

MONITORING REPORT
VERSORGUNGSSICHERHEIT STROM 2021
BERICHTSJAHR 2020

UNSERE ENERGIE VERTRAUT AUF SICHERHEIT.



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	1
Abbildungsverzeichnis	3
Executive Summary	4
1 Gesetzliche Anforderung und Umsetzung	6
1.1 Die Monitoring-Pflichten der E-Control im Detail	6
1.2 Berichtstruktur	6
2 Methodik	8
3 Überblick 2020	10
3.1 Veränderung der Erzeugungskapazität	10
3.2 Entwicklung des Bedarfs.....	12
3.2.1 Entwicklung des elektrischen Endverbrauchs (EEV).....	12
3.2.2 Entwicklung der Netzlast.....	13
4 Bedarfsdeckung 2020/21	15
4.1 Realisierte Bedarfsdeckung	15
4.2 Abschätzung des energetischen Bedarfsdeckungspotenzials	20
5 Bedarfsdeckung 2030	26
5.1 Erzeugungskapazitäten 2030.....	26
5.1.1 Prognose Kraftwerkspark	26
5.1.2 Kraftwerksverfügbarkeit 2030.....	28
5.2 Bedarfsprognosen 2030	29
5.2.1 Modellierung des elektrischen Endverbrauchs	30
5.2.2 Modellierung der Spitzenlast	30
5.2.3 Prognoseergebnisse	31
5.2.4 Elektrifizierung des Personenverkehrs und der Industrie	31
5.3 Lastdeckungsrechnung 2030	32
5.3.1 Erkenntnisse aus dem Deckungsmodell	34
5.4 Energetische Bedarfsdeckung 2030	38

5.4.1	Prognose der erwarteten Erzeugung	38
6	Netze	41
6.1	Ausbau und Instandhaltung der Netze.....	41
6.1.1	Qualität und Umfang der Instandhaltung der Netze.....	42
6.2	Maßnahmen in außergewöhnlichen Situationen.....	43
6.2.1	Von Erzeugungs- und Lastmanagement bis Netzwiederaufbau	43
6.2.2	Maßnahmen zur Vermeidung von Engpässen und kritischen Netzzuständen.....	43
6.2.3	Netzwiederaufbau	44
6.2.4	Verfügbarkeit von Netzen und Erzeugungsanlagen	44
6.3	Netzsicherheit	45
6.4	Verteilernetze.....	45
	Impressum.....	47

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Veränderung des Kraftwerksparks 2019-2020, Regelzone APG.....	11
Abbildung 2: Entwicklung der Engpassleistung nach Technologien (2002-2020), Regelzone APG	12
Abbildung 3: Elektrischer Endverbrauch 1970-2020 (Quelle: Statistik Austria).....	13
Abbildung 4: Dauerlinien der Netzlast 2020, Regelzone APG	14
Abbildung 5: Saisonalität der Lastdeckung 2020, Regelzone APG	17
Abbildung 6: Saisonalität der Lastdeckung 2021, Regelzone APG	17
Abbildung 7: Realisierte wöchentliche Bedarfsdeckung KW1 2017 bis KW40 2021, Regelzone APG ..	18
Abbildung 8: Wöchentliche Bedarfsdeckung nach Technologien 2020, Regelzone APG.....	19
Abbildung 9: Verfügbarer Energieinhalt der Speicher 2014-2021, KW1 2014 – KW40 2021 (oben), KW1- KW5 (unten), Regelzone APG	23
Abbildung 10: Mehrjährige potenzielle inländische Bedarfsdeckung, Regelzone APG	24
Abbildung 11: Vergleich Kraftwerkspark 2030 vs. 2020, Regelzone APG	27
Abbildung 12: Prognostizierter österreichischer Kraftwerkspark 2030, Regelzone APG.....	28
Abbildung 13: Prognose des elektrischen Endverbrauchs und der Spitzenlast	31
Abbildung 14: Aufbau Deckungsmodell	33
Abbildung 15: Simulationsergebnisse - Anzahl unterdeckte Stunden pro Jahr	34
Abbildung 16: Simulationsergebnisse - Unterdeckte Stunden im Tagesprofil bei 1000 Simulationen.	36
Abbildung 17: Simulationsergebnisse - Auftreten der unterdeckter Stunden im Jahresprofil bei 1000 Simulationen	37
Abbildung 18: Simulationsergebnisse - Histogramm Deckungsprofil	38
Abbildung 19: Energetische Prognose für das Jahr 2030	40

Executive Summary

Der Bericht zur Versorgungssicherheit besteht aus zwei Hauptbestandteilen. Im ersten wird die aktuelle Situation der Versorgung Österreichs dargestellt, wobei der Fokus auf das Jahr 2020 gelegt wird, aber auch bereits Daten aus dem Jahr 2021 eingearbeitet werden. Beschrieben werden hierfür die zuletzt beobachteten Entwicklungen des Verbrauchs, der Lastspitze, der installierten Kraftwerkskapazitäten und der realisierten Erzeugung. Im zweiten Teil werden diese Größen dann für das Jahr 2030 prognostiziert bzw. simuliert, um eine Aussage treffen zu können, wie die zukünftige Versorgungssituation möglicherweise sein wird.

Österreich deckt seinen Strombedarf mit heimischen erneuerbaren Energiequellen, mit fossilen Gaskraftwerken, mit Speicherkraftwerken, aber auch Importen. Erstmals hatte im Jahr 2020 die Windkraft einen im Median gleichen Anteil an der wöchentlichen Bedarfsdeckung wie die Wärmekraft, nämlich etwa 10%. Im Jahr 2020 lag der Stromverbrauch bei Haushalten um 1,8% unter jenem des Jahres 2019 und bei Nicht-Haushalten sogar um 4,4%. Die Lastspitze lag um 194 MW oder 1,8% niedriger als 2019. Bewertend kann für den Untersuchungszeitraum festgestellt werden, dass es in keiner Stunde zu einer marktlichen Unterdeckung der Nachfrage kam.

Für die energetische Bedarfsdeckung gilt die „Speicherreichweite“ als Hauptindikator, da die Speicherkraftwerke viel Leistung erbringen, aber typischerweise durch ihren Wasserfüllstand begrenzt sind. Für den Jänner 2021 wurde errechnet, dass als Spitzenwert neben den anderen verfügbaren Erzeugungsquellen etwas mehr als ein Viertel der vorhandenen Wassermenge in österreichischen Speichern nötig gewesen wäre, um den gesamten österreichischen Strombedarf während der kritischsten Woche zu decken. Dies ist im Vergleich zu den beiden Vorwintern ein höherer Wert. Dennoch bedeutet dies auch, dass sich Österreich energetisch stets etwa 4 Wochen allein hätte versorgt werden können. Dies wurde auch in den letzten Berichten als ausreichend angesehen.

Im Jahr 2030 wird mit einer installierten Kraftwerksleistung von 41.234 MW gerechnet, die sich aus bekannten Ausbauplänen und Stilllegungen von Kraftwerken sowie den im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) festgelegten Ausbauzielen ergibt. In der durchgeführten Lastdeckungsrechnung anhand entsprechend skaliertes und simulierter stündlicher Jahresprofile für Erzeugung und Bedarf, wurde ein Fall ermittelt in dem eine vierstündige Unterdeckung von durchschnittlich etwa 630 MW gegeben ist. Dieser ist gekennzeichnet durch eine sehr unwahrscheinliche Situation, in der erneuerbare Energie sehr gering vorhanden (Windflaute, geringe Wasserkraftproduktion), fossile Kraftwerke wenig verfügbar sind und die Last besonders hoch ist. Demgegenüber ergab sich jedoch in 91% der verwendeten 1000 Simulationsjahre für 2030 in keiner der 8760 Stunden eine Unterdeckung. In den restlichen

knapp 9% der Simulationsjahre kam es zu ein oder zwei Stunden an Unterdeckungen. In all diesen Situationen ist Österreich also auf Importe angewiesen, die aber aufgrund der guten Netzanbindung Österreichs möglich sind.

Basis der energetischen Prognose im Jahr 2030 ist die Simulation des Verbrauchs in diesem Jahr. Mit einer durchschnittlichen Verbrauchssteigerung von 1,7% ausgehend vom Verbrauch 2020 wurden 71,8 TWh elektrischen Endverbrauchs prognostiziert. Dazu sind etwa 6,5 TWh an Netzverlusten und Pumpbedarf zu addieren. Weiters werden über die normale Verbrauchssteigerung hinausgehend für Elektromobilität und Elektrifizierung im Industriebereich 4,7 TWh bzw. 1,7 TWh angesetzt, sodass etwa mit 84,7 TWh Strombedarf in der Regelzone gerechnet wird. Diesem Wert steht eine erneuerbare Erzeugung von 83,2 TWh gegenüber, sodass sich in dieser Simulation ein Bedarf an Importen oder fossiler Erzeugung von 1,5 TWh ergibt. Als maximaler über die erneuerbare Erzeugung hinausgehender Residualbedarf wurden etwa 2,1 TWh für den Jänner 2030 errechnet. Dies entspricht immerhin einem durchschnittlichen Bedarf von 2,83 GW in diesem Monat, der laut Modell nicht mit erneuerbaren Energieträgern gedeckt wird und daher aus einer Kombination von heimischer fossiler Produktion und/oder Importen zu decken ist. Dem errechneten Residualbedarf in den Wintermonaten stehen jedoch prognostizierte Erzeugungsüberschüsse in den Sommermonaten gegenüber, die in den wasserreichen Monaten Mai und Juni auf jeweils etwa 1,5 TWh ansteigen können. Derartig ausgeprägte saisonale Unterschiede der Bedarfsdeckung sind prinzipiell mit dem Ziel der bilanziellen Stromversorgung Österreichs aus rein erneuerbarer Erzeugung im Jahr 2030 vereinbar, stellen jedoch auch eine besondere Herausforderung für die Wahrung der österreichischen Versorgungssicherheit dar.

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 tiefergehende Analyse der realisierten Bedarfsdeckung des Betrachtungszeitraumes 2020-21, sowie eine Abschätzung des hypothetischen energetischen Bedarfsdeckungspotenzials.

Nach Abschluss der ex-post Betrachtung der aktuellen Situation beschäftigt sich Kapitel 5 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 des stündlichen Lastdeckungssimulation bzw. der erwarteten energetischen Bedarfsdeckung.

Kapitel 6 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. Derzeit werden nur Kraftwerke bzw. Kraftwerksparks mit einer Engpassleistung (EPL) von > 25 MW in hoher zeitlicher Granularität erhoben. Aus diesem Grund müssen kleinere Kraftwerke unterjährig modelliert bzw. geschätzt werden.

Detailliert wird in diesem Bericht ausschließlich auf die Bilanz der Regelzone eingegangen. In diesem Zusammenhang ist zu betonen, dass diese regionale Abgrenzung nicht gleichbedeutend mit dem österreichischen Bundesgebiet ist. Einerseits sind in der Regelzone APG 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 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 auf den im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz 2021 (EAG) erwähnten Ausbauplänen bezüglich erneuerbarer Energieträger. 27 Terrawattstunden 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 Überblick 2020

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 des Kraftwerkparcs, des Stromverbrauchs sowie der Lastverläufe.

3.1 Veränderung der Erzeugungskapazität

Wie in Abbildung 1 dargestellt fiel die Erzeugungskapazität anhand der installierten Engpasseleistung des heimischen Kraftwerkparcs mit Ende 2020 im Vergleich zum Jahr 2019 um 14 MW und beträgt nun insgesamt 24.034 MW. Dieser Reduktion im Promillebereich liegen jedoch unterschiedliche Dynamiken der verschiedenen Erzeugungskategorien zugrunde. Zu einer deutlichen Reduktion von 360 MW kam es im Bereich der Wärmekraft¹. Dieses Ergebnis ist vor allem auf die erfolgte Stilllegung des letzten verbliebenen Erzeugungsblocks des Kraftwerks Dürnrohr zurückzuführen. Zu weiteren, moderaten Reduktionen der Engpasseleistung kam es auch bei Laufwasserkraft (-1 MW), der Windkraft (-44 MW) und der Biomasse (-10 MW). Dementgegen kam es zu Anstiegen aller weiteren Technologien. Wie auch in den letzten Jahren wurde der mit Abstand größte Zuwachs im Bereich der Photovoltaikanlagen verzeichnet (+361 MW). Zu einem Anstieg der Engpasseleistung im Ausmaß von 41 MW kam es bei Speicheranlagen (Speicherkraft).

¹ Seit Oktober 2019 gilt der Betrieb des verbleibenden Kraftwerkblocks Korneuburg (152MW) und des Blocks A (270MW) des Kraftwerks Theiss als unterbrochen. Sofern notwendig und technisch möglich, können diese Kapazitäten mit einer Vorlaufzeit von voraussichtlich 2 Jahren wieder in Betrieb genommen werden. Da es sich lediglich um Betriebsunterbrechungen handelt werden diese Kapazitäten weiterhin als Erzeugungspotenziale in der Bestandsstatistik geführt.

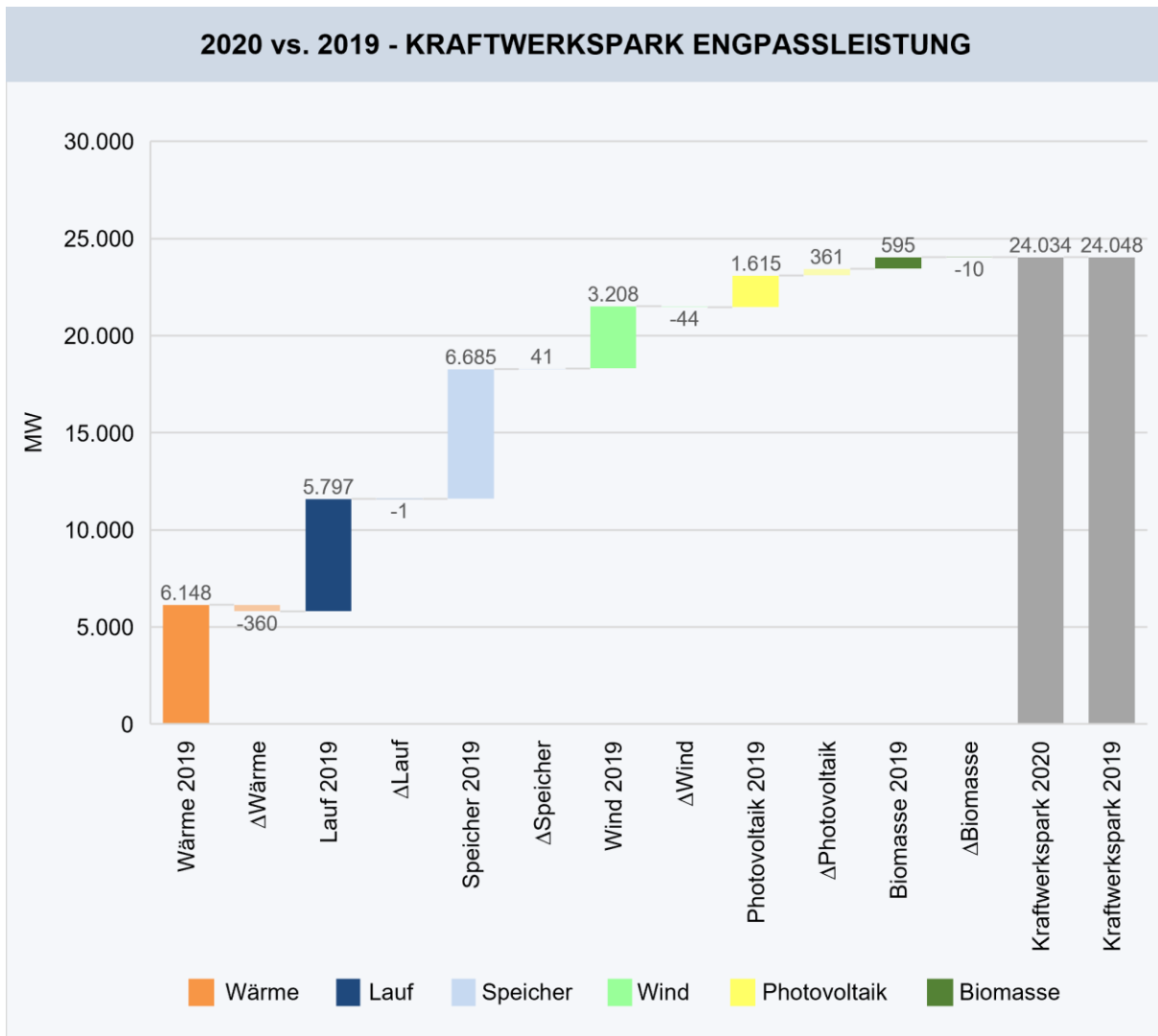


Abbildung 1: Veränderung des Kraftwerksparks 2019-2020, Regelzone APG

Im langjährigen Vergleich erscheinen die zuletzt aufgetretenen Veränderungen als Prolongierung bereits vorhandener Trends (siehe Abbildung 2). Die stetige Reduktion der Wärmekraft ist ein Phänomen veränderter Rahmenbedingungen und Zielsetzungen im Bereich der Energiewirtschaft, die sich nun seit über einem Jahrzehnt manifestieren. Die bereits erheblichen Kapazitäten im Bereich der Wasserkraft wurden auf hohem Niveau gehalten bzw. erweitert. Vor allem relativ betrachtet lag der mit Abstand stärkste Ausbau von Erzeugungskapazitäten der letzten Jahre im Bereich der Photovoltaik, während der Ausbau der Windkraft zuletzt weniger dynamisch ausfiel.

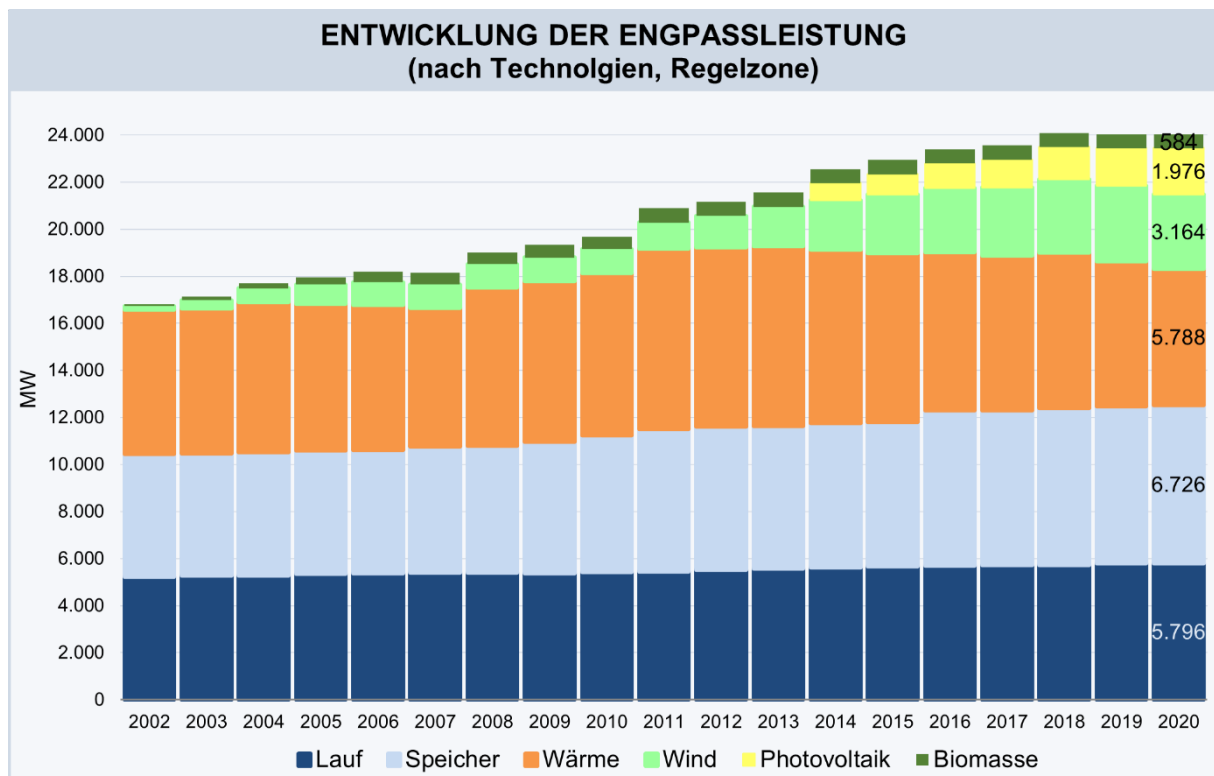


Abbildung 2: Entwicklung der Engpassleistung nach Technologien (2002-2020), Regelzone APG

3.2 Entwicklung des Bedarfs

3.2.1 Entwicklung des elektrischen Endverbrauchs (EEV)

Neben verbindlichen internationalen Beschlüssen zur Erreichung der Klimaziele, der schwachen Wirtschaftsdynamik der letzten Dekade und Energieeffizienzmaßnahmen, haben sich die zumeist stabilen Zuwächse des Stromverbrauchs, welche während der 80er, 90er und auch im ersten Jahrzehnt des neuen Millenniums auftraten, stark abgemildert. Anhand Abbildung 3 ist erkennbar, dass das Stromverbrauchswachstum auf Basis des elektrischen Endverbrauchs im letzten Jahrzehnt im Vergleich zu den davor beobachteten Steigungen tendenziell abgeflacht ist. Im Jahr 2020 kam es zudem zu einer deutlichen Stromverbrauchsreduktion im Zuge der COVID-19-Pandemie. Diese Reduktion war bei den Haushalten (-1,8% im Vergleich zu 2019) weniger stark ausgeprägt als bei den Nicht-Haushalten (-4,4%).

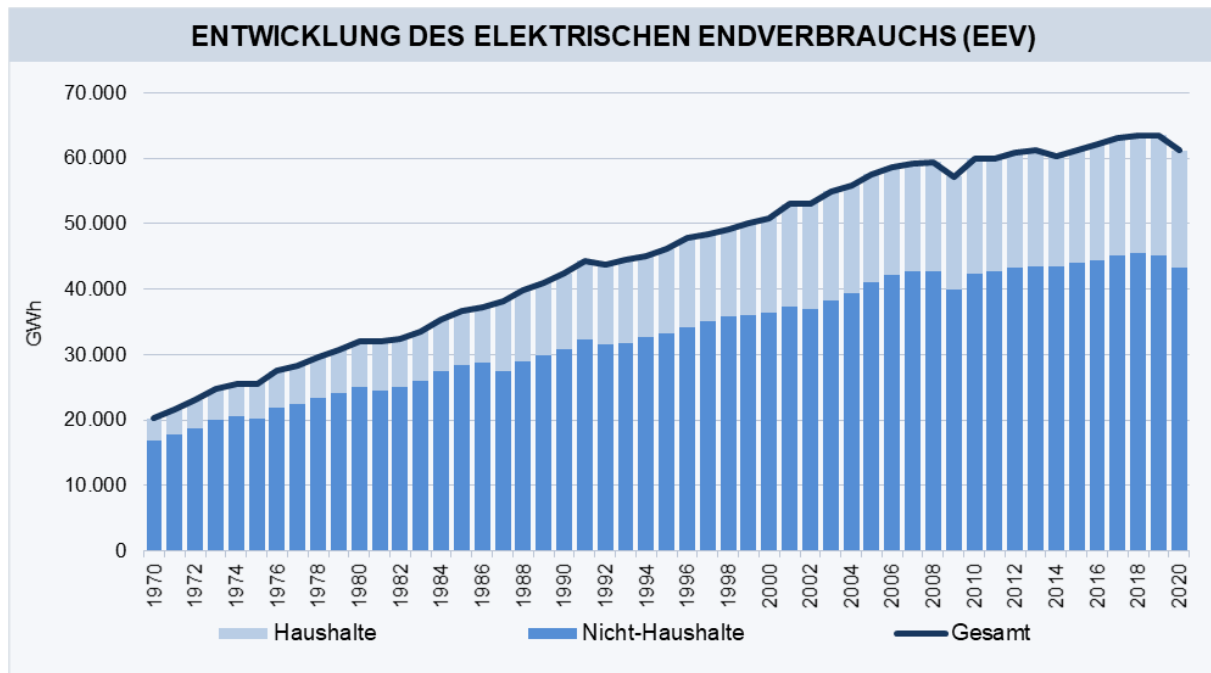


Abbildung 3: Elektrischer Endverbrauch 1970-2020 (Quelle: Statistik Austria)

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 arithmetischen Mittel lag die Netzlast inklusive Pumpspeicherung (PSP) im Jahr 2020 bei 7.276 MW (Vergleichswert 2019: 7.496 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) bei 6.666 MW lag, stieg diese im Winterhalbjahr um gut 18% auf 7.886 MW.

Besonders herausfordernd zur Sicherstellung von Netzstabilität und Versorgungssicherheit sind die sogenannten Lastspitzen, welche die aufgetretenen Maximalwerte der vertikalen Netzlast widerspiegeln. Diese Lastspitze lag 2020 bei 10.585 MW (2019: 10.779 MW) im Winter bzw. 9.190 MW im Sommer (2019: 9.851 MW). Der Vergleich zu den Vorjahreswerten zeigt also, dass die Verbrauchsrückgänge im Jahr 2020 auch zu reduzierten Lastspitzen führten.

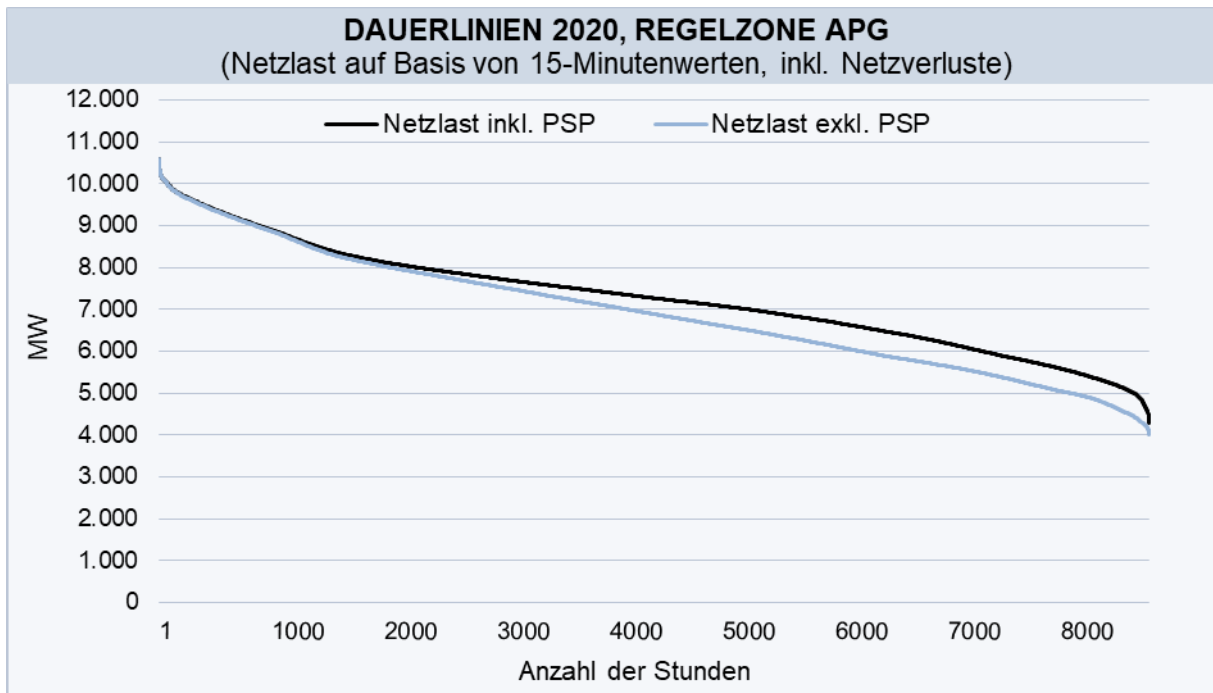


Abbildung 4: Dauerlinien der Netzlast 2020, Regelzone APG

Obige Abbildung 4 zeigt anhand der Dauerlinien über 8760 Stunden des Jahres 2020 einen wesentlichen Verteilungsindikator der Netzlast. Durch die besondere Relevanz von Pumpspeicherkraftwerken in der Regelzone wird hierbei auch zwischen der Netzlast inklusive bzw. exklusive Pumpspeicherung (PSP) unterschieden. Dabei zeigt sich, dass Lastspitzen von über 10.000 MW inklusive PSP in lediglich 75 Stunden des Jahres aufgetreten sind. Der Vergleichswert von 73 Stunden bei Betrachtung exklusive Pumpspeicherung legt zudem nahe, dass es in Spitzenlastzeiten typischerweise zu keinem relevanten Einsatz der Pumpen kommt.

4 Bedarfsdeckung 2020/21

Nachdem im vorherigen Kapitel die potenzielle Erzeugungskapazität anhand des verfügbaren Kraftwerksparks und erste Bedarfsindikatoren dargelegt wurden, werden diese Größen nun gegenübergestellt, um die Bedarfsdeckung im Zeitraum 2020/21 zu bewerten. Hierfür sind angebotsseitig nicht die theoretischen Erzeugungskapazitäten (Engpassleistung) relevant, sondern die aus den zur Verfügung stehenden Kapazitäten realisierte Erzeugung. Die tatsächliche Stromerzeugung in Österreich ist dabei von einer Fülle von Faktoren abhängig. Der zur Verfügung stehende Kraftwerkspark determiniert dabei lediglich die maximalen Erzeugungsmöglichkeiten. Ob und in welchem Umfang diese Kapazitäten genutzt werden (können), wird anhand komplexer Entscheidungsprozesse, technischer Gegebenheiten und vorherrschender Umweltbedingungen bestimmt. Diese Entscheidungen werden ebenfalls wieder durch natürliche (Wetterprognosen, verfügbare natürliche Ressourcen etc.), technologische (Charakteristika unterschiedlicher Technologien, Übertragungs- und Verteilungskapazitäten etc.), ökonomische (Preis- und Nachfrageentwicklungen etc.) aber auch „politische-regulatorische“ Faktoren (Marktdesign, Förderprogramme etc.) beeinflusst, wobei all diese Faktoren auch in Wechselwirkung zueinanderstehen. Die tatsächliche Stromerzeugung in Österreich ist vor diesem Hintergrund zu analysieren.

4.1 Realisierte Bedarfsdeckung

Für die detaillierte unterjährige Untersuchung der österreichischen Energieversorgungssicherheit im Kontext der nationalen Erzeugung wird im Folgenden sowohl auf die kurzfristige Lastdeckung anhand eingespeister Kraftwerksleistung als auch auf die energetische Deckung des Bedarfs eingegangen. Mithilfe kraftwerksscharfer Einspeisedaten², die der E-Control in 15-Minuten-Auflösung vorliegen, können hochfrequente Zeitreihenmuster analysiert werden. Dabei offenbaren sich die Erzeugungs- und Lastschwankungen 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 Netzlast³ (schwarz unterbrochene Linie) und der Einspeisung aus inländischer Kraftwerkserzeugung (farbige Flächen; untergliedert nach Erzeugungstechnologien) und 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

² 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, Biogas etc.).

³ Der Verbrauch für Pumpspeicherung (PSP) ist in dieser grafischen Darstellung inkludiert.

die realisierte Einspeisung inländischer Kraftwerke als Marktergebnis zu verstehen ist. Es handelt sich dementsprechend um die national realisierte Allokation zu gegebenen Marktpreisen. Die Tatsache, dass die gesamte Einspeisung 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 2020/21 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 2020 und 2021. Diese Saisonunterschiede verdeutlichen eine Hauptproblematik der Gewährleistung der österreichischen Energieversorgungssicherheit. Im Frühjahr steht durch die hohe Laufkrafterzeugung und den starken natürlichen Speicherzufluss ausreichend Leistung aus den großen Wasserkraftanlagen (> 25 MW) zur Verfügung. Zusammen mit der Einspeisung aus Windkraftanlagen und den sonstigen kleinen Kraftwerken (< 25 MW) kann die in diesen Jahreszeiten vergleichsweise geringe Netzlast auch ohne thermische Erzeugung gedeckt werden. Diese Erzeugungssituation beginnt sich typischerweise im Spätsommer zu ändern. Laufkrafterzeugung und natürlicher Zufluss der Speicherkraftwerke gehen stark zurück. Die Speicher eignen sich daher kaum noch zur Nettoenergieproduktion und werden aus wirtschaftlichen Gründen zur reinen Spitzenlastdeckung verwendet. Fallende Temperaturen erhöhen darüber hinaus die Stromnachfrage und damit auch die Strompreise im Großhandel. In den Wintermonaten Jänner bzw. Dezember erreichen diese Saisoneffekte typischerweise ihre stärkste Ausprägung, was dazu führt, dass die Erzeugung aus thermischen Kraftwerken in dieser Periode einen wesentlichen Teil der Gesamteinspeisung einnimmt.

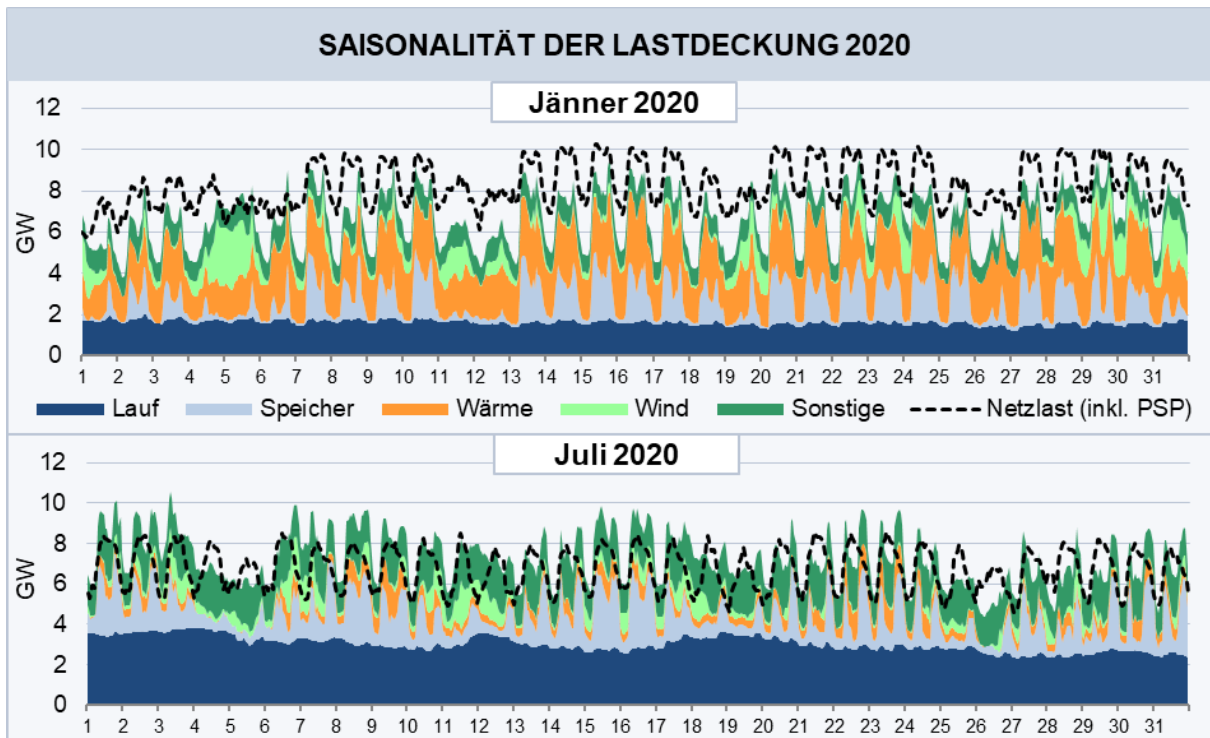


Abbildung 5: Saisonalität der Lastdeckung 2020, Regelzone APG

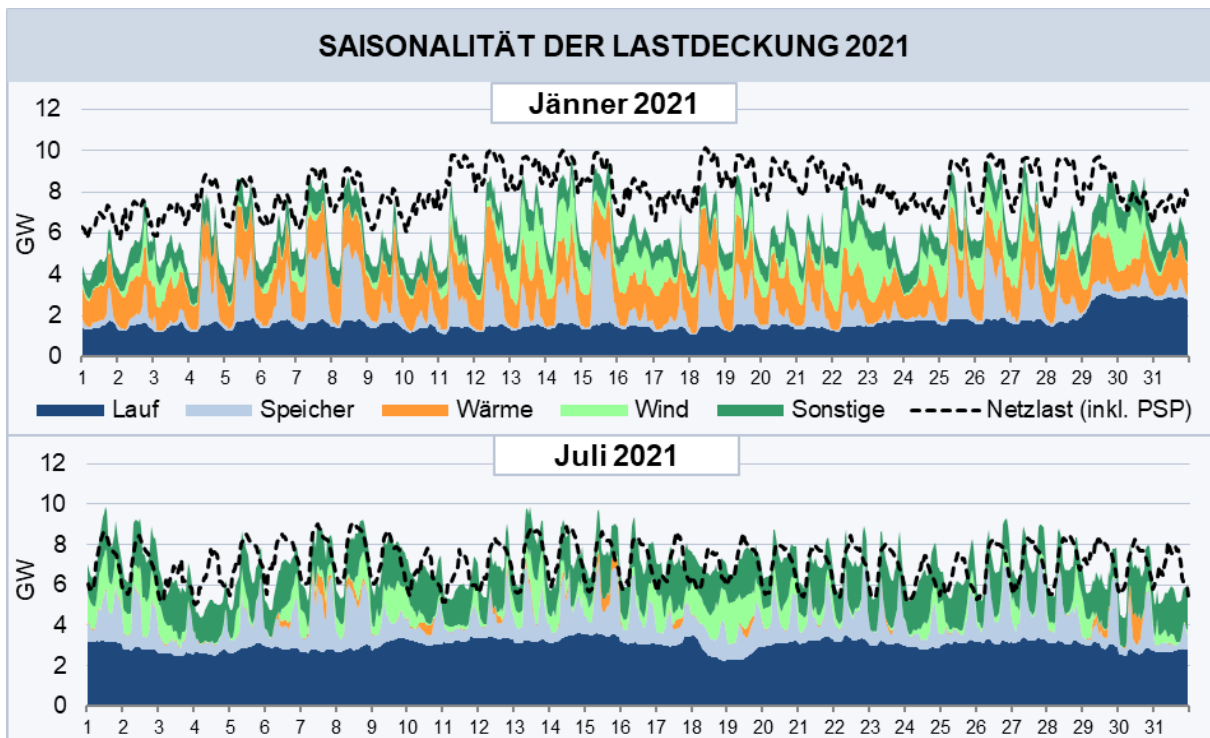


Abbildung 6: Saisonalität der Lastdeckung 2021, Regelzone APG

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 Wochensummen (in GWh) für Verbrauch und alle Produktionskomponenten berechnet, um eine energetische Betrachtungsebene zu eröffnen. Diese Aggregation eliminiert die in diesem Zusammenhang weniger relevanten Stunden- und Tagesschwankungen, ohne eine zu starke Glättung (wie Monats- oder Jahressummen) vorzunehmen. Die wöchentliche Bedarfsdeckung in der Regelzone beginnend mit der ersten Kalenderwoche 2017 bis einschließlich Kalenderwoche 40 im Jahr 2021 wird in Abbildung 7 dargestellt.

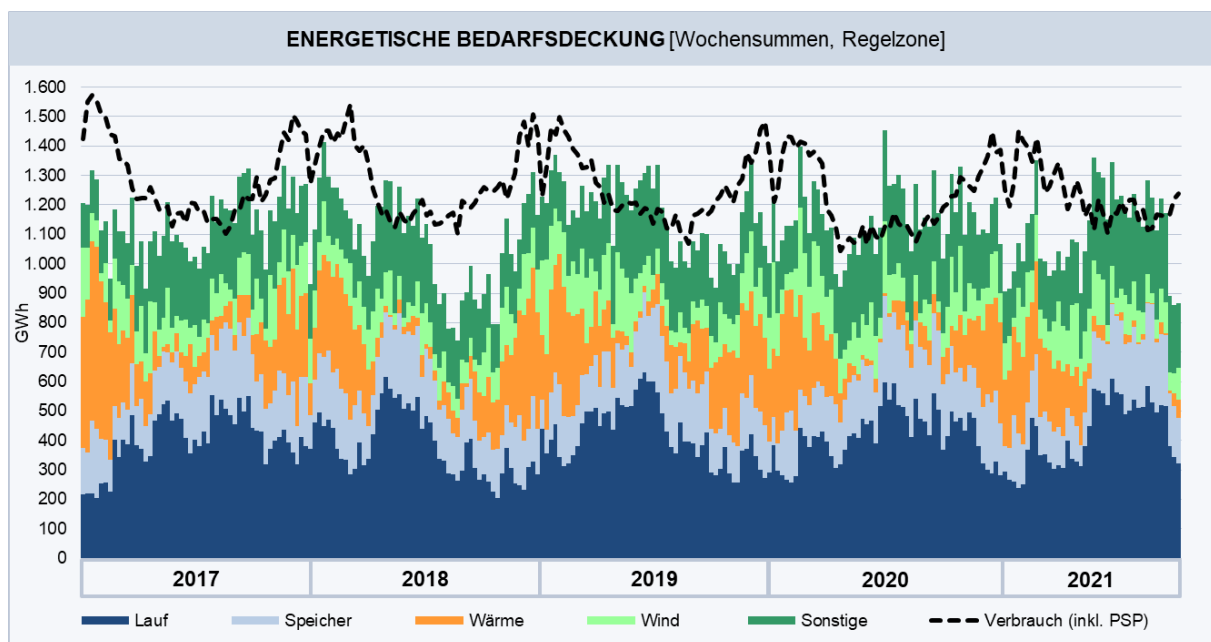


Abbildung 7: Realisierte wöchentliche Bedarfsdeckung KW1 2017 bis KW40 2021, Regelzone APG

Die Detailergebnisse der Wochenberechnungen für das für diesen Bericht im Fokus stehende Kalenderjahr 2020 werden in Abbildung 8 illustriert. 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 konnte Österreich im Zeitraum zwischen Mai und Oktober in 18 Wochen als energetischer Nettoexporteur auftreten. Im Umkehrschluss bedeutet dies aber auch, dass im Jahr 2020 in der Regelzone in 34 Wochen (bzw. 65%) Nettoimporte in unterschiedlichem Ausmaß zur Bedarfsdeckung verwendet wurden. Insgesamt zeigt sich jedoch in den letzten Jahren ein Rückgang der relativen Anteile von Nettoimporten in der Bedarfsdeckung, so kam es z.B. im Jahr 2018 kam es noch in über 80% der Wochen zu Nettoimporten.

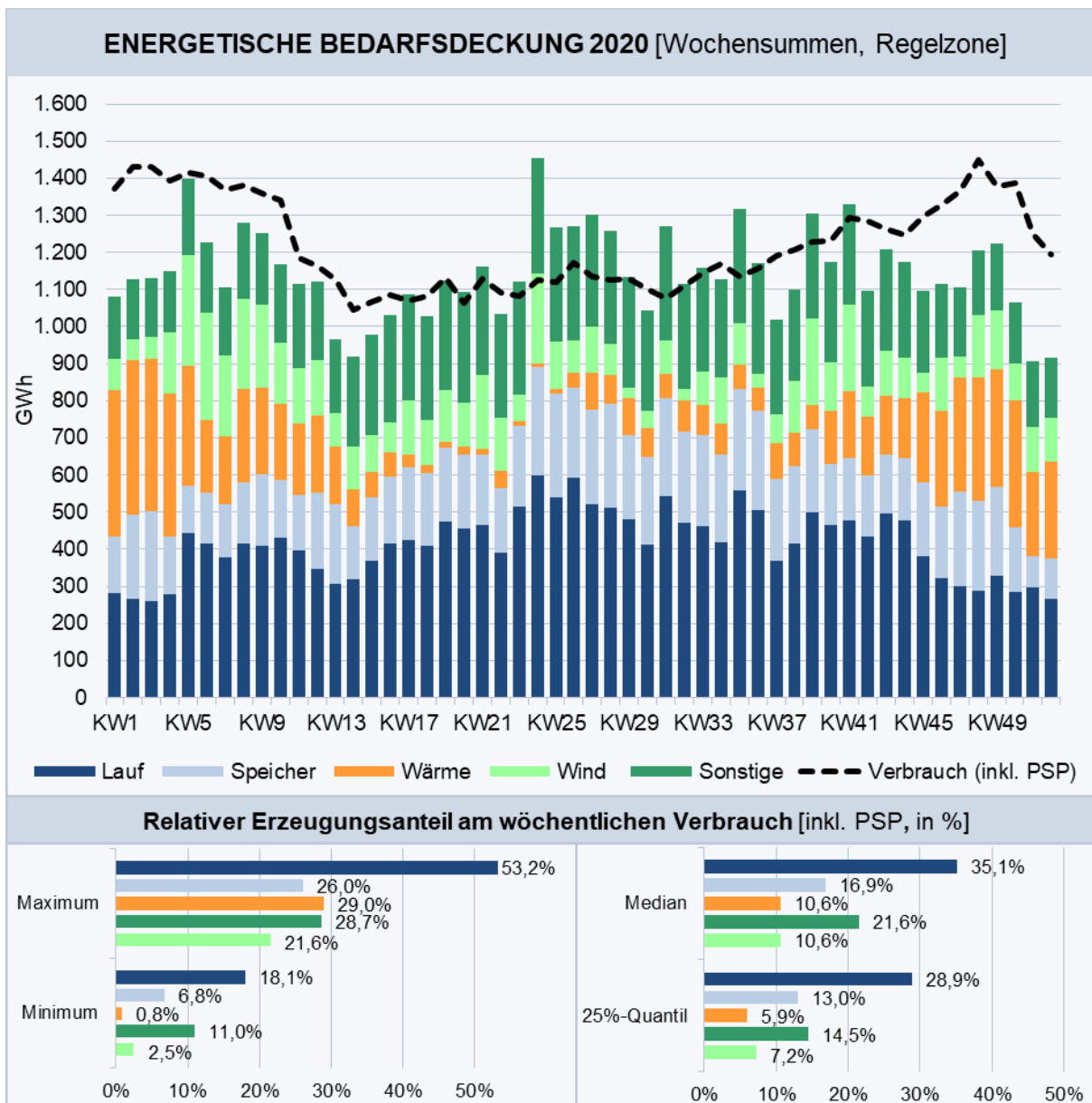


Abbildung 8: Wöchentliche Bedarfsdeckung nach Technologien 2020, Regelzone APG

Um den Beitrag verschiedener Technologien zu analysieren, berechnet die E-Control einige statistische Indikatoren auf Basis des relativen Anteils der tatsächlichen Nettoeinspeisung jeder Erzeugungskategorie gemessen am jeweiligen Wochenverbrauch. So ergibt sich ein Jahresmaximum von 53,2% (2019: 53,1%) und ein Jahresminimum von 18,1% (2019: 18,4%) der wöchentlichen Bedarfsdeckung durch Laufkraftwerke (> 25 MW). Über alle Wochen des Jahres 2020 ergibt sich ein Median (50%-Quantil) von 35,1% (2019: 33,0%) und ein 25%-Quantil von 28,9% (2019: 25,0%) für die Einspeisung von Laufkraftwerken (> 25 MW). Unterjährig schwankt die Bedarfsdeckung durch thermische Kraftwerke zwischen 0,8% (2019: 1,9%) und 29,0% (2019: 30,2%) des Verbrauchs; dies reflektiert vor allem die geringe Auslastung dieser Technologie im Frühjahr und Sommer. Die berechneten Indikatoren eignen sich besonders gut zur Bewertung der energetischen Zuverlässigkeit erneuerbarer

Energieträger. Für Windenergie ergibt sich ein Bedarfsdeckungsmaximum von wöchentlich 21,6% (2019: 24,2%) und ein Median von 10,6% (2019: 9,7%) – mit diesem ganzjährigen Median-Wert ist die Winderzeugung erstmalig gleichbedeutend für die österreichische Bedarfsdeckung wie die Wärmekraft. Zusätzlich trägt die Erzeugung aus Windparks in drei Viertel der Wochen zumindest 7,2% des Verbrauchs (2019: 7,4%). Diese Werte erscheinen beachtlich, da Winderzeugungsanlagen im Jahr 2020 nur etwas mehr als 13% der installierten Gesamtleistung einnahmen und starken wetterbedingten Schwankungen unterliegen.

4.2 Abschätzung des energetischen Bedarfsdeckungspotenzials

Die bisherige Analyse beruht 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 höherer Marktpreise oder sogar einer Energielenkungsmaßnahme nicht genügend Kraftwerkskapazitäten verfügbar gewesen wären. Um diesem Aspekt Rechnung zu tragen, ist es notwendig, eine Abschätzung der inländischen Versorgungsmöglichkeiten zu geben. Generell umfasst Österreichs Erzeugungspotenzial drei Hauptbereiche:

- I. Natürliche Erzeugung
- II. Marktpotenzial Wärme
- 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 Speicherzufluss⁴ und die Winderzeugung. Die „sonstige Erzeugung“ umfasst vor allem Kleinwasserkraft, kleine thermischen Anlagen und allenfalls Photovoltaikanlagen und wird deshalb konservativ vollständig der natürlichen Erzeugung zugerechnet.

⁴ 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.

Nachfrageseitig wird hierfür 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 (Pumpbetrieb) 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 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 strikt 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 regelbare Erzeugungspotenziale – Wärme und Speicher.

Die in Österreich verfügbaren Wärmekraftwerke können prinzipiell zur Bandstromerzeugung 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 marktgetriebenen Potenzials gestaltet sich schwierig, weil die historischen Einspeisewerte der thermischen Kraftwerke von hoher Preiselastizität geprägt sind. Die Marktverhältnisse der letzten Jahre führten daher zu einer eher schwachen Auslastung im Großhandelsmarkt – diese Daten reflektieren daher nicht, welche Erzeugungsmöglichkeiten tatsächlich verfügbar gewesen wären. Folglich verwenden wir den aggregierten Einspeisewert in der als kritisch eingeschätzten vierten Kalenderwoche⁵ 2017 als Benchmark für die marktgetriebene thermische Maximaleinspeisung. Dieser Herangehensweise liegt die Annahme zugrunde, dass die durch die Knappheitssituation hervorgerufene Preissteigerung

⁵ Montag, 23. Jänner – Sonntag, 29. Jänner

eine marktbasierete Vollausslastung aller verfügbaren Wärmekraftwerke zur Folge hatte.⁶ Das daraus erkenntliche Marktpotenzial der Wärmekraftwerke (> 25 MW) wird anhand der seither erfolgten Stilllegungsmeldungen und der vorhandenen Kraftwerksverfügbarkeitsstatistik fortgeschrieben, um zeitliche Vergleichbarkeit herzustellen⁷.

Der Erzeugungswert der Wärmekraftwerke entspricht daher einer abgeleiteten hypothetischen Maximaleinspeisung. Dabei wird unterstellt, dass stets ein zum Einsatz der Wärmekraftwerke ausreichend hohes Preisniveau vorherrscht, wovon in einer versorgungstechnischen Knappheitssituation auszugehen ist. Aus den Berechnungsergebnissen für natürliche Erzeugung und hypothetisches Wärmepotenzial geht hervor, dass es in den letzten Jahren immer wieder Wochen gab, in denen die natürliche Erzeugung und das Wärmepotenzial nicht ausreichend waren, um den Verbrauch zu decken. Diese hypothetischen wöchentlichen Deckungslücken⁸ 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 Energieinhalte⁹ im Zeitraum zwischen 2014 bis 2021. 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

⁶ 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.

⁷ 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.

⁸ 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.

⁹ 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.

verfügbare Speicherinhalt im langjährigen Vergleich besonders gering. Seit 2018 hat sich wohl nicht zuletzt aufgrund der Erfahrungen von 2017 ein gegenläufiger Trend manifestiert - die verfügbaren Speicherinhalte im Jänner sind von 2018 bis 2020 stetig gestiegen. Im Winter 2020/21 zeigte sich nun erstmalig wieder ein deutlicher Rückgang der verfügbaren Speicherinhalte im Jänner. Dieses Ergebnis wurde einerseits durch die insgesamt geringere Speicherbefüllung und andererseits auch durch früher erfolgte Speicherleerung hervorgerufen.

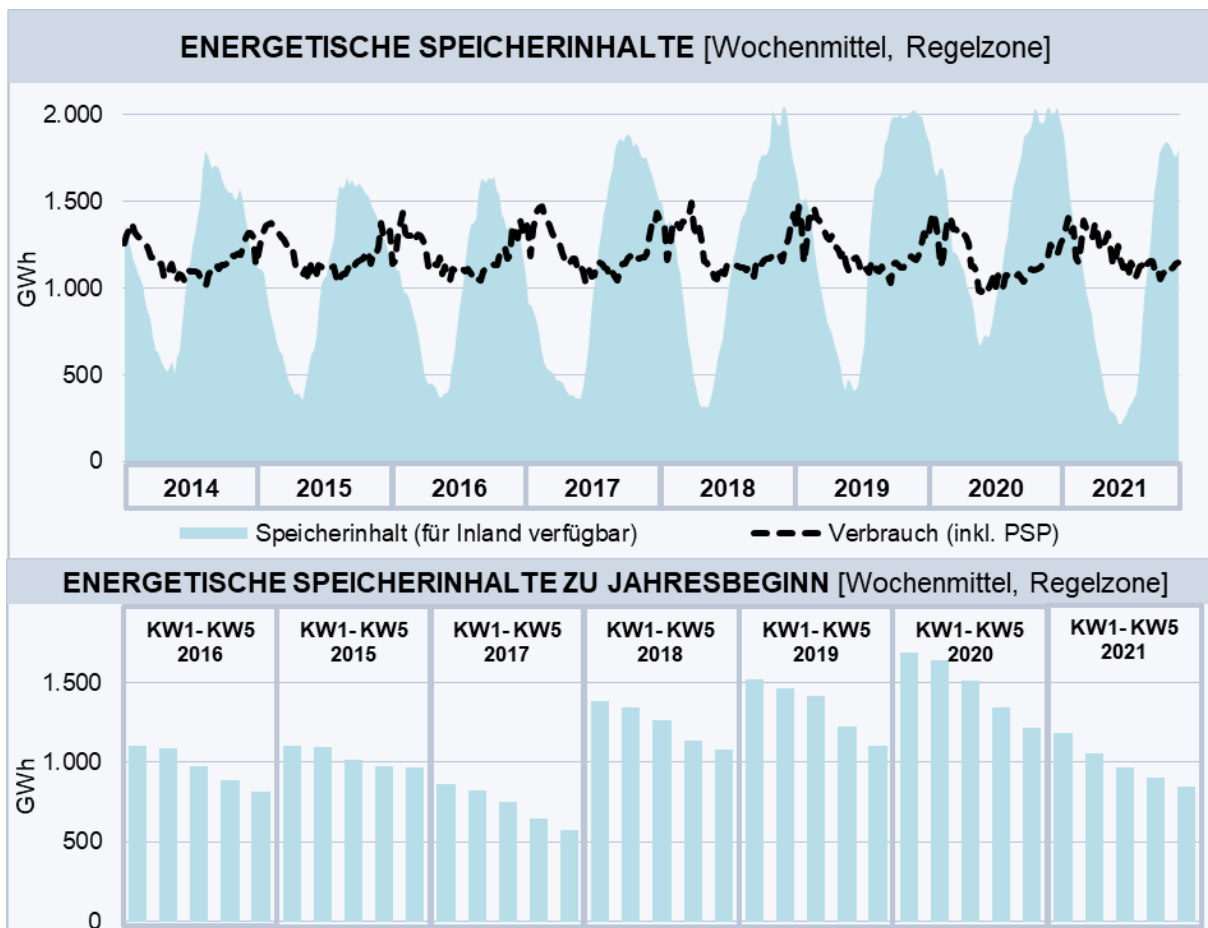


Abbildung 9: Verfügbarer Energieinhalt der Speicher 2014-2021, KW1 2014 – KW40 2021 (oben), KW1-KW5 (unten), Regelzone APG

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 auszugleichen¹⁰. Daraus resultiert eine notwendige Speicherleerung zur Überbrückung der hypothetischen Deckungslücke. Je nach Anteil der Speicherleerung am verfügbaren Speicherinhalt kann die

¹⁰ 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.

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 2021 ermittelt und dargelegt.

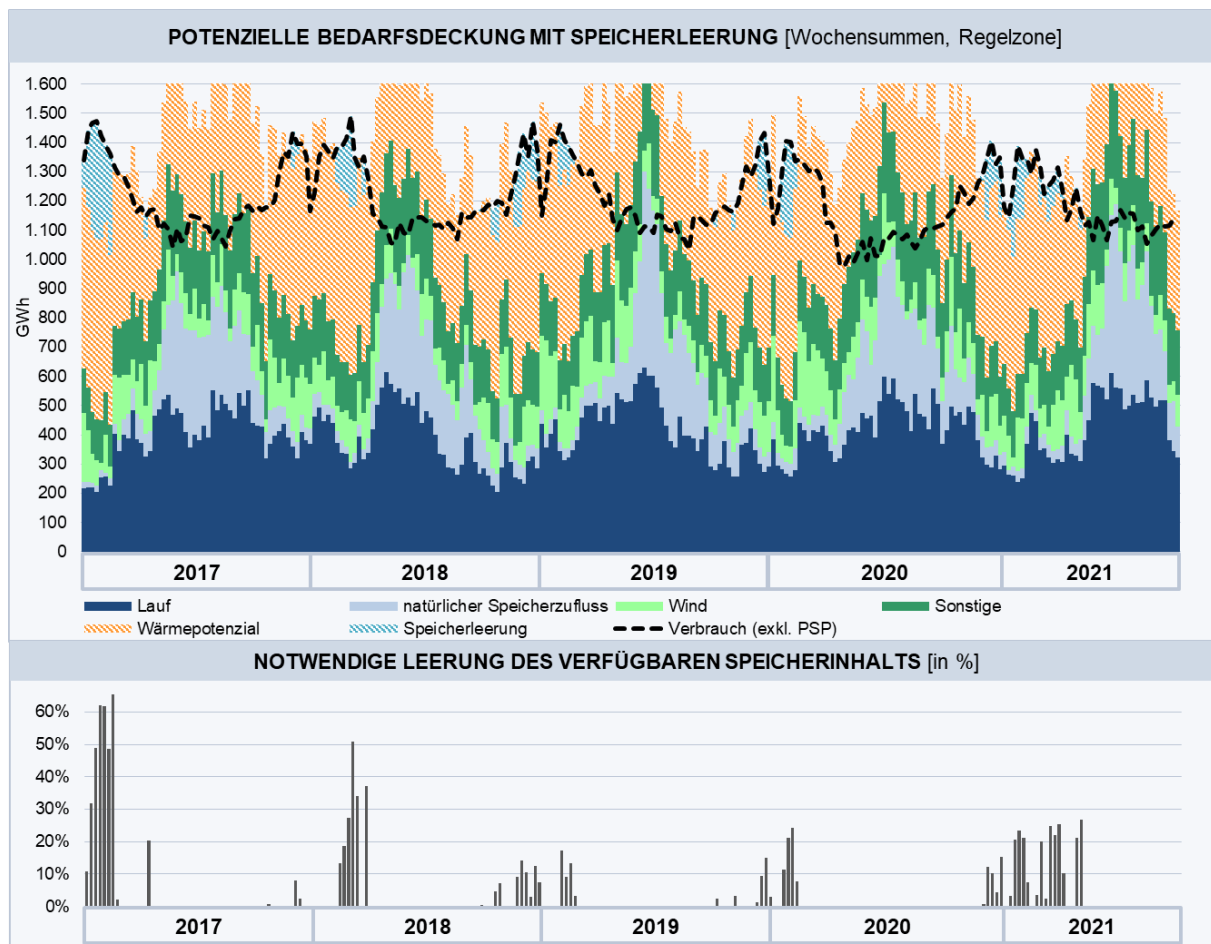


Abbildung 10: Mehrjährige potenzielle inländische Bedarfsdeckung, Regelzone APG

In Abbildung 10 ist klar erkennbar, dass im Vergleich zu den Wintern 2016/17 bzw. 2017/18 die 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. Trotz der unterdurchschnittlichen Laufwassererzeugung in den letzten beiden Wintern waren die errechneten hypothetischen Deckungslücken schwach ausgeprägt, da vor allem die hohe Verfügbarkeit energetischer Speicherinhalte kompensierend wirkte. Im zuletzt analysierten Winter 2020/21 kam es dementsgegen jedoch wieder zu einer stärkeren Häufung von hypothetischen Deckungslücken, die weit bis ins Frühjahr 2021 reichten. Dies ist eher ungewöhnlich für die österreichische Bedarfsdeckung,

war jedoch einer Kombination aus den bereits erwähnten geringen Speicherinhalten, verspätetem Laufwasserkraftanstieg und geringen Kapazitätsfaktoren in der Winderzeugung geschuldet. In neun dieser identifizierten Unterdeckungswochen erreichte die maximale notwendige Speicherleerung Werte über 20%, wobei das Maximum bei 26,7% zu liegen kam. Die Woche der kritischsten relativen Unterdeckung für die österreichische Bedarfsdeckung wäre also knapp vier Wochen allein durch österreichische Erzeugung überbrückbar gewesen. Zum Vergleich - in den Wintern 2016/17 und 2017/18 kam es im Rahmen dieser Analyse 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 Bedarfsdeckung 2030

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

5.1 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 also mögliche Szenarien zu verstehen.

5.1.1 Prognose Kraftwerkspark

Für die Prognose des zukünftigen Kraftwerksparks in der Regelzone 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 liegen¹¹. Um auch Reduktionen des Kraftwerksparks Rechnung zu tragen, werden gemeldete Stilllegungen für die Prognose der Engpassleistung im Jahr 2030 berücksichtigt. Der daraus resultierende Kraftwerkspark wird im zweiten Schritt auf Konsistenz mit jenen Ausbauzielen geprüft, die im Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen 2021 (EAG, in der Fassung BGBl. I Nr. 150/2021) angestrebt sind. Dabei wird angenommen, dass die im Gesetz festgelegten Ausbauziele realisiert werden. Entsprechend dieser Annahme werden die erneuerbaren Kapazitäten auf das zur Zielerreichung erforderliche Niveau skaliert¹². Abbildung 11 zeigt die im zweistufigen Herleitungsprozess eruierten Veränderungen der installierten Engpassleistung je Technologie vom aktuellen Stand 2020 hin zum zukünftigen Kraftwerkspark 2030.

¹¹ Allfällige Projekte im Allgäu etc., die zwar zur Regelzone gehören, aber auf deutschem Staatsgebiet liegen, werden nicht miteinbezogen.

¹² Unter Berücksichtigung der typischen Volllaststunden der jeweiligen Technologien.

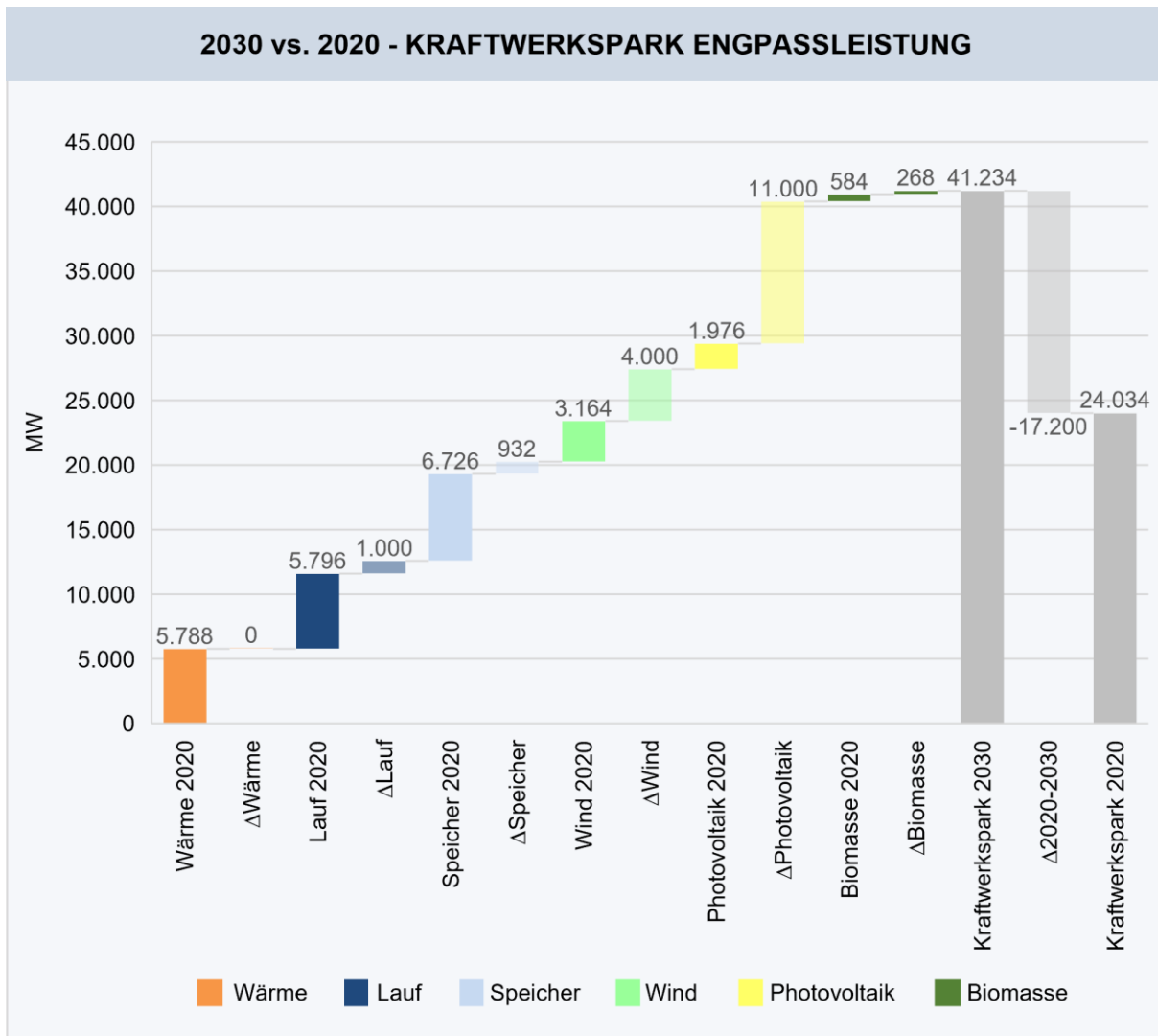


Abbildung 11: Vergleich Kraftwerkspark 2030 vs. 2020, Regelzone APG

Unter genauerer Betrachtung ergibt sich das folgende Bild für die österreichische Regelzone im Jahr 2030 (vgl. Abbildung 12). Etwas mehr als 50% der installierten Engpassleistung (EPL) wird auf Wind, Photovoltaik und Biomasse entfallen. Dahinter rangiert Wasserkraft, die mit Speicher- (18,57%) und Laufkraft (16,48%) mit etwa einem Drittel zur EPL beiträgt. Die verbleibenden 14% werden durch thermische Kraftwerke bereitgestellt (siehe Abbildung 11). Während die Verdoppelung des Anteils der neuen Erneuerbaren (Wind und PV) maßgeblich auf die im EAG festgelegten Ausbauziele zurückzuführen ist, verbleibt die relative Rangordnung unter Speicher-, Lauf- und Wärmekraft unverändert und deren Beitrag zur EPL auf konstantem Niveau.

INSTALLIERTE KRAFTWERKSLEISTUNG IM JAHR 2030 [MW] Kraftwerkspark + in Bau + EAG - Außerbetriebnahmen & Einmottungen

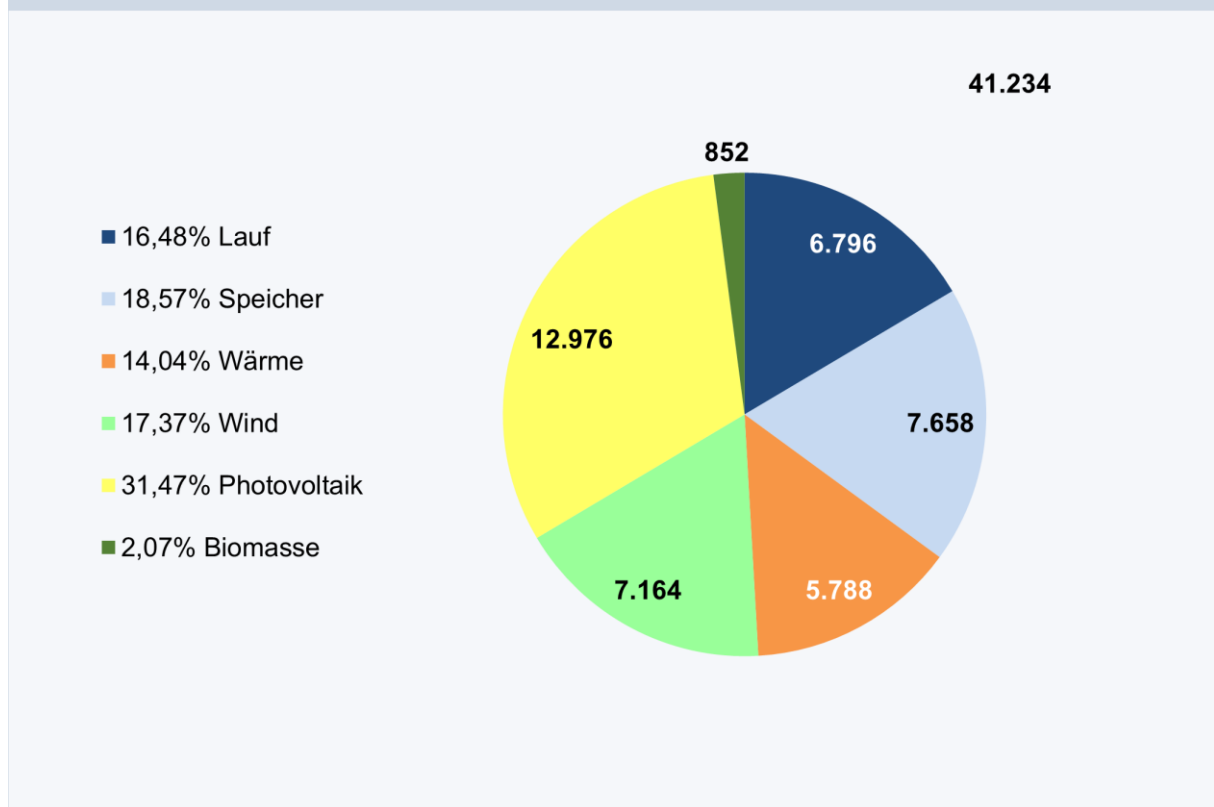


Abbildung 12: Prognostizierter österreichischer Kraftwerkspark 2030, Regelzone APG

5.1.2 Kraftwerksverfügbarkeit 2030

Neben den Erzeugungspotenzialen wird die tatsächliche Stromerzeugung von unterschiedlichen Faktoren beeinflusst. Beispielsweise wirken sich Trockenheit bzw. 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 Wärmekraftwerke¹³) probabilistische Verfügbarkeitsprofile ermittelt. Dabei berücksichtigt das Modell stochastische Kraftwerksausfälle. Somit werden pro Erzeugungseinheit für jede Stunde zwei stochastische Zustände angenommen (Bernoulli-Verteilung) - die jeweilige Einheit ist mit Wahrscheinlichkeit (p) verfügbar bzw. mit der Gegenwahrscheinlichkeit ($1-p$) nicht verfügbar. Diese Verfügbarkeitswahrscheinlichkeiten leiten sich aus den erhobenen Daten der E-Control

¹³ Biomasse-Anlagen sind in diesem Kontext den Wärmekraftwerken zugewiesen.

ab und unterscheiden sich nach unterschiedlichen Kraftwerkstypen. Diese Nicht-Verfügbarkeiten umfassen sowohl geplante Revisionen als auch ungeplante Ausfälle.

Die für Wärmekraftwerke verwendete Stromverlustkennziffer beschreibt, um wie viel Prozent die auskoppelbare elektrische Leistung verringert wird, wenn eine KWK-fähige Anlage thermische Leistung erbringt. Dieser Stromverlust variiert eigentlich mit der Höhe der tatsächlich ausgekoppelten thermischen Leistung, der vorgegebene Wert von 20% ist eine konservative Obergrenze bei maximaler Wärmeauskopplung. Da die jährliche Lastspitze üblicherweise im Winter auftritt, geht das Modell beim Einbezug von KWK-Anlagen konservativ von maximaler thermischer Auskopplung aus. Andere Modelle zur Berechnung der verfügbaren Leistung schätzen die tatsächliche abgerufene Wärmeleistung ab oder verwenden die tatsächlich eingespeiste elektrische Energie von KWK-Anlagen. Die hier verwendete Methode leidet nicht unter den Nachteilen der anderen aufgeführten 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 können.

5.2 Bedarfsprognosen 2030

In diesem Abschnitt werden die eingesetzten Zeitreihenmodelle zur Prognose von Stromerbrauch sowie Spitzenlast beschrieben und deren Ergebnisse besprochen. Aufgrund der notwendigen Verfügbarkeit weit zurückreichender Daten basiert die Verbrauchsmodellierung auf den durch die Statistik Austria publizierten elektrischen Endverbräuchen¹⁴. 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. Zur Erfüllung der Stationaritätskriterien derartiger Modelle werden alle verwendeten Variablen als logarithmierte Differenzen (Wachstumsraten) modelliert.

¹⁴ Die verwendeten elektrischen Endverbrauchsdaten sind Teil der veröffentlichten Energiebilanz (siehe https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html).

5.2.1 Modellierung 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.

5.2.2 Modellierung 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:

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

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.

5.2.3 Prognoseergebnisse

Auf Basis der beiden Verbrauchsmodelle, die im Abschnitt 5.2.1 dargelegt wurden, 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 den gesamten elektrischen Endverbrauch in Österreich. Auf Grundlage der Eingangsparameter wird demgemäß für 2030 ein elektrischer Endverbrauch von 71,8 TWh erwartet, dies entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Verbrauchswachstum von 1,73% für den Prognosezeitraum 2020-2030.

Die Modellierung des Zusammenhangs von Lastspitze und elektrischen Endverbrauch (siehe Abschnitt 5.2.2) ergibt eine erwartete Spitzenlast von 11,82 GW im Jahr 2030 in der Regelzone.

AKTUELLE WERTE UND PROGNOSE DER MODELLIERTEN BEDARFSINDIKATOREN		
	Elektrischer Endverbrauch (TWh)	Spitzenlast (GW)
2019	63,5	10,67
2020	61,2	10,44
2030	71,8	11,82

Abbildung 13: Prognose des elektrischen Endverbrauchs und der Spitzenlast

5.2.4 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 ermittelt¹⁵. Die Ergebnisse dieser Studie werden in die Bedarfsdeckungsanalysen integriert. Die Eckpunkte des hierfür verwendeten Szenarios für 2030 sind:

¹⁵ Nähere Informationen sind auf Anfrage verfügbar.

- 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 TWh¹⁶ 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.

5.3 Lastdeckungsrechnung 2030

Wie bereits im letzten Versorgungssicherheitsbericht 2020 stützt sich die Lastdeckungsrechnung auf einen Ansatz, der Szenarien der Über- und Unterdeckung auf Stundenbasis simuliert und somit den zuvor verwendeten Ansatz der Gegenüberstellung von prognostizierter Höchstlast und gesicherter Leistung weiterhin inkludiert, aber auch darüber hinausgeht.

Simulierte, stündlich aufgelöste Jahreslastverläufe werden simulierten, stündlich aufgelösten Jahreserzeugungskurven der relevanten Technologien gegenübergestellt. Die aus deren Gegenüberstellung erzeugten Deckungsprofile geben Aufschluss über potenziell auftretende Deckungslücken und deren Ursachen. So lässt sich zeigen, wann diese auftreten, wie lang sie andauern und wie groß das hypothetische Leistungsdefizit ausfallen könnte. Zu beachten ist, dass es sich hierbei um eine rein nationale Evaluierung handelt und bewusst auf die Berücksichtigung potenzieller Importkapazitäten verzichtet wurde.

Für die Generierung verschiedenster Verbrauchs- und Erzeugungsszenarien wird ein probabilistischer Ansatz gewählt, mittels welchem eintausend stündlich aufgelöste Jahresprofile für potenzielle Last und Leistung miteinander verglichen werden. Die Last- und erneuerbaren-Erzeugung-Zeitreihen (Wind, PV, Laufwasserkraft) werden unter Einsatz eines

¹⁶ Im Vergleich zum Berichtsjahr 2020 wird im aktuellen Bericht mit, aufgrund einer methodischen Anpassung, einem leicht erhöhtem Endverbrauch durch Elektromobilität gerechnet. Die Minima und Maxima, sowie die durchschnittliche zusätzliche Last auf der ersten Nachkommastelle werden davon nicht beeinflusst.

„Long Short Term Memory“ (kurz „LSTM“) neuronalen Netzwerkes 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 lastseitig über die, mittels eines Fehlerkorrekturmodells, prognostizierte Spitzenlast. Zusätzlich werden diese Verläufe additiv um potenzielle Verbrauchsprofile für E-Mobility und die Elektrifizierung von Großindustrien ergänzt. Erzeugerseitig werden die Ausbauziele des Regierungsprogramms herangezogen.

Für die Technologien Wärme (inkl. Biomasse) und Speicher werden basierend auf Ausfallsdaten eintausend mögliche Jahresverläufe simuliert, um die Verfügbarkeit dieser Energieträgerkapazitäten abzubilden.

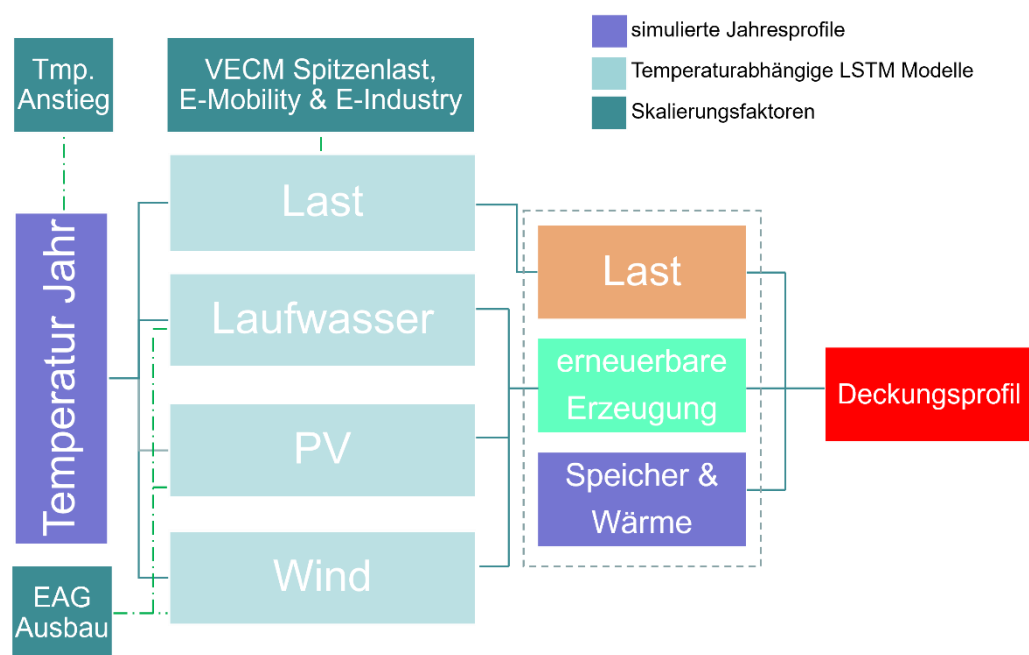


Abbildung 14: Aufbau Deckungsmodell

Abbildung 14 beschreibt, wie sich die einzelnen Komponenten zusammenfügen, und ermöglicht wird hypothetische Deckungsprofile für das Jahr 2030 zu erzeugen. Jedes dieser stündlich aufgelösten Deckungsprofile ist durch einen Jahreslastverlauf (bestehend aus Konsum, 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.

5.3.1 Erkenntnisse aus dem Deckungsmodell

Um eine möglichst robuste Basis für das Deckungsmodell zu schaffen, wurden 1000 solcher Deckungsprofile simuliert (Simulationsjahre). Jedes dieser 1000 Simulationsjahre bildet eine anhand der Modellierung realisierbare Ausprägung des Jahres 2030 ab. Auf diese Weise kann auch das Zusammenfallen statistisch unwahrscheinlicherer Last- und Erzeugungskurven (z.B. überproportional hohe Ausfallsraten bei Speicher und Wärme in Kombination mit geringer Erzeugung aus Lauf und Wind) miteinbezogen werden.

In der Analyse all dieser Deckungsprofile sticht hervor, dass in etwa 91% der in dieser Form vorliegenden Jahresbetrachtungen überhaupt keine Deckungslücken entstehen, d.h. der Energiebedarf zu jeder Stunde gedeckt ist. Knapp 8% der Jahre weisen eine Unterdeckung von lediglich einer Stunde während des gesamten Jahres auf, womit es nur in etwa 1% der Fälle zu längeren oder multiplen Deckungsdefiziten kommt (siehe Abbildung 15).

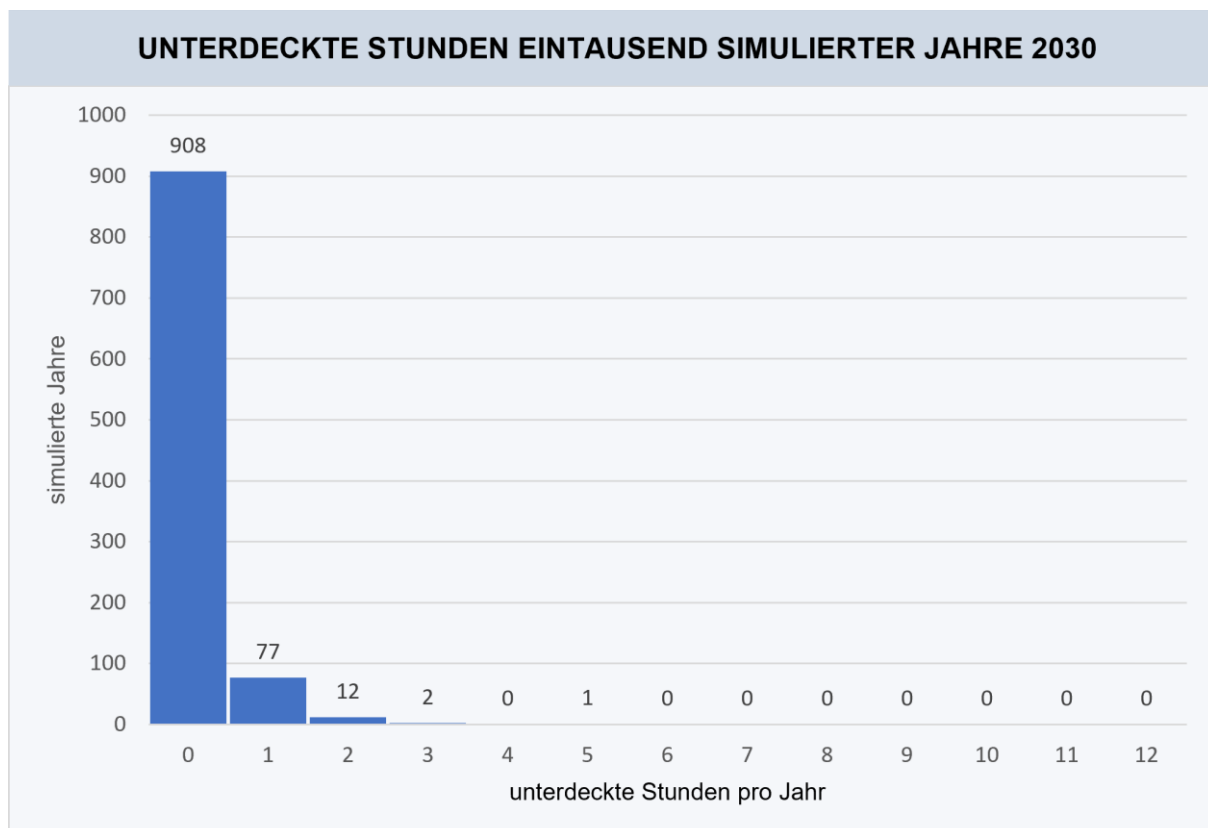


Abbildung 15: Simulationsergebnisse - Anzahl unterdeckte Stunden pro Jahr

So lässt sich aus Abbildung 15 ablesen, dass es in keinem Jahr zu mehr als 5 unterdeckten Stunden kommt. Zu beachten ist, dass hier die Gesamtsumme aller unterdeckten Stunden aufgetragen wird, was nicht notwendigerweise auf eine ununterbrochene Deckungslücke von 5 Stunden schließen lässt. Vielmehr kann diese Gesamtsumme auch auf mehrere, kürzere Deckungslücken innerhalb dieses Jahres zurückzuführen sein.

Tatsächlich erstreckt sich die längste Deckungslücke auf 4 aufeinanderfolgende Stunden und tritt, in diesem bestimmten Jahr, am 21.01. zwischen 20 und 23 Uhr, auf. Das Gesamtdefizit beträgt dabei 2,52 GWh bei einer durchschnittlichen Unterdeckung von 0,63 GW.

Die dafür ausschlaggebenden Faktoren können in einer tiefergehenden Analyse der einzelnen Beiträge eruiert werden. Dabei werden die relevanten Beiträge des Zeitfensters, in dem die Unterdeckung auftritt, mit dem Durchschnitt aller simulierten Jahre des gleichen Zeitfensters verglichen. So zeigt sich, dass einer um etwa 4,3% (+0,46 GW) erhöhten Last reduzierte Verfügbarkeiten von Speicher- (8,3% bzw. -0,41 GW) und Wärmekraftwerken (34,4% bzw. -1,84 GW) gegenüberstehen. Zusätzlich bricht die Erzeugung aus Windkraft aufgrund einer in diesem Zeitfenster auftretenden Flaute um 97% (-1,32 GW) ein. Die Erzeugung aus Laufwasser rangiert in für diesen Zeitraum üblichen Bereichen der Standardabweichung und wird deshalb nicht als erklärender Faktor herangezogen.

Zurückkehrend zur allgemeinen Analyse der Deckungsprofile zeigt Abbildung 16, dass sich unterdeckte Stunden vor im Allgemeinen allem in den Abendstunden, mit einem Gipfel um 21 Uhr, häufen. Zu erwähnen sind vereinzelte Unterdeckungen um 3 Uhr Früh, welche der nächtlichen Ladespitze elektrischer Fahrzeuge zuzurechnen ist.

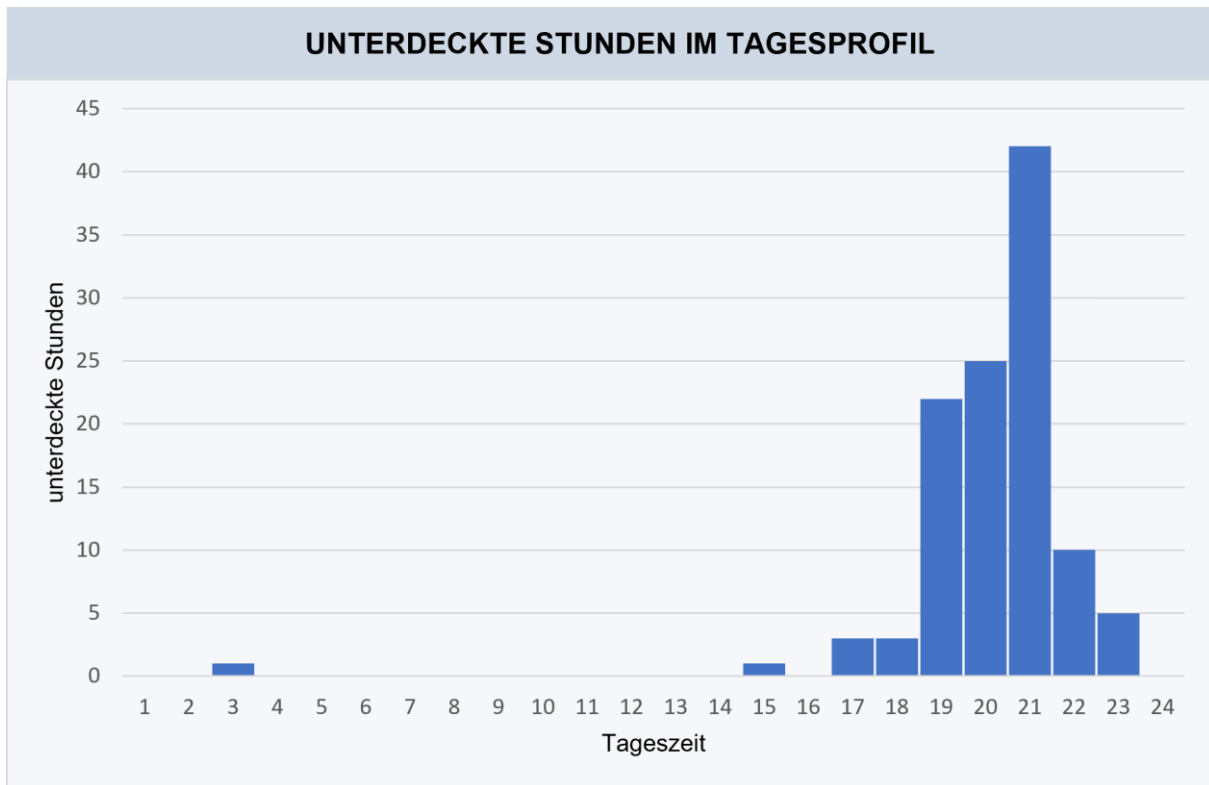


Abbildung 16: Simulationsergebnisse - Unterdeckte Stunden im Tagesprofil bei 1000 Simulationen

Die saisonale Abhängigkeit von Last und Erzeugung spiegelt sich in der Betrachtung der unterdeckten Stunden nach Kalenderwoche wider (Abbildung 17). Eine Unterdeckung ist demnach vor allem in den Wintermonaten, bei gleichzeitig erhöhter Last durch niedrige Temperaturen und reduzierter Erzeugung der saisonal abhängigen Energieträger zu erwarten.

Aus der Gesamtbetrachtung aller simulierten Stunden ergibt sich eine durchschnittliche leistungsmäßige Überdeckung von 7,66 GW (Erzeugungsüberschuss) mit einem maximalen leistungsmäßigen Überschuss von 17,50 GW und einem maximalen Defizit von -0,90 GW (Erzeugungsdefizit). Die höchste Summe aller Unterdeckungen eines Jahres beläuft sich auf 3,42 GWh. Das entsprechende Jahr ist, anhand der vorliegenden Simulation, erwartungsgemäß ident mit dem Jahr der oben beschriebenen größten ununterbrochenen Deckungslücke. Die höchste Lastspitze aller simulierten Jahre beläuft sich auf 12,32 GW.

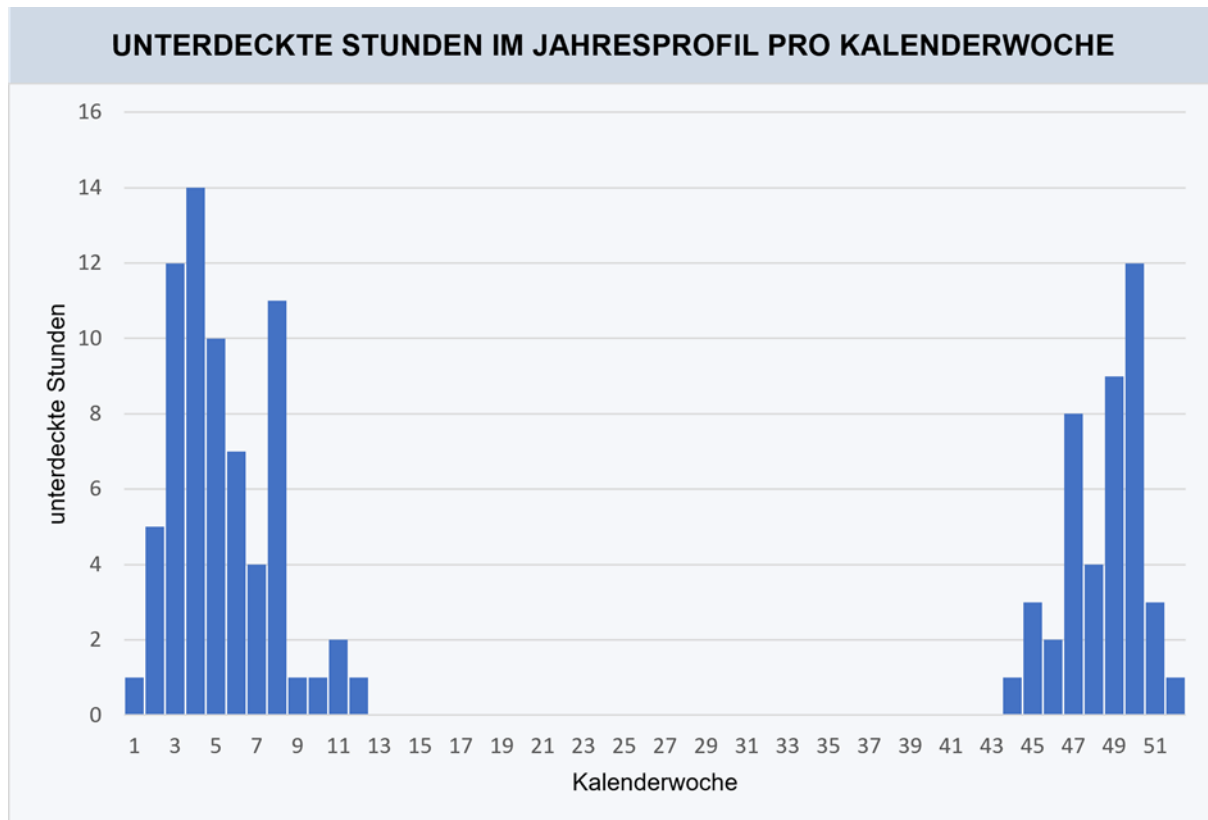


Abbildung 17: Simulationsergebnisse - Auftreten der unterdeckter Stunden im Jahresprofil bei 1000 Simulationen

Anhand der Ergebnisse der Lastdeckungssimulation können auch Aussagen über erzeugungsseitige Extremsituationen getroffen werden. Über alle simulierten stündlichen Erzeugungsverläufe hinweg betrachtet, liegt die minimale Erzeugungsleistung bei 9,18 GW im Jahr 2030, worauf 3,19 GW auf Speicher, 3,51 GW auf Wärme, 2,32 GW auf Lauf und 0,14 GW auf Wind zurechenbar sind. Da dieser Wert in einer Jännernacht auftritt, trägt Photovoltaik nicht zur Erzeugung bei.

Das Ausmaß der maximalen Überdeckungen (Abbildung 18) ist auf die Ausbauziele im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz zurückzuführen, welche bis 2030 die Installation von zusätzlich ca. 11 GW Photovoltaik, 4 GW Wind- und 1 GW Laufwasserkraft vorsehen. Allerdings sind dermaßen hohe Erzeugungsüberschüsse nicht zu erwarten, da diese den vollen Abruf verfügbarer Speicher- und Wärmekraftkapazitäten erfordern, welcher bei starker Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und damit einhergehenden niedrigen Energiepreisen nicht besonders realistisch ist. Daher ist es sinnvoll in diesem Kontext jene potenzielle Überdeckung zu betrachten, welche ausschließlich durch das Erneuerbaren-Dargebot anfällt. Durchschnittlich würde diese circa 1,2 GW betragen und hätte ihr Maximum bei 6,6 GW.

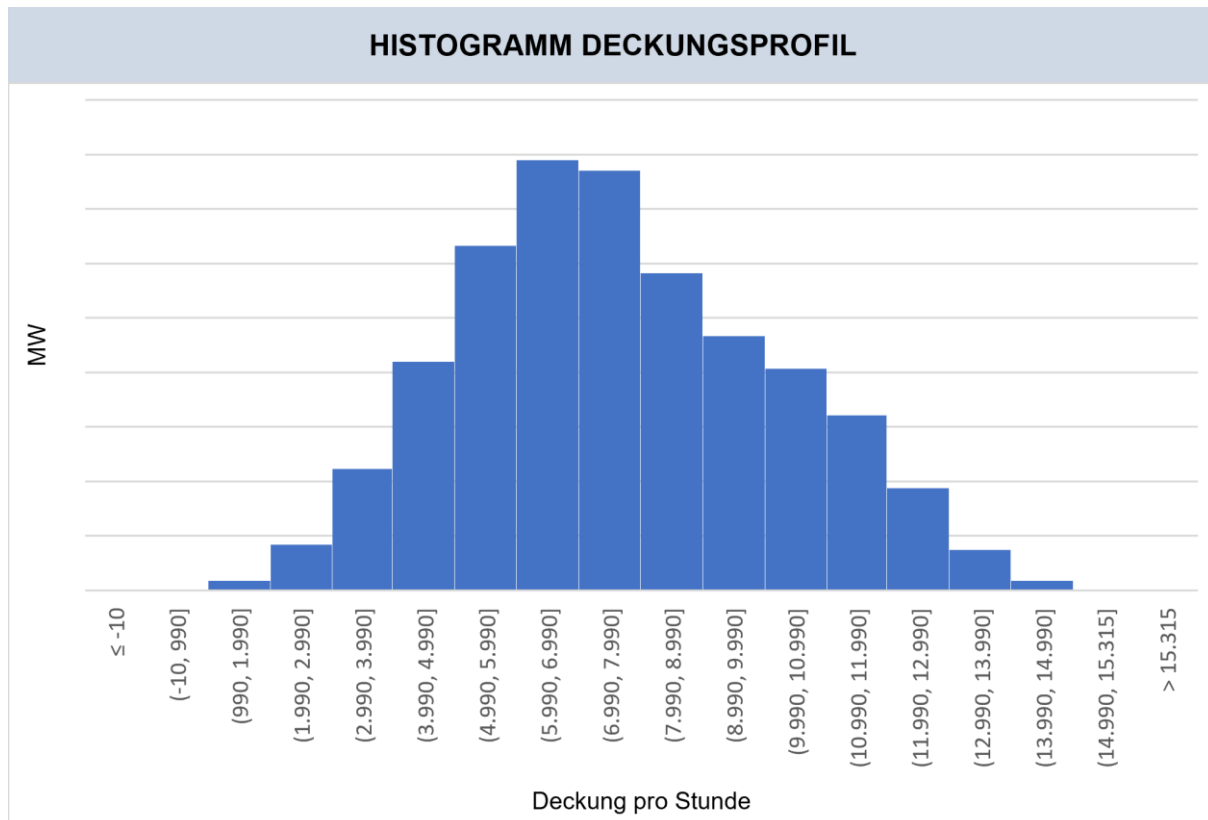


Abbildung 18: Simulationsergebnisse - Histogramm Deckungsprofil

5.4 Energetische Bedarfsdeckung 2030

Das Erzeugungspotential liegt bei voller Verfügbarkeit aller Anlagen bei der Nettoengpassleistung abzüglich der Vorhaltung der Regelreserve. Diese Situation ist nicht realistisch, da mit geplanten oder ungeplanten Ausfällen bzw. Reduktionen zu rechnen ist und die volle Engpassleistung witterungsbedingter Technologien wie Wind und Wasser nicht simultan erreicht werden kann. Für die energetische Prognose wählen wir daher einen Ansatz, der auf die Ermittlung der marktgetriebenen tatsächlichen Erzeugung abzielt.

5.4.1 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 Modellergebnissen des zukünftig erwarteten Kraftwerksparks und des ermittelten Verbrauchsanstiegs. Diese Herangehensweise erlaubt durch die Verwendung realer Erzeugungsdaten eine implizierte Berücksichtigung von realen Kraftwerksverfügbarkeiten, Übertragungskapazitäten und ökonomischen Anreizwirkungen. Hierbei ist anzumerken, dass thermische Kraftwerke und Speicher stark marktgetrieben

agieren, während die erneuerbaren Technologien einschließlich Laufwasser wetter- bzw. saisonbedingt produzieren¹⁷.

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 Energieträgern¹⁸ 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 (2016-2020) ermittelt:

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

Für die Prognosewerte der Erzeugung wird jedes monatliche Kapazitätsfaktormittel mit der dazugehörigen für 2030 geschätzten Engpassleistung¹⁹ 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 5.2) 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 5.2.4) sowie erwartete Netzverluste und Pumpspeicherverbrauch berücksichtigt. Der für die energetische Deckung relevante erwartete Gesamtbedarf beträgt dadurch in Summe 84,7 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 19 dargestellt. In Monaten mit positivem Residualbedarf

¹⁷ Eine alternative Simulation der Kraftwerkseinsätze in einem Fundamentalmodell wurde vorerst verworfen, da diese von exogen vorzugebenden Parametern wie Primärenergiepreisen und europäischen Kraftwerksverfügbarkeiten sowie Leitungsrestriktionen wesentlich abhängen.

¹⁸ Winderzeugung und Photovoltaik-Anlagen.

¹⁹ siehe Abschnitt 5.1.1

müssen die erwarteten Fehlmengen entweder durch den Einsatz von heimischen Wärmekraftwerken oder durch Stromimporte kompensiert werden.

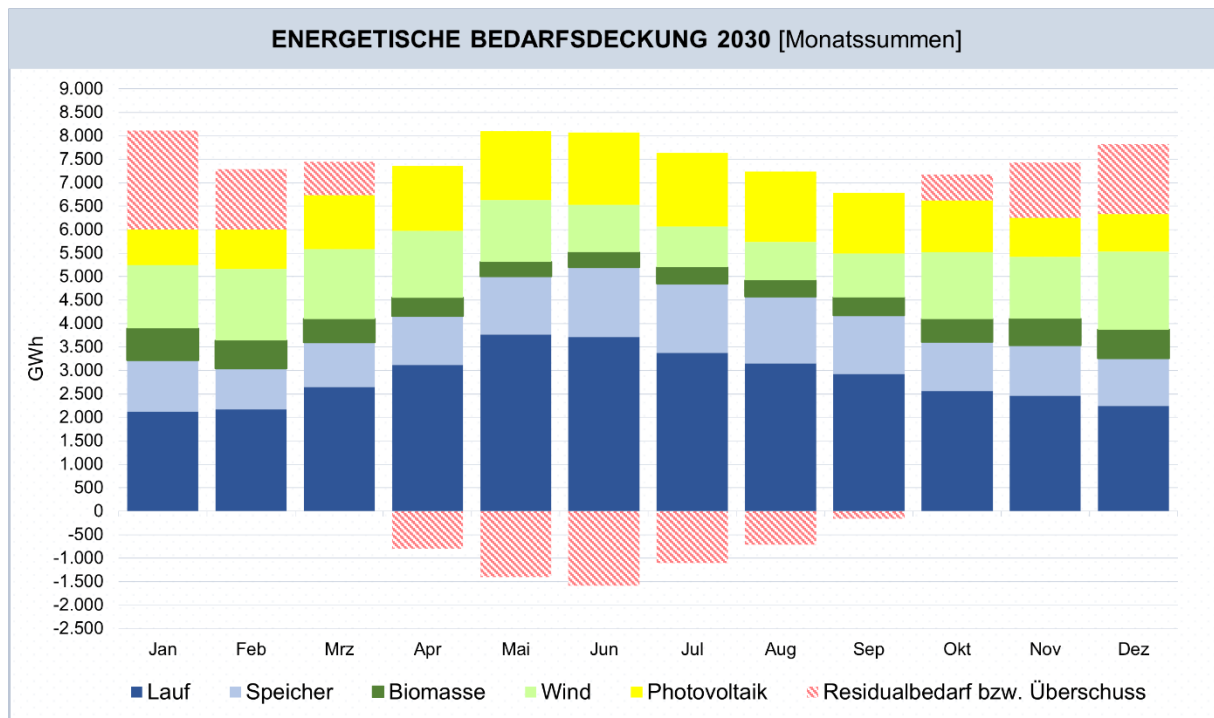


Abbildung 19: Energetische Prognose für das Jahr 2030

Im Rahmen des prognostizierten Kraftwerkparks (siehe Abschnitt 5.1) 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 (2,1 TWh) und Dezember (1,5 TWh) hoher Residualbedarf erwartet. Über das gesamte Jahr ergibt sich auf Basis der aktuellen Berechnungen für 2030 ein positiver Residualbedarf von 1,55 TWh, welcher aus heutiger Sicht allein durch zusätzliche Erzeugung aus kalorischen Kraftwerken gedeckt werden kann.

6 Netze

6.1 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 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. Dies bringt das bestehende Netz bereits heute an seine Grenzen.

Damit einher gehen erhöhte Anforderungen an den Systembetrieb sowie kritische Netzsituationen, welche z.B. oftmals nur durch Engpassmanagementmaßnahmen beherrscht werden können.

In täglichen Telefonkonferenzen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber werden Lastprognosen besprochen und der Netzbetrieb koordiniert. Das „Realtime Awareness and Alarm System“ RAAS gibt Auskunft über den Status der einzelnen Übertragungssysteme in Echtzeit.

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.²⁰

International ist APG in verschiedenen Arbeitsgruppen der ENTSO-E vertreten. In diesen Gruppen werden 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 der gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplan („Ten Year Network Development Plan“ - TYNDP) erarbeitet. Die Europäische Union hat mit der Verordnung 347/2013/EG 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

²⁰ <https://www.apg.at/de/Stromnetz/Netzentwicklung/>

Genehmigungsverfahren und besseren regulatorischen Bedingungen profitieren.²¹ Die Verordnung wird aktuell überarbeitet und soll im nächsten Jahr neu erlassen werden.

Eine wesentliche Aufgabe für die Übertragungsnetzbetreiber ist es, Engpässe bei grenzüberschreitenden Kapazitäten nach volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten zu minimieren, um damit einen einheitlichen europäischen Binnenmarkt zu ermöglichen. Dies würde regionale Preisdifferenzen verringern, grenzüberschreitenden Handel fördern und stärken und die Versorgungssicherheit für ganz Europa erhöhen. Insbesondere Österreich würde von einem Ausbau der Kapazitäten profitieren, da besonders Exporte nach Italien, der Schweiz und Slowenien gesteigert werden könnten. Siehe diesbezüglich auch die aktuellen Informationen der grenzüberschreitenden Kapazitäten des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers APG²².

Auch in den Verteilernetzen entstehen neue Anforderungen. Immer mehr Haushalte, Landwirtschafts- und Gewerbebetriebe entschließen sich dazu, Photovoltaik-Anlagen zu installieren. Dies wiederum veranlasst die Verteilernetzbetreiber, neue Anschlussbeurteilungsverfahren anzuwenden, dezentrale Netzregelung zu erlauben sowie neue Betriebsmittel einzusetzen. Das bisher „statisch“ betriebene Verteilernetz wird zunehmend mit dynamischen Elementen durchsetzt. Diese Entwicklungen und die sukzessive Installation von intelligenten Messgeräten führen zu einer neuen Art und Weise, Verteilernetze zu planen und zu betreiben.

6.1.1 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.²³ In Umsetzung des § 15 Abs 2 EnLG 2012 wird von der E-Control eine Beschreibung der Instandhaltungsprogramme der Netzbetreiber abgefragt. Diese Programme werden grundsätzlich gemäß gesetzlichen Vorgaben, betrieblichen Erfahrungen und nach dem Stand der Technik durchgeführt. In den meisten Fällen gibt es detaillierte interne Regelwerke, die Teilprozesse vorgeben. So wird die Instandsetzung oft zustandsorientiert auf Basis regelmäßiger Inspektionen durchgeführt. Die Inspektionsmethoden umfassen unter anderem Trassenbegehung, Sichtprüfungen, Thermografie-Messungen, Isolieröl-Untersuchungen, Isolations- und dynamische Widerstandsmessung. Bei Kabelleitungen, insbesondere im Niederspannungsbereich, erfolgt meist eine ereignisorientierte Instandsetzung. Zusätzlich erfolgt bei ausgewählten Anlagenelementen eine Überwachung durch vor Ort installierte Monitoringsysteme (z. B. Temperaturmonitoring). Die meisten

²¹ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest/>

²² <https://www.apg.at/de/markt/strommarkt/Allokationen/>

²³ DIN 31051 „Grundlagen der Instandhaltung“, Ausgabe 2012-09

Netzbetreiber setzen professionelle Instandhaltungssoftware ein, teilweise auch mit mobilen (satellitengestützten) Anwendungen. Bezüglich Instandsetzung und Verbesserung wurden u. a. folgende konkrete Maßnahmen berichtet: Ersatz von Masten, Leistungsschaltern, Schutz-, Leit- u. Sekundärtechnik, Armaturentausche, Betonsanierungsmaßnahmen an Stützpunktfundamenten, Korrosionsschutz, Einbau von Erdschlussortungen, USV-Anlagen und die Ertüchtigung von Schaltanlagen.

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

6.2 Maßnahmen in außergewöhnlichen Situationen

6.2.1 Von Erzeugungs- und Lastmanagement bis Netzwiederaufbau

Im normalen Betriebszustand werden Stromerzeugungsanlagen nach Marktlage betrieben. Zwischen Netzbetreibern und angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen erfolgt ein Datenaustausch zu aktuellen und zukünftigen Erzeugungswerten (Prognosen).

6.2.2 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) Systemschutzplan²⁴ zu setzen. Kritische Zustände sind

²⁴ <https://www.e-control.at/recht/marktregeln/tor>

dadurch gekennzeichnet, dass elektrische Grenzwerte von Betriebsmitteln infolge einer Störung über- oder unterschritten werden, d. s. vor allem unzulässige Spannungsänderungen 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 bis zur 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 Netzwirkkodizes 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.

6.2.3 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 geübt. Darüber hinaus gehend verfügen die einzelnen Netzbetreiber über Notfall- und Katastrophenpläne für flächenmäßig begrenzte Ausfälle.

6.2.4 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 veröffentlichen. Die Netzdienstleistungsverordnung Strom (END-VO 2012) verpflichtet die österreichischen Netzbetreiber, alle Ausfälle ab einer Dauer von 1 s zu erfassen und der Regulierungsbehörde zu melden. Dies trägt zu einer weiteren Harmonisierung der statistischen Erhebungen hinsichtlich Art und Vergleichbarkeit der erfassten Daten auf europäischer Ebene bei. Auf diese Weise kann eine laufende und umfassende Überwachung der Versorgungszuverlässigkeit gewährleistet werden. Eventuelle

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

Die (Nicht-)Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen wird von der E-Control ebenfalls jährlich in den (Nicht-)Verfügbarkeitsstatistiken veröffentlicht.²⁵ Zudem melden österreichische Erzeuger an die Transparenz Plattform der EEX²⁶, auf der unter anderem geplante und ungeplante Unterbrechungen zeitnah veröffentlicht werden.

6.3 Netzsicherheit

Am 8. Jänner 2021 kam es durch einen Fehler in einem kroatischen Umspannwerk und Folgefehler an zahlreichen Höchstspannungselementen zu einer Spaltung des europäischen Synchrongebietes Continental Europe (CE) in zwei Bereiche (Nord-West-Bereich und Süd-Ost-Bereich). Es kam kurzfristig zu einem Frequenzabfall von etwa 260 mHz im Nord-West-Bereich. In Süd-Ost-Bereich kam es hingegen zu einem Frequenzanstieg. Das zeigt, dass zu diesem Zeitpunkt der Erzeugungsschwerpunkt in Südosteuropa lag. Die Störung führte in einzelnen Ländern (Frankreich und Italien) zu Lastabschaltungen von vertraglich für solche Situationen gesicherten Lasten (unterbrechbare Lasten). Die Störung konnte innerhalb etwa einer Stunde behoben werden, indem die beiden Frequenzbereiche wieder synchronisiert wurden.

Obwohl es zu keinen großflächigen Ausfällen kam (nur einzelne Verbraucher und Erzeugungsanlagen trennten sich aufgrund von hochfrequenten transienten Überspannungen kurzzeitig vom Netz), wird die Situation nach dem Kriterienkatalog (Incident Classification Scale Methodology²⁷ gemäß System Operation Guideline) als kritisch eingestuft und in weiterer Folge im Detail aufgearbeitet. Aus dieser Analyse wurden Handlungsempfehlungen abgeleitet, die in den nächsten Monaten umzusetzen sind. Diese reichen von technischen Nachrüstungen bis zu Anpassungen von vorhandenen Regelwerken und Vereinbarungen.

6.4 Verteilernetze

In den Verteilernetzen ändert sich die nächsten Jahre weiterhin vieles. Der Ausbau der erneuerbaren Erzeugung (Wind und PV) findet größtenteils dort statt, es kommen dezentrale Speicher dazu, auch Verbraucher wie E-Ladestationen und Wärmepumpen nehmen zu. Weiters gibt es zunehmend digitale Elemente und Kommunikationseinrichtungen, die für einen effizienten und sicheren Netzbetrieb erforderlich sind, z.B. Smart Meter, Monitoring von Lastflüssen im Netz, Erfassung und Steuerung von Stromerzeugungsanlagen aus der Ferne etc. Weiters wird der Austausch zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern

²⁵ <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/statistik-fuer-versorgungsqualitaet/nichtverfuegbarkeitsstatistik/>

²⁶ <https://www.eex-transparency.com/>

²⁷ https://www.entsoe.eu/network_codes/sys-ops/annual-reports/

zunehmend wichtig. All dies ist weiterhin umfassend in Netzplanung und -betrieb zu berücksichtigen bzw. kann auch zu Verbesserungen beitragen – mit dem Ziel, die Versorgungssicherheit auf zumindest auf demselben hohen Niveau zu halten.

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, Jänner 2022