

MONITORING REPORT
VERSORGUNGSSICHERHEIT STROM 2022
BERICHTSJAHR 2021/22

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 2021/22	14
4.1 Realisierte Bedarfsdeckung	15
4.2 Abschätzung des energetischen Bedarfsdeckungspotenzials.....	19
5 Aktuelle Lage: Winter 2022/23	26
6 Vorausschau: Bedarfsdeckung 2030	30
6.1 Erzeugungskapazitäten 2030.....	30
6.1.1 Engpassleistung 2030	30
6.1.2 Kraftwerksverfügbarkeit 2030.....	32
6.2 Bedarfsprognosen 2030	33
6.2.1 Prognoseergebnisse für elektrischen Endverbrauch und Spitzenlast 2030	33
6.2.2 Elektrifizierung des Personenverkehrs und der Industrie	34
6.3 Stündliche Lastdeckungssimulation 2030	34
6.3.1 Ergebnisse der stündlichen Lastdeckungssimulation 2030.....	36
6.4 Energetische Bedarfsdeckungsschätzung 2030	37
6.4.1 Prognose der erwarteten Erzeugung	37
7 Netze	40
7.1 Ausbau und Instandhaltung der Netze.....	40
7.1.1 Qualität und Umfang der Instandhaltung der Netze.....	41

7.2	Maßnahmen in außergewöhnlichen Situationen.....	42
7.2.1	Maßnahmen zur Vermeidung von Engpässen und kritischen Netzzuständen.....	42
7.2.2	Netzwiederaufbau.....	43
7.2.3	Verfügbarkeit von Netzen und Erzeugungsanlagen.....	43
7.3	Verteilernetze.....	44
8	Appendix.....	45
8.1.1	Modellspezifikation für die Prognose des elektrischen Endverbrauchs.....	45
8.1.2	Modellspezifikation für die Prognose der Spitzenlast.....	46
	Impressum.....	47

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Veränderung der Engpassleistung nach Erzeugungstechnologien 2020-2021.....	10
Abbildung 2:	Entwicklung der Engpassleistung nach Technologien 2002-2021.....	10
Abbildung 3:	Elektrischer Endverbrauch 1970-2021.....	11
Abbildung 4:	Dauerlinien und Verteilung der Netzlast 2021.....	13
Abbildung 5:	Saisonalität der Lastdeckung 2021.....	15
Abbildung 6:	Saisonalität der Lastdeckung 2022.....	16
Abbildung 7:	Realisierte wöchentliche Bedarfsdeckung KW1 2017 bis KW35 2022.....	17
Abbildung 8:	Index der Bedarfsdeckungsanteile 2021/22.....	18
Abbildung 9:	Verfügbare Energieinhalt der Speicher 2016-2022.....	23
Abbildung 10:	Mehrjährige potenzielle inländische Bedarfsdeckung.....	24
Abbildung 11:	Großhandelspreise für Gas und Strom.....	27
Abbildung 12:	Füllstand der österreichischen Gasspeicher.....	29
Abbildung 13:	Erwartete Veränderung der Engpassleistung 2021-2030.....	31
Abbildung 14:	Erwartete Engpassleistung 2030.....	32
Abbildung 15:	Schematischer Aufbau der stündlichen Lastdeckungssimulation.....	36
Abbildung 16:	Geschätzte energetische Bedarfsdeckung im Jahr 2030.....	39

Executive Summary

Nach dem schwachen Corona-Jahr 2020 wurden 2021 in Österreich im Bereich erneuerbarer Stromerzeugung wieder erhebliche Kapazitäten zugebaut. Bei Photovoltaik betrug der Zubau 660 MW (+33%) und bei Windkraft 258 MW (+8%). Die Engpassleistung bei Wasserkraft erhöhte sich hingegen nur um 35 MW - und das fast zur Gänze bei Speicheranlagen. Diese Zubauten stehen Schließungen von fossilen Kraftwerken in der Höhe von 103 MW und Biomasseanlagen von 25 MW gegenüber. Die gesamte installierte Leistung betrug 2021 24.084 MW. Besonders wichtig ist die frei einsetzbare flexible Leistung, welche 10.547 MW betrug (Gaskraftwerke und Speicherkraftwerke).

Der elektrische Endverbrauch im Jahr 2021 betrug laut Energiebilanz 64,4 TWh, wovon 31,5% auf Haushalte entfielen. Die für die Versorgungssicherheit besonders wichtige Lastspitze in der Regelzone betrug 10.415 MW (ohne Pumpeinsatz), während der Winterdurchschnitt bei 7.656 MW (ohne Pumpeinsatz) lag?

Energetisch war Österreich 2021 in 14 Wochen des Jahres Nettoexporteur. Durch die anhaltende Trockenheit reduzierte sich die Anzahl der Exportwochen im Jahr 2022 allerdings auf lediglich 7.

Die kurzfristige Situation für den Winter 2022/23 ist trotz der schwierigen Rahmenbedingungen des Jahres 2022 nicht unmittelbar besorgniserregend. Sowohl ENTSO-E als auch die APG sehen in ihren Simulationen kein außergewöhnliches Versorgungsproblem in Österreich. Nur unter sehr extremen Annahmen sind einzelne Stunden möglich, die nicht gedeckt werden können und die relativ milde Eingriffe erfordern würden (Sparaufrufe, Last-verschiebungen). Energetisch besonders wichtig ist zunächst der Speicherstand in den Jahresspeichern der Stromerzeuger. Hier konnte trotz der Trockenheit festgestellt werden, dass vor den Wintermonaten ein auch langfristig gesehen beruhigender Stand von über 2 TWh erreicht wurde. Zusätzlich ist auch der Füllstand der Gasspeicher relevant. Auch hier konnte durch die großen Anstrengungen seitens der Bundesregierung und der Marktteilnehmer ein Stand von über 90% erreicht werden. Der milde Winterbeginn in den Monaten Oktober und November 2022 hat bei beiden Speicherkategorien entlastend gewirkt.

Im Rahmen der Vorausschau für das Jahr 2030 wird eine installierte Kraftwerkskapazität von 40.235 MW angenommen. Anhand einer probabilistischen Lastdeckungssimulation durch heimische Kraftwerke wurde eine Unterdeckungswahrscheinlichkeit von 0,001% je Stunde ermittelt, dies entspricht einer Erwartung von 0,11 Unterdeckungsstunden im Jahr 2030. In dieser Simulation werden jedoch weder nachfrageseitige noch marktliche Flexibilitäten durch grenzüberschreitenden Handel berücksichtigt. Energetisch wird ein elektrischer Endverbrauch von 72,1 TWh bzw. ein Gesamtbedarf von 85,1 TWh für 2030 prognostiziert, der auch durch heimische Erzeugung gedeckt werden kann.

1 Gesetzliche Anforderung und Umsetzung

Die E-Control hat gemäß § 15 Absatz 2 Energielenkungsgesetz 2012 (BGBl. I Nr. 41/2013) 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, 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 werden angebotsseitig die Erzeugungskapazitäten mittels der Zusammensetzung des aktuellen Kraftwerkparks und seiner historischen Entwicklung beschrieben. Demgegenüber wird nachfrageseitig die Entwicklung des elektrischen Endverbrauchs dargelegt, sowie eine Detailbetrachtung der Netzlast erstellt.

Kapitel 4 bietet danach eine tiefere Analyse der realisierten Bedarfsdeckung des Betrachtungszeitraumes 2021-22, sowie eine Abschätzung des hypothetischen energetischen Bedarfsdeckungspotenzials.

Aufgrund der derzeit besonderen Situation auf den Energiemärkten werden im Kapitel 5 relevante Erkenntnisse über die erwartbare Bedarfsdeckungssituation im Winter 2022/23 zusammengefasst.

Nach Abschluss der Betrachtung der aktuellen Situation beschäftigt sich Kapitel 6 mit der 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 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). Aus diesem Grund müssen kleinere Kraftwerke unterjährig modelliert bzw. geschätzt werden.

Der Rückblick auf die Bedarfsdeckung im Untersuchungszeitraum 2021/22 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 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 und thermischen Kraftwerken mit probabilistischen Nicht-Verfügbarkeiten. Der verfolgte Ansatz der Arbeitsprognose, der die tatsächliche Erzeugung der letzten 5 Jahre pro Monat und Technologie heranzieht, deckt alle Einflussfaktoren indirekt durch die Erzeugung ab – zum Beispiel Wetterverhältnisse, Vertragsverhältnisse der Kraftwerke (Reserveleistungen), Marktverhältnisse etc.

Der Entwicklungspfad des Kraftwerksparks beruht unter anderem auf den im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz 2021 (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 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.

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 2020 und deren Veränderung bis zum 31.12.2021 dargestellt. Dabei zeigt sich, dass die gesamte Engpassleistung nach Jahren der Seitwärtsbewegung nun wieder kräftig angestiegen ist. Im Jahresverlauf 2021 kam es zu einem Nettozubau von 826 Megawatt (MW) auf nun insgesamt 24.084 MW. Diesem Anstieg von 4 Prozent lagen die bereits etablierten technologischen Verschiebungen zugrunde. Während es bei Wärmekraftwerken mit fossilen Brennstoffen (Wärme) und Biomasse (Wärmekraftwerke mit biogenen Brennstoffen) zu moderaten Reduktionen kam (-103 MW Wärme bzw. -25 MW Biomasse), waren es vor allem die Zubauten der Windkraft (+258 MW) und der Photovoltaik (+660 MW), die für den Zuwachs der Engpassleistung verantwortlich waren. Im Bereich der für Österreich besonders relevanten Wasserkraft wurden zuletzt Zubauten im Ausmaß von insgesamt 35 MW (+34 MW Speicher bzw. +1 MW Lauf) realisiert.

Im langjährigen Vergleich zeigt sich die Entwicklung der Erzeugungskapazität aus Wind (3.422 MW) und Photovoltaik (2.635 MW) besonders deutlich (siehe Abbildung 2)¹. Die bereits erheblichen Kapazitäten im Bereich der Wasserkraft wurden in den letzten Jahren gehalten bzw. leicht erweitert und liegen nun bei 11.775 MW (davon 5.837 MW Lauf und 5.938 MW Speicher²). Gleichzeitig kam es auch zu einer Stabilisierung der Engpassleistung von fossilen Wärmekraftanlagen bei insgesamt 5.685 MW. Der weitaus größte Teil der Engpassleistung aus Wärme besteht in Österreich aus gasbetriebenen Anlagen (4.609 MW)³. 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 10.547 MW zur Verfügung.

¹ Im Vergleich zum letzten Versorgungssicherheitsbericht kam es bei der Ermittlung der Engpassleistung zu einer Neubewertung der Regelzonenabgrenzung, welche vor allem die Speicherzuordnung zwischen Österreich und Deutschland betraf. Dadurch kam es zu einer Anpassung der dargestellten Kraftwerkskapazitäten von knapp 800 MW im Zeitraum von 2018 bis 2021.

² Im Sinne der Regelzonenabgrenzung wurden die Kraftwerke der Voralberger Illwerke und der Tiroler Speichergruppe Sellrain-Silz abgezogen.

³ Die verbleibende Engpassleistung der fossilen Wärmekraftwerke verteilt sich auf unterschiedliche Derivate (energetisch genutzte Erdöl- und Kohleprodukte), sonstige Brennstoffe und Anlagen mit Mischfeuerung.

Darüber hinaus birgt auch der Schwellbetrieb von Laufwasserkraftwerken kurzfristiges Flexibilisierungspotenzial auf Erzeugungsseite.

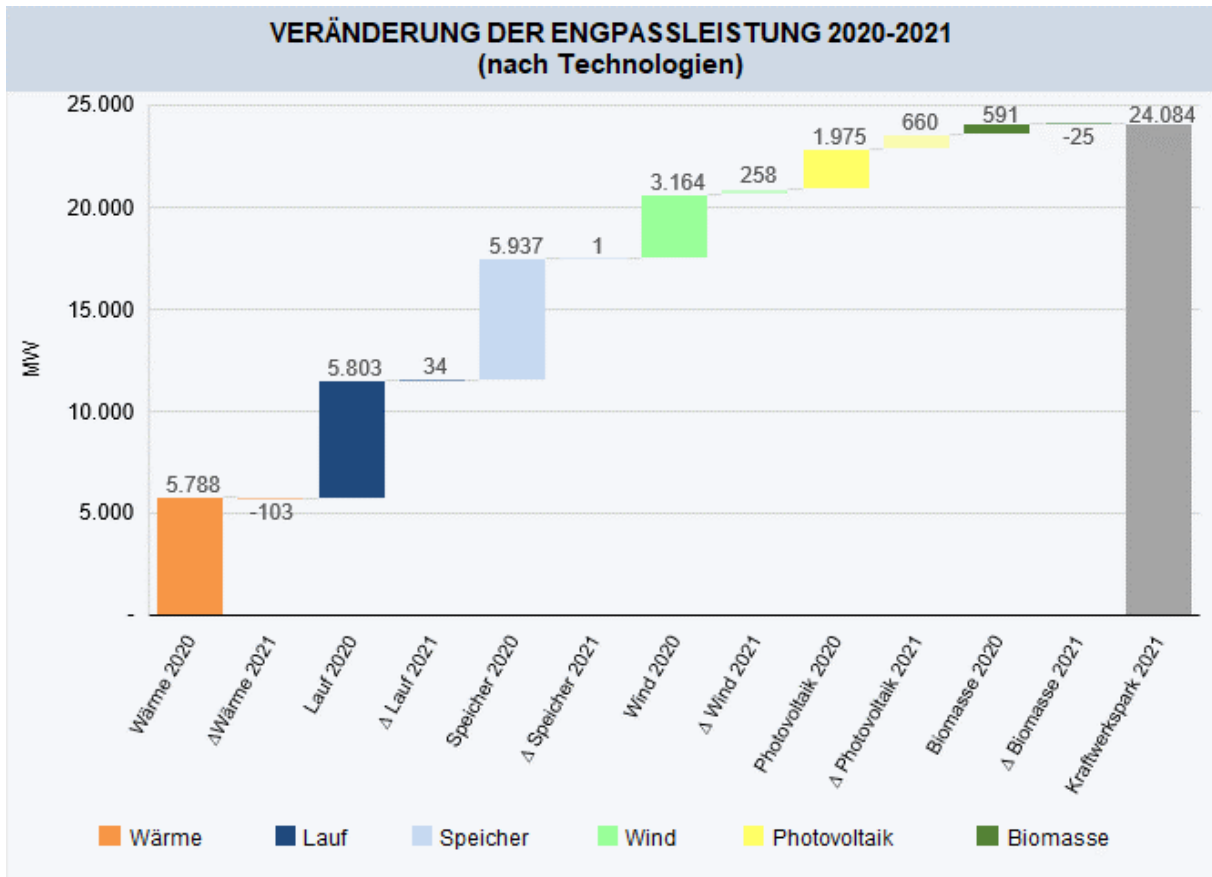


Abbildung 1: Veränderung der Engpassleistung nach Erzeugungstechnologien 2020-2021

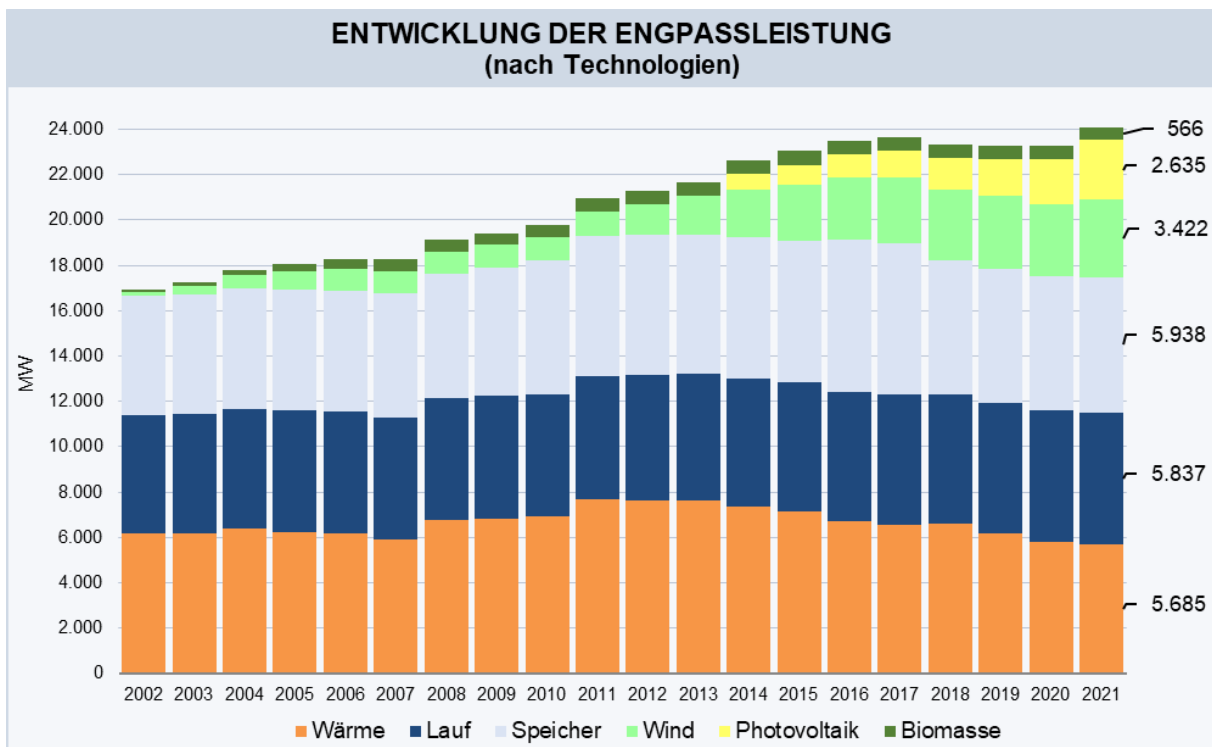


Abbildung 2: Entwicklung der Engpassleistung nach Technologien 2002-2021

3.2 Entwicklung des Bedarfs

3.2.1 Entwicklung des elektrischen Endverbrauchs (EEV)

Der elektrische Endverbrauch ist typischerweise ein Indikator für die wirtschaftlichen und sozialen Fortschritte eines Landes. Abbildung 3 illustriert die langfristige Entwicklung seit 1970, welche von stetigem Wachstum geprägt war. In der letzten Dekade sind jedoch deutliche Abflachungstendenzen erkennbar. Hintergrund dieser Entwicklung ist die vergleichsweise schwache Wirtschaftsdynamik seit der Finanzkrise 2009, aber auch verstärkte Anstrengungen im Bereich der Klimaschutz- und Energieeffizienzmaßnahmen. Nach den pandemiebedingten Stromverbrauchsrückgängen im Jahr 2020, führten volkswirtschaftliche Rebound-Effekte im Jahr 2021 zu einem deutlichen Anstieg des elektrischen Endverbrauchs von 4,7% auf 64,4 TWh. Aufgrund des kontinuierlichen Strukturwandels ist seit den 70er-Jahren auch ein wachsender Haushaltsanteil entstanden. Im Jahr 2021 entfielen bereits 31,5% des elektrischen Endverbrauchs auf Haushalte, im Jahr 1970 lag der Haushaltsanteil noch bei 17,1%. In den letzten zehn Jahren war diese Dynamik besonders stark ausgeprägt – während der elektrische Endverbrauch der Haushalte im Durchschnitt um jährlich 1,7% anstieg, lag das Wachstum der Nicht-Haushalte bei lediglich 0,4% jährlich. Eine besonders starke Verlagerungstendenz hin zu den Haushalten war dabei vor allem im Lockdown-Jahr 2020 gegeben.

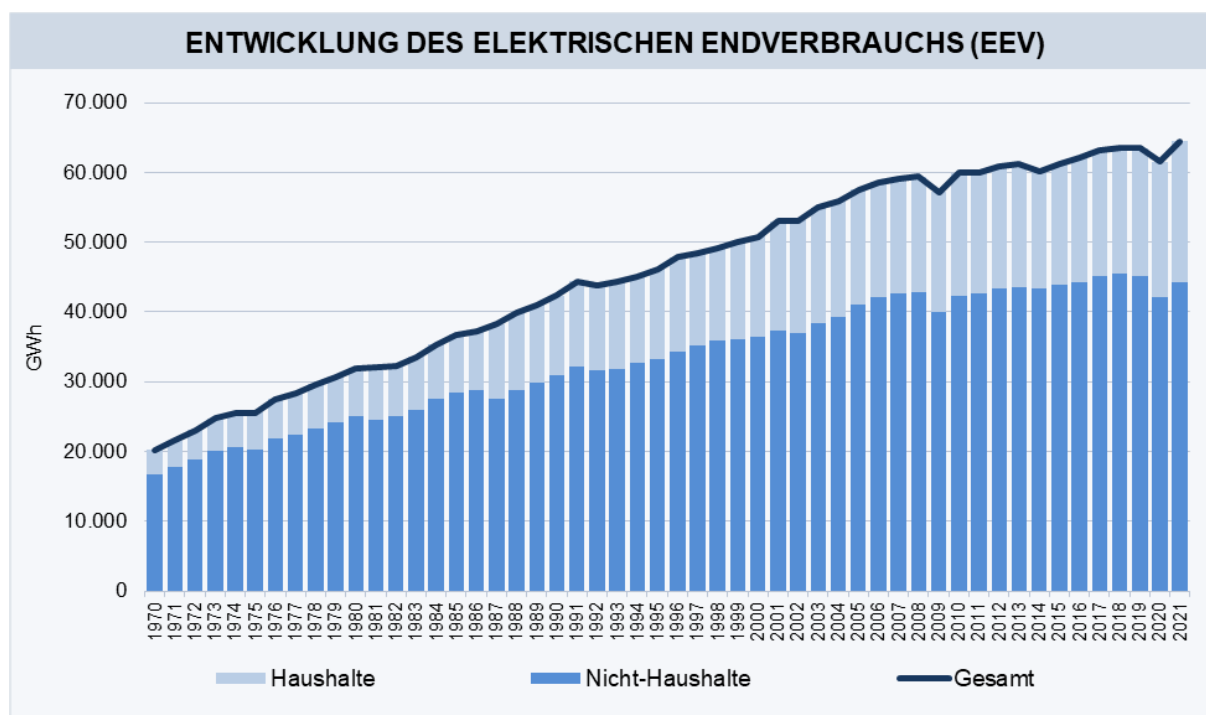


Abbildung 3: Elektrischer Endverbrauch 1970-2021 (Quelle: Statistik Austria)

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.

Im Durchschnitt lag die Netzlast inklusive Pumpspeicherung (PSP) im Jahr 2021 bei 7.533 MW (2020: 7.276 MW). Exkludiert man den flexiblen bzw. preisgetriebenen Verbrauch durch PSP, erhält man eine mittlere Netzlast von 7.186 MW (2020: 6.943 MW). Aufgrund erheblicher konjunktureller und temperaturbedingter Saisonalitäten kommt es hierbei zu deutlichen Unterschieden zwischen Sommer und Winter. Während die mittlere Netzlast im Sommerhalbjahr (April bis September) lediglich bei 7.050 MW (inkl. PSP) bzw. 6.718 MW (exkl. PSP) lag, stieg diese in Wintermonaten auf 8.020 MW (inkl. PSP) bzw. 7.656 MW (exkl. PSP). Die mittlere Netzlastdifferenz zwischen Sommer- und Winterhalbjahr betrug folglich etwa 14%.

Besonders herausfordernd zur Sicherstellung von Netzstabilität und Versorgungssicherheit sind die sogenannten Lastspitzen, welche die aufgetretenen Maximalwerte der vertikalen Netzlast widerspiegeln. Im Jahr 2021 trat diese Lastspitze im November auf und lag bei einem Wert von 11.163 MW (2020: 10.585 MW). Der Vergleich zu den Vorjahreswerten verdeutlicht eine deutliche Steigerung des Maximalwertes in der Regelzone. Dabei ist jedoch zu betonen, dass diesem Maximalwert eine Sondersituation zugrunde liegt – aufgrund hoher erneuerbarer Erzeugung in Deutschland kam es zu einem deutsch-österreichischen Preisgefälle, welches ökonomische Anreize für den Pumpverbrauch bewirkte. Bereinigt um diesen PSP-Einsatz, in der Höhe von 748 MW, ergibt sich eine Spitzenlast von lediglich 10.415 MW (2020: 10.576 MW).

Abbildung 4 zeigt anhand der Dauerlinien und der Verteilung der Netzlast über 8.760 Stunden des Jahres 2021 wesentliche strukturelle Indikatoren der Netzlast in der Regelzone. Durch die in Österreich inhärente Relevanz von Pumpspeicherkraftwerken wird auch hierbei zwischen der Netzlast inklusive bzw. exklusive Pumpspeicherung (PSP) unterschieden. Dabei zeigt sich, dass hohe Lasten von über 10.000 MW in lediglich 40 Stunden des Jahres aufgetreten sind, dies entspricht einem deutlichen Rückgang im Vergleich zum Jahr 2020. Es kam somit zu einem interessanten Phänomen - einerseits sind der gesamte Verbrauch und auch die Spitzenlast (inkl. PSP) im Jahr 2021 deutlich gestiegen, andererseits waren die Spitzenlast (exkl. PSP) und die Anzahl der Stunden in der höchsten Netzlastkategorie (> 10.000 MW) rückläufig. Anhand der Verteilung zeigt sich auch, dass es vor allem in den mittleren und niedrigen Netzlastkategorien zum Einsatz der Pumpen kam.

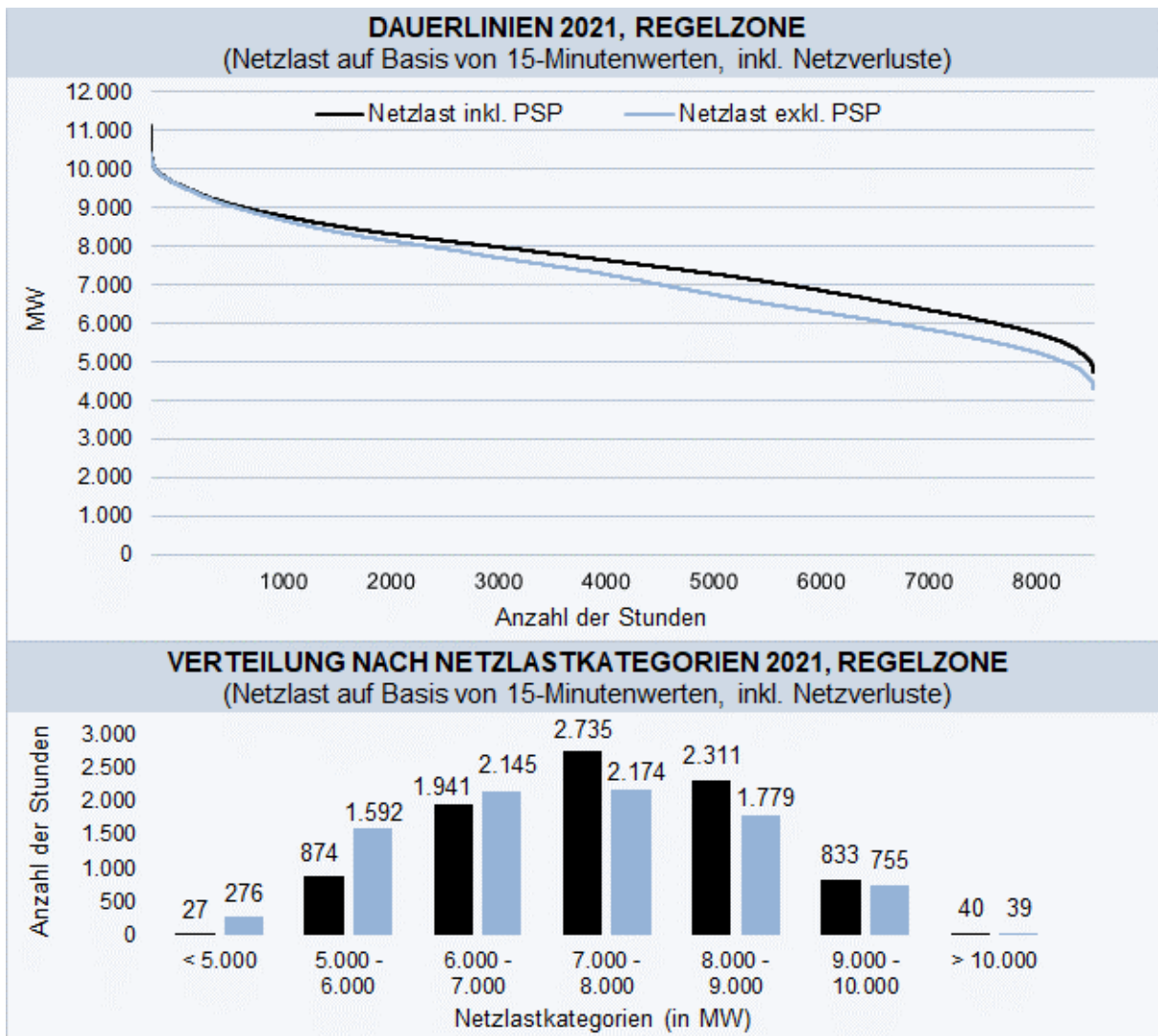


Abbildung 4: Dauerlinien und Verteilung der Netzlast 2021, Regelzone

4 Rückblick: Bedarfsdeckung 2021/22

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 2021/22 zu bewerten. Hierfür sind angebotsseitig nicht die theoretischen Erzeugungskapazitäten (Engpassleistung) relevant, sondern die daraus realisierte Erzeugung. Die tatsächliche 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 natürliche⁴, technologische⁵, ökonomische⁶, aber auch „politisch-regulatorische“ Faktoren⁷ beeinflusst, wobei all diese Faktoren auch in Wechselwirkung zueinanderstehen.

Der Untersuchungszeitraum 2021/22 war zudem von besonderen marktlichen Veränderungen geprägt. Das Ende von Lockdown-Maßnahmen im Rahmen der Covid-Pandemie und die damit verbundenen volkswirtschaftlichen Nachholeffekte führten zu einem Reboundeffekt der Stromnachfrage. Dieser global synchronisiert auftretende Nachfrageschub führte bereits im Jahr 2021 zu Anstiegen von Brennstoffpreisen. Durch den Beginn des Ukraine-Krieges im Februar 2022 kam es zusätzlich zu erheblicher Unsicherheit über die ausreichende Verfügbarkeit von Erdgas. Im Zusammenwirken mit niedrigen Gasspeicherinhalten im Frühjahr, der notwendigen Erreichung von Gasspeicherzielen zur Gewährleistung der Gasversorgung im Winter und der Verknappung von Pipelinegas aus Russland entstand eine beispiellose „Gaspreisrallye“. Gleichzeitig kam es zu eingeschränkter Stromerzeugung durch besondere Wasserknappheit in Europa und erhebliche Nicht-Verfügbarkeiten von französischen Atomkraftanlagen, welche eine außergewöhnlich starke Kopplung der Gas- und Strompreise bewirkte. Dadurch kam es im europäischen Strommarktgefüge neben preislichen Verwerfungen auch zu erheblichen Neuausrichtungen der sonst üblichen grenzüberschreitenden Handelsmuster, die auch auf die realisierte Bedarfsdeckung in Österreich wirkte.

⁴ Wetterprognosen, verfügbare natürliche Ressourcen etc.

⁵ Charakteristika unterschiedlicher Technologien, Übertragungs- und Verteilungskapazitäten etc.

⁶ Preis- und Nachfrageentwicklungen etc.

⁷ Marktdesign, Förderprogramme etc.

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 Einspeisedaten⁸, 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. Abbildung 5 und Abbildung 6 zeigen die Differenzen zwischen der Netzlast⁹ (schwarz unterbrochene Linie) und der Einspeisung aus inländischer Kraftwerkserzeugung (farbige Flächen; untergliedert nach Erzeugungstechnologien).

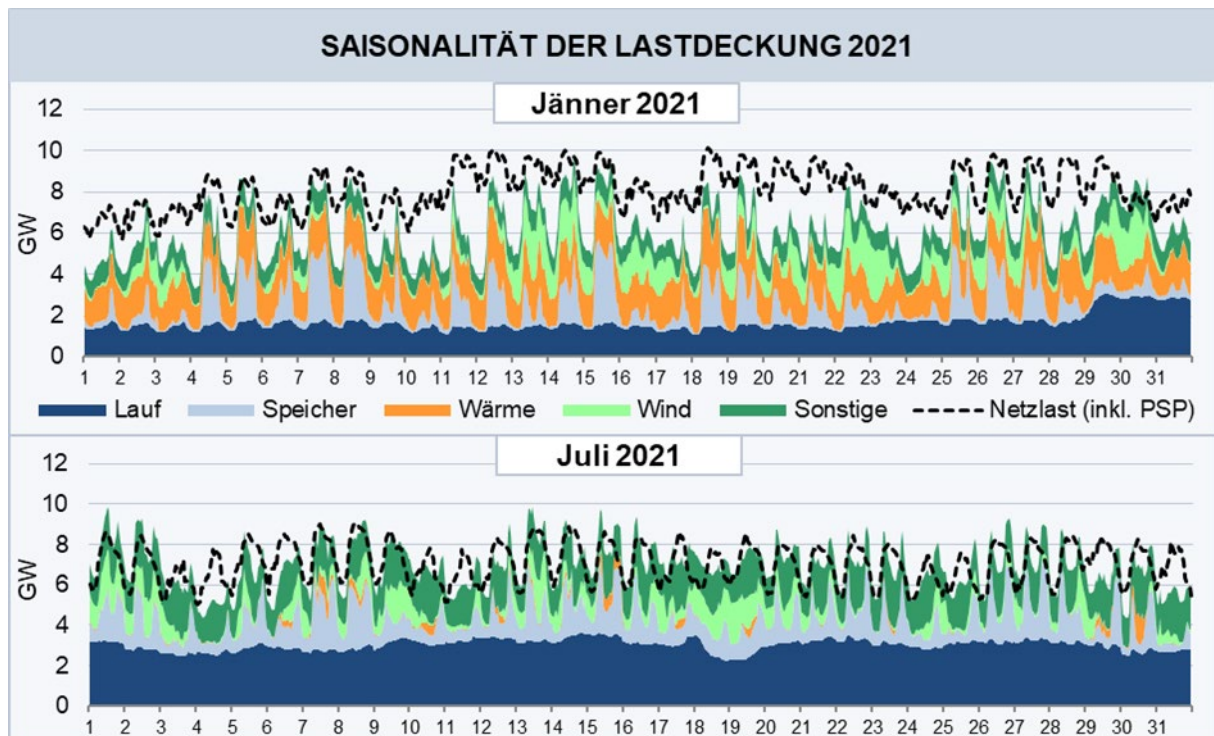


Abbildung 5: Saisonalität der Lastdeckung 2021, Regelzone

⁸ 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.).

⁹ Der Verbrauch für Pumpspeicherung (PSP) ist in dieser grafischen Darstellung inkludiert.

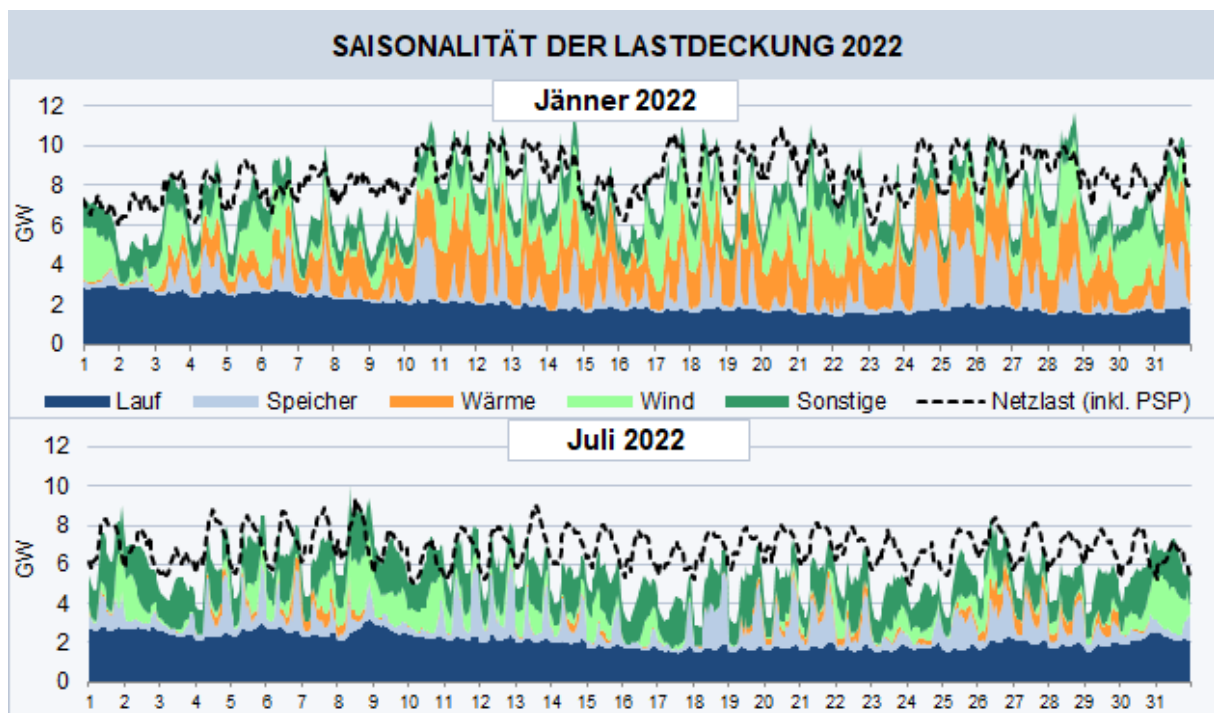


Abbildung 6: Saisonalität der Lastdeckung 2022, Regelzone

Obige Abbildungen lassen erkennen, dass die inländische Nettoeinspeisung die Netzlast der Regelzone zu bestimmten Zeiten nicht gedeckt hat. In solchen Zeitintervallen wurde das erforderliche Netzgleichgewicht durch Importe sichergestellt. 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. Bewertend kann somit für den Untersuchungszeitraum 2021/22 festgestellt werden, dass es in keiner Stunde zu einer marktlichen Unterdeckung der Nachfrage kam.

Anhand der exemplarischen Gegenüberstellung der viertelstündlichen Lastdeckung im Jänner und Juli werden die stark ausgeprägten saisonalen Unterschiede der österreichischen Erzeugungsstrukturen sichtbar, einerseits zwischen Winter und Sommer und andererseits zwischen den verschiedenen Jahren, hier 2021 und 2022. Diese Saisonunterschiede verdeutlichen eine Hauptproblematik der Gewährleistung der österreichischen Stromversorgungssicherheit. Im Frühjahr steht durch die typischerweise hohe Laufkraftenerzeugung und den starken natürlichen Speicherzufluss zumeist ausreichend Leistung aus den großen Wasserkraftanlagen (> 25 MW) zur Verfügung. Zusammen mit der

Einspeisung aus Windkraftanlagen und den sonstigen Erzeugungsanlagen (< 25 MW)¹⁰ kann die in diesen Jahreszeiten vergleichsweise geringe Netzlast auch ohne thermische Erzeugung gedeckt werden. Diese Erzeugungssituation beginnt sich typischerweise im Spätsommer zu ändern. Laufkraftenerzeugung 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 7 vorgenommene Wochenaggregation eliminiert die in diesem Zusammenhang weniger relevanten Stunden- und Tagesschwankungen, ohne eine zu starke Glättung (wie Monats- oder Jahressummen) vorzunehmen. Es wird folglich die wöchentliche Bedarfsdeckung in der Regelzone beginnend mit der ersten Kalenderwoche 2017 bis einschließlich Kalenderwoche 35 im Jahr 2022 (Abbildung 7) dargestellt.

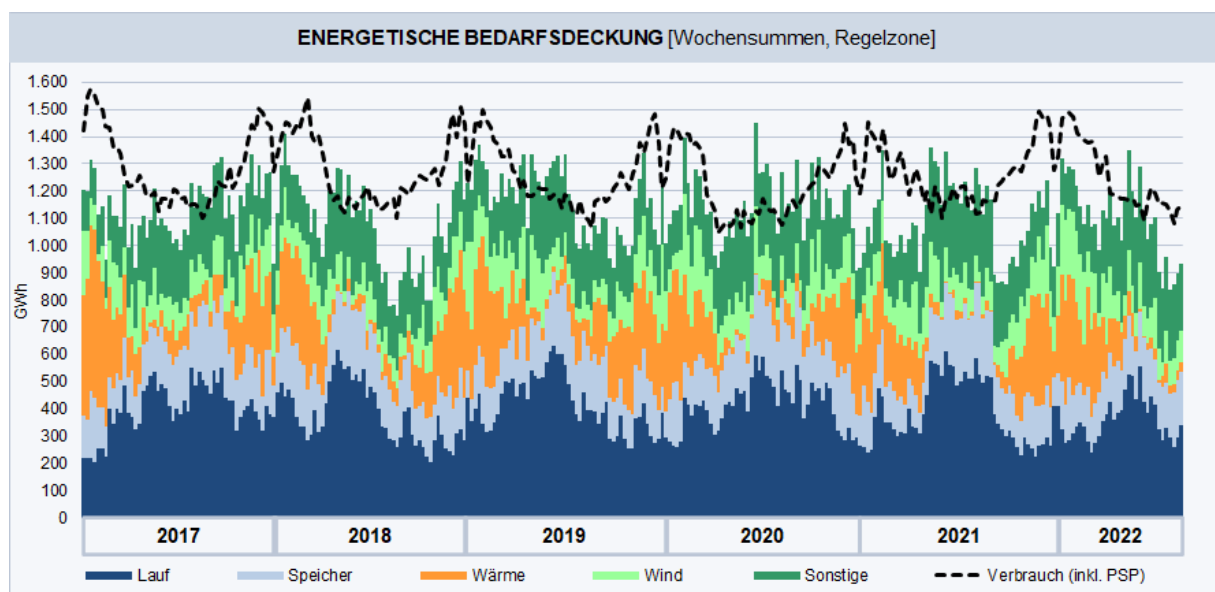


Abbildung 7: Realisierte wöchentliche Bedarfsdeckung KW1 2017 bis KW35 2022, Regelzone

¹⁰ In diese Kategorie fallen unter anderem Kleinwasserkraft, Photovoltaikanlagen und Biomassekraftwerke.

Wie schon exemplarisch auf Leistungsebene anhand der Monate Jänner und Juli angedeutet, zeigt sich auf Wochenebene ein klareres Bild der saisonalen Bedarfsdeckung. Vor allem durch die hohe Lauf- und Speichereinspeisung war das österreichische Marktgebiet im Zeitraum zwischen Mai und August in insgesamt 14 Wochen ein energetischer Nettoexporteur. Im Umkehrschluss bedeutet dies aber auch, dass im Jahr 2021 in 38 Wochen (bzw. 73%) Nettoimporte in unterschiedlichem Ausmaß zur Bedarfsdeckung verwendet wurden. Dies entspricht einem Anstieg von 8 Prozentpunkten im Vergleich zum Jahr 2020 als der Anteil der Wochen mit Nettoimporten bei lediglich 65% lag. Verglichen mit den Jahren zuvor ist jedoch weiterhin ein Rückgang der Wochenanzahl mit Nettoimporten bei der Bedarfsdeckung zu erkennen, so kam es z.B. im Jahr 2018 noch in über 80% der Wochen zu Nettoimporten. Anhand der bisherigen Daten für 2022 ist von einer besonderen Zunahme der Nettoimporte zur Bedarfsdeckung in Österreich auszugehen. Lediglich von April bis Mitte Juni kam es in insgesamt 7 Wochen zu energetischem Erzeugungsüberschuss, welcher zu Nettoexporten führte. Entgegen dem sonst üblichen Saisonmuster war Österreich auf Wochenbasis den gesamten Sommer über Nettoimporteur von Strom. Hintergrund dieser Entwicklung war die anhaltende Trockenheit ab Juli 2022, welche deutlich erhöhte Importaktivität zur Folge hatte.

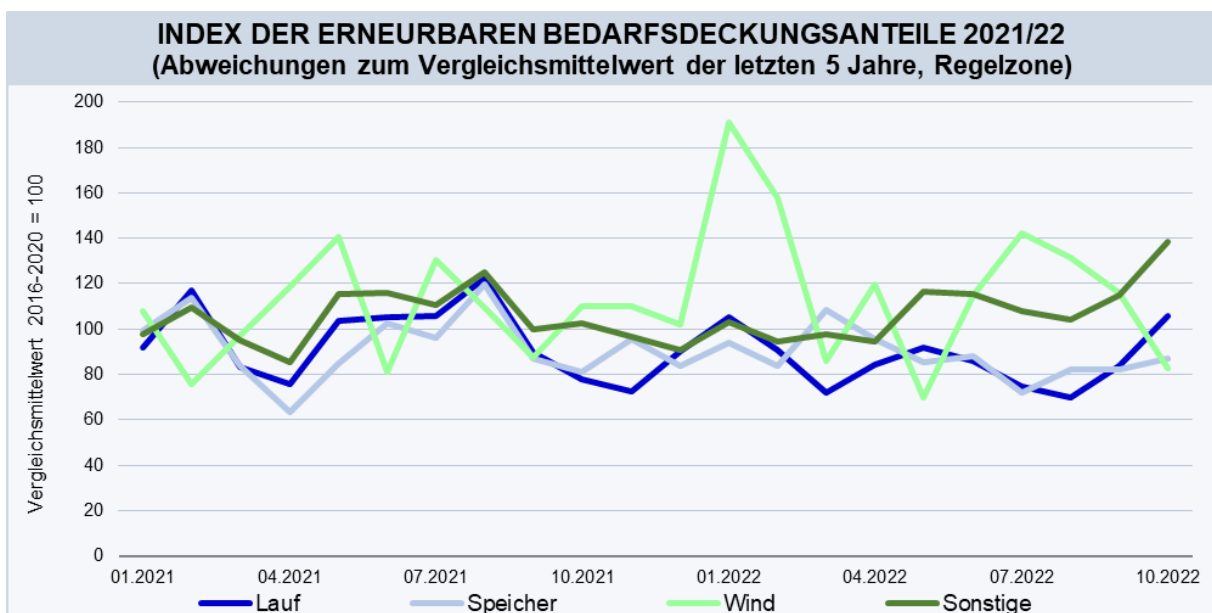


Abbildung 8: Index der Bedarfsdeckungsanteile 2021/22, Regelzone

Um den Beitrag verschiedener Technologien besser einordnen zu können, ermittelt die E-Control einige statistische Indikatoren. Abbildung 8 zeigt die Indexberechnungen der Bedarfsdeckungsanteile erneuerbarer Erzeugungstechnologien im Untersuchungszeitraum

2021/22¹¹. Dabei wird der relative Anteil der tatsächlichen Nettoeinspeisung jeder Erzeugungskategorie am jeweiligen Monatsverbrauch kalkuliert und in Relation zum entsprechenden Monatsdurchschnitt der letzten 5 Jahre gesetzt. Der 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. Mit dieser Methodik ist es also möglich, Abweichungen vom mehrjährigen Trend zu identifizieren.

Die Ergebnisse offenbaren die erheblichen Fluktuationen der Bedarfsdeckung durch erneuerbare Erzeugung. Vor allem im Bereich der Windkraft ist diese besonders ausgeprägt. Im Untersuchungszeitraum von Jänner 2021 bis Oktober 2022 schwankte der Bedarfsdeckungsindex zwischen 70 (im Mai 2022) und 191 (im Jänner 2022). Insgesamt ergab sich im Bereich der Winderzeugung ein steigender Bedarfsdeckungsanteil auf einem Niveau von durchschnittlich 11%. Der weitaus größte Teil des österreichischen Strombedarfs wird jedoch weiterhin durch Wasserkraft (Lauf und Speicher) gedeckt (durchschnittlich 45% Bedarfsdeckungsanteil im Untersuchungszeitraum). Die Indexwerte dieser Erzeugungskategorien weisen den Zeitraum von Jänner 2021 bis Oktober 2022 als insgesamt unterdurchschnittlich aus. Lediglich im Sommer 2021 kam es zu teilweise überdurchschnittlicher Bedarfsdeckung aus Wasserkraft. Besonders auffällig sind jedoch die dauerhaft geringen Bedarfsdeckungsanteile im Frühjahr und Sommer 2022. Aufgrund der besonderen Trockenheit lagen die Bedarfsdeckungsanteile durch Laufwassererzeugung (> 25 MW) in den Sommermonaten durchgängig 20% bis 30% unter dem Fünfjahresschnitt. Diese Entwicklung hatte erhebliche Substitutionseffekte zur Folge. In Österreich kam es zu ungewöhnlich hohen Nettoimporten im Sommer mit Bedarfsdeckungsanteilen von etwa 20%. Ohne den gleichzeitig steigenden Bedarfsanteil der sonstigen Erzeugung wäre die österreichische Bedarfsdeckung im Sommer wohl noch stärker von Importen getragen worden. 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 noch nicht, dass im Falle anderer europäischer Marktconstellationen oder sogar einer Energielenkungsmaßnahme nicht genügend Kraftwerkskapazitäten verfügbar gewesen

¹¹ Für diesen Analyseteil bezieht sich der Untersuchungszeitraum auf Jänner 2021 bis einschließlich Oktober 2022.

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:

- I. Natürliche Erzeugung
- II. Wärmepotenzial
- III. Speicherleerung

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 Speicherzufluss¹² 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. 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

¹² Der natürliche Speicherzufluss wird derzeit nicht durch die E-Control erhoben. Anhand der verfügbaren Daten ist es aber möglich eine Näherung zu berechnen. Dazu nutzen wir die theoretische Äquivalenz des energetischen Speicherinhalts zum Zeitpunkt t (S_t) und dem Speicherinhalt der Vorperiode (S_{t-1}) abzüglich der zwischenzeitlich eingespeisten Energieinhalte (E_t), zuzüglich dem zeitlich äquivalenten Pumpverbrauch (P_t) mit angenommenem Wirkungsgrad von 75% und der Restgröße des natürlichen Zuflusses (NZ):

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

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

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

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

diesem Grund wird im Folgenden eine hypothetische wöchentliche Bedarfsdeckungsrechnung aus inländischem Erzeugungspotenzial ohne Pumpspeicherung vorgenommen.

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 Wintererzeugung ist die Bedarfsdeckung allein durch natürliche Ressourcen während des Winterhalbjahres bei weitem nicht gegeben. Um diese Unterdeckung auszugleichen, existieren letztendlich zwei steuerbare Erzeugungspotenziale – Wärme und Speicher.

Die in Österreich verfügbaren Wärmekraftwerke 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-Anlagen¹³ auch eine Temperaturabhängigkeit besteht. Die tatsächlichen Erzeugungsdaten der Wärmekraftanlagen reflektieren daher nicht, welche Erzeugungsmöglichkeiten in Knappheitssituationen tatsächlich verfügbar gewesen wären. Folglich wird der aggregierte Einspeisewert in der als kritisch eingeschätzten vierten Kalenderwoche¹⁴ 2017 als Benchmark für die thermische Maximaleinspeisung verwendet. Dieser Herangehensweise liegt die Annahme zugrunde, dass die durch die Knappheitssituation hervorgerufene Preissteigerung eine marktbasierete Vollausslastung aller verfügbaren Wärmekraftwerke zur Folge hätte¹⁵. Das daraus erkenntliche Wärmepotenzial, basierend auf den Wärmekraftwerken (> 25 MW), wird anhand der seither erfolgten Stilllegungsmeldungen und der vorhandenen Kraftwerksverfügbarkeitsstatistik fortgeschrieben, um die zeitliche Vergleichbarkeit sicherzustellen¹⁶.

Der Erzeugungswert der Wärmekraftwerke entspricht daher einer abgeleiteten hypothetischen Maximaleinspeisung. Dabei wird unterstellt, dass ein zum Einsatz der Wärmekraftwerke

¹³ Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zur gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme.

¹⁴ Montag, 23. Jänner – Sonntag, 29. Jänner

¹⁵ Dies entspricht nicht zwingend der Vollausslastung auf Basis der technisch möglichen Engpassleistung, sondern einem marktbasiereten Maximalwert, der durch den ökonomischen Anreiz eines außergewöhnlichen Knappheitssignals geschaffen wurde.

¹⁶ 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.

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 Deckungslücken¹⁷ 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.

Abbildung 9 zeigt die Entwicklung der aggregierten für das Inland verfügbaren Energieinhalte¹⁸ der Speicherkraftwerke im Zeitraum zwischen 2014 bis 2022. Durch die 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. In den Wintern 2015 bis 2017 war dabei ein klarer Trend hinsichtlich der früheren Leerung der Speicher erkennbar. Im Jänner 2017 war der verfügbare Speicherinhalt im langjährigen Vergleich besonders gering. Diese Anomalie war auch entscheidend für die damals äußerst geringe Speicherreichweite, welche in weiterer Folge in die angespannteste Versorgungslage der letzten Jahre mündete.¹⁹ Seit 2018 hat sich wohl nicht zuletzt aufgrund der Erfahrungen von 2017 ein zunächst gegenläufiger Trend manifestiert. Die verfügbaren Speicherinhalte im Jänner sind von 2018 bis 2020 stetig gestiegen. In den letzten beiden Wintern zeigten sich wieder Rückgänge der verfügbaren Speicherinhalte im Jänner.

Im Zusammenhang mit der Speicherbefüllung im Jahr 2022 ist festzuhalten, dass diese trotz der erheblichen Trockenheit im Sommer in üblicher Art und Weise erfolgte. Ermöglicht wurde dies unter anderem durch die starke Importtätigkeit Österreichs zur Substitution

¹⁷ 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.

¹⁸ 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.

¹⁹ Im Jänner 2017 kam es durch eine unerwartet langanhaltende Kaltfront in Mitteleuropa zu einem nicht-prognostizierten dauerhaften Anstieg des Stromverbrauchs bei gleichzeitig saisonbereinigt unterdurchschnittlicher Lauferzeugung und nur in geringem Umfang vorhandenen Speicherinhalten.

unterdurchschnittlicher Wasserkrafteinspeisung. Im außergewöhnlich milden Oktober 2022 manifestierte sich sogar ein überdurchschnittlicher Wasserfüllstand der österreichischen Speicheranlagen von über 2 TWh (vgl. Abbildung 9). Die wichtige Grundlage zur uneingeschränkten Bedarfsdeckung aus Speicherkraftwerken im Winter 2022/23 konnte folglich trotz schwieriger Rahmenbedingungen geschaffen werden.

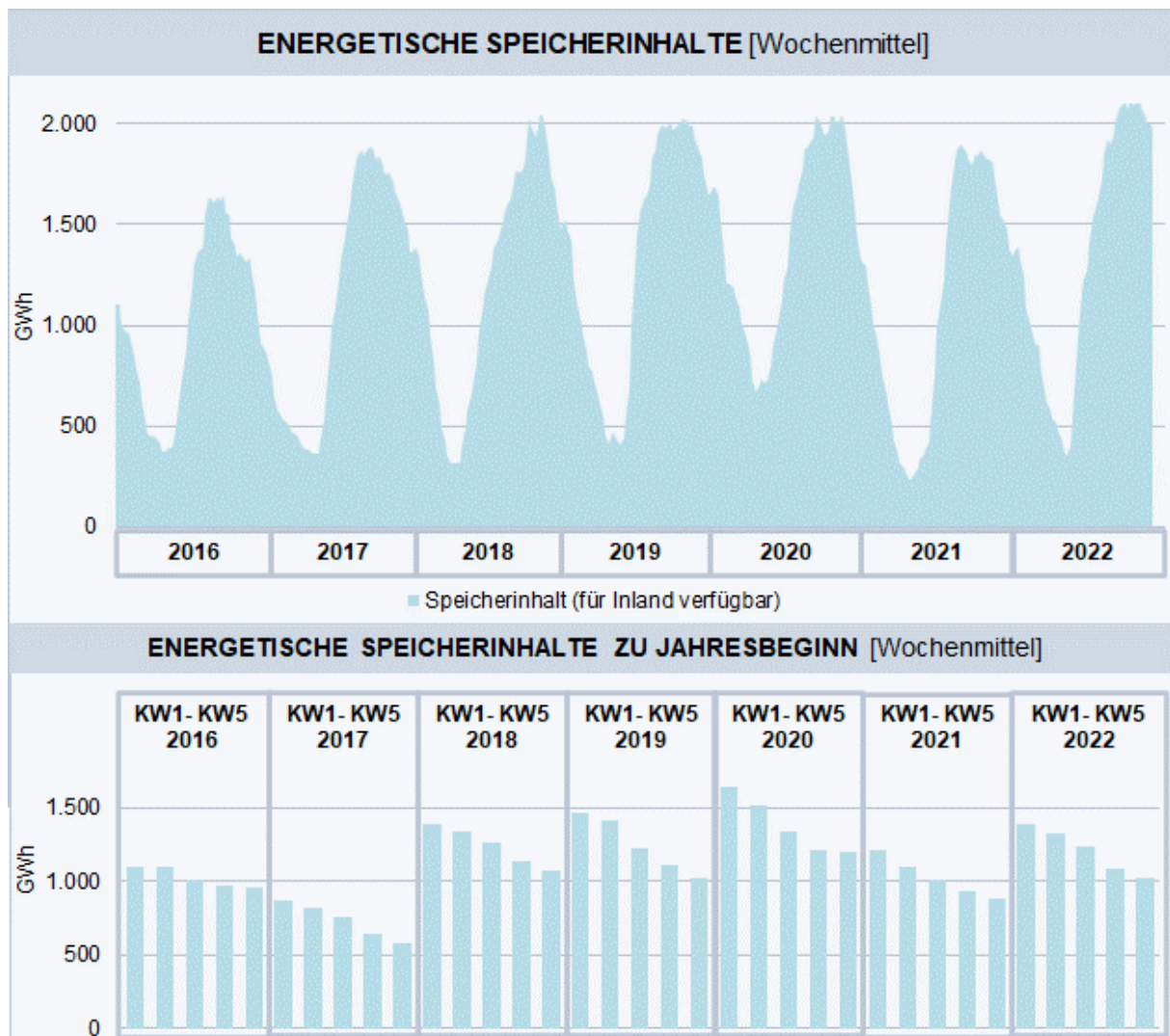


Abbildung 9: Verfügbarer Energieinhalt der Speicher 2016-2022, KW1 2016 – KW48 2022 (oben), KW1-KW5 (unten)

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 auszugleichen²⁰. Daraus

²⁰ Zusätzlich müssen auch die Engpassleistung sowie die Übertragung und Verteilung der Speichelerzeugung 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.

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 2022 ermittelt und dargelegt.

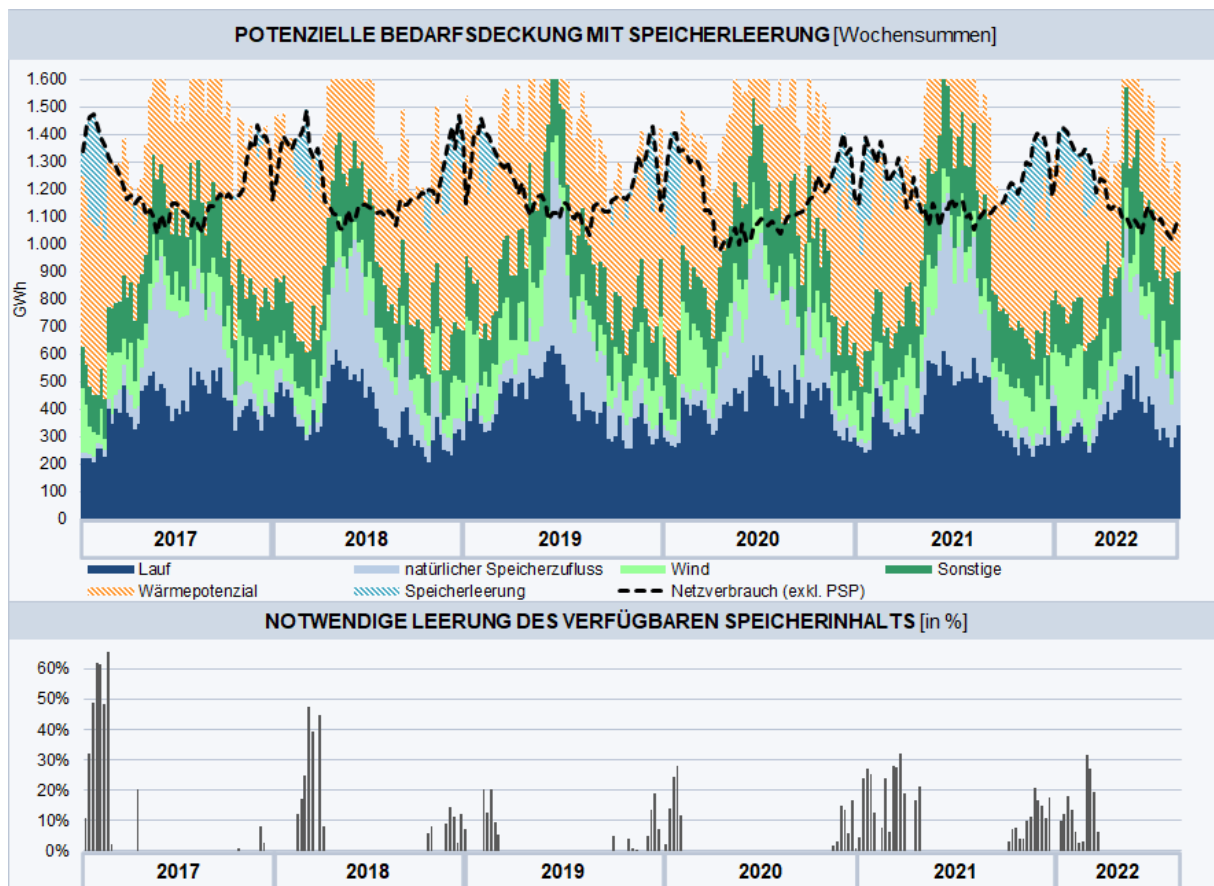


Abbildung 10: Mehrjährige potenzielle inländische Bedarfsdeckung

In Abbildung 10 ist klar erkennbar, dass im Vergleich zu den Wintern 2016/17 bzw. 2017/18 die hypothetischen Deckungslücken in den Wintern 2018/19 bzw. 2019/20 zwar noch in einigen Wochen gegeben waren, aber kein versorgungsrelevantes Ausmaß erreichten. Als Hauptursachen für dieses Ergebnis sind die in diesen Perioden höhere Verfügbarkeit der Wasserkraft und der geringere Verbrauch zu nennen. Durch die unterdurchschnittliche Erzeugung aus Wasserkraft in den letzten beiden Wintern 2020/21 bzw. 2021/22 waren die errechneten hypothetischen Deckungslücken wieder häufiger und etwas stärker ausgeprägt. 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 2021/22 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 2022/23

Auf Basis der im Energieleitengesetz 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 der aktuell besonderen Situation auf den Energiemärkten erfolgt in diesem Bericht auch ein Ausblick auf die erwartbare Bedarfsdeckungssituation im Winter 2022/23.

Bereits im Jahr 2021 kam es auf den Energiemärkten zu preistreibenden Entwicklungen, welche besonders auf das starke globale Wirtschaftswachstum bei geringen angebotsseitigen Kapazitäten nach Ende der Lockdown-Maßnahmen zur Bekämpfung der COVID-Pandemie zurückzuführen waren. Diese bereits existierenden Tendenzen wurden seit Beginn des Ukraine-Krieges im Februar 2022 auf ein neues Niveau gehoben. Durch die wichtige Rolle Russlands als Gaslieferant für Mittel- und Osteuropa führten die Einschränkungen der Gaslieferungen zu Ängsten vor Versorgungsengpässen. Eine beispiellose „Preisrallye“ an den Großhandelsmärkten war die Folge. Im August lagen die Spotpreise für Gas bei durchschnittlich 231 EUR/MWh, dies entspricht einem Anstieg von 432% im Vergleich zum Vergleichsmonat des Vorjahres. Diese Entwicklungen im Gashandel spiegeln sich seither im Stromgroßhandel, da die Gasverstromung für die europäische Versorgungssicherheit eine bedeutende Rolle einnimmt (sowohl zur energetischen Deckung des Strombedarfs als auch zur Sicherstellung des stetigen Netzgleichgewichts dieser flexibel einsetzbaren Erzeugungstechnologie). Die angebotsseitigen Einschränkungen der Wasserkraft durch besondere Trockenheit in weiten Teilen Europas und erhebliche Kraftwerksausfälle in Frankreich haben zudem zur äußerst persistenten Kopplung von Gas- und Strompreisen geführt (vgl. Abbildung 11). Nach dem Erreichen der Gasspeicherziele bei gleichzeitig geringer Nachfrage durch milde Witterungsbedingungen kam es zu einer preislichen Entspannung im Großhandel. Gas wird aber weiterhin auf hohem Niveau gehandelt. Daraus folgt eine dauerhafte relative Verteuerung der Gasverstromung in Bezug auf alle anderen Stromerzeugungstechnologien, welche wiederum erhebliche Änderungen der Kraftwerkseinsatzreihenfolge (Merit-Order-List) und der grenzüberschreitenden Handelsströme zur Folge hat.

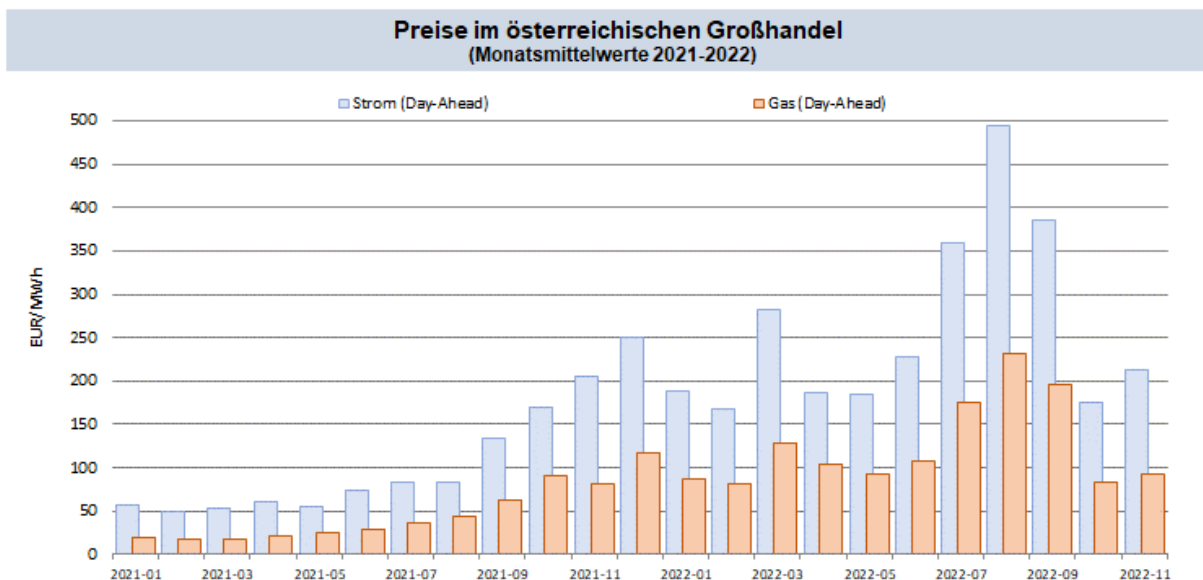


Abbildung 11: Großhandelspreise für Gas und Strom (Datenbasis: Strom Single-Day-Ahead-Coupling, Gas CEGHEDI)

Die bisher aufgetretenen Markteffekte haben jedoch nicht dazu geführt, dass es zu Einschränkungen der Stromversorgungssicherheit gekommen wäre. Wie bereits im vorangegangenen Kapitel erläutert, kam es im Untersuchungszeitraum 2021/22 (wie auch in den Jahren zuvor) zu keinerlei marktlichen Unterdeckungen des Strombedarfs. Aktuell ist der Strombedarf in der Regelzone im mehrjährigen Vergleich als unterdurchschnittlich zu bezeichnen. Anhand des derzeitigen Dargebots aus Wind- und Wasserkraft, gleichzeitig hoher Flexibilität durch den Einsatz thermischer Kraftwerke und vorhandenen Importmöglichkeiten ist die stabile Stromversorgung in der Regelzone gesichert.

Diese Einschätzung der Lage wird auch durch die neuesten Analysen der Übertragungsnetzbetreiber gestützt. Der Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E führt regelmäßige Simulationen für den europäischen Strommarkt durch. Durch die probabilistische Herangehensweise können dabei eine Vielzahl an verbrauchs- und erzeugungsseitigen Bedingungen bewertet werden. 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. Anhand der Simulationsergebnisse im Winter Outlook 2022-2023 wird zwar von Seiten der ENTSO-E auf die hohe Abhängigkeit von Gaskraftwerken für das europäische Stromsystem und erhöhte Risiken im Vergleich zu den letzten Jahren hingewiesen, temporär beschränkte Unterdeckungssituationen wurden jedoch nur in relativ isolierten Marktgebieten (Irland, Malta, Zypern) und in Marktgebieten mit unsicherer Verfügbarkeit relevanter Erzeugungskapazitäten aus Atomstrom (Frankreich, Finnland) identifiziert. Weder im Basisszenario noch in den ebenfalls analysierten Sensitivitätsszenarien

(mit kritischeren Annahmen) werden Unterdeckungen für das österreichische Marktgebiet im Winter 2022/23 attestiert²¹.

Methodisch konsistent mit den standardisierten Analysen der ENTSO-E hat der österreichische Übertragungsnetzbetreiber APG einen zusätzlichen Stresstest für die Versorgung im Winter 2022/23 erstellt. Dabei werden auch besonders kritische Szenarien mit erhöhter Nachfrage, zusätzlich verknüpften Kapazitäten der europäischen Atomkraft und der Kohleverstromung, sowie auch erhebliche Einschränkungen der Gasverstromung in Europa thematisiert. In den kritischen Szenarien, die allerdings mit geringer Eintrittswahrscheinlichkeit behaftet sind, werden auch in Österreich Lastunterdeckungen möglich. Die APG kommt jedoch auch zum Schluss, dass diese durch zusätzliche Monitoring-Tätigkeiten und rechtzeitige Präventionsmaßnahmen (Sparaufrufe, Lastverschiebungen) handhabbar wären, und es auch im kritischsten Szenario zu keiner Strommangelsituation kommen werde. Außerdem wird darauf hingewiesen, dass kein erhöhtes Blackout-Risiko erwartet wird²².

Auch die E-Control hat bereits im Versorgungssicherheitsbericht 2018 anhand des Risikoszenarios „Ausfall Gaserzeugung“ auf die daraus resultierende potenzielle Unterdeckung der Stromnachfrage hingewiesen. Aufgrund der aktuellen Versorgungslage im Gasmarkt und der überdurchschnittlich hohen Auslastung der österreichischen Gasspeicher (vgl. Abbildung 12) ist in den nächsten Monaten von keiner Gasmangellage auszugehen²³. Im Durchschnitt der letzten fünf Winter wurde in Österreich im Zeitraum zwischen Dezember und März 11,7 TWh Gas zur Verstromung eingesetzt. Dem steht Anfang Dezember 2022 ein Füllstand der österreichischen Gasspeicher von 89 TWh (davon 20 TWh als strategische Reserve im öffentlichen Besitz) gegenüber. Diese Größenordnungen verdeutlichen, dass die Gasverstromung in Österreich aus heutiger Sicht im erforderlichen Ausmaß gesichert und damit kein unmittelbares Unterdeckungsrisiko der Stromversorgung im Winter 2022/23 gegeben ist.

²¹ Nähere Informationen zum ENTSO-E Winter Outlook 2022-2023 sind unter folgendem Link abrufbar: <https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/>

²² Der APG Stresstest Strom ist auf der Website der APG verfügbar: <https://www.apg.at/news-presse/apg-stresstest-strom-sichere-versorgungssituation-aber-grosse-herausforderungen-fuer-winter-2022/apg-stresstest-strom-sichere-versorgungssituation-aber-grosse-herausforderungen-fuer-winter-2022-23/>

²³ Aktuelle Beurteilungen der Gasversorgungssituation sind im Lagebericht der Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) zu finden: <https://www.aggm.at/netzinformationen/versorgungssicherheit/lagebericht>

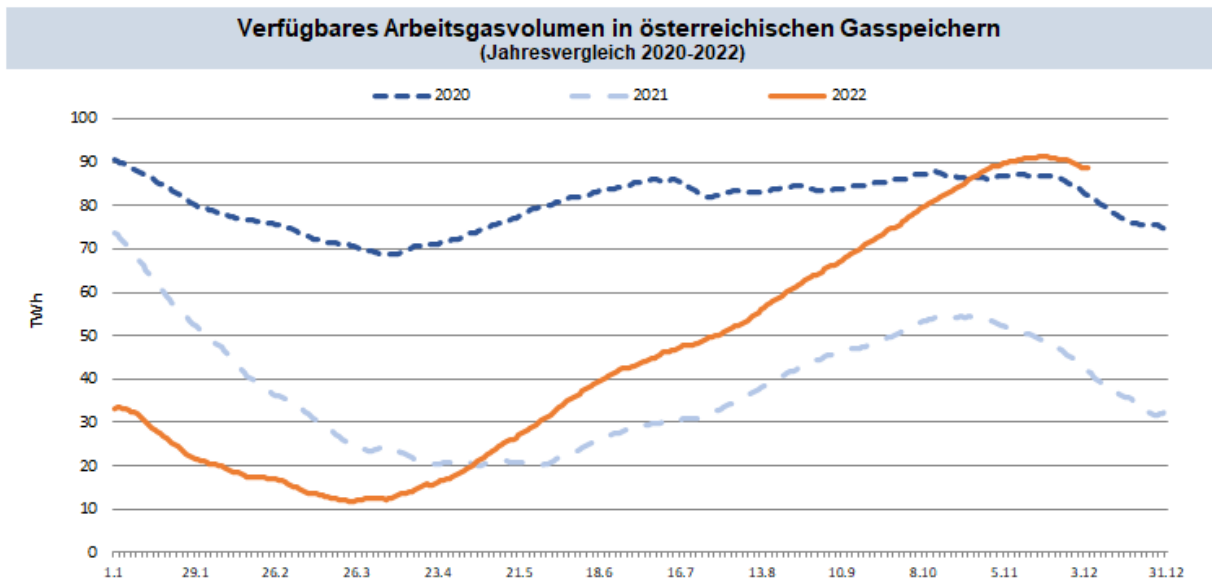


Abbildung 12: Füllstand der österreichischen Gasspeicher

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 Kriseneffekte²⁴ 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 technologiescharfen Engpassleistungen 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 sich zum Erhebungszeitpunkt bereits in Bau befinden und in der Regelzone liegen²⁵. Um auch Reduktionen des Kraftwerksparks Rechnung zu tragen, werden gemeldete Stilllegungen für die Prognose der Engpassleistung im Jahr 2030 berücksichtigt. Der daraus resultierende Kraftwerkspark wird im zweiten Schritt auf Konsistenz mit jenen Ausbauzielen geprüft, die im Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus

²⁴ Geringe Stromnachfrage durch Lockdown-Effekte im Jahr 2020 und entsprechende Aufholeffekte im Jahr 2021.

²⁵ Allfällige Projekte im Allgäu etc., die zwar zur Regelzone gehören, aber auf deutschem Staatsgebiet liegen, werden nicht miteinbezogen.

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 skaliert²⁶. Abbildung 13 zeigt die im zweistufigen Herleitungsprozess eruierten Veränderungen der installierten Engpassleistung je Technologie vom aktuellen Stand 2021 hin zum zukünftigen Niveau 2030.

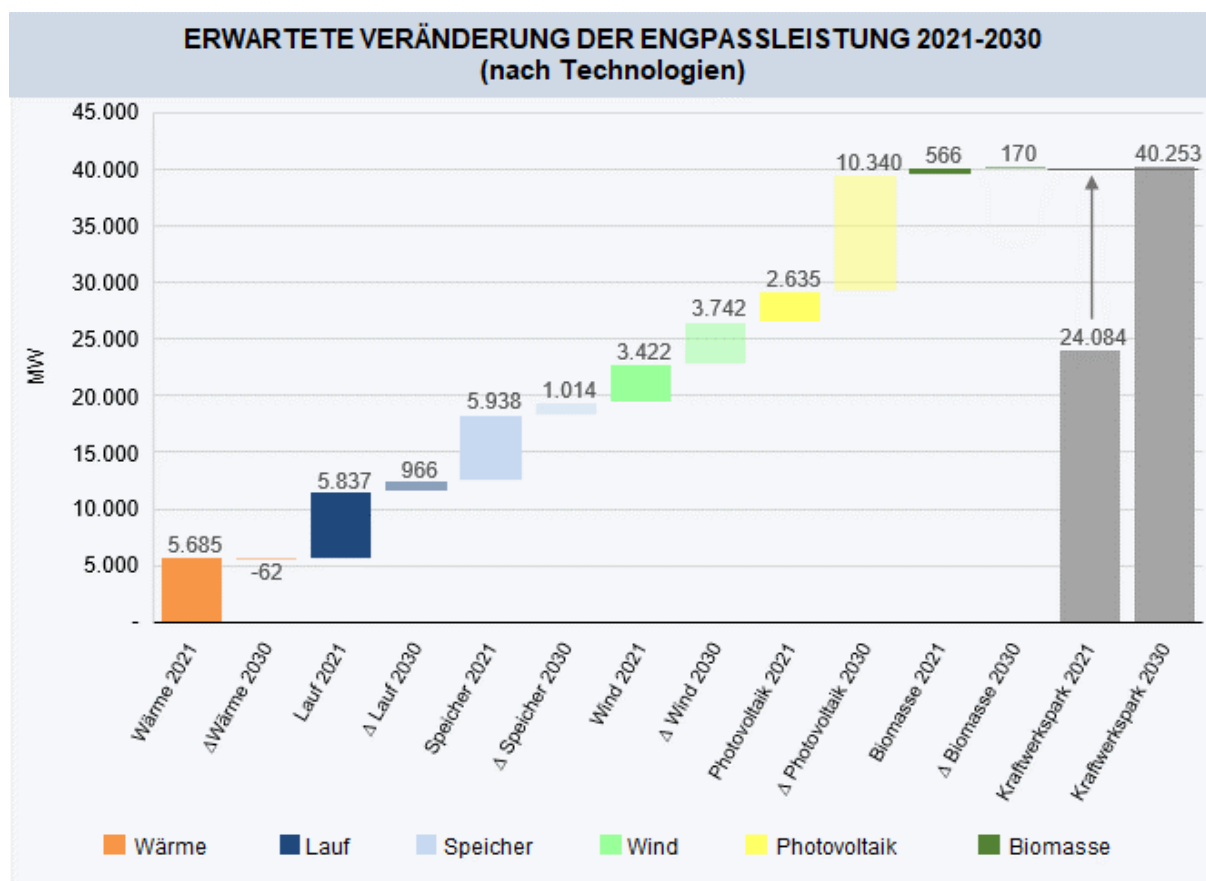


Abbildung 13: Erwartete Veränderung der Engpassleistung 2021-2030

Gemäß den erwarteten Engpassleistungen ergibt sich die folgende Kapazitätzusammensetzung im Jahr 2030. Gut 50% der installierten Engpassleistung (EPL) wird auf Wind (17,8%), Photovoltaik (32,2%) und Biomasse (1,8%) entfallen. Dahinter rangiert Wasserkraft, die mit Speicher²⁷ (17,3%) und Lauf (16,9%) mit etwa einem Drittel zur EPL beiträgt. Die verbleibenden 14% entfallen auf Kapazitäten von fossilen Wärmekraftwerken (siehe Abbildung 14). 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 Wärmekraft unverändert.

²⁶ Unter Berücksichtigung der typischen Vollaststunden der jeweiligen Technologien.

²⁷ Durch die marktliche Zuordnung zu Deutschland wurden die Vorarlberger Illwerke und das Tiroler Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz exkludiert.

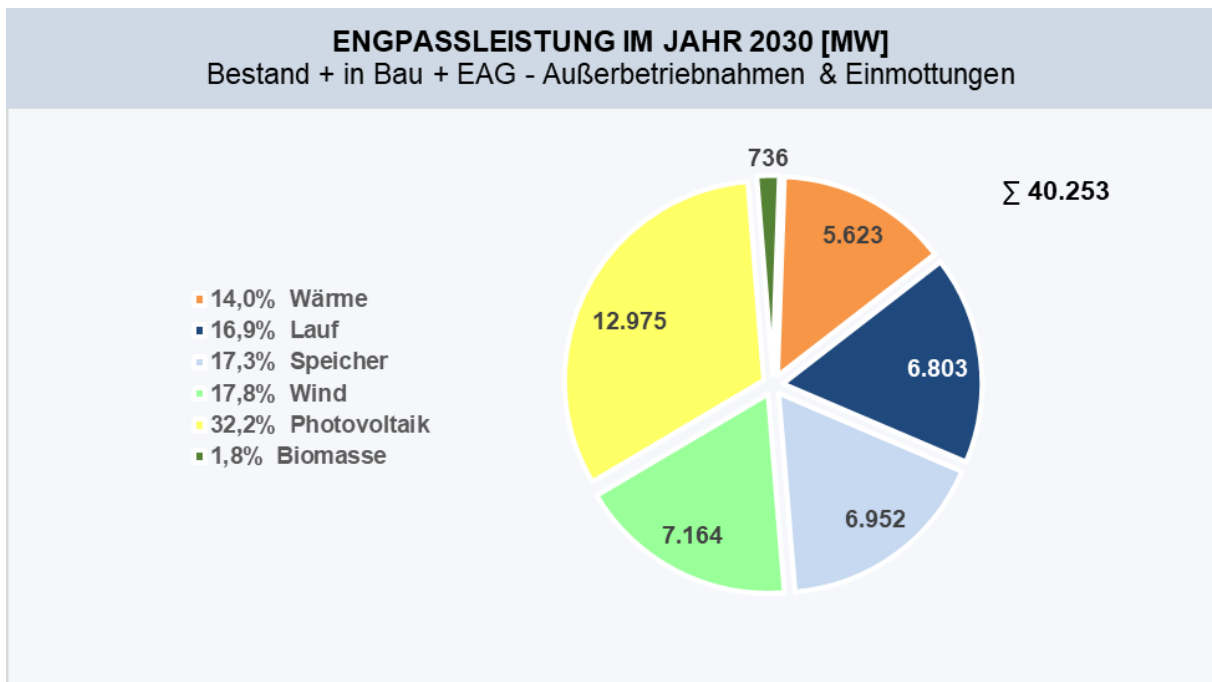


Abbildung 14: Erwartete Engpassleistung 2030

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-)Speicherkraftwerken 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 Wärmekraftwerke²⁸) probabilistische Verfügbarkeitsprofile ermittelt. Dabei berücksichtigt das 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

²⁸ Biomasse-Anlagen sind in diesem Kontext den Wärmekraftwerken zugewiesen.

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 Endverbräuchen²⁹. 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 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

²⁹ Die verwendeten elektrischen Endverbrauchsdaten sind Teil der veröffentlichten Energiebilanz (siehe <https://www.statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/energiebilanzen>).

Endverbrauch von 72,1 TWh erwartet, dies entspricht einem Verbrauchswachstum bis 2030 im Ausmaß von knapp 12% im Vergleich zu 2021. Anhand der Modellschätzung ist auch von einer moderaten Erhöhung des Haushaltsanteils am elektrischen Endverbrauch auszugehen. Im Jahr 2030 beträgt der Haushaltsanteil demnach 32%.

Die Modellierung des Zusammenhangs von Lastspitze und dem gesamten elektrischen Endverbrauch ergibt eine erwartete Spitzenlast von 12,05 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 ermittelt³⁰. 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.

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

Die Lastdeckungsrechnung 2030 basiert auf simulierten Jahreslastverläufen, welche stündlich aufgelösten Erzeugungsprofilen aller österreichischen Erzeugungstechnologien gegenübergestellt werden. Die aus deren Gegenüberstellung erzeugten Deckungsprofile geben Aufschluss über potenziell auftretende Deckungslücken und deren Ursachen. So lässt

³⁰ Nähere Informationen sind auf Anfrage verfügbar.

sich zeigen, wann diese auftreten, wie lang sie andauern und wie groß das hypothetische Leistungsdefizit ausfallen könnte. 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.

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 Netzwerkes³¹ 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 5 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 und die Elektrifizierung von Großindustrien ergänzt (siehe Abschnitt 6.2.2). Erzeugungsseitig werden die erwarteten Engpassleistungen 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).

³¹ Unter Anwendung eines Long-Short-Term-Memory-Networks (LSTM)

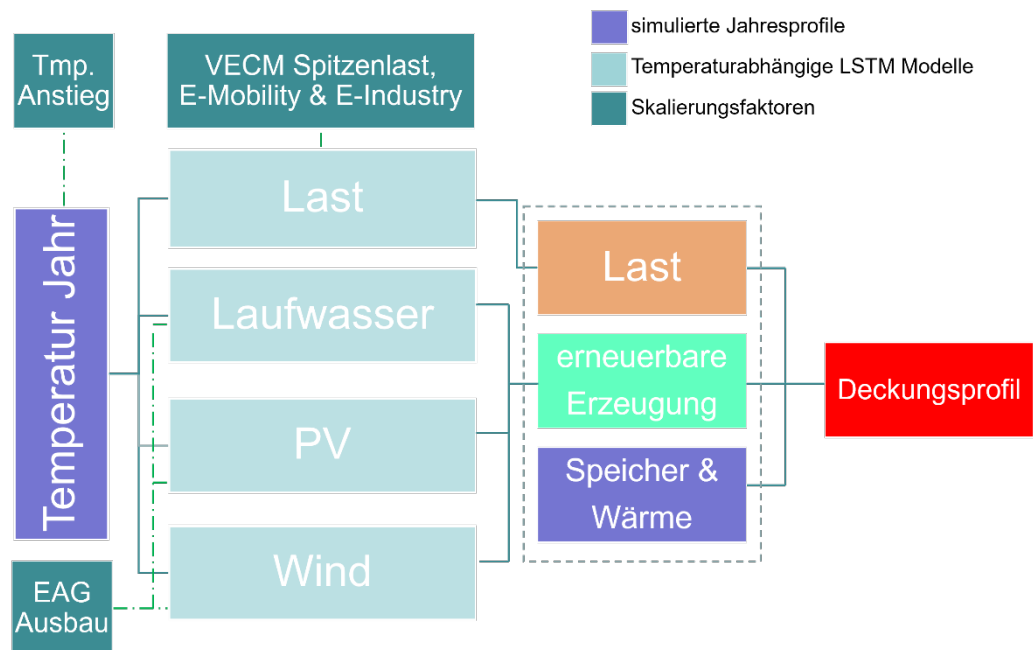


Abbildung 15: Schematischer Aufbau der stündlichen Lastdeckungssimulation

Abbildung 15 beschreibt, 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.

6.3.1 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 91% derartiger Jahresbetrachtungen überhaupt keine Deckungslücken entstehen, d.h. der Strombedarf ist in jeder Stunde des Simulationsjahres gedeckt. Knapp 8% der Jahre weisen eine Unterdeckung von lediglich einer Stunde während des gesamten Simulationsjahres auf und nur in etwa 1% der Simulationsjahre kommt es zu mehreren oder mehrstündigen Deckungsdefiziten. Im

Rahmen der gesamten Simulation wurden insgesamt 112 unterdeckte Stunden identifiziert. Setzt man diesen Wert in Relation zur Gesamtzahl der simulierten Stunden³², so erhält man eine Unterdeckungswahrscheinlichkeit je Stunde von 0,001% bzw. eine erwartete Anzahl an Unterdeckungsstunden von 0,11 im Jahr 2030. Bei diesen Berechnungswerten ist jedoch zu beachten, dass die 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.

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 demgegenüber ein Ansatz gewählt, der auf die Ermittlung der tatsächlichen Erzeugung im europäischen Marktumfeld abzielt.

6.4.1 Prognose der erwarteten Erzeugung

Um die monatliche Erzeugung im Jahr 2030 abschätzen zu können, implementieren wir eine Fortschreibung auf Basis der beobachteten Erzeugungsmuster der letzten fünf Jahre in Verbindung mit den zukünftig erwarteten Engpassleistungen 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.

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 Energieträgern³³ 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 (2017-2021) ermittelt:

³² Eintausend Simulationsjahre entsprechen 8,76 Millionen Stunden.

³³ Winderzeugung und Photovoltaik-Anlagen.

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

Für die Prognosewerte der Erzeugung wird jedes monatliche Kapazitätsfaktormittel mit der dazugehörigen für 2030 erwarteten Engpassleistung³⁴ 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 85,1 TWh. Die Differenz zwischen der gesamten prognostizierten erneuerbaren Erzeugung (Wasserkraft, Wind, Photovoltaik, Biomasse) und dem zu deckenden Gesamtbedarf entspricht dem monatlichen Residualbedarf bzw. -überschuss. Das Ergebnis dieser energetischen Prognose für 2030 wird in Abbildung 16 dargestellt. In Monaten mit positivem Residualbedarf müssen die erwarteten Fehlmengen entweder durch den Einsatz von heimischen fossilen Wärmekraftwerken oder durch Stromimporte kompensiert werden.

Im Rahmen des prognostizierten Kraftwerksparks (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 1,6 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 im Jänner (2,0 TWh) und Dezember (1,6 TWh) hoher Residualbedarf erwartet. Über das gesamte Jahr ergibt sich auf Basis der aktuellen Berechnungen für 2030 ein positiver Residualbedarf von 2,4 TWh, welcher aus heutiger Sicht allein durch zusätzliche Erzeugung aus fossilen Kraftwerken gedeckt werden kann. Dennoch wird die energetische Verlagerungsproblematik zwischen Sommer und Winter eine der größten Herausforderungen zur zukünftigen Wahrung der österreichischen Versorgungssicherheit darstellen.

³⁴ siehe Abschnitt 6.1.1

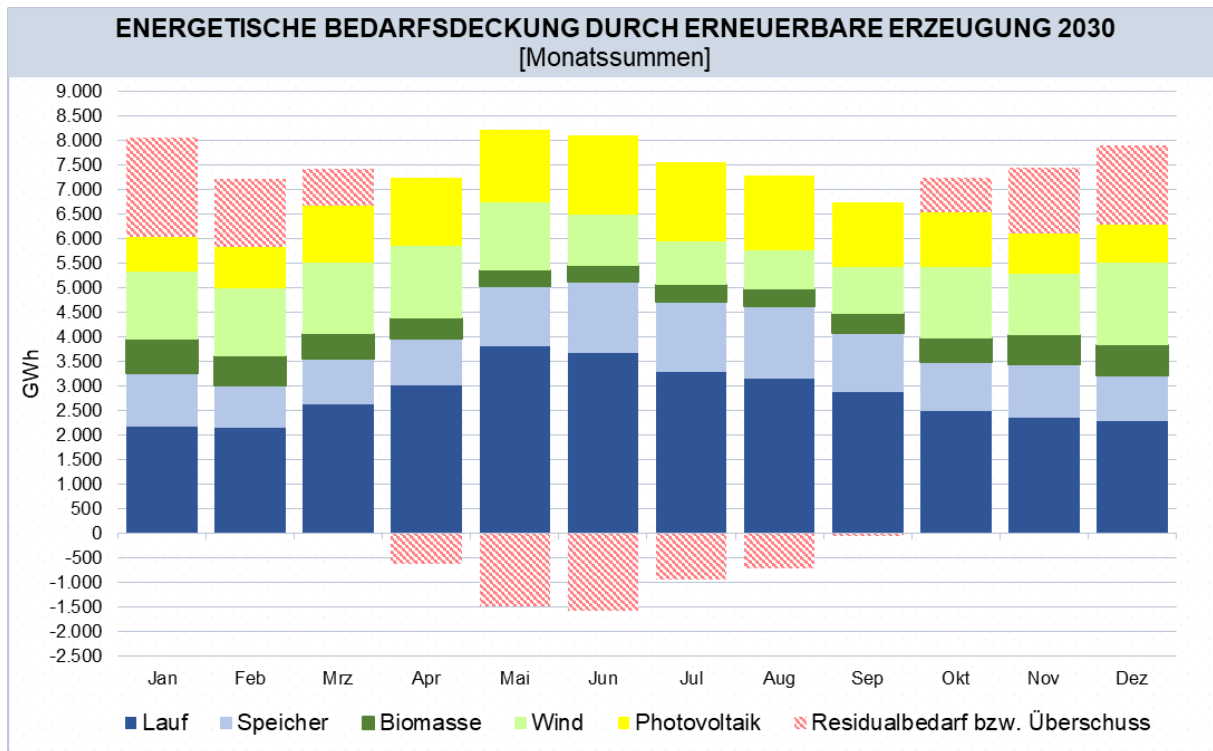


Abbildung 16: Geschätzte energetische Bedarfsdeckung im Jahr 2030

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.³⁵

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.³⁶

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

³⁵ <https://www.apg.at/de/Stromnetz/Netzentwicklung/>

³⁶ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest/>

stärken und die Versorgungssicherheit für ganz Europa erhöhen. Insbesondere Österreich würde von einem Ausbau der Kapazitäten profitieren, da besonders Exporte nach Italien, der Schweiz bzw. Slowenien sowie Importe aus Deutschland gesteigert werden könnten³⁷.

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.³⁸ 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 anderen 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

³⁷ Siehe diesbezüglich auch die aktuellen Informationen der grenzüberschreitenden Kapazitäten des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers APG unter <https://www.apg.at/de/markt/strommarkt/Allokationen/>

³⁸ DIN 31051 „Grundlagen der Instandhaltung“, Ausgabe 2012-09

Stützpunktfundamenten, Korrosionsschutz, Einbau von Erdschlussortungen, USV-Anlagen und die Ertüchtigung von Schaltanlagen.

Die Netzbetreiber sind in einer Vielzahl nationaler wie internationaler Arbeitsgruppen vertreten, in denen sowohl die Weiterentwicklung von Bestehendem als auch zukünftige Neuerungen diskutiert werden. Dazu zählen Arbeitsgruppen bei Oesterreichs Energie und dem Verband für Elektrotechnik (OVE), dem Internationalen Rat für große elektrische Netze (CIGRE) und Kooperationen mit technischen Universitäten. Weiters gibt es Kooperationen mit benachbarten Netzbetreibern im In- und Ausland. Zusätzlich zu Forschung und Entwicklung wird auch großes Augenmerk auf die regelmäßige Schulung des Betriebspersonals gelegt, sowohl in fachspezifischen Bereichen als auch in Sicherheits- und Bergungsmaßnahmen sowie allgemeiner Weiterbildung (z. B. Betriebsführung, Baustellenkoordination, Logistik).

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 vorgesehen³⁹. 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 und kritischen Netzzuständen

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“).

Zur Vermeidung von Großstörungen sind Maßnahmen entsprechend den technischen und organisatorischen Regeln (TOR) Systemschutzplan⁴⁰ zu setzen. Kritische Zustände sind dadurch gekennzeichnet, dass elektrische Grenzwerte von Betriebsmitteln infolge einer

³⁹ 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>

⁴⁰ <https://www.e-control.at/recht/marktregeln/tor>

Störung über- oder unterschritten werden, d. s. 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.

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; ebenso die Verordnung (EU) 2017/2196 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes. Diese Verordnungen bilden auch die Basis für nationale Regelungen.

7.2.2 Netzwiederaufbau

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. Darüber hinausgehend verfügen die einzelnen Netzbetreiber über Notfall- und Katastrophenpläne für flächenmäßig begrenzte Ausfälle.

7.2.3 Verfügbarkeit von Netzen 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 veröffentlichen⁴¹. 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

⁴¹ <https://www.e-control.at/industrie/strom/versorgungssicherheit/ausfalls-und-stoerungsstatistik>

Verschlechterungen im Jahresverlauf werden schnellstmöglich erkannt und so ein rasches Entgegenwirken ermöglicht.

Die (Nicht-)Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen wird von der E-Control ebenfalls jährlich in den (Nicht-)Verfügbarkeitsstatistiken veröffentlicht.⁴² Zudem melden österreichische Erzeuger an die Transparenz Plattform der EEX⁴³, auf der unter anderem geplante und ungeplante Unterbrechungen zeitnah veröffentlicht werden.

7.3 Verteilernetze

Für die zukünftigen Anforderungen an Verteilernetzen werden neben dem Ausbau der erneuerbaren Erzeugung (Wind und PV) in erster Linie Entwicklungen im Bereich der Elektromobilität (Anschluss von privaten und öffentlichen Ladestationen) sowie die Elektrifizierung von Raumwärme (Wärmepumpen) und industriellen Prozessen maßgeblich sein. Für einen sicheren und zuverlässigen Verteilernetzbetrieb wird der Digitalisierung (Smart Meter und andere Smart Grid-Lösungen, Überwachungs- und Steuerungseinrichtungen zum Monitoring von Lastflüssen etc.) eine wachsende Bedeutung zukommen. Weiters wird der Austausch zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern zunehmend erforderlich.

Sowohl Netzplanung als auch Netzbetrieb werden in den kommenden Jahren von großen Veränderungen geprägt sein. Neben den bereits erwähnten Einflussfaktoren wird dabei die 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.

⁴² <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/statistik-fuer-versorgungsqualitaet/nichtverfuegbarkeitsstatistik/>

⁴³ <https://www.eex-transparency.com/>

8 Appendix

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.

8.1.1 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:

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

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:

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

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.

8.1.2 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, Dezember 2022