

MONITORING-REPORT  
VERSORGUNGSSICHERHEIT  
STROM



Energie-Control GmbH

Jänner 2009

## Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung .....	4
1.1	Schlussfolgerung .....	5
2	Gesetzlicher Auftrag .....	6
3	Ziel .....	7
4	Stromverbrauch .....	8
4.1	Status Quo der Nachfrage.....	8
4.2	Erwartete Nachfrageentwicklung – Prognose .....	9
5	Erzeugungssituation .....	11
5.1	Status Quo des Angebotes.....	11
5.2	Entwicklung der Erzeugung – Prognose .....	12
6	Deckungsrechnung .....	17
7	Maßnahmen zur Bedienung der Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen.....	22
8	Stromnetz – aktuelle Übersicht – zusätzliche Projekte.....	24
9	Qualität und Umfang der Netzwartung .....	26
10	Verfügbarkeit von Netzen.....	27
11	Literaturverzeichnis .....	30

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:Wachstum Stromverbrauch und BIP in Österreich (1977-2006) .....	8
Abbildung 2:Entwicklung und Prognosen Stromverbrauch in Österreich .....	10
Abbildung 3:Kraftwerkspark in Österreich 2007 – Engpassleistung und Erzeugung ...	11
Abbildung 4:Langfristige zentral- und westeuropäische Strompreise .....	15
Abbildung 5:Strompreisentwicklung am EEX Futuresmarkt.....	15
Abbildung 6:Prognostizierte Kraftwerksleistungen in Österreich für das Jahr 2017....	16
Abbildung 7:Österreich – Leistungsmaximum verfügbarer prognostizierter Kraftwerke vs. Lastspitze .....	20
Abbildung 8:UCTE-Ländervergleich verfügbarer Kapazitäten und ausreichende Sicherheitsmarge .....	21
Abbildung 9:Jährliche Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung in Mittelspannungsnetzen im europäischen Vergleich .....	29

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kraftwerksausbauprojekte in Österreich – Stand Juli 2008 (ohne „Erneuerbare“ Kraftwerke).....	14
Tabelle 2: Fehlerkorrektur-Modell für die Lastspitze.....	20
Tabelle 3: Österreich 2007 – Jahreserzeugung, nach Kraftwerken und Engpassleistungen .....	23

# Monitoring-Report zur Versorgungssicherheit des österreichischen Strommarktes

## 1 Kurzfassung

Die Versorgung der österreichischen Bevölkerung mit Strom zählt zu einen der wichtigsten Aufgaben und wird in Zukunft immer öfters betrachtet. Die Energie-Control GmbH (im weiteren E-Control) widmet sich diesem Thema um den kontinuierlich steigenden Strombedarf, regionale Veränderung von Verbrauchs- und Einspeiseschwerpunkten (Kraftwerken), aber auch ein verändertes betriebliches Umfeld zu analysieren. Es kann vorausgeschickt werden, dass ein Kraftwerks- und Netzausbau in Zukunft unabdingbar ist, denn nur dadurch kann die bedarfsgerechte Entwicklung des Elektrizitätsmarktes bei Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit gewährleistet werden.

Auf Grundlage des Nachfragemodells MEDA.07 kann für das Jahr 2017 eine Steigerung des energetischen Endverbrauchs auf 70,422 TWh erwartet werden. Das entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchswachstum von 1,8% oder 1,161 TWh. Diese Ergebnisse bestätigen damit die letztjährige, von der E-Control publizierte, Prognose. Diese Prognose berücksichtigt jedoch nicht die aktuellen Entwicklungen an den internationalen Finanzmärkten und damit verbundene mögliche Auswirkungen auf die österreichische Stromversorgung.

Die aktuellen Erhebungen zur Erzeugungssituation ergaben für das Jahr 2017 eine zusätzliche Kraftwerksleistung, inklusive geplantem und prognostiziertem Zubau, von 7.508 MW (Anmerkung: Monitoring-Report 2006-2016 7.628 MW). Somit wird dann, bei Verwirklichung aller geplanten Projekte, die installierte Kraftwerksleistung in Österreich 26.968 MW betragen. Die hieraus verfügbaren Kraftwerkskapazitäten können neben der Lastspitze (prognostiziert für 2017 von rund 12.533 MW) auch den Energiebedarf decken, wobei darauf hingewiesen wird, dass der Einsatz der Kraftwerke grundsätzlich marktgetrieben erfolgt und ein internationaler Energieaustausch sichergestellt werden muss.

Insgesamt lässt sich damit festhalten, dass für den betrachteten Berichtszeitraum (bis 2017), bei angenommenen Realisierungswahrscheinlichkeiten der genannten Infrastrukturprojekte (Kraftwerke und Netze), die Versorgungssicherheit in Österreich gewährleistet ist.

Eine Betrachtung der europäischen Deckungssituation über 2017 hinaus lässt jedoch nach bestehenden Kraftwerksprojektplänen ein energetisches Importproblem für Österreich (im Bezug auf die verfügbaren europäischen Kraftwerkskapazitäten) erkennen.

In Bezug auf die Leitungsgebundenheit der elektrischen Energie ist festzuhalten, dass das österreichische Stromnetz eine hohe Verfügbarkeit aufweist, gut in das europäische Verbundnetz eingebettet ist aber innerhalb Österreichs noch ausgebaut werden muss. 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 jedoch 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.

Durch die internationalen Verbindungen der Höchstspannungsnetze werden die Versorgungssicherheit und das Funktionieren eines überregionalen Marktes gewährleistet. Deshalb muss in diesem Zusammenhang auch auf die langfristige Verfügbarkeit von ausreichenden grenzüberschreitenden Stromleitungen verwiesen werden, deren Erhalt und Ausbau kontinuierlich fortgeschrieben werden muss.

## 1.1 Schlussfolgerung

Die Versorgung Österreichs mit Strom ist aktuell durch eine Reihe von Kraftwerks- und Netzausbauprojekten gesichert. Mittelfristig muss ein Teil der derzeit noch nicht sicheren Kraftwerks- und Netzausbauprojekte realisiert werden, um auch nach 2017 die heimische Spitzenlastnachfrage abzudecken.

Infrastrukturprojekte müssen langfristig geplant werden. Im Zusammenhang mit der rascheren Genehmigung solcher wichtigen Projekte ist zu gewährleisten, dass vonseiten der involvierten Behörden eine rasche Abwicklung der erforderlichen Verfahren erfolgt.

## 2 Gesetzlicher Auftrag

Die Energie-Control GmbH 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 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 Ergebnisse der Monitoring-Tätigkeiten gemäß § 20i Abs 1 Energielenkungsgesetz können für Zwecke der langfristigen Planung sowie für die Erstellung des Berichtes gemäß § 14a Energie-Regulierungsbehördengesetz verwendet werden – siehe § 20i Abs 2 Energielenkungsgesetz.

Zum Energielenkungsgesetz ist anzumerken, dass dieses jene gesetzlichen Eingriffsmöglichkeiten zur Verfügung stellt, die für die Versorgung der Stromkunden im Krisenfall zu ergreifen sind. 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.

### 3 Ziel

Die Versorgungssicherheit umfasst neben der Versorgungssicherung auch die Versorgungsqualität. Diese beiden Teilgebiete beinhalten zusammengefasst alle technischen Voraussetzungen für 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 sowohl den zuständigen Behörden, den am Markt tätigen Unternehmen als auch den Stromkunden zur Verfügung stehen.

Der vorliegende Monitoring-Report zur österreichischen Versorgungssicherheit gliedert sich wie folgt:

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

## 4 Stromverbrauch

### 4.1 Status Quo der Nachfrage

Die Zunahme des österreichischen Stromverbrauchs setzte sich auch 2007<sup>1</sup> weiter fort und folgte somit dem Trend der letzten Jahre. Gleichzeitig ist jedoch festzustellen, dass das Wachstum 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 2,1% und 1,7%. Somit betrug der energetische Endverbrauch im Jahr 2007 57,606 TWh (207.382 TJ) und der gesamte Inlandsstromverbrauch (ohne Pumpspeicherung) 67,919 TWh. Zurückzuführen ist diese Nachfrage-Entwicklung auf die weiterhin starke Bindung an das BIP, wie Abbildung 1 verdeutlicht. Dieser insbesondere seit Anfang der 90er Jahre stärkere Zusammenhang zwischen der Stromverbrauchs- und BIP-Entwicklung lässt sich auch mit Hilfe des empirischen Kointegrationstest von Engel und Granger (1987)<sup>2</sup> bestätigen.

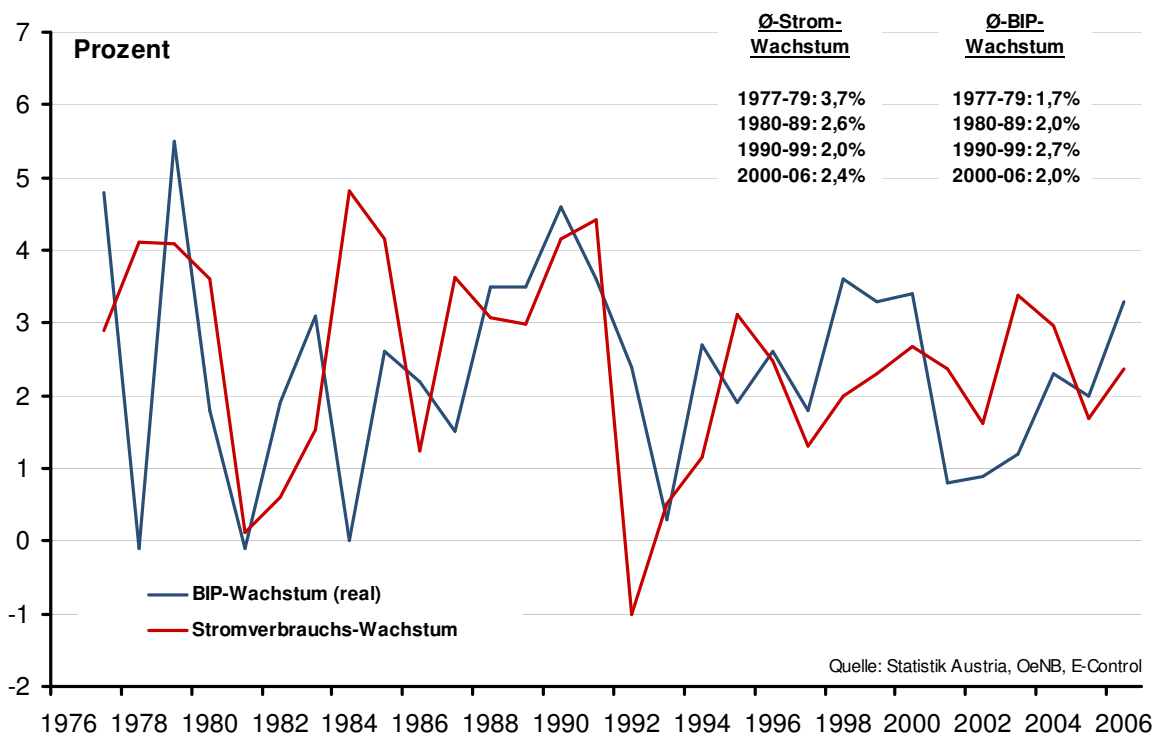


Abbildung 1: Wachstum Stromverbrauch und BIP in Österreich (1977-2006)

<sup>1</sup> Im Bezug auf den energetischen Endverbrauch wurde auf die Energiebilanz der Statistik Austria für das Jahr 2007 zurückgegriffen. Die von der Energie-Control GmbH veröffentlichten Zahlen für den gesamten Inlandsstromverbrauch (Endverbrauch plus Netzverluste und Eigenbedarf, exkl. Pumpspeicherung) im Jahr 2007 lassen jedoch einen (schwächeren) Zuwachs des energetischen Endverbrauchs erwarten.

<sup>2</sup> Engel, R. E. und C. W. J. Granger, Cointegration and Error-Correction: Representation, Estimation and Testing, *Econometrica*, 55, S. 251-276, 1987



## 4.2 Erwartete Nachfrageentwicklung – Prognose

Zum Monitoring der Versorgungssicherheit wurde von der E-Control das detaillierte empirische Nachfragemodell MEDA.07<sup>3</sup> 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) und des Instituts für Höhere Studien (IHS) wurde für den Zeitraum bis 2017 für das BIP-Wachstum eine jährliche Wachstumsrate von 2,4%<sup>4</sup> angenommen, während beim Einkommen und den Preisen basierend auf der Entwicklung zwischen 1996 und 2006 von durchschnittlichen Steigerungsraten um 1,6% und 1,1% ausgegangen wurde. Nachdem der Stromverbrauch zusätzlich auch von der Temperatur abhängt, z.B. wegen E-Heizungen und Klimaanlage, wurde der 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.07 für 2017 ein energetischer Endverbrauch von 70,422 TWh erwartet, welcher einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchswachstum von 1,8% oder 1,161 TWh entspricht (vgl. dazu Abbildung 2). Es ist jedoch anzumerken, dass diese Prognose nicht die aktuellen Entwicklungen an den internationalen Finanzmärkten und damit verbundene mögliche Auswirkungen auf die österreichische Stromversorgung berücksichtigt.

Ein Vergleich mit der Prognose des letzten Reports zeigt, dass sich das Nachfragemodell MEDA.07 durch eine sehr hohe Prognosegüte auszeichnet. Im Monitoring-Report 2006-2016<sup>5</sup> wurde der energetische Endverbrauch für elektrische Energie im Jahr 2006 mit 57,421 TWh prognostiziert. Die aktuellsten Veröffentlichungen der Statistik Austria zeigen, dass tatsächlich 57,649 TWh an Strom im Jahr 2006 verbraucht wurden. Demnach wurde der Stromverbrauch für 2006 um lediglich 0,397% (oder 228 GWh) unterschätzt, was sich auf die stärkeren BIP-Entwicklung (im Vergleich zur Erwartung der letzten Prognose) zurückführen lässt.

Vergleicht man die Prognose der E-Control mit den ebenfalls modellbasierten Verbrauchsprognosen des WIFOs<sup>6</sup> und der Europäischen Kommission für Energie und Verkehr (DG TREN)<sup>7</sup>

---

<sup>3</sup> Die Abkürzung MEDA steht für „Model of Electricity Demand in Austria“ (Quelle: E-Control).

<sup>4</sup> Diese BIP-Prognosen wurden vor den aktuellen Entwicklungen an den internationalen Finanzmärkten erstellt.

<sup>5</sup> Haber, A.; Sharma, S., Monitoring-Report Versorgungssicherheit Strom 2006, Energie-Control GmbH, November 2007, [www.e-control.at](http://www.e-control.at)

<sup>6</sup> Kratena, K. und M. Wüger, Energieszenarien für Österreich bis 2020, Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung, 2005

<sup>7</sup> European Commission, Directorate-General for Energy and Transport, European Energy and Transport – Trends to 2030-update 2007, April 2008, [www.ec.europa.eu](http://www.ec.europa.eu)

sowie mit der nicht-heuristischen Prognose der UCTE<sup>8</sup> so lässt sich festhalten, dass einheitlich eine Verlangsamung des Stromverbrauchswachstum erwartet wird. Diese herangezogenen Prognosen berücksichtigen ebenfalls wie die E-Control nicht die aktuellen Entwicklungen an den internationalen Finanzmärkten.

Im Konkreten prognostiziert das WIFO in seinem Effizienzscenario, das basierend auf den energiepolitischen Leitlinien der EU-Kommission von einer Verbesserung der Energie-Effizienz 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 ein durchschnittliches Wachstum zwischen 2000 und 2010 von 1,7% und zwischen 2010 und 2020 von 1,4%. Die UCTE wiederum erwartet in ihrem „System Adequacy Forecast 2008-2020“ einen durchschnittlichen Stromverbrauchszuwachs (bis 2020) um 2%. In der nachstehenden Abbildung 2 werden die beschriebenen unterschiedlichen Szenarien nochmals zusammenfassend dargestellt.

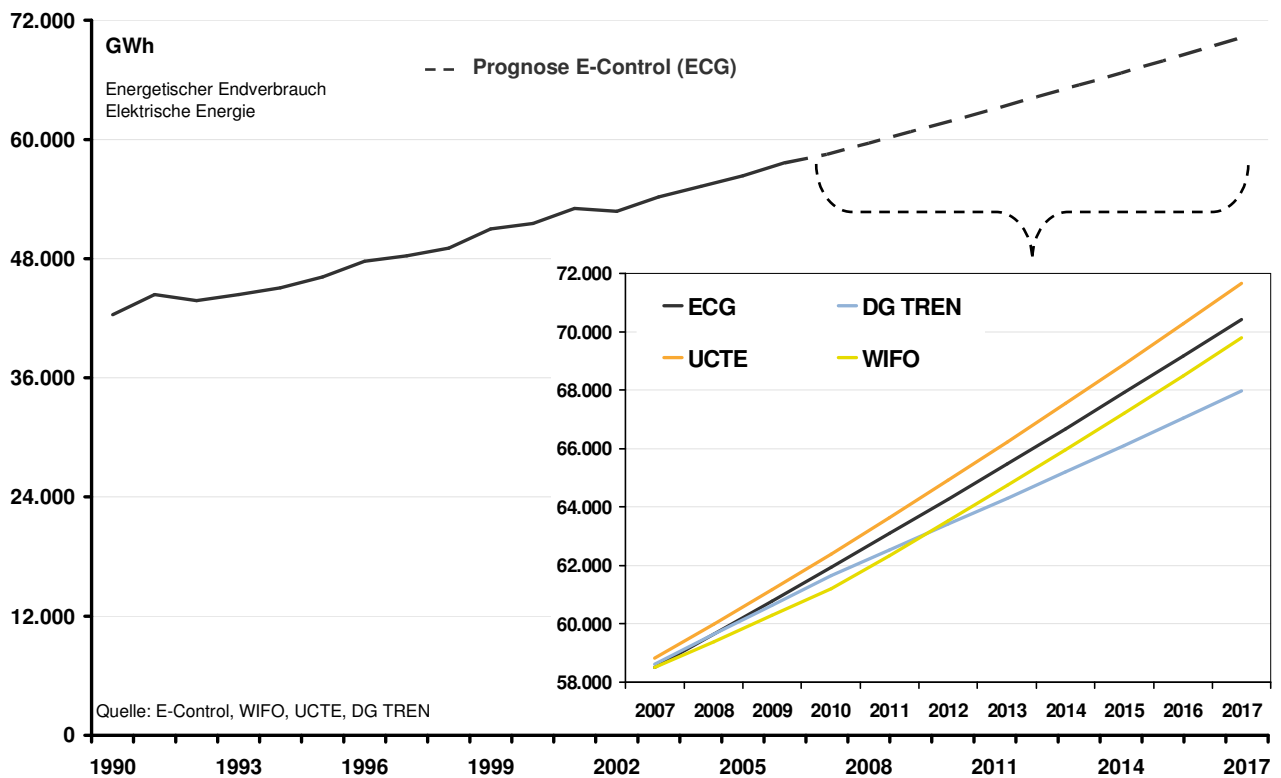


Abbildung 2: Entwicklung und Prognosen Stromverbrauch in Österreich

<sup>8</sup> Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, UCTE System Adequacy Forecast 2008-2020, Jänner 2008, [www.ucte.org](http://www.ucte.org)

## 5 Erzeugungssituation

### 5.1 Status Quo des Angebotes

Österreich verfügte Ende 2007 über eine gesamt installierte Kraftwerksleistung von 19.460 MW. Die Kraftwerke gliederten sich, wie auch in Abbildung 3 dargestellt, leistungsmäßig zu 5.407 MW in Lauf- und 6.602 MW in Speicherkraftwerken (entspricht in Summe rund 61,7%), 6.441 MW Wärmekraftwerken (entspricht rund 33,1%) und zu 1.010 MW in „Erneuerbare“ Kraftwerken (entspricht rund 5,2%), das sind z.B. Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen. Die resultierende Bruttostromerzeugung aus diesen Kraftwerken belief sich auf 64.283 GWh.

Dem gesamten Inlandsstromverbrauch (ohne Pumpspeicherung) im Jahr 2007 von 67.919 GWh steht also die oben genannte Bruttostromerzeugung gegenüber. Die resultierende Differenz wurde durch Importe gedeckt. In Summe stehen physikalische Importe von 22.131 GWh physikalischen Exporten von 15.511 GWh gegenüber, wobei sich die Importe gegenüber 2006 um 4,1% und die Exporte gegenüber 2006 um 8,1% erhöhten.<sup>9</sup>

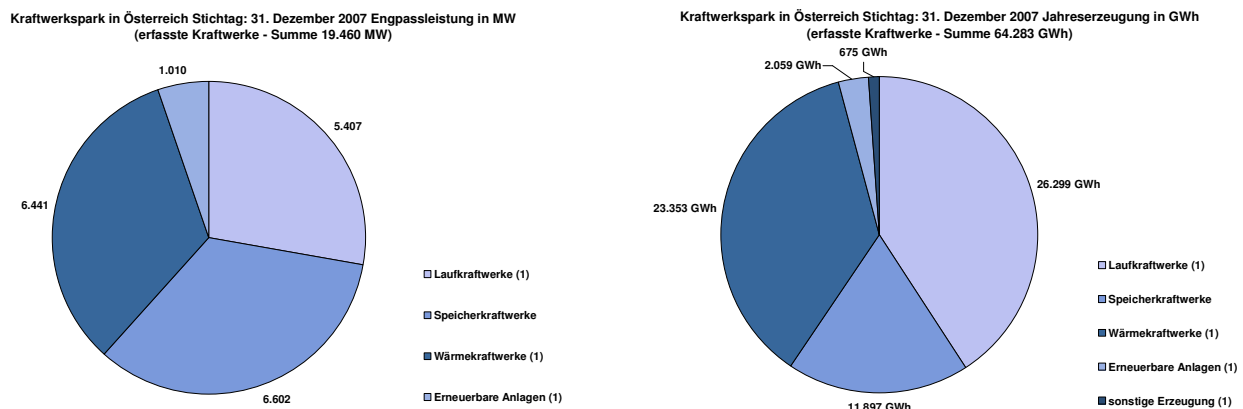


Abbildung 3: Kraftwerkspark in Österreich 2007 – Engpassleistung und Erzeugung ((1) – inkl. statistischer Differenz – Abschätzung für Kraftwerke mit einer Engpassleistung unter 1 MW, für die keine eindeutige Zuordnung nach Kraftwerkstyp getroffen werden kann)

<sup>9</sup> Der 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.

## 5.2 Entwicklung der Erzeugung – Prognose

Die Stromproduktion aus den Kraftwerken unterliegt eine Reihe von exogenen Einflüssen (z.B. Temperatur, Niederschlag, verfügbare Wassermengen, etc.) und dem Markt. Dies spiegelt sich beispielsweise in den Lagerbeständen der Primärenergieträger für Wärmekraftwerke ebenso wider wie in den Speicherinhalten der Pumpspeicherkraftwerke. Zu berücksichtigen ist in weiterer Folge auch die verfügbare Kraftwerksleistung, welche gegenüber der installierten Leistung aufgrund von Revisionen, Stillständen, Störungen, Speichervolumina, etc. geringer ist. Dieser Prognose berücksichtigt nicht die aktuelle Wirtschaftssituation und daraus resultierenden Entwicklungen.

In der Umsetzung des § 20i Abs 1 Energielenkungsgesetz 1982 (in der Fassung BGBl. I Nr. 106/2006) wurden erstmals die Kraftwerksausbauprojekte (ohne „Erneuerbare“ Kraftwerke) bis zum Jahr 2017 erhoben. Die in Tabelle 1 aufgelisteten in Planung und teilweise in Bau befindlichen zusätzlichen Erzeugungskapazitäten beziehen sich auf den Erhebungsstand Juli 2008.

Die Kraftwerksprojekte von „Erneuerbaren Energiequellen“ (wie z.B. Windenergie und Biomasse) wurden explizit nicht erhoben, denn zum Einen unterliegen diese einer großen Abhängigkeit von den ergriffenen Fördermechanismen und zum Anderen hat die Vergangenheit gezeigt, dass solche Kraftwerksanlagen in vergleichsweise kurzer Zeit gebaut und in Betrieb genommen werden können. Es ist aber anzumerken, dass mit einem jährlichen Zubau von 187,5 MW gerechnet wird und diese mit einer Realisierungswahrscheinlichkeit von 100 % einfließen. Diese Annahme basieren auf den unterschiedlichen Annahmen, wie z.B. ein Zubau von 1.500 MW an „Erneuerbare“ Kraftwerksanlagen bis zum Jahr 2015. Aufbauen darauf wurde somit mit dem jährlichen Zuwachs gerechnet, der auch bis 2017 fortgeschrieben wurde (in Summe rund 1.875 MW).

Allgemein ist anzumerken, dass im Zusammenhang mit Kraftwerken und deren Leistungen die Engpassleistung, also die technisch höchstmögliche Dauerleistung, differenziert zu der verfügbaren Leistung zu betrachten ist. Denn die verfügbare Leistung ist definitionsgemäß die höchste Leistung, die zu einem bestimmten Zeitpunkt unter Berücksichtigung aller technischen und betrieblichen Verhältnisse erreicht werden kann. Speziell bei Kraftwerken verringert sich u.a. durch die verfügbare Leistung die installierte Leistung, d.h. dass die alleinige Bewertung der installierten Leistung mit der z.B. der Netzhöchstlast nicht zielführend ist.

Basierend auf den durchgeführten Erhebungen, die im Unterschied zum Monitoring-Report 2006 erstmals vollständig gemäß § 20i Abs 1 Energielenkungsgesetz erfolgte, sind zurzeit die in Tabelle 1 aufgelisteten Kraftwerksprojekte mit einer installierten Engpassleistung von mehr

als 25 MW bekannt. Die bis zum Jahr 2017 neu installierte Kraftwerksleistung beläuft sich somit auf rund 5.633 MW, wobei sich rund 2.693 MW auf Wasserkraftwerke und rund 2.940 MW auf thermische Kraftwerke beziehen. Kraftwerke bzw. Erzeugungsanlagen mit Leistungseinheiten von kleiner 25 MW (mit Ausnahmen vom Gesamtportfolio von „Erneuerbare“ Kraftwerksanlagen) fließen nicht in die resultierenden Prognosen ein.

Insgesamt kann somit bis zum Jahr 2017 mit einem installierten Kraftwerkszubau (inklusive geplantem und prognostiziertem Zubau, insbesondere bei „Erneuerbaren“ Kraftwerksanlagen) von rund 7.508 MW gerechnet werden.

Die in Tabelle 1 aufgelisteten Kraftwerksprojekte basieren auf den gemäß § 20i Abs 1 Energielenkungsgesetz erhobenen Daten.

Zur Vervollständigung der Gesamtbetrachtung ist es notwendig, auch mögliche Kraftwerksstilllegungen zu berücksichtigen. Dabei hängt allgemein die Stilllegung eines Kraftwerkes davon ab, ob langfristig die Grenzkosten gedeckt werden können.<sup>10</sup> Wesentlich dafür ist die Entwicklung der Großhandelspreise. Geht man von der derzeitigen Entwicklung auf den Futuresmärkten (siehe z.B. [www.eex.com](http://www.eex.com)) aus, so lässt sich für den kontinentaleuropäischen Raum erwarten, dass, basierend auf langfristig hohen aber leicht sinkenden Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Preisen, die Strompreise bis 2017 ebenso leicht fallen bzw. stabil bleiben werden (vgl. dazu Abbildung 4 und Abbildung 5). Im Vergleich mit den anderen europäischen Regionen (iberische, nordische und südeuropäische) ist davon auszugehen, dass die Preise niedriger sein werden, da der zentral- und westeuropäische Raum zum Einen durch viele Erzeugungseinheiten mit niedrigen Grenzkosten (z.B. Wasserkraftanlagen) und durch vorwiegend mit Kohle betriebenen thermischen Kraftwerke gekennzeichnet ist und zum Anderen vergleichsweise eine sehr gute Netzanbindung mit den Nachbarländern aufweist.

Aufgrund der erwarteten Preisentwicklung in dem für Österreich relevanten kontinentaleuropäischen Raum erwartet die E-Control bis zum Jahr 2017 keine größeren Kraftwerksschließungen bzw. -stilllegungen, die z.B. marktgetrieben erfolgen. Diese Erwartungen decken sich auch mit den im Rahmen der Energielenkungs-Datenverordnung erhaltenen Erhebungsergebnissen (ohne „Erneuerbare“ Kraftwerksanlagen), die für den Betrachtungszeitraum bis 2017. Ein Unsicherheitsfaktor besteht nach wie vor im Bereich der Wasserkraft aufgrund der Vorgaben der Wasserrahmenrichtlinie (2000/60/EG).

---

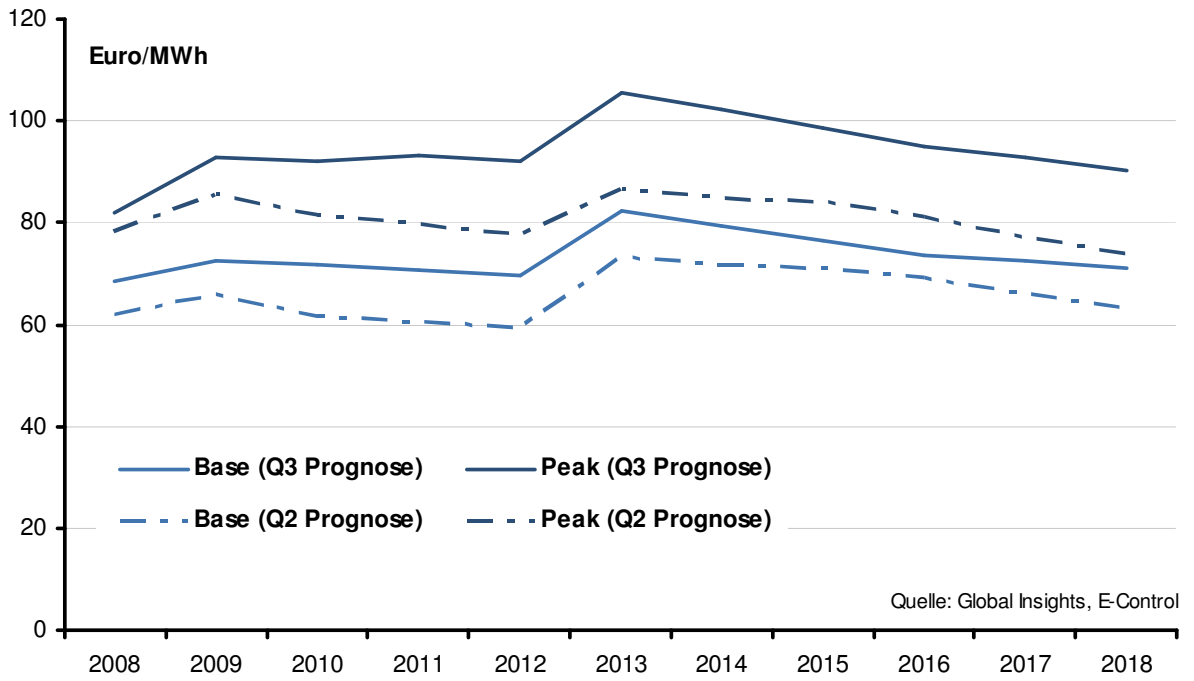
<sup>10</sup> Kraftwerke, die die Grenzkosten nicht mehr decken können, werden kurzfristig in Reserve gestellt und können im Bedarfsfall wieder in Betrieb genommen werden. Derzeit werden in Österreich 850 MW installierte Kraftwerksleistung in Reserve gehalten.

Somit kann aktuell davon ausgegangen werden, dass die zusätzliche Kraftwerksleistung, inklusive geplantem und prognostiziertem Zubau, im Jahr 2017 5.633 MW (exkl. „Erneuerbaren Energiequellen“ von 1.875 MW) betragen wird und Österreich dann über eine installierte Kraftwerksleistung 26.968 MW verfügt – vgl. Abbildung 6.

Thermische und hydraulische Kraftwerksausbauprojekte in Österreich für den Zeitraum bis 2017 (>25 MW)							
Bezeichnung		Engpassleistung gesamt [MW]	In Planung <sup>1</sup> [MW]	Eingereicht [MW]	In Bau [MW]	Fertiggestellt [MW]	Inbetriebnahme
thermische Kraftwerke	GuD	2.672			1285	45	2008
					115		2009
			800				2010
			427				2011
	Dampf	268			75		2008
				163		30	2010
hydraulische Kraftwerke	Pumpspeicher KW	1.970			520		2008
					70		2009
			70				2011
					480		2012
			160				2013
	Speicher KW	540	670				2014
			35				2011
			505				2016
	Lauf KW	183	63		32		2010
				88			2013

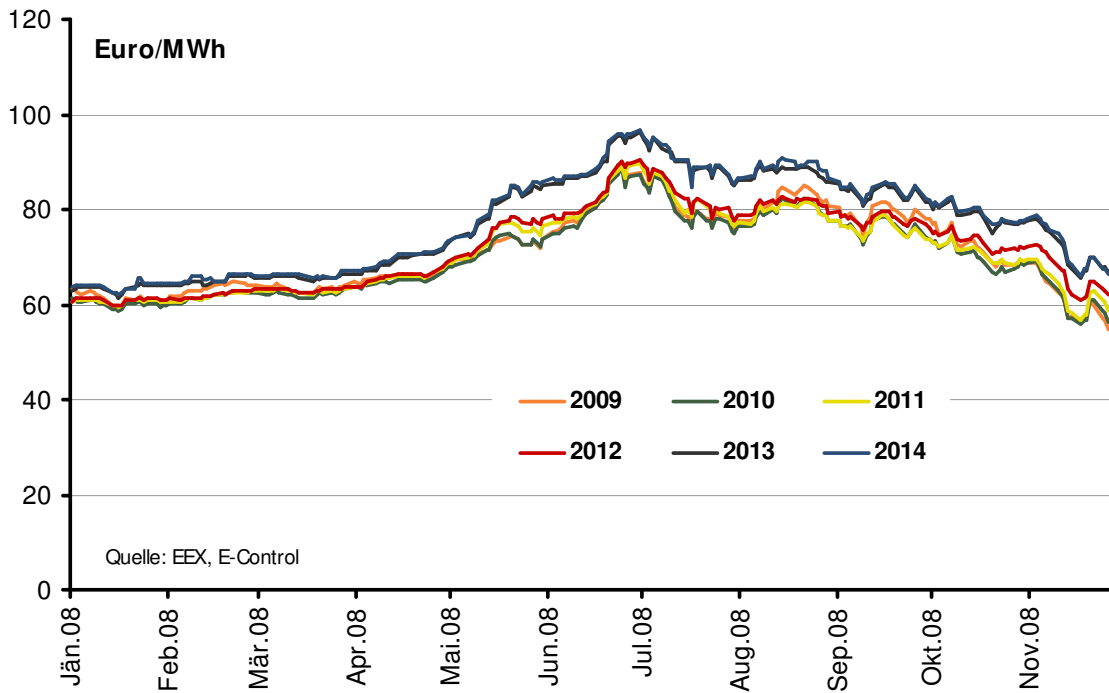
<sup>1</sup> inkludiert weiters: Vorprojekte, Baubeschluss, Machbarkeitsstudien und UVE/UVP Verfahren

Tabelle 1: Kraftwerksausbauprojekte in Österreich – Stand Juli 2008 (ohne „Erneuerbare“ Kraftwerke)



Quelle: Global Insights, E-Control

Abbildung 4: Langfristige zentral- und westeuropäische Strompreise



Quelle: EEX, E-Control

Abbildung 5: Strompreisentwicklung am EEX Futuresmarkt

Kraftwerkspark in Österreich - Prognose 2017 - Engpassleistung in MW  
(erfasste Kraftwerke - Summe 26.968 MW)

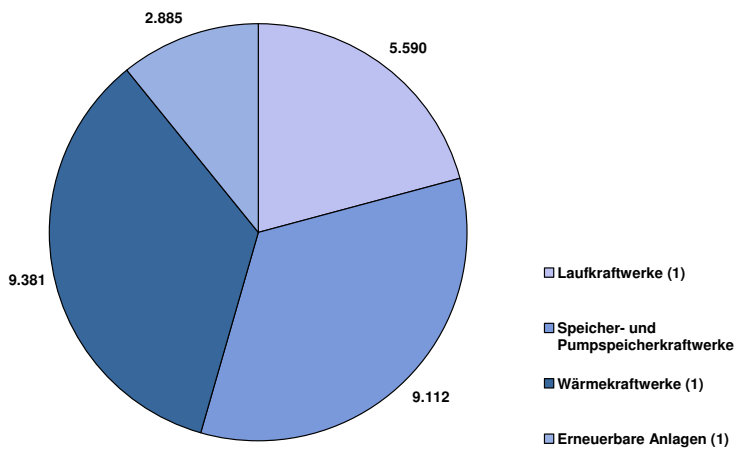


Abbildung 6: Prognostizierte Kraftwerksleistungen in Österreich für das Jahr 2017 ((1) – inkl. statistischer Differenz – Abschätzung für Kraftwerke mit einer Engpassleistung unter 1 MW, für die keine eindeutige Zuordnung nach Kraftwerkstyp getroffen werden kann)



## 6 Deckungsrechnung

Um die Sicherheit der österreichischen Versorgung im Zeitraum von 2008-2017 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 zunächst notwendig den Zusammenhang zwischen Lastspitze und Stromverbrauch genauer zu untersuchen, um darauf aufbauend, unter Verwendung der aus dem MEDA.07 (vgl. Abschnitt 4.2) prognostizierten Verbrauchsentwicklung, die zukünftige Lastspitze schätzen zu können.

Diese Prognose berücksichtigt nicht die aktuellen Entwicklungen an den internationalen Finanzmärkten und damit verbundene mögliche Auswirkungen auf die österreichische Stromversorgung.

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

$$\Delta \log(\text{Lastspitze}_t) = \alpha \times \text{ecm}_{t-1} + \beta \times \Delta \log(\text{Verbrauch}_t) + u_t$$

mit  $t = 1966, \dots, 2007$  (5.1)

wobei  $\Delta$  für die erste Differenz der jeweiligen Variable steht und  $\text{ecm}$  der Fehlerkorrekturmechanismus ist. Die Verwendung eines Fehlerkorrektur-Modells ist sinnvoll, da die Lastspitze und der Verbrauch kointegriert sind<sup>11</sup>. Die mit Hilfe der Kleinstquadrat (KQ)-Methode erhaltenen Ergebnisse des oben beschriebenen Regressionsmodells 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 nahezu gleich Groß ist, wie der kurzfristige.

---

<sup>11</sup> D.h. es existiert eine Linearkombination zwischen diesen beiden nicht-stationären Prozessen, die wiederum stationär ist.

Basierend auf der im Kapitel 4 unter Verwendung des MEDA.07-Modells prognostizierten Stromverbrauchsentwicklung lässt sich nun die jährliche Lastspitze aus dem oben hergeleiteten Fehlerkorrekturmodell (5.1) schätzen. Die dabei erhaltene Lastspitzenentwicklung (durchschnittlicher jährlicher Zuwachs um 206 MW) wird in der nachfolgenden Abbildung 7 zusammen mit den erhobenen Leistungsmaxima der verfügbaren Kraftwerke dargestellt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass es unterschiedliche Realisierungswahrscheinlichkeiten von Kraftwerken, abhängig vom Stand des Projektes gibt.<sup>12</sup> Basis für die Prognose sind die in Tabelle 1 (Kapitel 5) aufgelisteten Kraftwerksprojekte mit einer installierten Engpassleistung von mehr als 25 MW. Die bis zum Jahr 2017 neu installierte Kraftwerksleistung beläuft sich somit auf rund 5.633 MW, wobei rund 2.693 MW auf Wasserkraftwerke und rund 2.940 MW auf thermische Kraftwerke entfallen. Kraftwerke bzw. Erzeugungsanlagen mit Leistungseinheiten von kleiner 25 MW (mit Ausnahmen vom Gesamtportfolio von „Erneuerbare“ Kraftwerksanlagen) fließen nicht in die resultierenden Prognosen ein. Ausgehend von der Gesamtsumme an geplanter Kraftwerksleistung von 7.508 MW (mit „Erneuerbaren“ Kraftwerksanlagen von 1.875 MW) im Jahr 2017 ergibt sich in Abhängigkeit der unterschiedlich angenommenen Realisierungswahrscheinlichkeiten<sup>11</sup> für die Deckungsrechnung ein prognostizierter Kraftwerkszubau von 5.335 MW.

Diese Zahlen fließen auch in die Prognose, in Abhängigkeit von der Inbetriebnahme, ein. Im Gegensatz wird unterstellt, dass „Erneuerbare“ Kraftwerksanlagen zu 100 % verwirklicht werden.

Hieraus wird schließlich ersichtlich, dass das prognostizierte Leistungsmaximum (für 2017 von rund 12.533 MW) der verfügbaren prognostizierten Kraftwerke über den betrachteten Zeitraum bis 2017 die prognostizierten Lastspitzen decken kann und somit keine Versorgungsprobleme erwartet werden. Betrachtet man im Vergleich dazu die Einschätzungen der UCTE<sup>8</sup> 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.<sup>13</sup> Im Speziellen zeigt die Studie der UCTE, dass Österreich im Durchschnitt einen Kapazitätsüberschuss von etwa 4.500 MW in

---

<sup>12</sup> In Bezug auf die in der Prognose berücksichtigten Kraftwerksprojekte (siehe Abbildung 7) ist festzuhalten, dass geplante Projekte (inkl. Vorprojekte, Baubeschluss, Machbarkeitsstudien und UVE/UVF Verfahren) mit einer angenommenen Wahrscheinlichkeit von 25 %, eingereichte Projekte mit 50 % und in Bau bzw. abgeschlossene Projekte mit 100 % Wahrscheinlichkeit verwirklicht werden.

<sup>13</sup> Die UCTE betrachtet in ihrer Prognose zwei unterschiedliche Szenarien. Szenario A, oder auch konservatives Szenario bezeichnet, berücksichtigt nur jene neue Kraftwerksprojekte, die mit Sicherheit in Betrieb genommen werden (z.B. Kraftwerke die bereits gebaut werden). Dieses Szenario ermöglicht es daher sehr gut abschätzen zu können, wie viele Investitionen in der Zukunft noch notwendig wären, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Szenario B wird hingegen das optimistische Szenario genannt und berücksichtigt demnach zusätzlich zu den bereits sicheren Projekten alle angekündigten, die mit einer hohen Wahrscheinlichkeit in der Zukunft realisiert werden.

beiden analysierten Szenarien aufweist, wenn man von den verfügbaren Erzeugungskapazitäten eine adäquate Sicherheitsmarge<sup>14</sup> 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<sup>8</sup>-Ländern zu berücksichtigen. Basierend auf dem „UCTE System Adequacy Forecast 2008-2020“ ist davon auszugehen, dass bis zum Jahr 2013 die Stromversorgung auf dem Gebiet der UCTE gesichert ist, wobei die verfügbaren Kapazitäten die angenommene adäquate Sicherheitsmarge um 38,3 GW nach dem Szenario A und um 48,4 GW nach dem Szenario B überdecken. Die verfügbaren Kapazitäten der UCTE<sup>7</sup>-Länder nehmen jedoch dann im Zeitraum von 2013 bis 2017 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 im Jahr 2020 19,4 GW fehlen würden. Im Vergleich dazu stellt sich die Situation im optimistischeren Szenario (B) deutlich besser dar, denn demnach gibt es auch über 2017 hinaus keine Probleme, die angenommene Sicherheitsmarge nicht zu verletzen. Zur besseren Verdeutlichung wurde die erwartete Deckungssituation in der UCTE<sup>7</sup> unter Berücksichtigung der beiden unterschiedlichen Szenarien nochmals in der Abbildung 8 dargestellt.

Insgesamt lässt sich damit festhalten, dass für den betrachteten Berichtszeitraum (bis 2017) sowohl die Prognose der E-Control als auch die der UCTE (insbesondere für den UCTE-Raum) keine Versorgungsprobleme erwarten lassen. Eine Betrachtung der Deckungssituation über 2017 hinaus lässt jedoch nach bestehenden Kraftwerksprojektsplänen ein energetisches Importproblem für Österreich (im Bezug auf die verfügbaren europäischen Kraftwerkskapazitäten) erkennen.

---

<sup>14</sup> Die adäquate Sicherheitsmarge wird von der UCTE aus der 5%-igen Netto-Erzeugungskapazität plus einer Marge gegen die tägliche Lastspitze berechnet.

Fehlerkorrektur-Modell für die Lastspitze			
Abhängige Variable: $\Delta \log(\text{Lastspitze}_t)$			
Unabhängige Variablen	Koeffizient	Stand.abw.	t-Statistik
$ecm_{t-1}$	-0,84	0,16	-5,45***
$\Delta \log(\text{Verbrauch}_t)$	0,98	0,10	-10,09***
$ecm_t = \log(\text{Lastspitze}_t) - 8,50 - 0,98 \times \log(\text{Verbrauch}_t)$			
Diagnostik			
	Freiheitsgrade	Teststatistik	
$\bar{R}^2$			0,58
Durbin-Watson-Statistik		2,04	
F-Statistik	1 bzw. 39	56,76	
Lagrange-Multiplikator	6 (6 Lags)	5,15	
Heteroskedastie (White)	3	1,40	
Jarque-Bera	2	0,42	
ARCH-Effekte	6 (6 Lag)	6,80	

\* (\*\*) (\*\*\*) steht für ein 10% (5%) [1%] Signifikanzniveau

Tabelle 2: Fehlerkorrektur-Modell für die Lastspitze

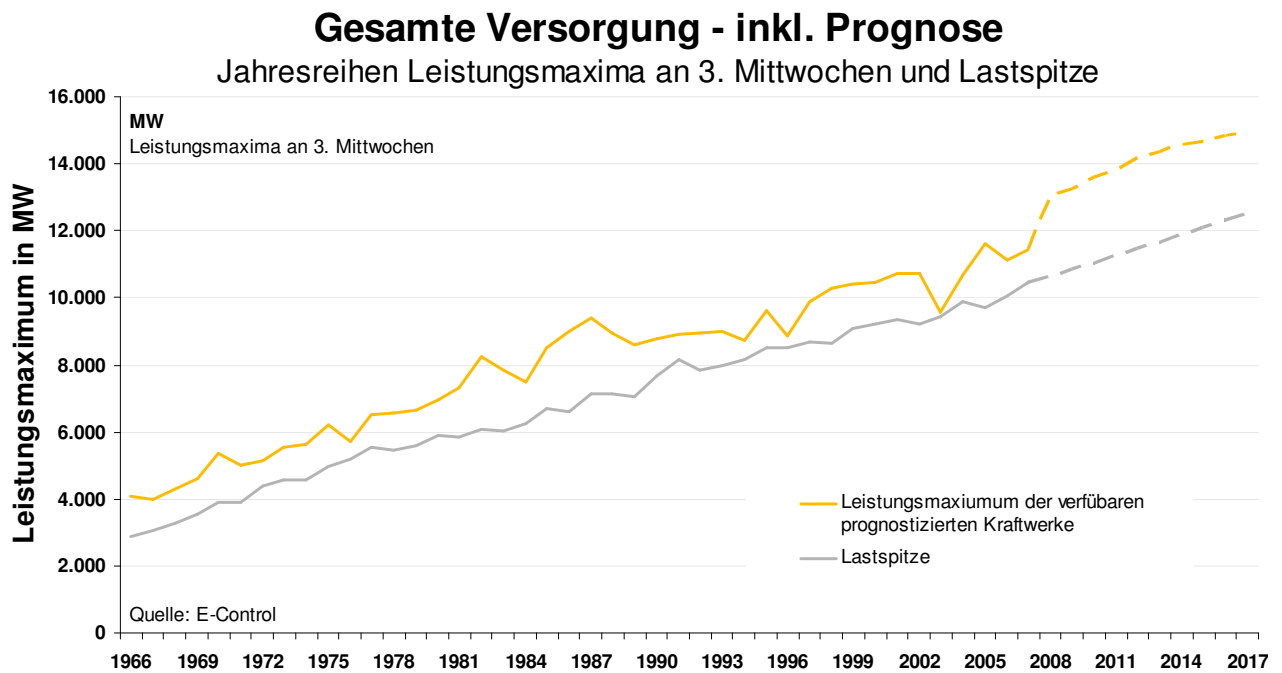


Abbildung 7: Österreich – Leistungsmaximum verfügbarer prognostizierter Kraftwerke vs. Lastspitze

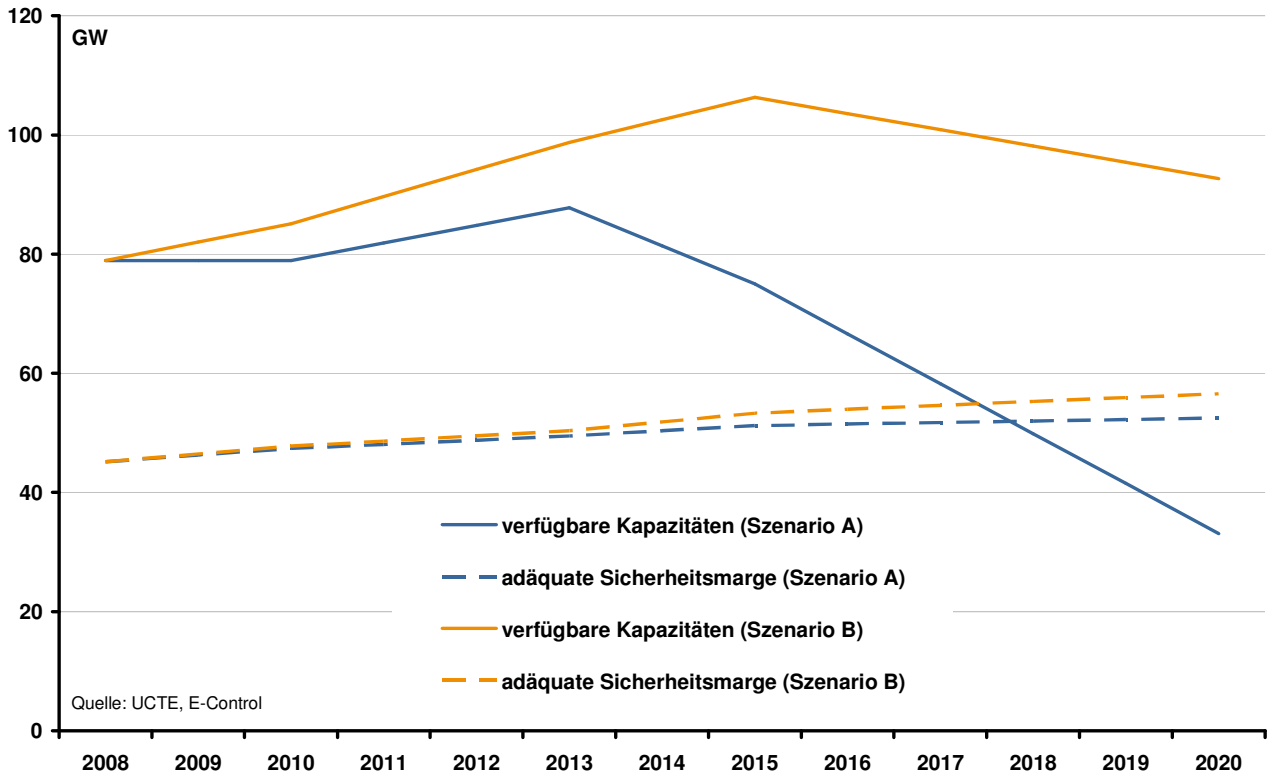


Abbildung 8: UCTE-Ländervergleich verfügbarer Kapazitäten und ausreichende Sicherheitsmarge<sup>15</sup>

<sup>15</sup> Die UCTE betrachtet in ihrer Prognose zwei unterschiedliche Szenarien. Szenario A, oder auch konservatives Szenario bezeichnet, berücksichtigt nur jene neue Kraftwerksprojekte, die mit Sicherheit in Betrieb genommen werden (z.B. Kraftwerke die bereits gebaut werden). Dieses Szenario ermöglicht es daher sehr gut abschätzen zu können, wie viele Investitionen in der Zukunft noch notwendig wären, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Szenario B wird hingegen das optimistische Szenario genannt und berücksichtigt demnach zusätzlich zu den bereits sicheren Projekten alle angekündigten, die mit einer hohen Wahrscheinlichkeit in der Zukunft realisiert werden.

## 7 Maßnahmen zur Bedienung der Nachfragespitzen und zur Bewältigung von 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 – auszugswise mit folgenden Kraftwerkstypen:

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

Entsprechend der prognostizierten Last (Bedarf) werden die Kraftwerke „abgerufen“. Hierzu wird auf den Markt bzw. den Preis verwiesen.

Wie beschrieben, werden unterschiedliche Kraftwerke bzw. Kraftwerkstypen zur Deckung des Bedarfs eingesetzt werden. Österreich verfügt (siehe Tabelle 3) über einen vergleichsweise hohen Anteil von Speicher- und Schwellkraftwerken, 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 (siehe Tabelle 1), 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.

<b>Kraftwerkspark in Österreich</b> Stichtag: 31. Dezember 2007 (Datenstand: Oktober 2008)								
Engpassleistungs- klasse		Jahreserzeugung in GWh						
von ... MW	bis einschl. ... MW	Lauf- kraftwerke	Speicher- kraftwerke	Wasser- kraftwerke	Wärme- kraftwerke	Enreuerbare Anlagen	Sonstige Kraftwerke	Summe
	1,0	530	16	546	31	16	-	593
1,0	2,5	1.062	71	1.134	442	103	-	1.678
2,5	5,0	839	117	956	743	125	-	1.823
5,0	10,0	1.045	281	1.326	1.121	284	-	2.731
<b>Bis 10 MW</b>		<b>3.476</b>	<b>485</b>	<b>3.961</b>	<b>2.336</b>	<b>528</b>		<b>6.825</b>
10	20	2.357	510	2.866	983	545	-	4.395
20	30	2.075	562	2.638	1.676	-	-	-
30	40	818	422	1.240	1.364	685	-	-
40	50	2.141	347	2.488	-	-	-	18.833
50	80	1.904	759	2.663	4.153	-	-	-
80	100	1.093	833	1.926	-	-	-	-
100	200	4.488	1.429	5.917	3.147	-	-	9.064
200	300	5.950	3.185	9.135	-	-	-	23.748
300		1.995	3.366	5.361	9.252	-	-	-
<b>Über 10 MW</b>		<b>22.822</b>	<b>11.413</b>	<b>34.235</b>	<b>20.575</b>	<b>1.230</b>		<b>56.039</b>
<b>Erfasste Kraftwerke</b>		<b>26.299</b>	<b>11.897</b>	<b>38.196</b>	<b>22.911</b>	<b>1.758</b>		<b>62.864</b>
Stat. Differenz (1)					443	301	675	1.419
<b>Summe</b>		<b>26.299</b>	<b>11.897</b>	<b>38.196</b>	<b>23.353</b>	<b>2.059</b>	<b>675</b>	<b>64.283</b>

(1) Abschätzung für Kraftwerke mit einer Engpassleistung unter 1 MW,  
für die keine eindeutige Zuordnung nach Kraftwerkstyp getroffen werden kann.

Tabelle 3: Österreich 2007 – Jahreserzeugung, nach Kraftwerken und Engpassleistungen

(Quelle: E-Control, www.e-control.at)

## 8 Stromnetz – aktuelle Übersicht – zusätzliche Projekte

Der Verbundbetrieb der österreichischen Hoch- (110-kV) und Höchstspannungsnetze (220-/380-kV), an die auch die leistungsstarken Erzeugungsanlagen angeschlossen sind, stellt die Grundlage für das Funktionieren des überregionalen elektrischen Energieversorgungssystems dar. Die Aufgaben der 220-/380-kV-Netze sind die überregionale Übertragung elektrischer Energie, der überregionale Leistungsausgleich, der globale Beitrag zur Netzbetriebsicherheit und die Gewährleistung der ununterbrochenen Versorgung mit elektrischer Energie der angeschlossenen Verbraucher und der untergelagerten 110-kV-Netze. Die 220-/380-kV-Netze stellen somit das wichtigste 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 auch auf die langfristige Verfügbarkeit von ausreichenden grenzüberschreitenden Stromleitungen verwiesen werden, deren Erhalt und Ausbau kontinuierlich fortgeschrieben werden muss.

Bestimmende Größe für die Planung der erforderlichen Netzkapazitäten ist – ausgehend von 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 aller bekannten 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, insbesondere auch durch den überdurchschnittlich steigenden Strombedarf in Ballungsräumen, geprägt. Dieser Entwicklung entsprechend ist auch der Netzplanungsprozess ein dynamischer Vorgang, der die kontinuierlichen Veränderungen berücksichtigt.

Die Detailbeschreibung der im Monitoring-Report 2006 veröffentlichten 116 Netzausbauprojekte, deren Erfassung im Jahr 2007 vom Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) koordiniert wurde, wurde durch die Erhebungen gemäß § 20i Abs 1 Energielenkungs-gesetz nur vereinzelt angepasst. Durch den kontinuierlichen Netzausbau verfolgen die Österreichischen Netzbetreiber u.a. das Ziel, eine bedarfsgerechte Netzinfrastruktur in Österreich zu schaffen, welche den Anforderungen des liberalisierten Strommarktes standhält. Die Übersicht



der einzelnen Projekte und deren Status entspricht allgemein den Tabellen im Monitoring Report 2006.

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 jedoch 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 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.

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.

## 10 Verfügbarkeit von Netzen

Dem Thema Versorgungssicherheit und -qualität wird seitens der Regulierungsbehörde allerhöchste Priorität beigemessen. Zur Sicherung der Zuverlässigkeit der Stromversorgung, die ein Teilgebiet der Versorgungssicherheit darstellt, führt die Energie-Control GmbH seit dem Jahre 2002 gemäß der Statistik-Verordnung in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern und dem Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs<sup>16</sup> (VEÖ) entsprechende Datenerhebungen durch.

Seitens der Regulierungsbehörde werden alle Maßnahmen gesetzt, um die Versorgungssicherheit – im Speziellen hier die Versorgungszuverlässigkeit – fortlaufend zu überwachen und möglichen Verschlechterungen sofort entgegenzuwirken.

Der Erhebungsumfang für die Ausfalls- und Störungsstatistik erstreckte sich für das Jahr 2007, wie schon in den Jahren davor, auf 100%, d.h. es wurden alle österreichischen Netzbetreiber erfasst.

Das Ergebnis der Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit für das Jahr 2007 zeigt, dass sich die Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung gegenüber den bisherigen Jahren nur gering verändert hat.

Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Österreich ist, wie auch die bisherigen Ergebnisse belegen, von so genannten atmosphärischen Einflüssen wie Regen, Schnee und Gewitter gekennzeichnet.

Im Jänner des Jahres 2007 richtete der Wintersturm „Kyrill“ in weiten Teilen Österreichs schwere Schäden an, die teilweise zu lang andauernden Versorgungsunterbrechungen führten. Dieses und andere Wetterereignisse (z.B. Schneefall/Nassschnee im März) sind als Häufungen von Ereignissen im Jahresverlauf der Statistik erkennbar, haben sich aber weit weniger auf die Ergebnisse ausgewirkt als in den vergangenen Jahren.

Die Nichtverfügbarkeit ASIDI (Average System Interruption Duration Index), unterschieden nach den Ursachen „geplant“ und „ungeplant“, liegt in Summe („geplant“ und „ungeplant“ zusammen) für das Berichtsjahr 2007 für Österreich bei 64,24 min/a und liegt damit erkennbar unter dem Wert des vergangenen Jahres.

Die Nichtverfügbarkeit ASIDI für die Ursache „ungeplant“ liegt im Berichtsjahr 2007 für Österreich bei 45,47 min/a und damit ebenfalls unter den Ergebnissen des letzten Jahres. Die Nichtverfügbarkeit ist ein Maß für die Wahrscheinlichkeit, mit der ein Kunde zu einem beliebigen

---

<sup>16</sup> Die koordinierte Erhebung der Daten erfolgt seit dem Jahr 2002 durch den VEÖ.

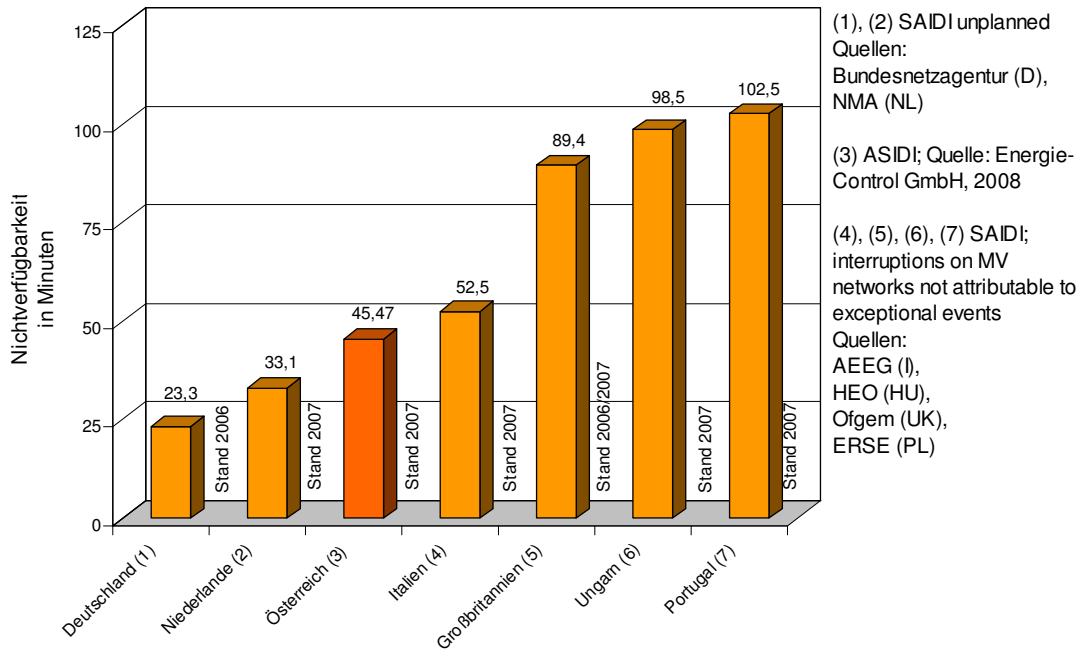
gen Zeitpunkt von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist, bzw. für die durchschnittliche Dauer in einem Jahr, in der ein Kunde von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist. Bezieht man diesen Wert der Nichtverfügbarkeit auf die Verfügbarkeit im Jahr (Jahresstundenanzahl), so ergibt sich für das Jahr 2007 eine Verfügbarkeit der Stromversorgung in Österreich – wie schon in den Jahren seit 2002 – von 99,99%.

Die Unterbrechungshäufigkeit ASIFI (Average System Interruption Frequency Index, d.h. die durchschnittliche Anzahl der Versorgungsunterbrechungen) beträgt für Österreich („geplant“ und „ungeplant“ zusammen) 0,95 1/a. Die Unterbrechungshäufigkeit ist ein Maß dafür, wie oft ein Kunde im Jahr durchschnittlich von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist.

Die durchschnittliche Dauer einer Versorgungsunterbrechung liegt in Österreich bei 67,40 min und ist damit gegenüber den letzten Jahren geringfügig höher.

Die Versorgungszuverlässigkeit kann in Österreich einmal mehr als sehr gut bewertet werden. Der Vergleich mit anderen europäischen Ländern bestätigt dies und zeigt weiters, dass Österreich zu den Ländern mit der geringsten Stromversorgungsunterbrechung zählt. Die auftretenden witterungsbedingten Ereignisse sind weiterhin zu beobachten, um genaue Aussagen darüber treffen zu können, inwieweit sich diese auf die Zuverlässigkeitswerte auswirken. Zugleich zeigen aber die immer wieder auftretenden witterungsbedingten Ereignisse die Notwendigkeit weiterer und tieferer Analysen auf, um die Ursachen von Veränderungen der Zuverlässigkeitskennzahlen richtig identifizieren und gegebenenfalls in der Zukunft entsprechende Maßnahmen einleiten zu können. Diese Maßnahmen können sowohl einen regulatorischen Charakter haben als auch auf der Seite der Verteilernetzbetreiber eingesetzt werden. Um ein statistisch belastbares Ergebnis zu erzielen wird es auf jeden Fall notwendig sein, die Veränderungen und weiteren Entwicklungen von oben genannten Zuverlässigkeitskennzahlen in den Folgejahren genau und detailliert zu beobachten.

Einen Vergleich einzelner europäischer Länder auf deren jährliche Nichtverfügbarkeit mit Versorgungsunterbrechungsursache „ungeplant“ zeigt Abbildung 9.



[Quelle: Energie-Control GmbH 2007]

Abbildung 9: Jährliche Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung in Mittelspannungsnetzen im europäischen Vergleich (Österreichwert exklusive der Störungen, die aufgrund von Orkan Kyrill im Jänner 2007 auftraten)

## 11 Literaturverzeichnis

- [1] Energielenkungsgesetz 1982 (in der Fassung BGBl. I Nr. 106/2006)
- [2] Energie-Regulierungsbehördengesetzes, BGBl. I Nr. 106/2006
- [3] Richtlinie 2003/54/EG des Rates der Europäischen Union vom 26. Juni 2003
- [4] Engel, R. E. und C. W. J. Granger, Cointegration and Error-Correction: Representation, Estimation and Testing, *Econometrica*, 55, S. 251-276, 1987
- [5] Haber, A.; Sharma, S., Monitoring-Report Versorgungssicherheit Strom 2006, Energie-Control GmbH, November 2007, [www.e-control.at](http://www.e-control.at)
- [6] Kratena, K. und M. Wüger, Energieszenarien für Österreich bis 2020, Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung, 2005
- [7] European Commission, Directorate-General for Energy and Transport, European Energy and Transport – Trends to 2030-update 2007, April 2008, [www.ec.europa.eu](http://www.ec.europa.eu)
- [8] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, UCTE System Adequacy Forecast 2008-2020, Jänner 2008, [www.ucte.org](http://www.ucte.org)