

Wirkungsbereich des Landes Niederösterreich

EVN AG: Sicherheit der Stromversorgung in Österreich

Wegen der geringen Transportkapazitäten der Übertragungsleitungen in die Länder Steiermark, Kärnten und Salzburg ist deren Versorgungssicherheit gefährdet. Mit der Errichtung einer 380-kV Leitung vom Burgenland in die Steiermark (Steiermarkleitung) und mit der Verstärkung der 220-kV Leitung von St. Peter in Oberösterreich bis Tauern in Salzburg (Salzburgleitung) auf durchgängig 380 kV könnten die derzeit bestehenden Engpässe beseitigt werden. Die Durchführung dieser Maßnahmen zählt daher zu den dringendsten energiewirtschaftlichen Aufgaben für die Sicherheit der Stromversorgung in Österreich.

Kurzfassung

Prüfungsschwerpunkte

Die Schwerpunkte im Rahmen einer Querschnittsüberprüfung bei der Österreichischen Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft (VERBUND) und bei den Landeselektrizitätsunternehmen betrafen die Sicherheit der Stromversorgung in Österreich. Die Überprüfung erstreckte sich sowohl auf die Erzeugung als auch auf die Übertragung und Verteilung von Elektrizität.

Stromnetze

Die Leitungsverbindungen zu den Nachbarländern weisen – mit Ausnahme von Deutschland – knappe Transportkapazitäten auf, die an die Marktteilnehmer versteigert werden mussten. (TZ 35)

Die Leistungsfähigkeit der übrigen Übertragungs- und Verteilernetze der überprüften Elektrizitätsunternehmen war bis auf einzelne Regionen bislang ausreichend. Durch das erhöhte Stromtransportaufkommen kam es jedoch fallweise zu starken Belastungen einzelner Netzabschnitte. Aufgrund der zunehmenden Überalterung der Netze bedarf es steigender Ersatzinvestitionen, um den gesicherten Zustand langfristig halten zu können. (TZ 30, 33)

Stromversorgung

Die Versorgungszuverlässigkeit in Österreich – die Auskunft über das Ausmaß der Stromverfügbarkeit für den Kunden gibt – war sehr gut. Europaweit zählt Österreich zu den Staaten mit der geringsten Stromversorgungsunterbrechung. (TZ 12)

Durch die Strommarktliberalisierung haben sich die Risiken für die Versorgungssicherheit zunächst erhöht. Investitionen in die Erzeugungs- und Netzanlagen gingen in Österreich insgesamt zurück. (TZ 7)

Aufgrund der zum Teil langen Realisierungszeiten und der Langlebigkeit der Infrastrukturanlagen für die Stromversorgung wirken sich Versäumnisse bei der Erhaltung sowie dem Ersatz der Anlagen erst nach vielen Jahren auf die Versorgungssicherheit aus. Demzufolge ist die diesbezügliche Vorsorge langfristig vorausschauend zu betreiben. Alle vom RH überprüften Verteilernetzbetreiber konzentrierten ihre Investitions- und Instandhaltungsstrategie darauf, die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen zu erhöhen, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. (TZ 25, 29)

Auf das bisherige System der Stromversorgung, das sich schwerpunktmäßig auf großtechnische Erzeugungsanlagen sowie auf weit verzweigte Übertragungs- und Verteilernetze stützt, wird nicht verzichtet werden können, auch wenn die dezentrale Stromerzeugung weiter an Bedeutung gewinnt. (TZ 3)

Im Fall der Realisierung der bereits genehmigten und eingereichten Kraftwerksprojekte würde – auch unter Berücksichtigung der beabsichtigten Stilllegung von Kapazitäten – der Zuwachs der Stromerzeugung dem laut einer Studie des Wirtschaftsforschungsinstituts bis 2020 zu erwartenden Anstieg des Strombedarfes in Österreich nahezu entsprechen. (TZ 21)

Die Erfordernisse der Elektrizitätsversorgung in Form von Maßnahmen im Kraftwerks- und Leitungsbau und die des Umwelt- und Anrainerschutzes stehen in einem Spannungsfeld. Letztendlich ist es eine gesellschaftspolitische Entscheidung, in welcher Weise dieser Zielkonflikt gelöst wird. (TZ 4)



Zur Sicherheit der Stromversorgung bedarf es auch nachfrageseitiger Steuerungsmaßnahmen, die zu einer Verbesserung der Energieeffizienz und zu Energieeinsparungen führen. Die Energiepläne einiger Länder beinhalten bereits derartige Maßnahmen. Auch die Landeselektrizitätsunternehmen widmeten sich vermehrt diesem Thema. (TZ 10)

Dem im Energielenkungsgesetz 1982 vorgesehenen Auftrag zur Einrichtung von Beiräten zur Beratung des Landeshauptmannes bei der Durchführung energiepolitischer Lenkungsmaßnahmen kamen die Länder zumeist sehr spät oder noch gar nicht nach. (TZ 9)

Für eventuelle Krisen und Großstörungen der Stromversorgung waren die überprüften Elektrizitätsunternehmen gerüstet. Notfallpläne und Netzwiederaufbaukonzepte waren vorhanden. (TZ 32)

EVN AG

Die EVN Netz GmbH verfügte über eine insgesamt gute Versorgungszuverlässigkeit. (TZ 38)

Der Eigendeckungsgrad erhöhte sich im Zeitraum 2002 bis 2005 von 60 % auf 68 %. (TZ 39) Mit der Errichtung neuer Kraftwerke plante die EVN, ihre Eigenerzeugung bis 2020 wesentlich zu erhöhen. (TZ 40) Die Ressourcensicherheit war gegeben. (TZ 41) Die Kraftwerksturbinen wiesen bereits eine hohe Nutzungsdauer auf. (TZ 42)

Im 110-kV Netz war ein „n-1 sicherer“ Betrieb gegeben; d.h. der Ausfall einer einzelnen Komponente kann zu keiner Versorgungsunterbrechung führen. Im Normalbetrieb bestanden im Hochspannungsnetz bislang keine Engpässe. (TZ 25, 45)

Für das Krisen- und Störfallmanagement lagen entsprechende Maßnahmenpläne sowie Netzwiederaufbaukonzepte vor. (TZ 51)

Österreichische Elektrizitätswirtschafts–Aktiengesellschaft (VERBUND)

Die VERBUND–Austrian Power Grid AG versorgte netzmäßig die Länder Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark und Wien; weiters unterhielt sie Korridorleitungen in den Regelzonen Tirol und Vorarlberg. (TZ 58) Sie verfügte über eine sehr gute Versorgungszuverlässigkeit. (TZ 53)

Mit der Errichtung neuer Kraftwerke kann der VERBUND–Konzern seine Eigenerzeugungskapazitäten wesentlich erhöhen. Die Ressourcensicherheit und die Anlagenzuverlässigkeit bei der Stromerzeugung waren gegeben. (TZ 54 bis 56)

Für das Krisen– und Störfallmanagement lagen entsprechende Maßnahmenpläne sowie Netzwiederaufbaukonzepte vor. (TZ 65)



Burgenländische Elektrizitätswirtschafts–Aktiengesellschaft (BEWAG)

Die BEWAG Netz GmbH (Netzgesellschaft) verfügte über eine sehr gute Versorgungszuverlässigkeit. (TZ 67)

Aufgrund der Errichtung zahlreicher Windkraftanlagen erhöhte sich der Anteil der Eigenerzeugung am inländischen Stromabsatz (Eigendeckungsgrad) im Zeitraum 2002 bis 2005 von 5 % auf 36 %. (TZ 68)

Im 110–kV Netz war ein „n–1 sicherer“ Betrieb gegeben; d.h. der Ausfall einer einzelnen Komponente kann zu keiner Versorgungsunterbrechung führen. Zu Zeiten hoher Windkrafteinspeisung kam es jedoch zu Engpässen. (TZ 25, 71)

Wegen der Altersstruktur der Freileitungen stehen der Netzgesellschaft in den kommenden Jahren Sanierungs– und Ersatzmaßnahmen bevor, wodurch mit zusätzlichen Investitionen zu rechnen ist. (TZ 72)

Für das Krisen– und Störfallmanagement lagen entsprechende Maßnahmenpläne sowie Netzwiederaufbaukonzepte vor. (TZ 76)

Kenndaten zur Sicherheit der Stromversorgung in Österreich im Bereich der EVN AG

Eigentümer	51 % NÖ Landes-Beteiligungsholding GmbH > 35 % EnBW Energie Baden-Württemberg AG < 14 % Anteile im Streubesitz
Rechtsgrundlagen	
kompetenzrechtliche Grundlagen	Art. 12 Abs. 1 Z 5 B-VG Angelegenheiten des Elektrizitätswesens (Bundessache: Gesetzgebung über die Grundsätze; Landessache: Erlassung von Ausführungsgesetzen und Vollziehung)
supranationale Rechtsnormen	Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG Richtlinie 2005/89/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Jänner 2006 über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates
Bundesrecht	Energielenkungsgesetz 1982, BGBl. Nr. 545/1982 i.d.g.F. Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz, BGBl. I Nr. 143/1998 i.d.g.F. Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006, BGBl. I Nr. 106/2006
Landesrecht	NÖ Elektrizitätswesengesetz 2005, LGBl. 7800

Leistungsdaten	2002	2005	2006
Netz:			
Stromabgabe	6,48 TWh ¹⁾	6,99 TWh	7,82 TWh
Netzhöchstlast	1.215 MW ²⁾	1.241 MW	1.315 MW
Leitungslänge gesamt	46.436 km	48.671 km	49.442 km
Erzeugung:			
Eigenerzeugung (einschließlich Bezugsrechte)	3,79 TWh	4,51 TWh	4,53 TWh
Eigendeckungsgrad ³⁾	60 %	68 %	63 %

zusätzliche Kraftwerksprojekte: rd. 1.120 MW
(Stand 31. Dezember 2005)

¹⁾ TWh: Terawattstunde (1 Billion oder 10¹² Wattstunden)

²⁾ MW: Megawatt

³⁾ Anteil der Eigenerzeugung am inländischen Stromabsatz

**Prüfungsablauf und
-gegenstand**

- 1 Der RH überprüfte bei der Österreichischen Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft (**VERBUND**) und bei den Landeselektrizitätsunternehmen im Rahmen einer Querschnittsüberprüfung von April bis Juli 2006 die Sicherheit der Stromversorgung (Elektrizitätsversorgung) in Österreich. Die Überprüfung erstreckte sich sowohl auf die Erzeugung als auch auf die Übertragung und Verteilung von Elektrizität. Der überprüfte Zeitraum umfasste die Jahre 2002 bis 2005.

Zu dem im Februar 2007 übermittelten Prüfungsergebnis nahmen die STEWEAG-STEAG GmbH (**SSG**), die Vorarlberger Illwerke Aktiengesellschaft (**VIW**), die WIEN ENERGIE GmbH, die Burgenländische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft (**BEWAG**), die Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation (**Salzburg AG**), die Energie AG Oberösterreich (**EAG**), die KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft (**KELAG**) und der VERBUND im März 2007 Stellung.

Stellungnahmen der EVN AG (**EVN**) und der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG (**TIWAG**) erfolgten im April 2007. Das BMWA, die Länder Niederösterreich, Oberösterreich, Tirol, Steiermark, Kärnten, Salzburg, Vorarlberg und die Stadt Wien gaben im Mai sowie Juni 2007 und das Land Burgenland im Juli 2007 Stellungnahmen ab. Der RH erstattete seine Gegenäußerung im Juni 2007.

Die Landeshauptstädte Linz und Salzburg verzichteten im September 2007 auf eine Stellungnahme zu dem im August 2007 übermittelten Prüfungsergebnis.

Grundsätzliche Feststellungen

Begriffe

Versorgungszuverlässigkeit

- 2 Der RH sah die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung als die Möglichkeit der Verbraucher, elektrische Energie mit einer festgelegten Qualität zu dem Zeitpunkt und in der Menge, wie benötigt, zu beziehen. Die Verfügbarkeit der Elektrizität zeigte sich in der Versorgungszuverlässigkeit, die über die Häufigkeit und die Dauer von Versorgungsunterbrechungen bei Kunden gemessen wird.

V

Volt

kV

Kilovolt (1.000 Volt)

Höchstspannung

220 kV bzw. 380 kV

Hochspannung

> 36 kV bis 110 kV

Mittelspannung

> 1 kV bis 36 kV

Niederspannung

1 kV und darunter

MW

Megawatt (1 Million oder 10^6 Watt)

MWh

Megawattstunde(n)

GW

Gigawatt (1 Milliarde oder 10^9 Watt)

GWh

Gigawattstunde(n)

TW

Terawatt (1 Billion oder 10^{12} Watt)

TWh

Terawattstunde(n)

System der Elektrizitätsversorgung

3.1 Die Elektrizitätsversorgung wird von physikalischen Bedingungen geprägt, die zur Aufrechterhaltung einer sicheren Versorgung besondere Maßnahmen erfordern. Einerseits muss die elektrische Energie mangels Speichermöglichkeiten zeitgleich mit der Verwendung erzeugt werden und andererseits bedarf es eines Netzes für den Stromtransport von den Kraftwerken zum Verbraucher. Stromerzeugung, -verteilung und -verbrauch bilden somit ein integriertes Gesamtsystem, in dem sich die einzelnen Elemente gegenseitig in vielfacher Weise beeinflussen.

System der Elektrizitätsversorgung

3.2 Nach Ansicht des RH kann auf das bisherige System der Stromversorgung – das sich schwerpunktmäßig auf großtechnische Erzeugungsanlagen (Wasser-, Wärme- und Windkraftanlagen) sowie auf weit verzweigte Übertragungs- und Verteilernetze stützt – nicht verzichtet werden, auch wenn die dezentrale Stromerzeugung weiter an Bedeutung gewinnt. Die Gründe dafür liegen im bislang bekannten technologischen Entwicklungsstand, in der Notwendigkeit der möglichst großen Ausnutzung der zur Verfügung stehenden natürlichen Ressourcen und in den bestehenden wirtschaftlichen Gegebenheiten.

Elektrizitätsversorgung und Umweltschutz

4.1 Die elektrische Energie wird allgemein als saubere Energieform geschätzt. Die Errichtung und der Betrieb der baulichen Infrastruktur der Stromversorgung, wie Kraftwerke sowie Stromnetze, stehen jedoch vielfach in einem Spannungsverhältnis zum Umwelt- und Anrainerschutz und werden, soweit sie den Lebensraum und/oder die Lebensqualität beeinträchtigen, häufig von der betroffenen Bevölkerung abgelehnt. Vermehrt werden auch Gesundheitsargumente in die Diskussion mit eingebracht.

4.2 Die Auswirkungen der elektrischen Anlagen auf die Umwelt können nicht völlig beseitigt werden. Somit bleibt das Spannungsfeld zwischen den energiewirtschaftlichen Erfordernissen und jenen des Umwelt- sowie Anrainerschutzes bestehen. Letztendlich ist es eine gesellschaftspolitische Entscheidung, in welcher Weise dieser Zielkonflikt gelöst wird.

Rechtliche Grundlagen

5.1 Gemeinschaftsrechtliche Hinweise und Bestimmungen betreffend die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung finden sich in mehreren Richtlinien der Europäischen Union (EU). In Österreich sind die Bestimmungen für die Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Elektrizität im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) festgelegt. Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Energieversorgung finden sich im Energielenkungsgesetz 1982. Mit dem im Mai 2006 beschlossenen Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006 wurden für die Versorgungssicherheit maßgebende Bestimmungen festgesetzt.

Bei den mit dem Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006 im EIWOG festgelegten Bestimmungen handelt es sich vielfach um Grundsatzbestimmungen, die für eine verbindliche Anordnung noch die Erlassung von Ausführungsgesetzen durch die Länder benötigen.



Zur Zeit der Gebarungsüberprüfung fanden sich nähere Bestimmungen zur Versorgungssicherheit lediglich im Oö. Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2006 und im Wiener Elektrizitätswirtschaftsgesetz 2005. Der im Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006 vorgegebene Termin für die Erlassung von Ausführungsgesetzen bis Ende 2006 wurde von den Ländern nicht eingehalten.

5.2 Der RH vermerkte, dass die EU dem Thema Versorgungssicherheit einen immer größeren Stellenwert beimisst und die Mitgliedstaaten zu einem laufenden Umsetzungsprozess aufgefordert werden. Angesichts der in kurzen Zeitabständen ergangenen energiespezifischen EU-Richtlinien und der komplizierten österreichischen Kompetenzsituation im Elektrizitätswesen wird die fristgerechte Richtlinienumsetzung durch die Bundes- sowie Landesgesetzgebung zunehmend schwieriger. Der RH regte an, sich um die Erlassung der Ausführungsgesetze zum Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006 zu bemühen.

5.3 *Die Niederösterreichische Landesregierung berichtete über die Umsetzung durch die am 27. April 2007 kundgemachte Novelle zum NÖ Elektrizitätswesengesetz 2005. Die Burgenländische Landesregierung teilte mit, dass der Entwurf des Ausführungsgesetzes im Jahr 2007 zur Begutachtung versendet werde. Die übrigen Länder sagten die Umsetzung während der Gebarungsüberprüfung an Ort und Stelle zu.*

Spannungsfeld der europäischen Energiepolitik

6 Die gemeinschaftsrechtlichen Vorgaben für die von der europäischen Energiepolitik im Wesentlichen zu verfolgenden Ziele (Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit) beinhalten jeweils individuelle Ziele, die teilweise im Widerspruch zueinander stehen. Um die Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll¹⁾ erfüllen zu können, setzt die EU verstärkt auf den Einsatz erneuerbarer Energieträger. Das Ziel für Österreich ist die Verminderung der Treibhausgasemissionen bis zu den Jahren 2008 bis 2012 gegenüber dem Basisjahr von 1990 um 13 %.

¹⁾ Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, 1997

Spannungsfeld der europäischen Energiepolitik

Mit der EU-Richtlinie für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten¹⁾ wird die Erreichung dieses Reduktionsziels unterstützt. Andererseits verpflichtet die im Jahr 2000 von der EU erlassene Wasserrahmenrichtlinie²⁾ alle Mitgliedstaaten, bis 2015 an allen Gewässern einen „guten Gewässerzustand“ herzustellen.

¹⁾ Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates

²⁾ Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik

Österreich hat demzufolge mit einer Reduktion der Wasserkrafterzeugung und somit auch mit einer Senkung seines erneuerbaren Energieanteils zu rechnen. Da die verbraucherseitig fehlende Energie durch andere erneuerbare Energieträger nicht gänzlich ersetzt werden kann, wird der steigende Energiebedarf voraussichtlich durch Wärmekraftwerke zu decken sein.

Auswirkungen der Strommarktliberalisierung

7.1 Die im Oktober 2001 durchgeführte vollständige Strommarktliberalisierung in Österreich führte in der Elektrizitätswirtschaft zu wesentlichen Strukturveränderungen. Die bislang mit Gebietsmonopolen ausgestatteten Unternehmen, deren Ziel eine sichere Kundenversorgung war, stehen nunmehr – mit Ausnahme des weiterhin monopolistischen Netzbereiches – im freien Wettbewerb.

Die einzelnen Marktteilnehmer verfolgen nun unterschiedliche wirtschaftliche Ziele. Kraftwerke werden nicht mehr nach den Bedürfnissen der Netze errichtet und eingesetzt, sondern nahezu ausschließlich nach wirtschaftlichen Erwägungen.

Durch die Strommarktliberalisierung haben sich die Risiken für die Versorgungssicherheit zunächst erhöht. Investitionen in die Erzeugungs- und Netzanlagen gingen in Österreich insgesamt zurück. Die Netztarifgestaltung durch die Regulierungsbehörde bot für die Netzbetreiber wenig Anreize für langfristige Investitionen. Erst seit 2006 besteht ein anreizbasiertes Regulierungssystem. Unabhängig davon sind die Versorgungsrisiken betreffend die Ressourcenverfügbarkeit zu sehen.



Generell ist mit einem Anstieg der Primärenergieabhängigkeit Europas zu rechnen. Im Vergleich zu anderen europäischen Staaten ist jedoch Österreich aufgrund seiner hohen Wasserkraftressourcen – trotz allfälliger Auswirkungen der Wasserrahmenrichtlinie – vom Bezug fossiler Brennstoffe nicht so stark betroffen.

7.2 Der RH vermerkte, dass der im Zuge der Strommarktliberalisierung gesetzlich festgelegte energiewirtschaftliche Zielkatalog als erstes Ziel die Bereitstellung kostengünstiger Elektrizität in hoher Qualität vorsieht. Bei den weiteren Zielen wird sodann auch auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit hingewiesen. Mit dem Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006 wurden weitere Maßnahmen zur Verbesserung der Sicherheit der Stromversorgung getroffen.

7.3 *Das BMWA teilte mit, dass die Versorgungssicherheit sowohl für den Gesetzgeber als auch für die zuständigen Behörden immer von größter Bedeutung gewesen und daher der Gewährleistung der Versorgungssicherheit immer die nötige Aufmerksamkeit zugekommen sei. Weiters seien Investitionen stets als Netzkosten anerkannt worden.*

Die WIEN ENERGIE GmbH und die BEWAG wiesen in der Stellungnahme darauf hin, dass das anreizorientierte Regulierungsmodell starke Anreize zur Senkung der Netzkosten, jedoch keine Investitionsanreize setze.

Nach Ansicht der KELAG biete das Modell wenig Anreize für langfristige Investitionen, weil der Übergang in die zweite Regulierungsperiode ungewiss sei.

Struktur des österreichischen Strommarktes

8 Der VERBUND, die neun Landeselektrizitätsunternehmen und einige landeshauptstädtische Elektrizitätsunternehmen bestimmen im Wesentlichen die Struktur des österreichischen Strommarktes. Durch das gesellschaftsrechtliche Unbundling¹⁾ sind die Netzbetreiber unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen der Elektrizitätsunternehmen.

¹⁾ Entflechtung der Geschäftsbereiche von Elektrizitätsunternehmen

Als Übertragungsnetzbetreiber sind die VERBUND–Austrian Power Grid AG, die TIWAG–Netz AG und die VKW–Netz AG tätig. Laut EIWOG üben diese auch die Funktion eines Regelzonenführers aus. Die Verteilernetze der Landeselektrizitätsunternehmen werden von den jeweiligen Verteilernetzbetreibern (Netzgesellschaften) betrieben.

Der Regelzonenführer ist für die Leistungs–Frequenzregelung in einer Regelzone verantwortlich. Wenn Netzengpässe im Übertragungsnetz auftreten, für deren Beseitigung Leistungen der Erzeuger erforderlich sind und eine vertragliche Liefervereinbarung nicht vorliegt, kann er entsprechend den Bestimmungen des Energie–Versorgungssicherheitsgesetzes 2006 eine Erhöhung oder Einschränkung der Erzeugung anordnen.

Energiepolitische Lenkungsmaßnahmen

9.1 Energiepolitische Lenkungsmaßnahmen für den Krisenfall finden sich im Energielenkungsgesetz 1982. Regelungstatbestand sind unmittelbar drohende oder bereits eingetretene Störungen der Energieversorgung,

- die keine saisonale Verknappungserscheinung darstellen und
- die durch marktkonforme Maßnahmen nicht, nicht rechtzeitig oder nur mit unverhältnismäßigen Mitteln abgewendet oder behoben werden können.

Aufgrund der Strommarktliberalisierung wurden ab 2002 die Ausführungskompetenzen der Krisenvorsorge auf Bundesebene vom Bundeslastverteiler auf die Energie–Control GmbH¹⁾ und auf Landesebene von den Landeslastverteilern auf die Landeshauptmänner übertragen. Letzteren obliegt insbesondere die Durchführung von Lenkungsmaßnahmen hinsichtlich der vom Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit bei Bedarf den Ländern vorzuschreibenden Landesverbrauchskontingente.

¹⁾ Energie–Control Österreichische Gesellschaft für die Regulierung in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft mit beschränkter Haftung

Zur Beratung des Bundesministers bzw. des Landeshauptmannes sieht das Energielenkungsgesetz 1982 jeweils die Einrichtung eines Beirates vor. Während im Bundesbereich der Elektrizitätsbeirat bereits seit 2002 bestand, kamen die Länder dieser Verpflichtung zumeist sehr spät oder noch gar nicht nach. Lediglich in Oberösterreich gab es einen diesbezüglichen Beirat, der auch laufend einberufen wurde.

9.2 Der RH empfahl, die Einrichtung eines Beirates zum Energielenkungsgesetz 1982 in den übrigen Ländern rasch voranzutreiben und die Aktualität der Mitglieder des Beirates laufend zu überprüfen.



9.3 Die Landesregierungen von Kärnten, Niederösterreich, Tirol und Vorarlberg teilten in ihren Stellungnahmen mit, dass sie bereits einen Energielenkungsbeirat eingerichtet hätten. Laut Mitteilung der Burgenländischen Landesregierung seien die erforderlichen Schritte zur Einrichtung eines Energielenkungsbeirates bereits eingeleitet worden. Die Länder Salzburg, Steiermark und Wien sagten die Umsetzung während der Gebarungsüberprüfung an Ort und Stelle zu.

Energieeffizienz

10.1 Zur Sicherheit der Stromversorgung bedarf es auch nachfrageseitiger Steuerungsmaßnahmen, die zu einer Verbesserung der Energieeffizienz und zu Energieeinsparungen führen. Energieeffizienzsteigerungen ergeben sich vor allem durch den Einsatz neuer Technologien. Energiesparpotenziale finden sich aber auch in einem energiesparenden Nutzerverhalten. Durch verstärkte Informationskampagnen und Energieberatungen können die Stromkonsumenten auf die energiewirtschaftliche Bedeutung des Einsatzes energieeffizienter Elektrogeräte aufmerksam gemacht werden.

Auf Länderebene haben Vorarlberg, Steiermark und Wien in ihren Energieplänen bereits Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sowie der Ausschöpfung von Energieeinsparpotenzialen gesetzt. Auch die Landeselektrizitätsunternehmen widmeten sich vermehrt dem Thema Energieeffizienz und Energieeinsparung.

10.2 Nach Ansicht des RH können mittel- bis langfristig die höchsten Energieeinsparpotenziale im Bereich Wärmebereitstellung erreicht werden. Im Strombereich ist es angesichts der geänderten Haushaltsstruktur und der damit gestiegenen Anzahl an Haushalten sowie des zunehmenden Ausstattungsgrades der Haushalte mit elektrischen und elektronischen Geräten nicht realistisch, den Verbrauchszuwachs zu stoppen, jedoch kann dessen Ausmaß eingedämmt und die Bevölkerung für das Thema Energieeffizienz und Energiesparen sensibilisiert werden.

Dabei sollte nicht nur das damit verbundene ökonomische, sondern – unter Hinweis auf das Kyoto-Ziel – auch das ökologische Nutzenpotenzial hervorgehoben werden.

Primärenergiebezug

11.1 Laut einer von der Europäischen Kommission publizierten Studie über die Energieentwicklung bis 2030 wird die Primärenergienachfrage der EU-Staaten um 19 %, bezogen auf das Basisjahr 2000, ansteigen. Bis zu 80 % des zusätzlichen Energiebedarfes wird durch Erdgas abgedeckt werden. Dessen Anteil an der Primärenergienachfrage wird mit rd. 32 % nur mehr geringfügig hinter den rd. 34 % Erdölanteil liegen. Im Vergleich dazu wird der sehr rasch wachsende Anteil erneuerbarer Energieträger rd. 9 % betragen.

Für die Stromerzeugung wird Erdgas im Jahr 2030 der wichtigste Primärenergieträger sein. Die größten Erdgasreserven liegen in Russland und im Mittleren Osten. Insgesamt wird die Abhängigkeit der EU-Staaten von Energieimporten auf rd. 70 % des Energiebedarfes ansteigen.

Obwohl Österreich durch seinen hohen Anteil an Wasserkraft (rd. 59 %) bei der Stromerzeugung nicht in dem Ausmaß wie andere EU-Staaten von fossilen Energieträgern (Erdöl, Erdgas, Kohle) abhängig ist, kann eine Aufrechterhaltung bzw. Ausweitung der Eigenerzeugung nur auf Basis eines gesicherten Primärenergiebezugs erfolgen.

Derzeit hängt der Betrieb der österreichischen Wärmekraftwerke überwiegend von einem gesicherten Bezug russischen Erdgases ab. Durch die im Zusammenhang mit der Erschließung der kaspischen Region geplante Errichtung der Nabucco-Transitleitung von der Türkei nach Österreich sowie möglicher LNG-Projekte¹⁾ könnte diese einseitige Abhängigkeit gemildert werden.

¹⁾ LNG: Liquefied Natural Gas, Flüssigerdgas

Weiters ist zur Verstärkung der Versorgungssicherheit ein Ausbau der heimischen Transportkapazitäten in Vorbereitung. Der Einsatz von Kohle als Primärenergieträger wird weitgehend vom Kraftwerksstandort, insbesondere aber von der weiteren Entwicklung umweltfreundlicher Kohletechnologien²⁾ bestimmt.

²⁾ CCT: Clean Coal Technologies



11.2 Nach Ansicht des RH ist es zweckmäßig, den Zugang zu gesicherten Ressourcen auf europäischer Ebene im Rahmen einer gemeinsamen Energiepolitik zu verfolgen. Ansätze hierzu finden sich in dem von der Europäischen Kommission im März 2006 veröffentlichten Grünbuch für eine europäische Energiestrategie. Weiters ist darauf hinzuweisen, dass für die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung eine breite Diversifizierung der Energiequellen grundsätzlich von Vorteil ist.

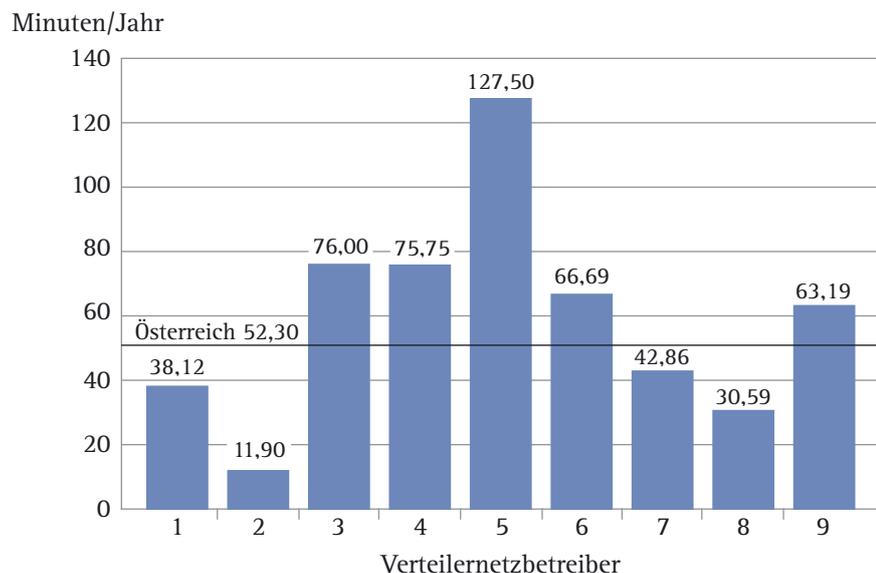
Versorgungszuverlässigkeit

12.1 Die Versorgungszuverlässigkeit stellt einen Teilaspekt der Versorgungssicherheit dar und gibt Auskunft über das Ausmaß der Stromverfügbarkeit für den Kunden. Sie wird wesentlich durch die geografische Lage, die topologische Netzstruktur, die Siedlungsstruktur und atmosphärische Einflüsse bestimmt. Die Energie-Control GmbH fasst die von den Verteilernetzbetreibern zu meldenden Daten über Störungen der Mittelspannungsebene mit einer Versorgungsunterbrechungsdauer von mehr als drei Minuten jährlich in Kennzahlen zusammen und veröffentlicht sie.

Zur Wahrung der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse erfolgte der für das Jahr 2005 dargestellte Kennzahlenvergleich der Verteilernetzbetreiber in anonymisierter Form (1 bis 9).¹⁾

¹⁾ Vergleich der neun Verteilernetzbetreiber. Die VERBUND-Austrian Power Grid AG ist nur als Übertragungsnetzbetreiber tätig.

Abbildung 1: Nichtverfügbarkeit im Jahr 2005

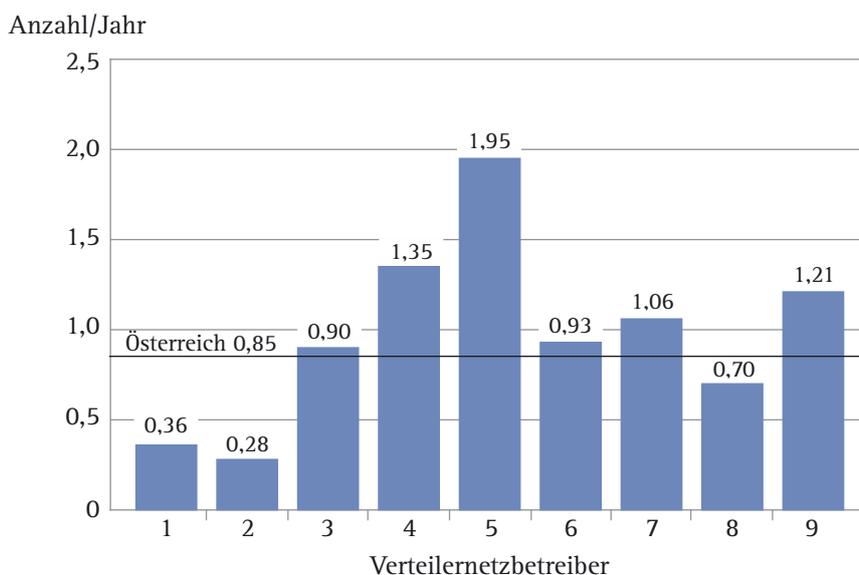


Versorgungszuverlässigkeit

Diese Kennzahl ist ein Maß für die durchschnittliche Dauer jenes Zeitraumes in einem Jahr, in dem ein Kunde von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist. In Österreich entfielen 20,95 Minuten auf geplante und 31,35 Minuten auf ungeplante Unterbrechungen.¹⁾

¹⁾ Geplante Versorgungsunterbrechungen werden den Kunden im Voraus angekündigt (z.B. Instandhaltungsarbeiten im Stromnetz). Ungeplante Versorgungsunterbrechungen (Störungen) haben ihre Ursache in höherer Gewalt (z.B. Gewitter, Stürme), in Beschädigungen durch Dritte (z.B. Baumfällung, Grabungsarbeiten), in internen Ursachen bei den Netzbetreibern (z.B. Fehlschaltungen, Fehlfunktionen) und in sonstigen Versorgungsausfällen (z.B. Ausfall des vorgelagerten Netzes). Naturkatastrophen werden nicht berücksichtigt; in diesem Zusammenhang wies die Salzburg AG auf das Fehlen einer österreichweit einheitlichen Definition einer Naturkatastrophe hin.

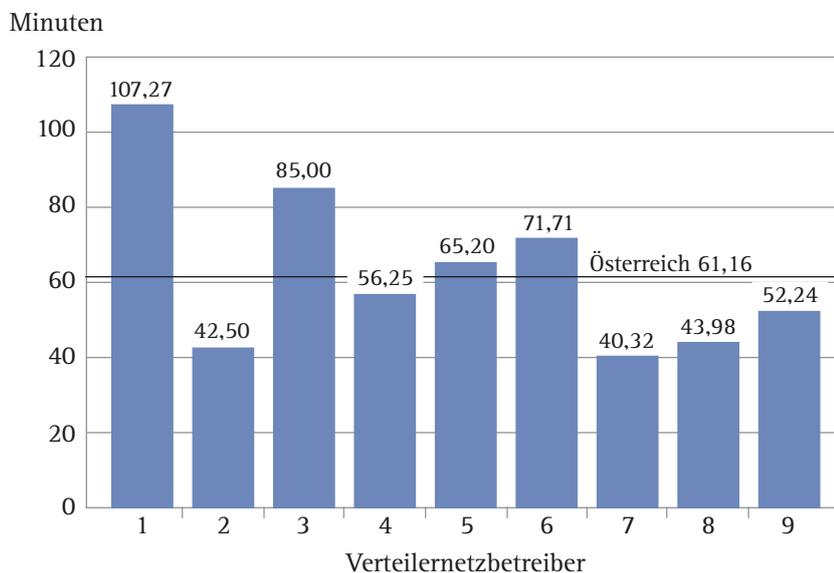
Abbildung 2: Unterbrechungshäufigkeit im Jahr 2005



Diese Kennzahl ist ein Maß dafür, wie oft ein Kunde im Jahr durchschnittlich von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist. In Österreich entfiel auf geplante Unterbrechungen ein Anteil von 0,18 und auf ungeplante einer von 0,67.

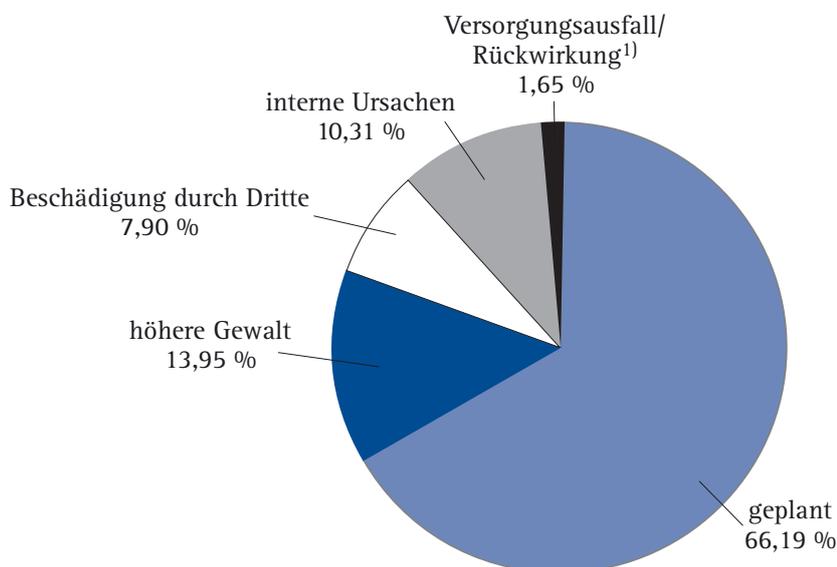


Abbildung 3: Unterbrechungsdauer im Jahr 2005



Diese Kennzahl zeigt die durchschnittliche Unterbrechungsdauer in Minuten pro Versorgungsunterbrechung. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen ergaben sich für Österreich Werte von 114,99 Minuten und 46,80 Minuten.

Abbildung 4: Versorgungsunterbrechungen nach Ursachen im Jahr 2005



¹⁾ Versorgungsausfall/Rückwirkung: Ausfall der vorgelagerten Spannungsebene oder Ausfall der Versorgung (Erzeugung) oder Störung aus einem anderen Netz, welche auf das betrachtete Netz zurückwirkt.

Österreichweit war nur ein Drittel aller Ausfälle auf ungeplante Störungen zurückzuführen, wobei der größte Anteil auf atmosphärischen Wiedereinflüssen und Betriebsmittelausfällen basierte.

12.2 Der RH wies darauf hin, dass die Versorgungszuverlässigkeit in Österreich sehr gut war. Europaweit zählt Österreich zu den Staaten mit der geringsten Stromversorgungsunterbrechung. Weiters war anzumerken, dass nur rd. 10 % aller Versorgungsunterbrechungen ihre Ursache im Bereich des Verteilernetzbetreibers hatten.

Elektrischer Endverbrauch

Entwicklung

13.1 Der elektrische Endverbrauch umfasst die dem Verbraucher zur Verfügung stehende Energiemenge und beinhaltet weder die Verluste der Stromübertragung noch den zum Betreiben der Pumpspeicherkraftwerke anfallenden Energiebedarf. Der elektrische Endverbrauch in Österreich stieg im Zeitraum 1996 bis 2005 um rd. 23 % von 49,04 TWh auf 60,20 TWh an.¹⁾

¹⁾ Die Daten basieren auf Veröffentlichungen der Energie-Control GmbH. Für Analysen zum elektrischen Endverbrauch dienten Studien der Österreichischen Energieagentur – Austrian Energy Agency und die Energiebilanzen der Statistik Austria.

Die größten Anteile entfielen dabei auf den industriellen Sektor (rd. 39 %), die privaten Haushalte (rd. 28 %) und den Dienstleistungssektor (rd. 25 %). Die Dynamik des Verbrauchswachstums ging überwiegend vom Dienstleistungssektor mit einer jährlichen Zuwachsrate von rd. 3,4 % aus.

13.2 Der RH vermerkte, dass der zwischen 1996 und 2005 entstandene zusätzliche Strombedarf in Höhe von 11,16 TWh nahezu der gesamten durchschnittlichen Jahreserzeugung aller Donau-Laufkraftwerke entsprach.

Prognostizierter elektrischer Endverbrauch bis 2020

14.1 Die Prognosewerte basierten auf der vom Österreichischen Institut für Wirtschaftsforschung (WIFO) durchgeführten Studie „Energieszenarien für Österreich bis 2020“. Hiezu wurden das österreichische Energiesystem und dessen funktionale Zusammenhänge auf Basis historischer Verhaltensmuster in ein Energiemodell übertragen. Unter Berücksichtigung wesentlicher Modellparameter (bspw. Bevölkerungswachstum, Anzahl der Haushalte, Entwicklung des Rohölpreises) errechnete das dafür verwendete Programm unterschiedliche Szenarien für die Höhe des Stromverbrauchs in Österreich im Jahr 2020.

Das Ausgangsszenario (**Szenario 1**) unterstellte im Wesentlichen ein Festhalten am bisherigen Energiesystem, dessen Verbrauchs- und Erzeugungsstruktur sowie der Erzeugungstechnologie. Demnach ergibt sich für das Jahr 2020 ein elektrischer Endverbrauch von 67,46 TWh. Im Vergleich zum Jahr 2005 entspräche dies einem Anstieg von 12 % bzw. 7,26 TWh. Weitere Szenarien ergaben prognostizierte Werte zwischen 52,56 TWh (**Szenario 2**) und 79,39 TWh (13 % Rückgang bzw. 32 % Anstieg im Vergleich zu 2005).

- 14.2** Da die zur Zeit der Gebarungsüberprüfung gegebenen Rahmenbedingungen eine nachhaltige Reduktion des elektrischen Endverbrauchs nicht erwarten ließen, ist ein kontinuierlicher Anstieg bis 2020 als sehr wahrscheinlich anzunehmen.

Stromerzeugung

Erzeugungsstruktur

- 15** Die gesamte Stromerzeugung in Österreich stieg im Zeitraum 1996 bis 2005 um rd. 21 % von 54,84 TWh auf 66,36 TWh an, wobei mehr als die Hälfte auf die Wärmekrafterzeugung entfiel. Im Jahr 2005 erfolgte die Stromerzeugung zu rd. 59 % in Wasserkraft-, zu rd. 39 % in Wärmekraft- und zu rd. 2 % in Windkraftanlagen. Bei den Wasserkraftanlagen ist zwischen Lauf- und Speicherkraftwerken zu unterscheiden.

Die in Lauf- und Wärmekraftwerken erzeugte Energie dient der **Grundlastabdeckung**, das ist der Grundbedarf an Strom, der durchgehend konstant verbraucht wird. **Spitzenlast** hingegen ist die Kraftwerksleistung, die zusätzlich zur Grundlast benötigt wird, um bei einem schwankenden Stromverbrauch die Versorgung jederzeit zu decken. Diese Leistung wird insbesondere von Speicherkraftwerken, in zunehmendem Ausmaß aber auch von Wärmekraftwerken erbracht.

Aufgrund des Umstandes, dass elektrische Energie nicht speicherbar ist, müssen der Verbrauch und die Erzeugung zeitgleich stattfinden; dies erfordert eine entsprechende Ausstattung an Spitzen- und Grundlastkraftwerken.

Stromerzeugung 2002 bis 2005

- 16.1** Österreich importierte im Zeitraum 2002 bis 2005 stets mehr Strom als es exportierte und war somit Nettoimporteur. Dies spiegelte sich im Eigenerzeugungsgrad¹⁾ wider, der in diesem Zeitraum von 99 % auf 96 % sank.

¹⁾ Anteil der inländischen Stromerzeugung an der gesamten österreichischen Stromabgabe



Der Einsatz von Kraftwerken wurde vom Marktpreis bestimmt. Dies war dann der Fall, wenn der Marktpreis über den variablen Erzeugungskosten lag und somit ein Deckungsbeitrag erwirtschaftet werden konnte. Wegen der hohen variablen Kosten der Wärmekraftwerke waren diese nur in Zeiten hoher Marktpreise in Betrieb. Im Jahr 2005 betrug ihre durchschnittliche Einsatzzeit rd. 4.100 Stunden. Lag der Marktpreis seit der Strommarktliberalisierung unter den variablen Erzeugungskosten der Kraftwerke, wurde Strom zugekauft. Speicherkraftwerke müssen auch – unabhängig vom Marktpreis – zur Netzstützung eingesetzt werden.

16.2 Der RH wies darauf hin, dass der Eigenerzeugungsgrad primär durch den marktpreisbedingten geringeren Einsatz der Wärmekraftwerke und nicht durch den Mangel an Erzeugungskapazitäten gesunken war. Ein vermehrter Einsatz der Wärmekraftwerke von bis zu 6.500 Betriebsstunden im Jahr wäre technisch möglich gewesen. Somit stellte die Differenz zwischen möglicher und tatsächlicher Erzeugung eine – allerdings teure – Reserve dar.

Prognostizierte Stromerzeugung bis 2020

17.1 Die Prognosewerte basierten auf der bereits erwähnten Studie des WIFO. Daraus ergaben sich für das Jahr 2020 folgende Aufbringungsstrukturen:

	Wasserkraft	Wärmekraft	Ökostrom	Gesamterzeugung	Nettoimporte	Gesamtverbrauch ¹⁾
	in GWh					
Szenario 1	42.422	29.981	2.732	75.135	1.533	76.668
Szenario 2	42.422	8.374	7.731	58.527	1.194	59.721

¹⁾ Der Gesamtverbrauch entspricht dem Endverbrauch plus den Verlusten der Stromübertragung plus dem Energiebedarf zum Betreiben der Pumpspeicherkraftwerke.

Folgt die Erzeugung dem Entwicklungspfad des Szenarios 1 (verstärkter Einsatz von Wärmekraftwerken), so ist die verfügbare Erzeugungskapazität am höchsten. Somit könnten bei einem prognostizierten Eigenerzeugungsgrad von 98 % jene Prognosen, die einen Gesamtverbrauch von 76,67 TWh nicht übersteigen, ohne Ausweitung der Nettoimporte durch eine maximale Nutzung der vorhandenen Kapazitäten gedeckt werden. Ein darüber hinausgehender Verbrauch würde eine zusätzliche Ausweitung der Nettoimporte und/oder den Ausbau von Wärmekraftwerken erfordern.

Stromerzeugung

Sofern die Erzeugung dem Szenario 2 (Reduzierung der Stromnachfrage) folgt, wäre der Gesamtverbrauch bis 2020 auf ein Niveau von 59,72 TWh zu begrenzen, um die Nettoimporte nicht erhöhen zu müssen.

- 17.2 Zur Zeit der Gebarungsüberprüfung war eine Entwicklung des Stromverbrauchs entsprechend dem Szenario 2 nicht erkennbar.
- 18.1 Laut den Prognosen des WIFO soll sich der Eigenerzeugungsgrad von 96 % im Jahr 2005 bis 2020 bei 98 % stabilisieren. Allerdings erfordert auch ein Eigenerzeugungsgrad von 100 % ebenso unterjährige Importe und Exporte, weil die Erzeugung von Spitzen- und Grundlast mit der Verbrauchsstruktur, also dem Bedarf an Grund- und Spitzenstrom sowie dessen zeitlichem Anfall, nicht übereinstimmt. Um dies zu bewerkstelligen, ist ein europaweiter Netzverbund erforderlich.
- 18.2 Der RH vermerkte, dass ein hoher Eigenerzeugungsgrad keine Unabhängigkeit von ausländischen Strombezügen gewährleistet. Umgekehrt bedeutet ein geringer Eigenerzeugungsgrad nicht zwangsläufig eine Gefährdung der Versorgungssicherheit, solange die erforderlichen Mengen von anderen europäischen Erzeugern geliefert werden können und das Übertragungsnetz ausreichende Transportkapazitäten aufweist.

Erzeugungssicherheit

Allgemeines

- 19 Erzeugungssicherheit ist die Fähigkeit des Kraftwerkparks zur Erzeugung von Strom in der geforderten Menge und zum erforderlichen Zeitpunkt. Ihre Beurteilung erfolgt anhand der zugehörigen Aspekte Erzeugungskapazitäten, Ressourcensicherheit und Anlagenzuverlässigkeit.

Erzeugungskapazitäten

- 20.1 Im Jahr 2005 standen in Österreich rd. 5.000 Kraftwerksanlagen mit einem Leistungsumfang von insgesamt rd. 18,91 GW zur Verfügung. Die Stromerzeugung lag bei 66,36 TWh.
- 20.2 Aufgrund der großen Anzahl an Kraftwerken steht die Erzeugung von elektrischer Energie in Österreich auf einer breiten Basis. Im integrierten Gesamtsystem Erzeugung, Verteilung und Verbrauch stellte die Erzeugung nicht den größten Risikofaktor für die Versorgungssicherheit dar.



21.1 Die überprüften Elektrizitätsunternehmen planen den Bau von Kraftwerken, um den Kapazitätsausfall durch Stilllegung von Kraftwerken, die sich am Ende ihrer wirtschaftlichen und technischen Nutzungsdauer befinden, auszugleichen bzw. um zusätzliche Erzeugungskapazitäten zu schaffen. Projekte mit einer installierten Leistung von 2,18 GW (davon 1,27 GW im Bereich Wasserkraft) bzw. einer Erzeugungskapazität von 4,61 TWh waren zur Zeit der Gebarungsüberprüfung durch den RH bereits behördlich genehmigt und sollten bis spätestens 2011 fertig gestellt werden.

Investitionsvorhaben mit einer installierten Leistung von 1,31 GW bzw. einer Erzeugungskapazität von 4,00 TWh waren zur behördlichen Genehmigung eingereicht und betrafen nahezu ausschließlich Wärmekraftwerke. Die bis 2020 geplanten Kraftwerke werden voraussichtlich eine installierte Leistung von 3,20 GW – dies entspricht einer Erzeugungskapazität von 12,56 TWh – aufweisen. Davon entfallen mehr als die Hälfte auf Wärmekraftwerke. Im Gegenzug waren von den überprüften Elektrizitätsunternehmen Kraftwerksstilllegungen bzw. -konservierungen im Ausmaß von 495 MW (2 TWh) geplant.

	GW	TWh
genehmigte Projekte	2,18	4,61
eingereichte Projekte	1,31	4,00
geplante Projekte	3,20	12,56
Summe	6,69	21,17

21.2 Im Fall der Realisierung der bereits genehmigten und eingereichten Kraftwerksprojekte würde nach Ansicht des RH – auch unter Berücksichtigung der beabsichtigten Stilllegung von Kapazitäten – der Zuwachs der Stromerzeugung dem laut der Studie des WIFO bis 2020 zu erwartenden Anstieg des Strombedarfes in Österreich um 7,26 TWh nahezu entsprechen.

Wenn die höchsten prognostizierten Verbrauchssteigerungen von 19,19 TWh zutreffen, könnten diese unter der Annahme, dass die geplanten Projekte auch umgesetzt werden, weitgehend kompensiert werden. Dabei sind die Kapazitätsreserven bei einer entsprechend höheren Auslastung der Wärmekraftwerke mit rd. 6.500 Stunden pro Jahr noch unberücksichtigt.

Auf Basis der Investitionsvorhaben lässt sich erkennen, dass nach Umsetzung der eingereichten und genehmigten Projekte der Ausbaugrad im Bereich der Wasserkraft zur Grundlastenerzeugung unter den gegebenen Rahmenbedingungen weitgehend ausgeschöpft ist. Der Schwerpunkt bei den geplanten Projekten lag daher bei Wärme- und Pumpspeicherkraftwerken. Weiters war anzumerken, dass ein diversifizierter Kraftwerkspark zu einer Erhöhung der Erzeugungssicherheit beiträgt.

- 21.3** Die EVN erachtete die Realisierung der eingereichten Projekte bis 2020 aufgrund der sich abzeichnenden Rahmenbedingungen als zweifelhaft.
- 21.4** Der RH erwiderte, dass die von ihm bei den Elektrizitätsunternehmen erhobenen Daten die Auswirkungen der sich ändernden Rahmenbedingungen auf die Versorgungssicherheit (z.B. Wasserrahmenrichtlinie, CO₂-Emissionszertifikate) berücksichtigen.

Ressourcensicherheit

- 22.1** Unter Ressourcensicherheit ist die Verfügbarkeit von Primärenergie in der ausreichenden Menge zum erforderlichen Zeitpunkt zu verstehen. Bei den erneuerbaren Energieträgern Wasser und Wind war die Ressourcensicherheit nicht stets gewährleistet, weil ihr Aufkommen ausschließlich klimatisch bedingt war. Im Bereich der fossilen Brennstoffe war die Situation in Europa generell und in Österreich im Speziellen von der bereits starken sowie künftig weiter steigenden Abhängigkeit von Importen gekennzeichnet.

Zur Sicherung der Ressourcen in Österreich legt das Erdöl – Bevorratungs- und Meldegesetz 1982 fest, dass Betreiber von mit Kohle oder Erdöl befeuerten Kraftwerken Brennstoffvorräte zu halten haben. Diese müssen ausreichen, um die Elektrizitätsversorgung für die Dauer von 30 Tagen auch bei maximaler Kraftwerksleistung aufrechtzuerhalten. Bei erdgasbetriebenen Kraftwerken muss für diesen Zeitraum die Lieferung des Brennstoffes vertraglich gesichert sein.

- 22.2** Der RH stellte fest, dass alle überprüften Elektrizitätsunternehmen, soweit sie Wärmekraftwerke betreiben, die gesetzliche Verpflichtung zur Bevorratung im geforderten Ausmaß erfüllten. Die Unternehmen wiesen bei Kohle eine Bevorratung bis zu einem Jahr und bei Erdöl für vier bis fünf Monate auf.

Anlagenzuverlässigkeit

- 23.1** Die Anlagenzuverlässigkeit gibt Auskunft über den störungsfreien Betrieb einer Anlage. Sie wird durch das Verhältnis der tatsächlichen Betriebszeit zur geplanten dargestellt. Die Differenz zeigt die außerplanmäßigen Ausfälle der Kraftwerke.

Die dem RH vorgelegten Aufzeichnungen über außerplanmäßige Ausfälle belegten im Zeitraum 2002 bis 2005 eine Verfügbarkeit zwischen rd. 92 % und rd. 96 % bei Wärmekraftwerken sowie von 96 % bis nahezu 100 % bei Wasserkraftwerken. Der österreichische Kraftwerkspark wies zum Teil Anlagen auf, die bereits vor mehr als 100 Jahren in Betrieb genommen wurden. Aufgrund von laufenden Ersatzinvestitionen waren jedoch einzelne Anlagenteile deutlich jünger und entsprachen dem jeweiligen Stand der Technik.

- 23.2** Der RH stellte fest, dass trotz der bereits langen Betriebszeit einzelner Kraftwerksteile österreichweit die Verfügbarkeit des Kraftwerksparks der überprüften Elektrizitätsunternehmen hoch war. Dies sah der RH auch als Indiz dafür, dass die Instandhaltungs- und Reinvestitionsstrategie der untersuchten Unternehmen zielführend war. Die hohe Einsatzbereitschaft der Kraftwerke gewährleistete im Erhebungszeitraum bis 2005 die Stromerzeugung in der geforderten Menge und zum erforderlichen Zeitpunkt.
- 23.3** Die EVN wies in ihrer Stellungnahme darauf hin, dass die hohe Verfügbarkeit aufgrund der Altersstruktur der Kraftwerke wirtschaftlich nicht mehr haltbar sei.
- 23.4** Der RH erwiderte, dass sich seine Feststellungen im Sinne der Versorgungssicherheit auf die Einsatzbereitschaft der Kraftwerke beziehen.

Stromnetze

Allgemeines

- 24** Ein elektrisches Stromnetz umfasst alle in der Regel miteinander verbundenen Leitungen sowie Umspann-, Schalt- und Umformeranlagen von den Kraftwerkstransformatoren bis hin zu den werkseigenen Messeinrichtungen in den Kundenanlagen. Im EIWOG sind insgesamt sieben Netzebenen vorgesehen, wobei die Ebenen 1 bis 3 Höchst- und Hochspannungsnetze (380-kV, 220-kV, 110-kV) und die restlichen Ebenen Mittel- und Niederspannungsnetze umfassen.

Weiters wird zwischen Übertragungs- und Verteilernetzen unterschieden. Bei Übertragungsnetzen handelt es sich grundsätzlich um Höchst- und Hochspannungsnetze für den überregionalen Stromtransport. Verteilernetze dienen hingegen der regionalen Kundenversorgung und sind überwiegend im niedrigeren Spannungsbereich angesiedelt.

In Österreich waren im Jahr 2005 insgesamt rd. 140 Netzbetreiber tätig, davon, wie erwähnt, drei Übertragungsnetzbetreiber. Im Tiroler Bereich (Regelzone Tirol) und im Vorarlberger Bereich (Regelzone Vorarlberg) sind diese auch als Verteilernetzbetreiber für ihre jeweilige Muttergesellschaft tätig. Die VERBUND-Austrian Power Grid AG betreibt ausschließlich das Übertragungsnetz im österreichischen Bereich (Regelzone-Ost mit den Bundesländern Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark und Wien) sowie Leitungen in Tirol und Vorarlberg.

Netzsicherheit

25.1 Die Netzsicherheit wird im Wesentlichen durch das „n-1 Prinzip“ bestimmt. Demnach sind insbesondere die Übertragungsnetze redundant aufzubauen, damit der Ausfall einer einzelnen Komponente zu keiner Versorgungsunterbrechung führen kann. Darüber hinaus bestimmen internationale Standards und das Kosten-Nutzen-Verhältnis unter Berücksichtigung der Wahrscheinlichkeit des Eintritts eines Störfalls das Ausmaß aller Maßnahmen im Netz zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Weiters begrenzen auch die finanziellen Möglichkeiten das Anspruchsniveau bezüglich der Sicherheit. Qualitätsstandards wurden bisher noch nicht gesetzlich definiert. Laut Ansicht der Energie-Control GmbH wäre eine hundertprozentige Sicherheit der Versorgung aus wirtschaftlichen Gründen jedenfalls nicht möglich.

25.2 Der RH wies darauf hin, dass sich – aufgrund der zum Teil langen Realisierungszeiten und der Langlebigkeit der Infrastrukturanlagen für die Stromversorgung – Versäumnisse bei der Erhaltung sowie dem Ersatz der Anlagen erst nach vielen Jahren auf die Versorgungssicherheit auswirken. Allerdings sind sie dann wegen des erforderlichen hohen finanziellen Aufwandes zur Schadensbehebung, der geringen Liefer- und Leistungskapazitäten der Lieferanten sowie der allenfalls langen Dauer der Genehmigungsverfahren nur sehr langsam aufzuholen. Demzufolge ist die diesbezügliche Vorsorge langfristig vorausschauend zu betreiben.



26.1 Beim Betrieb eines Stromnetzes wird zwischen einem sicheren, einem gefährdeten und einem gestörten Betrieb unterschieden. Ein „n-1 sicherer“ Betrieb liegt vor, wenn

- die vorgeschriebenen Spannungsgrenzwerte eingehalten,
- ausreichende Kraftwerks- und Übertragungsreserven vorhanden und
- die Vorgaben des „n-1 Prinzips“ im Übertragungsnetz erfüllt sind. Bei einem gefährdeten Betrieb ist das „n-1 Prinzip“ nicht durchgängig erfüllt. Ein gestörter Betrieb ist dadurch gekennzeichnet, dass zwar alle Kunden noch versorgt sind, die Grenzwerte und das „n-1 Prinzip“ aber nicht mehr eingehalten werden.

Bereits ein gefährdeter Betrieb kann oft nur im Zusammenwirken von Erzeugung, Netz und Verbrauchern bewältigt werden (**Engpassmanagement**).¹⁾ Bis zum In-Kraft-Treten des Energie-Versorgungssicherheitsgesetzes 2006 erfolgte diese Zusammenarbeit ausschließlich auf privatrechtlicher Basis. Nunmehr sind die Regelzonenführer gesetzlich ermächtigt, auch in jenen Fällen, in denen keine vertraglichen Vereinbarungen vorliegen, die Erzeuger zu den für die Engpassbeseitigung in Übertragungsnetzen erforderlichen Dienstleistungen zu verpflichten.

¹⁾ Engpässe können durch Lastzuwächse, durch Netzzugänge von Kundenanlagen und durch die Einspeisung von Strom aus Kraftwerken entstehen.

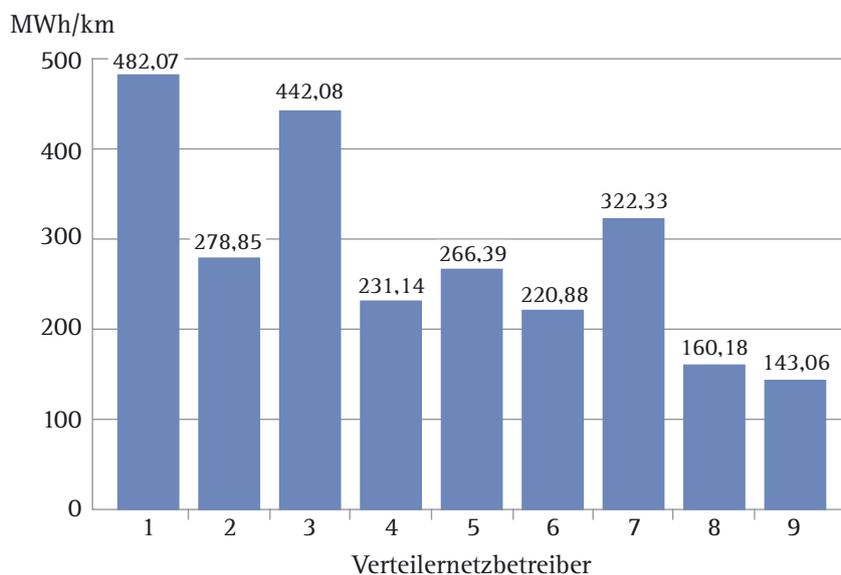
26.2 Der RH sah in den den Regelzonenführern durch das Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006 nunmehr eingeräumten Handlungsmöglichkeiten einen wichtigen Beitrag zur Stärkung der Versorgungssicherheit; seine praktische Bewährungsprobe stand allerdings noch aus.

Rahmenbedingungen

27 Der Stromnetzbetrieb wird wesentlich von gegebenen Rahmenbedingungen beeinflusst. Dazu zählen die geografischen und klimatischen bzw. wettermäßigen Verhältnisse sowie die Bodenbedeckung. Diese Gegebenheiten führen entweder unmittelbar zu Anlagenausfällen (z.B. durch Blitzschläge) oder aus Kostengründen zu einem einfacher gestalteten Netzaufbau.

Einen Hinweis auf die Netzauslastung gibt ein Vergleich der jährlichen Stromabgabe in MWh pro km Netzlänge. Netzbetreiber, die vorwiegend ländliche, abnahmeschwache Gebiete versorgen, benötigen hierfür überdurchschnittlich lange Leitungen und weisen daher eine geringe Versorgungsdichte auf.

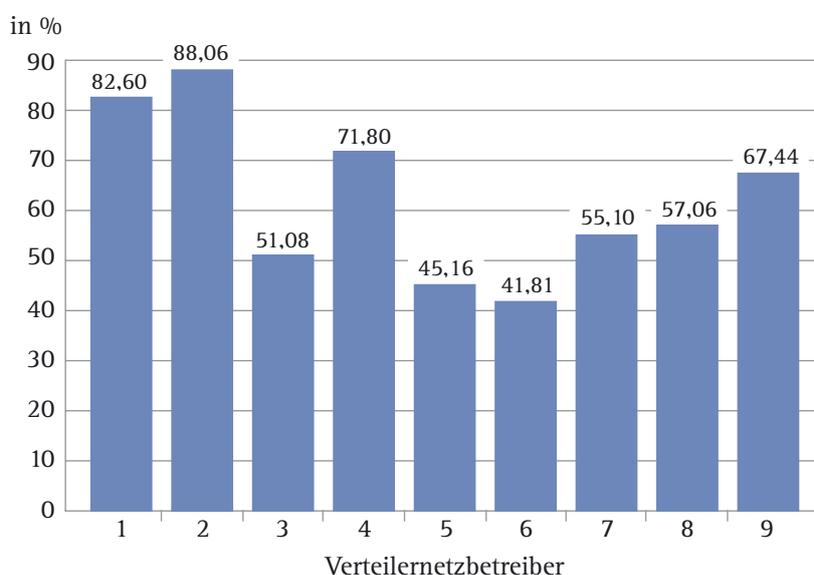
Abbildung 5: Versorgungsdichte der Verteilernetzbetreiber im Jahr 2005



Das Ausmaß des Verkabelungsgrads¹⁾ wird sowohl von geografischen Gegebenheiten als auch von wirtschaftlichen Überlegungen beeinflusst.

¹⁾ Anteil der Kabelleitungen an der Gesamtlänge des Leitungsnetzes in Prozent

Abbildung 6: Verkabelungsgrad der Verteilernetzbetreiber im Jahr 2005



Betriebliche
Maßnahmen

Netzaufbau

28 Beim Netzaufbau war eine **Vermaschung¹⁾** der Stromnetze in ländlichen Gebieten mit geringer Versorgungsdichte aus Kostengründen nicht immer möglich. Vielfach bestanden in den Netzgebieten Strahlennetze oder Stickleitungen. Dadurch ergab sich für die einzelnen Abnehmer eine geringere Versorgungssicherheit als bspw. in Ballungsräumen mit einer hohen Abnehmerdichte und einem dementsprechend eng vermaschten oder als Ring gestalteten Netz.

¹⁾ Die Anspeisung der Abnehmer erfolgt von zwei (oder mehreren) Seiten unabhängig voneinander und schafft damit die Möglichkeit, ihre Versorgung bei Ausfall einer Zuleitung über die andere(n) aufrechtzuerhalten.

Betriebsmittelinstandhaltung

29.1 Ein wesentliches Element der Versorgungssicherheit ist die Fähigkeit, die Betriebsmittel in einem möglichst langen unterbrechungsfreien Zustand halten zu können. Aufgrund der sinkenden Systemnutzungstarife und des sich daraus ergebenden Zwanges zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit stellten die Netzbetreiber ihre Wartungs- und Instandhaltungsstrategie von der kostenaufwendigen vorbeugenden auf eine kostengünstigere, aber planungsintensivere, zustandsorientierte und auch am Ausfallrisiko orientierte Vorgangsweise um.

29.2 Der RH stellte fest, dass alle überprüften Verteilernetzbetreiber über eine qualitativ und quantitativ entsprechende Organisation für die Betriebsmittelinstandhaltung verfügten. Sie konzentrierten ihre Investitions- und Instandhaltungsstrategie darauf, die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen zu erhöhen, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden.

Ersatzinvestitionen

30 Die Ersatzinvestitionen bzw. Generalsanierungen der Betriebsmittel wurden ebenso wie die Betriebsmittelinstandhaltung entsprechend den tatsächlichen Erfordernissen vorgenommen. Laut einer Netzstudie der Technischen Universität Wien beträgt im Verteilernetz die durchschnittliche Lebensdauer von Betriebsmitteln (Freileitungen, Kabeln, Transformatoren, Schaltgeräte u.a.) rd. 40 Jahre.

Vor allem im Zeitraum 1970 bis 1990 wurden, bedingt durch den damals stark angestiegenen Strombedarf, umfangreiche Netzinvestitionen getätigt, die nun ab 2010 weitgehend eine Erneuerung benötigen. In einigen Netzen war der Bestand von über 40 Jahre in Betrieb stehenden und damit nahe am Ende ihrer technischen Lebensdauer angelangten Betriebsmitteln sehr hoch. Diese müssen daher in den nächsten Jahren ausgewechselt oder saniert werden; damit bedarf es steigender Ersatzinvestitionen, um den gesicherten Zustand langfristig halten zu können.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Altersstruktur der Freileitungen im Jahr 2005. Dabei wird der prozentuelle Anteil der Leitungen älter als 40 Jahre an der Gesamtlänge der Leitungen in der jeweiligen Spannungsebene dargestellt¹⁾.

¹⁾ Netzbetreiber 1: einschließlich Kabelleitungen (eine Aufgliederung in Frei- und Kabelleitungen lag nicht vor); Netzbetreiber 9: keine vergleichbaren Daten vorhanden

Abbildung 7: Freileitungen – Hochspannung

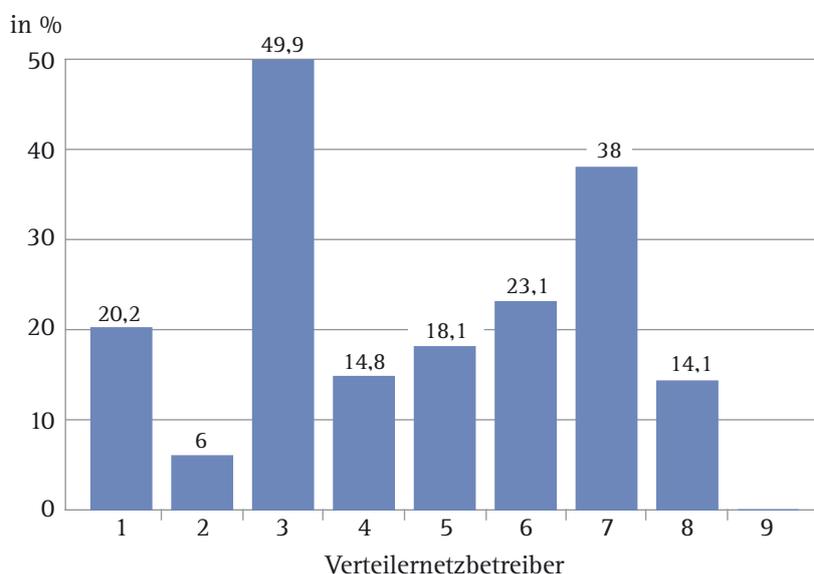


Abbildung 8: Freileitungen – Mittelspannung

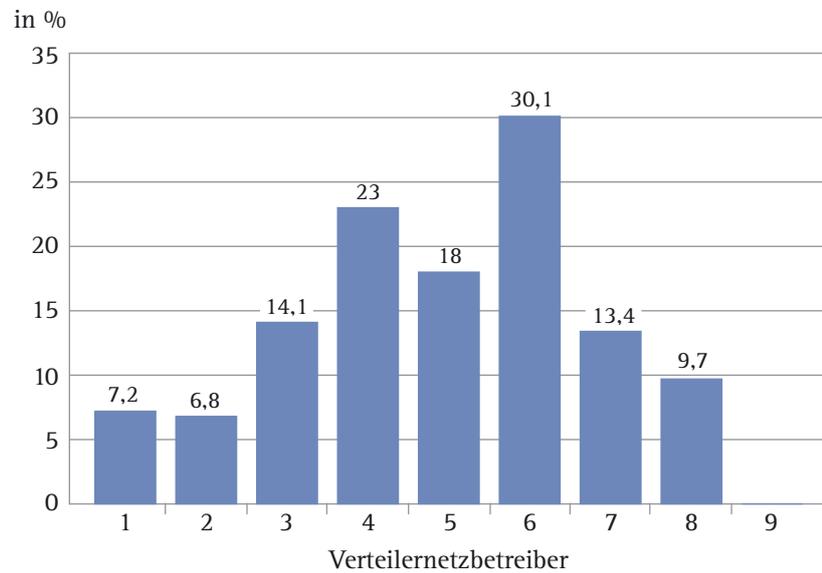
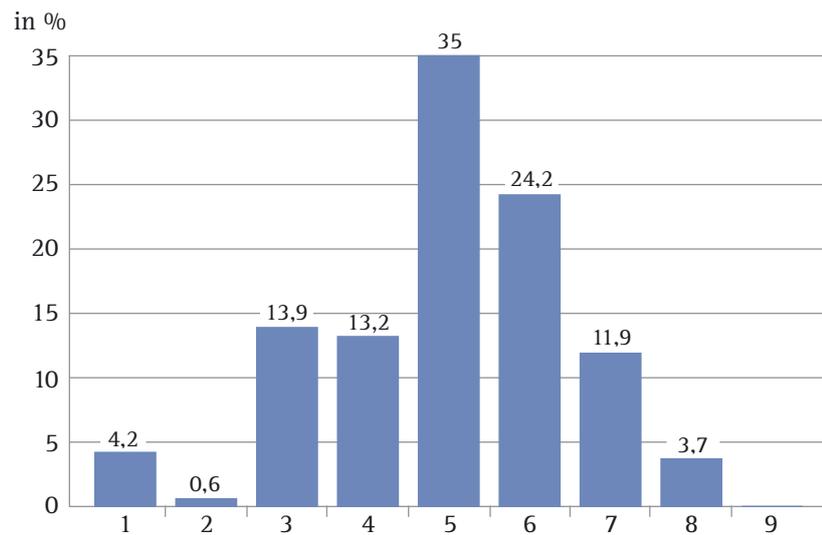


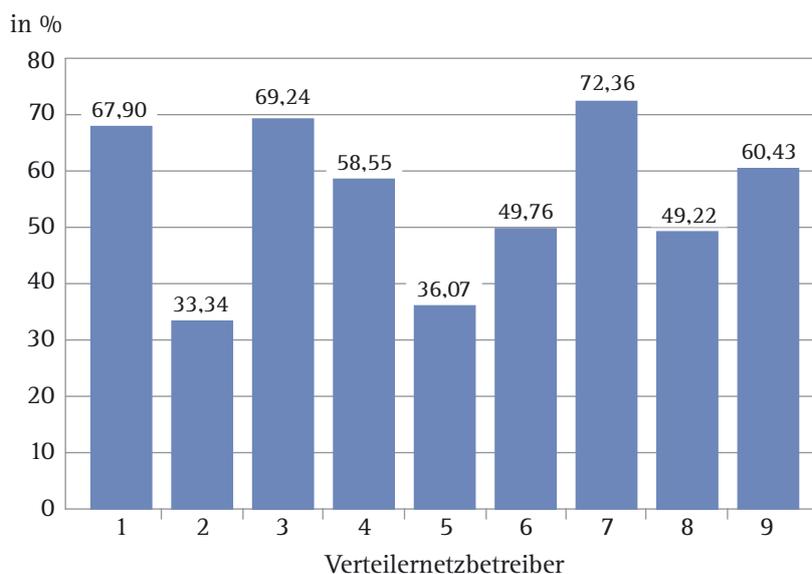
Abbildung 9: Freileitungen – Niederspannung



Netzbetrieb

- 31 Alle überprüften Verteilernetzbetreiber verfügten über zentrale Netzleitstellen (Warten) zur Überwachung und Steuerung des Stromflusses in ihren Netzen oder planten ihre Errichtung in der nahen Zukunft. Weiters standen Notwarten zur Verfügung bzw. waren in Bau. Für die Bewältigung von Versorgungsstörungen aufgrund eines starken Ungleichgewichts zwischen Stromaufbringung und -verbrauch ist der direkte Anschluss von leistungsstarken Kraftwerken im Netz von Vorteil. Die folgende Abbildung zeigt den Anteil der direkt in das Verteilernetz eingespeisten Strommenge an der jährlichen Stromabgabe der Netzgesellschaft in Prozent (Einspeisergrad).

Abbildung 10: Einspeisergrad der einzelnen Verteilernetzbetreiber im Jahr 2005



Krisenfälle und Engpässe

32 Für Krisenfälle waren in den Ländern Landeswarnzentralen eingerichtet, welche die entsprechenden Notfallpläne umzusetzen hatten. Für einen großräumigen Netzzusammenbruch verfügten die Übertragungsnetzbetreiber über interne Richtlinien für den Wiederaufbau des Übertragungsnetzes (Netzwiederaufbaukonzept).

33.1 Zur Behebung von Engpässen waren die Netzbetreiber verpflichtet, geeignete Maßnahmen zur Wiederherstellung des ordnungsgemäßen Betriebszustandes zu ergreifen.

33.2 Der RH vermerkte, dass – mit Ausnahme des noch offenen 380-kV Leitungsrings in der Regelzone-Ost – die Leistungsfähigkeit der übrigen Übertragungs- und Verteilernetze der überprüften Elektrizitätsunternehmen bis auf einzelne Regionen bislang ausreichend war. Durch das erhöhte Stromtransportaufkommen kam es jedoch fallweise zu starken Belastungen einzelner Netzabschnitte, die Engpassmanagementmaßnahmen erforderten.

Internationaler Stromverbund

34.1 Österreich zählt zu jenen Staaten, die bereits 1951 einen zusammenhängenden europäischen Netzverband bildeten, um die Vorteile eines großen Stromverbundes nutzen zu können. Diese bestehen nicht nur in der Möglichkeit, fallweise anfallende Überschussenergie zu exportieren, sondern vor allem darin, bei Störungen im eigenen Netz Ersatzenergie zu importieren.

Seit der Strommarktliberalisierung bildet der internationale Stromverbund auch eine Grundvoraussetzung für den europäischen Stromhandel; er trägt somit zu einer Wettbewerbsbelebung unter den Anbietern bei, weil größere Versorgungsgebiete geschaffen werden. Weiters können die Reservehaltung von Erzeugungskapazitäten und die damit verbundenen Kosten jedes Verbundnetznutzers gering gehalten werden. Zudem weisen größere Netze eine höhere Stabilität der Stromfrequenz auf als kleine.

Diesen Vorteilen steht der Nachteil gegenüber, dass sich eine räumlich weit entfernte Störung im internationalen Verbundnetz auch auf Österreich auswirken kann. Im ungünstigsten Fall breitet sich der Stromausfall kaskadenartig auf andere Staaten aus, wie bspw. das Blackout in Italien im Jahr 2003 zeigte.

34.2 Sowohl zur Senkung des Stromausfallrisikos als auch zur Stärkung des Wettbewerbes sind leistungsfähige Übertragungsnetze erforderlich. Die Notwendigkeit der Verstärkung transeuropäischer Leitungen in Österreich fand sich auch in einer von der EU erstellten Prioritätenliste.¹⁾

¹⁾ Entscheidung Nr. 1229/2003/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über eine Reihe von Leitlinien betreffend die transeuropäischen Netze im Energiebereich und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1254/96/EG

35.1 Seit der Strommarktliberalisierung kam es nicht nur zu einer mengenmäßig starken Ausweitung des Stromflusses, sondern auch zu einer Veränderung seiner Struktur. Insbesondere fließen nunmehr große Strommengen von Norddeutschland bis nach Italien, wo ein großes Erzeugungsdefizit besteht. Diesen zusätzlichen Belastungen ist das österreichische Verbundnetz allerdings nur zum Teil gewachsen.

In der Regelzone Tirol traten keine Kapazitätsengpässe auf und die Anbindungen der Regelzone-Ost an Deutschland wurden den Anforderungen gerecht; demgegenüber waren die Leitungssysteme nach Tschechien, Ungarn, Slowenien und Italien unzureichend, so dass die knappen Transportkapazitäten an die Marktteilnehmer versteigert werden mussten. In die Slowakei bestanden keine Leitungen.

Die Regelzone Vorarlberg, die weder interne Kapazitätsengpässe noch solche zu den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern aufwies, musste seit 2006 jedoch an der Engpassbewirtschaftung zwischen dem deutschen und dem schweizerischen Regelblock teilnehmen. Andernfalls bestand für die VKW-Netz AG die Gefahr, dass vermehrt Stromlieferungen von Deutschland in die Schweiz über die Vorarlberger Regelzone geführt werden, wodurch es zu Engpässen im eigenen Netz kommen würde.

35.2 Der RH wies auf die Auswirkungen einer unzureichenden Anbindung der Regelzone-Ost an das Ausland hin. Fehlende oder zu schwache Leitungen behindern die Teilnahme am internationalen Strommarkt. Die Versteigerung von Leitungskapazitäten führte zur Verteuerung der grenzüberschreitenden Stromtransporte. Eine Verstärkung der Auslandsanbindung erfordert allerdings auch die Beseitigung des im Folgenden beschriebenen österreichischen Nord-Süd-Engpasses.

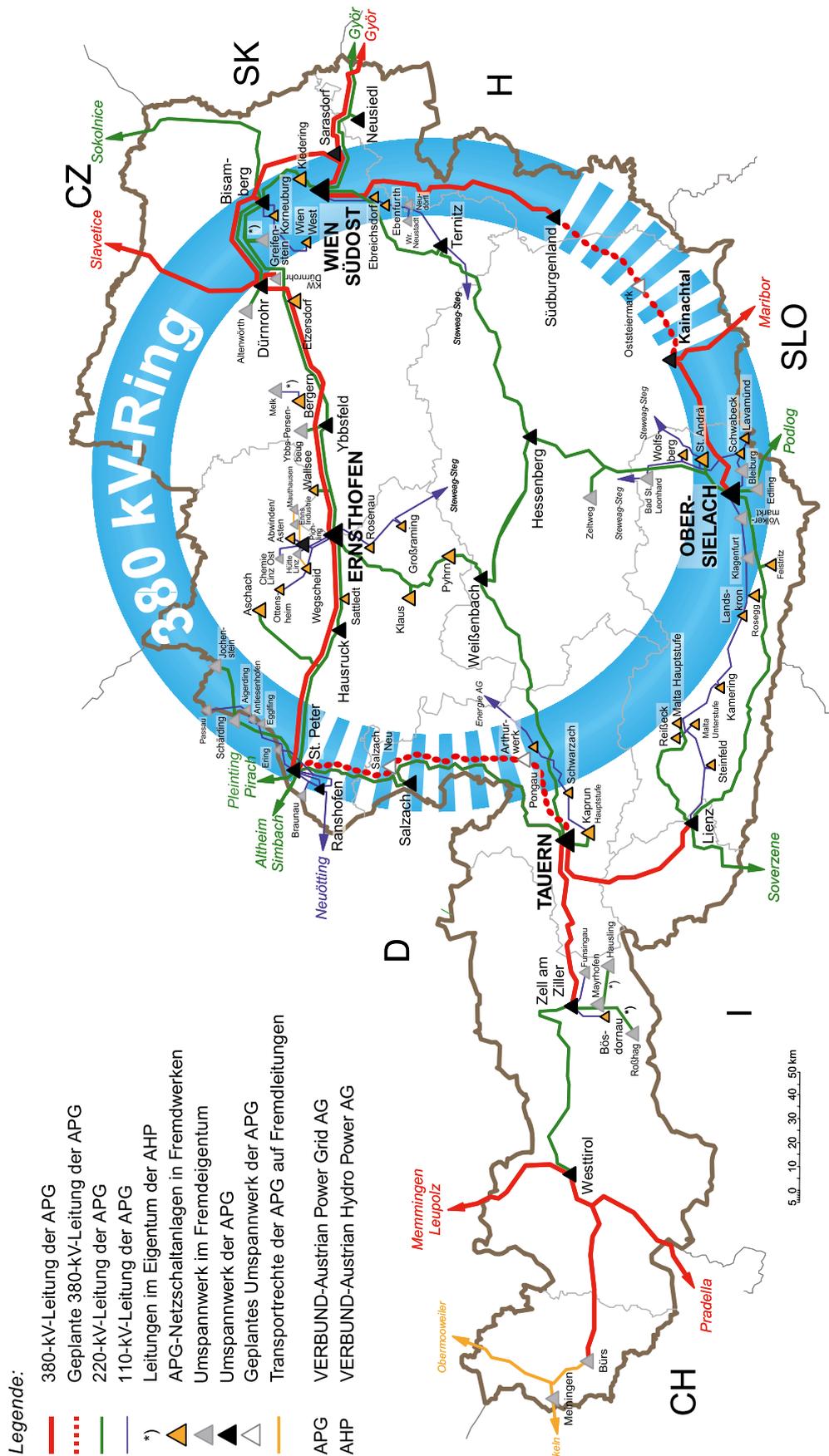


Übertragungs-
leitungen in der
Regelzone-Ost

- 36 Die Übertragungsleitungen dienen dem überregionalen Stromtransport. Trotz ihres geringen Anteils an den gesamten Stromleitungen bilden sie das Rückgrat der heimischen Stromversorgung und sind daher für die Volkswirtschaft von besonderer Bedeutung. Nach Berechnungen der Technischen Universität Wien würde ein Stromausfall in ganz Österreich einen Schaden von rd. 8 EUR je nicht gelieferter kWh verursachen, das sind 40 Mill. EUR je Stunde.

Während die Übertragungsnetze in den Regelzonen Tirol und Vorarlberg keine internen Engpässe aufwiesen, bestand in der Regelzone-Ost ein Nord-Süd-Engpass. In der folgenden Abbildung wird das österreichische Höchst- und Hochspannungsnetz dargestellt.

Abbildung 11: Österreichisches Höchst- und Hochspannungsnetz



Quelle: VERBUND-Austrian Power Grid AG; Stand 1. Juli 2007



37.1 Wie im übrigen Europa kam es auch in der Regelzone-Ost seit der Strommarktliberalisierung zu wesentlichen Strukturveränderungen in Bezug auf die Stromerzeugung und den Stromverbrauch. In der Steiermark wurden einige Wärmekraftwerke stillgelegt. Die noch bestehenden Wärmekraftwerke kamen nicht mehr vorrangig zur Netzstützung, sondern vom Marktpreis bestimmt zum Einsatz.

Gleichzeitig erhöhte sich der Stromverbrauch besonders stark in den Ballungsräumen der Städte Salzburg und Graz. Dadurch ergab sich in den Ländern Salzburg, Kärnten und Steiermark ein Erzeugungsdefizit von bis zu 2.000 MW, während im Norden der Regelzone-Ost durch die großen Donaukraftwerke und durch die Windstromerzeugung im Nordosten Niederösterreichs sowie im Burgenland ein Erzeugungsüberschuss von über 2.000 MW bestand.

Für die Übertragung standen drei 220-kV Leitungen mit je zwei Systemen zur Verfügung: eine von St. Peter in Oberösterreich nach Salzburg-Stadt, eine zweite von Ernsthofen in Niederösterreich über Weibach nach Salzburg bzw. über Hessenberg in die Steiermark und eine dritte von Wien Südost über den Semmering in die Steiermark. Sie wiesen jedoch unter Berücksichtigung der einzuhaltenden Sicherheitsreserve von rd. 400 MW für einen sicheren Betrieb nur eine Übertragungsfähigkeit von 1.200 MW auf.

Diese starken Belastungen konnten daher nur durch ein kostenaufwendiges Engpassmanagement, insbesondere durch den Einsatz von Kraftwerken im Süden der Regelzone zur Netzstützung, bewältigt werden. Diese Stützungsmaßnahmen waren mit jährlich steigenden Kosten verbunden. Im Jahr 2005 lagen diese bei rd. 17,20 Mill. EUR.

Ungeachtet dessen wurden die zulässigen Belastungsgrenzen der Leitungen im Jahr 2005 bis zu zwei Drittel überschritten; dadurch traten ungewollte Stromdurchzüge in den ungarischen und slowenischen Übertragungsnetzen sowie geringfügig auch in den untergelagerten Verteilernetzen auf.

Der VERBUND–Austrian Power Grid AG wurde von der UCTE¹⁾ für die Abweichung vom „n–1 Prinzip“ nur eine befristete Ausnahmeregelung bis 2008 eingeräumt; danach ist sie zur Einhaltung der Bestimmungen verpflichtet. Weitere Rahmenbedingungen bildeten der zu erwartende weitere Anstieg des Strombedarfes im Süden der Regelzone–Ost und eine voraussichtliche Verzögerung der Verstärkungsmaßnahmen der Stromtransportkapazitäten. Aus diesen Gründen ergriff die VERBUND–Austrian Power Grid AG im Jahr 2006 eine weitere Überbrückungsmaßnahme und baute in die drei beschriebenen 220–kV Leitungen je einen Spezialtransformator (Stückpreis rd. 10 Mill. EUR netto) ein.

¹⁾ Union for the Co–ordination of Transmission of Electricity (Union für die Koordination des Transportes elektrischer Energie)

Dadurch konnte zwar die Übertragungsleistung insgesamt um rd. 200 MW gesteigert und die Engpasssituation für einige Zeit verbessert, nicht jedoch die Gefährdung der Versorgung beseitigt werden.

- 37.2** Der RH wies darauf hin, dass wegen der geringen Transportkapazitäten der Übertragungsleitungen in den Ländern Steiermark, Kärnten und Salzburg deren Versorgungssicherheit gefährdet ist. Die Vollendung des zwischen dem Burgenland und der Steiermark noch offenen Leitungsrings (Steiermarkleitung) sowie die Verstärkung der bestehenden 220–kV Leitungsstrecken von St. Peter in Oberösterreich bis Tauern in Salzburg (Salzburgleitung) auf durchgängig 380 kV zählen zu den dringendsten energiewirtschaftlichen Aufgaben für die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung in Österreich.

Damit würden sowohl für den innerösterreichischen Bedarf als auch für den internationalen Stromdurchfluss leistungsfähige Leitungen zur Verfügung stehen. Insbesondere könnten

- alle Stromabnehmer der Regelzone–Ost auf der Höchstspannungsebene von zwei Seiten unabhängig voneinander versorgt,
- der Stromverbund der Erzeugung durch Wind im Norden und durch Wasserspeicherkraft im Süden hergestellt und
- der in den geplanten Kraftwerken im Süden über den regionalen Bedarf hinaus erzeugte Strom auch anderen Verbrauchern zugeführt und damit verwertet werden.



Eine weitere Verschärfung der Engpasssituation hätte zur Folge, dass die Kapazitäten der drei Nord-Süd Leitungen an die Marktteilnehmer versteigert werden müssten; dadurch würde es – durch die teilweise Stromversorgung aus Slowenien und Italien – zu höheren Energiepreisen im Süden der Regelzone-Ost kommen. Die Gefahr einer Unterversorgung mit Strom beeinträchtigt auch die industrielle Standortsicherung und die Wirtschaftsentwicklung in den betroffenen Bundesländern.

Einzelfeststellungen

EVN AG

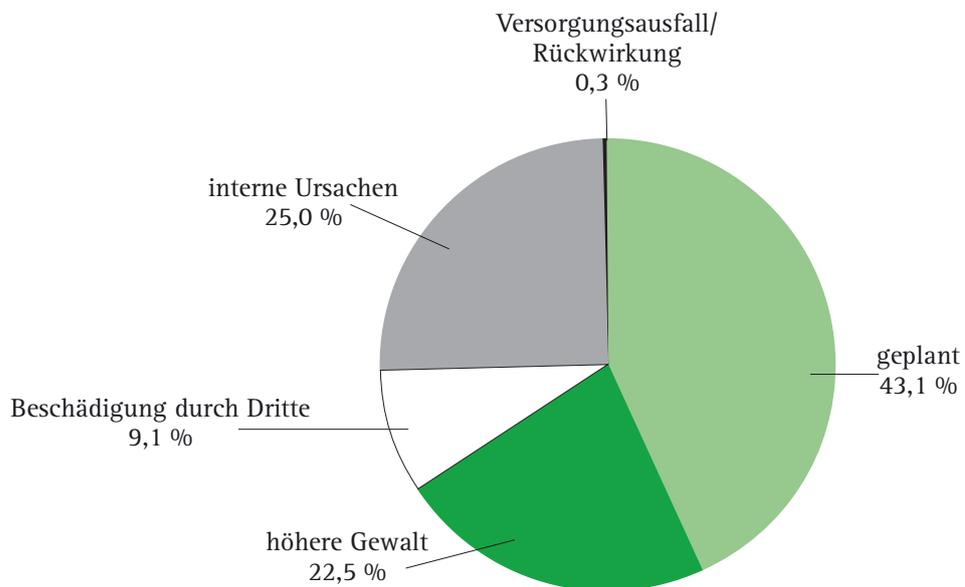
Versorgungszuverlässigkeit

- 38 Die Ergebnisse der von der Energie-Control GmbH jährlich veröffentlichten Ausfalls- und Störungsstatistik bescheinigten der EVN Netz GmbH (Netzgesellschaft) eine insgesamt gute Versorgungszuverlässigkeit. In Bezug auf die in den Grundsätzlichen Feststellungen dargestellten Kennzahlen (Nichtverfügbarkeit, Unterbrechungshäufigkeit, Unterbrechungsdauer im Jahr 2005) lagen die Werte Nichtverfügbarkeit und Unterbrechungshäufigkeit über dem österreichischen Durchschnittswert.

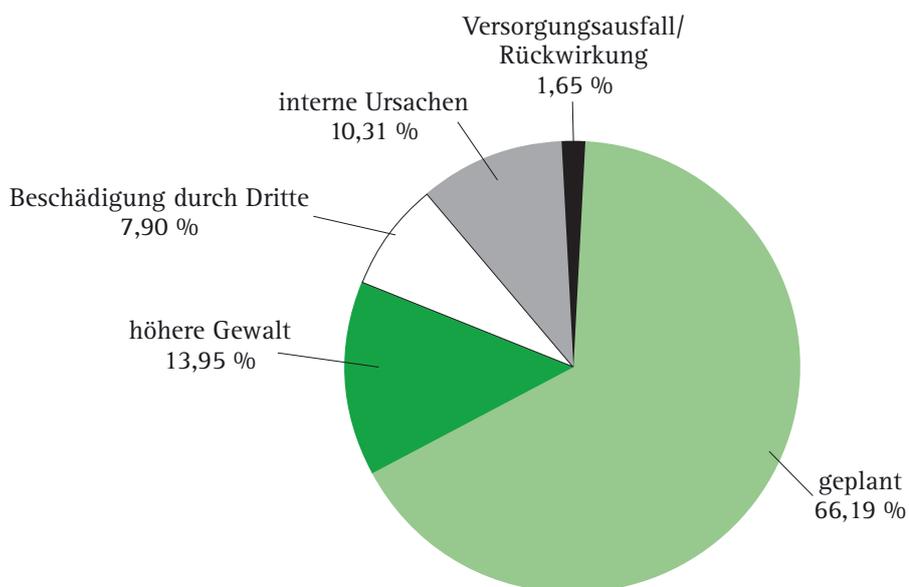
Die nachfolgende Grafik zeigt die Aufschlüsselung der Ursachen für die Versorgungsunterbrechungen. Dabei wurden die Werte der Netzgesellschaft dem österreichischen Durchschnittswert gegenübergestellt.

Versorgungsunterbrechungen nach Ursachen im Jahr 2005

EVN AG Netz GmbH



Österreich



**Stromerzeugung**

- 39** Die EVN AG (EVN) erzeugte im Jahr 2002 3,26 TWh Strom. Diese Menge erhöhte sich bis 2005 auf 4,02 TWh und wurde zu 91 % in Wärmekraftwerken und zu 9 % in Wasser-, Wind- und Biomassekraftanlagen erzeugt. Weiters standen der Gesellschaft im Jahr 2005 500 GWh aus Bezugsrechten und 1,97 TWh als Fremdstrom zur Verfügung. Der Anteil der Eigenerzeugung (einschließlich Bezugsrechte) am inländischen Stromabsatz (Eigendeckungsgrad) stieg im Zeitraum 2002 bis 2005 von 60 % auf 68 % an.
- 40.1** Im Jahr 2005 verfügte die EVN in ihren Kraftwerken über insgesamt rd. 1.480 MW installierte Leistung, wovon der überwiegende Teil (rd. 1.350 MW) auf Wärmekraftwerke entfiel. 2006 errichtete die EVN drei Windparks mit einer Leistung von insgesamt rd. 70 MW. Bis 2020 plante sie die Erneuerung der Kraftwerke Dürnrohr und Theiß sowie die Errichtung eines Gas- und Dampfkraftwerkes (Hohe Wand) mit einer zusätzlichen Leistung von insgesamt rd. 1.050 MW. Kraftwerksstilllegungen waren für die nächsten Jahre nicht vorgesehen.
- 40.2** Der RH empfahl unter Beachtung der wirtschaftlichen und ökologischen Rahmenbedingungen eine zügige Umsetzung der geplanten Kraftwerksprojekte.
- 41** Die Ressourcensicherheit in Bezug auf Primärenergien war durch langfristige Gaslieferverträge sowie durch Kohle- und Erdölvorräte für einen über die gesetzlich vorgeschriebene Dauer von 30 Tagen hinausgehenden Kraftwerksbetrieb gegeben.
- 42.1** Im Kraftwerkspark der EVN wiesen bereits zwei Drittel der Gas- und Dampfturbinen ein Alter zwischen 20 und 33 Jahren auf. Die Aufzeichnungen über außerplanmäßige Ausfälle belegten im Zeitraum 2002 bis 2005 eine Verfügbarkeit der Kraftwerksanlagen von nahezu 100 %.
- 42.2** Der RH stellte fest, dass sich wesentliche Betriebsanlagen dem Ende ihrer technischen Nutzungsdauer nähern, wodurch – trotz der bislang hohen Verfügbarkeit der Erzeugungsanlagen – die Wahrscheinlichkeit des Ausfalls von Erzeugungskapazitäten ansteigt.

Stromnetz

Netzaufbau

43 Das Stromverteilernetz wurde entsprechend den Unbundlingbestimmungen¹⁾ von der eigenen Netzgesellschaft betrieben. Es umfasste im Jahr 2005 rd. 2.200 km 110-kV Hochspannungs-, rd. 13.300 km Mittelspannungs- und rd. 33.200 km Niederspannungsleitungen sowie 83 Umspannwerke und rd. 12.300 Trafostationen. Von den Stromleitungen waren insgesamt 67 % verkabelt. Das Hochspannungsnetz bestand durchwegs aus Freileitungen. Es war in drei Teilnetze (West, Nord, Süd) geteilt und wies eine ringförmige Struktur auf.

¹⁾ Entflechtung der Geschäftsbereiche von Elektrizitätsunternehmen

Die jährliche Stromabgabe aus dem Netz wurde zu mehr als der Hälfte von Kraftwerken aufgebracht, die direkt in das Verteilernetz einspeisten. Die Stromabgabe und die Netzhöchstlast stiegen jährlich an und betrugen 2005 6,99 TWh und 1.241 MW. Der Anschluss an das Übertragungsnetz der VERBUND–Austrian Power Grid AG erfolgte in den Umspannwerken Ybbsfeld, Dürnrohr, Bisamberg, Ternitz und Neudöfl.

Strukturelle Rahmenbedingungen

44.1 Das Versorgungsgebiet umfasste die Fläche des Landes Niederösterreich mit Ausnahme der von WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH versorgten Gebiete südlich und nördlich von Wien. Weitere kleine Teilgebiete des Landes wurden von insgesamt neun Netzbetreibern abgedeckt. Es herrschen großteils ländliche Siedlungsstrukturen vor. Das Gebiet weist großflächige Ebenen sowie alpines Gelände auf und besitzt nur wenige Ballungsräume. Die Witterungsbedingungen (Blitze, Stürme, Schneefall) führten verstärkt zu Unterbrechungen der Stromversorgung. In das Stromnetz speisten rd. 700 Kleinkraftwerke ein.

44.2 Der RH vermerkte, dass die aufgezeigten Rahmenbedingungen die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit erschwerten.

Netzicherheit

45 Die Netzgesellschaft verfügte über ein „n-1 sicheres“ 110-kV Netz. Im Normalbetrieb bestanden im Hochspannungsnetz bislang keine Engpässe. Mittelfristig zeichnen sich jedoch lokale Engpässe ab. Diesbezügliche Ausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz waren im Investitionsprogramm für 2007 berücksichtigt. Aufgrund der laufend zunehmenden Windkrafteinspeisungen im Brucker Becken und im Weinviertel sowie wegen der Errichtung neuer Anlagen sind Verstärkungen im Hochspannungsnetz nötig.



Problemzonen im Mittelspannungsnetz befanden sich nur in einzelnen Freileitungsabschnitten, welche bei der Verkabelung beseitigt werden konnten. Im Niederspannungsnetz waren – nicht zuletzt aufgrund der in den letzten Jahren durchgeführten Verstärkungen im Rahmen des Ersatzes der Freileitungen durch Kabelleitungen – keine Engpässe gegeben.

Netzinvestitionen und –instandhaltungen

46.1 Die Erhöhung der Netzbelastung durch Verbrauchssteigerungen erforderte laufend Netzausbauten bzw. –verstärkungen. Seit 1992 führte die EVN ein intensives Kabelausbauprogramm durch. Dabei wurden Freileitungen durch Kabelleitungen ersetzt und neue Leitungen durchwegs verkabelt ausgeführt. Das Ziel dieser Maßnahmen war, bis zum Jahr 2002 im Mittel- und Niederspannungsbereich einen Verkabelungsgrad von 40 % bzw. 70 % zu erreichen.

46.2 Der RH vermerkte, dass diese Vorgaben erreicht und der Verkabelungsgrad bis Ende 2006 bereits auf 50 % bzw. 80 % gesteigert werden konnte.

47 Die Ausgaben für Netzinvestitionen und –instandhaltungen stiegen im Zeitraum 2002 bis 2005 um rd. 10 % an. Die Netzgesellschaft setzte für die Instandhaltung eine risiko- und zustandsorientierte Strategie ein, um die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen zu verbessern, ohne dabei die Versorgungssicherheit zu gefährden. Nähere Angaben über die Altersstruktur des Netzes waren nicht möglich, weil für alle Leitungen älter als 20 Jahre keine genaue Alterszuordnung erfolgt war.

Netzbetrieb

48 Das Versorgungsgebiet war in 26 Bereiche geteilt, für die jeweils eine Betriebsstelle für Betriebsführung, Bau, Instandhaltung, Störungsdienst sowie Netzbetrieb verantwortlich war. Die Netzgesellschaft unterhielt ein Zentrallager in Pressbaum und je Betriebsstelle ein Außenlager.

49 Das Stromnetz wurde von einer zentralen Netzleitstelle in Maria Enzersdorf überwacht. Bei ihrem Ausfall könnte eine Netzleitstelle in einem der Umspannwerke diese Aufgabe übernehmen.

50 Die Betriebsführung erfolgte anhand zahlreicher Rundschreiben und Dienstanweisungen sowie nach den allgemein gültigen Vorschriften und Regeln der Technik.

Krisen- und Störfallmanagement

51 Für das Krisen- und Störfallmanagement lagen Alarm- und Maßnahmenpläne für die Behebung von großräumigen Netzstörungen vor. Mit der VERBUND-Austrian Power Grid AG bestand ein Vertrag über den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes in Niederösterreich. Mit den Kraftwerksbetreibern war für den Störfall die Möglichkeit von Betriebsanordnungen vertraglich abgesichert. Katastrophenschutzübungen wurden zwar nicht durchgeführt, die Bewältigung von Störfällen jedoch in Simulationsübungen geprobt.

Zusammenfassende Feststellungen

52 Die Netzgesellschaft verfügte über eine insgesamt gute Versorgungszuverlässigkeit.

Der Eigendeckungsgrad erhöhte sich im Zeitraum 2002 bis 2005 von 60 % auf 68 %. Mit der Errichtung neuer Kraftwerke plante die EVN ihre Eigenerzeugung bis 2020 wesentlich zu erhöhen. Die Ressourcensicherheit war gegeben. Die Kraftwerksturbinen wiesen bereits eine hohe Nutzungsdauer auf.

Im 110-kV Netz war ein „n-1 sicherer“ Betrieb gegeben. Im Normalbetrieb bestanden im Hochspannungsnetz bislang keine Engpässe.

Für das Krisen- und Störfallmanagement lagen entsprechende Maßnahmenpläne sowie Netzwiederaufbaukonzepte vor.



Österreichische Elektrizitätswirtschafts–Aktien- gesellschaft (VERBUND)

Kenndaten zur Sicherheit der Stromversorgung in Österreich im Bereich der Österreichischen Elektrizitätswirtschafts–Aktiengesellschaft (VERBUND)

Eigentümer	51 % Republik Österreich je > 10 % EVN AG und WIENER STADTWERKE Holding AG > 5 % TIWAG–Tiroler Wasserkraft AG; restliche Anteile im Streubesitz		
Leistungsdaten	2002	2005	2006
Netz:			
Stromabgabe	29,25 TWh ¹⁾	27,91 TWh	30,32 TWh
Netzhöchstlast	5.771 MW ²⁾	5.590 MW	5.935 MW
Leitungslänge gesamt	6.518 km	6.519 km	6.519 km
Erzeugung:			
Eigenerzeugung (einschließlich Bezugsrechte)	34,95 TWh	32,63 TWh	31,62 TWh
zusätzliche Kraftwerksprojekte: rd. 2.650 MW (Stand 31. Dezember 2005)			

¹⁾ TWh: Terawattstunde (1 Billion oder 10¹² Wattstunden)

²⁾ MW: Megawatt

Versorgungs- zuverlässigkeit

53.1 Versorgungsunterbrechungen im Übertragungsnetz der VERBUND–Austrian Power Grid AG waren selten. So kam es im Jahr 2005 nur zu drei kurzen Ausfällen in Teilabschnitten in Salzburg und Oberösterreich. Im Vergleich zu Verteilernetzen waren in den Übertragungsnetzen keine geplanten Unterbrechungen vorgesehen.

53.2 Der RH stellte eine sehr gute Versorgungszuverlässigkeit fest.

Stromerzeugung

54.1 Die Stromerzeugung im VERBUND–Konzern erfolgte durch zwei Tochtergesellschaften, die VERBUND–Austrian Hydro Power AG und die VERBUND–Austrian Thermal Power GmbH & Co KG. Der Konzern erzeugte im Jahr 2002 rd. 23,02 TWh Strom (davon rd. 18,69 TWh Wasserkraft). Diese Menge sank bis 2005 auf rd. 21,12 TWh (davon 16,56 TWh Wasserkraft). Der Grund für den Erzeugungsrückgang lag in der unterschiedlichen Wasserführung in den Jahren 2002 und 2005. Weiters standen dem Konzern im Jahr 2005 rd. 6,08 TWh aus Bezugsrechten zur Verfügung.

Stromerzeugung

Im Jahr 2005 verfügte der Konzern in den Wasserkraftwerken über rd. 5.600 MW und in den Wärmekraftwerken über rd. 1.150 MW installierte Leistung. Die bereits genehmigten Wasserkraftwerksprojekte (Gerlos II, Limberg II und Werfen) mit einer Leistung von insgesamt rd. 620 MW sollen bis Ende 2011 fertig gestellt werden.

Weiters war die Errichtung eines Speicherkraftwerkes (Reißeck II) sowie gemeinsam mit anderen Elektrizitätsunternehmen der Bau von Laufkraftwerken am Inn und an der Mur geplant. Damit sollte eine zusätzliche Leistung von rd. 350 MW und eine Erzeugungsmenge von rd. 550 GWh erzielt werden.

Die bereits eingereichten Gas- und Dampfturbinenprojekte Mellach und Klagenfurt mit einer Leistung von insgesamt rd. 1.280 MW und einer Kapazität von rd. 3,77 TWh sollen bis Ende 2009 bzw. 2010 fertig gestellt werden. Die Errichtung eines neuen Kraftwerkblockes in Dürnrohr mit einer Leistung von rd. 400 MW war geplant.

- 54.2 Mit der Errichtung neuer Kraftwerke kann der VERBUND-Konzern seine Erzeugungskapazitäten wesentlich erhöhen. Der RH empfahl unter Beachtung der wirtschaftlichen und ökologischen Rahmenbedingungen eine zügige Umsetzung der geplanten Kraftwerksprojekte.
- 55 Die Ressourcensicherheit bei Primärenergien war durch langfristige Gaslieferverträge sowie durch Erdöl- und Kohlevorräte für einen über die gesetzlich vorgeschriebene Dauer von 30 Tagen hinausgehenden Kraftwerksbetrieb gegeben.
- 56 Bezüglich der Anlagenzuverlässigkeit belegten die Aufzeichnungen über außerplanmäßige Ausfälle im Zeitraum 2002 bis 2005 eine Verfügbarkeit der Kraftwerksanlagen bei der VERBUND-Austrian Hydro Power AG von nahezu 100 % und bei der VERBUND-Austrian Thermal Power GmbH & Co KG zwischen 92 % und 96 %.

Stromnetz

Netzaufbau

- 57 Das Übertragungsnetz der VERBUND-Austrian Power Grid AG umfasste im Jahr 2005 rd. 2.000 km 380-kV Leitungen, rd. 3.300 km 220-kV Leitungen und rd. 1.200 km 110-kV Leitungen sowie 39 Umspannwerke und rd. 60 Transformatoren. Weiters verfügte sie über Transportrechte an Leitungen der VKW-Netz AG. Das gesamte Stromleitungssystem bestand aus Freileitungen.



Die Stromabgabe an Endverbraucher und an Weiterverteiler ging geringfügig zurück; sie betrug im Jahr 2005 rd. 27,91 TWh. Die Netzhöchstlast lag bei rd. 5.600 MW. Im Jahr 2005 speisten 46 Kraftwerke mit einer Engpassleistung von insgesamt 6.500 MW rd. 23 TWh Strom und fremde Stromnetze rd. 7 TWh Strom direkt in das Netz der VERBUND–Austrian Power Grid AG ein.

Strukturelle Rahmenbedingungen

58 Die VERBUND–Austrian Power Grid AG versorgte netzmäßig die Länder Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark und Wien; weiters unterhielt sie Korridorleitungen in den Regelzonen Tirol und Vorarlberg. Damit hatte das Netzgebiet Anteil an allen Landschafts-, Klima- und Bodenbedeckungszonen sowie Siedlungsstrukturen in Österreich. Diese unterschiedlichen Rahmenbedingungen wurden durch eine nachhaltige, den Umweltbedingungen entsprechende Instandhaltung der Leitungstrassen berücksichtigt.

Netzsicherheit

59 Das Übertragungsnetz bestand aus gut vermaschten 220–kV Leitungen, von denen jedoch einige nur eine geringe Transportkapazität aufwiesen und daher den heutigen gestiegenen Anforderungen nicht mehr genügten. Es waren darin nur einzelne 380–kV Leitungszüge eingebaut, wodurch keine durchgängig leistungsstarken Transportwege zwischen den großen Verbrauchsregionen und den Standorten der Kraftwerke in Österreich bestanden. Aufgrund der teilweisen Überlastung der 220–kV Leitungen ist, wie schon erwähnt, die Sicherheit der Stromversorgung in den Ländern Steiermark, Kärnten und Salzburg gefährdet.

Steiermarkleitung

60.1 Diese als Teil des gesamtösterreichischen 380–kV Leitungsringes geplante Leitung soll vom Umspannwerk Südburgenland zum Umspannwerk Kainachtal in der Steiermark mit zwei 380–kV Freileitungssystemen in der Gesamtlänge von rd. 100 km führen. Damit könnte zukünftig vor allem der südliche Raum der Steiermark sowie der Großraum Graz sicher versorgt werden. Pläne für eine Verbindung dieser Strecke bestehen bereits seit mehr als 20 Jahren. Gegen dieses Leitungsvorhaben, das durch mehr als 30 Gemeinden führt, gab es in der Steiermark eine breite Ablehnungsfront.

Stromnetz

Das im Dezember 2003 bei den Landesregierungen der Steiermark und des Burgenlandes eingereichte Projekt sieht eine Leitungs koordinierung vor, indem abschnittsweise auch 110-kV Leitungen der STE-WEAG-STEAG GmbH und der BEWAG auf dem Gestänge der 380-kV Leitungen der VERBUND-Austrian Power Grid AG mitgeführt werden. Die Genehmigung des nach dem Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000 abgewickelten Projekts in erster Instanz erfolgte mit Bescheiden der beiden Landesregierungen im März 2005.

Gegen diese Bescheide wurden von den betroffenen Parteien zahlreiche Einsprüche eingebracht. Im März 2007 wies der als Berufungsbehörde zuständige unabhängige Umweltsenat diese ab. Bei einem möglichen Baubeginn im Herbst 2007 könnte die Inbetriebnahme bis Ende 2009 erfolgen. Der gesamte Investitionsaufwand wurde mit rd. 181 Mill. EUR beziffert.

- 60.2** Der RH empfahl für eine nachhaltige Sicherheit der Stromversorgung in Österreich die Vollendung des zwischen dem Burgenland und der Steiermark noch offenen Leitungsringes (Steiermarkleitung) auf durchgängig 380 kV.

Salzburgleitung

- 61.1** Diese ebenfalls als Teil des gesamtösterreichischen 380-kV Leitungsrings geplante rd. 150 km lange Leitung umfasst die Strecke zwischen dem Umspannwerk St. Peter in Oberösterreich und dem Umspannwerk Tauern in Salzburg. Die Übertragungsleitung würde vor allem der Salzburg AG eine zweiseitige Anspeisung ihres Verteilernetzes ermöglichen und der Landeshauptstadt Salzburg eine sichere Stromversorgung gewährleisten. Dieses Vorhaben wurde in zwei Projekte unterteilt.

Das Projekt für den rd. 46 km langen Abschnitt zwischen den Umspannwerken St. Peter und Salzach Neu wurde im April 2005 bei der Oberösterreichischen und der Salzburger Landesregierung eingereicht; es unterliegt der Umweltverträglichkeitsprüfung. Die mündlichen Verhandlungen fanden im September 2006 statt. Ende März 2007 kam es zu einer positiven Entscheidung der beiden Landesregierungen. Auch bei diesem Projekt kam es zu einem Verfahren in der zweiten Instanz. Der gesamte Investitionsaufwand wurde vom VERBUND mit rd. 103 Mill. EUR geschätzt. Der Baubeginn ist für frühestens Anfang 2009 vorgesehen.



Für das Projekt Tauern – Salzach Neu wurden bislang die Projektgrundlagen erhoben und das Konzept für eine Umweltverträglichkeitserklärung erstellt. Die Einreichung der Umweltverträglichkeitserklärung ist für Frühjahr 2009 geplant. Der Investitionsaufwand wurde auf rd. 332 Mill. EUR geschätzt. Die Inbetriebnahme der Gesamtleitung wird nicht vor frühestens 2015 erfolgen können.

- 61.2** Der RH empfahl für eine nachhaltige Sicherheit der Stromversorgung in Österreich die Verstärkung der bestehenden 220-kV Leitungstrecken von St. Peter in Oberösterreich bis Tauern in Salzburg (Salzburgleitung) auf durchgängig 380 kV.

Netzinvestitionen
und -instandhaltungen

- 62** In den ersten Jahren der Strommarktliberalisierung reduzierte die VERBUND–Austrian Power Grid AG ihre Investitionen in das Netz. Ab 2003 kam es zu einer verstärkten Investitionstätigkeit, um versäumte Ersatzinvestitionen und Sanierungen nachzuholen. Demnach stiegen im Zeitraum 2002 bis 2005 die Ausgaben von rd. 12,00 Mill. EUR auf rd. 47,30 Mill. EUR. Aufgrund der Altersstruktur der Netze – rd. zwei Drittel der 220-kV und der 110-kV Freileitungen waren bereits älter als 40 Jahre sowie zum Teil erneuerungsbedürftig – sah sich die VERBUND–Austrian Power Grid AG auch weiterhin zu erhöhten Investitionen veranlasst.

Diesbezüglich lag ein langfristiger Maßnahmenplan vor, mit dem die Versorgungssicherheit bis zum Jahr 2030 gewährleistet werden soll. Neben dem Bau der erwähnten Steiermark- und Salzburgleitung war insbesondere die Verstärkung der Übertragungsleitungen nach Tschechien geplant. Bereits in der Monopolzeit ging die VERBUND–Austrian Power Grid AG vom aufwendigen System der vorbeugenden auf die zustandsorientierte Instandhaltung über. In den letzten Jahren hat sie die zustandsorientierte Instandhaltung zur Norminstandhaltung weiterentwickelt.

Netzbetrieb

- 63** Das Netzgebiet war in vier Bereiche geteilt, für die so genannte Netzknotenstellen verantwortlich waren. Dieser dezentralen Betriebsorganisation war auch die Lagerorganisation angepasst, um in dem großen Netzgebiet das benötigte Reparaturmaterial rasch zur Verfügung zu haben. Die VERBUND–Austrian Power Grid AG hatte auch mit anderen Netzbetreibern Vereinbarungen über die Beistellung von Reparaturmaterial abgeschlossen. Die Störfallbehebung war so organisiert, dass das Reparaturpersonal jeden Netzteil in maximal zwei Stunden erreichen konnte. Dafür standen im gesamten Bundesgebiet Reparaturtrupps bereit.

Stromnetz

64 Das Stromnetz wurde bislang von einer zentralen Netzleitstelle (Warte) in Wien überwacht. Geplant war, diese durch eine neue Warte im Umspannwerk Wien Südost zu ersetzen und zusätzlich eine Notwarte im Umspannwerk Bisamberg zu errichten.

Krisen- und Störfallmanagement

65 Für das Krisen- und Störfallmanagement lagen umfangreiche Ausarbeitungen sowie Dienstanweisungen vor. Insbesondere bestanden Regelungen hinsichtlich der Aufbau- und Ablauforganisation in Problemsituationen, der Vermeidung von Großstörungen sowie der Vorgangsweise bei Blackouts im eigenen, unterlagerten und ausländischen Netzen.

Die Notfallpläne wurden laufend überarbeitet und im Rahmen von Katastrophenschutzübungen – auch gemeinsam mit staatlichen Stellen und anderen Netzbetreibern – umgesetzt. Mit den Verteilernetzbetreibern wurden Verträge über den Netzwiederaufbau in deren Versorgungsgebieten abgeschlossen.

Zusammenfassende Feststellungen

66 Die VERBUND–Austrian Power Grid AG verfügte über eine sehr gute Versorgungszuverlässigkeit.

Mit der Errichtung neuer Kraftwerke kann der VERBUND–Konzern seine Eigenerzeugungskapazitäten wesentlich erhöhen. Die Ressourcensicherheit und die Anlagenzuverlässigkeit bei der Stromerzeugung waren gegeben.

Für eine nachhaltige Sicherheit der Stromversorgung in Österreich wären die Vollendung des zwischen dem Burgenland und der Steiermark noch offenen Leitungsringes (Steiermarkleitung) sowie die Verstärkung der bestehenden 220–kV Leitungsstrecken von St. Peter in Oberösterreich bis Tauern in Salzburg (Salzburgleitung) auf durchgängig 380 kV notwendig.

Für das Krisen- und Störfallmanagement lagen entsprechende Maßnahmenpläne sowie Netzwiederaufbaukonzepte vor.

Burgenländische Elektrizitätswirtschafts–Aktien- gesellschaft (BEWAG)

Kenndaten zur Sicherheit der Stromversorgung in Österreich im Bereich der Burgenländischen Elektrizitätswirtschafts–Aktiengesellschaft (BEWAG)

Eigentümer	51 % Burgenländische Landesholding GmbH 49 % Burgenland Holding AG ¹⁾		
Rechtsgrundlagen			
Landesrecht	Burgenländisches Elektrizitätswesengesetz 2006, LGBl. Nr. 59/2006 i.d.g.F.		
Leistungsdaten			
	2002	2005	2006
Netz:			
Stromabgabe	1,34 TWh ²⁾	1,44 TWh	1,51 TWh
Netzhöchstlast	269 MW ³⁾	286 MW	311 MW
Leitungslänge gesamt	8.738 km	8.981 km	9.069 km
Erzeugung:			
Eigenerzeugung	0,06 TWh	0,43 TWh	0,48 TWh
Eigendeckungsgrad ⁴⁾	5 %	36 %	40 %

zusätzliche Kraftwerksprojekte: rd. 13 MW
(Stand 31. Dezember 2005)

¹⁾ Die EVN AG hält einen Anteil von rd. 72 % am Grundkapital der Burgenland Holding AG.

²⁾ TWh: Terawattstunde (1 Billion oder 10¹² Wattstunden)

³⁾ MW: Megawatt

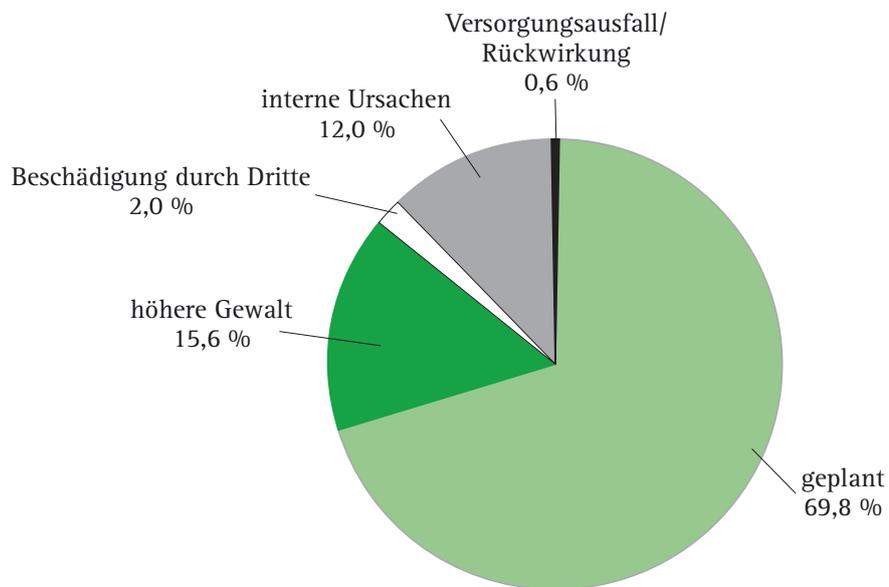
⁴⁾ Anteil der Eigenerzeugung am inländischen Stromabsatz

Versorgungs- zuverlässigkeit

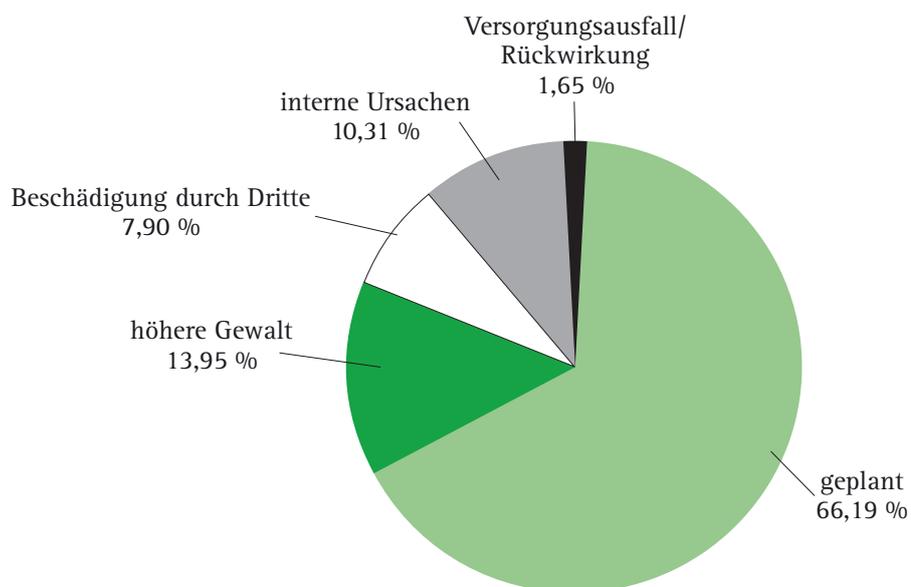
67 Die Ergebnisse der von der Energie–Control GmbH jährlich veröffentlichten Ausfalls– und Störungsstatistik bescheinigten der BEWAG Netz GmbH (Netzgesellschaft) eine sehr gute Versorgungszuverlässigkeit. In Bezug auf die in den Grundsätzlichen Feststellungen dargestellten Kennzahlen (Nichtverfügbarkeit, Unterbrechungshäufigkeit, Unterbrechungsdauer im Jahr 2005) lagen alle Werte unter dem österreichischen Durchschnittswert. Die nachfolgende Grafik zeigt die Aufschlüsselung der Ursachen für die Versorgungsunterbrechungen. Dabei wurden die Werte der Netzgesellschaft dem österreichischen Durchschnittswert gegenübergestellt.

Versorgungsunterbrechungen nach Ursachen im Jahr 2005

BEWAG Netz GmbH



Österreich





Stromerzeugung

68 Die BEWAG erzeugte im Jahr 2002 63 GWh Strom. Aufgrund der Errichtung zahlreicher Windkraftanlagen erhöhte sich diese Menge bis 2005 auf 430 GWh. Die Abdeckung der für die Kundenversorgung erforderlichen Strommenge erfolgte durch Fremdstrombezug. Der Anteil der Eigenerzeugung am inländischen Stromabsatz (Eigendeckungsgrad) stieg im Zeitraum 2002 bis 2005 von 5 % auf 36 % an.

Im Jahr 2005 verfügte die BEWAG in ihren 138 Windkraftanlagen über insgesamt rd. 240 MW installierte Leistung. Von den beiden gemeinsam mit der BEGAS Kraftwerke GmbH projektierten und auch schon behördlich genehmigten Biomassekraftwerken Oberwart und Heiligenkreuz mit einer Leistung von insgesamt rd. 13 MW und einer Kapazität von 100 GWh war Letzteres bereits in Probetrieb.

Die meisten Windkraftanlagen wurden während der letzten vier Jahre in Betrieb genommen. Die Herstellerunternehmen gewährleisteten der Betreibergesellschaft die Betriebsbereitschaft der Anlagen (Verfügbarkeit von 97 %) für eine Laufzeit von 15 Jahren.

Stromnetz

Netzaufbau

69 Das Stromverteilernetz wurde entsprechend den Unbundlingbestimmungen¹⁾ von der eigenen Netzgesellschaft betrieben. Es umfasste im Jahr 2005 rd. 600 km 110-kV Hochspannungs-, rd. 3.100 km Mittelspannungs- und rd. 5.200 km Niederspannungsleitungen sowie 16 Umspannwerke und rd. 2.600 Trafostationen. Von den Stromleitungen waren insgesamt 57 % verkabelt. Das Hochspannungsnetz bestand durchwegs aus Freileitungen. Es war in die Teilnetze Nord und Süd geteilt.

¹⁾ Entflechtung der Geschäftsbereiche von Elektrizitätsunternehmen

Die jährliche Stromabgabe aus dem Netz wurde zur Hälfte von Kraftwerken aufgebracht, die direkt in das Verteilernetz einspeisten. Die Stromabgabe und die Netzhöchstlast stiegen jährlich an und betragen 2005 1,44 TWh bzw. 286 MW. Der Anschluss an das Übertragungsnetz der VERBUND–Austrian Power Grid AG erfolgte in den Umspannwerken Neusiedl, Rotenturm und Neudörfel.

Stromnetz

Die Errichtung zahlreicher Windparks führte zu einer grundlegend veränderten Netzsituation. Aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen (Ökostromgesetz) entstand aus dem ehemaligen, ohne wesentliche Kraftwerkseinspeiser geprägten Verteilernetz ein Netz mit großer dezentraler Einspeiseleistung.

Strukturelle Rahmenbedingungen

- 70.1** Das Versorgungsgebiet umfasste weitestgehend die Gesamtfläche des Burgenlands und war durch viele Streusiedlungen und durch eine geringe Bevölkerungsdichte ohne nennenswerte Ballungszentren gekennzeichnet.
- 70.2** Der RH vermerkte, dass die Siedlungsstruktur des Versorgungsgebietes die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit erschwerte.

Netzsicherheit

- 71** Die Netzgesellschaft verfügte über ein „n-1 sicheres“ 110-kV Netz. Alle Umspannwerke waren entweder über zweisystemige Stickleitungen verbunden oder in Ringleitungen eingeschleift. Ausgenommen war das Umspannwerk Pinkafeld. Da jedoch vom Umspannwerk Rotenturm ein 20 kV Überdeckungsbetrieb möglich war, bestand auch hier Versorgungssicherheit.

Zu Zeiten einer hohen Windkrafteinspeisung kam es allerdings zu Engpässen, welche die Netzgesellschaft zur Abschaltung einzelner Windparks zwangen, um nicht die „n-1 Sicherheit“ des Netzes zu gefährden. Die mit den Windkraftanlagenbetreibern abgeschlossenen Netzzugangsverträge beinhalteten diesbezügliche Vereinbarungen. Gemäß einer Studie konnte das „n-1 Sicherheitskriterium“ bis zu einer Einspeiseleistungsobergrenze von rd. 380 MW noch erfüllt werden. Mit einer Kraftwerksleistung von rd. 360 MW wurde diese Grenze 2005 beinahe erreicht.

Neben Netzausbaumaßnahmen bemühte sich die Netzgesellschaft auch um eine Erhöhung der Übergabeleistung im Umspannwerk Neusiedl, um die im Burgenland nicht benötigte Strommenge über das 220/380-kV Übertragungsnetz der VERBUND–Austrian Power Grid AG abführen zu können.

Die Realisierung der 380-kV Steiermarkleitung würde die Versorgungssicherheit des südburgenländischen Stromnetzes erhöhen, weil dann die Versorgung des Umspannwerkes Rotenturm aus dem 220/380-kV Übertragungsnetz der VERBUND–Austrian Power Grid AG von zwei Seiten erfolgen könnte.



Die große Ausfallhäufigkeit der 20-kV Mittelspannungskabeln der Baujahre 1971 bis 1986 veranlasste die Netzgesellschaft zu massiven Kabeltauschmaßnahmen. Seit 2006 wird aufgrund genauer Tauschrichtlinien und wegen des Einsatzes neuer Messtechnologien nur bedarfsorientiert getauscht oder eine Kabelsanierung durchgeführt.

Netzinvestitionen
und -instandhaltungen

72.1 Die in den Netzplanungsrichtlinien der Netzgesellschaft festgelegten Planungsgrundsätze stellten auf eine möglichst hohe Versorgungsqualität bei gleichzeitiger Berücksichtigung wirtschaftlicher Kriterien ab. Die Projektziehung erfolgte anhand objektiver Kriterien. Die höchste Priorität lag bei der Engpassbeseitigung. Im Zuge einer Netzoptimierung war im Mittelspannungsnetz mittelfristig ein Rückbau mehrfach redundanter Leitungen geplant.

Aufgrund des hohen Windkraftausbaus erhöhten sich im Zeitraum 2002 bis 2005 die Ausgaben für Netzinvestitionen um mehr als 100 %. Auch der Instandhaltungsaufwand stieg um 40 % an. Die Netzgesellschaft setzte für die Instandhaltung eine risiko- und zustandsorientierte Strategie ein, um die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen zu verbessern, ohne dabei die Versorgungssicherheit zu gefährden. Da 10 % der Mittelspannungs- sowie 14 % der Hochspannungsfreileitungen bereits älter als 40 Jahre waren, werden sie in einiger Zeit das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreichen.

72.2 Die Netzbelastungssteigerungen werden auch in Zukunft laufende Netzausbauten bzw. -verstärkungen erfordern. Hinsichtlich der Altersstruktur der Freileitungen merkte der RH an, dass der Netzgesellschaft in den kommenden Jahren Sanierungs- und Ersatzmaßnahmen bevorstehen, wodurch mit zusätzlichen Investitionen zu rechnen ist.

Netzbetrieb

73 Das Versorgungsgebiet war in fünf Bereiche geteilt, für die jeweils die Betriebsstellen Eisenstadt, Neusiedl, Oberpullendorf, Oberwart und Güssing für Betriebsführung, Bau, Instandhaltung, Störungsdienst und Netzbetrieb verantwortlich waren. Die Netzgesellschaft unterhielt ein Hauptlager in Eisenstadt und ein Sublager in Oberwart.

74 Die Betriebsführung erfolgte anhand zahlreicher Rundschreiben und Dienstanweisungen, sowie nach den allgemein gültigen Vorschriften und Regeln der Technik.

Stromnetz

75 Das Stromnetz wurde von einer Netzleitstelle (Warte) in Eisenstadt überwacht. Während der Betriebszeiten und bei Bedarf war auch die Netzleitstelle in Oberwart besetzt. Diese konnte auch als Notwarte eingesetzt werden.

Krisen- und Störfallmanagement

76 Für das Krisen- und Störfallmanagement lagen entsprechende Maßnahmenpläne vor, wobei die Netzgesellschaft für großräumige Netzstörungen über ein Netzwiederaufbaukonzept verfügte. Mit der VERBUND-Austrian Power Grid AG wurde 2006 ein Vertrag über die koordinierte Vorgangsweise bei Großstörungen im Burgenland abgeschlossen. Katastrophenschutzübungen wurden bislang nicht durchgeführt.

Zusammenfassende Feststellungen

77 Die Netzgesellschaft verfügte über eine sehr gute Versorgungszuverlässigkeit.

Der Eigendeckungsgrad erhöhte sich im Zeitraum 2002 bis 2005 von 5 % auf 36 %.

Im 110-kV Netz war ein „n-1 sicherer“ Betrieb gegeben. Zu Zeiten hoher Windkrafteinspeisung kam es jedoch zu Engpässen.

Wegen der Altersstruktur der Freileitungen stehen der Netzgesellschaft in den kommenden Jahren Sanierungs- und Ersatzmaßnahmen bevor, wodurch mit zusätzlichen Investitionen zu rechnen ist.

Für das Krisen- und Störfallmanagement lagen entsprechende Maßnahmenpläne sowie Netzwiederaufbaukonzepte vor.

**Schluss-
bemerkungen**

78 Zusammenfassend hob der RH die nachfolgenden Empfehlungen hervor:

Alle Länder

Verwirklichte bzw. in Verwirklichung begriffene Empfehlungen

(1) Die Ausführungsgesetze zum Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006 wären zu erlassen. (TZ 5)

Die Niederösterreichische Landesregierung berichtete über die Umsetzung durch die am 27. April 2007 kundgemachte Novelle zum NÖ Elektrizitätswesengesetz 2005. Die Burgenländische Landesregierung teilte mit, dass der Entwurf des Ausführungsgesetzes im Jahr 2007 zur Begutachtung versendet werde. Die übrigen Länder sagten die Umsetzung während der Gebarungsüberprüfung an Ort und Stelle zu.

(2) Ein Beirat zum Energielenkungsgesetz 1982 wäre in allen Ländern einzurichten und die Aktualität der Mitglieder des Beirates laufend zu überprüfen. (TZ 9)

In Oberösterreich gab es einen diesbezüglichen Beirat, der auch laufend einberufen wurde.

Die Landesregierungen von Kärnten, Niederösterreich, Tirol und Vorarlberg teilten in ihren Stellungnahmen mit, dass sie bereits einen Energielenkungsbeirat eingerichtet hätten. Laut Mitteilung der Burgenländischen Landesregierung seien die erforderlichen Schritte zur Einrichtung eines Energielenkungsbeirates bereits eingeleitet worden. Die Länder Salzburg, Steiermark und Wien sagten die Umsetzung während der Gebarungsüberprüfung an Ort und Stelle zu.

Schlussbemerkungen

EVN AG

Unerledigte Empfehlung

(3) Unter Beachtung der wirtschaftlichen und ökologischen Rahmenbedingungen wären die geplanten Kraftwerksprojekte zügig umzusetzen. (TZ 40)

Österreichische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft

Unerledigte Empfehlungen

(4) Für eine nachhaltige Sicherheit der Stromversorgung in Österreich wäre die Vollendung des zwischen dem Burgenland und der Steiermark noch offenen Leitungsrings (Steiermarkleitung) sowie die Verstärkung der bestehenden 220-kV Leitungsstrecken von St. Peter in Oberösterreich bis Tauern in Salzburg (Salzburgleitung) auf durchgängig 380 kV notwendig. (TZ 60, 61)

(5) Unter Beachtung der wirtschaftlichen und ökologischen Rahmenbedingungen wären die geplanten Kraftwerksprojekte zügig umzusetzen. (TZ 54)

Wien, im Oktober 2007

Der Präsident:

Dr. Josef Moser