeitsgründen erscheint dieser Ansatz realistischer als idealer Bandstromverbrauch durchgehend in jeder Stunde. Betreffend den Ausnutzungsgrad (Volllaststunden) dient die Gesamterzeugung gemäß Szenarienkatalog als Ziel. Das Endergebnis kann geringfügig davon abweichen, da extrem kurze Ein- und Ausschaltzeiträume (2 Stunden oder weniger)

²⁹ Der Tag des Jahres, der Wochentag, der Feiertagskalender und die Uhrzeit.

³⁰ Unter anderem der naturenergie netze GmbH; Profil abrufbar unter <https://www.naturenergie-netze.de/geschaeftspartner/lieferanten/lastprofile-temperaturtabellen> (Stand November 2025)

³¹ Häufig auch BEV („battery-electric vehicles“)

Vorausschau (2040)

ignoriert werden, um die fiktive Degradation der Anlage nicht unwirtschaftlich zu erhöhen.

Der Verbrauch für **Pumpspeicherung (PSP)** ist angesichts der komplexen Realsituation nicht Bestandteil der stündlichen Lastdeckungssimulation. Hierzu bedarf es einer sehr detailreichen Modellierung, die Speicherinhalte und Marktprozesse einschließt. In Kontrast dazu werden Erwartungswerte der monatlichen Verbräuche für PSP berechnet. Weiters wird evaluiert, ob der Verbrauch für PSP bilanziell durch vEE gedeckt werden kann.

Der Verbrauch durch **Batteriespeicher (BSP)** ist bereits im Abschnitt zu Aufbringung und Erzeugung diskutiert worden.

Der Bedarf für **Netz- bzw. Transportverluste** wird anhand des historischen Mittelwerts der letzten beiden Jahre ermittelt. Er beträgt für 2023/2024 ca. 5,3 % des Bezugs aus dem öffentlichen Netz, mit einer Schwankungsbreite von 0,3 Prozentpunkten. Vereinfachend wird außer Acht gelassen, dass eine höhere Gesamtlast einen höheren relativen Verlustanteil³² nach sich zieht.

Flexible Bedarfsanteile (DSR³³)

Allen Verbrauchskomponenten werden zeitlich verschiebbare Anteile unterstellt, wobei verschiedene maximale Verschiebedauern von 24 Stunden für Raumwärme, 12 Stunden für E-Mobilität und 8 Stunden für andere Bedarfsanteile angenommen werden. Dabei wird auf eine marktkonsistente Modellierung verzichtet, sondern Verbrauchsanteile nur dann verschoben, wenn dadurch Unterdeckungen verhindert oder reduziert werden können. Dies

³² Physikalisch herrscht ein quadratischer Zusammenhang zwischen Last und Verlusten, der der Realsituation aufgrund lokaler und spannungsbezogener Verteilung jedoch nicht nahekommt.

³³ Demand-side response

³⁴ Die volle Menge des Flexibilitätsbedarfs wurde aus mehreren Gründen nicht gewählt:

hat in den später präsentierten Ergebnissen zur Nutzbarkeit von Überschüssen aus vEE konservative Werte zur Folge (wenig vorteilhaftes Nutzungsverhalten).

4.2.2 ERGEBNISSE

Eine Übersicht über die relevantesten Kennzahlen bietet Tabelle 8. Generell wurden die Szenarien so gewählt, dass sich die vorhandene Kapazität von Batteriespeichern am täglichen Flexbedarf pro Tag orientiert³⁴ und die Gesamtmenge der flexiblen Technologien so gestaltet ist, dass die Anzahl jener Stunden, in denen die österreichische Regelzone zwingend auf Importe aus dem Ausland angewiesen ist, sehr gering ausfällt. Dadurch ist der Betrachtungshorizont zwar eingeschränkt, jedoch werden die benötigten

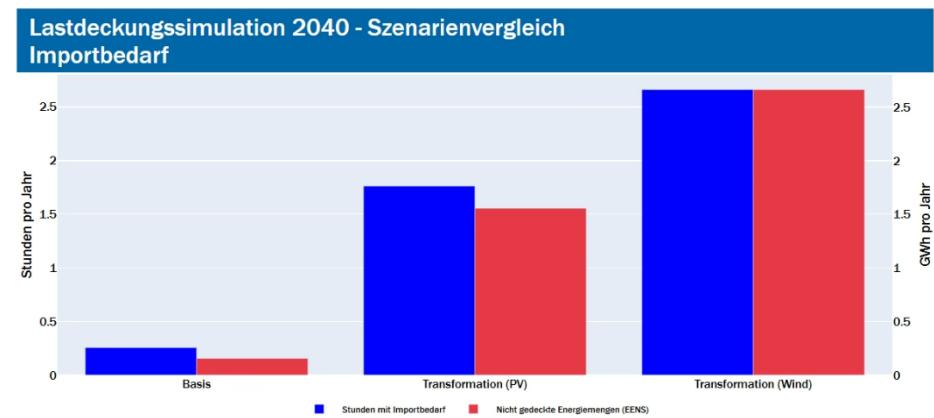


Abbildung 17

- Es stehen auch andere flexible Technologien zur Verfügung
- Auch mehrere Ladezyklen pro Tag sind realistisch
- Extremwerte, d.h. Tage, an denen der Flexbedarf besonders hoch ist, würden dadurch weiterhin nicht abgedeckt werden.

Vorausschau (2040)

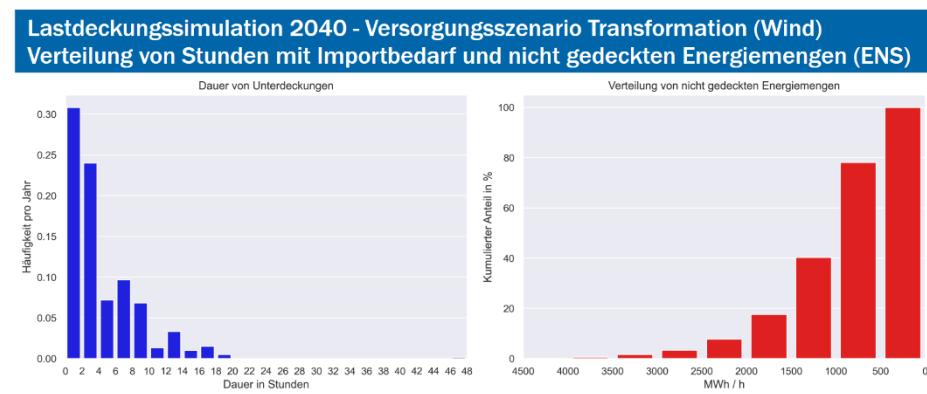


Abbildung 18

Quelle: E-Control

Kapazitäten unter der Prämisse einer hypothetisch autarken Elektrizitätsversorgung klar hervorgehoben.

Diagnostische Indikatoren

In Abbildung 17 sind die wesentlichsten diagnostischen Indikatoren der Simulationsergebnisse illustriert. Im Szenario „Basis“ ergeben sich pro Simulationsjahr lediglich 0,26 Stunden, in denen der Bedarf in der Regelzone mit Ausweitung auf das gesamte Netz nicht allein aus inländischen Ressourcen gedeckt werden kann. Die nicht gedeckte Energiemenge beläuft sich auf 150 MWh, was dem Verbrauch von weniger als einer Minute entspricht. Als Indikator für die Größenordnung des Bedarfs an Tages-Wasserspeichern und Batteriespeichern errechnet sich ein Wert von gut 50 GWh.

Lastdeckungssimulation 2040 - Ergebnisübersicht (Heatmap)

	Szenario Basis	Szenario Transformation (PV)	Szenario Transformation (Wind)
Stunden mit Importbedarf			
Unterdeckte Energiemenge (EENS)			

Lastdeckungssimulation 2040 - Ergebnisübersicht

Größe	Einheit	Szenario Basis	Szenario Transformation (PV)	Szenario Transformation (Wind)
VERBRAUCH				
Nettoverbrauch (exkl. PSP und BSP)	TWh	87,5	103,6	103,6
Bruttoverbrauch (inkl. PSP und BSP)	TWh	96,6	117,0	116,9
Spitzenlast	GW	15,8	22,7	21,7
Transportverluste	TWh	3,7	4,6	4,6
ERZEUGUNG				
Erzeugung - PV	TWh	17,3	30,1	20,8
Erzeugung - Windkraft	TWh	13,5	15,8	24,8
Erzeugung - Laufkraft	TWh	40,9	40,9	40,9
Erzeugung - aus vEE	TWh	71,8	86,8	86,5
Überschusserzeugung - aus vEE	TWh	6,3	13,7	10,2
Erzeugung - Wärmekraft (Erneuerbar)	TWh	6,6	6,6	6,6
Erzeugung - Speicherkraft	TWh	14,2	16,6	16,6
Erzeugung - BSP	TWh	1,8	5,0	5,0
Vollaststunden - PV	h	1.158	1.158	1.158
Vollaststunden - Windkraft	h	2.255	2.255	2.255
Vollaststunden - Laufkraft	h	5.111	5.111	5.111
Dauer von Überschusserzeugung aus vEE	h	2.262	2.485	2.686
Durch vEE bilanziell gedeckte Tage	d	266	236	251
Arbeitsausnutzung - Wärme- und Speicherkraft	%	18,3	21,1	19,2
Batteriespeicher - Ladezyklen	1	463	351	348
BEDARFSDECKUNG				
Energetische Bedarfsdeckung durch Erneuerbare (ohne Berücksichtigung von PSP und BSP)	%	100,2	101,0	100,8
Energetische Bedarfsdeckung durch Erneuerbare (mit Berücksichtigung von PSP und BSP)	%	97,7	98,3	98,1
Stunden mit Importbedarf	h/a	0,3	1,8	2,7
Unterdeckte Energiemenge (EENS)	GWh/a	0,2	1,6	2,7
FLEXIBILITÄTSBEDARF				
Energiespeichertechnologien (Saisonale)	TWh	7,8	11,1	9,4
Energiespeichertechnologien (Tageshöchstwert)	GWh	51,5	92,7	73,2
Flexibilitätsbedarf (Saisonale)	TWh/a	15,6	22,1	19,1
Flexibilitätsbedarf (Wöchentlich, pro Woche)	GWh/w	168,3	202,0	257,0
Flexibilitätsbedarf (Täglich, pro Tag)	GWh/d	44,8	86,0	64,2

Tabelle 8

Quelle: E-Control

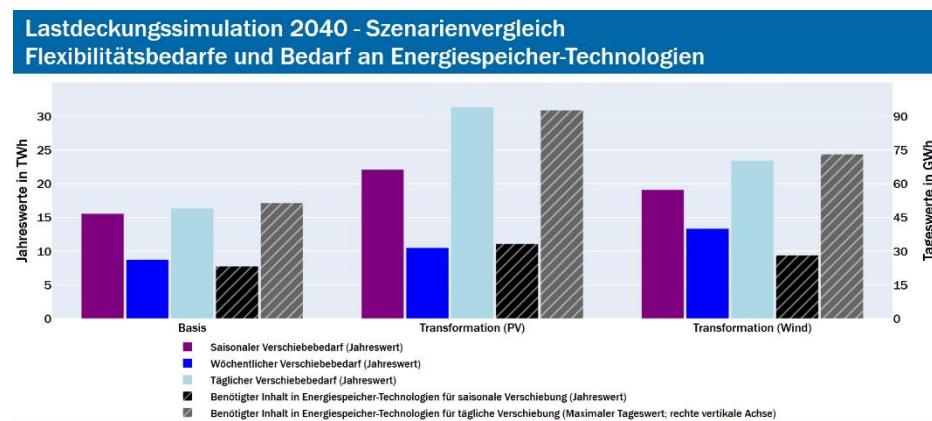


Abbildung 19

Quelle: E-Control

In den Szenarien „Transformation“ steigen die Zeiträume mit Importbedarf auf 1,8 (PV-Szenario) bzw. 2,7 (Wind-Szenario) Stunden pro Jahr, wobei die jährlich fehlende Energiemenge (EENS) im Wind-Szenario gut 50% höher, die durchschnittlichen Unterdeckungshöhen jedoch bei jeweils rund 1 GWh pro unterdeckter Stunde liegen. Dies zeigt auf, dass die negative Auswirkung von (mehrtägigen) Windflauten etwas größer ist als von Phasen geringer Sonneneinstrahlung untertags.

Über 90% aller Stunden mit Importbedarf treten über alle Szenarien hinweg im Dezember auf. Im Szenario „Basis“ dauern mehr als die Hälfte aller Unterdeckungen 1 oder 2 Stunden und es tauchen keine Unterdeckungen länger als 4 Stunden auf. Die Verteilung der Unterdeckungsdauern und der nicht gedeckten Energiemengen im Transformation-Wind-Szenarien ist in Abbildung 18 dargestellt - mehr als 50% haben eine Länge von 1 bis 4 Stunden.

Flexibilitätsbedarf

Der Bedarf an flexiblen Technologien ist in Abbildung 19 beleuchtet. Im Basis-Szenario kommt der saisonale Flexbedarf auf 15,6 TWh, der Wöchentliche auf 8,8 TWh im Jahr bzw. durchschnittlich 168 GWh pro Woche und der Tägliche

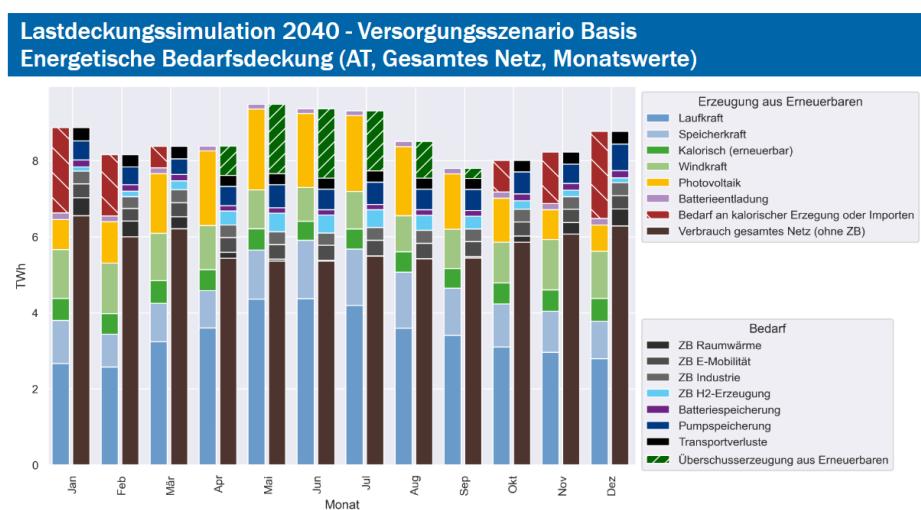


Abbildung 20

Quelle: E-Control

auf 16,4 TWh bzw. durchschnittlich 45 GWh pro Tag. Der benötigte Maximalinhalt in einem saisonalen Energiespeicher liegt (wie erwartet) bei der Hälfte des saisonalen Flexbedarfs (7,8 TWh). Für die Transformations-Szenarien ist hervorzuheben, dass saisonaler sowie täglicher Flexbedarf im PV-Szenario erhöht sind, auf wöchentlicher Zeitskala jedoch im Wind-Szenario. Damit schneidet das Wind-Szenario hinsichtlich der diagnostischen Indikatoren etwas schlechter und hinsichtlich der Flexibilitätsbedarfe etwas günstiger ab.

Energetische Bedarfsdeckung

In Abbildung 20 ist die monatliche energetische Bedarfsdeckung des Szenarios „Basis“ dargestellt. Die Wintermonate Oktober bis März weisen einen Bedarf an kalorischer Erzeugung aus Nicht-Erneuerbaren auf, welcher im Dezember und Jänner am höchsten ist. In den Sommermonaten hingegen herrscht Überschusserzeugung aus Erneuerbaren, welcher seine höchsten Werte in den Monaten Mai und Juni annimmt. Ferner ist zu beachten, dass das Betrachtungsregime das Bundesgebiet umschließt, um dem Interesse an der hundertprozentigen Bedarfsdeckung aus Erneuerbaren gemäß dem EAG-Ziel

zu entsprechen. Betrachten wir ausschließlich die Regelzone APG, steigt der Bedarf an kalorischer Erzeugung oder Import aufgrund des Fehlens der Vorarlberger und Tiroler Kraftwerke leicht, da ihre Stromerzeugung größer als der Verbrauch für PSP ist: Beispielsweise steigt im Jänner des Basisszenarios dieser Bedarf von 2,28 TWh im Bundesgebiet auf etwa 2,32 TWh in der Regelzone APG.

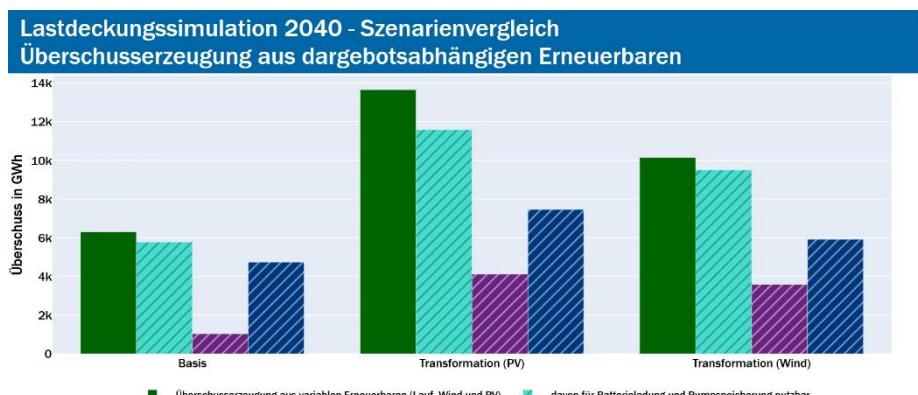


Abbildung 21

Integration von Erneuerbaren

Um zu evaluieren, wie gut sich die „neuen“ Erneuerbaren Wind und Photovoltaik in die gesamte Aufbringungs- und Verwendungssituation einfügen lassen, wurde berechnet, wie viel der zeitabhängigen Überschussenergie von den flexiblen Umwandlungstechnologien PSP und BSP genutzt werden kann³⁵ (siehe Abbildung 21). Im Basis-Szenario können 16% oder 1,0 TWh für Batterieladung und weitere 75% oder 4,7 TWh für PSP verwendet werden, wobei letzterer Wert kein „natives“ Simulationsresultat, sondern einen Wert ex-post darstellt, der aus einer Berechnung stammt, die für PSP eine

³⁵ Die Bestimmung der Nutzbarkeit durch flexiblen Endverbrauch liegt außerhalb des Rahmens dieser Behandlung.

³⁶ Die energetische Kapazität der Batteriespeicher liegt in der Größenordnung von 10 GWh, während die Kapazität von Speicherseen in Österreich etwa 3 TWh

Nachrangigkeit gegenüber der Verwendung für BSP setzt. Dennoch wird für PSP mehr Energie verbraucht als für BSP, was an der Dimensionierung der Speicherkapazitäten liegt³⁶. Dies ist selbstverständlich nicht realitätsgetreu, weshalb vor allem der Gesamtwert von 91% Aussagekraft besitzt. Im Transformation-PV-Szenario liegt der Wert insgesamt bei 85%, im Transformation-Wind-Szenario sogar bei 94%.

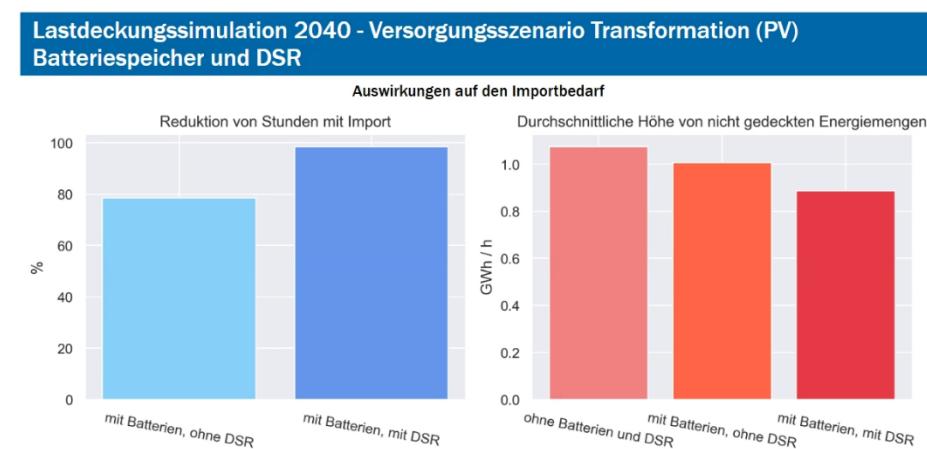


Abbildung 22

Batteriespeicher

Wie oben diskutiert werden die im Szenarienkatalog veranschlagten Batteriespeicher-Kapazitäten so eingesetzt, dass sie elektrische Energie antizyklisch zur Erzeugung aus vEE aufbringen bzw. verbrauchen und auch die zeitlichen Variabilitäten des Bedarfs berücksichtigen, um dadurch den Restbedarf an kalorischer Erzeugung und Importen zu verringern. Zur Veranschaulichung sind die Effekte der auf diese Art und Weise

beträgt. Letztere ist implizit durch Pumpleistung und Jahresverbrauch für PSP im Szenarienkatalog berücksichtigt.

Vorausschau (2040)

„systemdienlich“ eingesetzten Batterien in Abbildung 22 dargestellt: Im Szenario Transformation (PV) verringern die 7,5 GW / 15 GWh Batteriespeicher die Stunden mit Importbedarf um knapp 80%, in Kombination mit bedarfssseitiger Flexibilität werden diese fast auf 0 reduziert. Die durchschnittliche Höhe der nicht gedeckten Energiemengen (ENS) wird etwa um jeweils 10% reduziert. Generell zeichnet sich ein ähnliches Bild für die anderen Szenarien, der Effekt auf die durchschnittlichen Unterdeckungsmengen erweist sich im Transformation-Wind-Szenario jedoch als schwächer ausgeprägt und im Basis-Szenario (mit 2 GW / 4 GWh) als gegenläufig.

Als generelle Anmerkung gilt, dass der Residualbedarf, den die Batteriespeicher hypothetisch zu decken vermögen, anderenfalls durch

Importe gedeckt werden müsste. Die nationalen Unterdeckungen sind allerdings in keinem Fall so hoch (<4.000 MW), dass die Übertragungskapazitäten aus dem Ausland nicht ausreichen würden.

Spitzenlast

Durch den starken Ausbau von PV-Anlagen, den Einsatz von großen Batteriespeicher-Kapazitäten und flexible Bedarfsanteile sollte zu Zeiten hoher Spitzenerzeugung aus PV (bzw. hoher Erzeugung aus dargebotsabhängigen Technologien) auch eine Verlagerung des Verbrauchs im gesamten Netz zu denselben Zeiten stattfinden. Dadurch ergeben sich im Winter des Basis-Szenarios Spitzenlasten von etwa 16 GW, im Transformation-Wind-Szenario 22 GW und im Transformation-PV-Szenario 23 GW.

5 NETZE

5.1 Ausbau und Instandhaltung der Netze

Die Planung und der Ausbau der Netzinfrastruktur stehen im Zeichen der Energiesystemwende unter Beibehaltung des derzeitigen Maßes an Versorgungssicherheit. Österreich verfolgt das Ziel, im Jahr 2030 100% des Stromverbrauchs bilanziell aus erneuerbaren Energieträgern zu decken. Durch die deutliche Steigerung der Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern in Verteilernetze und steigenden Netzanschlussanfragen neuer Lastzentren sowie Batteriespeicherprojekten ändern sich auch die Anforderungen an die Infrastruktur sowie die Energieflüsse zwischen Übertragungs- und Verteilernetzen. Die Ausbauplanung im Strom auf der Übertragungsnetzebene erfolgt über den Netzentwicklungsplan (NEP) in Österreich, den Zehnjahresnetzentwicklungsplan (Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)) auf europäischer Ebene und den österreichischen integrierten Netzinfrastrukturplan (ÖNIP) für die Übereinstimmung mit dem Gassektor. Die Netzausbauplanung auf Verteilernetzebene erfolgt, soweit erforderlich, in Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber.

Im Rahmen der Energiesystemwende kommt der Weiterentwicklung der Verteilernetze, insbesondere im Hinblick auf deren bedarfsoorientierten Ausbau und die Nutzung von Flexibilitäten, eine besondere Bedeutung zu. Um zusätzliche volatile und zumeist dezentral geprägte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern rasch ins Netz zu integrieren und dabei die Sicherheit und Kosteneffizienz zu gewährleisten, muss der Ausbau der Netzinfrastruktur langfristig und bedarfsgerecht geplant werden. Analog zum

Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber sind auch auf der Verteilnetzebene klare und transparente Ausbauplanungen notwendig, die im Verteilnetz-Entwicklungsplan (V-NEP) dokumentiert werden.

5.1.1 ÜBERTRAGUNGSNETZ

Die Übertragungsnetzbetreiber sind mit § 37 EIWOG 2010 verpflichtet alle zwei Jahre einen NEP zu erstellen. Die E-Control ist mit der Genehmigung und Überwachung des NEPs der Übertragungsnetzbetreiber beauftragt³⁷. E-Control prüft die Projekte im NEP auf technische Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit. Zudem werden laufend die Umsetzung der Maßnahmen, die im NEP vorgesehen sind, von der E-Control überprüft und evaluiert. Darüber hinaus ist der NEP die Grundlage für die Anerkennung der angemessenen Kosten bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte.

Netzentwicklungsmaßnahmen für das Übertragungsnetz ergeben sich aus dem Zustand des bestehenden Netzes, der erwarteten Entwicklung von Erzeugung und Last sowie den dadurch entstehenden Netzzugangsanfragen und unter Anwendung des NOVA-Prinzips (Netz-Optimierung vor Ausbau). Im Jahr 2023 wurden die von den österreichischen Übertragungsnetzbetreibern APG und VÜN entwickelten Netzentwicklungspläne von der E-Control per Bescheid genehmigt. Darauffolgend wurde der Anpassungsbedarf für die folgenden Netzentwicklungspläne auf Grundlage des ÖNIP, der 2024 durch das zuständige Ministerium – damals das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), aktuell das Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus (BMWET) – veröffentlicht wurde, identifiziert und festgelegt. Die jüngsten dieser Pläne wurden im September 2025 bei der E-Control zur Genehmigung eingereicht

³⁷ <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/netzentwicklungsplanung>

und werden zurzeit von der Regulierungsbehörde überprüft und evaluiert. Mit dem diesjährigen Plan sind erstmals auch die im ÖNIP identifizierten Transportkorridore abgebildet.

Der EU-weite Zehnjahresnetzentwicklungsplans 2024 wurde von den europäischen Organisationen der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) und der Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSOG) im ersten Halbjahr 2025 veröffentlicht und unterstreicht die Notwendigkeit der Investitionen in die Stromnetzinfrastruktur, um die Energiesystemwende zu ermöglichen und die Klimaziele zu erreichen. Der nationale Plan findet Berücksichtigung im EU-weiten Plan, der ebenfalls alle zwei Jahre erstellt wird. Die E-Control ist auf mehreren Ebenen an der Entwicklung des TYNDPs, der Erstellung des europäischen Szenariorahmens, der Bedarfsermittlung für grenzüberschreitende Leistungskapazitäten und der anzuwendenden Kosten-Nutzen-Bewertungsmethode involviert.

Stromversorgungsprojekte von besonderem Interesse für die europäische Energieversorgungsinfrastruktur werden auf Basis der TEN-E-Verordnung als Projekte von gemeinschaftlichem Interesse (Projects of common interest: PCIs) definiert. Die PCIs sollen von rascheren und effizienteren Genehmigungsverfahren und besseren regulatorischen Bedingungen profitieren³⁸. Die sechste PCI-Liste enthält 17 Vorhaben auf österreichischem Staatsgebiet. Die neue Liste steht kurz vor der Erlassung.

Die E-Control ist in diesem Prozess Teil der regionalen Gruppen für Nord-Süd-Übertragungsleitungen in Westeuropa und in Zentral- und Südosteuropa und der Fokusgruppe zu Smart Grids. In diesem Rahmen führt die Behörde unter anderem die regulatorische Bewertung der Projektkandidaten durch.

Mit der Novellierung des EIWOG 2010 im Rahmen des EAG-Pakets wurde festgelegt, dass der Strom-NEP mit dem Gas-KNEP gemäß GWG 2011 sowie

dem ÖNIP gemäß EAG übereinstimmen muss. Gemäß § 94 EAG hatte das damals zuständige Bundesministerium BMK im Jahr 2023 erstmalig einen österreichischen integrierten Netzinfrastrukturplan zu erstellen und diesen einer strategischen Umweltprüfung zu unterziehen. Die erstmalige Erstellung des ÖNIP wurde 2023 seitens BMK in Form eines umfassenden Stakeholder-Prozesses und aufbauend auf zwei Studien (Wasserstoffinfrastruktur in Österreich durch Frontier Economics und Netzrechnungen/Infratrans der Montanuniversität Leoben) durchgeführt. Die E-Control war 2023 diesbezüglich insbesondere bemüht, die Erfahrungen aus der Erstellung und dem Monitoring der Netzentwicklungsplanung Strom und Gas in die erstmalige Erstellung des ÖNIP einzubringen. Dabei wurde insbesondere auf eine konsistente Anwendung der methodischen Werkzeuge zur Ableitung von Infrastrukturbedarf geachtet. Auch nahm die E-Control an öffentlichen Workshops im Rahmen der Erstellung des ÖNIP sowie an Diskussionsrunden zu Inhalten des ÖNIP in den einzelnen Bundesländern teil. Der ÖNIP und der Bericht über die strategische Umweltprüfung wurden im Sommer 2023 durch das BMK konsultiert. Die endgültige Fassung³⁹ wurde vom BMK im Frühjahr 2024 veröffentlicht und enthält wesentliche Infrastrukturkorridore für Strom und Wasserstoff, die in den nächsten Jahrzehnten realisiert werden sollen.

Netzausbau im Übertragungsnetz (aktueller Stand)

Im zweiten Quartal 2025 markierte die Inbetriebnahme der 380-kV-Salzburgleitung einen wichtigen Meilenstein für den Netzausbau und die Versorgungssicherheit in Österreich. Durch die Steigerung der Transportkapazität und den Fortschritt im geplanten 380-kV-Ring spielt dieses Projekt eine zentrale Rolle für die gesamte Energieinfrastruktur des Landes. Die wichtigsten Ausbauprojekte für die Übertragungsleitungen im NEP 2025 basieren auf dem TYNDP sowie ÖNIP. Zu diesen Projekten zählen die Entwicklung leistungsstarker Ost-West-Transportkorridore, die Anbindungen der Pumpspeicherwerkstätten im Westen an die Erneuerbaren im Osten, die

³⁸ https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/projects-common-interest-and-projects-mutual-interest_en

³⁹ <https://www.bmwf.gv.at/Services/Publikationen/publikationen-energie/netzinfrastrukturplan.html>

Fertigstellung des 380-kV-Rings im Süden Österreichs (Projekt Netzraum-Kärnten), sowie die Errichtung von Übergabepunkten/Netzabstützungen zu den Verteilernetzen.

Der Netzentwicklungsplan, den die APG im September 2025 bei der Regulierungsbehörde eingereicht hat, umfasst 20 neue Projekte, davon 11 Umspannwerksprojekte, 8 Leitungsprojekte und eine Studie. Das Ausbauvorhaben für das Übertragungsnetz umfasst im Einzelnen:

- Generalerneuerung von etwa 730 km Leitungen.
- Eine Umstellung von ca. 70 km bestehender Leitungen auf höhere Spannungsebenen.
- Den Ausbau von rund 920 Trassen-km neuer Leitungen.
- Die Planung von 23 Umspannwerken bis 2035 zur Anbindung der Verteilernetze und zur Erweiterung bestehender Umspannwerke.
- Die Installation von ca. 80 Transformatoren mit einer Gesamtkapazität von 30 GVA zur Kupplung der Netzebenen.

7 Projekte der APG wurden seit dem Netzentwicklungsplan von 2023 abgeschlossen. Der Netzentwicklungsplan der VÜN umfasst ein Projekt, der Netzentwicklungsplan der TÜN sieht keine Projekte vor.

5.1.2 VERTEILERNETZE

Für die zukünftigen Anforderungen an Verteilernetze werden neben dem Ausbau der erneuerbaren Erzeugung (v.a. Wind und PV) in erster Linie Entwicklungen im Bereich der Elektromobilität (Anschluss von privaten und öffentlichen Ladestationen) sowie die Elektrifizierung von Raumwärme (Wärmepumpen) und industriellen Prozessen maßgeblich sein. Für einen sicheren und zuverlässigen Verteilernetzbetrieb wird der Digitalisierung (Smart Meter und andere Smart Grid-Lösungen, Überwachungs- und

Steuerungseinrichtungen zum Monitoring von Lastflüssen etc.) eine wachsende Bedeutung zukommen. Weiters wird der Austausch zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern zunehmend erforderlich. Sowohl Netzplanung als auch Netzbetrieb werden in den kommenden Jahren von großen Veränderungen geprägt sein.

Neben den bereits erwähnten Einflussfaktoren wird dabei die gezielte Beschaffung von Flexibilitätsleistungen durch Verteilernetzbetreiber aller Voraussicht nach entscheidend für eine kosteneffiziente und beschleunigte Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen und neuen Lasten in Verteilernetze sein. Zusammen mit engmaschigem Monitoring auch in den unteren Spannungsebenen sollen Flexibilitäten einen sicheren und zuverlässigen Betrieb auch von stark ausgelasteten Verteilernetzen ermöglichen.

Da Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger zum Großteil an Verteilernetze angeschlossen werden, stellt ein rascher und zielgerichteter Ausbau der Verteilernetze eine Grundvoraussetzung für das Gelingen der Energiesystemwende dar. Um für Netzbetreiber Transparenz bezüglich geplanter und in Umsetzung befindlicher Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen zu schaffen und sicherzustellen, dass die Planung den Anforderungen der nationalen Klima- und Energieziele gerecht wird, sieht Art. 32 (3) der Strombinnenmarktrichtlinie (RL (EU) 2019/944) vor, dass der Ausbau der Verteilernetze auf transparenten Netzentwicklungsplänen beruht, die zumindest alle zwei Jahre veröffentlicht und nach einer öffentlichen Konsultation der Regulierungsbehörde vorgelegt werden. Durch die Umsetzung von Art. 32 der Binnenmarktrichtlinie im EIWG wird diese Anforderung in den nationalen Rechtsrahmen aufgenommen werden. Neben erhöhter Transparenz hinsichtlich des Netzausbau soll mit den Netzentwicklungsplänen auch die Nutzung von Flexibilitätsleistungen durch Verteilernetzbetreiber forciert werden. So sollen gemäß Art. 32 (1) der Strombinnenmarktrichtlinie Verteilernetzbetreiber Flexibilitätsleistungen bei der Netzplanung

berücksichtigen und Netzbenutzer in ihren Netzentwicklungsplänen über zukünftigen Flexibilitätsbedarf informieren.

Die wesentlichen Inhalte sowie die Struktur der Netzentwicklungspläne für Verteilernetze wurden bereits 2022/2023 mit der Sparte "Netze" von Österreichs Energie abgestimmt. 2024 hat die E-Control einen Leitfaden⁴⁰ für die Erstellung der Netzentwicklungspläne vorgelegt, der die inhaltlichen Anforderungen im Detail beschreibt, die Vollständigkeit der geforderten Inhalte sicherstellt und einfache Vergleichbarkeit zwischen Netzgebieten bzw. -betreibern ermöglicht. Eine Aktualisierung dieses Leitfadens, die unter anderem die Empfehlungen von ACER und CEER bzgl. Netzentwicklung in Verteilernetzen (ACER-CEER Guidance on Electricity Distribution Planning; Veröffentlichung von 07/2025⁴¹) berücksichtigt, ist für das erste Quartal 2026 vorgesehen.

Künftiger Netzausbaubedarf der Verteilernetzbetreiber

Die größten fünfzehn Verteilernetzbetreiber haben 2024 auf freiwilliger Basis nach Maßgabe des Leitfadens der E-Control Netzentwicklungspläne erstellt und auf der ebUtilities-Plattform⁴² veröffentlicht. Diese 15 Verteilernetzbetreiber decken mehr als 90 % aller Zählpunkte in Österreich ab. In den Netzentwicklungsplänen der Verteilernetzbetreiber werden über 300 Netzausbauprojekte auf den Netzebenen 1 (Höchstspannung) bis 4 (Umspannwerke) angeführt. Ein Großteil dieser Projekte, etwa zwei Drittel, bezieht sich auf Umspannwerke, die entweder neu gebaut, modernisiert oder erweitert werden, gefolgt von Freileitungsprojekten (ca. 25% aller Projekte).

Abbildung 23 zeigt die geografische Verteilung der Netzausbauprojekte in Österreich. Auffällig ist die hohe Projektdichte in den östlichen Netzregionen, wo auch der größte Ausbau an Windkraftanlagen erfolgt. Zwei Drittel der

⁴⁰ https://www.e-control.at/documents/1785851/0/2023-11-09_Leitfaden_NEP_f%C3%BCr_Verteilernetze_-_Version_2024_1.1.pdf/3f04f480-276c-c73a-878f-93a4f2a1cecb?t=1714468962942

Projekte in Umsetzung (mehr als ein Viertel aller dargestellten Projekte) sollen planmäßig 2026 abgeschlossen werden (siehe Abbildung 2). Die Anzahl der Projekte auf den höchsten Netzebenen 1 und/oder 2 beläuft sich auf 21. NE-1-Projekte von Verteilernetzbetreibern sind ausschließlich in Tirol und Vorarlberg geplant bzw. in Umsetzung. NE-2-Projekte in Nieder- und Oberösterreich, Salzburg und Steiermark.

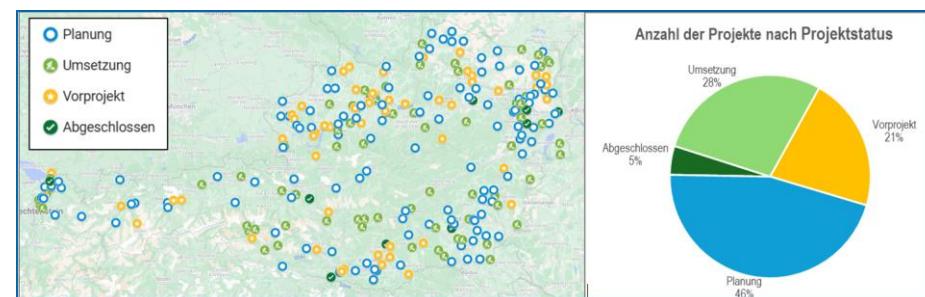


Abbildung 23: Netzausbauprojekte der Verteilernetzbetreiber (2024)

Quellen: Netzentwicklungspläne 2024 der VNB, E-Control; Datenstand: November 2025

⁴¹ <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2025/07/ACER-CEER-electricity-distribution-network-planning-guidance-2025.pdf>

⁴² <https://www.ebutilities.at/informationen/VNEP>

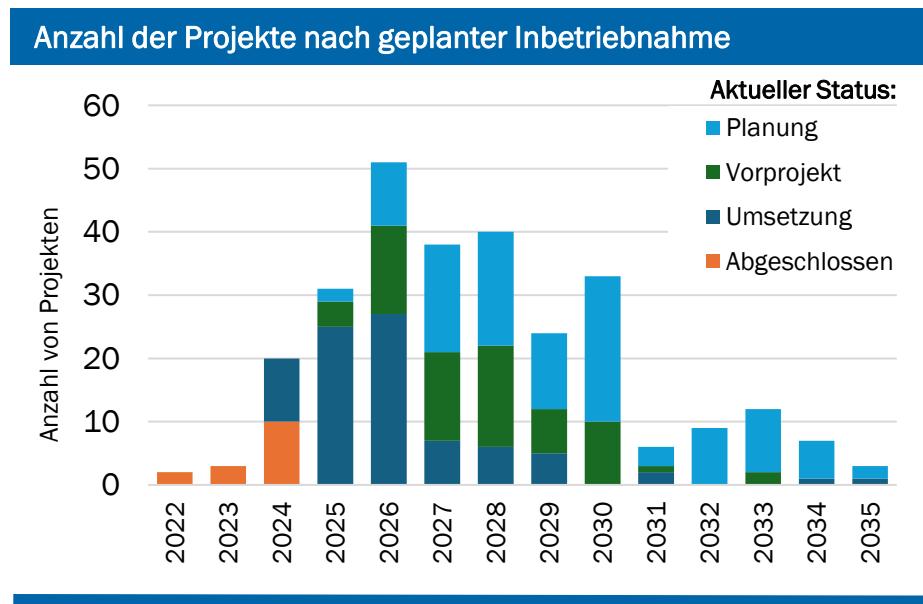


Abbildung 24: Struktur der Netzausbauprojekte der Verteilernetzbetreiber auf den Netzebenen 1 bis 4 nach Projektstatus und Zeitpunkt der geplanten Inbetriebnahme
Quellen: Netzentwicklungspläne 2024 der VNB; E-Control; Datenstand: November 2025

Transparenz verfügbarer Kapazitäten

Die vorhandenen Netze sollen in den nächsten Jahren der Entwicklung des Strombedarfs und dem Zubau an erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen entsprechend ausgebaut und verstärkt werden. Die transparente Veröffentlichung verfügbarer Netzzuschlusskapazitäten („Kapazitäten“ gemäß § 20 EIWOG 2010 idF BGBl. I Nr. 7/2022) auf Netzebene 4 dient den Marktteilnehmern (Anlageninvestoren, Anlagenentwicklern etc.) dabei, Geschäftsmodelle und Standorte zu entwickeln oder die technische Abstimmung mit Netzbetreibern im Zuge der Projektentwicklung zu suchen. Dabei ist der bundeseinheitliche Informationsgehalt der veröffentlichten verfügbaren Kapazitäten entscheidend, da Marktteilnehmer üblicherweise in mehreren Bundesgebieten tätig sind. Die verfügbaren Kapazitäten müssen

durch die Netzbetreiber in gleicher Art und Weise bestimmt werden. Die veröffentlichten Informationen zu verfügbaren und gebuchten Kapazitäten auf Netzebene 4 sollen mindestens quartalsweise aktualisiert werden. Im Zuge der regelmäßigen Aktualisierung werden neu errichtete Stromerzeugungsanlagen und neu reservierte Kapazitäten berücksichtigt. Ein beantragter Netzzuschluss muss im Einzelfall geprüft werden, unabhängig von der veröffentlichten verfügbaren Kapazität. Es besteht gemäß § 20 Abs 1 EIWOG 2010 kein Rechtsanspruch auf Netzzuschluss, wenn die veröffentlichten Kapazitäten auf Netzebene 4 die angestrebte Netzzuschlusskapazität übersteigen. Davon unberührt bleibt die allgemeine Anschlusspflicht für Endkunden und Erzeuger gemäß § 46 EIWOG 2010 sowie der vereinfachte Netzzutritt und Netzzugang für kleine Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger gemäß § 17a EIWOG 2010. Eine Methode zur Bestimmung der verfügbaren Kapazitäten kann gemäß § 20 Abs 3 EIWOG 2010 durch die E-Control erlassen werden. Dem wurde im Jahr 2022 aufbauend auf eine durchgeführte Studie zum Thema Netzzuschluss und in Abstimmung mit den Netzbetreibern nachgekommen. Die Methode für die Berechnung der verfügbaren Kapazitäten geht von der technischen Auslegung der Betriebsmittel der Umspannwerke („zulässige Kapazität“) aus und berücksichtigt angemessen die bereits vorhandene Auslastung dieser Anlagen mittels Auswertung der Messzeitreihen („genutzte Kapazität“) sowie die reservierten bzw. vertraglich vereinbarten Kapazitäten („gebuchte Kapazität“). Alternativ kann über ein probabilistisches Verfahren in zumindest 500 Simulationen jener Wert an zusätzlich verfügbarer Kapazität ermittelt werden, der im Netzbereich hinzugefügt werden kann, ohne dass betriebliche Sicherheitsgrenzwerte verletzt werden.

5.1.3 QUALITÄT UND UMFANG DER INSTANDHALTUNG DER NETZE

Instandhaltung umfasst alle Maßnahmen, die über den gesamten Lebenszyklus der elektrischen Netze und Anlagen zur Erhaltung eines funktionsfähigen Zustands bzw. der Rückführung in diesen getroffen werden.

Dazu gehören Wartung, Inspektion, Instandsetzung und Verbesserung⁴³. In Umsetzung des § 15 (2) EnLG 2012 wird von der E-Control eine Beschreibung der Instandhaltungsprogramme der Netzbetreiber regelmäßig abgefragt. Diese Programme werden grundsätzlich gemäß gesetzlichen Vorgaben, betrieblichen Erfahrungen und nach dem Stand der Technik durchgeführt. In den meisten Fällen gibt es detaillierte interne Regelwerke, die Teilprozesse vorgeben. So wird die Instandsetzung in den meisten Berichten der Verteilernetzbetreibern oft zustandsorientiert auf Basis regelmäßiger Inspektionen durchgeführt. Teilweise finden auch periodisch, ereignisorientiert oder nach Herstellerangaben Instandsetzungen statt. Die Inspektionsmethoden umfassen unter anderen Trassenbegehung, Sichtprüfungen, die mittlerweile häufig mit Drohnen durchgeführt werden, Thermografie-Messungen, Isolieröluntersuchungen, Isolations- und dynamische Widerstandsmessung. Bei Kabelleitungen, insbesondere im Niederspannungsbereich, wird meist eine ereignisorientierte und zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie verfolgt. Zusätzlich erfolgt bei ausgewählten Anlagenelementen eine Überwachung durch vor Ort installierte Monitoringsysteme (z. B. Temperaturmonitoring). Die meisten Netzbetreiber setzen professionelle Instandhaltungssoftware ein, teilweise auch mit mobilen (satellitengestützten) Anwendungen. Bezuglich Instandsetzung und Verbesserung wurden u. a. folgende konkrete Maßnahmen berichtet: Ersatz von Masten, Leistungsschaltern, Schutz-, Leit- u. Sekundärtechnik, Armaturentäusche, Betonsanierungsmaßnahmen an Stützpunktfundamenten, Korrosionsschutz, Einbau von Erdschlussortungen, USV-Anlagen und die Ertüchtigung von Schaltanlagen.

Die Netzbetreiber sind in einer Vielzahl nationaler wie internationaler Arbeitsgruppen vertreten, in denen sowohl die Weiterentwicklung von Bestehendem als auch zukünftige Neuerungen diskutiert werden. Dazu zählen Arbeitsgruppen bei Österreichs Energie und dem Verband für Elektrotechnik

⁴³ DIN 31051 „Grundlagen der Instandhaltung“, Ausgabe 2012-09

(OVE), dem Internationalen Rat für große elektrische Netze (CIGRE) und Kooperationen mit technischen Universitäten. Weiters gibt es Kooperationen mit benachbarten Netzbetreibern im In- und Ausland. Zusätzlich zu Forschung und Entwicklung wird auch großes Augenmerk auf die regelmäßige Schulung des Betriebspersonals gelegt, sowohl in fachspezifischen Bereichen als auch in Sicherheits- und Bergungsmaßnahmen sowie allgemeiner Weiterbildung (z. B. Betriebsführung, Baustellenkoordination, Logistik).

5.2 Maßnahmen in außergewöhnlichen Situationen

Die Grundlage für den Betrieb des europäischen Übertragungsnetzes bilden die unionsweit geltenden Netz- und Systemkodizes. Zentral ist die Verordnung (EU) 2017/1485, welche seit 2017 die Leitlinie für den Betrieb des Übertragungsnetzes definiert und zugleich den Rahmen für nationale Betriebsvorschriften festlegt. Ergänzend regelt die Verordnung (EU) 2017/2196 die Anforderungen an den Umgang mit Notzuständen sowie den Netzwiederaufbau. Diese Regelwerke gewährleisten eine einheitliche und koordinierte Vorgehensweise aller Übertragungsnetzbetreiber in der Europäischen Union.

Im regulären Betriebszustand erfolgt der Einsatz von Stromerzeugungsanlagen marktorientiert. Zwischen den Netzbetreibern und den angeschlossenen Erzeugungsanlagen findet dabei ein kontinuierlicher Datenaustausch über aktuelle und prognostizierte Einspeisewerte statt. Eingriffe der Netzbetreiber in den Anlagenbetrieb sind nur in definierten Not- bzw. Ausnahmefällen vorgesehen⁴⁴, in denen der sichere Netz- und Systembetrieb sonst nicht gewährleistet werden könnte.

⁴⁴ Siehe Abschnitt „Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber“ in den technischen und organisatorischen Regeln für Stromerzeugungsanlagen (TOR Erzeuger); <https://www.e-control.at/marketteilnehmer/strom/marketregeln/tor>

Die Sicherstellung der Versorgungssicherheit wird jedoch zunehmend herausfordernder. Treiber sind insbesondere der fortschreitende Ausbau erneuerbarer volatiler Erzeugungskapazitäten, der zunehmende und verpflichtende grenzüberschreitende Stromhandel, die Dekarbonisierung weiterer Verbrauchssektoren sowie der Anschluss neuer großer Lastzentren. Diese Entwicklungen verändern die bislang dominierenden Lastflussmuster, führen zu höheren Spitzenleistungen bei Import-, Export- und Transitflüssen und erhöhen damit die Belastung der Netzinfrastruktur. Gleichzeitig wird der Netzausbau, insbesondere im Übertragungsnetz, durch verschiedene äußere Einflussfaktoren verlangsamt. Infolgedessen haben sich angespannte Netzsituationen in den vergangenen Jahren deutlich gehäuft, was den fortlaufenden Einsatz von Engpassmanagementmaßnahmen erforderlich macht.

Die folgenden Abschnitte geben zunächst einen Überblick über die im Übertragungsnetz angewendeten Maßnahmen des Engpassmanagements. Anschließend werden die Bestimmungen zur Vermeidung kritischer Netzsituationen sowie die Regelungen zum Netzwiederaufbau ausführlich dargestellt. Es folgt ein Überblick über großflächige Störungen im Verbundsystem der letzten zwei Jahre. Abschließend erfolgt eine zusammenfassende Darstellung der Maßnahmen zur Prävention, Vorbereitung und Begrenzung von Stromversorgungskrisen.

5.2.1 MASSNAHMEN ZUR VERMEIDUNG VON ENGPÄSSEN IM ÜBERTRAGUNGSENTRAL

„70-Prozent-Kriterium“ des Clean-Energy-Packages

Die energiepolitischen Zielsetzungen umfassen neben der Erreichung der Klimaneutralität und der Sicherstellung des aktuellen Niveaus der Versorgungssicherheit auch die weitergehende Integration bestehender Energemarkte („Marktintegration“). Das „70-Prozent-Kriterium“ des Clean-Energy-Pakets (Art. 16 (8) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EU) 2019/943 2019/943) verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber dazu, mindestens 70 % der Kapazität ihrer maßgeblichen Netzelemente für den

grenzüberschreitenden Stromhandel bereitzustellen. Während einer Übergangsphase bis Ende 2025 können die Mitgliedstaaten gem. Art. 15 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EU) stufenweise auf die vollständige Erfüllung der Vorgabe hinarbeiten und entsprechende Aktionspläne umsetzen. Aktionspläne sollen konkrete Maßnahmen und Zeitpläne zur gezielten Adressierung und Minderung von Engpässen umfassen. Darüber hinaus ist vorgeschrieben, dass die Kosten für notwendige Redispatch-Maßnahmen, die zur Erreichung des linearen Pfades erforderlich sind, von den jeweiligen Mitgliedstaaten selbst getragen werden. Die Einhaltung der Bestimmungen des Aktionsplans wird während der Implementierungsphase jährlich sowie sechs Monate nach dem Ablauf des Plans auf nationaler Ebene durch die zuständige Regulierungsbehörde überwacht. Zusätzlich können Freistellungen, falls erforderlich, gem. Art. 16(9) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EU) gewährt werden, wenn die Einhaltung des Schwellenwertes von 70% die Systemsicherheit gefährden würde. Das „70-Prozent-Kriterium“ zielt langfristig darauf ab, zu höherer Netztransparenz, mehr Versorgungssicherheit und einer besseren Integration erneuerbarer Energien in den europäischen Markt beizutragen.

Seit der Einführung der Mindestanforderung des „70-Prozent-Kriterium“ haben sich zahlreiche Mitgliedstaaten auf Aktionspläne und/oder Freistellungen verlassen müssen. Abbildung 25 liefert einen Überblick über jene Mitgliedstaaten, die im Jahr 2024 entweder eine Ausnahmeregelung oder einen Aktionsplan umgesetzt haben. In diesen Ländern können interimistische Anforderungen an die grenzüberschreitende Kapazität festgelegt werden. In allen Staaten mit einem Aktionsplan ist dies der Fall, da ein linearer Fortschritt hin zur Erfüllung der Anforderung gefordert ist.

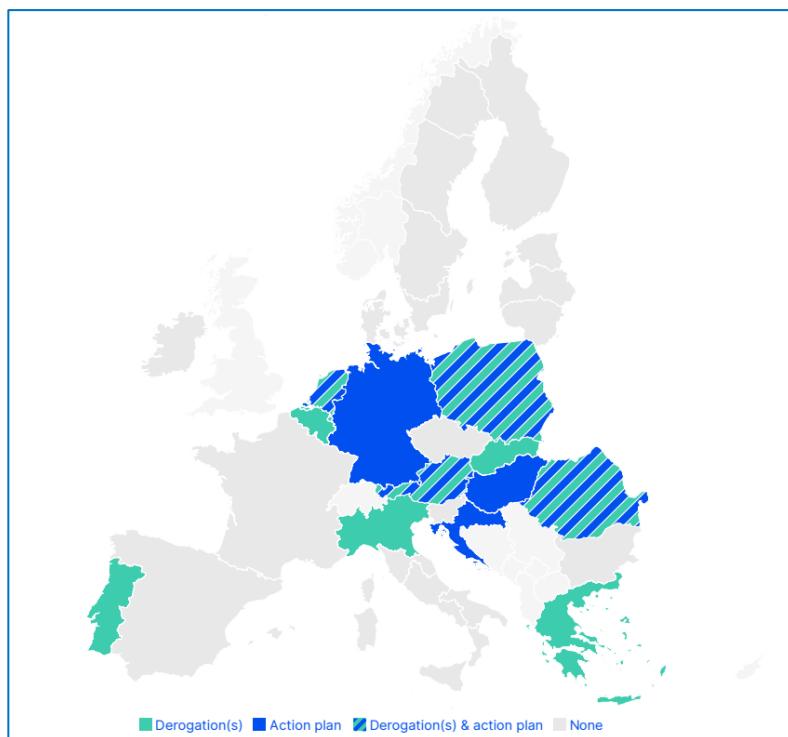


Abbildung 25: Übersicht der Implementierung des 70%-Kriteriums in der EU
Quelle: ACER⁴⁵; Datenstand: November 2025

Mit den aktuellen Rahmenbedingungen im österreichischen Übertragungsnetz war die vollständige Zielsetzung nicht erfüllbar, weshalb Österreich bzw. der Regelzonensführer einen Aktionsplan⁴⁶ und Freistellungen (beides vorerst zeitlich begrenzt bis Ende 2025)⁴⁷ in Anspruch genommen haben. Das volle Ausmaß der Gewährleistung der europäischen Bestimmung für den

zonenübergreifenden Handel gemäß Art. 16 (8) der VO (EU) 2019/943 ist sodann ab 2026 für Österreich vollumfänglich anzuwenden (vorbehaltlich weiterer Freistellungen). Für 2026 wurde im vierten Quartal vom Regelzonensführer eine Freistellung beantragt. Diese befindet sich aktuell bei der Behörde in der prozeduralen Abwicklung.

Engpassmanagement im Übertragungsnetz

Österreich ist aufgrund seiner zentralen Lage in Europa in besonderem Maße von grenzüberschreitenden Transitflüssen betroffen. Die fortschreitende Marktintegration im Rahmen des „Market Coupling“ sowie die zunehmende Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Erzeugungsleistungen können im Übertragungsnetz zu erhöhten Belastungen führen. In einzelnen Netzbereichen kann dies zu ungeplanten Überlastungen oder sicherheitsrelevanten Abweichungen vom vorgesehenen Betriebszustand führen.

Um das Marktergebnis darstellen und gleichzeitig einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können, setzen die Netzbetreiber in solchen Fällen Engpassmanagementmaßnahmen ein. Diese umfassen einerseits netztechnische Eingriffe, etwa die Anpassung der Übersetzungsverhältnisse von Transformatoren oder die Veränderung von Schaltzuständen, um Lastflüsse auf weniger ausgelastete Betriebsmittel umzuleiten. Andererseits können gezielte, kostenpflichtige oder vertraglich gesicherte betriebliche Maßnahmen an Erzeugungsanlagen erforderlich werden. Diese erfolgen durch den Regelzonensführer gemäß § 23 Abs. 2 EIWOG 2010 in Form von Redispatch (RD) - Anweisungen, bei denen Kraftwerksbetreiber abhängig vom Ort des Engpasses zur Erhöhung oder Reduktion ihrer Erzeugungsleistung verpflichtet werden. Auf der Bezugsseite können Flexibilitäten der Stromverbraucher

⁴⁵<https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-Monitoring-Report-2025-crosszonal-electricity-trade-capacities.pdf>

⁴⁶https://www.bmwet.gv.at/dam/jcr:905a40e9-1c50-41bb-97f9-1f2b20b2b52a/Action_Plan_Austria.pdf

diesbezüglich genutzt werden und auf Anweisung vom Regelzonenführer ihren Strombezug entsprechend verändern.

Abbildung 26 stellt die Anzahl der Tage mit Redispatch-Einsätzen sowie die dabei abgerufenen Mengen der vergangenen Jahre dar. Daraus geht hervor, dass sowohl die Häufigkeit der Einsatztage als auch die gesamten Redispatch-Mengen seit 2018 tendenziell rückläufig sind. Der Anteil jener Redispatch-Mengen, die zur Behebung interner Engpässe erforderlich sind, fällt im Vergleich zum Bedarf für die Bewältigung von Engpässen an den Grenzleitungen sowie im angrenzenden internationalen Netzgebiet gering aus.

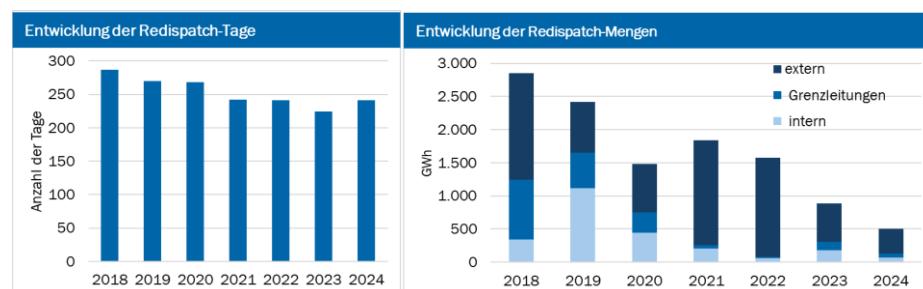


Abbildung 26: Entwicklung der Anzahl der Tage mit Redispatch und der entsprechenden Redispatch-Mengen
Quellen: EPM-Monitoringberichte der APG; E-Control; Datenstand: November 2025

Abbildung 27 zeigt die abgerufene RD-Leistung der letzten drei Jahre als Dauerlinie, sortiert nach ihrer Höhe über die Anzahl der Stunden, in denen ein Redispatch erforderlich war. Die obere Grafik illustriert die Dauerlinie der gesamten abgerufenen Leistung in positiver Richtung (Erhöhung der Erzeugung oder Senkung des Verbrauchs). Die untere Grafik die Dauerlinie der gesamten abgerufenen Leistung in negativer Richtung (Reduktion der Erzeugung oder Steigerung des Verbrauchs). Die Analyse der Dauerlinie der benötigten positiven RD-Leistung legt nahe, dass die Spitzenbelastungen über die Zeit im Jahresvergleich zunehmend kürzer ausfallen. Die Dauerlinie in negativer Richtung weist dagegen einen anderen Trend auf. Die Anzahl der RD-Abrufe in

negativer Richtung steigt im Vergleich zum Jahr 2022. Jedoch ist hier ein Unterschied zwischen den Jahren 2023 und 2024 erkennbar.

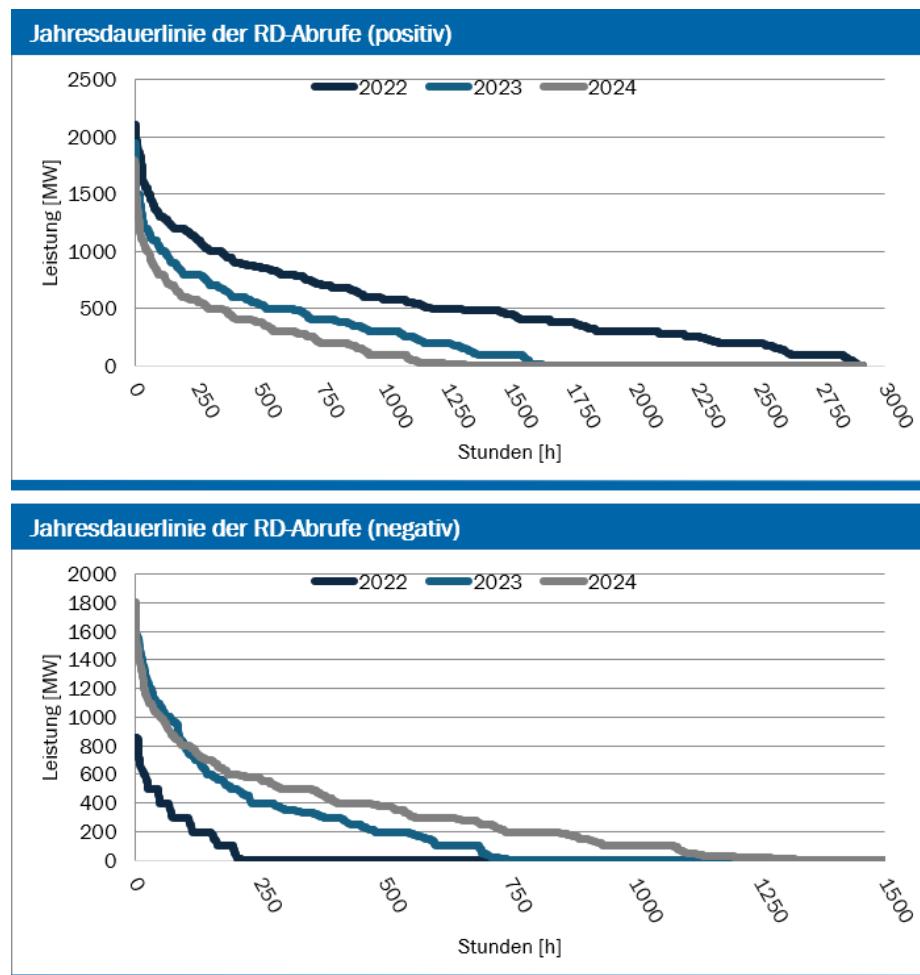


Abbildung 27: Jahresdauerlinie der abgerufenen positiven und negativen Redispatch-Leistung
Quellen: EPM-Monitoringberichte der APG; E-Control; Datenstand: November 2025

Die Zusammensetzung der im Rahmen des RD eingesetzten Kraftwerke unterliegt jährlichen Schwankungen. Abbildung 28 zeigt den jeweiligen Anteil der Kraftwerkstypen – Windkraft, thermische Erzeugungsanlagen, Wasserkraft sowie sonstige Anlagen – am gesamten Redispatch-Aufkommen.

Es ist ersichtlich, dass im Bereich des negativen RD vor allem Wasserkraftwerke zur Reduktion ihrer Einspeiseleistung herangezogen werden. Die dabei betroffenen gesamten RD-Energiemengen fallen jedoch deutlich geringer aus als jene des positiven Redispatch, was auch durch die Flächen unter den Dauerlinien in der Abbildung 27 verdeutlicht wird.

Das Jahr 2024 war von einem hohen Wasserdargebot sowie einem weiteren Anstieg der installierten Photovoltaikleistung geprägt. Infolgedessen wurden überwiegend Wasserkraftwerke, erstmals aber auch Windkraftanlagen in negative Richtung eingeschränkt.

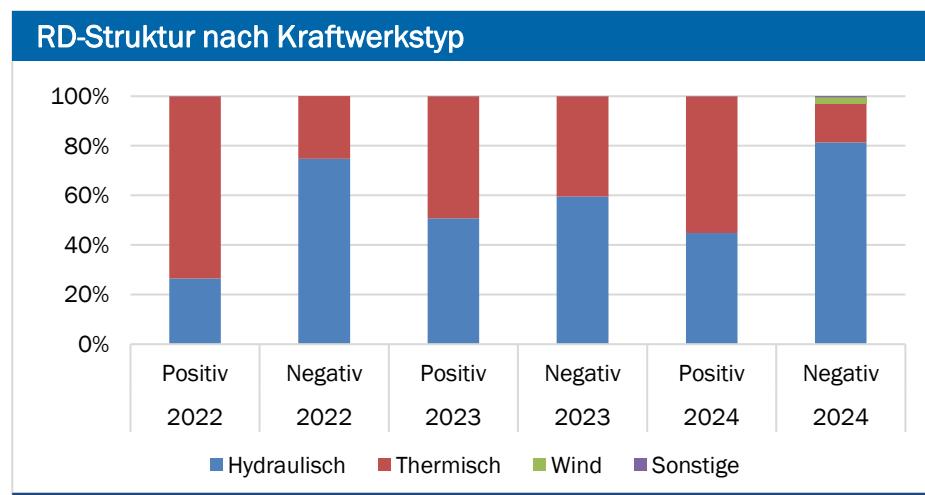


Abbildung 28: Anteil der Kraftwerkstypen am gesamten Redispatch, differenziert nach Redispatch-Richtung

Quellen: EPM-Monitoringberichte der APG, E-Control; Datenstand: November 2025

Netzreserve

Zur Sicherung minimal notwendiger flexibler Kapazitäten für die Bewältigung von Netzengpässen besteht der Mechanismus der Netzreserve. Im Rahmen dieses Mechanismus kontrahiert der Regelzonenführer auf Basis einer jährlich durchgeführten Bedarfsabschätzung Anlagen, die im Energiemarkt ansonsten nicht mehr aktiv wären, aber für RD benötigt werden. Diese Anlagen erhalten eine Vergütung für die Bereitstellung ihrer Leistungskapazität sowie für ihren bedarfsoorientierten Einsatz ausschließlich für den RD und dürfen somit nicht an anderen Energiemarkten partizipieren. Der Netzreserve-Mechanismus wird als staatliche Beihilfe eingeordnet, für deren Einführung daher eine Genehmigung durch die EU-Kommission erforderlich ist. Im Jahr 2020 wurde die „Netzreserve“ in ihrer ursprünglichen Form gesetzlich verankert und von der EU-Kommission bis Ende 2025 genehmigt. Definiert wird die „Netzreserve“ de jure als die gesicherte Vorhaltung von zusätzlicher Erzeugungsleistung oder reduzierter Verbrauchsleistung zur Beseitigung von Netzengpässen. Eine inhaltlich leicht modifizierte Verlängerung des Netzreservemechanismus bis Ende 2030 wurde am 6. Oktober 2025 von der EU-Kommission wieder als staatliche Beihilfe genehmigt.

5.2.2 MASSNAHMEN ZU VERMEIDUNG VON KRITISCHEN NETZZUSTÄNDEN UND NETZWIEDERAUFBAU

Systemschutzplan

Der NC ER (Network Code on Electricity Emergency & Restoration) ist in der Verordnung (EU) 2017/2196 verankert. Er legt harmonisierte technische und organisatorische Anforderungen fest, um die Ausbreitung oder Verschlechterung von Störungen im nationalen Netz zu verhindern und eine Übertragung von Störungen oder Stromausfällen auf benachbarte Netze zu vermeiden. Darüber hinaus definiert der Kodex Regeln und Standards für die koordinierte Vorgehensweise der Übertragungsnetzbetreiber nach Eintritt einer Störung, um eine effiziente und schnelle Wiederherstellung des Stromsystems sicherzustellen. In diesem Zusammenhang regelt der NC ER insbesondere die Inhalte des Systemschutzplans (Kapitel II) sowie des Netzwiederaufbauplans (Kapitel III).

Basierend auf den Vorgaben des Art. 11 NC ER wurde der österreichische Systemschutzplan von Übertragungsnetzbetreibern erstellt. Inhaltlich deckt dieser den TOR Teil E „Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen“ ab und ersetzt somit diesen gleichzeitig. Der Systemschutzplan umfasst eine Reihe technischer und organisatorischer Bestimmungen für sämtliche österreichischen Netzbetreiber und angeschlossene Netznutzer, die erforderlich sind, um eine Störung im Netz einzudämmen oder ihre Ausbreitung zu verhindern.

Kritische Zustände sind dadurch gekennzeichnet, dass Grenzwerte von Betriebsmitteln infolge einer Störung über- oder unterschritten werden, d.h. vor allem unzulässige Spannungsniveaus und Frequenzabweichungen auftreten. Diesen kann durch vorbeugende Maßnahmen begegnet werden (z. B. Anpassung von Regler- und Schutzeinstellungen, vorbeugende Spannungsanhebung oder -absenkung, Mobilisierung von Blindleistungsreserven). In diesem Zusammenhang sind im nationalen Systemschutzplan Vorgaben für automatische Maßnahmen zur Frequenzregelung und Verhinderung eines Spannungszusammenbruchs, sowie Verfahren zu dem Umgang mit Frequenz- und Spannungsabweichungen geregelt. Bei Eintritt von kritischen Zuständen sind Stufenpläne gemäß dem Systemschutzplan anzuwenden, die u.a. automatisches Zu- oder Abschalten von Speicherpumpen, Netzelementen, Lastabwurf oder auch die Netztrennung von Erzeugungsanlagen vorsehen. In kritischen Situationen verfügen die meisten Netzbetreiber weiters über die Möglichkeit, anhand von Rundsteuerungen oder auch automatisch, frequenz- und/oder spannungsabhängig Abschaltungen von Verbrauchern vorzunehmen. Verfahren zum Lastflussmanagement und Wirkleistungsunterstützung, sowie Verfahren für den manuellen Lastabwurf, und Systemtrennungen sind entsprechend im nationalen Systemschutzplan festgelegt.

Im Systemschutzplan sind zudem Rollen, Verantwortlichkeiten und Kommunikationsprozesse der beteiligten Netzbetreiber und signifikanten Netznutzer definiert. Weiteres stellt der Systemschutzplan sicher, dass

Systemschutzmaßnahmen EU-weit koordiniert und wirksam angewendet werden. Gemäß Kapitel VI des NC ER sind Konformitätstests sowie regelmäßige Überprüfungen der festgelegten Konzepte und der Fähigkeiten der Netzbetreiber und Netznutzer zwingend durchzuführen. Diese Verpflichtungen, einschließlich der notwendigen Überwachung und Berichterstattung der Überprüfungen, sind im nationalen Systemschutzplan verankert und gewährleisten somit die kontinuierliche Anpassung und Verbesserung der Netzsicherheit. Zusätzlich werden regelmäßige Trainings in unterschiedlichen Konstellationen von Netzbetreibern und Netznutzern durchgeführt. Dabei werden verschiedene Szenarien in Bezug auf Störungserkennung, Störungsprävention und die Anwendung des Systemschutzes simuliert. Der Systemschutzplan wird mindestens alle fünf Jahre sowie bei Bedarf auf seine Wirksamkeit überprüft und gegebenenfalls angepasst. Diese regelmäßige Evaluierung stellt sicher, dass der Plan stets den aktuellen Anforderungen und technischen Standards entspricht. Die Aktualisierung des österreichischen Systemschutzplans ist für das Jahr 2026 vorgesehen.

Netzwiederaufbau

Im Falle einer Großstörung sind Übertragungsnetzbetreiber gemäß EIWOG 2010 § 40 (1) Z 15 dafür verantwortlich, unverzüglich Maßnahmen zum Wiederaufbau und zur Wiederherstellung der Stromversorgung zu ergreifen. Dieser Prozess, bekannt als Netzwiederaufbau, zielt darauf ab, den Netzzustand aus dem Not- oder Blackout-Zustand wieder in den Normalzustand zurückzuführen. Dabei stützen sich die Übertragungsnetzbetreiber auf Netzwiederaufbaupläne.

Artikel 23 NC ER verpflichtet jeden Übertragungsnetzbetreiber in Absprache mit den betreffenden Verteilernetzbetreibern, signifikanten Netznutzer, nationalen Regulierungsbehörden und den in Art. 4 (3) genannten Stellen, den benachbarten Übertragungsnetzbetreiber und anderen Übertragungsnetzbetreiber seines Synchrongebietes einen Netzwiederaufbauplan (NWAP) zu erstellen. Der nationale NWAP wurde nach Kriterien des NC ER von

Übertragungsnetzbetreibern erstellt. Der österreichische Regelzonenführer ist für den Netzwiederaufbau zuständig. Im NWAP sind die Aktivierung des NWAP, Wiederherstellung der Energieversorgung, Frequenzhaltung, Resynchronisation, sowie organisatorische Grundsätze für den Netzwiederaufbau geregelt. Im NWAP sind sowohl die Top-down- als auch Bottom-up-Strategien zur Wiederherstellung der Energieversorgung enthalten. Dabei ist eine abgestimmte und koordinierte Vorgehensweise der beteiligten Akteure erforderlich.

Im Falle eines weiträumigen nationalen Netzzusammenbruchs bestehen bilaterale Vereinbarungen zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern zum Netzwiederaufbau und Verträge ausgewählter Erzeugungsanlagen mit dem Übertragungsnetzbetreiber. Die Bestimmungen und Anforderungen für die Anbieter von Systemdienstleistungen⁴⁸ zum Netzwiederaufbau sind in von der Regulierungsbehörde genehmigten vertraglichen Modalitäten für Anbieter von Systemdienstleistungen zum Netzwiederaufbau geregelt. Die Netzwiederaufbaukonzepte werden regelmäßig aktualisiert, und die Vorgehensweise weiter optimiert. Die koordinierten Vorgehensweisen der Netzbetreiber und Netznutzer werden regelmäßig in Versuchen und am Simulator beübt. Es finden auch Trainings zwischen den internationalen Übertragungsnetzbetreibern statt. Ähnlich wie im Systemschutzplan sind im NWAP-Konformitätstests festgelegt, welche die Umsetzbarkeit des NWAP sicherstellen. Darüberhinausgehend verfügen die einzelnen Netzbetreiber auch über Notfall- und Katastrophenpläne für flächenmäßig begrenzte Ausfälle.

Großstörungen 2024/2025

Trotz intensiver Optimierung und Anpassung der Systembetriebsführung und umfassender Maßnahmen im Systemschutzplan haben sich im europäischen Verbundstromsystem einige Großstörungen in den letzten zwei Jahren ereignet.

⁴⁸ <https://markt.apg.at/dokumenten-hub/vertragliche-modalitaeten-fuer-anbieter-von-sdl-zum-netzwiederaufbau/>

Folgende Vorfälle sind in diesem Kontext hervorzuheben: Vorfall am 21.06.2024 in den Regionen des Westbalkans, Vorfall am 28.04.2025 auf der Iberischen Halbinsel, Vorfall am 18.05.2025 in Nordmazedonien und Vorfall am 04.06.2025 in Tschechien. Das nationale Übertragungsnetz war von allen diesen Vorfällen nicht betroffen. Solche Ereignisse verdeutlichen die Notwendigkeit, bestehende Schutz- und Notfallmechanismen kontinuierlich zu überprüfen und entsprechend der Transformation des Energiesystems anzupassen, um die Resilienz des Gesamtsystems zu gewährleisten.

Zur systematischen Erfassung, Bewertung und Klassifizierung von Störungen im Stromnetz wird ein standardisiertes Verfahren, die Incident Classification System (ICS) Methodology⁴⁹, angewendet. Die ICS Methodology dient dazu, Ereignisse wie Netzunterbrechungen, Blackouts oder Teilabschaltungen einheitlich zu dokumentieren und nach Schweregrad, Ursache und Auswirkungen zu kategorisieren. In Übereinstimmung mit Art. 15 (5) der Verordnung (EU) 2017/1485 setzt ENTSO E je nach der Kategorisierung der Vorfälle Expertengremien für die systematische Aufarbeitung der jeweiligen Vorfälle ein. Diese Expertengremien setzen sich aus Vertretern der Übertragungsnetzbetreiber, der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER), nationalen Regulierungsbehörden und regionalen Koordinierungszentren (RCCs) zusammen. Das Gremium hat die Aufgabe, die Ursachen des Ereignisses sowie die getroffenen Maßnahmen und deren Entwicklungen umfassend zu analysieren, um letztlich Lösungen zur Vermeidung ähnlicher Vorfälle zu erarbeiten.

Vorfall in den Regionen des Westbalkans am 21.06.2024

Ausgelöst wurde der Vorfall durch zwei Kurzschlüsse, die durch temperaturbedingtes Durchhängen der Freileitungen und das Hineinwachsen von Vegetation in den notwendigen Leitungsabstand verursacht wurden. Dies führte zu einer Kette von Netzausfällen über mehrere

⁴⁹ https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Incident_Classification_Scale/200629_Incident_Classification_Scale_Methodology_revised_and_in_use_as_of_2020.pdf

Übertragungsnetzbetreiber hinweg, was in einem Spannungskollaps endete. Mangels ausreichender Beobachtbarkeit der regionalen Netzsituation und fehlender wirksamer Maßnahmen zur Stabilisierung des Spannungsniveaus kam es in Bosnien und Herzegowina, Albanien und Montenegro zu einem vollständigen und in Kroatien zu einem teilweisen Blackout. Durch die koordinierte Zusammenarbeit der benachbarten Übertragungsnetzbetreiber konnte der Netzwiederaufbau effizient umgesetzt werden, sodass der Normalbetrieb innerhalb von etwa zwei Stunden wiederhergestellt war. Ein am 15. Juli 2024 eingerichtetes Expertengremium untersuchte den Vorfall und leitete zentrale Empfehlungen, die im Abschlussbericht⁵⁰ zusammengefasst sind, ab. Diese lassen sich im Wesentlichen drei Handlungsfeldern zuordnen: die Stärkung der Vegetationspflege, die Erweiterung der Echtzeit-Observabilität auf benachbarte Netze sowie die Weiterentwicklung gemeinsamer Standards und Verfahren zur Sicherstellung der Spannungsstabilität und des Umgangs mit Leitungsüberlastungen.

Vorfall in Spanien am 28.04.2025

Am 28. April 2025 kam es in Spanien und Portugal zum schwersten Stromausfall im kontinentaleuropäischen Verbundnetz seit 20 Jahren. Am 12. Mai 2025 wurde von ENTSO-E ein Expertengremium ins Leben gerufen. Der erste Teil der Untersuchungen wurde bereits abgeschlossen und im Factual Report⁵¹ zusammengefasst, der eine objektive und detaillierte Beschreibung des gesamten Vorfalls liefert. Der Stromausfall wurde ausgelöst durch einen Überspannungskollaps, dieser ist nicht auf eine einzelne Ursache, sondern auf eine Kombination von vielen zurückzuführen. Als Beispiele werden im Factual Report die Sonderregelung für Spannungshaltung in Spanien, die unzureichende bzw. teils veralteten Netzanschlussbedingungen bezüglich

⁵⁰ https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/2024/entso-e_incident_report_240621_250225_02.pdf

⁵¹ https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/2025/entso-e_incident_report_ES-PT_April_2025_06.pdf

Spannungshaltung, die höher erlaubte Betriebsspannung von 435kV und Blindleistungsmanagement, sowie die frühzeitige Trennung von Erzeugungsanlagen genannt. Die weitere Ausbreitung der Großstörung konnte durch eine rechtzeitige Trennung der Verbindung der Iberischen Halbinsel zu Frankreich gestoppt werden. Der vollständige Wiederaufbau der Stromversorgung dauerte bis zum folgenden Tag an.

Die endgültigen Analysen werden im ersten Quartal 2026 im Abschlussbericht (Final Report) dargestellt. Die Regulierungsbehörde steht in kontinuierlichem Dialog mit den Vertretern des Expertengremiums und verfolgt diesen Prozess mit hoher Sorgfalt. Dadurch wird sichergestellt, dass eventuell notwendige Anpassungen im Regelwerk frühzeitig und effektiv umgesetzt werden können.

Vorfall in Nordmazedonien am 18.05.2025

Im Stromnetz Nordmazedoniens kam es aufgrund einer Überspannung zu einer Trennung zwischen dem 400-kV- und dem 110-kV-Übertragungsnetz. In der Konsequenz entstand im 110-kV-Netz ein vollständiger Blackout, der den Ausfall von rund 79 % der landesweiten Last verursachte. Das mit 400kV betriebene Übertragungsnetz blieb in Betrieb. Umgehend wurde der Netzwiederaufbau gestartet, der die Wiederversorgung in drei Stunden sicherstellte. Auch für die Aufarbeitung dieses Vorfalls wurde ein Expertengremium eingerichtet. Das Expertengremium hat eine detaillierte Darstellung des Netzzustandes vor dem Vorfall und die Abfolge der Ereignisse sowie des Wiederherstellungsprozesses im Factual Report⁵² zusammengefasst. Der Abschlussbericht wird für im ersten Quartal 2026 erwartet.

⁵² https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/2025/251106_factual_report_on_MEPSO_incident_18_May_2025.pdf

Vorfall in Tschechien am 04.06.2025

Der Vorfall in Tschechien ereignete sich infolge des Ausfalls eines Phasenleiters, was zur automatischen Abschaltung mehrerer Hochspannungsleitungen und dem Ausfall eines Kraftwerks führte. In der Folge geriet ein Teil des Netzes in einen Inselbetrieb und war nicht mehr mit dem übergeordneten Netz verbunden. Die Wiederherstellung verlief zügig. Die Versorgungsunterbrechung hatte Auswirkungen auf das öffentliche Leben: In Prag kam der Nahverkehr zum Stillstand (U-Bahn, Straßenbahnen), und zahlreiche Personen saßen vorübergehend in Aufzügen fest. Es wird an der Aufbereitung dieses Vorfalls seitens eines Expertengremiums gearbeitet.

5.2.3 MASSNAHMEN ZUR PRÄVENTION, VORBEREITUNG UND EINDÄMMUNG VON STROMVERSORGUNGSKRISEN

Eine sichere und zuverlässige Stromversorgung stellt eine zentrale Voraussetzung für das Funktionieren von Wirtschaft, Staat und Gesellschaft dar. Das europäische Stromsystem ist jedoch zunehmend komplexen Herausforderungen ausgesetzt: fortschreitender Klimawandel und damit steigende Wetterextreme, die wachsende Komplexität in der nationalen und internationalen Vernetzung unterschiedlichster Akteure, die Integration volatiler Erneuerbarer Energien sowie das Risiko technischer Störungen und potenzieller böswilliger Angriffe. Diese Faktoren erhöhen die Wahrscheinlichkeit von Stromversorgungskrisen und erfordern eine vorausschauende, koordinierte und transparente Vorbereitung.

Vor diesem Hintergrund verpflichtet die Verordnung (EU) 2019/941 („Strom SoS VO“) die Mitgliedstaaten zur Erstellung eines Risikovorsorgeplans. Dieser dient dazu, potenzielle Gefährdungen frühzeitig zu identifizieren, geeignete Präventions- und Bewältigungsmaßnahmen festzulegen und die Zusammenarbeit zwischen nationalen Behörden, Netzbetreibern und Nachbarstaaten zu stärken. Der Risikovorsorgeplan verfolgt damit das Ziel, die

⁵³

<https://www.bmwet.gv.at/Themen/Energie/Versorgungssicherheit/elektrizitaet.html>

Resilienz des Stromsystems zu erhöhen, Versorgungskrisen zu vermeiden oder deren Auswirkungen zu minimieren und im Bedarfsfall eine transparente Krisenbewältigung im Geist der Solidarität zu ermöglichen

Das zuständige Bundesministerium, damals Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) und aktuell Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus (BMWET), hat als nach Art. 3 (1) der Strom SoS VO zuständige Behörde den Risikovorsorgeplan der Republik Österreich⁵³ ausgearbeitet und diesen anschließend auf seiner Website veröffentlicht.

Der Risikovorsorgeplan ist regelmäßig zu aktualisieren bzw. mindestens alle vier Jahre, sofern keine dringenderen Anpassungen notwendig sind. Vor der endgültigen Verabschiedung erfolgt eine Konsultation der Nachbarstaaten sowie der nationalen Stakeholder, darunter Netzbetreiber, der Regulierungsbehörde und weiteren relevanten Behörden gem. Art 10 der Strom SoS VO.

5.3 Verfügbarkeit von Netzen (Versorgungszuverlässigkeit)

Gemäß den Vorgaben der Elektrizitätsstatistikverordnung 2016 sind von der E-Control jährlich die Ergebnisse der Auswertung der in österreichischen Netzbereichen erfassten Störungen (Versorgungsunterbrechungen) zu veröffentlichen⁵⁴. Die Netzdienstleistungsverordnung Strom (END-VO 2012) verpflichtet die österreichischen Netzbetreiber, alle Ausfälle ab einer Dauer von 1 s zu erfassen und der Regulierungsbehörde zu melden. Dies trägt zu einer weiteren Harmonisierung der statistischen Erhebungen hinsichtlich Art und

⁵⁴ <https://www.e-control.at/industrie/strom/versorgungssicherheit/ausfalls-und-stoerungsstatistik>

Vergleichbarkeit der erfassten Daten auf europäischer Ebene bei. Auf diese Weise kann eine laufende und umfassende Überwachung der Versorgungszuverlässigkeit gewährleistet werden. Eventuelle Verschlechterungen im Jahresverlauf werden schnellstmöglich erkannt und so ein rasches Entgegenwirken ermöglicht.

Die Verfügbarkeit der Stromversorgung in Österreich war auch im Jahr 2024 wieder gut. Für das Jahr 2024 ergibt die Auswertung der Daten zur Stromversorgung, dass die kundenbezogene Nichtverfügbarkeit (SAIDI) – exklusive regional außergewöhnlicher Ereignisse – für Österreich in Summe 40,75 Minuten⁵⁵ beträgt. Es errechnen sich Werte von 17,34 Minuten für geplante bzw. 23,41 Minuten für ungeplante kundenbezogene Versorgungsunterbrechungen. Der Wert für die leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit (ASIDI) - exklusive regional außergewöhnlicher Ereignisse - liegt für das Berichtsjahr 2024 in Summe bei 44,97 Minuten⁵⁶. Für geplante Versorgungsunterbrechungen liegt der Wert bei 19,89 Minuten, für ungeplante Unterbrechungen bei 25,08 Minuten.

Das Ergebnis der Bewertung für das Jahr 2024 zeigt, dass die ungeplanten Indikatorwerte der Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung gegenüber dem

Vorjahr gesunken sind. Die Anzahl der durch atmosphärische Einwirkungen verursachten Versorgungsunterbrechungen ist im Vergleich zum Vorjahr um etwa 27% gesunken. Dies ist auf die geringe Häufigkeit von starken Unwettern zurückzuführen, welche nicht als seltene bzw. außergewöhnliche und unwahrscheinliche Ereignisse eingestuft werden. Im Jahr 2024 kam es im Vergleich zu 2023 zu einer wesentlich reduzierten Anzahl der von außergewöhnlichen Ereignissen verursachten Versorgungsunterbrechungen (rund ein Drittel der Anzahl im Jahr 2023). Die regional außergewöhnlichen Ereignisse des Jahres 2024 sind in den Monaten Februar, April, Juni, Juli und September vorgekommen. Das waren die Nassschneefront in Kärnten im Februar, der Föhnsturm und Wintereinbruch in der Steiermark im April, schwere Gewitter mit Sturmböen, Großhagel und Starkregen mit resultierenden Überflutungen in Kärnten, in Oberösterreich und in der Steiermark im Juni und Juli und das Sturmtief „Anett“ (international „Boris“ genannt) in Österreich und anderen Ländern Mittel- und Osteuropas im September. Die absolute Anzahl aller ungeplanten Ausfälle ist im Vergleich zu 2023 gesunken und befindet sich auf einem ähnlichen Niveau wie 2022. Das sind die durch fremde Einwirkungen, atmosphärische Auswirkungen, Rückwirkungsstörungen und regional außergewöhnliche Ereignisse verursachten Versorgungsunterbrechungen, sowie jene, die netzbetreiberintern entstanden sind.

⁵⁵ Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die Anzahl der Netzbewerber.

⁵⁶ Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die installierte Scheinleistung der Transformatoren.

6 EUROPÄISCHE SICHERHEITSANALYSE

Auf der Basis der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EU) 2019/943 und der Strom-SoS-VO werden regelmäßig Prognosen zur Versorgungssicherheit bzw. Angemessenheit der Ressourcen zur Lastdeckung erstellt und bewertet. Ein wichtiges Ziel dieser Prozesse ist es, basierend auf der geschätzten Lastdeckungserwartung, operative Maßnahmen zu setzen, Risiken zu identifizieren und politische Entscheidungen zu definieren bzw. zu begründen. Die Prozesse schaffen Transparenz über Risiken und bilden eine wesentliche Grundlage für koordinierte Maßnahmen der Mitgliedstaaten sowie für die Umsetzung der einschlägigen EU-Regelwerke. Die drei zentralen Bewertungsprozesse sind der Short-Term-Adequacy Assessment (STAA), die Seasonal Outlook Reports und das European Resource Adequacy Assessment (ERAA). Diese Prozesse unterscheiden sich hinsichtlich ihres zeitlichen Betrachtungshorizonts und ihrer Durchführungshäufigkeit und fallen in den Aufgabenbereich der Übertragungsnetzbetreiber, der ENTSO-E und der regionalen Koordinierungszentren (Regional Coordination Centers (RCC))

Demgegenüber veröffentlicht ACER jährlich die Ergebnisse ihrer Monitoring-Aktivitäten zur Versorgungssicherheit im europäischen Elektrizitätssystem im Security of Supply Monitoring Report. Dieser Bericht stellt die Umsetzung des unionsweit harmonisierten Rahmenwerks zur Beurteilung der Angemessenheit der Ressourcen dar und formuliert Empfehlungen für eine koordinierte und effiziente Sicherheitsvorsorge der Mitgliedstaaten.

6.1 Short-Term Adequacy Assessment (STAA)

Die methodische Ausgestaltung des Short-Term Adequacy Assessment ist im Art. 8 der Strom-SoS-VO geregelt und dient der paneuropäischen Bewertung der kurzfristigen Versorgungssicherheit. Der Prozess wird von den RCCs täglich rollierend durchgeführt und die Ergebnisse der Bewertung den Übertragungsnetzbetreibern übermittelt. Die für die Berechnung herangezogenen Eingangsdaten, insbesondere Prognosen zur Erzeugung, zum Verbrauch sowie zu den Übertragungskapazitäten im Netz werden von den Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellt. Auf Basis eines probabilistischen Ansatzes erfolgt die Ermittlung der Lastdeckungsschätzung durch Einbeziehung relevanter Unsicherheiten, darunter die Entwicklung der elektrischen Last, die Einspeisung aus erneuerbaren Energien, die Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen sowie potenzielle Netzstörungen. Der betrachtete Zeithorizont umfasst dabei die kommenden sieben Tage. Über den STAA können frühzeitig kurzfristige Risiken identifiziert geeignete operative Maßnahmen, einschließlich grenzüberschreitender Koordinierung, vorbereitet werden.

6.2 Seasonal Outlook Reports (SOR/WOR)

Die halbjährliche paneuropäische Bewertung der Versorgungssicherheit erfolgt im Rahmen der Seasonal Outlook Reports⁵⁷, welche jeweils gesondert die Sommer- sowie die Winterperiode abdecken. Die Durchführung der Bewertung

⁵⁷ <https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/>

basiert ebenfalls auf einem probabilistischen Ansatz; die entsprechenden Anforderungen sind in Art. 8 der Strom-SoS-VO festgelegt. In die Bewertungen der Lastdeckung fließen saisonale Einflussfaktoren ein, darunter die Wasserführung der Wasserkraftwerke, die Verfügbarkeit thermischer Kraftwerke, geplante Netzwartungen sowie meteorologische Extremereignisse. Darüber hinaus werden Szenarien für außergewöhnliche Bedingungen wie Kälte- oder Hitzewellen sowie Niedrigwasserfälle modelliert. Die Erstellung und Durchführung der Bewertung obliegt der ENTSO-E. Ziel des Seasonal Outlook Reports ist es, saisonale Risiken frühzeitig zu identifizieren, die operative Vorbereitung entsprechender Maßnahmen zu unterstützen und eine fundierte Grundlage für die nationale Risikobewertung zu liefern.

6.3 European Resource Adequacy Assessment (ERAA)

Die langfristige Bewertung der Angemessenheit der Ressourcen erfolgt im jährlichen European Resource Adequacy Assessment (ERAA)⁵⁸. Artikel 23 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung legt verbindliche Anforderungen an eine einheitliche europäische Bewertungsmethodik fest, die in der ERAA-Methode ihre Anwendung findet. Dabei handelt es sich im Kern um die Durchführung einer paneuropäischen Analyse der Versorgungssicherung im Kontext der gesicherten Bedarfsdeckung zwischen Stromerzeugung und Strombedarf. Im ERAA werden für alle europäischen Marktgebiete stündliche Lastdeckungssimulationen für einen Zeithorizont von zehn Jahren auf Basis zukünftiger Erzeugungskapazitäten und Lasterwartungen (Stromverbrauch) unter Berücksichtigung von Wetterjahren und probabilistischen Kraftwerksverfügbarkeiten ermittelt. Die Bewertung liefert Versorgungssicherheitsindikatoren, insbesondere die Lastunterdeckungserwartung (LOLE) sowie die erwartete Energieunterdeckung (EENS). Diese Kennwerte werden dem jeweiligen Zuverlässigkeitssstandard gegen-

übergestellt, um potenzielle Versorgungsrisiken zu identifizieren und zu bewerten. Die Verantwortung für die Erstellung und Durchführung des ERAA liegt bei ENTSO-E. Ergänzend kann gemäß Art. 24 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung auf nationaler Ebene (National Resource Adequacy Assessment, NRAA) eine Bewertung der Angemessenheit der Ressourcen erfolgen. In Österreich wurde bisher jedoch keine nationale Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen durchgeführt. Eine regelmäßige Durchführung des NRAA ist im EIWG vorgesehen.

6.4 Monitoring der europäischen Versorgungssicherheit

Der jährlich erscheinende Bericht zur europäischen Versorgungssicherheit (Report on Security of EU Electricity Supply⁵⁹) von ACER ist ein integraler Bestandteil der Überwachungsverpflichtungen im Rahmen des EU-Versorgungssicherheitsrahmens. Im Zuge des Clean Energy Package wurde ACER mit der Aufgabe betraut, die Entwicklungen hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen und der Versorgungssicherheit kontinuierlich zu beobachten und zu bewerten. Im Mittelpunkt des Monitorings steht insbesondere, in welcher Weise die Mitgliedstaaten die Versorgungssicherheit sicherstellen und in welchem Umfang sie spezifische Instrumente wie etwa Kapazitätsmechanismen einsetzen. Die jüngsten Ausgaben des Versorgungssicherheitsberichts konzentrieren sich auf wesentliche Aspekte der Versorgungssicherheit, darunter: der Fortschritt bei der Umsetzung des EU-Rahmenwerks zur Angemessenheit der Ressourcen, nationale Bewertungen der Angemessenheit der Ressourcen, aktuelle Informationen zum Status und zur Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen sowie weitere nationale Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Auf Grundlage der Monitoring-Ergebnisse formuliert ACER Empfehlungen mit dem Ziel, die

⁵⁸ <https://www.entsoe.eu/eraa/>

⁵⁹ <https://www.acer.europa.eu/electricity/security-of-supply/monitoring-energy-supply>

Europäische Sicherheitsanalyse

Effizienz, die Koordination und die langfristige Wirksamkeit der Versorgungssicherheitsmaßnahmen in Europa zu verbessern.