

MONITORING REPORT
VERSORGUNGSSICHERHEIT STROM 2024
BERICHTSJAHR 2023

UNSERE ENERGIE VERTRAUT AUF SICHERHEIT.



Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	4
Executive Summary	5
1 Gesetzliche Anforderung und Umsetzung	7
1.1 Die Monitoring-Pflichten der E-Control im Detail.....	7
1.2 Berichtstruktur	7
2 Methodik	9
3 Ausgangslage: Kapazitäten und Bedarf.....	11
3.1 Veränderung der Erzeugungskapazität	11
3.2 Entwicklung des Bedarfs	13
3.2.1 Entwicklung des elektrischen Endverbrauchs (EEV)	13
3.2.2 Entwicklung der Netzlast	15
4 Rückblick: Bedarfsdeckung 2023/24	17
4.1 Realisierte Bedarfsdeckung.....	17
4.2 Abschätzung des energetischen Bedarfsdeckungspotenzials	22
4.2.1 Natürliche Erzeugung und Erzeugungspotenziale	23
4.2.2 Bedarf	25
4.2.3 Ergebnisüberblick.....	25
5 Aktuelle Lage und kurzfristiger Ausblick	27
6 Vorausschau: Bedarfsdeckung 2030	32
6.1 Erzeugungskapazitäten 2030	32
6.1.1 Engpassleistung 2030.....	32
6.1.2 Kraftwerksverfügbarkeit 2030.....	34
6.2 Bedarfsprognosen 2030	35
6.2.1 Methodik	35
6.2.2 Ergebnisse	37
6.3 Energetische Bedarfsdeckungsschätzung 2030.....	38
6.3.1 Methodenüberblick.....	38
6.3.2 Ergebnisüberblick.....	39
6.4 Stündliche Lastdeckungssimulation 2030.....	41

6.4.1	Konzept.....	41
6.4.2	Methodenüberblick.....	41
6.4.3	Ergebnisse der stündlichen Lastdeckungssimulation 2030.....	42
7	Netze.....	45
7.1	Ausbau und Instandhaltung der Netze	45
7.1.1	Qualität und Umfang der Instandhaltung der Netze	48
7.2	Maßnahmen in außergewöhnlichen Situationen.....	49
7.2.1	Maßnahmen zur Vermeidung von Engpässen.....	49
7.2.2	Maßnahmen zu Vermeidung von kritischen Netzzuständen und Netzwiederaufbau	49
7.2.3	Verfügbarkeit von Netzen (Versorgungszuverlässigkeit) und Erzeugungsanlagen	50
7.3	Verteilernetze	51
7.3.1	Netzentwicklungspläne für Verteilernetzbetreiber	52
7.3.2	Transparenz verfügbarer Kapazitäten	53
8	Appendix	54
8.1	Schätzung des energetischen Bedarfsdeckungspotenzials	54
8.1.1	Natürlicher Speicherzufluss.....	54
8.2	Modellierung des Strombedarfs.....	54
8.2.1	Modellspezifikation für die Prognose des elektrischen Endverbrauchs.....	54
8.2.2	Modellspezifikation für die Prognose der Spitzenlast.....	55
	Impressum	56

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Veränderung der Engpassleistung je Erzeugungstechnologie, 2022-2023 (basierend auf Stichtagsdaten zum 31. Dezember)	12
Abbildung 2: Langjährige Entwicklung der Engpassleistung je Erzeugungstechnologie, 2004-2023 (basierend auf Stichtagsdaten zum 31. Dezember)	13
Abbildung 3: Elektrischer Endverbrauch 1970-2023 (Quelle: Statistik Austria, Werte lt. Energiebilanz)	15
Abbildung 4: Dauerlinien und Verteilung der Netzlast für 2021-2023, Regelzone	16
Abbildung 5: Realisierte Bedarfsdeckung Jänner 2023 und 2024, Regelzone	19
Abbildung 6: Realisierte Bedarfsdeckung Juli 2023 und 2024, Regelzone	20
Abbildung 7: Realisierte wöchentliche Bedarfsdeckung von KW1/2018 bis KW39/2024, Regelzone	21
Abbildung 8: Index der erneuerbaren Bedarfsdeckungsanteile 2022-2024, Regelzone	22
Abbildung 9: Im Inland verfügbarer Energieinhalt der Wasserspeicher 2018-2024, unten: KW 1-5 der betrachteten Jahre	24
Abbildung 10: Potenzielle inländische Bedarfsdeckung und dafür notwendige Speicherleerung, 2018-2024	26
Abbildung 11: Monatsdurchschnitte der Spotpreise für österreichische Lieferung; Quellen: Strom Day-Ahead Marktkopplungsauktion (EPEX Spot, EXAA, NordPool), Gas Day-Ahead Spot Index CEGHEDI (CEGH VTP); Datenstand: 16.12.2024, eigene Berechnung	27
Abbildung 12: Anteil des Energieträgers Erdgas an der österreichischen Bruttostromerzeugung im Monatsvergleich 2023-2024 gegenüber dem 5-jährigen Monatsmittel 2018-2022.	30
Abbildung 13: Füllstand der österreichischen Gasspeicher (2018-2024)	31
Abbildung 14: Erwartete Veränderung der Engpassleistung 2023-2030	33
Abbildung 15: Erwartete installierte Engpassleistung 2030.....	34
Abbildung 16: Geschätzte energetische Bedarfsdeckung durch erneuerbare Energieträger im Jahr 2030	40
Abbildung 17: Schematischer Aufbau der stündlichen Lastdeckungssimulation	42
Abbildung 18: Unterdeckte Stunden pro Jahr für gegenüber dem Basisszenario erhöhte Spitzenlasten im öffentlichen Netz im Jahr 2030	44

Executive Summary

Die E-Control legt jedes Jahr einen Bericht zur Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie vor. Ziel ist es eine Aussage über die Möglichkeit Österreichs zu tätigen, in welchem Maß und für welche Dauer Österreich auch ohne europäische Importe die Versorgung sicherstellen kann. Gesamteuropäische Rechnungen finden sich in den entsprechenden Publikationen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber.

Im Jahr 2023 wurden 3.030 MW zugebaut, sodass mit Ende des Jahres 28,4 GW in der Regelzone Österreich installiert waren. Knapp 3 GW befinden sich in einer deutschen Regelzone. Während bereits im Jahr 2022 der Zubau von Photovoltaik dominiert worden war, so hat sich dieser nun nochmals mehr als verdoppelt. Der Zuwachs betrug etwa 2560 MW. Die restlichen 470 MW werden vor allem von Kapazitätserhöhungen der Windkraft (+263 MW) und der Rückkehr eines Wärmekraftwerks (+142 MW) getragen. Die Leistung der Laufkraftwerke wurde nur zu etwas über 40 MW erhöht. Von den 28,4 GW sind etwa 12,3 GW in ihrem Einsatz steuerbar (Speicherkraft und erneuerbare sowie fossile Wärmekraft).

Nachfrageseitig kam es insgesamt zu einer Reduktion von 4,5% auf 62,819 TWh. Über das öffentliche Netz wurden 54,333 TWh (-5,6%) an Endkunden verteilt.

Die Aufbringung ist in Österreich gerade in den Wintermonaten immer noch stark von der Wasserführung der Laufkraftwerke und dem natürlichen Zufluss der Speicherkraftwerke abhängig. Insgesamt lag das Jahr ziemlich genau auf dem Regelarbeitsvermögen, allerdings mit starken Schwankungen. Der Winter 2023/2024 war besonders wasserreich, November bis Februar verzeichneten durchgehend über 140% der langjährigen Produktion. Deshalb war es in keiner einzigen Woche im Winter versorgungstechnisch notwendig, auf die heimischen Speicher zuzugreifen. Dies ist sicherlich als ein außergewöhnliches Ereignis zu qualifizieren.

Mit 2030 wird nach den Ausbauplänen der Bundesregierung die Zusammensetzung des Kraftwerksparks fundamental anders aussehen. Etwa 50% werden PV und Windkraftwerke ausmachen, ein weiteres Drittel entfällt auf Lauf- und Speicherkraftwerke. Weiterhin vorhandene Wärmekraftwerke machen etwa 15% aus. Zusammen werden etwa 41 GW an installierter Leistung vorhanden sein. Eine stündliche Simulation der Aufbringung in unterschiedlichen Wettersituationen zeigt, dass im Jahr 2030 eine Unterdeckung, also eine technische Importnotwendigkeit, statistisch in lediglich wenigen Minuten zu erwarten ist.

Die Prognose für die Spitzenlast im öffentlichen Netz liegt für 2030 unter 12 GW. Aufgrund der simulierten Last- und Erzeugungsprofile ergibt sich eine vernachlässigbare Unterdeckungswahrscheinlichkeit von etwa 0,1 Stunden pro Jahr bzw. 0,001%.

Neu aufgenommen wurde eine zusätzliche Sensitivitäts-Betrachtung zur Unterdeckungswahrscheinlichkeit 2030. Darin wurde der Zusammenhang von erhöhter Last

im System und Anzahl ungedeckter Stunden bei gegebenem Kraftwerkspark 2030 ermittelt. Bei Lasten, die gegenüber den simulierten um etwa 15% höher liegen, also statt unter 12 GW bei Spitzenlasten von 13,2 GW, käme es zum Beispiel zu erwarteten 10 Stunden Unterdeckung pro Jahr, wenn Österreich nichts importieren würde. Dies zeigt einerseits, dass die Versorgungssituation 2030 auch bei etwas höheren Lasten noch weitgehend aus eigener Kraft, sprich ohne Importe, als abgesichert angesehen werden kann, andererseits aber auch, dass flexible Nachfrage in Zukunft eine große Rolle für die Systemsicherheit spielen kann. Gerade zu zumeist teuren Hochlastzeiten sollte die Nachfrage möglichst systemdienlich reagieren.

Die zusätzlichen industriellen Verbräuche und auch Verbrauchssteigerungen aus der E-Mobilität wurden vorerst nicht angepasst, obwohl der angenommene Flottenanteil von E-Mobilen von 27% derzeit kaum realistisch erscheint. Andererseits könnte die industrielle Elektrifizierung etwas unterschätzt sein.

1 Gesetzliche Anforderung und Umsetzung

Die E-Control hat gemäß § 15 Absatz 2 Energielenkungsgesetz 2012 (BGBl. I Nr. 150/2021) zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich durchzuführen.

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

1.1 Die Monitoring-Pflichten der E-Control im Detail

Die Monitoring-Tätigkeiten gemäß § 15 Energielenkungsgesetz 2012 (BGBl. I Nr. 150/2021), Absatz 2 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.

1.2 Berichtstruktur

Basierend auf dem gesetzlichen Auftrag und aktueller energiewirtschaftlicher Fragestellungen ergibt sich folgende Berichtstruktur zur Darlegung der Erkenntnisse aus den Monitoring-Tätigkeiten:

- Kapitel 2 bietet einen Überblick über die verwendeten Methoden und Ansätze der ex-post Analysen, Prognosen und Simulationen.
- Kapitel 3 betrachtet angebotsseitig die Zusammensetzung des zur Verfügung stehenden Kraftwerksparks und beschreibt die historische bzw. aktuelle Entwicklung der Erzeugungskapazitäten. Demgegenüber erfolgt die Darstellung der Nachfrage anhand einer Beschreibung der Entwicklung des elektrischen Endverbrauchs und einer Detailbetrachtung der Netzlast.
- Kapitel 4 führt Angebot und Nachfrage zusammen, um eine tiefere Analyse der realisierten Bedarfsdeckung im gegenständlichen Betrachtungszeitraum 2023/424

vorzunehmen. Zusätzlich wird eine Abschätzung des hypothetischen Bedarfsdeckungspotenzials ermittelt.

- Kapitel 5 bietet einen kurzen Überblick über relevante Erkenntnisse betreffend der erwartbaren Bedarfsdeckungssituation im Winter 2024/25. Dieser kurzfristige Ausblick wird aufgrund der besonderen Entwicklungen der letzten Jahre inkludiert.
- Kapitel 6 beschäftigt sich mit der langfristigen Vorausschau auf das Zieljahr 2030. Neben der zukünftigen Zusammensetzung des Kraftwerksparks werden hier die Modellrechnungen für die Prognose des Stromverbrauchs im Jahr 2030 vorgestellt. Abgerundet wird die Betrachtung des Jahres 2030 durch die Evaluierung der stündlichen Lastdeckungssimulation bzw. der erwarteten energetischen Bedarfsdeckung.
- Kapitel 7 des Berichts behandelt die Entwicklung der Netze, unter anderem in Hinblick auf Ausbau, Instandhaltung und Sicherheit.

2 Methodik

Die verwendeten Methodiken in diesem Bericht sind vielfältig und werden auf unterschiedliche energiewirtschaftliche Parameter angewandt. Die Daten, die zum einen für historische Entwicklungen herangezogen wurden und zum anderen als Eingangsparameter für Modellrechnungen und Prognosen dienen, liegen in verschiedener zeitlicher Granularität und territorialer Gliederung vor. Obwohl der Kraftwerksbestand sehr detailliert erhoben wird (alle Kraftwerke mit Engpassleistung größer 1 MW), wird die tatsächliche Erzeugung aus diesem Bestand nur von größeren Anlagen in hoher zeitlicher Granularität erfasst (Kraftwerke mit einer Engpassleistung von über 10 MW¹). Aus diesem Grund müssen kleinere Kraftwerke unterjährig modelliert bzw. geschätzt werden.

Der Rückblick auf die Bedarfsdeckung im Untersuchungszeitraum 2023/24 bezieht sich auf die Bilanz der Regelzone. In diesem Zusammenhang ist zu betonen, dass diese regionale Abgrenzung nicht gleichbedeutend mit dem österreichischen Bundesgebiet ist. Einerseits sind größere österreichische Kraftwerke in Westösterreich ausländischen Regelzonen zugeordnet, andererseits liegen auch deutsche Versorgungsgebiete in Österreichs Regelzone. Konkret entspricht die gesamte österreichische Erzeugung der Regelzonenerzeugung zuzüglich der Produktion der Vorarlberger Illwerke und der Tiroler Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz. Verbrauchsseitig ist Österreichs Bedarf gleich dem Regelzonenverbrauch zuzüglich des Verbrauchs inkl. Bezug für Pumpspeicherung der Illwerke und Sellrain-Silz-Werke und abzüglich der Versorgungsgebiete in Deutschland. Die Prognosen des elektrischen Endverbrauchs beziehen sich allerdings auf das gesamte Bundesgebiet Österreich.

Neben der zukünftigen Entwicklung des Kraftwerksparks und der Durchführung von Lastdeckungsrechnungen sind in diesem Bericht auch Analysen zu den Bedarfsdeckungsmöglichkeiten enthalten. Die Prognose des Stromverbrauchs bezieht sich aufgrund der für das verwendete Modell benötigten Aufschlüsselung in Haushalte und Nicht-Haushalte auf den durch die Statistik Austria publizierten energetischen Endverbrauch des Energieträgers Strom im Rahmen der Energiebilanzen². Für alle vorausschauenden Analysen wurde ein Prognosehorizont bis zum Zieljahr 2030 definiert.

Die Prognosen der verfügbaren Leistung der Kraftwerke bzw. Kraftwerksparks beruhen auf der stündlichen Simulation von erneuerbaren Erzeugungsverläufen und Einsatzmöglichkeiten von Speichern sowie thermischen Kraftwerken aufgrund probabilistischer Nicht-Verfügbarkeiten. Der verfolgte Ansatz der Arbeitsprognose, der mittels Kapazitätsfaktoren die

¹ Im Laufe des Jahres 2022 wurde der Grenzwert der Engpassleistung von 25 MW auf 10 MW gesenkt. Seither bestehen folglich detaillierte Erzeugungsdaten. Dieser Strukturbruch in den Daten ist bei der Beurteilung der vorgelegten Ergebnisse zu beachten.

² <https://www.statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/energiebilanzen>

tatsächliche Erzeugung der letzten 5 Jahre pro Monat und Technologie heranzieht, deckt alle Einflussfaktoren indirekt durch die Erzeugung ab – zum Beispiel Wetterverhältnisse, Vertragsverhältnisse der Kraftwerke (Reserveleistungen), Marktverhältnisse etc.

Der Entwicklungspfad des Kraftwerksparks beruht unter anderem auf den im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz 2021 (BGBl. I Nr. 150/2021), kurz EAG, definierten Ausbauplänen bezüglich erneuerbarer Energieträger. Das Regelarbeitsvermögen aus regenerativen Energiequellen soll bis 2030 im Vergleich zu 2020 um 27 Terrawattstunden (TWh) gesteigert werden mit dem Ziel, Österreich bilanziell zu 100% aus erneuerbarem Strom zu versorgen. Den größten Zuwachs laut EAG erfährt in diesen Plänen der Energieträger Photovoltaik mit 11 TWh pro Jahr, dicht gefolgt von Windkraft mit 10 TWh pro Jahr. Wasserkraft und Biomasse streben Ausbauziele von 5 TWh bzw. 1 TWh pro Jahr an. Diese Energiemengen wurden auf Basis der jeweils typischen Kapazitätsfaktoren auf die resultierenden Engpassleistungen der Erzeugungstechnologien für die Analysen bzw. Prognosen umgerechnet.

3 Ausgangslage: Kapazitäten und Bedarf

Einen wichtigen Kernaspekt des Monitorings der Versorgungssicherheit in der österreichischen Elektrizitätsversorgung stellt die stetige Evaluierung einiger relevanter Kenngrößen dar. Die daraus resultierende Bestandsaufnahme beleuchtet aktuelle Veränderungen der Erzeugungskapazität (Engpasseleistung) und des Strombedarfs anhand des jährlichen elektrischen Endverbrauchs und der Ausprägungen der Netzlast in der Regelzone.

3.1 Veränderung der Erzeugungskapazität

In Abbildung 1 wird die aktuelle Entwicklung der Erzeugungskapazität anhand des Bestandes der installierten Engpasseleistung im Ausgangsjahr 2022 und deren Veränderung je Erzeugungstechnologie bis Ende 2023 dargestellt. Demnach kam es im Jahresverlauf 2023 zu einem gesamten Nettozuwachs über alle Technologien hinweg im Ausmaß von 3.030 Megawatt (MW) auf 28.403 MW bzw. 12% gegenüber dem Jahresende 2022, womit die Wachstumsrate deutlich über jenen der Jahre zuvor liegt (2021: 4%, 2022: 5%). Dies ist vor allem auf den starken Zuwachs der Kapazitäten in der Photovoltaik (+70% bzw. +2.559 MW), womit wir eine Verstärkung des Trends der letzten Jahre identifizieren (siehe Abbildung 2)³. Nominell ist mehr als eine Verdoppelung des Zuwachses gegenüber 2022 (+1.018 MW) und fast eine Vervierfachung gegenüber 2021 (+660 MW) zu verzeichnen. Weiters verbuchten die Bereiche Wärme (fossile Brennstoffe, +142 MW bzw. +2,7%), Laufkraftwerke (+43 MW bzw. 0,7%) und Biomasse (+31 MW bzw. 3,7%) leichte bis moderate Zuwächse. Der Zugewinn im Bereich Wärme ist nicht auf eine Anlagenerweiterung oder -neubau, sondern auf die zeitweise Wiederinbetriebnahme einer temporär stillgelegten Anlage zurückzuführen. Ein deutlicherer Anstieg liegt im Sektor der Windkraft mit +263 MW bzw. +7,2% vor, der sich nominell in der Größenordnung der Jahre zuvor bewegt (2022: +211 MW, 2021: +258 MW). Einzig die Speicherkraftwerke verzeichneten eine minimale Kapazitätsreduktion (-8 MW bzw. -0,1%).

Die langjährige Entwicklung der Technologien (siehe Abbildung 2) spiegelt die heutige und zukünftig stärkere Bedeutung der dargebotsabhängigen Erzeugungskapazitäten von Windkraft- (3.896 MW) und Photovoltaikanlagen (6.229 MW) wider. Im Bereich der für Österreich besonders relevanten Wasserkraft ist die Erzeugungskapazität über die letzten 5 Jahre nahezu konstant (Lauf: 5.996 MW, Speicher: 5.982 MW). Von aktuell 5.436 MW Engpasseleistung durch Wärmekraftwerke mit fossilem Brennstoffe entfällt der größte Anteil

³ Vorläufige Daten des laufenden Jahres 2024 zeigen nominell einen Rückgang beim Zuwachs an PV-Kapazitäten (Schätzung bis Jahresende: 1700-2000 MW)

auf gasbetriebene Anlagen (4.785 MW)⁴. Aufgrund der steuerbaren Eigenschaften der Wärmekraftwerke werden diese zur Glättung der volatilen Erzeugung dargebotsabhängiger erneuerbarer Technologien, der Bedarfsdeckung im Winter sowie für netzstabilisierende Maßnahmen eingesetzt. Gemeinsam mit den ebenfalls steuerbaren (hydraulischen) Speicherkraftanlagen stehen in der Regelzone flexible Erzeugungskapazitäten von 12.280 MW zur Verfügung. Darüber hinaus birgt auch der Schwellbetrieb von Laufwasserkraftwerken kurzfristiges Flexibilisierungspotenzial auf Erzeugungsseite.

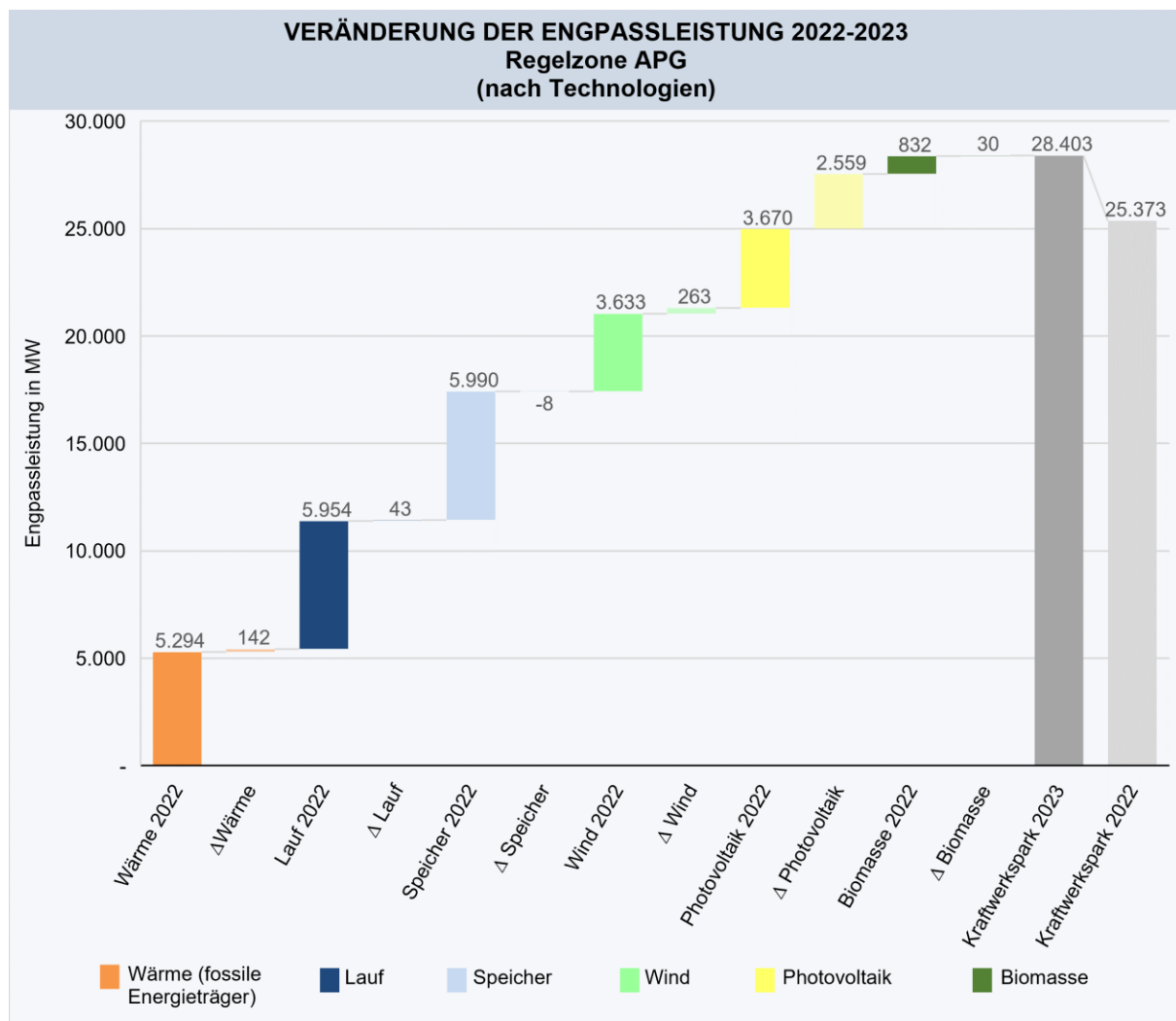


Abbildung 1: Veränderung der Engpassleistung je Erzeugungstechnologie, 2022-2023 (basierend auf Stichtagsdaten zum 31. Dezember)

⁴ Die verbleibende Engpassleistung der fossilen Wärmekraftwerke verteilt sich auf unterschiedliche Derivate (energetisch genutzte Erdöl- und Kohleprodukte), sonstige Brennstoffe und Anlagen mit Mischfeuerung.

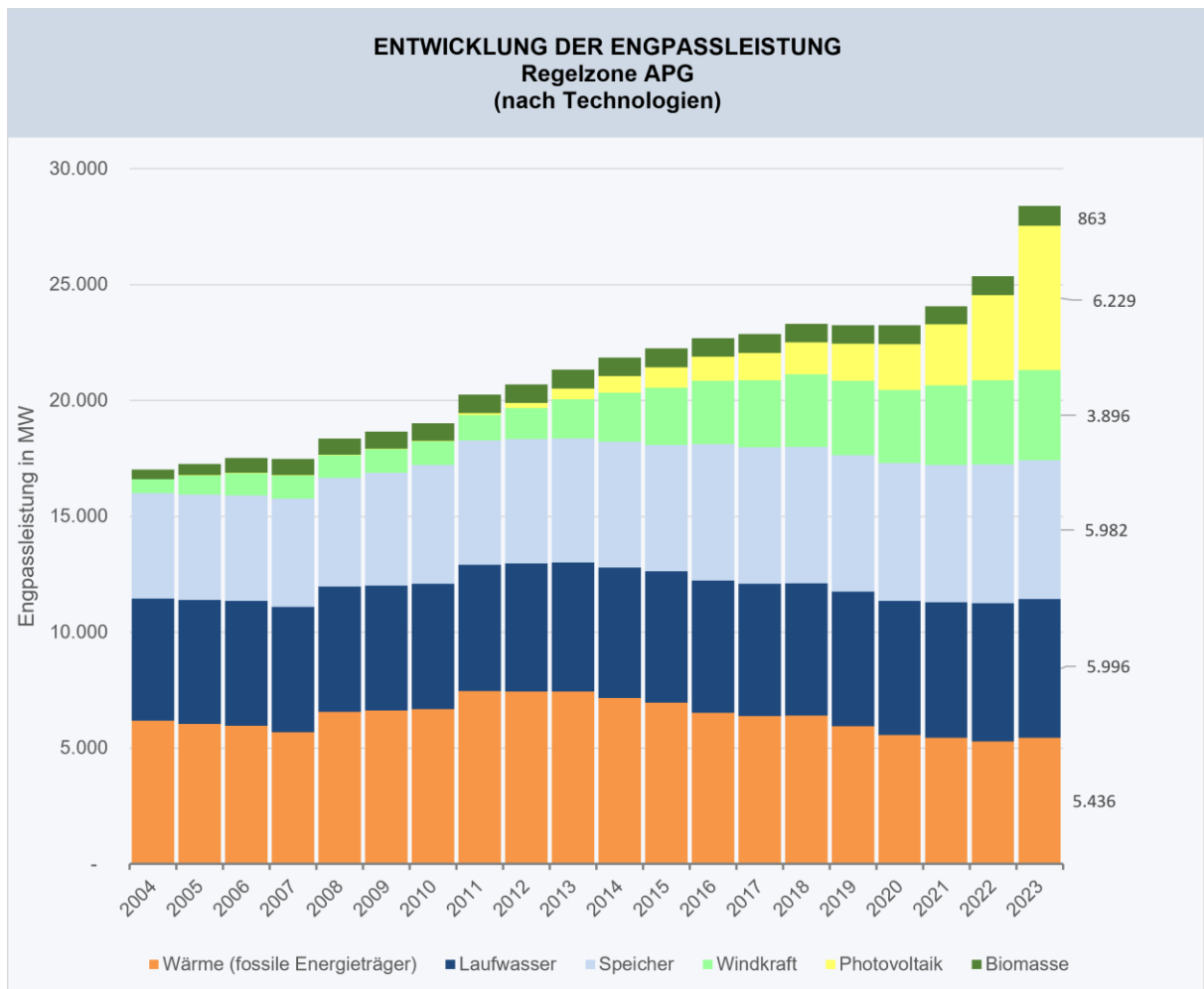


Abbildung 2: Langjährige Entwicklung der Engpassleistung je Erzeugungstechnologie, 2004-2023 (basierend auf Stichtagsdaten zum 31. Dezember)

3.2 Entwicklung des Bedarfs

3.2.1 Entwicklung des elektrischen Endverbrauchs (EEV)

Der elektrische Endverbrauch gilt typischerweise als Indikator für Wohlstand und Wirtschaftsaktivität einer Volkswirtschaft. Abbildung 3 illustriert dessen langfristige Entwicklung in Österreich seit 1970 (unterteilt in Haushalte und Nicht-Haushalte), welche in fernerer Vergangenheit abgesehen von kurzfristigen Einbrüchen von stetigem Wachstum geprägt war.

In den letzten 15 Jahren kam es zunächst zu einer Abflachung des Anstiegs und in jüngster Vergangenheit zu einem Rückgang. Seit 2017 variiert der Endverbrauch im Bereich zwischen 61 und 64 TWh. In den Jahren 2022 sowie 2023 etablierte sich schließlich eine rückläufige Entwicklung, welche durch eine Kombination von nationalen und globalen Effekten hervorgerufen wurde. Besonders relevant erscheinen hierbei die folgenden Faktoren:

- Konjunkturelle Faktoren wie die vergleichsweise schwache Wirtschaftsdynamik seit 2009 aufgrund langanhaltender Effekte der Finanz- und Wirtschaftskrise, sowie dämpfende Maßnahmen im Zuge der CoViD19-Pandemie (v.a. 2020) und Rezessionstendenzen seit 2023
- Verbesserungen der Energieeffizienz durch stärkere Anstrengungen im Bereich des Umwelt- und Klimaschutzes
- Kostenseitige Anreize durch gestiegene Energiepreise und dadurch getriebene Verhaltensänderungen

In den letzten Jahren zeigten sich gegenläufige Tendenzen der Haushalte und Nicht-Haushalte. Während der Endverbrauch der Haushalte unter anderem aufgrund fortschreitender Elektrifizierung stabil bzw. steigend ist, stagnierte der Endverbrauch der Nicht-Haushalte tendenziell. Nach dem starken pandemiebedingten Rückgang des Endverbrauchs von Nicht-Haushalten 2020 kam es im Jahr 2021 zunächst zu einem durch wirtschaftlichen Aufholeffekte getriebenen Anstieg. In den Folgejahren 2022 und 2023 kam es zu Einbrüchen des elektrischen Endverbrauchs der Nicht-Haushalte, welcher nun auf dem geringsten Niveau seit 2009 liegt. Der Endverbrauch der Haushalte zeigte sich nach dem starken Anstieg im Jahr 2021 zuletzt äußerst stabil – die nachfragesteigernden Effekte zusätzlicher Elektrifizierung (u.a. durch Wärmepumpen) und die nachfragemindernde Effekte durch Effizienzmaßnahmen (u.a. durch Gebäudesanierungen) und Kostensteigerungen scheinen sich derzeit auszugleichen. Insgesamt wurde 2023 ein elektrischer Endverbrauch von rund 61,3 TWh durch Haushalte und Nicht-Haushalte verzeichnet. Die Verteilung der verbrauchten Energie auf die beiden Bereiche verschob sich gegenüber dem Jahr 2019 (Haushalte / Nicht-Haushalte: 29% / 71%) merklich zu den Haushalten (35% / 65%).

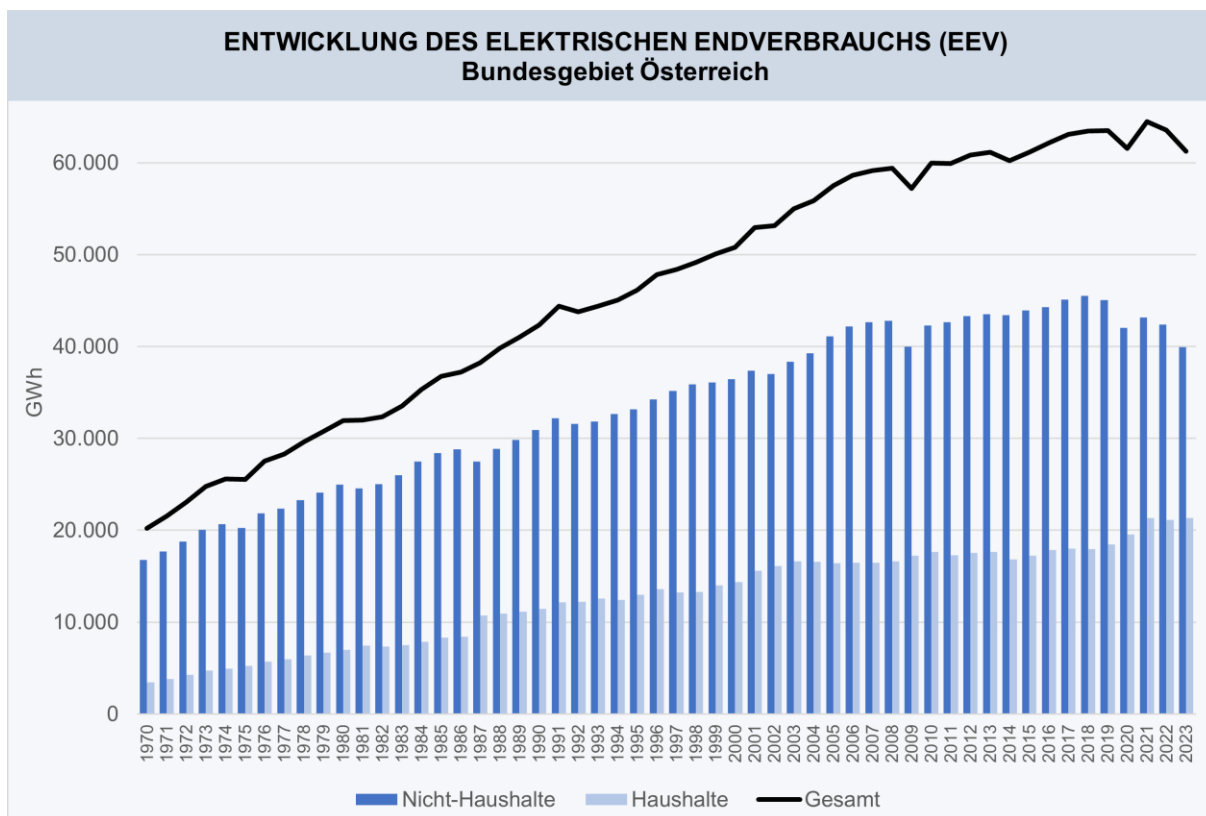


Abbildung 3: Elektrischer Endverbrauch 1970-2023 (Quelle: Statistik Austria, Werte lt. Energiebilanz)

3.2.2 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 zur Sicherstellung von Netzstabilität und Versorgungssicherheit sind die sogenannten Lastspitzen, womit die auftretenden Maximalwerte der Netzlast gemeint sind. Im Jahr 2023 trat diese Lastspitze Anfang Dezember auf und lag bei einem Wert von 10.382 MW (2022: 11.020 MW). Bereinigt um den PSP-Einsatz ergibt sich eine Spitzenlast von 10.379 MW (2022: 10.454 MW). Die durchschnittliche Netzlast inklusive Pumpspeicherung (PSP) lag im Jahr 2023 bei 7.005 MW (2022: 7.461 MW) bzw. bei 6.652 MW, wenn der (stark preisgetriebene) Verbrauch durch PSP ausgenommen wird. Das bedeutet eine Verringerung um etwa 5,5% im Vergleich zum Jahr 2022 (7.040 MW).

Abbildung 4 zeigt Dauerlinien und Verteilung der Netzlast ohne die aufgebrachte Leistung für PSP für die Jahre 2021 bis 2023. Der Einfluss der PSP ist aus der Perspektive der Netzstabilität weniger relevant, da es in Spitzenlastzeiten typischerweise zu keinem nennenswerten Einsatz der Pumpen kommt. Es zeigt sich eine deutliche Seitwärtsbewegung der Netzlast zu niedrigeren Werten, die 2022 einsetzte und sich auch 2023 fortsetzte. Fielen

2021 noch 2622 Stunden und 2022 noch 2.038 Stunden (-23% gegenüber dem Jahr davor) in die Kategorien hoher Last (> 8.000 MW), waren es 2023 nur noch 1.412 Stunden (-31%).

Der Verringerung der Lastspitzen bzw. den Zeiträumen hoher Last liegen im Wesentlichen drei Faktoren zugrunde: Die zuletzt gestiegenen Großhandelspreise zu Spitzenlastzeiten, negativ wirkende Konjunkturreffekte und der daraus resultierende Rückgang des Endverbrauchs der Nicht-Haushalte, aber vor allem auch der massive Zubau an PV-Anlagen der Haushalte, deren Betrieb aufgrund der unmittelbaren Eigennutzung den Bezug aus dem Netz und somit die Netzlast senkt.

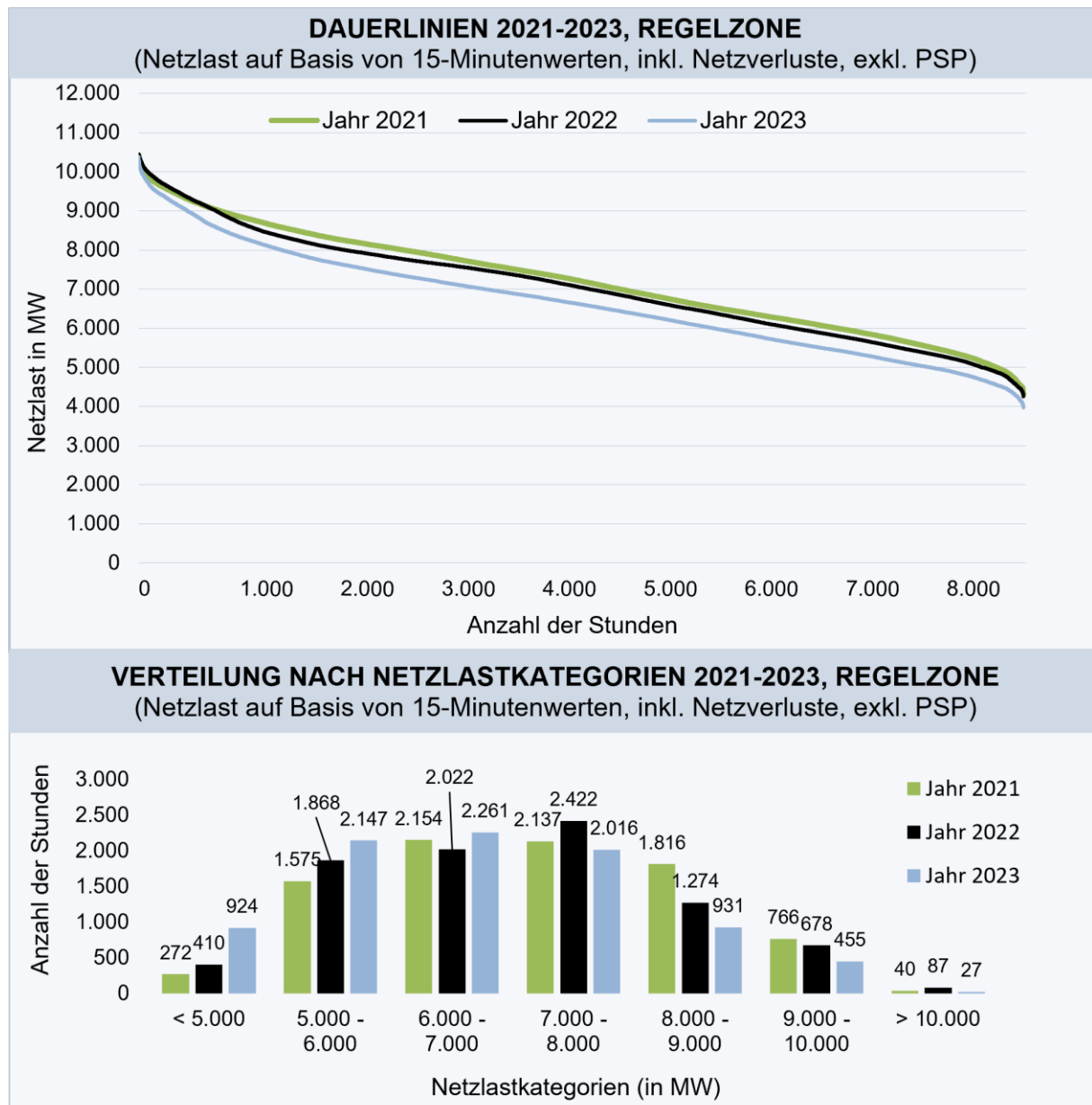


Abbildung 4: Dauerlinien und Verteilung der Netzlast für 2021-2023, Regelzone

4 Rückblick: Bedarfsdeckung 2023/24

Nachdem im vorherigen Kapitel das Erzeugungspotenzial anhand der installierten Engpassleistung der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien und erste Bedarfsindikatoren dargelegt wurden, werden diese Größen nun gegenübergestellt, um die Bedarfsdeckung im Zeitraum 2023/24 zu bewerten. Hierfür sind angebotsseitig nun nicht die Erzeugungskapazitäten (dargestellt durch die Engpassleistung) relevant, sondern die tatsächlich daraus realisierte Erzeugung. Die Stromerzeugung in Österreich ist dabei von einer Fülle von Faktoren abhängig. Die zur Verfügung stehenden Kraftwerke bestimmen dabei lediglich die maximalen Erzeugungsmöglichkeiten. Ob und in welchem Umfang diese Kapazitäten genutzt werden (können), wird anhand komplexer Optimierungs- und Entscheidungsprozesse im europäischen Marktumfeld bestimmt, die auf miteinander wechselwirkenden natürlichen⁵, technologischen⁶, ökonomischen⁷, aber auch politisch-regulatorischen⁸ Einflussfaktoren basieren.

4.1 Realisierte Bedarfsdeckung

Für die detaillierte Untersuchung der österreichischen Elektrizitäts-Versorgungssicherheit im Kontext der nationalen Erzeugung wird im Folgenden die Lastdeckung durch eingespeiste Kraftwerksleistung auf verschiedenen zeitlichen Aggregationsebenen diskutiert. Dazu dienen Netzverbrauchs- und kraftwerksscharfe Einspeisedaten⁹ als Basis, die E-Control jeweils in 15-Minuten-Auflösung vorliegen. Diese werden auf ausgewählte längere Zeiträume aggregiert und/oder in (mittlere) Netzlast bzw. Einspeiseleistung umgerechnet. Eine Analyse dieser Zeitreihen offenbart kurz- oder langfristige Entwicklungen und gibt insbesondere Aufschluss über Schwankungen von Last und Erzeugung mit verschiedener Periodizität, beispielsweise Stunden, Tage, Monate oder Jahre. Durch die zeitliche Aggregation der viertelstündlichen Daten ist es möglich, kurzfristige Volatilitäten zu glätten und so den Fokus auf andere Komponenten der Bedarfsdeckung zu legen. Im Rahmen des

⁵ Wetterprognosen, verfügbare natürliche Ressourcen etc.

⁶ Charakteristika unterschiedlicher Technologien, Übertragungs- und Verteilungskapazitäten etc.

⁷ Preis- und Nachfrageentwicklungen etc.

⁸ Marktdesign, Förderprogramme etc.

⁹ Nettoeinspeisung von inländischen Kraftwerken in die Regelzone. Seit 2015 kann eine Einteilung nach fünf Erzeugungskategorien vorgenommen werden: 1. Laufkraftwerke (> 10* MW); 2. Speicherkraftwerke (> 10* MW); 3. Wärmekraftwerke (> 10* MW); 4. Winderzeugung; 5. Sonstige Einspeisung berechnet als Residualgröße im Vergleich zur Gesamteinspeisung → Kraftwerke mit Engpassleistung unter 10* MW (Photovoltaik, Kleinwasserkraft, Biomasse etc.).

*Im Laufe des Jahres 2022 wurde die Datenerhebungsgrenze von 25 MW auf 10 MW gesenkt. Die historische Kategorisierung (vor 2022) in Lauf-, Speicher- und Wärmekraftwerke umfasst folglich lediglich Erzeugungsanlagen > 25 MW. Dieser Strukturbruch sollte berücksichtigt werden.

Versorgungssicherheitsmonitorings werden verschiedene Summenwerte für Verbrauch und alle Erzeugungstechnologien berechnet, um energetische Betrachtungsebenen zu eröffnen.

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 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 2023/24 ist festzustellen, dass es in keiner Stunde zu einer marktlichen Unterdeckung der Nachfrage kam. Es realisierten sich folglich keine Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen zur Sicherstellung der Bedarfsdeckung in Österreich.

In den Abbildungen 5 und 6 sind für die Jahre 2023 und 2024 einzelne Monatsverläufe von stündlich gemittelter Netzlast inkl. Pumpspeicherung (schwarz gestrichelte Linie) und Erzeugung, nach Erzeugungstechnologien untergliedert (farbige Flächen), dargestellt. Deutlich erkennbar sind Peak-¹⁰ und Off-Peak-Zeiträume bzw. Abhängigkeiten von Tageszeit und Wochentag. Zusätzlich weisen Feiertage typischerweise Niveauunterschiede gegenüber Werktagen auf. Zur Verdeutlichung saisonaler Effekte in der realisierten Stromerzeugung und Bedarfsdeckung ist in Abbildung 5 jeweils der Monat Jänner, demgegenüber in Abbildung 6 jeweils der Monat Juli dargestellt. Anhand dessen werden die stark ausgeprägten saisonalen Unterschiede der österreichischen Erzeugungsstrukturen sichtbar, was die Hauptproblematik in der Gewährleistung der österreichischen Stromversorgungssicherheit verdeutlicht.

Typischerweise ist die österreichische Erzeugungssituation innerhalb eines Beobachtungsjahres wie folgt gestaltet: Im Frühjahr steht durch die hohe Laufwassererzeugung und den starken natürlichen Speicherzufluss zumeist ausreichend Leistung aus den großen Wasserkraftanlagen zur Verfügung. Zusammen mit der Einspeisung aus Windkraftanlagen und den sonstigen Erzeugungsanlagen¹¹, unter denen auch die im Vergleich zum Winter ertragreicheren PV-Anlagen geführt werden, kann die im Frühling und Sommer vergleichsweise geringe Netzlast auch ohne thermische Erzeugung gedeckt werden. Diese

¹⁰ Peak: Mo-Fr 8-20 Uhr

¹¹ In diese Kategorie fallen unter anderem Kleinwasserkraft, kleine Wärmekraftwerke mit fossilem Energieträger und Biomasse (für alle: <10 bzw. <25 MW), Photovoltaikanlagen und Biomassekraftwerke.

Erzeugungssituation beginnt sich üblicherweise im Spätsommer zu ändern.

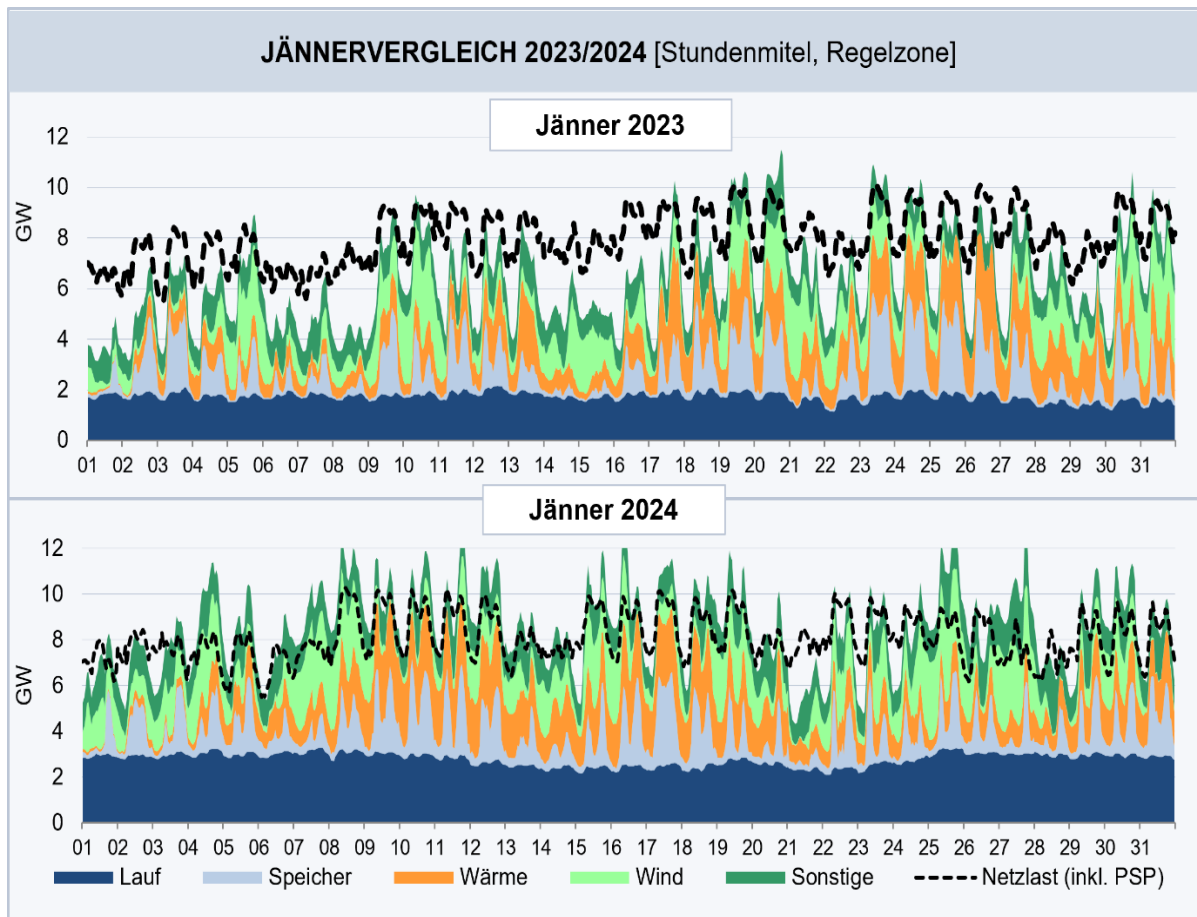


Abbildung 5: Realisierte Bedarfsdeckung Jänner 2023 und 2024, Regelzone

Laufkraftenerzeugung und natürlicher Zufluss der Speicherkraftwerke gehen zurück. Die Speicher eignen sich daher kaum noch zur Nettoenergieproduktion und werden aus wirtschaftlichen Gründen zur Residuallastdeckung verwendet. Während auch 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 thermischen Kraftwerken (Wärme) in dieser Periode einen nicht unerheblichen Anteil der Gesamteinspeisung einnimmt und je nach Marktlage in verbundenen ausländischen Marktgebieten auch erhebliche Importe zur Bedarfsdeckung eingesetzt werden.

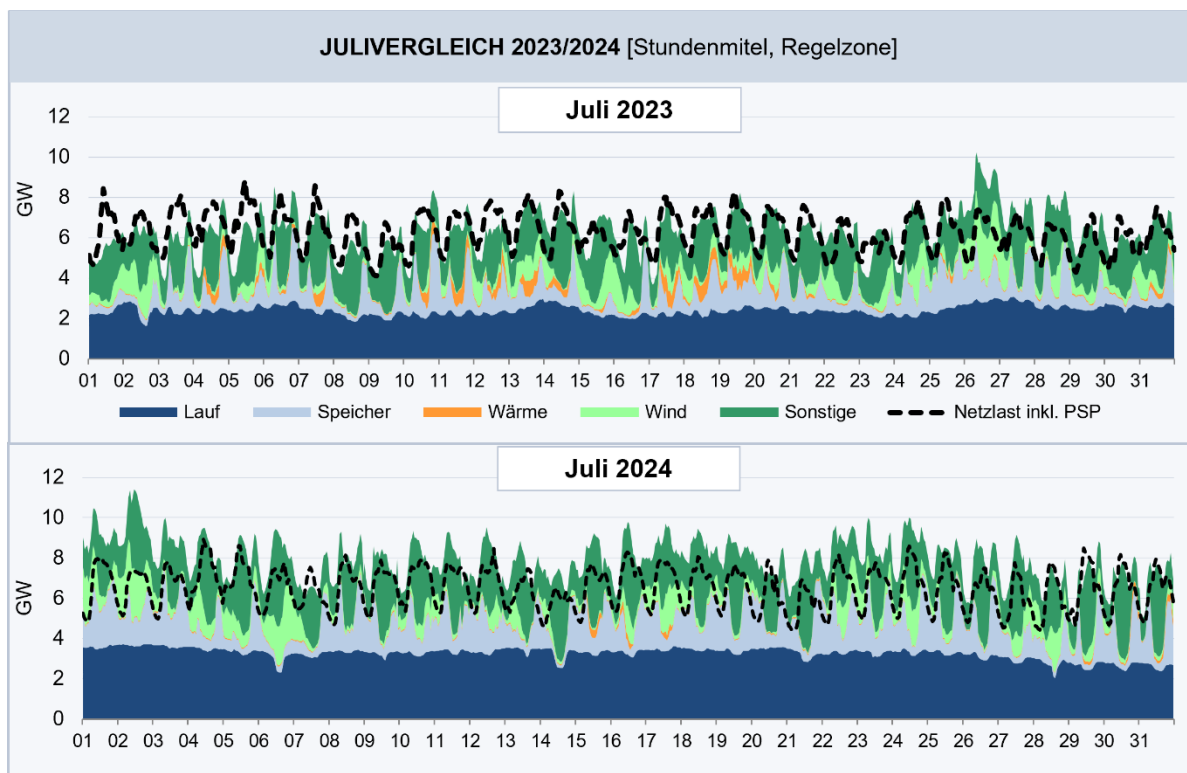


Abbildung 6: Realisierte Bedarfsdeckung Juli 2023 und 2024, Regelzone

Es sei angemerkt, dass die hohe Laufkrafterzeugung im Winter-Halbjahr 2023/24 im historischen Vergleich sehr atypisch ist. Der Jahresvergleich des Monats Jänner (siehe Abbildung 5) zeigt 2024 bei kaum veränderter Last eine deutlich höhere Erzeugung aus Laufwasser (>10 MW)¹² im Vergleich zum Vorjahr, sodass Tage mit positiver Exportbilanz häufiger auftraten. Im Jahresvergleich für Juli (siehe Abbildung 6) lassen sich 2024 ebenso höhere Erzeugung aus Lauf- und Speicherwasserkraft (>10 MW) und den sonstigen Erzeugungsanlagen erkennen, was zwar nicht in allen Monaten der Sommersaison in Erscheinung tritt, aber den tendenziellen Unterschied zwischen 2024 und 2023 aufzeigt. Auf die künftige Entwicklung kann hierdurch abgesehen von jenem Teil der Erzeugung durch sonstige Anlagen, der aus PV-Anlagen stammt und vermutlich in den Folgejahren steigt, selbstverständlich nicht geschlossen werden.

Zudem wird auch die mehrjährige Entwicklung der Bedarfsdeckung beleuchtet. Die in Abbildung 7 vorgenommene Wochenaggregation eliminiert die in diesem Zusammenhang weniger relevanten Stunden- und Tagesschwankungen, ohne eine zu starke Glättung (wie Monats- oder Jahressummen) vorzunehmen. Es wird folglich die wöchentliche Bedarfsdeckung in der Regelzone für die Kalenderwochen 1/2018 bis einschließlich 39/2024 dargestellt.

¹² Bei kaum verändertem Kraftwerkspark

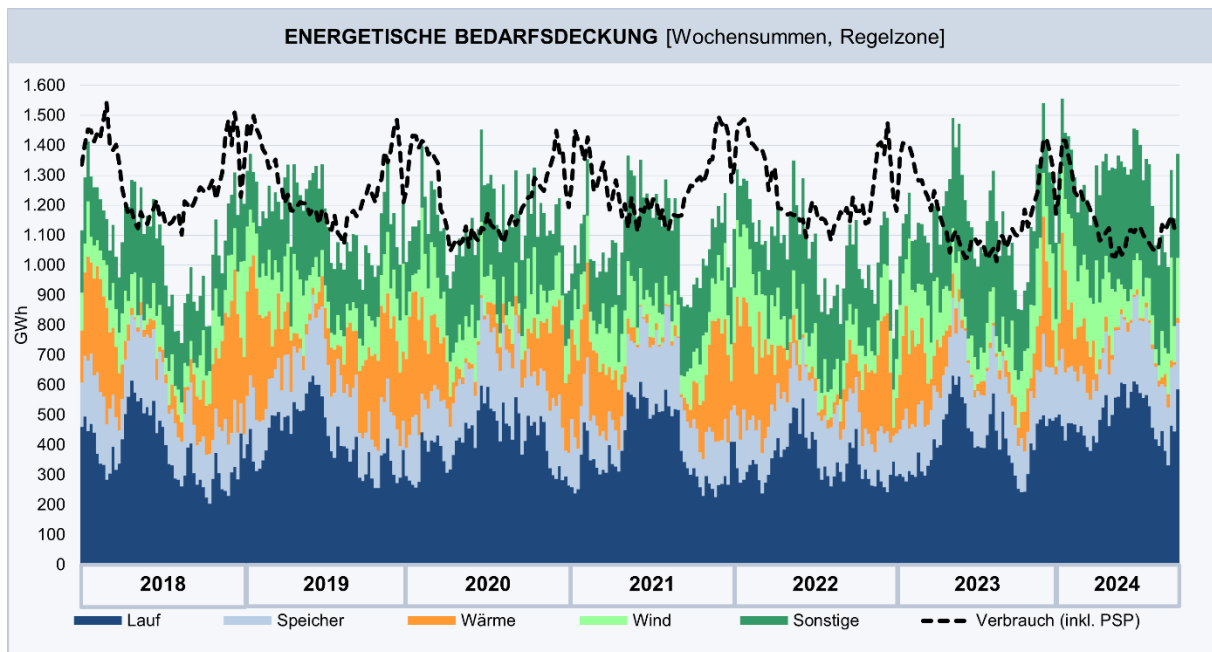


Abbildung 7: Realisierte wöchentliche Bedarfsdeckung von KW1/2018 bis KW39/2024, Regelzone

Bedingt durch hohe Lauf- und Speichereinspeisung waren im Jahr 2021 in 14 Wochen (27%) energetische Nettoexporte zu verzeichnen, was sich im Jahr 2022 auf 5 Wochen (10%) beschränkte. 2023 finden sich wiederum 20 Wochen (38%) mit Nettoexporten, was neben marktbedingter Effekte vor allem auf hohe Wasserkrafterzeugung kombiniert mit hohen Erträgen aus Wind und den sonstigen Erzeugungsanlagen zurückzuführen ist. Im betrachteten Zeitraum des Jahres 2024 (Jänner-September) tritt die Entwicklung aus 2023 noch deutlicher in Erscheinung - durch die gute Erzeugungsbasis erneuerbarer Energieträger weisen 31 von 39 Wochen (79%) einen Nettoexport auf.

Um Abweichungen in den Beiträgen der erneuerbaren Technologien zur Bedarfsdeckung im mehrjährigen Trend zu monitorieren, wird außerdem der Index der (monatsbilanziellen) erneuerbaren Bedarfsdeckungsanteile¹³ herangezogen (siehe Abbildung 8). Dieser setzt den relativen Anteil der Nettoeinspeisung einer Erzeugungstechnologie am Monatsgesamtverbrauch in Bezug zum Monatsdurchschnitt eines 5-Jahres-Referenzzeitraums. Ein Indexwert von 177 für die Kategorie Wind im Jänner 2022 bedeutet, dass die Winderzeugung in diesem Monat einen um 77% höheren Anteil an der Bedarfsdeckung hatte als im Durchschnitt der Vergleichsmonate der Jahre 2017-2021. Die Index-Monatswerte weisen über alle Monate und Technologien hinweg typische Fluktuationen von zumindest +/- 20 gegenüber der tendenziellen Entwicklung auf, wobei die Schwankungen bei Windkraft generell stärker ausgeprägt sind (bspw. 64 im Mai 2022, 196 im Jänner 2024, 207 im September 2024). Hinsichtlich der mehrjährigen Entwicklung finden wir gesteigerte

¹³ Die Residualkategorie der sonstigen Erzeugung umfasst inländische Kraftwerkseinspeisung aus Anlagen kleiner als 25 bzw. 10 MW (Kleinwasserkraft, Biomasse, Photovoltaik etc.). Zu einem vernachlässigbaren Anteil fallen hierunter auch kleine Wärmekraftwerke für fossile Brennstoffe.

erneuerbare Anteile in den Jahren 2023 gegenüber 2017-2021 und 2024 gegenüber 2023. Die durchschnittlichen Indexwerte belaufen sich im Jahr 2023 auf 115 (Lauf), 113 (Speicher), 130 (Wind) und 110 (Sonstige). Für Jänner bis September 2024 erhalten wir Durchschnittswerte von 125 (Lauf), 120 (Speicher), 153 (Wind) und 147 (Sonstige). Wie zuvor diskutiert zeichnet sich ein starkes Wasserjahr 2024 ab. Weiters ist die Erzeugung aus Windkraft aufgrund des erhöhten Dargebots und des erweiterten Kraftwerksparks höher ausgefallen. Zusätzlich zur erhöhten Erzeugung durch Kleinwasserkraftwerke erhöht der massive Zubau von Photovoltaik den Deckungsanteil der Sonstigen. In relativen Bedarfsdeckungsanteilen ausgedrückt ergeben sich im Jahr 2023 Werte von 37% für Lauf, 17% für Speicher, 13% für Wind und 21% für sonstige Erzeugungsanlagen.

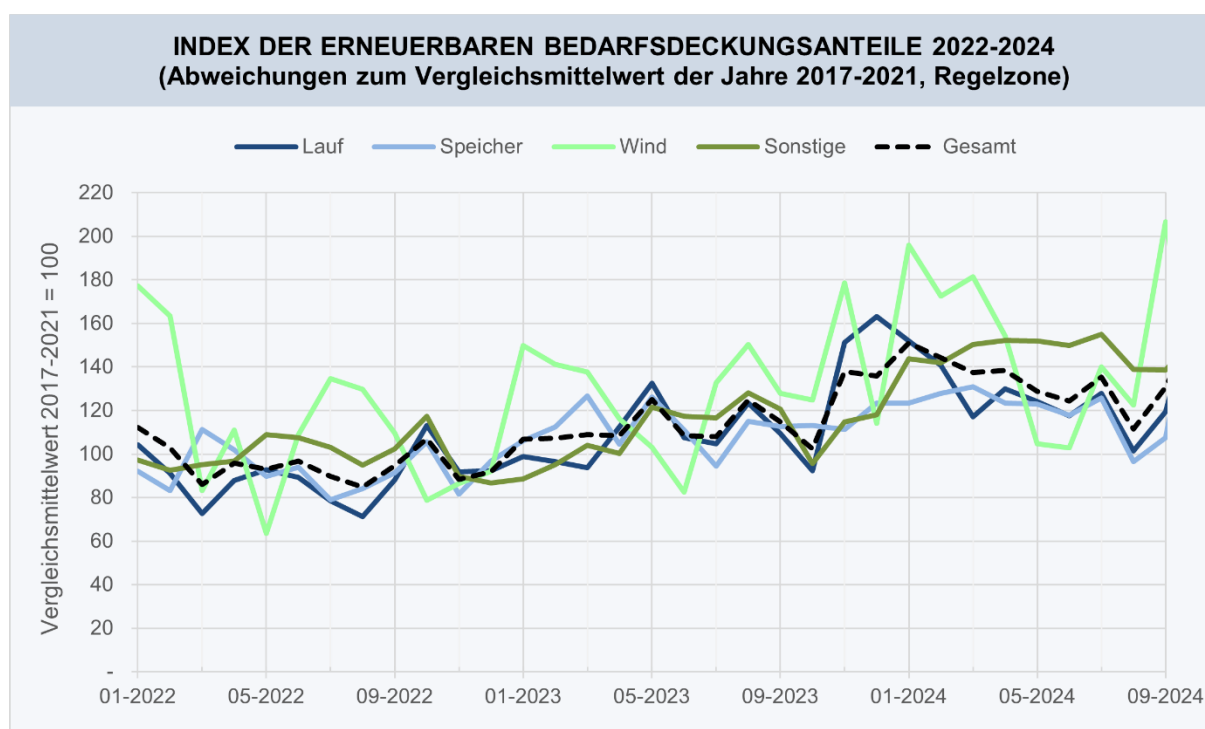


Abbildung 8: Index der erneuerbaren Bedarfsdeckungsanteile 2022-2024, Regelzone

4.2 Abschätzung des energetischen Bedarfsdeckungspotenzials

Die bisherige Analyse beruhte auf den Daten der tatsächlichen Erzeugung. Wie bereits erläutert, wird hierdurch lediglich die realisierte Marktallokation repräsentiert. Die Tatsache, dass Importe einen Beitrag zur Bedarfsdeckung geleistet haben, bedeutet jedoch nicht, dass im Falle anderer europäischer Marktconstellations oder sogar einer Energielenkungsmaßnahme nicht genügend Kraftwerkskapazitäten verfügbar gewesen wären, um den inländischen Bedarf zu decken. Um diesem Aspekt Rechnung zu tragen, wird hier das Bedarfsdeckungspotenzial abgeschätzt. Insbesondere wird auf die Überbrückungsmöglichkeit von möglichen Bedarfsdeckungslücken durch Speicherleerung in den Speicherkraftwerken eingegangen.

4.2.1 Natürliche Erzeugung und Erzeugungspotenziale

Hierfür werden drei Erzeugungskategorien definiert, die auf Wochenbasis aggregiert werden, um eine energetische Bedarfsdeckungsperspektive zu ermöglichen:

1. Natürliche, dargebotsabhängige Erzeugung
2. Wärmepotenzial
3. Erzeugungspotential bei Speicherleerung

Die natürliche, dargebotsabhängige Erzeugung umfasst Lauferzeugung (>10 bzw. >25 MW), den natürlichen Speicherzufluss (siehe auch Abschnitt 8.1.1), die Winderzeugung und sonstige Erzeugung. Die sonstige Erzeugung beinhaltet vor allem Kleinwasserkraft, kleine (biogene) Wärmekraftanlagen und Photovoltaikanlagen und wird deshalb wie zuvor vollständig der natürlichen Erzeugung zugerechnet. Trotz der Diversifikation der natürlichen Erzeugung weist diese im Aggregat im Vergleich zum Verbrauch eine gegenläufige Saisonalität auf – im Winter, wenn der Bedarf am höchsten ist, ist die gesamte natürliche Erzeugung trotz prozyklischer Winderzeugung am geringsten. Um diese Unterdeckung auszugleichen, existieren zwei steuerbare Erzeugungspotenziale – Wärme und Speicher.

Die Wärmekraftwerke in Österreich können sowohl zur Bandstromerzeugung als auch flexibel genutzt werden, wobei der Betrieb und die tatsächliche Erzeugung durch technische Verfügbarkeit und maßgeblich durch ökonomische Faktoren beeinflusst wird. Aufgrund letzterer spiegeln historische Einspeisewerte im Allgemeinen das tatsächliche Potenzial in Knappheitssituationen nicht wider. Eine Abschätzung aus der nominellen Engpasseleistung gestaltet sich ebenso schwierig, da diese über längere Zeiträume (mehrere Tage und Wochen) hinweg nicht zur Verfügung gestellt werden kann. Zweckmäßig wird daher die aggregierte Einspeisung von Wärmekraftwerken (>10 bzw. >25 MW) in der als kritisch eingeschätzte Kalenderwoche 4/2017 als Benchmark für die Maximaleinspeisung verwendet, da diese Woche von einer gewissen Knappheit im österreichischen Marktgebiet geprägt war. Dieser Herangehensweise liegt die Annahme zugrunde, dass die durch eine Knappheitssituation hervorgerufene Strompreissteigerung eine marktbasiertere Vollauslastung¹⁴ aller verfügbaren Wärmekraftwerke zur Folge hatte. Zur zeitlichen Vergleichbarkeit wird dieser Benchmark unter Berücksichtigung von Daten bzgl. installierter Engpasseleistung¹⁵ und Kraftwerksverfügbarkeit fortgeschrieben.

Aus den Berechnungsergebnissen der letzten Jahre für natürliche Erzeugung und hypothetisches Wärmepotenzial geht hervor, dass es immer wieder Wochen gibt, in denen die

¹⁴ Dies entspricht nicht zwingend der Vollauslastung auf Basis der technisch möglichen Engpasseleistung, sondern einem marktbasiertere Maximalwert, der durch den ökonomischen Anreiz eines außergewöhnlichen Knappheitssignals geschaffen wurde.

¹⁵ Fallende Tendenz aufgrund von Stilllegungen.

dargebotsabhängige Erzeugung und das Wärmepotenzial nicht ausreichend sind, um den Verbrauch zu decken. Diese hypothetischen wöchentlichen Deckungslücken¹⁶ treten fast ausschließlich während des Winterhalbjahres (Oktober bis März) und sind somit Ausdruck der saisonal bedingten geringen Erzeugungsmöglichkeiten aus Laufkraftwerken und natürlichem Zufluss bei gleichzeitig hohem Verbrauch während dieser Monate. Um diese hypothetische Unterdeckung mithilfe inländischer Ressourcen zu überbrücken, bietet die österreichische Versorgungsinfrastruktur in letzter Instanz auch noch die Möglichkeit, die vorhandenen Speicher zu entleeren. Kern dieser Analyse ist eine Darlegung der möglichen Überbrückungsdauer von hypothetischen Deckungslücken durch Erzeugung aus Speicherleerung.

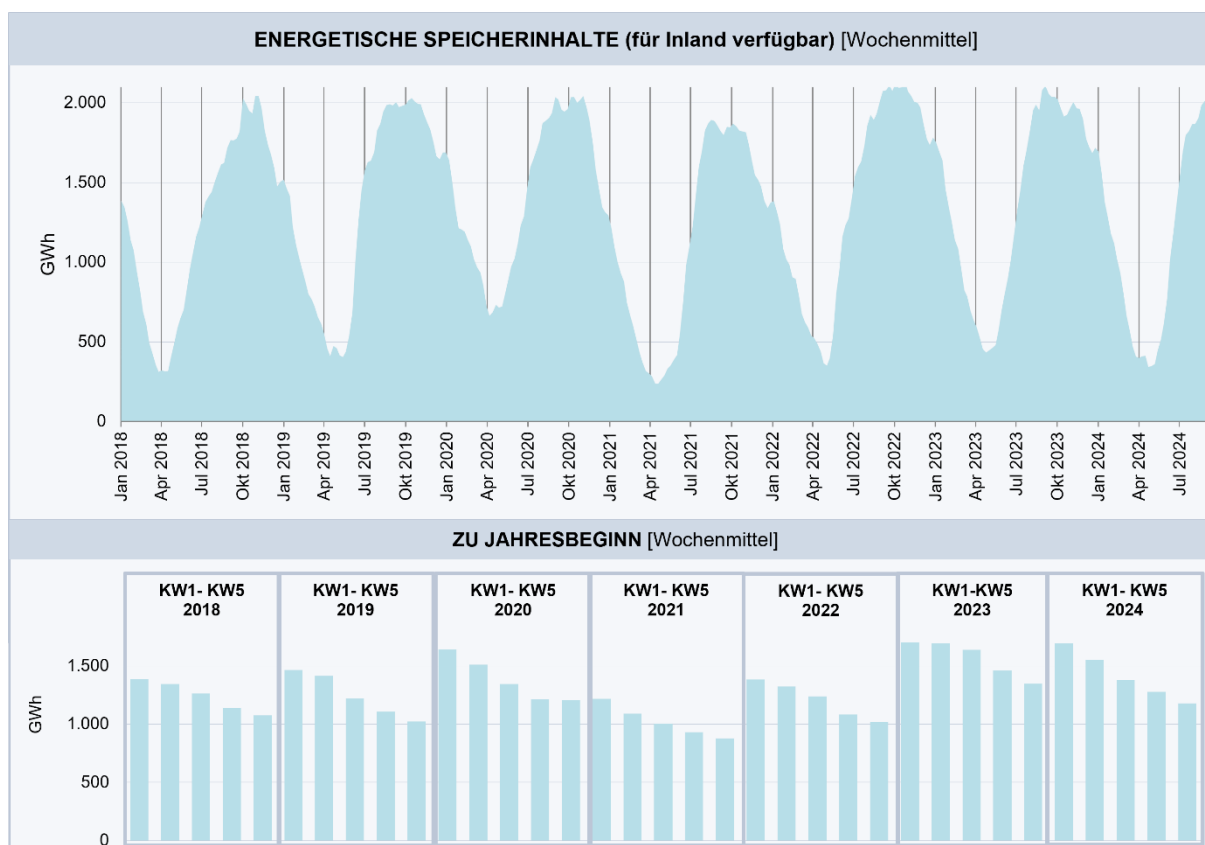


Abbildung 9: Im Inland verfügbarer Energieinhalt der Wasserspeicher 2018-2024, unten: KW 1-5 der betrachteten Jahre

Der natürliche Zufluss weist eine starke Saisonabhängigkeit auf, was in Kombination mit den marktlich beeinflussten Einspeise- und Pumpentscheidungen der Betreiber zu sich stark verändernden Füllständen führt. Typischerweise erreichen die Speicher Anfang September ihren Höchststand und werden danach in unterschiedlichem Ausmaß zur winterlichen Bedarfsdeckung herangezogen. Die Tiefststände werden im April erreicht. Abbildung 9 zeigt

¹⁶ Es handelt sich hierbei um die Darstellung kreierter Erzeugungsindikatoren im Zuge der Bewertung der Energieversorgungssicherheit durch inländische Anlagen. Dabei soll lediglich das inländische Potenzial eingeschätzt werden, die tatsächlich realisierte Bedarfsdeckung ist jedoch eine Realisierung des europäischen Strommarktes und ist somit klar von der hier gewählten Analyse zu unterscheiden.

die Entwicklung der für das Inland verfügbaren Energieinhalte¹⁷ der Speicherkraftwerke im Zeitraum 2018 bis 2024. Nach zwei Wintern 2020/21 und 2021/22 mit niedrigen Speicherständen waren in den letzten beiden Wintern 2022/23 und 2023/24, auch bedingt durch die milden Winterverläufe, relativ hohe Füllstände zu verzeichnen. Im September 2024 war der Speicherinhalt auf dem Niveau des mehrjährigen Durchschnitts und etwas niedriger als in den beiden Vorjahren.

4.2.2 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 niedriger Last ausgeschlossen ist.

4.2.3 Ergebnisüberblick

Wie angesprochen wird die energetische Überbrückungsmöglichkeit von außergewöhnlichen Knappheitssituationen durch Speicherleerung evaluiert. Es wurde ermittelt, wie viel des zur Verfügung stehenden Speicherinhalts verwendet werden müsste, um die hypothetische wöchentliche Deckungslücke, die sich aus der Differenz zwischen Verbrauch einerseits und natürlicher Erzeugung zzgl. Wärmepotential andererseits ergibt, auszugleichen (siehe Abbildung 10).

Von besonderem Interesse ist außerdem die zeitliche Speicherreichweite für eine ermittelte Deckungslücke. Basierend auf der Annahme, dass Letztere in den Folgewochen gleich ausfällt und unter den restriktiven Prämissen, dass die Speicher zwischenzeitlich weder durch natürlichen Zufluss¹⁸ noch durch Pumpeinsatz¹⁹ wieder befüllt werden, kann eine Untergrenze für die Speicherreichweiten angegeben werden. Beispielsweise bedeutet eine notwendige Speicherleerung von 50%, dass die in der entsprechenden Woche ermittelte, hypothetische Deckungslücke 2 Wochen lang allein durch den verfügbaren Speicherinhalt in Österreich ausgeglichen werden könnte. Im kritischen Zeitraum Jänner-Februar 2017 fanden sich 5 Wochen mit einer notwendigen Speicherleerung im Bereich von 50% und darüber. In

¹⁷ In diesem Kontext sind Regelzonenzugehörigkeit und vertragliche Pflichten zu berücksichtigen, die von den Betreibern eingegangen werden. Für die Ermittlung des Speicherpotenzials verwenden wir daher lediglich die für das Inland verfügbaren Speicherinhalte.

¹⁸ In Wochen hoher Residuallast beträgt der reale wöchentliche Speicherzufluss typischerweise unter 3% der Kapazität.

¹⁹ Energetisch ist die Befüllung durch Pumpeinsatz zwar mit einem Verlust verbunden, da der zusätzlich gewonnene Speicherinhalt aufgrund von Wirkungsgradverlusten stets niedriger als der zusätzliche Verbrauch ist. Dennoch könnte vorangegangener Speicherleerung in Phasen niedriger Last zu einem gewissen Grad entgegengewirkt und somit höhere zukünftige Flexibilität ermöglicht werden.

Abbildung 10 wird die Szenarien-Betrachtung für jede Woche im Zeitraum Jänner 2018 bis September 2024 dargelegt.

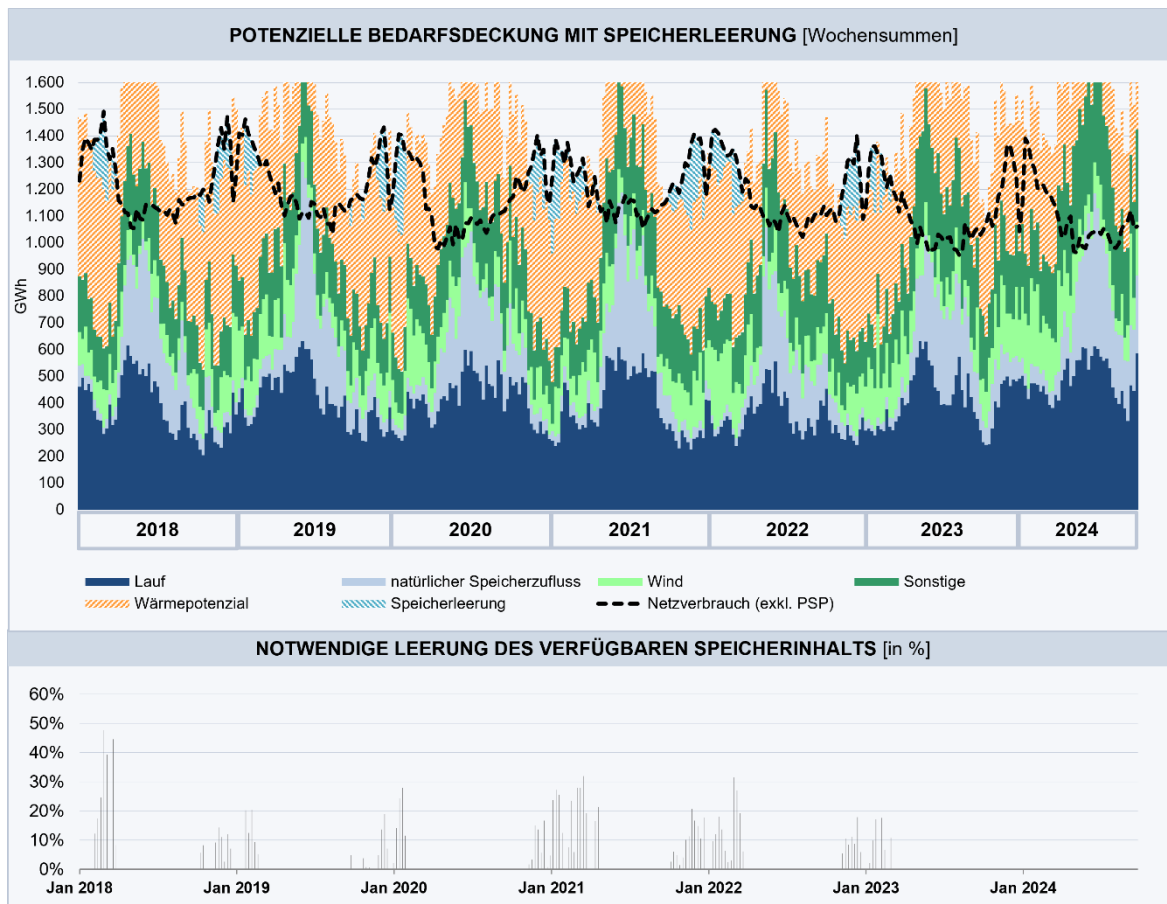


Abbildung 10: Potenzielle inländische Bedarfsdeckung und dafür notwendige Speicherleerung, 2018-2024

Anfang 2018 finden sich 3 Wochen mit einer notwendigen Speicherleerung von jeweils über 40% (Überbrückungsdauer: 2 – 2,5 Wochen). Hypothetische Deckungslücken kommen auch in allen weiteren Winter-Halbjahren einschließlich 2022/23 vor, fallen in ihrem Ausmaß aber geringer aus, wobei unter diesen die Winter 2020/21 und 2021/22 am kritischsten für die Versorgungssicherheit ausfallen (jeweils einige Wochen mit Überbrückungsdauern von 3-4 Wochen). Auffallend ist dabei vor allem, dass die hypothetischen Deckungslücken jeweils bis in den März reichten. Dies ist historisch betrachtet eher ungewöhnlich für die österreichische Bedarfsdeckung. Als Hauptursache lässt sich jeweils eine unterdurchschnittliche natürliche Erzeugung aus Wasserkraft (Laufkraft und natürlicher Speicherzufluss) identifizieren, die durch geringe Niederschlagsmengen verschuldet wurde. Im Winter 2023/24 zeigt sich ein anderes Bild - aufgrund der hohen natürlichen Erzeugung in allen Segmenten wurde keine einzige Woche mit einer Deckungslücke vor Speicherleerung errechnet.

5 Aktuelle Lage und kurzfristiger Ausblick

Unter Berücksichtigung der im Energielenkungsgesetz verankerten Monitoringpflichten besteht der Versorgungssicherheitsbericht der E-Control vornehmlich aus zwei Hauptbestandteilen – einer Rückschau und Bewertung der Versorgungslage im zurückliegenden Untersuchungszeitraum und einer langfristigen Vorausschau anhand von Prognosen, Simulationen und Szenarien zur Krisenvorsorge bzw. Unterstützung von Planungsentscheidungen. Aufgrund verschiedener disruptiver Ereignisse beginnend im Jahr 2021 und den daraus resultierenden Unsicherheiten der Versorgungssicherheit wird nunmehr auch die aktuelle Lage und ein kurzfristiger Ausblick auf die zu erwartende Lage im Winter 2024/25 inkludiert.

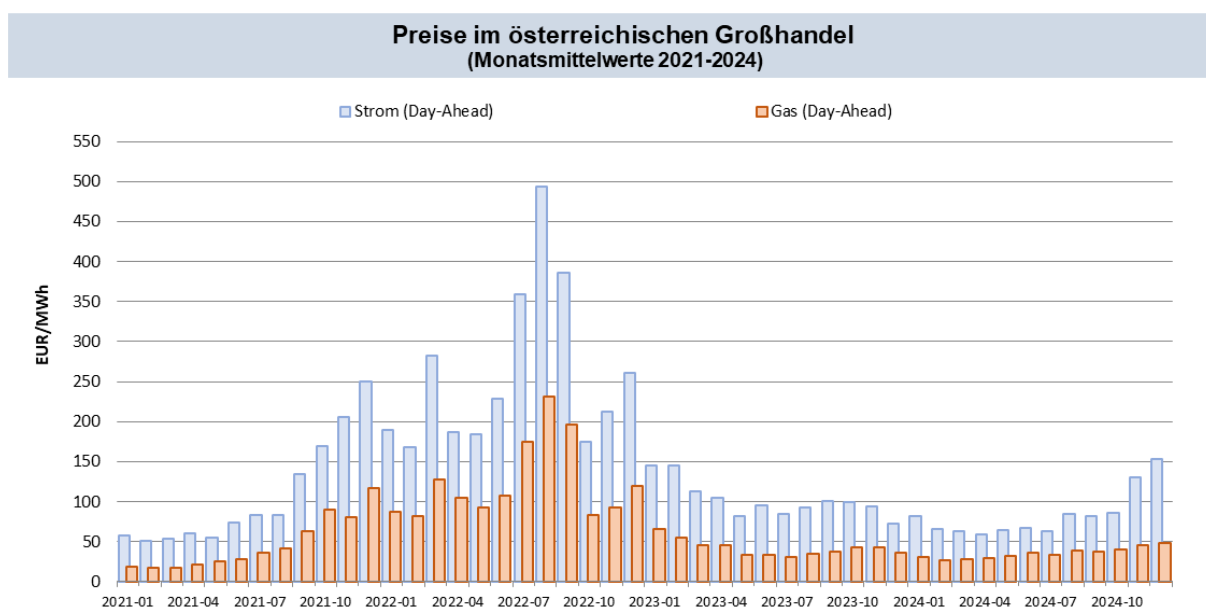


Abbildung 11: Monatsdurchschnitte der Spotpreise für österreichische Lieferung; Quellen: Strom Day-Ahead Marktkopplungsauktion (EPEX Spot, EXAA, NordPool), Gas Day-Ahead Spot Index CEGHEDI (CEGH VTP); Datenstand: 16.12.2024, eigene Berechnung

Grundsätzlich kann die Preisbildung im Großhandel als ökonomischer Indikator für das Vorherrschen von Knappheit bzw. Überschuss herangezogen werden. In Abbildung 11 ist folglich die Entwicklung der österreichischen Börsenpreise für Strom und Gas im Spothandel (Day-Ahead) 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 beispiellosen Preisausschlägen im Winterhalbjahr 2021/22 und (vor allem) des Spätsommers 2022, welche vor allem durch die Preissteigerungen im Gasgroßhandel ausgelöst wurden, hat sich die Preisentwicklung entspannt. Der Stromgroßhandel im Jahr 2024 war zumeist von überdurchschnittlicher erneuerbarer Erzeugung und Exportmöglichkeiten geprägt. Im Zusammenspiel mit rückläufigen Gaspreisen etablierte sich im Stromgroßhandel ein geringeres Preisniveau im Vergleich zum Jahr 2023. 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 nach Österreich in mehreren aufeinanderfolgenden Monaten günstiger als jene nach Deutschland. Im Sommerhalbjahr kam es zudem zu einer deutlich stärkeren Häufung negativer Strompreise, welche in Zeiten von Stromüberschüssen generiert werden. Der voranschreitende Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten, allen voran der starke Zubau der Photovoltaik (PV), spielt hierfür eine entscheidende Rolle – bei hoher PV-Einspeisung um die Mittagstunden und an Wochenenden bzw. Feiertagen mit entsprechend geringer Stromnachfrage waren negative Preise keine Seltenheit.

Nach (für das österreichische Marktgebiet) nicht ungewöhnlichen Preisanstiegen im Herbst, vollzog sich eine marktliche Trendwende im November. Es kam zu einer erheblichen Korrektur des Strompreisniveaus, welche aus einer Mischung von angebots- und nachfrageseitigen Effekten resultierte. Steigende Residuallasten bewirkten eine zunehmende Abhängigkeit der Strompreise von den Kosten für den Einsatz flexibler thermischer Kraftwerke und/oder Speicher. Gleichzeitig kam es im Gasgroßhandel durch unterschiedliche Meldungen im Kontext der zukünftigen Möglichkeiten des ukrainischen Gastransits und der Diskussion über die Auswirkungen des Lieferstopps der Gazprom an die OMV zu bullischen Entwicklungen²⁰, welche die Gasverstromungskosten erheblich verteuerten. Zudem wirkten nachfrageseitig anhaltend niedrige Temperaturen preissteigernd. Aufgrund von zusätzlichen Sondereffekten, wie unter anderem einer im Rahmen der Marktkopplung lösbaren temporären Knappheitssituation im deutschen Marktgebiet, erreichten die mittleren Strompreise im Dezember einen Wert von über 150 EUR/MWh (Datenstand: 16.12.2024). Diese Winterpreise entsprechen dem höchsten Spotpreisniveau seit Februar 2023 (siehe Abbildung 11). Durch die Verbesserung der Angebotslage im Strommarkt und nun wieder abnehmenden Gaspreisen, zeichnen sich jedoch wieder geringere Großhandelspreise für Strom ab. Insgesamt zeigt sich anhand der Spothandelsresultate kein Risiko einer unmittelbaren Versorgungsknappheit.

Anhand der Abschlüsse im Terminhandel für Stromlieferungen in den kommenden Monaten kann zudem ein kurzfristiger Ausblick basierend auf der Erwartungshaltung der Marktakteure gegeben werden. Verträge für Bandstromlieferungen in den Wintermonaten Jänner und Februar 2025 werden Mitte Dezember bei etwa 110 EUR/MWh gehandelt. Durch die Antizipation von Saisonfaktoren hinsichtlich steigender Temperaturen und höherer erneuerbarer Potenziale wird für März 2025 ein weiterer Preisabschwung auf unter 90

²⁰ Im Spothandel des österreichischen Gashubs CEGH durchbrach der Gaspreisindex CEGHEDI an den ersten Handelstagen im Dezember den Schwellwert von über 50 EUR/MWh.

EUR/MWh notiert. Folglich erwarten die Marktteilnehmer in den nächsten Monaten keine Knappheitstendenzen.

Neben der marktlichen Betrachtungsebene führt der Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E regelmäßig saisonale Evaluierungen der europäischen Stromversorgung durch und veröffentlicht halbjährlich eine Vorausschau auf die kommende Saison. Auf Basis von Simulationen kann durch die probabilistische Herangehensweise und die Berücksichtigung verschiedener Szenarien eine Vielzahl an möglichen verbrauchs- und erzeugungsseitigen Bedingungen bewertet werden. Der aktuelle Winter Outlook 2024-2025²¹ zeichnet insgesamt ein positives Bild für die Sicherheit der europäischen Stromversorgung in der laufenden Wintersaison. Manche europäische Marktgebiete sind jedoch exponierter als andere. Unter normalen Marktbedingungen wurden niedrige Risiken für Irland, Malta, Nordirland und Zypern (wetter- und lagebedingt; keine oder sehr eingeschränkte Verbindung mit dem kontinentalen Netz) sowie für Estland (Lösung vom russisch-weißrussischen Netz und Anbindung an das europäische Netz), Kreta (strukturelle Veränderung in der Elektrizitätsversorgung), Polen (wetterbedingt) und Finnland (wetter- und verbindungsbedingt) identifiziert. Dementgegen wurde der zentraleuropäische Raum und insbesondere Österreich als gut für den kommenden Winter vorbereitet bewertet. Es konnten keine Risikofaktoren identifiziert werden.

Nichtsdestotrotz stellt die Abhängigkeit der österreichischen Stromversorgung²² vom Energieträger Erdgas nach wie vor einen gewissen (mittelfristigen) Risikofaktor dar. Dies trifft vor allem, wie bereits in Abschnitt 4.1 dargestellt, auf die Wintermonate zu. Abbildung 12 zeigt explizit den Anteil des Energieträgers Erdgas an der österreichischen Bruttostromerzeugung der vergangenen Jahre im Überblick. Bereits im Jahr 2023 war der Erdgas-Anteil gegenüber 2018-2022 reduziert. Dieser Effekt ist in der Betrachtungsperiode Jänner-September 2024 noch stärker ausgeprägt. Dies ist zurückzuführen auf eine Kombination aus etwas rückläufigem Endverbrauch, der Kostenstruktur von Gaskraftwerken und einer erhöhten Produktion durch Wasserkraft und sonstige Erzeugungstechnologien (inkl. PV). Daher ist hervorzuheben, dass diese Daten eine Momentaufnahme darstellen, aber keinen fundierten Beleg für eine geringer werdende Abhängigkeit vom Energieträger Erdgas liefern.

²¹ Der ENTSO-E Winter Outlook 2024-2025 steht online unter <https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/> zur Verfügung.

²² Dies ist jedoch selbstverständlich keineswegs ein auf Österreich beschränktes Problem.

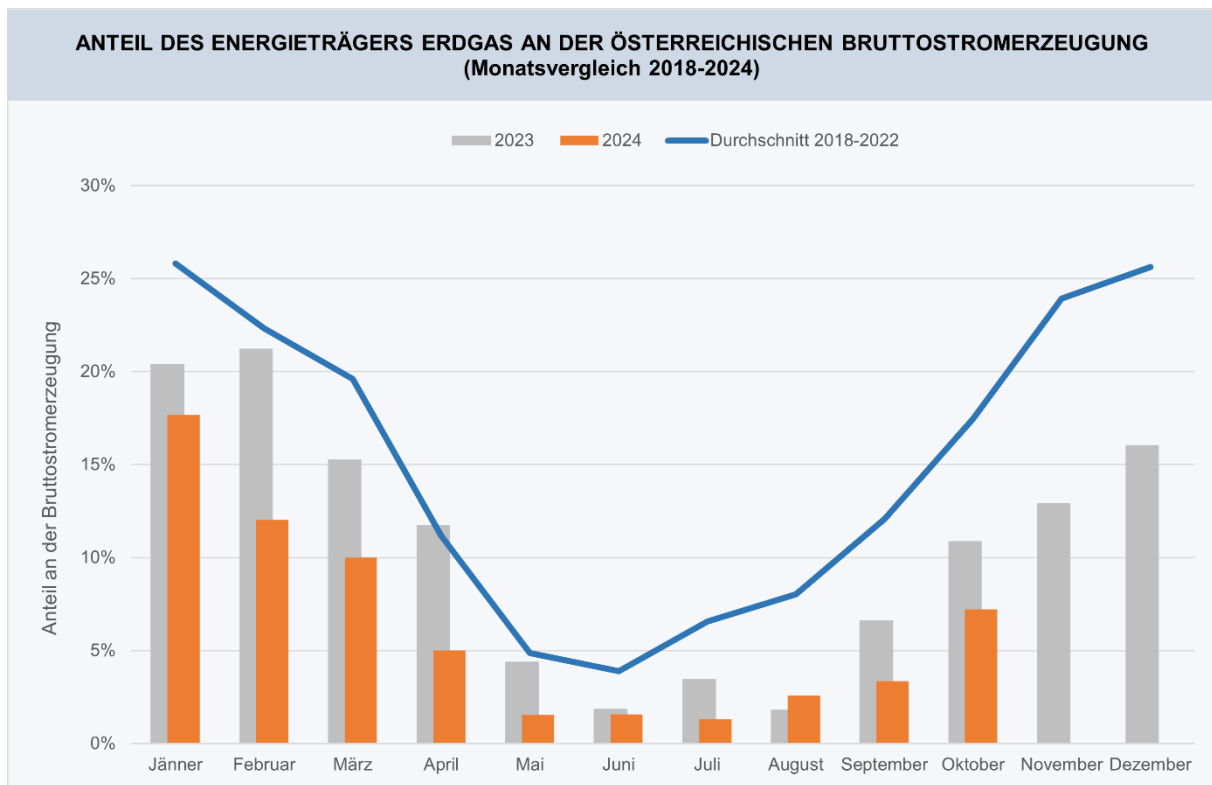


Abbildung 12: Anteil des Energieträgers Erdgas an der österreichischen Bruttostromerzeugung im Monatsvergleich 2023-2024 gegenüber dem 5-jährigen Monatsmittel 2018-2022.

Entsprechend ist die Sicherheit der Stromversorgung auch weiterhin stark an die Sicherheit der Gasversorgung gekoppelt. Wie bereits in den letzten beiden vergangenen Jahren zu beobachten, liegt der Füllstand der Gasspeicher auf einem sehr hohen Niveau. Zu Novemberbeginn 2024 lag das eingelagerte Arbeitsgasvolumen bei 96,3 TWh (entspricht einem Füllstand von 96%, siehe Abbildung 13). Dies ist nicht zuletzt auf gesetzliche Initiativen, wie die strategische Gasreserve oder dem Versorgungsstandard²³, als Reaktion auf den Ausbruch des Russland-Ukraine-Konflikts und der damit verbundenen Unsicherheit für die europäische Gasversorgung zurückzuführen. Eine detaillierte Analyse der Sicherheit der österreichischen Gasversorgung findet sich im Monitoring Bericht Versorgungssicherheit Erdgas der E-Control²⁴.

²³ Der Versorgungsstandard ist die gesetzliche Verpflichtung zur Vorhaltung von Speichermengen für die Versorgung von Endkunden mit Erdgas.

²⁴ <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/versorgungssicherheit>

VERFÜGBARES ARBEITSGASVOLUMEN IN ÖSTERREICHISCHEN GASSPEICHERN (2018-2024)

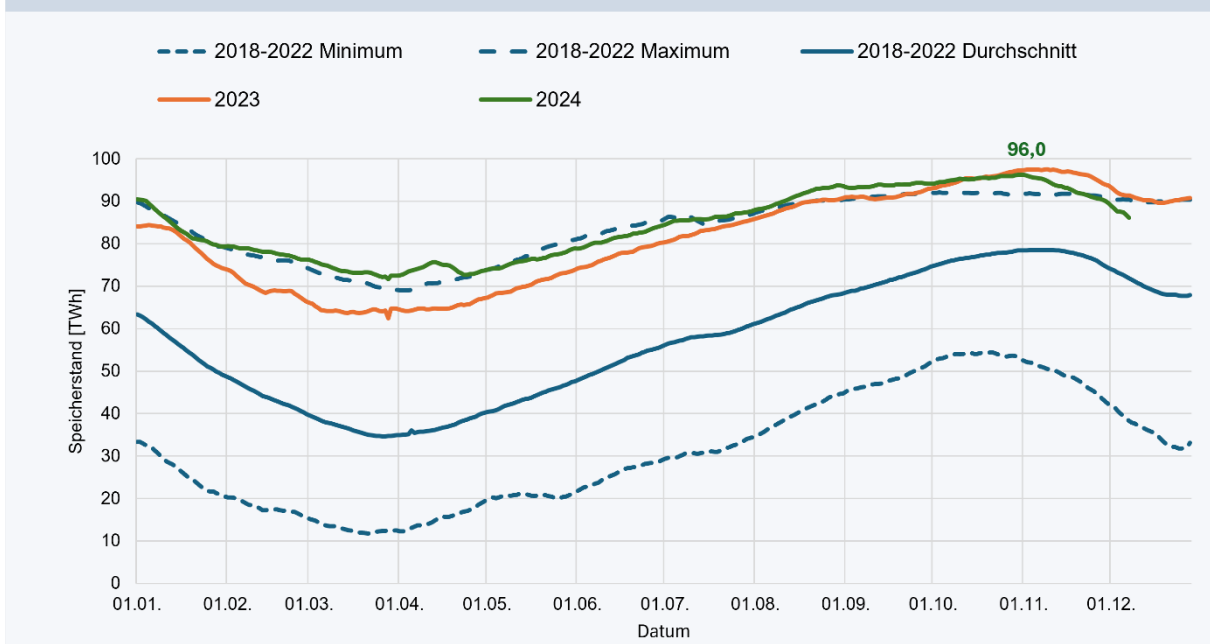


Abbildung 13: Füllstand der österreichischen Gasspeicher (2018-2024)

6 Vorausschau: Bedarfsdeckung 2030

Im vorliegenden Abschnitt wird – supplementär zur Rückschau in Kapiteln 3 und 4 – eine langfristige Vorausschau dargelegt, indem die wichtigsten Kennzahlen und potenzielle Probleme hinsichtlich der Versorgungssicherheit im Zieljahr 2030 beleuchtet werden. Dies geschieht basierend erwarteten künftigen Entwicklung, der Erreichung der Ziele lt. EAG²⁵ und identifizierter Interdependenzen.

Im Vergleich zum Vorjahresbericht wurden in Bezug auf die Bedarfsdeckungsanalysen nur marginale methodische Änderungen vorgenommen. Auf Erzeugungsseite wurde das Berichtsjahr 2023 in der Historie hinzugefügt. Die Eingangsparameter für 2030 veränderten sich kaum, da die EAG-Ausbauziele nicht adaptiert wurden. Verbrauchsseitig fließt mit dem Jahr 2023 nach 2022 ein weiteres Jahr mit rückläufiger Lastentwicklung – entgegen dem langjährigen Trend (siehe Abschnitt 3) – ein. Bezüglich der Elektrifizierung des Personenverkehrs (E-Mobility) und der Industrie wurde der bisherige Kenntnisstand identisch übernommen.

6.1 Erzeugungskapazitäten 2030

Anhand unterschiedlicher Methoden und Datenquellen werden im folgenden Kapitel Aussagen über die erwartbare Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Österreich getroffen. Die Abschätzungen zukünftiger Entwicklungspfade sind selbstverständlich mit Unsicherheit verbunden, die hier dargelegten Ergebnisse sind daher als mögliche Szenarien aus heutiger Perspektive zu verstehen.

6.1.1 Engpassleistung 2030

Für die Prognose der zukünftigen Engpassleistungen (EPL) je Erzeugungstechnologie werden zwei Ansätze verfolgt. Zunächst wird eine Liste jener Kraftwerksprojekte erstellt, die gemäß §15 Abs 2 Energielenkungsgesetz 2012 (in der Fassung BGBl. I Nr. 41/2013) durch die E-Control erhoben werden. In den Kraftwerkspark 2030 werden anhand dieser Liste jene Kraftwerksprojekte integriert, welche zum Erhebungszeitpunkt eine planmäßige Fertigstellung bis 2030 ausweisen und in der Regelzone liegen²⁶. Um auch Reduktionen des Kraftwerksparks Rechnung zu tragen, werden gemeldete Stilllegungen für die Prognose der Engpassleistung im Jahr 2030 berücksichtigt. Der daraus resultierende Kraftwerkspark wird im zweiten Schritt auf Konsistenz mit jenen Ausbauzielen geprüft, die im Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen 2021 (EAG, in der Fassung BGBl. I Nr. 150/2021)

²⁵ Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz

²⁶ Allfällige Projekte im Allgäu etc., die zwar zur Regelzone gehören, aber auf deutschem Staatsgebiet liegen, werden nicht miteinbezogen.

angestrebt werden. Dabei wird angenommen, dass die im Gesetz festgelegten Ausbauziele zeitgerecht realisiert werden. Entsprechend dieser Annahme werden die erneuerbaren Kapazitäten auf das zur Zielerreichung erforderliche Niveau skaliert²⁷. Abbildung 14 zeigt die im zweistufigen Herleitungsprozess eruierten Veränderungen der installierten EPL je Technologie vom aktuellen Stand 2023 hin zum zukünftigen Niveau 2030.

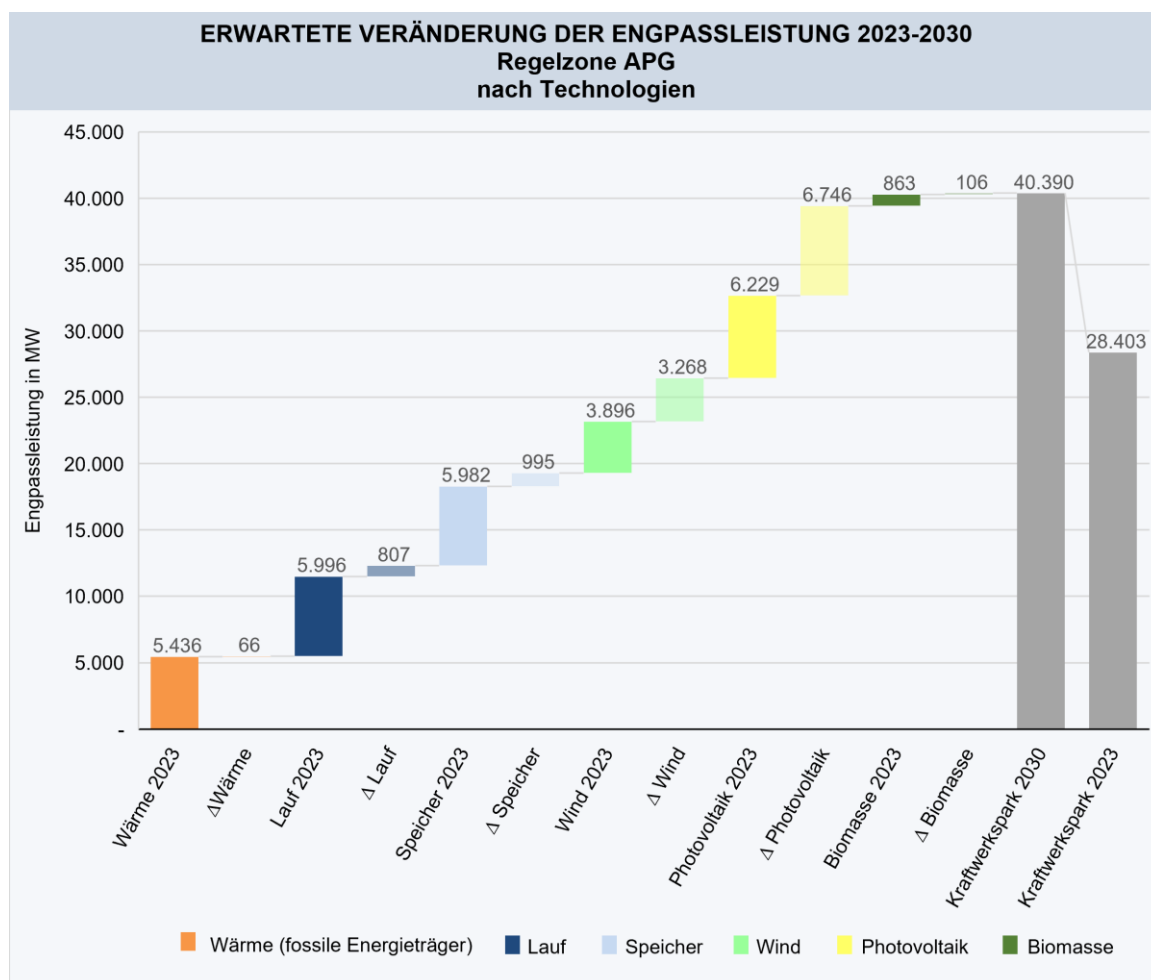


Abbildung 14: Erwartete Veränderung der Engpassleistung 2023-2030

Die Zusammensetzung des Kraftwerksparks 2030 ergibt sich aus den erwarteten EPL wie folgt: Etwa 32% der installierten Engpassleistung (EPL) werden auf Photovoltaik (PV) und ca. 18% auf Wind entfallen. Dahinter rangieren Wasserkraftwerke, die etwa 34% (17% Speicher²⁸, 17% Lauf) zur EPL beitragen werden²⁹. Wärmekraftwerke mit fossilen Brennstoffen (14%) und

²⁷ Unter Berücksichtigung der typischen Vollaststunden der jeweiligen Technologien.

²⁸ Durch die marktliche Zuordnung zu Deutschland wurden die Vorarlberger Illwerke und das Tiroler Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz exkludiert.

²⁹ Definiert man jährliche Ausbauziele über eine vereinfachte linearisierte Betrachtungsweise, um den Fortschritt des Ausbaufahrplans bis 2030 zu bewerten, so finden wir für das Berichtsjahr 2023 eine überdurchschnittliche Erfüllung der notwendigen Anteile für Photovoltaik und Biomasse, während die Zubauten für Wind- und Laufkraft derzeit hinter den durchschnittlichen jährlichen Ausbauzielen zurückliegen.

Biomasse (2,4%) vervollständigen den Kraftwerkspark 2030 (siehe Abbildung 15). Im Unterschied zur mittel- und langfristigen Vergangenheit bilden PV-Anlagen seit 2023 den größten Beitrag zur gesamten EPL. Gemäß der Zielvorgaben für 2030 laut EAG werden die erneuerbaren Erzeugungstechnologien PV und Wind den prädominanten Anteil an der EPL einnehmen. Hinsichtlich der erwartbaren Erzeugung der rein dargebotsabhängigen Technologien wird die Rangfolge allerdings bei Laufkraft > Windkraft > Photovoltaik verweilen³⁰.

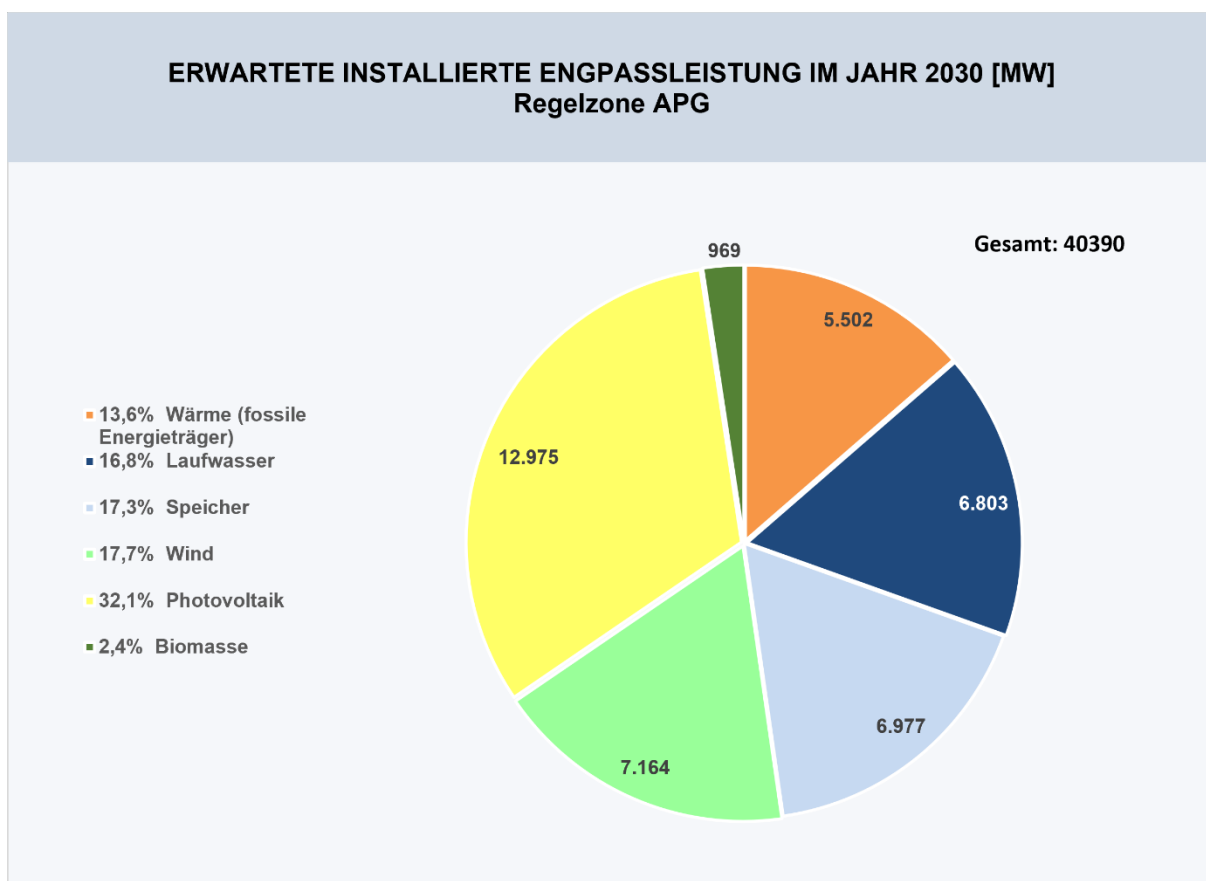


Abbildung 15: Erwartete installierte Engpassleistung 2030

6.1.2 Kraftwerksverfügbarkeit 2030

Die zuvor diskutierten Engpassleistungen sind als hypothetische Erzeugungspotenziale zu verstehen - die tatsächliche Stromerzeugung ist jedoch dargebotsabhängig bzw. marktgetrieben. In Prognosen zur Lastdeckung ist zu berücksichtigen, dass die verfügbare Kraftwerksleistung geringer als die Installierte ist. Die Verfügbarkeit resultiert aus dem komplexen Zusammenspiel von mehreren Wetterfaktoren, die sich auf Wasserführung, Sonnen- und Windstunden, Speicherstände bei Pumpspeichern auswirken, und Revisions-, Störungs- und saisonaler Stilllegungszeiträumen.

³⁰ Volllaststunden pro Jahr: 1.000 für PV, 2.500 für Windkraft, 5.000 für Laufkraft

Um diese Effekte abzubilden, werden für die Klasse der regelbaren Kraftwerke (Speicher- und Wärmekraftwerke³¹) probabilistische Verfügbarkeitsprofile ermittelt. Dabei berücksichtigt das Modell stochastische Kraftwerksausfälle. Je Erzeugungseinheit und Stunde wird mit einer für Kraftwerkstyp und -größe spezifischen Wahrscheinlichkeit „verfügbar“ bzw. mit der entsprechenden Gegenwahrscheinlichkeit „nicht verfügbar“ angenommen. Diese Verfügbarkeitswahrscheinlichkeiten leiten sich aus den erhobenen Daten der E-Control ab, wobei sowohl geplante Revisionen als auch ungeplante Ausfälle berücksichtigt werden.

Bei KWK-Anlagen mit variabler Stromkennzahl beschreibt die Stromverlustkennziffer das Verhältnis von elektrischem Minderertrag und zusätzlich gewonnener Nutzwärme. Für moderne KWK-Anlagen gilt typischerweise 20% als konservative Obergrenze bei maximaler Wärmeauskopplung. Da die jährliche Lastspitze üblicherweise im Winter auftritt, geht das verwendete Modell beim Einbezug von KWK-Anlagen konservativ von maximaler thermischer Auskopplung aus. Im Gegensatz zu anderen Modellen, die aufgrund historischer Daten von höherer elektrischer Leistungsverfügbarkeit ausgehen, werden hier keine zusätzlichen Unsicherheiten eingebracht. Es wird ignoriert, dass die Möglichkeit besteht, dass Kraftwerke im Bedarfsfall mehr Energie liefern könnten.

6.2 Bedarfsprognosen 2030

6.2.1 Methodik

Der gesamte inländische Bruttostromverbrauch setzt sich zusammen aus dem elektrischen Endverbrauch, dem Verbrauch des Energiesektors und den Transport- bzw. Netzverlusten. Die dargelegten Prognosen dienen als Grundlage für die stündliche Lastdeckungssimulation 2030 (siehe Abschnitt 6.3) und der energetischen Bedarfsdeckungsschätzung 2030 (siehe Abschnitt 6.4).

Aufgrund der notwendigen Verfügbarkeit weit zurückreichender Jahresdaten basiert die Verbrauchsmodellierung auf den durch die Statistik Austria publizierten elektrischen Endverbräuchen. Im Rahmen des Verbrauchsmodells wird zwischen dem Endverbrauch der Haushalte und dem Endverbrauch der Nicht-Haushalte (Gewerbe, Industrie etc.) unterschieden, um auch gegenläufige Entwicklungen abbilden zu können und somit eine insgesamt bessere Prognosegüte für den Gesamtverbrauch zu gewährleisten. Für beide Verbrauchskomponenten wird jeweils eine eigene Schätzgleichung spezifiziert, da unterschiedliche Abhängigkeiten zu potenziellen Einflussgrößen bestehen. Für die zusätzliche Modellierung der Spitzenlast im öffentlichen wird angenommen, dass ein Zusammenhang zum

³¹ Biomasse-Anlagen sind in diesem Kontext den Wärmekraftwerken zugewiesen.

Gesamtverbrauch besteht. Trotz unterschiedlicher Spezifikationen wird ein methodisch einheitlicher Ansatz zur Ermittlung der Abhängigkeiten zwischen den modellierten Verbrauchsgrößen und den gewählten Einflussfaktoren herangezogen. Es werden sogenannte Vector-Error-Correction-Models (Fehlerkorrekturmodelle) verwendet, um auch auftretende Kointegrationseffekte berücksichtigen zu können. Nähere Informationen zu den Modellspezifikationen für die elektrischen Endverbräuche von Haushalten und Nicht-Haushalten sowie der Spitzenlast sind im Appendix dargelegt. Der elektrische Endverbrauch auf Basis der Historie wird außerdem um einen zusätzlichen Beitrag aus Elektrifizierungsmaßnahmen im Personenverkehr und der Industrie ergänzt (siehe Abschnitt 6.2.1.1).

Für den Verbrauch des Energiesektors wird auf historische Daten³² zurückgegriffen und eine grobe Schätzung vorgenommen, wobei zusätzlicher Verbrauch für Pumpspeicherung aufgrund von Zubauten bis 2030 berücksichtigt wird. Die Transportverluste werden mit 4% des Nettostromverbrauchs angenommen.

6.2.1.1 Elektrifizierung des Personenverkehrs und der Industrie

Für die Evaluierung des erwartbaren zusätzlichen elektrischen Endverbrauchs durch elektrischen Personenverkehr wurde im Jahr 2020 eine Studie an die österreichische Energieagentur vergeben. Dabei wurden unter Verwendung unterschiedlicher Szenario-Annahmen stündliche Lastverläufe durch Ladeprozesse ermittelt³³. Die Ergebnisse dieser Studie werden als Aufschläge des geschätzten elektrischen Endverbrauchs (siehe Abschnitt 6.2.2) und in die Bedarfsdeckungsanalysen 2030 integriert. Die Eckpunkte des hierfür verwendeten Szenarios sind:

- Von der Elektrifizierung betroffene Fahrzeugtypen umfassen lediglich PKWs, Busse und leichte Nutzfahrzeuge.
- Der elektrische Flottenanteil beträgt 27%.
- Es besteht heterogenes Ladeverhalten an Werktagen und an Wochenenden bzw. Saisonalitäten in Sommer- sowie Wintermonaten.
- Das Ladeverhalten ist marktpreisabhängig, es kommt somit zu Ladeverschiebungen.

Unter diesen Rahmenbedingungen wird gegenüber 2019 ein zusätzlicher elektrischer Endverbrauch im Ausmaß von 4,7 TWh für 2030 erwartet. Die entsprechende Lastspitze der Ladeprozesse würde bei ca. 1 GW liegen, das Minimum bei 0,08 GW. Die Maxima treten in diesem Szenario um 4 Uhr nachts auf, während die Minima um 8 Uhr vormittags auftreten.

³² Quellen: Statistik Austria, Energiebilanzen, <https://www.statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/energiebilanzen>; E-Control, Elektrische Betriebsstatistiken, <https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/betriebsstatistik/2024>

³³ Nähere Informationen sind auf Anfrage verfügbar.

Durchschnittlich wird eine zusätzliche Last von 0,5 GW erwartet. Bestandsdaten per Oktober 2024 weisen nicht auf eine Erfüllung dieser Erwartung für 2030 hin, zumal im PKW-Segment etwa bloß ca. 3,7% der Flotte rein elektrisch angetrieben wird. Es zeigt sich lediglich ein linear ansteigender Anteil seit 2019, als dieser 0,6% betrug³⁴.

Neben der Elektromobilität werden für die Bedarfsdeckungsanalysen 2030 auch Elektrifizierungspläne der Industrie berücksichtigt. Die E-Control nimmt hier Projekte im Ausmaß von knapp 200 MW bzw. 1,7 TWh/Jahr an, die als erwarteter Zusatzbedarf in den folgenden Abschnitten 6.3 und 6.4 eingerechnet werden.

Beide Faktoren werden weiterhin vollumfänglich zur historischen Prognose addiert, da die berücksichtigten Projekte in der Industrie noch nicht abgeschlossen sind und die E-Mobilität (geschätzter Anteil 3-4%) noch nicht relevant vorangeschritten ist. Bei der nächsten Hauptrevision der Modellannahmen 2025 ist aber sicherlich der Anteil an E-Mobilen von 27% und auch der industrielle Zusatzbedarf kritisch zu hinterfragen.

6.2.2 Ergebnisse

6.2.2.1 *Bruttostromverbrauch und Verbrauchskomponenten*

Insgesamt beläuft sich die Prognose auf einen Bruttostromverbrauch inkl. Verluste im gesamten Netz von etwa 89 TWh. Dieses Ergebnis liegt in Summe in der Größenordnung der Prognosen von 90-93 TWh im durch das BMK veröffentlichten integrierten österreichischen Netzinfrastukturplan³⁵ (ÖNIP), jedoch unterscheiden sich die Beiträge der Bedarfskomponenten teils voneinander. Insbesondere berücksichtigt dieser Bericht keinen Zusatzbedarf durch Umwandlungseinsatz für Elektrolyse, andererseits wird im ÖNIP kein Bedarf für Pumpspeicherung miteinbezogen.

Auf Basis der beiden Verbrauchsmodelle und der jährlichen Endverbrauchshistorie³⁶ für Haushalte und Nicht-Haushalte (siehe auch Abbildung 3) wurde eine Prognose für den elektrischen Endverbrauch im Jahr 2030 erstellt. Im Rahmen dieser Prognose wurden die beträchtlichen Verbrauchsrückgänge der Nicht-Haushalte seit dem Jahr 2020 als Sondereffekte modelliert (siehe Abschnitt 3.2). Durch diese Herangehensweise wird sichergestellt, dass das Zeitreihenmodell keine dauerhaft rückläufigen Ergebnisse des elektrischen Endverbrauchs der Nicht-Haushalte produziert. Für den gesamten Endverbrauch

³⁴ Quellen: Statistik Austria (<https://www.statistik.at/statistiken/tourismus-und-verkehr/fahrzeuge/kfz-bestand>), Bundesverband Elektromobilität Österreich (<https://www.beoe.at/bestand/>)

³⁵ Abrufbar unter <https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:d4d6888b-8e57-4ec6-87c3-0ffec220d83f/Integrierter-oesterreichischer-Netzinfrastukturplan.pdf>. Die Prognosen basieren auf den durch das Umweltbundesamt herausgegebenen Energie- und Treibhausszenarien 2023, die unter <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0882.pdf> zu finden sind.

³⁶ Quelle: Statistik Austria, Energiebilanzen Österreich, <https://www.statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/energiebilanzen>

inklusive der Zusatzbedarfe für E-Mobility und E-Industry werden etwa 72 TWh prognostiziert³⁷.

Die Verbrauchskomponenten des Energiesektors werden mit 6 TWh für Pumpspeicherung, 2 TWh für Eigenbedarf von Kraftwerken abgesehen von Pumpspeicherung und 5 TWh für den Bedarf des nicht-elektrischen Energiesektors angenommen.

6.2.2.2 Spitzenlast

Kompletierend liefert das Schätzmodell eine erwartete Spitzenlast im öffentlichen Netz von 11,5 GW³⁸. Hier sei außerdem erwähnt, dass für die schwer vorhersehbaren Effekte auf das Lastprofil durch Entwicklungen bei Energiespeichern außerhalb des öffentlichen Netzes keine Annahmen getroffen wurden.

6.3 Energetische Bedarfsdeckungsschätzung 2030

Für die Analyse der energetischen monatlichen Bedarfsdeckung im Jahr 2030 wird ein Ansatz gewählt, der auf die Ermittlung der tatsächlichen Erzeugung im europäischen Marktumfeld abzielt.

6.3.1 Methodenüberblick

Um die monatliche Erzeugung im Jahr 2030 abschätzen zu können, implementieren wir eine Fortschreibung auf Basis der beobachteten Erzeugungsmuster der jeweils letzten fünf Jahre in Verbindung mit den zukünftig erwarteten Engpasseleistungen und den Modellergebnissen der Verbrauchsentwicklung (siehe Abschnitte 6.1 und 6.2). Diese Herangehensweise erlaubt durch die Verwendung realer Erzeugungsdaten eine implizite Berücksichtigung von realen Kraftwerksverfügbarkeiten, grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten und ökonomischen Anreizwirkungen. Hierbei ist anzumerken, dass thermische Kraftwerke und Speicher stark marktgetrieben agieren, während die erneuerbaren Technologien einschließlich Laufwasser wetter- bzw. saisonbedingt produzieren.

Um die Produktionsseite abschätzen zu können, berechnen wir zunächst die prozentuellen Anteile der realisierten Stromerzeugung (*ERZ*) an der durch die Bruttoengpasseleistung (*EPL*) begrenzten monatlichen Maximalerzeugung. Dieses relative Erzeugungsmaß wird auch als Kapazitätsfaktor bezeichnet. Auf Basis der Unterscheidung zwischen Lauf-, Speicher-, Wärme- und Windkraftwerken sowie Photovoltaik-Anlagen können auch Rückschlüsse auf die erwartete Erzeugungsstruktur gezogen werden. Um die stark ausgeprägte saisonale

³⁷ Davon entfallen etwa 25,5 TWh auf die Haushalte und 40 TWh auf Nicht-Haushalte, jeweils vor Einbezug von E-Mobility und E-Industry.

³⁸ Hinsichtlich der Spitzenlast im gesamten Netz werden aufgrund mangelnder Datengrundlage keine Aussagen getroffen.

Heterogenität abzubilden, wird für jede Technologie und jeden Monat der mittlere Kapazitätsfaktor (*MKF*) über die letzten fünf Jahre (2019-2023) ermittelt:

$$MKF = \frac{1}{5} \sum_{t=1}^5 \frac{ERZ_t}{EPL_t * h} \quad \text{mit } h = \text{monatliche Stundenanzahl}$$

Für die Prognosewerte der Erzeugung wird jedes monatliche Kapazitätsfaktormittel mit der dazugehörigen für 2030 erwarteten Engpassleistung der jeweiligen Erzeugungskategorie multipliziert:

$$ERZ_{2030} = MKF * EPL_{2030} * h$$

Dadurch übertragen wir die mittlere monatliche Erzeugungssituation der letzten fünf Jahre auf den prognostizierten Kraftwerkspark im Jahr 2030.

Um die energetische Deckung abbilden zu können, wird eine Hochrechnung des gesamten Strombedarfs benötigt. Zu diesem Zweck wird zunächst der erwartete elektrische Endverbrauch im Jahr 2030 basierend auf dem Fehlerkorrekturmodell verwendet (siehe Abschnitt 6.2) und anhand der Saisonfaktoren der letzten 5 Jahre auf die jeweiligen Monate übertragen. Darüber hinaus werden die beschriebenen zusätzlichen Bedarfskomponenten durch Elektrifizierung des Personenverkehrs und der Industrie sowie erwartete Netzverluste und Pumpspeicherverbräuche berücksichtigt. Die Differenz zwischen der gesamten prognostizierten erneuerbaren Erzeugung (Wasserkraft, Wind, Photovoltaik, Biomasse) und dem Gesamtbedarf entspricht dem monatlichen Residualbedarf bzw. Überschuss.

6.3.2 Ergebnisüberblick

Das Ergebnis dieser energetischen Prognose für 2030 wird in Abbildung 16 dargestellt. In Monaten mit positivem Residualbedarf müssen die erwarteten Fehlmengen entweder durch den Einsatz von heimischen fossilen Wärmekraftwerken, zusätzliche Entnahme aus Wasserspeichern oder durch Stromimporte kompensiert werden.

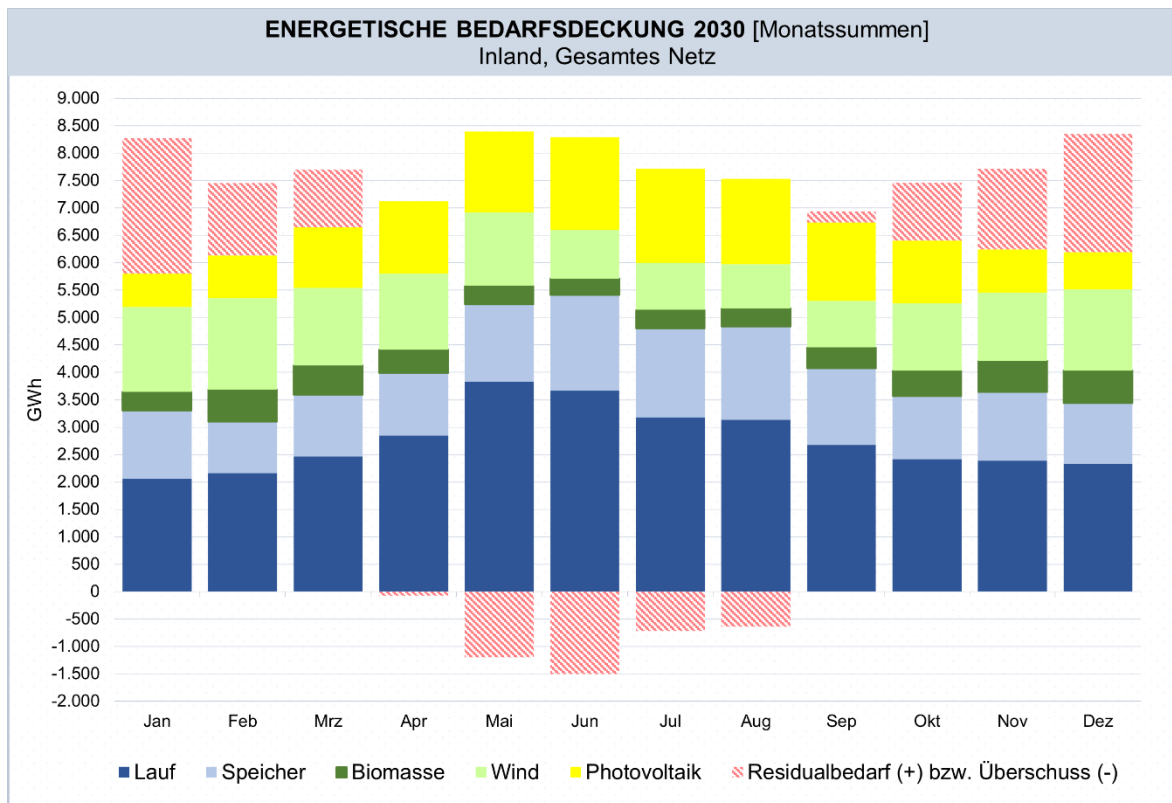


Abbildung 16: Geschätzte energetische Bedarfsdeckung durch erneuerbare Energieträger im Jahr 2030

Im Rahmen des prognostizierten Kraftwerkparks (siehe Abschnitt 6.1) ergeben sich durch die starken Zuwächse der erneuerbaren Energieträger während des Sommerhalbjahres (April bis August) Erzeugungsüberschüsse, die ihre Spitze in den Monaten Mai und Juni mit 1,2 bzw. 1,5 TWh erreichen. Im Rest des Jahres besteht weiterhin Importbedarf bzw. die Notwendigkeit, Energie aus kalorischen Trägertechnologien zu gewinnen. In den Monaten Jänner und Dezember nimmt der Zusatzbedarf mit 2,5 TWh bzw. 2,1 TWh die höchsten Werte an. Jahresbilanziell wird ein Residualbedarf von etwa 6 TWh (83 TWh Erzeugung aus Erneuerbaren, 89 TWh Bruttostromverbrauch) erwartet. Im vorliegenden Szenario würde damit das EAG-Ziel, Österreich bilanziell zu 100% durch inländische Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zu versorgen, um 6% verfehlt. Hier sei angemerkt, dass im ÖNIP auch Szenarien betrachtet werden, in denen die EAG-Ausbauziele bis 2030 deutlich übertroffen werden und eine Erzeugung von etwa 95 TWh aus erneuerbaren Energieträgern erzielt wird. Die energetische Verlagerungsproblematik zwischen Sommer- und Wintermonaten bleibt eine Herausforderung für die Klimaneutralität in der Stromversorgung und ebenso zur Wahrung der österreichischen Versorgungssicherheit.

6.4 Stündliche Lastdeckungssimulation 2030

6.4.1 Konzept

In dieser Berechnung ist zu beachten, dass die durchgeführte Lastdeckungssimulation ausschließlich auf nationalen Erzeugungsressourcen beruht und auch keine zusätzliche nachfrageseitige Flexibilität angenommen wird. Die Integration Österreichs im europäischen Markt und die Flexibilisierung der Stromnachfrage werden jedoch wichtige Bestandteile zur Sicherstellung der österreichischen Versorgungssicherheit im Jahr 2030 darstellen. Dementsprechend kann die gewählte Herangehensweise als konservative Lastdeckungssimulation aus rein österreichischer Perspektive verstanden werden.

Die Lastdeckungsrechnung 2030 basiert auf der gleichen Methode wie in den vergangenen Jahren. Sie lässt sich grob in folgende Hauptkomponenten aufgliedern:

Simulierte Jahreslastverläufe werden stündlich aufgelösten Erzeugungsprofilen aller österreichischen Erzeugungstechnologien gegenübergestellt. Die aus deren Gegenüberstellung erzeugten Deckungsprofile geben Aufschluss über potenziell auftretende Deckungslücken³⁹ und deren angebotsseitigen wie nachfrageseitigen Ursachen. So lässt sich zeigen, wann diese auftreten, wie lang sie andauern und wie groß das hypothetische Leistungsdefizit ausfallen könnte⁴⁰. Die verwendeten und simulierten Daten betreffen jeweils das öffentliche Stromnetz in Abgrenzung zum gesamten Netz.

6.4.2 Methodenüberblick

Für die Generierung verschiedenster Verbrauchs- und Erzeugungsszenarien wird ein probabilistischer Ansatz gewählt, mittels welchem 1000 stündlich aufgelöste Jahresprofile für potenzielle Last und nationaler Erzeugung im Zieljahr 2030 miteinander verglichen werden. Die Last und die dargebotsabhängige erneuerbare Erzeugung aus Wind, PV und Laufwasserkraft werden unter Einsatz eines neuronalen Netzwerkes⁴¹ generiert, welches die Temperatur als exogene Kenngröße verwendet, um witterungsbedingte Gleichzeitigkeiten zu berücksichtigen. Da aufgrund des Klimawandels mit einem Ansteigen der Temperatur zu rechnen ist, wird angenommen, dass es nicht ausreichend ist, auf bestehende „Temperatur-Jahre“ als Prädiktorvariablen zurückzugreifen. Daher werden basierend auf den stündlich

³⁹ In diesem Zusammenhang wird von der LOLE (Unterdeckungserwartung; engl.: Loss-of-Load-Expectation) gesprochen, die üblicherweise in Stunden pro Jahr angegeben wird.

⁴⁰ Zu beachten ist, dass es sich hierbei um eine rein nationale Evaluierung handelt und bewusst auf die Berücksichtigung potenzieller Importkapazitäten verzichtet wurde. Durch diese Herangehensweise werden erhebliche Flexibilitätspotenziale, die im realen Marktumfeld vorhanden sind, nicht mitberücksichtigt.

⁴¹ Unter Anwendung eines Long-Short-Term-Memory-Networks (LSTM)

aufgelösten Temperaturverläufen der letzten 8 Jahre mittels Monte-Carlo-Simulation eintausend mögliche Temperaturverläufe für das Jahr 2030 generiert.

In weiterer Folge werden die generierten Lastkurven für das Jahr 2030 linear skaliert. Dies geschieht über die per Fehlerkorrekturmodell prognostizierte Spitzenlast. Zusätzlich werden diese Verläufe additiv um die Verbrauchsprofile für E-Mobility und die Elektrifizierung von Großindustrien ergänzt (siehe Abschnitt 6.2). Erzeugungsseitig werden die erwarteten Engpassleistungen für 2030 herangezogen. Für die Technologien der Wärmekraft (inkl. Biomasse) und Speicher werden basierend auf Ausfallsdaten eintausend mögliche Jahresverläufe simuliert, um die Verfügbarkeit dieser Erzeugungskapazitäten abzubilden (siehe Abschnitt 6.1).

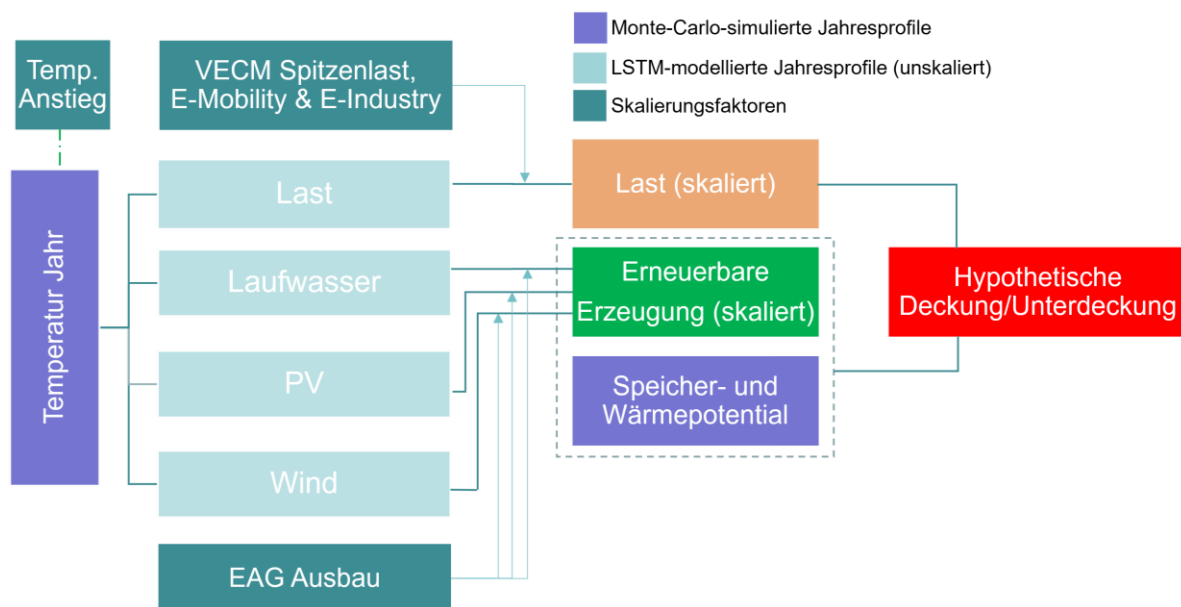


Abbildung 17: Schematischer Aufbau der stündlichen Lastdeckungssimulation

In Abbildung 17 wird dargestellt, wie sich die einzelnen Komponenten der stündlichen Lastdeckungsrechnung zusammenfügen, um hypothetische Deckungsprofile für das Jahr 2030 zu erzeugen. Jedes dieser stündlich aufgelösten Deckungsprofile ist durch einen Jahreslastverlauf und Jahreserzeugungskurven (Speicher, Wärme inkl. Biomasse, Lauf, Wind, Photovoltaik) beschrieben. Die Gegenüberstellung von Last und Erzeugung zu jeder einzelnen Stunde erlaubt eine Untersuchung auf Deckungslücken und deren Beschaffenheit, wie Zeitpunkte und Dauer diesen Lücken.

6.4.3 Ergebnisse der stündlichen Lastdeckungssimulation 2030

Um eine möglichst robuste Basis für das Deckungsmodell zu schaffen, wurden eintausend solcher Deckungsprofile simuliert (Simulationsjahre). Jedes dieser Simulationsjahre bildet eine

anhand der Modellierung realisierbare Ausprägung des Jahres 2030 ab. Auf diese Weise kann auch das Zusammenfallen statistisch unwahrscheinlicherer Last- und Erzeugungswerte miteinbezogen werden (z.B. hohe Netzlast bei überproportional hohen Ausfallsraten bei Speicher und Wärme in Kombination mit geringer Erzeugung aus Lauf, Wind und Photovoltaik).

In diesem Jahr wurde auf zuvor produzierte Erzeugungs- und Lastprofile für 2030 zurückgegriffen, wobei die Skalierung der Profile beider Seiten nachjustiert wurde. In Summe ergeben sich ein im Vergleich zum Vorjahresbericht leicht veränderte Resultate. In 90% der Simulationsjahre für 2030 treten keine Deckungslücken auf, d.h. der Strombedarf ist in jeder Stunde des Simulationsjahres gedeckt. Knapp 8% der Simulationsjahre weisen eine Unterdeckung von jeweils einer Stunde auf, in 2% der simulierten Jahre ergibt sich eine mehrstündige Unterdeckung. Die längste durchgehende Unterdeckung umfasst 4 Stunden – in den Simulationsergebnissen tritt diese an einem Februarabend auf und wird durch eine unwahrscheinliche und ungünstige Kombination aus deutlich überdurchschnittlichem Verbrauch, besonders schwacher Erzeugung aus Wind- und Laufkraft und leicht erhöhter Nicht-Verfügbarkeit flexibler Erzeugung verursacht⁴². Im Rahmen der gesamten Simulation wurden insgesamt 126 unterdeckte Stunden identifiziert. Setzt man diesen Wert in Relation zur Gesamtzahl der insgesamt 8,76 Mio. simulierten Stunden, so erhält man im Basisszenario bei durchschnittlichen⁴³ Spitzenlasten im öffentlichen Netz von 11,5 GW und inländischen Bruttostromverbräuchen in der Größenordnung von etwa 89 TWh⁴⁴ eine Unterdeckungswahrscheinlichkeit je Stunde von 0,001% bzw. eine erwartete Anzahl an Unterdeckungsstunden von 0,1 im Jahr 2030.

⁴² Im Vergleich zum Durchschnitt dieses Zeitfensters aller 1000 simulierten Jahre;

⁴³ Hier wird eine Mittelung der Spitzenlast- und Verbrauchswerte aller 1000 Simulationsjahre vorgenommen.

⁴⁴ Die angegebenen Werte entsprechen den in Abschnitt 6.2 ermittelten Prognosen.

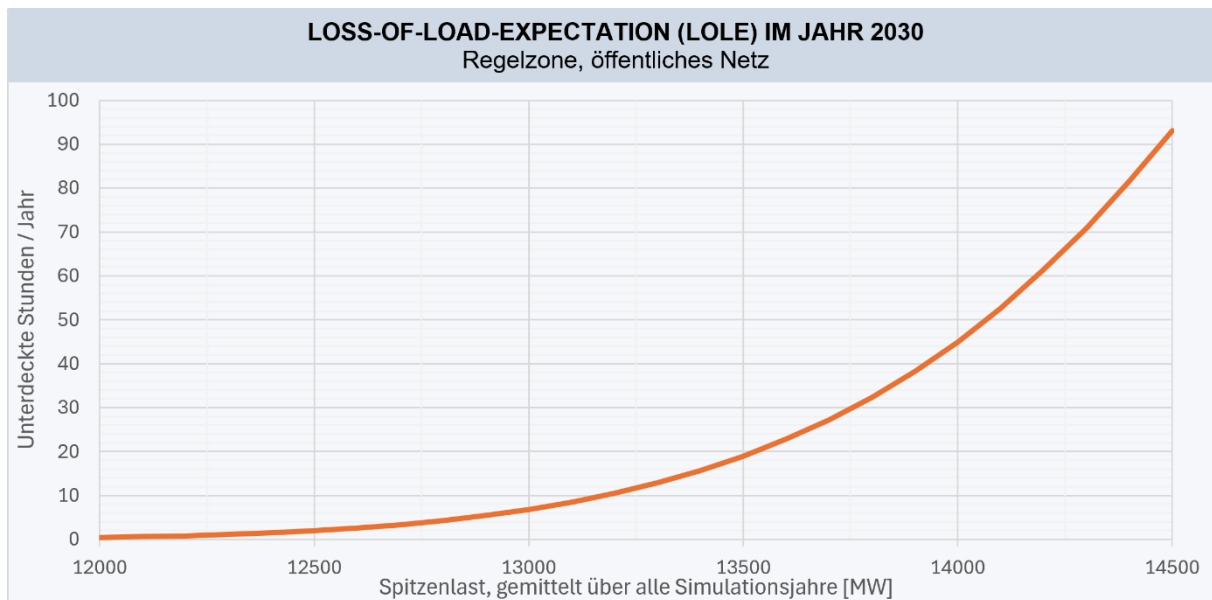


Abbildung 18: Unterdeckte Stunden pro Jahr für gegenüber dem Basisszenario erhöhte Spitzenlasten im öffentlichen Netz im Jahr 2030

Demgegenüber wurde eine Betrachtung angestellt, wie sich eine deutliche Erhöhung auf der Seite des Bedarfs auswirken könnte, während Importmöglichkeiten wiederum außer Betracht gelassen werden. Dazu wurde die konservative Annahme getroffen, dass sich alle Lastwerte im öffentlichen Netz, die stündlichen Verbrauchswerten entsprechen, über alle 1000 Simulationsjahre um denselben Faktor erhöhen und somit weder eine ungünstigere noch eine günstigere (gleichmäßigere) Verteilung des auftretenden Gesamtverbrauchs erzielt wird.

In Abbildung 18 ist die Anzahl der unterdeckten Stunden in Abhängigkeit der hypothetischen Spitzenlasten dargestellt. Ein Erwartungswert von 10 unterdeckten Stunden pro Jahr ergibt sich bei Spitzenlasten im öffentlichen Netz um 13.200 MW⁴⁵, während Spitzenlasten um 14.100 MW zu 50 unterdeckten Stunden führen würden. Für die Bruttostromverbräuche, die mit Spitzenlasten in diesen Größenordnungen einhergehen würde, kann bloß eine noch unschärfere Aussage getroffen werden. In dieser Betrachtung führt ein jährlicher Bruttostromverbrauch im gesamten Netz von etwa 100 TWh zu 10 h Unterdeckung pro Jahr bzw. ein Bruttostromverbrauch von etwa 105 TWh zu 50 h Unterdeckung. Diese Werte sind mit nicht unwesentlichen Fehlergrenzen behaftet und stellen lediglich grobe Richtwerte für die Grenzen der nationalen Erzeugungskapazitäten dar.

⁴⁵ Schwankungsbreite: Etwa +/- 200 MW über die 1000 Simulationsjahre. Vergleichswerte der letzten Jahre: 10.200 bis 10700 MW für 2019-2023.

7 Netze

7.1 Ausbau und Instandhaltung der Netze

Die wesentliche Herausforderung für die netzbetriebliche Versorgungssicherheit auch in den kommenden Jahren stellt der steigende Zubau an erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen sowie der steigende grenzüberschreitende Stromhandel dar. Daraus resultieren Änderungen der bisher vorherrschenden übergeordneten Lastflüsse und steigende Maximalleistungen bei Stromimporten und -exporten sowie steigende Transite. Gleichzeitig hat sich der Netzausbau insbesondere im Übertragungsnetz aufgrund unterschiedlicher exogener Einflussfaktoren verzögert. Vor diesem Hintergrund hat sich die Häufigkeit angespannter Netzsituationen in den letzten Jahren deutlich erhöht.

Damit einher gehen erhöhte Anforderungen an den Systembetrieb und insbesondere das Management kritischer Netzsituationen, welche z.B. oftmals nur durch Engpassmanagementmaßnahmen beherrscht werden können.

Es ist die Pflicht der Netzbetreiber, das von ihnen betriebene System effizient, sicher und zuverlässig zu betreiben und zu erhalten. Dies schließt auch die Befriedigung einer angemessenen Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität mit ein. Daher sind die Übertragungsnetzbetreiber mit § 37 EIWOG 2010 verpflichtet, alle zwei Jahre einen verbindlichen 10-Jahres-Netzentwicklungsplan zu erstellen und der E-Control zur Genehmigung vorzulegen.⁴⁶

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 ändern sich auch die Anforderungen an die Infrastruktur und die Energieflüsse zwischen Übertragungs- und Verteilernetzen. Die E-Control nimmt zahlreiche Aufgaben im Bereich der Strom-Netzinfrastruktur wahr. Dazu gehören die Genehmigung und Überwachung der Netzentwicklungsplanung auf Übertragungsebene, die mit dem neu geschaffenen österreichischen Netzinfrastukturplan (ÖNIP) des BMK und dem europäischen Ten Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E kohärent auszuführen sind. Im Hinblick auf die Energiesystemwende ebenso von besonderer Bedeutung ist die Weiterentwicklung der Verteilernetze in Hinblick auf deren Ausbau und die Nutzung von Flexibilitäten. Um volatilen und meist dezentralen Strom aus erneuerbaren Energieträgern zu integrieren, dabei aber eine sichere und leistbare Energieversorgung zu

⁴⁶<https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/netzentwicklungsplanung>

gewährleisten, muss die Infrastruktur zur Verteilung und zur Übertragung der Energie zum richtigen Zeitpunkt bereitstehen. Dafür muss die existierende Infrastruktur laufend evaluiert und gegebenenfalls bedarfsgerecht erweitert und ausgebaut werden. Netzentwicklungsmaßnahmen für das Übertragungsnetz ergeben sich dann aus dem Status des Bestands, der erwarteten Entwicklung von Erzeugung und Last und aus dem NoVA-Prinzip (Netzoptimierung vor -verstärkung und -ausbau). Gemäß den Bestimmungen des EIWOG 2010 ist die E-Control mit der Genehmigung und Überwachung des Netzentwicklungsplans (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber beauftragt. In diesem Zusammenhang wurde von den österreichischen Übertragungsnetzbetreibern (APG und VÜN) zuletzt 2023 ein gemeinsamer bundesweiter NEP eingereicht. Dieser wurde im Dezember 2023 von der E-Control per Bescheid genehmigt und ist nunmehr alle zwei Jahre zu erstellen. Die E-Control überprüft und evaluiert laufend die Umsetzung der Maßnahmen, die im NEP vorgesehen sind. Im Jahr 2024 wurde darüber hinaus bereits Anpassungsbedarf für den NEP 2025 aufgrund des ÖNIPs, der in 2024 durch das BMK veröffentlicht wurde, gemeinsam mit den Übertragungsnetzbetreibern identifiziert und festgelegt, wie der NEP 2025 erarbeitet werden soll. Darüber hinaus ist der NEP die Grundlage für die Anerkennung der angemessenen Kosten bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte. Die Erarbeitung des TYNDP 2024 wurde seitens ENTSO-E und ENTSG durchgeführt. Die E-Control ist in diesem Zusammenhang sowohl über internationale Arbeitsgruppen in ACER als auch über die direkte nationale Bewertung der Ergebnisse involviert. Stromversorgungsprojekte von besonderem Interesse für die europäische Energieversorgungsinfrastruktur werden auf Basis der TEN-E-Verordnung als Projekte von gemeinschaftlichem Interesse (PCIs) definiert. Die PCIs sollen von rascheren und effizienteren Genehmigungsverfahren und besseren regulatorischen Bedingungen profitieren.⁴⁷ Die sechste PCI-Liste enthält acht Projekte auf österreichischem Staatsgebiet. Die E-Control ist in diesem Prozess Teil der regionalen Gruppen North-South electricity interconnections in Western Europe, North-South electricity interconnections in Central Eastern and South Eastern Europe und der Smart grid priority thematic group und führt in diesem Rahmen unter anderem auch die regulatorische Bewertung der PCI-Kandidaten 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. Der nationale NEP berücksichtigt auch den EU-weiten TYNDP, der alle zwei Jahre erstellt wird. Die E-Control ist auf mehreren Ebenen an der Entwicklung des TYNDP, der Erstellung des europäischen Szenariorahmens, der Bedarfsermittlung für

⁴⁷ https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/projects-common-interest-and-projects-mutual-interest_en

grenzüberschreitende Leitungskapazitäten und der anzuwendenden Kosten-Nutzen-Bewertungsmethode involviert. Gemäß § 94 EAG hatte das BMK im Jahr 2023 erstmalig einen österreichischen integrierten Netzinfrastukturplan zu erstellen und diesen einer strategischen Umweltprüfung zu unterziehen. Die erstmalige Erstellung des ÖNIP wurde 2023 seitens BMK in Form eines umfassenden Stakeholderprozesses 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 Infrastrukturbedarfen 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. Beides wurde vom BMK organisiert. Der ÖNIP und der Bericht über die strategische Umweltprüfung wurden im Sommer 2023 durch das BMK konsultiert. Die endgültige Fassung wurde vom BMK im Frühjahr 2024 veröffentlicht und wesentliche Infrastrukturkorridore für Strom und Wasserstoff, die in den nächsten Jahrzehnten realisiert werden sollen.

Auch in den Verteilernetzen entstehen neue Anforderungen. Immer mehr Haushalte, Landwirtschafts- und Gewerbebetriebe entschließen sich dazu, Photovoltaik-Anlagen zu installieren. Ebenso werden Windparks an das Verteilernetz angeschlossen. Und auch die Elektrifizierung von Industriebetrieben, sowie die Umstellung des Personenverkehrs und der Wärmeaufbringen in Haushalten auf elektrische Lösungen erhöht die Anforderungen an das Verteilernetz. Dies wiederum veranlasst die Verteilernetzbetreiber, neue Anschlussbeurteilungsverfahren anzuwenden, dezentrale Netzregelung einzusetzen sowie neue Betriebsmittel zu verbauen. Das bisher „statisch“ betriebene Verteilernetz wird zunehmend mit dynamischen und steuerbaren Elementen durchsetzt. Diese Entwicklungen und die sukzessive Installation von intelligenten Messgeräten führen zu einer neuen Art und Weise, Verteilernetze zu planen und zu betreiben.

Auf Basis der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/941 werden regelmäßig Prognosen zur Versorgungssicherheit bzw. Angemessenheit der Ressource zur Lastdeckung durchgeführt („Short Term Adequacy Prozess“ - STA, „Seasonal Outlook Report“ - Summer/Winter Outlook Report (WOR/SOR), und „European Resource Adequacy Assessment“ - ERAA). Ein wichtiges Ziel dieser Prozesse ist es, basierend auf Lagebildern der Lastdeckung bzw. der geschätzten Lastdeckungserwartung, operative Maßnahmen zu setzen, Risiken zu identifizieren und politische Entscheidungen zu definieren bzw. zu begründen. Die Prozesse decken unterschiedliche Zeithorizonte ab und werden in unterschiedlicher Frequenz durchgeführt. ERAA deckt einen 10-Jahres Horizont ab und wird jährlich von der ENTSO-E durchgeführt. Die ERAA 2023 Ausgabe wurde erstmals im Frühjahr

2024 von ACER genehmigt. Seasonal Outlooks decken einen 6-monatigen Zeithorizont ab und werden halbjährlich von der ENTSO-E berechnet. Der STA-Prozess wird von Regional Coordination Centres täglich rollierend ausgeführt und berechnet die Lastdeckungsprognose der nächsten 7 Tage. Die entsprechenden EU-weite Methoden wurde von ACER genehmigt.

7.1.1 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 Verbesserung.⁴⁸ In Umsetzung des § 15 (2) EnLG 2012 wird von der E-Control eine Beschreibung der Instandhaltungsprogramme der Netzbetreiber 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 oft zustandsorientiert auf Basis regelmäßiger Inspektionen durchgeführt. Die Inspektionsmethoden umfassen unter anderem Trassenbegehung, Sichtprüfungen, Thermografie-Messungen, Isolieröl, Untersuchungen, Isolations- und dynamische Widerstandsmessung. Bei Kabelleitungen, insbesondere im Niederspannungsbereich, erfolgt meist eine ereignisorientierte Instandsetzung. 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. Bezüglich Instandsetzung und Verbesserung wurden u. a. folgende konkrete Maßnahmen berichtet: Ersatz von Masten, Leistungsschaltern, Schutz-, Leit- u. Sekundärtechnik, Armaturentausche, 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 Oesterreichs Energie und dem Verband für Elektrotechnik (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).

⁴⁸ DIN 31051 „Grundlagen der Instandhaltung“, Ausgabe 2012-09

7.2 Maßnahmen in außergewöhnlichen Situationen

Im normalen Betriebszustand werden Stromerzeugungsanlagen nach Marktlage betrieben. Zwischen Netzbetreibern und angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen erfolgt ein Datenaustausch zu aktuellen und zukünftigen Erzeugungswerten (Prognosen). Eingriffe in den Anlagenbetrieb durch den Netzbetreiber sind nur in definierten Not- bzw. Ausnahmefällen vorgesehen⁴⁹. Die Regelungen im Fall von Engpässen, zur Vermeidung kritischer Netzzustände und für den Netzwiederaufbau werden in den folgenden Abschnitten erläutert.

7.2.1 Maßnahmen zur Vermeidung von Engpässen

Aufgrund der Marktintegration („Market Coupling“, internationaler Stromhandel) und der immer höheren Erzeugungsleistung fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen kommt es im Übertragungsnetz vor, dass in einzelnen Netzabschnitten ungeplante Überlastungen oder Sicherheitsverletzungen drohen, die dann durch Engpassmanagementmaßnahmen aufgelöst werden können. Dies sind insbesondere netztechnische Maßnahmen, wie Trafostellungen und Schaltzustände zur Umleitung von Lastflüssen auf weniger ausgelastete Betriebsmittel durch die Netzbetreiber, sowie gezielte und kostenpflichtige Eingriffe in den Betrieb von Erzeugungsanlagen durch den Regelzonenführer gem. § 23 (2) EWOOG 2010 („Redispatch“).

Auf europäischer Ebene wird eine weitere Harmonisierung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern in diesem Bereich vorangetrieben. Art. 6 der Verordnung 714/2009/EG sieht Netzwerkkodizes auch für den Übertragungsnetzbetrieb vor. Einige der Kodizes enthalten Bestimmungen, die für die Versorgungssicherheit relevant sind. Die Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb ist seit 2017 in Kraft. Diese Verordnung bildet auch die Basis für nationale Regelungen.

7.2.2 Maßnahmen zu Vermeidung von kritischen Netzzuständen und Netzwiederaufbau

Der Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes (NC E&R engl. Network Code on Electricity Emergency & Restoration) ist in der Verordnung (EU) 2017/2196 festgelegt und trat 2017 in Kraft. Im NC E&R sind harmonisierte Anforderungen der technischen und organisatorischen Maßnahmen zur Verhinderung der Ausbreitung oder Verschlechterung einer Störung im nationalen Netz, sowie zur Vermeidung der Ausbreitung der Störung oder des Stromausfalls auf andere Netze festgelegt. Zusätzlich sind im NC E&R Regeln und Standards definiert, um eine harmonisierte Vorgehensweise der Übertragungsnetzbetreiber nach Ausbreitung einer Störung festzulegen und somit eine

⁴⁹ Siehe Abschnitt „Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber“ in den technischen und organisatorischen Regeln für Stromerzeugungsanlagen (TOR Erzeuger); <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/marktregeln/tor>

effiziente und schnelle Wiederherstellung des Stromnetzes zu ermöglichen. In diesem Zusammenhang sind im NC E&R unter anderem auch die Inhalte des Systemschutzplanes Kapitel II und des Netzwiederaufbauplanes Kapitel III geregelt.

Der gemäß Art. 11 NC ER vom Übertragungsnetzbetreiber erstellte Systemschutzplan deckt inhaltlich den TOR Teil E „Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen“ ab und ersetzt somit diesen gleichzeitig. Zur Vermeidung von Großstörungen sind Maßnahmen entsprechend den technischen und organisatorischen Regeln (TOR) Systemschutzplan⁵⁰ zu setzen. Kritische Zustände sind dadurch gekennzeichnet, dass Grenzwerte von Betriebsmitteln infolge einer Störung über- oder unterschritten werden, d.h. vor allem unzulässige Spannungsniveaus und Frequenzabweichungen. Diesen kann durch vorbeugende Maßnahmen begegnet werden (z. B. Anpassung von Regler- und Schutzeinstellungen, vorbeugende Spannungsanhebung oder -absenkung, Mobilisierung von Blindleistungsreserven). Bei Eintritt von kritischen Zuständen sind Stufenpläne 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.

Gemäß Artikel 23 NC ER entwickelte der Übertragungsnetzbetreiber einen Netzwiederaufbauplan. Im Falle eines weiträumigen Netzzusammenbruchs bestehen bilaterale Vereinbarungen zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern zum Netzwiederaufbau und Verträge mit ausgewählten Erzeugungsanlagen mit dem Übertragungsnetzbetreiber. Die Netzwiederaufbaukonzepte werden regelmäßig aktualisiert, und die Vorgehensweise weiter optimiert. Die koordinierten Vorgehensweisen der Netzbetreiber werden in Versuchen oder am Simulator geübt. Darüberhinausgehend verfügen die einzelnen Netzbetreiber über Notfall- und Katastrophenpläne für flächenmäßig begrenzte Ausfälle.

7.2.3 Verfügbarkeit von Netzen (Versorgungszuverlässigkeit) und Erzeugungsanlagen

Gemäß den Vorgaben der Elektrizitätsstatistikverordnung 2016 sind von der E-Control jährlich die Ergebnisse der Auswertung der in österreichischen Netzbereichen erfassten Störungen (Versorgungsunterbrechungen) zu veröffentlichen⁵¹. Die Netzdienstleistungsverordnung Strom (END-VO 2012) verpflichtet die österreichischen Netzbetreiber, alle Ausfälle ab einer

⁵⁰ <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/marktregeln/tor> und <https://markt.apg.at/rechtlicher-rahmen/emergency-restoration/>

⁵¹<https://www.e-control.at/industrie/strom/versorgungssicherheit/ausfalls-und-stoerungsstatistik>

Dauer von 1 s zu erfassen und der Regulierungsbehörde zu melden. Dies trägt zu einer weiteren Harmonisierung der statistischen Erhebungen hinsichtlich Art und 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 2023 wieder gut. Für das Jahr 2023 ergibt die Auswertung der Daten zur Stromversorgung, dass die kundenbezogene Nichtverfügbarkeit (SAIDI) - exklusive regional außergewöhnlicher Ereignisse – für Österreich in Summe 49,74⁵² Minuten beträgt. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen (exklusive regional außergewöhnlicher Ereignisse) errechnen sich hier Werte von 17,48 Minuten für geplante und 32,27 Minuten für nicht geplante Abschaltungen. Der Wert für die leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit (ASIDI) - exklusive regional außergewöhnlicher Ereignisse - liegt für das Berichtsjahr 2023 in Summe bei 51,58⁵³ Minuten. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen (exklusive regional außergewöhnlicher Ereignisse) errechnen sich hier Werte von 19,37 Minuten für geplante und 32,21 Minuten für nicht geplante Abschaltungen.

Die (Nicht-)Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen wird von der E-Control ebenfalls jährlich in den (Nicht-)Verfügbarkeitsstatistiken veröffentlicht.⁵⁴ Zudem melden österreichische Erzeuger an die Transparenz Plattform der EEX⁵⁵, auf der unter anderem geplante und ungeplante Unterbrechungen zeitnah veröffentlicht werden.

7.3 Verteilernetze

Für die zukünftigen Anforderungen an Verteilernetzen werden neben dem Ausbau der erneuerbaren Erzeugung (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

⁵² Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die Anzahl der Netzbenutzer.

⁵³ Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die installierte Scheinleistung der Transformatoren.

⁵⁴ <https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/versorgungsqualitaet/nichtverfuegbarkeit>

⁵⁵ <https://www.eex-transparency.com/>

Nutzung von Flexibilitätsleistungen durch Verteilernetzbetreiber (Laststeuerung – Demand Response, aber auch Erzeugungs- und Speichermanagement) eine wesentliche Rolle spielen.

Die gezielte Beschaffung von Flexibilitätsleistungen durch Verteilernetzbetreiber wird 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.

7.3.1 Netzentwicklungspläne für Verteilernetzbetreiber

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 Energiewende dar. Darüber hinaus müssen Verteilernetze auch lastseitig für zunehmende Anforderungen ertüchtigt werden, die insbesondere aus der Elektrifizierung des Straßenverkehrs, des Raumwärmesektors sowie industrieller Prozesse erwachsen. Um für Netzbenutzer 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 Artikel 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 Artikel 32 der Binnenmarktrichtlinie im EIWG wird diese Anforderung in den nationalen Rechtsrahmen aufgenommen werden. Die wesentlichen Inhalte sowie die Struktur der Netzentwicklungspläne für Verteilernetze wurden bereits 2022 mit den von der Veröffentlichungspflicht betroffenen Netzbetreibern abgestimmt. 2023 hat die E-Control nun einen Leitfaden für die Erstellung der Netzentwicklungspläne vorgelegt, der die inhaltlichen Anforderungen im Detail beschreibt, die Vollständigkeit der geforderten Inhalte sicherstellen und einfache Vergleichbarkeit zwischen Netzgebieten bzw. -betreibern ermöglichen wird. Um für Netzbenutzer Transparenz bezüglich geplanter und in Umsetzung befindlicher Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen zu schaffen und sicherzustellen, dass die Planung den übergeordneten Netzentwicklungspläne, sowie den Anforderungen der nationalen Klima- und Energieziele, gerecht wird, werden zukünftig auch Verteilernetzbetreiber verpflichtet sein, alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan zu veröffentlichen. Neben erhöhter Transparenz hinsichtlich des Netzausbaus soll mit den Netzentwicklungsplänen auch die Nutzung von Flexibilitätsleistungen durch Verteilernetzbetreiber forciert werden. So sollen gemäß Artikel 32 (1) der Strombinnenmarktrichtlinie (RL (EU) 2019/944) Verteilernetzbetreiber Flexibilitätsleistungen

bei der Netzplanung berücksichtigen und Netzbetreiber in ihren Netzentwicklungsplänen über zukünftigen Flexibilitätsbedarf informieren. Somit soll die Erstellung und Veröffentlichung von Netzentwicklungsplänen für Verteilernetze auch zu einer verstärkten Nutzung von Flexibilitäten und zur Steigerung der Effizienz des Verteilernetzbetriebs beitragen.

7.3.2 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 Netzanschlusskapazitäten („Kapazitäten“ gemäß § 20 EIWOG 2010 idF BGBl. I Nr. 7/2022) auf Netzebene 4 dient den Marktteilnehmern (Anlageninvestoren, Anlagenentwicklern etc.) dabei, Geschäftsmodelle für 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 Netzanschluss muss im Einzelfall geprüft werden, unabhängig von der veröffentlichten verfügbaren Kapazität. Es besteht gemäß § 20 Abs 1 EIWOG 2010 kein Rechtsanspruch auf Netzanschluss, wenn die veröffentlichten Kapazitäten auf Netzebene 4 die angestrebte Netzanschlusskapazität 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 Netzanschluss 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 50 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 Netzgebiet hinzugefügt werden kann, ohne dass betriebliche Sicherheitsgrenzwerte verletzt werden.

8 Appendix

8.1 Schätzung des energetischen Bedarfsdeckungspotenzials

8.1.1 Natürlicher Speicherzufluss

Der natürliche Speicherzufluss wird derzeit nicht durch die E-Control erhoben. Anhand der verfügbaren Daten ist es aber möglich eine Näherung zu berechnen. Dazu nutzen wir die theoretische Äquivalenz des energetischen Speicherinhalts zum Zeitpunkt t (S_t) und dem Speicherinhalt der Vorperiode (S_{t-1}) abzüglich der zwischenzeitlich eingespeisten Energieinhalte (E_t), zuzüglich dem zeitlich äquivalenten Pumpverbrauch (P_t) mit angenommenem Wirkungsgrad von 75% und der Restgröße des natürlichen Zuflusses (NZ):

$$S_t = S_{t-1} - \sum_T E_T + \sum_T P_T * 0,75 + NZ$$

Durch Bildung der Speicherinhaltsdifferenz (ΔS_t) kann der natürliche Zufluss durch die bekannten Flussgrößen ermittelt werden:

$$NZ = \Delta S_t + \sum_T E_T - \sum_T P_T * 0,75$$

Beim natürlichen Zufluss ist zu beachten, dass dieser theoretisch zur Einspeisung verwendet werden kann, ohne den zugrundeliegenden Speicherinhalt zu verändern. Die vorhandenen Ressourcen werden somit nicht beeinflusst und entsprechen somit dem Konzept von natürlichem Erzeugungspotenzial.

8.2 Modellierung des Strombedarfs

Zur Modellierung unterschiedlicher Aggregate des Strombedarfs werden auf Zeitreihen basierende Fehlerkorrekturmodelle (Vector-Error-Correction-Models) herangezogen. Zur Erfüllung der Stationaritätskriterien derartiger Modelle werden alle verwendeten Variablen als logarithmierte Differenzen (Wachstumsraten) modelliert.

8.2.1 Modellspezifikation für die Prognose des elektrischen Endverbrauchs

Das Modell zur Prognose des erwarteten elektrischen Endverbrauchs ist in zwei Teilmodelle aufgespalten – einem Modell für den Endverbrauch der Haushalte und einem Modell für den Endverbrauch der Nicht-Haushalte.

Für die Modellierung des elektrischen Endverbrauchs der Haushalte werden die Parameter wie die Anzahl der Haushalte, der Verbraucherpreisindex für Energie und die mittlere Temperatur herangezogen. Die Schätzgleichung lautet folglich:

$$\Delta \log(\text{Elektrischer Endverbrauch der Haushalte}_t) =$$

$$\alpha \times ecm_{t-1} + \beta \times \Delta \log(VPI_t) + \gamma \times \Delta \log(N_h) + \delta \times \Delta \log(Temp_t) + u_t$$

mit $t = 1976, 1977, \dots, T$

In obiger Gleichung bezeichnet „ $\Delta \log$ “ die logarithmierte (erste) Differenz der jeweiligen Variable, „ ecm_{t-1} “ den Fehlerkorrekturterm, „ VPI_t “ den Verbraucherpreisindex für Energie zum Zeitpunkt t , „ N_h “ die Anzahl der Haushalte in Österreich und „ $Temp_t$ “ die mittlere Temperatur (bezogen auf Wien). Der Term „ u_t “ ist als Fehlerterm des Modells definiert.

Aufgrund abweichender Entwicklungen zum Haushaltsverbrauch und entsprechend anders gelagerten Einflussfaktoren wird der elektrische Endverbrauch der Nicht-Haushalte (Gewerbe, Industrie etc.) anhand einer eigens spezifizierten Schätzgleichung modelliert:

$$\Delta \log(\text{Elektrischer Endverbrauch der Nicht – Haushalte}_t) =$$

$$\alpha \times ecm_{t-1} + \gamma \times \Delta \log(BIP_t) + \delta \times \Delta \log(Temp_t) + u_t$$

mit $t = 1976, 1977, \dots, T$

wobei „ $\Delta \log$ “ für die logarithmierte (erste) Differenz der jeweiligen Variable steht, „ ecm_{t-1} “ den Fehlerkorrekturterm darstellt, „ BIP_t “ das Bruttoinlandsprodukt und, „ $Temp_t$ “ die mittlere Temperatur (bezogen auf Wien) bezeichnet. Der durch das Modell unerklärte Rest wird im Fehlerterm „ u_t “ abgebildet.

8.2.2 Modellspezifikation für die Prognose der Spitzenlast

Die Prognose der Spitzenlast ergibt sich ebenfalls durch den Einsatz eines Fehlerkorrekturmodells, welches einen Zusammenhang zwischen Spitzenlast und gesamten elektrischen Endverbrauchs (Summe der elektrischen Endverbräuche der Haushalte und Nicht-Haushalte) unterstellt:

$$\Delta \log(\text{Spitzenlast}_t) = \alpha \times ecm_{t-1} + \beta \times \Delta \log(\text{Elektrischer Endverbrauch}_t) + u_t$$

mit $t = 1976, 1977, \dots, T$

wobei „ $\Delta \log$ “ die logarithmierte (erste) Differenz der jeweiligen Variable bezeichnet und „ ecm_{t-1} “ den Fehlerkorrekturterm beschreibt. Der Term „ u_t “ bezeichnet den Fehlerterm des Modells.

Impressum

Herausgeber und Hersteller:

E-Control

Rudolfsplatz 13a

A-1010 Wien

Das Produkt und die darin enthaltenen Daten sind urheberrechtlich geschützt. Alle Rechte sind der E-Control vorenthalten. Die Vervielfältigung und Verbreitung der Daten sowie deren kommerzielle Nutzung ist ohne deren vorherige schriftliche Zustimmung nicht gestattet. Weiters ist untersagt, die Daten ohne vorherige schriftliche Zustimmung der E-Control ins Internet zu stellen, und zwar auch bei unentgeltlicher Verbreitung. Eine zulässige Weiterverwendung ist jedenfalls nur mit korrekter Quellenangabe "E-Control" gestattet.

© Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft

(E-Control)

Wien, Dezember 2024