

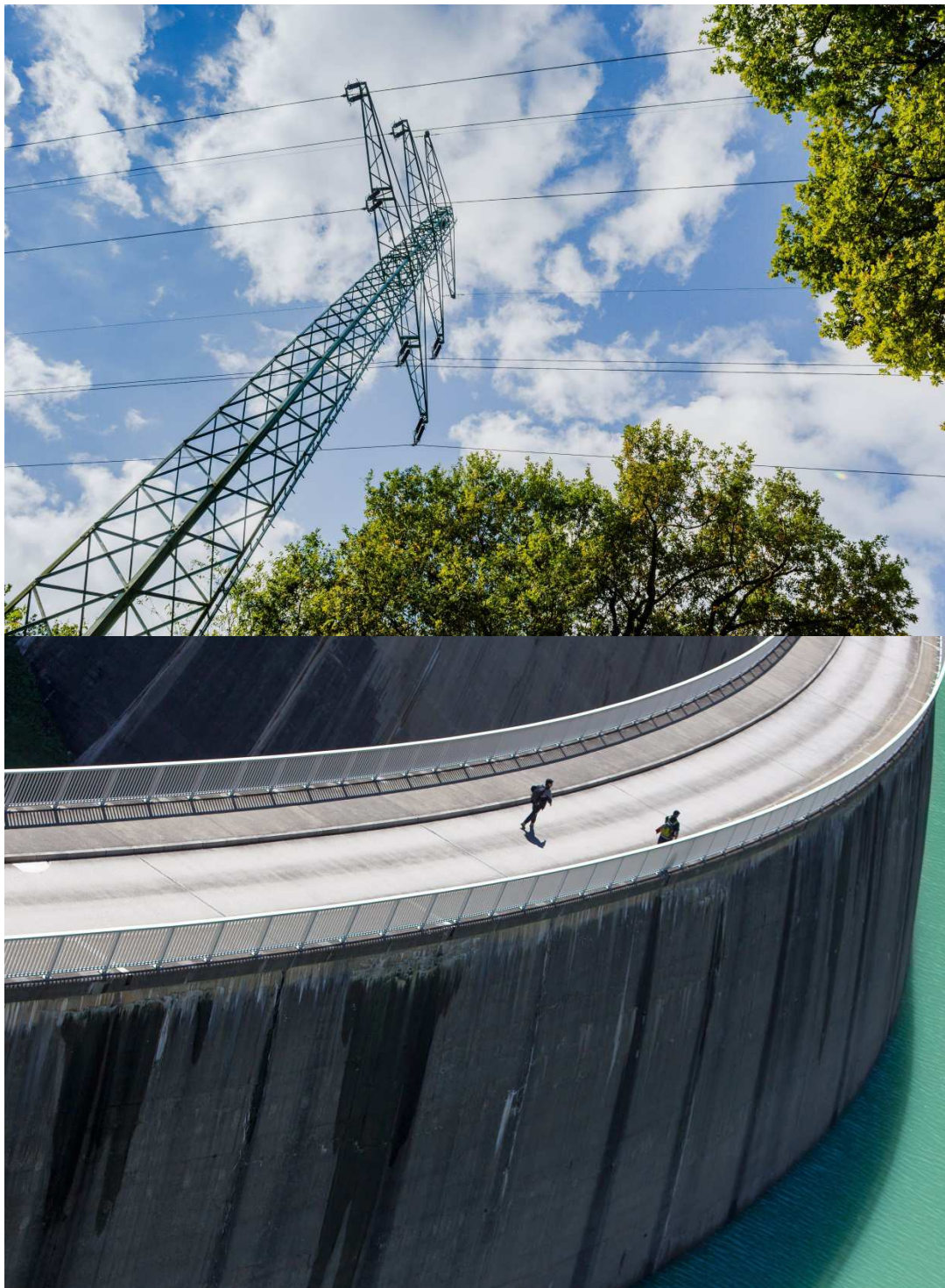


MONITORING REPORT

E-CONTROL

Versorgungssicherheit Strom

Oktober 2014



Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis	3
Gesetzliche Grundlage	4
Die Monitoring Aufgaben der Energie-Control Austria	4
DIE MONITORING PFLICHTEN IM DETAIL	4
Entwicklung von Angebot und Nachfrage	5
Stromverbrauch mit geringem Wachstum	5
ERNEUERBARE IM VORMARSCH	6
Prognose von Nachfrage und Angebot	7
Erwarteter Stromverbrauch in Österreich	7
UNTERSCHIEDLICHE MODELLE IM VERGLEICH	7
Erwartete Stromerzeugung in Österreich	8
UNSIHERHEITEN BEI KRAFTWERKSAUSBAUPROJEKTEN	8
LEISTUNGSZUNAHME BEI ENTSPRECHENDER UMSETZUNG	11
Deckungsrechnung bis 2025	13
LEISTUNG VORHANDEN	13
EUROPÄISCHE SITUATION MIT FRAGEZEICHEN	14
Ausbau der Stromnetze und Netzwartung	16
Qualität und Umfang der Netzwartung	17
Maßnahmen in außergewöhnlichen Situationen	19
Von Erzeugungs- und Lastmanagement bis Netzwiederaufbau	19
Verfügbarkeit von Netzen und Erzeugungsanlagen	21

Abbildungsverzeichnis

<i>Abbildung 1: Entwicklung des Stromverbrauchs in Österreich im Zeitablauf, 1977 - 2013.....</i>	<i>5</i>
<i>Abbildung 2: Prognose des energetischen Endverbrauchs im Vergleich 2012 - 2025.....</i>	<i>8</i>
<i>Abbildung 3: Preisentwicklung EUR/MWh – EEX Terminmarkt Y15 von 2011 – 2014.....</i>	<i>10</i>
<i>Abbildung 4: Entwicklung Clean Spark and Dark Spreads EUR/MWh – EEX Terminmarkt Y15</i>	<i>10</i>
<i>Abbildung 5: Prognostizierte Kraftwerksleistungen in Österreich für das Jahr 2025.....</i>	<i>12</i>
<i>Abbildung 6: Prognostizierte Leistungsmaxima und prognostizierte Lastspitze in Österreich bis 2025.....</i>	<i>14</i>
<i>Abbildung 7: Prognostizierte Kapazität und Sicherheitsmarge der ENTSO-E bis 2025.....</i>	<i>15</i>
<i>Abbildung 8: NTC-Werte der grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen für 2013</i>	<i>17</i>

Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1: Kraftwerksausbauprojekte (abzüglich bekannter Stilllegungen) in Österreich im Zeitraum 2014 - 2025.....</i>	<i>12</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

Stromverbrauch mit geringem Wachstum

In den letzten 30 Jahren hat die Nachfrage nach elektrischer Energie in Österreich beinahe stetig zugenommen. Die größte Ausnahme bildet dabei das Jahr 2009, welches aufgrund der Wirtschafts- und Finanzkrise, und dem daraus resultierenden Rückgang in der Industrieproduktion, einen Verbrauchsrückgang von – 4,07% hinnehmen musste. Auch im Jahr 2008 wurde bereits ein, wenn auch geringerer, Nachfragerückgang beobachtet. Eine negative jährliche Änderungsrate gab es beim Stromverbrauch seit 1977 lediglich im Jahr 1992.

Für die Jahre 2012 bzw. 2013 lag der Bruttoinlandsstromverbrauch mit 69.630 bzw. 69.912 GWh nur gering über dem Vorjahresniveau. Gegenüber 2012 ist das ein Zuwachs von ungefähr 280 GWh, oder 0,4%. Vergleicht man dieses Wachstum mit der durchschnittlichen Wachstumsrate seit dem Wirtschaftseinbruch 2009-2013 (nämlich 0,44%), so ist erkennbar, dass der Zuwachs sich im Mittel in diesem Bereich befindet. 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.

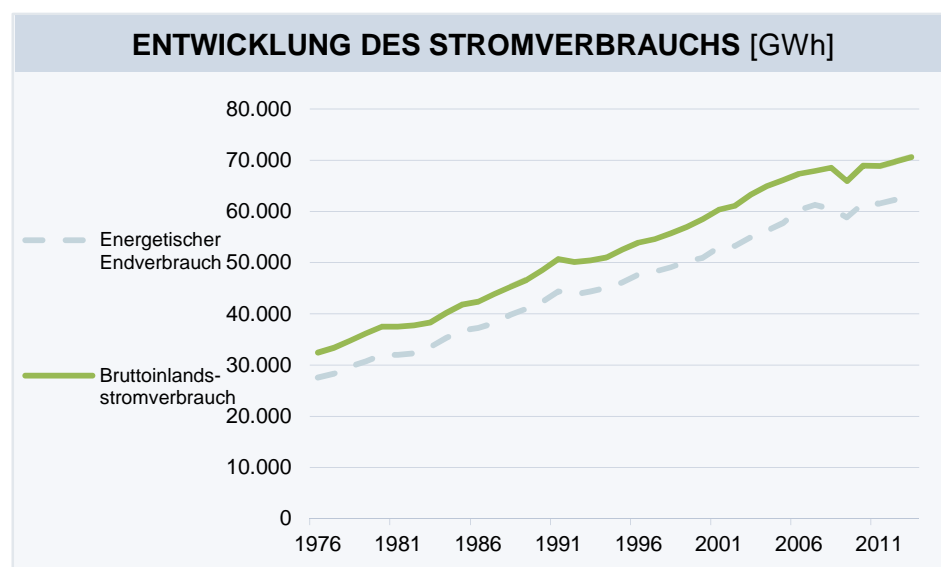


Abbildung 1
Entwicklung des Stromverbrauchs in Österreich im Zeitablauf, 1977 - 2013

Quelle: E-Control und Statistik Austria

ERNEUERBARE IM VORMARSCH

Österreich verfügte Ende 2013 über eine gesamt installierte Kraftwerksleistung von 23,82 GW. Die Kraftwerke gliederten sich leistungsmäßig zu 5.581 MW in Lauf- und 7.847 MW in Speicherkraftwerken. Dies entspricht einem leistungsmäßigen Anteil der Wasserkraft von rund 56%. Damit ist der Anteil an der installierten Erzeugungsleistung, gegenüber dem Vorjahr leicht gesunken. Der Ausbau der thermischen Kraftwerke, lag Ende 2013 bei 8.273 MW und ist somit nur marginal gestiegen. Im Jahr 2012 lag die installierte Engpassleistung von Wärmekraftwerken bei 8.261 MW. Dazu kamen Ende letzten Jahres 2.122 MW installierte Leistung der „sonstigen Erneuerbaren“ Kraftwerke (entspricht beinahe 9%), das sind z.B. Windkraftwerke, Photovoltaikanlagen und Geothermie. Gegenüber dem Vorjahr ist dies ein Zuwachs von 569 MW. Damit konnte der Zuwachs an Erneuerbaren erneut gesteigert werden. Verglichen mit 2012 konnte der Anteil am Kraftwerkspark von knapp 7% auf fast 9% ausgebaut werden, was einer Steigerung von rund 37% entspricht. Die resultierende Bruttostromerzeugung aus diesen Kraftwerken belief sich auf 68.015 GWh (gesamte Versorgung). Gegenüber dem Vorjahr entspricht dies einem Rückgang von rund 6%, wobei Wärmekraftwerke um 15% weniger produzierten und Photovoltaik mit 137% bzw. Wind mit 28% verglichen mit 2012 stark zulegen konnten.

Dem gegenüber standen in Österreich im Jahr 2013 ein Inlandsstromverbrauch von 69.912 GWh, und der Verbrauch für Pumpspeicherung von 5.374 GWh. Durch die physikalischen Importe und Exporte ergab sich ein Saldo von 7.270 GWh, mit Österreich als Netto-Importeur. Die Veränderung der Importe verglichen mit dem Jahr 2012 belief sich hiermit auf 4.467 GWh und hat sich demnach mehr als verdoppelt, liegt aber immer noch unter der Bestmarke von 2011 als 8.199 GWh netto importiert wurden. Dabei entfielen über 90% der Nettoimporte auf die zweite Jahreshälfte 2013. Somit war die Bruttostromerzeugung aus Wasserkraft um mehr als 1.900 GWh, sowie aus Wärmekraft um fast 3.300 GWh rückläufig (gesamte Elektrizitätsversorgung). Dies entspricht einem relativen Rückgang von 4% respektive 14,9%, Erneuerbare hingegen konnten um 860 GWh oder 33% im Vergleich zum Vorjahr zulegen. Die rückläufige Produktion wurde durch Importe ausgeglichen, wobei Importe aus Tschechien in der zweiten Jahreshälfte fast gleich auf mit den traditionell hohen Importen aus Deutschland lagen. Gemessen an den Nettoimporten lag Tschechien im Jahre 2013 wie schon bereits 2012 vor Deutschland, die meisten Nettoexporte gingen in die Schweiz gefolgt von Italien und Slowenien.

Einer Steigerung der physikalischen Stromimporte von 6,5% verglichen mit 2012 steht ein Rückgang der Exporte von 14,2% gegenüber. Allerdings ist der Einsatz der Kraftwerke in Österreich, wie bereits erwähnt, im Normalbetrieb in erster Linie von marktwirtschaftlichen Gegebenheiten abhängig. So wird tendenziell in Richtung Süden (Italien, Slowenien bzw. Schweiz) exportiert, da hier ein höheres Preisniveau herrscht und so verhältnismäßig höhere Gewinne zu erwirtschaften sind. Aufgrund der mangelnden Grenzkapazitäten sind die möglichen Exportmengen jedoch begrenzt. Lediglich mit Deutschland gibt es keine Kapazitätsprobleme, weshalb die beiden Länder im Großhandelsmarkt auch einen gemeinsamen Markt bilden. Der Einsatz der österreichischen Kraftwerke innerhalb dieses Marktgebiets richtet sich somit nach den deutsch-österreichischen Großhandelspreisen und der jeweils durch Angebot und Nachfrage bestimmten Merit Order der einzelnen Stunden

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 68.711 GWh erwartet, welcher einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchswachstum von 0,72% für den Prognosezeitraum 2014-2025 entspricht. Bis 2020 werden 67.221 GWh erwartet, was einer durchschnittlichen Steigerung von 0,93% entspricht. Dies ist wiederum ein Rückgang gegenüber der Prognose aus dem Vorjahr, hier wurde noch ein durchschnittliches Wachstum von knapp 1,1% pro Jahr bis 2020 prognostiziert. Hauptverantwortlich zeigt sich das niedrige Nachfragewachstum in den letzten sechs Jahren (Ausnahme 2010), welches im Modell Eingang fand.

UNTERSCHIEDLICHE MODELLE IM VERGLEICH

Vergleicht man die Prognose der E-Control mit Verbrauchsprognosen der Europäischen Kommission für Energie und Verkehr (DG TREN, Reference Scenario 2014) sowie den Prognosen der ENTSO-E (Juni 2014) 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 „System Adequacy Forecast 2014-2030“ einen durchschnittlichen Stromverbrauchszuwachs in Europa bis 2025 von 0,9% basierend auf den besten Schätzungen der Übertragungsnetzbetreiber, wobei am Anfangshorizont der Prognoseperiode schwächeres und gegen Ende stärkeres Wachstum erwartet wird. Das ist ein merklicher Rückgang gegenüber den früheren ENTSO-E Prognosen. In der nachstehenden Abbildung 2 werden die beschriebenen unterschiedlichen Szenarien nochmals zusam-

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

² Siehe <https://www.entsoe.eu/system-development/system-adequacy-and-market-modeling/soaf-2012-2030/>

Im SOAF 2013 wird leider keine Nachfrageprognose veröffentlicht, sondern lediglich die zu erwartenden Lastspitze.

menfassend 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 beiden Jahren insofern korrigiert, als dass für das Krisenjahr 2009 bei der Prognose des Industrieverbrauchs eine Dummy-Variable inkludiert wurde. Wie man in der Grafik gut erkennen kann klaffen die aktuellen Prognosen des energetischen Endverbrauchs der DG TREN und ENTSO-E weiter auseinander als im Vorjahr, die Prognose der E-Control liegt wie schon 2012 in der Mitte der beiden (DG TREN 66.230 GWh vs. ENTSO-E 70.369 GWh), bis zum Jahr 2020 sehr nahe an der ENTSO-E Prognose, für den Zeitraum bis 2025 flachen die Werte aber stärker ab.

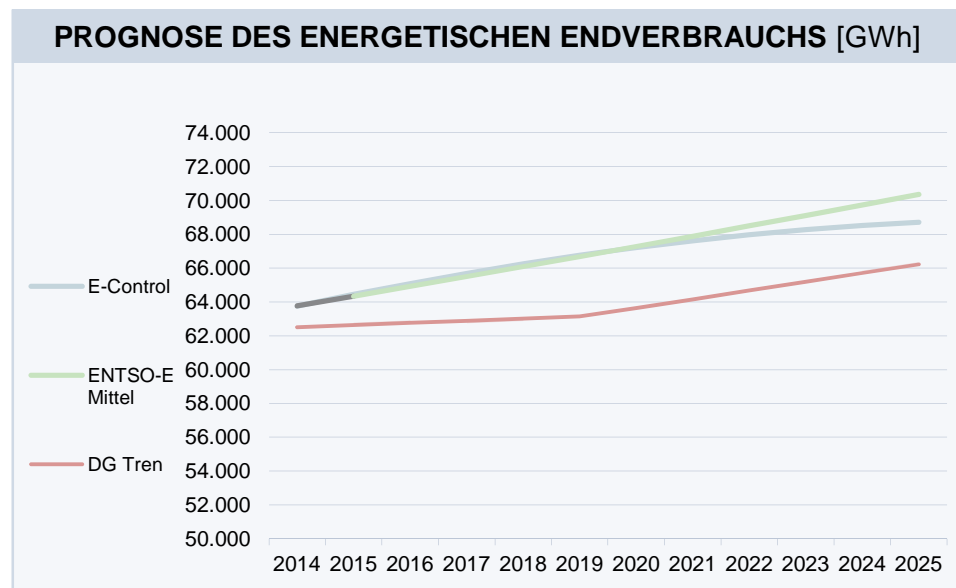


Abbildung 2

Prognose des energetischen Endverbrauchs im Vergleich 2012 - 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 Tabelle 1 aufgelisteten in Planung, Einreichung und teilweise in Bau befindlichen zusätzlichen Erzeugungskapazitäten beziehen sich auf den Erhebungsstand Ende Juni 2014. 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 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. Aufgrund der gesetzlichen Grundlage wird dafür die Realisierungswahrscheinlichkeit für diesen Prognosebericht mit 100 % angenommen.

Es zeigen sich gewisse Unsicherheiten beim Zubau von neuen thermischen Kraftwerken, da einerseits die in 2012 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 derzeitige niedrige Strompreis am Großhandelsmarkt diese Kraftwerke nicht mehr rentabel betreiben lässt. Der Terminmarkt zeichnet ein ähnliches Bild wie die Entwicklung der Preise von 2011 bis 2014 in Abbildung 3 bzw. die Entwicklung der Clean Spark and Dark Spreads in Abbildung 4 darstellen. Während sich Abbildung 3 auf Großhandelspreise bezieht, zeigt Abbildung 4 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 die derzeit schwache Nachfrage sich in absehbarer Zeit nicht erholen will und es somit kurzfristig 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.

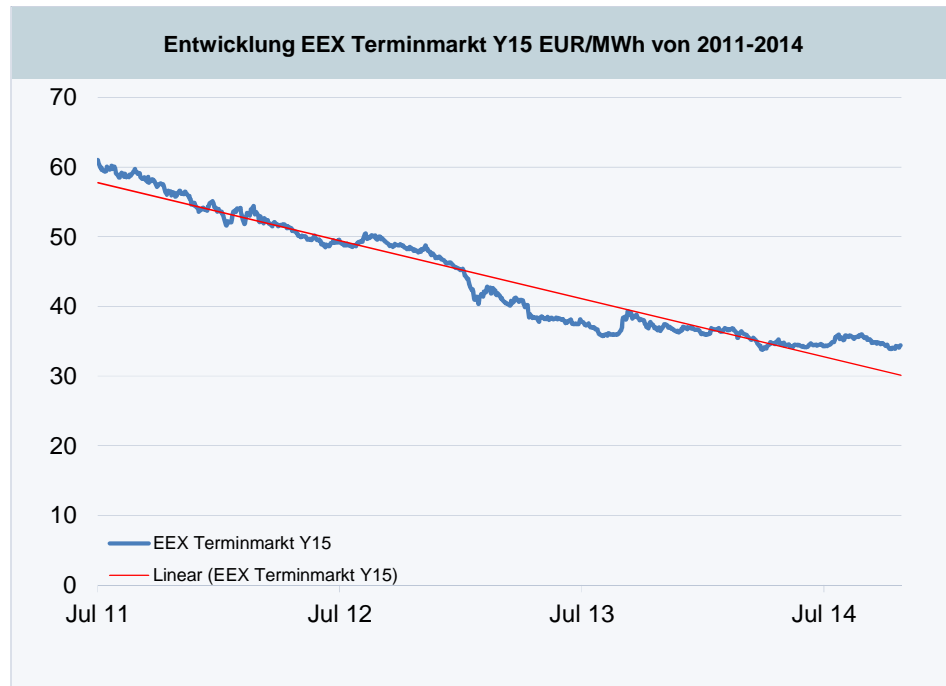


Abbildung 3
 Preisentwicklung
 EUR/MWh – EEX
 Terminmarkt Y15 von
 2011 - 2014

Quelle: EEX

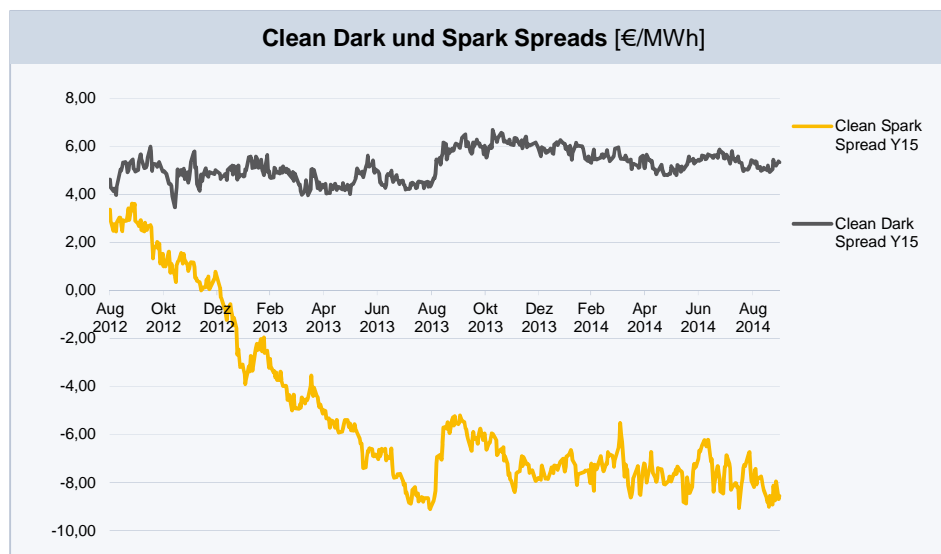


Abbildung 4
 Entwicklung Clean
 Spark and Dark
 Spreads EUR/MWh
 – EEX Terminmarkt
 Y15

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 3.281 MW gerechnet werden. Dabei wurden alle Projekte unabhängig von deren Status berücksichtigt.

Die bis zum Jahr 2025 neu hinzukommende Kraftwerksleistung beläuft sich gemäß dieser Erhebung auf 1.989 MW an Wasserkraftwerken, -109 MW auf thermische Kraftwerke (1298 MW Zubau vs. 1407 MW Außerbetriebnahmen) und 1400 MW auf Erneuerbaren. Kraftwerke bzw. Erzeugungsanlagen mit Leistungseinheiten von kleiner 25 MW fließen, sofern diese bekanntgegeben wurden, ebenfalls in die resultierenden Prognosen ein. Zusätzlich werden in Tabelle 1 auch gemeldete Stilllegungen 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 Tabelle 1 beziehungsweise Abbildung 5 ersichtlich, dann über eine installierte Kraftwerksleistung von 27.104 MW verfügen. In Bau befinden sich lediglich Pumpspeicherkraftwerke mit einer Engpassleistung von 800 MW und Laufkraftwerke mit 13 MW für den Zeitraum 2014-25, in Planung bzw. eingereichte Projekte betreffen sowohl thermische als auch hydraulische Kraftwerke. Lediglich Dampfkraftwerke weisen für den Zeitraum eine negative Engpassleistung und somit Außerbetriebnahmen auf die nicht durch neue geplante Projekte abgedeckt werden wie zum Beispiel bei GDK Anlagen bei denen der Nettozubaubau 441 MW betragen wird sofern sich die Ausbaupläne bestätigen. Verglichen mit der Vorjahreserhebung haben sich somit die Nettoausbauprojekte (Zubau – Außerbetriebnahmen) für hydraulische und thermische Kraftwerke gemessen an ihrer Engpassleistung mehr als halbiert. So wurden voriges Jahr noch Ausbaupläne von mehr als 4786 MW gemeldet, für 2014 beträgt der Ausbauplan nur mehr 1880 MW an Engpassleistung. Dies trifft sowohl für hydraulische als auch thermische Kraftwerke zu, wobei die Nettoausbaupläne für thermische Kraftwerke durch geplante Außerbetriebnahmen bis zum Jahr 2025 den stärksten Rückgang zu verzeichnen haben verglichen mit den Ausbauplänen des vorigen Jahres. 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.

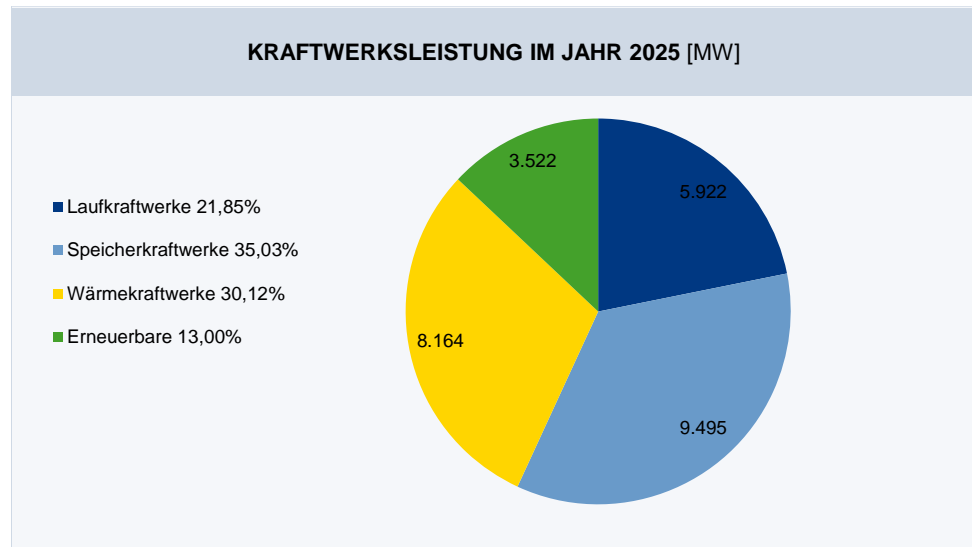


Abbildung 5
Prognostizierte Kraftwerksleistungen in Österreich für das Jahr 2025³

Quelle: E-Control

AUSBAUPROJEKTE FÜR DEN ZEITRAUM 2014 - 2025

	Engpassleistung gesamt MW	In Bau MW	In Planung MW	Eingereicht MW	Ausserbetriebnahmen MW	Betriebnahme						
						Jahr						
thermische Kraftwerke	GDK, Dampf und Sonstige	-109			1.407	2014						
						2015						
						2017						
						2022						
						2025						
						2014						
						2015						
						2019						
						2021						
						2017						
hydraulische Kraftwerke	(Pump) Speicher	1.648				2015						
						2017						
						2018						
						2020						
						2022						
						2023						
						Lauf	341					2015
												2016
												2017
												2018
2019												
2020												
2021												
2022												
2024												
2025												

Tabelle 1
Kraftwerksausbauprojekte (abzüglich bekannter Stilllegungen) in Österreich im Zeitraum 2014–2025

Quelle: E-Control

³ inkl. statistischer Differenz durch Abschätzung für Kraftwerke mit einer Engpassleistung unter 1 MW, für die keine eindeutige Zuordnung nach Kraftwerkstyp getroffen werden kann

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 2014 und 2025 von 81 MW) wird in der nachfolgenden Abbildung 6 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 getroffen 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. 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. Auch die ENTSO-E geht für Österreich bis 2025 von einer komfortablen Situation aus.⁶ Die ENTSO-E sieht Österreich mit einer gesicherten Leistung von 17,8 GW und einer gesicherten Restkapazität von 4,8 GW bei einer benötigten Sicherheitsmarge von 3 GW. Im konservativen Szenario der E-Control wäre ein Kapazitätsüberschuss an einem durchschnittlichen Jänner im Jahr 2025 von über 10 GW bei einer gesicherten Leistung von 15 GW vorhanden. Die gesicherte Restkapazität würde im Szenario 1 mehr als 3 GW, im Szenario 3 bereits über 5 GW bei einer benötigten Sicherheitsmarge von 2,8 GW ausmachen (nach Abzug aller relevanten Parameter erhält man die sogenannte adäquate Sicherheitsmarge). Auch grafisch kann man in Abbildung 6 sehr gut erkennen dass der Unterschied zwischen prognostizierten Leistungsmaxima und prognostizierter Lastspitze auf hohem Niveau gesichert ist und im Mittel die Leistungsmaxima 23% über der Lastspitze im Jahre 2025 liegen werden. Somit liegt die Quote der gesicherten Leistung an der installierten Brutto-Engpassleistung Ende 2014 bei 64% welche sich bis 2025 im konservativen Szenario 1 auf 60% bzw. auf 62% 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 79% bemessen. Selbst wenn sich die Lastspitze entgegen der derzeitigen Prognosen im Mittel wie in den Jahren vor der Krise, sprich zwischen den Jahren 2000 und 2007 entwickeln sollte und an den

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 2014 wird nicht die gesicherte Leistung herangezogen sondern die tatsächliche Leistung der Kraftwerksmaxima der 3. Mittwoche

⁶ Siehe https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/140602_SOAF%202014-2030.pdf

Ausbauplänen der verschiedenen Szenarien keine Anpassung am Wachstum erfolgen sollte (wovon nicht auszugehen ist), würde sich die Überdeckung an gesicherter Leistung gemessen an der Lastspitze je nach Szenario zwischen 12% und 22% belaufen.

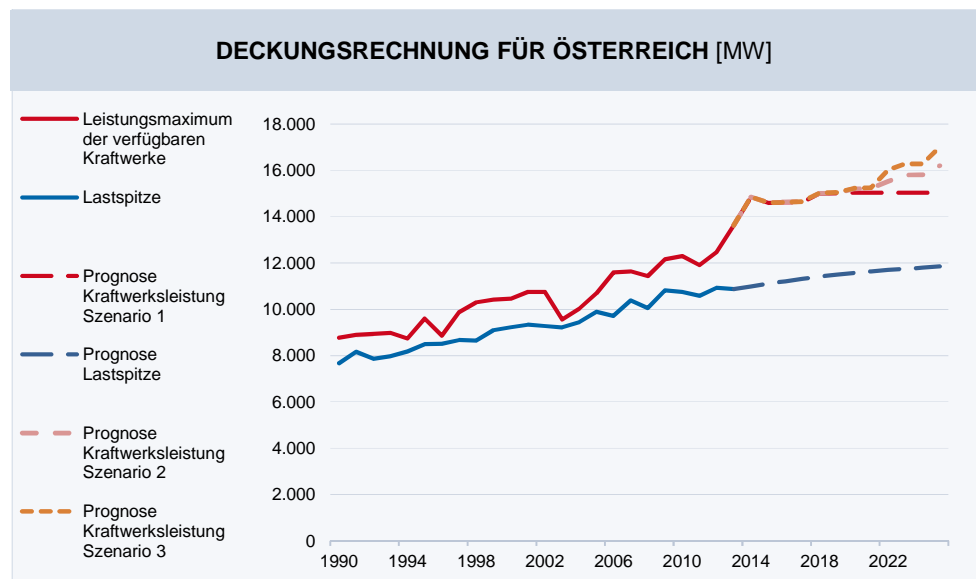


Abbildung 6
Prognostizierte Leistungsmaxima und prognostizierte Lastspitze in Österreich bis 2025

Quelle: E-Control

EUROPÄISCHE SITUATION MIT FRAGEZEICHEN

Etwas anders zeigt sich hingegen die Situation im gesamten ENTSO-E Verbund wie in Abbildung 7 ersichtlich ist. Als Teil des Verbundnetzes ist es für Österreich zur Beurteilung der Versorgungssicherheit relevant, wie die Versorgungssituation in den anderen ENTSO-E Ländern beurteilt wird. Es zeigt sich, dass im konservativen Szenario bis zum Jahr 2025 die Restkapazität⁷ unter die Sicherheitsmarge fällt, und somit eine ausreichend hohe Versorgungssicherheit in diesem Szenario nicht mehr gewährleistet ist. Das konservative Szenario berücksichtigt dabei lediglich jene Kapazitäten die gesichert verfügbar sein werden. Im Szenario B würde die Überdeckung hingegen bei komfortablen 31 GW im Jahr 2020 liegen bzw. bis zum Jahr 2025 auf 8 GW sinken. Die großen Unterschiede zwischen den beiden Szenarien lassen sich durch die größere Unsicherheit über die zukünftige Erzeugungssituation in Europa begründen. Im Vergleich zum Vorjahr ist somit auch die Überdeckung im Szenario B weiter zurückgegangen.

⁷ Restliche Kapazität („remaining capacity“) ist die Differenz aus gesicherter Kapazität und Last. Die Sicherheitsmarge („Adequacy Reference Margin“) entspricht der Reservekapazität („spare capacity“) plus der Spitzenlastmarge („Margin against Peak Load“). Die Reservekapazität soll an ausgewählten Punkten in 99 Prozent aller Fälle die Versorgung sicherstellen. Die Spitzenlastmarge ist die Differenz zwischen Last und Spitzenlast an einem ausgewählten Punkt über einen repräsentativen Zeitraum. Vgl. ENTSO-E Report Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014-2030, S. 76.

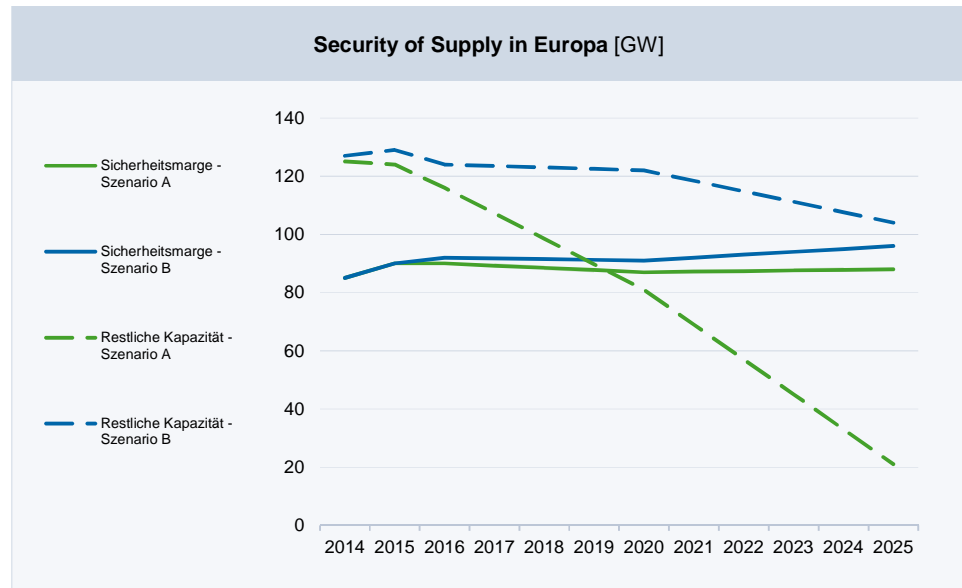


Abbildung 7
 Prognostizierte Kapazität und Sicherheitsmarge der ENTSO-E bis 2025

Quelle: ENTSO-E, Berechnungen E-Control

Ausbau der Stromnetze und Netzwartung

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 einhergehende 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.⁸ Alle relevanten Marktteilnehmer hatten im Zeitraum vom 12.06.2014 bis 06.07.2014 die Möglichkeit, im Rahmen einer von der APG abgehaltenen Konsultation zum Netzentwicklungsplan 2014 Stellung zu nehmen. Nach Prüfung und Bearbeitung der eingebrachten Stellungnahmen wurde der NEP 2014 im September bei der E-Control Austria zur Genehmigung eingereicht. Die Genehmigung und Veröffentlichung ist für Ende 2014 geplant.

Auf internationaler Ebene 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 gemeinwirtschaftlichen Interesses (Projects of Common Interest - PCI) geschaffen. Eine Auswahl von TYNDP-Projekten, die spezielle Voraussetzungen erfüllen müssen, sollen als PCIs von

⁸ Siehe online auf: <http://www.apg.at/de/netz/netzausbau>

rascheren und effizienteren Genehmigungsverfahren und besseren regulatorischen Bedingungen profitieren. In die erste Liste von PCIs wurden 9 österreichische Projekte aus dem Elektrizitätsbereich aufgenommen.⁹

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 Abbildung 8)

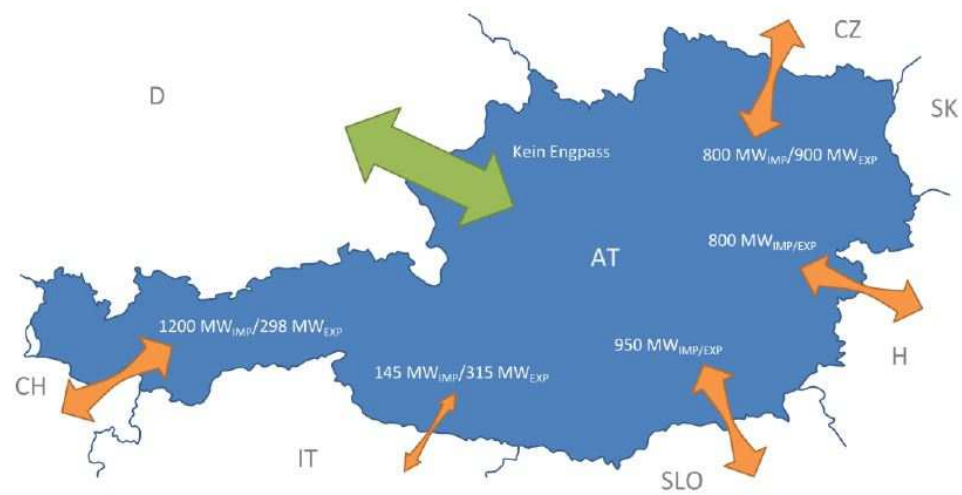


Abbildung 8
NTC-Werte (Net Transfer Capacity) der grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen für 2013

Quelle: E-Control, APG

Qualität und Umfang der Netzwartung

Die Instandhaltung elektrischer Netze umfasst geplante Maßnahmen wie Erneuerung, Inspektion und Wartung. In Umsetzung des § 15 (2) EnLG 2012 wird von E-Control eine Beschreibung der Instandhaltungsprogramme der Netzbetreiber abgefragt. Diese Programme werden grundsätzlich gemäß gesetzlicher Vorgaben, betrieblicher 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, Prüfung von Kabelmantel und Endverschlüssen, Isolations- und dynamische Widerstandsmessung bis hin zu HF-Detektion im Zuge von Leitungsbefliegungen, gaschromatografische Isolierölanalysen sowie Thermovisionmessungen für elektrische Anlagen. Bei Kabelleitungen, insbesondere im Niederspannungsbereich, erfolgt die Instandhaltung auch ereignisorientiert. Zusätzlich erfolgt bei ausgewählten Anlagenelementen eine Überwachung durch vor Ort installierte Monitoringsysteme (z.B. Temperaturmonitoring) und es wird teilweise Instandhaltungssoftware mit mobilen (satellitengestützten) Anwendungen eingesetzt.

⁹ http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/doc/2013_pci_projects_country.pdf, zuletzt aktualisiert am 9.1.2014

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.

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) EIWOG 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 E¹⁰ 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-E¹¹. Basierend darauf unterzieht sich auch APG regelmäßigen Audits. Im Jahr 2013 erzielte APG die Bewertung „fully compliant“¹².

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

¹⁰ Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen, Version 2.1, E-Control 2011

¹¹ <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operationhandbook/Pages/default.aspx>

¹² https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/continental-europe/compliance-monitoring/Documents/Compliance_Oversight_Report_2013.pdf

kodizes für den Übertragungsnetzbetrieb vor. Alle 5 geplanten Kodizes enthalten Bestimmungen, die für die Versorgungssicherheit relevant sind. Die ersten 3 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 4. Kodex, nämlich „Emergency and Restoration“ wird derzeit von ENTSO-E erarbeitet. Die Arbeit am 5. Kodex zu Weiterbildung und Zertifizierung wurde noch nicht begonnen.

Abgesehen von betriebsmittel- oder überlastungsbedingten Störungen können auch Naturkatastrophen oder Terrorakte Blackouts auslösen. Die Richtlinie 2008/114/EG¹³ 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. Im Rahmen des EIWOG 2010 wurde die Rolle des Übertragungsnetzbetreibers beim Netzwiederaufbau nach Großstörungen gestärkt. 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.

¹³ 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 Regierungsbehörde 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.

Anfang Juni 2013 richteten Hochwasser und Überschwemmungen in großen Teilen Österreichs schwere Schäden an. Dieses Ereignis wurde als regional außergewöhnliches Ereignis eingestuft und im nationalen Wert für die Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit ausgenommen. Für das Jahr 2013 ergibt die Auswertung der Daten, dass die kundengewichtete Nichtverfügbarkeit (SAIDI), errechnet auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) für Österreich 47,58 Minuten beträgt. Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die Gesamtzahl der Netzbenutzer. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen (exkl. Regional außergewöhnlicher Ereignisse) errechnen sich hier Werte von 14,16 Minuten und 33,42 Minuten. Der Wert für die leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit (ASIDI) auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) liegt für das Berichtsjahr 2013 für Österreich bei 50,18 Minuten. Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die installierte Nennscheinleistung der Transformatoren. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten (auch hier exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) Versorgungsunterbrechungen errechnen sich Werte von 16,22 Minuten und 33,96 Minuten. Das Ergebnis der Bewertung für das Jahr 2013 zeigt zwar, dass die kundenbezogene Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung gegenüber dem Vorjahr leicht gestiegen ist, dennoch kann die Versorgungszuverlässigkeit in Österreich wie in den vergangenen Jahren als sehr gut bewertet werden – bezogen auf Jahresstundenzahl ergibt sich eine Verfügbarkeit der Stromversorgung von über 99,99%.

Die (Nicht-) Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen wird von der E-Control ebenfalls jährlich in einem Bericht veröffentlicht.¹⁴ Die Arbeitsverfügbarkeit, d.h. die Verfügbarkeit unter Berücksichtigung von sämtlichen Einschränkungen lag im Jahr 2013 bei Wärmekraftwerken bei 81,5% und für Speicherkraftwerke bei 85,7%. Bei Laufkraftwerken standen im Jahr 2013

¹⁴ <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/statistik-fuer-versorgungsqualitaet/nichtverfuegbarkeitsstatistik>

39,6% gesichert zur Verfügung. Zudem melden österreichische Erzeuger an die Transparenz Plattform der EEX¹⁵, wo unter anderem geplante und ungeplante Unterbrechungen zeitnah veröffentlicht werden.

¹⁵ <http://www.transparency.eex.com/>

Impressum

Herausgeber und Hersteller: Energie-Control Austria, Rudolfsplatz 13a, A-1010 Wien
Ansprechperson: Karina Knaus, PhD; Tel.: +43 1 24 7 24-0,
E-Mail: karina.knaus@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, Oktober 2014