

MONITORING REPORT

Die Versorgungssicherheit am
österreichischen Strommarkt bis 2018



Energie-Control GmbH
Wien, Jänner 2010

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung	2
2	Executive Summary	3
3	Gesetzlicher Auftrag	4
4	Ziel	4
5	Stromverbrauch	5
5.1	Aktuelle Entwicklung der Nachfrage	5
5.2	Prognose der Nachfrageentwicklung	7
5.3	Preisentwicklung	8
6	Erzeugungssituation	9
6.1	Aktuelle Entwicklung des Angebots	9
6.2	Prognose der Angebotsentwicklung	10
7	Deckungsrechnung	11
8	Maßnahmen bei Nachfragespitzen und Ausfällen	15
9	Das Stromnetz	16
9.1	Qualität und Umfang der Netzwartung	17
9.2	Verfügbarkeit von Netzen	18

1 Kurzfassung

Der vorliegende Bericht gibt einen Überblick über die Versorgungssicherheit am österreichischen Strommarkt bis 2018. Die Monitoring-Tätigkeit dient der Vorbereitung von Lenkungsmaßnahmen, im Sinne des § 20i Abs 1 Energielenkungsgesetz 1982 (in der Fassung BGBl. I Nr. 106/2006). Die Prognosen in diesem Report basieren einerseits auf dem österreichischen Nachfragemodel der Energie-Control, MEDA.08, und andererseits auf den im Rahmen der Elektrizitäts Energielenkungsdaten Verordnung 2006 erfassten Kraftwerksdaten.

Die Vorhersagen zur Nachfrage, auf Basis des MEDA.08 ergeben für 2018 einen energetischen Endverbrauch von 67.272 GWh, und eine durchschnittliche Wachstumsrate von 1,4%. Diese negative Revision im Vergleich zur Prognose des MEDA.07 Modells, haben ihre Ursache in dem deutlich schlechteren wirtschaftlichen Ausblick für die nächsten zwei bis drei Jahre. Nach dieser vorübergehenden Abschwächung des Verbrauchswachstums, zeigt das Modell, basierend auf der Annahme einer konjunkturellen Erholung, wieder die Fortsetzung des Wachstumstrends der letzten Jahre.

Aus diesen Prognosen der Nachfrage lässt sich die zukünftige Entwicklung der Lastspitze berechnen. Aus den Analysen ergibt sich eine prognostizierte Lastspitze von 12.015 MW für 2018, während das Leistungsmaximum der verfügbaren Kraftwerke bei 15.830 MW liegen wird. Daraus lässt sich ableiten, dass im Zeitraum 2018 die Versorgungssicherheit in Österreich gewährleistet ist.

Darüber hinaus zeigen Prognosen der UCTE, dass innerhalb des europäischen Verbundnetzes in den nächsten 10 Jahren eine ausreichende Sicherheitsmarge gewährleistet ist. Insgesamt lässt sich damit festhalten, dass für den betrachteten Berichtszeitraum (2008-2018) sowohl die Prognose der Energie-Control als auch die der UCTE (insbesondere für den UCTE-Raum) keine Versorgungsprobleme erwarten lassen.

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 2018 erhoben. Insgesamt kann bis zum Jahr 2018 mit einer Leistungszunahme, sowohl durch geplante Kraftwerksprojekte, als auch durch prognostizierte Werte von Erneuerbaren Kraftwerksanlagen von 6.503 MW gerechnet werden. Somit wird Österreich dann über eine installierte Kraftwerksleistung von 27.246 MW verfügen.

Im Bereich des Stromnetzes belegen die durchgeführten Erhebungen, 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 nach Plan und Bedarf erfolgen kann. Weiters zeigen Erhebungen, dass die Nichtverfügbarkeit der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen im Jahr 2008 bei 43,69 min liegt. Für die geplanten Versorgungsunterbrechungen errechnet sich ein Wert von 19,58 min. Daraus ergibt sich gesamt eine Nichtverfügbarkeit über alle erfassten Versorgungsunterbrechungen dieses Jahres von 63,26 min.

2 Executive Summary

This report analyses the demand and supply conditions for the Austrian electricity market until 2018, thereby giving a medium-term assessment of security of supply. The legal basis of this publication can be found in Austrian energy law, in particular the *Energielenkungsgesetz 1982*. It states that the Austrian regulatory authority, Energie-Control, should monitor security of supply as a precautionary measure. The forecast in this report is based on an econometric demand model MEDA.08, as well as industry data on planned new generation facilities.

Using MEDA.08 the forecasted electricity end-user demand in 2018 is calculated as 67.272 GWh with an average growth rate of 1,4% per annum. This downward revision from last year's forecast is largely due to the more pessimistic economic outlook for the next two to three years. With economic recovery however electricity consumption will show more stable growth rates in the medium term.

Based on forecasted electricity consumption we develop a model for peak demand. The results show that the expected peak demand of 12.015 MW in 2018 can be compared to the expected peak generation of 15.830 MW. Therefore, based on the currently available data, a high level of security of supply will be maintained.

In addition to the situation in Austria we also consider the forecast by the European TSO association UCTE. Their system adequacy forecast for 2008-2018 shows that for the next ten years an adequate safety margin will be met. Thus their analysis implies that the import-export flows in the region should not cause excessive strain to Austrian security of supply. Overall it can be concluded that the forecast by E-Control and UCTE offer a positive outlook on security of supply for the next 10 years.

This report also looks at planned generation facilities as stipulated in the *Energielenkungsgesetz 1982*. Overall the one can expect an increase in installed capacity of 6.503 MW, including planned capacity and an estimate for renewables capacity. By 2018 installed capacity in Austria will thus total 27.246 MW, with the majority of new plants falling into the categories of combined-heat and power generation and pump storage generation.

This high level of pump storage and storage plants similarly ensures that Austria should be able to cope with unplanned generation outages. The report also considers system stability. The Austrian transmission system will require a certain degree of maintenance work and updating. Therefore it is important that planning permissions are efficiently dealt with, so as to ensure system stability over the years to come.

Another focus of security of supply is the quality and reliability of the system. Figures for 2008 show that, compared to previous years, system reliability has remained roughly the same. Planned interruptions totaled 43 min 41 seconds whereas unplanned interruptions amounted to 19 min 34 seconds. The average duration of system interruptions was 67 min 24 seconds.

3 Gesetzlicher Auftrag

Die Energie-Control hat gemäß § 20i Abs 1 Energielenkungsgesetz 1982 (in der Fassung BGBl. I Nr. 106/2006) zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich durchzuführen. Die Ergebnisse dieser Monitoring-Tätigkeit zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen können gemäß Absatz 2, § 20i Energielenkungsgesetz für die langfristige Planung wie auch zur Erstellung eines Berichtes gemäß § 14a des Energie-Regulierungsbehördengesetzes verwendet werden. Die Basis zum Monitoring der Versorgungssicherheit stellt Artikel 4 der Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, vom 26. Juni 2003, dar, welche wie folgt lautet:

Die Mitgliedstaaten sorgen für ein Monitoring der Versorgungssicherheit. Soweit die Mitgliedstaaten es für angebracht halten, können sie diese Aufgabe den in Artikel 23 Absatz 1 genannten Regulierungsbehörden übertragen. Dieses Monitoring betrifft insbesondere das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt, die erwartete Nachfrageentwicklung, die in der Planung und im Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten, die Qualität und den Umfang der Netzwartung sowie Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger. [...]

Zur Erfüllung des § 14a des Energie-Regulierungsbehördengesetzes, BGBl. I Nr. 106/2006, hat die Energie-Control GmbH einen Bericht über das Ergebnis ihrer Monitoring-Tätigkeiten gemäß Art. 4 der Richtlinie 2003/54/EG zu erstellen und in geeigneter Weise zu veröffentlichen. 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. [1]

Die gesetzlichen Eingriffsmöglichkeiten sollen die Versorgung der Stromkunden im Krisenfall gewährleisten. Krisenfälle können durch äußere Umstände (z.B. Unterbrechung der Lieferung wesentlicher Primärenergieträger, etc.) verursacht werden. Wichtig ist jedenfalls, dass genügend Informationen für eine Beurteilung der Versorgungssituation zur Verfügung stehen. Besondere Relevanz kommt in diesem Zusammenhang der Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung 2006 (in der Fassung Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung Novelle 2009) zu.¹

4 Ziel

Die Versorgungssicherheit umfasst neben der Versorgungssicherung auch die Versorgungsqualität. Diese beiden Teilgebiete beinhalten zusammengefasst alle technischen Voraussetzungen für

¹Alle im Absatz erwähnten Rechtsquellen finden sich auf www.e-control.at/de/recht.

den laufenden Betrieb und alle zukünftigen notwendigen Maßnahmen, um eine kontinuierliche physikalische Verfügbarkeit von elektrischer Energie in ausreichender Menge zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten. In diesem Zusammenhang ist aber auch ein leistbarer Strompreis für die Stromkunden zu berücksichtigen, dessen Entwicklung ebenfalls zu beobachten ist.

Aus diesem Grund wird im Rahmen dieses Monitoring-Reports neben der aktuellen Übersicht der Versorgungssituation auch die erwartete Nachfrageentwicklung und das verfügbare Angebot betrachtet. Weiterführend sind für die (zukünftige) Bedarfsdeckung die in Planung und im Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten, bezogen auf das Netz und die Erzeugung, von Bedeutung. Für den laufenden Betrieb bzw. die kontinuierliche Verfügbarkeit der elektrischen Energie sind ebenfalls die Qualität und der Umfang der Netzwartung sowie die Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger, wichtig. In diesem Zusammenhang wird ebenfalls die Verfügbarkeit von Netzen dargestellt.

Die so vorliegenden Daten und Analysen sollen Informationen sowohl für die zuständigen Behörden, die am Markt tätigen Unternehmen als auch für die Stromkunden zur Verfügung stellen. Der Strom Monitoring-Report zur österreichischen Versorgungssicherheit gliedert sich wie folgt:

- Stromverbrauch
- Erzeugungssituation
- Deckungsrechnung
- Preisentwicklung
- Maßnahmen zur Bedienung der Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen
- Stromnetz
 - Qualität und Umfang der Netzwartung
 - Verfügbarkeit von Netzen

5 Stromverbrauch

5.1 Aktuelle Entwicklung der Nachfrage

Die Zunahme des österreichischen Stromverbrauchs setzte 2008 nicht fort (vgl. dazu Abbildung 1). Insgesamt ist festzustellen, dass das Wachstum in den letzten Jahren merklich schwächer geworden ist. Während der energetische Endverbrauch in den 80er Jahren im Durchschnitt noch um 2,8% gewachsen ist, belief sich der Zuwachs der letzten beiden Jahrzehnte (im Durchschnitt) auf 2,01% und 1,64% (vgl. dazu Tabelle 1). Somit betrug der energetische Endverbrauch im Jahr 2008 58.724 GWh und der Bruttoinlandsstromverbrauch der Gesamten Versorgung (ohne Pumpspeicherung) 68.645 GWh². Zurückzuführen ist diese Nachfrageentwicklung auf die weiterhin starke

²Siehe die Betriebsstatistik auf <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/jahresreihen>.

Abbildung 1: Energetischer Endverbrauch der elektrischen Energie und Bruttoinlandsprodukt in Österreich

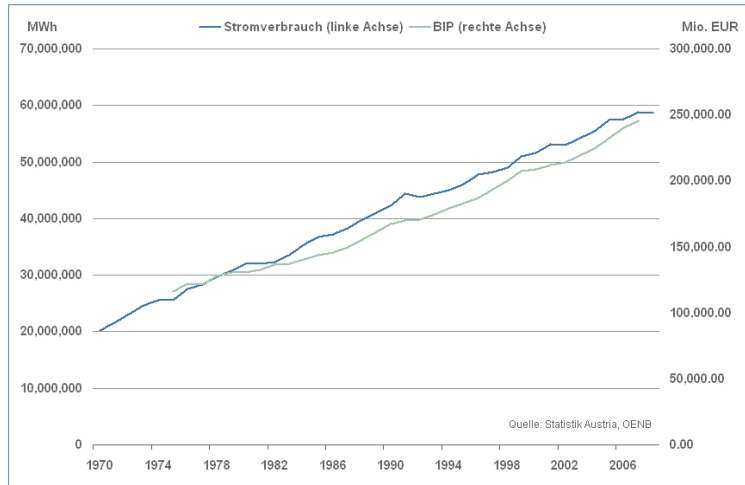


Abbildung 2: Sektoraler energetischer Endverbrauch der elektrischen Energie in Österreich

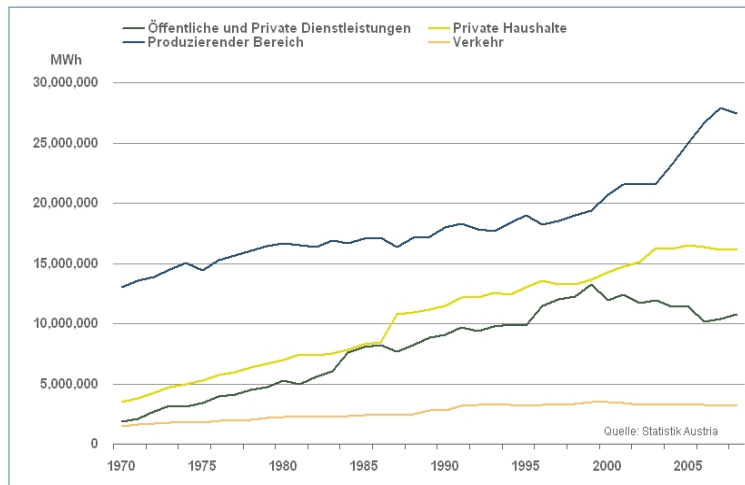


Tabelle 1: Durchschnittliches Wachstum von Stromverbrauch und BIP (Preise 2000)

	Arithmetischer Mittelwert			
	BIP (Preise 2000)		Energetischer Endverbrauch der elektrischen Energie	
	Mio. EUR	Veränderung in %	GWh	Veränderung in %
1976-1980	123,670	3.05	29,636	4.62
1981-1990	143,304	2.18	36,847	2.87
1991-2000	183,381	2.52	47,144	2.01
2001-2008	226,855	2.34	56,055	1.64

Datenquelle: Statistik Austria, OENB

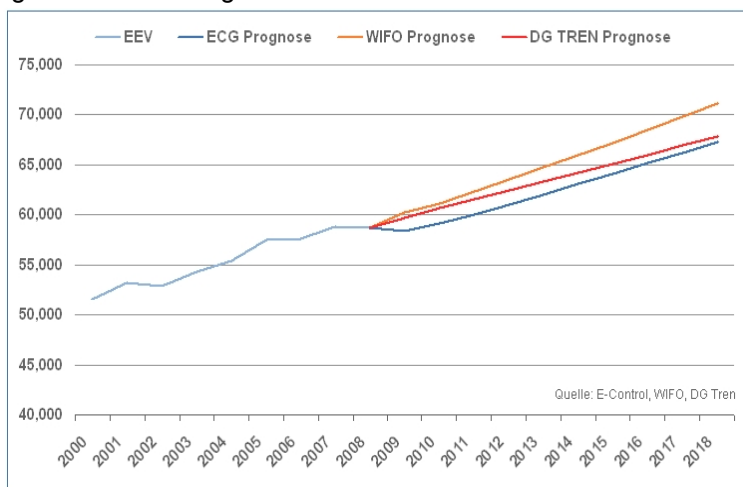
Bindung an das BIP, wie es die Abbildung 1 und Tabelle 1 verdeutlichen. Aufschluss über die Ursache des Stromverbrauchswachstums gibt auch die sektorale Aufschlüsselung der Entwicklung des energetischen Endverbrauchs der elektrischen Energie in Abbildung 2. Während sich das Wachstum des Stromverbrauchs bei den Haushalten letztes Jahrzehnt verlangsamt hat, waren Wachstumsraten im produzierenden Bereich eher zunehmend. Das Jahr 2008 bildet auf Grund der einsetzenden finanz- und volkswirtschaftlichen Probleme bereits ein Ausnahme, es ist zu erwarten, dass diese Abwärtsbewegung im Jahr 2009 noch stärker ausfallen wird.

5.2 Prognose der Nachfrageentwicklung

Zum Monitoring der Versorgungssicherheit wurde von der Energie-Control das detaillierte empirische Nachfragemodell MEDA.08 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. Unter Berücksichtigung der Prognosen des Wirtschaftsforschungsinstituts (WIFO), des Instituts für Höhere Studien (IHS) und der Österreichischen Nationalbank (OENB) wird für den Zeitraum bis 2009, 2010 und 2011 für das Bruttoinlandsprodukt von jährlichen Wachstumsraten von jeweils -3,5%, 1,2% beziehungsweise 1,6% ausgegangen. Danach wird die Rückkehr zum durchschnittlichen Wachstumspfad mit einer jährlichen Wachstumsrate von 2,4% angenommen, während beim Einkommen und den Preisen basierend auf der Entwicklung zwischen 1998 und 2008 von durchschnittlichen Steigerungsraten um 1,6% bzw. 1,1% ausgegangen wurde. Nachdem der Stromverbrauch zusätzlich auch von der Temperatur abhängt, z.B. wegen E-Heizungen und Klimaanlageanlagen, wurde die Temperaturentwicklung basierend auf einen fortschreitenden Klimawandel ein durchschnittlicher Anstieg von 0,25% (entspricht 0,03 Grad Celsius) zugrunde gelegt.

Auf Grundlage dieser Annahmen wird mit dem Nachfragemodell MEDA.08 für 2018 ein energetischer Endverbrauch von 67.272 GWh erwartet, welcher einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchswachstum von 1,4% oder 0,855 TWh entspricht (vgl. dazu Abbildung 3). Ein Vergleich mit den Prognosen der letzten Berichte zeigt, dass sich das Nachfragemodell MEDA prinzipiell durch eine sehr hohe Prognosegüte auszeichnet. So wurde im Monitoring-Report 2006-2016 der energetische Endverbrauch für elektrische Energie im Jahr 2006 mit 57.421 GWh prognostiziert. Die Veröffentlichungen der Statistik Austria zeigen, dass tatsächlich 57.649 GWh an Strom im Jahr 2006 verbraucht wurden. Demnach wurde der Stromverbrauch für 2006 um lediglich 0,397%

Abbildung 3: Prognostizierter Energetischer Endverbrauch der elektrischen Energie in Österreich



(oder 228 GWh) unterschätzt, was sich auf die stärkere BIP-Entwicklung (im Vergleich zur Erwartung der letzten Prognose) zurückführen lässt. Es ist allerdings zu erwähnen, dass sich aufgrund der einmaligen Stellung des Jahres 2008, eine präzise Prognose für die Jahre 2008-2010 relativ schwierig gestaltet.

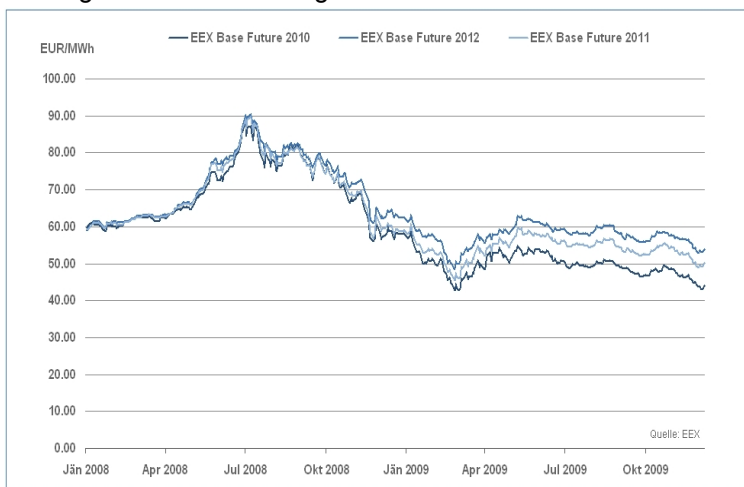
Vergleicht man die Prognose der Energie-Control mit den ebenfalls modellbasierten Verbrauchsprognosen des WIFOs und der Europäischen Kommission für Energie und Verkehr (DG TREN), so lässt sich festhalten, dass einheitlich eine Verlangsamung des Stromverbrauchswachstum erwartet wird. Im Konkreten prognostiziert das WIFO in seinem Effizienzscenario, das basierend auf den energiepolitischen Leitlinien der EU-Kommission von einer Verbesserung der Energieeffizienz um 0,5% pro Jahr ausgeht, bis 2010 ein Stromverbrauchswachstum von 1,5% und zwischen 2010 und 2020 einen Zuwachs von 1,9%. Zum Vergleich dazu schätzt DG TREN mit dem PRIMES Modell (Update 2007) ein durchschnittliches Wachstum zwischen 2000 und 2010 von 1,7% und zwischen 2010 und 2020 von 1,4%. In der nachstehenden Abbildung 3 werden die beschriebenen unterschiedlichen Szenarien nochmals zusammenfassend dargestellt.

5.3 Preisentwicklung

Neben der physikalischen Verfügbarkeit von elektrischer Energie, ist für die Versorgung von Stromkunden auch die Preisentwicklung ein relevanter Faktor. Dabei liegt das Augenmerk einerseits auf der Leistbarkeit und andererseits auf der effizienten Funktionsweise des Strommarktes. Dabei ist es aus ökonomischer Sicht notwendig, dass die Preisbildung am Großhandels- und Endkundenmarkt auf Basis der Fundamentaldaten (wie zum Beispiel Wetter oder Kraftwerksverfügbarkeit) stattfinden.

Abbildung 4 zeigt die Preisentwicklung der Jahreskontrakte an der deutschen Strombörse

Abbildung 4: Preisentwicklung der EEX Jahreskontrakte für Grundlast



EEX³ für 2008 und 2009. Als Lieferperiode gelten für die abgebildeten Grundlaststrom-Kontrakte alle 8760 (bzw. 8784) Stunden der Jahre 2010, 2011 bzw. 2012. Nach der turbulenten Entwicklung im Jahr 2008, zeigen die Futurekontrakte eine Preisstabilisierung. Die Preisspreads zwischen den Kontrakten spiegeln aber auch die Erwartungshaltung der Händler wieder, dass sich die Preise im Jahr 2011 und 2012 auf einem höheren Niveau einpendeln werden.

6 Erzeugungssituation

6.1 Aktuelle Entwicklung des Angebots

Ende 2008 verfügte Österreich über eine gesamte installierte Kraftwerksleistung von 20.743 MW⁴. Die Kraftwerke gliederten sich, wie in Abbildung 5 dargestellt, leistungsmäßig zu 5.373 MW in Lauf- und 7.008 MW in Speicherkraftwerke (entspricht in Summe rund 59,7%), 7.348 MW in Wärmekraftwerke (entspricht rund 35,4%) und zu 1.014 MW in Erneuerbare Anlagen (entspricht rund 4,9%), wozu z.B. Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen zählen.

Die Bruttostromerzeugung aus diesen Kraftwerken belief sich im Jahr 2008 auf 67.056 GWh. Dem gegenüber steht ein Inlandsstromverbrauch (ohne Pumpspeicherung) von 68.645 GWh. Die verbleibende Differenz wurde durch Importe gedeckt. In Summe stehen physikalische Importe von 19.795 GWh physikalischen Exporten von 14.934 GWh gegenüber, wobei sich die Importe gegenüber 2007 um 9,1% und die Exporte gegenüber 2007 um 5,3% verringert.⁵

³An der österreichischen Strombörse EXAA werden keine Derivatprodukte gehandelt.

⁴Inkl. statistischer Differenz durch Abschätzung für Kraftwerke mit einer Engpassleistung unter 1 MW, für die keine eindeutige Zuordnung nach Kraftwerkstyp getroffen werden kann.

⁵Der resultierende Saldo aus Erzeugung, Verbrauch, Importen und Exporten begründet sich u.a. in den resultierenden Wirkungsgraden der Erzeugung (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) und in den Netzverlusten.

Abbildung 5: Kraftwerkspark Engpassleistung 2008 in MW (Datenstand Oktober 2009)

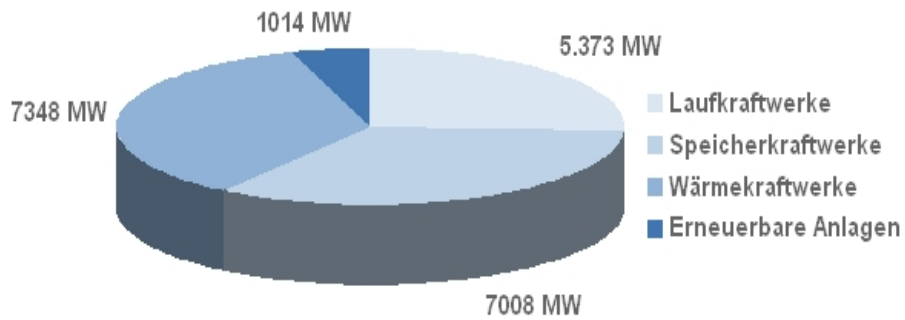
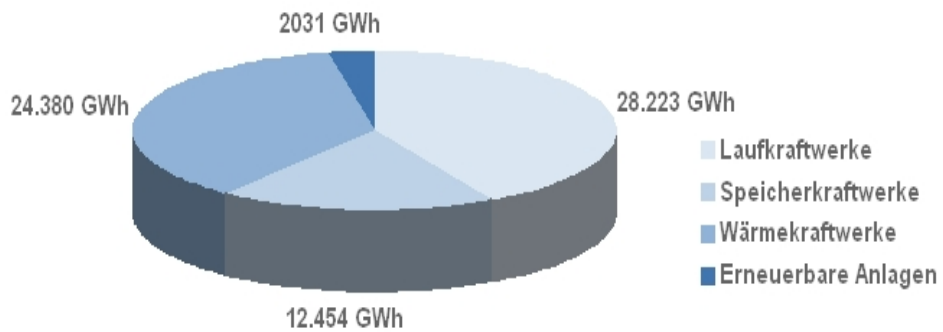


Abbildung 6: Erzeugungsmengen 2008 in GWh (Datenstand Oktober 2009)



6.2 Prognose der Angebotsentwicklung

Die Stromproduktion wird von unterschiedlichen Faktoren beeinflusst. Beispielsweise wirken sich Niederschlagsmengen und verfügbare Wassermengen auf die Speicherinhalte von (Pump-) Speicherkraftwerken aus. Für die Prognose zu berücksichtigen ist, dass die verfügbare Kraftwerksleistung aufgrund von Revisionen, Stillständen, Störungen, Speichervolumen, 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 2018 erhoben. Die in Tabelle 1 aufgelisteten in Planung und teilweise in Bau befindlichen zusätzlichen Erzeugungskapazitäten beziehen sich auf den Erhebungsstand November 2009.

Das Hauptaugenmerk bei der Erhebung gemäß Energielenkungsgesetz liegt auf Wasser- und Wärmekraftwerken, da Projekte aus erneuerbaren Energiequellen (Windenergie, Biomasse, PV ua) einerseits einer großen Abhängigkeit von ergriffenen Fördermechanismen unterliegen. Andererseits, wie die Vergangenheit gezeigt hat, können solche Kraftwerksanlagen in vergleichsweise kurzer Zeit gebaut und in Betrieb genommen werden.

Es wird aber angenommen, dass mit einem jährlichen Zubau von 114 MW gerechnet werden kann. Die Realisierungswahrscheinlichkeit wird mit 100 % angenommen. Diese Annahme basieren auf dem angestrebten Ziel einer Zunahme von 800 MW bei Wind- und Biomasseanlagen bis zum Jahr 2015 (Ökostromgesetz). Der jährliche Zuwachs wurde bis zum Jahr 2018 fortgeschrieben und ergibt in Summe 1.143 MW.

Die bis zum Jahr 2018 hinzukommende Kraftwerksleistung beläuft sich gemäß dieser Erhebung auf 5.347 MW, wovon 2.296 MW auf Wasserkraftwerke und 3.050 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. Gleichzeitig werden auch gemeldete Stilllegungen berücksichtigt.

Insgesamt kann somit bis zum Jahr 2018 mit einer Leistungszunahme, sowohl durch geplante Kraftwerksprojekte, als auch durch prognostizierte Werte von Erneuerbaren Kraftwerksanlagen, von 6.490 MW gerechnet werden. Somit wird Österreich, wie in Abbildung 8 ersichtlich, dann über eine installierte Kraftwerksleistung von 27.233 MW verfügen⁶.

7 Deckungsrechnung

Um die Sicherheit der österreichischen Versorgung im Zeitraum 2008-2018 beurteilen zu können, ist es notwendig eine Gegenüberstellung der zukünftigen verfügbaren Kraftwerksleistungen und der zukünftigen Lastspitze durchzuführen. Während die verfügbaren Kraftwerksleistungen im Rahmen des Energielenkungsgesetzes erhoben (und im vorangegangenen Kapitel näher beschrieben) wurden, muss die Lastspitze noch im Folgenden prognostiziert werden. Dazu ist es jedoch

⁶Inkl. statistischer Differenz durch Abschätzung für Kraftwerke mit einer Engpassleistung unter 1 MW, für die keine eindeutige Zuordnung nach Kraftwerkstyp getroffen werden kann.

Abbildung 7: Auszug aus Kraftwerksausbauprojekten in Österreich

Auszug Kraftwerksausbauprojekte in Österreich für den Zeitraum 2008 - 2018 abzüglich bekannter Stilllegungen									
Bezeichnung		Engpassleistung gesamt [MW]	In Planung ¹ [MW]	Eingereicht [MW]	In Bau [MW]	Fertig- gestellt [MW]	Ausserbetrieb- nahme [MW]	Inbetrieb- nahme	
thermische Kraftwerke	GuD	2,597			112			2010	
					830		105	2011	
			960					2014	
			400					2016	
			400					2018	
	Dampf	-172			16.4		114	2009	
					163		85	2010	
							152	2014	
	Sonstige	625		48					2011
					17				2012
390								2014	
170								2015	
						480			2011
hydraulische Kraftwerke	Pumpspeicher	2,035	140	430				2014	
			985					2016	
	Speicher	4		0.1			1.3	2009	
				5.4				2010	
	Lauf	255		2.5	16			2009	
				3.7				2011	
			17.38	15.8	18.5			2012	
			20.5	88	23.8			2013	
			18.2					2014	
			30.6					2015	

¹ inkludiert Vorprojekte, Baubeschluss, Machbarkeitsstudien und UVE/UVP Verfahren

Abbildung 8: Prognostizierte Kraftwerksleistungen in Österreich für das Jahr 2018

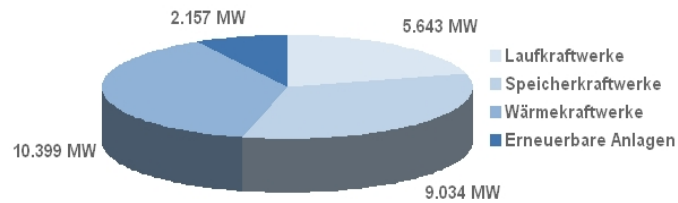


Tabelle 2: Fehlerkorrekturmodell für die Lastspitze

Abhängige Variable	$\Delta \log L_t$		
Unabhängige Variable	Koeffizient	Standardabweichung	t-Statistik
ECM_{t-1}	-0.67	0.15	-4.57
$\Delta \log N_t$	0.95	0.11	8.75

$ECM_t = \log(L_t) - 8,37 - 0,97 \log(N_t)$;
Anzahl der Beobachtungen, $t = 43$; Adjustiertes $R^2 = 0,69$;

	Diagnostik		
	Freiheitsgrade	Teststatistik	P-Wert
ARCH-Effekte	6	9.13	0.166
Durbin-Watson		2.15	0.683
F-Statistik	2 und 40	51.02	0.000
Breusch-Godfrey	6	7.26	0.297
Heteroskedastie (Goldfeld-Quandt)	19 und 19	1.08	0.438
Jarque-Bera	2	0.72	0.697

zunächst notwendig, den Zusammenhang zwischen Lastspitze und Stromverbrauch genauer zu untersuchen, um darauf aufbauend, unter Verwendung der aus dem MEDA.08 prognostizierten Verbrauchsentwicklung, die zukünftige Lastspitze schätzen zu können.

Der Zusammenhang zwischen Lastspitze (L) und Verbrauch (N) lässt sich aus dem nachfolgenden linearen Fehlerkorrektur-Modell erklären:

$$\Delta \ln L_t = \beta_0 ECM_{t-1} + \beta_1 \ln N_t + \varepsilon_t \tag{1}$$

wobei Δ für die erste Differenz der jeweiligen Variable steht und ECM der Fehlerkorrekturmechanismus ist. Die Verwendung eines Fehlerkorrektur-Modells wird insbesondere deshalb notwendig, da die Lastspitze und der Verbrauch kointegriert sind⁷. Die mit Hilfe des OLS⁸ Schätzers erhaltenen Ergebnisse des Regressionsmodells 1 werden in der Tabelle 2 angeführt.

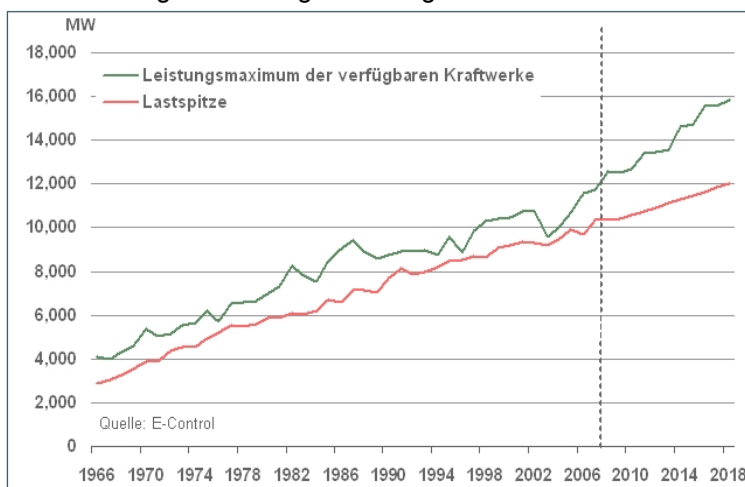
Neben der Erfüllung der Standardannahmen des linearen Regressionsmodells (unkorrelierte, homoskedastische und normalverteilte Residuen), wird aus der Tabelle 2 ersichtlich, dass alle verwendeten Variablen signifikant unterschiedlich von Null sind und zudem die erwarteten Vorzeichen aufweisen. Zusätzlich ist auffällig, dass der langfristige Effekt einer Verbrauchsänderung auf den Lastspitzenzuwachs etwas kleiner ist, wie der Kurzfristige.

Basierend auf der im Kapitel 4 unter Verwendung des MEDA.08-Modells prognostizierten Stromverbrauchsentwicklung lässt sich nun die jährliche Lastspitze aus dem oben hergeleiteten Fehlerkorrekturmodell 1 schätzen. Die dabei erhaltene Lastspitzenentwicklung (durchschnittlicher jährli-

⁷Dazu werden die Residuen der Gleichung $L_t = \beta_0 + \beta_1 N_t + e_t$ getestet, z.B. Phillips-Ouliaris Test.

⁸Ordinary Least Squares

Abbildung 9: Deckungsrechnung für Österreich bis 2018

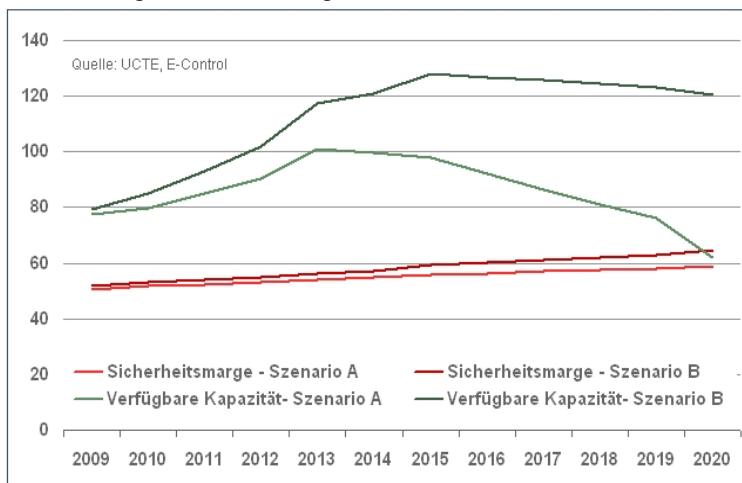


cher Zuwachs um 168 MW) wird in der nachfolgenden Abbildung 9 zusammen mit den erhobenen Leistungsmaxima der verfügbaren Kraftwerke dargestellt.

Hieraus wird schließlich ersichtlich, dass das prognostizierte Leistungsmaximum der verfügbaren Kraftwerke über den betrachteten Zeitraum bis 2018 die prognostizierten Lastspitzen decken kann und somit keine Versorgungsprobleme erwartet werden. Betrachtet man im Vergleich dazu die Einschätzungen der UCTE zur Deckungssituation in Österreich, so ist festzustellen, dass auch die UCTE, ausgehend sowohl vom Szenario A, als auch ausgehend vom Szenario B keine Probleme sieht, die Versorgungssicherheit (bis zum Jahr 2020) aufrecht zu halten. Im Speziellen zeigt die Studie der UCTE, dass Österreich im Durchschnitt einen Kapazitätsüberschuss von etwa 4.500 MW in beiden analysierten Szenarien aufweist, wenn man von den verfügbaren Erzeugungskapazitäten eine adäquate Sicherheitsmarge abzieht.

Zur Gesamtbeurteilung der Versorgungssicherheit in Österreich ist eine Betrachtung der Versorgungssituation in Österreich alleine nicht ausreichend, zumal Österreich in das UCTE Verbundnetz integriert ist. Es ist daher ebenso notwendig, auch die Versorgungssituation in den anderen UCTE-Ländern zu berücksichtigen. Basierend auf dem *UCTE System Adequacy Forecast 2009-2020* [4] ist davon auszugehen, dass bis zum Jahr 2019 die Stromversorgung auf dem Gebiet der UCTE gesichert ist, wobei die verfügbaren Kapazitäten die angenommene adäquate Sicherheitsmarge im Jahr 2015 um 42,03 GW nach dem Szenario A und um 68,95 GW nach dem Szenario B überdecken. Die verfügbaren Kapazitäten der UCTE-Länder nehmen jedoch dann im Zeitraum 2015 bis 2020 stetig ab, sodass zusätzlich Investitionen notwendig werden, um eine hohe Versorgungssicherheit weiterhin gewährleisten zu können. Insbesondere im konservativen Szenario (A) zeigt sich ein sehr starker Rückgang der verfügbaren Kapazitäten, sodass beispielsweise im Jahr 2020 an einem typischen Jänner (11:00 Uhr) 11,2 GW fehlen würden. Im Vergleich dazu stellt sich die Situation im optimistischeren Szenario (B) deutlich besser dar, denn demnach gibt es auch 2020 keine Probleme, die angenommene Sicherheitsmarge nicht zu verletzen. Im Sommer sollte es aber auch nach dem vorsichtigen Szenario (A) im gesamten Prognosezeitraum zu

Abbildung 10: UCTE Prognose 2009-2020 für Juli 11.00 Uhr



keiner Verletzung der Sicherheitsmarge kommen. Zur besseren Verdeutlichung wurde die erwartete Deckungssituation in der UCTE unter Berücksichtigung der beiden unterschiedlichen Szenarien nochmals in der Abbildung 10 für eine typischen Julitag dargestellt⁹.

Insgesamt lässt sich damit festhalten, dass für den betrachteten Berichtszeitraum (2008-2018) sowohl die Prognose der Energie-Control als auch die der UCTE (insbesondere für den UCTE-Raum) keine Versorgungsprobleme erwarten lassen. Auffallend dabei ist die deutlich optimistischere Prognose der UCTE gegenüber dem letzten Jahr. Dies begründet sich vor allem in den neu geplanten Kapazitäten im Bereich erneuerbare Energien bzw. fossile Energieträger. Eine Betrachtung der Deckungssituation über 2018 hinaus lässt jedoch nach bestehenden Kraftwerksprojektplänen, d.h. Szenario (A), im Winter ein energetisches Importproblem für Österreich (im Bezug auf die verfügbaren europäischen Kraftwerkskapazitäten) erkennen.

8 Maßnahmen bei Nachfragespitzen und Ausfällen

Der Strombedarf wird durch die Nachfrage bestimmt. So weisen die Kunden unterschiedliche Stromverbräuche auf, beispielsweise ist je nach Art des Kunden (Verbrauchers), z.B. Haushalt, Gewerbe, Industrie, der Bedarf (Last) starken zeitlichen Schwankungen unterworfen, der sich wiederum nach Leistung und Energie unterteilen lässt. Hieraus lassen sich sogenannte Belastungsabläufe (Lastgänge) erstellen.

Je nach ihrem Anteil an der Bedarfsdeckung und ihrem Vermögen, kurzfristig zur Verfügung zu stehen oder regelbar zu sein, werden die Kraftwerke unterschiedlich zugeordnet – auszugsweise mit folgenden Kraftwerkstypen:

⁹Da die UCTE-SAF Pronogsen für 2009, 2010, 2015 und 2020 veröffentlicht, wurden die fehlenden Werte linear interpoliert.

- Grundlastkraftwerke wie zum Beispiel
 - Laufwasserkraftwerke
 - Braunkohlekraftwerke
 - Kernkraftwerke
- Mittellastkraftwerke wie zum Beispiel
 - Steinkohlekraftwerke
 - Gaskraftwerke
 - Erdölkraftwerke
- Spitzenlastkraftwerke wie zum Beispiel
 - Gaskraftwerke (-turbinen)
 - (Pump-)Speicherwerke
 - Schwellkraftwerke

Entsprechend der prognostizierten Last (Bedarf) werden die Kraftwerke „abgerufen“. Hierzu wird auf den Markt bzw. den Preis verwiesen. Dabei können die verschiedenen Kraftwerkstypen nach ihren Grenzkosten, d.h. die Kosten zur Erzeugung von einer zusätzlichen Einheit elektrischer Energie, eingeteilt werden. So ist zum Beispiel Wasserkraft im unteren Bereich der Grenzkostenkurve angesiedelt, während Erdölkraftwerke im oberen Bereich angesiedelt sind. Dies ergibt dann eine Merit Order, wobei das jeweils teuerste Kraftwerk am Markt preisbestimmend ist.

Da ein Kraftwerkstyp alleine die Nachfrage nicht abdecken kann, werden verschiedene Kraftwerkstypen zur Bedienung der Nachfrage eingesetzt. Österreich verfügt über einen vergleichsweise hohen Anteil von Speicher- und Schwellkraftwerken (siehe Abbildung 5), welche aktuell zur Bedienung von Nachfragespitzen und kurzfristigem Einsatz aufgrund von Ausfällen eingesetzt werden können. Wegen des zukünftig durchgeführten wichtigen Ausbaus von Pump- und Speicherkraftwerken sowie von gasbefeuerten Anlagen, kann zum aktuellen Zeitpunkt und für den Raum der Erhebung davon ausgegangen werden, dass diese Kraftwerke zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eingesetzt werden.

9 Das Stromnetz

Der Verbundbetrieb der österreichischen Hoch- (110-kV) und Höchstspannungsnetze (220-/380-kV), an die die leistungsstärksten Erzeugungsanlagen angeschlossen sind, ist ein wichtiger Baustein des überregionalen elektrischen Energieversorgungssystems. Die Aufgaben der 220-/380-kV-Netze sind die überregionale Übertragung elektrischer Energie sowie der überregionale Leistungsausgleich, der Beitrag zur Netzbetriebssicherheit und die Gewährleistung der soweit als möglich ununterbrochenen Versorgung mit elektrischer Energie der angeschlossenen Verbraucher und der untergelagerten 110-kV-Netze. Die 220-/380-kV-Netze stellen somit das Rückgrad der 110-kV-Netze dar.

Das österreichische Höchstspannungsnetz ist gut in das europäische Verbundnetz eingebettet und verbindet innerhalb Österreichs die in der Regel aus netztechnischen und betrieblichen Gründen galvanisch (über Umspannwerke) bzw. elektrisch voneinander getrennten 110-kV-Netze. Dies ist in Hinblick auf eine gegenseitige Aushilfe im Anlassfall besonders wichtig.

Durch die internationale Verbindung der Höchstspannungsnetze wird die Versorgungssicherheit und das Funktionieren eines überregionalen Marktes gewährleistet. Deshalb muss in diesem Zusammenhang auf die Notwendigkeit langfristiger Verfügbarkeit von ausreichenden grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen hingewiesen werden, deren Erhalt und Ausbau kontinuierlich fortgeführt werden muss.

Bestimmende Größe für die Planung der erforderlichen Netzkapazitäten ist – auf Basis der (n-1)-Sicherheit – die jeweils übertragbare elektrische Nennleistung, gemessen in MVA. Ein weiterer Planungsgrundsatz ist - u.a. wegen der hohen Kapitalintensität der Netzinvestitionen - die Berücksichtigung bekannter Umfeldvariablen. Die Entwicklung der Übertragungsnetze ist in Zukunft maßgeblich von der stetigen Laststeigerung, der Einspeisung aus Kraftwerken, der geänderten Netzstützung (bedingt u.a. durch den Bau neuer Kraftwerke), dem steigenden grenzüberschreitenden Stromhandel sowie der Sicherstellung der Stromversorgung Österreichs geprägt. Dieser Entwicklung entsprechend ist auch der Netzplanungsprozess ein dynamischer Vorgang, der diese kontinuierlichen Veränderungen berücksichtigt.

Durch die Erhebungen gemäß § 20i Abs 1 Energielenkungsgesetz ergeben sich vereinzelt Anpassungen zur Detailbeschreibung der im Monitoring-Report Versorgungssicherheit Strom 2006¹⁰ veröffentlichten 116 Netzausbauprojekte, deren Erfassung im Jahr 2007 vom Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) koordiniert wurde. Beispielsweise wurden die Projekte 1.a.-1.d. in Tabelle 4 des Reportes bereits umgesetzt und in Betrieb genommen. Die Übersicht über einzelne Projekte sind dem Monitoring-Report Versorgungssicherheit Strom 2006 zu entnehmen.

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, nach Plan und Bedarf, erfolgen kann.

9.1 Qualität und Umfang der Netzwartung

In den letzten Jahren hat sich bei den Netzbetreibern auch die Instandhaltungsstrategie (generell) für den Netzbereich verändert. Einige Netzbetreiber sind beispielsweise bei Freileitungen von zustandsorientierten auf ausfallsorientierte Strategien übergegangen. Dies führt auch zu Veränderungen bei den Zuverlässigkeitskennzahlen der Versorgung, denn die ausfallsorientierte Instandhaltungsstrategie kann längere Instandsetzungszeiten bewirken. Hierdurch ist es wichtig, im Regulierungsmodell die Versorgungssituation zu berücksichtigen und fortlaufend zu kontrollieren.

¹⁰Siehe Monitoring Report 2006 auf der Homepage der E-Control.

Für die Wahl der anzuwendenden Instandhaltungsstrategie gibt es unterschiedliche Vorgehensweisen (z.B. nach der betriebsbedingten Wichtigkeit des Betriebsmittels). Die möglichen Freiheitsgrade bei der richtigen Wahl sind bei den nicht beeinflussbaren und nicht früherkennbaren Störungen sehr eingeschränkt. Bei bekannten Störungseigenschaften und der Berücksichtigung der kostenoptimalen Strategie leitet sich die zu verwendende Instandhaltungsstrategie unmittelbar ab. Bei all diesen Betrachtungen darf nicht auf die Betriebserfahrung vergessen werden.

Die am häufigsten angewandten Instandhaltungsstrategien im Stromversorgungsbereich, bezogen auf die Betriebsmittel, sind im Überblick folgende:

- ausfallsorientiert
- zustandsorientiert
- vorbeugend
- zuverlässigkeitsorientiert

Aufgrund der erstmaligen Erhebung dieser Daten sind noch Präzisierungen notwendig. Aktuell ist daher eine aussagekräftige Auswertung (noch) nicht möglich.

9.2 Verfügbarkeit von Netzen

Gemäß den Vorgaben durch die Elektrizitätsstatistikverordnung sind von der Energie-Control GmbH 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 dem Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (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. Das Ergebnis der Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit für das Jahr 2008 zeigt, dass sich die Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung gegenüber den bisherigen Jahren nur gering verändert hat.

Die Nichtverfügbarkeit der *ungeplanten* Versorgungsunterbrechungen liegt im Jahr 2008 bei 43,69 min. Für die *geplanten* Versorgungsunterbrechungen errechnet sich ein Wert von 19,58 min. Daraus ergibt sich gesamt eine Nichtverfügbarkeit über alle erfassten Versorgungsunterbrechungen dieses Jahres von 63,26 min. Die durchschnittliche Dauer einer Versorgungsunterbrechung liegt in Österreich bei 67,40 min. Die detaillierten Ergebnisse sind der Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich 2008 zu entnehmen¹¹.

¹¹Siehe Ausfalls- und Störungsstatistik auf der Homepage der E-Control.

Literatur

- [1] Energielenkungsgesetz (1982) Bundesgesetz vom 21. Oktober 1982, BGBl Nr. 545, über Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Energieversorgung (in der Fassung BGBl I Nr. 106/2006).
- [2] DG Tren (2008) *Trend to 2030 – Update 2007*, <http://www.ec.europa.eu>.
- [3] Kartena, A. und M. Würger (2005) 'Energieszenarien für Österreich bis 2020, *WIFO*.
- [4] UCTE (2009) *UCTE System Adequacy Forecast 2009-2020*, <http://www.entsoe.eu/>.