



MONITORING REPORT

E-CONTROL

Versorgungssicherheit Strom

Juli 2015



Inhaltsverzeichnis

Gesetzliche Grundlage	4
Die Monitoring Aufgaben der Energie-Control Austria	4
DIE MONITORING-PFLICHTEN IM DETAIL.....	4
Entwicklung von Angebot und Nachfrage	5
Stagnation beim Stromverbrauch.....	5
WIND IM VORMARSCH.....	7
Prognose von Nachfrage und Angebot.....	8
Erwarteter Stromverbrauch in Österreich.....	8
UNTERSCHIEDLICHE MODELLE IM VERGLEICH	8
Erwartete Stromerzeugung in Österreich.....	9
UNSIHERHEITEN BEI KRAFTWERKSAUSBAUPROJEKTEN	9
LEISTUNGSZUNAHME BEI ENTSPRECHENDER UMSETZUNG	12
Deckungsrechnung bis 2025.....	13
LEISTUNG VORHANDEN.....	13
VERTEILUNG DER GESICHERTEN LEISTUNG	14
EUROPÄISCHE SITUATION IM WANDEL	15
Ausbau und Instandhaltung der Stromnetze.....	18
Qualität und Umfang der Instandhaltung der Netze	19
Maßnahmen in außergewöhnlichen Situationen.....	21
Von Erzeugungs- und Lastmanagement bis Netzwiederaufbau	21
Verfügbarkeit von Netzen und Erzeugungsanlagen	23

Abbildungsverzeichnis

<i>Abbildung 1 Entwicklung der Jahresdurchschnittstemperatur</i>	<i>5</i>
<i>Abbildung 2 Entwicklung des Stromverbrauchs in Österreich im Zeitablauf, 1976 – 2014</i>	<i>6</i>
<i>Abbildung 3 Prognose des energetischen Endverbrauchs im Vergleich 2015 – 2025</i>	<i>9</i>
<i>Abbildung 4 Preisentwicklung EUR/MWh – EEX Terminmarkt Y14, Y15, Y16 von 2013 - 2015</i>	<i>11</i>
<i>Abbildung 5 Entwicklung Clean Spark and Dark Spreads EUR/MWh – EEX Terminmarkt Y16</i>	<i>11</i>
<i>Abbildung 6 Prognostizierte Kraftwerksleistungen in Österreich für das Jahr 2025</i>	<i>12</i>
<i>Abbildung 7 Prognostizierte Leistungsmaxima und prognostizierte Lastspitze in Österreich bis 2025 ...</i>	<i>14</i>
<i>Abbildung 8 Gesicherte Leistung nach Technologie in 2025</i>	<i>15</i>

Gesetzliche Grundlage

Die Monitoring Aufgaben der Energie-Control Austria

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. Durch die Überführung der Energie-Control GmbH in eine Anstalt öffentlichen Rechts per 3. März 2011, wurden auch die Aufgaben in diesem Bereich der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control) übertragen. Konkret bestimmt das Energie-Control-Gesetz (idF BGBl. I Nr. 110/2010) in §21 Absatz 1 per Verfassungsbestimmung, dass die Aufgaben im Energielenkungsgesetz 2012 in den Zuständigkeitsbereich der Regulierungsbehörde fallen.

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.

DIE MONITORING-PFLICHTEN 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 der Planung und im 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.
- (Energielenkungsgesetz 2012 § 15 Absatz 2)

Entwicklung von Angebot und Nachfrage

Stagnation beim Stromverbrauch

Bis zur großen Finanz- und Wirtschaftskrise im Jahr 2009 stieg die Nachfrage nach elektrischer Energie in Österreich vor allem wegen gutem Wirtschaftswachstums (\emptyset 2,45%) im Jahresdurchschnitt um 2,37%. Seit dem Einbruch in 2009, mit einem resultierenden Rückgang in der Industrieproduktion und einen Verbrauchsrückgang von $-4,07\%$, stagniert der Bruttoinlandsstromverbrauch in Österreich und schwankt somit größtenteils nur temperaturbedingt, da entsprechende Wachstumsimpulse aufgrund der wirtschaftlichen Entwicklung fehlen. In den letzten 40 Jahren nivellierte sich die Jahresdurchschnittstemperatur stetig nach oben und dürfte somit die Nachfrage langfristig leicht negativ beeinflussen.

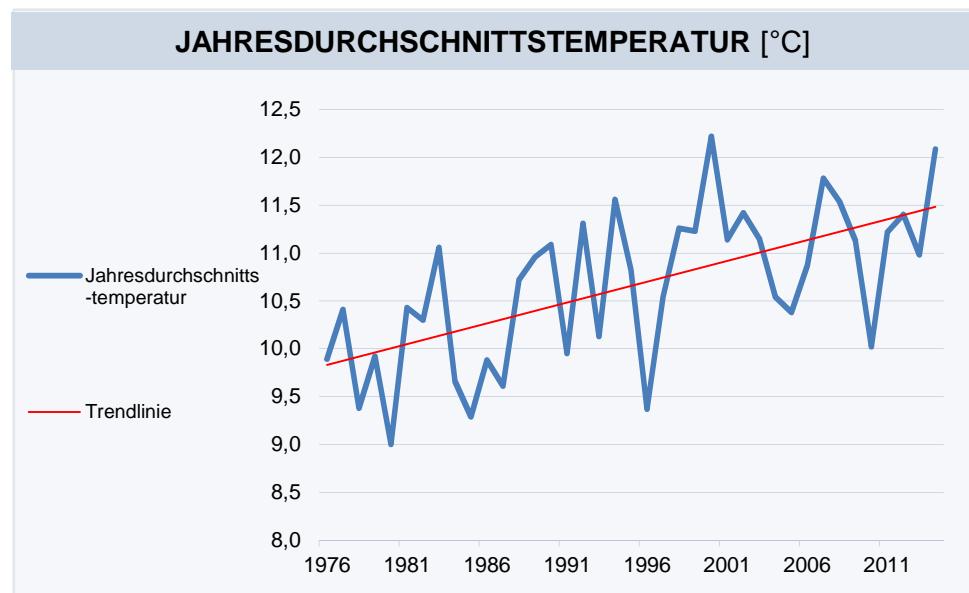


Abbildung 1

Entwicklung der Jahresdurchschnittstemperatur in Österreich im Zeitablauf, 1976 – 2014

Quelle: E-Control und ZAMG

Für die Jahre 2013 bzw. 2014 lag der Bruttoinlandsstromverbrauch mit 69.522 bzw. 68.736 GWh jeweils etwas unter dem Vorjahresniveau. Gegenüber 2013 ist dies kumuliert eine Abnahme von ungefähr 786 GWh, oder $-1,1\%$. Somit fiel nur der Verbrauch für die Monate Juli und September im Vergleich zum Vorjahr höher aus, der Rest des Jahres war rückläufig.

Die Analysen in diesem Bericht stützen sich, aufgrund der für das Modell benötigten Aufschlüsselung des Verbrauchs in Industrie und Haushalte, 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.

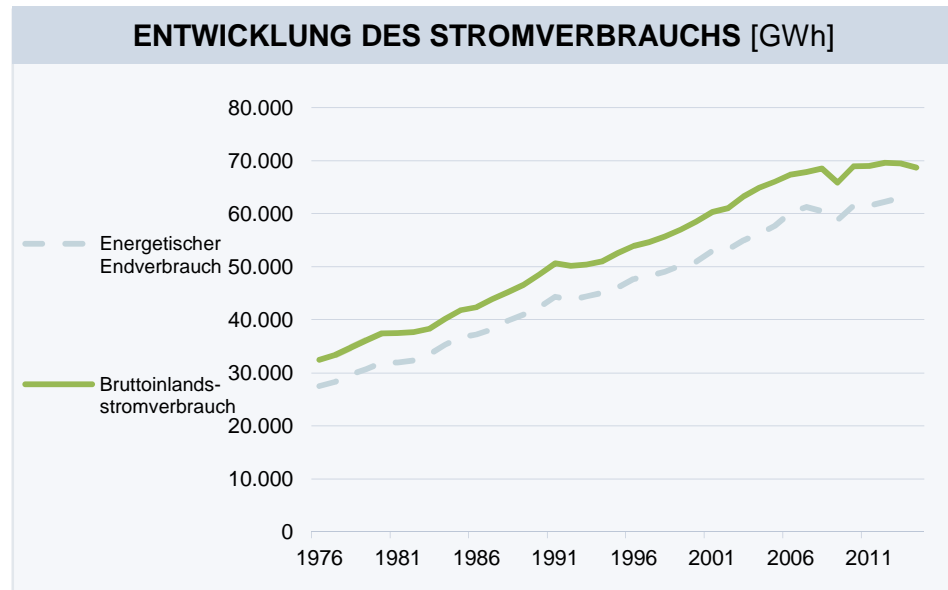


Abbildung 2
Entwicklung des
Stromverbrauchs in
Österreich im Zeitab-
lauf, 1976 - 2014

Quelle: E-Control und Statistik Austria

WIND IM VORMARSCH

Mitte 2015 verfügt Österreich über einen Kraftwerkspark mit einer Bruttoengpassleistung von über 22,70 GW. Die Wasserkraft trägt mit ihren Speicher- und Laufkraftwerken somit zu 59% bei, im Detail sind es Speicherkraftwerke mit einer installierten Leistung von 7.968 MW und Laufkraftwerke mit 5.338 MW. Auf den Plätzen befinden sich kalorische Kraftwerke mit 7.289 MW oder 32,11% des Kraftwerkspark, Windparks mit 2.086 MW oder 9,19%) und Photovoltaik mit einer installierten Bruttoengpassleistung von 20 MW oder 0,09%. Der Anteil der installierten Windkraftleistung konnte erneut um mehr als 26% im Jahresvergleich gesteigert werden, in absoluten Zahlen um 440 MW.

Gegenüber dem Vorjahr stieg durch Außerbetriebnahmen von Öl- und Kohlekraftwerken der Anteil der Wasserkraft und somit sank auch der Anteil von Wärmekraftwerken in Österreich. Windparks und Photovoltaikanlagen konnten auch gegenüber dem Vorjahr weiter zulegen. Der Anteil der heimischen Erzeugung am Inlandsstromverbrauch ohne Pumpspeicherung notierte im Jahr 2014 bei mehr als 94%. Bei gesunkenem Inlandsverbrauch produzierten Lauf-, Speicher- und vor allem Wärmekraftwerke gegenüber dem Vorjahr weniger Strom, die sonstigen Energieträger und hier primär Windkraftwerke konnten ihre Produktion jedoch auf fast 14% verglichen zum Vorjahr steigern. Im 1. Halbjahr 2014 verzeichneten sowohl Lauf-, Speicher- und Wärmekraftwerke relativ gegenüber zum Vorjahr Produktionsrückgänge zwischen 14% und 16%, einer Steigerung der Importe um 25% und einem Rückgang der Exporte um 17%. Im 2. Halbjahr 2014 hingegen produzierten Laufkraftwerke im Jahresvergleich um 8% mehr, Speicherkraftwerke gleich um 16% mehr und Wärmekraftwerke konnten ihren Rückgang der Produktion um 8% halbieren. Sonstige Energieträger, vor allem durch Wind getragen, steigerten sich um 23%. Die Importe sanken im Jahresvergleich des 2. Halbjahres um 8%, Exporte stiegen um 24%. Vergleicht man die absoluten Zahlen von 2013 und 2014 so stiegen die jährlichen Importmengen um 7%, getrieben vom ersten Halbjahr 2014 bei einem Rückgang der Exporte um 1,4%.

Dem gegenüber standen in Österreich im Jahr 2014 ein Inlandsstromverbrauch von 68.736 GWh, und der Verbrauch für Pumpspeicherung von 5.466 GWh. Durch die physikalischen Importe und Exporte ergab sich ein Saldo von 9.275 GWh, mit Österreich als Netto-Importeur. Die Veränderung der Importe verglichen mit dem Jahr 2013 belief sich hiermit auf 2.004 GWh und übertraf demnach die Bestmarke von 2011, als 8.199 GWh netto importiert wurden. 71% der Nettoimporte entfiel 2014 auf die 1. Jahreshälfte, der Rest mit 29% somit auf die 2. Jahreshälfte 2014. Brutto wurden aus Deutschland 13.142 GWh importiert, Tschechien belegte mit 11.953 GWh den zweiten Platz. Netto flossen mit 11.688 GWh aus Tschechien mehr nach Österreich als aus Deutschland mit 9.024 GWh. In die Schweiz, Liechtenstein, Italien, Slowenien und Ungarn wurden hingegen netto 11.437 GWh exportiert. Im Halbjahresvergleich wurde in der 2. Jahreshälfte 2014 um 1.173 GWh weniger (-23%) aus Deutschland als in der Ersten netto importiert, auch die Nettoimporte aus Tschechien nahmen um 10% oder 643 GWh ab. Des Weiteren reduzierten sich die Nettoexporte in die Schweiz und Liechtenstein um 18% bzw. 12%, die Nettoausfuhren nach Italien hingegen stiegen um knapp 50%, nach Ungarn um 62% und nach Slowenien haben sie sich im Halbjahresabstand sogar vervierfacht.

Prognose von Nachfrage und Angebot

Erwarteter Stromverbrauch in Österreich

Zum Monitoring der Versorgungssicherheit wurde von der E-Control das detaillierte empirische 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. Eine umfassende Beschreibung des Modells und der einfließenden Parameter findet sich in den vergangenen Monitoring Berichten der E-Control, insbesondere aus den Jahren 2006 und 2007 (veröffentlicht auf www.e-control.at).

Auf Grundlage verschiedener Annahmen bezüglich der Eingangsparameter wird mit dem Nachfragemodell MEDA für 2025 ein energetischer Endverbrauch von 64.002 GWh erwartet, welcher einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchswachstum von 0,40% für den Prognosezeitraum 2015-2025 entspricht. Bis 2020 werden 63.343 GWh erwartet, was einer durchschnittlichen Steigerung von 0,56% entspricht. Dies ist wiederum ein Rückgang gegenüber der Prognose aus dem Vorjahr, hier wurde noch ein durchschnittliches Wachstum von 0,9% pro Jahr bis 2020 prognostiziert. Hauptverantwortlich zeigt sich das niedrige Nachfragewachstum in den letzten Jahren (Ausnahme 2010), welches im Modell Eingang fand.

UNTERSCHIEDLICHE MODELLE IM VERGLEICH

Vergleicht man die Prognose der E-Control mit der aktuellsten veröffentlichten Verbrauchsprognosen der Europäischen Kommission für Energie und Verkehr (DG TREN, Reference Scenario 2014) sowie den Prognosen der ENTSO-E (30. Juni 2015) so lässt sich festhalten, dass einheitlich eine Verlangsamung des Stromverbrauchswachstums erwartet wird, jedoch mit unterschiedlichen Ausprägungen: DG TREN¹ kommt mit ihrem Modell PRIMES auf ein durchschnittliches Wachstum zwischen 2010 und 2020 von 0,2% und zwischen 2020 und 2030 von 0,8%. 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 (2009) unverändert. Diese Revision der Prognose fußt auf einem Update der Zeitreihen von EUROSTAT sowie veränderter Annahmen der künftigen Entwicklung des BIP (nach unten revidiert), aktualisierten Bevölkerungswachstums, etc. Die ENTSO-E² wiederum erwartet in ihrem „Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2015“ einen durchschnittlichen Stromverbrauchszuwachs in Europa bis 2025 von 0,8% basierend auf den besten Schätzungen der Übertragungsnetzbetreiber. Das ist ein merklicher Rückgang gegenüber den früheren ENTSO-E Prognosen. In der nachstehenden Abbildung 3 werden die beschriebenen unterschiedlichen Szenarien nochmals zusammenfassend dargestellt. Aufgrund des ökonometrischen Ansatzes des E-Control Modells hat sich die wirtschaftliche Erholung im Jahr 2010 in einer verhältnismäßig höheren Wachstumsprognose durchgeschlagen, dies wurde in der Analyse der letzten Jahre insofern korrigiert, als dass für das Krisenjahr 2009 bei der Prognose des Industriever-

¹ Dazu: http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/index_en.htm

² Siehe <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>

Im SO&AF 2013 wird leider keine Nachfrageprognose veröffentlicht, sondern lediglich die zu erwartenden Lastspitzen.

brauchs eine Dummy-Variable inkludiert wurde. Wie man in der Grafik gut erkennen kann haben sich die aktuellen Prognosen des energetischen Endverbrauchs der ENTSO-E und der E-Control wie schon in den letzten Jahren weiter angenähert und verlaufen mit einer minimalen Abweichung voneinander somit fast ident, mit einer knapp gering höheren Prognose der E-Control von im Schnitt 0,35% verglichen mit ENTSO-E. Somit wird auch wegen Energieeffizienzsteigerungen ein stagnierender energetischer Endverbrauch in Österreich erwartet.

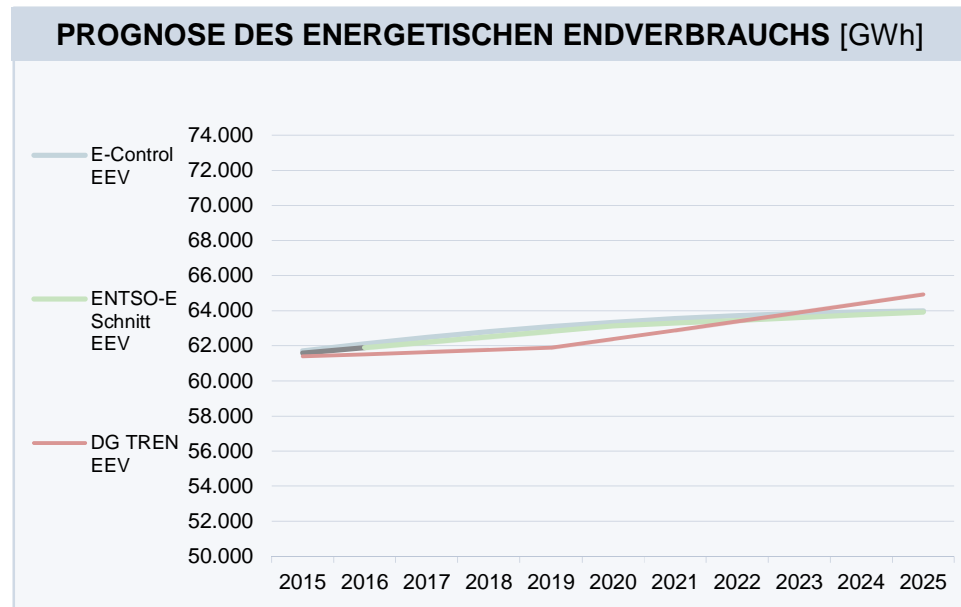


Abbildung 3

Prognose des energetischen Endverbrauchs im Vergleich 2015 - 2025

Quelle: E-Control, ENTSO-E, DG Tren

Erwartete Stromerzeugung in Österreich

Die Stromproduktion wird von unterschiedlichen Faktoren beeinflusst. Beispielsweise wirken sich Niederschlagsmengen und verfügbare Wassermengen auf die Speichereinhalte von (Pump)Speicherkraftwerken 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.

UNSIKERHEITEN BEI KRAFTWERKSAUSBAUPROJEKTEN

In der Umsetzung des §15 Abs 2 Energielenkungsgesetz 2012 (in der Fassung BGBl. I Nr. 41/2013) wurden für den diesjährigen Report die Kraftwerksausbauprojekte bis zum Jahr 2025 erhoben. Die in Planung, Einreichung und teilweise in Bau befindlichen zusätzlichen Erzeugungskapazitäten beziehen sich auf den Erhebungsstand Ende April 2015. 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 2012 (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

Wärme- und Wasserkraftwerken, 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. Aufgrund der gesetzlichen Grundlage wird dafür die Realisierungswahrscheinlichkeit für diesen Prognosebericht mit 100 % angenommen.

Bei der Entwicklung thermischer Kraftwerke zeigen sich gewisse Unsicherheiten, da einerseits die früher geplanten thermischen Kraftwerke sich großteils zeitlich nach hinten verschieben bzw. aufgeschoben werden und andererseits existierende thermische Kraftwerke außer Betrieb genommen bzw. eingemottet werden sollen. Diese Entscheidungen unterliegen wirtschaftlicher Natur, da der derzeit niedrige Strompreis am Großhandelsmarkt diese Kraftwerke weniger rentabel betreiben lässt.

Der Terminmarkt zeichnet ein ähnliches Bild wie die Entwicklung der Preise von 2011 bis 2015 in Abbildung 4 bzw. die Entwicklung der Clean Spark and Dark Spreads in Abbildung 5 darstellen. Während sich Abbildung 4 auf Großhandelspreise bezieht, zeigt Abbildung 5 die Entwicklung der theoretischen Bruttomarge (Großhandelspreis – Brennstoffeinsatz) von Kohle- (Dark Spread) bzw. Gaskraftwerken (Spark Spread) bereinigt um Emissionsrechte (Clean Spark and Dark Spread). Dabei müssen alle anderen anfallenden Kosten durch diese sogenannten Clean Spark/Dark Spreads gedeckt werden, andernfalls lässt sich das Kraftwerk nicht rentabel betreiben. Ob sich der fallende Strompreis durch Stilllegungen von Kraftwerken in Europa und des dadurch verringerten Überangebots an Kapazitäten stabilisiert bleibt abzuwarten, da sich die derzeit schwache Nachfrage in absehbarer Zeit nicht erholen will und es somit zu einem weiteren Preisverfall kommen könnte.

Wenn sich jedoch die aktuelle Marktsituation fallender Preise ändert und sich auf einem gewissen Niveau stabilisieren sollte, könnten solche temporär stillgelegten Kraftwerke relativ rasch wieder in Betrieb gesetzt werden. Dies wird auch in den entsprechenden Meldungen und Aussagen der Erzeuger reflektiert. So werden langfristige Pläne zur Errichtung thermischer Kraftwerke gehegt, sollte die Konjunktur und im Zuge dessen die Nachfrage mit positiven Impulsen für den Strompreis wieder anziehen. Jedoch aus derzeitiger Sicht werden Ausbauprojekte eher zeitlich nach hinten verschoben, redimensioniert oder verworfen.

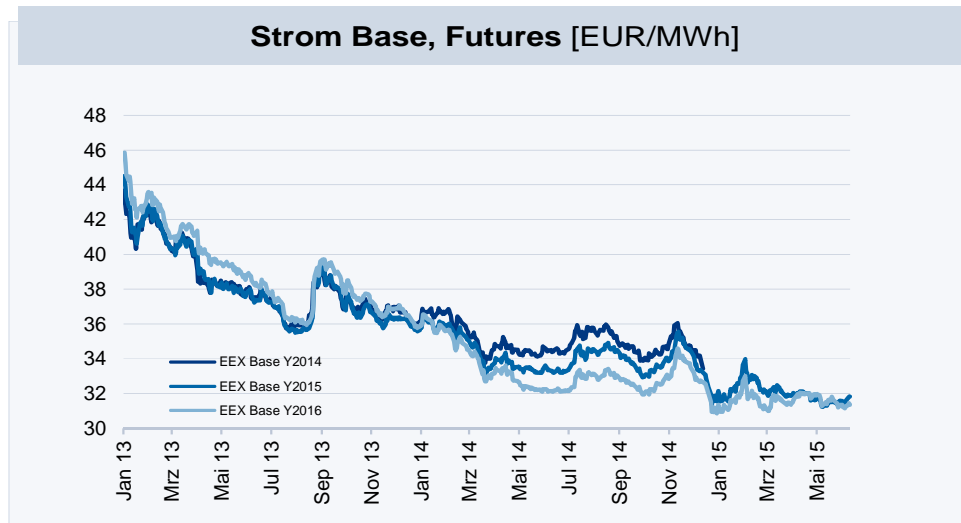


Abbildung 4
 Preisentwicklung
 EUR/MWh – EEX
 Terminmarkt
 Y14, Y15, Y16 von
 2013 - 2015

Quelle: EEX

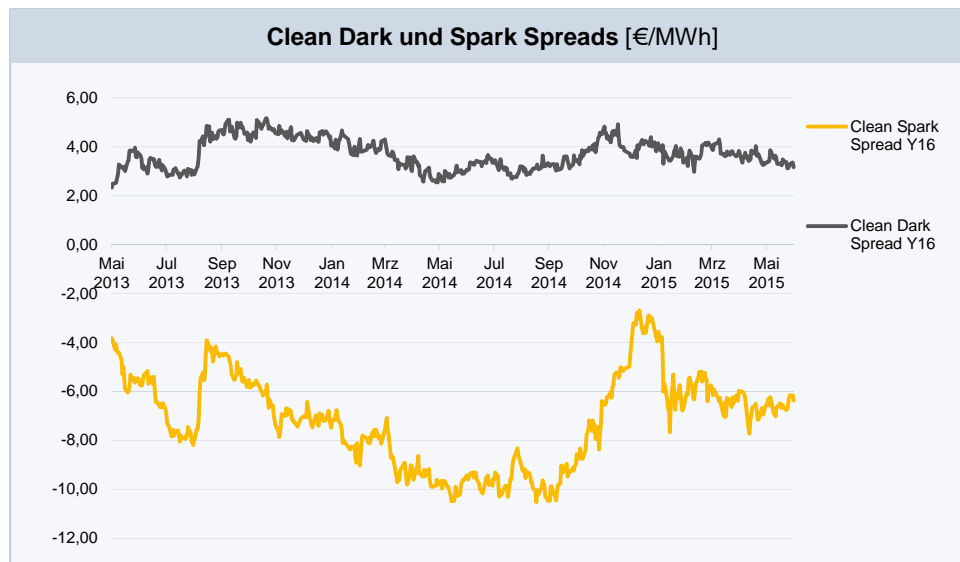


Abbildung 5
 Entwicklung Clean
 Spark and Dark
 Spreads EUR/MWh
 – EEX Terminmarkt
 Y16

Quelle: EEX, Nationalbank, Berechnungen E-Control

Da Kraftwerksprojekte in Erneuerbaren Energien relativ rasch umgesetzt werden können, stehen kurzfristige Projekte auf dem Plan, wegen der Ungewissheit eines möglichen Förderregimes nach 2020 und der Entwicklung des Strompreises jedoch keine langfristigen Ausbaupläne nach 2020.

LEISTUNGSZUNAHME BEI ENTSPRECHENDER UMSETZUNG

Insgesamt kann somit bis zum Jahr 2025 mit einer Leistungszunahme, sowohl durch geplante Kraftwerksprojekte, als auch durch prognostizierte Werte von Erneuerbaren Kraftwerksanlagen, und unter Berücksichtigung gemeldeter Stilllegungen von Kraftwerken, von 2.408 MW gerechnet werden. Dabei wurden alle Projekte unabhängig von deren Status berücksichtigt. Dabei wurden Kraftwerke, die als Einmottung bzw. Kaltreserve gemeldet wurden, für den konservativen Ansatz als Außerbetriebnahmen gewertet. Dies bedeutet, dass solche Kraftwerke mit einer gewissen aber relativ kurzen Vorlaufzeit sehr schnell wieder ans Netz gehen können, sollten die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sich zugunsten der thermischen Kraftwerke ändern.

Somit wird Österreich, wie in Abbildung 6 ersichtlich, dann über eine installierte Kraftwerksleistung von 26.312 MW verfügen. Verglichen mit der Vorjahresehebung haben sich somit die Nettoausbauprojekte (Zubau – Außerbetriebnahmen) für hydraulische und thermische Kraftwerke gemessen an ihrer Engpassleistung etwas verbessert. So wurden voriges Jahr noch Ausbaupläne von mehr als 1.880 MW gemeldet, für 2013 betrug der Ausbauplan jedoch noch 4.786 MW an Engpassleistung. Dies trifft sowohl für hydraulische als auch thermische Kraftwerke zu, kumuliert über alle drei Szenarien. 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 Konjunkturaufschwung und damit steigender Nachfrage mit positiven Preisimpulsen) verändern kann.

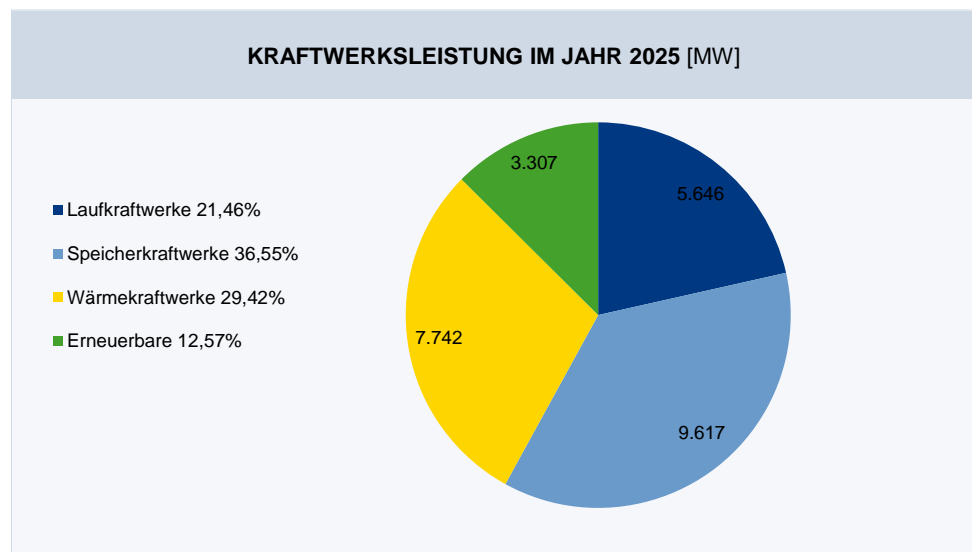


Abbildung 6
Prognostizierte Kraftwerksleistungen in Österreich für das Jahr 2025³

Quelle: E-Control

³ exkl. Kraftwerke mit einer Engpassleistung unter 1 MW

Deckungsrechnung bis 2025

Basierend auf der mit Hilfe von MEDA prognostizierten Stromverbrauchsentwicklung lässt sich die jährliche Lastspitze, ebenfalls ökonomisch, schätzen. Das dazu verwendete Verfahren eines Fehlerkorrekturmodells ist in den früheren Monitoring Berichten der E-Control ausführlich beschrieben.⁴ Die dabei erhaltene Lastspitzenentwicklung (durchschnittlicher jährlicher Zuwachs zwischen 2015 und 2025 von 30 MW) wird in der nachfolgenden Abbildung 7 zusammen mit den erhobenen Leistungsmaxima der verfügbaren Kraftwerke dargestellt⁵. Dabei wird in Szenario 1 die konservative Annahme getroffen, dass nur in Bau befindliche Kraftwerke tatsächlich ans Netz gehen werden, während in Szenario 2 zusätzlich eingereichte Projekte berücksichtigt werden. Im optimistischen Szenario 3 werden Projekte in Planung ebenso mit einberechnet. Im Gegensatz wird unterstellt, dass „Erneuerbare“ Kraftwerksanlagen auf Basis der rechtlichen Rahmenbedingungen zu 100 % verwirklicht werden. Somit werden für die Berechnung der Versorgungssicherheit konservative empirisch begründete Annahmen bezüglich dem Eigenbedarf und stochastischen Arbeitsausfallraten von Kraftwerken, Fluktuationen bei dargebotsabhängigen Energien wie Wind- und Laufwasserkraft, Leistungsreduktionen durch wärmegeführte KWK Anlagen bei maximal thermischer Auskopplung und vorgehaltener Regelleistung getroffen. Auf Basis der Parameter wird eine Monte-Carlo Simulation für jedes Szenario durchgeführt und daraus die gesicherte Leistung des Kraftwerksparks pro Szenario simuliert.

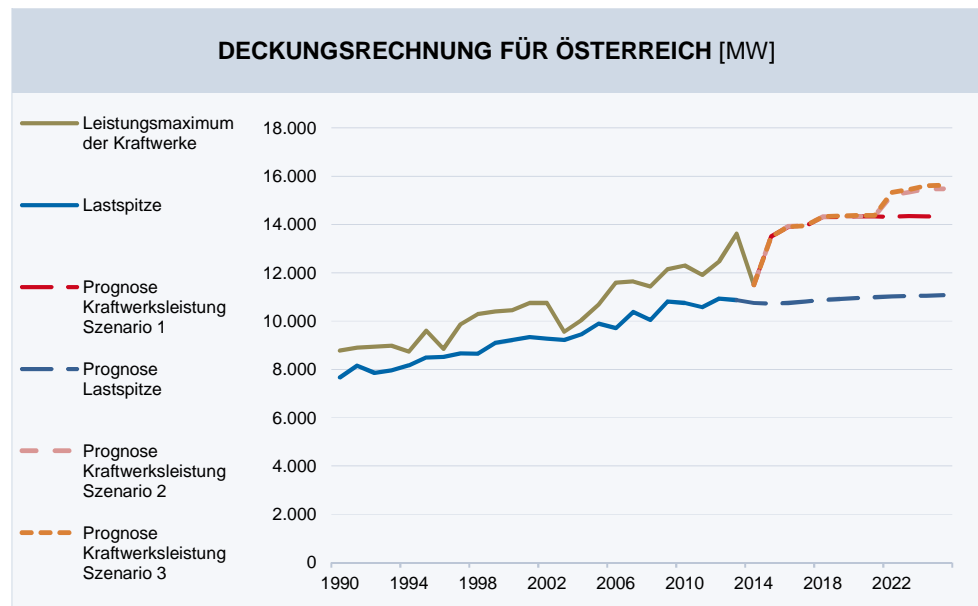
LEISTUNG VORHANDEN

Das prognostizierte Leistungsmaximum der verfügbaren Kraftwerke über den betrachteten Zeitraum bis 2025 und die prognostizierten Lastspitzen lassen keine Versorgungsprobleme erwarten. Im konservativen Szenario der E-Control wäre ein Kapazitätsüberschuss der zu erwartenden Last im Jahr 2025 von über 10 GW bei einer gesicherten Leistung von 14,3 GW vorhanden. Die gesicherte Restkapazität würde im Szenario 1 über 3,2 GW, im Szenario 3 über 4,5 GW ausmachen. Auch grafisch kann man in Abbildung 7 sehr gut erkennen, dass der Unterschied zwischen prognostizierten Leistungsmaxima und prognostizierter Lastspitze auf hohem Niveau gesichert ist und im Mittel die Leistungsmaxima 29% über der Lastspitze im Jahre 2025 liegen werden. Somit liegt die Quote der gesicherten Leistung an der installierten Brutto-Engpassleistung Ende 2015 bei 59%, welche sich bis 2025 im konservativen Szenario 1 auf 57,8% bzw. auf 59,2% im Szenario 3 beläuft. So wird der relative Anteil der Lastspitze gemessen am Leistungsmaximum der verfügbaren Kraftwerke weiter sinken und sich im konservativen Szenario 1 bei 77% bemessen.

⁴ Siehe insbesondere den Bericht des Jahres 2006 und die Seiten 18ff:

<http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/monitoring-report-strom-2006-2016-neu.pdf>

⁵ Bis 2015 wird nicht die gesicherte Leistung herangezogen sondern die tatsächliche Leistung der Kraftwerksmaxima der 3. Mittwoche

**Abbildung 7**

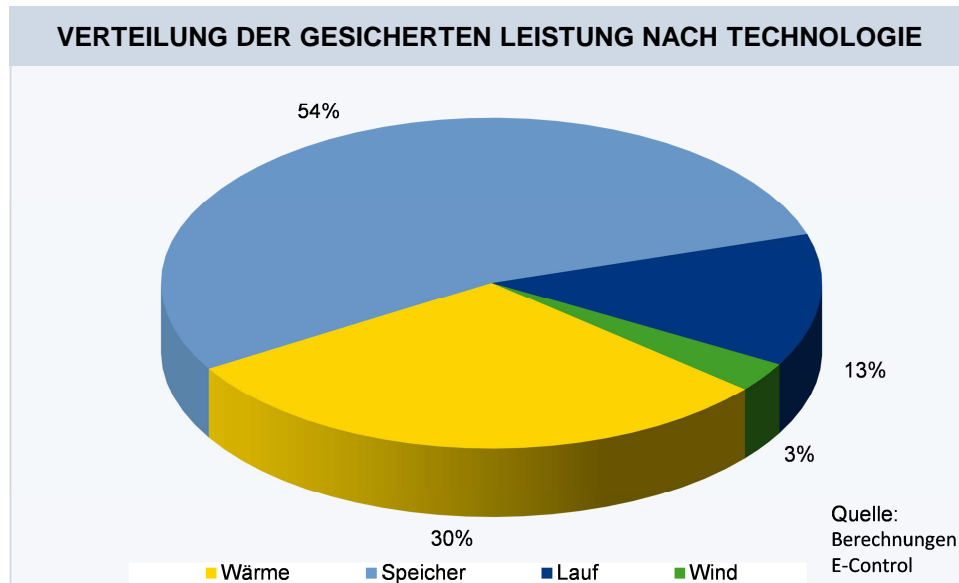
Prognostizierte Leistungsmaxima und prognostizierte Lastspitze in Österreich bis 2025

Quelle: E-Control

VERTEILUNG DER GESICHERTEN LEISTUNG

Von der installierten Brutto-Engpassleistung eines Kraftwerksparks ist nur ein Teil als gesichert zu betrachten. Reduktionen treten durch den Eigenbedarf, infolge von Kraft-Wärme-Kopplung, durch Vorhaltung von Regelenergie, geplante Revisionen und Wartungen sowie unvorhergesehene Störungen auf. Bei der Diskussion der Versorgungssicherheit sind daher diese Möglichkeiten in angemessener Weise zu berücksichtigen, um die gesicherte Leistung des Kraftwerksparks zu ermitteln. Ziel des Modells ist die Berechnung der gesicherten Leistung eines Kraftwerksparks. Dieses ist diejenige Leistung, die mit einer hinreichend großen Wahrscheinlichkeit als gesichert verfügbar angesehen werden kann. Dabei berücksichtigt das Modell stochastische Kraftwerksausfälle, Fluktuationen bei dargebotsabhängigen Energien wie Wind- und Laufwasserkraft, Leistungsreduktionen durch wärmegeführte KWK-Anlagen, den Eigenbedarf und vorgehaltene Regelleistung.

Splittet man nun die ermittelte gesicherte Leistung im Jahr 2025 nach Technologien auf, so werden 2025 54% der gesicherten Leistung von Speicherkraftwerken und 30% von Wärmekraftwerken beigetragen, danach folgen Laufkraftwerke mit 13% und Windenergie mit 3%, wie in Abbildung 8 ersichtlich wird.

**Abbildung 8**

Gesicherte Leistung nach Technologie in 2025

EUROPÄISCHE SITUATION IM WANDEL

Etwas anders zeigt sich hingegen die Situation im gesamten ENTSO-E Verbund. Als Teil des Verbundnetzes ist es für Österreich zur Beurteilung der Versorgungssicherheit relevant, wie die Versorgungssituation in den anderen ENTSO-E Ländern beurteilt wird. Für 2016⁶ revidieren die Übertragungsnetzbetreiber sowohl für ihr konservatives Szenario A als auch für ihr wahrscheinliches Szenario B die Prognose der verfügbaren Nettoengpassleistung nach unten, während sich mittel –und langfristig (2020 und 2025) im konservativen Szenario A die Nettoengpassleistung erhöht, verglichen mit dem Bericht von 2014⁷, im alternativen Szenario zeitlich verschiebt. Im konservativen Szenario A dürfte 2025 die Nettoengpassleistung für Europa bei 1,052 TW liegen. Szenario B zeigt eine Redimensionierung bzw. Verschiebung der Ausbauprojekte und liegt für alle Jahre unter den Ausbauplänen des Vorjahrs. Dennoch wird die installierte Nettoengpassleistung in Szenario B von 1.021 GW in 2016 auf 1.167 GW bis 2025 ansteigen, wobei die gesicherte Leistung nur marginal von 602 GW auf 611 GW steigen wird.

Es wird weiters erwartet, dass fossile Erzeugungseinheiten nach 2016 weniger stark vom Netz gehen werden als bisher angenommen und dass gasbetriebene Wärmekraftwerke die bisherigen Kohlekraftwerke ersetzen werden. Im wahrscheinlichen Szenario B werden sich demnach in Europa die Kapazitäten der gasbetriebenen Wärmekraftwerke um 22 GW erhöhen, was einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum von 1,13% bis 2025 gleichkommt. Beim Energiemix wird es allgemein zu Verschiebungen kommen, von fossilen regelbaren Kraftwerkskapazitäten hin zu erneuerbaren aber nicht regelbaren Technologien. Somit werden in Szenario A die fossilen Kraftwerkskapazitäten von knapp 400 GW in 2016 auf 344 GW in 2025 fallen, in Szenario B auf 365 GW. Die höchsten Anteile der fossilen Erzeugung am nationalen Energiemix entfallen 2025 demnach auf die Ukraine (93%), Zypern (75%), Estland (75%) und Polen (69%).

⁶ Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2015, ENTSO-E

⁷ Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2014, ENTSO-E

Bei Nuklearenergie soll demnach die installierte Leistung von ca. 120 GW bis 2020 bestehen bleiben, für die Zeit danach rechnet man im Szenario B mit einem Rückgang von 12%. Dies entspricht der Erwartung von 2014 für Szenario A, für Szenario B verglichen zum Vorjahr bedeutet dies eine Revision um -9% oder -11 GW für 2025. Absolut soll die installierte Leistung von über 120 GW auf knapp über 100 GW schrumpfen. Rückgänge wird es in Deutschland, Frankreich, Belgien und Großbritannien geben, während in Litauen, Finnland, Ungarn, Rumänien und der Slowakei Kapazitäten entstehen werden.

Erneuerbare Energien werden demnach eine dominante Rolle bei neu installierter Kapazität einnehmen, bei gleichbleibender Kapazität aus Wasserkraft wird von einer Steigerung bei Wind um 80% und Photovoltaik um 60% bis 2025 ausgegangen. Das weite Auseinanderklaffen der Szenarien A und B zeigt die große Unsicherheit der Marktteilnehmer bezüglich zukünftiger Förderregime und Regulierungen. Gegenüber der Prognose von 2014 werden die Erneuerbaren an installierter Leistung zulegen und sollten sich 2025 auf 518 GW belaufen (2014: 493 GW). Somit werden die höchsten Zuwachsraten (>30%) an Erneuerbaren bis 2025 in Großbritannien und Belgien verzeichnet werden, gefolgt von den Niederlanden und Montenegro bei einem Zuwachs in allen Ländern.

Regionale Analysen der ENTSO-E zeigen, dass benötigte Importe für die Netzstabilität technisch möglich sind und innerhalb der prognostizierten grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten für die Periode von 2016-25 liegen. Die Anzahl der Länder, die auf Importe angewiesen sind, wird diesbezüglich bis 2025 zulegen. Belgien, Dänemark, Finnland und die Slowakei sind demnach strukturell über die gesamte Periode von Importen abhängig, während Deutschland 2020 - wegen der geplanten Schließungen konventioneller Kraftwerke - bei Extremwetterbedingungen in den Wintermonaten Importe brauchen wird. Des Weiteren werden 2025 in Deutschland Importe auch unter weniger extremen Wetterbedingungen notwendig werden. Lässt man die aktuellen Marktpreise außen vor und betrachtet rein die physischen Kapazitäten, kann Österreich zum Referenzzeitpunkt jedes Monats autark die Netzstabilität aufrechterhalten und ist nicht auf Importe angewiesen. Auch wenn man die gesamte pan-europäische Situation betrachtet, sind die benötigten Importe technisch möglich und durch überschüssige Kapazitäten gedeckt - unter der Voraussetzung, dass die prognostizierten grenzübergreifenden Leitungen realisiert werden.

Im Jahr 2025 soll der Leistungsanteil volatiler erneuerbarer Energie am Kraftwerkspark in 22 Ländern bereits über 50% liegen. Somit werden in Österreich 2025 12,5% des jährlichen Verbrauchs bereits durch die Erneuerbaren Wind und Sonne produziert, 2020 sollen es 11,6% und 2016 schon 7,2% sein. Der Durchschnitt im ENTSO-E Verbund liegt 2016 bei 9,7%, 2020 bei 13,1% sowie 2025 bei 16%.

Die maximale stündliche Lastdeckung⁸ in Österreich durch Wind -und Sonnenenergie soll 2016 bei 40,9%, 2020 bei 60,3% und 2025 bei 61,5% liegen, im europäischen Durchschnitt bei 32,8%, 45,5% bzw. 50,4%. Für Deutschland, Dänemark, Irland und Portugal beträgt die maximale stündliche Lastdeckung demnach in allen 3 Perioden schon über 100%, für Griechenland ab 2020 und für Großbritannien und die Niederlande ab 2025.

⁸ RES Load Penetration Index RLPI = maximum hourly coverage of load by RES

Die höchste Last des Jahres fand in allen analysierten Perioden erwartungsgemäß im Wintermonat Jänner statt, wobei in den letzten beiden Jahren über alle Länder hinweg eine sinkende Last beobachtet werden konnte. So ging man im Bericht 2013 noch von einer um 35 GW höheren Last im Jahr 2020 aus als im diesjährigen Bericht. Die Übertragungsnetzbetreiber Europas revidieren ihre Lastprognosen vom Vorjahr für Szenario B im Jahre 2020 um ganze 8 GW nach unten, 2025 um 6 GW, für 2016 jedoch rechnen sie mit einer um 4 GW höheren Last. So soll das Wachstum der Lastspitze bis 2020 gleich hoch ausfallen wie das Wachstum des Energieverbrauchs, ab 2020 soll der Anstieg der Lastspitze jedoch um 1% höher sein als jener des Verbrauchs. Einzig Großbritannien und Deutschland erwarten bis 2025 eine sinkende Last sowie sinkenden Verbrauch, Österreich liegt im ENTSO-E Schnitt (0%-0,89%).

Eine anspruchsvolle Deckungsrechnung wurde auch vom Pentalateralen Energieforum kürzlich vorgelegt⁹. In dieser Studie wird ein regionales, stochastisches und zeitkoppelndes Modell angewendet. Das bedeutet, dass volatile Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und die temperaturabhängige Last in den einzelnen Ländern korreliert und grenzüberschreitend betrachtet werden. Dies stellt eine wesentliche Verbesserung gegenüber der Methode im SO&AF dar. Betrachtet wurden die Jahre 2015/16 sowie 2020/21. Für Österreich sind in allen Szenarien die probabilistischen Indikatoren 0, d.h. es ist keine Unterdeckung zu erwarten. Einzig für Frankreich und Belgien wurden potentielle Deckungslücken identifiziert, welche noch näher untersucht werden sollen.

Für Deutschland und seine Nachbarländer hat das BMWi eine ähnliche Arbeit in Auftrag gegeben¹⁰. Diese berücksichtigt den grenzüberschreitenden Stromaustausch und insbesondere die Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien, Last und Kraftwerksverfügbarkeiten innerhalb der betrachteten Region. Fazit: Für Deutschland und seine Nachbarländer kann bis zum Jahr 2025 durchwegs eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit¹¹ von nahezu 100% erreicht werden.

⁹ „Generation Adequacy Assessment“, Pentalateral Energy Forum Support Group 2, März 2015, siehe <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gemeinsamer-versorgungssicherheitsbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

¹⁰ „Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern“, Untersuchung im Auftrag des BMWi, Consentec/r2b, März 2015, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/versorgungssicherheit-in-deutschland-und-seinen-nachbarlaendern,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

¹¹ engl. „Load Balancing Probability, LBP“: Der Indikator beschreibt, mit welcher Wahrscheinlichkeit die Last unter Berücksichtigung der verfügbaren Erzeugung und nutzbarer Lastmanagement-Potentiale ohne weitere Maßnahmen vollständig gedeckt werden kann (d.h. ein Ausgleich zwischen Erzeugung und dem kurzfristig preisunelastischen Anteil der Last möglich ist)

Ausbau und Instandhaltung der Stromnetze

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. Da der Netzbau nur langsam vorankommt, weicht die aktuelle Transportaufgabe signifikant von derjenigen ab, die der Auslegung der Netze zugrunde lag.

Damit einhergehen erhöhte Anforderungen an den Systembetrieb sowie vermehrt auftretende 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 „Real-time 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 bindenden 10-Jahres Netzentwicklungsplan zu erstellen und der E-Control zur Genehmigung vorzulegen. 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.¹² Der Netzentwicklungsplan (NEP) 2014¹³ wurde von E-Control am 27.11.2014 genehmigt.

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 Verordnung 714/2009/EG Prognosen zur Versorgungssicherheit („Scenario Outlook & Adequacy Forecast“ – SO&AF) 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 gemeinschaftlichen Interesses („Projects of Common Interest“ - PCI) geschaffen. Eine Auswahl von TYNDP-Projekten, die spezielle Voraussetzungen erfüllen müssen, sollen als PCIs von ra-

¹² Siehe online auf: <https://www.apg.at/de/netz/netzausbau/masterplan>

¹³ <https://www.apg.at/de/netz/netzausbau/Netzentwicklungsplan14>

scheren und effizienteren Genehmigungsverfahren und besseren regulatorischen Bedingungen profitieren.¹⁴

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 APG¹⁵.

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“.

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.¹⁶ In Umsetzung des § 15 (2) EnLG 2012 wird von E-Control eine Beschreibung der Instandhaltungsprogramme der Netzbetreiber abgefragt. Diese Programme werden grundsätzlich gemäß gesetzlichen Vorgaben, betrieblichen Erfahrungen und nach dem Stand der Technik durchgeführt. In den meisten Fällen gibt es detaillierte interne Regelwerke, die Teilprozesse vorgeben. So wird die Instandhaltung 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.

Die Netzbetreiber sind auch in einer Vielzahl nationaler wie internationaler Arbeitsgruppen vertreten, in denen sowohl die Weiterentwicklung von Bestehendem als auch zukünftige Neu-

¹⁴<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>

¹⁵ <https://www.apg.at/de/markt/grenzueberschreitender-austausch/verfuegbare-kapazitaeten>

¹⁶ [DIN 31051 „Grundlagen der Instandhaltung“, Ausgabe 2012-09](#)

erungen 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.

Maßnahmen in außergewöhnlichen Situationen

Von Erzeugungs- und Lastmanagement bis Netzwiederaufbau

Im normalen Betriebszustand werden die Erzeugungsanlagen nach Marktlage betrieben. Innerhalb der Gebotszone Deutschland/Österreich wird dabei kein Netzengpass ausgewiesen. Zwischen Netzbetreibern und angeschlossenen Erzeugungsanlagen erfolgt ein Datenaustausch zu aktuellen und zukünftigen Erzeugungswerten (Prognosen).

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 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) EWOOG 2010 („Redispatch“).

In kritischen Situationen verfügen die meisten Netzbetreiber weiters über die Möglichkeit, über Tonsteuerrundfrequenzanlagen oder automatisch- frequenz- und/oder spannungsabhängig - Abschaltungen von Verbrauchern vorzunehmen.

Zur Vermeidung von Großstörungen sind Maßnahmen entsprechend den technischen und organisatorischen Regeln (TOR) Teil E¹⁷ 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-E¹⁸. Basierend darauf unterzieht sich auch APG regelmäßigen Audits. Im Jahr 2014 erzielte APG in allen Kriterien die Bewertung „fully compliant“¹⁹.

Auch auf europäischer Ebene wird die Harmonisierung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern in diesem Bereich vorangetrieben. Art. 6 der Verordnung 714/2009/EG sieht Netzwerk-

¹⁷ Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen, Version 2.1, E-Control 2011

¹⁸ <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx>

¹⁹ https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Continental_Europe/150218_RGCE_Compliance_Oversight_Report_2014.pdf

kodizes auch für den Übertragungsnetzbetrieb vor. Einige der 10 geplanten Kodizes enthalten Bestimmungen, die für die Versorgungssicherheit relevant sind. Die Kodizes ‚Operational Security‘, ‚Operational Planning and Scheduling‘ und ‚Load-Frequency-Control and Reserves‘ befinden sich bereits bei der Europäischen Kommission zur Vorbereitung des Komitologieverfahrens. Der Kodex ‚Emergency and Restoration‘ wurde ACER zur Stellungnahme übermittelt.

Abgesehen von betriebsmittel- oder überlastungsbedingten Störungen können auch Naturkatastrophen oder Terrorakte Blackouts auslösen. Die Richtlinie 2008/114/EG²⁰ 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 Verschlussache sind. Die Zuständigkeit in Österreich liegt beim Bundeskanzleramt.

NETZWIEDERAUFBAU

Im Falle eines weiträumigen Netzzusammenbruchs bestehen Vereinbarungen (Richtlinien und Verträge) zum Netzwiederaufbau der unterlagerten Verteilnetzbetreiber und ausgewählter Erzeugungsanlagen mit dem Übertragungsnetzbetreiber. Derzeit wird daher 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.

²⁰ Richtlinie 2008/114/EG über die Ermittlung und Ausweisung europäischer kritischer Infrastrukturen und die Bewertung der Notwendigkeit, ihren Schutz zu verbessern

Verfügbarkeit von Netzen und Erzeugungsanlagen

Gemäß den Vorgaben der Elektrizitätsstatistikverordnung von 2007, sind von der Energie-Control Austria jährlich die Ergebnisse der Auswertung der in österreichischen Netzbereichen erfassten Störungen (Versorgungsunterbrechungen) zu veröffentlichen. Die hierzu im Vorfeld notwendigen Datenerhebungen werden seit dem Jahr 2002 in Zusammenarbeit mit den österreichischen Netzbetreibern und Österreichs E-Wirtschaft („Oesterreichs Energie“) durchgeführt. Seit dem Auswertungsjahr 2003 werden bei dieser Erhebung 100% der österreichischen Netzbetreiber erfasst. Die mit 1. Juli 2013 in Kraft getretene Netzdienstleistungsverordnung Strom (END-VO 2012) verpflichtet die österreichischen Netzbetreiber, ab Berichtsjahr 2014 alle Ausfälle ab einer Dauer von 1 s (statt bisher ab 3 min) zu erfassen und der Regulierungsbehörde zu melden. Dies trägt zu einer weiteren Harmonisierung der statistischen Erhebungen hinsichtlich Art und Vergleichbarkeit der erfassten Daten auf europäischer Ebene bei. Auf diese Weise kann eine laufende und umfassende Überwachung der Versorgungszuverlässigkeit gewährleistet werden. Eventuelle Verschlechterungen im Jahresverlauf werden schnellstmöglich erkannt und so ein rasches Entgegenwirken ermöglicht.

Die (Nicht-) Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen wird von der E-Control ebenfalls jährlich in den (Nicht-) Verfügbarkeitsstatistiken veröffentlicht.²¹ Zudem melden österreichische Erzeuger an die Transparenz Plattform der EEX²², wo unter anderem geplante und ungeplante Unterbrechungen zeitnah veröffentlicht werden.

²¹ <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/statistik-fuer-versorgungsqualitaet/nichtverfuegbarkeitsstatistik>

²² <http://www.transparency.eex.com/>

Impressum

Herausgeber und Hersteller: Energie-Control Austria, Rudolfsplatz 13a, A-1010 Wien
Ansprechperson: Mario Reisinger, BA MU; Tel.: +43 1 24 7 24-0,
E-Mail: mario.reisinger@e-control.at

Das Produkt und die darin enthaltenen Daten sind urheberrechtlich geschützt. Alle Rechte sind der Energie-Control Austria vorbehalten. 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 Energie-Control Austria ins Internet zu stellen, und zwar auch bei unentgeltlicher Verbreitung. Eine zulässige Weiterverwendung ist jedenfalls nur mit korrekter Quellenangabe "Energie-Control Austria" gestattet.

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

Wien, Juli 2015