

MONITORING-REPORT
VERSORGUNGSSICHERHEIT
STROM
2006



Energie-Control GmbH

November 2007

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung	4
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	12
	5.1 Status Quo des Angebotes	12
	5.2 Entwicklung der Erzeugung – Prognose	12
6	Deckungsrechnung.....	18
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	29
10	Verfügbarkeit von Netzen.....	30

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung Stromverbrauch und BIP	8
Abbildung 2: Wachstum Stromverbrauch und BIP	9
Abbildung 3: Entwicklung und Prognose Stromverbrauch	11
Abbildung 4: Kraftwerkspark in Österreich – Engpassleistung und Erzeugung	12
Abbildung 5: Übersicht der Kraftwerksprojekte in Österreich (2006-2016)	15
Abbildung 6: Langfristige zentral- und westeuropäische Strompreise.....	16
Abbildung 7: Strompreisentwicklung am EEX Futuresmarkt	16
Abbildung 8: Prognostizierte Kraftwerksleistungen in Österreich für das Jahr 2016.....	17
Abbildung 9: Leistungsmaximum verfügbarer Kraftwerke vs. Lastspitze	20
Abbildung 10: UCTE-Ländervergleich verfügbarer Kapazitäten und ausreichende Sicherheitsmarge	21
Abbildung 11: Österreichisches 110/220/380-kV-Netz – Stand 2000.....	25
Abbildung 12: Jährliche Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung in Mittelspannungsnetzen in einzelnen europäischen Ländern	32

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kraftwerksausbauprojekte in Österreich – Stand Juni 2007	15
Tabelle 2: Fehlerkorrektur-Modell für die Lastspitze	20
Tabelle 3: Gesamte Versorgung, nach Erzeugungskomponenten – Kalenderjahr 2006.....	23
Tabelle 4: Netzausbauprojekte in Österreich – Hoch- und Höchstspannungsebene – in der Regelzone APG – Gemeinschafts- und Einzelprojekte	26
Tabelle 5: Netzausbauprojekte in Österreich – Hoch- und Höchstspannungsebene – in der Regelzone APG – Einzelprojekte	27
Tabelle 6: Netzausbauprojekte in Österreich – Hoch- und Höchstspannungsebene – in den Regelzonen APG, TIWAG-Netz AG und VKW-Netz AG.....	28

Monitoring-Report zur Versorgungssicherheit des österreichischen Strommarktes 2006 – 2016

1 Kurzfassung

Kontinuierlich steigender Strombedarf, regionale Veränderung von Verbrauchs- und Einspeiseschwerpunkten (Kraftwerken), aber auch ein verändertes betriebliches Umfeld, machen einen Kraftwerks- und Netzausbau unabdingbar. Nur dadurch kann die bedarfsgerechte Entwicklung des Elektrizitätsmarktes bei Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit gewährleistet werden.

Auf Grundlage des neu entwickelten Nachfragemodells MEDA.07 kann für das Jahr 2016 eine Steigerung des energetischen Endverbrauchs auf 67,845 TWh erwartet werden. Das entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchswachstum von 1,7% oder 1,042 TWh. Diese Ergebnisse bestätigen damit die letztjährige, von der Energie-Control publizierte, Prognose.

Die aktuellen Erhebungen zur Erzeugungssituation ergaben für das Jahr 2016 eine zusätzliche Kraftwerksleistung, inklusive geplantem und prognostiziertem Zubau abzüglich geplanter Schließungen bzw. Stilllegungen, von 7.628 MW. Somit wird dann, bei Verwirklichung aller geplanten Projekte, die installierte Kraftwerksleistung in Österreich 26.810 MW betragen. Die hieraus verfügbaren Kraftwerkskapazitäten können neben der Lastspitze (prognostiziert für 2016 von rund 12.200 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 (2006-2016), bei vollständiger Realisierung der genannten Infrastrukturprojekte (Kraftwerke und Netze), die Versorgungssicherheit in Österreich gewährleistet ist.

Eine Betrachtung der europäischen Deckungssituation über 2016 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 (Beispiel „Steiermark- und Salzburgleitung“). Die durchgeführten Erhebungen belegen weiters, 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.

Schlussfolgerung: Mittelfristig muss ein Teil der derzeit noch nicht sicheren Kraftwerks- und Netzausbauprojekte realisiert werden, um auch nach 2016 die heimische Spitzenlastnachfrage abzudecken.

2 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-Tätigkeiten können zum Zweck der langfristigen Planung sowie für die Erstellung eines Berichtes gemäß § 14a E-RBG 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. Hierzu können für die Erstellung dieses Berichtes die Tätigkeiten gemäß § 20i Energielenkungsgesetz herangezogen werden.

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 ist 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 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 2005¹ weiter fort und folgte somit dem Trend der letzten Jahre (vgl. dazu Abbildung 1). 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 1,8% (vgl. dazu Abbildung 2). Somit betrug der energetische Endverbrauch im Jahr 2005 56,386 TWh und der Bruttoinlandsstromverbrauch (ohne Pumpspeicherung) 65,868 TWh. Zurückzuführen ist diese Nachfrage-Entwicklung auf die weiterhin starke Bindung an das BIP, wie es die beiden Abbildungen 1 und 2 verdeutlichen. 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)² bestätigen.

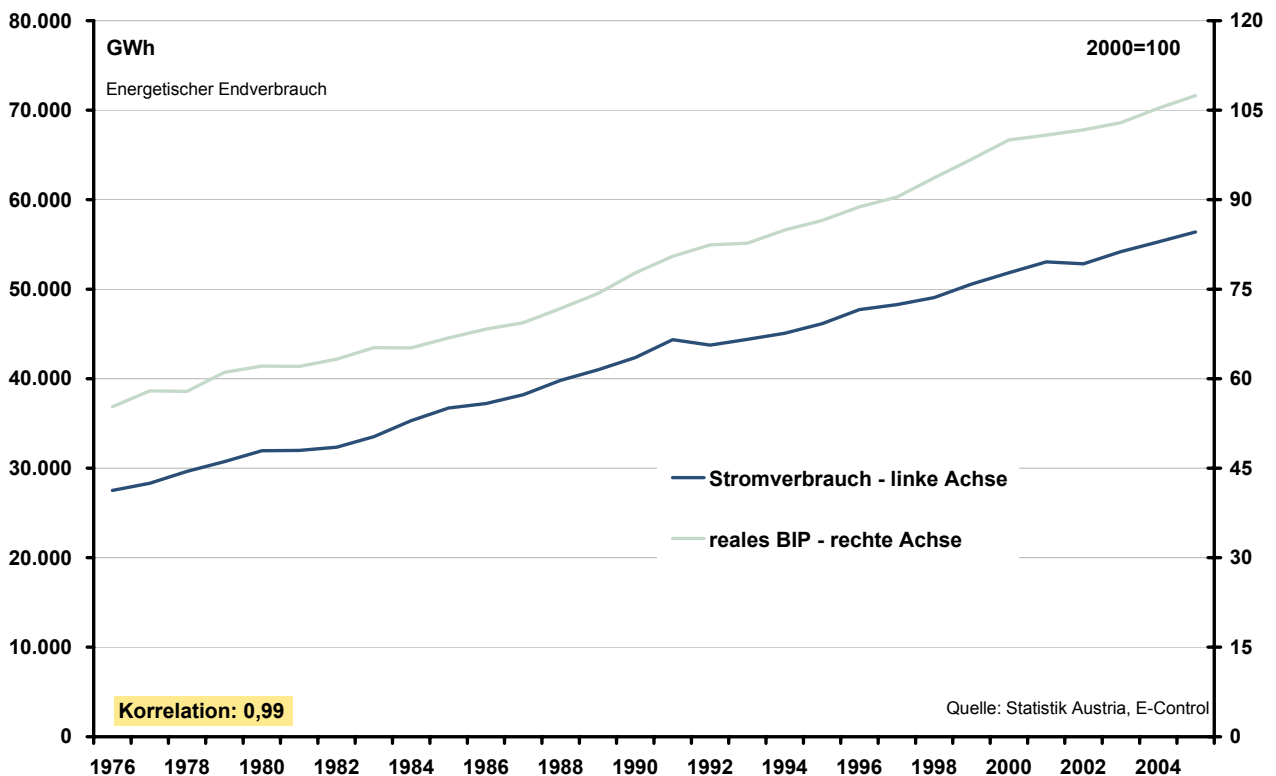


Abbildung 1: Entwicklung Stromverbrauch und BIP in Österreich

¹ Im Bezug auf den energetischen Endverbrauch stand zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Monitoringberichts lediglich die Energiebilanz der Statistik Austria für das Jahr 2005 zur Verfügung. Die von der Energie-Control veröffentlichten Zahlen für den Bruttoinlandsstromverbrauch im Jahr 2006 lassen jedoch einen (schwächeren) Zuwachs des energetischen Endverbrauchs erwarten.

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

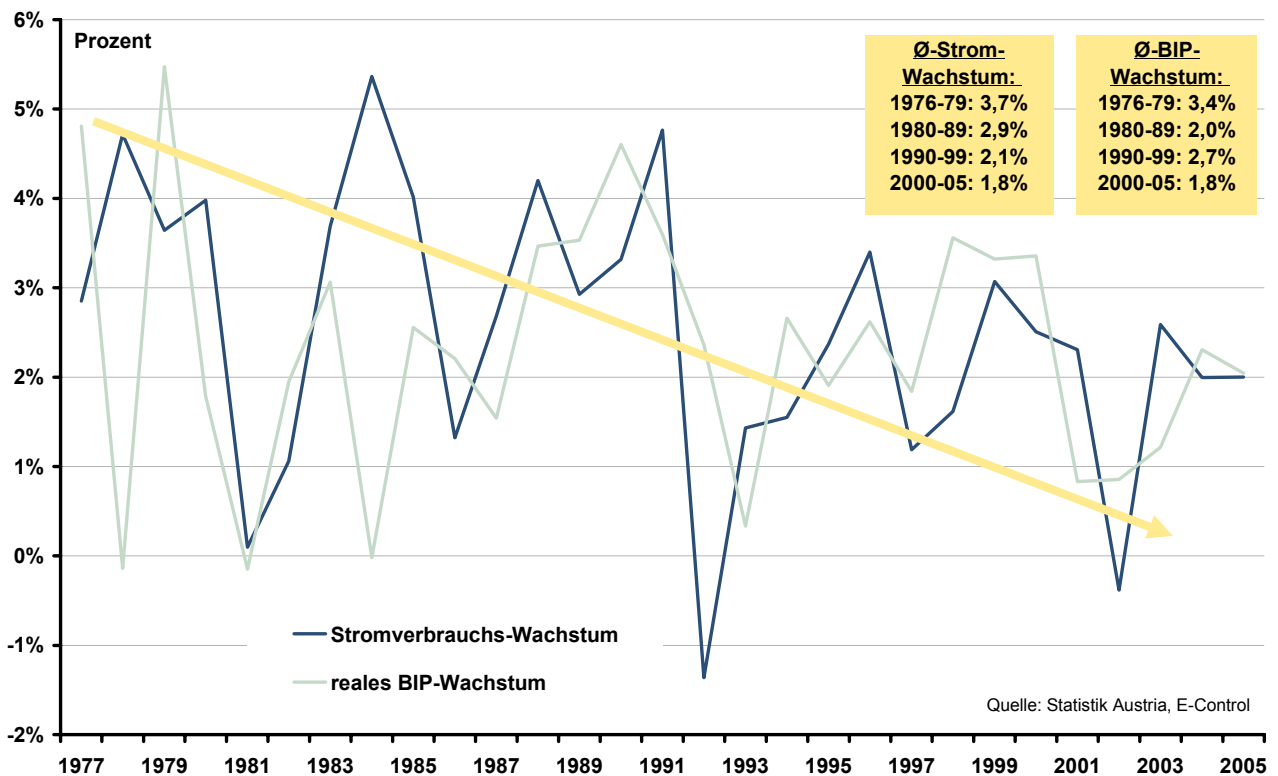


Abbildung 2: Wachstum Stromverbrauch und BIP in Österreich

4.2 Erwartete Nachfrageentwicklung – Prognose

Für das Monitoring der Versorgungssicherheit hat die Energie-Control erstmals das detaillierte empirische Nachfragemodell MEDA.07³ entwickelt. 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 2016 für das BIP-Wachstum eine jährliche Wachstumsrate von 2,1% angenommen, während beim Einkommen und den Preisen basierend auf der Entwicklung zwischen 1995 und 2005 von durchschnittlichen Steigerungsraten um 1,5% und 1,2% 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 2016 ein energetischer Endverbrauch von 67,845 TWh erwartet, welcher einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchswachstum von 1,7% oder 1,042 TWh entspricht (vgl. dazu

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

Abbildung 3). Um einen Vergleich mit der Prognose des letzten Berichts anstellen zu können, muss noch der systemimmanente Stromverbrauch (d.h. der nicht-energetische Endverbrauch, die Transportverluste und der Verbrauch des Sektors Energie) berücksichtigt werden. Geht man davon aus, dass der systemimmanente Stromverbrauch strukturell unverändert bleibt, so erwartet die Energie-Control für 2016 einen Bruttoinlandsstromverbrauch ohne Pumpspeicherung von 79,674 TWh, womit man weiter innerhalb des bisher prognostizierten Bereichs liegt.

Vergleicht man die Prognose der Energie-Control mit den ebenfalls modellbasierten Verbrauchsprognosen des WIFOs⁴ und der Europäischen Kommission für Energie und Verkehr (DG TREN)⁵ sowie mit der nicht-heuristischen Prognose der UCTE⁶ so lässt sich festhalten, dass einheitlich eine weitere Verlangsamung des Stromverbrauchswachstums erwartet wird. 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 2,3% und zwischen 2010 und 2020 von 0,6%, dies erklärt auch den „Knick“ in der Prognose. Die UCTE wiederum erwartet in ihrem „System Adequacy Forecast 2007-2020“ einen durchschnittlichen Stromverbrauchszuwachs (bis 2020) zwischen 1,5% und 2%. In der nachstehenden Abbildung 3 werden die beschriebenen unterschiedlichen Szenarien nochmals zusammenfassend dargestellt.

⁴ Kratena, K. und M. Wüger, Energieszenarien für Österreich bis 2020, Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung, 2005

⁵ European Commission, Directorate-General for Energy and Transport, European Energy and Transport – Trends to 2030-update 2005, 2006

⁶ Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, UCTE System Adequacy Forecast 2007-2020, 2007 – 23 Europäische Länder, www.ucte.org

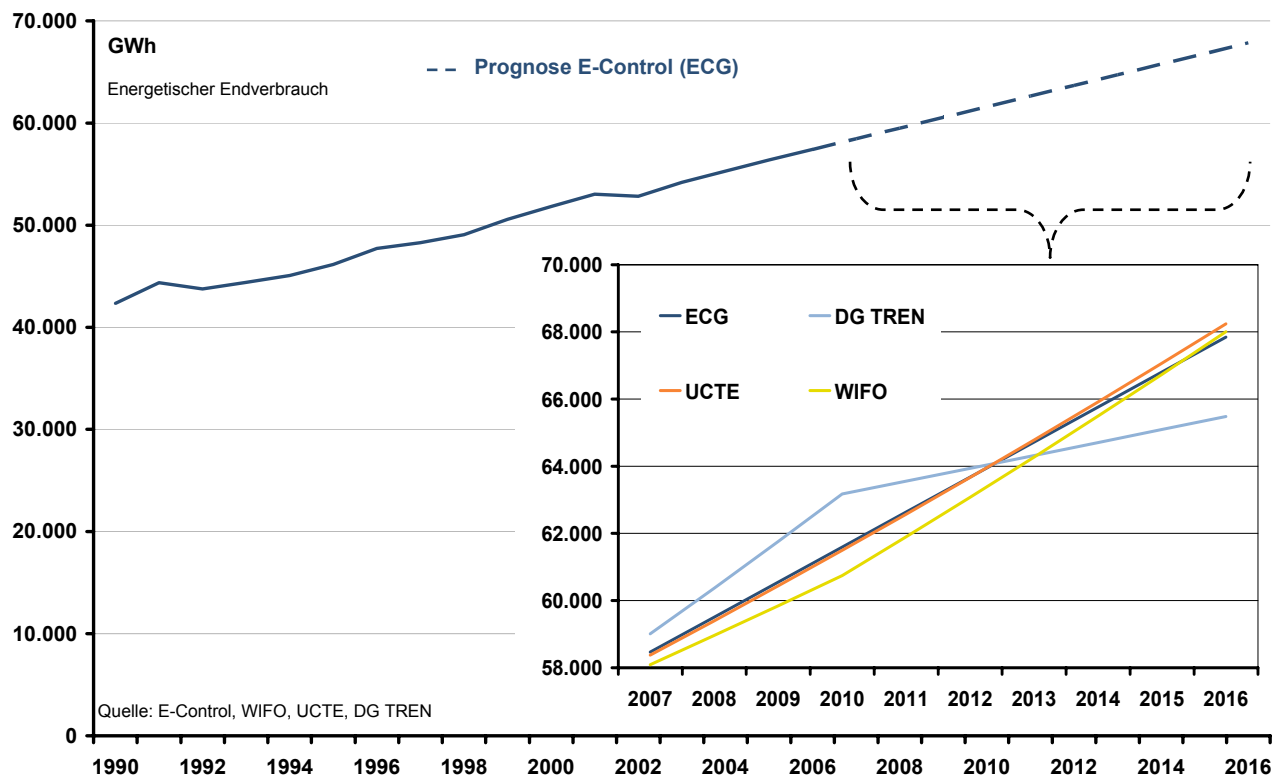


Abbildung 3: Entwicklung und Prognosen Stromverbrauch in Österreich

5 Erzeugungssituation

5.1 Status Quo des Angebotes

Österreich verfügte Ende 2006 über eine gesamt installierte Kraftwerksleistung von 19,2 GW. Die Kraftwerke gliederten sich, wie auch in Abbildung 4 dargestellt, leistungsmäßig zu 61,8% in Wasserkraftwerke, 33,1% Wärmekraftwerke und zu 5,1% in sonstige „Erneuerbare“ Kraftwerke, das sind z.B. Windkraftwerke, Biogas- und Biomasseanlagen und Photovoltaikanlagen. Die resultierende Bruttostromerzeugung aus diesen Kraftwerken belief sich auf 63,9 TWh, das sind um rund 3,9% weniger als noch im Jahr 2005. Diese Reduktion der Erzeugung lässt sich u.a. über die geringe Niederschlagsentwicklung und der daraus resultierenden geringeren Produktion der Wasserkraft erklären.

Dem Bruttoinlandsstromverbrauch im Jahr 2006 von 67.432 GWh steht also eine Bruttostromerzeugung von 63.919 GWh gegenüber. Die Differenz wurde durch Importe gedeckt. In Summe stehen physikalische Importe von 21.257 GWh physikalischen Exporten von 14.407 GWh gegenüber, wobei sich die Importe gegenüber 2005 um 4,2% erhöhten, während die Exporte im Vergleichszeitraum um 18,8% zurück gingen.⁷

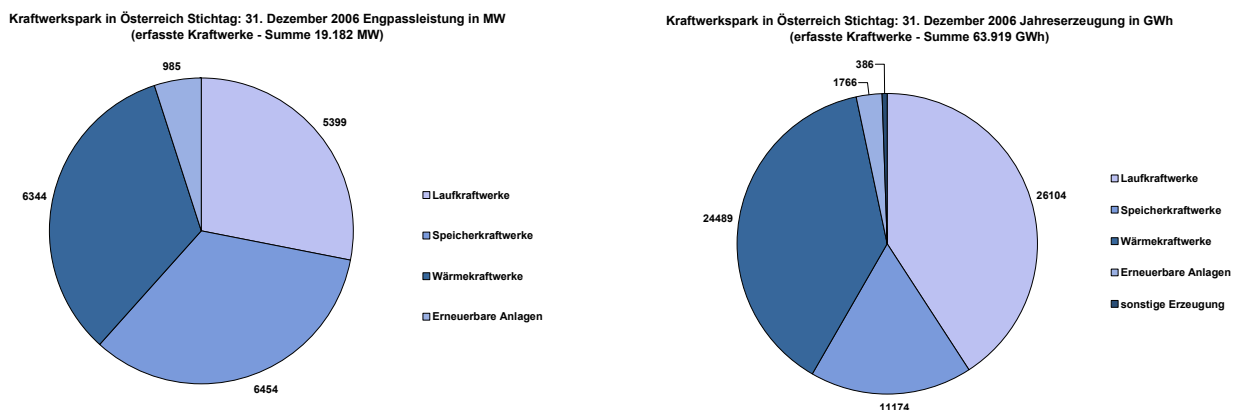


Abbildung 4: Kraftwerkspark in Österreich – Engpassleistung und Erzeugung

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 wei-

⁷ 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.

terer Folge auch die verfügbare Kraftwerksleistung, welche gegenüber der installierten Leistung aufgrund von Revisionen, Stillständen, Störungen, Speichervolumina, etc. geringer ist.

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 2016 erhoben. Die Kraftwerksprojekte für „Erneuerbare Energiequellen“ 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. Die in Tabelle 1 aufgelisteten in Planung und teilweise in Bau befindlichen zusätzlichen Erzeugungskapazitäten beziehen sich auf den Erhebungsstand Juni 2007.

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, teilweise in Koordination mit dem Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ), sind zurzeit mehr als 22 Kraftwerksprojekte mit einer installierten thermischen bzw. hydraulischen Leistung von mehr als 25 MW bekannt. Die bis zum Jahr 2016 neu installierte Kraftwerksleistung beläuft sich somit, wie in Tabelle 1 aufgelistet, auf rund 6.341 MW, wobei sich rund 2.078 MW auf Wasserkraftwerke und rund 4.263 MW auf thermische Kraftwerke beziehen. Weiters sind noch Kraftwerksprojekte, vorwiegend Wasserkraftwerke, mit kleineren Leistungseinheiten (< 25 MW) im Umfang von rund 100 MW bis zum Jahr 2016 geplant. Zusätzlich wurden noch Kraftwerksprojekte (Leistungserhöhungen, etc.) gemeldet, die sich vorwiegend auf die erzeugten Mengen auswirken. Diese Projekte, z.B. Pumpspeicherkraftwerke, erhöhen zusätzlich jährlich die Stromproduktion um rund 100 GWh.

Insgesamt kann somit bis zum Jahr 2016 mit einem installierten Kraftwerkszubau (ohne „Erneuerbare“ Kraftwerksanlagen) von rund 6.441 MW gerechnet werden.

Die in Tabelle 1 aufgelisteten Projekte beziehen sich auf Kraftwerke, die an das öffentliche Netz angeschlossen sind. Zugehörig ist in Abbildung 5 eine Übersicht der neuen Kraftwerksstandorte dargestellt.

Das daraus resultierende Investitionsvolumen in Kraftwerke liegt geschätzt bei über 4 Milliarden Euro.

Neben diesen genannten Projekten werden auch weiterhin „Erneuerbare“ Kraftwerksanlagen (wie z.B. Windenergie und Biomasse) gebaut. Für den für die Prognose relevanten Zeitraum von 2006 bis 2016 erwartet Energie-Control zusätzliche Kapazitäten von rund 1.300 MW, wobei anzumerken ist, dass hier diese Leistung unabhängig von der Erzeugungstechnologie (Wärme- und Wasserkraftwerke) unter „Erneuerbare Anlagen“ gezählt und dargestellt wurden.

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.⁸ Wesentlich dafür ist die Entwicklung der Großhandelspreise. Geht man von der derzeitigen Entwicklung auf den Futuremärkten aus, so lässt sich für den kontinentaleuropäischen Raum erwarten, dass, basierend auf langfristig leicht sinkenden Primärenergie- und CO₂-Preisen, die Strompreise im Zeitraum von 2007 bis 2016 ebenso leicht fallen bzw. stabil bleiben werden (vgl. dazu Abbildung 6 und Abbildung 7). 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 Netz-anbindung mit den Nachbarländern aufweist.

Aufgrund der erwarteten Preisentwicklung in dem für Österreich relevanten kontinentaleuropäischen Raum erwartet die Energie-Control für 2006-2016 somit keine größeren Kraftwerks-schließungen 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 2006-2016 lediglich zwei Kraftwerksschließungen mit einer gesamten installierten Engpassleistung von 113 MW ausweisen. Ein Unsicherheitsfaktor besteht im Bereich der Wasserkraft aufgrund der Vorgaben der Wasserrahmenrichtlinie (2000/60/EG).

Somit kann aktuell davon ausgegangen werden, dass die zusätzliche Kraftwerksleistung, inklusive geplantem und prognostiziertem Zubau abzüglich geplanter Schließungen bzw. Stilllegungen, im Jahr 2016 **7.628 MW** betragen wird und Österreich dann über eine installierte Kraftwerksleistung 26.810 MW verfügt – vgl. Abbildung 8.

⁸ 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.

Thermische und hydraulische Kraftwerksausbauprojekte in Österreich für den Zeitraum von 2006 - 2016 (>25 MW)							
Lfd. Nr.	Kraftwerkstyp, Bezeichnung	Unternehmen	Investitionsbedarf in Mio. Euro	Leistung	Projektstand	Baubeginn	Netzeinspeisung geplant
1	Speicherkraftwerk Gerlos II	Verbund AHP	70	135 MW elektrisch	In Bau	2004	2007
2	GuD-Kraftwerk Timelkam	Energie AG	200	400 MW elektrisch	In Bau	2007	2008
3	Pumpspeicherkraftwerk Feldsee	Kelag	49	70 MW elektrisch	In Bau	2006	2008
4	Pumpenspeicheranlage Hintermühl	Salzburg AG	46	70 MW elektrisch	In Bau	2006	2008
5	GuD-Kraftwerk Simmering 1/2	Wienstrom GmbH	300	885 MW elektrisch, 700 MW thermisch	In Umsetzung		2008
6	Pumpspeicherkraftwerk Kopswerk II	Illwerke / VKW	370	450 MW elektrisch	In Bau	2004	2008
7	Dampfkraftwerk Donawitz KW-Block 01	Voestalpine Stahl GmbH		75 MW elektrisch, 180 MW thermisch	eingereicht		2008
8	GuD-Kraftwerk	Sappi Gratkorn GmbH		45 MW elektrisch, 199 MW thermisch	In Bau		2008
9	GuD-Kraftwerk Linz-Mitte	Linz AG	90	115 MW elektrisch, 80 MW thermisch	Genehmigt	2007	2009
10	Laufkraftwerk Aschach	Verbund AHP	39	32 MW elektrisch	In Bau	2006	2010
11	Lauf-/Speicherkraftwerk Hiefrau	Verbund AHP	60	63 MW elektrisch	Baubeschluss	2007	2010
12	Gas- und Dampfturbinen-kombinationskraftwerk Mellach	Verbund ATP	400	800 MW elektrisch, 455 MW thermisch	UVE/UVP 2.Instanz	2007	2010
13	Dampfkraftwerk - Turbine 4	Zellstoff Pöls AG		30 MW elektrisch	In Planung		2010
14	Dampfkraftwerk Linz KW-Block 07	Voestalpine Stahl GmbH		163 MW elektrisch, 360 MW thermisch	eingereicht		2010
15	Reststoffheizkraftwerk Linz	Linz AG	90	18 MW elektrisch, 40 MW thermisch		2009	2011
16	Gas- und Dampfturbinen-kombinationskraftwerk Klagenfurt	Verbund ATP	250	427 MW elektrisch, 200 MW thermisch	UVE/UVP Verfahren	2009	2011
17	Pumpspeicher-Kraftwerk Kaprun Limberg II	Verbund AHP	365	480 MW elektrisch	In Bau	2006	2012
18	Laufkraftwerk Gemeinschaftswerk Inn	Verbund, TIWAG, Engadiner Kraftwerk	290	88 MW elektrisch	Genehmigungsverfahren	2009	2013
19	Pumpspeicherkraftwerk Obervermuntwerk II	Illwerke / VKW	112	160 MW elektrisch	Machbarkeitsstudie	2010	2013
20	Pumpspeicherkraftwerk Reißeck II	Verbund AHP	215	350 MW elektrisch	Vorprojekt	2010	2014
21	Ausbau Seilrain-Silz durch Zubau Pumpspeicher-kraftwerk Kühntal	TIWAG		180 MW elektrisch		2011	2014
22	Ausbau Kaunertal durch Zubau Taschachtal-Grepatsch	TIWAG		505 MW elektrisch		2013	2016

Tabelle 1: Kraftwerksausbauprojekte in Österreich – Stand Juni 2007 (ohne „Erneuerbare“ Kraftwerke)

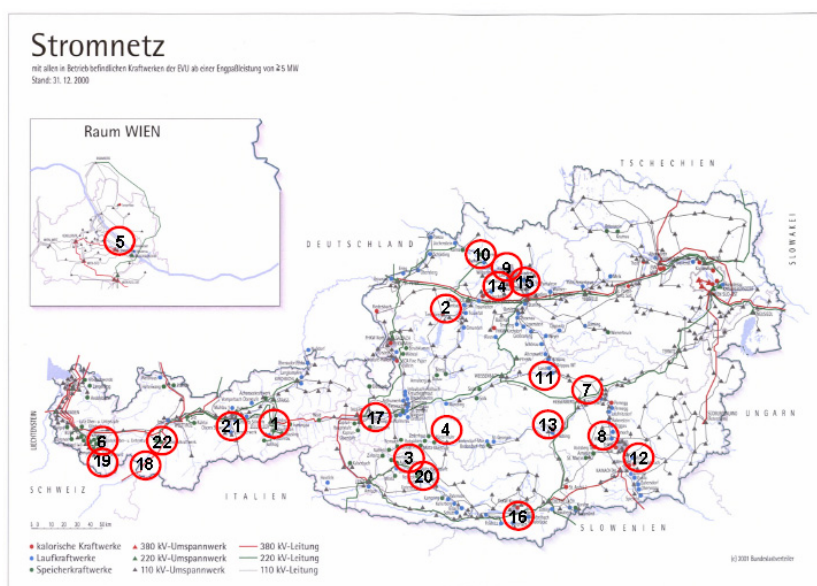


Abbildung 5: Übersicht der Kraftwerksprojekte in Österreich (2006-2016)

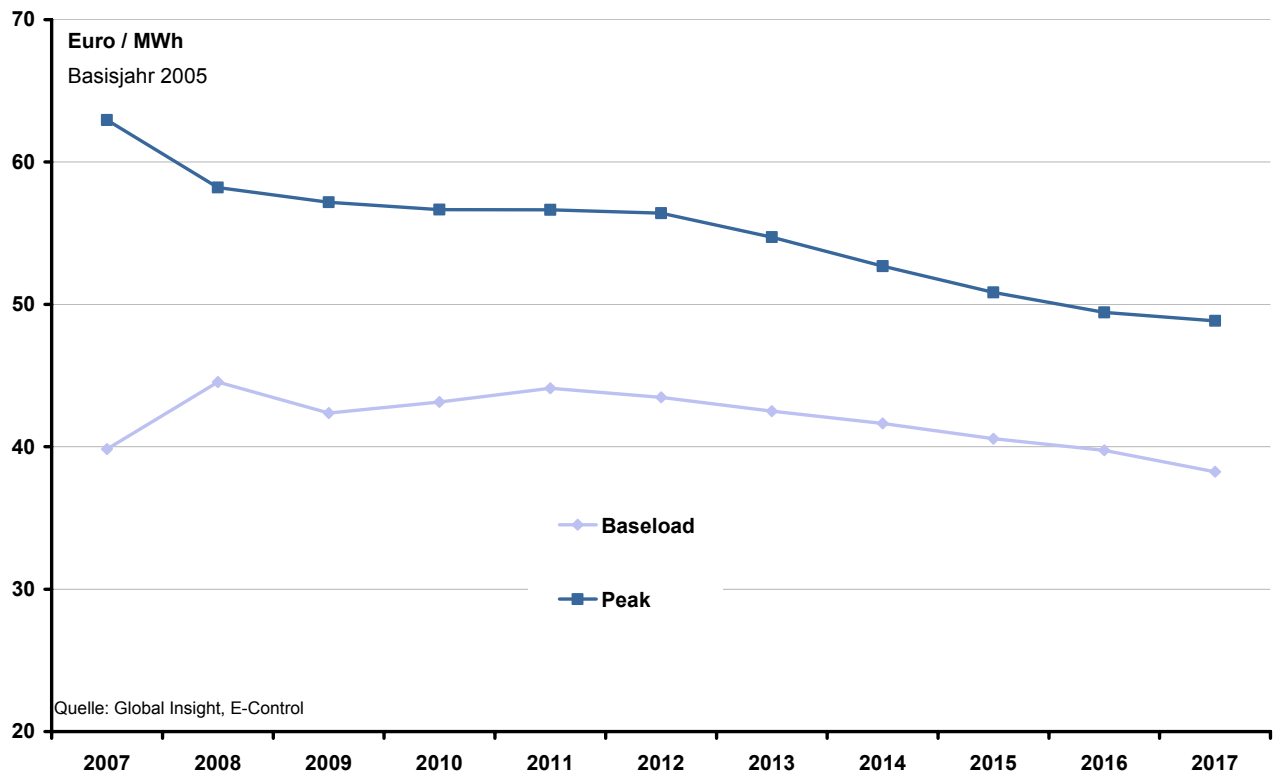


Abbildung 6: Langfristige zentral- und westeuropäische Strompreise

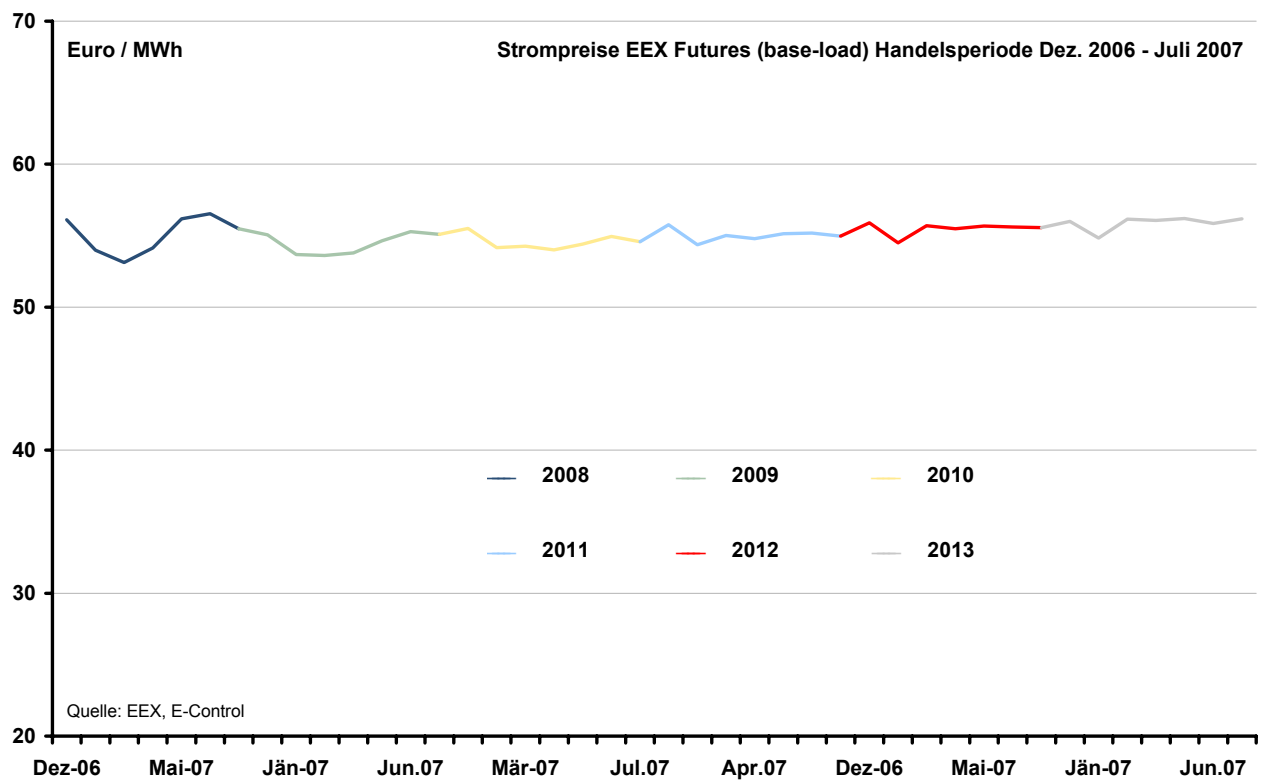


Abbildung 7: Strompreisentwicklung am EEX Futuresmarkt

Kraftwerkspark in Österreich **Prognose 2016** Engpassleistung in MW
(erfasste Kraftwerke - Summe 26.810 MW)

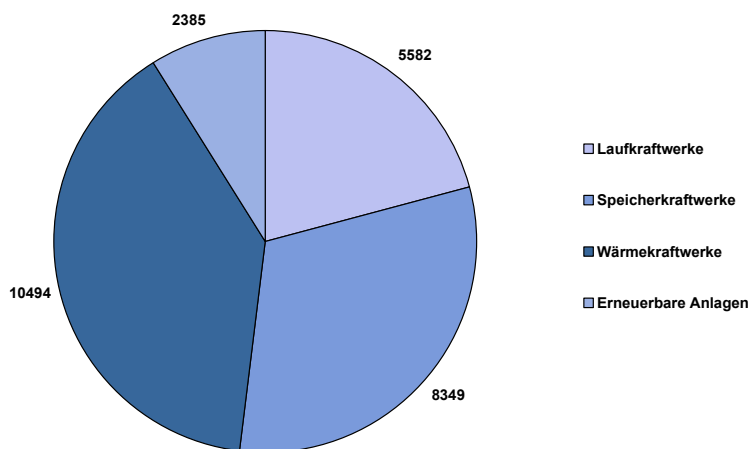


Abbildung 8: Prognostizierte Kraftwerksleistungen in Österreich für das Jahr 2016

6 Deckungsrechnung

Um die Sicherheit der österreichischen Versorgung im Zeitraum von 2006-2016 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.

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

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

mit $t = 1966, \dots, 2006$ (5.1)

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 sind⁹. Die mit Hilfe der Kleinstquadratrate (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.

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 (durch-

⁹ D.h. es existiert eine Linearkombination zwischen diesen beiden nicht-stationären Prozessen, die wiederum stationär ist.

schnittlicher jährlicher Zuwachs um 251 MW) wird in der nachfolgenden Abbildung 9 zusammen mit den erhobenen Leistungsmaxima der verfügbaren Kraftwerke dargestellt.¹⁰

Hieraus wird schließlich ersichtlich, dass das prognostizierte Leistungsmaximum der verfügbaren Kraftwerke über den betrachteten Zeitraum bis 2016 die prognostizierten Lastspitzen decken kann und somit keine Versorgungsprobleme erwartet werden. Betrachtet man im Vergleich dazu die Einschätzungen der UCTE⁶ 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.¹¹ Im Speziellen zeigt die Studie der UCTE, dass Österreich im Durchschnitt einen Kapazitätsüberschuss von etwa 3.000 MW in beiden analysierten Szenarien aufweist, wenn man von den verfügbaren Erzeugungskapazitäten eine adäquate Sicherheitsmarge¹² 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 UCTE⁶-Ländern zu berücksichtigen. Basierend auf dem „UCTE System Adequacy Forecast 2007-2020“ ist davon auszugehen, dass bis zum Jahr 2010 die Stromversorgung auf dem Gebiet der UCTE gesichert ist, wobei die verfügbaren Kapazitäten die angenommene adäquate Sicherheitsmarge um 23,3 GW nach dem Szenario A und um 30,4 GW nach dem Szenario B überdecken. Die verfügbaren Kapazitäten der UCTE⁷-Länder nehmen jedoch dann im Zeitraum von 2010 bis 2015 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 49,9 GW fehlen würden. Im Vergleich dazu stellt sich die Situation im optimistischen Szenario (B) deutlich besser dar, denn demnach gibt es auch über 2015 hinaus keine Probleme, die angenommene Sicherheitsmarge nicht zu verletzen. Zur besseren Verdeutlichung wurde die erwartete Deckungssituation in der UCTE⁷ unter Berücksichtigung der beiden unterschiedlichen Szenarien nochmals in der Abbildung 10 dargestellt.

¹⁰ In Bezug auf die in der Prognose berücksichtigten Kraftwerksprojekte (siehe Abbildung 9) ist festzuhalten, dass alle erhobenen Projekte mit einer Realsierungswahrscheinlichkeit von 100% bemessen wurden.

¹¹ 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.

¹² Die adäquate Sicherheitsmarge wird von der UCTE aus der 5%-igen Netto-Erzeugungskapazität plus einer Marge gegen die tägliche Lastspitze berechnet.

Insgesamt lässt sich damit festhalten, dass für den betrachteten Berichtszeitraum (2006-2016) sowohl die Prognose der Energie-Control als auch die der UCTE (insbesondere für den UCTE-Raum) keine Versorgungsprobleme erwarten lassen. Eine Betrachtung der Deckungssituation über 2016 hinaus lässt jedoch nach bestehenden Kraftwerksprojektplänen ein energetisches Importproblem für Österreich (im Bezug auf die verfügbaren europäischen Kraftwerkskapazitäten) erkennen.

Fehlerkorrektur-Modell für die Lastspitze			
Abhängige Variable: $\Delta \log(\text{Lastspitze}_t)$			
Unabhängige Variablen	Koeffizient	Stand.abw.	t-Statistik
ecm_{t-1}	-0,67	0,16	-4,08***
$\Delta \log(\text{Verbrauch}_t)$	0,94	0,11	-8,59***
$ecm_t = \log(\text{Lastspitze}_t) - 8,42 - 0,97 \times \log(\text{Verbrauch}_t)$			
Diagnostik			
	Freiheitsgrade	Teststatistik	
\bar{R}^2			0,48
Durbin-Watson-Statistik		2,00	
F-Statistik	1 bzw. 38	37,71	
Largrange-Multiplikator	6 (6 Lags)	6,50	
Heteroskedastie (White)	4	7,55	
Jarque-Bera	2	0,71	
ARCH-Effekte	6 (6 Lag)	8,05	

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

Tabelle 2: Fehlerkorrektur-Modell für die Lastspitze

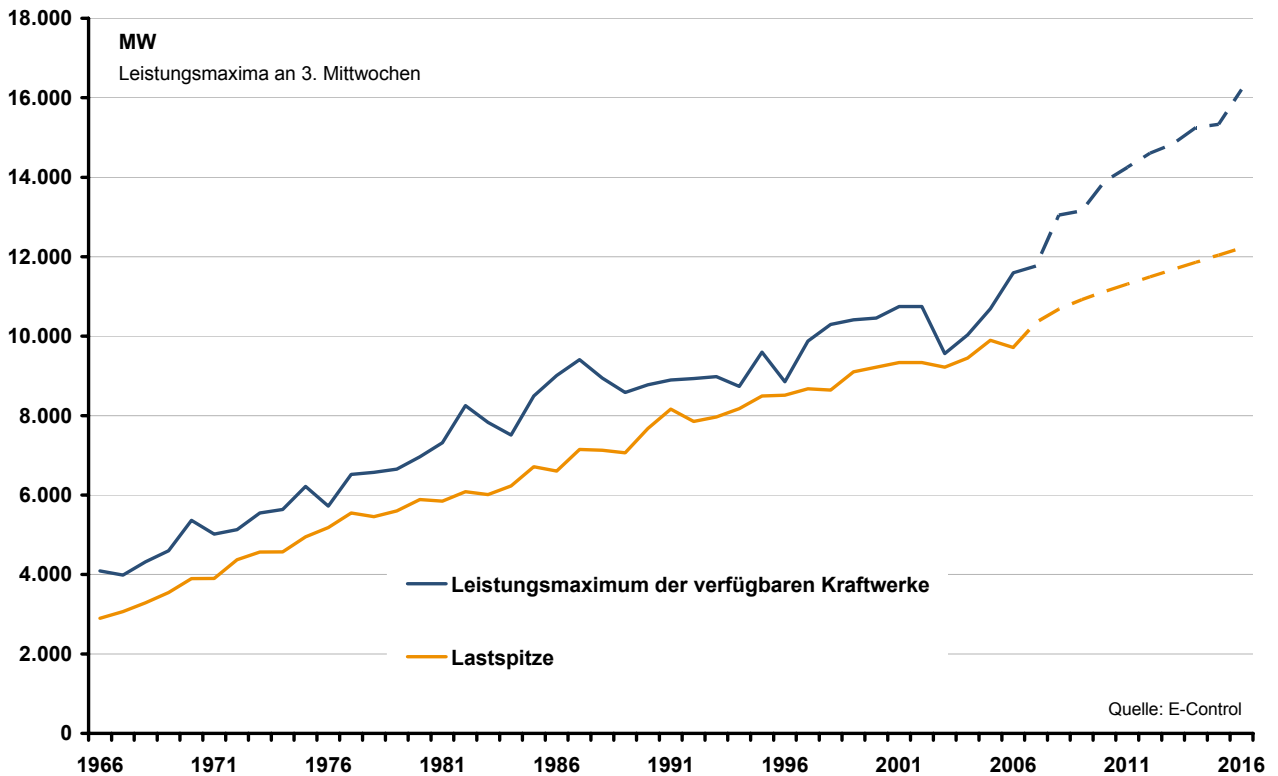


Abbildung 9: Österreich – Leistungsmaximum verfügbarer Kraftwerke vs. Lastspitze

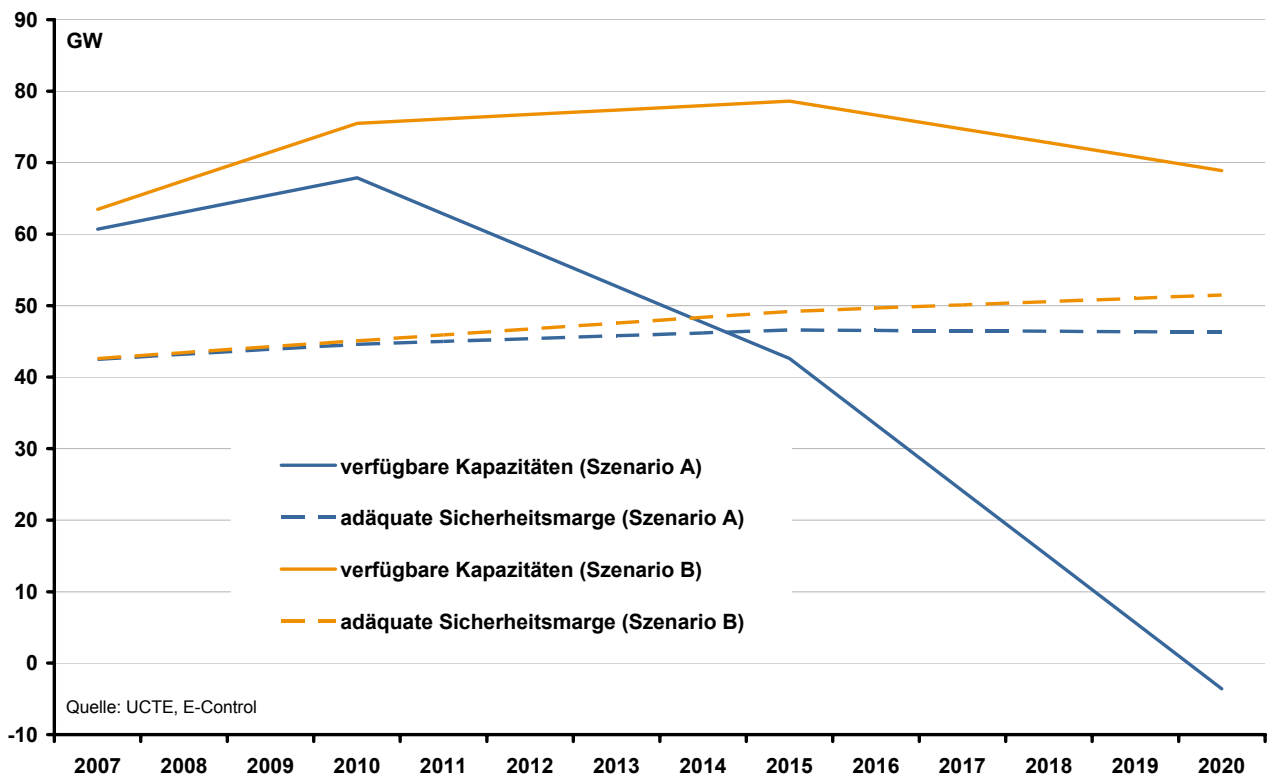


Abbildung 10: UCTE-Ländervergleich verfügbarer Kapazitäten und ausreichende Sicherheitsmarge¹³

¹³ 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 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 3), 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.

Gesamte Versorgung Kalenderjahr 2006 (Datenstand: Juli 2007)					
Jahreserzeugung					
Erzeugungskomponente			GWh	Anteile	
Wasser- kraftwerke	Lauf- kraftwerke	>= 10 MW	22.607	35,4%	60,6%
		< 10 MW	3.298	5,2%	8,8%
	Speicher- kraftwerke	>= 10 MW	10.740	16,8%	28,8%
		< 10 MW	434	0,7%	1,2%
	Sonstige Kleinwasserkraftwerke		199	0,3%	0,5%
Summe Wasserkraftwerke			37.278	58,3%	100,0%
Wärme- kraftwerke	Fossile Brennstoffe und Derivate	Steinkohle	6.381	10,0%	26,1%
		Braunkohle	651	1,0%	2,7%
		Derivate (1)	1.318	2,1%	5,4%
		Erdöl- derivate (2)	1.640	2,6%	6,7%
		Erdgas	10.595	16,6%	43,3%
		Summe	20.585	32,2%	84,1%
	Biogene Brenn- stoffe	fest (3)	1.614	2,5%	6,6%
		flüssig (3)	67	0,1%	0,3%
		gasförmig (3)	388	0,6%	1,6%
		Klär- und Deponiegas (3)	60	0,1%	0,2%
		Summe (3)	2.129	3,3%	8,7%
	Sonstige Biogene (4)		1.171	1,8%	4,8%
	Sonstige Brennstoffe (5)		604	0,9%	2,5%
Summe Wärmekraftwerke			24.489	38,3%	100,0%
(davon in KWK-Anlagen)			(17.847)	(27,9%)	(72,9%)
Erneu- erbare	Wind (6)	1.752	2,7%	99,2%	
	Photovoltaik (6)	12	0,0%	0,7%	
	Geothermie (6)	3	0,0%	0,2%	
	Summe Erneuerbare (6)		1.766	2,8%	100,0%
Sonstige Erzeugung (7)		386	0,6%		
Gesamterzeugung			63.919	100,0%	

- (1) Als Derivate werden hier energetisch genutzte Kohleprodukte bezeichnet.
(z.B.: Steinkohle- bzw. Braunkohlekoks und -briketts, Koks- und Kokereigase etc.)
- (2) Als Erdöl-
derivate werden hier energetisch genutzte Erdölprodukte bezeichnet.
(z.B.: Heizöl, Dieselöl, Flüssiggas etc.)
- (3) Nur biogene Brennstoffe im Sinne der österreichischen Richtlinien
Abweichungen zu anderen Publikationen (österreichische Energiebilanz, internationale
Statistiken) sind infolge unterschiedlicher Definitionen des Begriffs "Biogener Brennstoff"
durchaus möglich.
- (4) Biogene Brennstoffe im Sinne der EU-Richtlinien mit Ausnahme (3).
Abweichungen zu anderen Publikationen (österreichische Energiebilanz, internationale
Statistiken) sind infolge unterschiedlicher Definitionen des Begriffs "Biogener Brennstoff"
durchaus möglich.
- (5) Erzeugung, die nicht nach Primärenergieträgern aufgeschlüsselt werden kann.
- (6) Einspeisung anerkannter Öko-Anlagen im Sinne der österreichischen Richtlinien.
- (7) Erzeugung, die weder nach Primärenergieträgern aufgeschlüsselt noch einer
Kraftwerkstypen zugeordnet werden kann.

Tabelle 3: Österreich 2006 – gesamte Versorgung, nach Erzeugungskomponenten

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 – siehe Abbildung 11.

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 und durch Kraftwerksstilllegungen), 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 der Umfeldvariablen berücksichtigt.

Die Detailbeschreibung der einzelnen 116 Netzausbauprojekte wurde vom Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) koordiniert. 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 über die einzelnen Projekte und deren Status ist in den folgenden Tabellen (Tabelle 4, Tabelle 5, Tabelle 6) dargestellt. Die in den genannten Tabellen aufgelist-

teten in Planung und teilweise in Bau befindlichen zusätzlichen Netzkapazitäten werden nach den im EIWOG definierten Regelzonen unterschieden und beziehen sich auf den Erhebungsstand Juni 2007.

Stromnetz

mit allen in Betrieb befindlichen Kraftwerken der EVU ab einer Engpaßleistung von ≥ 5 MW
Stand: 31. 12. 2002

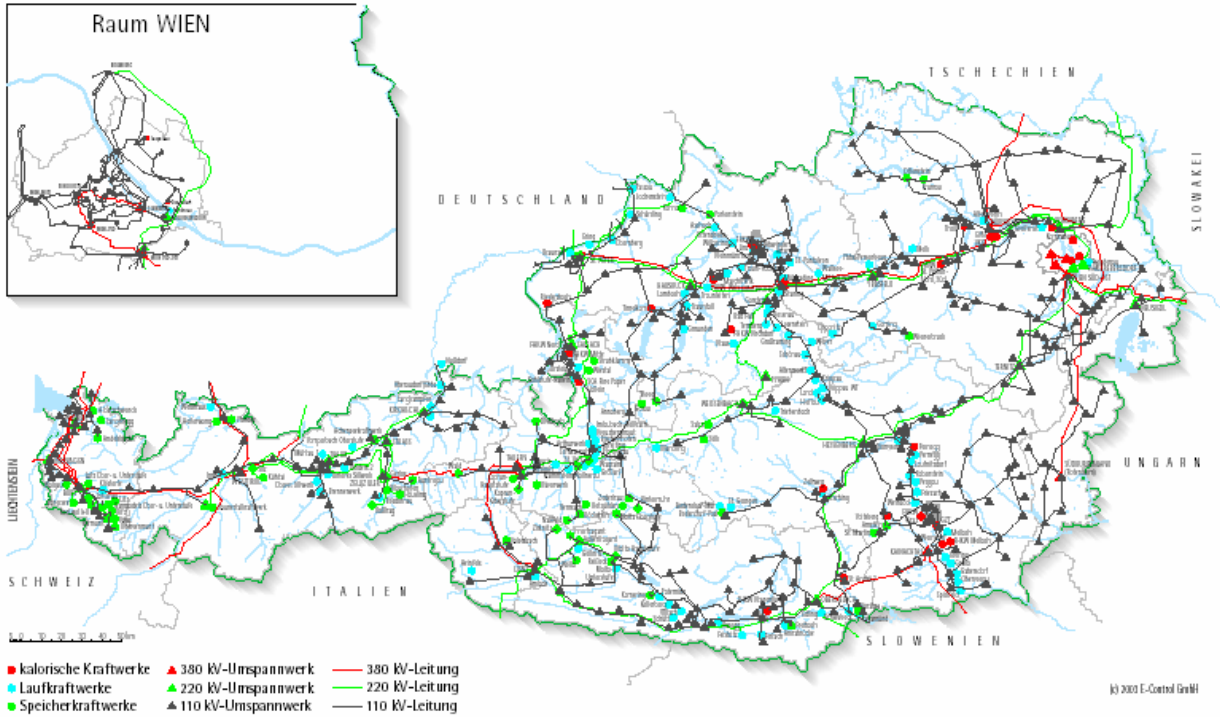


Abbildung 11: Österreichisches 110/220/380-kV-Netz – Stand 2000

Netzausbauprojekte in den Netzebenen 1 - 3 in Österreich für den Zeitraum 2006 - 2016								
Nr.	Netzbetreiber	Projektart	Projektbezeichnung	Investitionsart (Neu/Ersatz)	Spannungsebene in kV	In Errichtung	Geplante IBN*	Anmerkung
Regelzone APG - Gemeinschaftsprojekte								
1.a.	VERBUND-APG	Leitung	380-kV-Steiermarkleitung (Südburgenland - Kainachtal)	neu	380		2009	
1.b.	VERBUND-APG / Stromnetz Steiermark GmbH (SNG)	Umspannwerk	Oststeiermark / Wüschendorf	neu	380/110		2008	
1.c.	VERBUND-APG / Stromnetz Steiermark GmbH (SNG)	Leitung	110-kV-Mitführungen und 110-kV-Leitungs- und Koordination mit Steiermarkleitung	neu	110		2009	
1.d.	Verbund APG / BEWAG Netz GmbH	Leitung	110-kV-Mitführungen und 110-kV-Leitungs- und Koordination mit Steiermarkleitung	neu	110		2009/2010	
2.a.	VERBUND-APG	Leitung	380-kV-Salzburgleitung Tauern - Salzburg	neu	380		2012	
2.b.	VERBUND-APG /	Umspannwerk	Erweiterungen / Umbauten: Tauern, Kaprun, Schwarzach, Pongau, Artunwerk	neu	380/220/110		2012	
2.c.	VERBUND-APG / Salzburg Netz GmbH	Leitung	110-kV-Mitführung Pongau - Stegenwald	neu	110		2012	
2.d.	VERBUND-APG / Salzburg Netz GmbH	Leitung	110-kV-Mitführung Pongau - Stölzlberg	neu	110		2012	
2.e.	VERBUND-APG / Salzburg Netz GmbH	Leitung	110-kV-Mitführung Pongau - Stölzlberg	neu	110		2012	
2.f.	VERBUND-APG / Salzburg Netz GmbH	Leitung	110/110-kV-Gemeinschaftsleitungsabschnitt Schwarzach - Stölzlberg	neu	110		2012	
2.g.	Salzburg Netz GmbH	Leitung	110-kV-Leitungsverstärkung/Ersatzneubau Pinzgau - Tauern	Ersatz	110		2012	
2.h.	Salzburg Netz GmbH	Umspannwerk	Pongau: Erweiterung der 110-kV-Anlage	neu	110		2012	
2.i.	Salzburg Netz GmbH	Umspannwerk	Schwarzach: Erweiterung der 110-kV-Anlage, Netzlöschung	neu	110		2012	
2.j.	Salzburg Netz GmbH	Umspannwerk	Pinzgau: Erweiterung der 110-kV-Anlage, Netzlöschung	neu	110		2012	
3	VERBUND-APG / LINZ STROM Netz GmbH	Leitung / Umspannwerk	Ausbau Linz Süd-Ost und UW Pichling	neu	110(220)	2006/07	2006/07	IBN erfolgt
4	VERBUND-APG / EVN	Umspannwerk	Sarasdorf (Windkraft)	neu	380/110	2006/07	2007	
5	VERBUND-APG / EVN	Umspannwerk	Ybbsfeld / Dürnrohr: Erhöhung der Umspannerleistung	neu	220/110		2009/10	
6	VERBUND-APG / Energie AG OÖ Netz GmbH	Umspannwerk	UW Innkreis: Errichtung einer 380/110-kV-Abstützung und 110-kV-Anbindung	neu	380/110		2012	
7	VERBUND-APG / Stromnetz Steiermark GmbH (SNG)	Umspannwerk	Zeltweg/Oberes Murtal: Errichtung einer 220/110-kV-Abstützung	neu	220/110		2010	
8	VERBUND-APG / Stromnetz Steiermark GmbH (SNG)	Umspannwerk	Haus: Errichtung einer 220/110-kV-Abstützung	neu	220/110		2012	
9	VERBUND-APG / Stromnetz Steiermark GmbH (SNG)	Umspannwerk	Mürztal: Errichtung einer 220/110-kV-Abstützung	neu	220/110		2016	
Regelzone APG - Einzelprojekte								
10	VERBUND-APG	Leitung / Umspannwerk	380-kV-Salzburgleitung (Salzach neu - St. Peter) sowie Ausbauten UW St. Peter und Errichtung UW Salzburg neu	neu	380/220		2010	
11	VERBUND-APG	Umspannwerk	Errichtung von drei PST-Transformatoren	neu	220	2006	2006	IBN erfolgt
12	VERBUND-APG	Umspannwerk	Kaprun: Erneuerung von Transformatoren	Ersatz	220/110	2006/07	2007	IBN erfolgt
13	VERBUND-APG	Umspannwerk	Hessenberg: Tausch von Transformatoren	Ersatz	220/110	2008-2011	2008 - 2011	
14	VERBUND-APG	Umspannwerk	UW Hütte: Errichtung einer Drosselanlage	neu	110		2008	
15	VERBUND-APG	Leitung	Auflegen des 2. Systems Dürnrohr - Slavetice	neu	380		2009	
16	VERBUND-APG	Leitung	Ersatzneubau/Verstärkung Anspeisung Raum Steyr (Ernststalleitung) aus Ernsthofen	Ersatz	110		2009	
17	VERBUND-APG	Leitung	Ersatzneubau/Verstärkung Anspeisung Raum Linz (Ernsthofen - Hütte)	Ersatz	110(220)		2010	
18	VERBUND-APG	Umspannwerk	Jochenstein: Errichtung einer 220/110-kV-Abstützung	neu	220/110		2010	
19	VERBUND-APG	Umspannwerk	Wallsee: Errichtung einer 220/110-kV-Abstützung	neu	220/110		2010	
20	VERBUND-APG	Umspannwerk	Ernsthofen Errichtung 380 kV-Anlage	neu	380		2011	
21	VERBUND-APG	Umspannwerk	Pichling: Errichtung einer 220/110-kV-Abstützung	neu	220/110		2015	
22	VERBUND-APG	Leitung	Auflegen des 2. Systems Wien SO - Győr	neu	380		2015	
23	BEWAG Netz GmbH	Leitung	Rotenturm - Stegersbach	neu	110		2006	IBN erfolgt
24	Stromnetz Steiermark GmbH (SNG)	Leitung	Retznei - Leibnitz	neu	110	2006	2006	IBN erfolgt
25	Stromnetz Steiermark GmbH (SNG)	Leitung	Craz / Süd - Craz / West	neu	110	2006	2006	IBN erfolgt
26	Stromnetz Steiermark GmbH (SNG)	Leitung	Liezen - Essling	neu	110	2006	2006	IBN erfolgt
27	Stromnetz Steiermark GmbH (SNG)	Leitung	Merkendorf - Gosdorf	neu	110		2008	
28	Stromnetz Steiermark GmbH (SNG)	Leitung	Graz / Nord - Bruck	Ersatz	110		2009	
29	Stromnetz Steiermark GmbH (SNG)	Leitung	Bruck - Mürzschlag	Ersatz	110		2009	
30	Stromnetz Steiermark GmbH (SNG)	Leitung	Ernsthofen - Hessenberg	neu	110		2009	
31	Stromnetz Steiermark GmbH (SNG)	Leitung	Zeltweg - Baumkirchen	neu	110		2010	
32	Stromnetz Steiermark GmbH (SNG)	Leitung	St. Michael - Hessenberg	neu	110		2014	
33	Stromnetz Steiermark GmbH (SNG)	Leitung	Hessenberg - Bruck	neu	110		2015	
34	Stromnetz Steiermark GmbH (SNG)	Leitung	Lieboch - Pirka	neu	110		nach 2015	
35	Stromnetz Steiermark GmbH (SNG)	Leitung	Grazer Kabelring	neu	110		nach 2015	
36	Stromnetz Steiermark GmbH (SNG)	Leitung	Bergla - Obervogau	neu	110		nach 2016	
37	Stromnetz Steiermark GmbH (SNG)	Umspannwerk	Bärbach - Hessenberg	neu	110		nach 2016	
38	Stromnetz Steiermark GmbH (SNG)	Umspannwerk	St. Stefan	neu	110/20		2007	
39	KELAG Netz GmbH	Leitung	Gailitz (A) - Tarvisio (I)	neu	110		nach 2008	
40	Energie AG OÖ Netz GmbH	Leitung	Verbindung Ried - Raab - Ranna	neu	110		2010	
41	Energie AG OÖ Netz GmbH	Leitung	Verbindung Jochenstein - Ranna	neu	110		2010	
42	Energie AG OÖ Netz GmbH	Umspannwerk	220-kV-Knoten Wegscheid	neu	220/110		2015	
43	Energie AG OÖ Netz GmbH	Leitung	Ringschluss Vorchdorf - Kirchdorf	neu	110		2011	

Tabelle 4: Netzausbauprojekte in Österreich – Hoch- und Höchstspannungsebene – Stand Juni 2007 – in der Regelzone APG – Gemeinschafts- und Einzelprojekte

Netzausbauprojekte in den Netzebenen 1 - 3 in Österreich für den Zeitraum 2006 - 2016								
Nr.	Netzbetreiber	Projektart	Projektbezeichnung	Investitionsart (Neu/Ersatz)	Spannungsebene in kV	In Errichtung	Geplante IBN*	Anmerkung
Regelzone APG - Einzelprojekte								
44	Energie AG OÖ Netz GmbH	Leitung	Ersatzneubau/Verstärkung Steyr Nord - Steyr Ost - Steyr Fischhub	Ersatz	110		2010	
45	Energie AG OÖ Netz GmbH	Leitung	Auflegen 2. System Lambach - Gneskirchen - Ried	neu	110		2008	
46	Energie AG OÖ Netz GmbH	Leitung	Ersatzneubau/Verkabelung Wegscheid - Pasching	Ersatz	110		2011	
47	Energie AG OÖ Netz GmbH	Leitung	Ersatzneubau/Verstärkung Timelkam - Ried	Ersatz	110		2015	
48	Energie AG OÖ Netz GmbH	Leitung	Ersatzneubau/Verstärkung Pfandl - Strobl	Ersatz	110		2009	
49	Energie AG OÖ Netz GmbH	Umspannwerk	Transformator RHU4	neu	220/110		2006	IBN erfolgt
50	Energie AG OÖ Netz GmbH	Leitung	Auflegen 2. System Steinkogl - Pfandl	neu	110		2007	IBN erfolgt
51	LINZ STROM Netz GmbH	Leitung	Wallsee - Baumgartenberg	neu	110		2010	
52	LINZ STROM Netz GmbH	Umspannwerk	Baumgartenberg	neu	110/26		2010	
53	LINZ STROM Netz GmbH	Umspannwerk	Linz City	neu	110/10		2010	
54	LINZ STROM Netz GmbH	Umspannwerk	Leonding	neu	110/10		2012	
55	LINZ STROM Netz GmbH	Umspannwerk	Rainbach	neu	110/26		2015	
56	LINZ STROM Netz GmbH	Umspannwerk	Hafen Linz	neu	110/10		2017	
57	EVN Netz GmbH	Leitung / Umspannwerk	380-kV-Theiß	neu	380/110	seit 2006	2010	
58	EVN Netz GmbH	Leitung / Umspannwerk	Weinviertel - Windkraftausbau	neu	110	seit 2005	2010	
59	EVN Netz GmbH	Umspannwerk	Ybbsfeld	neu	110		2011	
60	EVN Netz GmbH	Umspannwerk	Amstetten	neu	110		2009	
61	EVN Netz GmbH	Umspannwerk	Hausmening	neu	110		2009	
62	EVN Netz GmbH	Umspannwerk	Deutsch-Altenburg	neu	110		2009	
63	EVN Netz GmbH	Umspannwerk	UW Eggenburg	neu	110		2012	
64	EVN Netz GmbH	Umspannwerk	Tulln	neu/Ersatz	110		2012	
65	EVN Netz GmbH	Umspannwerk	Krems	neu	110		2010	
66	EVN Netz GmbH	Leitung	Wöllersdorf - Flugfeld	neu	110		2012	
67	EVN Netz GmbH	Leitung	Anspeisung Krems	neu	110		2009	
68	EVN Netz GmbH	Leitung	Gemeinschaftsprojekt mit ÖBB Jetzelsdorf-Laa	neu	110		2011	
69	EVN Netz GmbH	Leitung	Ernsthofen - Gresten	neu	110		2012	
70	EVN Netz GmbH	Leitung	Hausmening - St. Leonhard	neu	110		2010	
71	EVN Netz GmbH	Leitung	Einbindungen von neuen Kraftwerksstandorten	neu	380/220/110			
72	EVN Netz GmbH	Leitung	Restumstellung 60 auf 110 kV Traisen - Turtitz - Erlauboden	Ersatz	110		2008	
73	EVN Netz GmbH	Leitung	Horn - Waidhofen	Ersatz	110		2010	
74	EVN Netz GmbH	Leitung	Stockerau - Jetzelsdorf Auflegen 2 System	Ersatz	110		2010	
75	EVN Netz GmbH	Leitung	Gresten - Pottenbrunn	Ersatz	110		2010	
76	EVN Netz GmbH	Leitung	Pottenbrunn - St. Pölten	Ersatz	110		2010	
77	EVN Netz GmbH	Leitung	Pottenbrunn - Tulln	Ersatz	110		2011	
78	EVN Netz GmbH	Leitung	Wiener Neustadt - Wasenbruck	Ersatz	110		2012	
79	EVN Netz GmbH	Leitung	Zwettl - Grmünd	neu	110		2012	
80	Salzburg Netz GmbH	Leitung	Pinzgau - Hinterglemm - Mittersill: Auflegen des zweiten Leitungssystems	neu	110		2006	bereits umgesetzt
81	Salzburg Netz GmbH	Leitung	Hagenau - Taxach und Hirschloch - Oberalm: Einbindung des UW Eichtel in vorbeiführende Doppelleitungen	neu	110		2006	bereits umgesetzt
82	Salzburg Netz GmbH	Leitung	Mittersill - Wald: Teilverkabelung, Umweltauflage	Ersatz	110		2008	
83	Salzburg Netz GmbH	Leitung	Hagenau – Flachgau: Teilneubau	neu	110		2008	
84	Salzburg Netz GmbH	Leitung	Pongau - Reitdorf: Auflegen von zwei neuen Leitungssystemen, Verstärkung	neu	110		2008	
85	Salzburg Netz GmbH	Leitung	Kitzloch - Klamstein: Ersatzneubau bzw. Sanierung	Ersatz	110		2009	
86	Salzburg Netz GmbH	Leitung	Oberalm – Golling: Ersatzneubau	Ersatz	110		2009	
87	Salzburg Netz GmbH	Leitung	Flachgau - Göming: Erneuerung mit Seiltausch	Ersatz	110		2011	
88	Salzburg Netz GmbH	Leitung	Hagenau – Eichtel: Teilweises Auflegen des zweiten Leitungssystems	neu	110		2011	
89	Salzburg Netz GmbH	Umspannwerk	UW Eichtel: Ersatzneubau mit Einbindung der vorbeiführenden Doppelleitung	neu	110		2006	bereits umgesetzt
90	Salzburg Netz GmbH	Umspannwerk	UW Hinterglemm: Neuer 110-kV-Abzweig	neu	110		2006	bereits umgesetzt
91	Salzburg Netz GmbH	Umspannwerk	UW Oberalm: Ersatzneubau	Ersatz	110		2008	
92	Salzburg Netz GmbH	Umspannwerk	Neue 110-kV-Abzweige in den UWs Hagenau, Pongau, Reitdorf	neu	110		2008	
93	Salzburg Netz GmbH	Umspannwerk	UW Mittersill: Erneuerung	Ersatz	110		2009	
94	Salzburg Netz GmbH	Umspannwerk	UW Mittersill: Neubau	neu	110		2011	
95	WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH	Leitung	UW Simmering - UW Wien Südost	neu	380		2013	
96	WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH	Leitung	UW Kandlerstraße - UW Schmelz	neu	110		2010	
97	WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH	Leitung	UW Kaiserebersdorf - UW Schwechat	neu	110		2009	
98	WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH	Umspannwerk	Wienerberg	neu	110		2014	
99	WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH	Umspannwerk	Hagenbrunn	neu	110		2011	
100	WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH	Umspannwerk	Schwechat	neu	110	x	2008	
101	Wels Strom	Umspannwerk	Wels Nord	neu	110/10		2008	wird in bestehende 110 kV Kabeltrasse eingebunden
102	Wels Strom	Umspannwerk	Wels Nord-Ost	neu	110/10		2016	je nach Netzlaststeigerung
103	Wels Strom	Leitung	UW Wels Ost - UW Wels Nord Ost	neu	110		2016	je nach Netzlaststeigerung
104	Energie Klagenfurt	Umspannwerk	Erweiterung lokales Umspannwerk Ost 2	neu	110		2008/2009	

Tabelle 5: Netzausbauprojekte in Österreich – Hoch- und Höchstspannungsebene – Stand Juni 2007 – in der Regelzone APG – Einzelprojekte

Netzausbauprojekte in den Netzebenen 1 - 3 in Österreich für den Zeitraum 2006 - 2016								
Nr.	Netzbetreiber	Projektart	Projektbezeichnung	Investitionsart (Neu/Ersatz)	Spannungsebene in kV	In Errichtung	Geplante IBN*	Anmerkung
Regelzone APG und TIWAG-Netz AG - Gemeinschaftsprojekt								
105	VERBUND-APG / TIWAG-Netz AG	Umspannwerk / Leitung	220-kV-Verbindung Nauders (A) - Curon (I) inkl. 380/220-kV-Anlage in Nauders	neu	380/220	2010/11	2011	
Regelzone TIWAG-Netz AG - Einzelprojekte								
106	TIWAG-Netz AG	Leitung	Jenbach - Zell	Ersatz	110	2008/09	2009	
107	TIWAG-Netz AG	Umspannwerk	UW Vill	neu	220/110	2007/08	2008	
108	TIWAG-Netz AG	Leitung / Umspannwerk	Steinach (A) - Prati (I) inkl. 110/132 kV PST	neu	110	2008/09	2009	
109	TIWAG-Netz AG	Umspannwerk	UW Seefeld	neu	110/90	2010-2012	2012	
110	IKB	Leitung	Erdkabelverbindung zw. Umspannwerken Innsbruck Mitte - Nord	neu	110		2012-2013	
Regelzone VKW-Netz AG - Einzelprojekte								
111	VKW-Netz AG	Leitung	UA Bürs - UW Bürs(VKW) -UW Brederis	Ersatz	110	2007	2007	Umstellung 45kV-110kV
112	VKW-Netz AG	Umspannwerk	UW Meiningen, 110/220-kV-Anlage, jeweils zweite Sammelschiene	neu	110/220	2007-2008	2008	
113	VKW-Netz AG	Umspannwerk	UW Meiningen, 220/110-kV-Einspeisetransformator	neu	220/110	2007-2009	2009	
114	VKW-Netz AG	Leitung	UW Rieden - UW Hörbranz /UW Lindau	neu	110	2007-2012	2012	
115	VKW-Netz AG	Umspannwerk	UW Werben, 110-kV-Anlage Ertüchtigung	Ersatz	110	2011-2013	2013	
116	VKW-Netz AG	Umspannwerk	UW Werben, Einspeiseverstärkung 220/110-kV-Transformator	neu	220/110	2013/2016	2016	

* IBN ... Inbetriebnahme

Generell gilt:

Kundengetriebene Projekte die Netzmaßnahmen erfordern (z.B. Kraftwerksausbauten), die dzt. noch nicht endgültig mit dem Netzkunden vereinbart wurden, sind nicht in der Liste angeführt

Tabelle 6: Netzausbauprojekte in Österreich – Hoch- und Höchstspannungsebene – Stand Juni 2007 – in den Regelzonen APG, TIWAG-Netz AG und VKW-Netz AG

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 Österreichs¹⁴ (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 2006, 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 2006 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. So führten beispielsweise Anfang des Jahres 2006 die heftigen Schneefälle in vielen Landstrichen des nördlichen Alpenhauptkammes zu teilweise großräumigen Stromversorgungsunterbrechungen, welche sich in der Gesamthöhe der Versorgungszuverlässigkeit nieder schlugen. Hierdurch und wegen immer häufiger auftretenden, regionalen, witterungsbedingten Stromversorgungsunterbrechungen stieg die Anzahl der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen und, resultierend aus Reparaturarbeiten, auch jene der geplanten Abschaltungen.

Weiters war Österreich am 4. November 2006 von der europaweiten Störung im Höchstspannungsnetz betroffen (<http://www.ucte.org/pdf/Publications/2007/Final-Report-20070130.pdf>), die sich in der Zuverlässigkeit der Österreichischen Mittelspannungsnetze bemerkbar machte. Aufgrund der Ursache der Störung wurden die hieraus resultierenden Zuverlässigkeitswerte von den nachfolgenden Bewertungen ausgenommen.

Die Nichtverfügbarkeit ASIDI (Average System Interruption Duration Index), unterschieden nach den Ursachen „geplant“ und „ungeplant“, liegt in Summe („geplant“ und „ungeplant“

¹⁴ Die koordinierte Erhebung der Daten erfolgt seit dem Jahr 2002 durch den VEÖ.

zusammen) für das Berichtsjahr 2006 für Österreich bei 70,45 min/a und liegt daher über den Werten der vergangenen Jahre.

Die Nichtverfügbarkeit ASIDI für die Ursache „ungeplant“ liegt im Berichtsjahr 2006 für Österreich bei 48,07 min/a und damit ebenfalls über den bisherigen Ergebnissen der Versorgungszuverlässigkeitsbewertung. Die Nichtverfügbarkeit ist ein Maß für die Wahrscheinlichkeit, mit der ein Kunde zu einem beliebigen 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 2006 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) 1,06 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 66,5 min und hat sich gegenüber den letzten Jahren in einem geringeren Ausmaß als die Nichtverfügbarkeit verändert.

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. Zugleich aber zeigt die im Jahr 2006 erkannte Veränderung von einigen Zuverlässigkeitskennzahlen die Notwendigkeit weiterer und tieferer Analysen auf, um die Ursachen der Veränderungen 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 12. Dabei ist zu beachten, dass die Vergleichbarkeit Österreichs mit anderen Ländern nur eingeschränkt möglich ist, denn zum Zeitpunkt August 2007 waren keine durchgängigen aktuellen Zahlen aus den anderen Ländern verfügbar, und weiters ist Österreich noch immer eines von wenigen europäischen Ländern, in

dem die Zuverlässigkeitsbewertung mit einer 100%-igen Erfassung aller Netzbetreiber – und somit auch aller Kunden – durchgeführt wird.

Die ausgewerteten Zuverlässigkeitskennzahlen für das Jahr 2006 - das fünfte Jahr der Versorgungszuverlässigkeitsbewertung in Österreich – bestätigen die bisherigen Ergebnisse der Ausfalls- und Störungsstatistik nochmals, wonach die Versorgungszuverlässigkeit in Österreich im europäischen Vergleich einen sehr guten Platz einnimmt.

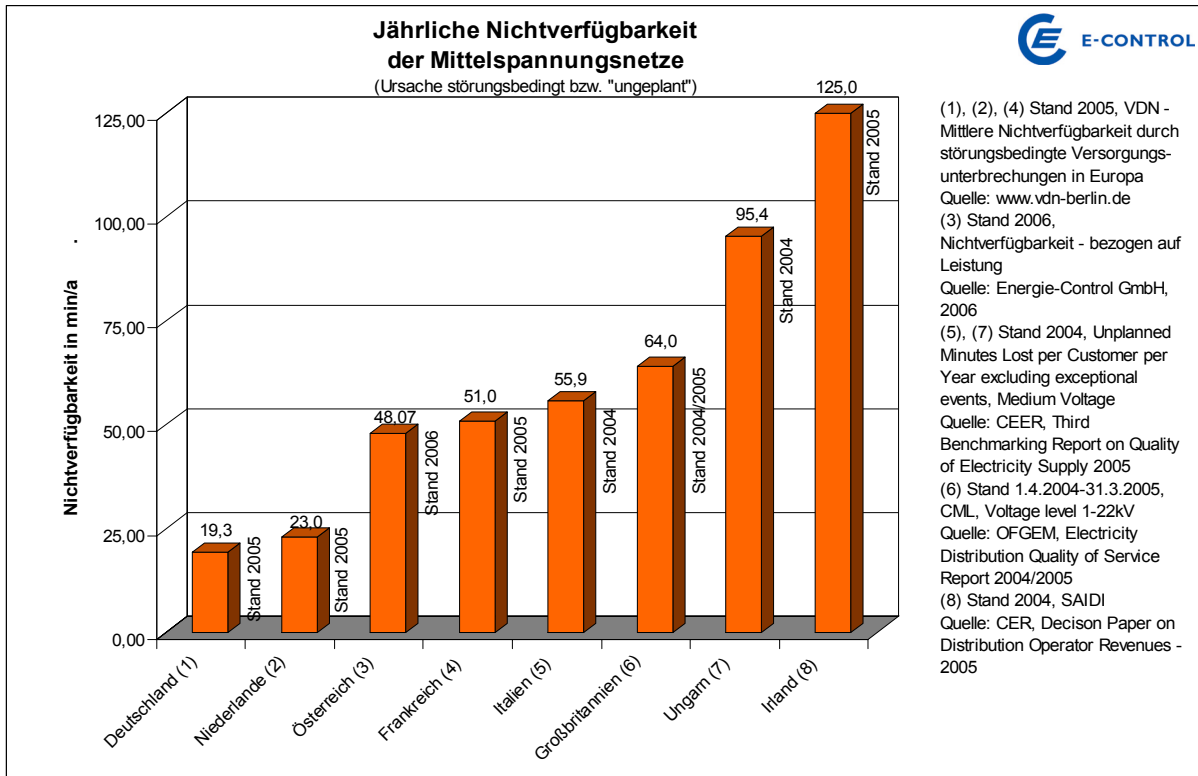


Abbildung 12: Jährliche Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung in Mittelspannungsnetzen in einzelnen europäischen Ländern