

MONITORING REPORT  
VERSORGUNGSSICHERHEIT STROM 2023  
BERICHTSJAHR 2022

# UNSERE ENERGIE VERTRAUT AUF SICHERHEIT.



# Inhaltsverzeichnis

Executive Summary .....	4
1 Gesetzliche Anforderung und Umsetzung .....	5
1.1 Die Monitoring-Pflichten der E-Control im Detail.....	5
1.2 Berichtstruktur .....	5
2 Methodik .....	7
3 Ausgangslage: Kapazitäten und Bedarf.....	9
3.1 Veränderung der Erzeugungskapazität .....	9
3.2 Entwicklung des Bedarfs .....	11
3.2.1 Entwicklung des elektrischen Endverbrauchs (EEV) .....	11
3.2.2 Entwicklung der Netzlast .....	12
4 Rückblick: Bedarfsdeckung 2022/23 .....	16
4.1 Realisierte Bedarfsdeckung.....	16
4.2 Abschätzung des energetischen Bedarfsdeckungspotenzials .....	22
4.2.1 Natürliche Erzeugung.....	22
4.2.2 Wärmepotenzial .....	23
4.2.3 Speicherleerung .....	24
4.2.4 Ergebnisüberblick.....	26
5 Aktuelle Lage: Winter 2023/24.....	28
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 Prognoseergebnisse für elektrischen Endverbrauch und Spitzenlast 2030.....	36
6.2.2 Elektrifizierung des Personenverkehrs und der Industrie.....	36
6.3 Stündliche Lastdeckungssimulation 2030.....	37
6.3.1 Konzept.....	37
6.3.2 Methodenüberblick.....	37

6.3.3	Ergebnisse der stündlichen Lastdeckungssimulation 2030.....	38
6.4	Energetische Bedarfsdeckungsschätzung 2030.....	39
6.4.1	Methodenüberblick.....	39
6.4.2	Ergebnisüberblick.....	40
7	Netze.....	43
7.1	Ausbau und Instandhaltung der Netze .....	43
7.1.1	Qualität und Umfang der Instandhaltung der Netze .....	44
7.2	Maßnahmen in außergewöhnlichen Situationen.....	45
7.2.1	Maßnahmen zur Vermeidung von Engpässen.....	45
7.2.2	Maßnahmen zu Vermeidung von kritischen Netzzuständen und Netzwiederaufbau .....	46
7.2.3	Verfügbarkeit von Netzen (Versorgungszuverlässigkeit) und Erzeugungsanlagen .....	47
7.3	Verteilernetze .....	47
7.3.1	Netzentwicklungspläne für Verteilernetzbetreiber .....	48
7.3.2	Transparenz verfügbarer Kapazitäten .....	49
8	Appendix .....	51
8.1	Schätzung des energetischen Bedarfdeckungspotenzials.....	51
8.1.1	Natürlicher Speicherzufluss.....	51
8.2	Modellierung des Strombedarfs.....	51
8.2.1	Modellspezifikation für die Prognose des elektrischen Endverbrauchs.....	52
8.2.2	Modellspezifikation für die Prognose der Spitzenlast.....	52
	Impressum .....	54

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Veränderung der Engpassleistung nach Erzeugungstechnologien 2021-2022 .....	10
Abbildung 2: Entwicklung der Engpassleistung nach Technologien 2002-2022.....	11
Abbildung 3: Elektrischer Endverbrauch 1970-2022 (Quelle: Statistik Austria, Werte für 2022 lt. vorläufiger Energiebilanz) .....	12
Abbildung 4: Dauerlinien und Verteilung der Netzlast 2021 vs. 2022, Regelzone .....	14
Abbildung 5: Dauerlinien und Verteilung der Netzlast 1. und 2. Halbjahr 2022, Regelzone .....	15
Abbildung 6: Saisonalität der Lastdeckung 2022, Regelzone .....	17
Abbildung 7: Saisonalität der Lastdeckung 2023, Regelzone .....	17
Abbildung 8: Vergleich der realisierten Bedarfsdeckungsbeiträge Mai 2022 und Mai 2023, Regelzone .....	18
Abbildung 9: Erzeugung aus Laufkraft, ein Vergleich der Jahre 2022 bzw. 2023 zum 5-Jahresmittel 2017-2021 .....	19
Abbildung 10: Realisierte wöchentliche Bedarfsdeckung KW1 2017 bis KW38 2023, Regelzone .....	20
Abbildung 11: Index der Bedarfsdeckungsanteile 2021-2023, Regelzone .....	21
Abbildung 12: Verfügbarer Energieinhalt der Speicher 2017-2023, unten: jeweilige Kalenderwochen 1-5 der betrachteten Jahre .....	25
Abbildung 13: Mehrjährige potenzielle inländische Bedarfsdeckung.....	26
Abbildung 14: Großhandelspreise für Gas und Strom (Datenbasis: Strom Single Day Ahead Coupling, Gas CEGHEDI) .....	29
Abbildung 15: Anteil des Energieträgers Erdgas an der österreichischen Bruttostromerzeugung im Monatsvergleich 2022-2023, sowie zum 5-jährigen Monatsmittel 2017-2021.....	30
Abbildung 16: Füllstand der österreichischen Gasspeicher .....	31
Abbildung 17: Erwartete Veränderung der Engpassleistung 2022-2030 .....	33
Abbildung 18: Erwartete installierte Engpassleistung 2030.....	34
Abbildung 19: Schematischer Aufbau der stündlichen Lastdeckungssituation .....	38
Abbildung 20: Geschätzte energetische Bedarfsdeckung im Jahr 2030 .....	42

# Executive Summary

Im Jahr 2022 wurden netto insgesamt 1,256 GW an Kraftwerksleistung zugebaut. Die gesamte installierte Engpass-Leistung betrug mit Jahresende 25,335 GW. Getrieben wurde dieser Zubau vor allem von den PV-Investitionen in der Höhe von etwa 1 GW. Die Windkraft legte etwa um 200 MW zu, gefolgt von Laufkraftwerken mit ca. 130 MW, Speicherkraftwerken (ca. 50 MW) und Biomasse (ca. 20 MW). Gleichzeitig wurden etwa 170 MW an fossilen thermischen Kraftwerken stillgelegt.

Der gesamte elektrische Endverbrauch betrug 2022 63,3 TWh und ging damit um 1,8% zurück. Die Verbrauchsreduktion gegenüber 2021 ist dabei vor allem auf die Haushalte (-4,5%) zurückzuführen. Die durchschnittliche Last ist im Netz sogar um über 2% zurück gegangen.

Die starke Wetterabhängigkeit der österreichischen Stromaufbringung durch die Dominanz der Laufwasserkraftwerke und die immer wichtiger werdende Rolle der Wind- und PV-Erzeugung führt dazu, dass sich Aufbringungsjahre fundamental unterscheiden können. 2022 stellte ein sehr schlechtes Jahr hinsichtlich der Erzeugung in Laufkraftwerken dar. Dadurch reduzierten sich auch die Perioden, in denen Österreich Nettoexporteur war von 14 auf 9 Wochen im Jahr 2022. Für die Wintermonate 2022/23 konnte dennoch die Stromversorgung jederzeit zumindest für 3 Wochen als gesichert angesehen werden, alleine aus österreichischer Erzeugung. Für den Winter 2023/24 konnten in den Simulationen des Verbandes der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber keine Risiken für Österreich identifiziert werden, da sich auch die europäischen Risikofaktoren geringer Verfügbarkeit von Atomkraftwerken und Risiken der Gasversorgung als kleiner darstellten als im letzten Winter.

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 eine Unterdeckung, also eine technische Importnotwendigkeit, von lediglich wenigen Minuten im Jahr 2030 statistisch zu erwarten ist.

Energetisch ist mit hohen erneuerbaren Erzeugungsüberschüssen im Sommerhalbjahr und Importen bzw. kalorischer Erzeugung im Winter zu rechnen. Je nach Wetterjahr ist mit erneuerbaren Jahresüberschüssen aber auch Unterdeckungen zu rechnen, die dann kalorisch oder durch Importe zu decken sind. Die in den Berechnungen angenommenen Verbrauchssteigerungen in den Bereichen Verkehr und Industrie führen aber tendenziell zu einer erneuerbaren bilanziellen Unterdeckung.

# 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.

In Kapitel 3 betrachtet angebotsseitig die Zusammensetzung des aktuellen Kraftwerkparcs und beschreibt eine mehrjährige Entwicklung der Erzeugungskapazitäten. Demgegenüber erfolgt die Darstellung der Nachfrage anhand einer Beschreibung der Entwicklung des elektrischen Endverbrauchs und einer Detailbetrachtung der Netzlast.

Kapitel 4 bietet danach eine tiefgehende Analyse der realisierten Bedarfsdeckung des Betrachtungszeitraumes 2022/23, sowie eine Abschätzung des hypothetischen energetischen Bedarfsdeckungspotenzials.

Kapitel 5 bietet einen kurzen Überblick über relevant Erkenntnisse betreffend der erwartbaren Bedarfsdeckungssituation im Winter 2023/24. Diese Betrachtung wird seit dem vergangenen Berichtsjahr aufgrund der besonderen Entwicklungen der letzten Jahre auf den Energiemärkten inkludiert.

Kapitel 6 beschäftigt sich dann mit der längerfristigen Vorausschau auf das Jahr 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 25 MW<sup>1</sup>). Aus diesem Grund müssen kleinere Kraftwerke unterjährig modelliert bzw. geschätzt werden.

Der Rückblick auf die Bedarfsdeckung im Untersuchungszeitraum 2022 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 in der Regelzone größere österreichische Kraftwerke in Westösterreich exkludiert, die ausländischen Regelzonen zugeordnet sind, zum anderen liegen auch deutsche Versorgungsgebiete in Österreichs Regelzone. Auf Erzeugungsseite entspricht die gesamte österreichische Erzeugung der Regelzonenerzeugung zuzüglich der Produktion der Vorarlberger Illwerke und dem Tiroler Kraftwerk Sellrain-Silz. Verbrauchsseitig ist Österreichs Bedarf gleich dem Regelzonenverbrauch 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 dem 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. Für alle vorausschauenden Analysen wurde ein Berichtshorizont bis 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 die tatsächliche Erzeugung der letzten 5 Jahre pro Monat und Technologie heranzieht, deckt alle Einflussfaktoren indirekt

---

<sup>1</sup> Im Laufe des Jahres 2022 wurde der Grenzwert der Engpassleistung von 25 MW auf 10 MW gesenkt. Da diese Daten noch nicht vollumfänglich für den Berichtszeitraum zur Verfügung stehen, werden diese erst zukünftig zur Gänze in die Auswertungen einfließen.

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, erwähnten Ausbauplänen bezüglich erneuerbarer Energieträger. 27 Terrawattstunden (TWh) elektrischer Energie sollen 2030 zusätzlich aus regenerativen Energiequellen gewonnen werden mit dem Ziel, Österreich bilanziell mit 100% aus erneuerbarem Strom zu versorgen. Den größten Zuwachs laut EAG erfährt in diesen Plänen der Energieträger Photovoltaik mit 11 TWh, dicht gefolgt von Windkraft mit 10 TWh. Wasserkraft und Biomasse streben Ausbauziele von 5 TWh bzw. 1 TWh an. Diese Energiemengen werden auf Basis der jeweils typischen Kapazitätsfaktoren auf die resultierenden Engpassleistungen der Erzeugungstechnologien für die Analysen bzw. Prognosen umgerechnet.

Datenstand für alle Analysen und Auswertungen ist Oktober 2023.

## 3 Ausgangslage: Kapazitäten und Bedarf

Einen wichtigen Kernaspekt des Monitorings der Versorgungssicherheit der österreichischen Energielandschaft stellt die stetige Evaluierung einiger relevanter Kenngrößen dar. Die daraus resultierende Bestandsaufnahme beleuchtet aktuelle Veränderungen der Erzeugungskapazität (Engpassleistung) 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 Engpassleistung im Ausgangsjahr 2021 und deren Veränderung je Erzeugungstechnologie bis zum 31.12.2022 dargestellt. Im Jahresverlauf 2022 kam es insgesamt zu einem Nettozubau von 1.256 Megawatt (MW) auf nun 25.335 MW, was einem Anstieg von etwa 5 Prozent zum Vorjahr gleichkommt und damit leicht über der letztjährigen Wachstumsrate von 4 Prozent zu liegen kommt. Die dem zugrundeliegenden Entwicklungen gleichen in etwa jenen des Vorjahres. Besonders auffällig ist dabei wieder der kräftige Zuwachs der Kapazitäten in der Photovoltaik, womit die stagnierenden Zuwachsraten der 2. Hälfte des vergangenen Jahrzehnts nun endgültig überwunden zu sein scheinen (Abbildung 2)<sup>2</sup>. Eine Reduktion verzeichneten einzig die Wärmekraftwerke mit fossilen Brennstoffen (Wärme), hier wurden Kapazitäten in der Höhe von 172 MW stillgelegt. Diese Reduktion entspricht in etwa der moderaten Erweiterung der Kapazitäten in den Bereichen Biomasse (+21 MW), Speicher (+52 MW) und Lauf (+127 MW). Wie im Vorjahr zeichneten also allen voran die Zubauten der Photovoltaik (+1.018 MW) sowie der Windkraft (+211 MW) für den Zuwachs der Erzeugungskapazitäten verantwortlich. Es ist allerdings hervorzuheben, dass der Zubau der Windkraft sogar unter dem Vorjahreswert zu liegen kommt - hier kamen im Jahr 2021 noch Kapazitäten von 258 MW hinzu – während in der Photovoltaik der Zuwachs (2022: +1.018 MW) im Vergleich zum Vorjahr fast verdoppelt wurde (2021: +660 MW), ein Wert, der im noch laufenden Jahr 2023 bereits deutlich übertroffen wurde. Der langjährige Vergleich der Technologien (Abbildung 2) spiegelt diesen Trend wider und lässt die zukünftige Bedeutung der Erzeugungskapazitäten Wind (3.633 MW) und Photovoltaik (3.653 MW) bereits erahnen.

Eine stabile Entwicklung über die letzten Jahre zeigen die bereits erheblichen Kapazitäten im Bereich der Wasserkraft. 11.951 MW Engpassleistung (davon 5.961 MW Lauf und 5.990 MW Speicher<sup>3</sup>) sind das Resultat konstanten moderaten Zubaus. Ähnlich konstant, allerdings im Rückbau, stellt sich die Entwicklung der fossilen Wärmekraftanlagen dar. Von aktuell 5.513

---

<sup>2</sup> Vorläufige Daten des laufenden Jahres lassen schließen, dass sich dieser Trend 2023 ähnlich stark fortsetzt.

<sup>3</sup> Im Sinne der Regelzonenabgrenzung wurden die Kraftwerke der Vorarlberger Illwerke und der Tiroler Speicherguppe Sellrain-Silz abgezogen.

MW Engpassleistung entfällt der größte Anteil auf gasbetriebene Anlagen (4.609 MW)<sup>4</sup>. Aufgrund der steuerbaren Eigenschaften der Gaskraftwerke werden diese zur Glättung volatiler Erzeugung erneuerbarer Technologien, der Verbrauchsdeckung im Winter sowie für netzstabilisierende Maßnahmen eingesetzt. Gemeinsam mit den ebenfalls steuerbaren Speicherkraftanlagen stehen somit in der Regelzone flexible Erzeugungskapazitäten von 11.503 MW zur Verfügung. Darüber hinaus birgt auch der Schwellbetrieb von Laufwasserkraftwerken kurzfristiges Flexibilisierungspotenzial auf Erzeugungsseite.

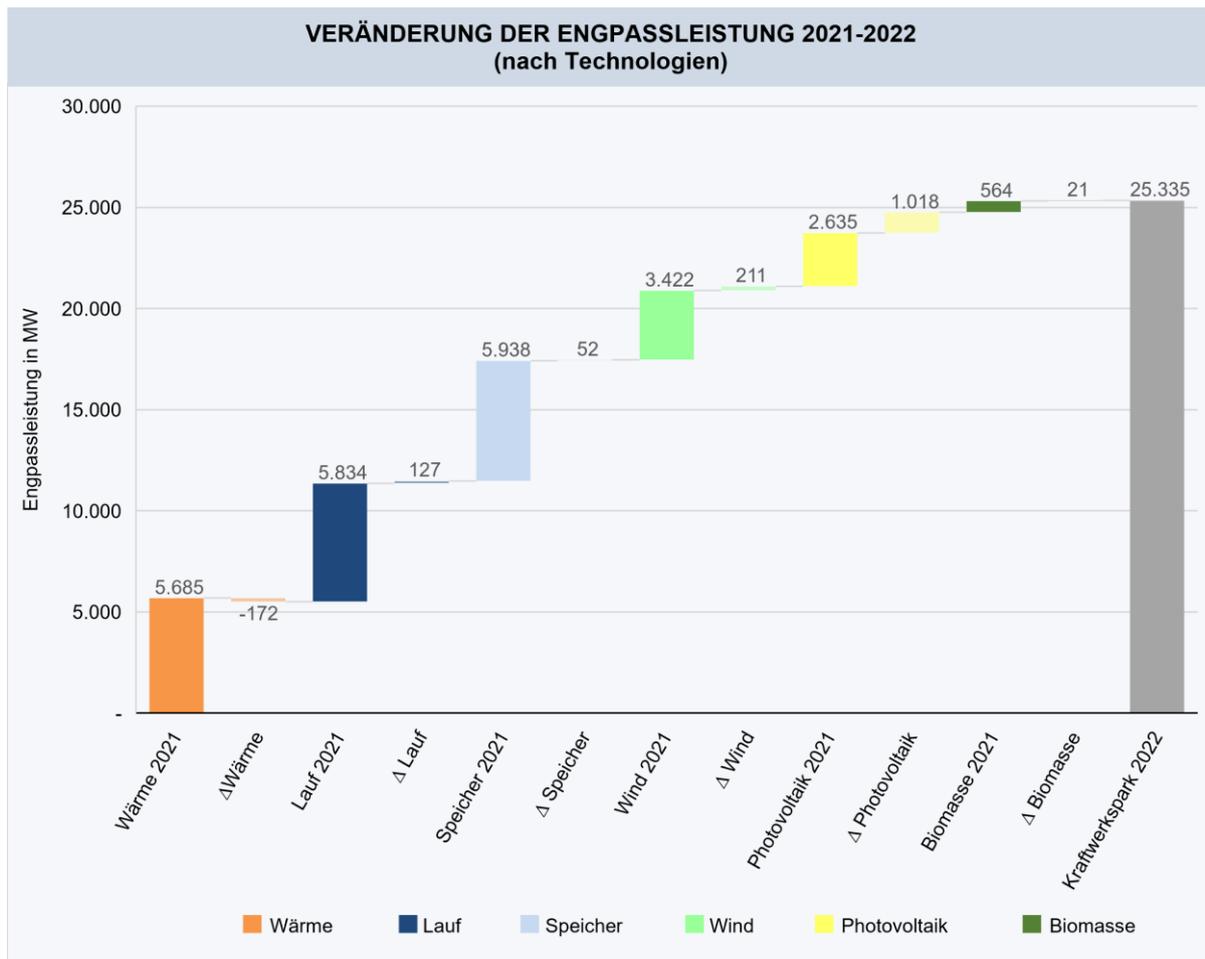


Abbildung 1: Veränderung der Engpassleistung nach Erzeugungstechnologien 2021-2022

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

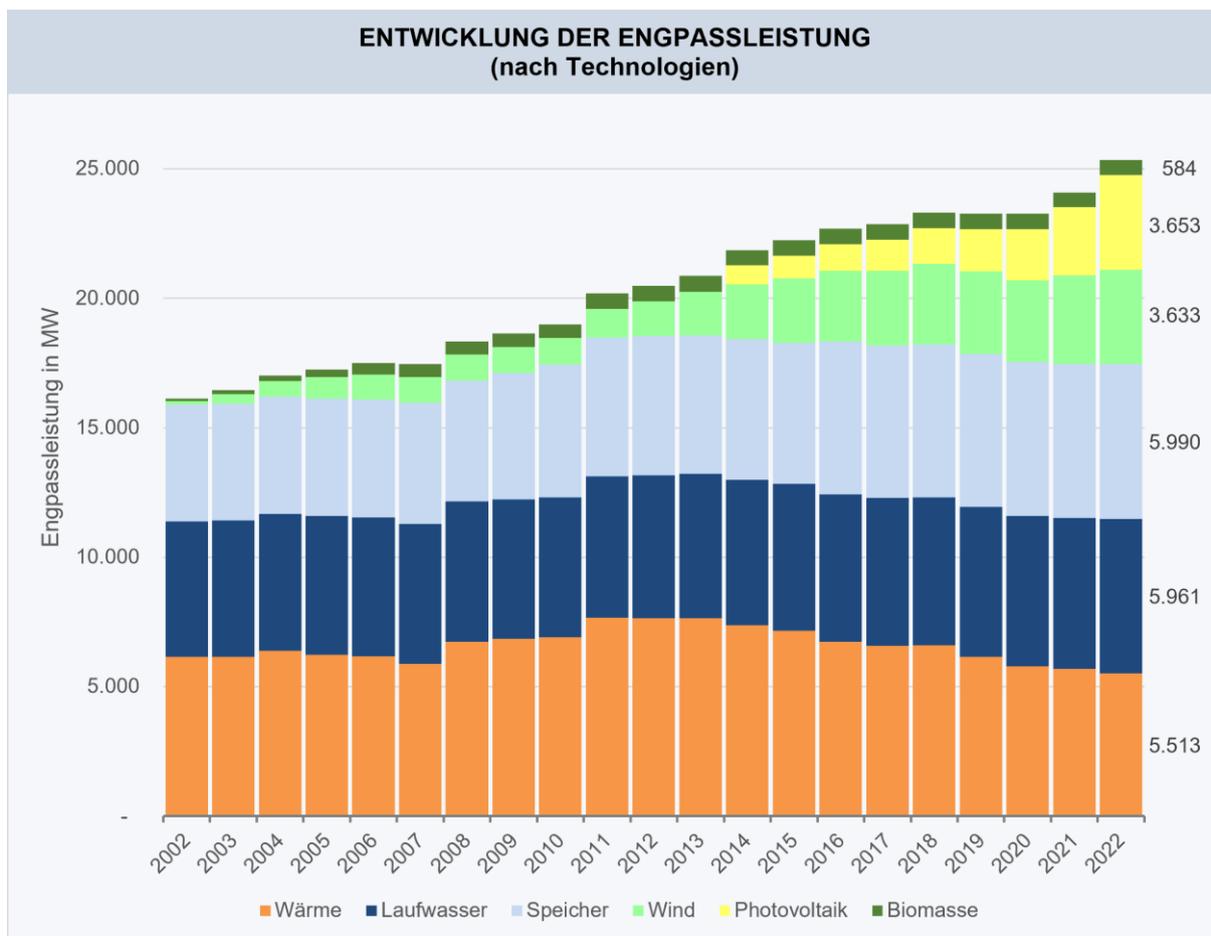


Abbildung 2: Entwicklung der Engpassleistung nach Technologien 2002-2022

## 3.2 Entwicklung des Bedarfs

### 3.2.1 Entwicklung des elektrischen Endverbrauchs (EEV)

Der elektrische Endverbrauch gilt typischerweise als Indikator für den wirtschaftlichen und sozialen Fortschritt eines Landes. Abbildung 3 illustriert dessen langfristige Entwicklung in Österreich seit 1970, welche bislang von stetigem Wachstum geprägt war. Neben Abflachungstendenzen in den Wachstumsraten der letzten beiden Jahrzehnte zeigen sich außerdem häufiger auftretende (kurzfristige) Einbrüche. Begonnen hat diese Entwicklung einer vergleichsweise schwachen Wirtschaftsdynamik mit der Finanzkrise 2009. Andere Faktoren wie z.B. verstärkte Anstrengungen im Bereich der Klimaschutz- und Energieeffizienzmaßnahmen bilden sich hier ab. In zwei der vergangenen drei Jahren führten außerdem globale (externe) Effekte zu erheblichen Stromverbrauchsrückgängen: Pandemiebedingt im Jahr 2020 sowie bedingt durch enorm gestiegene Energiekosten besonders seit dem Beginn des Russland-Ukraine Konflikts 2022. Nach dem, durch wirtschaftliche Aufholeffekte getriebenen, zwischenzeitlichen starken Anstieg des Verbrauchs 2021 verzeichnet 2022 neuerlich eine Reduktion des elektrischen Endverbrauchs von -1,8% (im Vergleich zu 2021) auf 63,3 TWh. Dabei wird deutlich sichtbar, dass diese (vorranging

preisgetriebenen) Verhaltensänderungen zum überwiegenden Teil den Haushalten zuzuschreiben sind. Waren die Aufholeffekte (2020 zu 2021) sowohl bei Haushalten (+4,1%) als auch bei Nicht-Haushalten (+5%) etwa gleich stark ausgeprägt, so verbrauchten Erstere im Jahr 2022 um 4,5% weniger Strom als im Vorjahr, während Nicht-Haushalte lediglich ein Minus von 0,5% verzeichneten.

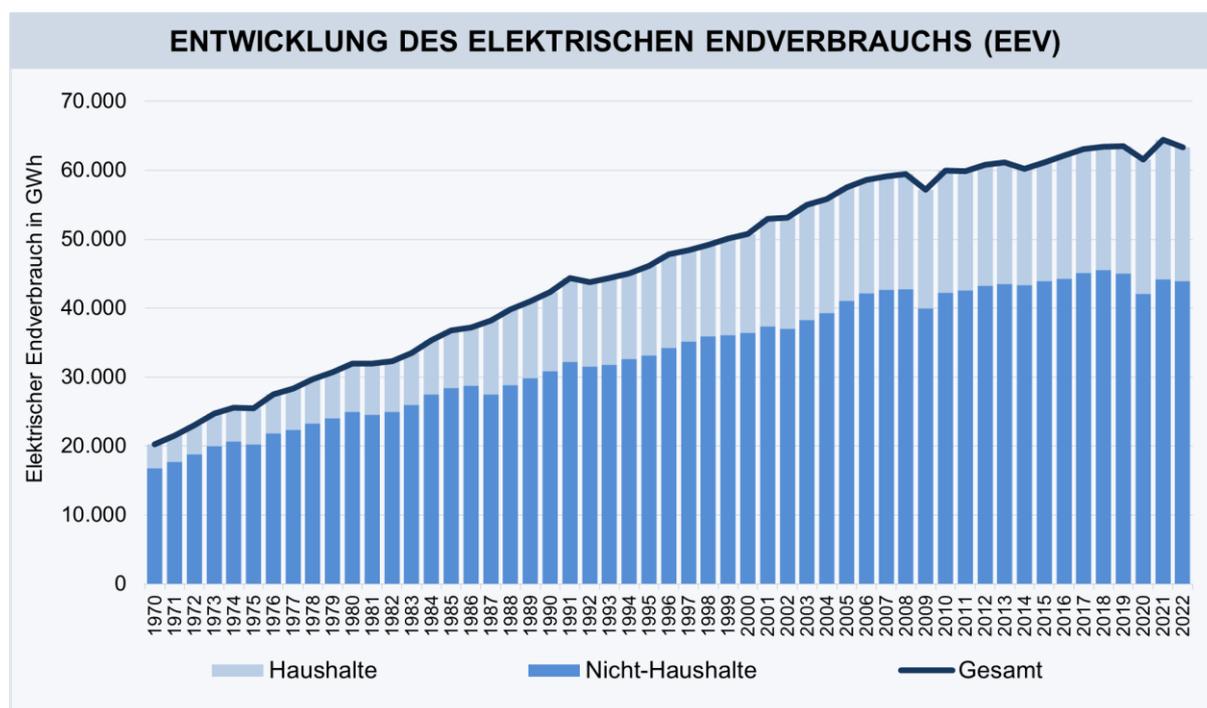


Abbildung 3: Elektrischer Endverbrauch 1970-2022 (Quelle: Statistik Austria, Werte für 2022 lt. vorläufiger Energiebilanz)

### 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 durchschnittliche Netzlast inklusive Pumpspeicherung (PSP) lag im Jahr 2022 bei 7.449 MW (2021: 7.545 MW) bzw. bei 7.029 MW, wenn der (stark preisgetriebene) Verbrauch durch PSP ausgenommen wird. Das bedeutet im Vergleich zum Jahr 2021 (7.198 MW) eine Verringerung um etwas mehr als 2 Prozent. Die mit dem Ausbruch des Russland-Ukraine Konflikts einhergehende Unsicherheit auf den Energiemärkten und die damit verbundenen Veränderungen im Verbrauchsverhalten lassen sich besonders gut im Vergleich der Netzlast von 2021 und 2022 darstellen.

Abbildung 4 zeigt anhand der Dauerlinien und der Verteilung der Netzlast über 8.760 Stunden des Jahres 2021 vs. 2022 wesentliche strukturelle Indikatoren der Netzlast in der Regelzone. Besonders herausfordernd zur Sicherstellung von Netzstabilität und Versorgungssicherheit

sind die sogenannten Lastspitzen, welche die aufgetretenen Maximalwerte der vertikalen Netzlast widerspiegeln. Im Jahr 2022 trat diese Lastspitze Ende Jänner auf und lag bei einem Wert von 11.011 MW (2021: 11.173 MW). Bereinigt um den PSP-Einsatz ergibt sich eine Spitzenlast von 10.447 MW (2021: 10.426 MW).

Obwohl 2022 zwar insgesamt mehr Stunden mit den höchsten Lasten von über 10.000 MW (2022: 87 Stunden, 2021: 40 Stunden) auftraten, ist dennoch eine deutliche Verschiebung hin zu niedrigeren Lasten bemerkbar. So fiel z.B. die Anzahl der Stunden in den beiden Kategorien hoher Last (8.000 – 10.000 MW) im Jahr 2022 mit 1.913 Zählungen um mehr als 25 Prozent geringer aus als im Jahr 2021 (2.582 Stunden).

Deutlich verstärkt zeigt sich dieser Effekt in der Gegenüberstellung der beiden Halbjahre des Jahres 2022 (Abbildung 5). Im 2. Halbjahr 2022 fallen die Stunden hoher Last (8.000 – 10.000 MW) sogar um 40 Prozent geringer als noch im 1. Halbjahr 2022. Generell ist also eine Verschiebung zu jenen Kategorien geringerer Last (< 6.000 MW) beobachtbar<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> Zum Vergleich, im Jahr 2021 betrug der Unterschied zwischen den beiden Halbjahren für die Stunden hoher Last (8.000 - 10.000 MW) lediglich etwas mehr als 4 Prozent (keine Abbildung).

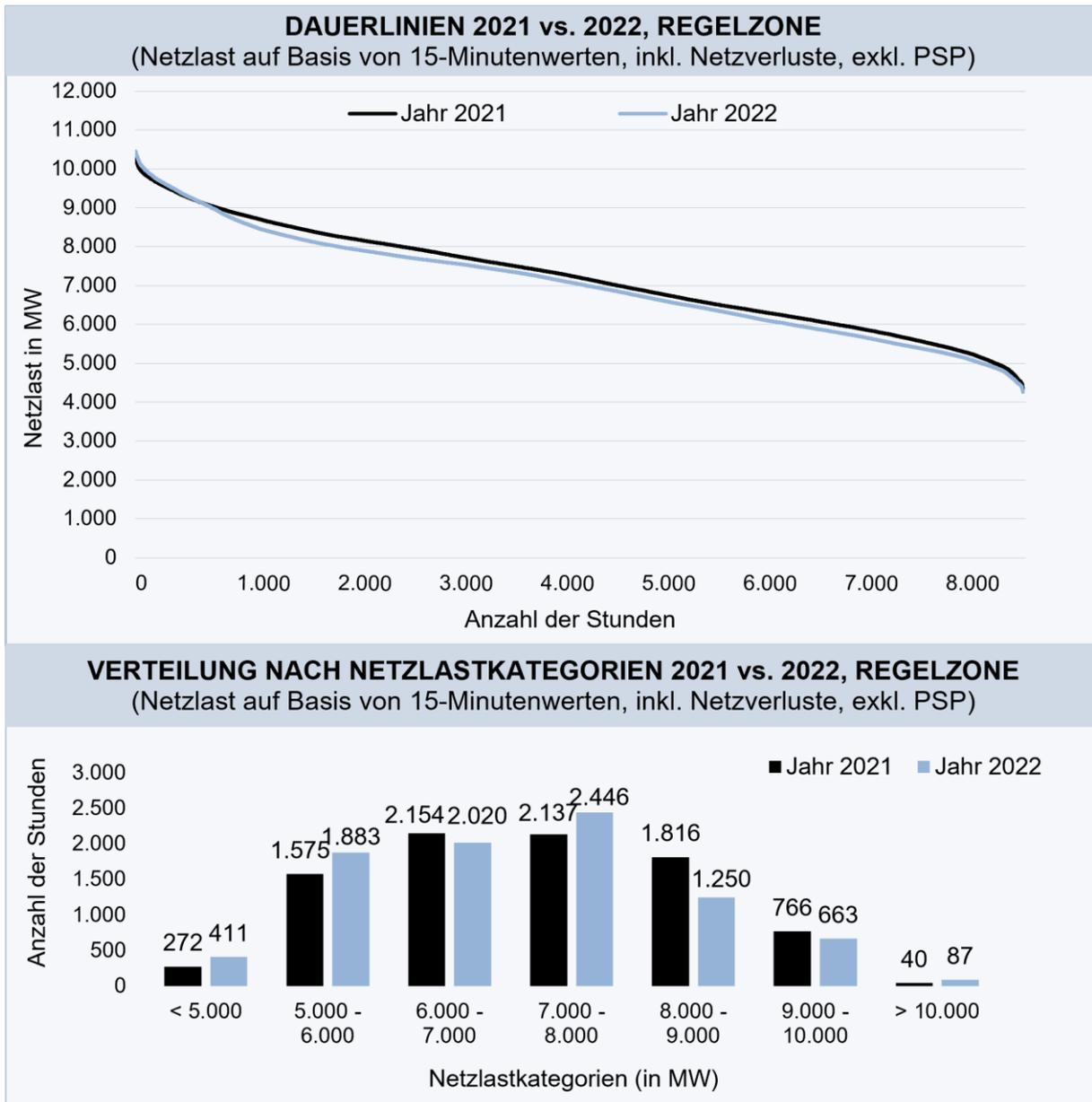


Abbildung 4: Dauerlinien und Verteilung der Netzlast 2021 vs. 2022, Regelzone

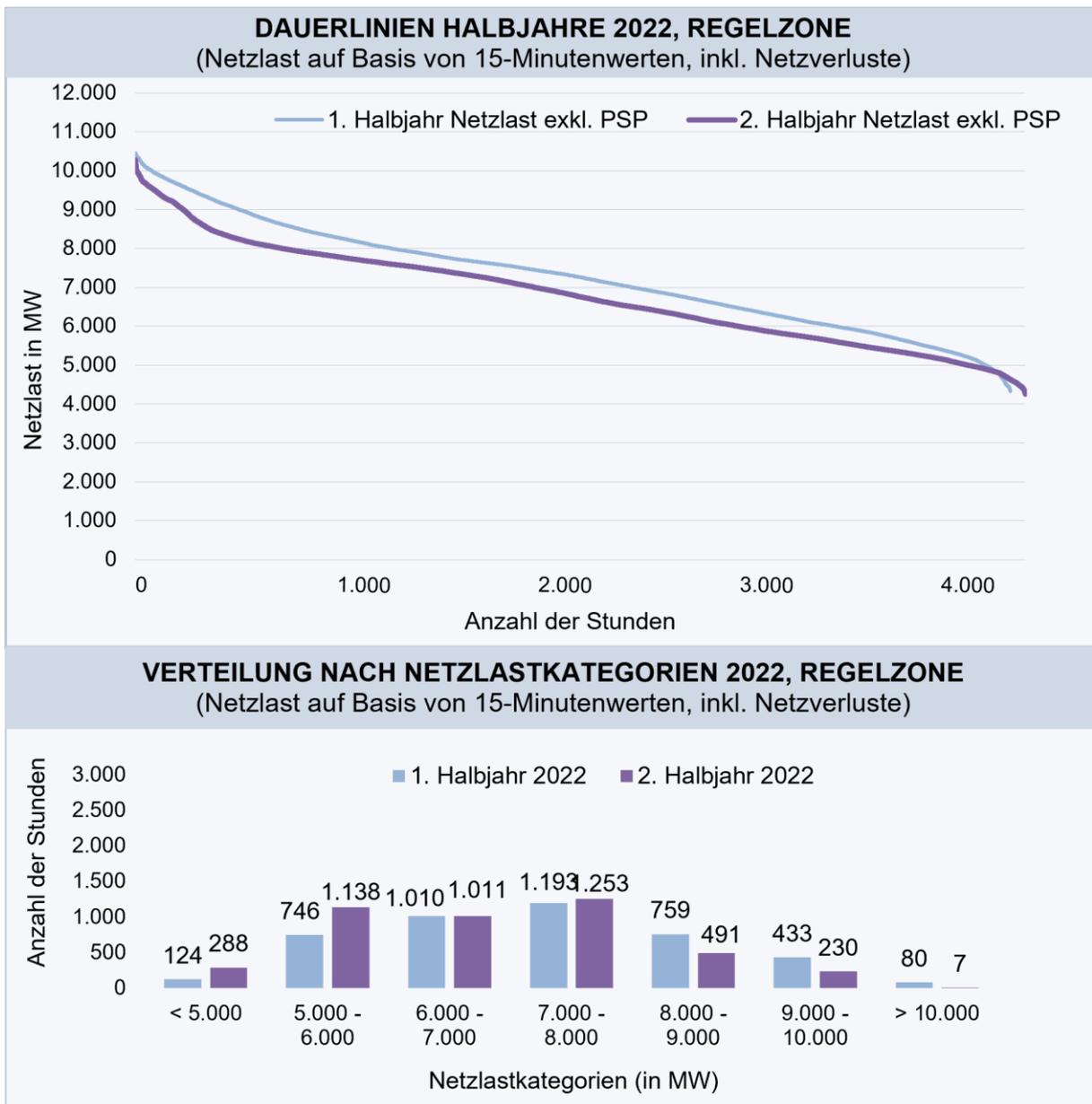


Abbildung 5: Dauerlinien und Verteilung der Netzlast 1. und 2. Halbjahr 2022, Regelzone

## 4 Rückblick: Bedarfsdeckung 2022/23

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 2022/23 zu bewerten. Hierfür sind angebotsseitig nun nicht die theoretischen Erzeugungskapazitäten (dargestellt durch die Engpassleistung) relevant, sondern die daraus tatsächlich 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. Diese Entscheidungen werden weiters durch natürliche<sup>6</sup>, technologische<sup>7</sup>, ökonomische<sup>8</sup>, aber auch „politisch-regulatorische“ Faktoren<sup>9</sup> beeinflusst, wobei all diese Faktoren auch in Wechselwirkung zueinanderstehen.

### 4.1 Realisierte Bedarfsdeckung

Für die detaillierte Untersuchung der österreichischen Energieversorgungssicherheit im Kontext der nationalen Erzeugung wird im Folgenden die Lastdeckung durch eingespeiste Kraftwerksleistung auf verschiedenen Aggregationsebenen diskutiert. Mithilfe kraftwerksscharfer Einspeisedaten<sup>10</sup>, die der E-Control in 15-Minuten-Auflösung vorliegen, können hochfrequente Zeitreihenmuster analysiert werden. Dabei offenbaren sich die Erzeugungs- und Lastschwankungen (in GW) im täglichen Verlauf. Peak- und Off-Peak-Verläufe sind deutlich erkennbar. Auch Kalendereffekte, die sich in Niveauunterschieden zwischen Arbeitstagen, Wochenenden und Feiertagen niederschlagen, werden auf dieser Ebene deutlich. Abbildungen 6 und 7 zeigen die Differenzen zwischen der Netzlast<sup>11</sup> (schwarz unterbrochene Linie) und der Einspeisung aus inländischer Kraftwerkserzeugung (farbige Flächen; untergliedert nach Erzeugungstechnologien) für 2022 und 2023, jeweils in einer Gegenüberstellung der Monate Jänner und Mai zur Verdeutlichung der saisonalen Effekte in der realisierten Stromerzeugung.

---

<sup>6</sup> Wetterprognosen, verfügbare natürliche Ressourcen etc.

<sup>7</sup> Charakteristika unterschiedlicher Technologien, Übertragungs- und Verteilungskapazitäten etc.

<sup>8</sup> Preis- und Nachfrageentwicklungen etc.

<sup>9</sup> Marktdesign, Förderprogramme etc.

<sup>10</sup> Nettoeinspeisung von inländischen Kraftwerken in die Regelzone. Seit 2015 kann eine Einteilung nach fünf Erzeugungskategorien vorgenommen werden: 1. Laufkraftwerke (> 25\* MW); 2. Speicherkraftwerke (> 25\* MW); 3. Wärmekraftwerke (> 25\* MW); 4. Winderzeugung; 5. Sonstige Einspeisung berechnet als Residualgröße im Vergleich zur Gesamteinspeisung → Kraftwerke mit Engpassleistung unter 25\* MW (Photovoltaik, Kleinwasserkraft, Biomasse etc.). \*Im Laufe des Jahres 2022 wurde die Datenerhebungsgrenze auf 10 MW gesenkt. In der Zukunft werden entsprechende Einspeisewerte also Kraftwerke > 10 MW beinhalten..

<sup>11</sup> Der Verbrauch für Pumpspeicherung (PSP) ist in dieser grafischen Darstellung inkludiert.

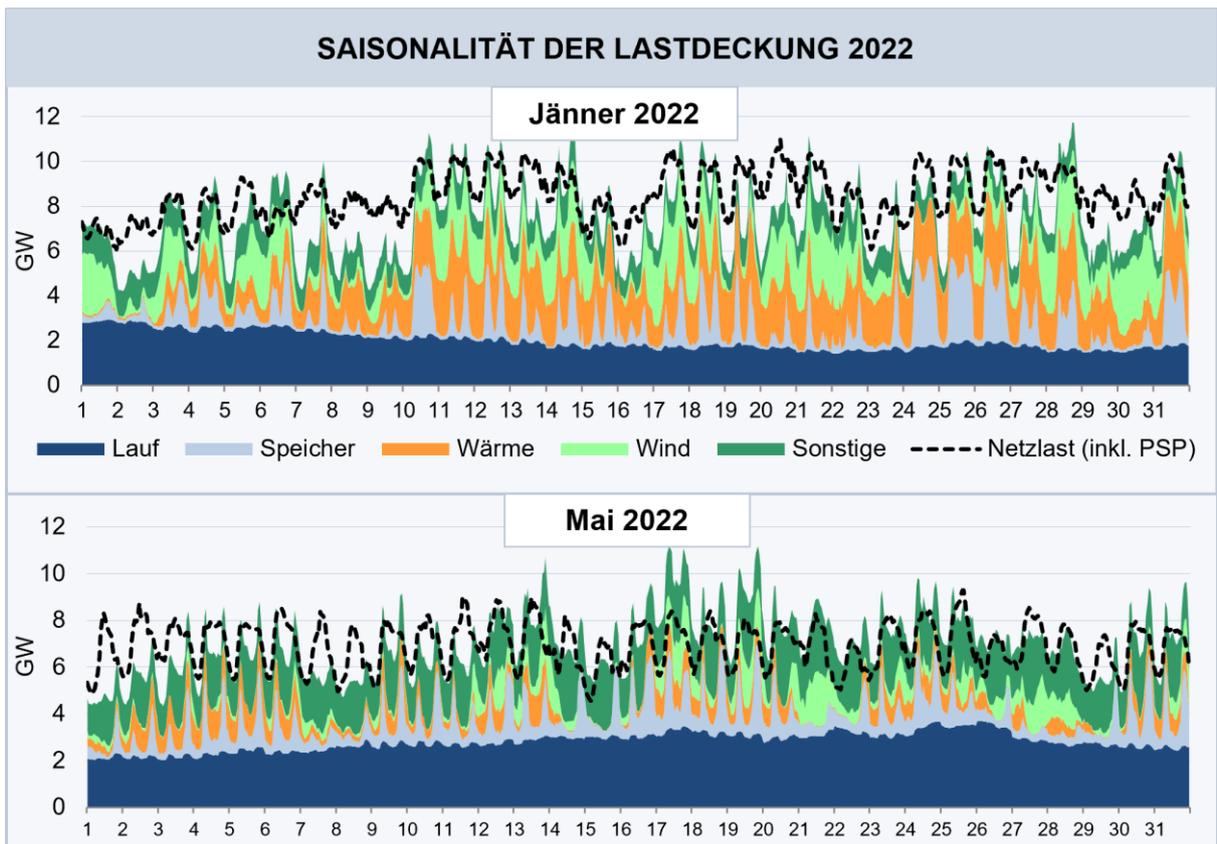


Abbildung 6: Saisonalität der Lastdeckung 2022, Regelzone

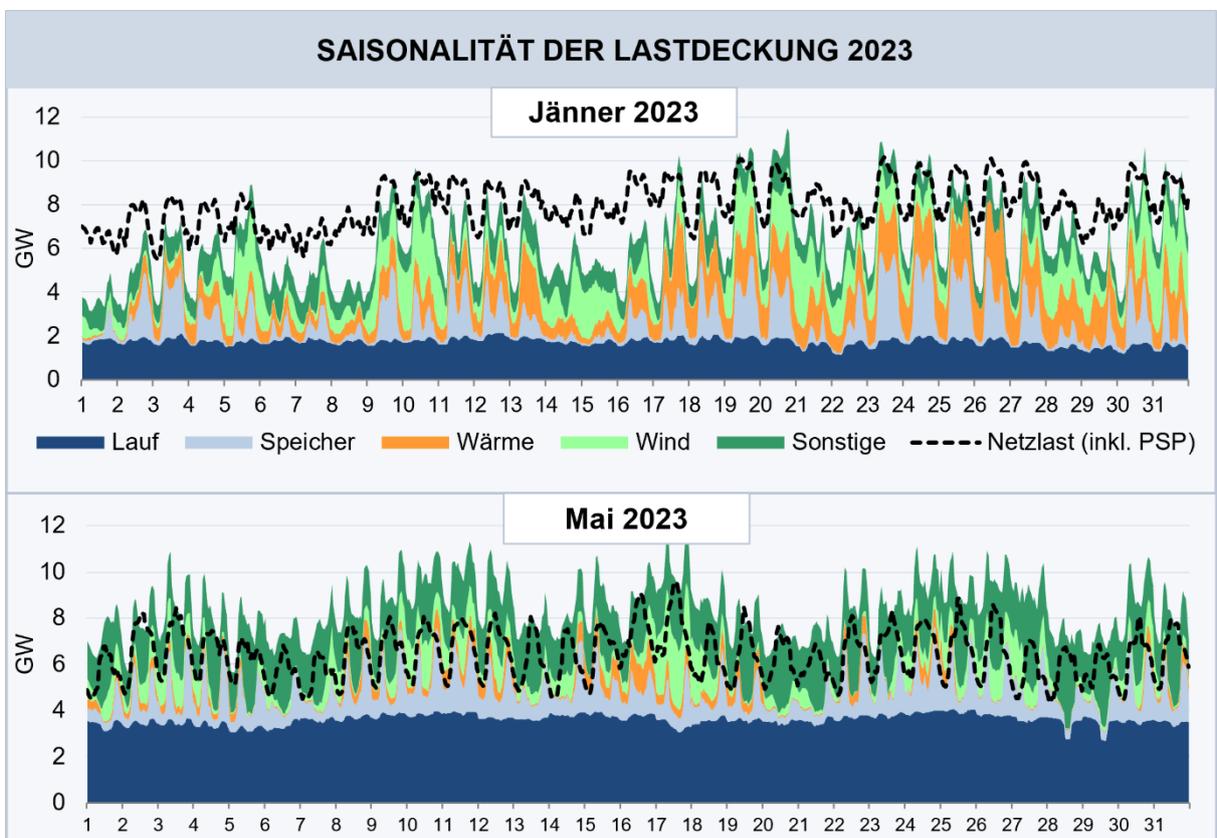


Abbildung 7: Saisonalität der Lastdeckung 2023, Regelzone

Der Vergleich der letzten beiden Maimonate zeigt eine deutlich erhöhte Stromerzeugung aus Laufwasser im Jahr 2023 im Vergleich zum Vorjahr. Während im Jahr 2022 vor allem in der ersten Maihälfte die heimische Nachfrage in teilweise hohem Ausmaß aus Importen gedeckt wurde, führte die starke Erzeugung aus Laufwasser im Mai dieses Jahres dazu, dass während der gleichen Periode teilweise sehr starke Exporte zu verzeichnen waren (Abbildung 8).

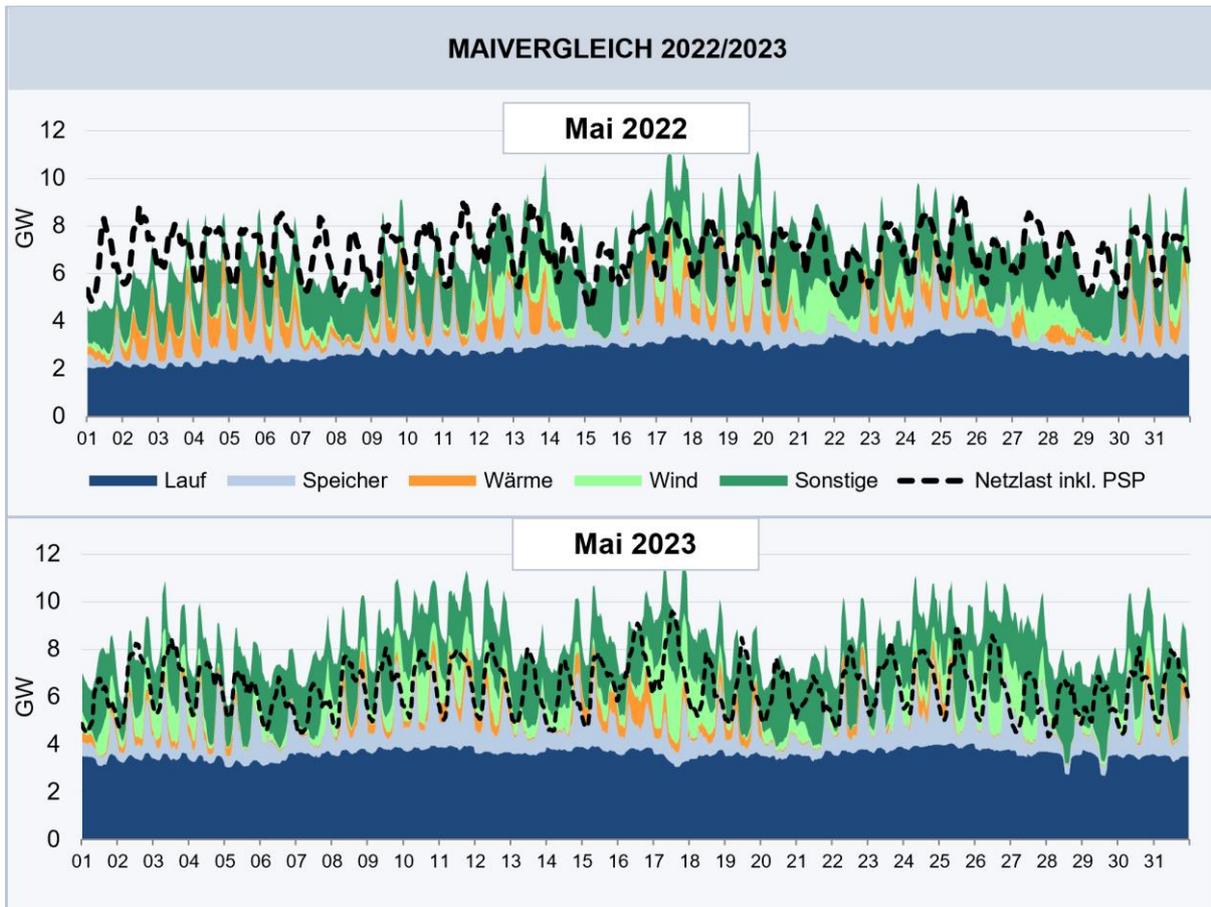


Abbildung 8: Vergleich der realisierten Bedarfsdeckungsbeiträge Mai 2022 und Mai 2023, Regelzone

Abbildung 9 stellt in der Folge die Erzeugung aus Laufkraft der letzten beiden Jahre ins Verhältnis zum 5 Jahres-Durchschnitt von 2017-2021. Während der Mai 2022 in dieser Hinsicht deutlich unterdurchschnittlich verlief, lag der Mai dieses Jahres sogar deutlich über dem Maximalwert seit 2017.

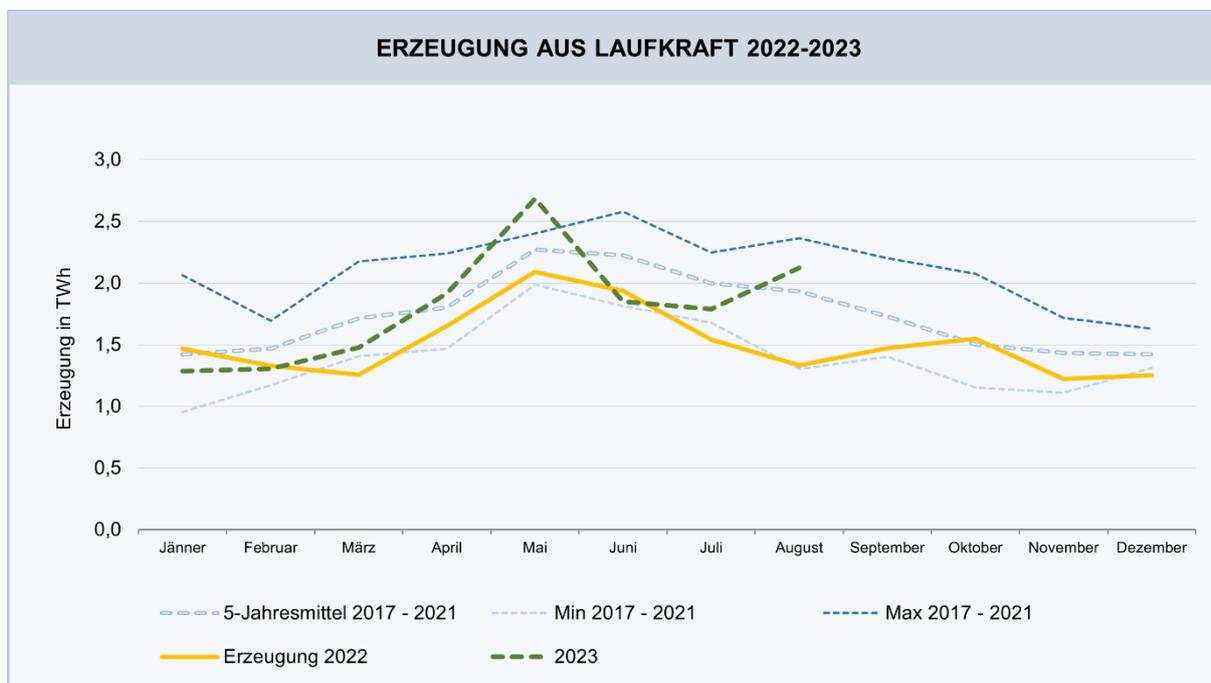


Abbildung 9: Erzeugung aus Laufkraft, ein Vergleich der Jahre 2022 bzw. 2023 zum 5-Jahresmittel 2017-2021

In diesem Kontext ist jedoch 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 durch die Marktallokation nicht geschehen ist. Für den Untersuchungszeitraum 2022/23 ist festzustellen, dass es in keiner Stunde zu einer marktlichen Unterdeckung der Nachfrage kam.

Anhand der obigen exemplarischen Gegenüberstellung der viertelstündlichen Lastdeckung im Jänner und Mai werden die stark ausgeprägten saisonalen Unterschiede der österreichischen Erzeugungsstrukturen sichtbar, einerseits zwischen Winter und Sommer und andererseits zwischen den verschiedenen Jahren, hier 2022 und 2023. Diese Saisonunterschiede verdeutlichen eine Hauptproblematik der Gewährleistung der österreichischen Stromversorgungssicherheit. Im Frühjahr steht durch die typischerweise 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 Erzeugungsanlagen (< 25 MW)<sup>12</sup> kann die in diesen Jahreszeiten vergleichsweise geringe Netzlast auch ohne thermische Erzeugung gedeckt werden. Diese Erzeugungssituation beginnt sich typischerweise im Spätsommer zu

<sup>12</sup> In diese Kategorie fallen unter anderem Kleinwasserkraft, Photovoltaikanlagen und Biomassekraftwerke.

ändern. Laufkrafterzeugung und natürlicher Zufluss der Speicherkraftwerke gehen stark zurück. Die Speicher eignen sich daher kaum noch zur Nettoenergieproduktion und werden aus wirtschaftlichen Gründen zur reinen Spitzenlastdeckung verwendet. 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, was dazu führt, dass die Erzeugung aus thermischen Kraftwerken (Wärme) in dieser Periode einen nicht unerheblichen Anteil der Gesamteinspeisung einnimmt und auch je nach Marktlage in verbundenen ausländischen Marktgebieten auch erhebliche Importe zur Bedarfsdeckung eingesetzt werden.

Durch die zeitliche Aggregation der viertelstündlichen Kraftwerkseinspeisungsdaten ist es möglich, kurzfristige Volatilitäten zu glätten und so den Fokus auf andere Komponenten der Bedarfsdeckung zu legen. Im Rahmen des Versorgungssicherheitsmonitorings werden verschiedene Summenwerte (in GWh) für Verbrauch und alle Erzeugungstechnologien berechnet, um eine energetische Betrachtungsebene zu eröffnen. Die in Abbildung 10 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 beginnend mit der ersten Kalenderwoche 2017 bis einschließlich Kalenderwoche 38 im Jahr 2023 dargestellt.

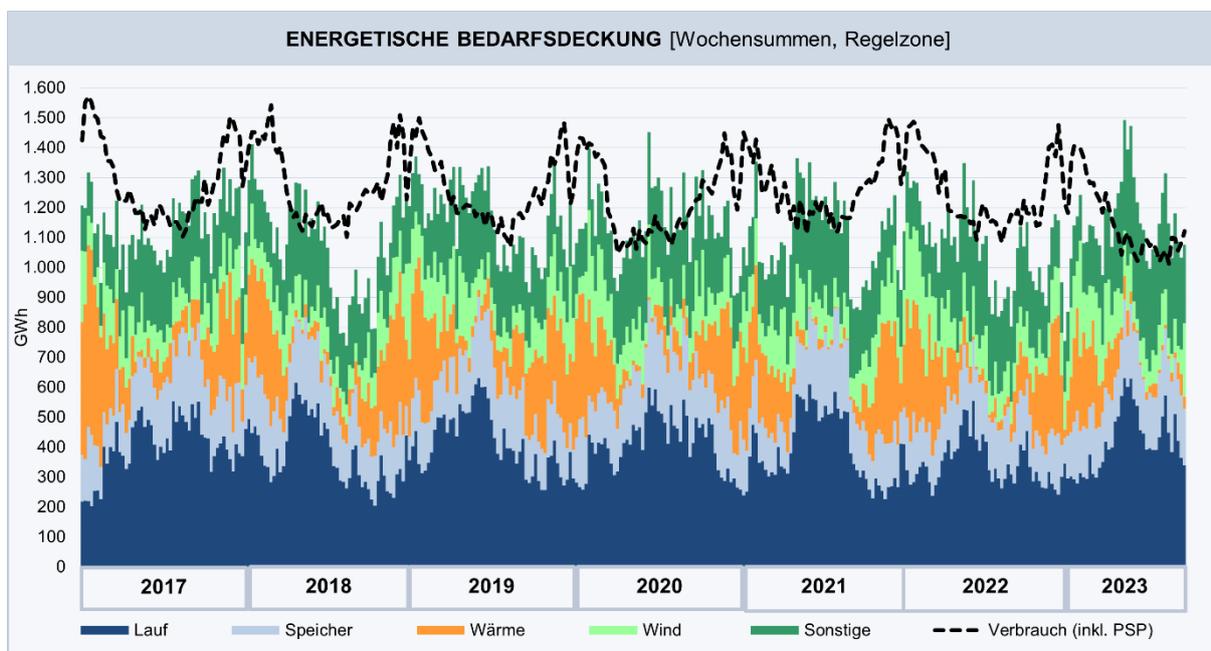


Abbildung 10: Realisierte wöchentliche Bedarfsdeckung KW1 2017 bis KW38 2023, Regelzone

Die Analyse auf Wochenebene zeichnet ein deutlich stärkeres Bild der saisonalen Bedarfsdeckung. Während im Jahr 2021 bedingt durch die hohe Lauf- und

Speichereinspeisung zwischen noch 14 Wochen energetische Nettoexporte zu verzeichnen waren, beschränken sich diese im Jahr 2022 auf lediglich 9 Wochen. Es mussten also in knapp 83% der Wochen Nettoimport zur Bedarfsdeckung verwendet werden, was einem Zuwachs von 10 Prozentpunkten zum Jahr 2021 (73%) und 18 Prozentpunkten zum Jahr 2020 entspricht. Es ist jedoch kein genereller Trend daraus abzuleiten. Ähnliche Verhältnisse konnten z.B. im Jahr 2018 beobachtet werden. Die verfügbaren Daten für das Jahr 2023 zeichnen hier wiederum, wie weiter oben in den Abbildungen 5 ff dargestellt, ein komplett anderes Bild. Von den 25 Wochen von April bis August war in 21 Wochen ein Nettoexport zu verzeichnen.

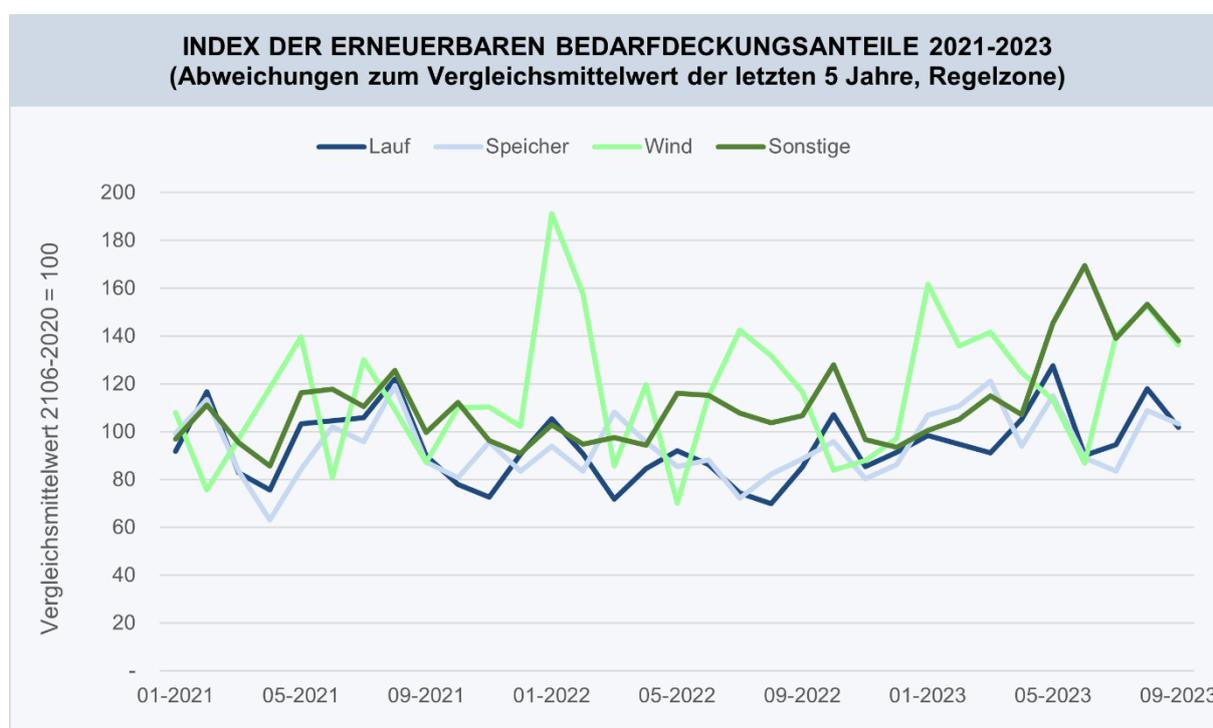


Abbildung 11: Index der Bedarfsdeckungsanteile 2021-2023, Regelzone

Um Abweichungen in den Beiträgen der erneuerbaren Technologien zur Bedarfsdeckung im mehrjährigen Trend zu monitoren, wird der Index der Erneuerbaren Bedarfdeckungsanteile herangezogen. Dieser setzt den relativen Anteil der Nettoeinspeisung einer Erzeugungstechnologie am Monatsgesamtverbrauch in Bezug zum Monatsdurchschnitt eines 5-Jahres Zeitraums. Ein Indexwert von 108 für die Kategorie Wind im Jänner 2021 bedeutet folglich, dass die Winderzeugung in diesem Monat einen um 8% höheren Anteil an der Bedarfsdeckung hatte als im Durchschnitt der Vergleichsmonate der Jahre 2016-2020.

Die bereits im vergangenen Jahr identifizierten erheblichen Fluktuationen in der Erzeugung aus Windkraft zeigen sich auch im aktuellen Betrachtungszeitraum bis September 2023, auch

wenn die Spitze vom Jänner 2023 (162) deutlich unter jener des Jänners 2022 zu liegen kommt. Wie bereits weiter oben beschrieben, fielen die Bedarfdeckungsanteile der Wasserkraft (im Spezielle Lauf mit 36%) im bisherigen Verlauf des Jahr 2023 überdurchschnittlich hoch aus. 2022 lag der Wert im gleichen Betrachtungszeitraum bei durchschnittlich 29%. Im bereits weiter oben beschriebenen Monat Mai lag der Bedarfdeckungsanteil etwa 30% höher als im 5-Jahresdurchschnitt, während dieser im Mai 2022 noch 8% unter dem Durchschnitt zu liegen kam.

Einer konstanten durchschnittlichen Deckung durch Wind, wenngleich mit starker Fluktuation, steht ein im Jahr 2023 stark ansteigender Anteil der Sonstigen (inklusive PV) gegenüber. Hier wurde bisher ein durchschnittlicher Beitrag von etwa 26% realisiert, was eine deutliche Steigerung gegenüber der Vergleichszeiträume der Vorjahre (jeweils etwa 20%) bedeutet.

Die Residualkategorie der sonstigen Erzeugung umfasst inländische Kraftwerkseinspeisung aus Anlagen kleiner als 25 MW (Kleinwasserkraft, Biomasse, Photovoltaik etc.). Der Anstieg der sonstigen Bedarfsdeckungsanteile tritt vor allem in Sommerhalbjahr auf und ist nicht zuletzt auf den starken Ausbau der Photovoltaik zurückzuführen.

## 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 Marktconstellationen oder sogar einer Energielenkungsmaßnahme nicht genügend Kraftwerkskapazitäten verfügbar gewesen wären. Um diesem Aspekt Rechnung zu tragen, ist es notwendig, das inländische Bedarfsdeckungspotenzial abzuschätzen. Hierfür werden drei Erzeugungskategorien definiert, die auf Wochenbasis aggregiert werden, um eine energetische Bedarfsdeckungsperspektive zu ermöglichen:

1. Natürliche Erzeugung
2. Wärmepotenzial
3. Speicherleerung

### 4.2.1 Natürliche Erzeugung

In einem ersten Schritt wird die natürliche Erzeugung berechnet. In diesem Bereich wird lediglich jene realisierte Erzeugung einbezogen, die durch schwankende natürliche Ressourcen bestimmt werden. Diese umfassen die Lauferzeugung (> 25 MW), den natürlichen Speicherzufluss (siehe Abschnitt 8.1.1.) und die Winderzeugung. Die sonstige Erzeugung

beinhaltet vor allem Kleinwasserkraft, kleine (biogene)Wärmeanlagen und Photovoltaikanlagen und wird deshalb konservativ vollständig der natürlichen Erzeugung zugerechnet.

Nachfrageseitig wird für diese hypothetische Deckungsrechnung der wöchentliche Verbrauch ohne Pumpspeicherung (PSP) verwendet, da diese energetisch gesehen mit einem Verlust verbunden ist und daher in einer außergewöhnlichen Knappheitssituation nicht unbedingt möglich ist. Der Fokus soll so bewusst auf die energetischen Überbrückungsmöglichkeiten aus bereits vorhandenen Ressourcen gelegt werden – die zusätzliche Möglichkeit des nicht-natürlichen Wiederbefüllens der Speicher (Pumpspeicherung) wird also aus Konsistenzgründen nicht betrachtet<sup>13</sup>. Trotz erheblicher Unterschiede der einzelnen Bestandteile der dargebotsabhängigen 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 am geringsten. Dies liegt vor allem an den Erzeugungsmöglichkeiten aus Laufwasserkraft, dem natürlichem Speicherzufluss und Photovoltaik, die sich typischerweise antizyklisch zum Verbrauch verhalten. Trotz prozyklischer Tendenzen der Winterzeugung ist die Bedarfsdeckung allein durch natürliche Ressourcen während des Winterhalbjahres bei weitem nicht gegeben. Um diese Unterdeckung auszugleichen, existieren zwei steuerbare Erzeugungspotenziale – Wärme und Speicher.

#### 4.2.2 Wärmepotenzial

Die in Österreich verfügbaren Wärmeanlagen können prinzipiell zur Bandstromerzeugung, aber auch flexibel verwendet werden. Hierbei muss jedoch auch auf die technische Verfügbarkeit Rücksicht genommen werden, die vor allem auch durch ökonomische Erwägungen beeinflusst wird. Das Abschätzen des Potenzials gestaltet sich schwierig, weil die historischen Einspeisewerte der thermischen Kraftwerke von einer gewissen Preiselastizität geprägt waren und im Falle von KWK-Anlagen<sup>14</sup> auch eine Temperaturabhängigkeit besteht. Die tatsächlichen Erzeugungsdaten der Wärmeanlagen reflektieren daher nicht, welche Erzeugungsmöglichkeiten in Knappheitssituationen tatsächlich verfügbar gewesen wären. Folglich wird der aggregierte Einspeisewert in der als

---

<sup>13</sup> Diese Annahme kann als restriktiv angesehen werden, weil die Pumpspeicherung in Zeiten von Lasttälern der vorangegangenen Speicherleerung entgegenwirkt und somit höhere zukünftige Flexibilität ermöglicht. Durch die Wirkungsgradverluste derartiger Prozesse sind die gewonnenen gespeicherten Energieinhalte aber stets kleiner als die dafür erforderliche aufgewandte Pumparbeit. Dementsprechend wäre der zusätzliche wöchentliche Verbrauch stets größer als der zusätzliche wöchentliche Speicherinhalt, der zur energetischen Verbrauchsdeckung verwendet werden kann. Aus diesem Grund wird im Folgenden eine hypothetische wöchentliche Bedarfsdeckungsrechnung aus inländischem Erzeugungspotenzial ohne Pumpspeicherung vorgenommen.

<sup>14</sup> Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zur gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme.

kritisch eingeschätzten vierten Kalenderwoche<sup>15</sup> 2017 als „Benchmark“ für die thermische Maximaleinspeisung verwendet. Dieser Herangehensweise liegt die Annahme zugrunde, dass die durch die Knappheitssituation hervorgerufene Preissteigerung eine marktbasiertere Vollauslastung aller verfügbaren Wärmekraftwerke zur Folge hätte<sup>16</sup>. Das daraus beträchtliche Wärmepotenzial, basierend auf den Wärmekraftwerken (> 25 MW), wird anhand der seither erfolgten Stilllegungsmeldungen und der vorhandenen Kraftwerksverfügbarkeitsstatistik fortgeschrieben, um die zeitliche Vergleichbarkeit sicherzustellen<sup>17</sup>.

Der Erzeugungswert der Wärmekraftwerke entspricht daher einer abgeleiteten hypothetischen Maximaleinspeisung. Dabei wird unterstellt, dass ein zum Einsatz der Wärmekraftwerke ausreichend hohes Preisniveau vorherrscht, wovon in einer versorgungstechnischen Knappheitssituation auszugehen ist. Aus den Berechnungsergebnissen für natürliche Erzeugung und hypothetisches Wärmepotenzial geht hervor, dass es in den letzten Jahren immer wieder Wochen gab, in denen die natürliche Erzeugung und das Wärmepotenzial nicht ausreichend waren, um den Verbrauch zu decken. Diese hypothetischen wöchentlichen Deckungslücken<sup>18</sup> existieren 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.

### 4.2.3 Speicherleerung

Abbildung 12 zeigt die Entwicklung der aggregierten für das Inland verfügbaren Energieinhalte<sup>19</sup> der Speicherkraftwerke im Zeitraum zwischen 2017 bis 2023. Durch die

---

<sup>15</sup> Montag, 23. Jänner – Sonntag, 29. Jänner

<sup>16</sup> Dies entspricht nicht zwingend der Vollauslastung auf Basis der technisch möglichen Engpassleistung, sondern einem marktbasiertere Maximalwert, der durch den ökonomischen Anreiz eines außergewöhnlichen Knappheitssignals geschaffen wurde.

<sup>17</sup> Hierbei entspricht der Wert der vierten Kalenderwochen der tatsächlich realisierten Nettoeinspeisung der Wärmekraftwerke (= Benchmark). Dabei ist darauf hinzuweisen, dass es im betreffenden Wärmesegment (> 25 MW) den gesamten Jänner hindurch zu keinen gemeldeten Kraftwerksausfällen kam. Dies entspricht einer Ausnahmesituation – um vergleichbare Werte für das Marktpotenzial der Wärmekraftwerke zu generieren, wird der Benchmarkwert anhand der monatlichen blockscharfen Zeitverfügbarkeitsstatistik vor- und rückgerechnet. Dabei werden sowohl geplante Wartungen als auch ungeplante Ausfälle berücksichtigt.

<sup>18</sup> 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.

<sup>19</sup> 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, die in weiterer Folge aus den bereits diskutierten, energetischen Gründen nicht durch Pumpeinsatz verändert werden. Die resultierenden Speicherinhalte können somit als vorhandene Minimalverfügbarkeit interpretiert werden.

starke Saisonalität des natürlichen Zuflusses weisen die Füllstände ein gleichverlaufendes unterjähriges Muster auf. Typischerweise erreichen die Speicher Anfang September ihren Höchststand und werden danach in unterschiedlichem Ausmaß zur winterlichen Bedarfsdeckung herangezogen. Die marktbezogene Bewertung des Wasserwertes ist hierbei eine entscheidende Determinante für die Einspeiseentscheidungen der Betreiber. Nach zwei Winterjahren mit äußerst niedrigen Speicherständen (vor allem in der 2. Winterhälfte der Periode 2020-2021) war im vergangenen Winter 2022-2023, durchaus auch bedingt durch den milden Winterverlauf, wieder ein hoher Speicherstand zu beobachten. Auch war der Speicherstand im Herbst 2023 vergleichbar hoch mit der bereits überdurchschnittlichen Mengen im Vorjahr.

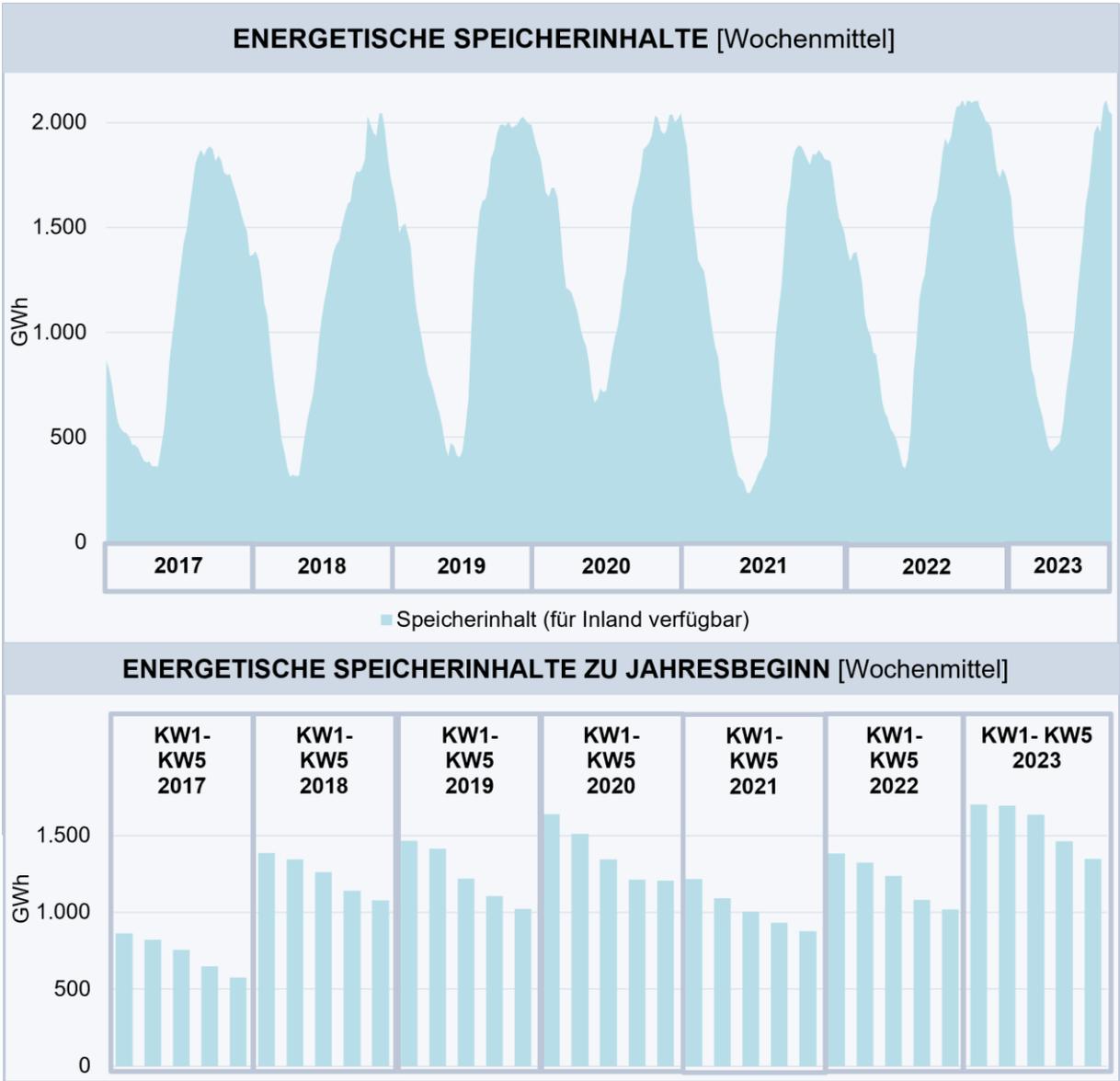


Abbildung 12: Verfügbarer Energieinhalt der Speicher 2017-2023, unten: jeweilige Kalenderwochen 1-5 der betrachteten Jahre

## 4.2.4 Ergebnisüberblick

Nachdem das Maß für die Speicherinhalte festgelegt wurde, kann ermittelt werden, wie viel des zur Verfügung stehenden Speicherinhalts verwendet werden müsste, um die in diesem Abschnitt definierte hypothetische wöchentliche Deckungslücke auszugleichen<sup>20</sup>. Daraus resultiert eine notwendige Speicherleerung zur Überbrückung der hypothetischen Deckungslücke. Je nach Anteil der Speicherleerung am verfügbaren Speicherinhalt kann die Speicherreichweite in Wochen abgeleitet werden - z.B. eine notwendige Speicherleerung von 10% bedeutet, dass die in der entsprechenden Woche ermittelte, hypothetische Deckungslücke 10 Wochen lang allein durch den verfügbaren Speicherinhalt in Österreich ausgeglichen werden könnte. Diese Szenarien-Betrachtung wird in diesem Bericht für jede Woche im Zeitraum zwischen Jänner 2017 und September 2023 ermittelt und dargelegt.

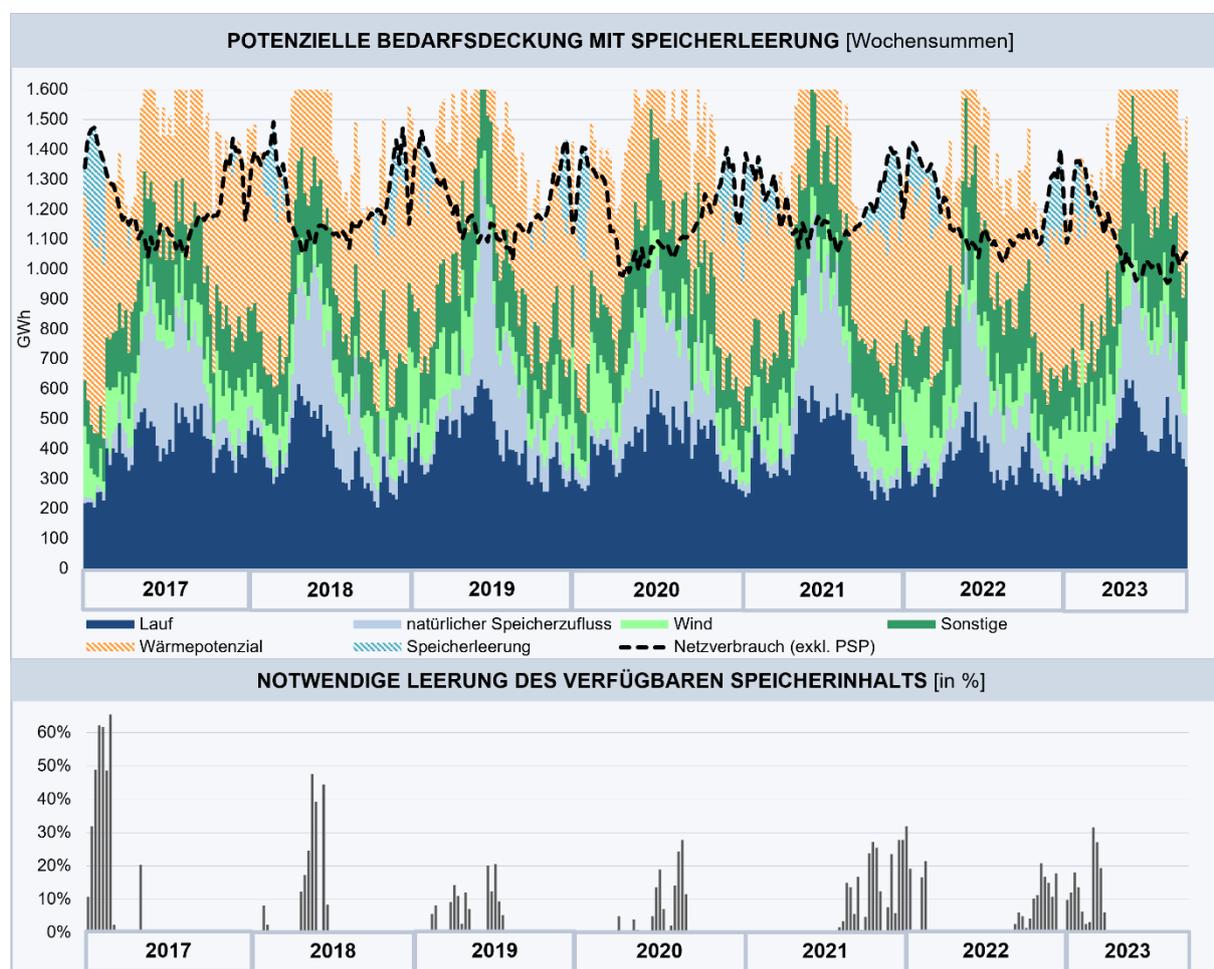


Abbildung 13: Mehrjährige potenzielle inländische Bedarfsdeckung

<sup>20</sup> Zusätzlich müssen auch die Engpassleistung sowie die Übertragung und Verteilung der Speicherezeugung berücksichtigt werden. Aus diesem Grund werden historische Einspeisedaten verwendet, um zu eruieren, welche Aufbringung tatsächlich möglich ist. Auf Basis historischer Daten wird ein Maximalwert von 400 GWh pro Woche angenommen. Dies entspricht dem historischen Höchstwert an Speicherproduktion der letzten 10 Jahre.

In Abbildung 13 ist klar erkennbar, dass im Vergleich zu den Wintern 2016/17 bzw. 2017/18 die hypothetischen Deckungslücken in den beiden vergangenen Wintern (2021-2022 bzw. 2022-2023) zwar durchaus in beträchtlicher Häufigkeit vorkommen, jedoch in Ihrem (versorgungsrelevanten) Ausmaß nicht vergleichbar sind mit den Beobachtungen des Winters 2016-2017 bzw. 2017-2018. Als Hauptursachen für dieses Ergebnis sind die unterdurchschnittliche Erzeugung aus Wasserkraft in den letzten beiden Wintern zu nennen. Auffallend ist dabei vor allem, dass die hypothetischen Deckungslücken bis weit ins Frühjahr reichten. Dies ist historisch betrachtet eher ungewöhnlich für die österreichische Bedarfsdeckung, war jedoch einer Kombination aus den bereits erwähnten geringeren Speicherinhalten und ausgedehnten Trockenperioden geschuldet. Trotz dieser Entwicklungen ist zu betonen, dass die maximale Speicherleerung in den identifizierten Unterdeckungswochen im Untersuchungszeitraum 2022/23 bei etwas über 30% lag. Die Woche der kritischsten relativen Unterdeckung für die österreichische Bedarfsdeckung wäre also gut 3 Wochen allein durch österreichische Erzeugung überbrückbar gewesen. Zum Vergleich - in den Wintern 2016/17 und 2017/18 kam es unter Verwendung der gleichen Berechnungslogik in einigen Wochen mit hoher Unterdeckung zu einer notwendigen Leerung von über 50% des verfügbaren Speicherinhalts (das entspricht einer Überbrückungsdauer von weniger als 2 Wochen).

## 5 Aktuelle Lage: Winter 2023/24

Auf Basis der im Energielenkungsgesetz verankerten Monitoringpflichten besteht der Versorgungssicherheitsbericht der E-Control im Wesentlichen 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 auf den Energiemärkten wird seit dem vergangenen Bericht auch ein kurzfristiger Ausblick auf die erwartbare Bedarfsdeckungssituation des kommenden Winters inkludiert.

Nach den beispiellosen Preisausschlägen (vor allem) des Spätsommers 2022 hat sich die Preisentwicklung seit Winter 2022-2023 deutlich entspannt. Auch wenn, wie bereits im vergangenen Jahr angedeutet, das Preisniveau sowohl im Gas als auch im Strom noch immer deutlich über Niveau von Anfang 2021, also vor dem Einsetzen unterschiedlicher preistreibender Entwicklungen, liegt, so ist seit Beginn des Jahres 2023 eine deutliche Stabilisierung zu verzeichnen (Abbildung 14).

Diese Stabilisierung auf höherem Niveau ist auf die gleichzeitige Entspannung verschiedener Risikofaktoren des vergangenen Jahres zurückzuführen. Nachfrageseitige Reduktion der von Abhängigkeiten durch Diversifizierung in der Gasbeschaffung, witterungsbedingt geringerer Einsatz von Gaskraftwerken in der Erzeugung von Strom und Wärme, höherer Ertrag der dargebotsabhängigen Erneuerbaren bei gleichzeitigem Ausbau (speziell Photovoltaik), eine verbesserte Situation in der Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen am europäischen Markt (Atomkraftwerke in Frankreich) usw.

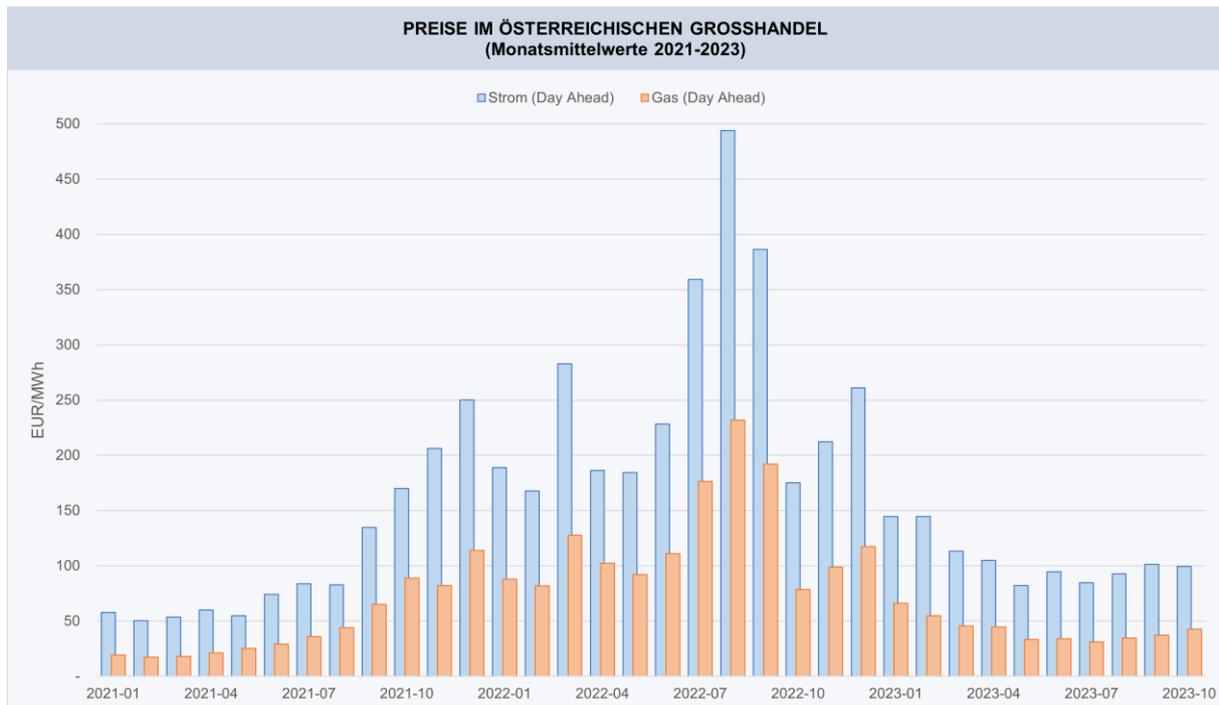


Abbildung 14: Großhandelspreise für Gas und Strom (Datenbasis: Strom Single Day Ahead Coupling, Gas CEGHEDI)

Bestätigt wird diese Analyse durch die aktuelle Veröffentlichung des Verbandes der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E), den Winter Outlook 2023-2024, in welchem regelmäßig saisonale Evaluierungen des europäischen Strommarktes publiziert werden. Probabilistische Simulationsergebnisse ermöglichen die Bewertung einer Vielzahl von verbrauchs- und erzeugungsseitigen Bedingungen. Im Gegensatz zu der nationalen Betrachtungsebene des Versorgungssicherheitsberichts der E-Control wird in den Analysen der ENTSO-E vor allem auch die Flexibilität durch grenzüberschreitenden Stromaustausch berücksichtigt. Der aktuelle Winter Outlook 2023-2024 zeichnet insgesamt ein positives Bild für die Sicherheit der europäischen Stromversorgung im kommenden Winter. Während im Vorjahr noch verschiedene Risikofaktoren (Gasversorgung, Verfügbarkeiten von Atomkraftwerken) identifiziert wurden, sind die für den kommenden Winter identifizierten Risikofaktoren ausschließlich wetterbedingt und regional begrenzt. Österreich im Speziellen sieht die Analyse als gut für den kommenden Winter vorbereitet und streicht dabei heraus, dass keine Risikofaktoren identifiziert werden konnten<sup>21</sup>.

<sup>21</sup> Der ENTSO-E Winter Outlook 2023-2024 steht online unter <https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/> zur Verfügung.

Nichtsdestotrotz stellt die Abhängigkeit der österreichischen Stromversorgung vom Energieträger Erdgas<sup>22</sup> nach wie vor einen gewissen (mittelfristigen) Risikofaktor dar. Abbildung 15 zeigt nochmal explizit den Anteil des Energieträgers Erdgas an der österreichischen Bruttostromerzeugung der vergangenen Jahre im Überblick.

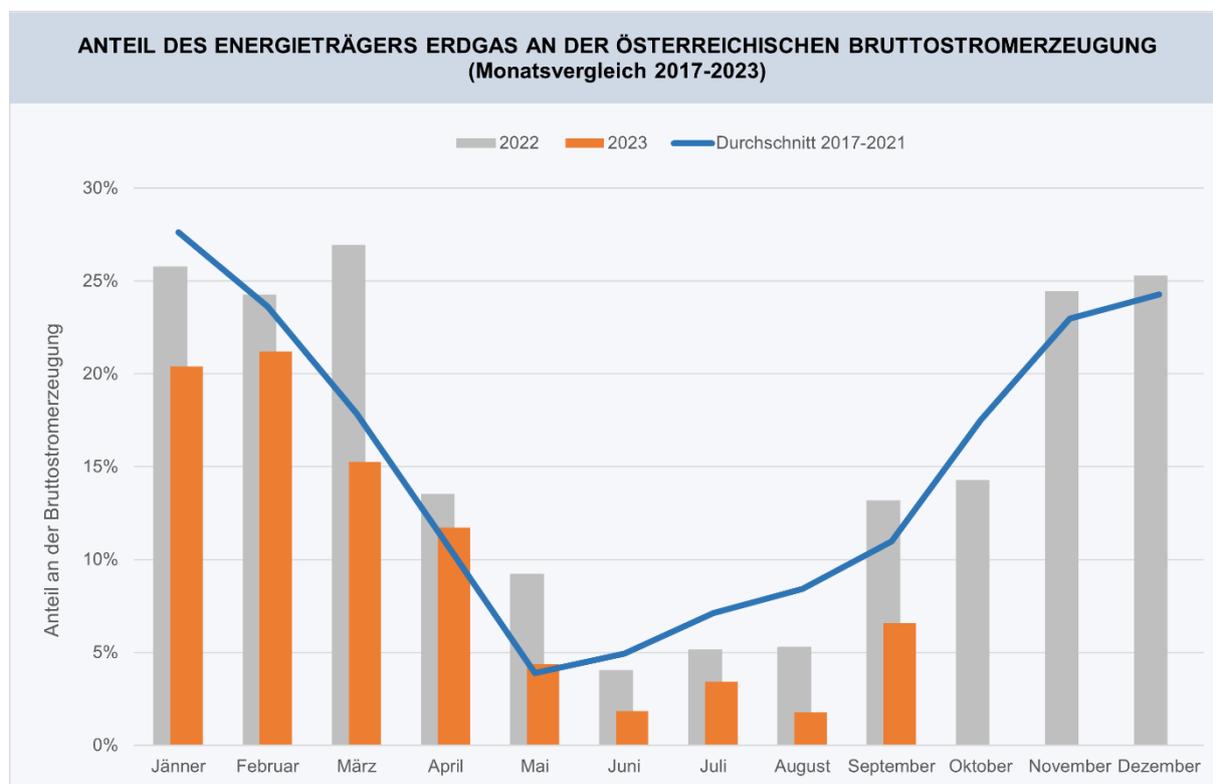


Abbildung 15: Anteil des Energieträgers Erdgas an der österreichischen Bruttostromerzeugung im Monatsvergleich 2022-2023, sowie zum 5-jährigen Monatsmittel 2017-2021.

Entsprechend ist die Sicherheit der Stromversorgung auch weiterhin stark an die Sicherheit der Gasversorgung gekoppelt. Wie bereits im vergangenen Jahr zu beobachten, liegt der Füllstand der Gasspeicher auch zum diesjährigen Winterbeginn mit 97 TWh (entspricht einem Füllstand von 99%) auf einem außergewöhnlich hohen Niveau (siehe Abbildung 16), dies ist nicht zuletzt auf gesetzliche Initiativen, wie die strategische Gasreserve oder dem Versorgungsstandard<sup>23</sup>, 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-Control<sup>24</sup>.

<sup>22</sup> Dies trifft vor allem, wie bereits in Abschnitt 4.1 dargestellt, auf die Wintermonate zu.

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

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

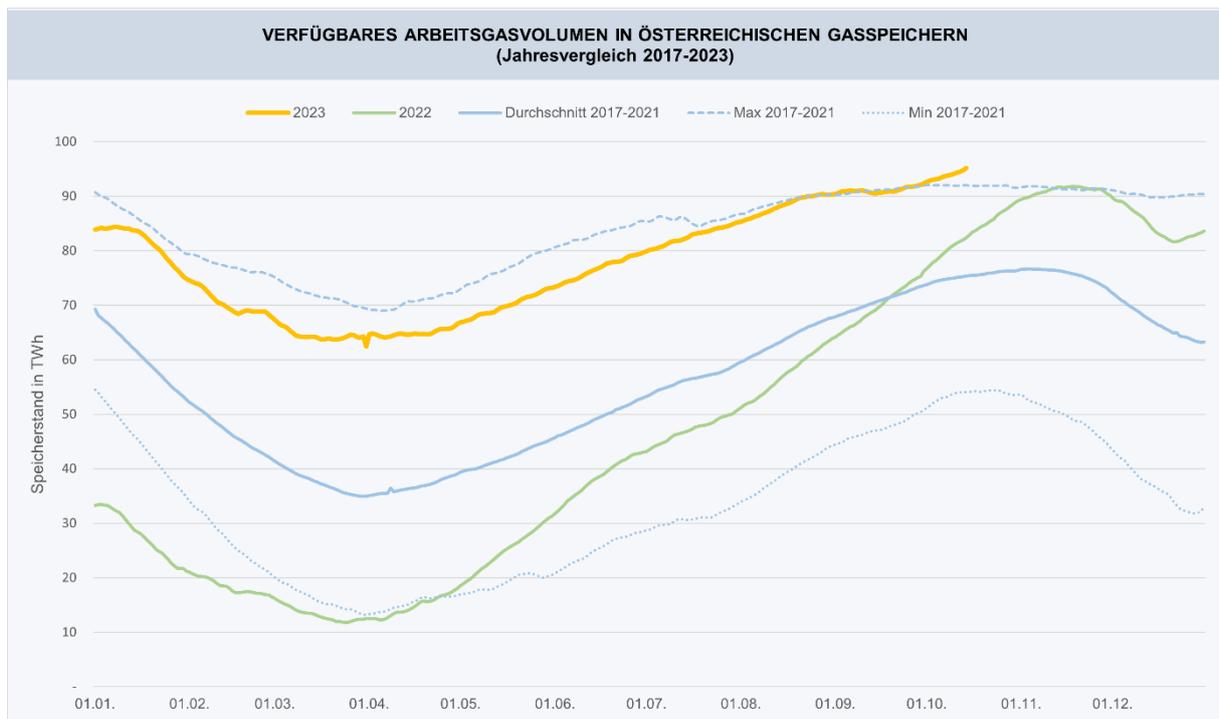


Abbildung 16: Füllstand der österreichischen Gasspeicher

## 6 Vorausschau: Bedarfsdeckung 2030

Nachdem die aktuellen Bedingungen der österreichischen Bedarfsdeckung beurteilt wurden, soll im folgenden Kapitel eine langfristige Vorausschau darlegen, inwieweit durch identifizierte Interdependenzen, erwartbare zukünftige Entwicklungen und die Erreichung vorgegebener Ziele mit Problemen bei der Sicherstellung der Versorgungssicherheit im Zieljahr 2030 zu rechnen ist.

Im Vergleich zum letztjährigen Bericht wurden in Bezug auf die Bedarfsdeckungsanalysen nur marginale methodische Änderungen vorgenommen. Auch die Eingangsparameter für 2030 haben sich kaum verändert, da sich auf Erzeugungsseite die erneuerbaren Ausbauziele nicht adaptiert wurden und die letzten beiden Jahre in den Verbrauchsprognosen als Sondersituationen modelliert wurden, um keine Verwerfungen durch Kriseneffekte<sup>25</sup> zu generieren. Auch im Zusammenhang mit den Szenarien zur Elektrifizierung des Personenverkehrs und der Industrie wurden keine neuen Erkenntnisse gewonnen. Folglich kam es bei der diesjährigen Aktualisierung der Bedarfsdeckungsrechnungen für 2030 lediglich zu geringen Veränderungen der Ergebnisse. Aus diesem Grund konnten einige Teile des letztjährigen Berichts übernommen werden.

### 6.1 Erzeugungskapazitäten 2030

Anhand unterschiedlicher Methoden und Datenquellen werden im folgenden Kapitel Aussagen über die erwartbare Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Österreich getroffen. Jegliche Abschätzung zukünftiger Entwicklungspfade ist 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 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 liegen<sup>26</sup>. 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

---

<sup>25</sup> Geringe Stromnachfrage durch Lockdown-Effekte im Jahr 2020 und entsprechende Aufholeffekte im Jahr 2021.

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

Energie aus erneuerbaren Quellen 2021 (EAG, in der Fassung BGBl. I Nr. 150/2021) 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 skaliert<sup>27</sup>. Abbildung 17 zeigt die im zweistufigen Herleitungsprozess eruierten Veränderungen der installierten Engpassleistung je Technologie vom aktuellen Stand 2022 hin zum zukünftigen Niveau 2030.

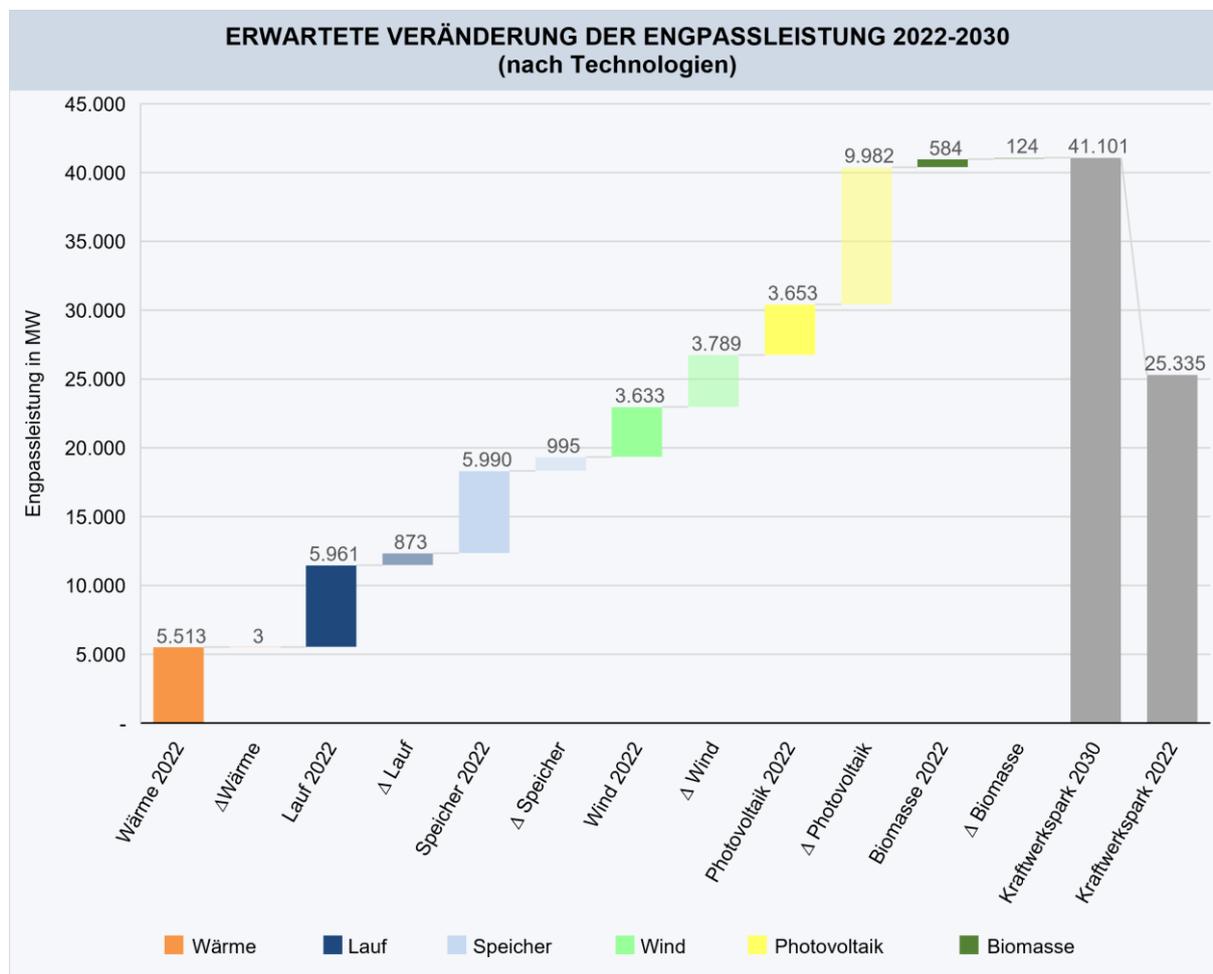


Abbildung 17: Erwartete Veränderung der Engpassleistung 2022-2030

Die Zusammensetzung des Kraftwerksparks 2030 ergibt sich aus den erwarteten Engpassleistungen wie folgt: Etwa 50% der installierten Engpassleistung (EPL) wird auf Photovoltaik (33,17%) und Wind (18,06%) entfallen<sup>28</sup>. Dahinter rangiert Wasserkraft, die mit Speicher<sup>29</sup> (17%) und Lauf (16,63%) mit etwa einem Drittel zur EPL beiträgt. Die fossilen

<sup>27</sup> Unter Berücksichtigung der typischen Volllaststunden der jeweiligen Technologien.

<sup>28</sup> Definiert man jährliche Ausbauziele über eine vereinfachte linearisierte Betrachtungsweise, um den Fortschritt des Ausbaufahrplans bis 2030 zu bewerten, so sieht man derzeit, unter Berücksichtigung aktueller Trends im Jahr 2023, eine überdurchschnittliche Erfüllung der notwendigen Anteile für Photovoltaik, während die Zubauten für Wind derzeit hinter den durchschnittlichen jährlichen Ausbauzielen zurückliegen.

<sup>29</sup> Durch die marktliche Zuordnung zu Deutschland wurden die Vorarlberger Illwerke und das Tiroler Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz exkludiert.

Wärme- und Biomassekraftwerke (13,42%) und Biomasse (1,72%) komplettieren das Bild. (siehe Abbildung 18). Während die Verdoppelung des Anteils der neuen Erneuerbaren (Wind und Photovoltaik) maßgeblich auf die im EAG festgelegten Ausbauziele zurückzuführen ist, verbleibt die relative Rangordnung unter Speicher-, Lauf- und Wärme- und Biomassekraftwerk unverändert.

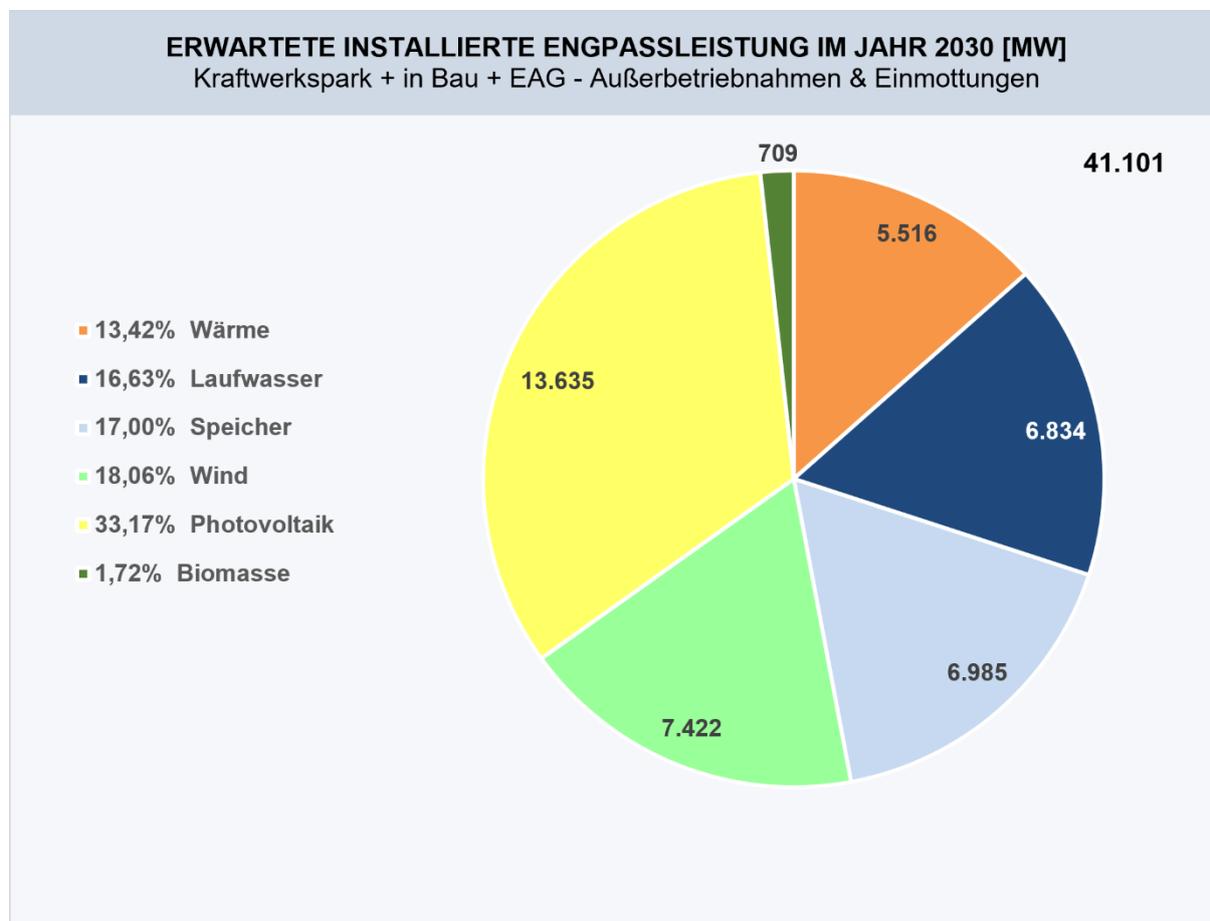


Abbildung 18: Erwartete installierte Engpassleistung 2030

### 6.1.2 Kraftwerksverfügbarkeit 2030

Die im letzten Abschnitt dargelegten erwarteten Engpassleistungen sind wiederum nur als theoretische Erzeugungspotenziale zu verstehen - die tatsächliche Stromerzeugung ist jedoch dargebotsabhängig bzw. marktgetrieben. Beispielsweise wirken sich Niederschlagsmengen und verfügbare Wassermengen auf die Speicherinhalte von (Pump-)Speicher- und Laufkraftwerken aus. Für die Prognose zu berücksichtigen ist, dass die verfügbare Kraftwerksleistung aufgrund von Revisionen, Stillständen, Störungen, Speichervolumen, Wasserführung etc. geringer ist als die installierte Kraftwerksleistung.

Um diese Effekte abzubilden, werden für die Klasse der regelbaren Kraftwerke (Speicher- und Wärme- und Biomassekraftwerke<sup>30</sup>) probabilistische Verfügbarkeitsprofile ermittelt. Dabei berücksichtigt das

<sup>30</sup> Biomasse-Anlagen sind in diesem Kontext den Wärme- und Biomassekraftwerken zugewiesen.

Modell stochastische Kraftwerksausfälle. Somit werden pro Erzeugungseinheit für jede Stunde zwei stochastische Zustände angenommen - die jeweilige Erzeugungseinheit ist mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit verfügbar bzw. mit der Gegenwahrscheinlichkeit nicht verfügbar. Diese Verfügbarkeitswahrscheinlichkeiten leiten sich aus den erhobenen Daten der E-Control ab und unterscheiden sich nach unterschiedlichen Kraftwerkstypen. Dabei werden sowohl geplante Revisionen als auch ungeplante Ausfälle berücksichtigt.

Die für Wärmekraftwerke verwendete Stromverlustkennziffer beschreibt, um wie viel Prozent die auskoppelbare elektrische Leistung verringert wird, wenn eine KWK-fähige Anlage thermische Leistung erbringt. Dieser Stromverlust variiert eigentlich mit der Höhe der tatsächlich ausgekoppelten thermischen Leistung, der vorgegebene Wert von 20% ist eine konservative Obergrenze bei maximaler Wärmeauskopplung. Da die jährliche Lastspitze üblicherweise im Winter auftritt, geht das Modell beim Einbezug von KWK-Anlagen konservativ von maximaler thermischer Auskopplung aus. Andere Modelle zur Berechnung der verfügbaren Leistung schätzen die tatsächliche abgerufene Wärmeleistung oder verwenden die tatsächlich eingespeiste elektrische Energie von KWK-Anlagen. Die hier verwendete Methode leidet nicht unter den Nachteilen der angeführten Vorgehensweisen. Sie führt also keine zusätzliche Unsicherheit durch weitere Schätzungen ein und ignoriert nicht, dass die Möglichkeit besteht, dass Kraftwerke im Bedarfsfall mehr Energie liefern könnten.

## 6.2 Bedarfsprognosen 2030

Bedarfsseitig werden Zeitreihenmodelle zur Prognose des elektrischen Endverbrauchs und der Spitzenlast eingesetzt. Diese 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 Daten basiert die Verbrauchsmodellierung auf den durch die Statistik Austria publizierten elektrischen Endverbräuchen<sup>31</sup>. Im Rahmen des Verbrauchsmodells wird zwischen dem Endverbrauch der Haushalte und dem Endverbrauch der Nicht-Haushalte (Gewerbe, Industrie etc.) unterschieden, um 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 wird angenommen, dass ein direkter Zusammenhang zum Gesamtverbrauch besteht. Trotz unterschiedlicher Spezifikationen wird ein methodisch einheitlicher Ansatz zur Ermittlung der Abhängigkeiten zwischen den modellierten Verbrauchsgrößen und den gewählten Einflussfaktoren herangezogen. Es

---

<sup>31</sup> Die verwendeten elektrischen Endverbrauchsdaten sind Teil der veröffentlichten Energiebilanz (siehe <https://www.statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/energiebilanzen>).

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.

### **6.2.1 Prognoseergebnisse für elektrischen Endverbrauch und Spitzenlast 2030**

Auf Basis der beiden Verbrauchsmodelle kann eine Prognose für den elektrischen Endverbrauch im Jahr 2030 erstellt werden. Dabei entspricht die Summe des prognostizierten Verbrauchs der Haushalte und der Nicht-Haushalte dem gesamten elektrischen Endverbrauch in Österreich. Auf Grundlage der Eingangsparameter wird demgemäß für 2030 ein elektrischer Endverbrauch von 74,5 TWh erwartet, dies entspricht einem Verbrauchswachstum bis 2030 im Ausmaß von etwa 25% im Vergleich zu 2022. Anhand der Modellschätzung ist auch von einer moderaten Erhöhung des Haushaltsanteils am elektrischen Endverbrauch auszugehen. Im Jahr 2030 beträgt der Haushaltsanteil demnach 34%.

Die Modellierung des Zusammenhangs von Lastspitze und dem gesamten elektrischen Endverbrauch ergibt eine erwartete Spitzenlast von 12,1 GW im Jahr 2030.

### **6.2.2 Elektrifizierung des Personenverkehrs und der Industrie**

Für die Evaluierung des erwartbaren elektrischen Zusatzbedarfs 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 ermittelt<sup>32</sup>. Die Ergebnisse dieser Studie werden in die Bedarfsdeckungsanalysen integriert. Die Eckpunkte des hierfür verwendeten Szenarios für 2030 sind:

- Von der Elektrifizierung betroffene Fahrzeugtypen umfassen lediglich PKWs, Busse, 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 ein zusätzlicher elektrischer Endverbrauch im Ausmaß von 4,7 TWh für 2030 erwartet. Die entsprechende Lastspitze der Ladeprozesse würde bei rund einem Gigawatt 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. Durchschnittlich wird eine zusätzliche Last von 0,5 GW erwartet.

---

<sup>32</sup> Nähere Informationen sind auf Anfrage verfügbar.

Neben der Elektromobilität werden für die Bedarfsdeckungsanalysen 2030 auch Elektrifizierungspläne der Industrie berücksichtigt. Der E-Control sind in diesem Zusammenhang Projekte im Ausmaß von knapp 200 MW zur Kenntnis gelangt, die als erwarteter Zusatzbedarf in den folgenden Analysen eingerechnet werden.

## 6.3 Stündliche Lastdeckungssimulation 2030

### 6.3.1 Konzept

Die Lastdeckungsrechnung 2030 basiert auf der gleichen Methode wie in den vergangenen Jahren unter Berücksichtigung aktualisierter Datenbestände und 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 Deckungslücken und deren Ursachen.

So lässt sich zeigen, wann diese auftreten, wie lang sie andauern und wie groß das hypothetische Leistungsdefizit ausfallen könnte<sup>33</sup>.

### 6.3.2 Methodenüberblick

Für die Generierung verschiedenster Verbrauchs- und Erzeugungsszenarien wird ein probabilistischer Ansatz gewählt, mittels welchem eintausend stündlich aufgelöste Jahresprofile für potenzielle Last und nationaler Erzeugung miteinander verglichen werden. Die Last und die dargebotsabhängige erneuerbare Erzeugung aus Wind, PV und Laufwasserkraft werden unter Einsatz eines neuronalen Netzwerkes<sup>34</sup> generiert, welches die Temperatur als exogene Kenngröße verwendet, um witterungsbedingte Gleichzeitigkeiten abzubilden. 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 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 mittels des Fehlerkorrekturmodells aus Abschnitt 6.2 prognostizierte Spitzenlast. Zusätzlich werden diese Verläufe additiv um die Verbrauchsprofile für E-Mobility

---

<sup>33</sup> 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.

<sup>34</sup> Unter Anwendung eines Long-Short-Term-Memory-Networks (LSTM)

und die Elektrifizierung von Großindustrien ergänzt (siehe Abschnitt 6.2.2). Erzeugungsseitig werden die erwarteten Engpasseleistungen für 2030 herangezogen (siehe Abschnitt 6.1.1).

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 6.1.2).

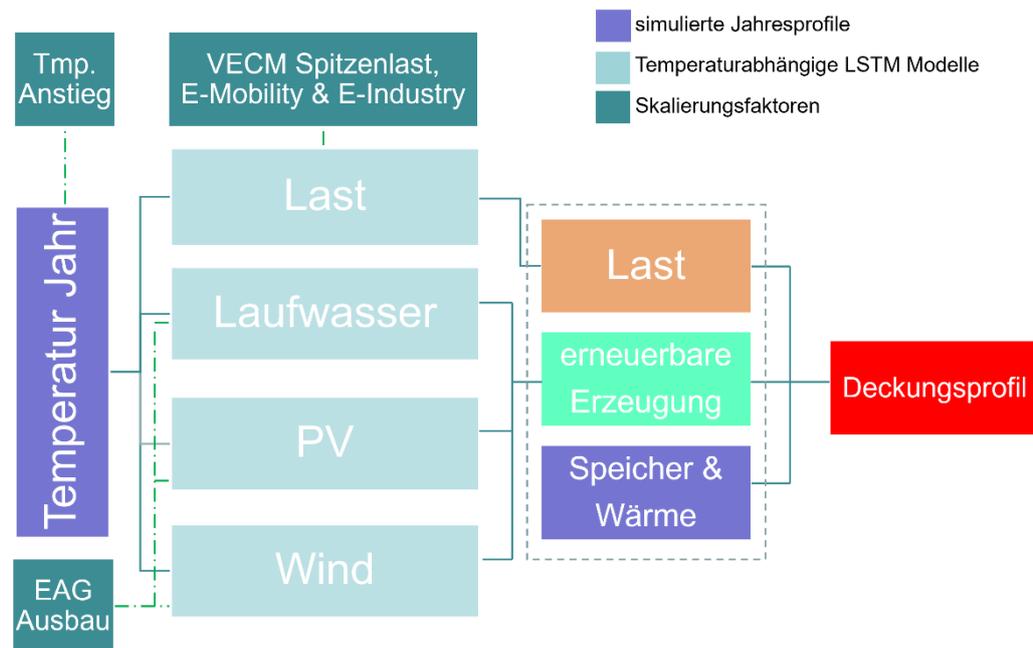


Abbildung 19: Schematischer Aufbau der stündlichen Lastdeckungssituation

In Abbildung 19 wird dargestellt, wie sich die einzelnen Komponenten der stündlichen Lastdeckungsrechnung zusammenfügen, um schlussendlich hypothetische Deckungsprofile für das Jahr 2030 zu erzeugen. Jedes dieser stündlich aufgelösten Deckungsprofile ist durch einen Jahreslastverlauf (bestehend aus Endverbrauch, E-Mobility, E-Industry) 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, mit dem Ziel, Verteilungen verschiedener Parameter wie Dauer und Größen solcher Lücken zu extrahieren und zu beschreiben.

### 6.3.3 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).

Aus der Analyse all dieser Deckungsprofile geht hervor, dass in gut 95% derartiger Jahresbetrachtungen überhaupt keine Deckungslücken entstehen, d.h. der Strombedarf ist in jeder Stunde des Simulationsjahres gedeckt. Etwas knapp 4% der Jahre weisen dabei eine Unterdeckung von lediglich einer Stunde während des gesamten Simulationsjahres auf. D.h. in weniger als 1% aller simulierten Jahre ergibt sich ein mehrstündiges Deckungsdefizit. Der längste zusammenhängende unterdeckte Zeitraum umfasst 3 Stunden und tritt in den Abendstunden eines späten Februartages auf. Hervorgerufen wird dieses Ergebnis durch einen deutlich erhöhten Verbrauch (10% mehr als der mittlere simulierte Verbrauch<sup>35</sup>) bei gleichzeitig schwacher Erzeugung aus Wind und Lauf (jeweils nur etwa 50% der mittleren Erzeugung<sup>36</sup>). Im Rahmen der gesamten Simulation wurden insgesamt 59 unterdeckte Stunden identifiziert. Setzt man diesen Wert in Relation zur Gesamtzahl der simulierten Stunden<sup>37</sup>, so erhält man eine Unterdeckungswahrscheinlichkeit je Stunde von 0,000006% bzw. eine erwartete Anzahl an Unterdeckungsstunden von 0,06 im Jahr 2030<sup>38</sup>.

## 6.4 Energetische Bedarfsdeckungsschätzung 2030

Im Rahmen der stündlichen Bedarfsdeckungssimulation wurden rein nationale Deckungsmöglichkeiten analysiert. Für die Analyse der energetischen monatlichen Bedarfsdeckung im Jahr 2030 wird dementsprechend ein Ansatz gewählt, der auf die Ermittlung der tatsächlichen Erzeugung im europäischen Marktumfeld abzielt.

### 6.4.1 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 Abschnitt 6.2.1 und 6.2.2). Diese Herangehensweise erlaubt durch die Verwendung realer Erzeugungsdaten eine implizierte 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.

---

<sup>35</sup> aller eintausend simulierten Jahre im gleichen Zeitfenster.

<sup>36</sup> aller eintausend simulierten Jahre im gleichen Zeitfenster.

<sup>37</sup> Eintausend Simulationsjahre entsprechen 8,76 Millionen Stunden.

<sup>38</sup> Bei diesen Berechnungswerten ist jedoch zu beachten, dass in diesem Bericht durchgeführte Lastdeckungssimulation lediglich auf nationalen Erzeugungsressourcen beruht und auch keine 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.

Um die Produktionsseite abschätzen zu können, berechnen wir zunächst die prozentuellen Anteile der realisierten Stromerzeugung ( $ERZ$ ) an der durch die Bruttoengpassleistung ( $EPL$ ) begrenzten monatlichen Maximalerzeugung. Dieses relative Erzeugungsmaß wird auch als Kapazitätsfaktor bezeichnet. Auf Basis der Unterscheidung zwischen Laufkraftwerken, Speicherkraftwerken, Wärmekraftwerken und erneuerbaren Energieträgern<sup>39</sup> können auch Rückschlüsse auf die erwartete Erzeugungsstruktur gezogen werden. Um die stark ausgeprägte saisonale Heterogenität abzubilden, wird für jede Technologie und jeden Monat der mittlere Kapazitätsfaktor ( $MKF$ ) über die letzten fünf Jahre (2018-2022) 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<sup>40</sup> 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 den Modellen für Haushalte und Nicht-Haushalte 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 (siehe Abschnitt 6.2.4) sowie erwartete Netzverluste und Pumpspeicherverbrauch berücksichtigt. Der für die hier relevante energetische Deckung erwartete Gesamtbedarf beträgt dadurch in Summe 84,8 TWh. Die Differenz zwischen der gesamten prognostizierten erneuerbaren Erzeugung (Wasserkraft, Wind, Photovoltaik, Biomasse) und dem zu deckenden Gesamtbedarf entspricht dem monatlichen Residualbedarf bzw. -überschuss.

## 6.4.2 Ergebnisüberblick

Das Ergebnis dieser energetischen Prognose für 2030 wird in Abbildung 20 dargestellt. In Monaten mit positivem Residualbedarf müssen die erwarteten Fehlmengen entweder durch

<sup>39</sup> Winderzeugung und Photovoltaik-Anlagen.

<sup>40</sup> siehe Abschnitt 6.1.1

den Einsatz von heimischen fossilen Wärmekraftwerken oder durch Stromimporte kompensiert werden.

Im Rahmen des prognostizierten Kraftwerkparks (siehe Abschnitt 6.1) ergeben sich durch die starken Zuwächse der erneuerbaren Energieträger überwiegend während des Sommerhalbjahres (April bis September) Erzeugungsüberschüsse (Nettoexportmöglichkeiten), die im Juni mit knapp 2 TWh die höchste Ausprägung annehmen. Im Rest des Jahres besteht weiterhin Importbedarf beziehungsweise die Notwendigkeit Energie aus kalorischen Trägertechnologien zu gewinnen – hier wird vor allem in den drei Monaten November (1,6 TWh), Dezember (1,9 TWh) und Jänner (1,8 TWh) relativ hoher Residualbedarf von mehr als 1 TWh erwartet. In den späteren Wintermonaten (Februar, März) liegt jener Residualbedarf etwa bei 1 TWh. Auffällig ist vielleicht jeweils der Monat September, welcher in der Analyse des Vorjahres noch einen leichten Überschuss erwarten ließ und unter Betrachtung des aktuellen Bezugszeitraums ein geringen Residualbedarf ausweist. Grund dafür ist unter anderen die geringere erwartete Erzeugung aus Laufkraft, da mit dem Jahr 2022 nun ein sehr unterdurchschnittliches Erzeugungsjahr in den Berechnungszeitraum eintritt und so Monate von üblicherweise relativ ausgeglichener energetischer Bilanz (wie dem September) nun negativ beeinflusst. Über das gesamte Jahr ergibt sich auf Basis der aktuellen Berechnungen für 2030 ein positiver Residualbedarf von 3,66 TWh, welcher aus heutiger Sicht allein durch zusätzliche Erzeugung aus fossilen Kraftwerken gedeckt werden kann. Es gilt jedoch weiterhin, dass die energetische Verlagerungsproblematik zwischen Sommer- und Wintermonaten eine Herausforderung zur Wahrung der österreichischen Versorgungssicherheit bedeutet.

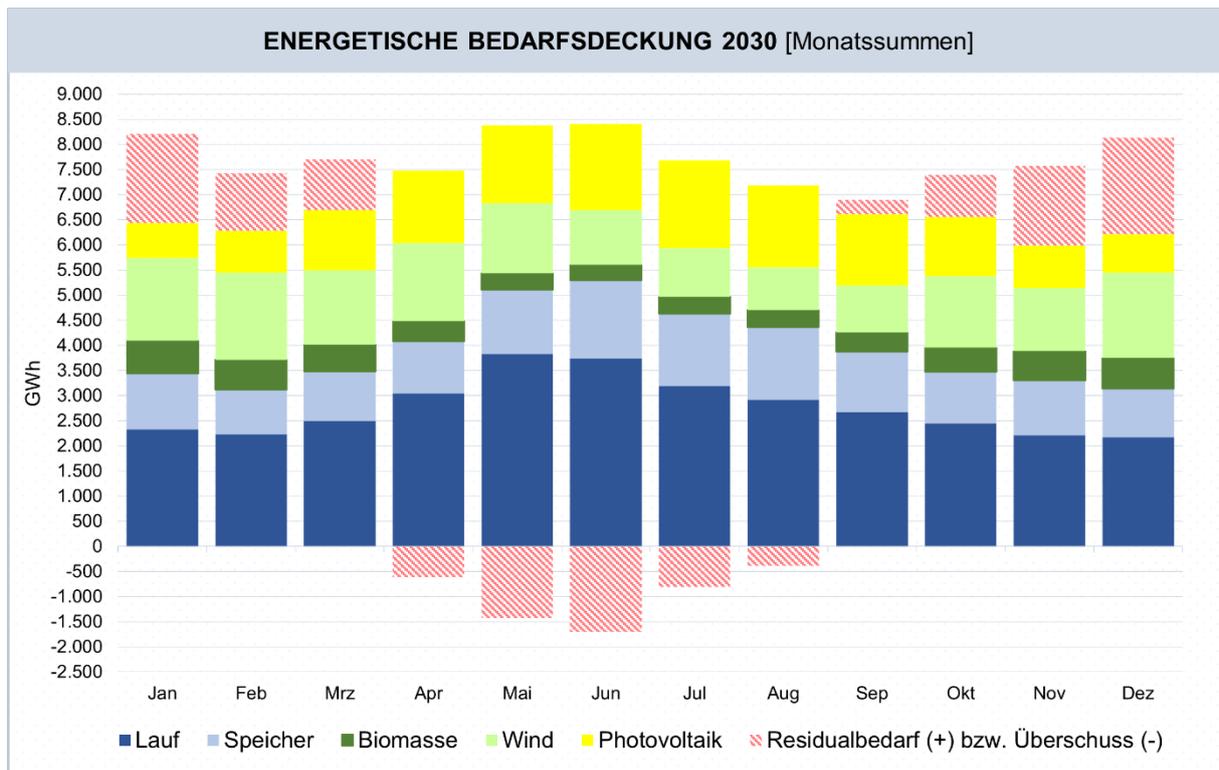


Abbildung 20: Geschätzte energetische Bedarfsdeckung im Jahr 2030

# 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 sicher, zuverlässig und leistungsfähig 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.<sup>41</sup>

ENTSO-E erstellt auf Basis der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/941 regelmäßig Prognosen zur Versorgungssicherheit („Summer Outlook Winter Review“, „Winter Outlook Summer Review“ und „European Adequacy Assessment“ - ERAA) und erarbeitet den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan („Ten Year Network Development Plan“ - TYNDP). Die Europäische Union hat mit der Verordnung (EU) 2022/869 als Teil des Energieinfrastrukturpakets die Grundlagen für Projekte gemeinwirtschaftlichen Interesses („Projects of Common Interest“ - PCI) geschaffen. Eine Auswahl von TYNDP-Projekten, die spezielle Voraussetzungen erfüllen müssen, sollen als PCIs von rascheren und effizienteren Genehmigungsverfahren und besseren regulatorischen Bedingungen profitieren.<sup>42</sup>

Eine wesentliche Aufgabe für die Übertragungsnetzbetreiber ist es, Engpässe bei grenzüberschreitenden Kapazitäten nach volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten zu minimieren, um damit einen einheitlichen europäischen Binnenmarkt zu ermöglichen. Dies würde regionale Preisdifferenzen verringern, grenzüberschreitenden Handel fördern und stärken und die Versorgungssicherheit für ganz Europa erhöhen. Insbesondere Österreich

---

<sup>41</sup> <https://www.apg.at/de/Stromnetz/Netzentwicklung/>

<sup>42</sup> <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest/>

würde von einem Ausbau der Kapazitäten profitieren, da besonders Exporte nach Italien, der Schweiz bzw. Slowenien sowie Importe aus Deutschland gesteigert werden könnten<sup>43</sup>.

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.

### **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.<sup>44</sup> 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.

---

<sup>43</sup> Siehe diesbezüglich auch die aktuellen Informationen der grenzüberschreitenden Kapazitäten des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers APG unter <https://www.apg.at/de/markt/strommarkt/Allokationen/>

<sup>44</sup> DIN 31051 „Grundlagen der Instandhaltung“, Ausgabe 2012-09

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).

## 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 vorgesehen<sup>45</sup>. 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 häufiger im Übertragungsnetz vor, dass in einzelnen Netzabschnitten ungeplante Überlastungen oder Sicherheitsverletzungen drohen, die dann nur mehr 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 Regelzonenführer gem. § 23 (2) EIWOG 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.

---

<sup>45</sup> 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>

## 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. 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. 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) Systemschutzplan<sup>46</sup> 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 beübt. Darüberhinausgehend verfügen die einzelnen Netzbetreiber über Notfall- und Katastrophenpläne für flächenmäßig begrenzte Ausfälle.

---

<sup>46</sup> <https://www.e-control.at/recht/marktregeln/tor>

### 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 veröffentlichen<sup>47</sup>. Die Netzdienstleistungsverordnung Strom (END-VO 2012) verpflichtet die österreichischen Netzbetreiber, alle Ausfälle ab einer Dauer von 1 s zu erfassen und der Regulierungsbehörde zu melden. Dies trägt zu einer weiteren Harmonisierung der statistischen Erhebungen hinsichtlich Art und 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 2022 wieder sehr gut. Für das Jahr 2022 ergibt die Auswertung der Daten zur Stromversorgung, dass die kundenbezogene Nichtverfügbarkeit (SAIDI) - exklusive regional außergewöhnlicher Ereignisse – für Österreich in Summe 37,72<sup>48</sup> Minuten beträgt. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen (exklusive regional außergewöhnlicher Ereignisse) errechnen sich hier Werte von 13,55 Minuten für geplante und **24,17 Minuten** für nicht geplante Abschaltungen. Der Wert für die leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit (ASIDI) - exklusive regional außergewöhnlicher Ereignisse - liegt für das Berichtsjahr 2022 in Summe bei 39,81<sup>49</sup> Minuten. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen (exklusive regional außergewöhnlicher Ereignisse) errechnen sich hier Werte von 15,83 Minuten für geplante und **23,98 Minuten** für nicht geplante Abschaltungen.

Die (Nicht-)Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen wird von der E-Control ebenfalls jährlich in den (Nicht-)Verfügbarkeitsstatistiken veröffentlicht<sup>50</sup>. Zudem melden österreichische Erzeuger an die Transparenz Plattform der EEX<sup>51</sup>, 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

---

<sup>47</sup> <https://www.e-control.at/industrie/strom/versorgungssicherheit/ausfalls-und-stoerungsstatistik>

<sup>48</sup> Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die Anzahl der Netzbenutzer.

<sup>49</sup> Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die installierte Scheinleistung der Transformatoren.

<sup>50</sup> <https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/versorgungsqualitaet/nichtverfuegbarkeit>

<sup>51</sup> <https://www.eex-transparency.com/>

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 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, werden sieht Artikel 32 (3) der Strombinnenmarkttrichtlinie (RL (EU) 2019/944) sieht 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 Binnenmarkttrichtlinie 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 Strombinnenmarkttrichtlinie (RL (EU) 2019/944) Verteilernetzbetreiber Flexibilitätsleistungen bei der Netzplanung berücksichtigen und Netzbenutzer 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 Steigerungen 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

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 Bedarfdeckungspotenzials

#### 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 ( $\Delta S_t$ ) 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:

$$\Delta \log(\text{Elektrischer Endverbrauch der Haushalte}_t) = \\ \alpha \times ecm_{t-1} + \beta \times \Delta \log(VPI_t) + \gamma \times \Delta \log(N_h) + \delta \times \Delta \log(Temp_t) + u_t \\ \text{mit } t = 1976, 1977, \dots, T$$

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:

$$\Delta \log(\text{Elektrischer Endverbrauch der Nicht – Haushalte}_t) = \\ \alpha \times ecm_{t-1} + \gamma \times \Delta \log(BIP_t) + \delta \times \Delta \log(Temp_t) + u_t \\ \text{mit } t = 1976, 1977, \dots, T$$

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:

$$\Delta \log(\text{Spitzenlast}_t) = \alpha \times ecm_{t-1} + \beta \times \Delta \log(\text{Elektrischer Endverbrauch}_t) + u_t \\ \text{mit } t = 1976, 1977, \dots, T$$

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, Oktober 2023