



E-CONTROL

MONITORING REPORT

Versorgungssicherheit Strom

August 2011



PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.

Gesetzliche Grundlage

Übertragung der Aufgaben auf die E-Control Austria

Die Energie-Control GmbH hat gemäß § 20i Absatz 1 Energielenkungsgesetz 1982 (in der Fassung BGBl. I Nr. 106/2006) 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 1982 in den Zuständigkeitsbereich der Regulierungsbehörde fallen.

Die Ergebnisse dieser Monitoring-Tätigkeit zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen können, gemäß Absatz 2 § 20i Energielenkungsgesetz, für die langfristige Planung verwendet werden. Zudem hat die

E-Control [...] jährlich jeweils bis 31. Juli einen Bericht über das Ergebnis ihres Monitorings der Versorgungssicherheit gemäß § 20i und § 20j Energielenkungsgesetz 1982 zu erstellen und in geeigneter Weise zu veröffentlichen und der Europäischen Kommission zu übermitteln.
(E-ControlG §28 Absatz 3)

DIE MONITORING PFLICHTEN ZUR VERSORGUNGSSICHERHEIT IM DETAIL

Die Monitoring-Tätigkeiten gemäß § 20i Energielenkungsgesetz, Absatz 1 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 1982 § 20i Absatz 1)

Entwicklung von Angebot und Nachfrage

Ende der Krise gibt Schub für Stromverbrauch

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 - 3,57 % 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 2010 bzw. 2011 kann allerdings erwartet werden, dass der energetische Endverbrauch (der Statistik Austria) wieder entsprechend steigen wird, da der Bruttoinlandsstromverbrauch (der E-Control) eine eindeutig positive Tendenz aufweist. Bis allerdings das Vorkrisenniveau wieder erreicht wird könnte es, je nach Temperatur- und Wirtschaftslage noch bis 2012 oder darüber hinaus dauern. Die Analysen in diesem Bericht stützen sich, aufgrund der für das Modell benötigten Aufschlüsselung Industrie/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.

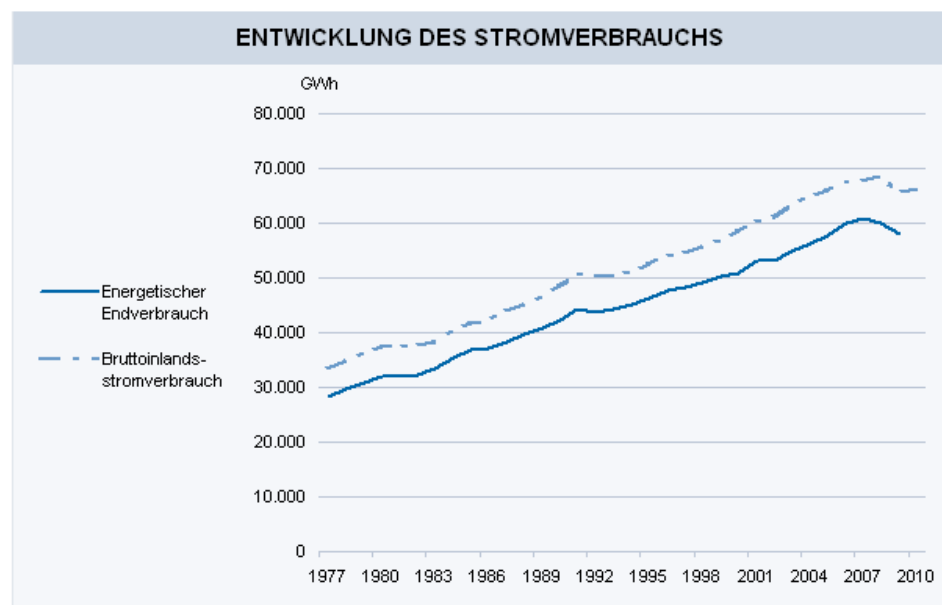


Abbildung 1
Entwicklung des Stromverbrauchs in Österreich im Zeitablauf, 1977 - 2010

Quelle: E-Control und Statistik Austria

WASSERKRAFT ALS BASIS GEPAART MIT ZUNEHMENDER LEISTUNG BEI THERMISCHEN KRAFTWERKEN

Österreich verfügte Ende 2009 über eine gesamt installierte Kraftwerksleistung von 21,09 GW. Die Kraftwerke gliederten sich leistungsmäßig zu 5.241 MW in Lauf- und 7205 MW in Speicherkraftwerken (entspricht gesamt rund 60,1%). Damit ist der Anteil an der installierten Erzeugungsleistung, trotz des Zuwachses bei den Speicherkraftwerken leicht zurückgegangen. Dies liegt am Ausbau der thermischen Kraftwerke, welche Ende 2009 nach einem Zubau von rund einem GW Ende 2009 bei 7.388 MW Wärmekraftwerken (entspricht rund 35,0% gegenüber 33,1% im Vorjahr) lag. Dazu kamen 1.010 MW installierte Leistung der „sonstigen Erneuerbaren“ Kraftwerke (entspricht rund 4,9%), das sind z.B. Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen. Die resultierende Bruttostromerzeugung aus diesen Kraftwerken belief sich auf 68.283 GWh (gesamte Versorgung).

Dem gegenüber standen in Österreich im Jahr 2009 ein Inlandsstromverbrauch von 65.793 GWh, und der Verbrauch für Pumpspeicherung von 3.961 GWh. Durch die physikalischen Importe und Exporte ergab sich ein Saldo von 780 GWh, mit Österreich als Netto-Importeur. Allerdings ist der Einsatz der Kraftwerke in Österreich 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. Einzig 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 2020 ein energetischer Endverbrauch von 66.247 GWh erwartet, welcher einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchswachstum von 1,24% oder 761 GWh entspricht. Dies ist wiederum ein leichter Rückgang gegenüber dem Vorjahr, hier wur-

de noch ein durchschnittliches Wachstum von 1,4% pro Jahr bis 2018 prognostiziert. Hauptverantwortlich zeigen sich der starke Verbrauchsrückgang in den Jahren 2008 und 2009 welcher innerhalb des Modells einen dämpfenden Effekt hat, und auch noch die Folgejahre beeinflusst.

E-CONTROL MEDA PROGNOSEN VERGLEICHBAR MIT ALTERNATIVEN MODELLEN

Vergleicht man die Prognose der E-Control mit Verbrauchsprognosen der Europäischen Kommission für Energie und Verkehr (DG TREN) sowie den Prognosen des ENTSO-E Verbundes so lässt sich festhalten, dass einheitlich eine Verlangsamung des Stromverbrauchs-wachstums erwartet wird. DG TREN¹ kommt mit ihrem Modell PRIMES auf ein durchschnittliches Wachstum zwischen 2000 und 2010 von 1,7% und zwischen 2010 und 2020 von 1,4%. Der ENTSO-E Verbund² wiederum erwartet in ihrem „System Adequacy Forecast 2010-2025“ einen durchschnittlichen Stromverbrauchszuwachs in Europa (bis 2020) um 1,47%, wobei Österreich hier laut ENTSO-E im Mittel liegt. In der nachstehenden Abbildung 2 werden die beschriebenen unterschiedlichen Szenarien nochmals zusammenfassend dargestellt. Auffallend ist, dass im E-Control Modell MEDA der dämpfende Effekt der Finanz- und Wirtschaftskrise aufgrund der autoregressiven Effekte länger nachwirkt als bei den anderen Modellen. Generell ist anzumerken, dass die Endwerte für 2020 sehr nahe aneinander liegen.

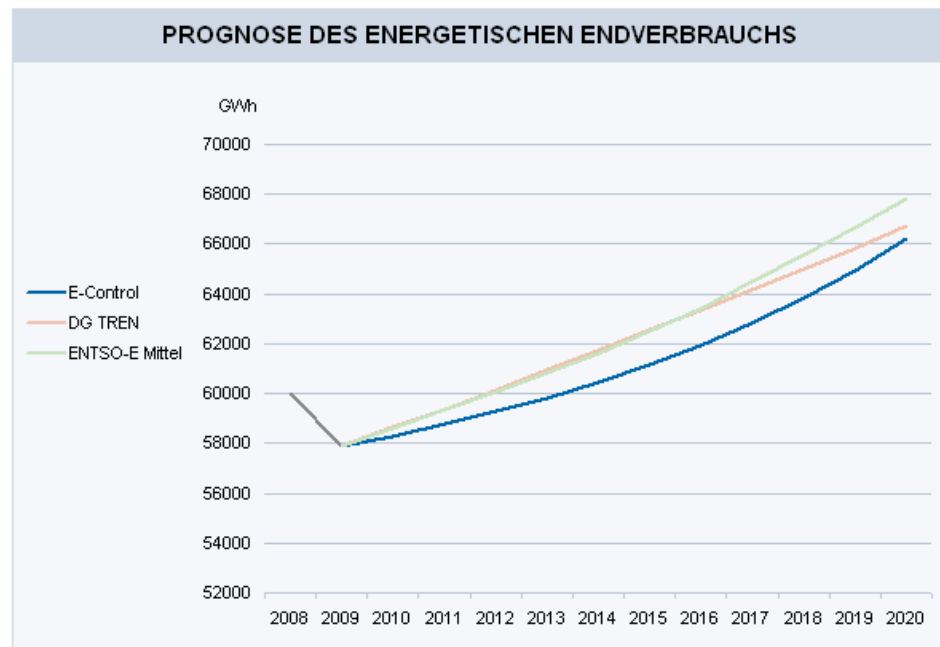


Abbildung 2
Prognose des energetischen Endverbrauchs im Vergleich 2010 - 2020

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

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

² Siehe https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/SDC/SOAF/ENTSOE_SO_AF_2011-2025.pdf

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.

In der Umsetzung des § 20i Abs 1 Energielenkungsgesetz 1982 (in der Fassung BGBl. I Nr. 106/2006) wurden für den diesjährigen Report die Kraftwerksausbauprojekte bis zum Jahr 2020 erhoben. Die in Abbildung 3 aufgelisteten in Planung, Einreichung und teilweise in Bau befindlichen zusätzlichen Erzeugungskapazitäten beziehen sich auf den Erhebungsstand Ende Juni 2011.

HAUPTAUGENMERK AUF WASSER- UND WÄRMEKRAFTWERKE

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.

Die bis zum Jahr 2020 neu hinzukommende Kraftwerksleistung beläuft sich gemäß dieser Erhebung auf 8.662 MW, wovon 2.720 MW auf Wasserkraftwerke und 3.706 MW auf thermische Kraftwerke entfallen. 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.

KAPAZITÄTEN IN PLANUNG UND BAU - LEISTUNGSZUNAHME FÜR DAS JAHR 2020 ZU ERWARTEN

Insgesamt kann somit bis zum Jahr 2020 mit einer Leistungszunahme, sowohl durch geplante Kraftwerksprojekte, als auch durch prognostizierte Werte von Erneuerbaren Kraftwerksanlagen, und unter Berücksichtigung gemeldeter Stilllegungen von Kraftwerken, von 8.626 MW gerechnet werden. Somit wird Österreich, wie in Tabelle 1 beziehungsweise Abbildung 3 ersichtlich, dann über eine installierte Kraftwerksleistung von 29.711 MW verfügen.

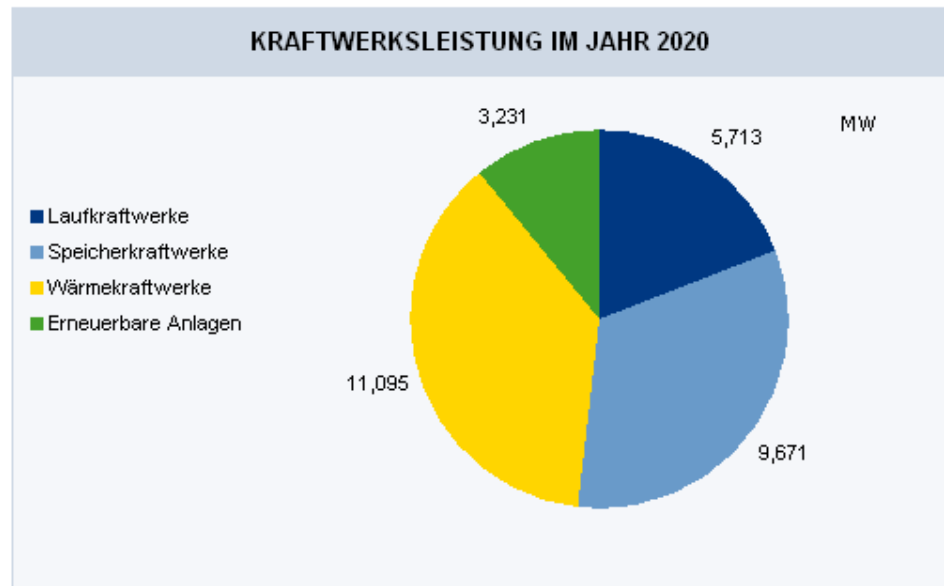


Abbildung 3
Prognostizierte Kraftwerksleistungen in Österreich für das Jahr 2020³

Quelle: E-Control

		AUSBAUPROJEKTE FÜR DEN ZEITRAUM 2010 - 2020						
		Engpassleistung gesamt MW	In Planung ¹ MW	Eingereicht MW	In Bau MW	Ausser- betrieb- nahmen MW	Inbetrieb- nahme Jahr	
thermische Kraftwerke	GDK	3,711		879	832		2011	
				400				2015
				800				2017
				800				2019
				800				2020
	Dampf	-34	2			30	2011	
						6	2013	
Sonstige	29			17		2011		
				12		2012		
hydraulische Kraftwerke	Pump- speicher	2,466			480		2011	
					1			2012
			270					2014
			505		430			2016
					300			2018
			480			2020		
	Lauf	253				21	1	2011
						24	0.4	2012
					8	14		2013
					12			2014
15				128			2015	
			3			2016		
		12				2017		
		18				2018		

Tabelle 1
Kraftwerksausbau-
projekte (abzüglich
bekannter Stilllegun-
gen) in Österreich im
Zeitraum 2010 –
2020⁴

Quelle: E-Control

Anm.: (1)... inkludiert Vorprojekte, Baubeschluss, Machbarkeitsstudien und UVE/UVF Verfahren. GDK bezeichnen Gas- und Dampfturbinen-Kombinationskraftwerke

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

⁴ 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 2020

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.⁵ Die dabei erhaltene Lastspitzenentwicklung (durchschnittlicher jährlicher Zuwachs zwischen 2011 und 2020 von 111 MW) wird in der nachfolgenden Abbildung 4 zusammen mit den erhobenen Leistungsmaxima der verfügbaren Kraftwerke dargestellt. Aufgrund unterschiedlicher Realisierungswahrscheinlichkeiten von Kraftwerken wurde bei in Planung befindlichen Projekten ebendiese unterstellt. Im Gegensatz wird unterstellt, dass „Erneuerbare“ Kraftwerksanlagen, auf Basis der rechtlichen Rahmenbedingungen zu 100 % verwirklicht werden.

BEI ENTSPRECHENDER PROJEKTUMSETZUNG KEINE PROBLEME ZU ERWARTEN

Das prognostizierte Leistungsmaximum der verfügbaren Kraftwerke über den betrachteten Zeitraum bis 2020 und die prognostizierten Lastspitzen lassen keine Versorgungsprobleme erwarten. Allerdings ist dies auch davon abhängig, inwieweit geplante Projekte tatsächlich umgesetzt werden. Auch der ENTSO-E Verbund geht für Österreich bis 2025 von einer komfortablen Situation aus.⁶ Im konservativen Szenario wäre ein Kapazitätsüberschuss (auch nach Abzug einer adäquaten Sicherheitsmarge) an einem durchschnittlichen Jänner im Jahr 2020 von rund 10 GW vorhanden.

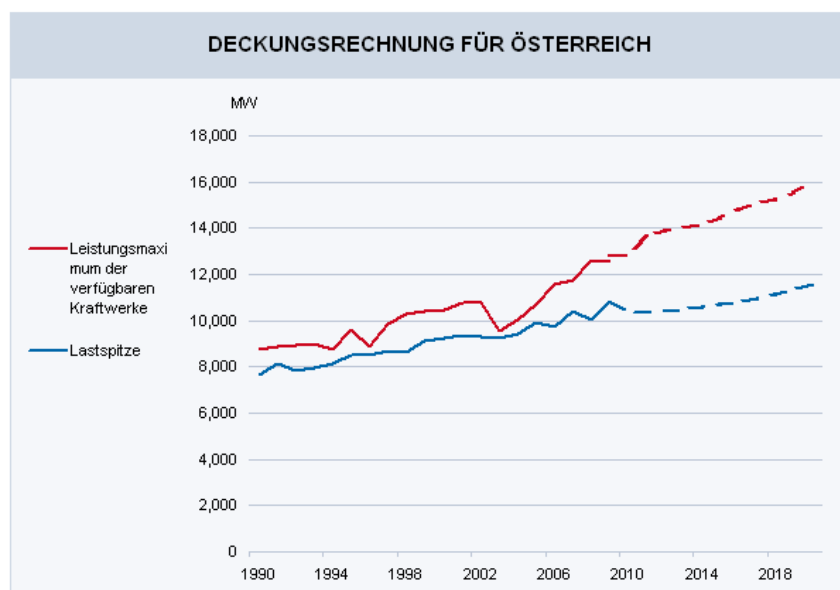


Abbildung 4
Prognostizierte Leistungsmaxima und prognostizierte Lastspitze in Österreich bis 2020

Quelle: E-Control

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. Es zeigt sich,

⁵ Siehe insbesondere den Bericht des Jahres 2006 und die Seiten 18ff:

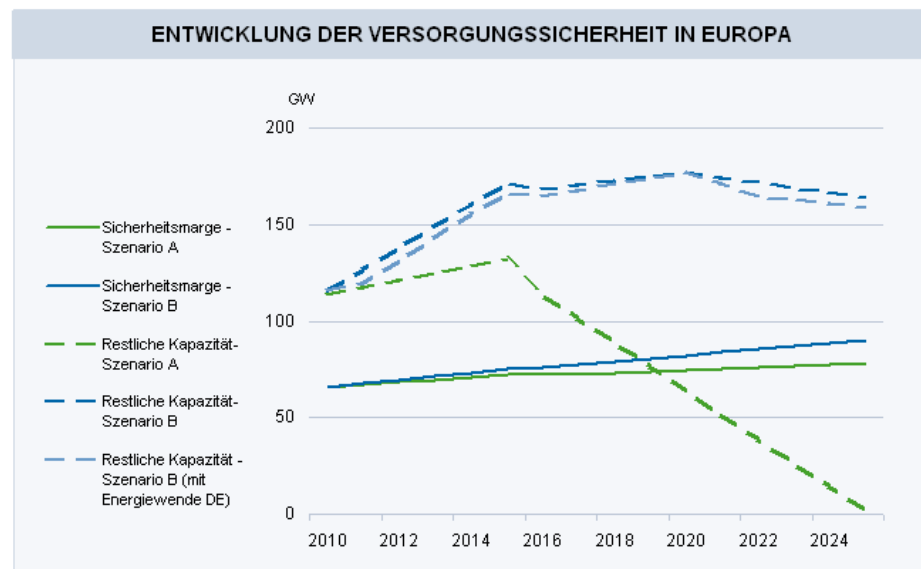
<http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/monitoring-report-strom-2006-2016-neu.pdf>

⁶ Siehe https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/SDC/SOAF/ENTSOE_SO_AF_2011-2025.pdf

dass im konservativen Szenario im Jahr 2020 die Rest-Kapazität⁷ 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 95 GW liegen. Die, vor allem im Vergleich zu den Vorjahren, großen Unterschiede zwischen den beiden Szenarien lassen sich durch die größere Unsicherheit über die zukünftige Erzeugungssituation in Europa begründen. Die Auswirkungen der Wirtschafts- und Finanzkrise sind im Bereich der kapitalintensiven Kraftwerksinvestitionen laut ENTSO-E noch nicht vollkommen erfasst. Es wird daher davon ausgegangen, dass in den nächsten Jahren noch weitere geplante Kraftwerke aus den Vorschau- und Daten entfernt werden, da die Finanz- und Finanzierungslage ungewiss ist.

Die neue Bewertung der Atomkraft in einigen Ländern Europas nach dem Unfall in Fukushima im März 2011 ist in dieser Prognose ebenso nur indirekt miteinbezogen. Die in Deutschland beschlossene „Energiewende“ (Konzept 2011) ist im Szenario A lediglich annäherungsweise abgebildet. So wurde im Szenario A der ENTSO-E von einer Abschaltung von rund 6.500 MW im Bereich Kernenergie bis 2015 ausgegangen, tatsächlich werden es ungefähr 8.500 MW sein. Um die direkten Effekte der Energiewende auf die Versorgungssicherheit in Europa etwas besser abzuschätzen, kann man den Ausstiegsplan mit der restlichen Kapazität vergleichen. Dabei scheint es sinnvoller vom Szenario B auszugehen, da Szenario A zwar bereits einen deutschen Atomausstieg beinhaltet, aber ebenso eine Vielfalt anderer konservativer Annahmen für die anderen ENTSO-E Länder. Berücksichtigt man die geplanten Abschaltungen unter dem Energiekonzept der deutschen Regierung, dann wird die Höhe der restlichen Kapazitäten gesenkt, aber auf gesamteuropäischem Niveau sind nur dann Probleme zu erwarten, wenn auch andere kapazitätsverringende Umstände eintreten.

Abbildung 5
Prognostizierte Kapazität und Sicherheitsmarge im ENTSO-E Verbund bis 2025



Quelle: ENTSO-E, Berechnungen E-Control

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 System Adequacy Forecast 2010-2025, S. 12.

Ausbau der Stromnetze und Netzwartung

Neben dem österreichischen Hoch- und Höchstspannungsnetz muss durch die internationale Verbindung der Netze die Versorgungssicherheit und auch das Funktionieren eines überregionalen Marktes gewährleistet sein. Deshalb muss in diesem Zusammenhang auf die Notwendigkeit langfristiger Verfügbarkeit von ausreichenden grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen hingewiesen werden, deren Erhalt und Ausbau kontinuierlich fortgeführt werden muss. Dabei veröffentlicht der Übertragungsnetzbetreiber APG für Österreich (seit 1.1. 2011 mit Tirol aber gegenwärtig ohne Vorarlberg) seit 2009 regelmäßig einen Masterplan als Grundlage für die mittel- und langfristige Netzplanung. Dieser Masterplan ist auch Grundlage für die vom ENTSO-E Verbund veröffentlichten Prognosen zur Versorgungssicherheit.⁸ Auf Basis des Masterplans veröffentlicht die APG den, gemäß § 37 EIWOG 2010, gesetzlich verpflichtenden 10-Jahres Netzentwicklungsplan⁹, welcher von der E-Control zu genehmigen ist.

In der Umsetzung des § 20i Abs 1 Energielenkungsgesetz 1982 (in der Fassung BGBl. I Nr. 106/2006) wurden für den diesjährigen Report die Netzausbauprojekte bis zum Jahr 2020 erhoben (siehe Tabelle 2).

NETZAUSBAUPROJEKTE IN ÖSTERREICH					
Spannungsebene [kV]	In Planung ¹ [MW]	Eingereicht [MW]	In Bau [MW]	Ausserbetriebsnahmen [MW]	Inbetriebnahme
110			229		2010
	140		1.242		2011
	1.324	230	147		2012
	2.387	200		122	2013
	1.304	1.220			2014
	774				2015
	800				2016
	400				2017
220	100				2012
	600				2013
		20	600		2014
380			1.000		2012
	200	3.000			2013
	3.000	3.000			2014
	1.000				2015
	1.600				2017
	3.000				2019
	1.500				2020

Tabelle 2
Netzausbauprojekte
in Österreich im
Zeitraum 2010 –
2020

Quelle: E-Control

Anm.: (1)... inkludiert Vorprojekte, Baubeschluss, Machbarkeitsstudien und UVE/UVP Verfahren.

Erhebungsstand: Ende Juni 2011

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

⁹ Siehe: <http://www.apg.at/de/netz/netzausbau/netzentwicklungsplan>

Die Erweiterungsprogramme folgen langfristigen technischen und wirtschaftlichen Aspekten. Prognostizierte Lastflüsse, Sicherheits- und Zuverlässigkeitsüberlegungen spielen ebenfalls eine wichtige Rolle bei der Weiterentwicklung der Netze. Die durchgeführten Erhebungen belegen bzw. bestätigen die bisherigen Ergebnisse, dass die nationalen Hoch- und Höchstspannungsnetze in den nächsten Jahren kontinuierlich instand gehalten und erweitert werden müssen. Es ist darauf Bedacht zu nehmen, dass eine rasche Abwicklung der erforderlichen Genehmigungsverfahren, vor allem für Netzausbauprojekte im Höchstspannungsübertragungsnetz, unbedingt notwendig ist, da nur dadurch die Umsetzung rechtzeitig sowie nach Plan und Bedarf erfolgen kann, um auch den prognostizierten Zubau an Erzeugungsleistung zeitgerecht anschließen und in Betrieb nehmen zu können.

Qualität und Umfang der Netzwartung

Im Bereich der Instandhaltung gibt es laufend Weiterentwicklungen. Die Netzbetreiber bedienen sich teilweise unterschiedlicher Monitoringsysteme zur Dokumentation und Analyse messtechnischer Daten aus automatischen Messungen von fix installierten Messgeräten sowie aus geplanten Prüfungen. Diese Systeme können bei der Instandhaltungsplanung helfen oder auch selbstständig Informationen über Grenzwertverletzungen an ausgewähltes Personal übermitteln.

Die Instandhaltung wird grundsätzlich gemäß gesetzlicher Vorgaben sowie betrieblicher Erfahrungen durchgeführt. In den meisten Fällen gibt es bei den Netzbetreibern interne Regelwerke, die Teilprozesse vorgeben. Dazu zählen

- > Inspektionen: allgemeine Beurteilung des Betriebsmittels
- > Festlegung der sich daraus ergebenden Wartungs- und Instandsetzungsintervalle
- > Wartung: z.B. periodisch nach Herstellervorgaben, Ausbesserungsarbeiten an Bauwerken, Erneuerungen von Korrosionsschutz
- > Instandsetzung, Revision

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

Aus dem unterschiedlichen Verbrauchsverhalten der Kunden werden die Lastgänge ermittelt. Entsprechend der Lastverläufe werden die notwendigen Kraftwerkskapazitäten abgerufen. Zwischen Netzbetreiber und angeschlossenen Erzeugungsanlagen erfolgt ein Datenaustausch zu aktuellen und zukünftigen Erzeugungswerten (Vorausschau). Im normalen Betriebszustand werden die Kraftwerke nach Marktlage betrieben.

MASSNAHMEN ZUR VERMEIDUNG VON ENGPÄSSEN

Bei außergewöhnlichen Bedingungen können Maßnahmen (Trafostellungen, Schaltzustände, Einsatz von Erzeugern) zur Vermeidung von Engpässen gesetzt werden. In kritischen Situationen verfügen die meisten Netzbetreiber über die Möglichkeit über Tonsteuerrundfrequenzanlagen oder automatisch, frequenz- und/oder spannungsabhängig, Abschaltungen vorzunehmen. Im Allgemeinen gibt es keine speziellen Vereinbarungen mit einzelnen Kunden (Lastmanagement, Nutzung der Einspeisung). Zur Vermeidung von Großstörungen sind auch Maßnahmen entsprechend den technischen und organisatorischen Regeln (TOR) Teil E zu setzen.

Im Falle eines weiträumigen Netzzusammenbruchs bestehen Vereinbarungen (Richtlinien und Verträge) zum Netzwiederaufbau der unterlagerten VNB mit dem ÜNB. Im Rahmen der Neufassung des EIWOG (EIWOG 2010) wird die Rolle des ÜNB beim Netzwiederaufbau nach Großstörungen gestärkt. Derzeit wird daher an einer Optimierung der Netzwiederaufbaukonzepte gearbeitet. Die koordinierten Vorgehensweisen werden regelmäßig am Simulator geübt. Ebenso gibt es bei den meisten VNB regionale Notprogramme und Katastrophenpläne für flächenmäßig begrenzte Ausfallsszenarien.

Verfügbarkeit von Netzen und Erzeugungsanlagen

Gemäß den Vorgaben durch die Elektrizitätsstatistikverordnung sind von der Energie-Control Austria jährlich die Ergebnisse der Auswertung der in österreichischen Netzbereichen erfassten Störungen (Versorgungsunterbrechungen) zu veröffentlichen. Die hierzu notwendigen Datenerhebungen werden in Zusammenarbeit mit den österreichischen Netzbetreibern und Österreichs Energie (vormals VEÖ) durchgeführt. Seit dem Auswertungsjahr 2003 werden bei dieser Erhebung 100% der österreichischen Netzbetreiber erfasst. Auf diese Weise kann

eine laufende und umfassende Überwachung der Versorgungszuverlässigkeit gewährleistet werden.

Die jeweils aktuellen Ergebnisse werden von der E-Control jährlich in einem eigenem Bericht veröffentlicht (Bericht zur Ausfalls- und Störstatistik auf www.e-control.at). Das Ergebnis der Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit für das Jahr 2009 zeigt, dass sich die Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung gegenüber den bisherigen Jahren nur gering verändert hat. Die Nichtverfügbarkeit der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen liegt im Jahr 2009 (Basis SAIDI) bei 41,90 min. Für die geplanten Versorgungsunterbrechungen errechnet sich ein Wert von 16,48 min. Daraus ergibt sich gesamt eine Nichtverfügbarkeit über alle erfassten Versorgungsunterbrechungen dieses Jahres von 58,38 min. Die durchschnittliche Dauer einer Versorgungsunterbrechung lag in Österreich bei 65,59 min.

Die (Nicht-) Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen wird von der E-Control ebenfalls jährlich in einem Bericht veröffentlicht.¹⁰ Die Arbeitsverfügbarkeit, d.h. die Verfügbarkeit unter Berücksichtigung von sämtlichen Einschränkungen lag im Jahr 2009 bei Wärmekraftwerken bei 83,5 % und für Speicherkraftwerke bei 89,4 %. Bei Laufkraftwerken standen im Jahr 2009 rund 40 % gesichert zur Verfügung. Zudem melden einige österreichische Erzeuger an die Transparenz Plattform der EEX¹¹, wo unter anderem geplante und ungeplante Unterbrechungen zeitnah veröffentlicht werden.

¹⁰ <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/statistik/dokumente/pdfs/NVStat2009.pdf>

¹¹ <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, August 2011