

Mittel- und Langfristprognose der Versorgungssicherheit in Österreich

Stand : Dezember 2005

-	<i>Einleitung</i>
	<ul style="list-style-type: none">○ <i>Gesetzlicher Auftrag</i>○ <i>Ziel</i>
-	<i>Prognose</i>
	<ul style="list-style-type: none">○ <i>Erzeugungssituation</i>○ <i>Jahresstromverbrauch</i>○ <i>Deckungsrechnung</i>○ <i>Netzausbau</i>○ <i>Fazit</i>

Einleitung

Gesetzlicher Auftrag

Gemäß §20 Abs 1 Energielenkungsgesetz 1982 idF 2001 hat die Energie Control GmbH jährlich eine Mittel- und Langfristprognose über die Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie zu veröffentlichen. Das Energielenkungsgesetz stellt jene gesetzlichen Eingriffsmöglichkeiten zur Verfügung, die für die Grundversorgung der wichtigsten Stromabnehmer im Krisenfall zu ergreifen sind. Krisenfälle können durch äußere Umstände (kriegerische Auseinandersetzungen, Unterbrechung der Lieferung wesentlicher Primärenergieträger oder auch Kartellabsprachen von Primärenergielieferanten) verursacht werden. Krisenfälle können aber auch durch unzureichende Informationen, unzureichende Anreize oder falsche Regulierung der Marktteilnehmer mitverursacht werden.

Ziel

Die vorzulegenden Mittel- und Langfristprognosen sollen Informationen sowohl für die zuständigen Behörden als auch für die am Markt tätigen Unternehmen zur Verfügung stellen. Eine relativ langfristige Vorabinformation über die zu erwartende Versorgungslage ist insbesondere bei Industrien mit langfristigen Investitionszyklen notwendig, da nur dann rechtzeitig Maßnahmen ergriffen werden können, um Krisen zu verhindern.

Prognose

Erzeugungssituation Österreich hatte im Jahr 2004 eine gesamte installierte Leistung von 18,7 GW (Kraftwerke >1MW) und eine Stromerzeugung von rund 64 TWh, das ist um rund 7% mehr als in Vorjahr.

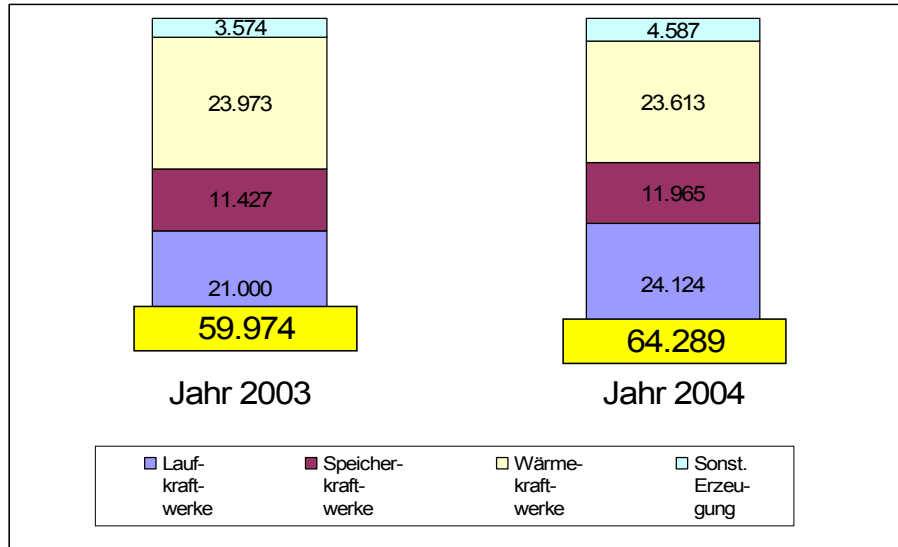


Abbildung 1: Erzeugung österreichischer Kraftwerke größer 1 MW (in TWh) Vergleich 2003 und 2004.

Kraftwerksprojekte

Während die Wärmekraft zurückging, verzeichnet die Sonstige Erzeugung, zu den „Erneuerbaren“, und hier vor allem Wind (+150%), einen dramatischen Anstieg.

Bis 2010 ist zum derzeitigen Stand mit einer zusätzlichen Kapazität von 800 MW Großwasserkraft (9 Projekte) und rund 1300 MW Wärmekraft (3 Projekte) zu rechnen. Neben diesen Großprojekten werden weiterhin massiv Ökostromanlagen ausgebaut. Im Zeitraum 2004-2010 wird von einer zusätzlichen Kapazität in diesem Segment von rund 1300MW ausgegangen (Kleinwasserkraft, Windenergie, Biomasse etc.).

Nachfolgende Tabelle stellt die Wärmekraft- und Großwasserkraftprojekte im Detail dar:

Kraftwerkstyp Bezeichnung	Unternehmen	Investitions- bedarf	Leistung	Projekts- stand	Baube- ginn	Netzeinspei- sung geplant
Gaskraftwerk Mellach	Verbund ATP	€ 400 Mio.	800 MW	UVP-Einreichung im Mai 2005	2006	2009
Gas-Dampfkraftwerk Timelkam	Energie AG	€ 163 Mio.	400 MW	Einreichung Mai 2005	2006	2008
Gas- u. Dampfturbinen- kraftwerk Linz-Mitte	Linz AG	€ 65 Mio.	115 MW elektrisch, 60 MW thermisch	Genehmigt nach UVP-G	2006	2007
Biomasse KWK-Anlage Linz FHKW-Linz-Mitte	Linz AG	€ 26 Mio.	8 MW elektr. 20 MW FW	in Montage	2004	2005
Biomassekraftwerke in Mödling und Baden	EVN	€ 40 Mio.	5 MW elektr. 10-12 MW thermisch	Genehmigt	2005	2006

Kraftwerkstyp Bezeichnung	Unternehmen	Investitions- bedarf	Leistung	Projekts- stand	Baube- ginn	Netzeinspei- sung geplant
Pumpspeicher Kaprun, Limberg II	Verbund AHP	€ 365 Mio.	480 MW	WR-Gen. vorl. Rest. Gen. Ende 2005	2006	2011
Pumpspeicher KW Kopswerk II	Illwerke/VKW- Gruppe	€ 330 Mio.	450 MW	Auffahrungen Triebwasser- stollen, Druck- schacht und Kaverne	2004	2007/ 2008
Speicherkraftwerk Gerlos II	Verbund AHP	€ 70 Mio.	Steigerung von 65 MW auf 200 MW	Errichtung des Krafthauses	2004	2007
Laufkraftwerk Oberes Inntal	VERBUND, TIWAG Engadiner Kraft- werke AG	€ 270 Mio.	88 MW, RAV 404 GWh	geologische Erkundungs- maßnahmen	2009	2013
Speicherkraftwerk Feldsee	KELAG	€ 35 Mio.	62 MW, Jahreserzeugung 123 GWh	UVP anhängig	2007	2008

Kraftwerkstyp Bezeichnung	Unternehmen	Investitions- bedarf	Leistung	Projekts- stand	Baube- ginn	Netzeinspei- sung geplant
Laufkraftwerk Aschach an der Donau	Verbund AHP	€ 39 Mio.	Erhöhungen um 32 MW und RAV um 45 GWh	Vorarbeiten zur Vergabe	2006	2010
Kleinwasserkraftwerke Defregental und Prägraten	TIWAG	€ 35 Mio.	jeweils 10 MW RAV beider Anl. 100 GWh	Baubeginn	2005	2006
Kleinwasserkraftwerk Leoben	Verbund AHP	€ 34 Mio.	9,9 MW, RAV 50 GWh	90 % d. Kon- struktionsbe- tons eingebr.	2003	2005
Kleinwasserkraftwerk Saalach, Rott-Freilassing	Salzburg AG	€ 22 Mio.	Steigerung von 3,9 auf 5 MW, RAV + 44 %	Eröffnung Juni 2005	2002	seit 1.12.2004
Pumpspeicheranlage Hintermuhr	Salzburg AG	€ 32,5 Mio.	Steigerung RAV von 67,7 GWh auf 185,5 GWh	Planungs- phase	2006	2007
Laufkraftwerk Gamp Revitalisierung	Salzburg AG	€ 29 Mio.	8,58 MW, RAV 53,38 GWh	Endstadium Ausschrei- bungsplanung	2005	2006

Abb 2: Wesentliche, geplante Kraftwerksprojekte (Großwasserkraft und Wärme) in Österreich¹

Neben einem Anstieg der Kraftwerkskapazitäten im Betrachtungszeitraum 2005-2010 geht die Energie-Control GmbH von Kraftwerksschließungen von rund 350 MW im Bereich fossiler Wärmekraftwerke aus. Ein Unsicherheitsfaktor besteht im Bereich der Wasserkraft aufgrund der Vorgaben der Wasserrahmenrichtlinie (2000/60/EG).

¹ In der Vorjahresprognose waren bereits einiger dieser Kraftwerksprojekte bekannt.

Jahresstromverbrauch Die letzten Jahre waren von einem sehr hohen Verbrauchszuwachs geprägt. Der gesamte Inlandsstromverbrauch ohne Pumpspeicherung wuchs im Jahr 2003 um 3,4% und im Jahr 2004 um 3% und beträgt nun 64.776 GWh. Im Jahr 2005 wurden vom Wirtschaftsforschungsinstitut weitere Energieverbrauchsszenarien bis 2020 vorgelegt². Dabei wurde offensichtlich der oben erwähnten Verbrauchssteigerung bzw. auch den neu von Statistik Österreich vorgelegten Energiebilanzen Rechnung getragen.

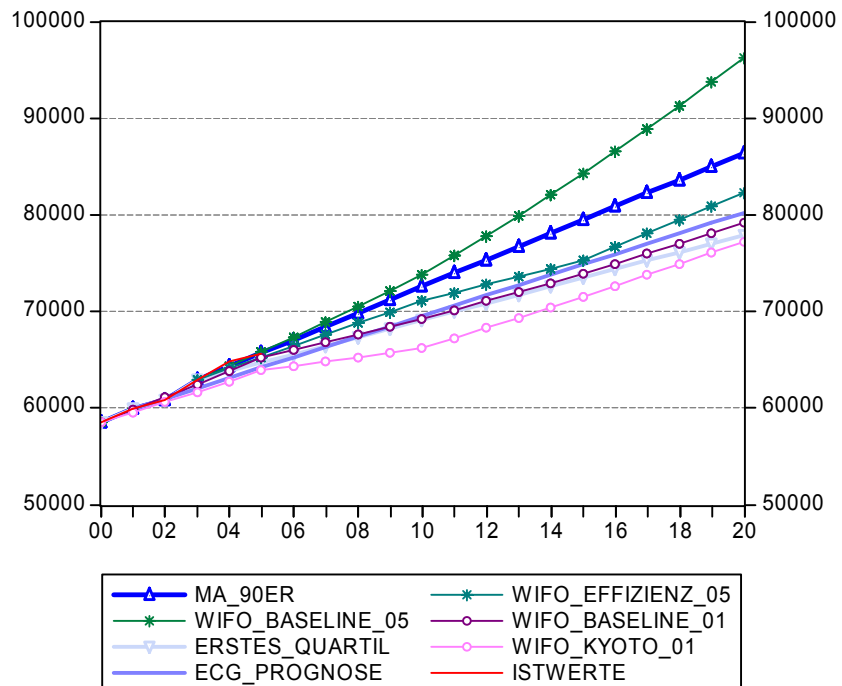


Abb. 3: Szenarien der Verbrauchsentwicklung

Die neu berechneten Szenarien liegen nun um den Mittelwert der absoluten Verbrauchssteigerung der Jahre 1990 bis 2003 (MA-90er: 1380 GWh pro Jahr)³. Auffällig ist dabei ein großer Anstieg von jährlich 2,7% in den Jahren 2010 bis 2020 im Baseline Szenario. Würde das Wachstum der Jahre 2003 bis 2010 von 2,3% fort dauern, so ergäbe sich im Jahr 2020 ein um etwa 4000 GWh niedrigerer Verbrauch. Die vom Wifo im Auftrag der ECG erstellte Prognose bis 2011 (ECG-Prognose: 1070 GWh pro Jahr) aus dem Jahr 2003 nähert sich bei einer Fortschreibung dem neu erstellten Effizienzzenario.

Die nächste Grafik zeigt, dass die mittlere Steigerungsrate in Prozent stetig gesunken ist. Die Wifoszenarien gehen von unterschiedlichen aber dennoch von Wachstumsraten aus.

Nach Ansicht von ECG sprechen aber doch einige Tatsachen dafür, dass es sich um ein absolut ziemlich konstantes Wachstum handelt. Abgesehen von den Jahren ab 2000 pendeln die Wachstumsraten seit 1976 ohne

² Kratena K., Wüger M. (2005), Energieszenarien für Österreich bis 2020, Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung.

³ Die Änderungen 1992 und 1993 wurden als Ausreißer nicht in die Berechnung mit einbezogen.

erkennbaren Trend zwischen knapp 1000 GWh und 1170 GWh⁴. In den letzten Jahren ist allerdings das Wachstum auf über 1200 GWh angestiegen. Ob diese Höhe einen Bruch in der Zeitreihe darstellt, oder ob es lediglich eine kurzfristige Häufung von hohen Zuwächsen ist, scheint noch nicht abschließend feststellbar.

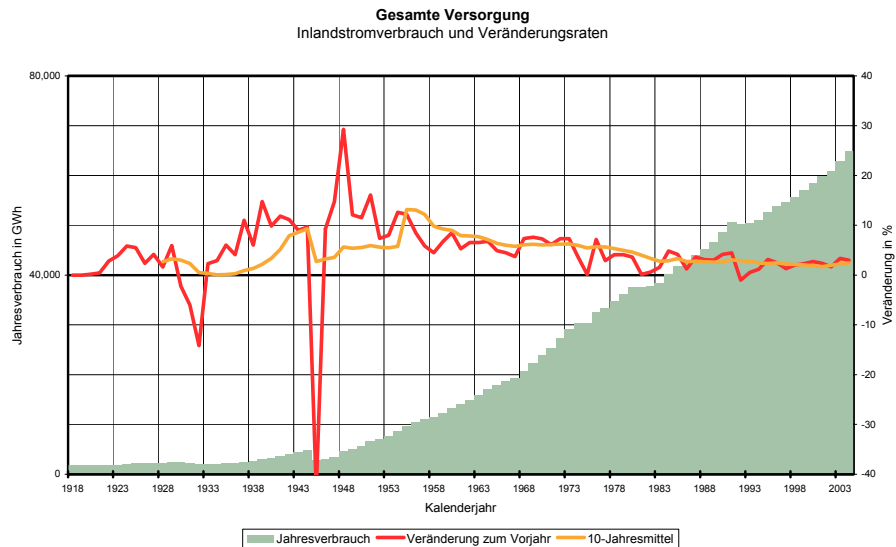


Abb. 4: Entwicklung der Verbrauchssteigerung in der gesamten Versorgung

Der Bereich zwischen der „ECG Prognose“ und dem durchschnittlichen Wachstum der 90er Jahre (MA-90er) wird daher (angesichts der auch mittelfristig hohen Energiepreise) als sehr wahrscheinlich angesehen.

Deckungsrechnung

Der im Jahr 2005 veröffentlichte „UCTE System Adequacy Forecast 2005-2015“⁵ zeichnet ein grundsätzlich leicht gebessertes Bild der Stromversorgung auf dem Gebiet der UCTE als noch 2004. Die gesicherten Kapazitäten werden für das Jahr 2010 um fast 8.000 MW höher prognostiziert. Dadurch wird die im letzten Jahr für 2009/2010 prognostizierte Situation einer möglicherweise unzureichenden Sicherheitsmarge um ein Jahr nach hinten verschoben.

Wenn lediglich auf die bereits als sicher angesehenen Ausbauten Bezug genommen wird, ist ab 2011 die von der UCTE ermittelte Sicherheitsmarge (45.500 MW im Sommer) nicht mehr gegeben. Dies obwohl die Differenz der installierten Kraftwerkskapazität zur Spitzenlast von 55% auf 67% steigen wird. Die Tatsache, dass dies als nicht ausreichend angesehen wird, hängt mit dem steigenden Anteil nicht gesicherter Kraftwerkskapazitäten (va Windkraft) zusammen.

In einem zweiten Szenario „wahrscheinlicher“ zusätzlicher Kapazitäten betragen allerdings die gesicherten Reserven mehr als 50.000 MW und sind damit ausreichend. Dadurch würde die Differenz zwischen installierter Kapazität zur Last auf 79% steigen. Es lässt sich schlussfolgern, dass Projekte in der Größenordnung von etwa 30.000 MW (entspricht 6,8% der

⁴ Schwankungen wurden mit einem Hodrick-Prescott Filter geglättet

⁵ Zugänglich unter: <http://www.ucte.org/pdf/Publications/2005/UCTE-SAF-2005-2015.zip>

heutigen Kapazität), die derzeit noch in der Planungsphase sind, auch realisiert werden müssen.

Die für Österreich prognostizierte vorhandene Sicherheitsmarge von 3200 MW über der Last von 10400 MW macht etwa 20% der gesamten Marge der UCTE im Jahr 2015 aus. Dabei wird angenommen, dass die installierte Kapazität in Österreich etwa konstant auf 18,2 GW bleibt (-300 MW bei fossilen Kraftwerken). Die absehbaren aber nicht sicheren Zubauten bei erneuerbarer Energie aber auch bei fossiler Energie sind noch nicht berücksichtigt. Klarerweise ergibt sich für Österreich insgesamt (abgesehen von Transportengpässen) eine gesicherte Lastabdeckung bis 2015.

Das oben dargestellte Verbrauchsszenario „MA-90er“ entspricht 2010 hingegen etwa einer Spitzenlast von 11400 MW und 2015 jener von 12500⁶ MW. Dies wäre um 2100 MW mehr als von der UCTE für Österreich im Jahr 2015 angenommen. In diesem Fall würde die notwendige Sicherheitsmarge über der gesicherten Leistung der UCTE (etwa 1800 MW)⁷ um etwa 700 MW unterschritten. Allerdings wird von der UCTE insgesamt eine Reserve von 6400 MW für Österreich veranschlagt, was höher ist als die von E-Control errechnete, notwendige Marge. Wenn man einen realisierten Verbrauchsverlauf zwischen ECG-Prognose und MA-90er Szenario annimmt, so sollte die in Österreich installierte Leistung bis 2015 knapp ausreichen.

Ähnlich wie für die gesamte UCTE lässt sich aber schlussfolgern, dass mittelfristig auch ein Teil der derzeit noch nicht sicheren Ausbauprojekte realisiert werden müssen, wenn auch nach 2015 die heimische Spitzenlast abgedeckt werden soll.

Netzausbau

Die Analyse und Detailbeschreibung der einzelnen Projekte wurde vom VEÖ (Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs) im Rahmen des Netzausbaukonzeptes für die 380-/220- und 110-kV-Hochspannungsnetze im Jahre 2003 erstellt, mit dem 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 der folgenden Tabelle dargestellt. Der betrachtete Realisierungszeitraum beträgt vier/fünf Jahre, beginnend mit Jänner 2003. Projekte der 110-kV-Hoch- bzw. Mittelspannungsnetze, welche ausschließlich regionalen Charakter haben, sind hier nicht dargestellt.

⁶ Lastwerte und Erzeugungskapazitäten entsprechen der gesamten Versorgung. Dies bedingt einerseits eine Erhöhung der Spitzenlast um etwa 1000 MW im Jahr 2010 gegenüber der alten Prognose andererseits werden auch die privaten Kraftwerke in den Kraftwerkspark mit einbezogen.

⁷ Insgesamt werden von der UCTE für Österreich 3900 MW im Winter als nicht verfügbar und 1800 MW als notwendige Sicherheitsmarge angesehen. Dies entspricht nicht der von E-Control im Rahmen des ersten Berichtes ermittelten 4700 MW notwendiger Marge (Differenz zwischen installierter Leistung und Spitzenlast) in Österreich.

Nr -	Netzbetreiber	Projektart	Projektbeschreibung	kV	Geplant	Erfolgt
1	Verbund-APG	Leitung	Südburgenland - Kainachtal	380	2008	
2	Verbund-APG	Leitung	St. Peter - Salzach Neu	380	2008	
3	Verbund-APG	Umspannwerk	Bisamberg	380	Herbst '05	
4	TIRAG	Leitung	Sillian - Toblach	110/132		
5	TIRAG	Leitung	Steinach (A) - Prati (I) üb. Brenner	110/132	'06/'07	
6	TIRAG	Leitung	Jenbach - Zell	110	nach '05	
7	TIRAG	Umspanner	Zell/Ziller	220/110		
8	VKW UNG	Umspannwerk	Meiningen	220	2007	
9	BEWAG/AWP	Umspannwerk	Neusiedl	110		2003
10	BEWAG/AWP	Umspannwerk	Parndorf	110		2003
11	BEWAG	Leitung	Deutschkreutz (A) - Kophaza (H) Jennersdorf (A) - St. Gotthard (H)	110		
13	EVN	Leitung, Umspannwerk	Etzersdorf - Theiß und UW Theiß	380/(110)	2006	
14	APG/EVN	Umspannwerk	Bruck/Leitha (380 kV Sarasdorf)	220/110	2006	
15	EVN	Leitung	Pottenstein - Enzesfeld	110	2008	
16	EVN	Netz	110-kV-Netz Weinviertel	110	'04-,09	
18	APG/Energie AG	Leitung (Sek. Technik)	Ennstalleitung	110	läuft	
19	APG/Energie AG	Umspannwerk	Erweiterung Hausruck / Lambach	220		'04-'05
20	APG/Energie AG	Umspannwerk	Sattledt	220/110		2004
21	APG/LinzStrom/ Energie AG	Netz	Ausbauplanung Großraum Linz	110	2006	
22	APG	Umspanner	Regelhauptumspanner 2 in Malta	220/110		2003
23	Kelag	Leitung	Gailitz (A) - Tarvisio (I)	110	nach '05	
24	Salzburg AG	Umspannwerk	Pongau	110		2004

Nr -	Netzbetreiber	Projektart	Projektbeschreibung	kV	Geplant	Erfolgt
25	APG/Salzburg AG	Umspannwerk	Salzach Neu	380/110	2008	
26	APG/Steweag-	Umspanner	Regelhauptumspanner 3 in Kainachtal	380/110		2004
27	APG/Steweag-Steg	Umspannwerk	Oststeiermark / Wünschendorf	380/110	2008	
28	Steweag-Steg/APG	Netz	110-kV-Leitungscoordination mit 380-kV-Steiermarkleitung	110	2008	
29	APG/Steweag-Steg	Umspannwerk	Haus	220/110	nach '05	
30	APG/Steweag-Steg	Umspannwerk	Mürztal	220/110	nach '05	
31	Wienstrom	Leitung, Umspannwerk	Nordeinspeisung Wienstrom	380/(110)	Ende	
32	Wienstrom	Kabel	Simmering - Donaustadt	380	2006	

Abb 5: Überblick über die einzelnen Netzausbauprojekte

Grundsätze der Netzplanung

Das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz⁸ fordert von den österreichischen Betreibern der 380-/220-/110-kV-Netze einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb. Sowohl im Rahmen der Netzplanung als auch in der Betriebsplanung sind die Grundsätze der technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen⁹ einzuhalten.

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 durch Kraftwerksstilllegungen und Bau neuer Kraftwerke), dem steigenden grenzüberschreitenden Stromhandel sowie der Sicherstellung der Stromversorgung Österreichs geprägt.

Dieser Entwicklung entsprechend ist auch der Netzplanungsprozess ein dynamischer Vorgang, der die kontinuierlichen Veränderungen der Umfeldvariablen berücksichtigt. Im Zuge dieser Betrachtungen sind für Österreich in den kommenden Jahren die in der Tabelle 1 beschriebenen Netzausbauswerpunkte umzusetzen.

⁸ Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) idF BGBl. I Nr.149/2002

⁹ Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, www.e-control.at

Die Abbildung 5 zeigt eine geografische Übersicht über die Netzausbauprojekte in den kommenden 4 Jahren mit der entsprechenden thematischen Gruppierung:

- Überregionaler 380-kV-Netzausbau: „380-kV-Leitungsprojekte“
- Netzausbauprojekte infolge steigenden Strombedarfs: „Lokale Verbrauchszuwächse“
- Netzausbauprojekte infolge Ausbau der Windkraft: „Windenergie-Einspeisung“

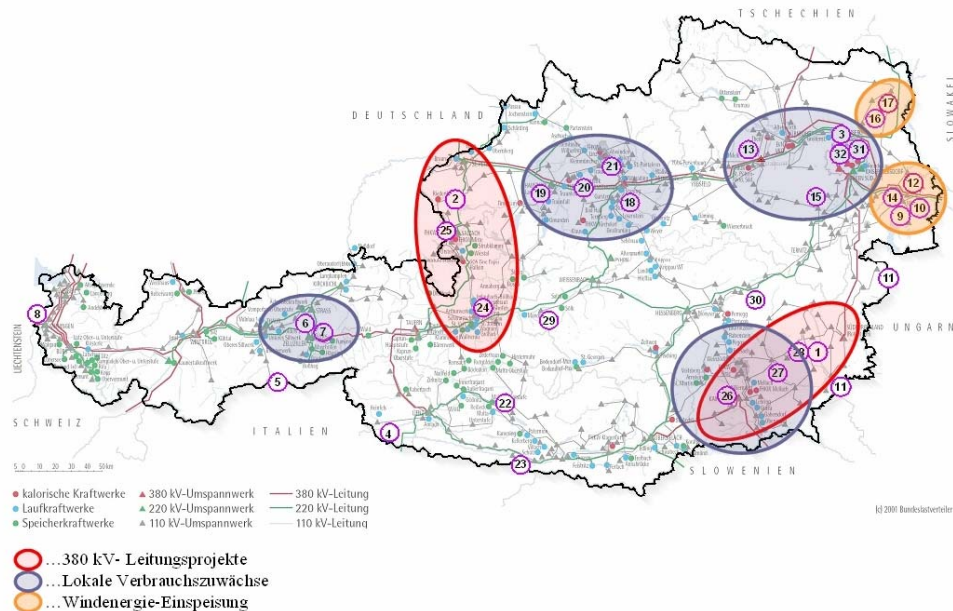


Abb 6: Geografische Verteilung der Projekte und thematische Gruppierung.

Überregionaler 380-kV-Netzausbau:

Im Übertragungsnetz der Verbund-Austrian Power Grid (APG) treten bereits heute massive Engpässe im 220-kV-Nord-Süd-Netz auf. Diese betreffen großteils die über 50 Jahre alten, bezogen auf die erforderliche Transportkapazität schwachen, 220-kV-Nord-Süd-Leitungen und sind verursacht durch die Ausbaulücken des 380-kV-Netzes. Abbildung 6 veranschaulicht diese Situation. Dadurch kommt es vor allem in den Wintermonaten zu extremen Belastungen und langfristigen Überschreitungen der zulässigen Grenzen für einen sicheren Netzbetrieb. Die APG plant zur Lösung dieser kritischen Netzsituation folgende Projekte im 380-kV-Netzausbau:

Bau der 380-kV-Steiermarkleitung von Südburgenland nach Kainachtal mit der Errichtung einer zusätzlichen 380-/110-kV-Abstützung des Netzes der STEWEAG-STEAG im UW Oststeiermark.

Bau der 380-kV-Salzburgleitung mit dem ersten Teilstück St. Peter – Salzach Neu (380-/110-kV-Abstützung der Salzburg AG).

Auch aufgrund der zentralen Lage Österreichs im europäischen Übertragungsnetz der UCTE¹⁰, muss der Ausbau von überregionalen Höchstspannungsnetzen in Österreich vollendet werden, um insbesondere die Anfälligkeit der Stromversorgung auf Störungen und Ausfälle von Betriebsmitteln im Inland und in angrenzenden ausländischen Netzen zu minimieren (Schaffung von Kapazitäts- und Betriebsreserve).

¹⁰ Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity

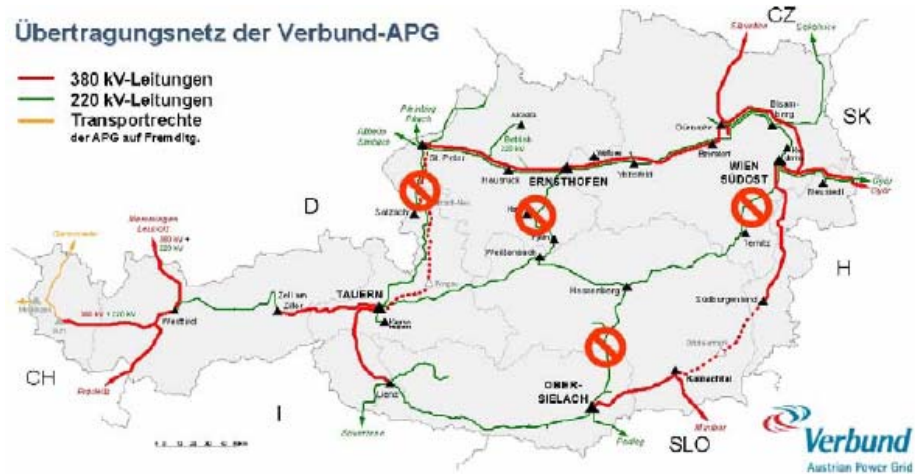


Abbildung 76: 380-/220-kV-Übertragungsnetz der Verbund-APG und vorhandene Engpässe

Netzausbauprojekte infolge des steigenden Strombedarfs:

Der Strombedarf in städtischen Ballungsräume im Norden Österreichs, im Großraum Wiens, im wachsenden Industriestandort Linz, im Großraum Salzburg sowie im Tiroler Inntal liegt über dem jährlichen Durchschnitt. Besonders am Industriestandort Linz zeigt sich dies durch die Umsetzung von Erweiterungsprojekten der Linzer Industriebetriebe. Im Süden Österreichs ist durch die wirtschaftliche Entwicklung der Süd- und Oststeiermark sowie des Großraumes Graz ein überproportional starker Verbrauchszuwachs festzustellen. Das „Nord-Süd-Gefälle“ verschärft sich zusehends durch die stillzuliegenden Kapazitäten im Süden und verstärkt die Engpasssituation im APG Netz.

Aus diesen Gründen planen die Netzbetreiber eine Verstärkung und den Ausbau der 380-/220-/110-kV-Netze.

Fazit

Infolge des steigenden Strombedarfs, der regionalen Veränderung von Verbrauchs- und Einspeiseschwerpunkten (einschließlich Windkraft), aber auch infolge des veränderten betrieblichen Umfeldes ist ein Netzbau unabdingbar. Nur dadurch kann die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes bei Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Die Bedeutung von entsprechend raschen Abwicklungen der erforderlichen Genehmigungsverfahren nimmt stetig zu, da nur dadurch die Umsetzung der Netzausbauprojekte rechtzeitig nach Plan und Bedarf erfolgen kann. Ansonsten müssten zusätzliche Engpassmanagementmaßnahmen getroffen werden, welche schwerwiegende Auswirkungen auf den gesamtösterreichischen Elektrizitätsmarkt haben können.

Ähnlich wie für die gesamte UCTE lässt sich schlussfolgern, dass mittelfristig auch ein Teil der derzeit noch nicht sicheren Ausbauprojekte realisiert werden müssen, wenn auch nach 2015 die heimische Spitzenlast abgedeckt werden soll.