

MONITORING REPORT
VERSORGUNGSSICHERHEIT STROM 2018

UNSERE ENERGIE VERTRAUT AUF SICHERHEIT.



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	2
Abbildungsverzeichnis.....	4
Executive Summary	6
1 Gesetzliche Grundlage.....	14
1.1 Die Monitoring-Pflichten der E-Control im Detail.....	14
2 Methodik	16
3 Bedarf als Last/Leistung sowie als Arbeit	19
3.1 Bestandsaufnahme	19
3.1.1 Engpassmanagement	22
3.1.2 Veränderungen des heimischen Kraftwerkparks	22
3.1.3 Lastverläufe	23
3.1.4 Stromverbrauch.....	29
3.1.5 Pumparbeit.....	30
3.2 Prognosen.....	33
3.2.1 Verbrauchsprognose der gesamten Versorgung	33
3.2.2 Unterschiedliche Modelle im Vergleich	34
3.2.3 Leistungsprognose der gesamten Versorgung	36
4 Bedarfsdeckung	38
4.1 Bestandsaufnahme	38
4.1.1 Kraftwerke.....	38
4.1.2 Produktion.....	40
4.1.3 Import.....	53
4.1.4 Flexibilität und Demand Response	54
4.1.5 Case Study Jänner 2017 vs. 2018.....	55
4.1.6 Abschätzung des österreichischen Bedarfsdeckungspotenzials	57
4.2 Prognosen (Leistung).....	67
4.2.1 Kraftwerksausbauprojekte	68
4.2.2 Angebot: Reflektion der Meldungen	69

4.2.3	Prognoseszenarien	70
4.2.4	Prognose Kraftwerkspark Regelzone	71
4.2.5	Prognose Kraftwerkspark der gesamten Versorgung	74
4.2.6	Gesicherte Leistung und Deckungsrechnung	79
4.2.7	Verteilung der gesicherten Leistung nach Technologie	80
4.3	Prognosen (Arbeit)	81
4.3.1	Prognose der tatsächlichen Erzeugung	81
5	Bewertung	89
5.1	Interpretation der Ergebnisse der Abschnitte 3) und 4)	89
5.2	Risikofälle	91
5.2.1	Risikofall „Ausfall Gasversorgung“	91
5.2.2	Risikofall „Langfristiger Importausfall“	92
6	Netze	94
6.1	Ausbau und Instandhaltung der Netze	94
6.1.1	Qualität und Umfang der Instandhaltung der Netze	95
6.2	Maßnahmen in außergewöhnlichen Situationen	97
6.2.1	Von Erzeugungs- und Lastmanagement bis Netzwiederaufbau	97
6.2.2	Maßnahmen zur Vermeidung von Engpässen und kritischen Netzzuständen	97
6.2.3	Netzwiederaufbau	98
6.2.4	Verfügbarkeit von Netzen und Erzeugungsanlagen	98
7	Neue Entwicklungen	100
7.1	Elektromobilität	100
7.2	Verteilnetze	102
8	Weitere Grundlagen	103
8.1	ENTSO-E Summer Outlook Winter Review 2018	103
9	Impressum	105

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Veränderungen zum Vorjahresbericht.....	7
Abbildung 2: Gegenüberstellung des höchsten Stundenverbrauchs und Kraftwerkskapazität ohne Reichweitenbetrachtung	9
Abbildung 3: Veränderungen in der Engpassleistung des Kraftwerksparks	10
Abbildung 4: Risikomatrix	13
Abbildung 5: Jahresdurchschnittstemperatur.....	19
Abbildung 6: Energetischer Endverbrauch (EEV) je Bruttoinlandsprodukt (BIP) real	20
Abbildung 7: Entwicklung der Großhandelspreise	21
Abbildung 8: Langjährige Betrachtung der Donaukraftwerke	22
Abbildung 9: 2018 vs. 2017 - Kraftwerkspark Engpassleistung.....	23
Abbildung 10: Lastverlauf inkl. Pumpleistung & Netzverluste der öffentlichen Versorgung ...	24
Abbildung 11: Dauerlinien und Lastverteilung 2016 (öffentliche Versorgung)	25
Abbildung 12: Lastverlauf inkl. Pumpleistung & Netzverluste in der Regelzone	26
Abbildung 13: Dauerlinien und Lastverteilung 2016 (Regelzone APG)	27
Abbildung 14: Lastverlauf inkl. Netzverluste exkl. Pumpleistung, öffentliche Versorgung	28
Abbildung 15: Lastverlauf inkl. Netzverluste exkl. Pumpleistung in der Regelzone	29
Abbildung 16: Entwicklung des EEV & Bruttoinlandsverbrauch	30
Abbildung 17: Pumpleistung, öffentliche Versorgung.....	31
Abbildung 18: Pumparbeit der öffentlichen Versorgung je Stunde	31
Abbildung 19: Pumpleistung in der Regelzone	32
Abbildung 20: Pumparbeit in der Regelzone pro Stunde	33
Abbildung 21: Prognose des EEV	35
Abbildung 22: Prognose Maximale Last	37
Abbildung 23: Brutto EPL nach Technologie in MW gesamte Versorgung.....	39
Abbildung 24: Brutto EPL nach Technologie in MW Regelzone.....	40
Abbildung 25: Ermittelte Einspeiseprofile anhand von stündlichen Mittelwerten	41
Abbildung 26: Mittlere stündlich-saisonale Windeinspeisung	42
Abbildung 27: Viertelstündliche Load Ramps der Windeinspeisung in MW.....	43
Abbildung 28: Österreichische Bruttostromerzeugung nach Energieträgern (gesamte Versorgung)	44
Abbildung 29: Aufbringung und Preisentwicklung in Österreich	46
Abbildung 30: Saisonalität der österreichischen Bedarfsdeckung (öffentliche Versorgung) 2017	47
Abbildung 31: Saisonalität der österreichischen Bedarfsdeckung (öffentliche Versorgung) 2018	48

Abbildung 32: Tatsächliche energetische Bedarfsdeckung nach Technologien (öffentliche Versorgung)	50
Abbildung 33: Einspeisungsunterschiede zwischen öffentlicher Versorgung und Regelzone	53
Abbildung 34: Entwicklung von physischen Importen und Exporten (öffentliche Versorgung)	54
Abbildung 35: Jännervergleich der stündlichen Bedarfsdeckung (öffentliche Versorgung) ...	55
Abbildung 36: Jännervergleich der energetischen Bedarfsdeckung (öffentliche Versorgung)	57
Abbildung 37: Energetische Bedarfsdeckung durch natürliche Erzeugungsmöglichkeiten (öffentliche Versorgung)	59
Abbildung 38: Hypothetische Deckungslücke ohne Speicherleerung (öffentliche Versorgung)	61
Abbildung 39: Verfügbarer Energieinhalt der Speicher	62
Abbildung 40: Potenzielle inländische Bedarfsdeckung (öffentliche Versorgung)	63
Abbildung 41: Langjährige Entwicklung der Lauferzeugung (> 25 MW) im Dezember und Jänner (öffentliche Versorgung)	64
Abbildung 42: Clean Dark & Spark Spreads 2017	69
Abbildung 43: Clean Dark & Spark Spreads 2018	70
Abbildung 44: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 1 (Regelzone)	72
Abbildung 45: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 2 (Regelzone)	73
Abbildung 46: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 3 (Regelzone)	74
Abbildung 47: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 1 (öffentliche Versorgung)	75
Abbildung 48: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 2 (öffentliche Versorgung)	76
Abbildung 49: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 3 (öffentliche Versorgung)	77
Abbildung 50: Schematische Darstellung der Zubauten gemessen am aktuellen Kraftwerkspark	78
Abbildung 51: Gegenüberstellung des höchsten Stundenverbrauchs und Kraftwerkskapazität ohne Reichweitenbetrachtung	79
Abbildung 52: Deckungsrechnung für Österreich & Regelzone	80
Abbildung 53: Gesicherte Leistung nach Technologie 2030, öffentliche Versorgung	81
Abbildung 54: Energetische Prognose für das Jahr 2030 (nach Technologien und Szenarien)	84
Abbildung 55: Österreichisches Hochspannungsnetz, Quelle: APG	88
Abbildung 56: Risikomatrix	90
Abbildung 57: Bedarfsdeckung ohne Erzeugung aus Wärmekraftwerken (> 25 MW)	92

Executive Summary

Versorgung mit elektrischer Energie gehört zu den Grundbedürfnissen von Konsumentinnen und Konsumenten ebenso wie von Wirtschaftsbetrieben. Die nationale Stromversorgung ist eingebettet in die Stromversorgung der Nachbarländer sowie in die gesamteuropäische Stromversorgung. Es findet in jeder Versorgungsperiode ein intensiver Austausch der erzeugten Strommengen über grenzüberschreitende Importe und Exporte statt. Dadurch können die Versorgungsstrukturen technisch und wirtschaftlich optimiert werden. Der vorliegende Monitoringbericht stellt dar, wie gesichert die Stromversorgung in Österreich ist.

Die Versorgungssicherheit wird anhand definierter Fallbeispiele bewertet, die besonders herausfordernde Lastfälle und Stromverbrauchsperioden darstellen. Insoweit wird die frühere Bewertung der Versorgungssicherheit nur hinsichtlich der Deckung der Lastspitze ergänzt durch eine energetische Betrachtungsweise über definierte Perioden, da dies insbesondere angesichts der größeren Rolle von Flexibilitäts- und Speichertechnologien relevant ist.

Es werden historische Beispiele ebenso herangezogen wie Prognosen (mit einem Zeithorizont bis zum Jahr 2030). Es wird auch bewertet, wie weit die Stromerzeugung in Österreich definierte Lastfälle und Stromverbrauchsperioden ohne Importe abdecken kann.

Bei den **ausgewählten historischen Lastfällen** wird bewertet, ob die maximale Last mit zu diesem Zeitpunkt in Österreich verfügbaren Erzeugungskapazitäten gedeckt werden kann. Bei den **besonderen historischen Stromverbrauchsperioden** wird bewertet, ob über eine Periode von drei Wochen mit außergewöhnlich hohem Stromverbrauch auch mit eingeschränkter Verfügbarkeit von Technologien (niedrige Laufwasserkrafterzeugung, reduzierte Wasserspeichermengen mit geringem natürlichen Zufluss) die Strombedarfsmengen mit Erzeugungsanlagen in Österreich gedeckt werden können.

Als **Bilanzgrenzen** werden bei den historischen Bewertungen folgende drei Bereiche betrachtet (jeweils Verbrauch und Erzeugung): Regelzone APG¹, öffentliche Versorgung Österreich² sowie gesamte Versorgung (inklusive Eigenversorgung)³. Als Datengrundlagen werden die letztverfügbaren Daten des Clearings und der Energielenkung verwendet. Für

¹ inklusive der Versorgungsgebiete in Deutschland und exklusive der in anderen Regelzonen gelegenen österreichischen Versorgungsgebiete, detaillierte Beschreibung in Kapitel 2 Methodik.

² umfasst die österreichischen Versorgungsgebiete in den Regelzonen APG, TIRAG (bis 2010) und VKW (einschließlich VIW) sowie jene österreichischen Versorgungsgebiete, die in ausländischen Regelzonen liegen. (Öffentliches Netz) bereinigt um die deutschen Versorgungsgebiete, detaillierte Beschreibung in Kapitel 2 Methodik.

³ bezieht das gesamte österreichische Staatsgebiet ein, ohne Rücksicht auf die Grenzen der Regelzonen (gesamte Versorgung Österreich). Die Eigenerzeuger sind hier inkludiert, auch mit jenem Teil ihrer Erzeugung(sanlagen), der zur Abdeckung des eigenen (industriellen) Bedarfs dient, detaillierte Beschreibung in Kapitel 2 Methodik.

Prognose-Lastfälle bis zum Jahr 2030 wird die Bewertung nur für die gesamte Versorgung Österreichs (inklusive Eigenversorgungen) durchgeführt, weil die Verflechtungen von Eigenversorgungsanlagen mit netzgekoppelter Versorgung zunehmen werden.

Ergänzt werden die Bewertungen zur Versorgungssicherheit mit Darstellungen zum Austausch elektrischer Energie mit den Nachbarländern und zur Situation der Stromnetze.

Die folgende Abbildung zeigt die Veränderungen von Erzeugungskapazitäten (in MW), der Last (in MW) sowie der energetischen Endverbrauchsprognosen für 2030 (in GWh) im Jahr 2018 im Vergleich zum Vorjahresbericht.

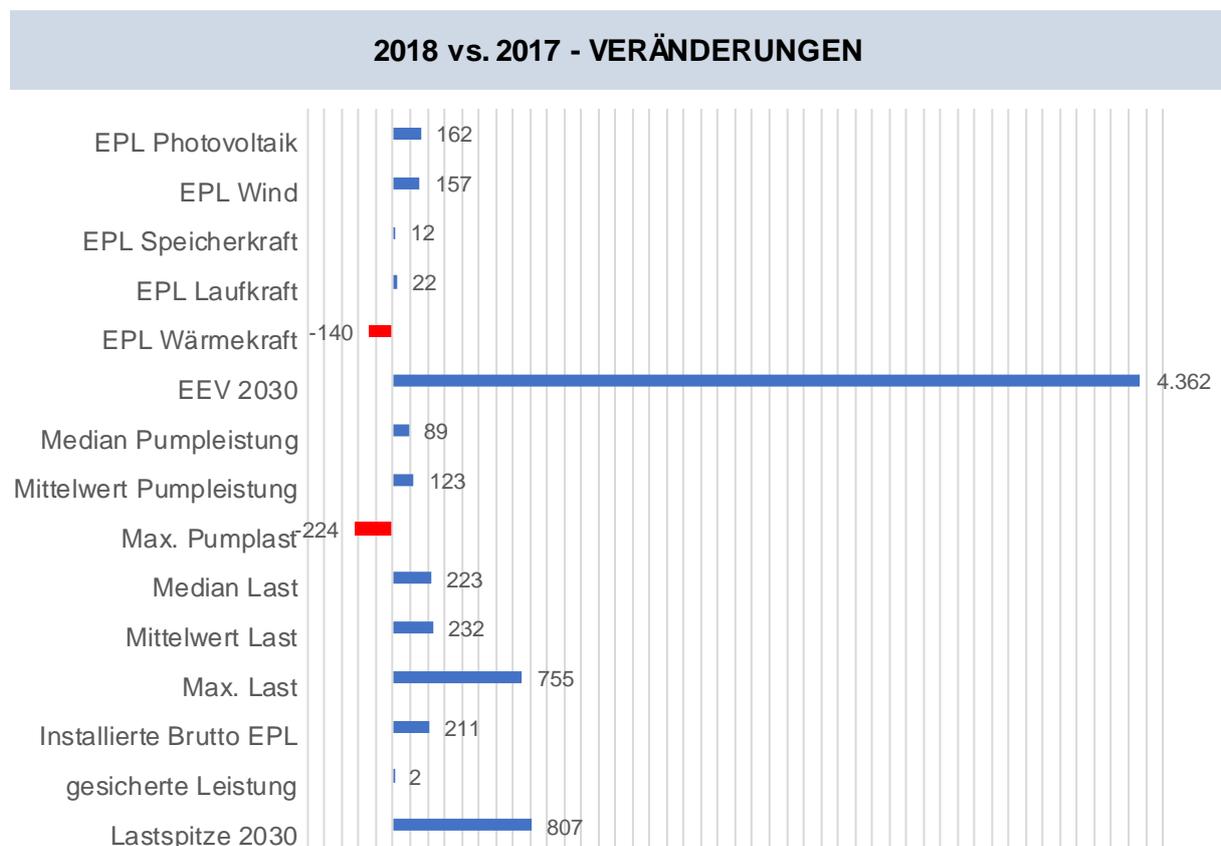


Abbildung 1: Veränderungen zum Vorjahresbericht

Auffallend ist, dass nunmehr der Endverbrauch an elektrischer Energie für 2030 um 4.362 GWh höher erwartet wird als noch vor einem Jahr.

ENTSO-E Bewertungen der Versorgungssicherheit – Ergänzende Betrachtungen geboten

Seit dem Winter Outlook 2017 wird die „strategische Reserve“ (Maßnahmen außerhalb des Marktes auf Erzeuger- und Verbraucherseite) in den Simulationen nicht mehr berücksichtigt.

Die Ergebnisse für Österreich zeigen für den Sommer 2018 unter normalen Bedingungen eine revisions- und marktbasierende Importabhängigkeit, obwohl eine ausreichende Menge an Erzeugungskapazität verfügbar wäre. Im Szenario mit verschärften Bedingungen zeigte sich ein möglicher Bedarf an Importen aufgrund der verfügbaren Erzeugungskapazitäten, der jedoch aus den Nachbarländern gedeckt werden konnte.

Die Erzeugungskapazität der Kraftwerksgruppe Obere Ill-Lünersee mit 1,7 GW ist der Regelzone TransnetBW zugeordnet und wird daher in dieser Analyse auch nicht mehr für die österreichische Versorgung berücksichtigt.

Die Kraftwerksgruppe Sellrain Silz wird ab Oktober 2018 dem deutschen Regelblock hinzugeordnet werden. Da der Bericht immer eine Retrospektive des Vorjahres und des aktuellen Jahres darstellt, wird diese Änderung in der Berechnung verschiedener Indikatoren erst im nächstjährigen Bericht einfließen, angemerkt sei es schon jetzt, dass sich durch diese neue geografische Abgrenzung Veränderungen in den Indikatoren zeigen werden.

Lastdeckungsreserve

In der folgenden Abbildung wird die Lastdeckungsreserve dargestellt. Es handelt sich dabei um die noch verfügbare gesicherte Leistung bei Deckung der maximalen Last. Hierbei handelt es sich um die prognostizierte Lastspitze im Verhältnis zum gesamten Kraftwerkspark Österreichs (inklusive deutscher Regelzonen in Österreich), einschließlich industrieller Erzeugungsanlagen. Diese Darstellung der Lastdeckung findet sich auch in diversen Adequacy Forecasts der ENTSO-E und der Übertragungsnetzbetreiber wieder. Dabei ist jedoch festzuhalten, dass sich diese Darstellung der Versorgungssicherheit lediglich auf eine Stunde bezieht. Diese Methode, die Lastdeckung für einen Zeitraum von einer Stunde zu betrachten, wird einer Kraftwerksstruktur mit einem hohen Anteil an fossilen oder nuklearen Anlagen gerecht. Denn bei diesen Anlagen wird die Langzeitspeicherfunktion vom Brennstoff übernommen. Mit zunehmend volatiler Erzeugung (aus Wasser, Wind und Sonne) ist zusätzlich eine Miteinbeziehung der zur Verfügung stehenden Energieinhalte der Speicher notwendig. Über längere Zeiträume führt eine hohe Last zu energetisch hohen Wochenverbräuchen, die durchgehend gedeckt werden müssen.

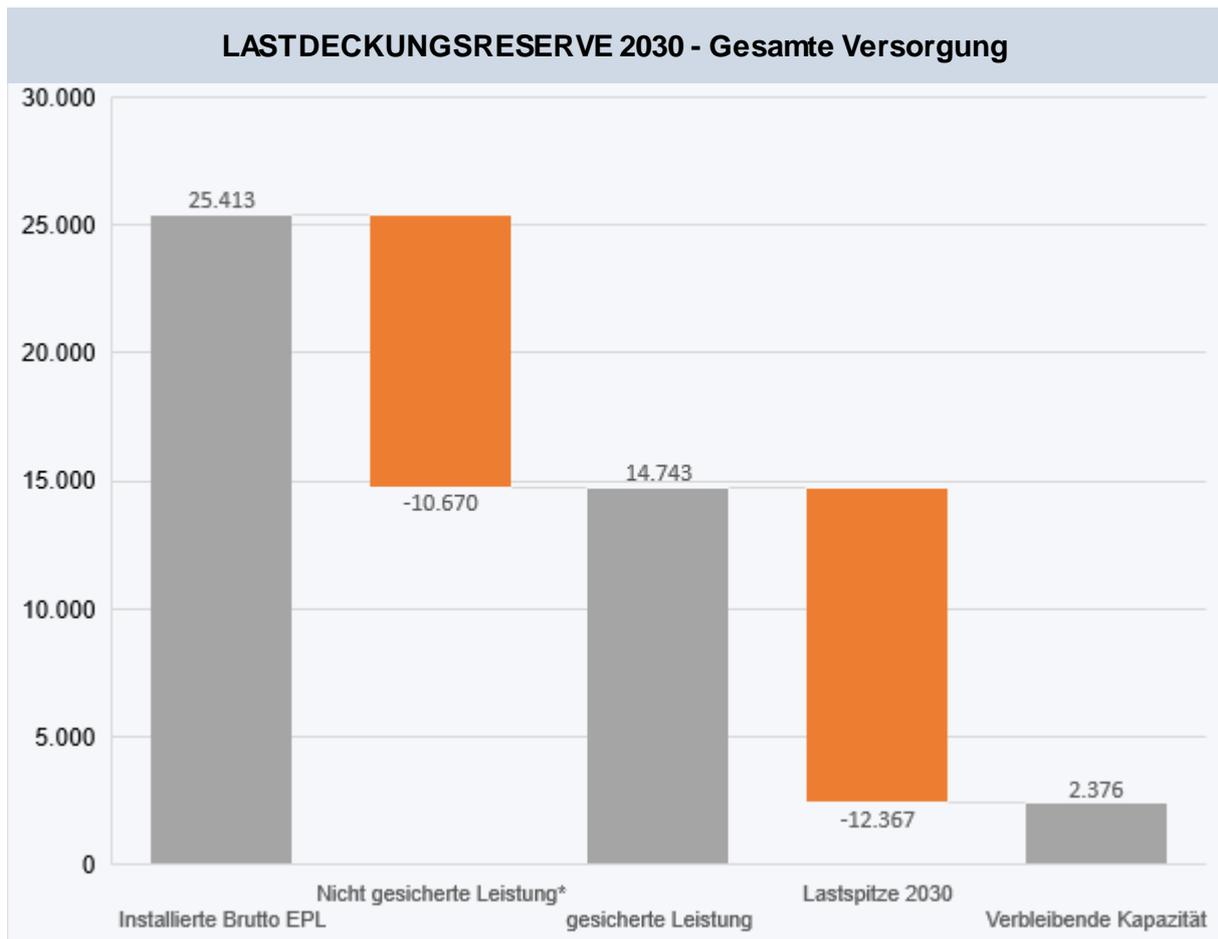


Abbildung 2: Gegenüberstellung des höchsten Stundenverbrauchs und Kraftwerkskapazität ohne Reichweitenbetrachtung

Gemessen am ENTSO-E Maßstab verbleibt bei einer erwarteten Lastspitze in Höhe von 12.367 MW nach ihrer Deckung durch österreichische Kraftwerke (inklusive der Kraftwerkseinheiten der Industrie in Österreich) eine freie gesicherte Kapazität in Höhe von 2.376 MW für eine Lastdeckung von 1h. Die Berechnung beruht auf den Meldungen der Kraftwerksbetreiber für das Jahr 2030.

Kraftwerkspark-Engpassleistung

In der folgenden Abbildung werden die Leistungen des Kraftwerksparks mit seinen Veränderungen 2018 im Vergleich zu 2017 dargestellt. In Summe beträgt die Engpassleistung 25.413 MW.

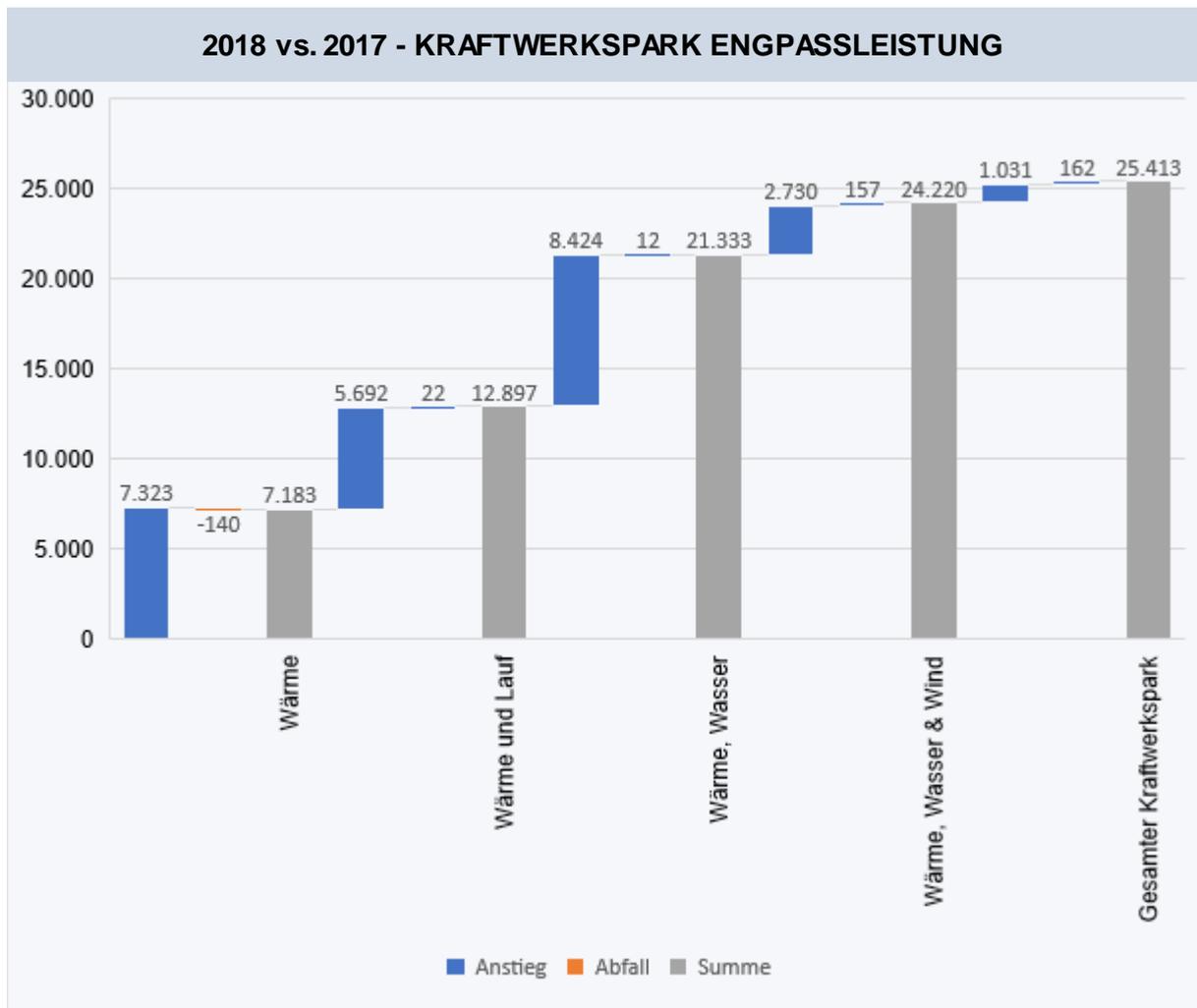


Abbildung 3: Veränderungen in der Engpassleistung des Kraftwerksparks

Fallbeispiele Jänner 2017/2018

Eine auch bei mehrjähriger Betrachtung besondere Versorgungssituation ereignete sich für die an öffentliche Netze in Österreich (und anderen europäischen Ländern) angeschlossenen Verbraucher im Jänner 2017. Mehrwöchig anhaltende starke Kälteperioden führten zu Lastspitzen, Laufwasserkraftwerke hatten wegen geringer Wasserführung sehr geringe Leistungen, die Wasserspeicher von Pumpspeicherkraftwerken waren nur mehr unterdurchschnittlich gefüllt, europaweit gab es Kraftwerksausfälle und Windkraft hat nur sehr geringe Anteile wegen geringen Windstärken beigetragen. Die Details der Auswertungen dieses Fallbeispiels sind im Monitoringbericht 2017 dargestellt. Sie kommen zu dem Ergebnis, dass die Lastspitze in Österreich auch in dieser Phase noch mit Wärmekraftwerken und Speicherkraftwerkern gedeckt werden konnte, dass eine länger anhaltende solche Periode

aber wegen Leerung der Speicher zu Stromversorgungsproblemen führen würde. Der Übertragungsnetzbetreiber hat in dieser Phase die Warnstufe Gelb ausgerufen.

Im Jänner 2018 war die Stromerzeugung aus Wasserkraft deutlich höher als 2017. Die Laufwasserkraftwerke erzeugten im Jänner 2018 mit 2,4 TWh mehr als doppelt so viel (2017: 1,1 TWh), die Gaskraftwerke wegen des gesunkenen Bedarfs (und Strompreises) dagegen mit nur 1,3 TWh (2017: 2,3 TWh) um 45% weniger als im Vorjahr. Im Sommermonat Juli 2018 hingegen war die Produktion aus Laufwasserkraft um 15% niedriger als im Vorjahr und auch die Gaskraftwerke produzierten um 25% weniger als im Vergleichszeitraum. Im August 2018 führten wenig Wasser und wenig Wind zu hohem thermischen Kraftwerksbedarf. Es zeigt sich daher, dass bei aktueller Kraftwerksstruktur nicht nur im Winter sondern auch im Sommer, unter bestimmten Voraussetzungen, die Versorgung an ihre Grenzen stoßen kann.

Zusammenfassende Bewertung

Ausgehend von den Ereignissen im Jänner 2017 wurde in den Abschnitten 3 und 4 versucht, Zielgrößen zu definieren und auszuwerten. Die bisherigen Analysen der Deckung der Spitzenlast wurden durch eine Energiedeckungsrechnung ergänzt. Dies ist insbesondere in einem Kraftwerkspark mit hohem Speicher- und Pumpspeicherkraftanteil wichtig, da diese Kapazitäten kurzfristig hohe Leistung, aber nur für sehr geringe Dauer zur Verfügung stellen können. Die Frage der energetischen Reichweite rückt daher in den Vordergrund und die reine Leistungsbetrachtung nach ENTSO-E Methode greift daher zu kurz.

Leistungsseitig ist im Szenario inklusive aller in Bau befindlichen Anlagen aber in Verbindung mit der Annahme der Stilllegung aller öffentlichen kalorischen Kraftwerke zu beinahe 100% mit einer Deckung durch österreichische Kraftwerke zu rechnen. Zieht man allerdings die nicht in der Regelzone APG befindlichen Kraftwerke ab, so ergibt sich doch ein zwar unwahrscheinlicher (1% Wahrscheinlichkeit), aber hoher Importbedarf der Regelzone APG von etwa 2,6 GW.

Energetisch zeigt sich, dass je nach regionaler Abgrenzung das Ziel der Bedarfsdeckung auch in einem „Normaljahr“ nur unter bestimmten Annahmen gegeben ist. Insbesondere kommt es in Szenarien ohne thermischer Kapazität zu einer heimischen Unterdeckung des Energiebedarfs bis zu 2,5 TWh pro Wintermonat, je nachdem wie lange thermische Kraftwerke in Betrieb sind.

Die thermisch notwendige öffentliche Kapazität zur inländischen Deckung der künftigen Strombedarfsmenge über den betrachteten Winterzeitraum liegt bei etwa **3,5 GW**

durchgängiger Stromerzeugung, wenn man die durchschnittliche Aufbringung der Technologien der letzten 5 Jahre unterstellt.

Um eine Bewertung der aktuellen und künftigen Versorgungslage abgeben zu können, ist die Definition eines Versorgungsstandards notwendig. Dies ist in Österreich bisher nicht erfolgt. Behelfsmäßig wird daher auch in diesem Bericht – wie schon für das Jahr 2017 - vom Ziel einer **leistungsmäßigen Volldeckung** mit den angegebenen Verfügbarkeitsparametern und einer **energetischen Unterdeckung von maximal 10% über drei Wochen** hinweg ausgegangen. Eine solche energetische Betrachtungsweise entspricht auch den Methoden bei Gasversorgung (verbindliche Lieferverträge für 30 Tage Versorgung) und Ölversorgung (Erdölbevorratung für 90 Tage). Eine extreme Wettersituation mit niedriger Wasserführung und kaum Wind- und PV-Produktion über einen längeren Zeitraum als drei Wochen ist als sehr unwahrscheinlich verworfen worden.

Aktuell (2017/18): Derzeit ist eine leistungsmäßige Deckung gegeben, d.h. jede einzelne Stunde eines Lastmaximums kann durch heimische Kapazitäten gedeckt werden. Dies gilt auch bei einer reinen Regelzonenbetrachtung, sprich ohne Illkraftwerke. Arbeitsseitig ist eine volle inländische Deckung über drei Wochen hinweg nicht zu jedem Zeitpunkt gegeben. Die Unterdeckung ist allerdings derzeit noch nicht so groß, dass der oben definierte Versorgungsstandard nicht mehr eingehalten worden wäre.

2030: Je nach Einbeziehung des thermischen Kraftwerksbestandes ergeben sich unterschiedliche Schlussfolgerungen für das Ausbauszenario 1. Während eine Verfügbarkeit aller thermischen Kraftwerke gemäß den eingelangten Stilllegungsmeldungen ein beruhigendes Bild zeichnet, ergibt eine angenommene Reduktion alleine der Kraftwerke älter als 40 Jahre eine Standardverletzung in einem mit 2017 vergleichbaren Winter und damit eine um mehr als 10%ige energetische Unterdeckung⁴. Die Extremrechnung „ohne thermische KW“ ergibt naturgemäß sowohl energetisch als auch leistungsmäßig eine mehr als 10%ige Standardverletzung.

Durch den hohen Zeitaufwand für die Errichtung neuer Kapazitäten muss deshalb schon jetzt begonnen werden, die nötigen Planungen und Prozesse einzuleiten, um die energetische Deckung 2030 sicherzustellen.

⁴ Die Simulation künftiger Kapazitäten ohne thermische Kraftwerke älter als 40J mit Aufbringungsparametern wie im Jänner 2017 ergibt gegenüber der prognostizierten Nachfrage eine energetische Unterdeckung trotz Einsatzes aller vorhandenen Speichermengen von 19,8%.

Die folgende Matrix stellt die Situation qualitativ für das Jahr 2017 und 2018 dar:

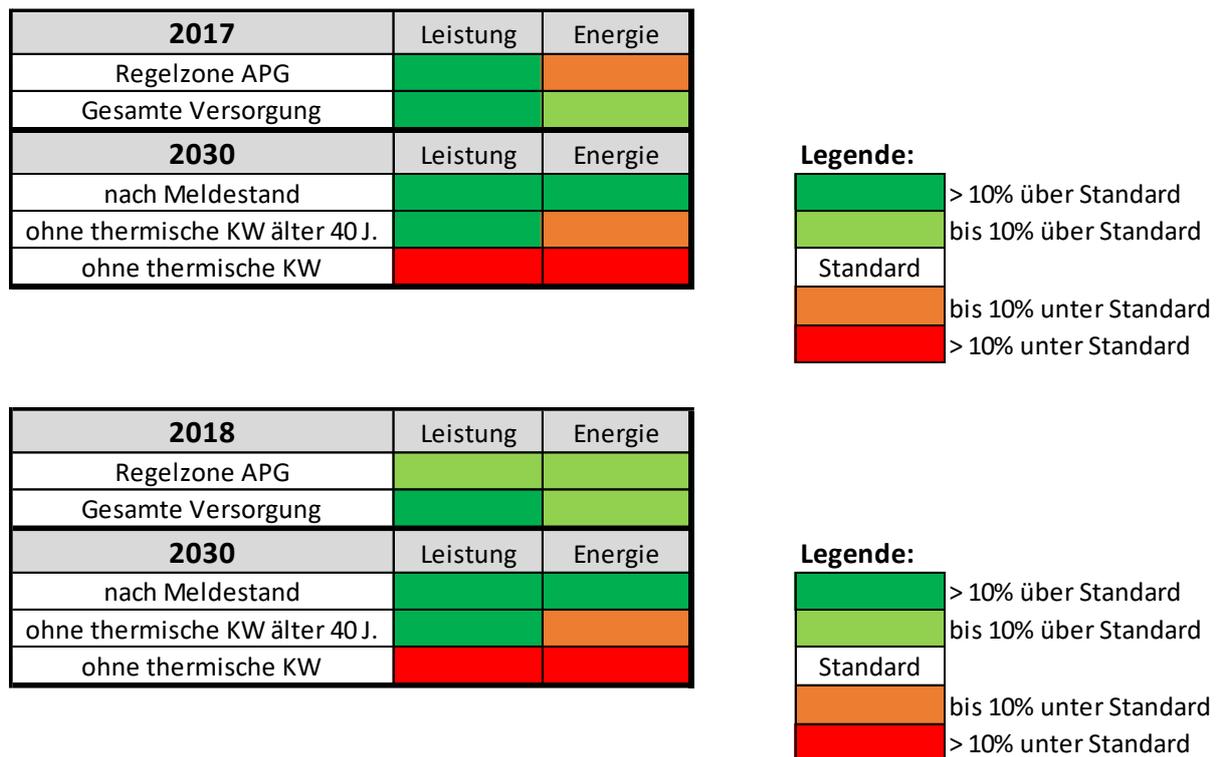


Abbildung 4: Risikomatrix

Unter der Annahme ausreichender Produktion im umliegenden Binnenmarkt wäre aufgrund der vorhandenen Grenzkapazitäten von etwa 12.200 MW (MAF 2016: 11200) im Jahr 2030 grundsätzlich davon auszugehen, dass derartige Energiemengen ohne weiteres importiert werden können. Diese Annahme stellt aber eine kritische Bedingung für eine positive Einschätzung der langfristigen Versorgungslage dar. Da in vielen Mitgliedsstaaten sichere Kraftwerkskapazitäten abgebaut werden könnten, ist dies nicht mehr unbedingt gegeben. Dies bedarf – nicht zuletzt aufgrund von mehreren Kraftwerksausfällen etwa in Frankreich oder Belgien aber auch aufgrund des in Deutschland angekündigten Kohles- und Atomstromausstiegs - einer näheren Überprüfung anhand der entsprechenden Pläne in den jeweiligen Mitgliedstaaten. Aus diesem Grund ist es geboten, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit vor allem auch aus einer nationalen Sichtweise zu betrachten.

1 Gesetzliche Grundlage

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.

Aus diesem gesetzlichen Auftrag und neuen energiewirtschaftlichen Fragestellungen heraus, wurde die Struktur des diesjährigen Berichts angepasst:

Nach der historischen Darstellung von Angebot und Nachfrage folgen die erwartete Nachfrage- und Angebotsentwicklung, inklusive der geplanten und in Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten. Das Kapitel 5 enthält eine Bewertung der bisherigen Ergebnisse. Kapitel 6 deckt die obigen Punkte 4 bis 6 ab.

Der Bericht beginnt daher mit der Betrachtung historischer Daten wie Temperaturverlauf, Energieintensität und Preise. Im weiteren Verlauf des Berichts wird die Analyse der Retrospektive auf österreichischem Staatsgebiet sowie österreichischer Regelzone aufgezeigt, da es zum einen durchaus größere Erzeuger auf österreichischem Gebiet gibt, die aber in ausländischen Regelzonen aktiv sind, zum anderen liegen auch deutsche Versorgungsgebiete in Österreichs Regelzone. Somit ist die österreichische Erzeugung die

Regelzonenerzeugung zuzüglich der Produktion der VIW und abzüglich der Erzeugung auf deutschem Bundesgebiet, jedoch innerhalb der Regelzone APG⁵. Der Verbrauch Österreichs ist der Regelzonenverbrauch abzüglich der Versorgungsgebiete in Deutschland. Der Analyse der Last unter verschiedensten Ausprägungen und des Pumpverbrauchs folgt eine Rückschau auf den Bruttoinlandsstromverbrauch und energetischen Endverbrauch. Aus diesen Daten werden anhand eines ökonometrischen Fehlerkorrekturmodells die Nachfrage sowie die zukünftige Maximallast prognostiziert.

Um die Deckung der Spitzenlast zu analysieren, wird zunächst die Entwicklung des österreichischen Kraftwerksparks in den letzten Jahren sowie die Produktion im selben Zeitraum dargestellt. Die Analyse der Produktion enthält eine Analyse des Monats Jänner.

Darauffolgend sind die Prognosen des Zubaus unter verschiedenen Szenarien erläutert. Mit Hilfe eines Simulationsmodells wird die gesicherte Leistung des thermischen Kraftwerksparks sowie der Pumpspeicherkraftwerke ermittelt. Die Laufwasserkraftkapazität wird mit einem „historischen Minimum“⁶ unterlegt. Die Summe der Kapazitäten kann dann der prognostizierten Spitzenlast gegenübergestellt werden.

In weiterer Folge behandelt dieser Bericht sowohl die Entwicklung der Netze und internationaler Gegebenheiten als auch Zukunftsthemen wie Elektromobilität, Speicherlösungen, Prosumer oder Demand Response. Zum Ende des Berichts werden Bedrohungsszenarien evaluiert.

Es ist auch noch anzumerken, dass in diesem Bericht lediglich die gemeldeten Projekte der größeren Erzeuger berücksichtigt werden. Das sind jene Erzeuger, die verpflichtet sind, Ausbaupläne an die E-Control zu übermitteln. Nicht berücksichtigt werden private Initiativen. Diese werden gegebenenfalls erwähnt, fließen jedoch nicht in Modellberechnungen ein.

⁵ Bereinigt werden die Netzgebiete Röttenbach, Schlachters, Lindau und E-Netze Allgäu sowohl verbrauchs- als auch aufbringungsseitig

⁶ Die Ermittlung der gesicherten Leistung auf dem 95%-Niveau aller österreichischen Laufkraftwerke, die größer als 25 MW sind, liegt für die Jahre 2002 bis 2008 bei 39,5%. Zudem sei angemerkt, dass die Verwendung des 5%-Quantils hier als konservativ anzusehen ist, da für eine vollständige Betrachtung die Interaktion mit thermischen Kraftwerken zu beachten wäre: Für die 5% der Fälle, in denen weniger Laufwasserleistung zur Verfügung steht, liegt die Wahrscheinlichkeit bei 99%, dass mehr als die angegebene Leistung thermischer Anlagen abrufbar ist. Eine Addition der beiden Kennzahlen ohne Berücksichtigung der sog. Faltung der Zufallsgrößen kann daher nur als konservative Approximation angesehen werden.

2 Methodik

Die Methodik in diesem Bericht ist komplex und bedarf einer genaueren Betrachtung und Differenzierung bzw. Abgrenzung. 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 > 25 MW in hoher zeitlicher Granularität erhoben. Aus diesem Grund müssen kleinere Kraftwerke unterjährig modelliert bzw. geschätzt werden.

Die nächste Schwierigkeit besteht in der territorialen Abgrenzung der verwendeten Zeitreihen. Zum einen umfasst die österreichische Regelzone nicht das gesamte österreichische Staatsgebiet, zum anderen sind auch Teile des deutschen Staatsgebiets in der Regelzone. Das wirkt sich auf den Verbrauch aus, aber auch auf die Kraftwerkskapazitäten. Deshalb werden in diesem Bericht folgende regionale Abgrenzungen verwendet:

- Regelzone
- öffentliche Versorgung
- gesamte Versorgung

Die „Regelzone“ entspricht der Regelzone APG, also inklusive der APG-Versorgungsgebiete in Deutschland und exklusive der in anderen Regelzonen gelegenen österreichischen Versorgungsgebieten und Kapazitäten. Die Einspeisung der Eigenerzeuger ins öffentliche Netz ist hier inkludiert, nicht aber deren Eigenverbrauch. Grenzkraftwerke sind mit ca. 50% ihrer Engpassleistung bzw. Erzeugung (österreichischer Anteil) im Kraftwerkspark abgebildet. Die Kraftwerksgruppen Kühleis-Silz und Kaunertal sind mit ihrer gesamten Engpassleistung berücksichtigt.

Die „öffentliche Versorgung“ umfasst die österreichischen Versorgungsgebiete in der Regelzone APG (einschließlich VIW) sowie jene österreichischen Versorgungsgebiete, die in ausländischen Regelzonen liegen, bereinigt um die deutschen Versorgungsgebiete, die in der Regelzone APG liegen. Das heißt, dass alle Kraftwerke, die ans öffentliche Netz in Österreich angeschlossen sind, inkludiert sind. Auch inkludiert sind Kraftwerke, die außerhalb der österreichischen Regelzone, jedoch auf österreichischem Staatsgebiet liegen. Dasselbe trifft auf die Versorgungsgebiete in Österreich zu.

Die „gesamte Versorgung“ bezieht das gesamte österreichische Staatsgebiet ein, ohne Rücksicht auf die Grenzen der Regelzonen. Die Eigenerzeuger sind hier voll inkludiert, also auch mit jenem Teil ihrer Erzeugung (sanlagen), der zur Abdeckung des eigenen (industriellen) Bedarfs dient.

In dem diesjährigen Bericht sind, neben der bisher üblichen Prognose des Kraftwerksparks und der Ermittlung der gesicherten Leistung, Analysen der energetischen Situation dargestellt und durch Modellierungen energetische Prognosen erstellt worden. Die Analysen in diesem Bericht stützen sich, aufgrund der für das Modell zur Prognose des Bruttoinlandsstromverbrauchs benötigten Aufschlüsselung in Industrie und Haushalte, strukturell auf den energetischen Endverbrauch der Statistik Austria. Dabei entspricht der Bruttoinlandsstromverbrauch der gesamten Versorgung der Summe aus energetischem Endverbrauch, Stromverbrauch des nicht-elektrischen Energiesektors, Netzverlusten und Eigenbedarf. Es wurde ein Berichtshorizont bis 2030 definiert.

Die Prognosen der Leistung und der Arbeit beruhen auf einem konservativen Ansatz⁷, ohne Photovoltaik (fließt lediglich in die Prognose der Erzeugung in Kapitel 3.3.2 ein), geringer Wasserführung wie im Winter üblich, geringe Winderzeugung, maximale thermische Auskopplung von Wärmekraftwerken sowie Nichtverfügbarkeiten (geplant sowie ungeplant jedoch ohne Teilverfügbarkeiten von Kraftwerksblöcken) sowie den Verzicht auf die Pumpleistung. 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: Wetterverhältnisse, Vertragsverhältnisse der Kraftwerke (Reserveleistungen), Marktverhältnisse etc. Als Einzelszenario wurden zusätzlich die Verhältnisse des Jahres 2017 auf den Kraftwerkspark 2030 umgelegt.

Die Prognose des Kraftwerksparks beruht auf gemeldeten Projekten der größeren Erzeuger. Dabei werden Projekte abgefragt, die sich derzeit in Bau befinden (Szenario 1), welche bei den Behörden eingereicht wurden (Szenario 2) und schließlich Projekte, die in der strategischen Langfristplanung ins Auge gefasst werden (Szenario 3). Projekte, die sich in Bau befinden, werden aller Voraussicht nach auch ans öffentliche Netz angeschlossen und betrieben werden, eingereichte Projekte haben eine hohe Wahrscheinlichkeit der Realisierung, da dafür bereits finanzielle Mittel in die Projektplanung inklusive allfälliger Gutachten geflossen sind. Geplante Projekte hingegen sollte man als ein optimistisches Szenario betrachten.

Berücksichtigt werden für die Prognosen lediglich gemeldete Projekte, der Ausbau von Wind findet im Modell ab 2022 nach dem Warteschlangenabbau durch die kleine Ökostromnovelle und der Erreichung der Ziele für 2020 konservativ betrachtet nicht statt, da bis dato kein neues Ökostromgesetz bzw. keine Fördermaßnahmen beschlossen sind. Deswegen ist realistischerweise davon auszugehen, dass der Anteil der Windanlagen im betrachteten Zeithorizont höher sein wird als in diesem Bericht angenommen.

⁷ Unsicherheiten wurden deshalb tendenziell vereinfachend immer aufgelöst, indem niedrige Kapazitäten angesetzt wurden.

Zum einen versucht der Bericht die Erwartungen aufgrund der derzeit herrschenden Marktverhältnisse widerzuspiegeln, zum anderen die Versorgung in Krisenfällen zu bewerten. Da es sich bei den Prognosen der Last um Fehlerkorrekturmodelle (Zeitreihenmodelle) handelt, sind die Prognosen jährlich zu aktualisieren, um die langfristigen Effekte mit dem Korrekturmechanismus um die kurzfristigen Effekte anzupassen. Erwartungsgemäß schlagen sich somit die Krisenjahre der Stagnation im Modell durch.

Der Bericht beschränkt sich jedoch nicht nur auf die Aufarbeitung historischer sowie modellierter Daten und Interpretationen, sondern spricht weitere wichtige Themen im Kontext der Versorgungssicherheit an. So werden ebenso Risikofälle beleuchtet und durchgespielt sowie die Transformation der E-Wirtschaft hin zu neuen Technologien wie Elektroautos und Speicher. Ebenso zeigt dieser Bericht Analysen des österreichischen Netzes und dessen Ausbau, Prognosen der ENTSO-E und verweist auf Studien und Energiekonzepte anderer Länder in Bezug auf die Versorgungssicherheit.

3 Bedarf als Last/Leistung sowie als Arbeit

3.1 Bestandsaufnahme

In diesem Kapitel werden einige der wesentlichen, generellen Einflussfaktoren auf Angebot und Nachfrage beschrieben. Die langjährige Entwicklung der Durchschnittstemperatur sowie davon abgeleiteter Indikatoren, etwa Heizgradtage und Kühlgradtage, beeinflussen neben dem Wirtschaftswachstum nach wie vor den Verbrauch elektrischer Energie maßgeblich. Einen weiteren wesentlichen Einflussfaktor stellt der technologische Wandel dar, wie verstärkter Wärmepumpeneinsatz, steigende Zulassungen bei Elektroautos bzw. Energieeffizienzmaßnahmen oder Eigenerzeugung aus Sonne und Wind, teilweise in Verbindung mit Heimspeichern. Wie in Abbildung 5 ersichtlich, kann man in den letzten 40 Jahren einen eindeutigen Aufwärtstrend der Durchschnittstemperatur erkennen, worin sich nach aktuellem Stand der Wissenschaft die durch Klimagasemissionen verursachte Erderwärmung widerspiegelt.

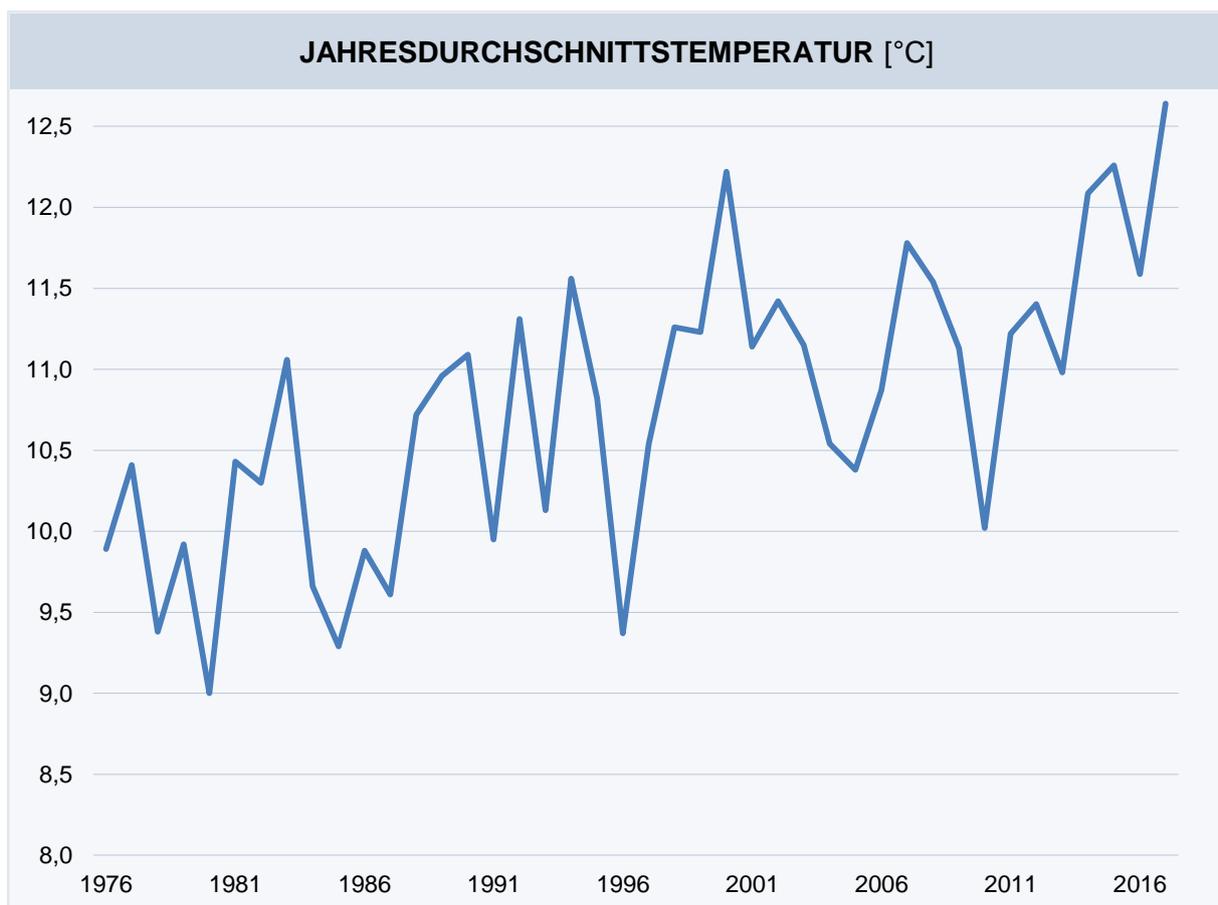


Abbildung 5: Jahresdurchschnittstemperatur⁸

⁸ Quelle: ZAMG, Darstellung E-Control

Die Energieintensität der österreichischen Wirtschaft ist ein Schlüsselindikator für den Bereich „umweltorientierte Nachhaltigkeit“, der die Entwicklung des energetischen Endverbrauchs in Relation zur Entwicklung der Gesamtwirtschaft beschreibt. Dieser Indikator nahm im Verlauf der letzten Jahre ab, wie in Abbildung 6 veranschaulicht wird. Somit hat eine Entkoppelung der Wirtschaft und des Energieverbrauchs insgesamt stattgefunden. Die letzten Jahre waren durch ein stagnierendes Wirtschaftswachstum und damit einhergehend auch durch einen stagnierenden Energieverbrauch gekennzeichnet. Vergleicht man den Verbrauch elektrischer Energie der Nicht-Haushalte mit den Haushalten, so lässt sich ein relativ stabiler Anteil von ca. 25% Haushalte und 75% Nicht-Haushalte seit den 2000er Jahren feststellen, oder anders ausgedrückt ein Verhältnis von 1:3.

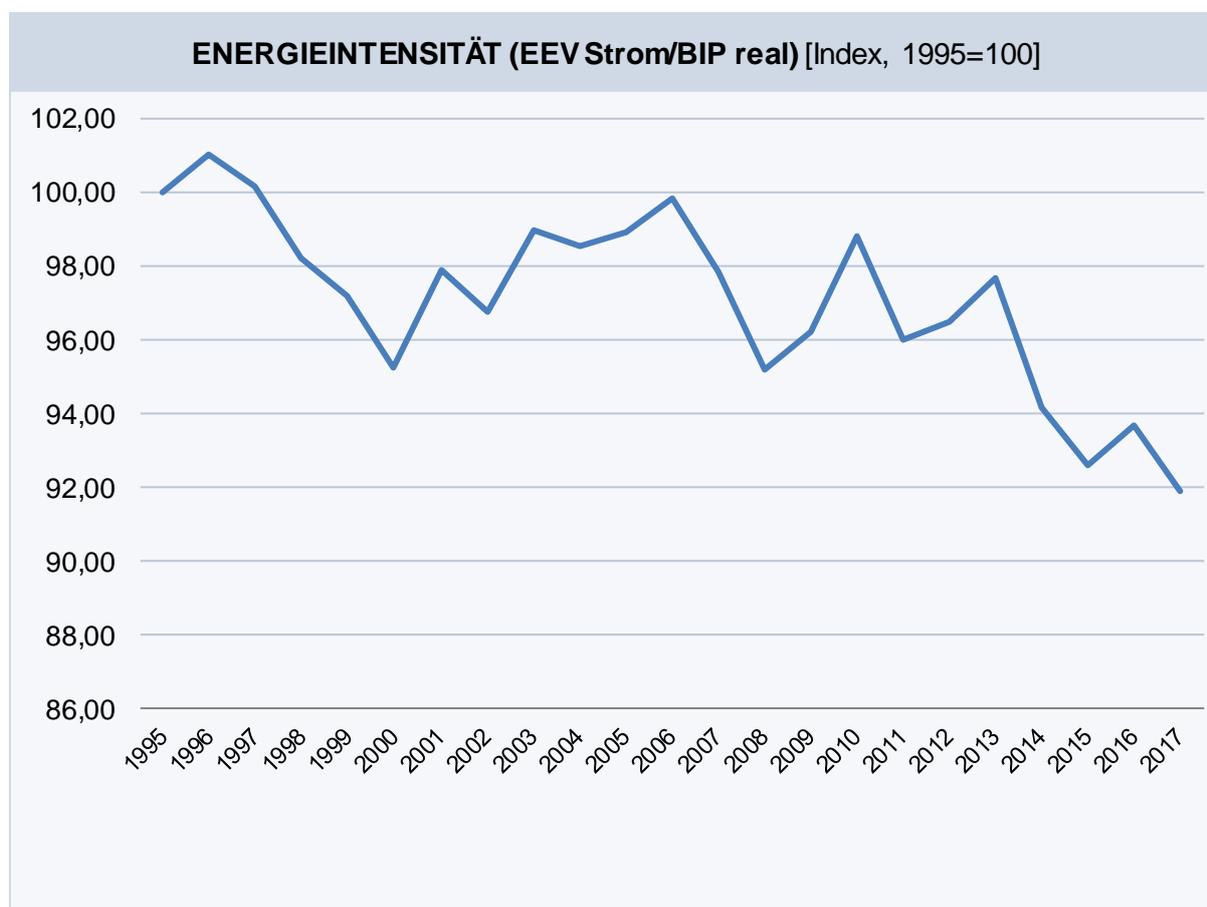


Abbildung 6: Energetischer Endverbrauch (EEV) je Bruttoinlandsprodukt (BIP) real⁹

Die Entwicklung der Großhandelspreise der letzten 2,5 Jahren zeigt sehr deutlich die Situation im Jänner 2017, als die Preise sofort auf die temporäre europäische Verknappung der Produktionskapazitäten reagierten. Sowohl Day-Ahead Base als auch Day-Ahead Peak spiegelten die Ereignisse wider. Bei Jahres-Futures konnte man bereits im letzten Quartal 2016 eine Erholung der Preise beobachten. Die Preise stiegen im Mittel bei Day Ahead und

⁹ Quelle: Statistik Austria, E-Control; Berechnungen E-Control

Year Ahead Produkten (Base als auch Peak) von 2016 auf 2017 um satte 20%, von 2017 auf 2018 bei Year Ahead Produkten um ca. 11 %, bei Day Ahead Lieferungen sank der Preis hingegen im gleichen Zeitraum um 1%.

Vor allem der CO₂ Preis stieg seit 2018 rasant, waren es Anfang Jänner 2017 noch ca. 6 €/tCO₂, so notierte der Preis Anfang Jänner 2018 bei 7,86 €/tCO₂ und Ende August schon über 20 €/tCO₂, zeitweise bei ca. 25 €/tCO₂. Im Jahresvergleich 2017/18 entspricht dies einer Steigerung von 28%, seit Anfang des Jahres bis heute einer Zunahme von fast 160%. Base und Peak Terminkontrakte steigerten sich folge dessen etwa im Gleichschritt, u, ca. 21% bei Base und 23% bei Peak im Jahresabstand Jänner 2017/18. Im heurigen Jahr stiegen die Strompreise um weitere 35% (Base) bzw. 37% (Peak).

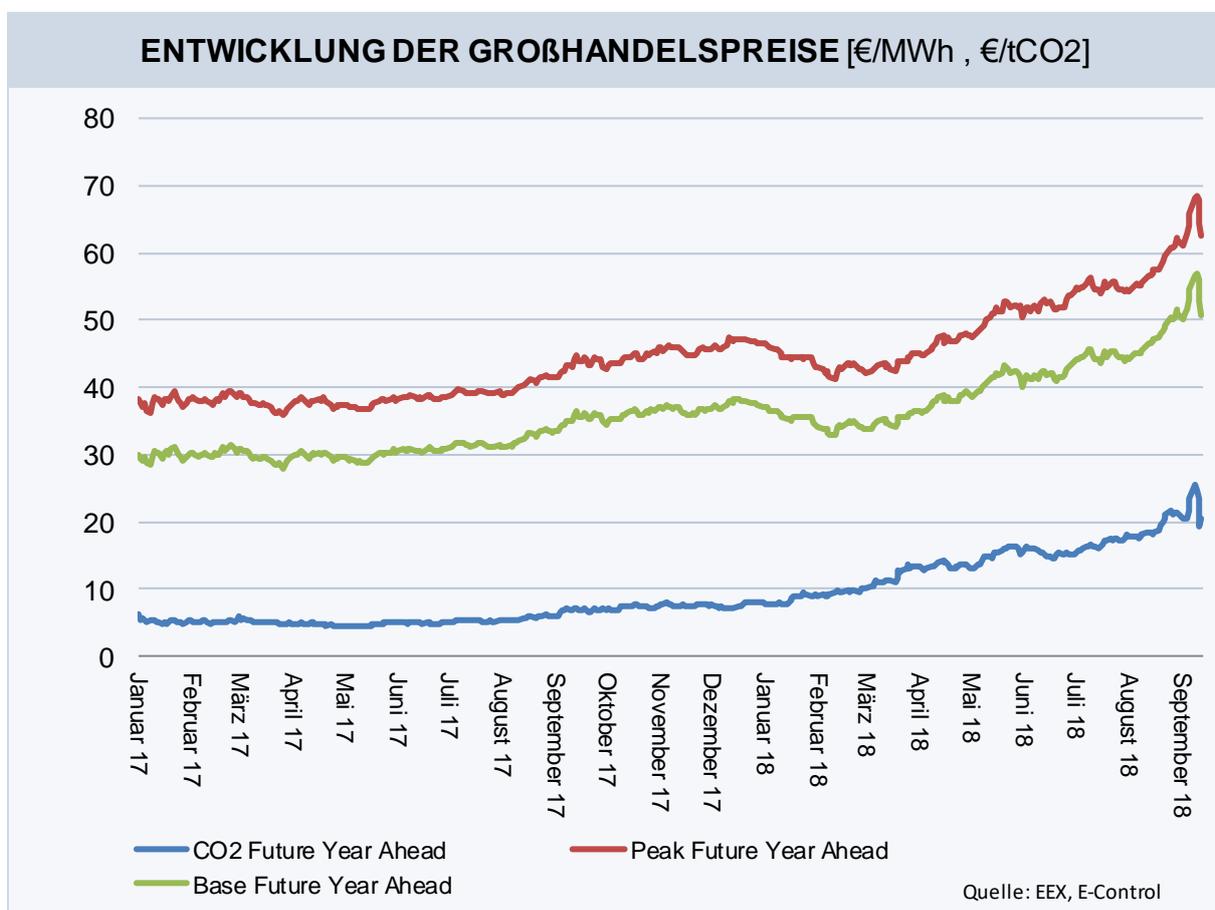


Abbildung 7: Entwicklung der Großhandelspreise

In der langjährigen Betrachtung des Wasserdargebots ist hinsichtlich der verfügbaren Leistung der Donaukraftwerke festzuhalten, dass die Minima der Einspeiseleistung gemessen an der Engpassleistung knapp unter 40% liegen, die Maxima bei knapp 100%. Die Grafik zeigt auch, dass Hochwassersituationen die Einspeisung der Laufwasserkraft auf bis zu 20% der Engpassleistung für gewisse Stunden drücken können, dies stellt aber eine Ausnahmesituation dar, wie die langjährige Betrachtung bestätigt, und kann daher in der statistischen Betrachtung ignoriert werden.

LANGJÄHRIGE BETRACHTUNG DONAUKRAFTWERKE [% an EPL]

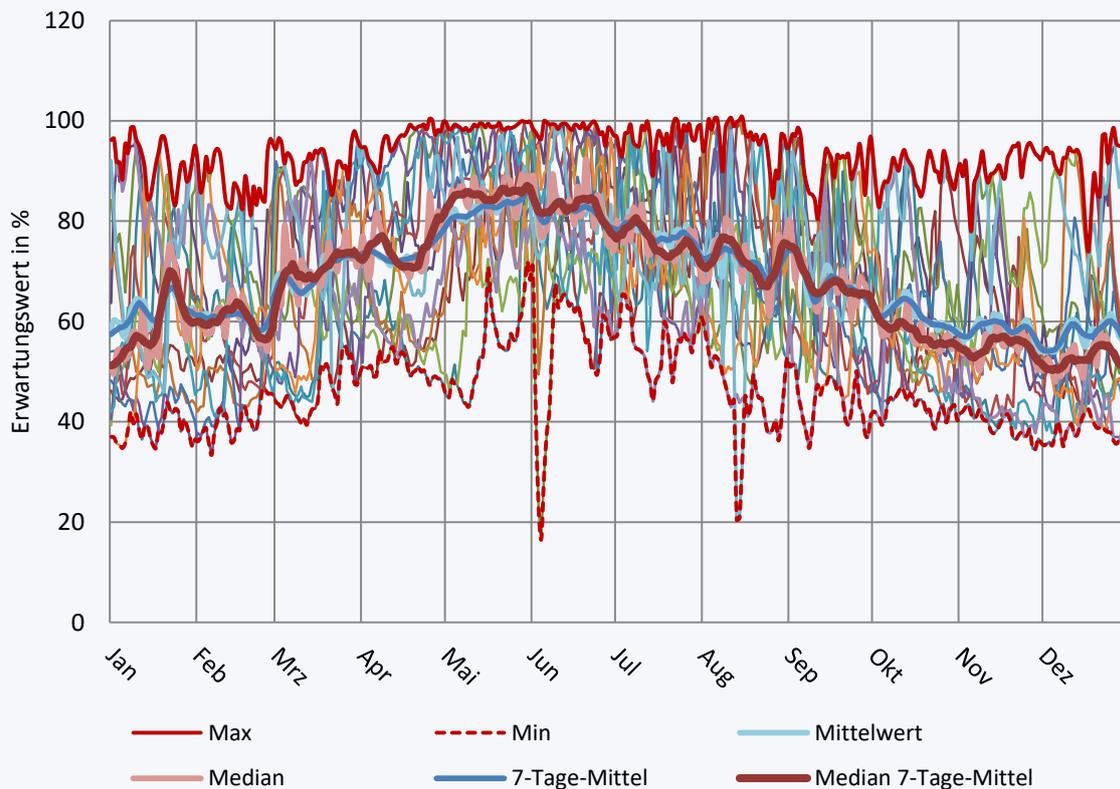


Abbildung 8: Langjährige Betrachtung der Donaukraftwerke

3.1.1 Engpassmanagement

In Summe wurden 2017 3,2 TWh für das Engpassmanagement abgerufen. 2,7 TWh davon wurden von thermischen Kraftwerken bereitgestellt, die somit 87% dieser Dienstleistung erbrachten. Betrachtet man den geleisteten Anteil für Engpassmanagement gemessen an der gesamten thermischen Produktion, dann beläuft sich die Quote auf 21% in der öffentlichen Versorgung. Im Umkehrschluss entfielen 79% der Bruttostromerzeugung der thermischen Kraftwerke auf marktgetriebenen Einsatz.

3.1.2 Veränderungen des heimischen Kraftwerkparks

Im Vergleich zum Vorjahr ist die Engpassleistung des heimischen Kraftwerkparks um 213 MW gestiegen, wie unterhalb in der Grafik zu sehen ist. Dies liegt vor allem am Zuwachs der privaten Photovoltaik (+162 MW) und der Windkraftwerke (+157 MW). Wasserkraftwerke hingegen stagnierten fast, mit einem leichten Ausbau der Laufkraftwerke (+22 MW) und der Speicherkraftwerke (+12 MW). Einzig die Engpassleistung der thermischen Kraftwerke ging im Jahresvergleich zurück (-140 MW).

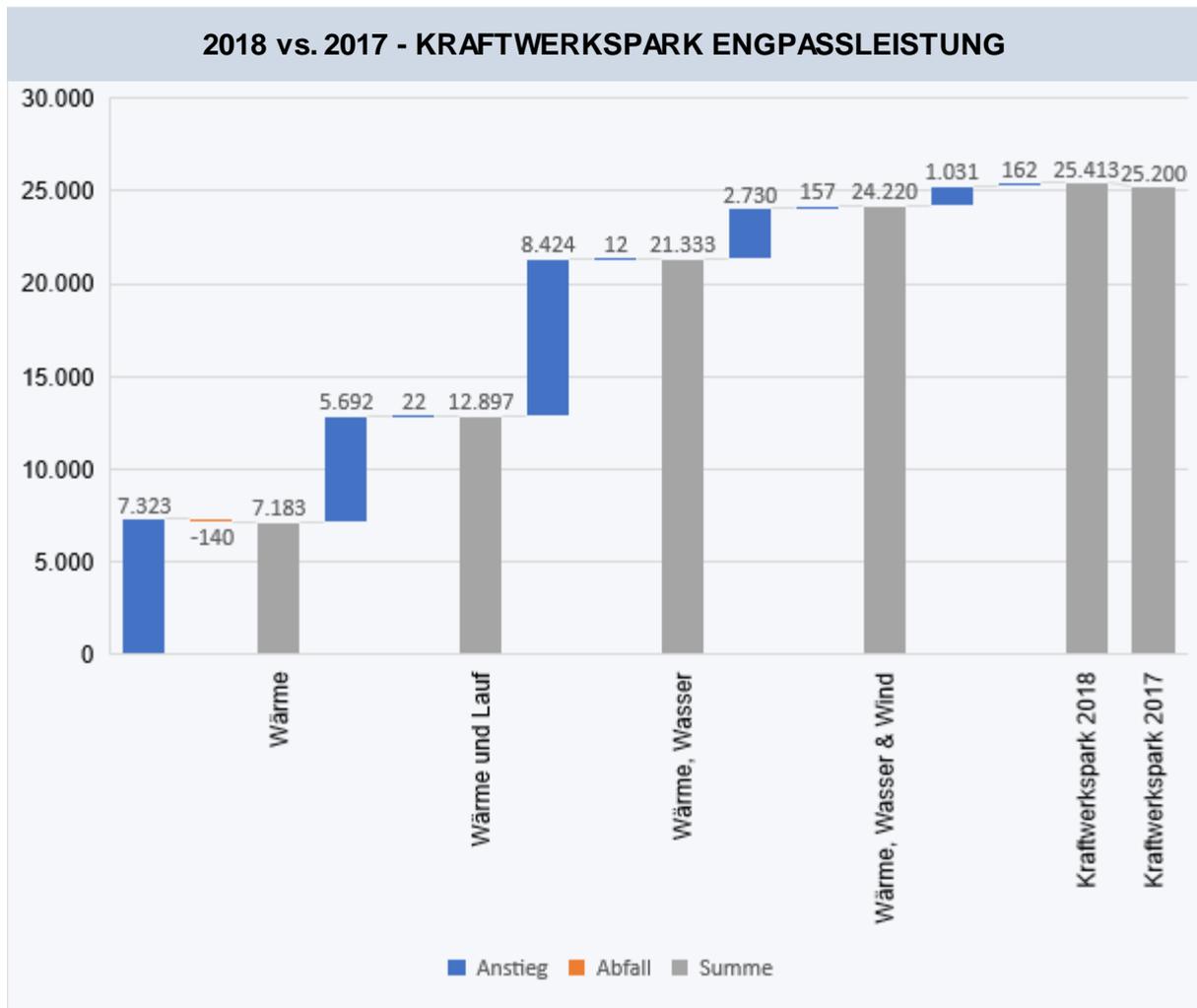


Abbildung 9: 2018 vs. 2017 - Kraftwerkspark Engpassleistung

3.1.3 Lastverläufe

3.1.3.1 Lastverlauf inkl. Netzverlusten und Pumpleistung (öffentliche Versorgung)

Umfasst sind die österreichischen Versorgungsgebiete in der Regelzone einschließlich VIW sowie jene österreichischen Versorgungsgebiete, die in ausländischen Regelzonen jedoch auf österreichischem Territorium liegen. (Öffentliches Netz)

In Abbildung 10 werden der stündliche Lastverlauf inklusive des Verbrauchs der Pumpspeicherkraftwerke und die Netzverluste der öffentlichen Versorgung für das Jahr 2017 dargestellt. Das bedeutet, dass Versorgungsgebiete der österreichischen Regelzone, die in Deutschland liegen, abgezogen sind.

Saisonal betrachtet liegen die Lastspitzen im Winter. Im Vorjahr erreichten sie ein Maximum von 11.079 MW (2016: 10.324). Das Minimum lag im Sommer nachts bei 4.752 MW (2016:

4.528), das arithmetische Mittel und der Median¹⁰ waren eng beieinander bei 7.780 MW (2016: 7.548) bzw. 7.856 MW (2016: 7.633). Die Spannweite zwischen Minimum und Maximum beträgt 6.327 MW (2016: 5.796), die Verteilung der Werte ist relativ symmetrisch, wie die geringe Diskrepanz zwischen Mittelwert und Median nahelegt.

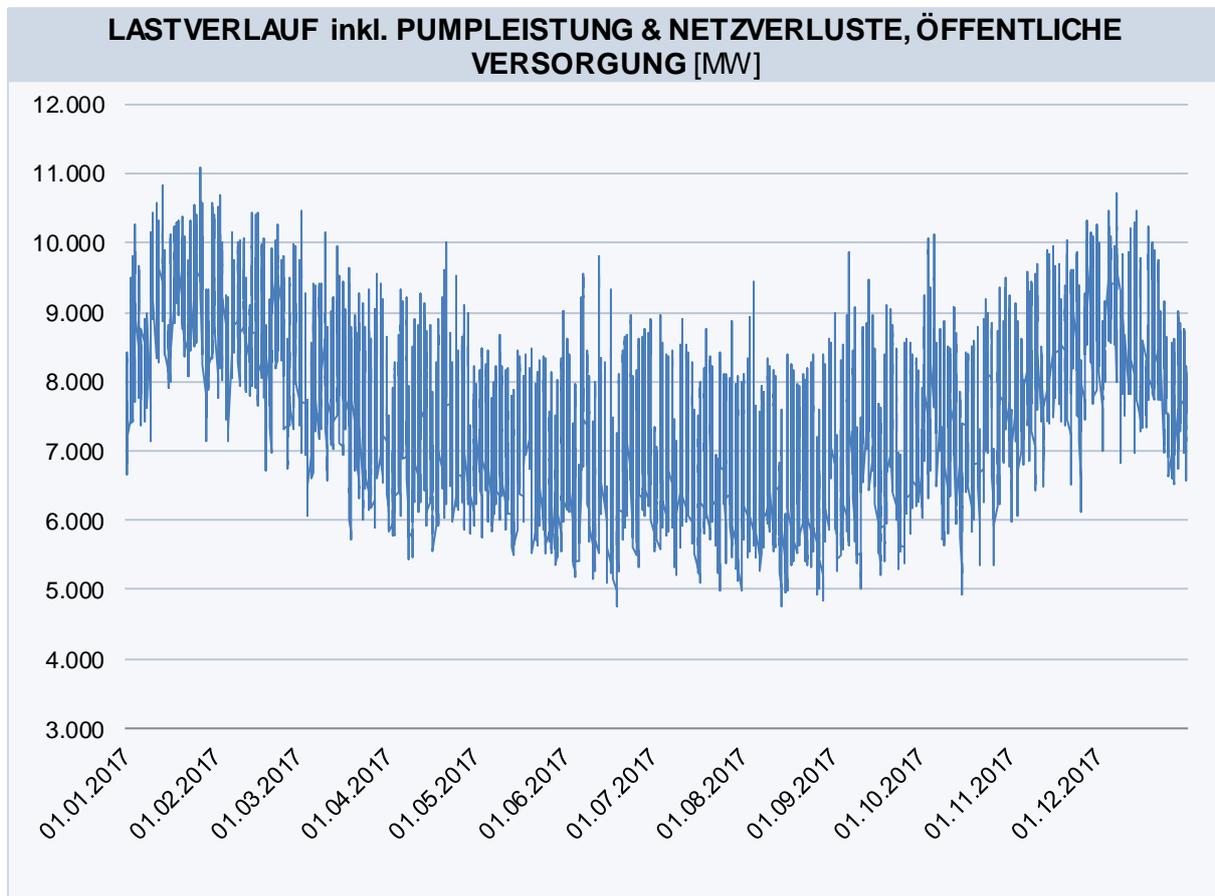


Abbildung 10: Lastverlauf inkl. Pumpleistung & Netzverluste der öffentlichen Versorgung

Wirft man einen genaueren Blick auf die Verteilung der Last nach Stunden im Jahr 2017 (siehe Abbildung 11), belief sich die Anzahl der Stunden, in denen die Last größer als 10 GW war, auf 249 oder 2,84% aller Stunden (2016: 44). Am unteren Ende wiederum gab es nur 12 Stunden (2016: 37) im Jahr, in denen die Last unter 5 GW lag oder 0,14%. Mehr als ein Viertel aller Stunden (26,9% bzw. 2364 Stunden) verzeichnet eine Last zwischen 7 und 8 GW. Kumuliert betrachtet liegt in 55% der Stunden die Last unter 8 GW, in 84% der Stunden unter 9 GW. 1164 Stunden lagen zwischen 9 und 10 GW (2016: ~1000). Dies spiegelt vor allem den kalten Wintermonat Jänner 2017 nieder.

¹⁰ Im Unterschied zum arithmetischen Mittel stellt der Median jenen Zentralwert dar, der die zur Verfügung stehende Stichprobe in zwei gleich große Hälften teilt. Diese Methode berücksichtigt somit auch die mögliche Schiefe der Stichprobenverteilung und ist auch gegenüber Ausreißern robust.

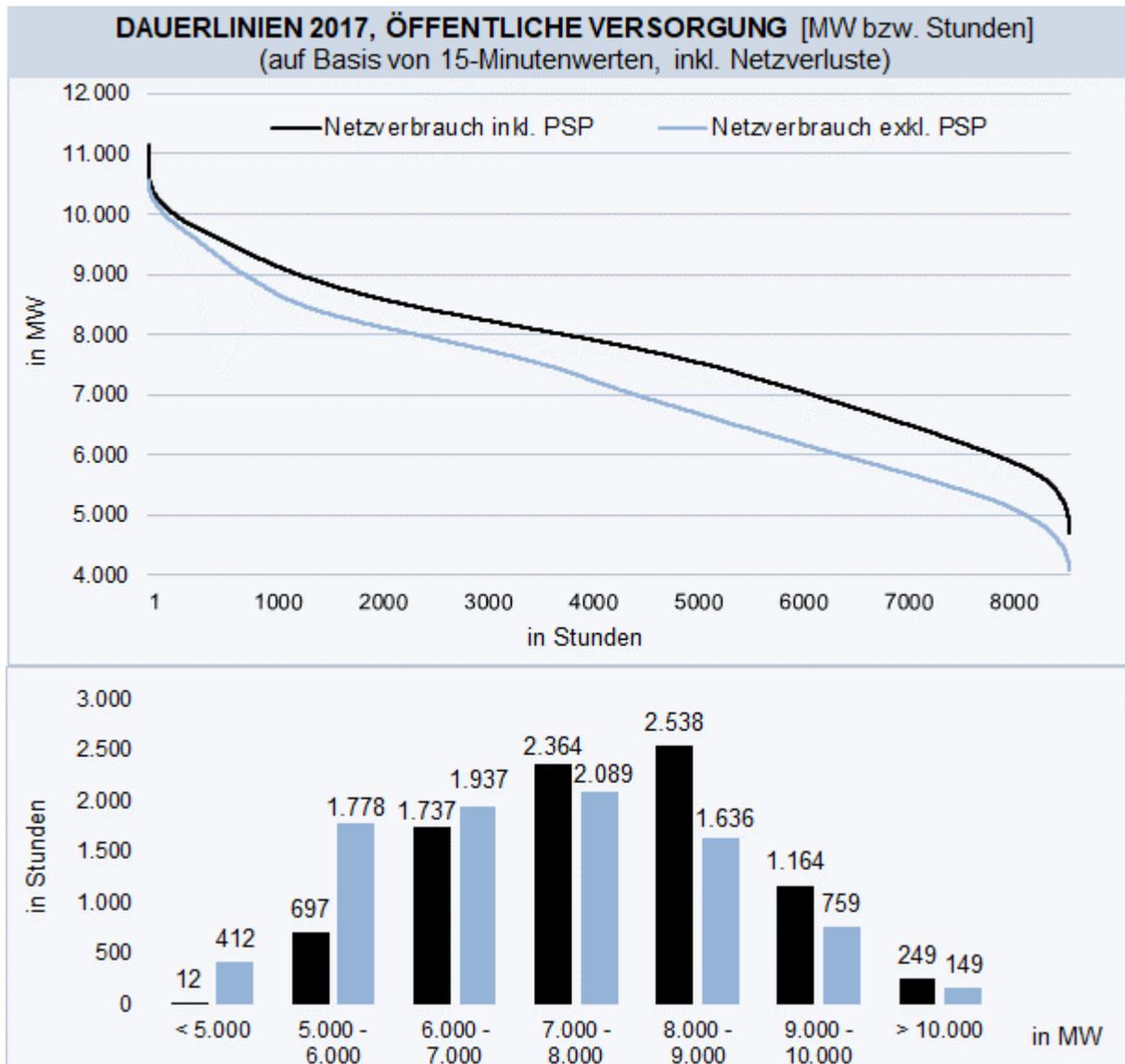


Abbildung 11: Dauerlinien und Lastverteilung 2016 (öffentliche Versorgung)

3.1.3.2 Lastverlauf inkl. Netzverlusten und Pumpleistung (Regelzone)

Der stündliche Lastverlauf in der österreichischen Regelzone inklusive des Verbrauchs für Pumpspeicherung und Netzverlusten weicht nur minimal von jenem des gesamten Bundesgebietes ab, wie sich in Abbildung 12 gut erkennen lässt. Das Maximum liegt hier bei 10.705 MW (2016:10.505) im Winter und das Minimum bei 4.535 MW (2016:4.550) im Sommer, das arithmetische Mittel bei 7.659 MW (2016: 7.453) und der Median bei 7.733 MW

2016: 7.509). Die Spannweite ist mit 6.170 MW (2016: 5.955) ein wenig niedriger verglichen mit der in Kapitel 3.1.1. beschriebenen territorialen Abgrenzung.

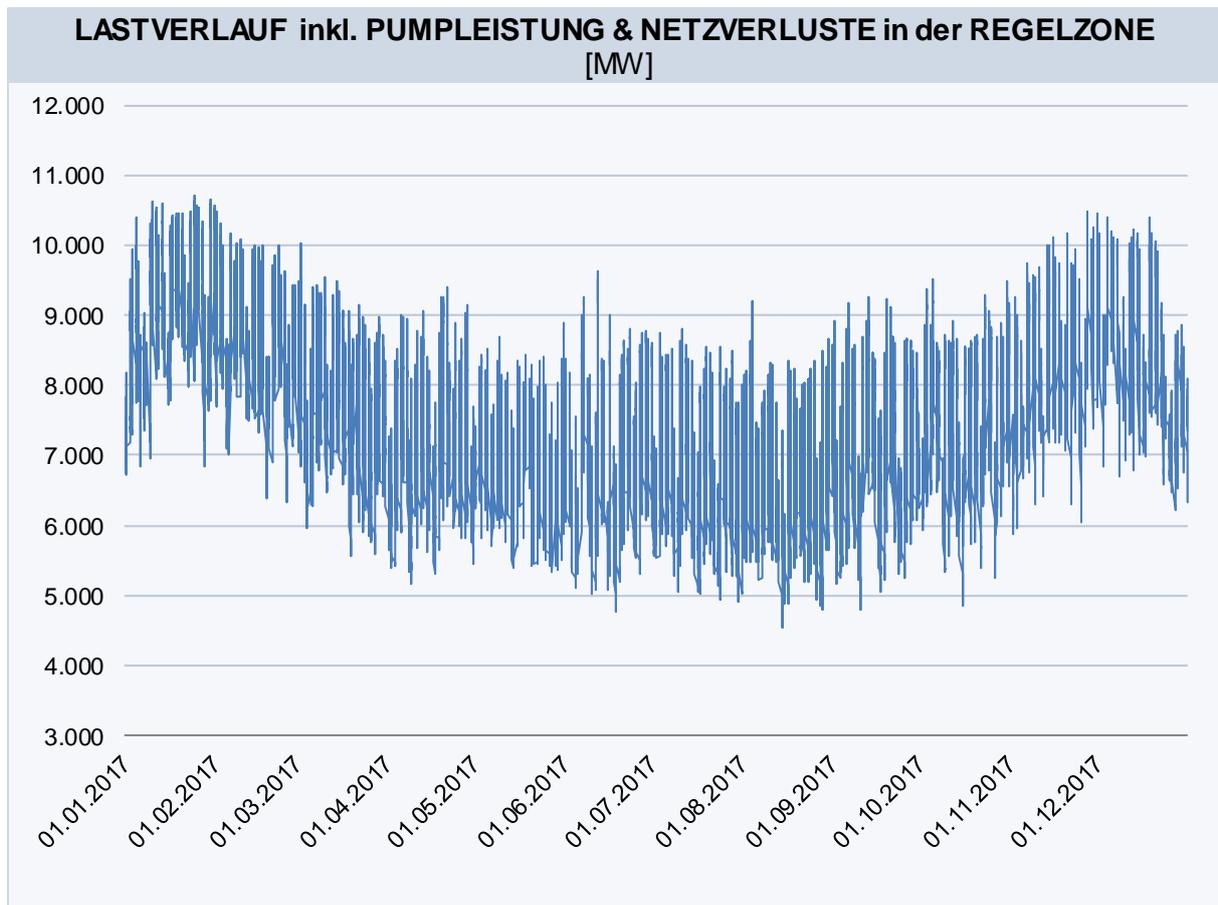


Abbildung 12: Lastverlauf inkl. Pumpleistung & Netzverluste in der Regelzone

In der Regelzone belief sich die Anzahl der Stunden, in denen die Last größer als 10 GW war auf 269 (2016: 70) oder 3,07%. Ähnlich wie in der Österreichbetrachtung gab es nur 30 (2016: 58) Stunden im Jahr oder 0,34%, in denen die Last unter 5 GW lag. Die meisten Stunden verzeichnen eine Last zwischen 7 und 8 GW in 27% des Gesamtjahres oder 2381 Stunden (2016: 2643). Kumuliert betrachtet liegt auch in der Regelzone in 59% der Stunden die Last unter 8 GW, in fast 86% der Stunden unter 9 GW. In 975 Stunden (2016: 937) des Jahres lag die Last zwischen 9 und 10 GW, wie in Abbildung 13 ersichtlich wird.

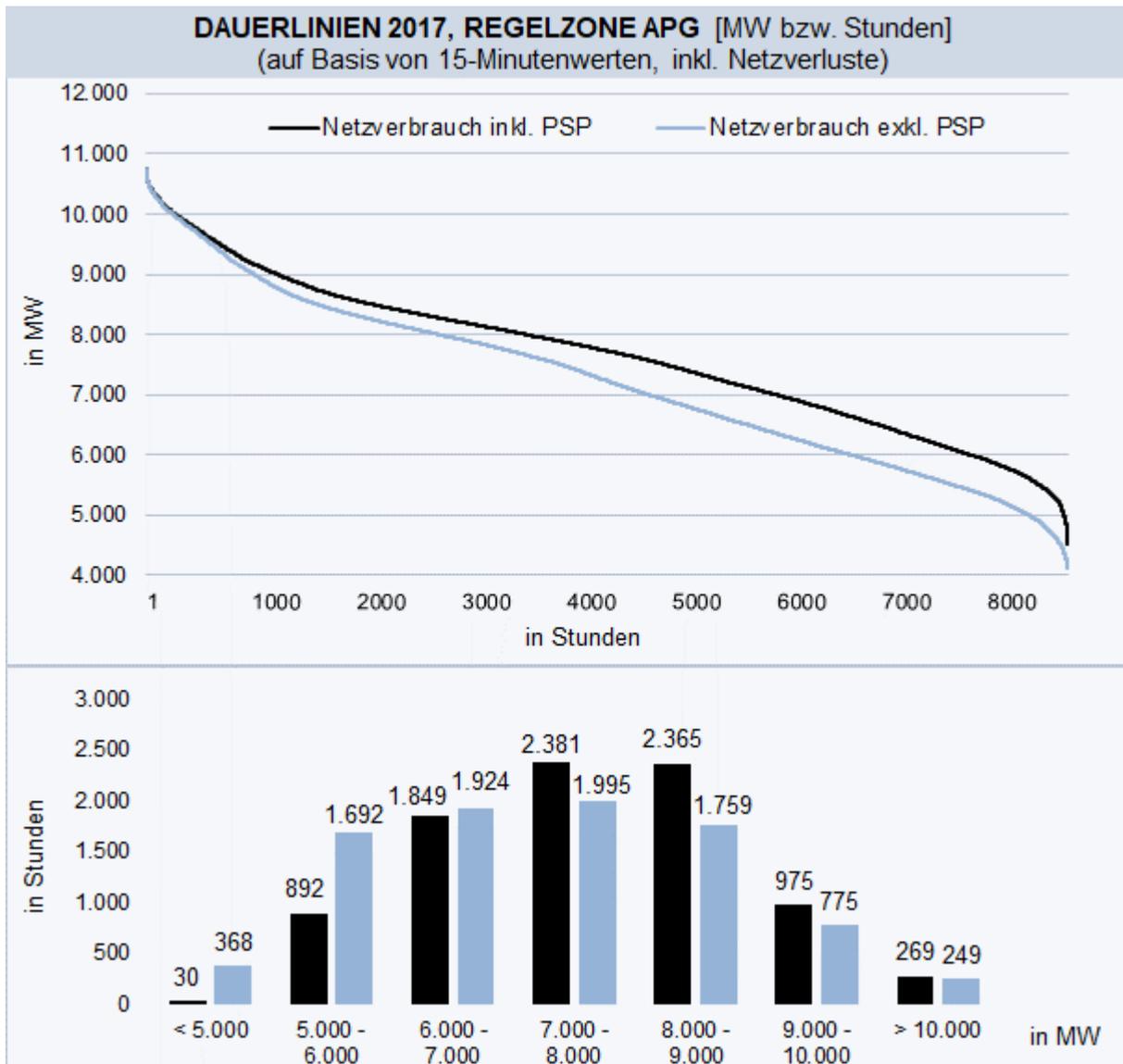


Abbildung 13: Dauerlinien und Lastverteilung 2016 (Regelzone APG)

3.1.3.3 Lastverlauf inkl. Netzverluste ohne Pumpleistung (öffentliche Versorgung)

Wenn man sich den Lastverlauf inklusive der Netzverluste, aber ohne Verbrauch für Pumpspeicherung der öffentlichen Versorgung ansieht, kann man in Abbildung 14 ein ähnliches Bild erkennen. Das Maximum liegt bei 10.535 MW (2016: 10324), das Minimum bei 4.119 MW (2016: 4118). Folglich sinkt auch der Mittelwert und Median auf 7.147 MW (2016: 7038) bzw. 7.133 MW (2016: 7027) und die Lastverteilung ist auch hier beinahe symmetrisch. Die Spannweite erhöht sich auf über 6.416 MW (2016: 6200) zwischen Minimum und Maximum der stündlichen Last.

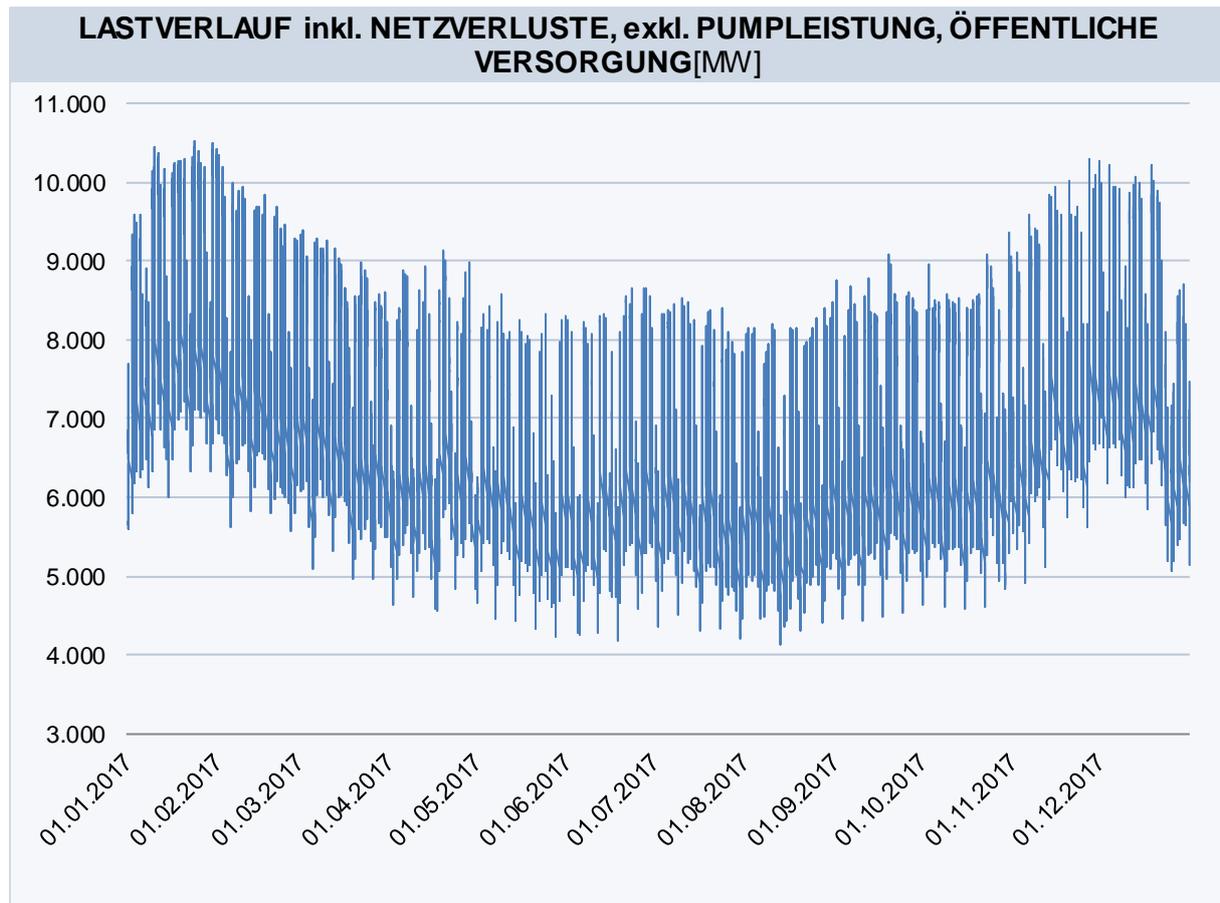


Abbildung 14: Lastverlauf inkl. Netzverluste exkl. Pumpleistung, öffentliche Versorgung

3.1.3.4 Lastverlauf inkl. Netzverluste ohne Pumpleistung (Regelzone)

Um die detaillierte Betrachtung der Last zu vervollständigen, wird schließlich in Abbildung 15 der Lastverlauf (inklusive Netzverluste) ohne Verbrauch für Pumpspeicherung in der Regelzone grafisch dargestellt.

Hierbei lag das Maximum bei 10.703 MW (2016: 10505), während das Minimum (bzw. die minimale Grundlast) bei 4.150 MW (2016: 4152) rangierte. Zusätzlich lagen sowohl der Mittelwert als auch der Median der stündlichen Last in der Regelzone geringfügig höher als in der öffentlichen Versorgung, bei 7.231 MW bzw. 7.223 MW (2016: 7125 bzw. 7117).

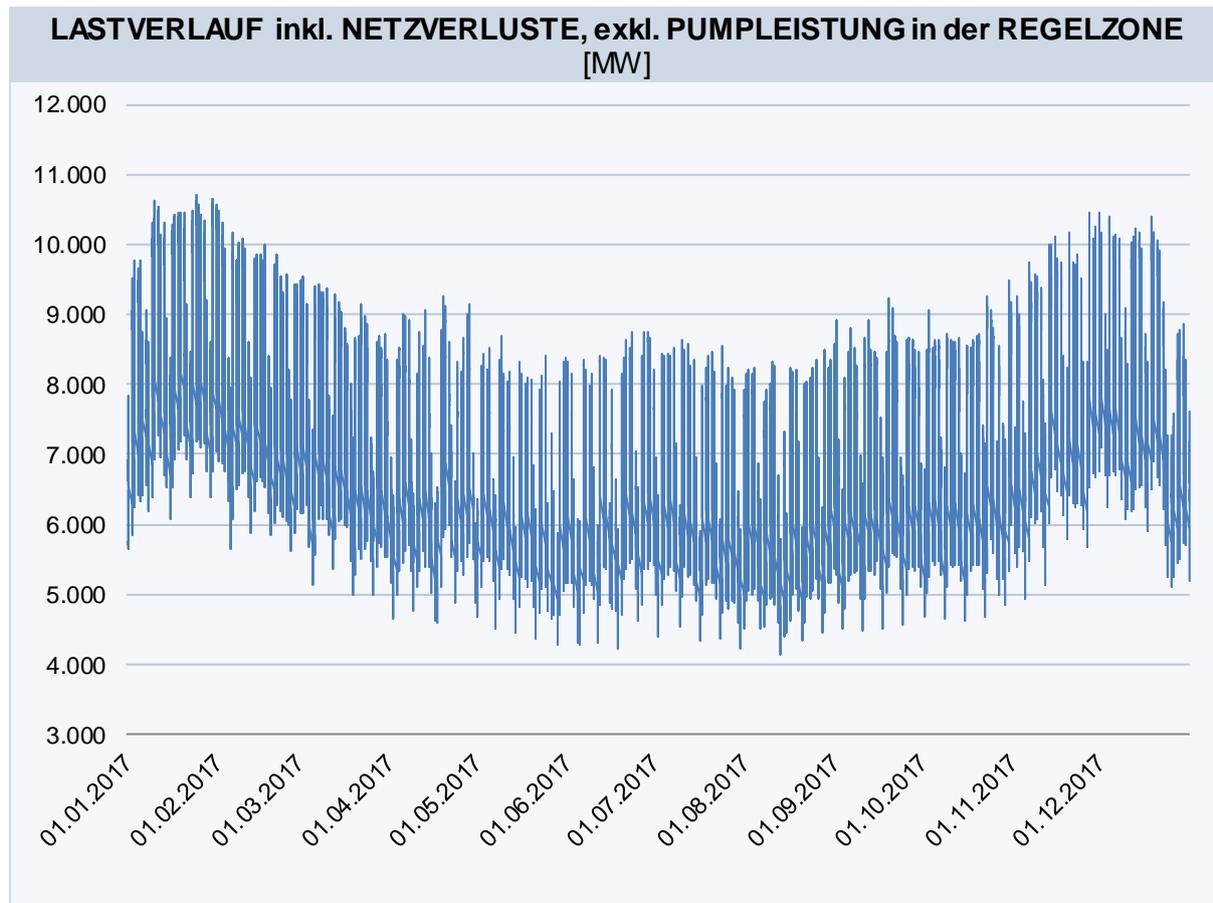


Abbildung 15: Lastverlauf inkl. Netzverluste exkl. Pumpleistung in der Regelzone

3.1.3.5 Fazit: Lastverlauf und Pumpspeicherung

Die Analyse der Werte mit und ohne Pumplast zeigt, dass die Maximallast systematisch nicht durch den Verbrauch der Pumpspeicherung beeinflusst wird, sondern lediglich die Grund- und Mittellast, da zeitlich die Pumparbeit vor allem nachts erfolgt, d.h. Off-Peak, um in den Peak Zeiten zu produzieren und von zeitlichen Preisdifferenzen profitieren zu können. Für die weitere verbrauchsseitige Modellierung, die im Abschnitt 3.2.3 genauer erläutert wird, bedeutet dieses Ergebnis, dass die Pumpleistung nicht explizit in die Prognose der Lastspitze einbezogen werden muss.

Ein Vergleich der Werte für die öffentliche Versorgung und die Regelzone zeigt, dass der Unterschied marginal ist. Die stündliche Verteilung der Last zeigt auch, dass in rund 90% aller Stunden die Last unter 9 GW liegt, in über 99% der Fälle unter 10 GW.

3.1.4 Stromverbrauch

Neben verbindlichen internationalen Beschlüssen zur Erreichung der Klimaziele, der schwachen Wirtschaftsdynamik der letzten Dekade und Energieeffizienzmaßnahmen, haben sich die zumeist stabilen Zuwächse des Stromverbrauchs, die während der 80er, 90er und auch im ersten Jahrzehnt des neuen Millenniums auftraten, stark abgemildert. Anhand der Abbildung 16 ist klar erkenntlich, dass sowohl der energetische Endverbrauch als auch der

Bruttoinlandsstromverbrauch trotz des auftretenden Bevölkerungswachstums äußerst konstant verlief.

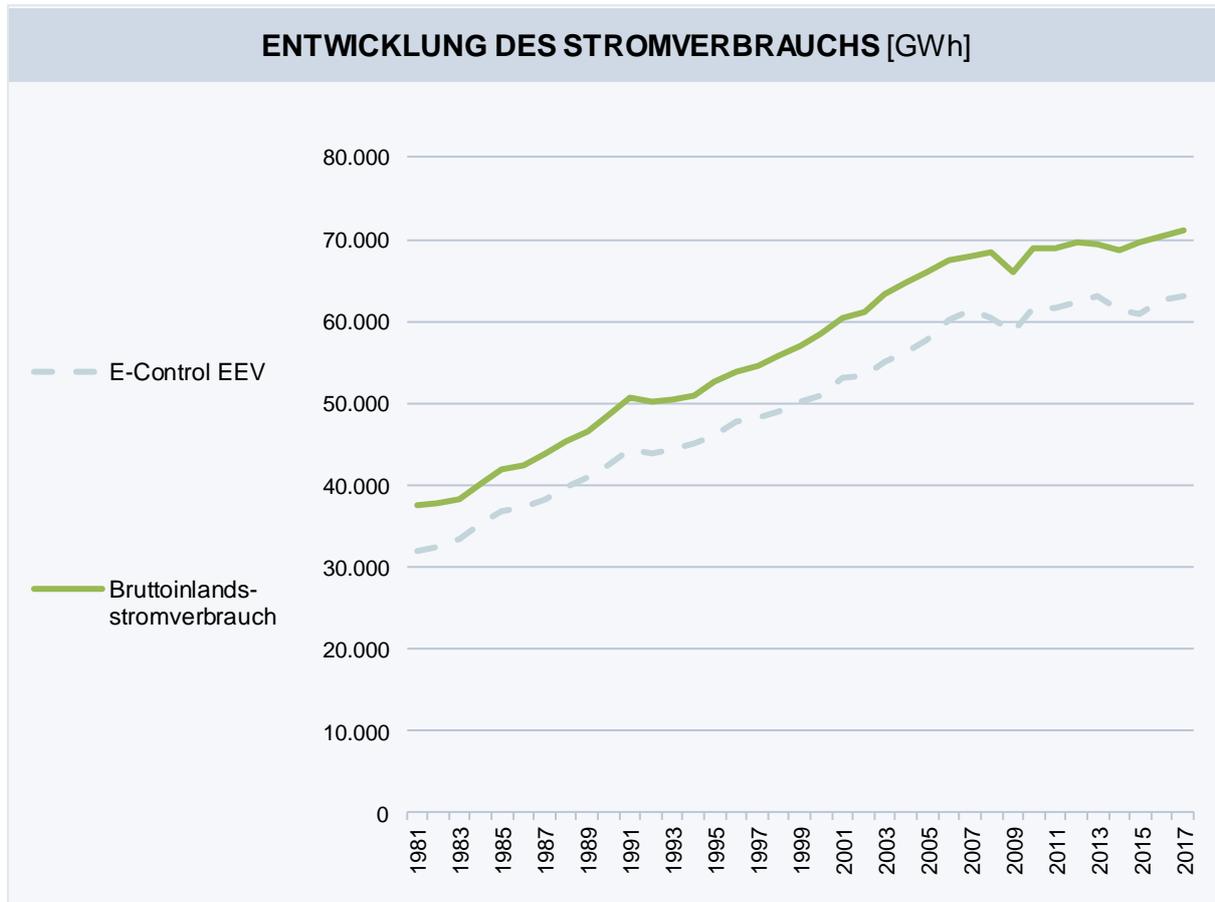


Abbildung 16: Entwicklung des EEV & Bruttoinlandsverbrauch

3.1.5 Pumparbeit

3.1.5.1 Pumparbeit der öffentlichen Versorgung

In Abbildung 17 ist die Pumpleistung der Speicherkraftwerke auf Stundenbasis für das Jahr 2017 im Rahmen der öffentlichen Versorgung dargestellt. Wenig überraschend lag das Minimum bei 0, das Maximum zu einer Stunde bei 2.844 MW (2016: 3068). Durch größere Ausreißer in den Daten liegt auch der Mittelwert mit 633 MW (2016: 510) deutlich höher als der Median mit 347 MW (2016: 258).

Die zeitliche Pumparbeit findet vorrangig nachts bei niedriger Last und unter Berücksichtigung der Opportunitätskosten bzw. den Preisdifferenzen zwischen Peak und Off-Peak statt. Natürlich beeinflusst wird die Pumparbeit vor allem auch von den Füllständen der Speicherbecken und den Auswirkungen des Wetters auf diese.

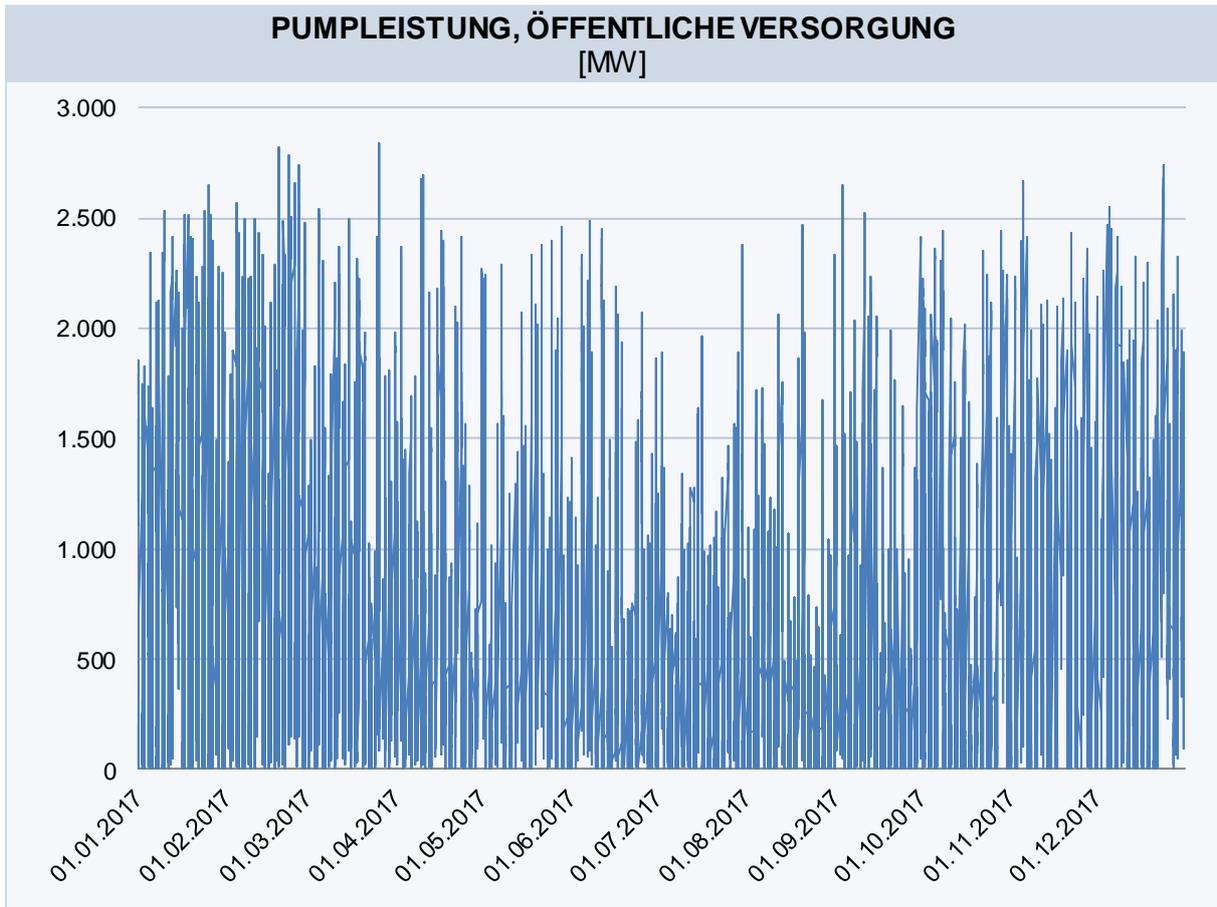


Abbildung 17: Pumpleistung, öffentliche Versorgung

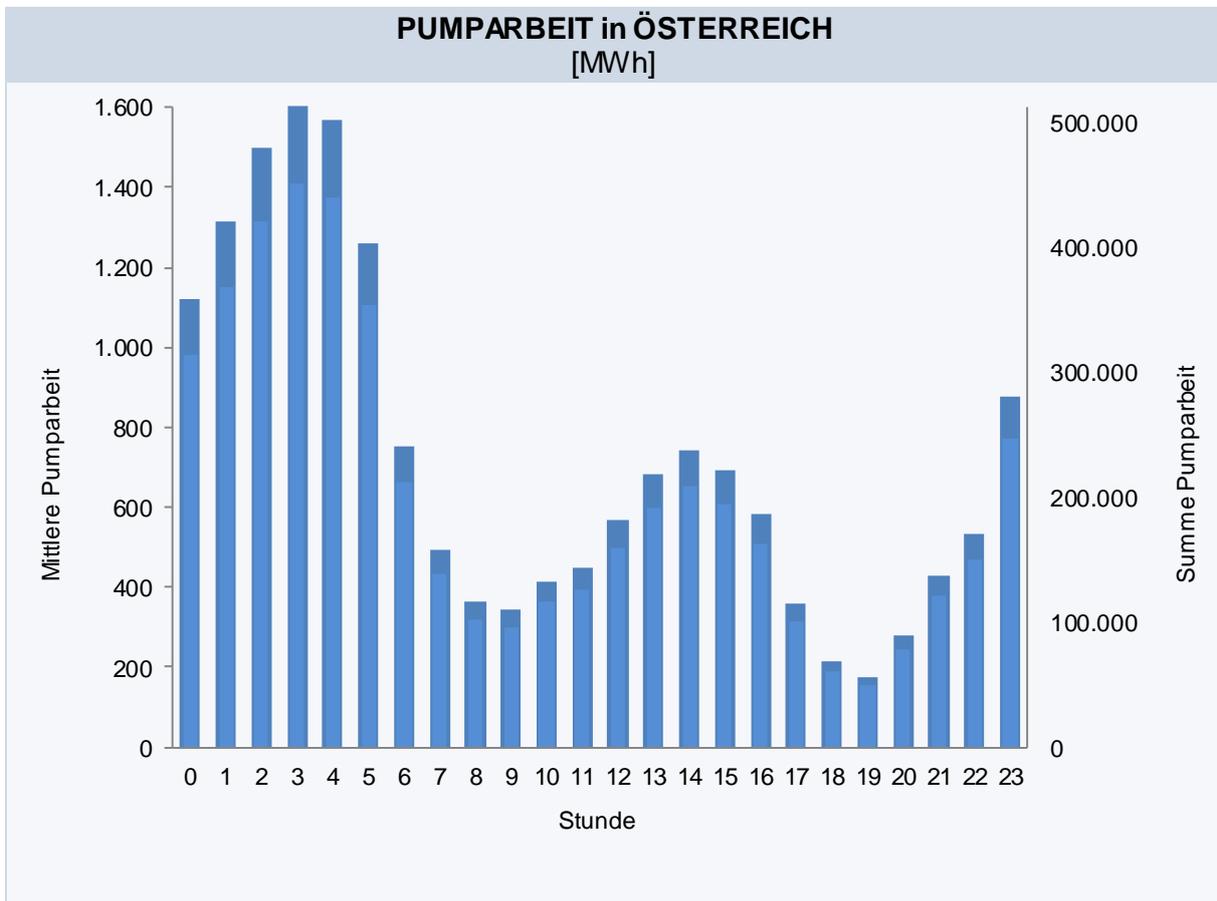


Abbildung 18: Pumparbeit der öffentlichen Versorgung je Stunde

3.1.5.2 Pumparbeit in der Regelzone

In der Regelzone lag das Maximum der stündlichen Pumpverbräuche bei 2.207 MW (2016: 2231) mit einem noch stärkeren Abstand zwischen dem arithmetischen Mittel mit 427 MW (2016: 328) und dem Median mit 130 MW (2016: 66). Der Mittelwert ist hiermit 3 Mal so groß wie der Median, in Österreich betrug die Abweichung lediglich das Doppelte. Im Jahresvergleich 2017/16 stieg die Pumparbeit demnach deutlich an.

Wenn man die Pumparbeit in der Regelzone einer näheren Betrachtung unterzieht, sieht man deutlich, dass der Großteil der Arbeit nachts verrichtet wird und somit die Last, wenn überhaupt, nur minimal zu Peak Zeiten erhöht, da in diesen Zeiten in der Regel nur produziert wird. Von dieser Regel abweichende Fahrweisen können natürlich etwa durch Abruf negativer Regelenergie tagsüber bei positivem „Delta Regelzone“ entstehen. Wie schon im Abschnitt 3.1.3.5 analysiert, hat die Pumpspeicherung somit keinen Einfluss auf die zu prognostizierende maximale Last.

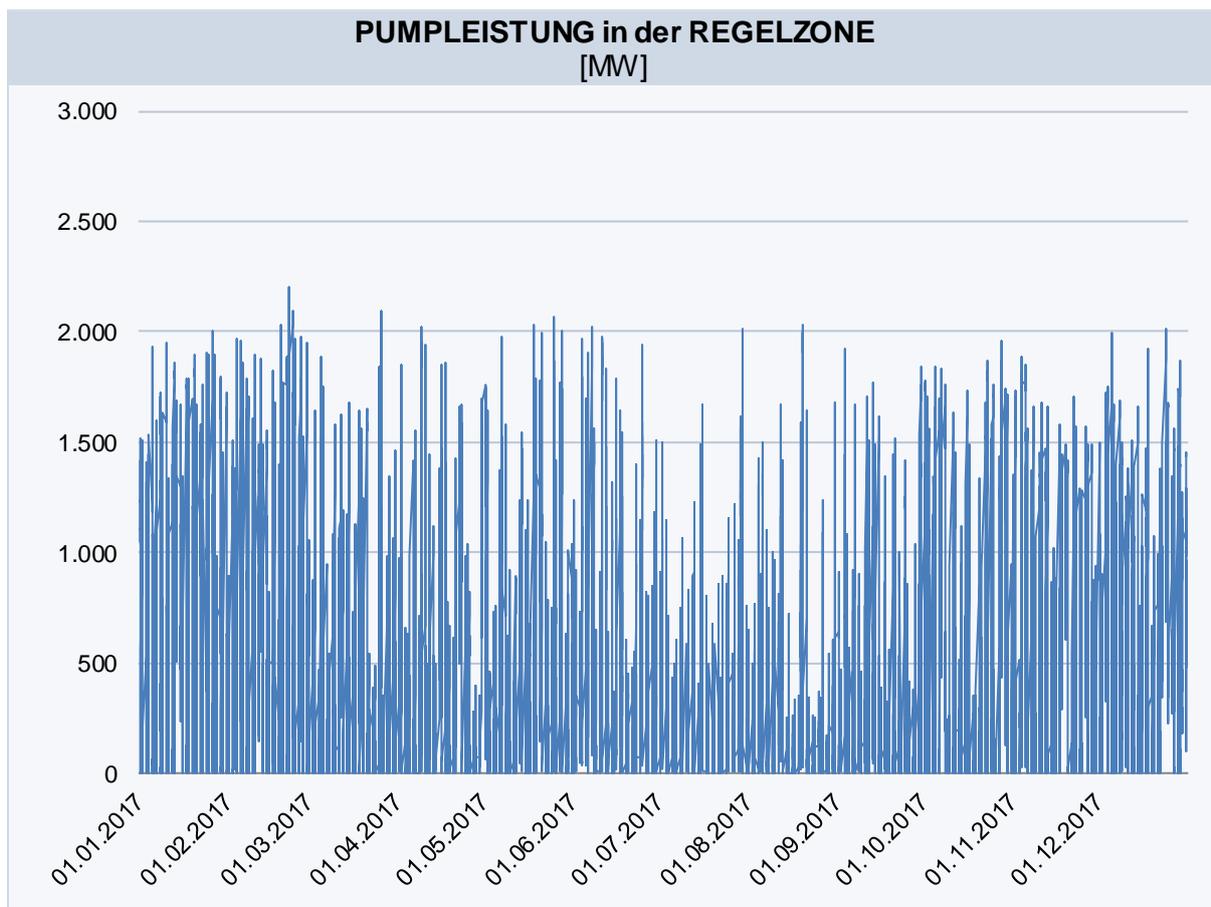


Abbildung 19: Pumpleistung in der Regelzone

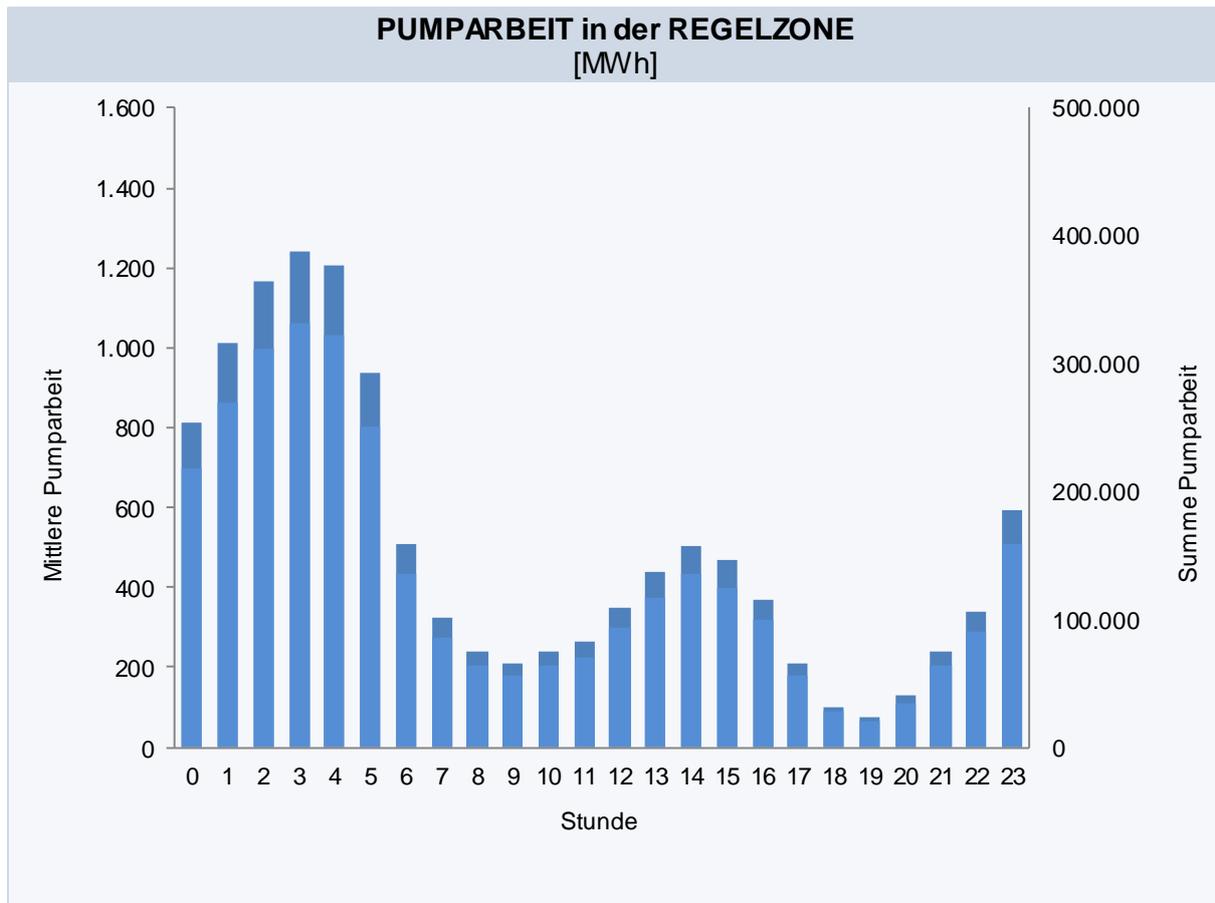


Abbildung 20: Pumparbeit in der Regelzone pro Stunde

3.2 Prognosen

3.2.1 Verbrauchsprognose der gesamten Versorgung

Zum Monitoring der Versorgungssicherheit wurde von der E-Control das Nachfragemodell „MEDA“ in der aktuellen Fassung verwendet. Dieses Modell bietet unter anderem die Möglichkeit, unter Festlegung der exogenen Parameter (Wirtschafts-, Preis-, Temperatur- und Einkommenswachstum), die Entwicklung der Stromnachfrage detailliert zu prognostizieren. Es handelt sich um ein Fehlerkorrekturmodell, das die Nachfrage sowohl für Haushalte als auch für Nicht-Haushalte schätzt:

$$\Delta \log(\text{Verbrauch Haushalte}_t) =$$

$$\alpha \times ecm_{t-1} + \beta \times \Delta \log(VPI \text{ Elek}_t) + \gamma \times \Delta \log(EK_t) + \delta \times \Delta \log(Temp_t) + \varepsilon \times (\text{Dummies})$$

$$+ u_t$$

$$\text{mit } t = 1966, 1967, \dots, T$$

wobei „ Δ “ für die erste Differenz der jeweiligen Variable steht, „ ecm_{t-1} “ den Fehlerkorrekturmechanismus darstellt, „ $VPI \text{ Elek}_t$ “ den Verbraucherpreisindex Strom zum

Zeitpunkt t beschreibt, „ EK_t “ das Einkommen der Haushalte, „ $Temp_t$ “ die Temperatur und „ $Dummies$ “ sogenannte Dummy Variablen. „ u_t “ ist die übliche normalverteilte Störvariable.

Die Nachfrage für Nicht Haushalte ist wie folgt modelliert:

$$\Delta \log(\text{Verbrauch Nicht Haushalte}_t) = \alpha \times ecm_{t-1} + \beta \times \Delta \log(P_{real}Elek_t) + \gamma \times \Delta \log(BIP_t) + \delta \times \Delta \log(Temp_t) + \varepsilon \times (Dummies) + u_t$$

$$\text{mit } t = 1966, 1967, \dots, T$$

wobei „ Δ “ für die erste Differenz der jeweiligen Variable steht, „ ecm_{t-1} “ den Fehlerkorrekturmechanismus darstellt, „ $P_{real}Elek_t$ “ den Industriepreis Strom beschreibt, „ BIP_t “ das Bruttoinlandsprodukt, „ $Temp_t$ “ die Temperatur und „ $Dummies$ “ die Dummy Variablen.

Die Summe der prognostizierten Nachfrage der Haushalte und der Nicht Haushalte ergibt den prognostizierten Verbrauch.

Auf Grundlage der Eingangsparameter wird mit dem Nachfragemodell MEDA für 2030 ein energetischer Endverbrauch von 71.173 GWh erwartet, was einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchswachstum von 0,92% für den Prognosezeitraum 2017-2030 entspricht. Hauptverantwortlich zeigt sich einerseits das niedrige Nachfragewachstum in den letzten Jahren (Ausnahme 2010), welches im Modell Eingang fand, und andererseits die gute Konjunktur, wodurch sich das jährlich prognostizierte mittlere Stromverbrauchswachstum im Vergleich zum Vorjahr von 0,46% auf 0,92% sogar verdoppelt hat. Dies entspricht etwa dem Durchschnitt der letzten 5-10 Jahre, welche die Modellergebnisse besonders beeinflussen. Allfällige wesentliche Änderungen der Rahmenbedingungen, wie zum Beispiel der Elektrifizierung im Verkehr oder der Industrie, sinkende Effizienzfortschritte etc., würden entsprechend andere Ergebnisse mit sich bringen. Besonders die kontinuierliche Steigerung der Maximallast in den letzten 3 Jahren beeinflusst die Prognose. Eine kurze Diskussion dazu findet sich in Kapitel 7.

3.2.2 Unterschiedliche Modelle im Vergleich

Vergleicht man die Prognose der E-Control mit der aktuellsten veröffentlichten Verbrauchsprognose der Europäischen Kommission für Energie und Verkehr (DG ENER, Reference Scenario 2016) sowie den Prognosen der ENTSO-E (MAF), so ist festzuhalten, dass einheitlich eine Verlangsamung des Stromverbrauchswachstums erwartet wird, jedoch mit unterschiedlichen Ausprägungen: DG ENER kommt mit ihrem Modell PRIMES auf ein durchschnittliches Wachstum zwischen 2017 und 2020 von 0,75% und zwischen 2020 und 2030 von 0,76%. Damit korrigiert sie ihre Prognose von ursprünglich 1,3% für den Zeitraum 2010-20 deutlich nach unten, der Ausblick von 2020-30 bleibt hingegen mit der letzten

Prognose fast unverändert. Diese Revision der Prognose fußt auf einem Update der Zeitreihen von EUROSTAT sowie veränderter Annahmen der künftigen Entwicklung des BIP, einem aktualisierten Bevölkerungswachstum etc.

Die ENTSO-E wiederum erwartet in ihrem „Mid-Term Adequacy Forecast 2017“ einen durchschnittlichen Stromverbrauchszuwachs in Österreich bis 2020 von 0,56% und einen Zuwachs von jährlich rund 0,25 % zwischen 2020-25. Das ist ein merklicher Rückgang gegenüber den früheren ENTSO-E Prognosen. In der nachstehenden Abbildung 21 werden die beschriebenen unterschiedlichen Szenarien nochmals zusammenfassend dargestellt, für die Zeit von 2025-30 wurde für die ENTSO-E das durchschnittliche jährliche Wachstum bis 2030 fortgeschrieben. Durchschnittlich rechnet also die ENTSO-E mit einer jährlichen Steigerung von 0,32%. Das ökonomische Modell der E-Control geht ebenso von einem stärkeren Anstieg zu Beginn des Prognosehorizonts mit abflachender Wirkung bis Ende 2030 aus. Das durchschnittliche Wachstum schlägt sich mit 0,92% jährlich nieder.

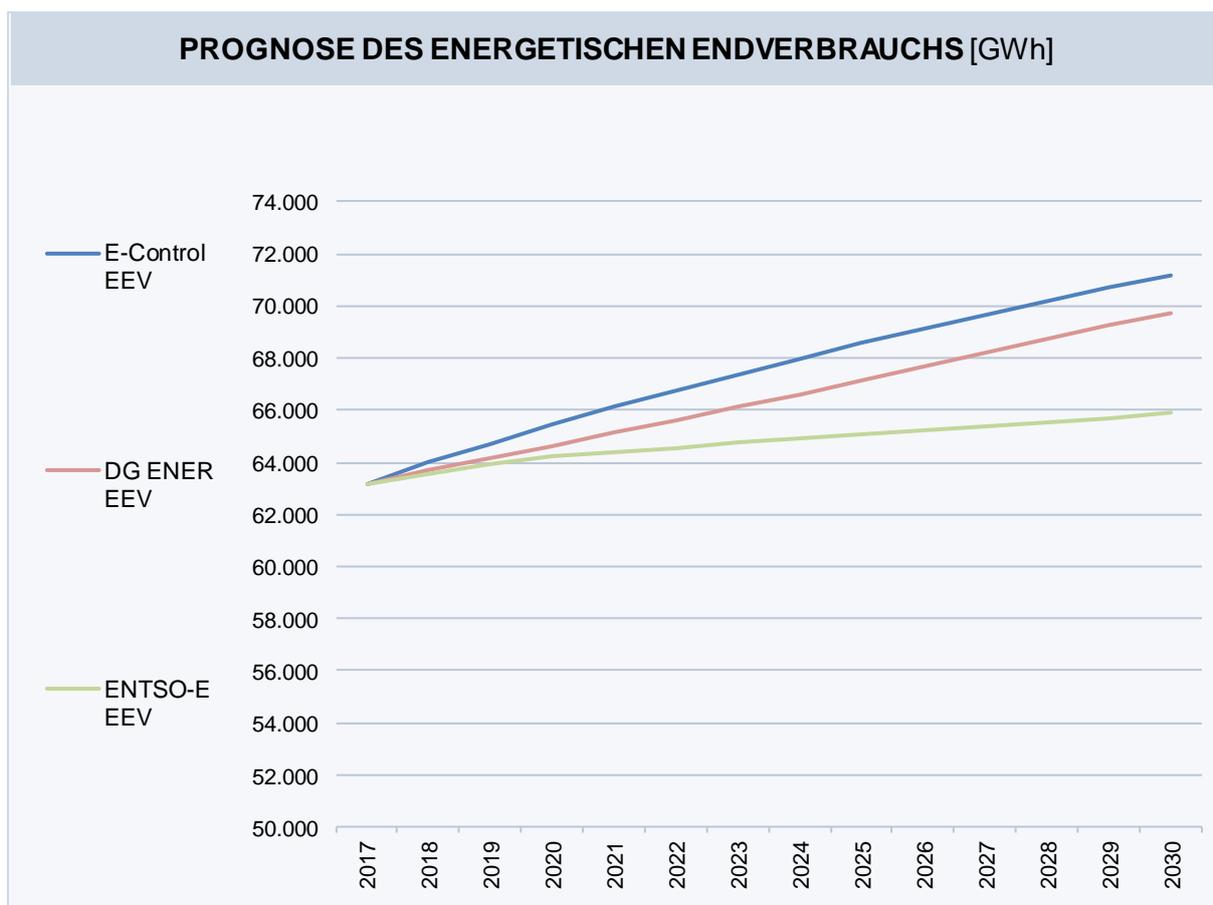


Abbildung 21: Prognose des EEV

3.2.3 Leistungsprognose der gesamten Versorgung

Die Prognose der maximalen Last ergibt sich ebenfalls durch den ökonometrischen Ansatz eines Fehlerkorrekturmodells, wobei „ Δ “ für die erste Differenz der jeweiligen Variable steht und „ ecm_{t-1} “ der Fehlerkorrekturmechanismus ist. Die Verwendung eines Fehlerkorrekturmodells wird insbesondere deshalb notwendig, da die Lastspitze „ $Spitzenlast_t$ “ und der Verbrauch „ $Verbrauch\ Gesamt_t$ “ kointegriert sind, d.h. es existiert eine Linearkombination zwischen diesen beiden nicht-stationären Prozessen, die stationär ist. Der in diesem Modell exogen gegebene Gesamtverbrauch wurde im ersten in Kapitel 3.2.1. dargestellten Modell ermittelt.

$$\Delta \log(Spitzenlast_t) = \alpha \times ecm_{t-1} + \beta \times \Delta \log(Verbrauch\ Gesamt_t) + u_t$$

$$\text{mit } t = 1966, 1967, \dots, T$$

Die Maximallast sowie der Verbrauch werden hinsichtlich der gesamten im Bundesgebiet notwendigen Versorgung bemessen und sind somit höher als dies für die öffentliche Versorgung notwendig wäre. Bei der Differenz zwischen öffentlicher und gesamter Erzeugung handelt es sich hier um Eigenerzeuger, die ihre produzierte Energie simultan verbrauchen, ohne ins öffentliche Netz einzuspeisen. Lediglich der allfällige Überschuss wird ins öffentliche Netz eingespeist. Der Einbeziehung der Eigenerzeuger in den Kraftwerkspark steht die Prognose der Maximallast der gesamten Versorgung (also auch inklusive des Verbrauchs der Eigenerzeuger) gegenüber.

Bis 2030 wird die maximale Last der gesamten Versorgung zwischen 12331 und 12501 prognostiziert, wie in Abbildung 22 zu sehen ist. (Konfidenz Intervall: 95%)

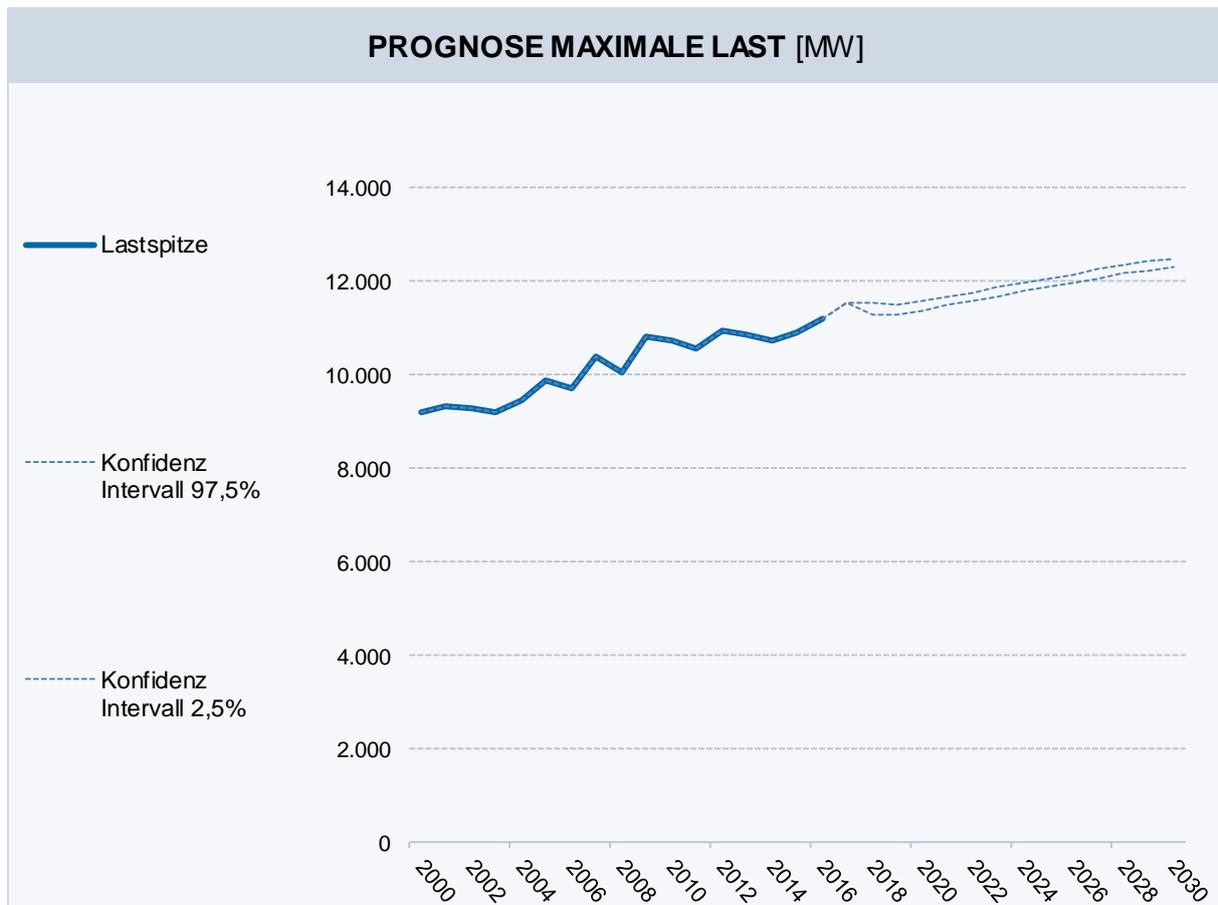


Abbildung 22: Prognose Maximale Last

4 Bedarfsdeckung

4.1 Bestandsaufnahme

4.1.1 Kraftwerke

Der österreichische Kraftwerkspark besteht im Wesentlichen aus fünf Technologien, der Wärmekraft, der Speicherwasserkraft, der Laufwasserkraft, der Windkraft und der Photovoltaik. 2017 betrug die Engpassleistung des Kraftwerksparks in Österreich mit meldepflichtigen Erzeugern, die eine Mindestbruttoengpassleistung von 1 MW aufweisen, 23,5 GW. Diese verteilten sich auf 5,4 GW Lauf-, 8,4 GW Speicher-, 7,1 GW Wärme-, 2,6 GW Wind- und 0,033 GW Photovoltaikkraftwerke¹¹. Dieser Kraftwerkspark wird auch für die Berechnung der gesicherten Leistung, abzüglich der Photovoltaik und abzüglich 85% der installierten Windkapazität, herangezogen.

Um den vollständigen Kraftwerkspark zu erhalten, müssen die Daten nicht meldepflichtiger Kraftwerke mittels Verwaltungsdaten der Herkunftsnachweisdatenbank ergänzt werden. In dem folgenden Kapitel wird die Entwicklung des gesamten Kraftwerksparks, sowohl für Österreich als auch für die Regelzone dargestellt. Dieser beläuft sich insgesamt auf 25,4 GW für die gesamte Versorgung bzw. auf 23,6 GW für die Regelzone.

4.1.1.1 Gesamter Kraftwerkspark in Österreich

Historisch betrachtet hat sich der Kraftwerkspark seit 2001 sehr unterschiedlich entwickelt, wie in Abbildung 23 zu sehen ist: Die Speicherwasserkraft hat in diesem Zeitintervall im Schnitt um ca. 2% jährlich an Engpassleistung zugelegt, von 6396 MW im Jahr 2001 auf 8436 MW Ende 2017. Die Laufwasserkraft hingegen wuchs im Schnitt um 1% jährlich, von über 5272 MW auf knapp 5714 MW. Die Wärmekraft verzeichnete im Schnitt ebenfalls 0,8% Wachstum, von 6422 MW auf 7183 und die Zahl der Anlagen/Blöcke hat sich mehr als verdoppelt. Betrachtet man jedoch die letzten 5 Jahre, sieht man einen deutlichen Rückgang der Engpassleistung der Wärmekraft (inklusive Eigenerzeuger) von im Schnitt 2,8% per anno oder 28 Anlagen/Blöcke insgesamt seit Anfang 2012. Die Engpassleistung der Wärmekraft der gesamten Versorgung sank vom Spitzenwert von 8285 MW Anfang 2012 auf 7183 MW Ende 2017.

¹¹ herangezogener Kraftwerkspark ohne Haushalte.

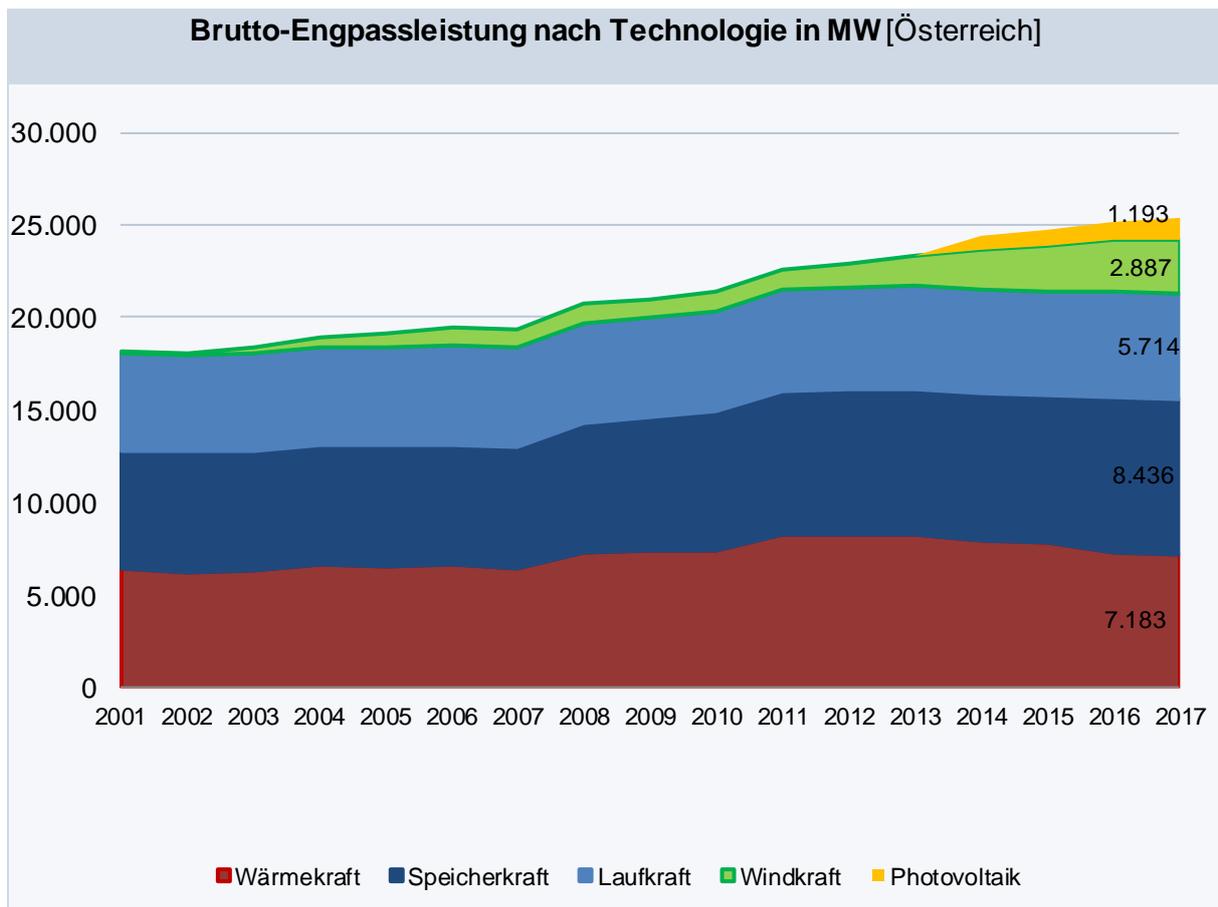


Abbildung 23: Brutto EPL nach Technologie in MW gesamte Versorgung

Die Engpassleistung der Windanlagen wuchs in den letzten 15 Jahren von 139 MW auf über 2887 MW Ende 2017. Die Anzahl der Anlagen legte um über 400 zu, von 99 auf 529. Auch die Photovoltaik verzeichnete einen starken Zuwachs, genauere Daten hierfür liegen erst seit 2014 vor: Die Engpassleistung erhöhte sich von 724 MW auf mittlerweile 1193 MW und über 115.000 Anlagen.

4.1.1.2 Gesamter Kraftwerkspark in der Regelzone

Abgesehen von der Speicherwasserkraft entspricht der Kraftwerkspark der Regelzone in großen Teilen dem Kraftwerkspark der öffentlichen Versorgung. In der Regelzone ist die vorherrschende Technologie gemessen an der Engpassleistung die Wärmekraft, gefolgt von Speicher- und Laufkraftwerken, Windparks und Photovoltaik bilden das untere Ende der Skalierung. Auch in der Regelzone ist die Brutto-Engpassleistung der Speicherwasserkraft

gestiegen, die Zuwächse der Wärmekraft, Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik entsprechen denen der öffentlichen Versorgung¹².

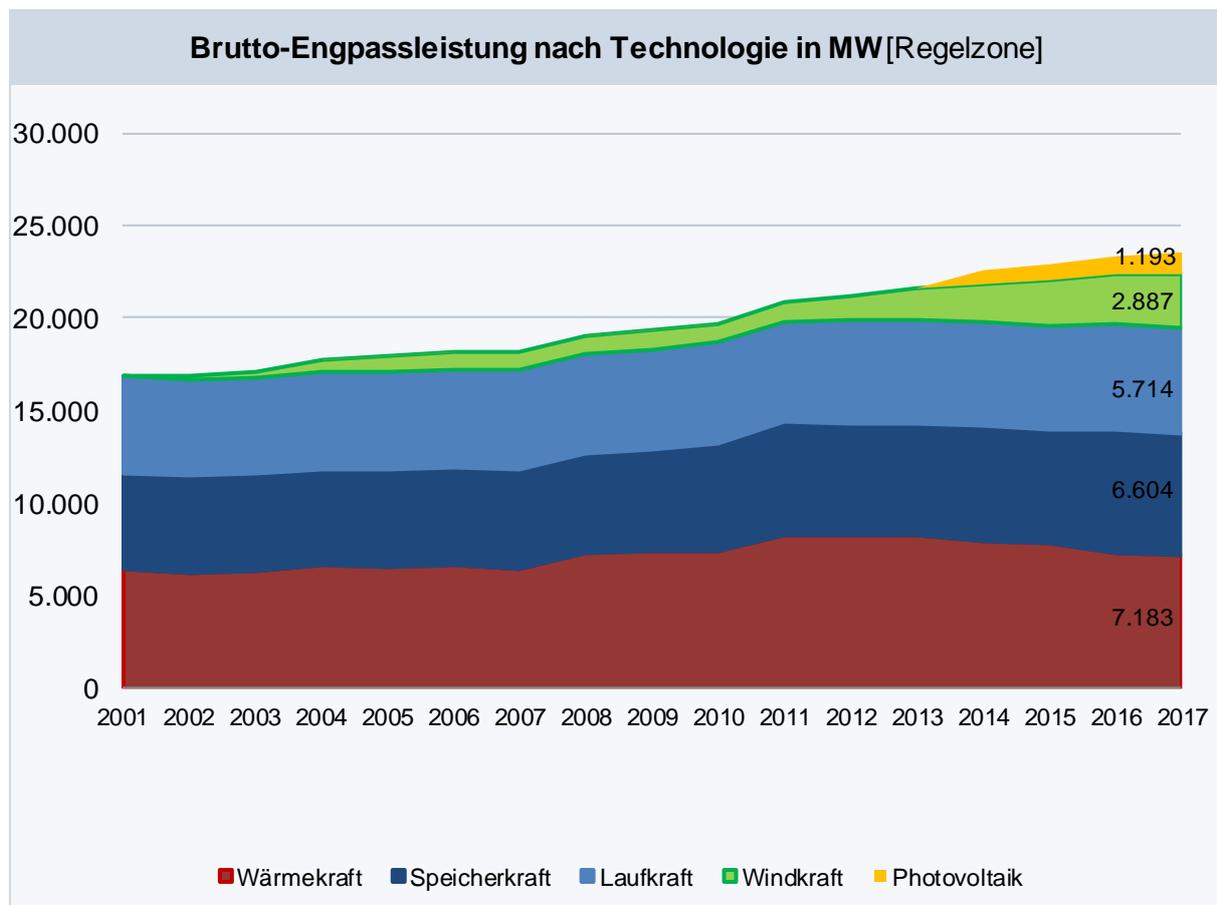


Abbildung 24: Brutto EPL nach Technologie in MW Regelzone

4.1.2 Produktion

Die tatsächliche Stromerzeugung Österreichs ist von einer Fülle von Faktoren abhängig - der zur Verfügung stehende Kraftwerkspark determiniert lediglich die maximalen Erzeugungsmöglichkeiten. Ob und in welchem Umfang diese Produktionskapazitäten genutzt werden (können), wird anhand komplexer Entscheidungsprozesse, technischer Gegebenheiten und von Umweltbedingungen bestimmt. Die 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.

¹² Vereinfachend werden die Kleinanlagen der Regelzone zugerechnet.

4.1.2.1 Statistische Mittelwerte der stündlichen Produktion

Unterzieht man die Produktion nach Technologie einer stündlichen Auswertung (z.B. Mittelwerte pro Stunde), lassen sich die Produktionscharakteristika, gemeint ist hiermit das stündliche Einspeiseprofil der eingesetzten Technologien, gut erkennen. So produzieren vor allem Wärmekraftwerke und Speicherkraftwerke zu Peak Zeiten, während Windkraftwerke zeitlich kurzfristig kein Muster, die Laufwasserkraft mit Schwellbetrieb ein geringes Muster erkennen lassen.

Der Mittelwert pro Stunde bei Laufwasserkraft betrug 2325 MW (2016: 2425), Minimum und Maximum der Mittelwerte bewegten sich nahe dem Mittelwert. Das entspricht einer konstanten Erzeugung über alle Stunden. Anders formuliert sorgt die Laufwasserkraft somit für die teilweise Deckung der Grundlast, mitunter deshalb, weil die Laufwasserkraft saisonal und jährlich schwankt. Wind lag 2017 durchschnittlich bei 745 MW (2016: 590), mit einem Stundenminimum um 647 MW (2016: 513) und einem Maximum der Mittelwerte pro Stunde bei 805 MW (2016: 625).

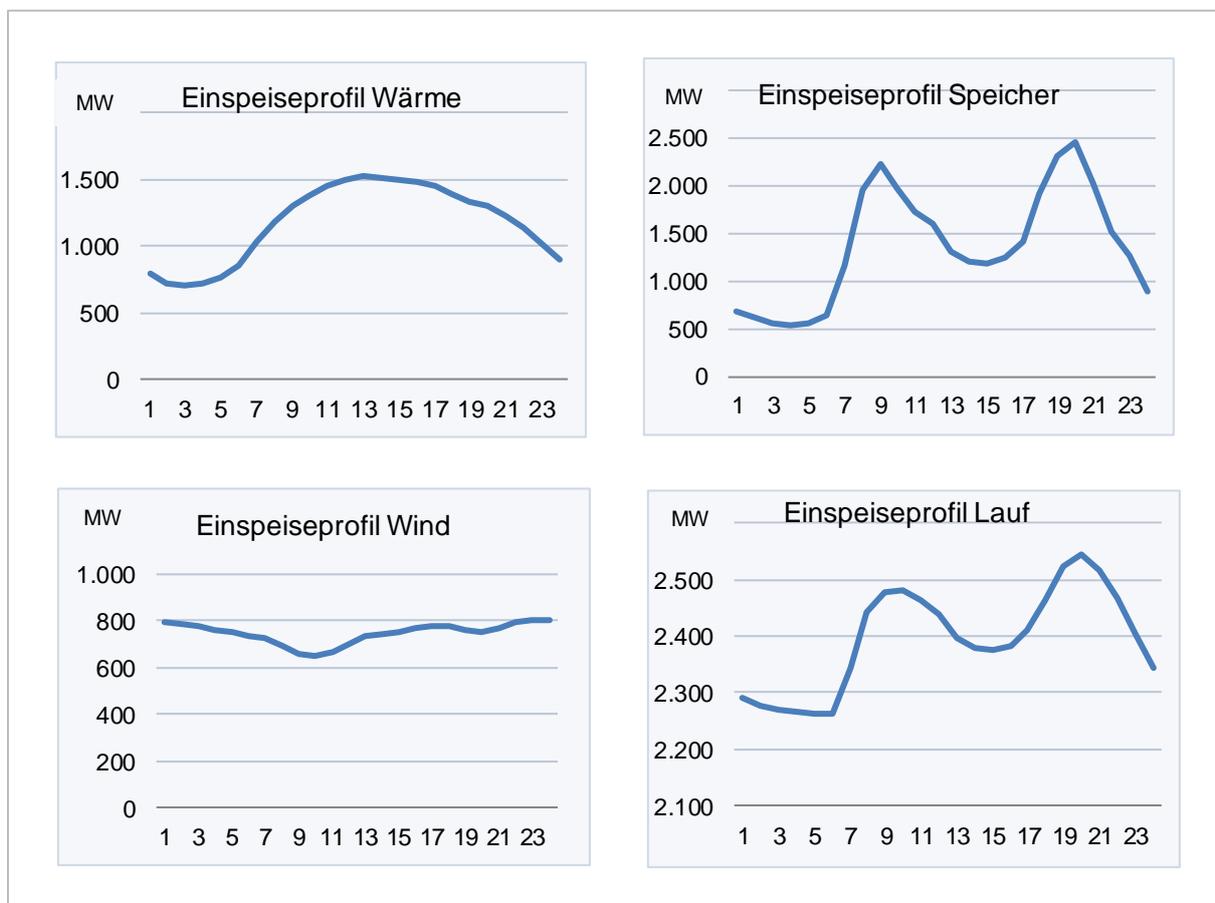


Abbildung 25: Ermittelte Einspeiseprofile anhand von stündlichen Mittelwerten

Saisonal gesehen gibt es einige Unterschiede zwischen den verschiedenen Technologien, wie die Daten des Vorjahres belegen: Lauf- und Speicherkraftwerke produzierten durchschnittlich

im Jänner am wenigsten und erreichten Anfang Sommer die Maxima. Entgegengesetzt produzierten Wärmekraftwerke durchschnittlich am meisten im Winter und am wenigsten im Sommer, da durch Auskoppelung von Wärme sektorübergreifend produziert werden kann (Fernwärme, sofern die nötige Infrastruktur vorhanden ist) und auch die verfügbare Leistung der Laufwasserkraft durch ein geringeres Wasserdargebot eingeschränkt ist. Ohne Berücksichtigung der saisonalen Muster produzierten heimische Wärmekraftwerke im Vorjahr im Mittel 1177 MW (2016: 943) zu jeder Stunde, rangierend von 714 MW (2016: 673) nachts bis 1523 MW (2016: 1091) tagsüber.

Ähnlich sah es bei Wind aus, mit den stündlichen Minima der Mittelwerte im Sommer und Maxima im Winter wie in Abbildung 26 ersichtlich wird. Bei genauerer Betrachtung belegen die Daten, dass die saisonalen Effekte wesentlich stärker sind als die stündlichen Effekte. Zwar gibt es kleine stündliche Differenzen, die Differenzen zwischen Winter und Sommer bzw. den einzelnen Monaten sind jedoch viel stärker. In Zahlen ausgedrückt brachte es Windkraft 2015 und 2016 im Durchschnitt relativ konstant auf ca. 2000 Volllaststunden verglichen mit über 5000 Volllaststunden bei Laufwasser, 2017 erreichte Wind über 2270 Volllaststunden.

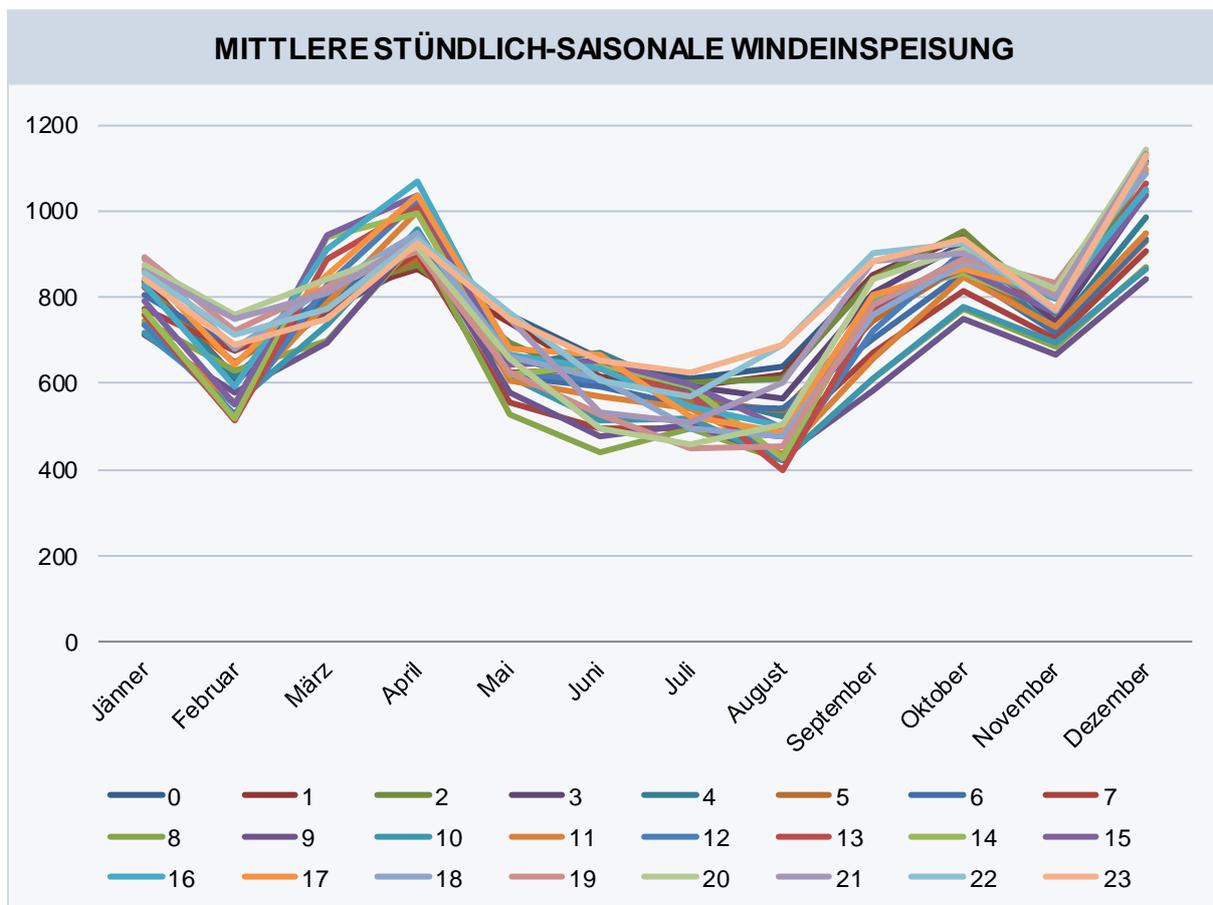


Abbildung 26: Mittlere stündlich-saisonale Windeinspeisung

Interessant sind auch die viertelstündlichen „Load Ramps“ der Winderzeugung im Jahresverlauf 2017 und auch die Jahre davor. So gibt es die Ausreißer des stündlichen Anstiegs der Windeinspeisung vor allem nach oben, die über die negative Regelenergie ausbalanciert werden müssen.

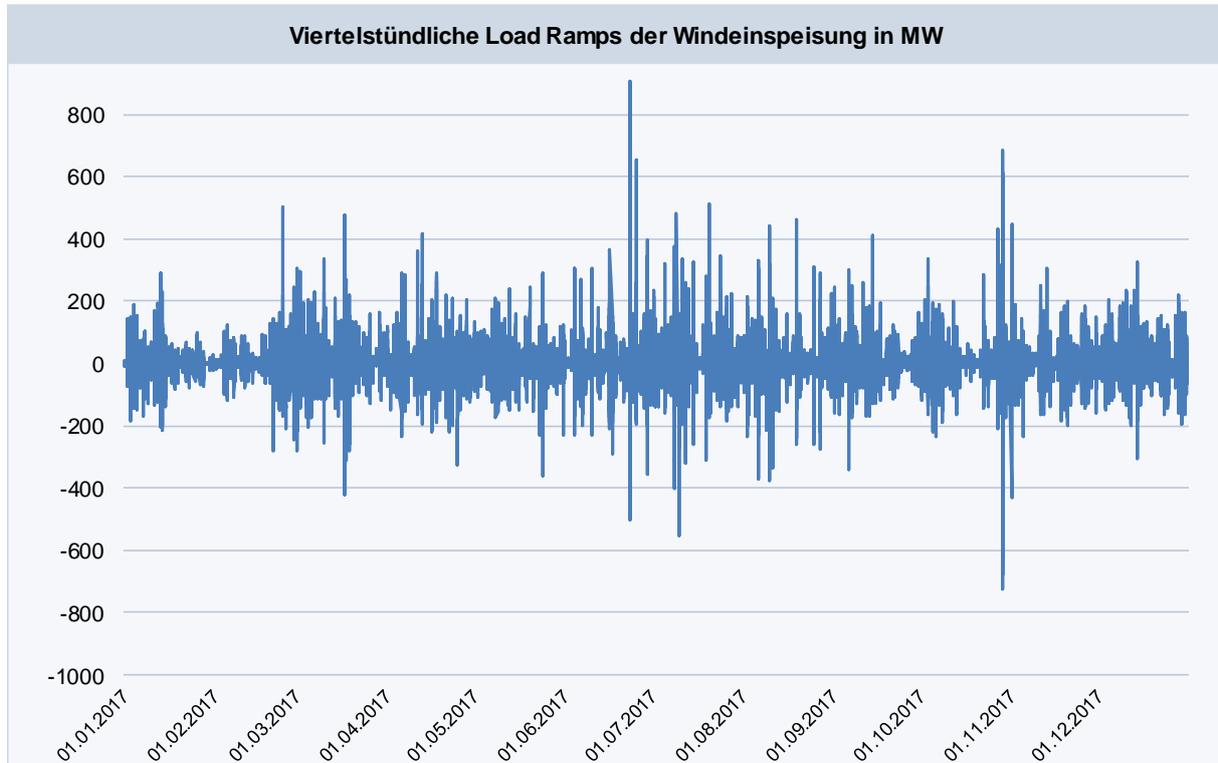


Abbildung 27: Viertelstündliche Load Ramps der Windeinspeisung in MW

Ein genauerer Blick in die Daten zeigt des Weiteren, dass sich sowohl der Mittelwert als auch der Median um die Zahl 0 bewegen. Auch grafisch lässt sich erkennen, dass sich der Großteil der Daten um die 0 bewegen, genauer gesagt fallen 97% der Leistungsrampen zwischen 2 aufeinanderfolgenden Viertelstunden in den Bereich zwischen -100 MW und +100 MW, und sogar 99% in den Bereich zwischen -200 MW und +200 MW.

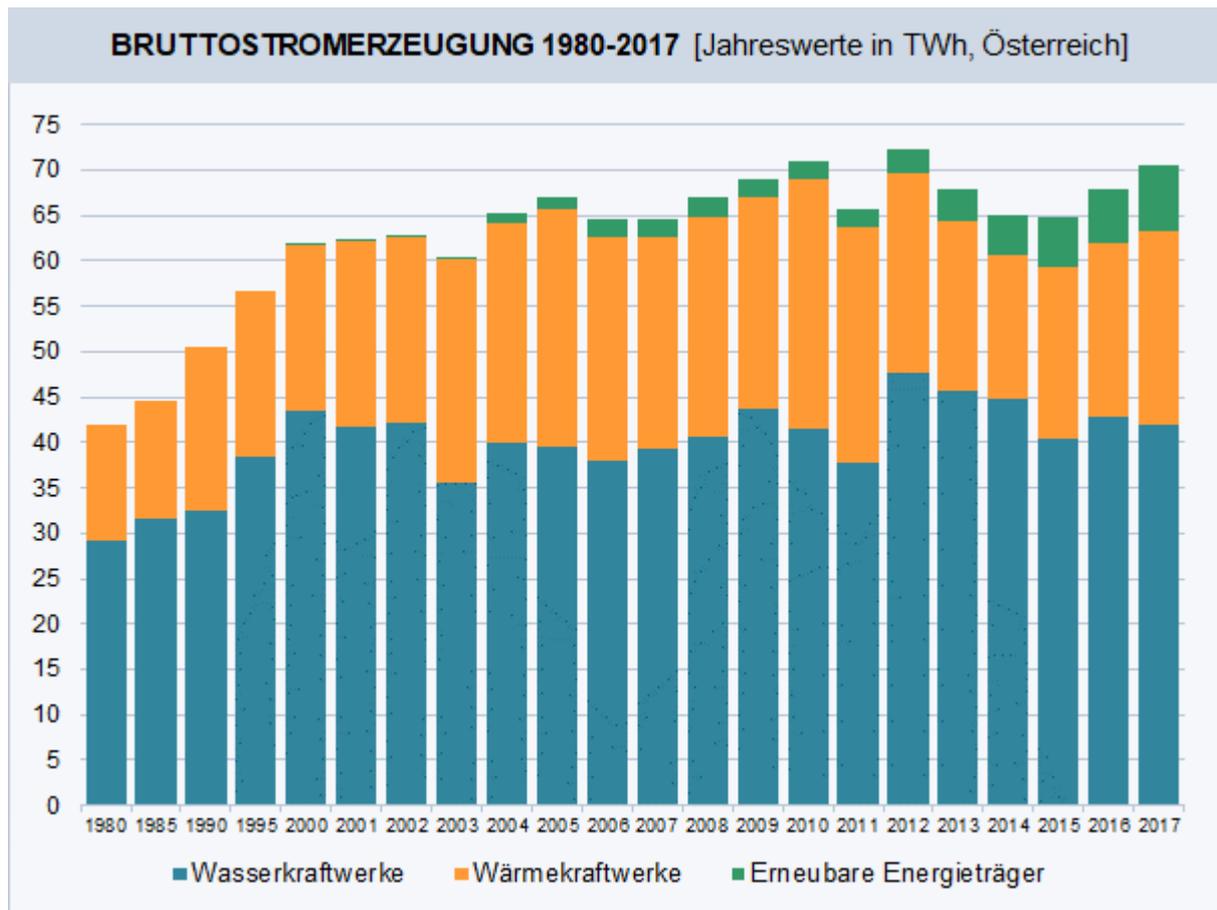
4.1.2.2 *Bruttostromerzeugung*

Abbildung 28: Österreichische Bruttostromerzeugung nach Energieträgern (gesamte Versorgung)

Abbildung 28 gibt einen Überblick über die österreichische Bruttostromerzeugung¹³ der letzten Jahrzehnte. Die historischen Daten zeigen die traditionelle Dominanz der Wasserkraft, die nach wie vor über 60% der gesamten inländischen Erzeugung elektrischer Energie liefert. Dabei ermöglichen Laufkraftwerke stetige Grundlastdeckung, während Speicherkraftwerke vornehmlich der Spitzenlastdeckung dienen. Die Erzeugung der Wärmekraftwerke gleicht die saisonalen Erzeugungsmuster der Wasserkraft aus und leistet somit einen unverzichtbaren Beitrag zur nationalen Versorgungssicherheit. Die vollständige Strommarktliberalisierung im Jahr 2001 und die damit verbundenen Entwicklungen hinsichtlich der Schaffung eines gemeinsamen europäischen Strommarktes haben das Umfeld für Kraftwerksbetreiber fundamental verändert. Stärkerer Wettbewerb und neue Beschaffungs- und Vermarktungsmöglichkeiten führten auch zu höherer Volatilität in der inländischen Stromerzeugung. Darüber hinaus wurde die österreichische Erzeugungsstruktur in den letzten zwei Dekaden durch die Hinwendung zu Ökostrom nachhaltig erweitert. Die Aufbringung aus

¹³ Gesamte Erzeugung elektrischer Energie in Österreich (inkl. Eigenerzeugung). Um die Übersichtlichkeit in Abbildung 26 zu erhöhen, wurden die Werte bis 2000 auf Basis von 5-Jahresdurchschnitten zusammengefasst.

Wind und Photovoltaik¹⁴ umfasste 2016 bereits 8,7% der gesamten Bruttostromerzeugung und 2017 stieg die Produktion auf einen Anteil von 10,4%.

4.1.2.3 Nettoerzeugung und öffentliche Versorgung

In jüngerer Vergangenheit waren es vor allem die Herausforderungen der umfassenden europäischen Marktintegration sowie der Ausbau erneuerbarer Erzeugung und die damit in Verbindung stehenden sinkenden Strompreise, die die Rahmenbedingungen im Bereich der inländischen Stromerzeugung bestimmt haben. Um die Auswirkungen dieser Tendenzen auf die nationale Versorgungssicherheit klarer einordnen zu können, ist es erforderlich, die Dynamiken der österreichischen Stromproduktion auf verschiedenen Ebenen zu analysieren. Um die traditionelle Leistungsbetrachtung durch eine energetische Perspektive erweitern zu können, ist es notwendig Erzeugungsdaten auf mehreren zeitlichen Aggregationsebenen zu verwenden, die auch eine Unterscheidung verschiedener Produktionstechnologien zulassen. Aufgrund dieser Datenanforderungen wurden für die folgende Analyse die von der E-Control erhobenen Daten der Einspeisung ins öffentliche Netz verwendet. Dabei ist zu erwähnen, dass diese Produktionswerte der öffentlichen Versorgung nicht die gesamte Stromerzeugung Österreichs umfassen, da es sich um Nettowerte handelt, die die selbst verbrauchte Energie industrieller Eigenerzeuger nicht berücksichtigen. Für die im Rahmen dieses Berichts notwendigen Analysen eignen sich diese Daten dennoch, weil sich lediglich die Einspeisevolumina, nicht aber die Entwicklungsdynamiken von Erzeugung und Eigenverbrauch im Industriebereich unterscheiden.

Um den Fokus auf aktuelle Entwicklungen zu legen, wird ein 5-Jahresvergleich angestellt. Dabei zeigt sich ein klarer Zusammenhang zwischen der Preisentwicklung im deutsch-österreichischen Großhandel und der österreichischen Stromaufbringung in der öffentlichen Versorgung (Abbildung 29). Durch den Strompreisabschwung der letzten Jahre entwickelte sich auch die Einspeisung aus inländischer thermischer Produktion rückläufig. Die vergleichsweise stabile Stromnachfrage wurde dadurch immer stärker durch günstige Stromimporte gedeckt. Vor allem der starke Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen in Deutschland spielte dabei eine wesentliche Rolle, da diese Anlagen (im Vergleich zu den inländischen Wärmekraftwerken) zu deutlich niedrigeren Grenzkosten produzieren können. Getrieben durch diesen Preiseffekt erreichte die Inlandserzeugung 2015 aufgrund deutlich geringerer Auslastung der österreichischen Wärmekraftwerke ein Fünfjahresminimum, während die physischen Nettoimporte im gleichen Jahr den bisherigen Maximalwert erreichten. Dementgegen setzte im Jahr 2016 eine zumindest kurzfristige Trendwende ein – aufbringungsseitig stieg die Einspeisung aus inländischer Erzeugung und fiel die

¹⁴ Den weitaus größten Anteil nimmt dabei die Winderzeugung mit einer Engpassleistung von 2.730 MW ein (laut Kraftwerkspark mit Stichtag zum 31.12.2016). Photovoltaikanlagen erreichen eine Engpassleistung von 1.031 MW. Darüber hinaus existieren auch Produktionsmöglichkeiten aus Geothermie - diese sind jedoch nur in einem sehr geringen Ausmaß vorhanden (≈ 1 MW).

Nettoimportmenge wieder auf das Niveau von 2013. 2017 erhöhte sich die Nettoeinspeisung und lag somit knapp hinter dem Jahr 2012, gleichzeitig reduzierten sich die Nettoimporte, höhere Preise trugen dazu bei.

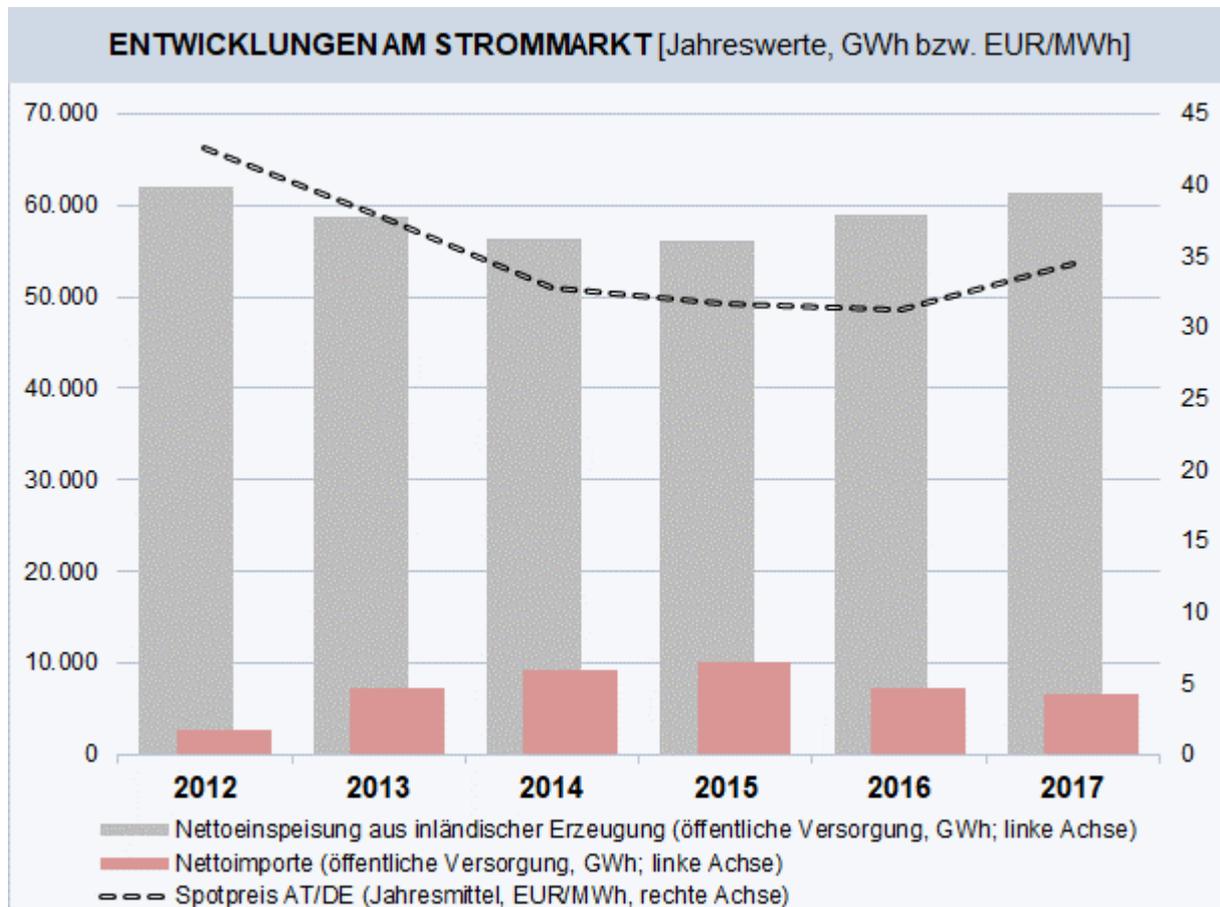


Abbildung 29: Aufbringung und Preisentwicklung in Österreich

Für die detaillierte unterjährige Untersuchung der österreichischen Energieversorgungssicherheit im Kontext der nationalen Erzeugung wird im Folgenden sowohl auf die kurzfristige Lastdeckung anhand vorhandener Kraftwerksleistung als auch auf die energetische Deckung des Bedarfs eingegangen. Mithilfe kraftwerksscharfer Einspeisedaten¹⁵, die der E-Control in 15-Minuten-Auflösung vorliegen, können hochfrequente Zeitreihenmuster analysiert werden (Abbildung 30). 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 manifestieren, werden auf dieser Ebene deutlich. In Abbildung 30 zeigen die Differenzen zwischen dem Netzverbrauch¹⁶ (schwarz unterbrochene Linie) und

¹⁵ Nettoeinspeisung von inländischen Kraftwerken ins öffentliche Netz. 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.).

¹⁶ Der Verbrauch für Pumpspeicherung (PSP) ist in dieser grafischen Darstellung inkludiert.

der Einspeisung aus inländischer Kraftwerkserzeugung (färbige Flächen; untergliedert nach Erzeugungstechnologien), dass die tatsächliche Stromproduktion den österreichischen Netzverbrauch nicht gedeckt hat. In solchen Zeitintervallen war es notwendig, das erforderliche Netzgleichgewicht mittels physischer Importe herzustellen. In diesem Kontext ist jedoch zu betonen, dass die hier dargestellte tatsächliche Erzeugung 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 dem Netzverbrauch liegt, bedeutet nicht, dass es zu diesem Zeitpunkt nicht möglich gewesen wäre, den Verbrauch durch inländische Erzeugung zu decken, sondern, dass dies durch die Marktallokation nicht geschehen ist. Allerdings wäre eine Erreichung des definierten Versorgungsstandards für drei Wochen nicht gegeben gewesen.

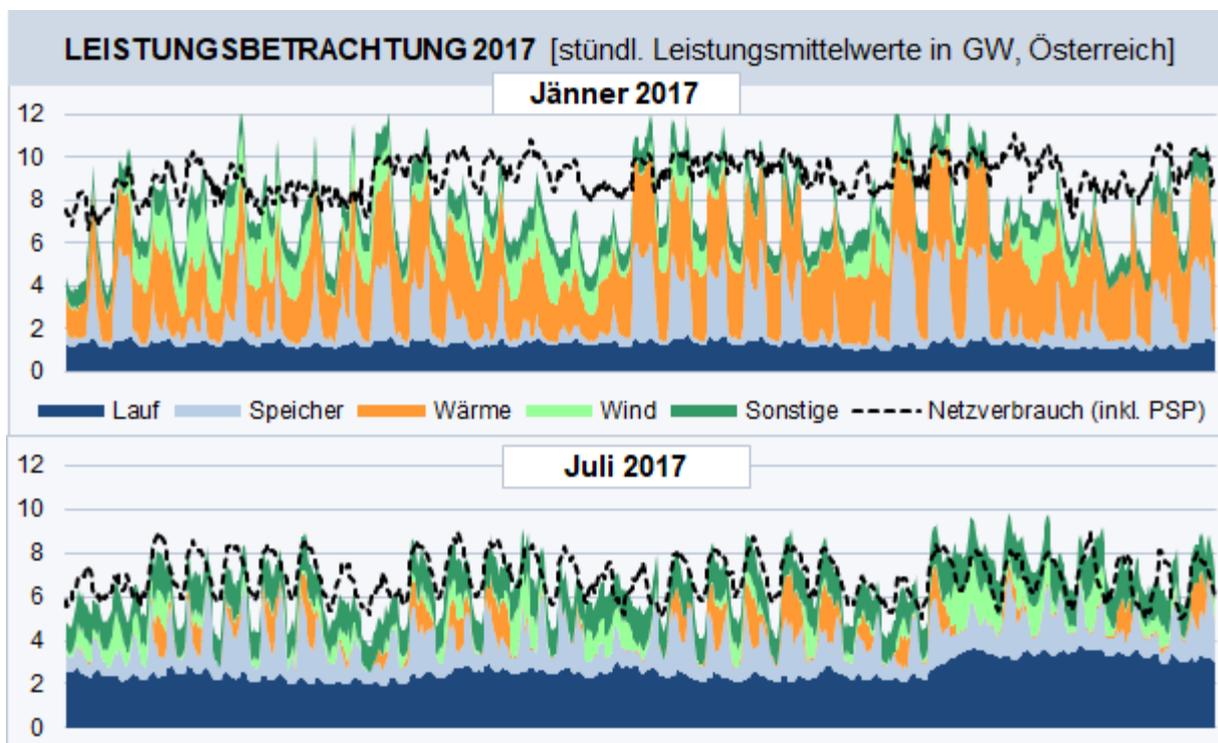


Abbildung 30: Saisonalität der österreichischen Bedarfsdeckung (öffentliche Versorgung) 2017

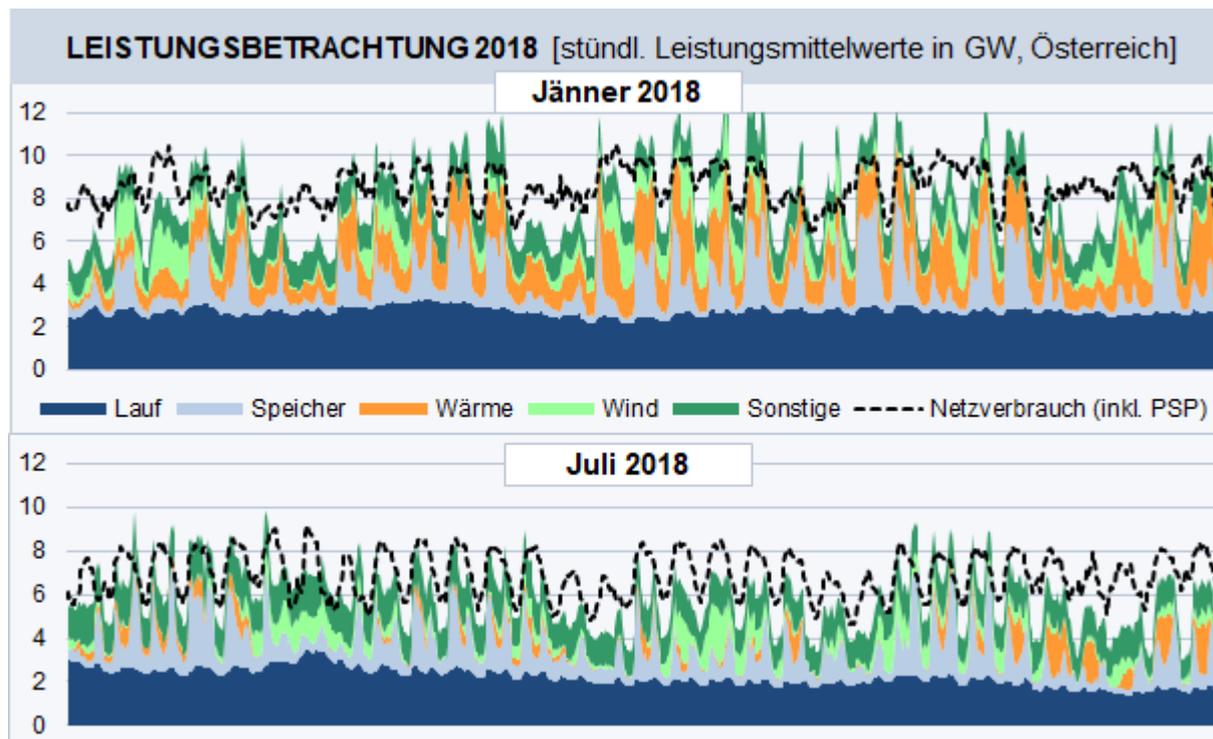


Abbildung 31: Saisonalität der österreichischen Bedarfsdeckung (öffentliche Versorgung) 2018

Anhand der exemplarischen Gegenüberstellung der stündlichen Lastdeckung im Jänner und Juli des Jahres 2017 werden in Abbildung 30 und Abbildung 31 die stark ausgeprägten saisonalen Unterschiede der österreichischen Erzeugungsstrukturen sichtbar, einerseits zwischen Winter und Sommer und andererseits zwischen den verschiedenen Jahren, hier 2017 und 2018. 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 der in diesen Jahreszeiten vergleichsweise geringe Netzverbrauch 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 Wintermonat Jänner erreichen diese Saisoneffekte typischerweise ihre stärkste Ausprägung und die Erzeugung aus thermischen Kraftwerken nimmt einen wesentlichen Teil der Gesamteinspeisung ein. Durch die bereits angesprochenen niedrigen Strompreise und den vorhandenen Grenzkostenunterschieden zwischen inländischen Wärmekraftwerken und ausländischen (vornehmlich deutschen) Erzeugungsmöglichkeiten aus erneuerbaren Energieträgern kam es in der Zeit zwischen 2012 und 2017 zu einer deutlich stärkeren Ausweitung der Stromimporte zur Erzielung des Netzgleichgewichts. Im Jänner 2018 war die

Produktion aus Wasserkraft deutlich höher als 2017, wie man in der Grafik gut erkennen kann: Somit erzeugten die Laufkraftwerke im Jänner 2018 2,4 TWh (2017: 1,1 TWh) und infolgedessen die Gaskraftwerke nur 1,3 TWh (2017: 2,3 TWh) oder 45% weniger als im Vorjahr. Im Juli 2018 hingegen war die Produktion aus Laufwasserkraft um 15% niedriger als im Vorjahr und auch die Gaskraftwerke produzierten um 25% weniger als im Vergleichszeitraum. Das bedeutet, dass durch die Marktwirtschaft getrieben im Jänner 2018 weniger importiert und mehr exportiert wurde als im Vorjahr, im Juli 2018 jedoch mehr importiert und weniger exportiert worden ist.

Durch höhere zeitliche Aggregation der viertelstündlichen Kraftwerkseinspeisungsdaten ist es möglich, kurzfristige Volatilitäten zu glätten und so den Fokus auf andere Komponenten der Erzeugungsdynamik zu legen. Im Rahmen des Versorgungssicherheitsmonitorings werden Wochensummen (in GWh) für 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 aktuellen Wochenberechnungen für das Kalenderjahr 2017 werden in Abbildung 32 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 war Österreich im Mai und Juni auf Basis der nationalen Aufbringung ein energetischer Nettoexporteur. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass in Österreich in über 70% der Wochen Nettoimporte zur Bedarfsdeckung verwendet wurden.

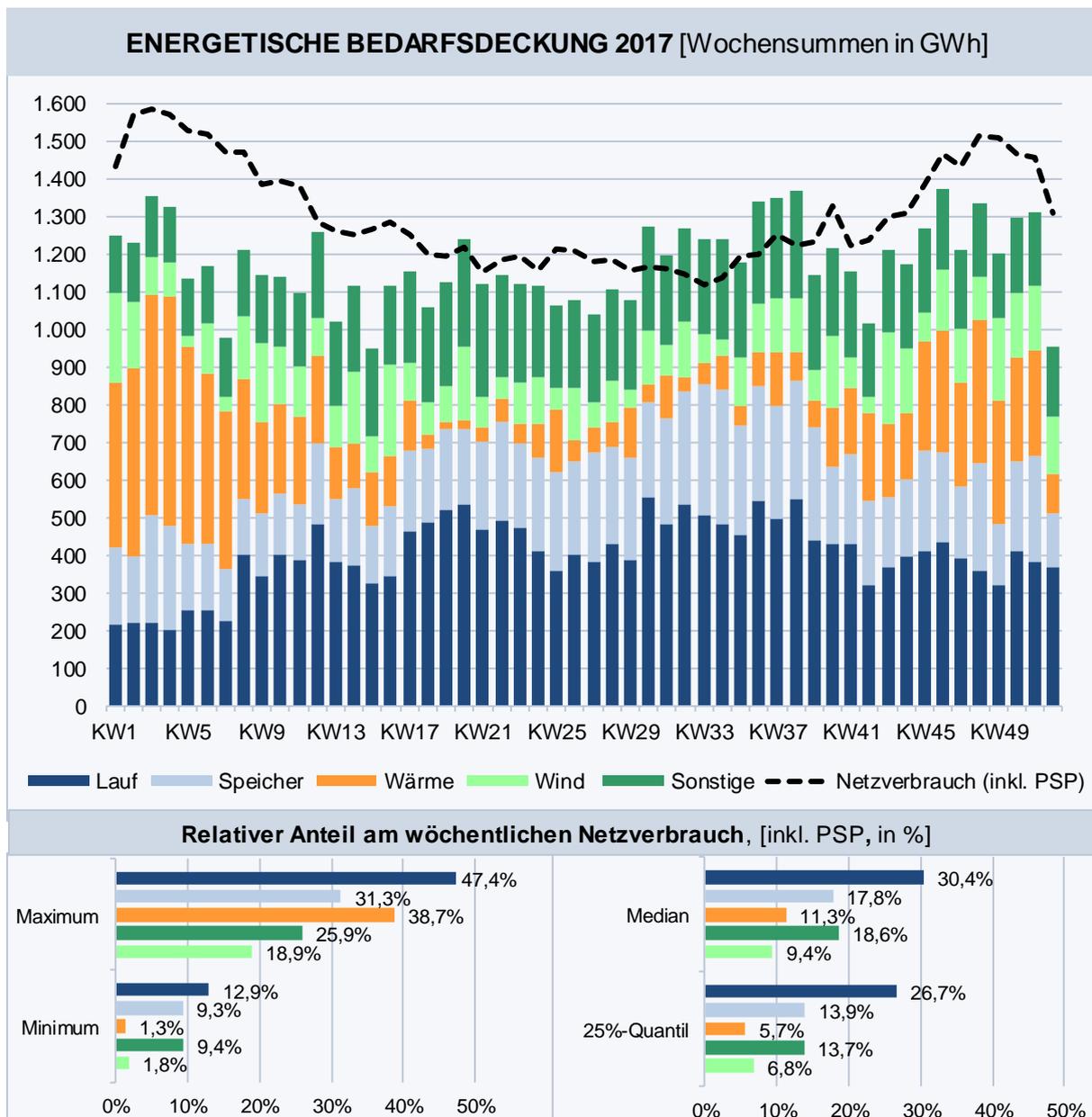


Abbildung 32: Tatsächliche energetische Bedarfsdeckung nach Technologien (öffentliche Versorgung)

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 öffentlichen Wochenverbrauch. So ergibt sich ein Jahresmaximum von 47,4% (2016: 51,8%) und ein Jahresminimum von 12,9% (2016: 15,3%) der wöchentlichen Bedarfsdeckung durch Laufkraftwerke (> 25 MW). Über alle Wochen des Jahres 2017 ergibt sich ein Median¹⁷ von 30,4% (2016: 30,4%) und ein 25%-Quantil¹⁸ von 26,7% (2016: 24,2%) für die Einspeisung von Laufkraftwerken (> 25 MW).

¹⁷ Im Unterschied zum häufig verwendeten arithmetischen Mittel stellt der Median jenen Zentralwert dar, der die zur Verfügung stehende Stichprobe in zwei gleich große Hälften teilt. Diese Methode berücksichtigt somit auch die mögliche Schiefe der Stichprobenverteilung und ist auch gegenüber Ausreißern robust.

¹⁸ Das (empirische) 25%-Quantil (oder unteres Quartil) beschreibt jenen Wert, unter welchem 25% der vorhandenen Stichprobe fallen. Analog haben 75% der Stichprobe einen Wert über dem unteren Quartil.

Unterjährig schwankt die Bedarfsdeckung durch thermische Kraftwerke zwischen 1,3% (2016: 0,2%) und 38,7% (2016: 28,7%) des Netzverbrauchs; dies zeigt die Schwierigkeiten dieser Technologie im Marktumfeld des Jahres 2017. Die berechneten Indikatoren eignen sich besonders gut zur Bewertung der energetischen Zuverlässigkeit erneuerbarer Energieträger. Für Windenergie ergibt sich ein Bedarfsdeckungsmaximum von 18,9% (2016: 15,6%) und ein Median von 9,4% (2016: 7,6%). Zusätzlich trägt die Erzeugung aus Windparks in drei Viertel der Wochen zumindest 5% des öffentlichen Netzverbrauchs. Diese Werte erscheinen durchaus beachtlich, da Winderzeugungsanlagen im Jahr 2017 nur etwa 10% der installierten Gesamtleistung einnahmen und wetterbedingten Schwankungen unterliegen.

4.1.2.4 Volllaststunden je Technologie

Im letzten Abschnitt wurde bereits darauf hingewiesen, dass die tatsächliche Erzeugung aufgrund vielfältiger Entscheidungsparameter beträchtlich vom Erzeugungspotenzial abweichen kann. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, stellen die sogenannten Volllaststunden ein nützliches Maß zur Analyse der Auslastung von Kraftwerken dar. Diese ergeben sich aus der tatsächlich eingespeisten Energie eines Kraftwerks geteilt durch die jeweilige Kraftwerksengpassleistung¹⁹. Tabelle 1 illustriert die Anzahl der jährlichen Volllaststunden für 2016 und 2017. Obwohl die inländische Gesamterzeugung in den letzten Jahren insgesamt gering ausgefallen ist, kann anhand des Volllaststundenvergleiches der letzten beiden Jahre festgestellt werden, dass die Auslastung inländischer Kraftwerke zuletzt wieder angestiegen ist. Die Unterscheidung nach Energieträgern und Größenklassen gibt zusätzliche Einblicke in die Struktur der österreichischen Erzeugungsauslastung (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Kraftwerksausnutzungsdauer in Stunden (nach Energieträger und Größe)

Engpassleistungs- klasse (in MW)	Volllaststunden im Jahr 2017 (Werte für 2016 in Klammer)					
	Lauf- kraftwerke	Speicher- kraftwerke	Wärme- kraftwerke	Wind- anlagen	Photovoltaik- anlagen ²⁰	Geothermie- anlagen
< 10 MW	4.300 (4.484)	3.044 (3.102)	5.727 (5.913)	2.275 (1.912)	643 (649)	83 (23)
> 10 MW	5.258 (5.317)	1.534 (1.585)	2.738 (2.341)	2.276 (1.919)	-	-
Gesamt	5.053 (5.142)	1.566 (1.619)	2.961 (2.601)	2.276 (1.916)	-	-

Der geringe Auslastungsgrad von Wind- und Photovoltaikanlagen ist Abbild der hohen natürlichen Schwankungen dieser Energieträger. Aggregiert erreichten die österreichischen

¹⁹ Die Engpassleistung entspricht der maximalen elektrischen Dauerleistung, die ein Kraftwerk unter Standardeinsatzbedingungen abgeben kann. Die Erzeugungsgrenze ist hierfür durch den schwächsten Anlagenteil (i.e. Engpass) vorgegeben.

²⁰ Die Werte entsprechen den Berechnungen auf Basis der Einspeisemengen ins öffentliche Netz.

Windparks im Jahr 2017 2.276 Volllaststunden – gemessen an der möglichen Gesamtstundenanzahl entspricht dies einem relativen Anteil von 25,9%.

Im Gegensatz dazu lag der Wert der zur täglichen Grundlastabdeckung konzipierten Laufkraftwerke bei 5.053 deutlich höher. Trotz dieser höheren Stundenzahl und der zugrundeliegenden stetigen Energieerzeugung realisierten die Laufkraftwerke über das ganze Jahr 2017 betrachtet weniger als 60% ihrer technischen Maximalauslastung - dies zeigt, wie stark die Schwankung der Wasserführung saisonal ausgeprägt ist.

Speicherkraftwerke sind aufgrund ihrer Ausrichtung auf Spitzenlastdeckung und Regelenergie deutlich schwächer ausgelastet. In diesem Bereich existieren auch beträchtliche Unterschiede zwischen Kraftwerkswerksgrößenklassen – mit 3.044 Volllaststunden (34,7% der max. Auslastung) sind Anlagen unter 10 MW intensiver in Verwendung als größere Anlagen (1.534 Volllaststunden, 17,5% der max. Auslastung).

Ein ähnlicher Effekt zeigt sich in der thermischen Erzeugung. Wärmekraftwerke unter 10 MW erzielen den weitaus höchsten Auslastungsgrad aller hier dargestellten Erzeugungsklassen (5.727 Volllaststunden, 65% der max. Auslastung). Das ist vor allem dadurch zu erklären, dass es sich hierbei vor allem um KWK-Anlagen handelt, die zur Wärmegewinnung für Heiz- oder Produktionsprozesse eingesetzt werden und in diesem Prozess auch elektrische Energie erzeugen. Im Gegensatz dazu sind es die großen Wärmekraftwerke, die zuletzt nur noch weniger genutzt wurden. Die Auslastung im Jahr 2017 im Vergleich zum Jahr 2016 sowie der Anstieg von 2016 auf 2015 betrug 2.738 Volllaststunden– das entspricht einer relativen Auslastung von 31,2% (2016: 26,7%). Auch wenn man berücksichtigt, dass diese Kraftwerke auch in der Vergangenheit vor allem im Winterhalbjahr voll eingesetzt wurden, ist dieser Wert dennoch alarmierend, da Wärmekraftwerke offenbar in etwa drei Viertel aller Stunden nicht wirtschaftlich betrieben werden konnten. In der derzeitigen Situation kann daher gefolgert werden, dass große Wärmekraftwerke ihrem eigentlich vorgesehenen Zweck der Grund- und Mittellastdeckung nicht mehr nachkommen.

4.1.2.5 Nettoerzeugung in der Regelzone

Wie schon auf der Verwendungsseite diskutiert, ist die Unterscheidung zwischen öffentlicher Versorgung und Regelzone²¹ auch aufbringungsseitig von Interesse. Abbildung 33 stellt die Nettoeinspeisung der beiden Netzdefinitionen seit der Regelzonenzusammenlegung 2012 gegenüber. Hauptsächlich durch das Fehlen der Vorarlberger und Teile der Tiroler Kraftwerke in dieser Betrachtungsweise liegt die wöchentliche Einspeisung in das Netz der Regelzone schwankend zwischen 20 und 100 GWh unter jener des gesamten österreichischen Netzes.

²¹ Die öffentliche Versorgung umfasst die Regelzonenerzeugung zuzüglich der Einspeisung der Vorarlberger Illwerke und abzüglich der Erzeugung der Anlagen der Vorarlberger Kraftwerke AG in der Bundesrepublik Deutschland.

Im Vergleich zur Gesamteinspeisung stellt diese Differenz einen relativ geringen Unterschied dar. Nichtsdestotrotz können auch relativ geringe Unterschiede der verfügbaren Erzeugungskapazitäten zwischen Regelzone und öffentlicher Erzeugung in Knappheitssituationen entscheidend sein. Klare Richtlinien zur Frage, inwieweit Kraftwerke außerhalb der Regelzone im Krisenfall zur Systemstabilität Österreichs beitragen können, sind daher unablässig.

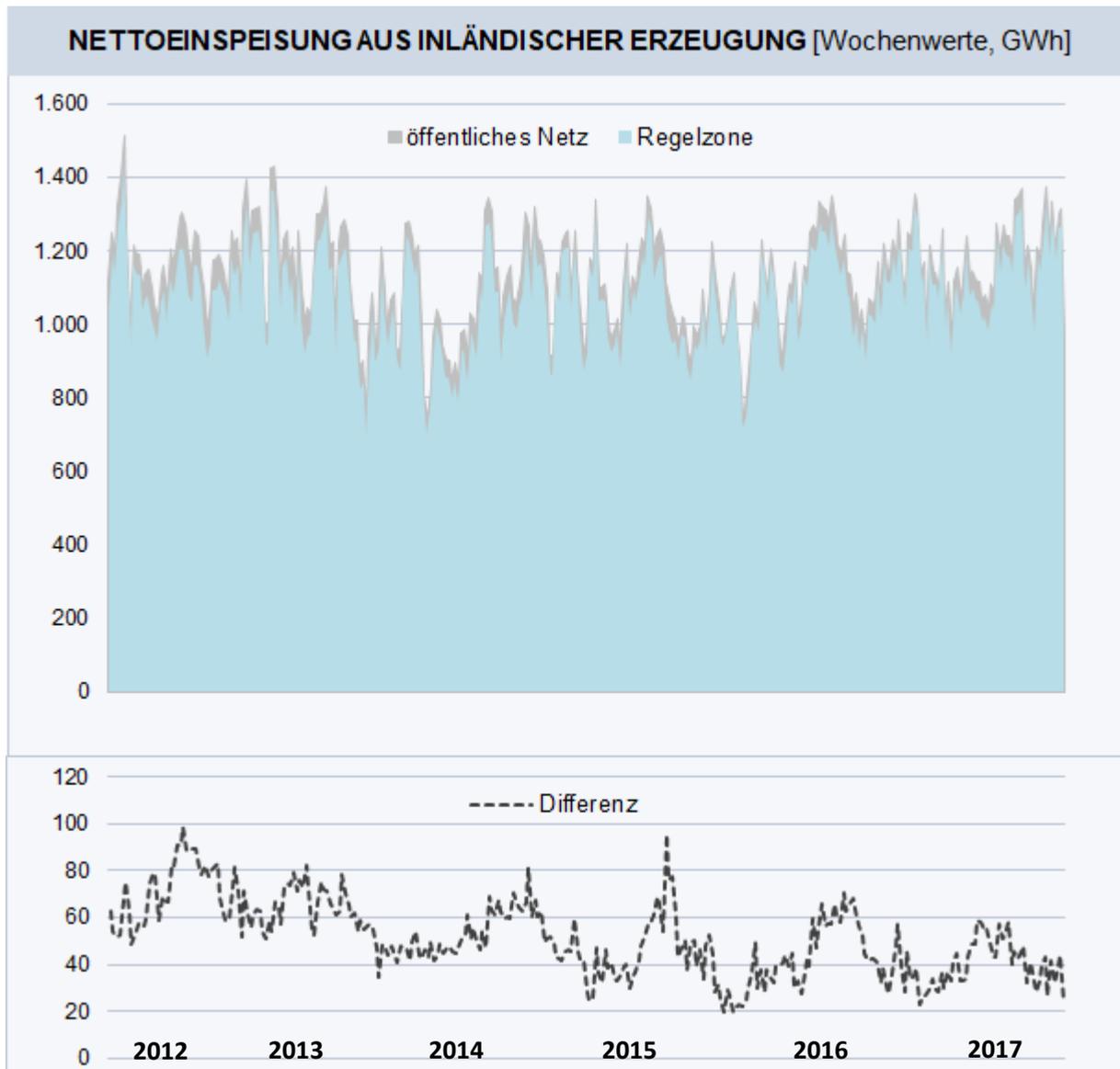


Abbildung 33: Einspeisungsunterschiede zwischen öffentlicher Versorgung und Regelzone

4.1.3 Import

Wie bereits im Abschnitt 4.1.2.3 erläutert sind die physischen Importe aufgrund sich ändernder struktureller und marktwirtschaftlicher Rahmenbedingungen im Zeitraum von 2012 bis 2015 stark gestiegen. Im unterjährigen Verlauf zeigt sich der Beitrag der physischen Importe zur öffentlichen Versorgung als durchaus variabel (Abbildung 34). Es existiert jedoch eine positive

Korrelation zwischen den Importen und dem Netzverbrauch. Einen zusätzlich interessanten Aspekt stellt die höhere Volatilität der Importaktivität in der Winterjahreshälfte 2016/17 dar. Dementgegen verläuft die Entwicklung der physischen Exporte aufgrund technischer Restriktionen deutlich konstanter. Besonders auffällig gestaltete sich das Jahr 2018 bisher mit geringen Importen vor allem zu Jahresbeginn und niedrigerer Importe im Vergleich zum Jahresende des Vorjahrs.

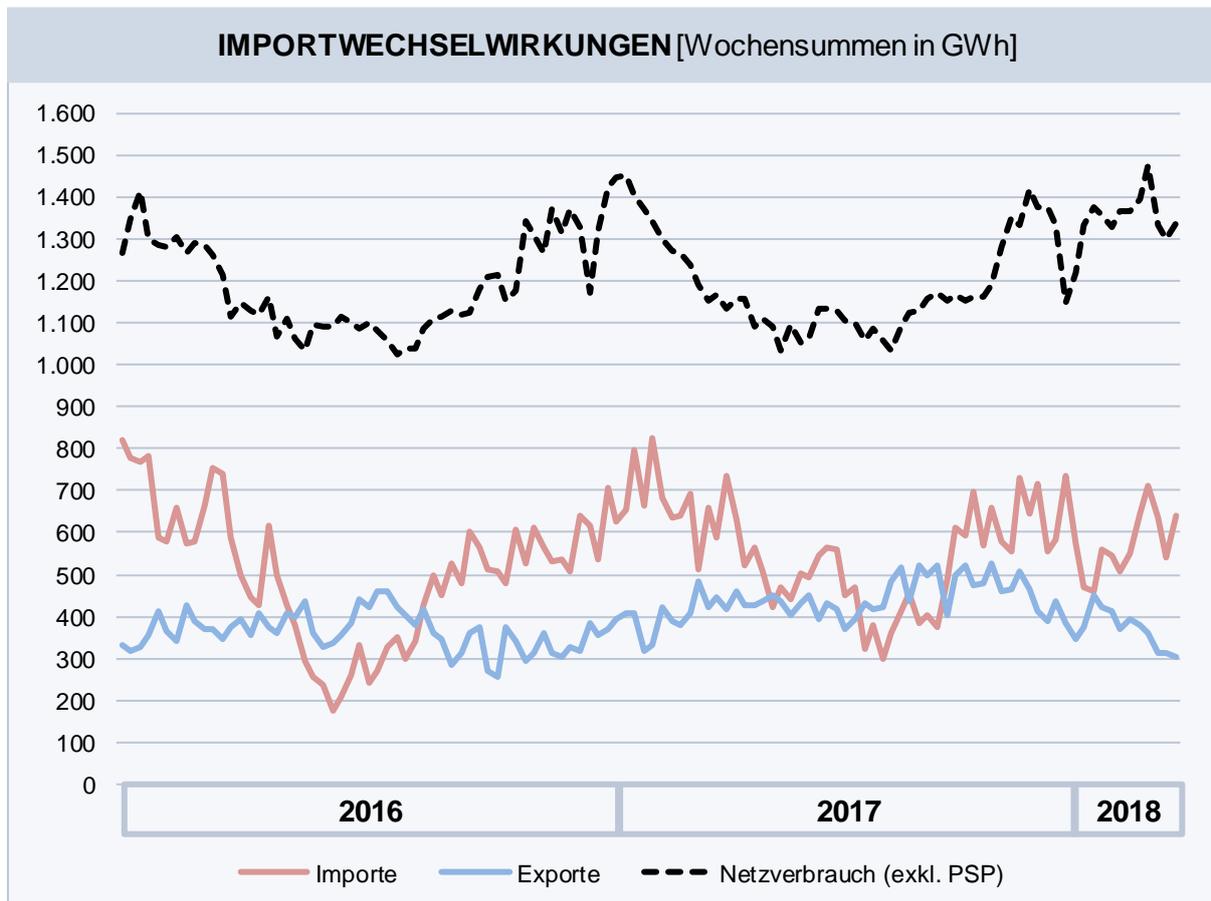


Abbildung 34: Entwicklung von physischen Importen und Exporten (öffentliche Versorgung)

4.1.4 Flexibilität und Demand Response

Flexibilität und Demand Response im Kontext von Versorgungssicherheit wird in den weiteren Ausführungen als Reduktion des Verbrauchs aufgrund externer Signale verstanden. Das Potenzial derartiger Verbrauchsreduktionen hängt stark von der notwendigen Dauer und der Vergütung ab. Die Erbringung von Flexibilitätsleistungen, insbesondere durch bestimmte Industriebetriebe aber auch generell bis zu kleineren Verbrauchern, ist technisch möglich.

Die Vergütung ist entweder implizit, etwa durch Vorteile beim Energieeinkauf am Spotmarkt, oder explizit möglich, z.B. durch direkte Vergütung für die reduzierte Leistung bzw. Energie.

Bei der Regelreserve sind Verbraucher zugelassen, sofern sie die erforderlichen technischen Voraussetzungen erbringen können. Dies wird im Rahmen der Präqualifikation vom Regelzonenführer geprüft. 2016 wurden fast 20% der aktivierten negativen Sekundärenergie von Verbrauchern, teilweise auch aus unteren Netzebenen, erbracht (ca. 50 GWh). Eine implizite Beteiligung ist in Österreich im Rahmen des Bilanzgruppensystems möglich, künftig mit der weiteren Einführung von Smart Metern und der Möglichkeit zum Clearing mit tatsächlichen Messwerten (ab 1.2.2018) auch bis zur untersten Netzebene. Die aktuellen Rahmenbedingungen werden zukünftig auch einen Beitrag von kleinen Verbrauchern zur Sicherung der Versorgung erlauben; dieser ist aber, wie dargestellt, von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängig.

4.1.5 Case Study Jänner 2017 vs. 2018

Die letzten beiden Jännermonate der Jahre 2017 und 2018 hätten sich nicht deutlicher voneinander unterscheiden können, wie in den unteren Grafiken ersichtlich wird. So wurde 2018 weniger importiert, mehr exportiert und die gute Wasserführung erhöhte den Eigendeckungsbetrag.

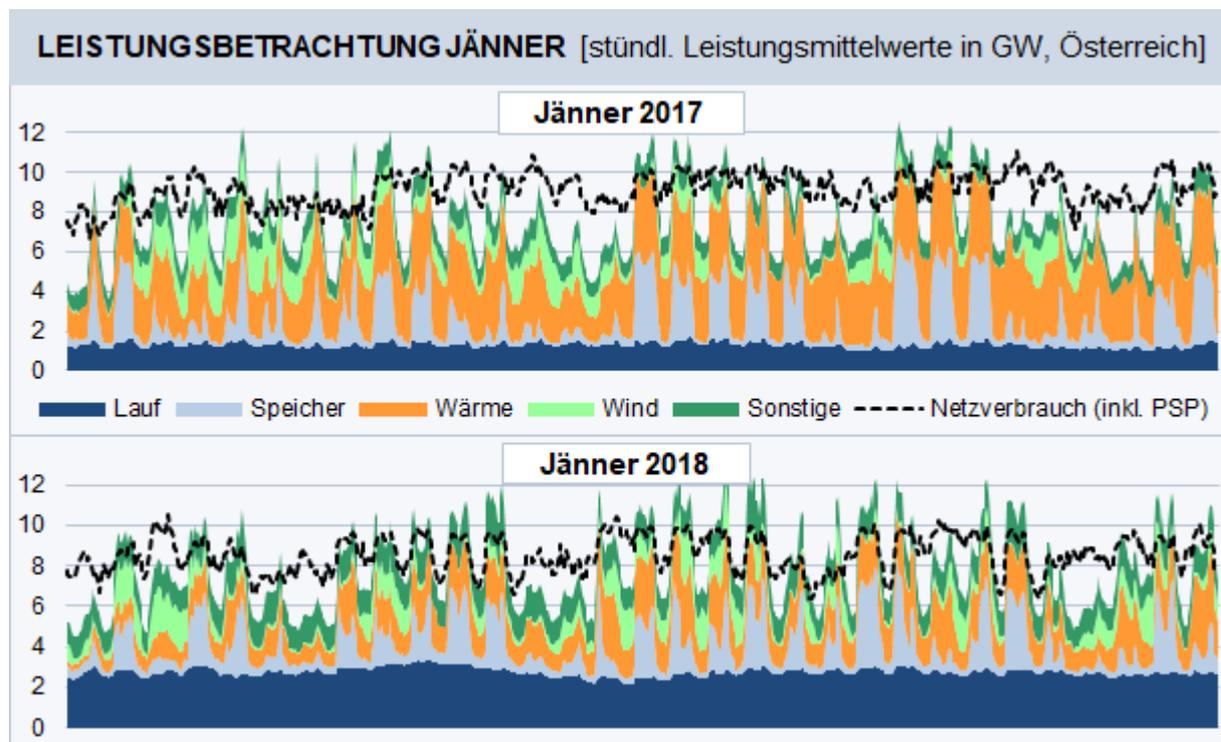


Abbildung 35: Jännervergleich der stündlichen Bedarfsdeckung (öffentliche Versorgung)

In der energetischen Wochenbetrachtung zeigen sich die Unterschiede zu den Vorjahren besonders eindringlich (Abbildung 35). Dies ist vor allem wegen der guten Wasserführung diesen Winter 2018 zurückzuführen. Österreich exportierte Energie jede Woche zu Peak Zeiten und importierte vor allem am Wochenende und insgesamt weniger als im selben

Zeitraum des Vorjahres. Die Importe gingen um mehr als 21% gemessen am Jänner 2017 zurück, die Exporte erhöhten sich um knapp 4,4%.

Wie bereits angesprochen war der Jänner 2017 durch eine besondere Kältewelle geprägt, die profunde nachfrageseitige Auswirkungen hatte. Der Netzverbrauch stieg in der zweiten Kalenderwoche deutlich über den Wert der Vorjahre und verharrte auf diesem Niveau für mehrere Wochen. Die inländische Erzeugung reagierte aber erst mit einer einwöchigen Verspätung auf diesen Nachfrageanstieg. Obwohl im Bereich der Wärmekraftwerke die Produktion erhöht wurde, kam es insgesamt zu einem Rückgang der eingespeisten Energie, da die Speicher- und Winderzeugung abflaute. Die insgesamt rückläufige Speichereinspeisung in der zweiten Jännerwoche ist ökonomisch möglicherweise durch die Bewertung des Wasserwertes bedingt – steigende Strompreiserwartungen könnten zunächst einen Anreiz geschaffen haben, die Einspeisung des verfügbaren Energieinhalts aufzuschieben.

In den darauffolgenden Kalenderwochen 3 und 4, die unter dem Gesichtspunkt der Netzstabilität als besonders kritisch eingeschätzt wurden und während derer die Strompreise ihr höchstes Niveau erreichten, stieg die gesamte Nettoeinspeisung aufgrund erhöhter Speicherproduktion und weiterer Ausdehnung der thermischen Erzeugung sprunghaft an. Neben der Importproblematik waren es in diesen zwei Wochen die wetterbedingt schwachen Erzeugungswerte von Wind- und Laufkraftwerken, die die Bedarfsdeckung energetisch deutlich erschwerten.

Die Gesamtheit dieser Umstände lässt den Jänner 2017 als eine Art Worst-Case-Szenario erscheinen, das sich besonders zur Analyse der derzeitigen Lage der Versorgungssicherheit eignet. Der Umstand, dass sowohl eingeschränkte Importmöglichkeiten als auch geringe Erzeugungsmöglichkeiten aus erneuerbaren Energieträgern zeitgleich aufgetreten sind, kann verwendet werden, um das sonst marktbasierend ungenutzte inländische Erzeugungspotenzial abschätzen zu können.

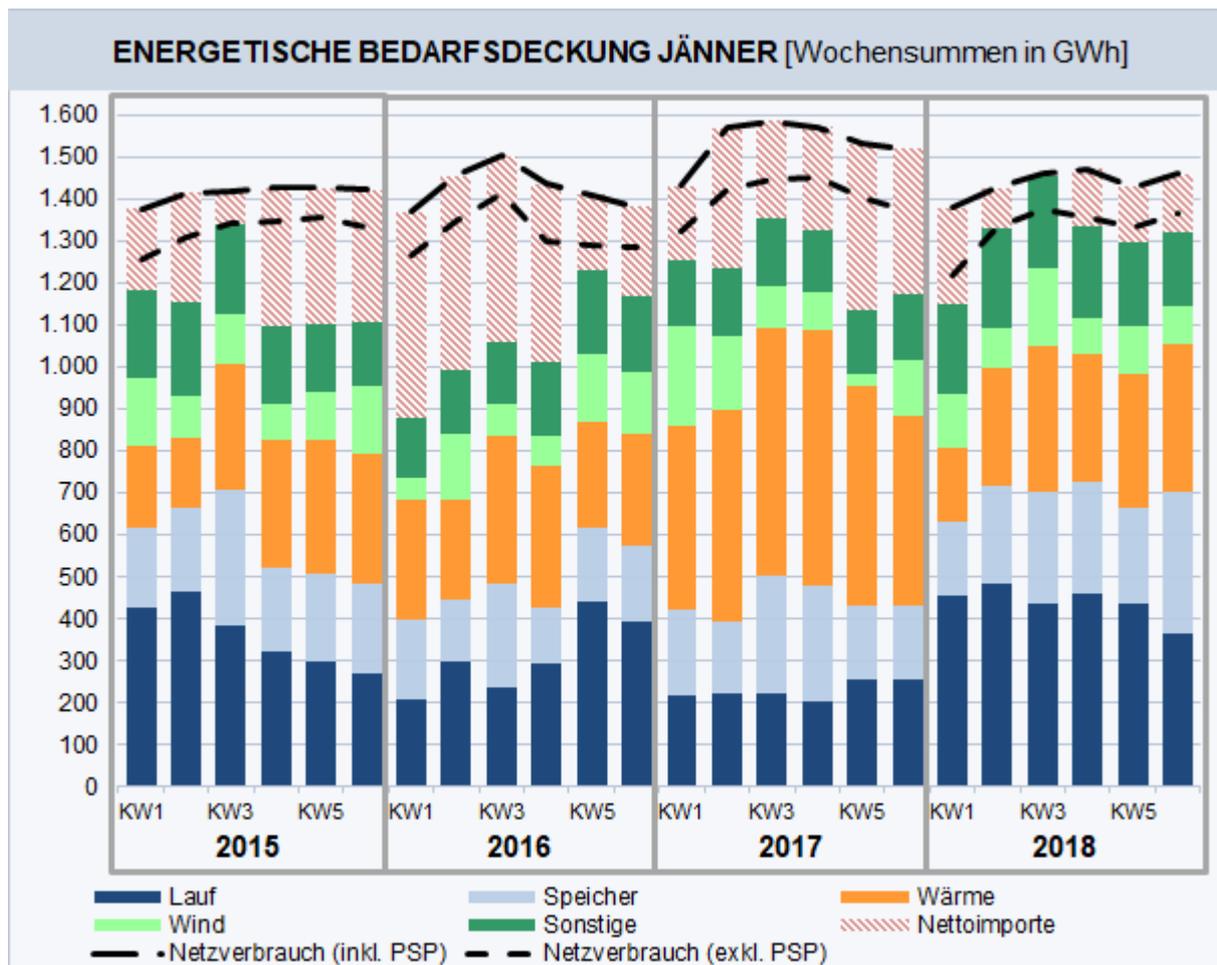


Abbildung 36: Jännervergleich der energetischen Bedarfsdeckung (öffentliche Versorgung)

4.1.6 Abschätzung des österreichischen Bedarfsdeckungspotenzials

Die bisherige Analyse beruht auf den Daten der tatsächlichen Erzeugung. Wie bereits in Abschnitt 4.1.2 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 diesen Aspekt Rechnung zu tragen, ist es notwendig, eine Abschätzung der inländischen Versorgungsmöglichkeiten zu geben. Generell umfasst Österreichs Erzeugungspotenzial drei Bereiche:

- I. Natürliche Erzeugung
- II. Marktpotenzial Wärme (Wärmekrafterzeugung)
- III. Speicherleerung

In einem ersten Schritt wird die natürliche Erzeugung berechnet. In diesem Bereich werden jene Produktionsmöglichkeiten einbezogen, die durch schwankende natürliche Ressourcen bestimmt werden. Diese umfassen die Lauferzeugung (> 25 MW), den natürlichen

Speicherzufluss²² 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. Eine grafische Darstellung der so definierten natürlichen Erzeugung findet sich in Abbildung 38.

Nachfrageseitig wird in der Grafik der Netzverbrauch ohne Pumpspeicherung (PSP) verwendet, da diese energetisch gesehen mit einem Verlust verbunden ist und daher in einer Krisensituation 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 durchaus 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 Netzverbrauch stets größer als der zusätzliche wöchentliche Speicherinhalt, der zur energetischen Netzverbrauchsdeckung verwendet werden kann. Aus diesem Grund wird im Folgenden eine hypothetische wöchentliche Bedarfsdeckungsrechnung aus inländischem Erzeugungspotenzial ohne Pumpspeicherung

²² 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 Energie (E_t), zuzüglich dem zeitlich äquivalenten Pumpverbrauch (P_t) mit angenommenen 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 unserem Konzept von natürlichem Erzeugungspotenzial.

vorgenommen.

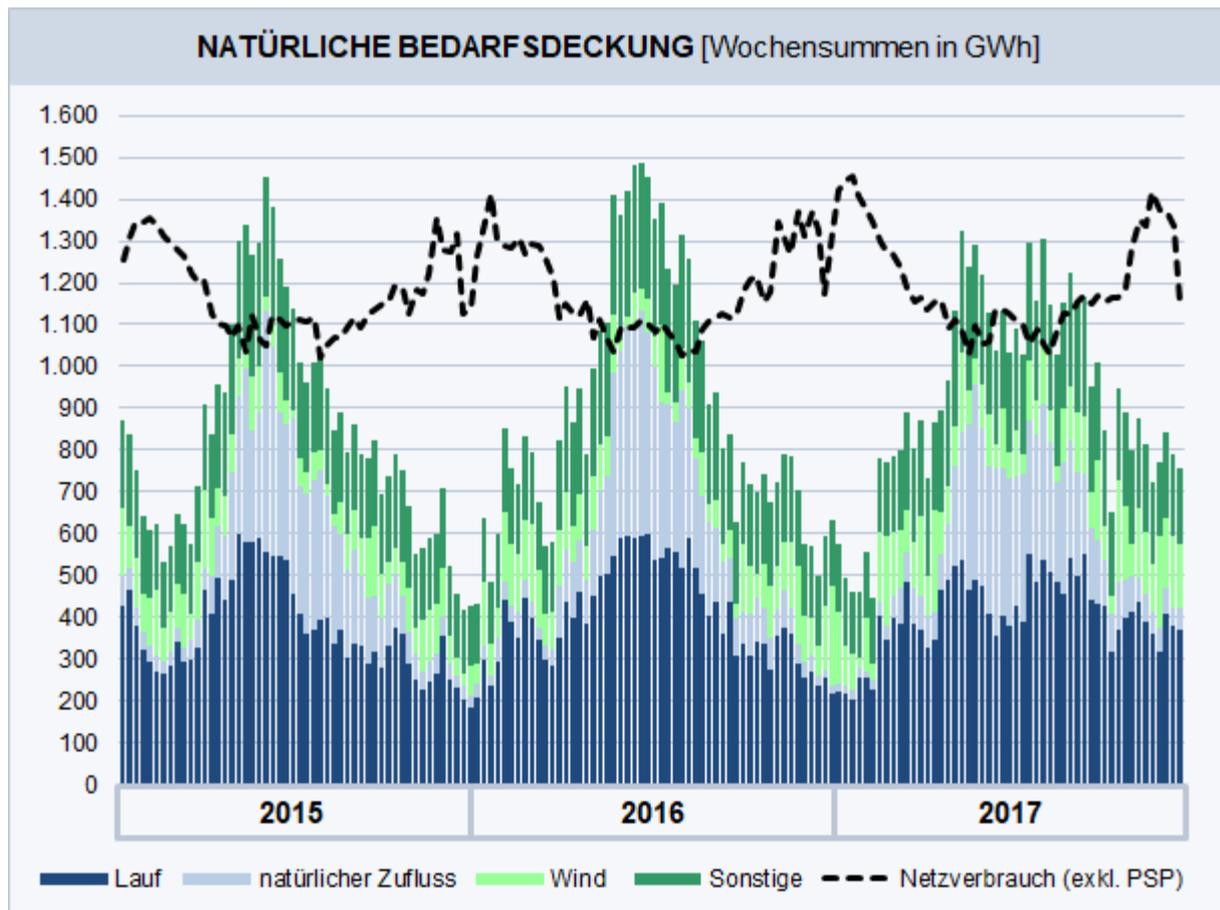


Abbildung 37: Energetische Bedarfsdeckung durch natürliche Erzeugungsmöglichkeiten (öffentliche Versorgung)

Die obige Abbildung zeigt die Berechnungsergebnisse der wöchentlichen Erzeugungsmöglichkeiten aus natürlichen Potenzialen²³. Dabei werden zunächst die Erkenntnisse bestätigt, die bereits durch die Analyse der tatsächlichen Einspeisung getroffen worden sind (siehe Abbildung 37). Die Erzeugungsmöglichkeiten aus Laufwasserkraft und natürlichem Speicherzufluss verhalten sich antizyklisch zum Netzverbrauch. Die Bedarfsdeckung durch natürliche Ressourcen ist während des Winterhalbjahres bei weitem nicht gegeben. Um diese Unterdeckung auszugleichen, existieren zwei weitere Erzeugungspotenziale – Wärme und Speicher.

Die in Österreich verfügbaren Wärmekraftwerke können prinzipiell zur Banderzeugung 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. Das niedrige Preisniveau führte daher zu einer schwachen Auslastung in den letzten Jahren – diese

²³ An dieser Stelle werden die Potenziale der Wärmekraftwerke (> 25 MW) oder die energetische Entleerung der verfügbaren Speicherinhalte noch nicht berücksichtigt.

Daten reflektieren daher nicht, welche Erzeugungsmöglichkeiten tatsächlich verfügbar gewesen wären. Folglich verwenden wir den aggregierten Einspeisewert in der als besonders kritisch eingeschätzten vierten Kalenderwoche²⁴ 2017 als Benchmark für die marktgetriebene thermische Maximaleinspeisung. Dieser Herangehensweise liegt die Annahme zugrunde, dass die durch die Knappheitssituation hervorgerufene Preissteigerung eine marktbasierende Vollausslastung aller verfügbaren Wärmekraftwerke zur Folge hatte²⁵. Das daraus erkenntliche Marktpotenzial der Wärmekraftwerke (> 25 MW) wird anhand der Kraftwerksverfügbarkeitsstatistik fortgeschrieben um zeitliche Vergleichbarkeit herzustellen²⁶.

Die Möglichkeiten der energetischen Bedarfsdeckung der öffentlichen Versorgung sollen im nächsten Schritt durch die tatsächliche natürliche Nettoeinspeisung und dem Marktpotenzial der Wärmekraftwerke dargestellt werden (siehe Abbildung 38). Der Erzeugungswert der Wärmekraftwerke entspricht dabei der soeben definierten verfügbaren Maximaleinspeisung. Dabei wird unterstellt, dass stets ein zum Einsatz der Wärmekraftwerke ausreichend hohes Preisniveau vorherrscht, wovon in einer versorgungstechnischen Knappheitssituation auszugehen ist. Aus der Grafik ist klar erkenntlich, dass es seit 2015 immer wieder Wochen gab, in denen die natürliche Erzeugung und das Wärmepotenzial nicht ausreichend waren um den Netzverbrauch zu decken (entspricht den weißen Flächen unterhalb des Netzverbrauchs). Diese hypothetischen wöchentlichen Deckungslücken²⁷ 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 Netzverbrauch während dieser Monate. Um diese hypothetische Unterdeckung mithilfe inländischer Ressourcen zu überbrücken, bietet die österreichische

²⁴ Montag, 23. Jänner – Sonntag, 29. Jänner

²⁵ Dies entspricht nicht zwingend der Vollausslastung auf Basis der technisch möglichen Engpassleistung, sondern einem marktbasierten Maximalwert, der durch den ökonomischen Anreiz eines außergewöhnlich hohen Preisniveaus geschaffen wurde.

²⁶ 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.

²⁷ Es handelt sich hierbei um die Darstellung kreierter Erzeugungsindikatoren im Zuge der Bewertung der Energieversorgungssicherheit durch inländische Anlagen. Dabei soll lediglich das inländische Erzeugungspotenzial eingeschätzt werden, die tatsächlich realisierte Bedarfsdeckung (siehe Abbildung 30) ist jedoch eine Realisierung des europäischen Strommarktes und ist somit klar von der hier gewählten Darstellung zu unterscheiden.

Versorgungsinfrastruktur in letzter Instanz auch noch die Möglichkeit die vorhandenen Speicher zu entleeren.

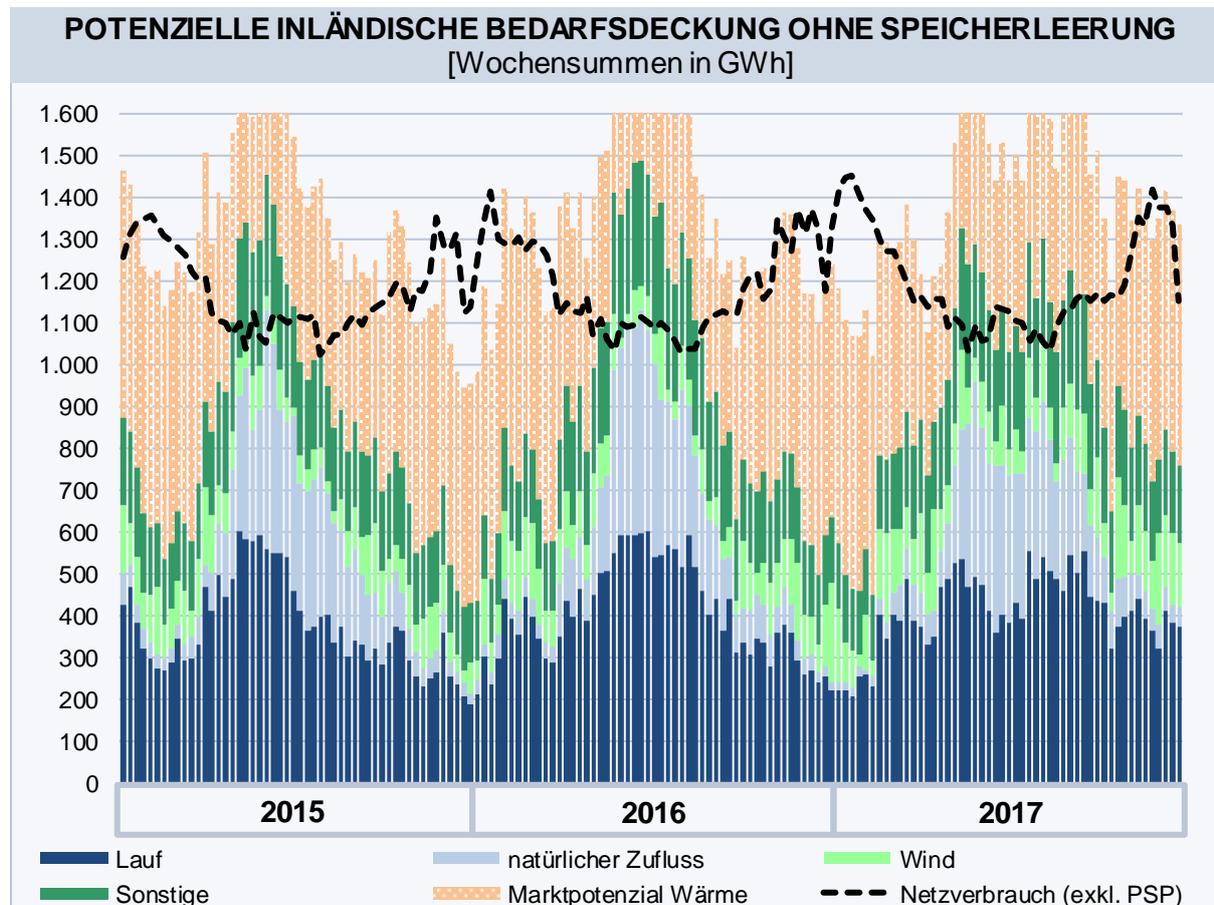


Abbildung 38: Hypothetische Deckungslücke ohne Speicherleerung (öffentliche Versorgung)

Das energetische Fassungsvermögen der Speicher entspricht in etwa dem zwei- bis dreifachen Wochenverbrauch Österreichs. Abbildung 39 zeigt die Entwicklung der aggregierten Energieinhalte im Zeitraum zwischen 2012 bis 2017. Durch die starke Saisonalität des natürlichen Zuflusses weisen die Füllstände ein ähnliches 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 letzten Jahren ist dabei ein klarer Trend hinsichtlich der früheren Leerung der Speicher erkennbar (vgl. Abbildung 39 untere Grafik). Im Jänner 2017 betrug der verfügbare Speicherinhalt nur etwa 50% des Wertes in der gleichen Periode des Jahres 2012, 2018 waren die Werte auf dem Niveau von 2013. Ebenfalls zu berücksichtigen sind die vertraglichen Pflichten, die von den Betreibern eingegangen werden. Der Energieinhalt einiger Pumpspeicherkraftwerke ist für den deutschen Markt vorgesehen (hell- und dunkelblaue Flächen in der Grafik). Für die Ermittlung des Speicherpotenzials verwenden wir daher lediglich die für das Inland verfügbaren Speicherinhalte, die aus den bereits diskutierten energetischen Gründen nicht

durch Pumpeinsatz verändert werden. Die resultierenden Speicherinhalte können somit als vorhandene Minimalverfügbarkeit interpretiert werden.

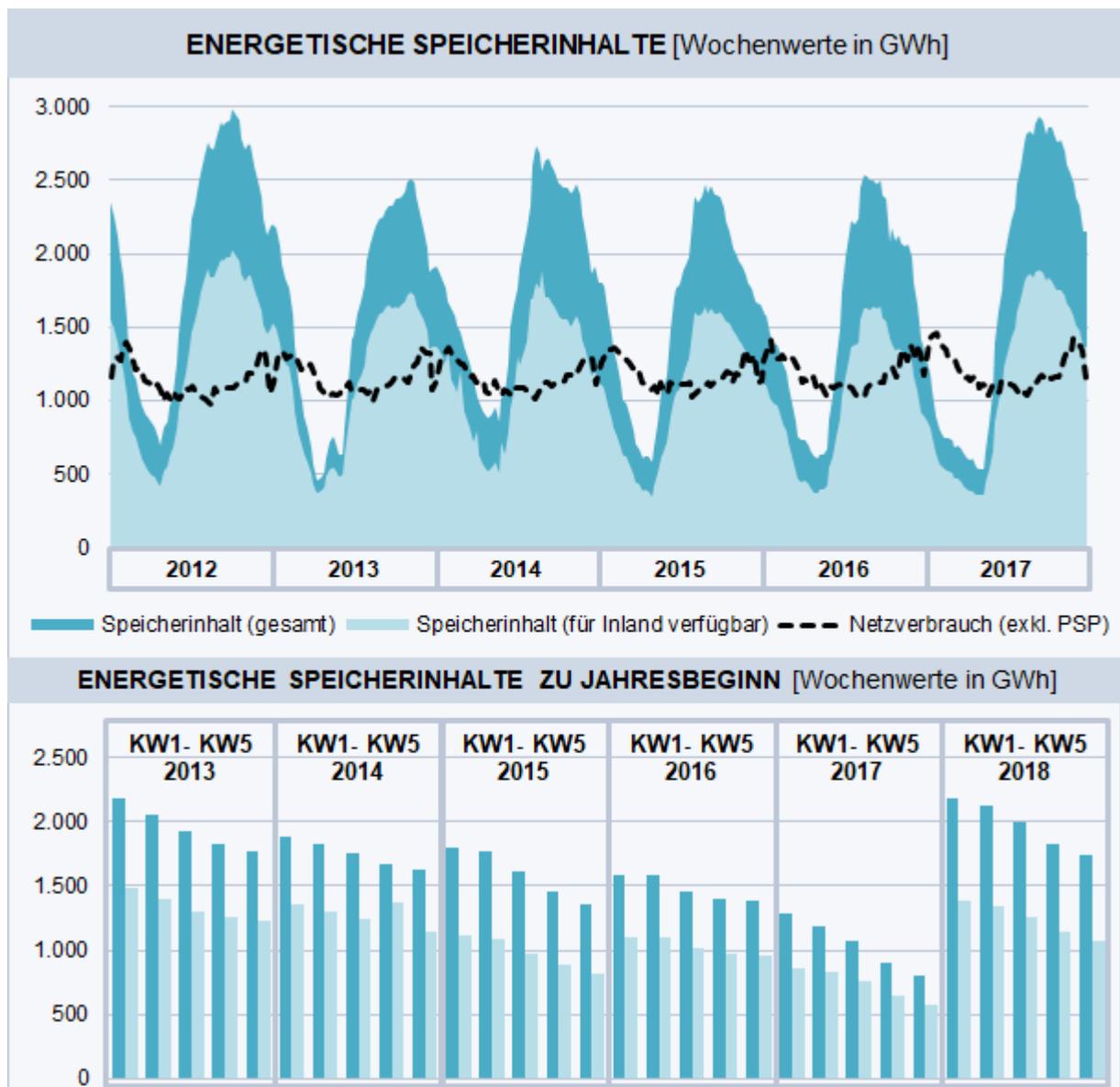


Abbildung 39: Verfügbarer Energieinhalt der Speicher

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 auszugleichen²⁸. In Abbildung

²⁸ Zusätzlich müssen auch die Engpassleistung sowie die Übertragung und Verteilung der Speicherezeugung berücksichtigt werden. Aus diesem Grund verwenden wir historische Einspeisedaten, um zu eruieren, welche Aufbringung tatsächlich möglich ist. Auf Basis historischer Daten nehmen wir einen Maximalwert von 400 GWh pro Woche an. Dies entspricht dem historischen Höchstwert an Speicherproduktion der letzten 10 Jahre.

40 wird diese Szenarienbetrachtung für jede Woche im Zeitraum zwischen Jänner 2015 und Dezember 2017 vorgenommen.

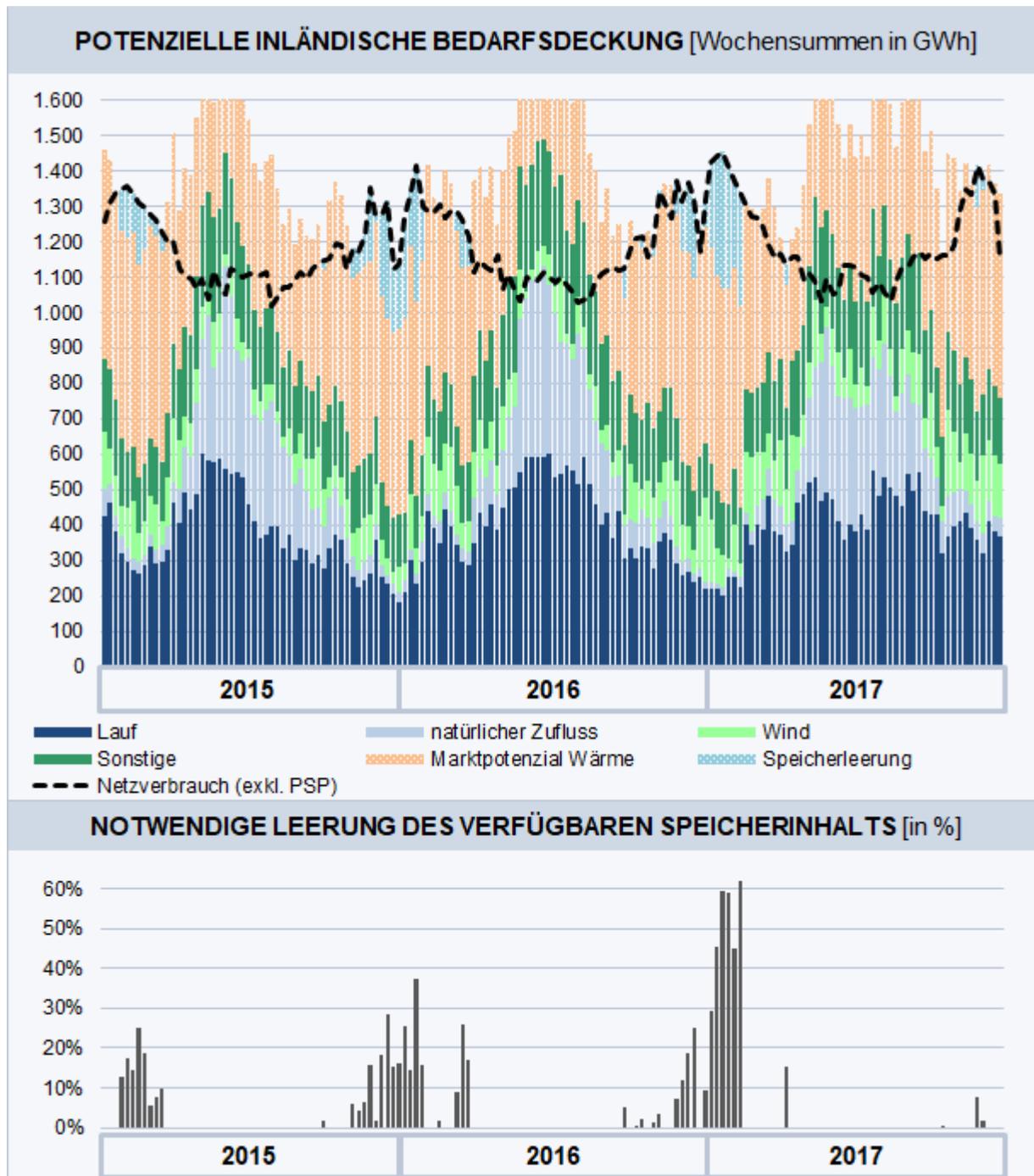


Abbildung 40: Potenzielle inländische Bedarfsdeckung (öffentliche Versorgung)

In obiger Abbildung ist klar erkennbar, dass es in den letzten beiden Wintern 2015/16 bzw. 2016/17 zu einer Zunahme der hypothetischen Deckungslücken und somit auch zu einem Anstieg der notwendigen Speicherleerung zur Überbrückung dieser Lücken kam. Die Hauptursache für dieses Ergebnis stellt die im langjährigen Vergleich deutlich geringere Lauferzeugung im Dezember bzw. Jänner der betreffenden Winter dar – in diesen Perioden lag die wöchentliche Lauferzeugung stets unter dem Mittelwert der Vergleichszeiträume der

letzten zehn Jahre (siehe Abbildung 40). Durch die zusätzliche Fluktuation der Windeinspeisung entstanden in manchen Wochen hypothetische Deckungslücken von über 300 GWh, die durch die Speicher zu decken gewesen wären. In der dritten Kalenderwoche 2016 kam es daher erstmals zu einer Situation, in der die notwendige Speicherentleerung zur Überbrückung der hypothetischen Deckungslücke über ein Drittel des verfügbaren Speicherinhalts erforderlich gemacht hätte – das in dieser Woche auftretende inländische Erzeugungspotenzial wäre somit bei gegebenem Netzverbrauch erstmals nicht ausreichend gewesen, um das Netzgleichgewicht über drei Wochen sicherzustellen.

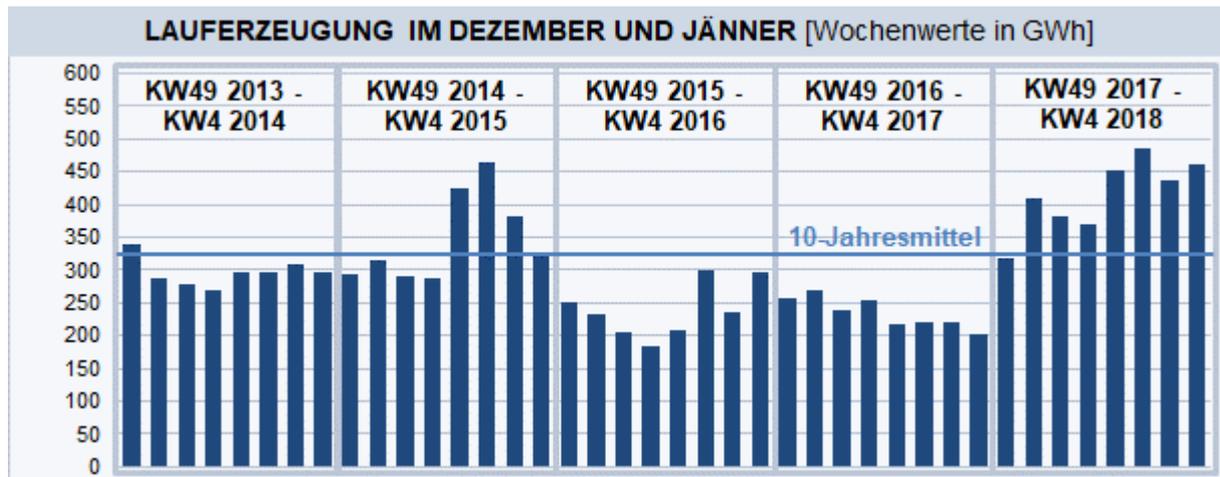


Abbildung 41: Langjährige Entwicklung der Lauferzeugung (> 25 MW) im Dezember und Jänner (öffentliche Versorgung)

Durch die besondere Lage im Jänner 2017, die durch hohen Verbrauch, äußerst geringe Füllstände der Speicher, anhaltend unterdurchschnittliche Lauferzeugung und während mancher Wochen auch durch schwache Windeinspeisung geprägt war, stellte der Jahresbeginn 2017 eine besonders schwierige Periode für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit dar. Dies spiegelt sich auch in den entwickelten Indikatoren der energetischen Bedarfsdeckung durch inländische Erzeugung wider. Beginnend mit der dritten Kalenderwoche 2017, in der es erstmals zu einer Warnstufenerhöhung der APG kam, wurden fünf aufeinanderfolgende Wochen identifiziert, in welchen die notwendige Speicherleerung über einem Drittel lag (vgl. Abbildung 40). Während drei dieser Wochen wäre eine Speicherleerung von mehr als der Hälfte des verfügbaren energetischen Inhalts notwendig gewesen, um den Bedarf allein aus inländischer Erzeugung zu decken. Folglich wäre in diesen drei Wochen (KW 4, KW 5 und KW 7) die Netzverbrauchsdeckung hinsichtlich der in diesen Wochen verfügbaren inländischen Erzeugungsmöglichkeiten nicht über zwei volle Wochen gewährleistet gewesen. Analysiert man diese drei als energetisch besonders kritisch identifizierten Wochen genauer, so stellt man fest, dass nur die Kombination aus überdurchschnittlichem Netzverbrauch, unterdurchschnittlicher Lauf- und Windeinspeisung in Verbindung mit bereits stark fortgeschrittener Speicherentleerung derartige energetische Knappheitssituationen im österreichischen Kontext hervorrufen kann. Genau diese

Kombination verschiedener Faktoren ist ab der zweiten Jännerhälfte über mehrere Wochen eingetreten und stellte zumindest im Rahmen der letzten zehn Jahre eine außergewöhnliche Herausforderung für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit dar.

Abschließend soll anhand der definierten inländischen Erzeugungsindikatoren die Speicherreichweite bei Deckung der hypothetischen Lücke für jede Woche berechnet werden. Auf Basis der österreichischen Versorgungsstruktur entstehen hypothetische Deckungslücken ausschließlich in den Wochen des Winterhalbjahres zwischen Oktober und März (vgl. Tabelle 2). Die beiden letzten Winter waren von einer deutlich höheren Anzahl von Wochen mit hypothetischen Deckungslücken gekennzeichnet – im Vergleich zum Winter 2014/15 stieg die Anzahl von 11 auf 18 Wochen im Winter 2015/16, 16 Wochen im Winter 2016/17 bzw. 10 Wochen im Winter 2017/18 (siehe Tabelle 2). Hätte die energetische Deckung in diesen Wochen allein durch inländische Erzeugungsanlagen erfolgen müssen, wäre eine Speicherleerung im Umfang der hypothetischen Deckungslücke notwendig gewesen. Wie bereits erwähnt kann die unterdurchschnittliche Lauferzeugung der letzten beiden Winter als Hauptgrund für den starken Anstieg der potenziell unterdeckten Wochen genannt werden. Dies hatte auch zur Folge, dass die hypothetischen Deckungslücken im Median deutlich angestiegen sind – der bisherige Maximalwert von 383,3 GWh wurde in der vierten Kalenderwoche 2017 erreicht.

In einer ex-post-Betrachtung sind die hypothetischen Deckungslücken für die jeweilige Woche aber auch für alle Folgewochen bekannt. Es ist also möglich, die genaue Speicherreichweite für jede Woche zu ermitteln. Dabei wird angenommen, dass der zur Verfügung stehende energetische Speicherinhalt der Ausgangswoche verwendet wird, um potenzielle hypothetische Deckungslücken zu füllen (vgl. notwendige Leerung des verfügbaren Speicherinhalts in Abbildung 40). Der durch diese notwendige Speicherleerung reduzierte Speicherinhalt kann in der Folgewoche zur weiteren Deckung von hypothetischen Lücken eingesetzt werden. Diese Herangehensweise kann auf alle Folgewochen ausgeweitet werden. Dadurch erhält man die Speicherreichweite bei Einsatz der verfügbaren Speicherinhalte zur Deckung der hypothetischen Deckungslücke, die entsteht, wenn das jeweilige natürliche und thermische Erzeugungspotenzial geringer ist als der realisierte Netzverbrauch.

In Tabelle 2 sind alle relevanten Ergebnisse in diesem Zusammenhang ersichtlich. Laut unseren Berechnungen konnte in den Wintern 2012/13 bis 2014/15 keine einzige Woche gefunden werden, in der die vorhandenen Speicherinhalte nicht ausreichend gewesen wären um die hypothetische Deckungslücke der jeweiligen Woche und aller Folgewochen zu decken – somit war die volle Deckung in diesen Wintern gewährleistet. Erste Einschränkungen der von uns definierten Speicherreichweite traten erst im Dezember 2015 auf. Während der Kalenderwoche 52 lag die berechnete Speicherreichweite bei einem Winterminimum von 4,8 Wochen – diese erstmalige Reichweiteneinschränkung war ein Resultat geringer

Lauferzeugung und niedriger Speicherinhalte. Im Vergleich dazu führten das weitaus geringere natürliche Erzeugungspotenzial und der außerordentlich hohe Netzverbrauch über mehrere Wochen im Jänner 2017 zu einer deutlich herausfordernden Versorgungssituation. Wie bereits mehrfach erwähnt wurde in der dritten Kalenderwoche 2017 die zweithöchste Warnstufe durch den Versorgungsnetzbetreiber APG ausgerufen. Diese angehobene Risikoeinschätzung der Versorgungssicherheit ist auch anhand unseres Indikatorensets nachvollziehbar. Die berechnete Speicherreichweite in dieser Woche betrug nur noch 2,1 Wochen, da es zu einer Kombination aus niedriger Lauf- und Winderzeugung, sehr geringer Speicherinhalte und außergewöhnlich hohem Verbrauch kam. Als sich diese Situation auch in der darauffolgenden Woche (KW 4 2017) nicht verbesserte, sank die Speicherreichweite auf ihr bisheriges Minimum von nur 1,8 Wochen. Danach stieg die Reichweite durch die Abnahme des Netzverbrauchs wieder stetig an. Aufgrund des dauerhaften Anstiegs der Lauferzeugung trat schließlich ab der achten Kalenderwoche keine weitere hypothetische Deckungslücke auf – die öffentliche Versorgung war somit wieder anhand natürlicher und thermischer Inlandserzeugung ohne notwendige Speicherentleerung möglich.

Tabelle 2: Ex-post Speicherreichweite bei Verwendung zum Ausgleich der hyp. Deckungslücke

	Anzahl der Wochen mit hyp. Deckungslücke	davon:			
		Minimale hyp. Deckungslücke (in GWh)	Maximale hyp. Deckungslücke (in GWh)	Median der hyp. Deckungslücke (in GWh)	minimale hyp. Speicherreichweite (in Wochen)
Okt.-Mrz. 2012/13	12	25,7 (KW 6 2013)	216,9 (KW 8 2013)	115,4	volle Deckung gewährleistet
Okt.-Mrz. 2013/14	13	22,7 (KW 11 2014)	213,4 (KW 51 2013)	110,2	volle Deckung gewährleistet
Okt.-Mrz. 2014/15	11	28,7 (KW 51 2014)	173,4 (KW 7 2015)	62,6	volle Deckung gewährleistet
Okt.-Mrz. 2015/16	18	16,2 (KW 7 2016)	380,5 (KW 3 2016)	145,7	4,8 (in KW 52, 2015)
Okt.-Mrz. 2016/17	16	4,7 (KW 41 2016)	383,3 (KW 4 2017)	171,0	1,8 (in KW 4, 2017)
Okt.-Mrz. 2017/18	10	9,2 (KW 4 2018)	335,8 (KW 9 2018)	151,2	2,8 (in KW 8, 2018)

Als Fazit bleibt festzustellen, dass es sich im Jänner 2017 tatsächlich um eine kritische Phase der Gewährleistung der Versorgungssicherheit handelte. Auf Basis der empirischen Analyse kann festgehalten werden, dass die Wochen zu Jahresbeginn als besonderer Risikozeitraum ausgewiesen werden können, weil in dieser Zeit einerseits der Verbrauch hoch und Speicherpotenziale durch die fortlaufende Winterbewirtschaftung in nur noch geringem Ausmaß verfügbar sind. Im Zusammenspiel mit geringer Lauferzeugung und volatiler

Windeinspeisung können so mögliche energetische Versorgungsengpässe entstehen. In diesem Zusammenhang sollte der in den letzten Jahren stärker werdende Trend zu früher entleerten Speicherinhalten näher begutachtet werden, da die Verfügbarkeit von Speicherinhalten als wesentliche Grundlage zur Gewährleistung der österreichischen Versorgungssicherheit durch inländische Anlagen anzusehen ist. Auch die in den letzten Jahren beobachtete zunehmend geringere Lauferzeugung in den Wintermonaten könnte die zukünftige Sicherstellung der Versorgungssicherheit erschweren.

4.2 Prognosen (Leistung)

Die Stromproduktion wird 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. Ziel des Modells ist die Berechnung der gesicherten Leistung eines Kraftwerksparks. Diese ist diejenige Leistung, die mit einer hinreichend großen Wahrscheinlichkeit als gesichert verfügbar angesehen werden kann. Hier wird ein konservatives Signifikanzniveau von 1%²⁹ gewählt.

Dabei berücksichtigt das Modell stochastische Kraftwerksausfälle: Somit werden pro Block für jede Stunde 2 stochastische Zustände angenommen (Bernoulli Verteilung) und zwar

Verfügbar (P)

Nicht verfügbar (1-P)

wobei die Nichtverfügbarkeit zu jeder Stunde gleich wahrscheinlich ist. Die Verfügbarkeiten leiten sich aus der Statistik ab und sind nach Größenklassen sowie nach eingesetzter Technologie verschieden. Diese Nicht Verfügbarkeiten umfassen sowohl geplante (meistens nachts bzw. Off-Peak) Revisionen und 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

²⁹ Dies bedeutet, dass nur in weniger als 1% aller Fälle das tatsächliche Endergebnis unterhalb dieses Bereiches liegen wird.

von maximaler thermischer Auskopplung aus. Andere Modelle zur Berechnung der gesicherten 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 bestehen kann, dass Kraftwerke mehr Energie liefern könnten, falls dies benötigt würde.

Fluktuationen bei dargebotsabhängigen Energien wie Wind- und Laufwasserkraft sind ebenfalls zu berücksichtigen und werden mittels Monte Carlo Simulationen konservativ geschätzt. Das Modell geht auch davon aus, dass alle drei Kategorien der Regelenergie nicht zur Deckung der Last zur Verfügung stehen und von der gesicherten Leistung des Kraftwerksparks abzuziehen sind.

Der herangezogene Kraftwerkspark zur Berechnung der gesicherten Leistung bezieht sich hierbei auf Anlagen größer als 1 MW, nicht aber auf Photovoltaikanlagen, da die gesicherte Leistung auch abends in den Wintermonaten gegeben sein muss.

4.2.1 Kraftwerksausbauprojekte

Zur Umsetzung von §15 Abs 2 Energielenkungsgesetz 2012 (in der Fassung BGBl. I Nr. 41/2013) wurden für den diesjährigen Report die Kraftwerksausbauprojekte bis zum Jahr 2030 erhoben. Die in Planung, Einreichung und teilweise in Bau befindlichen zusätzlichen Erzeugungskapazitäten beziehen sich auf den Erhebungsstand Ende April 2018. Um eine realistischere Einschätzung der gesicherten Leistung zu erhalten wurde 2012 erstmals ein Simulationsmodell angewandt. Eine detaillierte Darstellung findet sich im Annex des Monitoring Berichts zur Versorgungssicherheit 2012³⁰ (www.e-control.at, Fachpublikationen Strom). Durch die genauere Abschätzung der verfügbaren Kraftwerksleistung soll vor allem der strukturellen Veränderung im Kraftwerkspark Rechnung getragen werden. Das Hauptaugenmerk bei der Erhebung gemäß Energielenkungsgesetz liegt auf Wasser- und Wärmekraftwerken, da Projekte aus erneuerbaren Energiequellen (Windenergie, Biomasse, PV, etc.) einerseits einer großen Abhängigkeit von den ergriffenen Fördermechanismen unterliegen, andererseits, wie die Vergangenheit gezeigt hat, können solche Kraftwerksanlagen in vergleichsweise kurzer Zeit gebaut und in Betrieb genommen werden. Da auf Basis der Ökostromgesetzes-Novelle 2011 für den Zeitraum der Jahre 2010 bis 2020 eine Zunahme von 2.200 MW bei Wind-, Biomasse- und Biogasanlagen angestrebt wird, ist dies ebenfalls in der Vorschau zu berücksichtigen. Durch die beschlossene kleine Ökostromnovelle wird mit einem konservativen Wert von jährlich 60 MW an Nettowindausbau von 2017 bis 2022 bzw. 360 MW in Summe gerechnet Aufgrund der gesetzlichen Grundlage

³⁰ www.e-control.at, Fachpublikationen Strom.

wird dafür die Realisierungswahrscheinlichkeit für diesen Monitoringbericht mit 100 % angenommen

4.2.2 Angebot: Reflektion der Meldungen

Die Meldungen in diesem Bericht beziehen sich auf die Ausbaupläne der größeren Erzeuger mit einer Engpassleistung > 1 MW. Kleinere Kraftwerke sind hinsichtlich des Ausbaus auf freiwilliger Basis enthalten.

4.2.2.1 Marktsituation

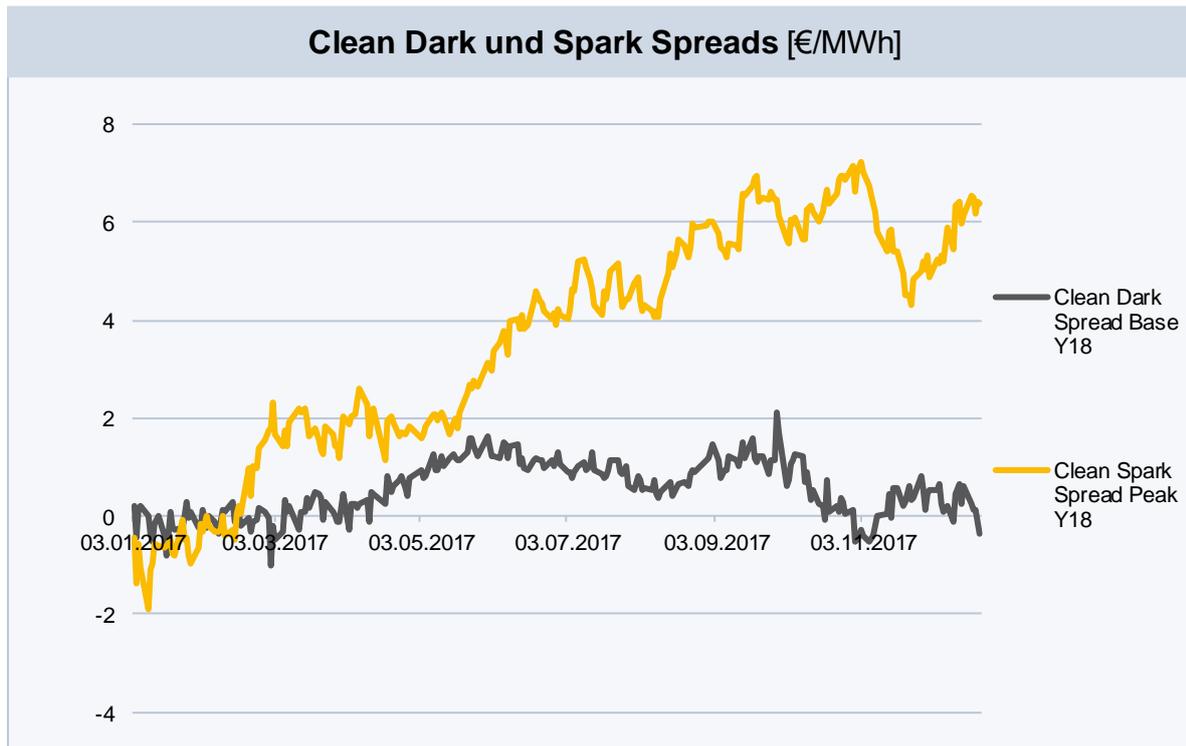


Abbildung 42: Clean Dark & Spark Spreads 2017

Abbildung 42 und Abbildung 43 zeigen die Entwicklung der theoretischen Bruttomarge (Großhandelspreis – Brennstoffeinsatz) von Kohle- (Dark Spread) bzw. Gaskraftwerken (Spark Spread) bereinigt um Emissionsrechte (Clean Spark und Dark Spread) für die Jahre 2017 und 2018 für die Produkte Base bzw. Peak. Dabei müssen alle anderen anfallenden Betriebskosten durch diese sogenannten Clean Spark/Dark-Spreads gedeckt werden, andernfalls lässt sich das Kraftwerk auch kurzfristig nicht rentabel betreiben. Bei der Berechnung der Spark und Dark-Spreads wird konservativ eine Effizienz von 50% für Gaskraftwerke und von 35% für Kohlekraftwerke angenommen. Zur Bereinigung um CO₂ Zertifikate pro produzierter MWh (Clean Dark & Spark Spreads) wird eine Quote von 0,411 t CO₂ für Gaskraftwerke bzw. von 0,971 t CO₂ für Kohlekraftwerke veranschlagt.

Wie sich in den Abbildungen erkennen lässt, ist die langfristige Rentabilität von Gaskraftwerken in ihrer Funktion als Spitzenlastkraftwerke im Jahr 2017 und 2018 gestiegen. Abbildung 42 und Abbildung 43 zeigen deutlich, dass der Anstieg im zweiten Halbjahr 2017

einsetzte und sich 2017 auf diesem Niveau einpendelte. Gaskraftwerke zeigten eine Trendumkehr in Richtung positiver Deckungsbeiträge der Grenzkosten: so konnte sich die durchschnittliche Bruttomarge seit Herbst 2016 deutlich verbessern, lediglich kurz am Anfang des Jahres 2017 rutschten die Margen in den negativen Bereich, erholten sich aber sehr rasch wieder und liegen nun zwischen 4 und 6 EUR/MWh. Die Marge der Kohle als Grundlasttechnologie verschlechterte sich seit 2016 kontinuierlich und liegt nun im negativen Bereich bei 4 EUR/MWh für Base Produkte. Somit lassen sich derzeit Gaskraftwerke zu Peak Zeiten wirtschaftlich rentabel betreiben, wegen gestiegener CO₂ und Gas-Preise weisen effiziente Kohlekraftwerke aber weiterhin einen Wettbewerbsvorteil gegenüber Gaskraftwerken auf, obwohl Kohle deutlich an Rentabilität verloren hat.

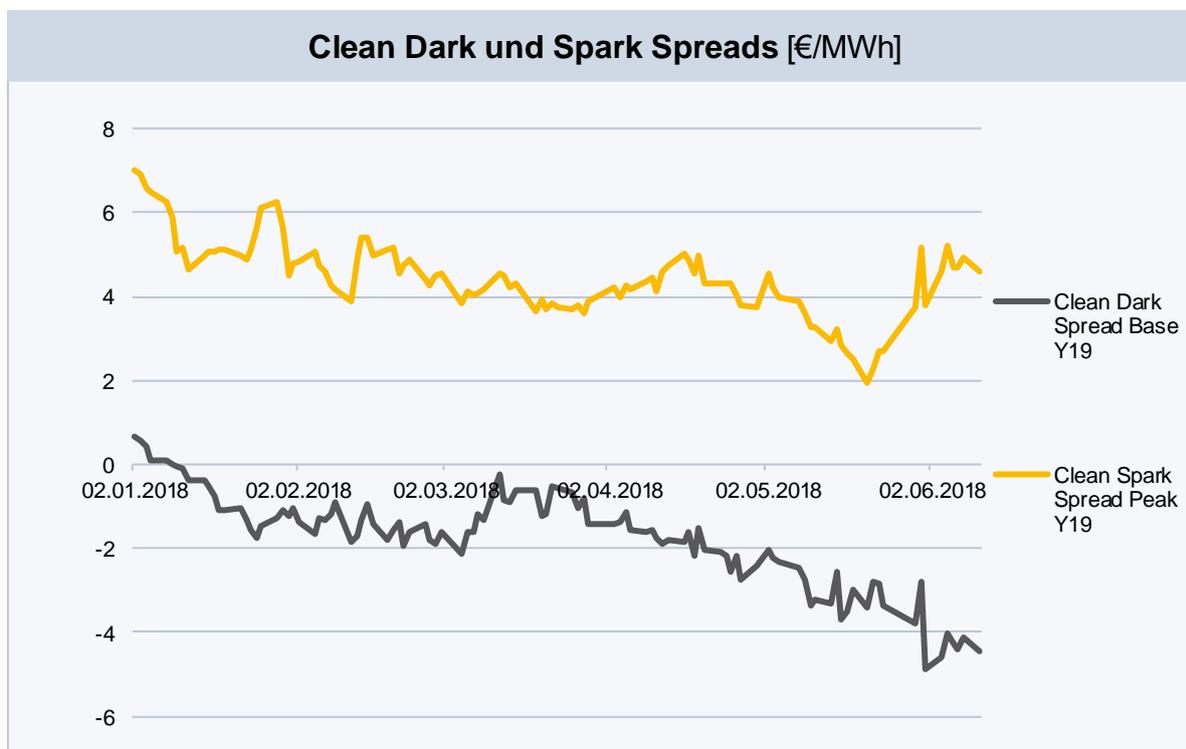


Abbildung 43: Clean Dark & Spark Spreads 2018

Grund dafür ist der Anstieg des CO₂-Preises. Der noch immer stärkere Euro bremsst hier die Preisentwicklung der Kohle, die in USD gehandelt wird. Da eine gewisse Entkoppelung des Gaspreises vom Ölpreis stattgefunden hat, wird die Nachfrage an den Börsen den Preis von Gas wesentlich beeinflussen und somit auch die Rentabilität von Gaskraftwerken prägen, obwohl sich natürlich auch der höhere Ölpreis in den Gaspreisen zum Teil wiederfindet.

4.2.3 Prognoseszenarien

Falls sich negative Clean Spark Spreads über lange Zeiträume erstrecken, und allenfalls die operativen Kosten nicht durch sektorübergreifende Erlöse gedeckt werden können (z.B. Strom und Fernwärme), könnten KWK-Anlagen aus betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten

geschlossen werden, sollten Investitionen in die Instandhaltung für den elektrischen Betrieb notwendig werden.

In einem betrachteten Extremszenario gehen sämtliche Wärmekraftwerke, die für die öffentliche Stromerzeugung bestimmt sind (inklusive biogene thermische Kraftwerke) vom Netz. Überbleiben würden nur Eigenerzeuger, die die produzierte Energie zum Großteil selbst verbrauchen und nur den Überschuss einspeisen.

Folgendes Bild würde sich für Österreich ergeben: Im Ausbauszenario „In Bau“ (Szenario 1) läge die prognostizierte Lastspitze zwischen 6% und 16% über der ermittelten gesicherten Leistung, im Szenario „Eingereicht“ (Szenario 2) zwischen 6% und 11%, sowie im optimistischen Szenario „In Planung“ (Szenario 3) zwischen 5% und 9%. Somit müsste diese Lücke in manchen Stunden des Jahres durch Importe geschlossen werden. Kapitel 3.1.3 hat gezeigt, dass in der stündlichen Lastverteilung die Anzahl der Stunden nahe der Maximallast gering ist. Außerdem ist die erwartbare gesicherte Leistung in 99% der Fälle höher als angegeben, da dieses Modell einen probabilistischen Ansatz verfolgt und für die Simulationen ein Signifikanzniveau von 1% gewählt wurde. Nichtsdestotrotz wäre eine Unterdeckung aus rein österreichischer Erzeugung in manchen Stunden möglich.

4.2.4 Prognose Kraftwerkspark Regelzone

Für die Prognose des Kraftwerksparks in der Regelzone werden sämtliche Projekte berücksichtigt, die in der Regelzone und gleichzeitig auf österreichischem Staatsgebiet liegen. Allfällige Projekte im Allgäu etc., die zwar zur Regelzone gehören aber auf deutschem Staatsgebiet liegen, werden hierbei nicht berücksichtigt. Ebenso wie schon bereits in der Abgrenzung definiert, sind Kraftwerksprojekte der VIW nicht inkludiert. Ab heuer werden, wie in der Einleitung schon erwähnt, auch die Kraftwerke der Sellrain-Silz Gruppe zukünftig einer der deutschen Regelzonen hinzugerechnet. Diese Verschiebung der Kraftwerke beeinflusst natürlich die installierte Engpassleistung der Kraftwerke der Regelzone APG. Die Auswirkungen dessen werden dann im nächstjährigen Bericht analysiert werden.

4.2.4.1 Szenario 1: In Bau befindliche Projekte

In der österreichischen Regelzone exklusive Kraftwerke im Ausland wird sich der Kraftwerkspark wie folgt entwickeln. Im Szenario 1 bleiben die Anteile relativ stabil, jedoch geben sowohl Lauf-, Speicher- und Wärmekraftwerke Anteile zugunsten Wind und PV im Kraftwerkspark 2030 ab. Absolut kommt es zu einem Zuwachs von 56 MW bei der Engpassleistung thermischer Kraftwerke, Wind und PV legen bei den Anteilen um mehr als 0,9% verglichen mit dem Status Quo zu (siehe Abbildung 44). Hier sind die schon genannten Projekte in Windanlagen eingerechnet (die wahrscheinliche Zunahme der Photovoltaikanlagen bleibt außer Betracht). Dies gilt für alle 3 Szenarien in diesem Bericht. Gemessen am Szenario 1 wird die gesamte Engpassleistung bis 2030 in der Regelzone wachsen (1,7%).

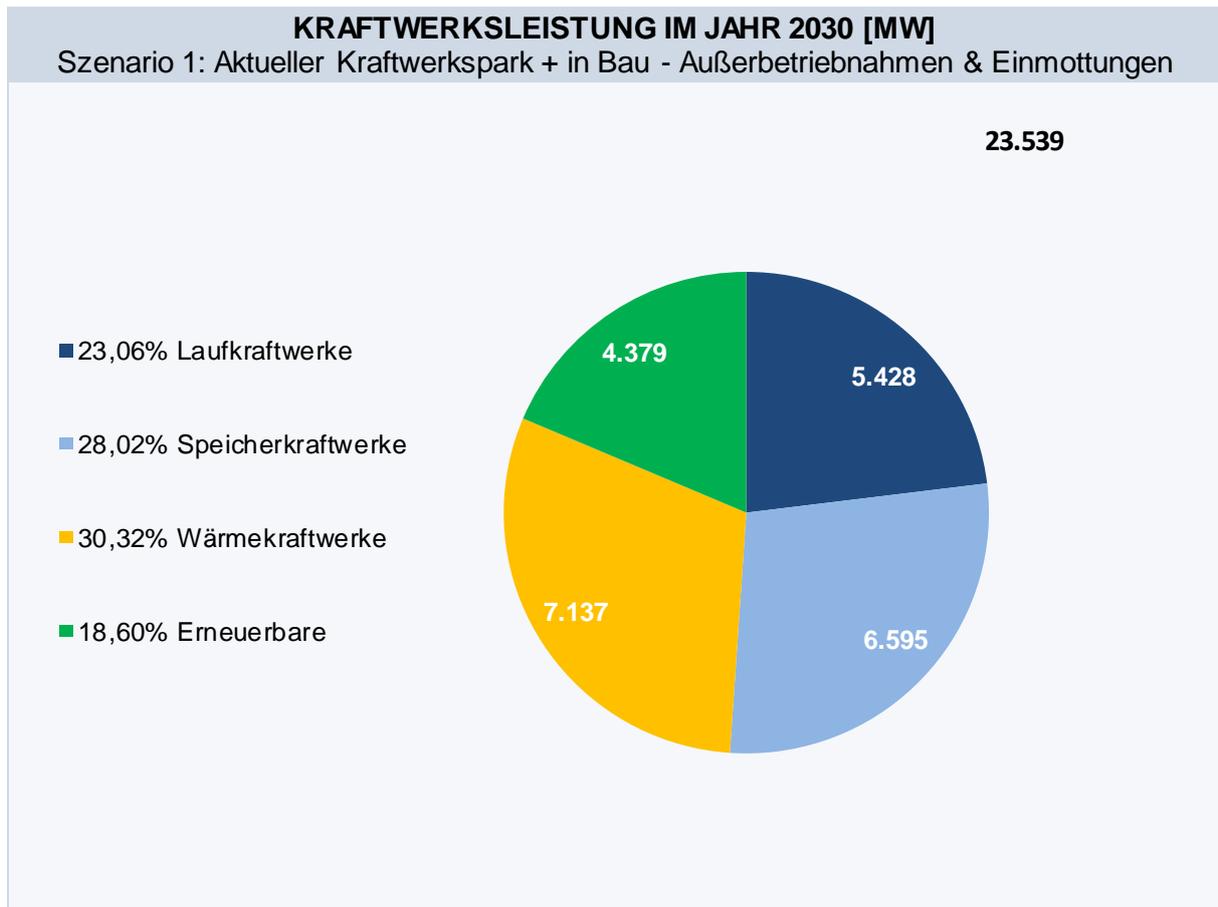


Abbildung 44: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 1 (Regelzone)

4.2.4.2 Szenario 2: In Bau & eingereichte Projekte

Szenario 2 weist einen Zuwachs um 7% bis ins Jahr 2030 auf, vor allem wegen Speicherezubauten, Wind und PV. Sowohl die Wärmekraft als auch die Wasserkraft verzeichnen zwar dreistellige Zunahmen in MW, relativ gesehen sinken nur die Anteile der Laufkraftwerke. Laufwasserkraft von 23,7% auf 22,08%, Wärmekraft von 30,6% auf 30,8%. Die Speicher legen von 28,5% auf 29,3% zu, Wind und PV ein wenig, nämlich von 17,6% auf 17,7% (siehe Abbildung 45).

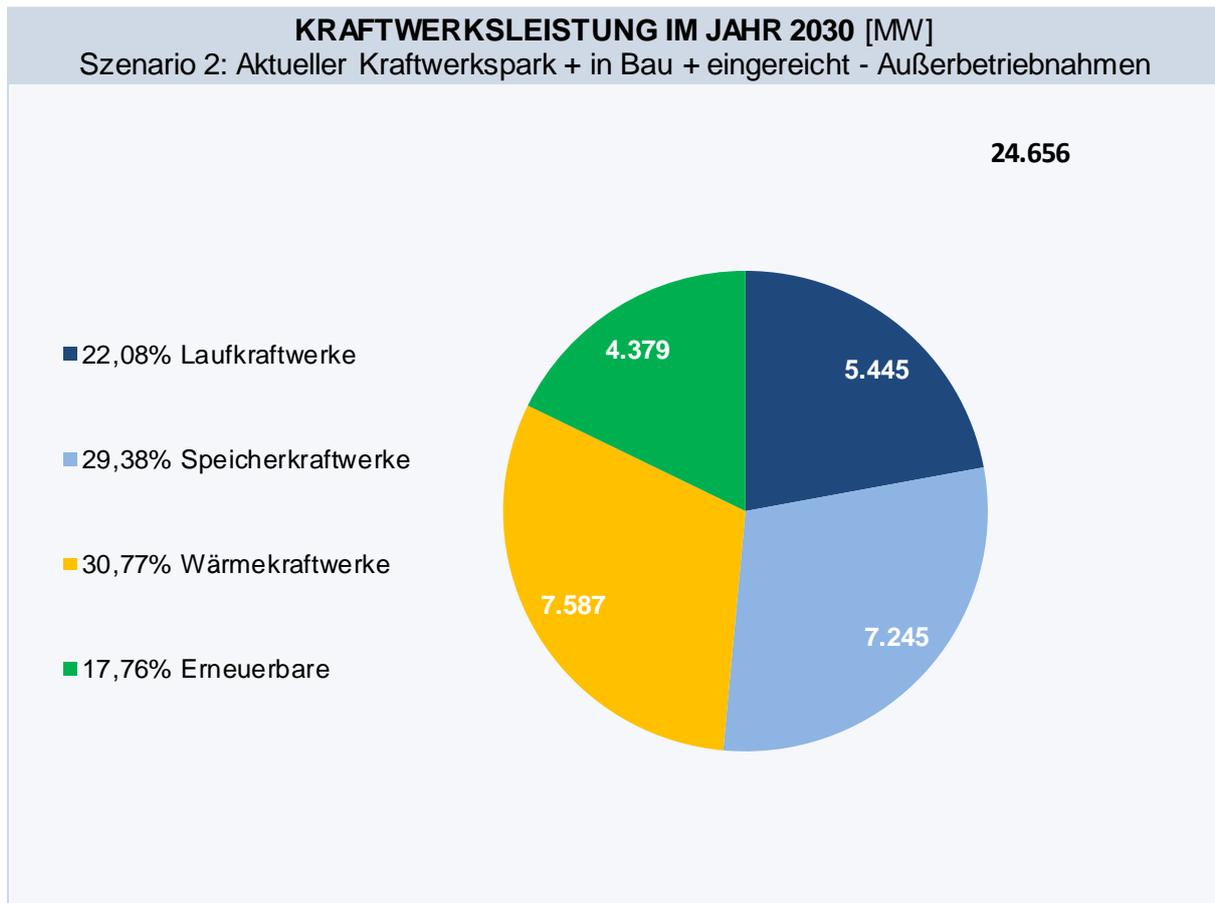


Abbildung 45: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 2 (Regelzone)

4.2.4.3 Szenario 3: In Bau & eingereichte & in Planung befindliche Projekte

Das sehr optimistische Szenario 3, in dem alle seriös angedachten Projekte der größeren Erzeuger abgebildet sind, verspricht einen zukünftigen Kraftwerkspark mit einer Engpassleistung von knapp 25,4 GW. Verglichen mit dem Szenario 2 schlägt sich der

Unterschied vor allem im Ausbau der Speicher -und Wärmekraftwerke nieder, wie in Abbildung 46 zu sehen ist.

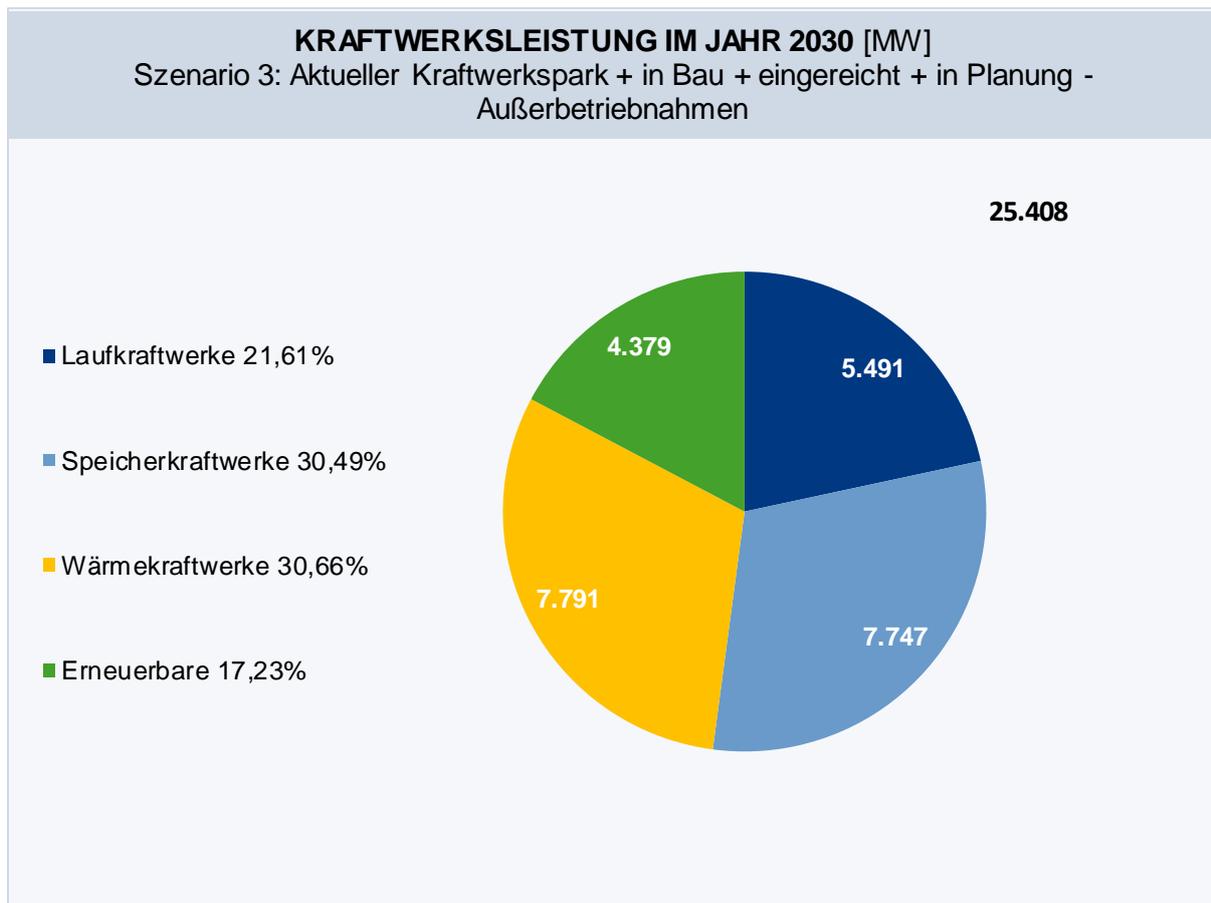


Abbildung 46: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 3 (Regelzone)

4.2.5 Prognose Kraftwerkspark der gesamten Versorgung

Durch den erweiterten Prognosehorizont bis 2030 finden sich nun auch langfristige Planungen im Kraftwerkspark wieder. Vor allem bei Wasserkraftwerken, wird es einen Zubau geben, falls die Markterwartungen der Erzeuger eintreffen bzw. diverse damit verbundene Prozesse zu deren Gunsten verlaufen. Kraftwerke, die als „Einmottung“ bzw. Kaltreserve gemeldet wurden, sind konservativ als Außerbetriebnahmen gewertet worden.

An dieser Stelle ist anzumerken, dass es sich um eine Momentaufnahme der geplanten Zubauten und Außerbetriebnahmen handelt, die sich jederzeit durch veränderte wirtschaftliche Rahmenbedingungen (insbesondere steigende oder fallende Nachfrage mit entsprechenden Preisimpulsen) verändern kann.

4.2.5.1 Szenario 1: In Bau befindliche Projekte

Österreichs Kraftwerkspark (gesamte Versorgung) wird im konservativen Szenario 1, wie in Abbildung 47 zu sehen ist, von derzeit 24,9 GW auf rund 25,3 GW wachsen. In diesem Szenario sind nur bereits in Bau befindliche Projekte und Konservierungen bzw. Außerbetriebnahmen von Anlagen inkludiert. Vertraut man den eingegangenen Meldungen

der größeren Erzeuger, dann sollte die Laufwasserkraft bis 2030 bezogen auf die installierte Leistung stagnieren und einen Anteil im Kraftwerkspark von ca. 21,38% halten (2018: 21,56%). Der Anteil der Speicherkraftwerke soll von derzeit 33,7% auf 33,25% sinken, bzw. um 2 MW steigen. Erneuerbare, dazu zählen vor allem Wind und Photovoltaikanlagen, machen derzeit 4079 MW oder 16,33% des Kraftwerksparks aus. Da der Bau in diese Technologien stark von Fördermechanismen abhängt, wird für diesen Bericht lediglich die Zunahme von 300 MW an Windanlagen betrachtet, deren Realisierung bis 2022 de facto gegeben sein wird, wahrscheinlich jedoch übertroffen wird. Bei thermischen Kraftwerken wird in diesem Szenario 1 ein Zuwachs von 56 MW erwartet, der den Anteil von derzeit 28,34% auf 28,12% sinken lassen wird.

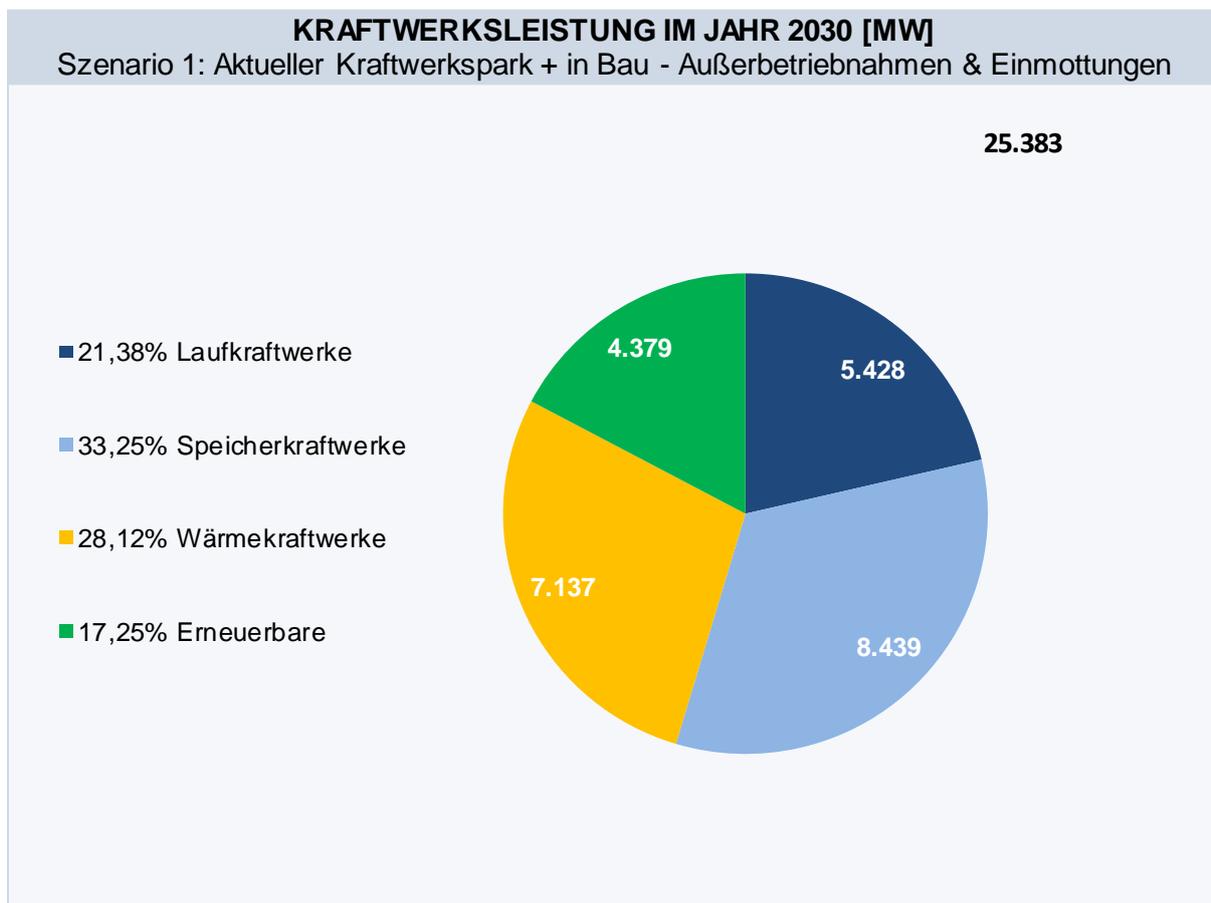


Abbildung 47: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 1 (öffentliche Versorgung)

4.2.5.2 Szenario 2: In Bau & eingereichte Projekte

In Szenario 2 werden alle Projekte berücksichtigt, die gebaut werden, deren Prüfung durch die Behörden gerade läuft sowie Außerbetriebnahmen. In diesem Szenario legt die

Laufwasserkraft leicht zu, um 60 MW, die Wärmekraft um 506 MW. Lediglich die Anteile der Laufwasserkraft am Kraftwerkspark sinken von 21,56% auf 20,55%. Die Wärmekraft stagniert bei 28,63% (2018: 28,34%). Wind und PV werden gleich bewertet wie in Szenario 1, deren Anteil verbessert sich leicht von 16,33% auf 16,52% gemessen an der Gesamtheit des zukünftigen Kraftwerksparks wie in Abbildung 48 zu sehen ist. Wie in der Grafik ersichtlich, legt die Speicherwasserkraft hier um 652 MW zu. Diese Zunahme lässt die Speicherwasserkraft zur dominanten Technologie avancieren (Anteil über 34%). Die installierte Leistung an Kraftwerkskapazitäten steigt somit bis 2030 um 6% auf insgesamt 26,5 GW.

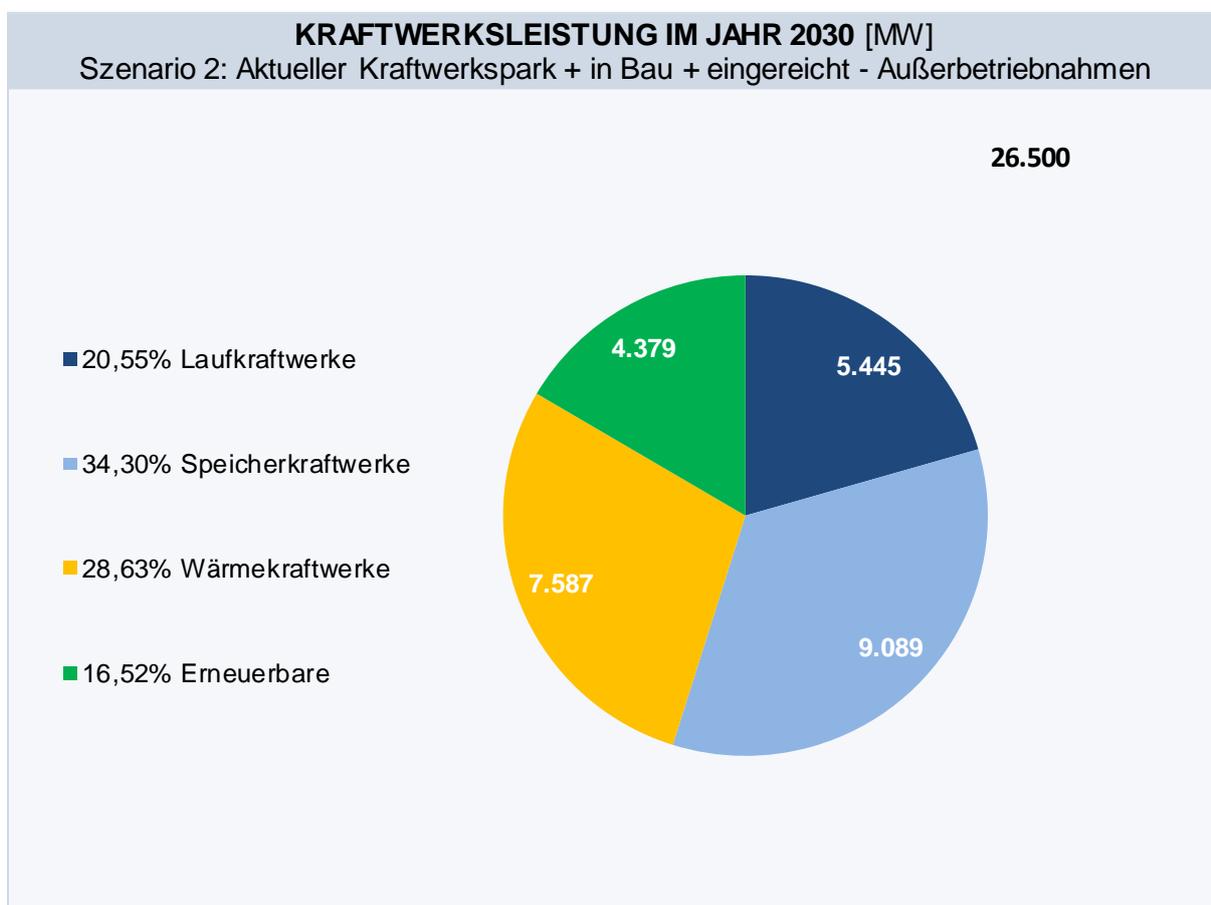


Abbildung 48: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 2 (öffentliche Versorgung)

4.2.5.3 Szenario 3: In Bau & eingereichte & in Planung befindliche Projekte

Das sehr optimistische Szenario 3, das in Abbildung 49 zu sehen ist, zeigt verglichen mit Szenario 2 einen etwas größeren Ausbau:

Österreichs Kraftwerkspark wird bis zum Jahr 2030 über eine Engpassleistung von 27.252 MW verfügen, sowohl durch geplante Kraftwerksprojekte als auch durch prognostizierte Werte

von Wind & PV und unter Berücksichtigung gemeldeter Stilllegungen von Kraftwerken. Hierbei wurden eingereichte und in Bau und Planung befindliche Projekte berücksichtigt.

In diesem Szenario 3 legen alle Technologien nominell an Engpassleistung zu, die Anteile verschieben sich jedoch hin zu den Speicherkraftwerken. Somit sollen 106 MW an Laufwasserkraft, 1154 MW an Speicherwasserkraft, 710 MW an Wärmekraft sowie die bereits erwähnten 300 MW an Wind netto zugebaut werden. Die Engpassleistung des Kraftwerksparks würde somit um 9% bis zum Jahre 2030 wachsen.

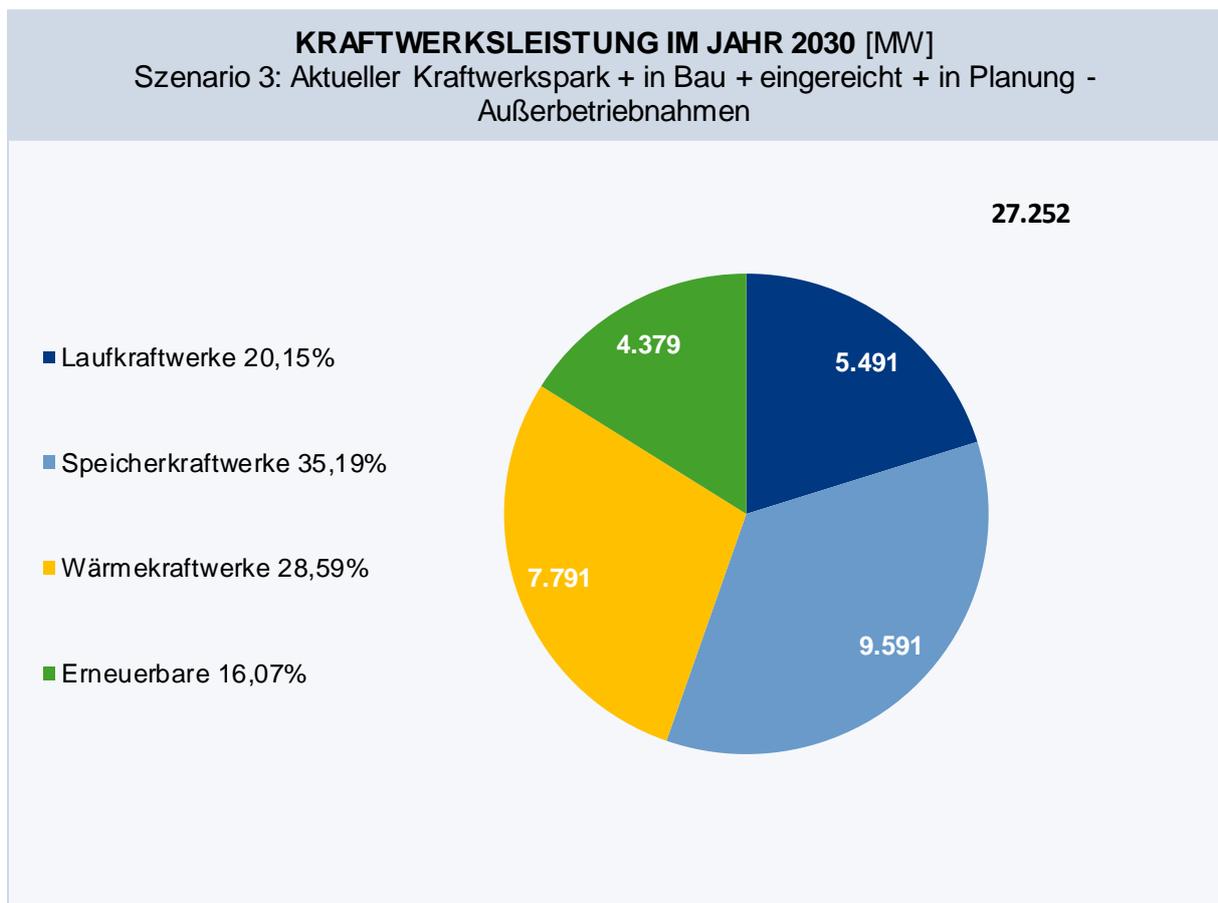


Abbildung 49: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 3 (öffentliche Versorgung)

Es ist auch noch anzumerken, dass in diesem Bericht lediglich die gemeldeten Projekte der größeren Erzeuger berücksichtigt sind, nicht jedoch private Initiativen. Aufschluss über private Projekte liefern die Medien bzw. die Online-Abfrage der UVP-Genehmigungsverfahren, welche vom Umweltbundesamt betrieben wird. So stehen demnach 3 größere Kraftwerksprojekte privater Initiativen an, die insgesamt eine Engpassleistung von ca. 1720 MW aufweisen. Allesamt handelt es sich hier um Pumpspeicherkraftwerke, welche laut Planungen bereits zwischen 2022 und 2024 in Betrieb gehen sollen. Dabei erhielt bereits eines dieser Projekte einen positiven UVP Bescheid, welches eine Engpassleistung von 300 MW und eine Pumpleistung von 380 MW ausweist.

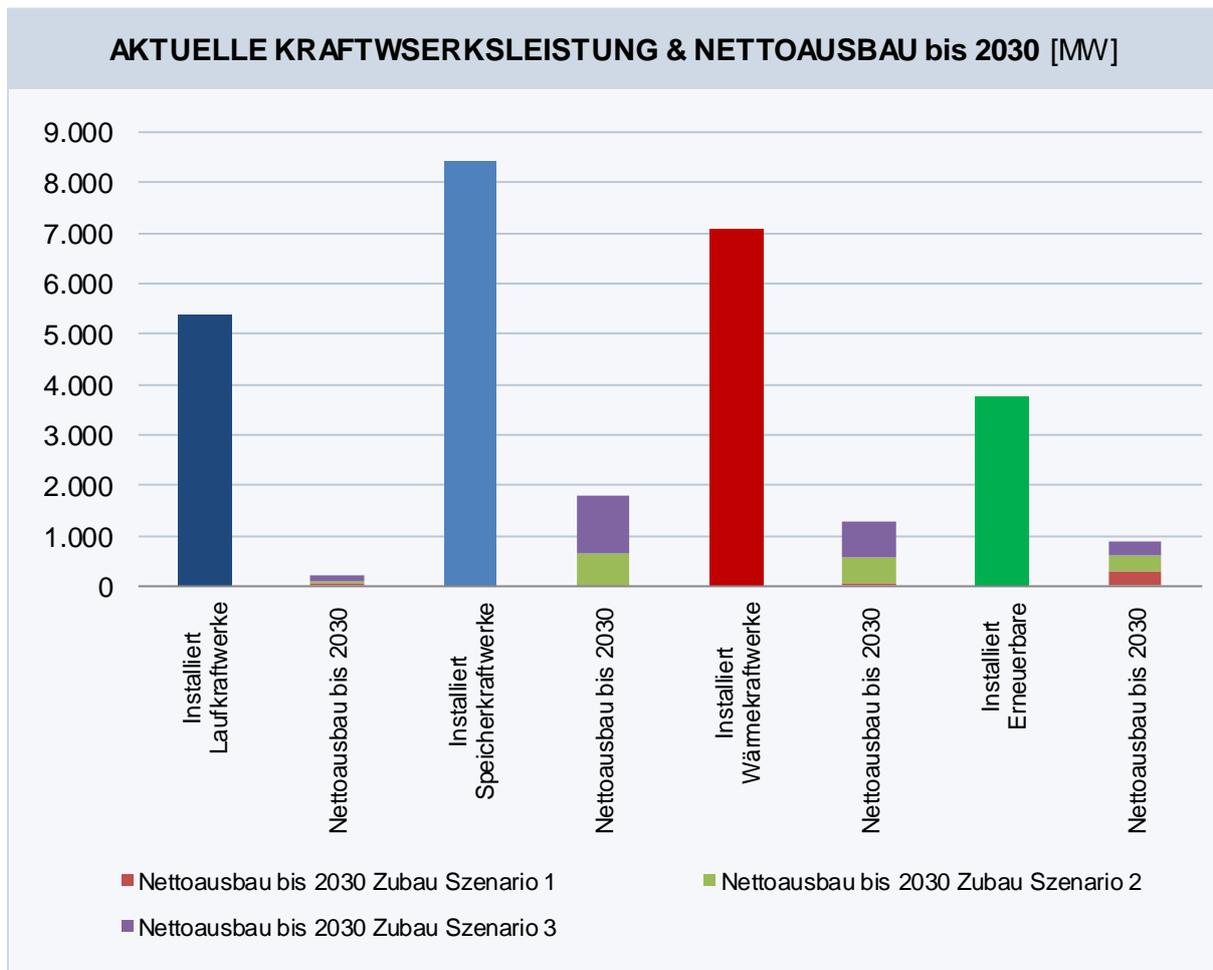


Abbildung 50: Schematische Darstellung der Zubauten gemessen am aktuellen Kraftwerkspark

4.2.6 Gesicherte Leistung und Deckungsrechnung

In der folgenden Abbildung wird die Lastdeckungsreserve dargestellt. Es handelt sich dabei um die noch verfügbare gesicherte Leistung bei Deckung der maximalen Last. Hierbei handelt es sich um die prognostizierte Lastspitze im Verhältnis zum gesamten Kraftwerkspark Österreichs (inklusive deutscher Regelzonen in Österreich), einschließlich industrieller Erzeugungsanlagen. Diese Darstellung der Lastdeckung findet sich auch in diversen Adequacy Forecasts der ENTSO-E und der Übertragungsnetzbetreiber wieder. Dabei ist jedoch festzuhalten, dass sich diese Darstellung der Versorgungssicherheit lediglich auf eine Stunde bezieht. Diese Methode, die Lastdeckung für einen Zeitraum von einer Stunde zu betrachten, wird einer Kraftwerksstruktur mit einem hohen Anteil an fossilen oder nuklearen Anlagen gerecht. Denn bei diesen Anlagen wird die Langzeitspeicherfunktion vom Brennstoff übernommen. Mit zunehmend volatiler Erzeugung (aus Wasser, Wind und Sonne) ist zusätzlich eine Miteinbeziehung der zur Verfügung stehenden Energieinhalte der Speicher notwendig. Über längere Zeiträume führt eine hohe Last zu energetisch hohen Wochenverbräuchen, die durchgehend gedeckt werden müssen.

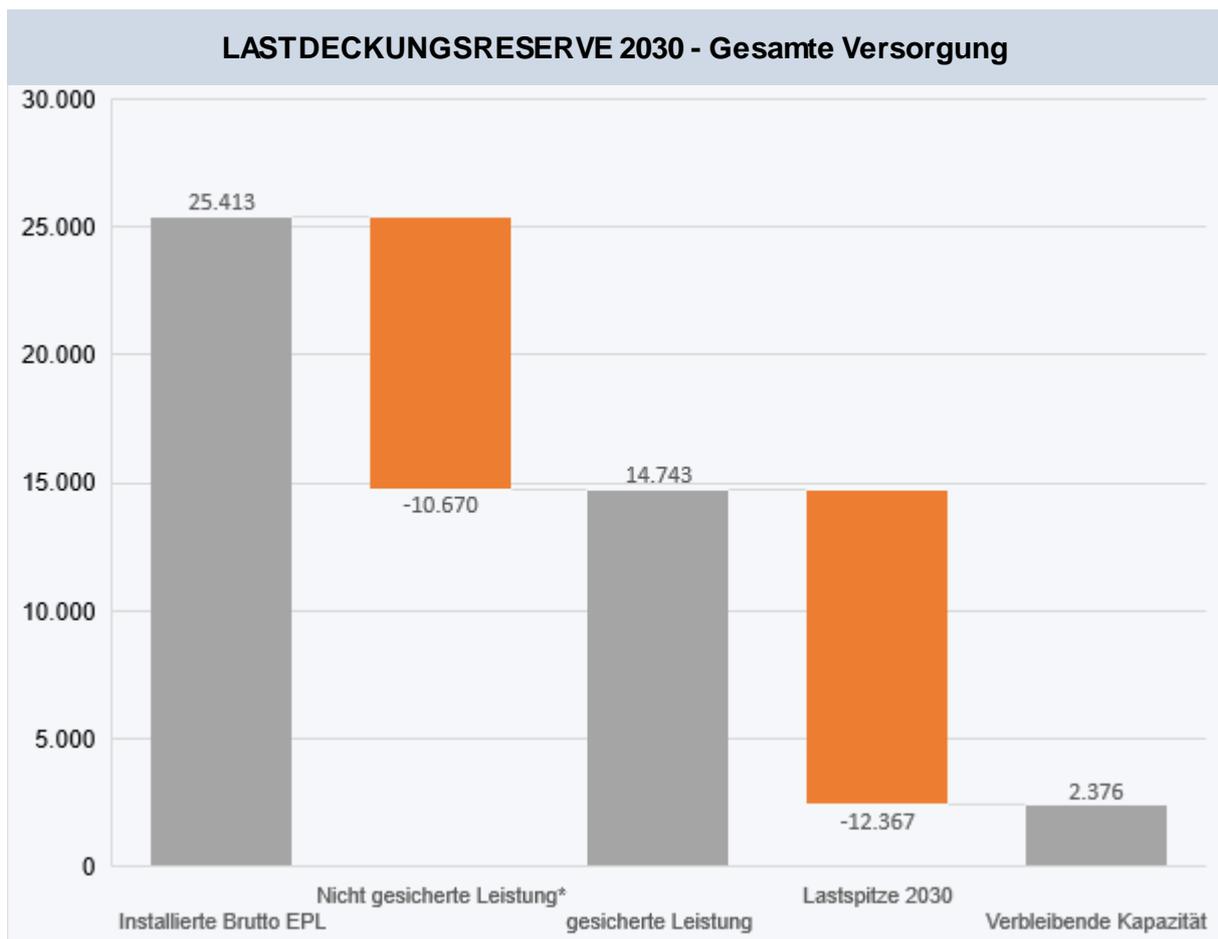


Abbildung 51: Gegenüberstellung des höchsten Stundenverbrauchs und Kraftwerkskapazität ohne Reichweitenbetrachtung

Gemessen am ENTSO-E Maßstab verbleibt bei einer erwarteten Lastspitze in Höhe von 12.367 MW nach ihrer Deckung durch österreichische Kraftwerke (inklusive der

Kraftwerkseinheiten der Industrie in Österreich) eine freie gesicherte Kapazität in Höhe von 2.376 MW für eine Lastdeckung von 1h. Die Berechnung beruht auf den Meldungen der Kraftwerksbetreiber für das Jahr 2030.

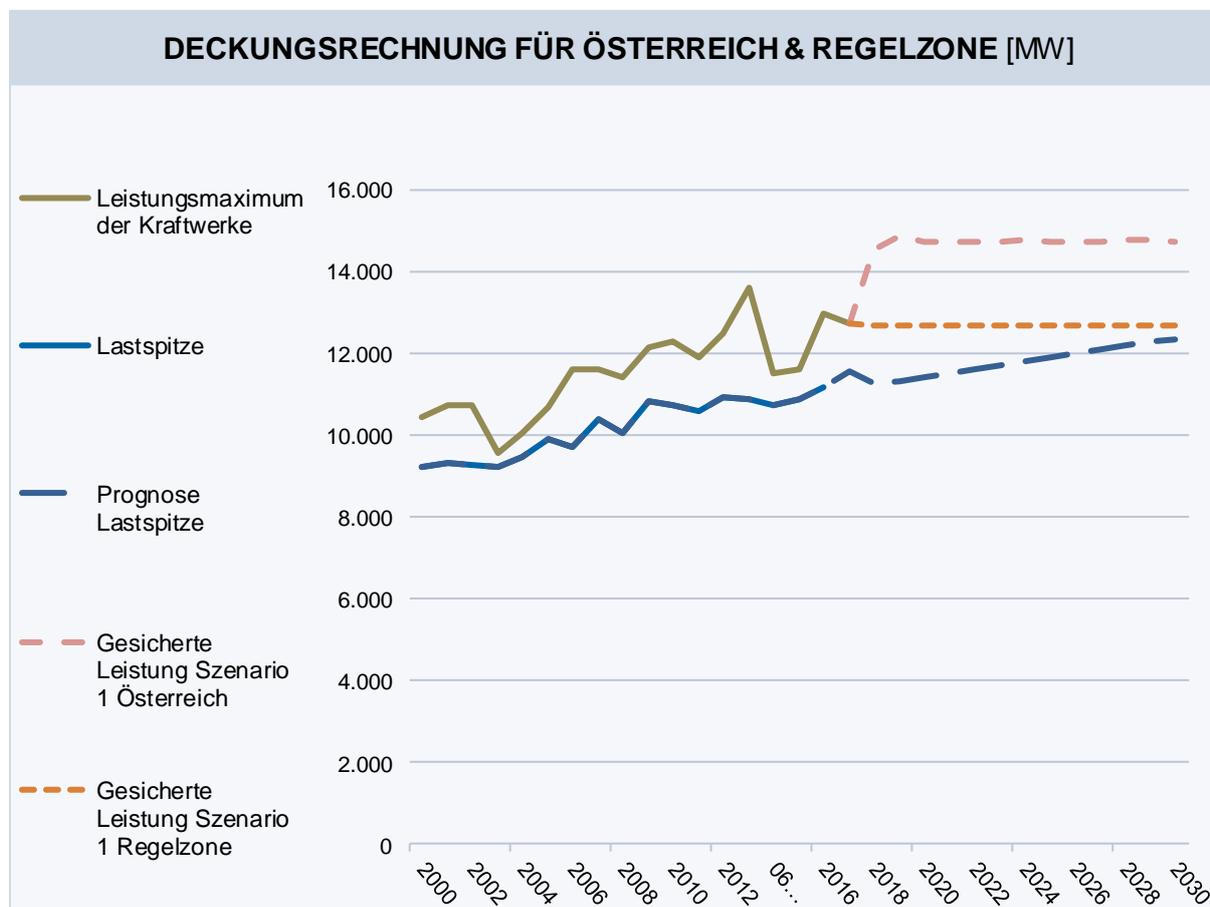


Abbildung 52: Deckungsrechnung für Österreich & Regelzone

Betrachtet man die Deckungsrechnung für die Regelzone, besteht für jedes Szenario eine Überdeckung der gesicherten Leistung. Die Überdeckung der Maximallast reduziert sich in Szenario 1 von 1,4 GW im Jahr 2018 auf fast 0,3 GW 2030, im Szenario 2 sogar 0,9 GW 2030 bzw. auf knapp 1,5 GW in Szenario 3. Damit ist auch die sogenannte Reservekapazität durch gesicherte Leistung im Szenario 3 abgedeckt, jedoch nominell unter der 5% Reservekapazität für Szenario 1 und 2 liegt.

Demgegenüber herrscht in jedem durchgerechneten Szenario eine Unterdeckung der prognostizierten Maximallast von 3,3 GW in Szenario 1 bis hin zu 2,2 GW in Szenario 3, sobald man die Deckungsrechnung für die Regelzone ohne thermische Kraftwerke durchführt. In der Deckungsrechnung für Österreich rangiert der Wert, zur Erinnerung (vgl. Abschnitt 4.2.3), von einer Unterdeckung von 1,7 GW in Szenario 1 bis hin zu einer Überdeckung von 0,5 GW.

4.2.7 Verteilung der gesicherten Leistung nach Technologie

Die gesicherte Leistung, die Leistung die sich mit einer hinlänglich großen Wahrscheinlichkeit jederzeit bereitstellen lässt, wird mit folgenden Anteilen der verschiedenen Technologien

vertreten sein: Die Speicherwasserkraft wird mit 53% den größten Teil der gesicherten Leistung zur Verfügung stellen, darauffolgend sind Wärmekraftwerke mit 30% und Laufkraftwerke mit 14% in der Verteilung der gesicherten Leistung vertreten. Der Windkraft werden 3% der gesicherten Leistung zugeschrieben.

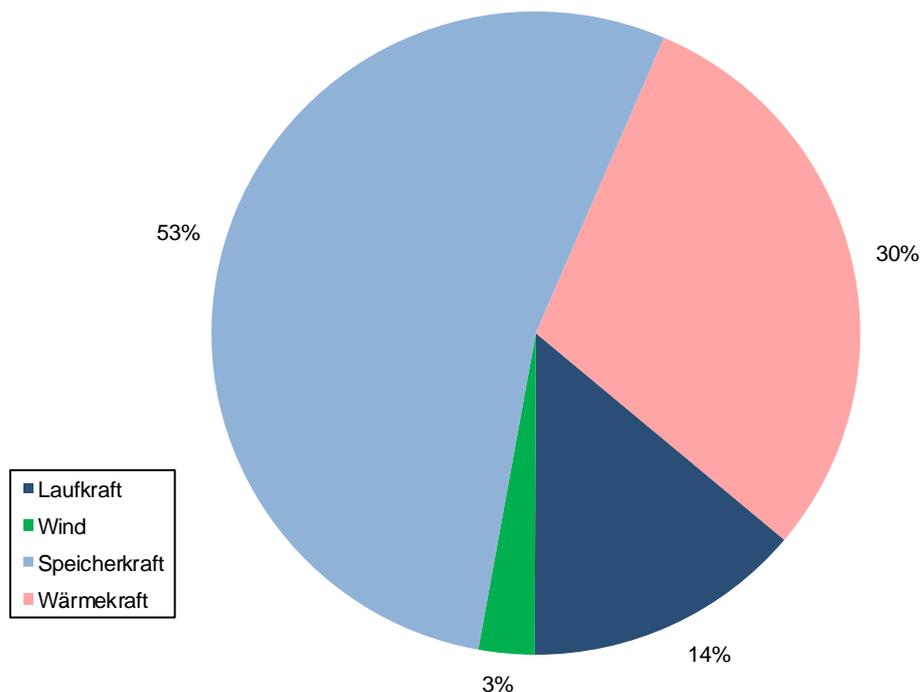


Abbildung 53: Gesicherte Leistung nach Technologie 2030, öffentliche Versorgung

4.3 Prognosen (Arbeit)

Das Erzeugungspotential liegt bei voller Verfügbarkeit aller Anlagen bei der Nettoengpassleistung abzüglich der Vorhaltung der Regelreserve. Diese Situation ist natürlich nicht realistisch, da mit geplanten oder ungeplanten Ausfällen bzw. Reduktionen zu rechnen ist und die volle Engpassleistung von dargebotsabhängigen 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.

4.3.1 Prognose der tatsächlichen Erzeugung

Um die monatliche tatsächliche Erzeugung im Jahr 2030 abschätzen zu können, implementieren wir eine Fortschreibung auf Basis der beobachteten Bruttostromerzeugung 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 natürlich anzumerken, dass thermische Kraftwerke und Speicher stark marktgetrieben agieren, während die erneuerbaren Technologien einschließlich Laufwasser wetter- bzw. saisonbedingt produzieren³¹.

Um die Produktionsseite abschätzen zu können, berechnen wir zunächst die prozentuellen Anteile der tatsächlichen Bruttostromerzeugung (*ERZ*) an der durch die Bruttoengpasseleistung (*EPL*) begrenzten monatlichen Maximalerzeugung. Dieses relative Erzeugungsmaß wird auch als Kapazitätsfaktor³² bezeichnet. Auf Basis der Unterscheidung zwischen Laufkraftwerken, Speicherkraftwerken, Wärmekraftwerken³³ und erneuerbaren Energieträgern³⁴ können auch Rückschlüsse auf die erwartete Erzeugungsstruktur gezogen werden. Um die stark ausgeprägte saisonale Heterogenität abzubilden, ermitteln wir für jede Technologie und jeden Monat den mittleren Kapazitätsfaktor (*MKF*) über die letzten fünf Jahre (2013-2017):

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

Für die Prognosewerte der Bruttoerzeugung wird jedes monatliche Kapazitätsfaktormittel mit der dazugehörigen für 2030 geschätzten Engpasseleistung³⁵ 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. Durch das niedrige Preisniveau und die damit verbundene geringe Inlandserzeugung in den letzten fünf Jahren, handelt es sich um eine konservative Schätzung der tatsächlichen Erzeugung.

Um die energetische Deckung abbilden zu können, wird eine Hochrechnung des energetischen Verbrauchs im Jahr 2030 benötigt. Zu diesem Zweck wird der jährliche Bruttoinlandsstromverbrauch mithilfe des MEDA-Modells (siehe Abschnitt 3.2.1) geschätzt und anhand der Saisonfaktoren der letzten 5 Jahre auf die jeweiligen Monate übertragen. Die

³¹ Eine alternative Simulation der Kraftwerkseinsätze in einem Fundamentalmodell wurde vorerst verworfen, da diese von exogen vorgegebenden Parametern wie Primärenergiepreisen und europäischen Kraftwerksverfügbarkeiten sowie Leitungsrestriktionen (NTC Werten) wesentlich abhängen. Der Mehrwert wurde daher für die Zwecke dieses Berichts als gering eingestuft.

³² Die Verwendung von prozentuellen Anteilen hat den Vorteil, dass auch für etwaige Trends im Ausbau einiger Erzeugungstechnologien kontrolliert werden kann.

³³ Aufgrund der Auslastungsunterschiede zwischen Eigenerzeugern und der nur ins öffentliche Netz einspeisenden Wärmekraftwerke, wird eine Unterkategorisierung vorgenommen.

³⁴ Winderzeugung und Photovoltaik-Anlagen.

³⁵ siehe Abschnitt 4.2.4.

Differenz zwischen der gesamten prognostizierten Erzeugung und dem zu deckenden Energieverbrauch entspricht dem monatlichen Importbedarf. Wie bereits in Abschnitt 4.1.2 genauer erläutert, ist dieser prognostizierte Importbedarf als erwartetes Marktergebnis zu verstehen. Dies bedeutet keinesfalls, dass der energetische Endverbrauch nicht durch höhere Auslastung der inländischen Erzeugungsanlagen gedeckt werden könnte. Die hier vorgenommene Fortschreibung projiziert lediglich die ökonomischen und technischen Rahmenbedingungen der letzten fünf Jahre in die Zukunft. Es handelt sich somit um ein statisches Herangehen – dynamische Anpassungsprozesse, die sich in ändernden Preis- und Anreizentwicklungen widerspiegeln, werden nicht berücksichtigt.

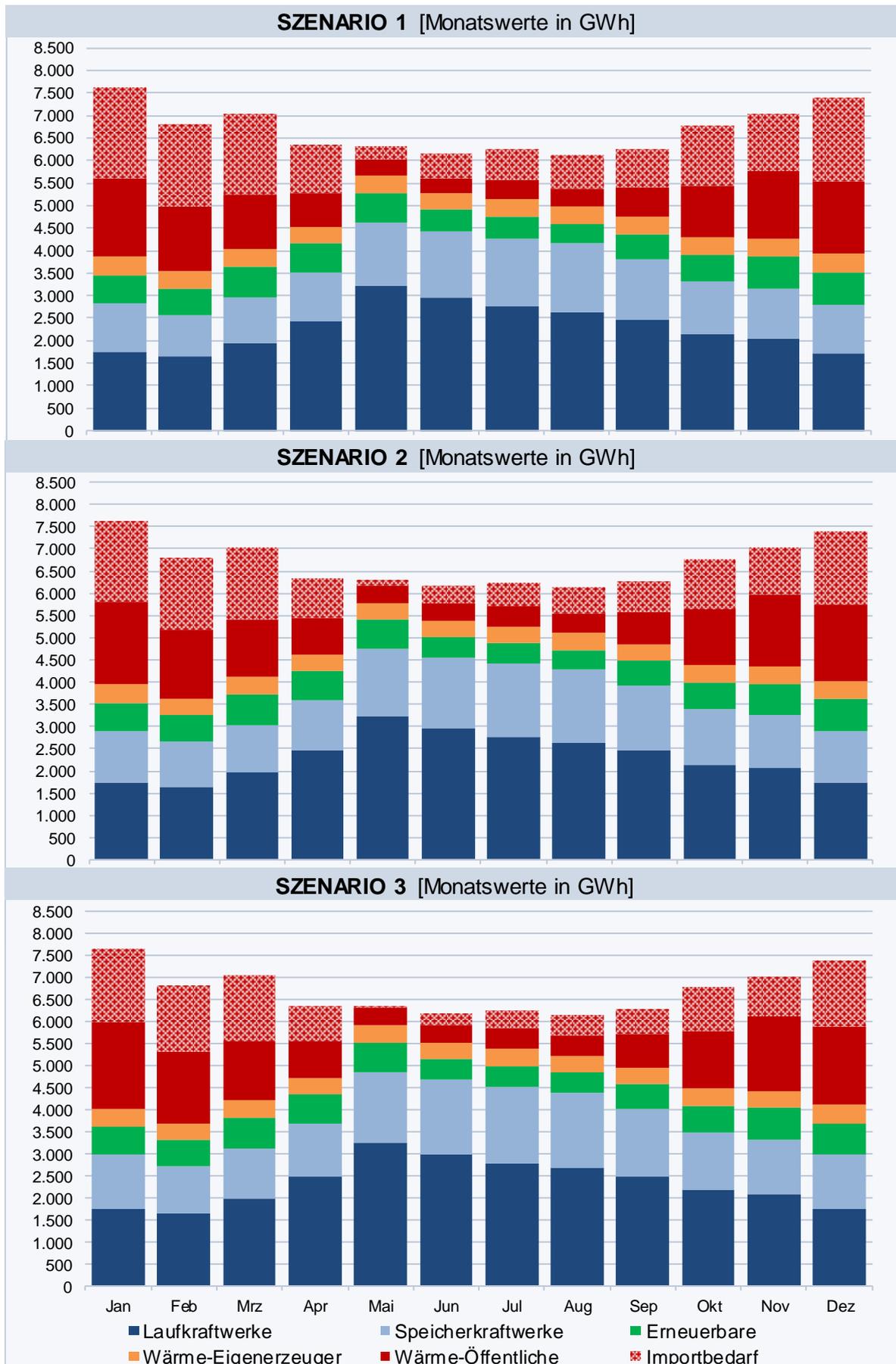


Abbildung 54: Energetische Prognose für das Jahr 2030 (nach Technologien und Szenarien)

Die Berechnungsergebnisse für alle drei Kraftwerksszenarien werden in Abbildung 54 dargestellt. Im Rahmen des prognostizierten Kraftwerksparks aus Szenario 1 (Erweiterung um bereits im Bau befindliche Kraftwerke) ergibt sich eine durchgehende energetische Unterdeckung durch inländische Kraftwerke im Jahr 2030 bei bestehenden Marktverhältnissen des Zeitraums 2013-18. Zum einen wurden 2018 insgesamt weniger Planungen zu Neubauten gemeldet, und zum anderen beschleunigten sich die Wachstumsprognosen deutlich. Im vierten und ersten Quartal ist demnach der geschätzte Nettoimportbedarf mit jeweils über 1200 GWh pro Monat besonders hoch. Gerade in diesen Monaten werden auf Basis unserer Vorausschau Wärmekraftwerke benötigt, um der geringeren Erzeugung aus Wasserkraft entgegenzuwirken. Für diesen stabilisierenden Effekt tragen vor allem jene thermischen Anlagen bei, die direkt ins öffentliche Netz einspeisen und aus heutiger Sicht besonders von Stilllegungen bedroht sind (rote Balken). Ohne deren Erzeugung könnte der energetische Importbedarf im Jänner und Dezember auf etwa 49% des Strombedarfs anwachsen.

In den beiden weiteren Szenarien reduziert sich der prognostizierte Importbedarf in den Wintermonaten aufgrund der dort vorhandenen zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten im Bereich der Speicher- und Laufkraftwerke merkbar. Die Erzeugung aus Wärmekraftwerken stellt jedoch auch in diesen Szenarien einen notwendigen Stabilisator dar. Ohne einen (im Vergleich zu unserem konservativen Modellrahmen) deutlich stärkeren Ausbau der erneuerbaren Erzeugungsmöglichkeiten werden thermische Kraftwerke damit auch weiterhin einen wesentlichen Beitrag zur österreichischen Versorgungssicherheit leisten müssen. Im Zusammenhang mit diesem Ergebnis ist darauf hinzuweisen, dass sich das Marktumfeld durch die Neugestaltung des europäischen Emissionszertifikatshandels (EU ETS) essentiell verändern könnte. Höhere Zertifikatspreise können einerseits die Verdrängung thermischer Kraftwerke deutlich beschleunigen³⁶, aber andererseits auch stärkere Investitionsanreize für den Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten schaffen. Aufgrund der hohen Unsicherheit in diesem Bereich, wurden derartige Effekte nicht in die Fortschreibung übernommen.

Hierfür ist die weiterhin von Wasserkraft dominierte Erzeugung verantwortlich - aus witterungsbedingten Gründen ist die Wasserkrafterzeugung im Frühjahr und Sommer besonders hoch, wohingegen der Stromverbrauch in diesen Jahreszeiten verhältnismäßig gering ist. Diese Amibivalenz wird aus heutiger Sicht weiterhin prägend für die österreichische Versorgungssicherheit sein.

³⁶ Im europäischen Umfeld wären zunächst Kohlekraftwerke von steigenden Zertifikatspreisen negativ betroffen. Bei den österreichischen Wärmekraftwerken handelt es sich allerdings fast ausschließlich um vergleichsweise effiziente Gaskraftwerke, die zumindest kurzfristig von einer Änderung des relativen Kostenverhältnisses zu ausländischen Kohlekraftwerken profitieren könnten.

4.3.1.1 Szenario: Altersbedingte Außerbetriebnahme kalorischer Kraftwerke

Bis ins Jahr 2030 werden insgesamt 917 MW an installierter Engpassleistung thermischer Kraftwerke eine Lebensdauer von über 40 Jahren erreicht haben. Es handelt sich hierbei um öffentliche Erzeuger, deren geplante Revitalisierung bzw. Außerbetriebnahme nicht gemeldet wurde. Diese Kraftwerke sind zwar noch in Betrieb, fraglich ist jedoch, ob sie vitalisiert bzw. erneuert werden. Es handelt sich hierbei um 8 Blöcke kalorischer Kraftwerke, die nicht als geplante Außerbetriebnahme gemeldet wurden. Andere Kraftwerksblöcke, die entweder als geplante Außerbetriebnahmen gemeldet oder bereits vom Netz gegangen sind, haben zum Teil Genehmigungen, die am Standort bestehenden, in die Jahre gekommenen Anlagen durch moderne GuD Anlagen zu ersetzen. Ob von diesen Genehmigungen in den kommenden Jahren Gebrauch gemacht werden wird, bleibt abzuwarten, die Kraftwerksbetreiber haben sich aber jedenfalls auch diese Option gesichert.

Realistischerweise wird im Jahr 2025 damit gerechnet, dass diese 917 MW an kalorischen Kraftwerken vom Netz gehen könnten bzw. ein Teil davon. Wendet man das in Kapitel 4.3.1 beschriebene Modell zur Prognose der tatsächlichen Erzeugung an, dann würde sich der Wegfall von 917 MW an Engpassleistung ab 2025 im stündlichen Durchschnitt mit knapp 400 MW im Winter und ca. 100 MW im Sommer durchschlagen. Einige dieser Blöcke haben bereits in diesen Jahren eine Lebensdauer von 40 Jahren erreicht, der Rest dieser Blöcke wird diese Lebensdauer noch vor 2030 erreichen.

4.3.1.2 Kommerzielle Importmöglichkeiten

Österreich hat durch seine günstige geografische Lage in Europa zahlreiche Möglichkeiten des Imports aus dem Umland. Dies wirkt sich naturgemäß positiv auf die Versorgungssicherheit Österreichs aus, auch wirtschaftlich profitiert Österreich davon. So beläuft sich, wie in der Tabelle ersichtlich, die Summe der Importkapazitäten 2020 auf knapp 8940 MW (MAF 2016: 9000), die Exportkapazitäten auf über 9200 MW. Im Jahre 2025 sollte die Importkapazität auf über 12200 MW (MAF 2016: 11100) zulegen, die Exportkapazitäten werden sogar auf knapp 12560 MW (MAF 2016: 11300) wachsen.

Tabelle 3: NTC-Werte; Quelle: ENTSO-E, MAF 2018

Border/boundary	2020 - MAF 2018 (MW)	2025 - MAF 2018 (MW)
AT-CH	1200	1700
AT-CZ	900	900
AT-DE	5000	7500 (MAF 2016: 6000)
AT-HU	800	800
AT-ITN	380 (MAF 2016: 405)	710 (MAF 2016: 1005)
AT-SI	950	950
CH-AT	1200	1700
CZ-AT	800	800 (MAF 2016: 900)
DE-AT	5000	7500 (MAF 2016: 6000)
HU-AT	800	600 (MAF 2016: 800)
ITN-AT	190 (MAF 2016: 235)	490 (MAF 2016: 835)
SI-AT	950	950

Der früher unlimitierte grenzüberschreitende Handel mit Deutschland wurde mit 1. Oktober 2018 beschränkt. Die Spitzen im Stromaustausch wurden gekappt, der Stromhandel zwischen den traditionell gut integrierten Märkten wird jedoch auch künftig in großem Umfang möglich sein. Es können 4.900 Megawatt Strom durch Langfristkapazitäten vergeben werden (dies entspricht in etwa 45% der Spitzenlast der österreichischen Regelzone). Das sind die Eckpunkte einer Einigung, die zwischen den deutschen und österreichischen Energieregulatoren Bundesnetzagentur und E-Control erzielt wurden. Um die Übertragungskapazität im Netz zusätzlich abzusichern, werden die Übertragungsnetzbetreiber beider Länder ihre schon bestehende enge Zusammenarbeit weiterführen. Österreichische Kraftwerke werden im Rahmen dieser Kooperation den deutschen und österreichischen Übertragungsnetzbetreibern weiterhin für allenfalls erforderliches Redispatch (Rauf- bzw. Runterfahren von Kraftwerken zur Stromnetzstabilität) im Ausmaß von zumindest 1,5 GW zur Verfügung stehen und ermöglichen damit eine Langfrist-Kapazität von 4,9 GW. Laufend wird überprüft, ob genügend Kraftwerksleistung für Redispatch zur Verfügung steht, weil ohne diese Kraftwerksleistung die Übertragungsrechte entsprechend reduziert werden müssten, was jedoch nicht zu erwarten ist.

Stromhandelsseitig bedeutet die Einigung zwischen Bundesnetzagentur und E-Control, dass Marktteilnehmer finanzielle Übertragungsrechte von jeweils 4,9 GW für Importe aus Deutschland bzw. Exporte nach Deutschland erwerben können. Dabei handelt es sich um finanzielle Absicherungsprodukte ohne physische Nominierungsmöglichkeit bei den

5 Bewertung

5.1 Interpretation der Ergebnisse der Abschnitte 3) und 4)

Ausgehend von den Ereignissen im Jänner 2017 wurde in den Abschnitten 3 und 4 versucht, Zielgrößen zu identifizieren, die potenziell nach bestimmten Szenarien nicht erreicht werden könnten. Die bisherigen Analysen der Deckung der Spitzenlast wurden durch eine Energiedeckungsrechnung ergänzt. Dies ist insbesondere in einem Kraftwerkspark mit hohem Speicher- und Pumpspeicherkraftanteil wichtig, da diese Kapazitäten kurzfristig hohe Leistung, aber nur für sehr geringe Dauer zur Verfügung stellen können.

Leistungsseitig ist im Szenario inklusive aller in Bau befindlichen Anlagen aber in Verbindung mit der Annahme der Stilllegung aller öffentlichen kalorischen Kraftwerke zu beinahe 100% mit einer Deckung durch österreichische Kraftwerke zu rechnen. Zieht man allerdings die nicht in der Regelzone APG befindlichen Kraftwerke ab, so ergibt sich doch ein zwar unwahrscheinlicher (1% Wahrscheinlichkeit), aber hoher Importbedarf der Regelzone APG von etwa 2,6 GW.

Energetisch zeigt sich, dass je nach regionaler Abgrenzung das Ziel der Bedarfsdeckung auch in einem „Normaljahr“ nur unter bestimmten Annahmen gegeben ist. Insbesondere kommt es in Szenarien ohne thermischer Kapazität zu einer heimischen Unterdeckung des Energiebedarfs bis zu 2,5 TWh pro Wintermonat, je nach in Betrieb befindlichen thermischen Kraftwerken.

Die thermisch notwendige öffentliche Kapazität zur inländischen Deckung der künftigen Strombedarfsmenge über den betrachteten Winterzeitraum liegt bei etwa **3,5 GW** durchgängiger Stromerzeugung, wenn man die durchschnittliche Aufbringung der Technologien der letzten 5 Jahre unterstellt.

Um eine Bewertung der aktuellen und künftigen Versorgungslage abgeben zu können, ist die Definition eines Versorgungsstandards notwendig. Dies ist in Österreich bisher nicht erfolgt. Behelfsmäßig wird daher in diesem Bericht vom Ziel einer **leistungsmäßigen Volldeckung** mit den angegebenen Verfügbarkeitsparametern und einer **energetischen Unterdeckung von maximal 10% über drei Wochen** hinweg ausgegangen. Eine solche energetische Betrachtungsweise entspricht auch den Methoden bei Gasversorgung (verbindliche Lieferverträge für 30 Tage Versorgung) und Ölversorgung (Erdölbevorratung für 90 Tage). Eine extreme Wettersituation mit niedriger Wasserführung und kaum Wind- und PV-Produktion über einen längeren Zeitraum als drei Wochen ist als sehr unwahrscheinlich verworfen worden.

Aktuell (2017/18): Derzeit ist eine leistungsmäßige Deckung gegeben, d.h. jede einzelne Stunde eines Lastmaximums kann durch heimische Kapazitäten gedeckt werden. Dies gilt auch bei einer reinen Regelzonenbetrachtung, sprich ohne Illkraftwerke. Arbeitsseitig ist eine volle inländische Deckung über drei Wochen hinweg nicht zu jedem Zeitpunkt gegeben (siehe Abschnitt 4.1.6). Die Unterdeckung ist allerdings derzeit noch nicht so groß, dass der oben definierte Versorgungsstandard nicht mehr eingehalten worden wäre.

2030: Je nach Einbeziehung des thermischen Kraftwerksbestandes ergeben sich unterschiedliche Schlussfolgerungen für das Ausbauszenario 1. Während eine Verfügbarkeit aller thermischen Kraftwerke gemäß den eingelangten Stilllegungsmeldungen ein beruhigendes Bild zeichnet, ergibt eine angenommene Reduktion alleine der Kraftwerke älter als 40 Jahre eine Standardverletzung in einem mit 2017 vergleichbaren Winter und damit eine um mehr als 10%ige energetische Unterdeckung³⁸. Die Extremrechnung „ohne thermische KW“ ergibt naturgemäß sowohl energetisch als auch leistungsmäßig eine mehr als 10%ige Standardverletzung.

Die folgende Matrix stellt die Situation qualitativ für das Jahr 2017 und 2018 dar:

2017	Leistung	Energie
Regelzone APG		
Gesamte Versorgung		
2030	Leistung	Energie
nach Meldestand		
ohne thermische KW älter 40 J.		
ohne thermische KW		

Legende:

	> 10% über Standard
	bis 10% über Standard
	Standard
	bis 10% unter Standard
	> 10% unter Standard

2018	Leistung	Energie
Regelzone APG		
Gesamte Versorgung		
2030	Leistung	Energie
nach Meldestand		
ohne thermische KW älter 40 J.		
ohne thermische KW		

Legende:

	> 10% über Standard
	bis 10% über Standard
	Standard
	bis 10% unter Standard
	> 10% unter Standard

Abbildung 56: Risikomatrix

Unter der Annahme ausreichender Produktion im umliegenden Binnenmarkt wäre aufgrund der vorhandenen Grenzkapazitäten von etwa 12.200 MW (MAF 2016: 11200) im Jahr 2030

³⁸ Die Simulation künftiger Kapazitäten ohne thermische Kraftwerke älter als 40J mit Aufbringungsparametern wie im Jänner 2017 ergibt gegenüber der prognostizierten Nachfrage eine energetische Unterdeckung trotz Einsatzes aller vorhandenen Speichermengen von 19,8%.

grundsätzlich davon auszugehen, dass derartige Energiemengen ohne weiteres importiert werden können. Diese Annahme stellt aber eine kritische Bedingung für eine positive Einschätzung der langfristigen Versorgungslage dar. Da in vielen Mitgliedsstaaten sichere Kraftwerkskapazitäten abgebaut werden könnten, ist dies nicht mehr unbedingt gegeben. Dies bedarf – nicht zuletzt aufgrund von mehreren Kraftwerksausfällen etwa in Frankreich oder Belgien aber auch aufgrund des in Deutschland angekündigten Kohles- und Atomstromausstiegs - einer näheren Überprüfung anhand der entsprechenden Pläne in den jeweiligen Mitgliedstaaten. Aus diesem Grund ist es geboten, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit vor allem auch aus einer nationalen Sichtweise zu betrachten.

5.2 Risikofälle

5.2.1 Risikofall „Ausfall Gasversorgung“

Beim Ausfall der Gasversorgung muss man zwischen verschiedenen Szenarien differenzieren: Ein Szenario könnte sein, dass Österreich kein Gas mehr importieren kann. In diesem Falle könnte die gesamte Nachfrage zunächst aus den Erdgasspeichern gedeckt werden, die über eine Kapazität von einem Jahresverbrauch Österreichs verfügen. Der Speicherinhalt ist saisonal abhängig, eingespeist wird vor allem über die Sommerperiode und ausgespeist über die Wintermonate. Da Österreich über ausreichend große Speicherkapazitäten verfügt, sollte auch der Ausfall der Gasversorgung aus dem Ausland die Stromproduktion zumindest kurzfristig nicht beeinflussen.

Sollte die Gasversorgung im Verteilernetz nicht mehr gegeben sein, können Gaskraftwerke nicht mehr versorgt werden. Können diese Kraftwerke den Energieträger Gas nicht substituieren (z.B. durch Heizöl), kann auch kein Strom in den thermischen Anlagen produziert werden³⁹. Eine Einschätzung der Rückwirkung eines solchen Szenarios auf die österreichische Stromversorgung kann anhand der in Abschnitt 4.1.6 erarbeitenden natürlichen Erzeugungspotenziale gegeben werden. Das in der Grafik dargestellte Speicherpotenzial entspricht den für Österreich verfügbaren Speicherinhalten, die zumindest drei Wochen lang zur Verfügung stehen würden⁴⁰. Durch die grafische Darstellung der Erzeugungsmöglichkeiten ohne Wärmekraftwerke (> 25 MW) zeigt sich, dass derzeitige vorhandene inländische Potenziale aus Wasserkraft und erneuerbaren Energieträgern nicht ausreichen würden, um den wöchentlichen Netzverbrauch in den Wintermonaten zu decken (weiße Flächen unterhalb des Netzverbrauchs in Abbildung 57). Diese Unterdeckung variiert

³⁹ Die Dauer der Substitutionsmöglichkeit hängt von den vorhandenen Lagerständen bzw. deren Anlieferung für einen Weiterbetrieb ab.

⁴⁰ Das ist gleichbedeutend mit einer Speicherleerung von einem Drittel des aggregierten Speicherinhalts in der jeweiligen Kalenderwoche.

stark mit der Verfügbarkeit der Windeinspeisung. Hohe Laufeinspeisung und starker natürlicher Speicherzufluss ermöglichen die energetische Bedarfsdeckung lediglich in den Frühjahrs- und Sommerwochen.

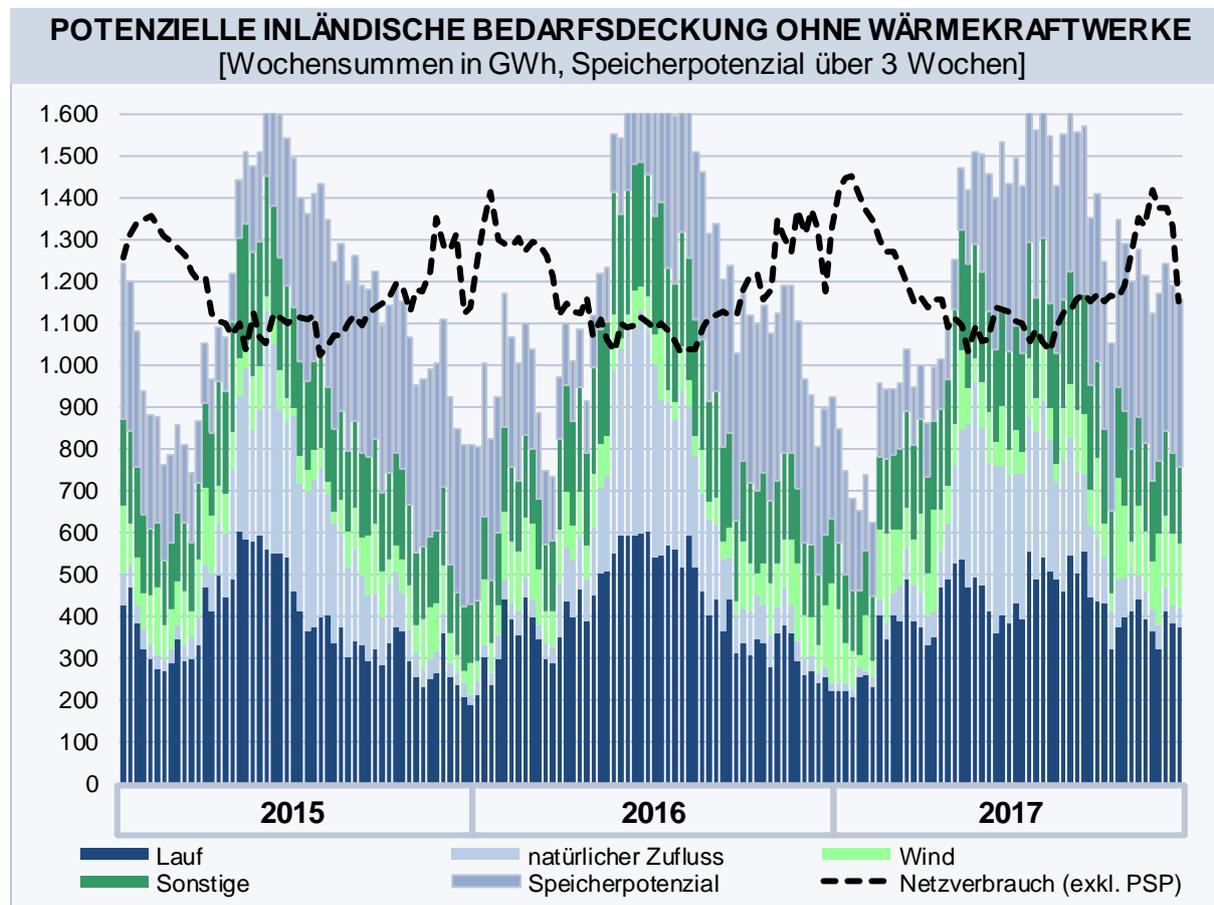


Abbildung 57: Bedarfsdeckung ohne Erzeugung aus Wärmekraftwerken (> 25 MW)

5.2.2 Risikofall „Langfristiger Importausfall“

In einem anderen Risikofall könnten sämtliche Importmöglichkeiten etwa durch einen großflächigen Stromausfall in Europa bzw. den Ausfall einzelner Leitungen zu erliegen kommen. Dann müsste Österreich den gesamten Verbrauch durch eigene Produktion decken. Wie Kapitel 4.2.6 bereits aufgezeigt hat, ist im Betrachtungszeitraum die prognostizierte Last jederzeit durch gesicherte verfügbare Leistung gedeckt. Energetisch betrachtet war die Bedarfsdeckung anhand der in Abschnitt 4.1.5 konzipierten natürlichen und potenziellen Inlandserzeugung in den letzten Jahren stets gegeben. Die außergewöhnlichen Ereignisse im Jänner hatten jedoch erstmals eine Situation zur Folge, in welcher der energetische Verbrauch nicht über zwei weitere Wochen gewährleistet werden konnte⁴¹. Eine vollständige

⁴¹ Siehe Abschnitt 4.1.5 Case Study Jänner 2017

Eigenversorgung in diesem Fall ist energetisch nur gegeben, wenn etwa 3,5 GW an thermischer Kraftwerkskapazität durchgängig Strom erzeugt.

6 Netze

6.1 Ausbau und Instandhaltung der Netze

Die Stromversorgung in Österreich war früher durch regionale Lastdeckung mit Verbundleitungen zur Anbindung von Speicherkraftwerken und zur Verbesserung der Versorgungssicherheit geprägt. Im Zuge der Entwicklung eines gemeinsamen europäischen Binnenmarktes für Elektrizität, des steigenden Stromhandels und des Ausbaus fluktuierender erneuerbarer Erzeugung in allen Netzebenen kamen mehr und mehr Transportaufgaben und neue Lastflussmuster hinzu. Diese Herausforderungen lassen sich auch an den über die Jahre steigenden Maximalleistungen von Stromimport und -export ablesen. Die Transportaufgabe weicht aufgrund der Entwicklungen bei Marktintegration und dem Ausbau der Erneuerbaren Energien deutlich von der ursprünglichen ab. Gleichzeitig ist der Netzausbau/-ausbau verzögert.

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

Auf internationaler Ebene hat man darauf mit der Gründung der „TSO Security Cooperation“ (TSC) reagiert. Die Übertragungsnetzbetreiber, darunter auch die APG, betreiben seit 2010 eine gemeinsame IT-Plattform zum Datenaustausch für Sicherheitsberechnungen und ein permanentes „Security-Panel“. In täglichen Telefonkonferenzen 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 wurden die Übertragungsnetzbetreiber mit § 37 EIWOG 2010 verpflichtet, jährlich einen verbindlichen 10-Jahres Netzentwicklungsplan zu erstellen und der E-Control zur Genehmigung vorzulegen.⁴² Die zugrundeliegenden aktuellen Prognosen von Angebot und Nachfrage sowie die Methoden zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs werden vom Übertragungsnetzbetreiber APG für Österreich mit dem Masterplan 2030 dargelegt.⁴³

International ist APG in den regionalen Planungsgruppen Continental Central South und Continental Central East der ENTSO-E vertreten. In diesen Gruppen werden auf Basis der

⁴² <http://www.apg.at/de/netz/netzausbau/netzentwicklungsplan>

⁴³ Siehe online auf: <https://www.apg.at/de/netz/netzausbau/masterplan>

Verordnung 714/2009/EG regelmäßig Prognosen zur Versorgungssicherheit („Summer Outlook Winter Review“, „Winter Outlook Summer Review“ und „Mid Term Adequacy Forecast“ - MAF) 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 Genehmigungsverfahren und besseren regulatorischen Bedingungen profitieren.⁴⁴

Im Zuge dessen gilt es, sogenannte „Bottlenecks“ der grenzüberschreitenden Kapazitäten sukzessive nach volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten zu minimieren, damit ein einheitlicher europäischer Binnenmarkt entstehen kann. Dies würde regionale Preisdifferenzen verringern, grenzüberschreitenden Handel fördern und stärken und somit auch 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 APG⁴⁵.

Doch auch im Bereich der Verteilernetze entstehen neue Anforderungen. Immer mehr Haushalte, Landwirtschafts- und Gewerbebetriebe entschließen sich dazu, eigene Photovoltaik-Anlagen zu installieren. Dies wiederum veranlasst die Verteilnetzbetreiber, neue Anschlussbeurteilungsverfahren anzuwenden, dezentrale Netzregelung zu erlauben sowie neue Betriebsmittel, wie z.B. regelbare Ortsnetztransformatoren, einzusetzen. Das bisher „statisch“ betriebene Verteilnetz wird zunehmend mit dynamischen Elementen durchsetzt. Diese Entwicklungen und die sukzessive Installation von intelligenten Messgeräten führt zu einer neuen Art und Weise, Verteilernetze zu planen und zu betreiben: Es entsteht ein „Smart Grid“.

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.⁴⁶ 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

⁴⁴ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>

⁴⁵ <https://www.apg.at/de/markt/strommarkt/Allokationen>

⁴⁶ DIN 31051 „Grundlagen der Instandhaltung“, Ausgabe 2012-09

Regelwerke, die Teilprozesse vorgeben. So wird die Instandsetzung oft zustandsorientiert auf Basis regelmäßiger Inspektionen durchgeführt. Die Inspektionsmethoden reichen von Trassenbegehung, Sichtprüfungen, Thermografie-Messungen, Isolieröl-Untersuchungen, Isolations- und dynamische Widerstandsmessung bis hin zu HF-Detektion im Zuge von Leitungsbefliegungen. Bei Kabelleitungen, insbesondere im Niederspannungsbereich, erfolgt meist eine ereignisorientierte Instandsetzung. Zusätzlich erfolgt bei ausgewählten Anlagenelementen eine Überwachung durch vor Ort installierte Monitoringsysteme (z.B. Temperaturmonitoring). Die meisten Netzbetreiber setzen professionelle Instandhaltungssoftware ein, teilweise auch mit mobilen (satellitengestützten) Anwendungen. Bezüglich Instandsetzung und Verbesserung wurden u.a. folgende konkrete Maßnahmen berichtet: Ersatz von Masten, Leistungsschaltern, Schutz-, Leit- u. Sekundärtechnik, Armaturentausche, Betonsanierungsmaßnahmen an Stützpunktfundamenten, Korrosionsschutz, Einbau von Erdschlussortungen, USV-Anlagen und die Ertüchtigung von Schaltanlagen.

Die Netzbetreiber sind auch 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 sowohl in fachspezifischen Bereichen als auch in Sicherheits- und Bergungsmaßnahmen sowie allgemeiner Weiterbildung (z.B. Betriebsführung, Baustellenkoordination, Logistik) gelegt.

6.2 Maßnahmen in außergewöhnlichen Situationen

6.2.1 Von Erzeugungs- und Lastmanagement bis Netzwiederaufbau

Im normalen Betriebszustand werden die Erzeugungsanlagen nach Marktlage betrieben. Zwischen Netzbetreibern und angeschlossenen Erzeugungsanlagen 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 Anlagen kommt es häufiger 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 Netzbetreiber bzw. Regelzonenführer gem. § 23 (2) EIWOG 2010 („Redispatch“).

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.

Zur Vermeidung von Großstörungen sind Maßnahmen entsprechend den technischen und organisatorischen Regeln (TOR) Teil E⁴⁷ zu setzen. Kritische Zustände sind 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.

Wesentliche Bestimmungen zur netzbetreiberübergreifenden Kooperation finden sich im „Operation Handbook“ der ENTSO-E⁴⁸.

⁴⁷ Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen, Version 2.2, E-Control 2014

⁴⁸ <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx>

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.

Abgesehen von betriebsmittel- oder überlastungsbedingten Störungen können auch Naturkatastrophen oder Terrorakte Blackouts auslösen. Die Richtlinie 2008/114/EG⁴⁹ zum Schutz kritischer Infrastrukturen erstreckt sich ausschließlich auf den Energie- und den Verkehrssektor und behandelt Gefahrenabschätzung, Risikomanagement und auch Cyber-Sicherheit. Ergänzend zur Richtlinie hat der Europäische Rat auch unverbindliche Leitlinien zur Durchführung der Richtlinie erlassen, die Verschlussfälle sind. Die Zuständigkeit in Österreich liegt beim Bundeskanzleramt.

6.2.3 Netzwiederaufbau

Im Falle eines weiträumigen Netzzusammenbruchs bestehen Vereinbarungen (Richtlinien und Verträge) zum Netzwiederaufbau der unterlagerten Verteilnetzbetreiber und ausgewählter Erzeugungsanlagen mit dem Übertragungsnetzbetreiber. Es wird kontinuierlich an einer Optimierung der Netzwiederaufbaukonzepte gearbeitet. Die koordinierten Vorgehensweisen werden in Inselbetriebsversuchen oder am Simulator geübt. Ebenso gibt es bei den meisten Verteilnetzbetreibern regionale Notprogramme und Katastrophenpläne für flächenmäßig begrenzte Ausfallsszenarien.

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 hierzu im Vorfeld notwendigen Datenerhebungen werden in Zusammenarbeit mit den österreichischen Netzbetreibern und Österreichs E-Wirtschaft („Oesterreichs Energie“) durchgeführt. 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

⁴⁹ Richtlinie 2008/114/EG über die Ermittlung und Ausweisung europäischer kritischer Infrastrukturen und die Bewertung der Notwendigkeit, ihren Schutz zu verbessern.

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.⁵⁰ Zudem melden österreichische Erzeuger an die Transparenz Plattform der EEX⁵¹, auf der unter anderem geplante und ungeplante Unterbrechungen zeitnah veröffentlicht werden.

⁵⁰ <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/statistik-fuer-versorgungsqualitaet/nichtverfuegbarkeitsstatistik>

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

7 Neue Entwicklungen

7.1 Elektromobilität

Das Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit) erarbeitete im Einklang mit der EU-Richtlinie 2014/94/EU einen nationalen Strategierahmen für die Verringerung der Umweltbelastung im Verkehrssektor⁵². Durch das 2015 unterzeichnete Pariser Abkommen, das bereits 2016 durch den österreichischen Nationalrat ratifiziert wurde, und die durch die europäische Kommission vorgeschlagenen nationalen Umsetzungsziele gelten für den österreichischen Verkehrssektor besonders ambitionierte Vorgaben zur Treibhausgasemissionsreduktion bis 2030. Die Elektromobilität soll in diesem Kontext eine wesentliche Rolle zur Einhaltung der Umwelt- und Klimaziele einnehmen. Als Grundlage der Etablierung der Elektromobilität sind unter anderem der europäische Normungsbedarf, der Ausbau der Stromladeinfrastruktur und die Ausgestaltung von ökonomischen Anreizsystemen zu nennen. Aus Perspektive der Gewährleistung der österreichischen Stromversorgungssicherheit wollen wir den Fokus jedoch auf die Bedarfsdeckung im Rahmen einer potenziellen Mobilitätswende legen.

Wie in Tabelle 4 dargelegt ist der Anteil von Elektrofahrzeugen am gesamten österreichischen Pkw-Bestand mit 0,3% noch verschwindend gering. Durch die Etablierung von Förderprogrammen stiegen die Neuzulassungen zwar deutlich an, aufgrund weiterhin bestehender Unsicherheiten ist eine sprunghafte Mobilitätswende aber nicht zu erwarten. Aus heutiger Sicht realistisch erscheint ein koordinierter Anpassungsprozess, der über mehrere Jahre erfolgen wird. Dabei kann aktuell auch noch nicht abgeschätzt werden, welche Technologie sich im Wettbewerb behaupten kann – vor allem Wasserstofffahrzeuge⁵³ sollten als ernsthafte Alternative zur Elektrifizierung des Verkehrssektors angesehen werden. Da technologische Innovationen⁵⁴ und dynamische Anpassungsprozesse⁵⁵ kaum vorhersehbar sind, sind derzeitige Strombedarfsprognosen durch Elektrofahrzeuge zumeist statische Umrechnungen des heutigen energetischen Verbrauchs fossiler Motorsysteme auf effizientere Elektromotoren. Auf Basis derartiger Abschätzungen rechnet man mit einer zusätzlichen Stromnachfrage zwischen maximal zehn und fünfzehn TWh für das Jahr 2030 oder einer durchgängigen Stromerzeugung von über einem GW. Ein derartiger Anstieg scheint durch einen begleiteten Ausbau von Wasserkraft, Windanlagen und Photovoltaik nur bedingt durch erneuerbare Energieträger darstellbar. Um die hierfür notwendigen Investitionsanreize

⁵² siehe <https://www.bmvit.gv.at/verkehr/elektromobilitaet/downloads/strategierahmen.pdf>

⁵³ unter Verwendung von Brennstoffzellen.

⁵⁴ z.B. die Überwindung des Reichweitenproblems von batteriebetriebenen Elektromotoren.

⁵⁵ z.B. Preisdynamiken durch den stetigen Ausbau der Elektromobilität oder Änderungen privater Mobilitätspräferenzen durch Car-Sharing und den Ausbau öffentlicher Verkehrsinfrastruktur.

gewährleisten zu können, sind effiziente Preissignale ausschlaggebend, die über potenzielle Knappheit (oder Überschuss) in der Stromversorgung informieren.

Tabelle 4: Pkw-Bestand 2018

Vorläufiger Pkw-Bestand am 30.04.2018 nach Kraftstoffarten bzw. Energiequelle Absolut und Anteile		
Kraftstoffarten bzw. Energiequelle	April 2018	Anteile in %
Benzin inkl. Flex-Fuel	2.104.638 (8/2017: 2.069.043)	42,7 (08/2017: 42,4)
<i>darunter Flex-Fuel</i>	5.914 (8/2017: 6.050)	0,3 (08/2017: 0,3)
Diesel	2.770.073 (8/2017: 2.771.983)	56,2 (08/2017: 56,8)
Elektro	16.688 (08/2017: 12.803)	0,3 (08/2017: 0,3)
Flüssiggas	2 (08/2017: 1)	0 (08/2017: 0)
Erdgas	2.408 (08/2017: 2.423)	0 (08/2017: 0)
Benzin/Flüssiggas (bivalent)	330 (08/2017: 343)	0 (08/2017: 0)
Benzin/Erdgas (bivalent)	2.997 (08/2017: 2.686)	0,1 (08/2017: 0,1)
Benzin/Elektro (hybrid)	28.900 (2017: 23.304)	0,6 (08/2017: 0,5)
Diesel/Elektro (hybrid)	1.548 (08/2017: 1.423)	0 (08/2017: 0)
Wasserstoff (Brennstoffzelle)	20 (08/2017: 17)	0 (08/2017: 0)
Insgesamt	4.927.604 (08/2017: 4.884.026)	100,0

Q: STATISTIK AUSTRIA, Kfz-Statistik. - Rundungsdifferenzen nicht ausgeglichen.

Neben der Abschätzung des zusätzlichen energetischen Stromverbrauchs durch die Elektrifizierung des Verkehrssektors ist auch die stetige Lastdeckung von besonderer Bedeutung. Ohne steuernde Eingriffe ist ein deutlicher Anstieg der Spitzenlast durch gleichzeitige Ladenachfrage zu erwarten. Derartige Spitzenlasterhöhungen können eine ernste Gefahr für die Sicherstellung der Netzstabilität darstellen. In einer von der technischen Universität Graz durchgeführten Studie⁵⁶ wird auf die Notwendigkeit von Laststeuerungsmaßnahmen im Kontext der Elektromobilität hingewiesen. Technisches Lastmanagement⁵⁷ oder steuernde Bepreisungssysteme⁵⁸ sollten eingesetzt werden, um zu hohe Lastspitzen zu vermeiden und Stromverbrauch und Stromerzeugung auch in Zeiten der Elektromobilität auszugleichen. Aus derzeitiger Sicht ist nicht zu erwarten, dass die Elektromobilität die Netzstabilität gefährdet.

⁵⁶ siehe Stigler, H., et al. "Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft." Studie im Auftrag von Österreichs Energie, IEE TU Graz, Graz (2010).

⁵⁷ unter anderem mittels Funkrundsteuerung oder Smart Metering.

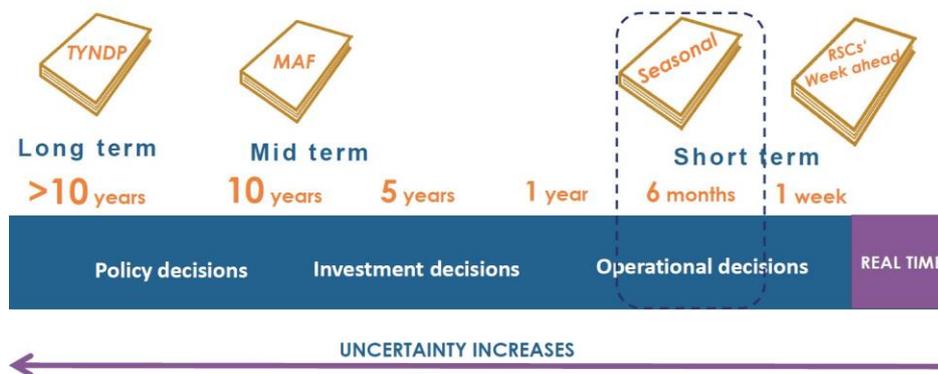
⁵⁸ z.B. dynamische Preissetzung.

7.2 Verteilnetze

Da die Grenzen zwischen Produzenten und Verbrauchern immer mehr verschwimmen, werden sogenannte Prosumer in der Zukunft eine wesentliche Rolle spielen. Diese Prosumer interagieren am Energiemarkt einerseits mit zusätzlicher Produktion und andererseits mit Leistungsreduktion. Die Grundlage dafür sollen unter anderem auch Smart-Meter schaffen. Über finanzielle Anreize werden Prosumer bereit sein, ihre Flexibilität dem Markt und den Netzbetreibern anzubieten, so wie es derzeit schon Kraftwerke und wenige Industriebetriebe am Regelenergiemarkt erfolgreich betreiben. Der stetige Ausbau der Photovoltaik und der steigende Trend in Heimspeicherlösungen werden die Rolle des Prosumers stärken. Selbst ohne bestehende Photovoltaik- bzw. Speicheranlage könnten aktive Prosumer durch unterbrechbare Tarife bzw. Leistungsreduktionen zu gewissen Zeiten mit entsprechender finanzieller Kompensation einen positiven Beitrag zur Netzstabilität und zu sinkenden Regelenergiekosten leisten.

8 Weitere Grundlagen

Different risks addressed at different times



Quelle: ENTSO-E

In regelmäßigen Abständen veröffentlicht ENTSO-E eine Reihe von Berichten zum Thema Versorgungssicherheit. Diese analysieren die Versorgungssituation in unterschiedlichen Zeithorizonten, heruntergebrochen auf Länderebene für kurzfristigere Berichte, mehr generalisiert auf regionaler und gesamteuropäischer Ebene für längerfristige Berichte.

8.1 ENTSO-E Summer Outlook Winter Review 2018

ENTSO-E veröffentlicht jährlich zwei Berichte zur saisonalen Vorschau. Der aktuellste Bericht bietet eine Vorschau auf den Sommer 2018.

Seasonal Outlooks geben Auskunft über die Versorgungssituation für die kommende Saison in den einzelnen europäischen Ländern unter Berücksichtigung der Interkonnektoren in verschiedenen möglichen Szenarien. Dabei wird die den TSOs bekannte Jahresplanung der Kraftwerke (Neuinbetriebnahmen, Reparaturen, Einsatzpläne, Einmottungen, etc.) für die kommende Saison für die Modellierung der Erzeugung herangezogen. Bezogen auf Wetter und damit einhergehende Auswirkungen auf Erzeugung und Bedarf, wird eine „Normalsituation“ sowie eine verschärfte Situation analysiert, die in etwa einmal in 20 Jahren auftritt. Weiters wird für ganz Europa wenig Wind und Sonne angenommen.

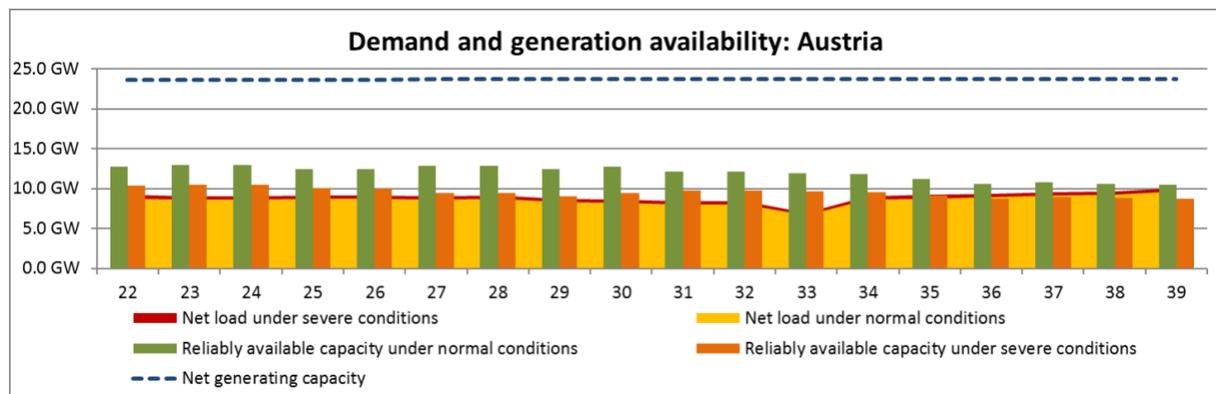
Die Analysen werden im ersten Schritt auf nationaler Ebene durchgeführt, danach wird erhoben, wie Nachbarländer in kritischen Situationen zur Stabilität des eigenen Systems beitragen können. Es wird auch eine europaweite Analyse durchgeführt, die zu dem – allerdings nur theoretischen - Ergebnis kommt, dass im Sommer 2018 genug Erzeugung vorhanden ist, um den Bedarf zu decken, da die Netzsituation dabei nicht berücksichtigt wird.

Zusätzlich wird in den Reports ein Rückblick auf die letzte Saison durchgeführt, um die zukünftige Erstellung weiter zu verbessern.

Seit dem Winter Outlook 2017 wird die „strategische Reserve“ (Maßnahmen ausserhalb des Marktes auf Erzeuger- und Verbraucherseite) in den Simulationen nicht mehr berücksichtigt.

Die Ergebnisse für Österreich zeigen für den Sommer 2018 unter normalen Bedingungen eine wahrscheinliche marktbasierende Importabhängigkeit, obwohl eine ausreichende Menge an Erzeugungskapazität verfügbar wäre. Im Szenario mit verschärften Bedingungen zeigt sich ein möglicher Bedarf an Importen aufgrund der verfügbaren Erzeugungskapazitäten, der jedoch aus den Nachbarländern gedeckt werden kann.

Die Erzeugungskapazität der Kraftwerksgruppe Obere Ill-Lünersee mit 1,7 GW ist der Regelzone TransnetBW zugeordnet und wird daher in dieser Analyse auch nicht mehr für die österreichische Versorgung berücksichtigt.



9 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 2019