



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössische Elektrizitätskommission ECom
Fachsekretariat

Versorgungssicherheit Winter 2015/16

Bericht der ECom

Bern, Juni 2016

Inhaltsverzeichnis

Management Summary	3
1 Einleitung	5
2 Versorgungssituation im Winter 2015/16	6
2.1 Ausgangslage	6
2.2 Chronologie der Ereignisse	7
2.3 Situationsbeurteilung durch involvierte Akteure	11
2.3.1 Swissgrid	11
2.3.2 Versorger	12
2.3.3 Kraftwerksbetreiber	12
2.3.4 ECom	12
2.4 Eingeleitete Sofortmassnahmen	14
2.4.1 Netztechnische Massnahmen	14
2.4.2 Marktbasierete Massnahmen	14
2.4.3 Wirkung der Massnahmen	15
2.5 Schlussfolgerungen Winter 2015/16	16
3 Rollen und Verantwortlichkeiten für die Versorgungssicherheit	16
3.1 Allgemeines	16
3.2 Rollen und Verantwortlichkeiten	17
3.3 Handlungsbedarf	20
4 Mittelfristiger Handlungsbedarf	21
4.1 Ausbau des Übertragungsnetzes im Sinne einer sicheren und effizienten Stromversorgung ..	21
4.2 Beschaffung Systemdienstleistungen / Notkonzept	21
4.3 Abbildung von Netzengpässen im Übertragungsnetz	23
4.4 Abrechnungsprozess Bilanzgruppe und Regelung des manuellen Lastabwurfs	24
4.5 Ausbau Kuppeltransformatoren und Leitungen	24
4.6 Weitere Massnahmen	26
5 Fazit und Schlussfolgerung	26
6 Anhang	28
6.1 Abkürzungsverzeichnis	28
6.2 Bibliographie	28
6.3 Gesetzliche Rollen der verschiedenen Akteure	29

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematische Darstellung der Funktionsweise des Stromnetzes	5
Abbildung 2: Monatliche Energieproduktion der Kernkraftwerke, Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke sowie Elektrizitätsbilanz (positiv: Import, negativ: Export) der Schweiz (Quelle: BFE)	8
Abbildung 3: Verlauf des Füllgrads der Speicherseen 2015/16 im Vergleich zur statistischen Auswertung der Jahre 1997 bis 2015 (Quelle: BFE)	8
Abbildung 4: Monatlicher Anteil der Stunden mit Nettoexport (Quelle: Swissgrid)	9
Abbildung 5: Entwicklung der Netto-Importkapazität von Deutschland und Österreich in die Schweiz sowie der Netto-Exportkapazität nach Italien (Quelle: Swissgrid)	10
Abbildung 6: Entwicklung der Day-ahead Strompreise im Winter 2015/16 (Datenquelle: EPEXSpot) ..	10

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Annahmen für die vier möglichen Eintrittsszenarien von Swissgrid für den Winter 2015/16.	11
--	----

Management Summary

Anfang Dezember 2015 informierte Swissgrid, dass sich aufgrund der Nichtverfügbarkeit beider Blöcke des Kernkraftwerks Beznau und wegen der geringen Laufwasserproduktion als Folge des trockenen Sommers und Herbsts eine angespannte Energie- und Netzsituation abzeichnen könnte. Die fehlende Energie durch Importe abzudecken sei aufgrund von Netzengpässen bei den Transformatoren zwischen der 380 kV- und 220 kV-Spannungsebene nur beschränkt möglich. Da im Herbst 2015 in überdurchschnittlichem Ausmass mit den Speicherkraftwerken produziert wurde, entleerten sich die Speicherseen entsprechend, so dass aufgrund der antizipierten Netzengpässe ein Versorgungsengpass für den weiteren Verlauf des Winters in Betracht gezogen werden musste.

Zur Bewältigung dieser potenziellen Krisensituation hat sich die Branche zusammen mit den zuständigen Behörden in Arbeitsgruppen organisiert und verschiedene Massnahmen zur Verhinderung eines Versorgungsengpasses umgesetzt. Dabei lag der Fokus auf netztechnischen Optimierungen und auf Marktmassnahmen, um für den ganzen Winter 2015/16 die Versorgungssicherheit auf dem gewohnt hohen Niveau zu halten.

Der Netzbetrieb und die Belastung der 380 kV/220 kV-Kuppeltransformatoren konnte mit den folgenden Massnahmen optimiert bzw. reduziert werden:

- Provisorische Netztopologie für die Nutzung des Kuppeltransformators in Laufenburg
- Nutzung eines Nottransformators in Tierfehd (Kanton Glarus)
- Spezielle Netzanbindung verschiedener Pumpspeicherkraftwerke im In- und Ausland
- Erhöhung der Kontrollintervalle an kritischen Betriebsmitteln

Marktseitig wurden folgende Massnahmen umgesetzt:

- Erhöhung der Importkapazität zur Entlastung der Speicherkraftwerksproduktion
- Vorgezogene Beschaffung von Regelleistung
- Sensibilisierung der Bilanzgruppen für Ausgeglichenheit und Aufhebung der Preisbegrenzung für Ausgleichsenergie
- Reservation von Redispatch-Energie an potenziell engpassbehafteten Netzknoten
- Temporäre Anpassung der Auktionen für Exportkapazität

Die umgesetzten Massnahmen erwiesen sich als wirkungsvoll und haben zur Entspannung der Versorgungssituation beigetragen.

Daneben haben exogene Faktoren massgeblich zur Entschärfung der Situation ab Weihnachten 2015 beigetragen: Erstens konnte der Block II des Kernkraftwerks Beznau am 23. Dezember 2015 wieder in Betrieb genommen werden. Dadurch standen 360 MW zusätzliche Bandenergie im 220 kV-Netz zur Verfügung. Insbesondere in Offpeakzeiten wurden damit die Kuppeltransformatoren 380 kV/220 kV entlastet, was sich wiederum positiv auf die Importkapazität auswirkte. Weiter konnte aufgrund des Wasserdargebots Anfang 2016 die Bandproduktion der Wasserkraft um 100 bis 200 MW erhöht werden. Ferner hat der dank dem ausgesprochen milden Winter 2015/16 (+2.5°C über dem langjährigen Durchschnitt) tiefe Stromverbrauch wesentlich zur Entspannung beigetragen.

Im Rahmen der Situationsbeurteilung und bei der Erarbeitung der Massnahmen wurden Fragen zur Verantwortung über die Stromversorgungssicherheit aufgeworfen, welche die EICom zusammen mit den betroffenen Stakeholdern angegangen ist. Die mit der Inkraftsetzung des StromVG umgesetzte Entflechtung zwischen den Stromnetzen einerseits und den Produktions-, Vertriebs- und –Handelstätigkeiten andererseits (Unbundling) hat dazu geführt, dass eine integrale Gesamtverantwortung für die Versorgungssicherheit nicht mehr besteht. Trotz dieser Schnittstellen funktioniert das mit dem StromVG geschaffene Marktdesign. Auch die Verantwortlichkeiten der einzelnen Akteure sind klar: Die Versorgung von Endverbrauchern in der Grundversorgung liegt von Gesetzes wegen in der Verantwortung der Verteilnetzbetreiber. Die Versorgung von freien Endkunden ist privatrechtlich über Lieferverträge geregelt. Swissgrid obliegt die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Betriebs des Übertragungsnetzes, hat hingegen keine Verantwortung zur Bereitstellung von Versorgungsenergie. Es

besteht jedoch, wie sich bei der Aufarbeitung der Versorgungssituation Winter 2015/16 gezeigt hat, punktueller Handlungsbedarf:

- Systemdienstleistungen / Regelleistung: Die Modalitäten für die Bereitstellung von Regelleistung durch Swissgrid sind zu überprüfen, insbesondere für strukturell bedingte Engpassperioden von März bis Mai. In diesem Kontext ist auch das «Notkonzept Regelleistung» zu überarbeiten.
- Sicherstellung hinreichender Importkapazität: Die Netzausbaupläne gemäss dem Strategischen Netz 2025 von Swissgrid sind vor dem Hintergrund der Erkenntnisse der Versorgungssituation Winter 2015/16 neu zu beurteilen und gegebenenfalls neu zu priorisieren. Dies betrifft insbesondere die Transformatorenkapazitäten in Beznau, Laufenburg und Mühleberg sowie die damit verbundenen Leitungsprojekte. Sowohl der Verbundbetrieb wie auch der Grosshandel sind im internationalen Kontext zu beurteilen.
- Informationsfluss/Transparenz: Insbesondere die Prozesse zwischen Swissgrid und den Bilanzgruppen/Lieferanten/Versorger bezüglich der Bereitstellung von Netzinformationen sind zu optimieren.
- Privatrechtliche Vereinbarungen zwischen Swissgrid, Bilanzgruppen, Lieferanten und Verteilnetzbetreibern: Weil die Schnittstelle der Verteilnetzbetreiber zum Grosshandel und zum Übertragungsnetz über Bilanzgruppen erfolgt, sind die vertraglichen Beziehungen für ausserordentliche Situationen zu überprüfen. Dabei stehen insbesondere die Massnahmen bei längerer Unausgeglichenheit der Bilanzgruppen sowie die Datenbereitstellung im Vordergrund.

Akuter Handlungsbedarf auf Gesetzesebene besteht nicht. Allfällige Optimierungen können im Rahmen der ordentlichen Revision StromVG angegangen werden.

1 Einleitung

Die Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom ist gemäss dem Stromversorgungsgesetz (StromVG, SR 734.7) zuständig für die Beobachtung und Überwachung einer sicheren und erschwinglichen Versorgung der Schweiz mit elektrischer Energie. Die reduzierte Verfügbarkeit der Produktion auf der 220 kV-Ebene, unterdurchschnittliche Pegelstände der Speicher sowie die limitierte Importkapazität haben im Winterhalbjahr 2015/16 zu einer aussergewöhnlichen Versorgungssituation geführt. Die Historie dieser Situation, die Bewältigung sowie die daraus gewonnenen Erkenntnisse für die Versorgungssicherheit der Schweiz stehen im Zentrum des vorliegenden Berichts.

Am 2. Dezember 2015 warnte Swissgrid in einer Medienmitteilung davor, dass aufgrund der Nichtverfügbarkeit der Kernkraftwerke Beznau I und II und aufgrund einer geringeren Einspeisung der Laufwasserkraftwerke in Folge des trockenen Sommers und Herbsts für den Winter 2015/16 von einer angespannten Energie- und Netzsituation auszugehen sei. Die fehlende Einspeisung vollständig mittels Importen sicherzustellen sei aufgrund der limitierten Transformatorkapazität zwischen der 380 kV und der 220 kV-Netzebene nur beschränkt möglich (siehe Abbildung 1).

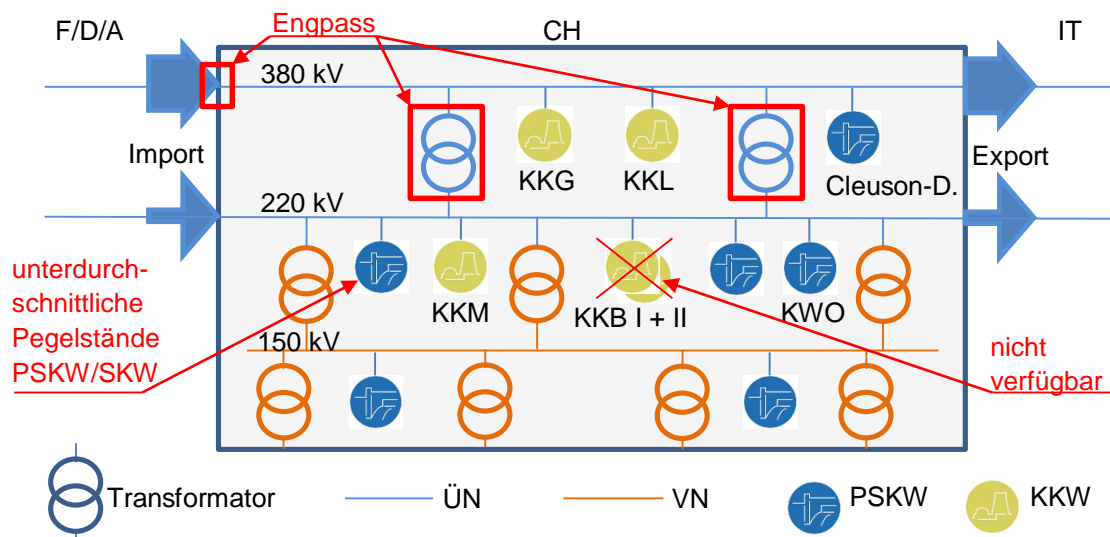


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Funktionsweise des Stromnetzes

In diesem Bericht werden die Vorkommnisse des Winters 2015/16 aufgearbeitet. Dies beinhaltet einerseits eine Beschreibung der Ausgangslage sowie eine Zusammenfassung der verschiedenen eingeleiteten Massnahmen, die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bzw. zur Entspannung der Lage 2016 beigetragen haben. Andererseits werden in diesem Bericht die Rollen und die Verantwortlichkeiten der involvierten Akteure für die Versorgungssicherheit aufgrund des Marktdesigns sowie der aus dieser Versorgungssicherheitskrise abgeleitete Handlungsbedarf reflektiert.

Ein weiterer Schwerpunkt des Berichts bildet die Überprüfung der Priorisierung der Ausbauvorhaben im Übertragungsnetz, welche auf Basis der Netzrechnungen der Forschungsstelle Energienetze (FEN) der ETH Zürich angestossen wurde. Neben der Beurteilung der Ausbauvorhaben stand auch die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes in angespannteren Importsituationen im Fokus.

2 Versorgungssituation im Winter 2015/16

2.1 Ausgangslage

Die Netzebene 1, das Übertragungsnetz, umfasst in der Schweiz die beiden Spannungsebenen 380 kV und 220 kV. Die beiden Ebenen sind über 18 Kuppeltransformatoren miteinander verbunden. Sehr grosse Produktionsanlagen mit einer Leistung von über 500 MW geben ihre Energie vornehmlich in das 380 kV-Netz ab, während die 220 kV-Ebene den Energieabtransport von mittelgrossen Kraftwerken übernimmt. Beide Spannungsebenen dienen dem internationalen und überregionalen Energieaustausch und bilden das Rückgrat der Schweizer Stromversorgung. Aus beiden Ebenen beziehen untergelagerte Verteilnetze diejenige Energiemenge, welche nicht durch kleinere Kraftwerke in diesen Verteilnetzen produziert werden kann, um den Stromverbrauch zu decken. Das Schweizer Übertragungsnetz ist an 39 Stellen mit den Übertragungsnetzen des angrenzenden Auslandes verbunden. Zwanzig Anschlüsse davon befinden sich im 380 kV-Netz, 17 Anschlüsse auf der 220 kV-Ebene sowie zwei weitere auf tieferen Netzebenen (ENTSO-E, 2016). Aufgrund der deutlich grösseren Übertragungskapazität einer 380 kV-Leitung erfolgt der grenzüberschreitende Energieaustausch zu einem Grossteil über die 380 kV-Leitungen. Daraus folgt, dass den Kuppeltransformatoren, welche die Spannung in einem Unterwerk von 380 kV auf 220 kV heruntertransformieren, eine hohe Bedeutung für den Import von Versorgungsenergie zukommt.

Am 2. Dezember 2015 veröffentlichte Swissgrid eine Medienmitteilung, wonach für den Winter 2015/16 aufgrund einer Verkettung besonderer Umstände eine angespannte Energie- und Netzsituation zu erwarten sei (Swissgrid, 2015). Durch die Nichtverfügbarkeit der Kernkraftwerke Beznau I und Beznau II fehlte in der Nordschweiz eine Einspeiseleistung von 730 MW in das 220 kV-Netz. Im Weiteren war die Wasserführung der Schweizer Flüsse aufgrund des trockenen Sommers und Herbsts im Vergleich zum langjährigen Mittel deutlich reduziert, wodurch die Stromproduktion aus den Laufwasserkraftwerken ebenfalls geringer ausfiel.

Fehlende Kraftwerkeinspeisung kann aufgrund der guten internationalen Anbindung mittels Stromimporten ausgeglichen werden. Wie aus der Elektrizitätsstatistik 2014 des Bundesamts für Energie (BFE) hervorgeht, benötigte die Schweiz bereits in den vergangenen zehn Winterhalbjahren zur Deckung des Strombedarfs einen Nettoimport aus Europa in der Höhe von 1.5 - 7.0 TWh (BFE, 2015).

Die limitierte Transformatorenkapazität zwischen der 380 kV- und der 220 kV-Netzebene hat zur Folge, dass Stromimporte leistungsmässig begrenzt werden müssen, um eine Überlastung der Transformatoren auch im N-1-Fall zu vermeiden. Für die Kompensation der fehlenden Einspeisung des Kernkraftwerks Beznau auf dem 220 kV-Netz und den darunterliegenden Spannungsebenen durch Importe sind deshalb die netzseitigen Restriktionen ausschlaggebend. Die fehlende Einspeisung aus den Grundlastkraftwerken kann, wenn auch nur für eine beschränkte Zeit, durch Spitzenlastkraftwerke gedeckt werden. Dies erfolgt insbesondere dann, wenn ein Import aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht möglich oder sinnvoll ist. Aufgrund der Bewirtschaftung der Speicher waren die Speicherseen im Dezember im Vergleich zum langjährigen Mittel unterdurchschnittlich gefüllt. Somit stellte sich die Frage, ob die fehlende Einspeisung der Grundlastkraftwerke trotz der limitierten Importkapazität und den unterdurchschnittlichen Reserven in den Speichern im weiteren Verlauf des Winters jederzeit kompensiert werden können. Die Verfügbarkeit der Speicherkraftwerke ist aber nicht nur für die Lieferung von Versorgungsenergie von Bedeutung, sondern ist auch wichtig für die Gewährleistung der Netzstabilität, da sich Speicherkraftwerke gut für Redispatchmassnahmen¹ und das Erbringen von Systemdienstleistungen eignen.

¹ Redispatch-Massnahme: Energieneutraler Eingriff in den Kraftwerkseinsatz zur Entlastung eines Netzengpasses. Bsp.: Vor einem Netzengpass wird die Leistung eines Kraftwerks reduziert und hinter dem Engpass um den gleichen Leistungsbetrag erhöht, so dass der Stromfluss auf dem überlasteten Netzelement reduziert wird.

2.2 Chronologie der Ereignisse

Der beschriebene Sachverhalt aus dem Kapitel 2.1 kann sowohl in Bezug auf die Produktionsmenge der Kernkraftwerke, Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke und der Elektrizitätsbilanz der Schweiz als auch in Bezug auf die verfügbaren Netzkapazitäten quantitativ aufgezeigt werden (Abbildung 2).

Kernkraftwerke

Am 12. März 2015 kündigte Axpo per Medienmitteilung die Revisionsarbeiten beim Kernkraftwerk Beznau I an, welche vom 13. März bis am 9. Juli 2015 geplant war. Am 16. Juli 2015 informierte Axpo, dass im Grundmaterial des Reaktordruckbehälters des Kernkraftwerks Beznau I an einigen Stellen Unregelmässigkeiten im Material aus dem Herstellungsprozess festgestellt wurden und sich die Inbetriebnahme des Kernkraftwerks weiter hinauszögert. Ende November 2015 wurde mitgeteilt, dass mit einer Wiederanfahr genehmigung für das Kernkraftwerk Beznau I nicht vor Ende Juli 2016 zu rechnen sei. In der Zwischenzeit wurden auch beim Kernkraftwerk Beznau II die Revisionsarbeiten gestartet (13. August bis 24. Dezember 2015). Die beiden Ausserbetriebnahmen hatten zur Folge, dass auf der 220 kV-Netzebene nahe bei den Verbrauchszentren eine Einspeiseleistung von 2 x 365 MW fehlte. In der monatlichen Produktionsstatistik des Bundesamts für Energie (BFE) zeigte sich dies insofern, als dass die monatliche Produktionsmenge der Kernkraftwerke im Jahr 2015 in den Monaten September bis November um 0.5 bis 1.0 TWh geringer ausfiel als im Vorjahr (siehe Abbildung 2). Zur grossen Produktionsdifferenz im Monat Oktober trug ebenfalls ein zweiwöchiger Ausfall des Kernkraftwerks Leibstadt bei (Defekt im Kühlwasserkreislauf des Generators).

Laufwasserkraftwerke

Aus dem *Hydrologischen Spezialbericht* des Bundesamtes für Umwelt BAFU geht hervor, dass aufgrund des aussergewöhnlich trockenen und heissen Sommers und Herbsts 2015 die Wasserstände und Abflüsse der Schweizer Flüsse, insbesondere im Mittelland und Jura, teilweise seit Ende Juni unterdurchschnittlich waren (BAFU, 2016). Die tiefen Wasserstände und Abflussmengen der Flüsse wirkten sich ebenfalls negativ auf die Stromproduktion der Laufwasserkraftwerke aus. Im Durchschnitt lag die Stromproduktion der Laufwasserkraftwerke zwischen Juli bis Dezember 2015 im Mittel um 0.3 TWh tiefer als im Vorjahr. Die grösste Differenz lag im Monat November mit 0.4 TWh vor.

Speicherkraftwerke

Die geringere Einspeisung der Kernkraft- und Laufwasserkraftwerke wurde zumindest teilweise durch die Speicherkraftwerke ausgeglichen. Zumindest in den Monaten September und Oktober lag die Produktion der Speicherkraftwerke rund 0.3 bzw. 0.6 TWh höher als im Vorjahr. Zudem wurde in dieser Zeit weniger Energie für den Pumpbetrieb eingesetzt als im Vorjahr. Die Abbildung 3 zeigt denn auch, dass die Speicherseen Ende September 2015 noch gut gefüllt waren, von Oktober bis Mitte Dezember 2015 die Entnahme im Vergleich zu den Vorjahren überdurchschnittlich war. Der Füllgrad der Speicherseen lag Mitte November 2015 im Vergleich zu den Vorjahren um mehr als 10 Prozent unter dem Durchschnitt. Dies entspricht einer Energiemenge von rund 0.8 TWh oder der Produktion aus Spitzenlastkraftwerken von rund 3 bis 6 Wochen. Ab Mitte Dezember haben sich die Pegel sukzessive wieder dem Durchschnitt der Vorjahre angenähert.



Abbildung 2: Monatliche Energieproduktion der Kernkraftwerke, Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke sowie Elektrizitätsbilanz (positiv: Import, negativ: Export) der Schweiz (Quelle: BFE)

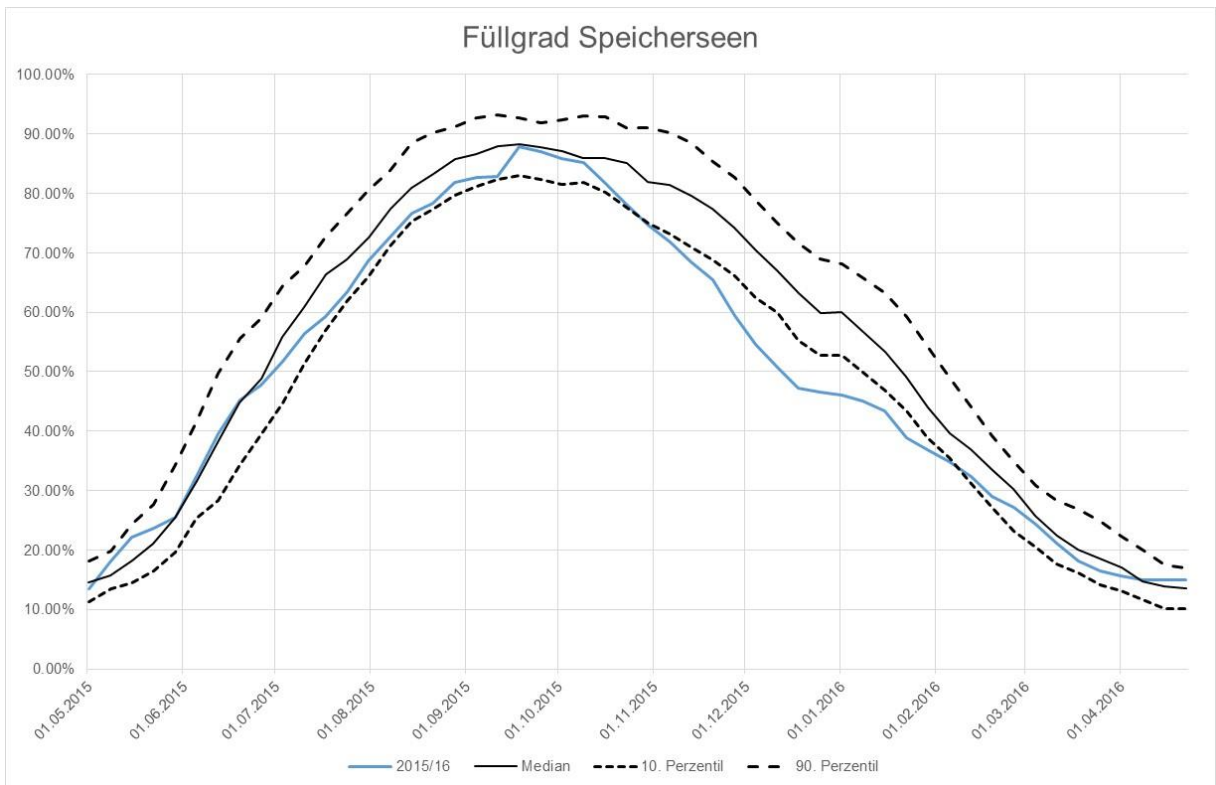


Abbildung 3: Verlauf des Füllgrads der Speicherseen 2015/16 im Vergleich zur statistischen Auswertung der Jahre 1997 bis 2015 (Quelle: BFE)

Elektrizitätsbilanz

Die monatliche Elektrizitätsbilanz der Schweiz wies seit August 2015 einen Nettoimport auf. Im langjährigen Vergleich sind vor allem Nettoimporte in den Monaten August und September weniger wahrscheinlich (siehe Abbildung 2). In den vergangenen zehn Jahren war in diesen Monaten nur in 3 von 10 bzw. in 2 von 10 Jahren ein Nettoimport zu verzeichnen. In den Monaten Oktober, November und Dezember sind Nettoimporte häufiger. Über den Zeitraum der letzten 10 Jahre betrug die Wahrscheinlichkeit für einen Nettoimport im Oktober 50 Prozent, für den November 80 Prozent und im Dezember bei 100 Prozent.

Ein monatlicher Nettoimport schliesst nicht aus, dass in dieser Zeit trotzdem Energie exportiert wird. Die Energiebilanz für den Oktober 2015 fiel beispielsweise negativ aus, trotzdem wurde in einzelnen Stunden bis zu 3 GW Strom exportiert. Die Abbildung 4 zeigt den prozentualen Anteil der Stunden je Monat, in welchen exportiert wurde.

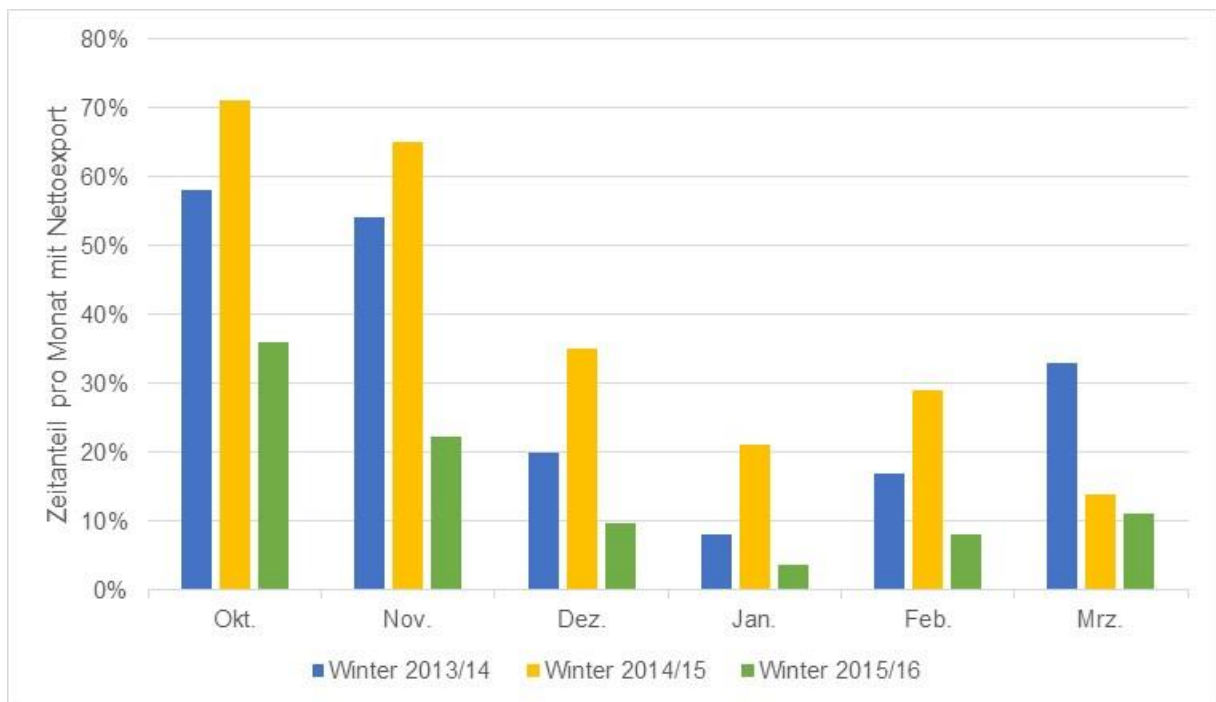


Abbildung 4: Monatlicher Anteil der Stunden mit Nettoexport (Quelle: Swissgrid)

Verfügbare grenzüberschreitende Netzkapazitäten

Nachdem Swissgrid dank optimierter Prozeduren im Winter 2014/15 die Importkapazität von Deutschland und Österreich in die Schweiz signifikant erhöhen konnte (Swissgrid, 2015c), reduzierte sich die Transportkapazität während der Monate Oktober und November 2015 zusehends (siehe Abbildung 5). Grund hierfür war die Zunahme der vertikalen Netzlast im Übertragungsnetz, welche die Belastung der Kuppeltransformatoren zwischen der 380 kV- und der 220 kV-Netzebene erhöhte. Der Ausfall des Kernkraftwerks Beznau kommt aus Sicht des Übertragungsnetzes einer Lasterhöhung gleich. Hinzu kamen die saisonal bedingte Zunahme des Endverbrauchs sowie einige bereits geplante Ausserbetriebnahmen (Netzausbau und Unterhalt), welche eine NTC-Reduktion notwendig machten. Dadurch sah sich Swissgrid gezwungen, die Importkapazität von Deutschland und Österreich sukzessive zu reduzieren. Erst dank den eingeleiteten Massnahmen (vgl. Kapitel 2.4) sowie der Wiederinbetriebnahme von Block II des Kernkraftwerks Beznau konnte die Importkapazität von Deutschland und Österreich in die Schweiz wieder erhöht werden und erreichte im März 2016 Werte von rund 3000 MW, wobei bereits die erste Erhöhung um rund 500 MW Anfang Januar 2016 zu einer signifikanten Entspannung der Situation beitrug.

Demgegenüber bewegte sich die Exportkapazität Richtung Italien im üblichen Rahmen. Soweit möglich wurde die Exportkapazität auf dem maximalen Wert von rund 4000 MW belassen, Ausnahmen bilden die deutlich sichtbaren Kapazitätsreduktionen während Feiertagen in Italien (Allerheiligen, Weihnachtsfeiertage, Ostern).

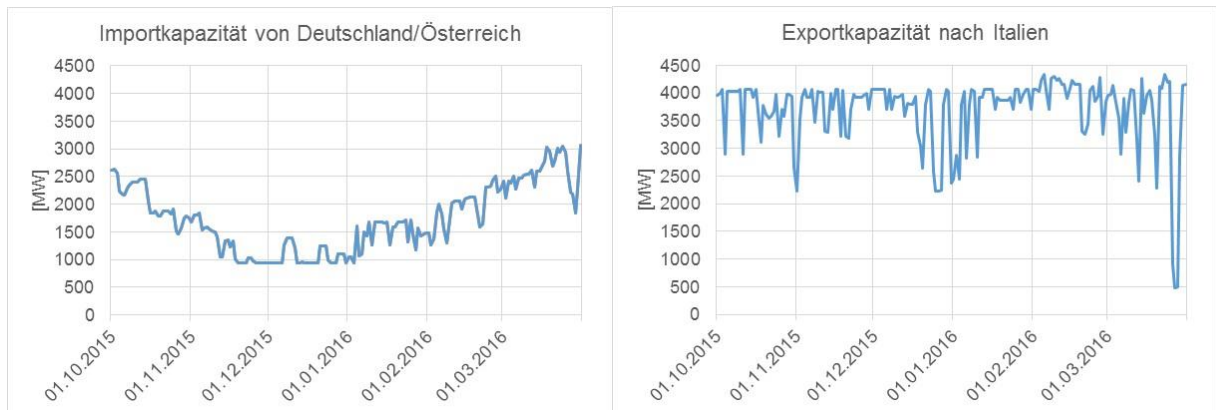


Abbildung 5: Entwicklung der Netto-Importkapazität von Deutschland und Österreich in die Schweiz sowie der Netto-Exportkapazität nach Italien (Quelle: Swissgrid)

Die Netto-Übertragungskapazität wird an allen Grenzen der Schweiz in expliziten Auktionen versteigert. Dazu wird die Kapazität aufgeteilt und dem Markt in Jahres-, Monats- und Tagesauktionen zur Verfügung gestellt. Die Monatsauktionen wurden für die ersten Monate 2016 ausgesetzt und die entsprechende Kapazität in die Tagesauktion verschoben. Dies erhöhte die Flexibilität, bei Bedarf kurzfristige Anpassungen bei der Engpassbewirtschaftung vornehmen zu können. Es ist aber zu betonen, dass die insgesamt dem Markt zur Verfügung gestellte Kapazität in Richtung Italien nie aufgrund von Engpässen in der Schweiz reduziert werden musste.

Strompreisentwicklung

Die Strompreise im Grosshandel für die Schweiz und für die Nachbarländer Deutschland/Österreich, Frankreich und Italien entwickelten sich bis im Dezember 2015 mit der steigenden Tendenz im Vergleich zu anderen Jahren normal. Es ist auch üblich, dass sich der Schweizer Strompreis im Winterhalbjahr dem deutlich höheren italienischen Preisniveau nähert. Insbesondere aufgrund der milden Temperaturen im Januar, Februar und März 2016 waren die Preise stark rückläufig und glichen sich an (siehe Abbildung 6).

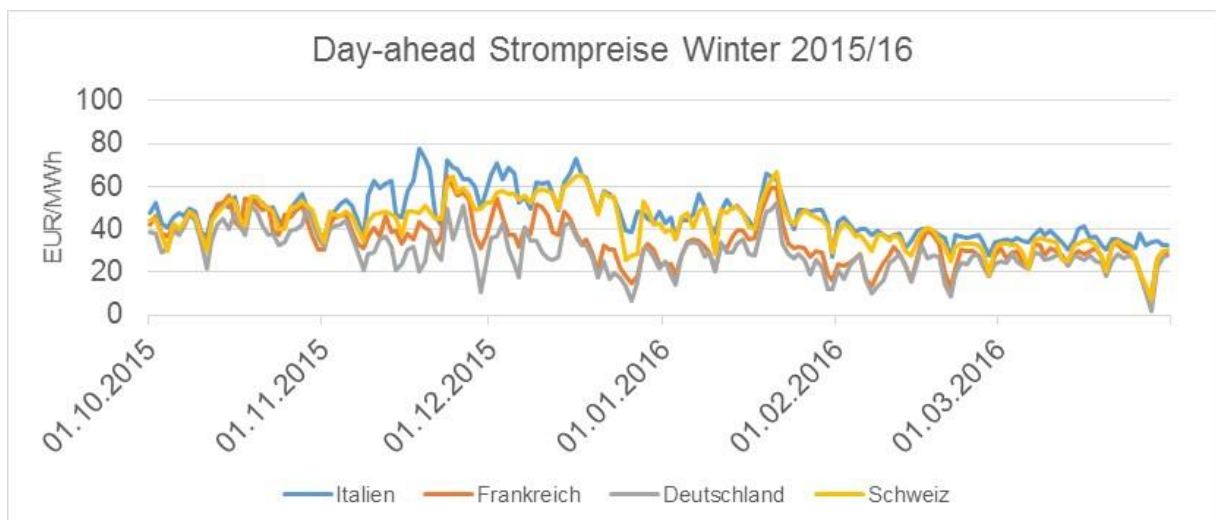


Abbildung 6: Entwicklung der Day-ahead Strompreise im Winter 2015/16 (Datenquelle: EPEXSpot)

2.3 Situationsbeurteilung durch involvierte Akteure

Im Hinblick auf die angespannte Energie- und Netzsituation organisierte Swissgrid ab Dezember periodisch Treffen mit Branchenvertetern und Behörden (Arbeitsgruppe „Winter 2015/16“). In der Arbeitsgruppe waren neben Swissgrid die grössten Verteilnetz- und Kraftwerksbetreiber der Schweiz vertreten. Von Seiten der Behörden war neben der Eidgenössischen Elektrizitätskommission EICom und dem Bundesamt für Energie BFE vertreten. Ziel der Arbeitsgruppe war einerseits ein gemeinsames Verständnis für die angespannte Energie- und Netzsituation zu erhalten und andererseits die entsprechenden Massnahmen zur Behebung des möglichen Versorgungsengpasses einzuleiten. Das Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung BWL war im Rahmen des Bundestabs ABCN in die Lagebeurteilung involviert.

2.3.1 Swissgrid

Swissgrid zeigte der Arbeitsgruppe anhand von vier Szenarien die Auswirkungen der Wiederinbetriebnahme des Kernkraftwerks Beznau II zu Weihnachten und der Einführung von Transitbeschränkungen auf die Nettoimportkapazität der Schweiz auf. Die Berechnungen von Swissgrid zeigten, dass die Einspeisung des Kernkraftwerk Beznau II die Lastflusssituation so verändert, dass die Nettoimportkapazität der Schweiz in Peak-Stunden von 800 auf 1700 MW und in Off-Peak-Stunden von 2200 auf 2800 MW erhöhen könnte (Swissgrid 2015b). Die Nettoimportkapazität der Schweiz könnte weiter gesteigert werden, wenn zusätzlich zur Wiederinbetriebnahme des Kernkraftwerks Beznau II die Transitzkapazität um 2000 MW reduziert würde. Die Nettoimportkapazität wurde für die Massnahme in Peak-Stunden² auf rund 2700 MW und in Off-Peak-Stunden auf rund 4000 MW geschätzt. Ohne Wiederinbetriebnahme des Kernkraftwerks Beznau II, aber mit Transitbeschränkungen, wurde die Nettoimportkapazität in Peak-Stunden auf 2300 MW und in Off-Peak-Stunden auf 3400 MW geschätzt (Tabelle 1).

In allen berechneten Szenarien setzte Swissgrid voraus, dass die zur Verfügung stehende Nettoimportkapazität maximal ausgelastet wird, da nur so ein ausreichendes Speicherniveau bis im April 2016 sichergestellt werden könnte. Andernfalls könnte es je nach Szenario und Witterungsverlauf bereits im Februar 2016 zu ernsthaften Versorgungsengpässen kommen. Für Swissgrid stellte sich im Weiteren die Frage, ob der Versorgungsengpass anhand der vom Markt gesetzten Preissignale noch zu bewältigen ist oder ob die Situation eine schweizweit koordinierte Bewirtschaftung der Speicher im Rahmen von OSTRAL erfordert.

Tabelle 1: Annahmen für die vier möglichen Eintrittsszenarien von Swissgrid für den Winter 2015/16.

Szenario 1	Beznau II wieder in Betrieb (24.12.2015)	Verwendung maximaler Importkapazität: – Peak: 1700 MW – Off-Peak: 2800 MW	-
Szenario 2	Beznau I und II nicht in Betrieb	Verwendung maximaler Importkapazität: – Peak: 800 MW – Off-Peak: 2200 MW	-
Szenario 3	Beznau II wieder in Betrieb (24.12.2015) sowie Transitbeschränkungen	Verwendung maximaler Importkapazität: – Peak: 2700 MW – Off-Peak: 4000 MW	Transitzkapazität um 2000 MW reduziert
Szenario 4	Beznau I und II nicht in Betrieb und Transitbeschränkungen	Verwendung maximaler Importkapazität: – Peak: 2300 MW – Off-Peak: 3400 MW	Transitzkapazität um 2000 MW reduziert

² Peak-Stunden: montags bis freitags, jeweils von 8:00 bis 20:00 Uhr
Offpeak-Stunden: alle übrigen Stunden

2.3.2 Versorger

Vertreter von Bilanzgruppen mit physischen Ausspeisepunkten (Versorgungsbilanzgruppen) verwiesen auf bestehende Lieferverträge mit Lieferort Schweiz. Sie hätten keine Informationen über innerschweizerische Engpässe und gingen deshalb davon aus, dass diese Verträge erfüllt werden könnten. Auch die Sicherstellung der Ausgeglichenheit der Bilanzgruppe sei aufgrund der vertraglichen Regelungen gewährleistet. Das Risiko von knappen Importkapazitäten beurteilten die Versorger als markttechnisch abgebildet, indem die Import-Engpässe im Grosshandelspreis abgebildet seien.

2.3.3 Kraftwerksbetreiber

Die Kraftwerksbetreiber wiesen darauf hin, dass Swissgrid das schweizerische Übertragungsnetz als eine Regelzone führt und die Verantwortung für Planung, Kontrolle, Unterhalt und Ausbau des Übertragungsnetzes hat. Swissgrid besitze zwar nach Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe c StromVG die Möglichkeit, bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs die notwendigen Massnahmen anzuordnen und die Einzelheiten mit den Kraftwerksbetreibern, den Netzbetreibern und weiteren Beteiligten zu regeln. Diese Massnahme müsse jedoch nur auf unvorhersehbare Fälle beschränkt sein und nicht wie in diesem Fall auf einen bereits antizipierten, potenziell möglichen Energieengpass. Swissgrid müsse daher zunächst alle marktbasieren Massnahmen prüfen, welche die Versorgung aufrecht erhält und möglichst geringe Einschränkungen für Produzenten, Händler, Verteilnetze und Verbraucher hätten. Dazu gehören beispielsweise die langfristige Ausschreibung der Systemdienstleistungsprodukte (Beschaffung von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung bzw. –energie) für die Monate Februar, März und April. Damit würde Swissgrid die nötige Transparenz bezüglich des erwarteten Regelleistungsbedarfs schaffen und die Energieversorgungsunternehmen könnten die entsprechende Vorhaltung der Kraftwerksleistung langfristig einplanen. Darüber hinaus könnte ein Angebotsengpass an Regelleistungen aufgrund fehlenden Speicherwassers vermieden werden. Die Verhältnismässigkeit oder die Notwendigkeit für eine Bewirtschaftung nach Landesversorgungsgesetz sei nicht gegeben, solange nicht alle marktbasierende Massnahmen ausgeschöpft seien.

Im Weiteren wurde Swissgrid angehalten, die geplanten und verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten im Voraus zu publizieren, so dass die Netzbetreiber ihre Energiebeschaffung und die Kraftwerkseinsatzplanung zeitgerecht vornehmen können.

2.3.4 EICom

Aufgrund der verfügbaren Daten und Prognosen teilte die EICom die Einschätzung von Swissgrid, dass aufgrund der reduzierten Einspeisung ins 220 kV-Netz sowie der begrenzten Importmöglichkeit aufgrund limitierter Kapazität bei den Kuppeltransformatoren Massnahmen zur Vermeidung eines Versorgungsengpasses einzuleiten sind. Bei den Massnahmen wurde aufgrund der unterschiedlichen Eingriffstiefe differenziert:

1. Netz- und markttechnische Massnahmen im Rahmen der Subsidiarität
2. Weitergehende Massnahmen gestützt auf Artikel 5 StromVV
3. Bewirtschaftungsmassnahmen nach Landesversorgungsgesetz (LVG, SR 531)

Dabei war wichtig festzustellen, dass zuerst alle netz- und markttechnischen Massnahmen ergriffen worden sein müssen, bevor weitergehende Massnahmen oder gar Bewirtschaftungsmassnahmen überhaupt in Frage kommen. Diese Feststellung half, dass sich alle Akteure auf ihre Aufgaben und Verantwortlichkeiten im Rahmen des StromVG fokussieren konnten und die subsidiären Massnahmen umgesetzt wurden. Für die EICom standen subsidiäre Massnahmen basierend auf dem Stromversorgungsgesetz in folgenden Bereichen im Vordergrund:

- *Vorgezogene Reservation Regelleistung*
Die EICom wies Swissgrid an, bereits im Dezember 2015 eine Teilmenge an Regelleistung für die kritischen Monate zu beschaffen. Die EICom war der Meinung, dass ohne frühzeitige Reservierung der Regelleistung nicht davon ausgegangen werden kann, dass zu einem späteren Zeitpunkt aufgrund der bereits niedrigen Füllstände der Speicherseen noch entsprechende Energiereserven für die Erbringung von Systemdienstleistungen beschafft werden können.
- *Beschränkung der Exportkapazität für Tagesauktionen*
Swissgrid legte in den berechneten Szenarien dar, dass eine Reduktion der Transite die verfügbare Importkapazität für Versorgungsenergie signifikant erhöhen würde. Die EICom stellt dabei fest, dass bei Bedarf eine Transitbeschränkung als kompatibel mit dem Stromversorgungsgesetz zu betrachten wäre, sofern die erhoffte Wirkung nicht durch eine mildere Massnahme wie z.B. die Erhöhung der Importkapazitäten, erreicht werden kann.
- *Ergreifen aller netzseitigen Massnahmen zur Maximierung der Importkapazität*
Die EICom forderte Swissgrid auf, sämtliche netzseitigen Massnahmen zu prüfen, um die Importkapazität an der Schweizer Nordgrenze zu optimieren, ehe eine Transitbeschränkung in Erwägung gezogen werden kann.
- *Repriorisierung der Ausbautvorhaben*
Swissgrid wies im Strategischen Netz 2025 die Ausbautvorhaben im Übertragungsnetz aus, die für eine sichere Stromversorgung in Zukunft benötigt werden. In diesem Zusammenhang identifizierte Swissgrid auch den Bedarf für die Verstärkung der Kuppeltransformatoren 380/220 kV. Insgesamt werden in der nächsten Zeit an den Standorten Mühleberg, Romanel, Beznau, Chippis, Mörel und Châtelard neue Kuppeltransformatoren installiert und an drei weiteren Standorten Kapazitätserhöhungen durchgeführt. Die EICom ersuchte Swissgrid, die Standorte und Realisierungszeitpunkt der Kuppeltransformatoren sowie der dazu notwendigen Leitungen zu überprüfen und allfällige beschleunigende Massnahmen einzuleiten, damit der Engpass an den Kuppeltransformatoren behoben werden kann.
- *Vertragliche Regelung bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs*
Das Stromversorgungsgesetz und die Stromversorgungsverordnung sehen vor, dass Swissgrid mit den Verteilnetzbetreibern, Erzeugern und übrigen Beteiligten den automatischen Lastabwurf regelt. Ein automatischer Lastabwurf erfolgt bei einer gewissen Unterschreitung der Sollfrequenz von 50 Hertz. Da auch substantielle Unausgeglichheiten von einzelnen Bilanzgruppen die Frequenz im UCTE-Netz kaum spürbar wären, wären die installierten Frequenzrelais für die Situation im Winter 2015/16 ohne Wirkung geblieben. Im Vertragswerk zwischen Swissgrid, den Verteilnetzbetreibern und den Bilanzgruppen müssten für den Fall einer längeren Unausgeglichheit die Bedingungen für einen manuellen Lastabwurf geregelt werden.
- *Prüfen von Szenario mit physischem Import aus Italien*
Aufgrund der Marktpreisniveaus in Europa verlaufen die Lastflüsse normalerweise von Nord nach Süd durch die Schweiz nach Italien. Sollten sich die Marktpreise in der Schweiz aufgrund einer Verknappung so entwickeln, dass sie das italienische Preisniveau übersteigen, so dürften aufgrund des Preisgefälles zunächst Handelsgeschäfte in der Gegenrichtung (IT→CH) angemeldet werden. Inwiefern sich ein physischer Import aus Italien einstellen würde, war aufgrund der Tatsache, dass es praktisch keine historischen Daten zu diesen Lastflüssen gab, unklar. In diesem Zusammenhang sollte untersucht werden, ob mit einem physischen Import aus Italien die verfügbare Importkapazität derart erhöhen könnte, dass sich ein möglicher Versorgungsengpass auf die Frage des Preises reduziert. Würde sich dies bestätigen lassen, wären weitergehende Markteingriffe unangemessen.

2.4 Eingeleitete Sofortmassnahmen

Basierend auf den Empfehlungen der Branche und der EICom prüfte und leitete Swissgrid verschiedene *netztechnische* und *marktbasierte Sofortmassnahmen* zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Die geprüften und umgesetzten Massnahmen werden im nachfolgenden kurz beschrieben.

2.4.1 Netztechnische Massnahmen

Die geprüften und eingeleiteten *netztechnischen Massnahmen* zielten darauf ab, die Belastungen sowie das Störungsrisiko an den kritischen Betriebsmitteln zu reduzieren. Damit sollte die Verfügbarkeit der Transformatorkapazität zwischen der 380 kV- und der 220 kV-Netzebene und damit auch die Importkapazität erhöht werden.

Reduktion der Belastungen an den kritischen Betriebsmitteln

Der Kuppeltransformator in Laufenburg konnte provisorisch anders in das Netz eingebunden werden. Dieses Provisorium war eine wichtige Massnahme, um die verfügbare Transformator Kapazität zwischen der 380 kV- und der 220 kV-Netzebene zu erhöhen und die Belastungen an den anderen Kuppeltransformatoren zu reduzieren.

Durch netztopologische Massnahmen konnte die Einspeisung eines in Vorarlberg (AT) gelegenen Kraftwerks direkt in das Schweizer 220 kV-Netz erreicht werden. Dadurch wurde die Einspeisung auf der engpassbehafteten 220 kV-Netzebene erhöht, was einerseits die Stromproduktion aus Schweizer Speicherkraftwerken entlastet. Andererseits konnten mit dieser Massnahme die Belastungen der Kuppeltransformatoren in der Nordostschweiz reduziert werden.

Im Weiteren wurde, sofern möglich, bei Pumpspeicherkraftwerken ein gerichteter Pumpbetrieb eingeführt, so dass die Pumpenergie eher aus Regionen bezogen wurde, welche vom Engpass weniger betroffen waren, um so die Beanspruchung der Kuppeltransformatoren bzw. der kritischen Betriebsmittel zu reduzieren. Diese wie weitere Anpassungen in der Netztopologie erlaubten es, die verfügbare Energiemenge in der 220 kV-Netzebene zu erhöhen, ohne dass die Kuppeltransformatoren weiter belastet wurden.

Transformator Kapazität zwischen der 380 kV- und der 220 kV-Netzebene

Eine wichtige Massnahme war die Umnutzung des Reservetransformators Tierfeld (Kanton Glarus) als Netzkuppeltransformator im regulären Netzbetrieb von Swissgrid. Diese Massnahmen bezweckten eine physische Erweiterung der limitierten Transformator Kapazität.

Reduktion des Störungsrisikos von Betriebsmitteln

Da die Transformator Kapazität zwischen der 380 kV- und der 220 kV-Netzebene insbesondere im Winterhalbjahr schon engpassbehaftet war, wurden die präventiven Kontrollen der Kuppeltransformatoren zusätzlich verstärkt, um das Risiko eines Ausfalls zu minimieren. Ebenso wurden Massnahmen in die Wege geleitet, damit bei einem Ausfall die sofortige Reparatur durchgeführt und dadurch die Ausfalldauer minimal gehalten werden konnten.

Darüber hinaus wurden die Instandhaltungsplanungen zwischen Swissgrid, Verteilnetzbetreiber und Kraftwerkbetreiber überprüft und angepasst, um auf Störungen rascher reagieren zu können.

2.4.2 Marktbasierte Massnahmen

Neben den netztechnischen Massnahmen setzte Swissgrid auch verschiedene *marktbasierte Sofortmassnahmen* zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit um. Die verschiedenen eingesetzten Massnahmen werden im Folgenden kurz beschrieben. Diese Massnahmen zielten in erster Linie auf die Optimierung der grenzüberschreitenden Netzkapazität, auf die Beschaffung von Regelleistung und die Verfügbarkeit von Energie für Redispatchmassnahmen ab.

Grenzüberschreitende Netzkapazität

Durch die oben beschriebenen eingeleiteten netztechnischen Massnahmen sowie der Wiederinbetriebnahme des Kernkraftwerks Beznau II Ende Dezember konnte die grenzüberschreitende Netzkapazität zwischen Anfang und Ende Dezember um rund 1000 MW erhöht werden. Damit nahm die Nettoimportkapazität in Peak-Stunden von 800 auf 1700 MW und in Offpeak-Stunden von 2200 auf 2800 MW zu (siehe Abbildung 5). Damit konnte mehr Energie importiert werden, was sich positiv auf den Pegelverlauf der Speicher auswirkte.

Da sich in den Simulationsrechnungen von Swissgrid herausstellte, dass Transitbeschränkungen einen grossen Einfluss auf die zur Verfügung stehende Importkapazität für Versorgungsenergie haben würden, wurden im ersten Quartal 2016 keine monatlichen Netzkapazitätsrechte für Exporte nach Deutschland, Österreich und Italien vergeben. Damit wurde verhindert, dass bei allfälligen Kürzungen der grenzüberschreitenden Netzkapazität zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit nicht bereits vergebene Kapazitätsrechte eingeschränkt werden mussten und dadurch möglicherweise Entschädigungszahlungen notwendig wurden. Die Kapazitätsvergabe fand anschliessend auf täglicher Basis statt.

Beschaffung von Regelleistungen

In der Vergangenheit beschaffte Swissgrid die Primär-, Sekundär- und Tertiärregelenergie jeweils als Wochen- und Tagesprodukt eine Woche bzw. zwei Tage vor Lieferung. Die kurzfristige Beschaffung war insbesondere in Phasen tiefer Pegelstände in den Speicherseen mit dem Risiko verbunden, dass die Bereitstellung von Systemdienstleistungen von kurzfristigen Engpässen im Stromhandel abhängig ist. Auf Anweisung der ECom leitete Swissgrid frühzeitig die Beschaffung von Regelleistung für die Monate Februar, März und April 2016 in die Wege. Die vorgezogene Beschaffung bezweckte, die Risiken bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu reduzieren, die Planungssicherheit für die Produzenten zu schaffen sowie Marktimpulse zu setzen, welche die mögliche Knappheit von Energie in den Speicher reflektieren.

Im Weiteren wurde die Obergrenze für den Abruf von Tertiärregelenergie von 3000 EUR/MWh auf 9999 EUR/MWh erhöht. Der Preis für Tertiärregelenergie ist ein wesentlicher Bestandteil des Ausgleichsenergiepreises. Diese Massnahme bezweckte, mögliche Knappheitssignale nicht durch möglicherweise zu tief angesetzten Preisobergrenzen zu unterbinden. Da länger andauernde substantielle Unausgeglichenheiten existenzbedrohend sind, wies Swissgrid die Bilanzgruppen an, unerwartete Unausgeglichenheiten unverzüglich zu melden, damit zeitnah weitere Massnahmen eingeleitet werden könnten, um die Ausgeglichenheit wiederherzustellen.

Verfügbarkeit von Energie für Redispatchmassnahmen

Die Speicherkraftwerke der Schweiz leisten einen wichtigen Betrag zur Netzstabilität, da sie sehr flexibel einsetzbar sind und deshalb zeitnah Energie für Redispatchmassnahmen bereitstellen können. Die Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass die Speicherkraftwerke die benötigten Energie- bzw. Wasserreserven zur Verfügung haben. Swissgrid liess sich deshalb durch Zusatzverträge mit geeigneten Speicherkraftwerken, Ende Januar befristet Energiemengen im Umfang von 45 GWh sichern. Diese Massnahme zur Entlastung der Kuppeltransformatoren zwischen der 380 kV und der 220 kV-Netzebene wurde als effizienter beurteilt, als wenn die Importkapazität an der Schweizer Nordgrenze reduziert werden müsste.

2.4.3 Wirkung der Massnahmen

Die eingeleiteten *netztechnischen* und *marktbasieren Sofortmassnahmen* wirkten sich positiv auf die Belastungswerte der Kuppeltransformatoren, die Füllstände der Speicherseen sowie die Importkapazität an der Schweizer Nordgrenze aus. Die Abbildung 4 zeigt, dass der Anteil an Stunden mit Nettoexport im Januar 2016 signifikant reduziert werden konnte und auch bis im März 2016 nicht die Vorjahreswerte erreichte. Daraus geht hervor, dass die Importleistung gegenüber den Monaten Oktober 2015, November 2015 und Dezember 2015 deutlich anstieg und deutlich seltener einen Wirkleistungsexport vorlag.

Durch den überwiegenden Nettoimport konnte die Stromproduktion aus den Speicherkraftwerken reduziert werden, wodurch sich die Füllstände der Speicherseen, welche Ende Dezember noch 15 Prozent unter den Normalwerten lagen, langsam wieder den langjährigen Durchschnittswerten annäherten (Abbildung 3). Am 4. März 2016 wurde im Rahmen der 5. Arbeitsgruppensitzung Winter 2015/16 die vorläufige Entspannung der Energie-/Netzsituation festgestellt.

Neben all den getroffenen Massnahmen ist aber darauf hinzuweisen, dass sich auch die exogenen Faktoren ab Ende Dezember positiv entwickelt haben: Die Wiederinbetriebnahme von Block II des Kernkraftwerk Beznau, die erhöhte Produktion aus Laufwasserkraftwerken im Januar sowie die hohe Verfügbarkeit des Kernkraftwerks Mühleberg haben sich auch positiv auf die verfügbare Importkapazität ausgewirkt. Der gemäss MeteoSchweiz ausgesprochen milde Winter (MeteoSchweiz, 2016) hat dazu geführt, dass der Stromverbrauch in der Schweiz eher unterdurchschnittlich war. Temperaturbedingte Länger andauernde Preishaussen in Frankreich und Italien blieben aus.

2.5 Schlussfolgerungen Winter 2015/16

Aufgrund der speziellen Konstellation im Winter 2015/16 wurde deutlich, dass aufgrund der limitierten Transformatorenkapazität zwischen der 380 kV und 220 kV-Ebene die für die Versorgung relevante Importkapazität stark von der Verfügbarkeit der Produktion auf 220 kV und im Verteilnetz abhängig ist. Die Kernkraftwerke Beznau und Mühleberg³, die Abflussmenge der Schweizer Flüsse sowie die Verfügbarkeit der Spitzenkraftwerke (Füllgrade der Speicherseen) beeinflussen die Importkapazität sehr. Umgekehrt sind die verfügbaren Transportkapazitäten für den Im- und Export eine wichtige Randbedingung für die Bewirtschaftung der Speicher.

Die eingeleiteten *netztechnischen* und *marktbasierten Sofortmassnahmen* haben massgeblich dazu beigetragen, dass die Risiken für einen potenziellen Versorgungsengpass Anfang 2016 reduziert werden konnten. Basierend auf den Erkenntnissen aus diesem Winter wurde zudem mittelfristiger Handlungsbedarf festgestellt (siehe Kapitel 4).

3 Rollen und Verantwortlichkeiten für die Versorgungssicherheit

3.1 Allgemeines

Mit der Inkraftsetzung des Stromversorgungsgesetzes wurde der Netzbetrieb von der Energieproduktion, dem Energiehandel und dem Energievertrieb getrennt (Entflechtung; Art. 10 und 18 StromVG). Die Entflechtung führte dazu, dass die Verantwortung für die Stromversorgungssicherheit auf verschiedene Akteure verteilt wurde. Im damaligen Kontext waren sich die verschiedenen Parteien lange Zeit im Unklaren, ob es sich um ein Versorgungs- oder um ein Netzproblem handelt, wer an der Schnittstelle zwischen Netzbetrieb und Energieversorgung die Verantwortung für die Versorgungssicherheit trägt und in welcher Reihenfolge die verschiedenen Akteure Massnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu ergreifen haben.

Um die Rollen und Verantwortlichkeiten im Bereich der Versorgungssicherheit zu analysieren, sind verschiedene Faktoren zu berücksichtigen. Erstens ist zwischen *behördlichen* und *privaten* Akteuren zu unterscheiden. Zweitens unterscheiden sich die Zuständigkeiten je nachdem, ob es sich um eine *kurz-, mittel- oder langfristige Gefährdung* der Versorgungssicherheit handelt. Drittens beziehen sich teils Zuständigkeiten entweder nur auf den *Netz- oder den Energiebereich*. Viertens und letztlich ist zu berücksichtigen, dass sich Verpflichtungen und Verantwortlichkeiten nicht nur aus den gesetzlichen Vorschriften ergeben, sondern auch weitgehende *privatrechtliche Vereinbarungen* zwischen den verschiedenen Akteuren existieren.

³ Die Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt speisen auf der 380 kV-Ebene ein und können gegebenenfalls bei einem längeren Ausfall durch Importe ersetzt werden.

Nachfolgend werden die Rollen und Verantwortlichkeiten der verschiedenen Akteure nach der geltenden Rechtsordnung dargestellt. Eine tabellarische Übersicht zur Rollenverteilung befindet sich auch im Anhang zu diesem Bericht.

3.2 Rollen und Verantwortlichkeiten

Parlament

Das Parlament gibt in seiner Rolle als Gesetzgeber *mittel- und langfristig* die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Versorgungssicherheit vor. Dies geschieht etwa im Erlass von Vorschriften für die Schweizerischen Kraftwerke, den Netzausbau und -betrieb sowie von energiestrategischen Entscheidungen. Für die Versorgungssituation wie im Winter 2015/2016 hat sich die Stromversorgungsgesetzgebung als ausreichend stabil erwiesen, so dass aktuell kein Handlungsbedarf auf Gesetzesebene festzustellen ist.

Bundesrat / Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung (WBF) / Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung (BWL)

Ist die sichere und erschwingliche Versorgung mit Elektrizität im Inland trotz der Vorkehrungen der Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft *mittel- oder langfristig* erheblich gefährdet, kann der Bundesrat unter Einbezug der Kantone und der Organisationen der Wirtschaft Massnahmen treffen. Diese Massnahmen betreffen die Steigerung der Effizienz der Elektrizitätsverwendung, die Beschaffung von Elektrizität sowie die Verstärkung und den Ausbau von Elektrizitätsnetzen (Art. 9 Abs. 1 StromVG). Die ECom ihrerseits schlägt dem Bundesrat solche Massnahmen vor, wenn sich mittel- oder langfristig eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgungssicherheit abzeichnet (Art. 22 Abs. 4 StromVG).

Die Kompetenzen des Bundesrats zum Treffen von Massnahmen sind subsidiär. Sie kommen erst zum Zuge, wenn die Vorkehrungen der Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft erfolglos sind.

Der Bundesrat kann wenn nötig und zur Behebung schwerer Mangellagen für bestimmte lebenswichtige Güter Vorschriften erlassen, wenn die Wirtschaft die Versorgung nicht sicherstellen kann und die Förderungsmassnahmen des Bundes nicht ausreichen. Es handelt sich dabei um vorübergehende Massnahmen bei kurzfristigen schweren Mangellagen infolge von Marktstörungen (vgl. 3. Titel LVG). Die Massnahmen dürfen jedoch nicht ergriffen werden, um Preisschwankungen auszugleichen, solange das Angebot mengenmässig ausreichend ist (Art. 30 LVG). Im Landesversorgungsgesetz geht es um vorübergehende Massnahmen zur Bewältigung von Krisen. So kann etwa bei sich kurzfristig abzeichnenden Stromdefiziten das noch vorhandene Stromvolumen nach Prioritäten verteilt werden (Botschaft StromVG, BBl 2005 1676).

Damit ist gemäss Artikel 28 LVG der Bundesrat für die Ergreifung von Massnahmen bei einer schweren, *kurzfristigen Gefährdung* der Versorgungssicherheit zuständig. Verantwortlich für die Durchführung dieser Massnahmen sind WBF und BWL. Der VSE wurde beauftragt, die notwendigen Vorbereitungen zur Bewältigung einer Strommangellage zu treffen. Der VSE hat diese Aufgabe im Rahmen der Krisenorganisation OSTRAL übernommen.

Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) / Bundesamt für Energie (BFE)

Die Ableitung von Wasser und die Abgabe der aus einem Gewässer erzeugten elektrischen Energie ins Ausland bedürfen nach der Wasserrechtsgesetzgebung der Bewilligung des Departements. Die Bewilligung wird nur erteilt, wenn das öffentliche Wohl durch die Ausfuhr nicht beeinträchtigt wird und die elektrische Energie für die Zeit der Bewilligung im Inland keine angemessene Verwendung findet. Die Bewilligung wird auf bestimmte Dauer erteilt, kann aber jederzeit aus Gründen des öffentlichen Wohls gegen Entschädigung widerrufen werden (Art. 8 WRG). Diese Norm wird derzeit nicht vollzogen.

Das UVEK und das BFE haben sich sowohl im Rahmen des Krisenstabs ABCN als auch in der Arbeitsgruppe Winter 2015/2016 über die Ursachen und Konsequenzen des potenziellen Engpasses informiert. Dabei wurde insbesondere festgestellt, dass primär netz- und markttechnische Massnahmen zu ergreifen sind. Das BFE hat zudem im Rahmen des Krisenstabs ABCN die Öffentlichkeit informiert.

Einmal wöchentlich veröffentlicht das BFE den Bericht «Füllungsgrad der Speicherseen». Dieser zeigt den aggregierten (nicht kraftwerksscharfen) Füllungsgrad der Speicherseen in den Regionen Wallis, Graubünden, Tessin sowie in der übrigen Schweiz am Sonntag, 24 Uhr. Die kraftwerksscharfen Speicherseedaten liefert das BFE gestützt auf Vereinbarungen mit den Kraftwerksbetreibern und der ECom wöchentlich an die ECom für die Erfüllung ihres Auftrags nach dem Stromversorgungsgesetz. Diese Vereinbarungen sehen zudem vor, dass die ECom die notwendigen Informationen an Swissgrid weitergeben darf, wenn schwerwiegende Anhaltspunkte für eine Störung der Systemstabilität vorliegen. Dies ist insbesondere der Fall, wenn der Einsatz des Notkonzepts zur Beschaffung von Regelleistung und -energie geprüft werden muss.

ECom

Im Rahmen ihrer allgemeinen Vollzugskompetenz überwacht die ECom die Einhaltung der stromversorgungsrechtlichen Bestimmungen und erlässt die notwendigen Verfügungen für den Vollzug (Art. 22 Abs. 1 StromVG).

Die ECom beobachtet und überwacht zudem die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in allen Landesteilen. Sie überprüft zu diesem Zweck insbesondere den Zustand und Unterhalt des Übertragungsnetzes sowie die regionale Ausgewogenheit der Investitionen der nationalen Netzgesellschaft (Art. 22 Abs. 3 StromVG). Zeichnet sich mittel- oder langfristig eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgungssicherheit ab, unterbreitet die ECom dem Bundesrat Vorschläge für Massnahmen nach Artikel 9 StromVG (Art. 22 Abs. 4 StromVG). Diese Massnahmen umfassen sowohl energie- als auch netzseitige Massnahmen.

Neben den Massnahmen nach Artikel 9 StromVG kann die ECom im Einvernehmen mit dem Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung dem Bundesrat auch vorschlagen, Massnahmen nach Artikel 28 LVG zu ergreifen. Dazu gehören beispielsweise Exportverbote oder Massnahmen zur Verminderung des Elektrizitätsverbrauchs (Botschaft StromVG, BBl 2005 1648).

Die ECom ist damit für die Beobachtung und Überwachung der Versorgungssicherheit zuständig. Die in Artikel 22 Absatz 3 StromVG explizit genannten Bereiche – es handelt sich nicht um eine abschliessende Aufzählung – betreffen den Netzzustand/-unterhalt und die Investitionen. Der ECom kommen damit zentrale Aufgaben im Bereich der Versorgungssicherheit zu. Die Beobachtung und Überwachung der Elektrizitätsmärkte erfolgt unabhängig einer konkreten Gefährdung. Die Berichterstattung zur Versorgungssicherheit erfolgt in einem Zweijahresrhythmus, wobei der aktuellste Bericht zeitgleich mit dieser vorliegenden Analyse publiziert wurde (ECom, 2016).

Swissgrid

Swissgrid sorgt dauernd für einen diskriminierungsfreien, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes als wesentliche Grundlage für die sichere Versorgung der Schweiz. Sie legt die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten in Koordination mit den Netzbetreibern der Nachbarländer fest (Art. 20 Abs. 1 StromVG). Sie ist für das Bilanzmanagement verantwortlich und stellt die weiteren Systemdienstleistungen einschliesslich Bereitstellung von Regelenergie sicher. Die zu diesem Zweck benötigten Kraftwerkskapazitäten werden nach transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren beschafft (Art. 20 Abs. 2 Bst. b StromVG).

Swissgrid hat zudem insbesondere bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs die notwendigen Massnahmen anzuordnen. Sie regelt die Einzelheiten mit den Kraftwerksbetreibern, den Netzbetreibern und weiteren Beteiligten (Art. 20 Abs. 2 Bst. c StromVG). Swissgrid kann im Einzelfall zur Erfüllung ihrer Aufgaben bei der ECom die Enteignung beantragen (Art. 20 Abs. 4 StromVG). Hier ist insbesondere an die Enteignung von Speicherwasser für die Vorhaltung von Regelleistung und Regelenergie zu denken.

Artikel 5 StromVV bestimmt, dass die nationale Netzgesellschaft, die Netzbetreiber, die Erzeuger und die übrigen Beteiligten die vorbereitenden Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs treffen (Abs. 1). Die nationale Netzgesellschaft vereinbart mit den Netzbetreibern, Erzeugern und den

übrigen Beteiligten auf einheitliche Weise die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu treffenden Massnahmen, insbesondere eine Regelung des automatischen Lastabwurfs sowie der Produktionsanpassung bei Kraftwerken im Fall einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs (Abs. 2). Die ECom kann den Vertragsabschluss verfügen, soweit sich ein Netzbetreiber, ein Erzeuger oder einer der übrigen Beteiligten weigert, eine solche Vereinbarung abzuschliessen (Abs. 3). Bei einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs hat die nationale Netzgesellschaft von Gesetzes wegen alle Massnahmen zu treffen oder anzuordnen, die für die Gewährleistung der Netzsicherheit notwendig sind und kann bei Nichtbefolgung auf Kosten des Adressaten der Anordnung eine Ersatzmassnahme treffen (Abs. 4).

Damit überträgt die Stromversorgungsgesetzgebung die Verantwortung für einen sicheren Netzbetrieb in erster Linie auf die nationale Netzgesellschaft, die Netzbetreiber, die Erzeuger und die übrigen Beteiligten (siehe auch Art. 4 Abs. 2 EnG). Die zu treffenden Massnahmen werden primär mittels Vereinbarungen sichergestellt. Diese Vereinbarungen haben präventiven Charakter. Die nationale Netzgesellschaft hat bei einer konkreten Gefährdung des stabilen Netzbetriebs alle Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu treffen und kann allenfalls auch Ersatzmassnahmen ergreifen (Art. 5 Abs. 4 StromVV). Die Durchsetzung der Verträge sowie der Entscheid über die Kostentragung für Ersatzvornahmen liegt in der Kompetenz der Zivilgerichte (Art. 5 Abs. 5 StromVV). Die ECom ist zuständig, bei Weigerung eines Akteurs den Vertragsabschluss zu verfügen (Art. 5 Abs. 3 StromVV).

Mithin trägt Swissgrid die Verantwortung für den Betrieb des Übertragungsnetzes. Eine Versorgungsverantwortung kommt Swissgrid hingegen nicht zu. Durch eine adäquate Beschaffung von Systemdienstleistungen und Redispatchenergie im Rahmen der Verantwortung für die Systemsicherheit setzt Swissgrid aber wesentliche Anreize und Preissignale für den Markt und die Versorger.

Als Übertragungsnetzbetreiberin hat Swissgrid zudem eine Übersicht über allfällige Engpässe im Übertragungsnetz. Diese Engpässe sind, soweit für die Versorgungssicherheit und die anderen Akteure relevant, diskriminierungsfrei, transparent und zeitnah zu kommunizieren.

Im Weiteren gibt Swissgrid durch die Festlegung der NTC-Werte an den Grenzen der Schweiz eine weitere Rahmenbedingung vor, welche für den Markt und die Versorger wesentlich ist. Auch hier ist wichtig, dass die Kommunikation von der systemverantwortlichen Swissgrid zu den Versorgungsverantwortlichen diskriminierungsfrei und transparent erfolgt.

Verteilnetzbetreiber

Wie Swissgrid haben auch die Verteilnetzbetreiber die Pflicht, ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz zu gewährleisten (Art. 8 StromVG).

Nach dem gesetzlichen Versorgungsauftrag sind die Verteilnetzbetreiber verpflichtet, festen Endverbrauchern und Endverbrauchern, welche auf den Netzzugang verzichtet haben, jederzeit die gewünschte Menge an Elektrizität mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen zu liefern (Art. 6 Abs. 1 StromVG). Die Belieferung von freien Endverbrauchern hingegen richtet sich nach privatrechtlichen Verträgen. Den Verteilnetzbetreibern kommt damit lediglich in der Grundversorgung eine gesetzliche Versorgungspflicht zu.

Zusammen mit Swissgrid vereinbaren die Verteilnetzbetreiber die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu treffenden Massnahmen (Art. 5 Abs. 2 StromVV).

Lieferanten freier Endverbraucher

Die Lieferanten freier Endverbraucher haben keinen gesetzlichen Versorgungsauftrag. Die Verpflichtungen im Rahmen der Energielieferung richten sich einzig nach privatem Recht.

Im Grundsatz wird sich in solchen Fällen die Frage stellen, wer das Risiko von Nichterfüllung aufgrund einer Sorgfaltspflichtverletzung oder höherer Gewalt zu tragen hat. Diese Fälle sind, soweit für die ECom derzeit ersichtlich, hinreichend in den Standardverträgen geregelt.

Kraftwerksbetreiber (insbesondere von Speicherkraftwerken)

Auch die Erzeuger haben zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs vorbereitende Massnahmen zu treffen. Die Swissgrid vereinbart dazu unter anderem mit den Erzeugern die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu treffenden Massnahmen, insbesondere die Produktionsanpassung bei Kraftwerken im Fall einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs (Art. 5 StromVV). Die Verträge zwischen Kraftwerksbetreibern und Swissgrid sind privatrechtlicher Natur.

Im Rahmen des vertraglichen Notkonzepts wird die Verantwortung der Kraftwerksbetreiber zur Vorhaltung von Energie zur Erbringung von Systemdienstleistungen geregelt, wenn die Systemdienstleistungen nicht im ordentlichen Ausschreibungsverfahren beschafft werden können. Die Kraftwerksbetreiber sind in diesem Fall nach dem derzeit geltenden Notkonzept verpflichtet, die Systemdienstleistungen nach einem bestimmten Schlüssel zugunsten von Swissgrid zu erbringen. Dadurch tragen einerseits die Kraftwerksbetreiber zu einem gewissen Teil das Risiko aus einer kurzfristigen Beschaffungsstrategie von Swissgrid. Andererseits ist Swissgrid im Rahmen des sicheren und effizienten Netzbetriebs angehalten, Systemdienstleistungen – soweit für die Netzsicherheit nötig – zwar frühzeitig, aber auch kosteneffizient zu beschaffen. Hier ist ein ausgewogenes Verhältnis im Spannungsfeld zwischen Versorgungssicherheit und Kostenfolgen zu finden.

Zur Beurteilung des Engpasses im Winter 2015/2016 hat Swissgrid auch die Pegelstände der Speicher miteinbezogen. Dabei ist allerdings zu beachten, dass die Pegelstände kaum eine ausreichende Basis für die Bewirtschaftung darstellen: Umwelttechnische Einflüsse wie beispielsweise die Verschlammung oder Vereisung eines Stausees, konzessionsrechtliche Auflagen, betriebliche Restriktionen, die Aufteilung des Wassers unter beteiligten Partnern sowie die bereits kontrahierten Energiemengen werden mit der Pegelstandserfassung nicht berücksichtigt. Diese Faktoren sind für die Beurteilung der Energiereerven und insbesondere für die Bewirtschaftung aber wesentlich. Die Speicherbewirtschaftung fällt demzufolge in die ausschliessliche Zuständigkeit der Kraftwerksbetreiber. Die Energielieferpflichten ergeben sich für die Kraftwerksbetreiber aus den privatrechtlichen Verträgen. Die Folgen der Nichterfüllung richten sich damit grundsätzlich nach dem Privatrecht. Allerdings hat Swissgrid die Möglichkeit, bei der ECom für die Vorhaltung der notwendigen Energie und Leistung für Systemdienstleistungen eine Enteignung zu beantragen (Art. 20 Abs. 4 StromVG).

Bilanzgruppen

Eine Bilanzgruppe ist nach dem Stromversorgungsrecht ein rechtlicher Zusammenschluss von Teilnehmern am Elektrizitätsmarkt, um gegenüber der nationalen Netzgesellschaft eine gemeinsame Mess- und Abrechnungseinheit innerhalb der Regelzone Schweiz zu bilden (Art. 4 Abs. 1 Bst. e bis StromVG). Eine Versorgungsverantwortung der Bilanzgruppen sieht das Stromversorgungsrecht nicht vor. Die Swissgrid stellt den Bilanzgruppen jedoch die Kosten für die Ausgleichsenergie individuell in Rechnung. Dabei muss Swissgrid die Preise so festlegen, dass ein Anreiz besteht, gesamtschweizerisch Regelleistung und Regelleistung effizient einzusetzen. Zudem müssen die Preise so ausgestaltet sein, dass Missbräuche verhindert werden (Art. 15a StromVG).

Zwischen den Bilanzgruppen und der Swissgrid bestehen privatrechtliche Bilanzgruppenverträge, welche unter anderem die Pflicht zur Ausgeglichenheit vorsehen. Weitere privatrechtliche Verträge regeln das Verhältnis der Bilanzgruppen zu den Lieferanten, Verteilnetzbetreibern und Endverbraucher.

3.3 Handlungsbedarf

Mit dem Konzept der Entflechtung sieht das Stromversorgungsrechts keine integrale Verantwortung eines bestimmten Akteurs vor. Aus den gesetzlichen Grundlagen und ergänzend aus den privatrechtlichen Verträgen ergeben sich jedoch die Rollen der verschiedenen Akteure. Diese Rollen und Verantwortlichkeiten sind grundsätzlich klar. Hingegen bedarf das «Notkonzept Regelleistung» gewisser Präzisierungen (vgl. dazu unten Kapitel 4.2).

Die Stromversorgungsgesetzgebung überträgt die Verantwortung für den Betrieb des Übertragungsnetzes an Swissgrid. Die Versorgungsverantwortung hingegen ist auf verschiedene andere Akteure verteilt.

Abgesehen von der Versorgungspflicht der Verteilnetzbetreiber für feste Endverbraucher und Endverbraucher, die auf den Netzzugang verzichtet haben, richtet sich die Versorgungsverantwortung nach privatrechtlichen Vereinbarungen. Ebenso ist das Verhältnis zwischen Bilanzgruppe und Energielieferant, Verteilnetzbetreiber oder Endverbraucher privatrechtlich geregelt. Nach dem derzeitigen Stand der Kenntnisse regeln die privatrechtlichen Verträge die Haftung für Nichterfüllung von Liefer- und Abnahmeverpflichtungen in Fällen höherer Gewalt und in Fällen einer Sorgfaltspflichtverletzung hinreichend.

Die Bilanzgruppen haben privatrechtliche Bilanzgruppenverträge mit Swissgrid abgeschlossen, aus denen sich Rechte und Pflichten ergeben. In Bezug auf diese Verträge ist nach derzeitiger Einschätzung der ECom zu prüfen, inwiefern die Bedingungen für einen manuellen Lastabwurf zu regeln sind.

Die Verteilung der Netz- und Versorgungsverantwortung auf verschiedene Akteure setzt zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit voraus, dass die notwendigen Informationen – soweit stromversorgungs-, datenschutz- und kartellrechtlich zulässig – diskriminierungsfrei, transparent und zeitnah fließen. Nur so können die einzelnen Akteure ihr Verhalten entsprechend anpassen. Ein Informationsprozess für Engpasswarnungen wird derzeit in Zusammenarbeit mit den verschiedenen Akteuren erarbeitet.

4 Mittelfristiger Handlungsbedarf

4.1 Ausbau des Übertragungsnetzes im Sinne einer sicheren und effizienten Stromversorgung

Gemäss Artikel 20 Absatz 1 StromVG sorgt Swissgrid dauernd für einen diskriminierungsfreien, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes als wesentliche Grundlage für die sichere Versorgung der Schweiz. Im Zusammenhang mit dem *zuverlässigen und leistungsfähigen Netzbetrieb* gilt es jedoch noch das Effizienzkriterium gemäss Artikel 8 Absatz 1 StromVG zu berücksichtigen, wodurch die Netzbetreiber angehalten werden, Parallelinfrastrukturen in ihrem Netz sorgfältig abzuwägen. In diesem Sinne gilt es, Netzinvestitionen so zu tätigen, dass einerseits die Versorgungssicherheit hochgehalten und andererseits die Kosteneffizienz gewahrt werden kann.

Swissgrid identifizierte im Rahmen des *Strategischen Netzes 2025* neun Netzprojekte, deren Realisierung eine wichtige Grundlage für die Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2025 bilden soll. In diesem Winter zeigte sich, dass die Einspeisung der Kernkraftwerke Beznau und Mühleberg erheblichen Einfluss auf die Lastflusssituation und die Belastung der verfügbaren Transformatoren hat. Aufgrund dieser Feststellung und im Hinblick darauf, dass die drei Kernkraftwerke Mühleberg, Beznau I und Beznau II mittelfristig stillgelegt werden⁴, forderte die ECom Swissgrid auf, die Priorisierung und die Realisierungszeitpunkte der verschiedenen Netzausbauprojekte zu überprüfen und allfällige beschleunigende Massnahmen einzuleiten. Dabei geht es kurz- bis mittelfristig darum, die Importverfügbarkeit auch bei verminderter Produktion in der Schweiz zu optimieren. Damit verbunden ist aber auch die Frage, inwieweit netztechnische Massnahmen zu ergreifen sind, um die hohe Flexibilität der Schweizer Wasserkraft im (internationalen) Grosshandel zu valorisieren: Der Wegfall von Grundlastkraftwerken verschärft die (inländischen) Netzengpässe, wodurch auch die Im- und Exportkapazitäten reduziert werden müssten. Ohne Netzverstärkungen müsste wertvolle Spitzenenergie zunehmend in Schwachlastzeiten eingesetzt werden, um den limitierten Import zu kompensieren. Damit entfallen Opportunitäten im internationalen Grosshandel.

4.2 Beschaffung Systemdienstleistungen / Notkonzept

Swissgrid ist gemäss Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe b StromVG für das Bilanzmanagement verantwortlich und stellt die weiteren Systemdienstleistungen einschliesslich Bereitstellung von Regelenergie sicher. In der Vergangenheit beschaffte Swissgrid die primäre, sekundäre und tertiäre Regelleistung immer sehr kurzfristig (eine Woche vor Liefertermin). Da nicht davon ausgegangen werden kann, dass bei

⁴ Die Stilllegung des Kernkraftwerks Mühleberg ist auf Ende 2019 angesetzt

niedrigen Füllständen der Speicherseen noch jederzeit ausreichende Energiereserven für die Erbringung von Systemdienstleistungen vorhanden sind, sind die Risiken der Beschaffungsstrategie zu überprüfen. Eine Möglichkeit wäre, für die Monate mit potenziell tiefem Angebot einen Teil der Regelleistung längerfristiger zu beschaffen.

Grundsätzlich beschafft Swissgrid die notwendige Regelleistung über marktbasierende Verfahren. Dazu finden wöchentliche und/oder tägliche Ausschreibungen statt. Sollte der Fall eintreten, dass nicht genügend Regelleistung beschafft werden kann und der stabile Netzbetrieb dadurch gefährdet ist, hat Swissgrid die notwendigen Massnahmen anzuordnen. Die diesbezüglichen Einzelheiten sind mit den Kraftwerksbetreibern vorgängig in Form präventiver Vereinbarungen zu regeln (Art. 20 Abs. 2 Bst. c StromVG). Das Vorgehen im Falle einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs aufgrund von Problemen bei der Beschaffung von Regelleistung wurde im sogenannten «Notkonzept Regelleistung» geregelt.

Das aktuell gültige Notkonzept 5.0 ist seit 1. Januar 2011 in Kraft. Es basiert auf den Erfahrungen aus dem kritischen Jahr 2009, in welchem die Ausschreibebedingungen aufgrund aufgetretener Liquiditätsempässe angepasst werden mussten. In der aktuell gültigen Fassung des Notkonzepts ist die Vorgehensweise wie folgt definiert:

- Bei unzureichendem Angebot im ordentlichen Auktionsverfahren wird in einem ersten Schritt versucht, die Lücke durch bilaterale Beschaffung zu schliessen. Die bilateral beschaffte Leistung wird mit maximal 75 % des mengengewichteten Mittelwerts der günstigsten 2/3 der zugeschlagenen Angebote der betroffenen Ausschreibung vergütet.
- Sollte die so beschaffte Leistung nicht ausreichen, wird anschliessend eine Zwangsverpflichtung durchgeführt. Hierbei wird die Vorhaltung von Regelleistung zum Preis des mengengewichteten Mittelwerts der günstigsten 1/3 der zugeschlagenen Angebote der betroffenen Ausschreibung, jedoch zu maximal 50 % der Preisobergrenze der bilateralen Beschaffung entschädigt. Zur Bestimmung der verfügbaren Leistung werden alle Erzeugungseinheiten mit mehr als 50 MW installierter Leistung herangezogen. Jede Erzeugungseinheit wird sodann mit anteilmässig gleicher Leistung pro Erzeugungseinheit beigezogen. Zu weitergehenden Schäden, die dem Produzenten, wenn er seinen Lieferverpflichtungen gegenüber Dritten nicht mehr nachkommen kann, enthält das Notkonzept keine Regelung.
- Falls auch diese Massnahmen nicht für eine ausreichende Beschaffung von Regelleistung ausreichen, kann eine zwangsweise Verschiebung von Ausserbetriebnahmen, unter Beachtung von Risiken und Entschädigung von Kosten, angeordnet werden.

Im Frühling 2013 kam es zu Problemen bei der Regelleistungsbeschaffung. Die spät einsetzende Schneeschmelze führte dazu, dass die Energiereserven der Speicherseen das Angebot im Regelenergiemarkt weiter reduzierte. Zusätzlich wurde die Situation durch das geringe Angebot aus Laufwasserkraftwerken und der aufgrund von Revisionen teilweise nicht zur Verfügung stehenden Speicherkraftwerken verschärft. Die Knappheit führte im Ergebnis nicht nur zu hohen Preisen, sondern auch dazu, dass die nachgefragte Menge „nicht verfügbar“ war. Die Situation konnte aufgrund der Reserven bei der Dimensionierung der Vorhaltungsmengen, durch die Verkürzung der Frist zwischen Ausschreibung und Abwicklung sowie die Einführung neuer Produkte ohne Rückgriff auf das Notkonzept entschärft werden. Obwohl das Notkonzept nicht zum Zuge kam, wurden die Mängel der bestehenden Regelung jedoch offensichtlich:

- Das Notkonzept orientiert sich ausschliesslich an der Leistung der Kraftwerke. Inwiefern insbesondere (Pump)-Speicherwerke auch über die nötigen Energiereserven für eine mögliche Lieferung von Regelenergie verfügen, wird nicht berücksichtigt.
- Liquidität des Regelleistungsmarktes: Das potentielle Angebot wird auf Kraftwerke mit einer Leistung grösser als 50 MW beschränkt. Diese Beschränkung verhindert, dass neue und kleinere Anbieter beim Notkonzept berücksichtigt werden.
- Angemessene Bepreisung der Regelleistung im Notkonzept: Die Preisfestlegung der Regelleistung im Notkonzept unterliegt einem Zielkonflikt: Einerseits darf die Preisfestlegung im Notkonzept nicht dazu führen, dass Swissgrid Regelleistung unter Wert beschaffen kann. Mit anderen Worten: auch die zwangsverpflichtete Regelleistung sollte marktgerecht entschädigt werden. Andererseits dürfen

keine Fehlanreize gesetzt werden, so dass insbesondere grössere Anbieter von Regelleistung nicht gezielt zum eigenen Vorteil die Zwangsverpflichtung provozieren.

- Definition der Voraussetzung für die Aktivierung des Notkonzepts: Im derzeitigen Notkonzept wird als Bedingung für die Aktivierung des Notkonzepts die physische Knappheit definiert, d. h. das Vorliegen eines unzureichenden Angebots an Regelleistung. Eine weitere, künftig zu berücksichtigende Möglichkeit der Knappheitsdefinition liegt aber auch in der Feststellung einer Illiquidität im Preisbildungsprozess.

Aufgrund der 2013 erkannten Mängel hat Swissgrid eine Revision des Notkonzeptes eingeleitet. Diese Überarbeitung war im Winter 2015/16 noch nicht abgeschlossen. So war das aktuelle Notkonzept in der kritischen Situation im Winter 2015/16 weiterhin gültig. Die ECom erachtet die präventive Regelung im Sinne des Notkonzepts als wesentliche Massnahme zur Gewährleistung der Systemsicherheit und ist daran, die Revision des Notkonzepts enger zu begleiten.

Dabei besteht aus Sicht der ECom folgender Handlungsbedarf:

- *Grundsätze des Notkonzeptes*: Welche Szenarien muss das Notkonzept abdecken? Geht es um die Sicherstellung der Liquidität an Regelleistung, wenn aufgrund der Marktpreise zu wenig Regelleistung angeboten wird oder um das Vorgehen bei Notsituationen (z. B. Ausfall von Turbine bei Lieferung)?
- *Notkonzeptaktivierung*: Es muss künftig klar sein, ab wann die Regelleistungsbeschaffung unter dem Titel «Notkonzept» läuft. Dazu muss ein klares Kriterium für die Aktivierung bestehen.
- *Preisfestsetzung für Notkonzept-Regelleistung*: Im Spannungsfeld zwischen Minimierung der Kosten für Systemdienstleistungen und möglicher Marktmacht der Produzenten braucht es ein gute für beide Seiten die richtigen Anreize. Keiner der Akteure soll einen Anreiz haben, das Notkonzept zum Einsatz kommen zu lassen, dieses soll nur als «ultima ratio»-Massnahme dienen.
- *Grundsätze zum Verteilschlüssel bei der Zwangsverpflichtung*: Bisher wird für die Zwangsverpflichtung nur die verfügbare Leistung berücksichtigt. Doch Leistung ohne Energie ist «wertlos». Daher muss das Notkonzept auch die Energiesituation berücksichtigen. Dabei sollen alle Produzenten (auch Kraftwerke < 50 MW) berücksichtigt.
- *Zugang zu individuellen Daten der Pegelstände der Speicherkraftwerke*: Die potenziell im Rahmen LVG erhaltenen Daten können nicht im Rahmen der ordentlichen, marktbasieren Regelleistungsbeschaffung verwendet werden.
- *Sicherstellung der Versorgungssicherheit* durch die ECom im Falle einer Verweigerung zwangsverpflichteter KW-Kapazitäten durch die Betreiber.

Die ECom ist bestrebt, mit den betroffenen Stakeholdern die wesentlichen Eckpunkte für die Verbesserung des Notkonzepts zeitnah festzulegen, damit die Implementierung noch vor dem Winter 2016/17 erfolgen kann.

4.3 Abbildung von Netzengpässen im Übertragungsnetz

Wie bereits einleitend im Kapitel 2.5.2 erwähnt, sorgt Swissgrid gemäss Artikel 20 Absatz 1 StromVG dauernd für einen diskriminierungsfreien, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes als wesentliche Grundlage für die sichere Versorgung der Schweiz. Swissgrid legt die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten in Koordination mit den Netzbetreibern der Nachbarländer fest. Die Bereitstellung von Informationen zur Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes ist zentral für das Risikomanagement der Marktakteure. Verteilnetzbetreiber, Lieferanten, Kraftwerksbetreiber bzw. Bilanzgruppen sind auf eine hohe Transparenz über die Verfügbarkeit des Übertragungsnetzes angewiesen, damit sie sicherstellen können, ihren gesetzlichen und vertraglichen Pflichten jederzeit nachzukommen. Aus diesem Grund wird aktuell geprüft, inwiefern die Bereitstellung der Information zum Übertragungsnetz optimiert werden kann.

4.4 Abrechnungsprozess Bilanzgruppe und Regelung des manuellen Lastabwurfs

Die Bilanzgruppen, welche die eigentlichen Marktakteure im Energiehandel darstellen, sind gegenüber Swissgrid vertraglich verpflichtet, ihre Bilanz ausgeglichen zu halten. Ist diese nicht ausgeglichen, stellt Swissgrid den betreffenden Bilanzgruppen die Kosten für die Ausgleichsenergie individuell in Rechnung. Swissgrid legt hierfür die Preise für die Ausgleichsenergie so fest, dass ein Anreiz besteht, gesamtschweizerisch Regelernergie und Regelleistung effizient einzusetzen und Missbräuche zu verhindern (Art. 15a Abs. 2 StromVG). Im aktuellen Bilanzgruppenabrechnungsprozess erhalten die Bilanzgruppen erst 38 Arbeitstage nach Monatsende die validierten Abrechnungsdaten. Im Rahmen des Post-Scheduling haben die Bilanzgruppen bis um 14:00 Uhr des Folgetags Gelegenheit, sich untereinander auszugleichen, um den Verschachtelungseffekt zu nutzen und die Kosten für Ausgleichsenergie zu reduzieren. Für diesen Prozess brauchen die Bilanzgruppen bereits ein Tag nach Lieferung eine gute Datengrundlage, um an diesem Markt teilzunehmen. Die Erfahrung der Marktakteure zeigt, dass im Validierungsprozess nach dem Post-Scheduling nur ca. 1% der Daten fehlerhaft sind. Das bedeutet, dass die Versorgungsbilanzgruppen dennoch schon kurzfristig einen guten Überblick über die Qualität ihrer Ausgeglichenheit haben. Deshalb kann das Bilanzmanagement als funktionsfähig betrachtet werden.

Grundsätzlich unabhängig vom Abrechnungsprozess stellt sich die Frage, wie mit dem Risiko einer längeren substanziellen Unausgeglichenheit einer Bilanzgruppe umgegangen wird. Die von Swissgrid bereitgestellte Menge an Ausgleichsenergie ist gemäss internationalem Standard nur für kurzfristige Unausgeglichenheiten aufgrund von ungeplanten Kraftwerksausfällen und witterungsbedingten Prognosefehler dimensioniert. Länger andauernde Defizite, z.B. aufgrund beschränkter Importkapazität, können nicht mit Ausgleichsenergie kompensiert werden. Die Marktordnung sieht mit dem Bilanzmanagement vor, dass die Akteure im Energiehandel einen wirtschaftlichen Anreiz haben, ihre Ausgeglichenheit zu gewährleisten. Müssten Ausgleichsenergie reserven zur Kompensation substanzieller Defizite bereit gestellt werden, würden damit die Kosten zur Reduktion von Marktrisiken sozialisiert und der Anreiz der einzelnen Bilanzgruppe geschwächt, sich stabilisierend zu verhalten. Das Stromversorgungsgesetz und die Stromversorgungsverordnung sehen vor, dass Swissgrid mit den Bilanzgruppen insbesondere den automatischen Lastabwurf regelt. Die bestehende, technische Umsetzung dieser gesetzlichen Vorgabe hätte im Winter 2015/16 jedoch nicht geholfen, da die Frequenz bei kleineren Abweichungen im Verbundnetz unverändert bleibt. Aufgrund der Situation wie im Winter 2015/16 mit dem Risiko einer längeren, substanziellen Unausgeglichenheit einer oder mehreren Bilanzgruppen ist für die Zukunft zu prüfen, inwiefern die Bedingungen für den manuellen Lastabwurf im Vertragskonstrukt zwischen Swissgrid und den Bilanzgruppen, bzw. Verteilnetzbetreibern zu regeln sind.

Die ECom begleitet die dazu beim VSE eingeleiteten Arbeiten und behält sich vor, die Umsetzung im Sinne einer Verbesserung dieser für die Versorgungssicherheit wichtigen Prozesse zu forcieren.

4.5 Ausbau Kuppeltransformatoren und Leitungen

Im Zuge der strategischen Netzplanung 2025 sieht Swissgrid vor, die Funktion des 380 kV-Netzes zu stärken und die Vermaschung dieser Spannungsebene zu erhöhen. Damit wird erreicht, dass der Transport über grosse Distanz effizient auf der höchsten Spannungsebene erfolgen und das 220 kV-Netz von diesen Transportaufgaben entlastet werden kann. Ein Ausbau der Transformationskapazität zwischen der 380 kV- und der 220 kV-Ebene soll den Anschluss des 220 kV-Netzes an das 380 kV-Netz verbessern.

Die bestehenden Kuppeltransformatoren sind über die ganze Schweiz verteilt. Dies insbesondere an Standorten, wo sich grössere, regionale Lastzentren (Agglomerationen) befinden oder in der Nähe von Standorten mit grosser Kraftwerkskapazität. Beispiele für die Standorte nahe an Lastzentren sind die Unterwerke Breite (Grossraum Zürich/Winterthur), Mettlen (Grossraum Luzern), Bickigen und Bassecourt (Agglomeration Bern), Romanel (Agglomeration Lausanne) oder Verbois (Agglomeration Genf). Unterwerke in der Nähe von grossen Produktionsanlagen befinden sich beispielsweise in Sils im Domleschg (Kraftwerke Hinterrhein), Chamoson (Kraftwerk Bieudron-Dixence) oder Lavorgo (Maggiawerke).

Ferner ist die Einbindung in das 380 kV-Netz ein offensichtlich notwendiges Standortkriterium. Dieses Kriterium ist insbesondere für den Standort Mühleberg erst dann erfüllt, wenn die Leitung zwischen Bassecourt und Mühleberg mit 380 kV betrieben werden kann.

Mit dem Ausbau des Übertragungsnetzes gemäss der strategischen Netzplanung von Swissgrid soll die Versorgungssicherheit der Schweiz gestärkt und an den zukünftigen Produktionspark angepasst werden. Wesentliche Treiber sind der Wegfall der Kernkraftwerke Mühleberg und – zu einem späteren Zeitpunkt – Beznau, welche heute auf der 220 kV-Spannungsebene einspeisen, der Zubau grosser Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen sowie die zunehmend wechselnden Lastflusssituationen aufgrund des andauernden Ausbaus volatiler Produktionsformen im In- und Ausland. Der Ausbau der Transformatorrenkapazität soll gemäss Swissgrid grösstenteils an den bereits bestehenden Standorten erfolgen. Zusätzliche Transformationsstandorte sind Mühleberg, Châtelard, Romanel, Chippis, Beznau und Mörel. Neben den Standorten Romanel und Beznau, wo bereits heute beide Spannungsebenen aufeinandertreffen, ergeben sich die neuen Transformatorenstandorte vornehmlich durch die „Umspannung“ von einzelnen Leitungen von 220 kV auf 380 kV. Aus dem gleichen Grund fallen an einigen Standorten auch Kuppeltransformatoren weg, so zum Beispiel in Bassecourt oder in Pradella, wo künftig nur noch 380 kV-Schaltanlagen durch Swissgrid betrieben werden sollen. Insgesamt plant Swissgrid eine Erhöhung der Transformationskapazität um über 50% in den nächsten 15 Jahren.

Die hohe Bedeutung der Transformationskapazität zwischen den beiden Spannungsebenen 380 kV und 220 kV und damit der Importkapazität für die Versorgungssicherheit der Schweiz bildete Anlass für die ECom, die Priorisierung der Ausbauvorhaben durch die Forschungsstelle Energienetze (FEN) der ETH Zürich überprüfen zu lassen.

Ausgangspunkte der Simulationsrechnung waren zwei kritische Netzsituationen im Dezember 2015. Zum einen wurden die Netzbelastungen im Peakbereich am 10. Dezember 2015 12:00, zum anderen diejenige im Offpeakbereich am 13. Dezember 2015 00:00 der Analyse zugrundegelegt, wobei bei letzterer nur mit Hilfe einer umfangreichen, internationalen Redispatchmassnahme die Netzsicherheit hergestellt werden konnte. In beiden Fällen waren beide Blöcke des Kernkraftwerks Beznau nicht in Betrieb und die Produktion der direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Wasserkraftwerke war aufgrund der geringen Wasserführung der Flüsse mit 2402 MW (Peak) bzw. 177 MW (Offpeak) und der Marktsituation eher gering. Die Last am Übertragungsnetz, d.h. die Leistung, welche für den Verbrauch aus dem Übertragungsnetz bezogen wurde, belief sich im Peak-Fall auf über 6000 MW, im Offpeak-Fall auf rund 5000 MW, was aufgrund der milden Witterung eher als tief eingestuft werden kann. Die Schweiz hat in beiden Fällen somit Strom netto importiert und ein Transitfluss von Norden nach Italien im Umfang von über 3000 MW wurde im Übertragungsnetz registriert.

Erste Resultate bestätigen, dass mit einer signifikanten Einschränkung des Transits (Nord-Süd) insbesondere während der Offpeak-Zeiten das Übertragungsnetz wieder in einen N-1-sicheren Zustand hätte gebracht werden können. Im konkreten Fall hat sich aber der Einsatz einer Redispatchmassnahme als effizienter erwiesen, so dass Swissgrid auf diesen erheblichen Markteingriff verzichten konnte. Zu erwähnen ist hier, dass die Transformatoren aufgrund des begrenzten Speichervolumens nicht über längere Dauer durch die Produktion von Pumpspeicher- und Speicherkraftwerken entlastet werden können. Während Peak-Zeiten ist die Produktion von Speicherkraftwerken, welche am 220 kV-Netz angeschlossen sind, deutlich höher. Dies hat zur Folge, dass während diesen Stunden ein grosser Teil der Schweizer Versorgung durch Eigenproduktion gedeckt wird, wodurch es zu weniger Netzengpässen kommt.

Die Analysen zeigten auch, dass ein Ausbau der Kuppeltransformatorenkapazität im Unterwerk Beznau zu einer vollständigen Entlastung der kritischen Netzsituation geführt hätte. Folgerichtig hat Swissgrid basierend auf eigenen umfassenderen Studien die Installation dieses Kuppeltransformators bereits in die Wege geleitet, so dass dieser bereits Anfang 2017 in Betrieb genommen werden kann.

Zur Kompensation der Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Mühleberg ist eine Erhöhung der 380 kV/220 kV-Kuppeltransformatorenkapazität notwendig. Es zeigt sich, dass hierfür der Standort Beznau ebenfalls nur bedingt ausreichend ist und insbesondere zur Verhinderung von Netzengpässen in der Region Westschweiz/Bern ein wie von Swissgrid bereits geplanter, zusätzlicher Kuppeltransformator in Mühleberg zusammen mit der Spannungserhöhung der Übertragungsnetzleitung Bassecourt – Mühleberg von 220 kV auf 380 kV sich als notwendig erweist. Die Netzsicherheit könnte zwar auch ohne zusätzlichen Transformator oder Redispatcheinsatz gewährleistet werden. Allerdings ginge das nur mit einer Reduktion der Transportkapazitäten für den Im- und/oder Export. Dadurch geht Flexibilität für die Optimierung auf Basis der umliegenden Märkten verloren.

Insgesamt kommt die EICom zu dem vorläufigen Schluss, dass auf Basis der untersuchten Szenarien der von Swissgrid geplante Ausbau der 380 kV/220 kV-Kuppeltransformatorenkapazität an den Standorten Beznau, Mühleberg und zusätzlich Laufenburg⁵ aus netztechnischer Sicht nachvollziehbar und sinnvoll ist. Die Versorgungssicherheit kann mit diesen zusätzlichen Transformatoren insbesondere auch unter angespannten Netzsituationen verbessert werden. Zudem erhöht dieser Ausbau die Liquidität im Schweizer Markt und die Flexibilität und Einsatzmöglichkeiten der Schweizer Kraftwerke.

Die EICom plant, die noch nicht abgeschlossenen Arbeiten des Gutachtens weiterzuführen und auf weitere Stressszenarien auszudehnen.

4.6 Weitere Massnahmen

Die parallel zur technisch-operativen Bewältigung der Versorgungssituation Winter 2015/16 geführten Diskussionen über die Rollenverteilung und Verantwortlichkeiten haben ergeben, dass die heutigen gesetzlichen Grundlagen auch zur Bewältigung einer Versorgungskrise hinreichend und die Verantwortlichkeiten geregelt sind. In erster Linie sieht die EICom daher Handlungsbedarf bei den privatrechtlichen Verträgen zwischen Swissgrid und den Bilanzgruppen, bzw. den Verteilnetzbetreibern. Die EICom prüft derzeit, ob im Rahmen der ohnehin geplanten Revision des StromVG Optimierungen auf Gesetzesebene angeregt werden könnten und steht dazu auch mit dem BFE in Kontakt.

Vor dem Hintergrund des sukzessiven Kernenergieausstiegs in der Schweiz und in Deutschland, des weiterhin anhaltenden Ausbaus von erneuerbaren Energiequellen, aber auch der sich ändernden klimatischen Rahmenbedingungen und neuen Technologien (z.B. Speicher, Substitution fossiler Energieträger durch Elektrizität in der Mobilität) zeichnen sich langfristig vermehrt herausfordernde Situationen für den Netzbetrieb und die Versorgungssicherheit im Allgemeinen ab. Die EICom beobachtet und überwacht weiterhin intensiv getreu ihrem gesetzlichen Auftrag die Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in der Schweiz. Dabei steht die zeitgerechte Bereitstellung einer tragfähigen Netzinfrastruktur, welche den Anforderungen der sich ändernden Bedingungen gerecht wird, im Vordergrund.

Die Importabhängigkeit der Schweiz während des Winterhalbjahrs wird sich weiter akzentuieren. Daher ist der Zugang zum europäischen Grossmarkt weiterhin ein zentrales Element für die Versorgungssicherheit der Schweiz.

5 Fazit und Schlussfolgerung

Die von Swissgrid Anfang Dezember 2015 kommunizierte Engpasswarnung für den Winter 2015/16 stellte ein Novum für die Schweizer Elektrizitätsversorgung dar und löste eine ganze Kette von operativen und technischen Massnahmen sowie auch administrativen und rechtlichen Fragestellungen aus. Die Situation machte deutlich, dass die Stromversorgung in der Schweiz stark von exogenen Faktoren abhängt und das Zusammenspiel der inländischen aber auch mit ausländischen Akteuren von grosser

⁵ Kapazitätsausbau in Laufenburg nicht Teil des strategischen Netzes 2025, sondern erfolgt im Rahmen regulärer Ersatzinvestitionen.

Wichtigkeit ist. Insbesondere die Risiken der Importabhängigkeit und das Zusammenspiel mit der Verfügbarkeit der Produktion auf 220 kV und im Verteilnetz standen während der Wintermonate im Zentrum der Versorgungssituation.

Die von der Branche ergriffenen und von der EICom eng begleiteten Massnahmen haben ihre Wirkung erzielt. Die Situation hat sich aber auch aufgrund exogener Faktoren (Wiederinbetriebnahme von Block II des Kernkraftwerks Beznau, milde Temperaturen, keine länger andauernden Preishaussen im Ausland) entschärft.

Die mit der Inkraftsetzung des StromVG umgesetzte Entflechtung zwischen den Stromnetzen einerseits und den Produktions-, Vertriebs- und Handelstätigkeiten andererseits (Unbundling) hat dazu geführt, dass eine integrale Gesamtverantwortung für die Versorgungssicherheit nicht mehr besteht. Trotz dieser Schnittstellen erweist sich das mit dem StromVG geschaffene Marktdesign (Entflechtung, regulierter Netzzugang, Bilanzmanagement) als stabil und die Verantwortlichkeiten der einzelnen Akteure sind klar: Die Versorgung von Endverbrauchern in der Grundversorgung liegt von Gesetzes wegen in der Verantwortung der Verteilnetzbetreiber. Die Versorgung von freien Endkunden ist privatrechtlich in den Lieferverträgen geregelt. Swissgrid obliegt die Verantwortung des Übertragungsnetzbetriebes, hingegen hat Swissgrid keine Versorgungsverantwortung. Es besteht, wie sich bei der Aufarbeitung der Versorgungssituation Winter 2015/16 gezeigt hat, ein punktueller Bedarf zur Konkretisierung einzelner Prozesse:

- Systemdienstleistungen / Regelenergie: Die Risiken und Notprozeduren für die Bereitstellung der Systemdienstleistungen durch Swissgrid sind zu überprüfen.
- Sicherstellung hinreichender Importkapazität: Die Netzausbaupläne gemäss dem Strategischen Netz 2025 von Swissgrid sind vor dem Hintergrund der Erkenntnisse der Versorgungssituation Winter 2015/16 neu zu beurteilen und gegebenenfalls neu zu priorisieren. Sowohl der Verbundbetrieb wie auch der Grosshandel sind im internationalen Kontext zu beurteilen.
- Informationsfluss/Transparenz: Die Bereitstellung von Netzinformationen durch Swissgrid ist zu optimieren.
- Privatrechtliche Vereinbarungen zwischen Swissgrid, Bilanzgruppen und Verteilnetzbetreibern: Weil die Schnittstelle der Verteilnetzbetreiber zum Grosshandel und zum Übertragungsnetz über Bilanzgruppen erfolgt, sind die vertraglichen Beziehungen insbesondere für ausserordentliche Situationen zu überprüfen. Dabei stehen insbesondere die Massnahmen bei längerer Unausgeglichenheit der Bilanzgruppen sowie der Zeitbedarf für die Validierungsprozesse im Vordergrund.

Die von Swissgrid projektierten Ausbauten konnten verifiziert werden.

Mittel- und langfristig nehmen die Herausforderungen bei der Netzausbauplanung zu. Die Volatilität bei der Netzbelastung dürfte aufgrund der kontinuierlichen Substitution von grossen Grundlastkraftwerken durch dezentrale stochastische Einspeisung weiter zunehmen.

6 Anhang

6.1 Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
ABCN	Erhöhte Radioaktivität, biologische oder chemische Schadenereignisse sowie Naturereignisse
BFE	Bundesamt für Energie
BAFU	Bundesamt für Umwelt
BWL	Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung
EnG	Energiegesetz SR 730.0
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
FEN	Forschungsstelle Energienetze, ETH Zürich
KKW	Kernkraftwerk
LVG	Bundesgesetz über die wirtschaftliche Landesversorgung SR 531 (Landesversorgungsgesetz)
NTC	Net Transfer Capacity, Netto-Übertragungskapazität
OSTRAL	Organisation für Stromversorgung in Ausserordentlichen Lagen
PSKW	Pumpspeicherkraftwerk
StromVG	Bundesgesetz über die Stromversorgung SR 734.7 (Stromversorgungsgesetz)
StromVV	Stromversorgungsverordnung SR 734.71
TSO	Transmission System Operator (Übertragungsnetzbetreiber)
UVEK	Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
ÜN	Übertragungsnetz
VN	Verteilnetz
VSE	Verband Schweizer Elektrizitätsunternehmen
WBF	Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung
WRG	Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte SR 721.80 (Wasserrechtsgesetz)

6.2 Bibliographie

BAFU (2016): «Rückblick Trockenheit Herbst 2015», 10. Mai 2016

<http://www.bafu.admin.ch/wasser/13390/15123/16214/index.html?lang=de>

BFE (2015): «Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2014», 13. Juli 2015

[http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?ext-lang=de&name=de_771015525.pdf&endung=Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2014](http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?ext-lang=de&name=de_771015525.pdf&endung=Schweizerische%20Elektrizit%C3%A4tsstatistik%202014)

BFE (2016): «Füllgrad der Speicherseen Schweiz 2015», 23. März 2016

http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=de&dossier_id=00766

EICom (2016): «Stromversorgungssicherheit in der Schweiz 2016», 9. Juni 2016

<http://www.elcom.admin.ch> [definitiver Link bei Drucklegung noch nicht bekannt]

ENTSO-E (2016): «YEARLY STATISTICS & ADEQUACY RETROSPECT 2014», 30. März 2016

<https://www.entsoe.eu/publications/statistics/yearly-statistics-and-adequacy-retrospect/Pages/default.aspx>

MeteoSchweiz (2016): «Klimabulletin Winter 2015/16», 10. März 2016

<http://www.meteoschweiz.admin.ch/home/klima/gegenwart/klima-berichte.subpage.html/de/data/publications/2016/3/klimabulletin-winter-2015-2016.html>

Swissgrid (2015a): «Angespannte Energie- und Netzsituation für den Winter 2015/16 erwartet», 23. März 2016

https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/current/media/media_releases/media_releases_2015/02_12_2015_01.html

Swissgrid (2015b): «Energie- und Netzsituation Schweiz im Winter 2015/16», 30. März 2016

https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/current/situation_winter_1516.html

Swissgrid (2015c): «Erfolgreicher Test für mehr Strom-Importkapazität an der Nordgrenze», 2. Juli 2015

https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/current/media/media_releases/media_releases_2015/02_07_2015_01.html

Swissgrid (2015d): «Strategisches Netz 2025» 19. Februar 2015

<http://grid2025.swissgrid.ch/>

6.3 Gesetzliche Rollen der verschiedenen Akteure

Akteur	Gesetzliche Grundlage	Aufgabe	Bereich
Swissgrid	Art. 20 Abs. 1 StromVG	sorgt für diskriminierungsfreien, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes und legt grenzüberschreitende Übertragungskapazität fest.	Netz
Swissgrid	Art. 20 Abs. 2 Bst. b StromVG	ist für das Bilanzmanagement verantwortlich und stellt die weiteren SDL einschliesslich Regelenergie bereit.	Netz/Energie
Swissgrid	Art. 20 Abs. 2 Bst. c StromVG	ordnet notwendige Massnahmen bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs an und regelt Einzelheiten mit NB, KWB und weiteren Beteiligten.	Netz
Swissgrid	Art. 20 Abs.4 StromVG	kann zur Erfüllung ihrer Aufgaben im Einzelfall bei der EICom die Enteignung beantragen.	Netz
Swissgrid	Art. 5 Abs. 4 StromVV	hat bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs alle notwendigen Massnahmen zu treffen / anzuordnen, die für die Gewährleistung der Netzsicherheit notwendig sind. Werden Anordnungen nicht befolgt, können Ersatzmassnahmen auf Kosten des Adressaten angeordnet werden.	Netz
Swissgrid	Art. 15a Abs. 2 StromVG	legt Preise für Ausgleichsenergie so fest, dass Anreiz für Ausgeglichenheit besteht und Missbräuche verhindert werden.	Energie
Energiewirtschaft (insb. KWB, BG, Lieferanten)	Art. 4 Abs. 2 EnG	Energieversorgung ist Sache der Energiewirtschaft (vgl. insb. privatrechtliche Verträge Bilanzgruppen und Energielieferanten)	Energie

Akteur	Gesetzliche Grundlage	Aufgabe	Bereich
Netzbetreiber	Art. 6 Abs. 1 / Art. 8 StromVG	treffen die erforderlichen Massnahmen, damit Endverbraucher jederzeit die gewünschte Menge an Elektrizität liefern können.	Energie
Parlament	Art. 163 BV	Gesetzgebung	Netz/Energie
EICom	Art. 22 Abs. 1 StromVG	trifft Entscheide und erlässt Verfügungen, die für den Vollzug und die Ausführungen des Gesetzes notwendig sind.	Netz/Energie
EICom	Art. 22 Abs. 3 StromVG	beobachtet und überwacht die Entwicklungen der Elektrizitätsmärkte.	Netz/Energie
EICom	Art. 22 Abs. 4 StromVG	beobachtet und überwacht mittel- bis langfristige Versorgungssicherheit, gegebenenfalls Vorschläge für Massnahmen nach Artikel 9.	Netz/Energie
UVEK/BFE	Art. 8 WRG	kann Bewilligungspflicht für die Ausfuhr von aus Gewässern erzeugter elektrischer Energie ins Ausland einführen.	Energie
Bundesrat	Art. 9 StromVG	trifft subsidiär Massnahmen bei mittel- oder langfristiger Gefährdung der Versorgungssicherheit unter Einbezug der Kantone und Organisationen der Wirtschaft	Netz/Energie
Bundesrat / BWL	Art. 28 LVG	Der Bundesrat kann wenn nötig und bis zur Behebung schwerer Mangellagen Vorschriften über Verwendung erlassen (Angebots-/Verbrauchslenkung).	Energie