



MONITORING REPORT

E-CONTROL

Versorgungssicherheit Strom

Oktober 2012



PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.

Gesetzliche Grundlage

Die Monitoring Aufgaben der Energie-Control Austria

Die E-Control hat gemäß § 20i Absatz 1 Energielenkungsgesetz 1982 (in der Fassung BGBl. I Nr. 50/2012) 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 [...] 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 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

Nach der Krise ist (fast) wie vor der Krise

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 2010 bzw. 2011 lag der Bruttoinlandsstromverbrauch mit 68.841 bzw. 68.823 GWh wieder knapp über dem Vorkrisenniveau. Gegenüber 2008 ist das ein leichter Zuwachs von ungefähr 300 GWh, oder $0,74\%$. Vergleicht man dieses Wachstum mit der durchschnittlichen Wachstumsrate in den zehn Jahren vor dem Wirtschaftseinbruch (nämlich $2,30\%$), so ist erkennbar, dass der Zuwachs eher gering ausfiel. Hauptursache dafür ist die noch schleppend vorangehende wirtschaftliche Erholung in der Eurozone, die auch den Energieverbrauch in Österreich maßgeblich beeinflusst. 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.

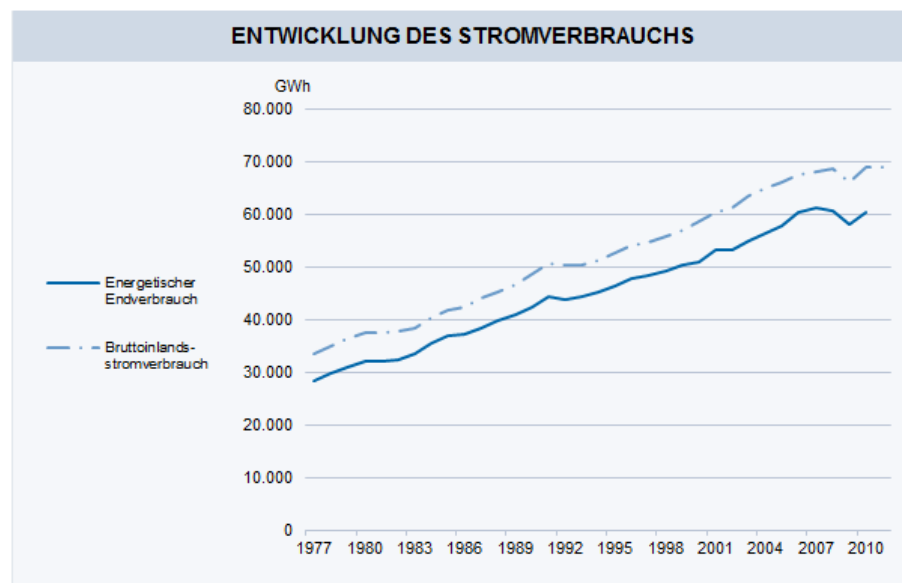


Abbildung 1
Entwicklung des Stromverbrauchs in Österreich im Zeitablauf, 1977 - 2011

Quelle: E-Control und Statistik Austria

LAND DER WASSERKRAFT

Österreich verfügte Ende 2011 über eine gesamt installierte Kraftwerksleistung von 22,63 GW. Die Kraftwerke gliederten sich leistungsmäßig zu 5.215 MW in Lauf- und 7.765 MW in Speicherkraftwerken. Dies entspricht einem leistungsmäßigen Anteil von rund 58%. Damit ist der Anteil an der installierten Erzeugungsleistung, trotz des Zuwachses bei den Speicherkraftwerken im Vergleich zum Jahr 2009 um 2% zurückgegangen. Dies liegt am Ausbau der thermischen Kraftwerke, welche Ende 2011 bei 8.249 MW an installierte Leistung vorweisen konnte. Im Jahr 2009 lag die installierte Engpassleistung von Wärmekraftwerken hingegen noch bei 7.388 MW. Dazu kamen 1.179 MW installierte Leistung der „sonstigen Erneuerbaren“ Kraftwerke (entspricht rund 5,2%), das sind z.B. Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen. Die resultierende Bruttostromerzeugung aus diesen Kraftwerken belief sich auf 65.688 GWh (gesamte Versorgung). Gegenüber dem Vorjahr entspricht das einem Rückgang von 7,8%.

Dem gegenüber standen in Österreich im Jahr 2011 ein Inlandsstromverbrauch von 68.823 GWh, und der Verbrauch für Pumpspeicherung von 5.060 GWh. Durch die physikalischen Importe und Exporte ergab sich ein Saldo von 8.195 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 70.189 GWh erwartet, welcher einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchswachstum von 1,52% oder 985 GWh entspricht. Dies ist wiederum Anstieg gegenüber den Vorjahren, hier wurde noch ein durchschnittliches Wachstum von 1,24% pro Jahr bis 2020 prognostiziert. Hauptverantwortlich zeigt sich die Erholung des Stromverbrauchs auf das Vorkrisenniveau, welches nun in das Modell eingeflossen ist.

UNTERSCHIEDLICHE MODELLE IM VERGLEICH

Vergleicht man die Prognose der E-Control mit Verbrauchsprognosen der Europäischen Kommission für Energie und Verkehr (DG TREN) sowie den Prognosen der ENTSO-E so lässt sich festhalten, dass einheitlich eine Verlangsamung des Stromverbrauchswachstums 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%. Die ENTSO-E² wiederum erwartet in ihrem „System Adequacy Forecast 2012-2030“ einen durchschnittlichen Stromverbrauchszuwachs in Europa (bis 2015) um 1,2% und danach bis 2020 von 0,9%. Das ist ein merklicher Rückgang gegenüber den früheren ENTSO-E Prognosen. In der nachstehenden Abbildung 2 werden die beschriebenen unterschiedlichen Szenarien nochmals zusammenfassend dargestellt. Aufgrund des ökonomischen Ansatzes des E-Control Modells hat sich die wirtschaftliche Erholung im Jahr 2010 in einer verhältnismäßig höheren Wachstumsprognose durchgeschlagen.

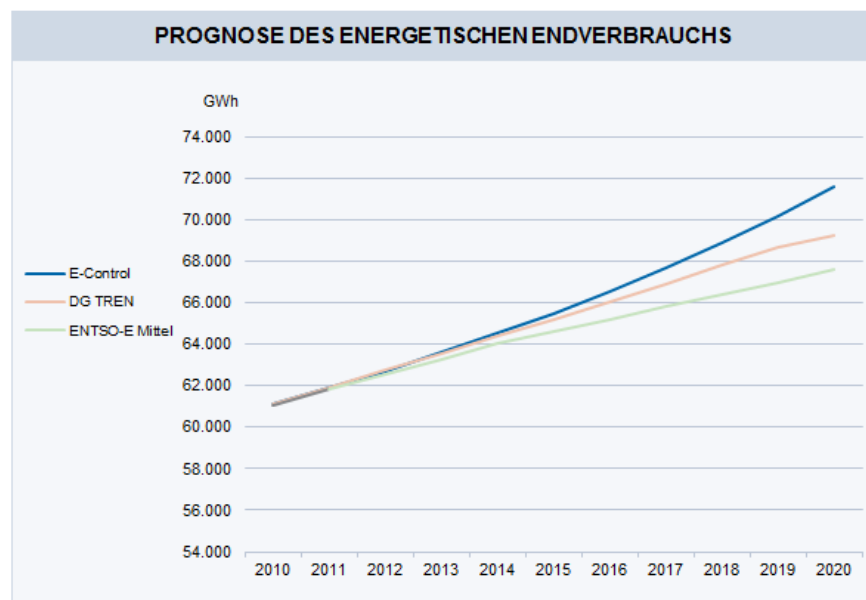


Abbildung 2
Prognose des energetischen Endverbrauchs im Vergleich 2011 - 2020

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/system-development/system-adequacy-and-market-modeling/soaf-2012-2030/>

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.

NEUES MODELL BRINGT REALISTISCHERE EINSCHÄTZUNG

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 2012. In weiterer Folge wurde die erhobene Engpassleistung auf Basis eines historischen Faktors auf die verfügbaren Leistungsmaxima umgelegt. Um eine realistischere Einschätzung der gesicherten Leistung zu erhalten wurde heuer erstmals ein Simulationsmodell angewandt. Eine detaillierte Darstellung findet sich im Annex dieses Berichts. 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.

Die bis zum Jahr 2020 neu hinzukommende Kraftwerksleistung beläuft sich gemäß dieser Erhebung (ohne Erneuerbare) auf 5.192 MW, wovon 2.625 MW auf Wasserkraftwerke und 2.567 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 6.742 MW gerechnet werden. Dabei wurden alle Projekte unabhängig von deren Status berücksichtigt.

Somit wird Österreich, wie in Tabelle 1 beziehungsweise Abbildung 3 ersichtlich, dann über eine installierte Kraftwerksleistung von 29.553 MW verfügen.

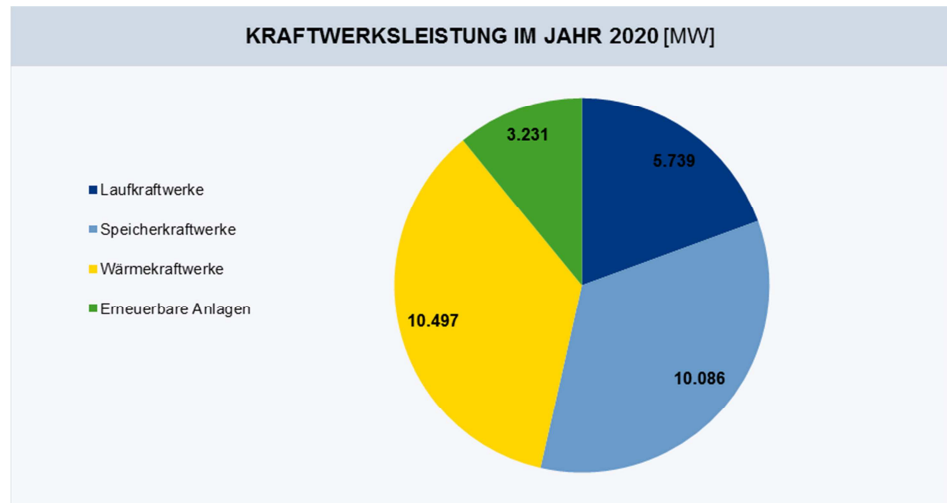


Abbildung 3
Prognostizierte Kraftwerksleistungen in Österreich für das Jahr 2020³

Quelle: E-Control

AUSBAUPROJEKTE FÜR DEN ZEITRAUM 2012 - 2020							
		Engpassleistung gesamt MW	In Planung	Eingereicht	In Bau	Ausserbetriebnahmen	Betriebnahme
			MW	MW	MW	MW	MW
thermische Kraftwerke	GDK	2.452	400	452			2017
			800				2019
			800				2020
	Dampf	-304			60	406	2012
					25		2013
			15				2014
Sonstige	13		2			2016	
					13	2012	
hydraulische Kraftwerke	(Pump) Speicher	2.321			1		2012
			140		430		2014
			505				2016
			170				2017
				130			2018
				300			2019
	Lauf	303	165	480			2020
					23	0,6	2012
			4	2	30	0,4	2013
			8	9			2014
		2				2015	
			111			2016	
		48	38			2018	
		30				2019	

Tabelle 1
Kraftwerksausbauprojekte (abzüglich bekannter Stilllegungen) in Österreich im Zeitraum 2012 – 2020

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

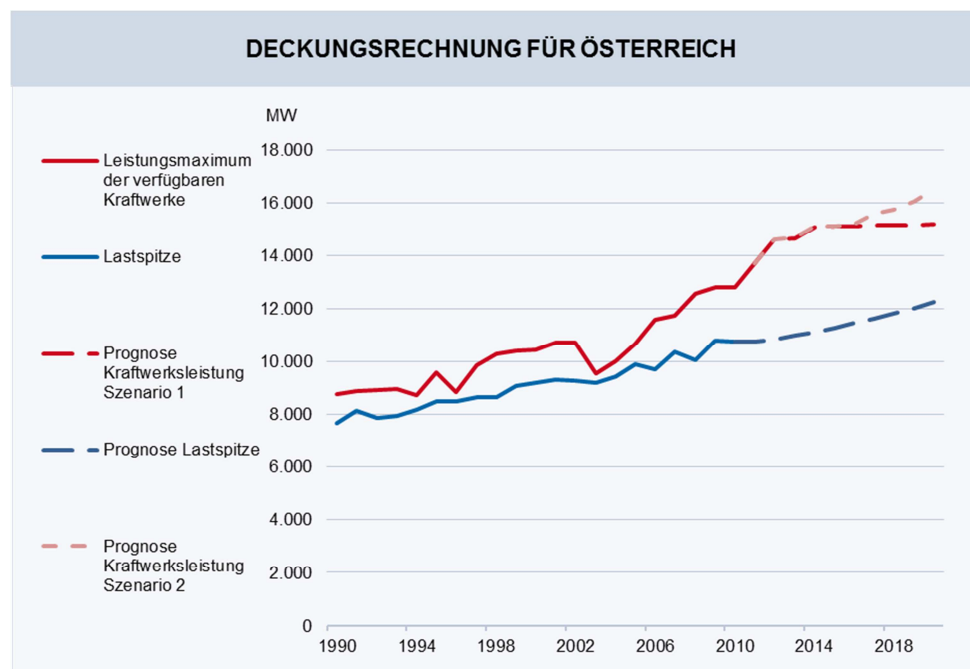
Deckungsrechnung bis 2020

Basierend auf der mit Hilfe von MEDA prognostizierten Stromverbrauchsentwicklung lässt sich die jährliche Lastspitze, ebenfalls ökonometrisch, 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 2012 und 2020 von 150 MW) wird in der nachfolgenden Abbildung 4 zusammen mit den erhobenen Leistungsmaxima der verfügbaren Kraftwerke dargestellt. 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 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 die ENTSO-E geht für Österreich bis 2025 von einer komfortablen Situation aus.⁵ Im konservativen Szenario wäre ein Kapazitätsüberschuss an einem durchschnittlichen Jänner im Jahr 2020 von über 10 GW mit einer Sicherheitsmarge von 2 GW vorhanden (nach Abzug aller relevanten Parameter erhält man die sogenannte adäquate Sicherheitsmarge).

Abbildung 4
Prognostizierte Leistungsmaxima und prognostizierte Lastspitze in Österreich bis 2020



Quelle: E-Control

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

EUROPÄISCHE SITUATION MIT FRAGEZEICHEN

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, dass im konservativen Szenario bis zum Jahr 2020 die Rest-Kapazität⁶ 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 42 GW liegen. 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 deutlich zurückgegangen.

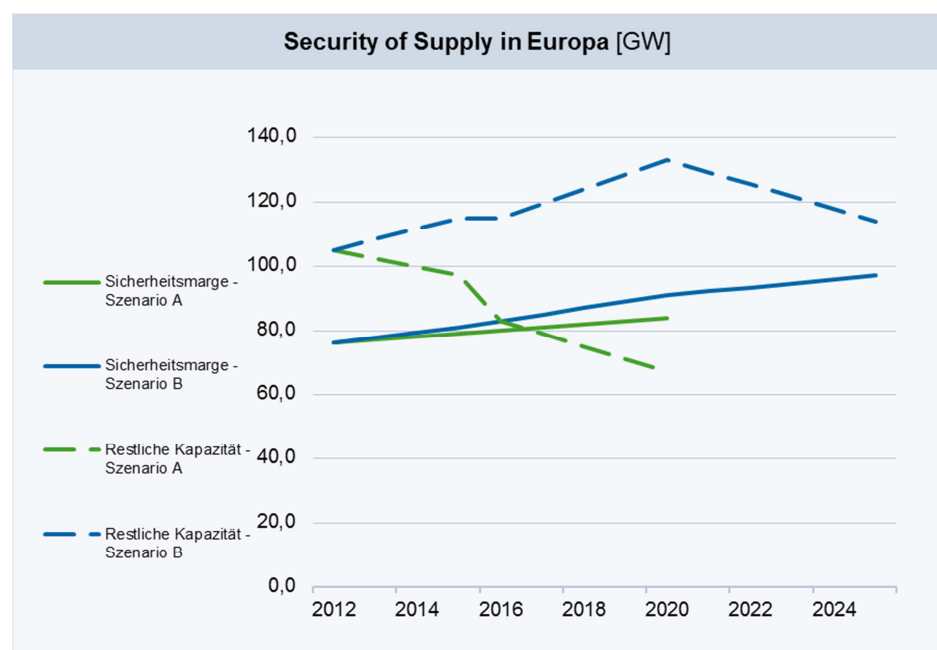


Abbildung 5
Prognostizierte Kapazität und Sicherheitsmarge der ENTSO-E bis 2025

Quelle: ENTSO-E, Berechnungen E-Control

Ausbau der Stromnetze und Netzwartung

Neben dem österreichischen Hoch- und Höchstspannungsnetz müssen 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 Verbin-

⁶ 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. 83.

ungsleitungen hingewiesen werden, deren Erhalt und Ausbau kontinuierlich fortgeführt werden muss. Dabei veröffentlicht der Übertragungsnetzbetreiber APG für Österreich (seit 1.1.2011 mit Tirol, seit 1.1.2012 mit Vorarlberg) seit 2009 regelmäßig einen Masterplan als Grundlage für die mittel- und langfristige Netzplanung. Dieser Masterplan ist auch Grundlage für die von der ENTSO-E veröffentlichten Prognosen zur Versorgungssicherheit.⁷ Auf Basis des Masterplans veröffentlicht die APG den, gemäß § 37 EIWOG 2010, gesetzlich verpflichtenden 10-Jahres Netzentwicklungsplan⁸, welcher von der E-Control zu genehmigen ist.

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

⁷ Siehe online auf: <http://www.apg.at/de/netz/netzausbau/masterplan>

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

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 2011 zeigt, dass sich die Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung gegenüber den bisherigen Jahren nur gering verändert hat. Die Nichtverfügbarkeit der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen lag im Jahr 2011 (Basis SAIDI) bei 28,07 min. Für die geplanten Versorgungsunterbrechungen errechnete sich ein Wert von 16,89 min. Daraus ergibt sich gesamt eine Nichtverfügbarkeit über alle erfassten Versorgungsunterbrechungen dieses Jahres von 44,96 min. Die durchschnittliche Dauer einer Versorgungsunterbrechung lag in Österreich bei 67,81 min.

Die (Nicht-) Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen wird von der E-Control ebenfalls jährlich in einem Bericht veröffentlicht.⁹ Die Arbeitsverfügbarkeit, d.h. die Verfügbarkeit unter Berücksichtigung von sämtlichen Einschränkungen lag im Jahr 2011 bei Wärmekraftwerken bei 83,6% und für Speicherkraftwerke bei 92,0%. Bei Laufkraftwerken standen im Jahr 2011 40,6% gesichert zur Verfügung. Zudem melden einige österreichische Erzeuger an die Transparenz Plattform der EEX¹⁰, wo unter anderem geplante und ungeplante Unterbrechungen zeitnah veröffentlicht werden.

⁹ <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/statistik/dokumente/pdfs/NVStat2009.pdf>

¹⁰ <http://www.transparency.eex.com/>

ANNEX

Die Ermittlung der gesicherten Leistung des Kraftwerksparks

Alexander Zerrahn¹¹

DIW Berlin

Oktober 2012

Ziel des Modells ist die Berechnung der gesicherten Leistung eines Kraftwerksparks. Dieses ist diejenige Leistung, die mit einer hinreichend großen Wahrscheinlichkeit¹² als sicher verfügbar angesehen werden kann. Dabei berücksichtigt das Modell geplante Wartungen und Revisionen, stochastische unvorhergesehene Kraftwerksausfälle, Fluktuationen bei dargebotsabhängigen Energien wie Wind- und Laufwasserkraft, Leistungsreduktionen durch wärmegeführte KWK-Anlagen, den Eigenbedarf und vorgehaltene Regelleistung.

Methodik

Bei thermischen und Speicherkraftwerken werden pro Block für jede Stunde zwei stochastische Zustände „verfügbar“ und „nichtverfügbar“ angenommen, die mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit p auftreten, womit die Verfügbarkeit durch eine Bernoulli-Verteilung beschrieben wird. Diese, auch in anderen Untersuchungen angewendete¹³, Vorgehensweise abstrahiert von Teilverfügbarkeiten, ermöglicht dabei aber eine handhabbare Berechnung. Über die Methode der Faltung dieser einzelnen Verteilungen, beziehungsweise hier einer Approximation dieser Faltung, kann eine Verteilung für den gesamten thermischen und Speicher-Kraftwerkspark ermittelt werden. Dafür wird angenommen, dass die Ausfälle verschiedener Kraftwerksblöcke stochastisch unabhängig sind und das Auftreten von Nichtverfügbarkeiten zu jeder Stunde des Jahres gleich wahrscheinlich ist. Das $(1-k)$ -Quantil dieser Verteilung kann als gesicherte Leistung auf dem $k\%$ -Niveau interpretiert werden. Es gibt an, dass mit einer Wahrscheinlichkeit von $k\%$ mindestens die entsprechende Leistung in einer Stunde zu Verfügung steht. Diese Methode findet Anwendung für die Gesamtheit der thermischen und Speicherkraftwerke.

Als Datenbasis zur Quantifizierung der Nichtverfügbarkeitswahrscheinlichkeit dient dabei die empirische Arbeitsausfallrate von thermischen, bzw. Speicherkraftwerken in Österreich, diffe-

¹¹Kontakt: Alexander Zerrahn, DIW Berlin, Mohrenstr. 58, D-10117 Berlin, Deutschland. Tel: +49(0)30 89789 453, E-Mail: azerahn@diw.de

¹²In diesem Fall 99%, was ein konventionelles Niveau darstellt.

¹³Vergleiche zum Beispiel: dena Netzstudie I (Bartels, Gatzert, Peek, Schulz, & Wissen, 2005) S. 239

renziert nach Größenklassen und gemittelt über die Jahre 2002 bis 2008. Diese Statistik „kennzeichnet die unvorhergesehene Nichteinsetzbarkeit einer Anlage [...] außerhalb der geplanten Stillstände (z.B. aufgrund von Revisionen) und der fahrplanmäßigen Nichteinsätze“¹⁴, und berücksichtigt somit in angemessener Weise sowohl Revisionen als auch Störungen.

Die stündliche Verfügbarkeit dargebotsabhängiger Energien, wie Wind- und Laufkraft, ist vor allem durch natürliche Gegebenheiten bestimmt. Die Datengrundlagen hierfür bilden Zeitreihen der Einspeisung von Wind- und Laufwasserkraft in Österreich über die vergangenen Jahre. Eine analytisch geschlossene Lösung der Faltung der Verteilungen von thermischen, Laufwasser- und Windkraftwerken ist nur teilweise möglich, weshalb dieses Modell auf zwei Approximationen zurückgreift, die sich in ihrer Genauigkeit unterscheiden. Im Grundmodell wird ein bestimmter Prozentsatz der Laufwasser- und Windkraft als gesichert angesehen¹⁵ und zum Quantil der Verteilung der thermischen und Speicherkraftwerke addiert. Diese Näherung ignoriert Interaktionen zwischen den Verteilungen, ist aber zügig und einfach durchzuführen. In der erweiterten Fassung des Modells wird die Verteilung der verfügbaren Leistung der Laufwasserkraftwerke mit der Verteilung der thermischen und Speicherkraftwerke analytisch gefaltet. In einem Monte Carlo-Verfahren zieht dann ein Sampling-Algorithmus aus dieser Faltungsverteilung und addiert dazu das Ergebnis eines Zuges aus der Verteilung der Gesamtheit der Windkraftanlagen. Nach einer ausreichenden Zahl an Wiederholungen liegt eine belastbare simulierte Gesamtverteilung vor, aus der die vorgegebenen Quantile als gesicherte Leistung ausgelesen werden. Die Simulations-Methode liefert bei einer großen Zahl an Wiederholungen genauere Ergebnisse, verbraucht aber eine deutlich längere Rechenzeit.

Als zusätzliche Aspekte neben der Variation der Verfügbarkeit durch Kraftwerksausfälle, Wartungen und Revisionen, und ein exogen schwankendes Dargebot werden Leistungsreduktionen durch Wärmeauskopplung von KWK-Anlagen, der Kraftwerkseigenbedarf und die Vorhaltung von Regelleistung von der gesicherten Leistung abgezogen.

Szenarien

Da ex ante nicht sicher vorhergesagt werden kann, welche Kraftwerksprojekte in Zukunft tatsächlich realisiert werden, werden für die Berechnung der zukünftigen gesicherten Leistung drei Szenarien herangezogen. Die Technik der Szenariobildung ist in der Literatur verbreitet und findet in vielen vergleichbaren Studien Verwendung¹⁶. Alternativ könnten registrierten Projekten, je nach aktuellem Stand des Planungs- und Genehmigungsverfahrens, Realisationswahrscheinlichkeiten zugewiesen werden. Diese Methode findet zum Beispiel

¹⁴ Zitat (Nischkauer & Schörg, 2008), S. 6

¹⁵ Dieser Prozentsatz für Windenergie, auch als Leistungskredit bezeichnet, ergibt sich aus einer vorangegangenen Berechnung des umfassenden Modells für den Kraftwerkspark, und für Laufwasser als das 5%-Quantil der empirischen täglichen Einspeisung der größeren Donaukraftwerke in den Jahren 2002 bis 2011.

¹⁶ Vergleiche unter anderem: Studie zur Versorgungssicherheit in Frankreich (RTE, 2011) S. 73f., Studie zur Kraftwerksplanung in Deutschland (Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2008) S. 34-38, Netzentwicklungsplan Strom Deutschland (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT GmbH, TransbetBW GmbH, 2012) S. 29, Studie zur Versorgungssicherheit in Großbritannien (National Grid, 2011) S. 2-4, System Adequacy Forecast der ENTSO-E (ENTSO-E, 2012), S.21

bei Studien zum PJM-Markt oder bei einer Studie zum deutschen Markt Anwendung¹⁷. Hierfür müsste die Datenbasis aber eine höhere Differenzierung der aktuellen Projektfortschritte, zum Beispiel im offiziellen Netzanschlussbegehren, vorweisen. Für zukünftige Kraftwerksprojekte liegen hier die folgenden vier Planungsstände, zusammen mit einem voraussichtlichen Realisationsjahr, vor:

- In Bau
- Eingereicht
- In Planung
- Außerbetriebnahme

„In Bau“ und „Außerbetriebnahme“ sind selbsterklärend. Unter „Eingereicht“ sind sämtliche Projekte vermerkt, für die irgendeine Art eines offiziellen Begehrens auf Genehmigung, Netzanschluss oder Ähnliches vorliegt¹⁸. Als „In Planung“ gelten alle Einheiten, zu denen der Betreiber irgendeine Art von Planung vorgenommen hat, sei sie eine lose Interessenserklärung oder konkretere Studien.

Szenario 1 umfasst alle Projekte, die „in Bau“ sind oder für die der Plan zur „Außerbetriebnahme“ vorliegt, und ist somit das möglichst konservative. Szenario 2 berücksichtigt zusätzlich alle Projekte im Status „Eingereicht“ und kann als best guess angesehen werden. Szenario 3 umfasst darüber hinaus alle weiteren Projekte, die als „in Planung“ klassifiziert sind und ist somit als optimistisch anzusehen¹⁹.

¹⁷Vergleiche: „the inclusion of planned generation was modeled based on commercial probabilities“ (PJM, 2011, S. 34). Diese Wahrscheinlichkeiten werden anhand des Status' in der Warteschlange für den Netzzugang zugeteilt. Je nach Fortschritt des Planungsprozesses, d.h. welche Studien bereits durchgeführt worden sind, werden registrierte Projekte in sechs Stufen mit zugewiesenen Wahrscheinlichkeiten von 15% bis 100 % (PJM, 2007, S. 24) unterteilt. Ähnliches Vorgehen bei (Consentec GmbH, EWI, IAEW, 2010) S. 38.

¹⁸Auf Basis der Beobachtung der vergangenen Jahre lässt sich annehmen, dass diese Projekte zumeist realisiert werden.

¹⁹Nahezu dieselbe Unterteilung findet sich z.B. in der Studie des britischen TSO National Grid (National Grid, 2011), S. 2 – 4.

Literaturverzeichnis

- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT GmbH, TransbetBW GmbH. (2012). Netzentwicklungsplan Strom 2012.
- Austrian Power Grid. (2012). Netzregelung. Abgerufen am 26. September 2012 von <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung>
- Bartels, M., Gatzert, C., Peek, M., Schulz, W., & Wissen, R. (2005). Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Köln: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).
- Consentec GmbH, EWI, IAEW. (2010). Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.
- Consentec GmbH, r2b Energy Consulting GmbH. (2010). Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. (B. f. Technologie, Hrsg.) Aachen/Köln.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). (15. April 2008). Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030). Berlin.
- ENTSO-E. (2012). Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2012 - 2030. Brüssel.
- Fath, J., Gutschl, C., Schüppel, A., & Stigler, H. (2011). Stochastischer Ansatz zur Bestimmung der gesicherten Leistung eines Kraftwerksparks. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien.
- Groscurth, H.-M. (2010). Diskussionspapier Kraft-Wärme-Kopplung. Bonn, Berlin: Germanwatch e.V.
- Kail, C., & Haberberger, G. (2001). Kenngrößen zur optimalen Auslegung großer KWK-Anlagen. VDI-Berichte Nr. 1594, S. 99 - 112.
- Lienert, M. (2008). Leistungsvorhaltung auf Regelenergiemärkten. EWI Working Paper, Nr. 08.03.
- National Grid. (2011). National Electricity Transmission System Seven Year Statement. Chapter 5 - Plant Margin.
- Nischkauer, H., & Schörg, F. (2008). (Nicht)Verfügbarkeitskennzahlen der Lauf-, Speicher- und Wärmekraftwerke in Österreich. Energie-Control GmbH, Wien.
- PJM. (2007). 2007 PJM Reserve Requirement Study.
- PJM. (2011). 2011 PJM Reserve Requirement Study.
- RTE. (2011). Generation Adequacy Report on the electricity supply - demand balance in France.
- VGB PowerTech e.V. (2008). Begriffe der Versorgungswirtschaft. Teil B Elektrizität und Fernwärme, Heft 3 Grundlagen und Systematik der Verfügbarkeitsermittlung für Wärmekraftwerke.
- World Energy Council. (2010). Performance of Generating Plant: New Metrics for Industry in Transition.

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 2012