

Bericht Winter 2015/2016

Bewältigung der angespannten Energie- und Netzsituation



Impressum

Swissgrid AG

Werkstrasse 12
CH-5080 Laufenburg
Telefon +41 58 580 21 11
Fax +41 58 580 21 21
info@swissgrid.ch
www.swissgrid.ch

Design: bemerkt gestaltung+kommunikation www.bemerkt.net

Text: Swissgrid

Grafiken: bemerkt

© Swissgrid AG 2016

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten. Im Sinne der leichteren Lesbarkeit wurde bei Begriffen, Bezeichnungen und Funktionen die kürzere männliche Form verwendet. Selbstverständlich richtet sich die Publikation an beide Geschlechter.

Vorbehaltlich Satzfehler und Irrtümer.

Publikationsdatum: 17. August 2016

Inhalt

	Zusammenfassung	4
1.	Beschreibung der Engpasssituation	7
1.1.	Ausgangslage	7
1.2.	Netzsituation im November/Dezember 2015	8
1.3.	Energiesituation im November/Dezember 2015	10
1.4.	Ausmass	11
2.	Situationsbewältigung	13
2.1.	Swissgrid Task Force	13
2.2.	Abstimmung mit den Behörden	13
2.3.	Abstimmung mit der Branche	14
2.4.	Kommunikation mit der Öffentlichkeit	15
3.	Eingeleitete Massnahmen zur Entspannung der Lage	17
3.1.	Grundsätze und Grundlagen	17
3.2.	Netzseitige Massnahmen	19
3.3.	Marktseitige Massnahmen	21
3.4.	Entspannung der Lage	25
4.	Mittelfristmassnahmen als Vorbereitung für die Zukunft	27
4.1.	Identifizierter Handlungsbedarf	27
4.2.	Netzseitige Mittelfristmassnahmen	28
4.3.	Marktseitige Mittelfristmassnahmen	29
5.	Fazit und Ausblick	31

Zusammenfassung

Im nachfolgenden Bericht fasst Swissgrid die Faktenlage und den Ablauf der Ereignisse im Zusammenhang mit der angespannten Energie- und Netzsituation im Winter 2015/2016 zusammen.

Swissgrid plant und beobachtet die Netzsituation fortlaufend im Rahmen der operativen Planung sowie des Echtzeitbetriebs. Im Herbst 2015 zeichnete sich eine angespannte Energie- und Netzsituation für den Winter 2015/2016 ab. Swissgrid informierte die Öffentlichkeit über diesen Umstand am 2. Dezember 2015 im Rahmen einer Medienmitteilung, die breite Beachtung fand. Die Energiereserven in der Schweiz waren zu jenem Zeitpunkt aufgrund einer Verkettung besonderer Umstände knapp:

- » Aufgrund des trockenen Sommers und Herbstes führten die Flüsse deutlich weniger Wasser als im langjährigen Mittel, was die Stromproduktion aus Laufwasserkraft verringerte.
- » Die vom Bundesamt für Energie veröffentlichte Füllstandskurve der Speicherseen zeigte, dass deren Füllstand im Vergleich zum langjährigen Mittel unterdurchschnittlich war.
- » Die Kernkraftwerke Beznau 1 und 2 waren beide ausser Betrieb. Damit fehlten in der Nordostschweiz 720 MW Einspeisung ins 220-kV-Netz.

Die fehlende Bandenergie aus Laufwasser- und Kernkraft musste durch anderweitige Produktion, insbesondere aus Speicherkraftwerken, sowie durch Importe kompensiert werden. Der Import von Energie aus dem Ausland erfolgt im Winterhalbjahr zu 75 bis 85 Prozent über das 380-kV-Netz; die Versorgung in der Schweiz erfolgt aber primär über die 220-kV-Netzebene. Die Kapazität für die Transformierung von 380 kV auf 220 kV ist limitiert. Deshalb waren Importe nur in beschränktem Umfang zur Kompensation der fehlenden Bandenergie im 220-kV- und im Verteilnetz der Schweiz nutzbar. Der verstärkte Einsatz von Schweizer Speicherkraftwerken zur Kompensation der fehlenden Energie hätte zu einer rascheren Entleerung der bereits unterdurchschnittlich gefüllten Speicherseen geführt. Die Versorgung der Schweiz war daher für den Winter 2015/2016 nicht mehr unter allen Umständen gesichert. Gleichzeitig war ab Oktober 2015 auch die Netzsituation aufgrund der beschriebenen Umstände sowie hoher Transitflüsse angespannt. Die Transformatoren stiessen oft an ihre Belastungsgrenze, sodass ein deutlicher Anstieg an Verletzungen der (N-1)-Sicherheitsregel zu verzeichnen war und die Transformatoren mittels Redispatch-Massnahmen im Echtzeitbetrieb entlastet werden mussten. Zusätzlich wurde auch die Net Transfer Capacity (NTC) für Importe am Norddach reduziert mit dem Ziel, die physikalischen Lastflüsse durch die Schweiz zu verringern.

Diese Beurteilung der Lage veranlasste Swissgrid, eine interne Task Force sowie eine Arbeitsgruppe mit der Schweizer Energiebranche ins Leben zu rufen. In der

Branchen-Arbeitsgruppe waren Kraftwerksbetreiber, Verteilnetzbetreiber und Händler sowie die Behörden ElCom und das Bundesamt für Energie (BFE) vertreten. Von Mitte Dezember 2015 bis Anfang März 2016 wurden fünf Sitzungen abgehalten. Zudem stand Swissgrid in engem Kontakt mit den zuständigen Behörden, den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern sowie weiteren Partnern (z. B. SBB).

Gemeinsam mit der Branche sowie den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern erarbeitete Swissgrid Lösungen zur Bewältigung der angespannten Energie- und Netzsituation. Zahlreiche netz- und marktseitige Massnahmen konnten auf diese Weise kurzfristig umgesetzt werden (siehe Abbildung 1).

Netzseitig führten insbesondere die provisorische Verbindung des 380/220-kV-Trafos Laufenburg mit der neuen gasisolierten Schaltanlage (GIS) sowie die Inbetriebnahme des 380/220-kV-Reserve-Trafos Tierfeld (Linth-Limmern) als Netz-Kuppeltransformator zu einer Entspannung der Transformatorensituation. Zudem ermöglichten topologische Massnahmen in Werben und Bürs einen erhöhten Import von Österreich auf der 220-kV-Ebene ins Rheintal.

Zu den wirkungsvollsten marktseitigen Massnahmen zählten die Erhöhung der Net Transfer Capacity (NTC) an den Grenzen zu Frankreich, Deutschland und Österreich während Peak-Zeiten sowie der Verzicht auf das Angebot von Monatsprodukten in Exportrichtung für die Monate Januar bis März 2016. Hierdurch stand mehr importierte Energie zur Deckung der Schweizer Nachfrage zur Verfügung.

Die von Swissgrid ergriffenen Massnahmen trugen zusammen mit ungewöhnlich mildem, niederschlagsreichem Winterwetter sowie der Wiederinbetriebnahme des Blocks 2 des Kernkraftwerks Beznau am 23./24. Dezember 2015 dazu bei, dass sich die Lage ab den Feiertagen 2015/2016 nachhaltig entspannte. Der Füllstand der Speicherseen näherte sich wieder kontinuierlich dem langjährigen Median an. Swissgrid informierte die Öffentlichkeit Mitte Februar 2016 über diese erfreuliche Entwicklung im Rahmen einer zweiten Medienmitteilung und konnte Anfang April umfassende Entwarnung geben.

Im Nachgang zur erfolgreichen Bewältigung der Winter-Situation 2015/2016 hat die Umsetzung von Mittelfristmassnahmen Priorität. Diese Massnahmen sollen eine ähnliche Situation in den kommenden Wintern vermeiden. Dazu zählt insbesondere die Klärung der Rollen und Verantwortlichkeiten für die Versorgungssicherheit in der Schweiz. Die Diskussionen im Rahmen der Branchen-Arbeitsgruppe haben gezeigt, dass diese gegenwärtig nicht eindeutig definiert und abgegrenzt sind. Insbesondere ist die Gesamtverantwortung für die Versorgungssicherheit mit Elektrizität nach der mit dem StromVG erfolgten Einführung der Entbündelung von Produktion und Netzen nicht mehr zugeordnet. Eine Arbeitsgruppe unter der Leitung der ElCom erarbeitet bis im Herbst 2016 Vorschläge, wie die einzelnen Marktteilnehmer ihre Rollen und Verantwortlichkeiten in Zukunft besser wahrnehmen können.

Der Winter 2015/2016 hat auch die Dringlichkeit des Netzausbaus zur Realisierung des «Strategischen Netzes 2025» unterstrichen. Im «Strategischen Netz 2025» waren bereits zusätzliche Transformatoren vorgesehen. Die Beschaffung dieser Transformatoren wird im Lichte der Winter-Situation neu priorisiert. Die vorzeitige Beschaffung des Transformators

Beznau wurde bereits in die Wege geleitet mit dem Ziel, dass er noch im kommenden Winter 2016/2017 in Betrieb gehen kann. Eine weitere Erhöhung der Transformatorkapazität ist aber nur mit dem zügigen Bau der dazugehörigen Leitungen möglich. Hierzu ist eine Beschleunigung der komplexen und langwierigen Genehmigungsverfahren erforderlich.

Die eingeleiteten netz- und marktseitigen Mittelfristmassnahmen werden mithelfen, dass die exzellente Versorgungssicherheit und der damit verbundene Wettbewerbsvorteil für die Schweizer Wirtschaft langfristig gewährleistet werden können.

Ereignisse	Nov. 2015	02.12.2015	23./24.12.2015			23.02.2016	06.04.2016
	Vermehrter Redispatch-Einsatz zur Netzentlastung	Medienmitteilung «Angespannte Energie- und Netzsituation»	Wiederinbetriebnahme Beznau 2			Medienmitteilung «Nachhaltige Entspannung»	Medienmitteilung «Umfassende Entwarnung»
	10.12.2015	17.12.2015	08.01.2016	02.02.2016		04.03.2016	
	1. Sitzung Branchen-AG	2. Sitzung Branchen-AG	3. Sitzung Branchen-AG	4. Sitzung Branchen-AG		5. Sitzung Branchen-AG	
	Nov. 2015	Dez. 2015	Jan. 2016	Feb. 2016		Mär. 2016	Apr. 2016
Netzseitige Massnahmen	03.12.2015						
	Trafo-Provisorium Laufenburg						
	17.12.2015	18.12.2015					
	Topologie Werben/Bürs	Trafo Tierfehd					
	Nov. 2015	Dez. 2015	Jan. 2016	Feb. 2016		Mär. 2016	Apr. 2016
Marktseitige Massnahmen			13.01.2016		10.02.2016	09.03.2016	
			1. Tranche frühzeitige SDL-Beschaffung		2. Tranche frühzeitige SDL-Beschaffung	3. Tranche frühzeitige SDL-Beschaffung	
	14.12.2015			14.01.2016	09.02.2016		
	Keine Monatsprodukte Export Januar			Keine Monatsprodukte Export Februar	Keine Monatsprodukte Export März		
	15.12.2015	21.12.2015		Ende Jan. 2016			
	Erhöhung Preisobergrenzen für Tertiärregelenergie	Erhöhung NTC Norddach		Vertragsabschluss Reservierung Redispatch-Energie			

Abbildung 1: Zeitleiste Winter 2015/2016

1. Beschreibung der Engpasssituation

1.1. Ausgangslage

Der Sommer 2015 war im Schweizer Mittelland und in den Voralpen überdurchschnittlich trocken.¹ Aus diesem Grund führten die Flüsse deutlich weniger Wasser als im langjährigen Mittel, was die Stromproduktion aus Laufwasserkraft zwischenzeitlich um bis zu 500 MW verringerte. Gleichzeitig waren ab dem 13. März 2015 ein Block, ab 14. August 2015 beide Blöcke des Kernkraftwerks Beznau ausser Betrieb. Die ursprünglich für Juli geplante Wiederinbetriebnahme von Block 1 nach der Jahresrevision verzögerte sich aufgrund festgestellter Unregelmässigkeiten beim Material des Reaktordruckbehälters mehrfach. Zuerst rechnete die Betreiberin mit einer Wiederinbetriebnahme Ende Oktober, später Ende Februar 2016 und schliesslich im Sommer 2016.² Block 2 war aufgrund der Revision und der Durchführung zusätzlicher Untersuchungen bis Weihnachten 2015 ebenfalls ausser Betrieb. Damit fehlten in der Nordschweiz 720 MW Einspeisung auf der 220-kV-Ebene. Die fehlende Bandenergie aus Laufwasser- und Kernkraft musste durch anderweitige Produktion, insbesondere aus Speicherkraftwerken, sowie durch Importe kompensiert werden. Swissgrid berücksichtigte diese Faktoren laufend im Rahmen der bestehenden Prozesse der operativen Planung.

Im Herbst akzentuierte sich die Ausgangslage. Am 17. Oktober 2015 wurde im grössten Schweizer Kernkraftwerk Leibstadt ein Defekt an der Kühlung des Generator-Statoren festgestellt. Für die Reparatur musste das Kraftwerk deshalb bis zum 2. November 2015 vom Netz genommen werden. Dadurch fehlten während gut zweier Wochen zusätzliche 1220 MW an Bandenergie. Zu diesem Zeitpunkt wiesen die Speicherseen noch Füllstände nahe den langjährigen Mittelwerten auf. Die fehlende Bandenergie aus Leibstadt wurde teilweise durch Speicherkraft kompensiert.

Als Ergebnis der erhöhten Speicherproduktion zur Kompensation der fehlenden Bandenergie leerten sich die Speicherseen ab Mitte Oktober überdurchschnittlich rasch. Im Winter ist die Schweiz stets auf Importe angewiesen, um ihren Strombedarf zu decken. Diese Importe erfolgen zu 75 bis 85 Prozent über das 380-kV-Netz; die Versorgung in der Schweiz erfolgt aber primär über die 220-kV-Netzebene. Die Kapazität für die Transformation von 380 kV auf 220 kV ist limitiert. Deshalb sind Importe nur in beschränktem

¹ Für Details siehe <http://www.srf.ch/meteo/meteo-news/trockenheit-im-mittelland>.

² Gemäss aktuellem Plan wird das Kraftwerk frühestens Ende 2016 wieder ans Netz zurückkehren.

Umfang zur Kompensation der fehlenden Bandenergie im 220-kV-Netz der Schweiz nutzbar. Die Versorgung der Schweiz war daher für den Winter 2015/2016 nicht mehr unter allen Umständen gesichert.

Gleichzeitig war ab Oktober 2015 auch die Netzsituation aufgrund der beschriebenen Umstände sowie ungewöhnlich hoher Transitflüsse angespannt. Die Transformatoren stiessen oft an ihre Belastungsgrenze, sodass ein deutlicher Anstieg an Verletzungen der (N-1)-Sicherheitsregel zu verzeichnen war und die Transformatoren mittels Redispatch-Massnahmen im Echtzeitbetrieb entlastet werden mussten. Zusätzlich wurde auch der Import-NTC am Norddach reduziert mit dem Ziel, die physikalischen Lastflüsse durch die Schweiz zu verringern.

Swissgrid schätzte deshalb im November 2015 die Energie- und Netzsituation für den Winter 2015/2016 als angespannt ein. Nach einer vorgängigen Absprache mit den zuständigen Behörden informierte Swissgrid die Öffentlichkeit über diesen Umstand am 2. Dezember 2015 im Rahmen einer Medienmitteilung. Diese Form wurde unter anderem deshalb gewählt, um gegenüber den Marktteilnehmern eine diskriminierungsfreie Information sicherzustellen sowie die breite Öffentlichkeit mittels einer proaktiven Kommunikation transparent und zeitnah zu informieren.

1.2. Netzsituation im November/Dezember 2015

Abbildung 2 veranschaulicht den Aufbau des Schweizer Übertragungs- und Verteilnetzes für Elektrizität. Swissgrid ist für den Betrieb und den Unterhalt des Übertragungsnetzes mit den Spannungen 380 kV und 220 kV auf der Netzebene 1 verantwortlich. Das 380-kV-Netz dient dem Transport sowie dem Stromaustausch mit dem Ausland. Im Winterhalbjahr erfolgen 75–85% der Importe sowie 80–90% der Exporte über die 380-kV-Spannungsebene. Auf der 220-kV-Ebene geschieht ein grosser Teil der inländischen Produktion. Zu den Kraftwerken, die auf 220 kV einspeisen, zählen neben zahlreichen Speicherkraftwerken auch die Kernkraftwerke (KKW) Beznau 1 und 2 sowie das KKW Mühleberg. Die zur Versorgung notwendige Energie wird ebenfalls über das 220-kV-Netz sowie über weitere Transformierungen auf die unterlagerten Netzebenen gespeist. Dies bedeutet, dass sowohl Importe als auch die 380-kV-Produktion zur Versorgung der Endkunden zuerst auf eine Spannung von 220 kV transformiert werden müssen.

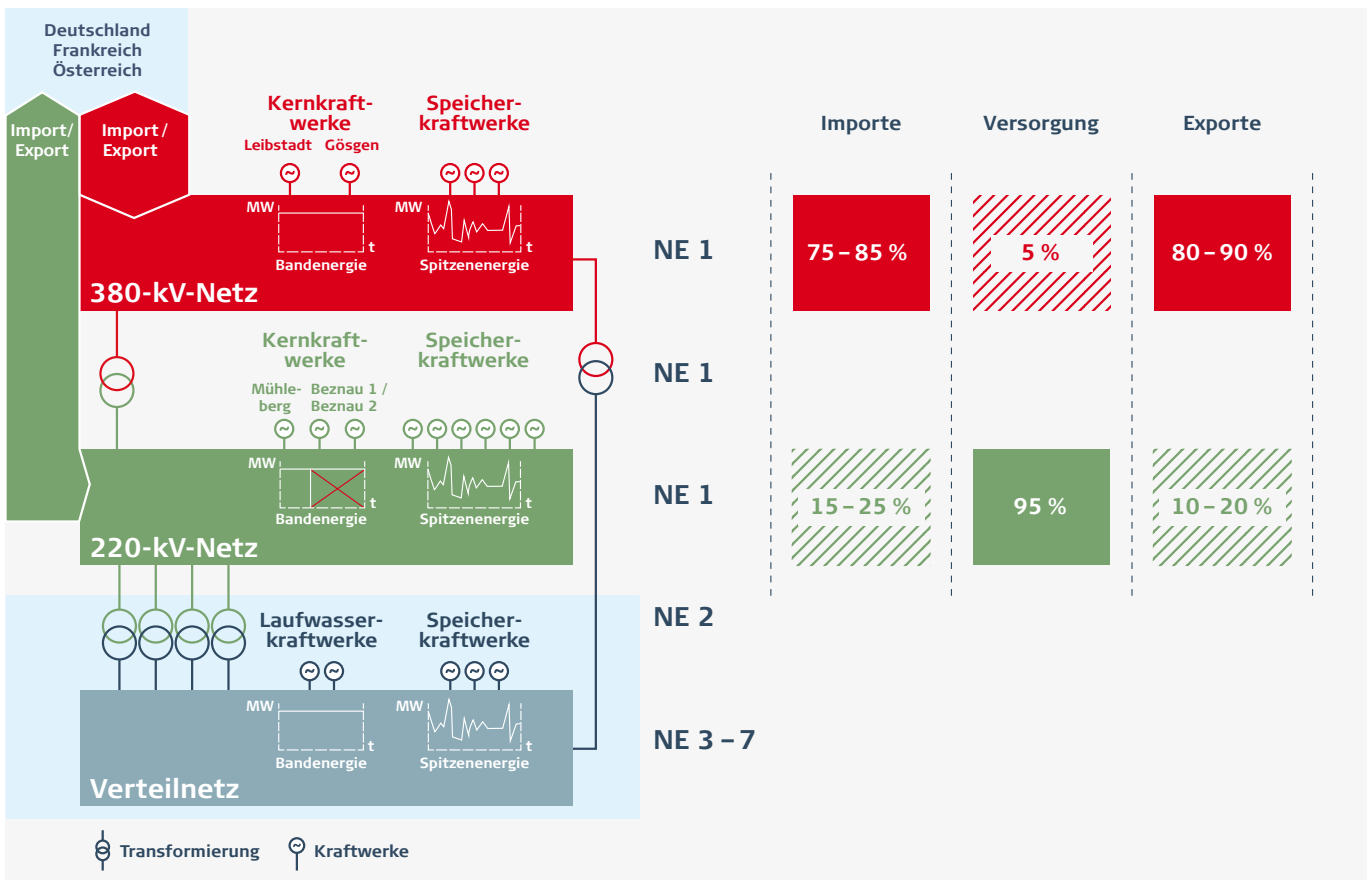


Abbildung 2: Netzsituation

Im Winter ist die Schweiz typischerweise auf Importe aus den Nachbarstaaten Frankreich, Deutschland und Österreich angewiesen. Beim Import von Energie stellt die 380/220-kV-Transformierung in der Nordschweiz den Engpass im Übertragungsnetz dar.

Im Herbst 2015 wurde dieser Engpass durch drei Faktoren verstärkt, die teilweise über die gesamte Winterperiode andauerten. Erstens waren beide Blöcke des KKW Beznau ausser Betrieb – Beznau 1 bis voraussichtlich Ende 2016, Beznau 2 gemäss damaliger Planung bis am 23./24. Dezember 2015. Zweitens führten die Flüsse aufgrund des trockenen Sommers und Herbsts weniger Wasser als im langjährigen Mittel, was die Stromproduktion aus Laufwasserkraft verringerte. Drittens wurde das Schweizer Netz im Vergleich zu den Vorjahren durch deutlich erhöhte Transite belastet.

Die fehlende Bandenergie konnte nur beschränkt durch zusätzliche Importe auf der 380-kV-Ebene kompensiert werden. Die Transformierung von 380 kV auf 220 kV stiess vermehrt an ihre Kapazitätsgrenzen, insbesondere im Grossraum Zürich.

Es war auch ein deutlicher Anstieg an Verletzungen der (N-1)-Sicherheitsregel zu verzeichnen. Mindestens alle fünf Minuten bestimmt Swisgrid Control anhand tausender Strom- und Spannungsmessungen die (N-1)-Belastung der Netzelemente im gesamten Schweizer Übertragungsnetz. Dabei wird berechnet, welche Belastungswerte sich nach dem simulierten Ausfall eines beliebigen Elements für die verbleibenden Netzelemente ergeben. Eine (N-1)-Belastung über 100 Prozent bedeutet, dass dies zu einer Überlastung und bei anhaltender Überlastung zum Verlust eines weiteren Netzelements führen

könnte. Deshalb ist das Ziel des Netzbetriebs, die (N-1)-Belastung der Netzelemente jederzeit bei maximal 100 Prozent zu halten.

Im Echtzeitbetrieb mussten deshalb im November und Dezember 2015 mehrfach Redispatch-Massnahmen mit Deutschland sowie innerhalb der Schweiz aktiviert werden, um die hohe Belastung der Transformatoren und Leitungen in der Nordschweiz gezielt zu reduzieren. In den Vergleichsmonaten des Vorjahrs waren demgegenüber keine von Swissgrid aktivierten Redispatch-Massnahmen zu verzeichnen gewesen.

Bis Ende Oktober waren auch die zur Verfügung stehenden topologischen Massnahmen bereits ganz oder teilweise ausgeschöpft worden. Es war deshalb davon auszugehen, dass die vorhandenen topologischen Massnahmen mit der bestehenden Netzkonfiguration aufgrund der weiter steigenden Netzlast im Winter nicht ausreichen würden.

Zusätzlich erschwerend wirkte sich der Umbau der 220-kV-Anlage Laufenburg von der bestehenden luftisolierten auf die neue gasisolierte Schaltanlage (GIS) aus. Die 220-kV-Leitungen Beznau-Laufenburg und Gösigen-Laufenburg waren bereits in die neue GIS-Anlage integriert, während der 380/220-kV-Kuppeltransformator und die anderen 220-kV-Leitungen noch mit der luftisolierten Schaltanlage verbunden waren. Deshalb konnte mit der bestehenden Netzkonfiguration der Trafo in Laufenburg nicht verwendet werden, um Energie Richtung Beznau auf der 220-kV-Ebene einzuspeisen.

1.3. Energiesituation im November/Dezember 2015

Die Energieversorgung der Schweiz wird im Winter durch inländische Produktion sowie Nettoimporte gedeckt (siehe Abbildung 3). Im November/Dezember 2015 bestand das Risiko eines möglichen Versorgungsengpasses in den bevorstehenden Wintermonaten 2016, da die fehlende Bandenergie aus Kern- und Laufwasserkraft nur teilweise durch zusätzliche Nettoimporte kompensiert werden konnte. Die übrige Kompensation musste primär durch Speicherkraftwerke erfolgen, was zu einer rascheren Entleerung der Speicherseen geführt hätte. Die Speicherseen waren jedoch zu Beginn des Winters aufgrund der erhöhten Speicherproduktion im Herbst bereits deutlich unterdurchschnittlich gefüllt im Vergleich zum langjährigen Mittel.



Abbildung 3: Energiesituation

1.4. Ausmass

Die kritische Energie- und Netzsituation liess sich deutlich an der Füllstandskurve der Speicherseen ablesen. Der Füllstand der Speicherseen wird vom Bundesamt für Energie (BFE) wöchentlich veröffentlicht und gibt Auskunft über die in der Schweiz verfügbaren Wasserreserven zur Stromproduktion. Die Schweizer Speicherkraftwerke sind die einzige flexible inländische Energieressource. Entsprechend spielen sie für die Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs eine zentrale Rolle. Sie erbringen Regelernergie, um Stromverbrauch und Produktion stets im Einklang zu halten, und sie können in kritischen Netzsituationen für Redispatch-Massnahmen eingesetzt werden.

Anfang Dezember präsentierte sich die Lage besorgniserregend: Am 7. Dezember 2015 betrug die Abweichung der Füllstandskurve der Speicherseen vom 20-jährigen Median über 1,2 TWh. Diese Differenz entsprach einer vorzeitigen Entleerung der Speicherseen um fünf Wochen im Vergleich zum historischen Median.

Eine Szenarioanalyse von Swissgrid zum Füllstand der Speicherseen prognostizierte, dass bei einer Nichtwiederinbetriebnahme des Blocks 2 des Kernkraftwerks Beznau – selbst bei einer optimalen Ausnützung der zur Verfügung stehenden Nettoimportkapazitäten – die Speicherseen voraussichtlich Anfang April leer gewesen wären, sofern keine zusätzlichen Massnahmen ergriffen worden wären, wie beispielsweise eine Beschränkung der Transporte (vgl. rote Kurve in Abbildung 4). Das Minimum der Füllstände aus den Vorjahren wäre in dieser Szenariorechnung bereits in der ersten Märzhälfte unterschritten worden. Aufgrund der Erfahrungen mit Block 1 war das Risiko, dass möglicherweise auch Block 2 nach der Revision nicht wieder rechtzeitig in Betrieb genommen werden könnte, nicht zu vernachlässigen. Zudem konnte nicht damit gerechnet werden, dass die Nettoimportkapazitäten durch die Marktteilnehmer tatsächlich zu jeder Zeit vollständig ausgenutzt würden.

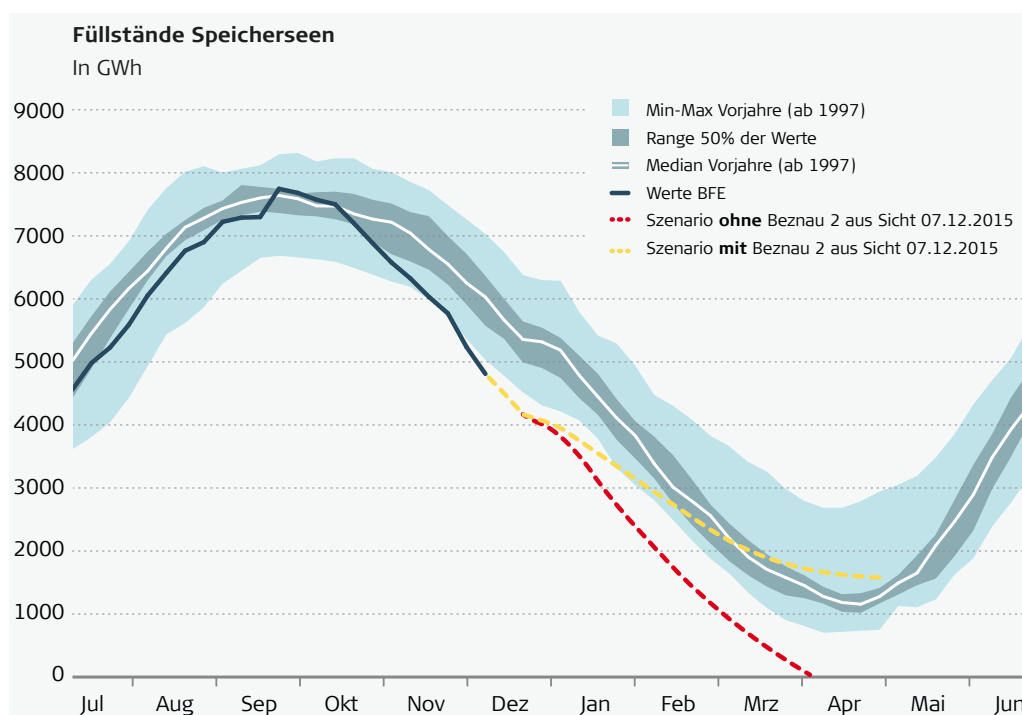


Abbildung 4: Szenarioanalyse Füllstand Speicherseen Dezember 2015

Für den Fall einer planmässigen Rückkehr von Beznau 2 ans Netz am 23./24. Dezember 2015 sah die Prognose positiver aus (gelbe Kurve). Für die Energiesituation hatte die Wiederinbetriebnahme von Beznau 2 dabei einen doppelt positiven Effekt: Sie führte zu einer zusätzlichen Einspeisung ins 220-kV-Netz und erhöhte gleichzeitig die Nettoimportkapazität dank einer gleichmässigeren Belastung der Kuppeltransformatoren. Aber auch in jenem Szenario konnte ein ausreichendes Speicherniveau im April 2016 nur mit einer nahezu optimalen Ausschöpfung der Nettoimportkapazitäten während der ganzen Winterperiode sichergestellt werden.

Der Analyse zugrunde lagen Annahmen für maximale Nettoimportkapazitäten je nach Lastflusssituation. Es wurden zudem eine für die Jahreszeit durchschnittliche Last sowie eine durchschnittliche Produktion aus Laufwasserkraft unterstellt. Weitere Berechnungen wurden gemacht mit höheren Lasten (kalter Winter) und geringeren Laufwasserproduktionen (trockener Winter), um die Sensitivität dieser Einflüsse aufzuzeigen.

2. Situationsbewältigung

2.1. Swissgrid Task Force

Der operative Netzbetrieb von Swissgrid war ab Oktober 2015 mit steigenden Herausforderungen konfrontiert. Aus diesem Grund rief Anfang November Yves Zumwald, der damalige CEO a. i. und heutige CEO, eine Task Force ins Leben.

Zur laufenden Beobachtung der Situation wurden die Szenarien des Füllstands der Speicherseen wöchentlich aktualisiert. Ursprünglich waren vier Szenarien festgelegt worden, basierend auf zwei Kriterien:

- » Wiederinbetriebnahme von Beznau 2 am 23./24.12.2015: ja/nein
- » Beschränkung Transite: ja/nein

Nach der planmässigen Rückkehr von Beznau 2 ans Netz wurden nur noch die beiden Szenarien «mit Beznau 2, ohne Beschränkung Transite» und «mit Beznau 2, mit Beschränkung Transite» ausgewiesen.

2.2. Abstimmung mit den Behörden

Swissgrid stand während des ganzen Winters 2015/2016 in engem Kontakt mit den zuständigen Behörden, insbesondere mit der eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom). Die ElCom ist die unabhängige staatliche Regulierungsbehörde im Elektrizitätsbereich. Sie überwacht die Einhaltung des Stromversorgungsgesetzes, trifft die dazu nötigen Entscheide und erlässt Verfügungen wenn notwendig. Die ElCom nahm auch an den Sitzungen der Branchen-Arbeitsgruppe teil. An der zweiten Sitzung vom 17. Dezember 2015 erläuterte sie in diesem Rahmen ihr Verständnis der Verantwortlichkeiten der verschiedenen Akteure für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Zu den weiteren Behörden, mit denen sich Swissgrid über die Lage verständigte, zählten das Bundesamt für Energie (BFE), das Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung (BWL) sowie die Organisation für Stromversorgung in Ausserordentlichen Lagen (OSTRAL). OSTRAL ist eine Kommission des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) unter Aufsicht des Bundes. Sie ist der Wirtschaftlichen Landesversorgung (WL) unterstellt und handelt in deren Auftrag. Im Falle einer Energiemangellage vollzieht OSTRAL die vom Bund angeordneten Massnahmen und stellt mittels Angebots- und Verbrauchlenkung die Bewirtschaftung sicher. Swissgrid ist Teil von OSTRAL und insbesondere in den Bereichen

Dienste sowie Angebotslenkung involviert. Weiter hat Swissgrid direkt von der WL den Auftrag, die Versorgungslage Schweiz zu verfolgen und der WL regelmässig den Selbstversorgungsgrad der Schweiz zu berichten.

Im Weiteren wurde aufgrund der angespannten Energie- und Netzsituation am 15. Dezember 2015 vom Bundesamt für Energie der erweiterte Bundesstab einberufen. Swissgrid legte den rund 35 Vertretern von Behörden und Bundesämtern dar, wie sie zu dieser Einschätzung der Lage gelangt war, und es wurden nächste Schritte zur Bewältigung der Situation vereinbart. Die Sitzung führte zu einer umfassenden Berichterstattung in den Medien.

2.3. Abstimmung mit der Branche

Branchen-Arbeitsgruppe «Winter 2015/2016»

Die erwartete angespannte Energie- und Netzsituation im Winter 2015/2016 veranlasste Swissgrid, eine Arbeitsgruppe der Schweizer Energiebranche ins Leben zu rufen, um gemeinsam Lösungen zur Bewältigung zu erarbeiten. Die Arbeitsgruppe umfasste Vertreter von Kraftwerksbetreibern, Verteilnetzbetreibern und Händlern sowie der Behörden ElCom und BFE.

Zwischen 10. Dezember 2015 und 4. März 2016 wurden insgesamt fünf Sitzungen abgehalten. Die während der Sitzungen gezeigten Präsentationen wurden jeweils zeitgleich mit der Sitzung auch auf der Swissgrid-Website publiziert, um die Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten. Der Fokus der Sitzungen war wie folgt:

- » Sitzung 1 (10.12.2015): Vorstellung der Szenarien zu den Füllständen der Schweizer Speicherseen, verbunden mit dem Aufruf an die Branche, bis zum 15. Dezember 2015 Vorschläge zur Bewältigung der angespannten Situation einzubringen
- » Sitzung 2 (17.12.2015): Diskussion der Verantwortlichkeiten für die Versorgungssicherheit und Besprechung der vorgebrachten Massnahmenvorschläge der Branche, inklusive Ankündigung einer frühzeitigen stufenweisen Beschaffung von Systemdienstleistungen (SDL)
- » Sitzung 3 (08.01.2016): Rückblick Feiertage und Update zu den umgesetzten Massnahmen, inklusive Ankündigung einer befristeten Reservierung von Redispatch-Energie
- » Sitzung 4 (02.02.2016): Rückblick Januar, inklusive Update zur Reservierung von Redispatch-Energie
- » Sitzung 5 (04.03.2016): Rückblick Februar und Diskussion der nächsten Schritte betreffend Mittelfristmassnahmen

Die Sitzungen der Branchen-Arbeitsgruppe verliefen sehr konstruktiv und ermöglichten eine gemeinsame Beurteilung der Lage. Die Diskussionen insbesondere in der zweiten Sitzung zeigten aber auch auf, dass es hinsichtlich Rollen und Verantwortlichkeiten für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit einer weiteren Klärung bedarf.

Verhandlungen mit Kraftwerksbetreibern zur befristeten Reservierung von Redispatch-Energie

Im Januar 2016 reservierte Swissgrid in ausgewählten Kraftwerken definierte Energiemengen für den Zeitraum Februar bis April 2016. Mit dieser Massnahme stellte Swissgrid sicher, dass sie auch im Falle einer Energiemangellage auf die erforderliche Energie zurückgreifen könnte, um stark belastete Transformatoren mittels Redispatch-Massnahmen zu entlasten.

Die Zuteilung der reservierten Energiemengen auf die einzelnen Kraftwerke erfolgte auf der Grundlage einer Sensitivitätsanalyse. Ausgewählt wurden jene Kraftwerke, die am effektivsten zu einer Reduktion der Transformatorenbelastung beitragen konnten. Die Verträge wurden mit den sieben betroffenen Kraftwerksbetreibern auf einheitliche Weise ausgehandelt.

Bilaterale Gespräche zur Umsetzung von Massnahmen

Zur operativen Planung und Umsetzung der markt- und netzseitigen Massnahmen fand eine Vielzahl an Gesprächen mit den betroffenen Partnerunternehmen (insbesondere Verteilnetz- und Kraftwerksbetreiber) sowie den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern statt. Es wurden auch Abstimmungsgespräche mit den Schweizerischen Bundesbahnen (SBB) durchgeführt, um die Möglichkeit der Nutzung des parallelen SBB-Netzes zur Entlastung des Übertragungsnetzes zu klären und eine gemeinsame Lagebeurteilung vorzunehmen.

2.4. Kommunikation mit der Öffentlichkeit

Information zur erwarteten angespannten Energie- und Netzsituation

Am 2. Dezember 2015 informierte Swissgrid die Öffentlichkeit im Rahmen einer Medienmitteilung, die vorgängig mit den zuständigen Behörden abgestimmt worden war. Aufgrund des Gebots der Nichtdiskriminierung bzw. der Gleichbehandlung der Marktteilnehmer hatte keine vorgängige Absprache mit der Branche stattgefunden. Die Branche (bei Swissgrid angemeldete Bilanzgruppen, am Übertragungsnetz angeschlossene Kraftwerks- und Verteilnetzbetreiber, die Schweizerischen Bundesbahnen SBB und die Systemdienstleistungsverantwortlichen) sowie die angrenzenden Übertragungsnetzbetreiber wurden am Vorabend mit einem Schreiben über die Situation informiert.

Die Mitteilung stiess auf grosses Medienecho und führte zu einer schweizweiten Berichterstattung in Fernsehen, Radio, Print- und Online-Medien. Es wurden auch zahlreiche Kommentare, Interviews und Hintergrundartikel zum Thema publiziert, die eine öffentliche Debatte zum Thema Versorgungssicherheit auslösten. Die Medienstelle von Swissgrid erhielt in der Folge während der Wintermonate eine grosse Anzahl an Medienanfragen von Journalisten aus der ganzen Schweiz und zum Teil aus den angrenzenden Nachbarländern.

Regelmässige Updates auf der speziell eingerichteten Winter-Website

Swissgrid richtete Anfang Dezember aufgrund der Winter-Situation eine gesonderte Website www.swissgrid.ch/winter in den vier Sprachen Deutsch, Französisch, Italienisch und Englisch ein. Auf dieser Website informierte Swissgrid über die aktuelle Beurteilung der Lage sowie deren Hintergründe und die umgesetzten Massnahmen. Es wurden auch die Präsentationen der Branchensitzungen und die Informationen zu den aktuellen Füllständen

und Szenarien der Speicherseen publiziert. Auf dieser Website hat Swissgrid insgesamt zwanzig Newsmeldungen veröffentlicht. Ein RSS-Feed ermöglichte es allen interessierten Kreisen, sich mittels dieser Newsmeldungen aus erster Hand über neue Entwicklungen informieren zu lassen.

Information zur Entspannung der Lage

Anlässlich der Sitzungen der Branchen-Arbeitsgruppe sowie auf der Winter-Website wurde regelmässig die neuste Einschätzung der Lage kommuniziert.

Am 23. Februar 2016 wies Swissgrid im Rahmen einer Medienmitteilung auf die sich abzeichnende Entspannung der Lage hin. Die Prognose für die weitere Entwicklung der Energie- und Netzsituation bis April 2016 war zu jenem Zeitpunkt aufgrund vorteilhafter Wetter- und Temperaturprognosen bis Anfang März günstig. Für eine umfassende Entwarnung war es jedoch noch verfrüht. Der Ausfall eines kritischen Betriebsmittels hätte die Nettoimportkapazität und gegebenenfalls die Produktion auf der 220-kV-Ebene reduzieren können. Eine unerwartete, länger andauernde Kälteperiode hätte zudem aufgrund höherer Netzlast und niedrigerer Importe zu gesteigerter Speicherproduktion und einem verstärkten Rückgang der immer noch unterdurchschnittlichen Füllstände der Speicherseen geführt.

Die umfassende Entwarnung für die Winter-Situation 2015/2016 erfolgte anlässlich der Jahresmedienkonferenz am 6. April 2016.

3. Eingeleitete Massnahmen zur Entspannung der Lage

3.1. Grundsätze und Grundlagen

Rechtliche Grundlagen

Swissgrid ist gemäss Art. 20 Abs. 1 des Bundesgesetzes über die Stromversorgung (StromVG) für den diskriminierungsfreien, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes verantwortlich. Die Sicherstellung der Energieversorgung hingegen ist gemäss Art. 4 Abs. 2 des Energiegesetzes (EnG) Sache der Energiewirtschaft. Die Versorgungsverantwortung kommt dabei insbesondere den Verteilnetzbetreibern in der Grundversorgung sowie den Lieferanten freier Endverbraucher zu.³

Gemäss Art. 20 Abs. 2 lit. c StromVG ordnet die nationale Netzgesellschaft bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs die notwendigen Massnahmen an. Sie regelt die Einzelheiten mit den Kraftwerksbetreibern, den Netzbetreibern und weiteren Beteiligten.

Gemäss Art. 5 Abs. 2 der Stromversorgungsverordnung (StromVV) vereinbart die nationale Netzgesellschaft 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.

Zusätzlich zu rein netzseitigen Massnahmen (z. B. Änderungen in der Netztopologie) zog Swissgrid auch gemischte netz- und energieseitige Massnahmen in Betracht, soweit sie aus netzseitigen Gründen ergriffen wurden. In diese Kategorie fällt beispielsweise die durchgeführte schrittweise Erhöhung der NTC-Werte am Norddach.

³ Eine ausführliche Erläuterung der Rollen und Verantwortlichkeiten für die Versorgungssicherheit findet sich im Bericht der ElCom zur «Versorgungssicherheit Winter 2015/16», Juni 2016, Kapitel 3.

Verfahrensweisen zur Bewältigung der Situation

Ausgehend von den gesetzlichen Grundlagen, gibt es verschiedene mögliche Verfahrensweisen zur Bewältigung einer angespannten Energie- und Netzsituation. Swissgrid hat von Beginn an drei Verfahrensweisen unterschieden:

1. Marktbasierte Lösungen
2. Massnahmen gemäss StromVG/StromVV zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit
3. Bewirtschaftung gemäss Bundesgesetz über die wirtschaftliche Landesversorgung (LVG)

Swissgrid hat alle möglichen Verfahrensweisen in Betracht gezogen und vorbereitet, aber prioritär die Verfahrensweisen «Marktbasierte Lösungen» sowie «Massnahmen gemäss StromVG/StromVV» verfolgt. Ziel war es, eine Bewirtschaftung gemäss LVG mit Verbrauchs- und Angebotslenkung abzuwenden.

Vorschläge für mögliche Massnahmen zur Entspannung der Lage wurden sowohl Swissgrid-intern als auch in der Branchen-Arbeitsgruppe gesammelt sowie gemeinsam mit den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern entwickelt. Die Massnahmen wurden in technischer, regulatorischer und wirtschaftlicher Hinsicht geprüft und mit den zuständigen internen und externen Verantwortlichen ausgearbeitet. Die Massnahmen wurden dabei gegen mögliche Varianten oder Alternativen abgewogen, in ihrer Verhältnismässigkeit bewertet, und es wurde eine Risikobeurteilung durchgeführt.

Verhältnismässigkeit

Die Bewältigung der Winter-Situation sowie der Einsatz von einzelnen Massnahmen richteten sich nach dem Grundsatz der Verhältnismässigkeit. Auf dieser Grundlage wurden verschiedene mögliche Massnahmen gegeneinander abgewogen. Beispielsweise wurde die befristete Reservierung von Redispatch-Energie in ausgewählten Kraftwerken einer NTC-Reduktion gegenübergestellt. Beide Massnahmen hätten in kritischen Netzsituationen eine Entlastung der stark beanspruchten Transformatoren ermöglicht. Die Reservierung von Redispatch-Energie wurde dank ihrer örtlichen präzisen Wirkung im Vergleich zur NTC-Reduktion als geeignetere und weniger markteinschränkende, somit im Ergebnis verhältnismässige Massnahme eingeschätzt. Eine NTC-Reduktion wäre mit höherer Unsicherheit betreffend ihre Wirksamkeit behaftet gewesen und hätte eine Einschränkung für alle Marktteilnehmer nach sich gezogen.

Gewisse Massnahmen wurden unmittelbar umgesetzt, während andere Massnahmen für den Fall einer Verschärfung der Lage vorbereitet wurden. Einige Massnahmen wurden gemeinsam mit den Partnern explizit als sogenannte Notmassnahmen definiert, die aufgrund ihrer Risiken (beispielsweise einer Entmaschung im Verteilnetz) nur in kritischen Situationen umgesetzt worden wären.

3.2. Netzseitige Massnahmen

Zur Bewältigung der Winter-Situation 2015/2016 wurden rund fünfzig netzseitige Massnahmen geprüft. Die Massnahmen umfassten sowohl technische Massnahmen (z. B. Umbau eines Wandlers) als auch topologische Massnahmen im Systembetrieb. Rund zwanzig Massnahmen davon wurden tatsächlich umgesetzt – entweder permanent, situativ, je nach Netzzustand und Lastflüssen, oder als Notmassnahme. Die wichtigsten Massnahmen (siehe Abbildung 5) werden im Folgenden erläutert.

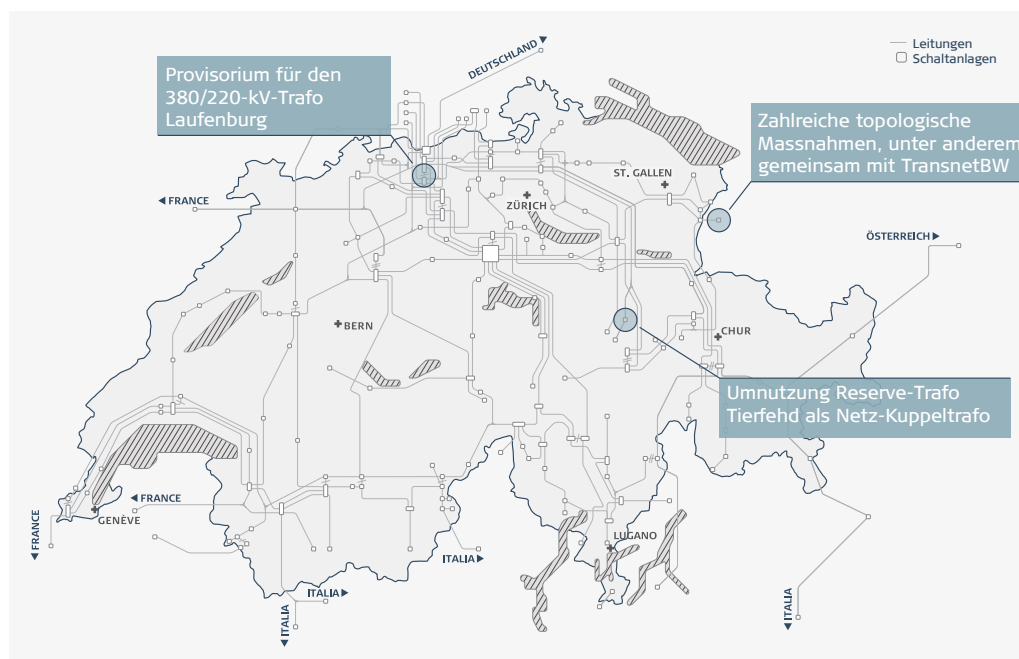


Abbildung 5: Übersicht über die netzseitigen Massnahmen

Provisorium für den 380/220-kV-Trafo Laufenburg

Wie in Kapitel 1.2 ausgeführt, verursachte die laufende Umstellung der Schaltanlage in Laufenburg von Freiluft- auf Gasisolation zusätzliche Herausforderungen für den Netzbetrieb. Aus diesem Grund wurde Mitte November entschieden, ein Provisorium für den 380/220-kV-Transformator 18 in Laufenburg zu erstellen. Nach erfolgter Genehmigung durch das Eidgenössische Starkstrominspektorat (ESTI) wurde der Transformator provisorisch mit der neuen gasisolierten Schaltanlage verbunden und konnte bereits am 3. Dezember 2015 in Betrieb genommen werden. Parallel zum Bau des Provisoriums wurden topologische Anpassungen mit Deutschland vorgenommen, um die sichere Anbindung des Raums Basel zu gewährleisten.

Dieses Provisorium ermöglichte eine Einspeisung von Laufenburg auf der 220-kV-Leitung in Richtung Beznau und entlastete damit die anderen Transformatoren sowie verschiedene 220-kV-Leitungen. Im April 2016 wurde das Provisorium zurückgebaut, und der Transformator wurde definitiv in die neue gasisolierte Schaltanlage eingebunden.

Umnutzung Reserve-Trafo Tierfehd als Netz-Kuppeltransformator

Zur Erhöhung der Transformatorkapazitäten zwischen der 380- und der 220-kV-Spannungsebene wurde Mitte Dezember 2015 der Reserve-Trafo Tierfehd des Kraftwerks Linth-Limmern als Netz-Kuppeltransformator in Betrieb genommen. Es wurde hierzu eine

Betriebsvereinbarung für den Dauerbetrieb erstellt. Die Inbetriebnahme entlastete die Transformatoren im Mittelland.

Topologische Massnahmen

Im Systembetrieb wurden zahlreiche topologische Massnahmen geprüft und je nach Netzsituation gemeinsam mit den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern umgesetzt. Topologische Massnahmen sind Änderungen der Verschaltungen von Leitungen, die Verbesserungen der Lastflusssituation bewirken.

Beispielsweise ermöglichten topologische Massnahmen in Werben und eine Trafo-Stufung in Bürs in Vorarlberg einen erhöhten Import von Österreich auf der 220-kV-Ebene ins Schweizer Rheintal. Diese Massnahmen wurden gemeinsam mit der Netzführung der TransnetBW auf Tagesbasis optimiert. Dies brachte eine merkliche Entlastung der 380/220-kV-Kuppeltransformatoren in der Nordschweiz.

Mit den Kraftwerken Oberhasli (KWO) wurde ein gerichteter Pumpbetrieb eingeführt, damit das Kraftwerk die Pumpenergie primär aus dem Tessin bezog. So konnte die Transformation in diesem Raum während des Pumpbetriebs entlastet werden.

Gewisse zusätzliche Massnahmen wurden als Notfallmassnahme vorbereitet, aber nicht eingesetzt, da sie mit Risiken beispielsweise für die Verteilnetzbetreiber verbunden gewesen wären. Hierzu zählte unter anderem ein möglicher Parallelbetrieb der 380/110-kV-Transformation Mettlen in Zusammenarbeit mit den Centralschweizerischen Kraftwerken (CKW).

Weitere netzseitige Massnahmen

Zusätzlich zu den erwähnten Massnahmen wurden zahlreiche weitere Massnahmen ergriffen, um die Netzsituation zu entspannen.

- » Die Ausserbetriebnahmeplanung für die Instandhaltung und die Projektierung von Leitungen wurde angepasst und restriktiv gehalten, um Ausserbetriebnahmen im Winter so weit als möglich zu vermeiden.
- » In Laufenburg wurde ein Messwandler ersetzt, der als schwächstes Bauteil in der Leitungskette einen Engpass darstellte. Die Leitungskapazität konnte somit nachhaltig erhöht werden.

3.3. Marktseitige Massnahmen

Wie in Kapitel 3.1. ausgeführt, war es Ziel von Swissgrid, die angespannte Energie- und Netzsituation soweit möglich mittels marktbasierter Massnahmen zu bewältigen. Entsprechend wurden marktseitig⁴ jene Massnahmen mit Priorität verfolgt, die zu einer Stärkung des Marktes respektive des Preissignals führten. Hierzu zählten beispielsweise die frühzeitige Beschaffung von Regelleistung sowie die Erhöhung der Preisobergrenzen für positive Tertiärregelenergie.

Wo sich eine marktbasierete Lösung nicht vollends umsetzen liess (z. B. für die knotenscharfe Reservierung von Redispatch-Energie), wurden die Marktgegebenheiten soweit möglich mitberücksichtigt (z. B. mittels einer marktorientierten Vergütung).

Markteinschränkungen wurden so gering wie möglich gehalten. Entsprechend wurde beispielsweise auf eine frühzeitige Beschränkung der Transite durch die Schweiz verzichtet. Diese Massnahme wurde aber für den möglichen Fall einer Verschärfung der Lage vorbereitet.

Die wichtigsten umgesetzten marktseitigen Massnahmen werden im Folgenden umrissen.

NTC-Erhöhung am Norddach

Aufgrund der zunehmend angespannten Netzsituation im Herbst 2015 sowie einiger geplanter Ausserbetriebnahmen war die Net Transfer Capacity (NTC) an den Grenzen zu Frankreich, Deutschland und Österreich im Oktober und November 2015 planmässig sukzessive reduziert worden. Ab dem 21. Dezember 2015 wurde diese Net Transfer Capacity (NTC) zu Peak-Zeiten dann wieder schrittweise erhöht. Die Erhöhung betrug im Vergleich zur ersten Hälfte Dezember 2015 zuerst 500 MW, später bis zu 1800 MW und wurde abhängig von der Netzsituation auf Tagesbasis umgesetzt. Die zusätzlich zur Verfügung gestellte Grenzkapazität wurde von den Marktteilnehmern weitgehend ausgenützt und ermöglichte damit, dass der Bedarf in der Schweiz mit zusätzlich importiertem Strom besser gedeckt werden konnte.⁵

Abbildung 6 illustriert die durchgeführte NTC-Erhöhung am Norddach für die beiden Monate Dezember und Januar 2016 sowie deren Ausnützung durch kommerzielle Lastflüsse. Die Erhöhung wurde in den Folgemonaten fortgesetzt.

⁴ Unter «marktseitigen Massnahmen» werden all jene Massnahmen verstanden, die einen Einfluss auf das Ergebnis von Angebot und Nachfrage auf den Märkten für Elektrizität oder Systemdienstleistungen aufweisen. Hierzu zählen auch Massnahmen, die die Marktkräfte einschränken (z. B. Beschränkung von Transiten) oder ausser Kraft setzen (z. B. generelles Exportverbot).

⁵ Die Umsetzung erfolgte in Abstimmung mit den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern; Einschränkungen ergaben sich beispielsweise bei hohen Windeinspeisungen in Deutschland.

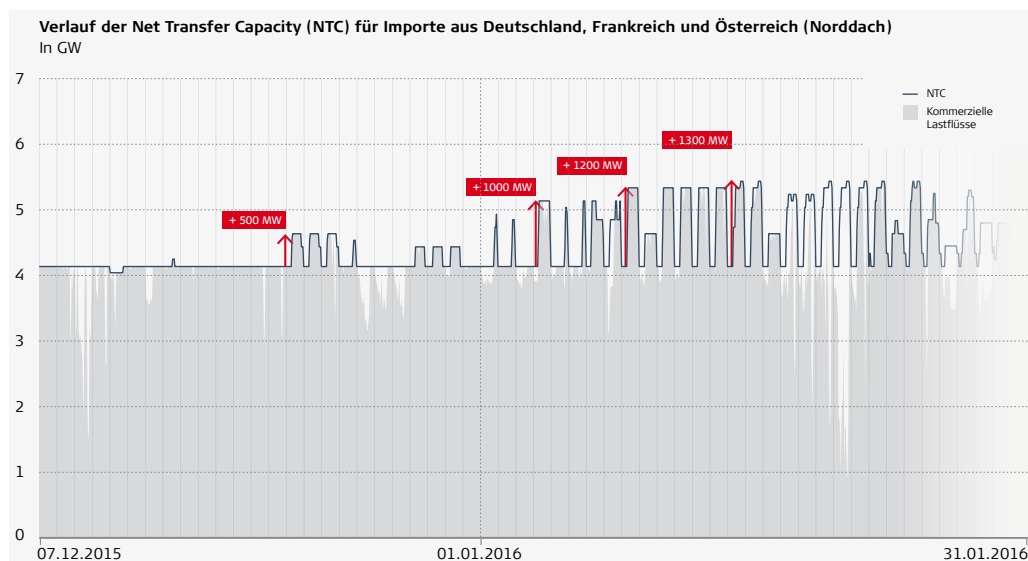


Abbildung 6: Schrittweise Erhöhung des NTC am Norddach ab Ende Dezember 2015

Aussetzen Monatsprodukte in Exportrichtung für die Monate Januar bis März 2016

Die Grenzkapazität wird im Rahmen von Jahres-, Monats- und Tagesauktionen sowie mittels Intraday-Auktionen respektive im Intraday-Handel vergeben. In Abstimmung mit den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern bot Swissgrid für die Monate Januar bis März keine Monatsprodukte in Exportrichtung an. Diese Massnahme betraf die Monatsauktionen beim Joint Allocation Office (JAO) für die Grenzen nach Deutschland, Österreich und Italien.

Mit der Herabsetzung der monatlich vergebenen Kapazitätsrechte stellte Swissgrid sicher, dass im Falle einer erforderlich werdenden Beschränkung der Exporte keine Kürzung der bereits vergebenen Kapazitätsrechte notwendig gewesen wäre. Die verfügbare Grenzkapazität wurde dem Markt stattdessen situativ in Tagesprodukten zur Verfügung gestellt. Diese Vergabe wurde täglich geprüft. Von einer allfälligen Kürzung dieser Kapazitäten musste Swissgrid keinen Gebrauch machen.

Resales von Kapazitäten, die in der Jahresauktion ersteigert wurden, waren gemäss den geltenden Auktionsregeln möglich.

Frühzeitige Beschaffung Regelleistungsprodukte

Die ordentliche Beschaffung für Regelleistungsprodukte erfolgt mittels wöchentlicher Ausschreibungen für die Folgewoche. Für Tertiärregelleistung finden zusätzlich auf Tagesbasis Ausschreibungen für Vier-Stunden-Intervalle des übernächsten Tages statt.

Im Rahmen der Winter-Situation war mit einer möglichen Verknappung der Speicherseereserven sowie – damit einhergehend – mit einer möglichen Verknappung des Angebots an SDL-Produkten zu rechnen. Um die Verfügbarkeit von Regelleistung während des ganzen Winters sicherzustellen, verfolgte Swissgrid daher zwei Überlegungen:

1. Swissgrid führte Risikoabwägungen durch, in welchem Umfang der bestehende Regelqualitätsanspruch gesenkt und somit der Einsatz von Speicherenergie geschont werden könnte.
2. Swissgrid beschaffte eine Mindestmenge der Regelleistungsprodukte Sekundärregelleistung (SRL) und Tertiärregelleistung (TRL) für die Monate Februar bis April 2016

frühzeitig. Die stufenweise Beschaffung, die die Wochenprodukte für die Kalenderwochen 5 bis 18 im Jahr 2016 umfasste, wurde in drei Tranchen Mitte Januar, Mitte Februar und Mitte März durchgeführt (siehe Abbildung 7).

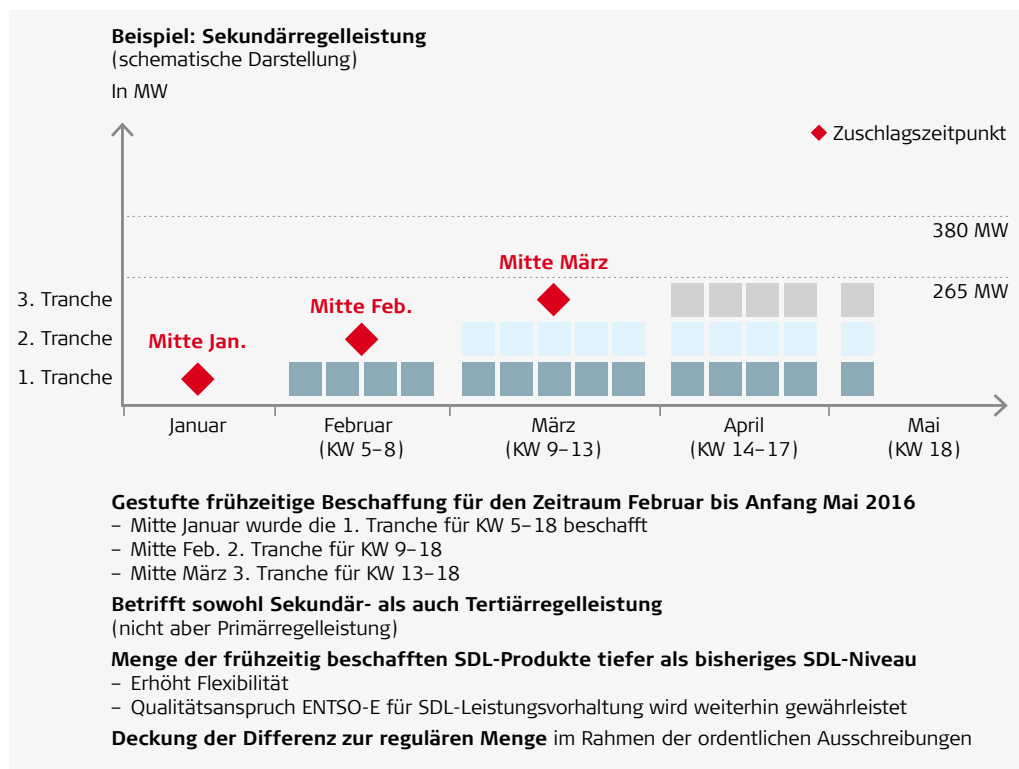


Abbildung 7: Frühzeitige Beschaffung Regelleistungsprodukte

Gemäss Operational Handbook «Policy 1: Load Frequency Control» gibt es mehrere Verfahren, die zur Bestimmung der Vorhaltemenge herangezogen werden können. Grundsätzlich referenziert Swissgrid auf den wahrscheinlichkeitsbasierten Ansatz («Probabilistic Risk Management Sizing Approach»), der statistisch berechnet, in wie vielen Stunden im Jahr der Netzregler am Anschlag wäre. Das Handbuch empfiehlt hierbei eine Schwelle von 0,2%. Unter den aktuellen Bedingungen ergibt sich daraus ein Bedarf von ca. 380 MW SRL sowie 430 TRL+ und 220 TRL-.

Im Rahmen der Winter-Situation hat sich Swissgrid im Rahmen einer Abwägung der Risiken entschieden, die Vorhaltemenge auf Basis eines alternativen Ansatzes zu berechnen, der Wurzelformel («Empiric Noise Management Sizing Approach»), aus der das Minimum der empfohlenen Leistungsvorhaltung resultiert. In diesem Fall ergeben die Vorhaltemengen für die Schweiz 265 MW SRL sowie 100 MW TRL+ und 100 MW TRL-. In der Winter-Situation 2015/2016 wurde die Differenz zu den gewöhnlichen Vorhaltemengen auf dem Wege der ordentlichen (kurzfristigen) Beschaffung gesichert. In einem Engpassfall hätte man sich auf die Mindestvorhaltemenge berufen mit der Folge einer höheren Defizitwahrscheinlichkeit von 2%. Die relative Zeitdauer, in der der Netzregler am Anschlag gewesen wäre, hätte sich jedoch über die Dauer eines Jahres wieder ausgeglichen.

Für die Winterperiode wurde entschieden, mittels einer frühzeitigen Beschaffung diese reduzierte Vorhalteleistung sicherzustellen. Da historisch betrachtet April und Anfang Mai die kritischsten Monate für die SDL-Beschaffung sind, wurde ein gestuftes Verfahren

gewählt, um in den entsprechenden Monaten die gewünschte Menge zu erreichen. In den Vormonaten Februar und März wurden lediglich Teilmengen gesichert. Aufgrund der Speicherseestände musste in diesen Monaten nicht mit einer Knappheit an SDL-Angeboten gerechnet werden. Die restliche Menge für die Erfüllung der Qualitätsanforderungen konnte so regulär beschafft werden.

Da sich die Lage schrittweise entspannte und keine Knappheit an SDL-Angeboten eintrat, wurden im Rahmen der wöchentlichen Ausschreibungen jeweils auch die restlichen Mengen bis zur Vorhaltemenge nach gewohnter Berechnungsmethode beschafft. Auf diese Weise konnte sichergestellt werden, dass in der angespannten Netzsituation die gewohnte Regelqualität beibehalten werden konnte und kein zusätzliches Risiko in Kauf genommen werden musste.

Befristete Reservierung von Redispatch-Energie

Redispatch ist eine energieneutrale operative (Echtzeit-)Massnahme zur Reduktion von Überlastungen von Transformatoren oder anderen Netzelementen. In einem Redispatch-Fall greift Swissgrid in den Kraftwerkseinsatz ein und weist einzelne Erzeugungseinheiten an, die Produktion hoch- beziehungsweise zurückzufahren. Damit eine solche Redispatch-Massnahme von den Kraftwerken erbracht werden kann, muss gewährleistet sein, dass sie über genügend Energie verfügen.

Aufgrund der angespannten Energie- und Netzsituation reservierte Swissgrid für die Monate Februar bis April 2016 in ausgewählten Kraftwerken definierte Energiemengen für Redispatch-Abrufe. Mit der vorgenommenen Reservierung stellte Swissgrid sicher, dass sie in den relevanten Kraftwerken während des ganzen Winters jederzeit auf genügend Energie zurückgreifen konnte, um die Transformatoren durch Redispatch-Massnahmen entlasten zu können.

Die Verträge mit den sieben betroffenen Kraftwerksbetreibern wurden Ende Januar 2016 unterzeichnet. Insgesamt betrug die reservierte Energiemenge in den zwölf betroffenen Kraftwerken 45 GWh im Februar, 30 GWh im März und 15 GWh im April. Basis für die Mengenbestimmung waren Erfahrungswerte der Vorjahresperioden, multipliziert mit einem Sicherheitsfaktor, der die angespannte Situation im Winter 2015/2016 mit häufigeren (N-1)-Verletzungen im Zeitraum Oktober bis Dezember 2015 reflektierte.

Die Vergütung erfolgte nach einem einheitlichen, marktorientierten Vergütungsmodell. Es wurde dabei zwischen einer Vergütung für reservierte und abgerufene Energie (Vergütung des Abrufs) und einer Vergütung für reservierte, aber nicht abgerufene Energie (Reservierungsprämie) unterschieden.

Die reservierte Energie wurde dank der fortschreitenden Entspannung der Lage nicht in Anspruch genommen.

Weitere marktseitige Massnahmen

Zu den weiteren marktseitigen Massnahmen zählten insbesondere die Publikation der maximalen Nettoimportkapazität, die Erhöhung der Preisobergrenzen für Tertiärregelenergie positiv sowie die Verschiebung des Live-Tests der koordinierten Day-Ahead-Kapazitätsberechnung für die norditalienische Grenze.

- » Ab Mitte Dezember publizierte Swissgrid auf ihrer Website regelmässig die für Importe in die Schweiz netztechnisch effektiv verfügbare Nettoimportkapazität. Aufgrund der tatsächlichen Lastflüsse im Schweizer Höchstspannungsnetz sowie der limitierten Transformatorenkapazität ist die Nettoimportkapazität häufig niedriger als die Summe der an den einzelnen Grenzen verfügbaren Importkapazitäten. Die Veröffentlichung dieser Information sollte den für die Versorgung mit Elektrizität verantwortlichen Bilanzgruppen somit eine Einschätzung ermöglichen, ob sie die für den Ausgleich ihrer Bilanzgruppe erforderlichen Energiemengen allenfalls über Importe decken können. Falls dies zum Zeitpunkt der Lieferung nicht der Fall wäre, kämen die von Swissgrid gemäss Bilanzgruppenvertrag (Allgemeine Bilanzgruppen-Regelungen § 8.2) festgelegten Ausgleichsenergiepreise zur Anwendung.
- » Mitte Dezember wurden die Preisobergrenzen für Tertiärregelenergie positiv auf 9999 EUR/MWh erhöht mit entsprechenden Auswirkungen auf den maximal möglichen Ausgleichsenergiepreis. Diese Massnahme hatte zum Ziel, die Anreize für die Ausgleichlichkeit von Bilanzgruppen weiter zu stärken.
- » Der ursprünglich für Mitte Dezember geplante Live-Test der koordinierten Day-Ahead-Kapazitätsberechnung für die norditalienische Grenze wurde auf Anfang Februar 2016 verschoben. Es konnten bereits Erkenntnisse aus der Winter-Situation 2015/2016 in die Ausgestaltung der neuen Berechnungsmethode integriert werden. Somit stellten die Übertragungsnetzbetreiber der norditalienischen Grenzen (RTE, Terna, APG, ELES) mit der Verschiebung sicher, dass das neue Berechnungsverfahren auch in einer möglichen kritischen Lage zu keiner Gefährdung der Systemsicherheit führt.

3.4. Entspannung der Lage

Ab Ende Dezember 2015 stellte sich eine schrittweise Entspannung der Energie- und Netzsituation ein. Diese wurde durch drei Faktoren begünstigt:

1. Netzseitige und marktseitige Massnahmen

Wie vorgängig ausgeführt, setzte Swissgrid in Zusammenarbeit mit der Branche und den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern zahlreiche netz- und marktseitige Massnahmen um. Dadurch konnte die Netzsituation stabilisiert werden. Gleichzeitig hatten die Massnahmen dank höherer Importe und niedrigerer Exporte auch einen positiven Effekt auf die Energiesituation.

2. Mildes, niederschlagsreiches Winterwetter

Die ungewöhnlich milden Temperaturen in diesem Winter führten zu einer Reduktion des Gesamtverbrauchs – nicht nur in der Schweiz, sondern auch in den Nachbarländern. Dank der häufigen Niederschläge ab Mitte Januar war zudem die Stromproduktion aus Laufwasserkraft höher als für die Jahresperiode üblich.

3. Wiederinbetriebnahme von Beznau 2

Seit der Wiederinbetriebnahme von Block 2 des Kernkraftwerks Beznau am 23./24. Dezember 2015 wurde ein Teil (360 MW) der fehlenden Bandenergie wieder ins 220-kV-Netz eingespeist. Darüber hinaus erhöhte die Wiederinbetriebnahme auch die Nettoimportkapazität dank einer gleichmässigeren Belastung der Kuppeltransformatoren.

All diese genannten Faktoren führten dazu, dass die Energieproduktion aus Speicherkraft seit Ende Dezember 2015 unterdurchschnittlich war. Im September, Oktober und teilweise im November hatte sie deutlich über dem Median der Vorjahre gelegen.

Wie in Abbildung 8 dargestellt, näherte sich deshalb der Füllstand der Speicherseen ab Ende Dezember 2015 dem Median der letzten zwanzig Jahre kontinuierlich an. Seit März 2016 bewegten sich die Füllstände praktisch wieder auf einem für die Jahreszeit normalen Niveau. Es musste jedoch planerisch weiterhin mit einem erneuten Abfall der Speicherseen bei einer möglichen Kältewelle oder bei einem Ausfall eines wichtigen Betriebsmittels gerechnet werden.

Glücklicherweise blieb die Schweiz von solchen Ereignissen verschont. Mitte April wurde der 20-jährige Median wieder überschritten. Die ursprüngliche Abweichung zum Median von ~1,2 TWh im Dezember wurde damit vollständig wettgemacht.

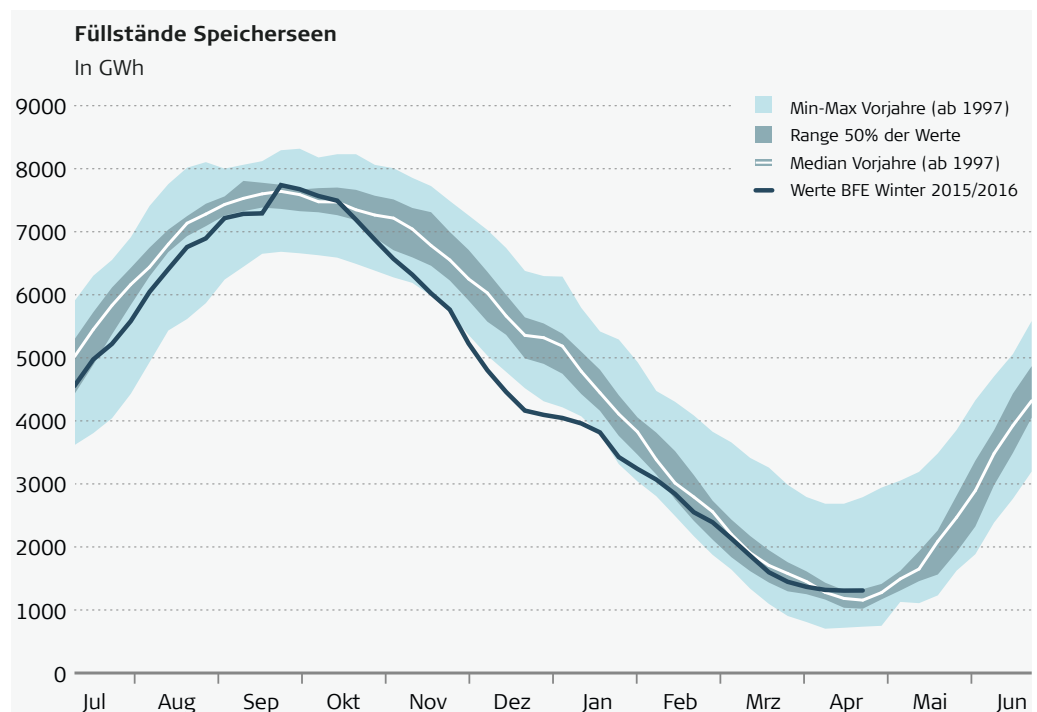


Abbildung 8: Tatsächliche Entwicklung Füllstand Speicherseen

4. Mittelfristmassnahmen als Vorbereitung für die Zukunft

4.1. Identifizierter Handlungsbedarf

Netzausbau realisieren

Netzseitig hat die Winter-Situation 2015/2016 heute bestehende Engpässe bei den Transformatorenkapazitäten zwischen der 380-kV- und der 220-kV-Spannungsebene aufgezeigt. Diese Engpässe können nur in beschränktem Masse durch eine vorgezogene oder zusätzliche Beschaffung von Transformatoren behoben werden. Eine Transformierung 380/220 kV bringt nur dann eine Verbesserung der Netzstabilität und der Versorgungssicherheit, wenn an den Unterwerken 220-kV- und 380-kV-Spannungsebenen zusammentreffen. Deshalb braucht es zusätzlich zu neuen Transformatoren auch die entsprechenden Leitungen in den jeweiligen Spannungsebenen. Ohne Bau von 380-kV-Leitungen wie beispielsweise zwischen Bassecourt und Mühleberg, Beznau und Mettlen oder Chamoson–Chippis–Bickigen oder Chippis–Lavorgo kann keine Transformierung 380/220 kV stattfinden. In den vergangenen Jahren führten die komplexen und langwierigen Genehmigungsverfahren immer wieder dazu, dass wichtige Projekte stark verzögert wurden oder sogar komplett neu aufgesetzt werden mussten.

Die angespannte Energie- und Netzsituation im Winter 2015/2016 hat die Dringlichkeit des Netzausbaus unterstrichen. Im «Strategischen Netz 2025» hat Swissgrid das Netz geplant, das die Schweiz unter Berücksichtigung der Energiestrategie 2050 bis 2025 braucht. Die vorgesehenen Massnahmen müssen unverzüglich umgesetzt werden können. Nur so können die exzellente Versorgungssicherheit und der damit verbundene Wettbewerbsvorteil für die Schweizer Wirtschaft langfristig gewährleistet werden. Swissgrid zählt auf die Unterstützung der Bundesbehörden, der Politik und der Bevölkerung, damit die Netzbauprojekte rasch realisiert werden können. Eine weitere Verzögerung der im «Strategischen Netz 2025» vorgesehenen Massnahmen würde potenziell zu einer Verschlechterung der Versorgungssicherheit führen.

Verantwortlichkeiten schärfen

Die Diskussionen zur Winter-Situation haben gezeigt, dass die Rollen und Verantwortlichkeiten der verschiedenen Akteure (Verteilnetzbetreiber, Bilanzgruppen, Übertragungsnetzbetreiberin usw.) zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit gegenwärtig auf verschiedene Akteure verteilt und nicht immer eindeutig definiert und abgegrenzt sind. Es fehlt ebenfalls eine Institution mit einer Gesamtübersicht über das Monitoring der Versorgungssicherheit. Swissgrid ist für den stabilen Netzbetrieb verantwortlich, nicht aber für die Sicherstellung einer ausreichenden Energieversorgung. Diese liegt in der Verantwortung der Verteilnetzbetreiber, Energielieferanten respektive Bilanzgruppen. Gewisse Akteure wiesen diese Verantwortung für die Energieversorgung für den Fall einer Mangellage von sich. Eine Gesamtverantwortung fehlt demzufolge seit der Marktöffnung und der damit einhergehenden Entbündelung des Übertragungsnetzes.

Im Rahmen der «Arbeitsgruppe Winter 2015/2016» sind bezüglich der im StromVG und in anderen Gesetzen, Verträgen und Branchenrichtlinien⁶ definierten Verantwortungsbereiche und Rollen insbesondere die folgenden Fragen aufgetaucht:

1. Wer trägt die Verantwortung für die Energieverfügbarkeit?
2. Sollen Systemdienstleistungen (SDL) über eine Andienpflicht oder über langfristige Verträge gesichert werden?
3. Wie soll Swissgrid NTCs bestimmen und kommunizieren?
4. Welche weiteren marktrelevanten Informationen soll Swissgrid diskriminierungsfrei allen Marktakteuren zur Verfügung stellen?
5. Wann, durch wen und zu welchem Preis sollen manuelle Lastabwürfe eingesetzt werden?
6. Auf welcher gesetzlichen Basis kann Swissgrid für das Reporting der Versorgungslage an die Wirtschaftliche Landesversorgung (WL) die Daten der Stauseen einfordern, die für die WL ausschlaggebend sind für die Auslösung von OSTRAL-Massnahmen?
7. In welchem Masse ist die Schweiz bereit, ihren Energiebedarf mittels Importen zu decken?

Ursprünglich resultieren die aufgetretenen Fragen daraus, wer für die kurz- bis mittelfristige Energieverfügbarkeit verantwortlich ist (Frage 1). Als Ergebnis der diesbezüglichen Unklarheit ergibt sich eine Reihe von Fragen bezüglich der Abgrenzung zwischen den Verantwortungsbereichen von Swissgrid und der Branche (Fragen 2 bis 6). Analog zu Frage 1 besteht auf der längerfristigen Zeitachse die grundsätzliche Fragestellung, in welchem Masse die Schweiz bereit ist, ihren Energiebedarf mittels Importen zu decken (Frage 7).

4.2. Netzseitige Mittelfristmassnahmen

Zur kurzfristigen Erhöhung der Transformatorenkapazität beschafft Swissgrid den im «Strategischen Netz 2025» geplanten zusätzlichen Transformator für Beznau vorzeitig. Ziel ist es, den Transformator noch im Winter 2016/2017 in Betrieb zu nehmen.

Im Rahmen der Realisierung des «Strategischen Netzes 2025» werden weitere vorgezogene Beschaffungen geprüft, so zum Beispiel für den Standort Mühleberg. Ein weiterer

⁶ Stromversorgungsverordnung (StromVV), Bundesgesetz über die wirtschaftliche Landesversorgung (LVG), Balancing-Konzept Schweiz und Bilanzgruppenverträge.

Hebel zur Sicherung der Kapazität ist die Fertigstellung der geplanten Leitungen als Voraussetzung für weitere Transformatoren. Das grösste Risiko dabei sind die Genehmigungsverfahren. Um Verzögerungen zu vermeiden, wird Swissgrid die Anwohner und alle anderen Stakeholder möglichst frühzeitig einbeziehen. Zudem setzt Swissgrid auf eine optimierte Koordination mit dem BFE sowie den anderen Behörden.

Bei den existierenden Transformatoren prüft Swissgrid, ob Potenzial zu einer weiteren Optimierung ihres Betriebs besteht. Erstes Resultat ist der Entscheid zum Umbau ausgewählter längsgeregelter Transformatoren auf Schrägregelung. Damit wird eine verbesserte Ausnutzung der vorhandenen Transformator Kapazität angestrebt.

Im Weiteren prüft Swissgrid Möglichkeiten zur Optimierung der Lastflussmodellierung, um den Netzbetrieb zu optimieren und mögliche kritische Situationen noch besser einschätzen zu können.

4.3. Marktseitige Mittelfristmassnahmen

Zur Klärung der vorgängig aufgeführten Fragen betreffend Rollen und Verantwortlichkeiten für die Versorgungssicherheit hat Swissgrid in Abstimmung mit der ElCom und dem BFE eine Branchen-Arbeitsgruppe «Verantwortung Versorgungssicherheit Elektrizität» eingesetzt. Eine zentrale Fragestellung ist dabei der Austausch der zur Wahrnehmung der Verantwortung benötigten Informationen. Ziel ist es, bis im Herbst 2016 entsprechende Lösungsvorschläge zu entwickeln. Diese Vorschläge dienen als Grundlage für kurzfristige Optimierungen der bestehenden Vertragsverhältnisse im Rahmen des StromVG und der StromVV.

Es ist auch zu klären, auf welcher gesetzlichen Basis Swissgrid für das Reporting der Versorgungslage an die Wirtschaftliche Landesversorgung (WL) die Daten der Stauseen einfordern kann. Der von der WL bei Swissgrid beauftragte regelmässige Bericht ist Basis für die Auslösung bzw. für den Antrag an den Bundesrat von OSTRAL-Massnahmen. Im Falle einer schwerwiegenden Energiemangellage kann die WL beim Bundesrat die Umsetzung von Bewirtschaftungsmassnahmen beantragen. Zu den notwendigen Daten für die Verfolgung der Versorgungslage gehören auch die kraftwerksscharfen Füllstände der Speicherseen.

Für den manuellen Lastabwurf soll in Abstimmung mit der Branche eine Verankerung in den Regularien erreicht werden.

Weitere Massnahmen auf der Marktseite sind Regeln für Situationen mit zu wenig Liquidität im Markt für Systemdienstleistungen (SDL-Notkonzept), die Einführung eines integrierten TSO-Marktes sowie eine schnellere Validierung der Abrechnungsdaten der Bilanzgruppen. Im integrierten TSO-Markt sollen die bisher getrennten Segmente Tertiärregelung sowie Redispatch zusammengeführt werden. Damit würde die gesamte Flexibilität, die nach dem Spotmarkt noch verfügbar ist, in den gleichen Markt eingebracht. Swissgrid erwartet von dieser Massnahme eine höhere Liquidität und einheitliche Prozesse. Die schnellere Validierung der Abrechnungsdaten der Bilanzgruppen ist eine

der von Swissgrid verfolgten Stossrichtungen, um das Risiko aus nicht ausgeglichenen Bilanzgruppen zu reduzieren.

Zudem plant Swissgrid, nach entsprechender Abstimmung marktrelevante Daten aus dem Übertragungsnetz diskriminierungsfrei allen Betroffenen zur Verfügung zu stellen.

Damit möglichst viele der marktseitigen Massnahmen bereits für den kommenden Winter 2016/2017 umgesetzt werden können, setzt Swissgrid auf eine intensive Abstimmung mit der Branche und den Behörden.

5. Fazit und Ausblick

Anfang Dezember 2015 erwartete Swissgrid aufgrund einer Verkettung besonderer Umstände für den Winter 2015/2016 eine angespannte Energie- und Netzsituation. Gemeinsam mit der Branche sowie den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern wurden in der Folge zahlreiche netz- und marktseitige Massnahmen umgesetzt, die zu einer Entspannung der Situation beitrugen.

Gleichzeitig entwickelten sich auch alle Risikofaktoren positiv:

- » Der Winter 2015/2016 war überdurchschnittlich mild. Dies galt nicht nur für die Schweiz, sondern insbesondere auch für Italien und Frankreich. Entsprechend waren die Lastflüsse nach Italien und Frankreich niedriger als in anderen Jahren.
- » In den Monaten Januar und Februar 2016 wurden für die Jahreszeit überdurchschnittlich viele Niederschläge verzeichnet. Dies führte zu einer erhöhten Produktion von Bandenergie aus Laufwasserkraft.
- » Der Block 2 des Kernkraftwerks Beznau konnte am 23./24. Dezember 2015 plangemäss wieder in Betrieb genommen werden. Dadurch stieg die Einspeisung auf der 220-kV-Ebene um 360 MW. Zusätzlich erhöhte sich dank einer gleichmässigeren Belastung der Kuppeltransformatoren auch die Nettoimportkapazität, was höhere Importe in die Schweiz ermöglichte.
- » Die Schweiz blieb von anderen unvorhersehbaren Ereignissen, wie Unwettern, Ausfall eines kritischen Betriebsmittels oder einer mehrwöchigen Kältewelle, verschont.

Die ergriffenen Massnahmen führten gemeinsam mit dieser günstigen Entwicklung der Risikofaktoren dazu, dass sich die angespannte Situation nachhaltig entspannte und Swissgrid Anfang April 2016 eine umfassende Entwarnung für den Winter 2015/2016 kommunizieren konnte.

Gleichzeitig hat die Winter-Situation jedoch Handlungsbedarf aufgezeigt, den es auf verschiedenen Ebenen kurz- und mittelfristig anzugehen gilt. Nur so kann die sichere Versorgung der Schweiz mit Elektrizität, insbesondere in den Wintermonaten, auch in Zukunft jederzeit gewährleistet werden. Dabei sind Nutzen und Kosten verschiedener Massnahmen gegeneinander abzuwägen und auf ihre volkswirtschaftliche Effizienz hin zu untersuchen.

Im «Strategischen Netz 2025» hat Swissgrid das Netz geplant, das die Schweiz unter Berücksichtigung der Energiestrategie 2050 bis 2025 benötigt. Dabei wurde berücksichtigt, dass die zwei Kernkraftwerke Mühleberg und Beznau mittelfristig wegfallen werden und an diesen Netzknoten keine Einspeisung ins 220-kV-Netz mehr stattfinden wird. Deshalb sieht das «Strategische Netz 2025» zusätzliche Transformatoren in Mühleberg,

Beznau, Chippis, Mörel und Romanel vor. Die Dringlichkeit einer zügigen Implementierung der damit verbundenen Bauvorhaben wurde durch die Winter-Situation bestätigt. Hierzu ist insbesondere eine Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für den Bau neuer Leitungen erforderlich. Denn eine Transformierung ist nur dann möglich, wenn in den Unterwerken 220-kV- und 380-kV-Spannungsebenen zusammentreffen.

Gewisse Aspekte des «Strategischen Netzes 2025», allen voran die zeitliche Staffelung der geplanten Transformatorenbeschaffungen, werden im Lichte der Winter-Situation nochmals neu geprüft. Der kurzfristige Effekt eines Ausfalls der beiden Blöcke im KKW Beznau war in dieser Mittelfristplanung noch nicht berücksichtigt. Deshalb hat Swissgrid nun eine Repriorisierung der Transformatoren-Beschaffungen in Beznau und Mühleberg vorgenommen. Parallel dazu werden die Arbeiten vorangetrieben, um die Spannungserhöhung der Leitung Bassecourt–Mühleberg von 220 kV auf 380 kV auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Transformators in Mühleberg anzustreben. Zurzeit werden verschiedene Optionen für eine beschleunigte Umsetzung geprüft.

Neben der zügigen Realisierung des «Strategischen Netzes 2025» ist eine Klärung der Rollen und Verantwortlichkeiten für die Versorgungssicherheit zentral. Die Winter-Situation hat gezeigt, dass in den heute geltenden gesetzlichen und vertraglichen Regelungen gewisse Unschärfen und Lücken bestehen. Diese gilt es auszuräumen, damit die exzellente Versorgungssicherheit und der damit verbundene Wettbewerbsvorteil für die Schweizer Wirtschaft auch in Zukunft jederzeit gewährleistet sind.

Wenn es gelingt, in den kommenden Jahren sowohl das «Strategische Netz 2025» in die Realität umzusetzen als auch die Verantwortlichkeiten der verschiedenen Akteure eindeutig zu klären, dann hat die Winter-Situation 2015/2016 über ihre unmittelbare Bewältigung hinaus nachhaltig Positives bewirkt.

Swissgrid AG

Dammstrasse 3
Postfach 22
CH-5070 Frick

Werkstrasse 12
CH-5080 Laufenburg

Route des Flumeaux 41
CH-1008 Prilly

Via Sciupina 6
CH-6532 Castione

Bahnhofstrasse 37
CH-7302 Landquart

Untere Zollgasse 28
CH-3072 Ostermundigen

Grynaustrasse 21
CH-8730 Uznach

Tel. +41 58 580 21 11
Fax +41 58 580 21 21

info@swissgrid.ch
www.swissgrid.ch