

Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2016

Bericht der ElCom

Bern, Juni 2016

Inhaltsverzeichnis

Management Summary	4
1 Einleitung	6
1.1 Gesetzliche Grundlage und Auftrag	6
1.2 Verantwortlichkeiten für die Versorgungssicherheit	6
1.3 Definition Stromversorgungssicherheit	9
1.4 Methodik zur Überwachung der Stromversorgungssicherheit	10
1.5 Grundlagen zum Zusammenspiel von Produktion und Netzkapazität	13
1.6 Aufbau des Berichts	15
2 Netze	17
2.1 Systemführung	17
2.1.1 Netzbelastung N-1 im Übertragungsnetz	18
2.1.2 Regelqualität	19
2.1.3 Frequenz- und Spannungshaltung	20
2.2 Netzverfügbarkeit	21
2.2.1 Nationale Redispatchmassnahmen	21
2.2.2 Internationale Redispatchmassnahmen	22
2.2.3 Versorgungsunterbrechungen	23
2.3 Netzzustand	24
2.3.1 Netzengpässe Übertragungsnetz	24
2.3.2 Ausfalldauer aufgrund betrieblicher Ereignissen im Verteilnetz	25
2.4 Netzentwicklung	26
2.4.1 Netzausbau Übertragungsnetz	26
2.4.2 Investitionen ins Übertragungsnetz und ins Verteilnetz	29
3 Produktion	31
3.1 Kraftwerkskapazität	32
3.1.1 Entwicklung der Produktionsleistung	32
3.1.2 Leistungsreserven	33
3.1.3 Elektrizitätsbilanz der Schweiz	35
3.2 Stromimportmöglichkeit	37
3.2.1 Winterimportabhängigkeit der Schweiz	37
3.2.2 Grenzüberschreitende Importkapazität	40
3.2.3 Elektrizitätsbilanz der Nachbarländer	41
3.3 Investitionen in zukünftige Kraftwerke	45
3.3.1 Zukünftige Produktionskapazitäten	45
3.3.2 Ausbau der erneuerbaren Energien	46
3.3.3 Zukünftige Leistungsreserven der Schweiz	47
4 Kosten und Tarife	48
4.1 Netz- und Energietarife	49
4.1.1 Regionale Tarifunterschiede von Haushalten	49
4.1.2 Regionale Tarifunterschiede von Industrien	51
4.1.3 Internationaler Strompreisvergleich für Industrien	53
4.2 Stromkostenanteil am Haushaltsbudget	54
4.2.1 Regionale Unterschiede	54
5 Umfeld	55
5.1 Rechtliche Grundlagen	55
5.1.1 Auswirkungen des EU-Rechts auf die Schweiz	55
5.1.2 Strategie Stromnetze	56
5.1.3 Cyber Security	57
5.1.4 Kostendeckende Einspeisevergütung	57

5.2	Effizienter Stromeinsatz.....	60
5.2.1	Stromverbrauch pro BIP-Einheit.....	60
5.2.2	Stromverbrauch pro Kopf	62
6	Fazit.....	63
6.1	Beurteilung Bereich Netz.....	63
6.2	Beurteilung Bereich Produktion	65
6.3	Beurteilung Bereich Umfeld.....	66
6.4	Massnahmen nach Artikel 9 StromVG	67
6.4.1	Verstärkung und Ausbau Elektrizitätsnetz	67
6.4.2	Beschaffung von Elektrizität	67
6.4.3	Steigerung der Energieeffizienz	67
6.4.4	Entscheid.....	67
7	Anhang	68
7.1	Allgemeine Abkürzungsverzeichnis.....	68
7.2	Physikalische Abkürzungen.....	68
7.3	Glossar	69
7.4	Literaturverzeichnis	72

Management Summary

Die Eidgenössische Elektrizitätskommission ECom ist gemäss Artikel 22 Absätze 3 und 4 Stromversorgungsgesetz (StromVG) für die Überwachung der Versorgungssicherheit zuständig. Zeichnet sich mittel- oder langfristig eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgungssicherheit ab, unterbreitet die ECom dem Bundesrat Massnahmen nach Artikel 9 StromVG (Steigerung der Effizienz der Elektrizitätsverwendung, Beschaffung von Elektrizität, Verstärkung und Ausbau von Elektrizitätsnetzen). Für die Beurteilung der Versorgungssicherheit stützt sich die ECom auf ein umfassendes Monitoring mit zahlreichen Beobachtungsgrössen in den Bereichen Stromnetze, Produktion, Kosten und Tarife sowie Umfeld ab. Der Schwerpunkt der Beurteilung liegt auf einem mittelfristigen Zeitraum (3-5 Jahre).

Aufgrund der Auswertung der relevanten Beobachtungsgrössen kommt die ECom zum Schluss, dass die Stromversorgungssicherheit mittelfristig als sicher zu beurteilen ist. Während die Dimensionen Preise und Tarife in Bezug auf die Versorgungssicherheit als unkritisch beurteilt werden, sieht die ECom insbesondere in den Bereichen Stromnetze und Produktion Handlungsbedarf. Die Erkenntnisse des Bereichs Umfeld fliessen direkt in die Bereiche Stromnetze und Produktion ein.

Versorgungssicherheit im Übertragungsnetz

Die wichtigsten Beobachtungsgrössen in der Systemführung des Übertragungsnetzes haben sich über die letzten fünf Jahre stabil bis leicht positiv entwickelt. Am kritischsten in Bezug auf die Versorgungssicherheit ist aktuell, wie *leistungsfähig* das Übertragungsnetz betrieben werden kann, um ungeplante und geplante Produktionslücken in der Schweiz zu kompensieren.

Mit dem «Strategischen Netz 2025» identifizierte Swissgrid im April 2015 neun Netzprojekte, deren Realisierung eine wichtige Grundlage für die Versorgungssicherheit im Jahr 2025 bilden soll. Erste Erkenntnisse aus der Versorgungssituation im Winter 2015/16 haben dazu geführt, dass Swissgrid die Ausbauvorhaben Ende 2015 neu priorisierte. Mit Blick auf die Versorgungssicherheit liegt der Fokus insbesondere auf folgenden Vorhaben:

- neuer Transformator zwischen der 380- und 220-Kilovoltebene in Beznau
- Kapazitätserweiterung beim Transformator zwischen der 380- und 220-Kilovoltebene in Laufenburg
- neuer Transformator zwischen der 380- und 220-Kilovoltebene in Mühleberg
- Spannungserhöhung auf 380-Kilovolt zwischen Bassecourt und Mühleberg

Die Möglichkeit, auf Stromimporte zurückgreifen zu können, ist insbesondere im Winterhalbjahr wichtig. Nähern sich die Pegelstände der Speicher im Frühling ihrem jährlichen Minimum, ist die Verfügbarkeit der Importoption besonders relevant. Da ein Grossteil des importierten Stroms über das 380-Kilovoltnetz in die Schweiz fliesst, ist eine ausreichende Transformatorenkapazität unabdingbar, um den Strom von der 380-Kilovoltnetzebene auf die tieferen Spannungsebenen herunterzutransformieren und für die inländische Versorgung bereitzustellen. Die voraussichtlichen Engpässe beim Import können durch den Ausbau an den Knoten Laufenburg und Beznau am effizientesten reduziert werden. Die Realisierung des Transformators in Mühleberg ist kritischer, da diese Transformierung von der Spannungsumstellung der Leitung von Bassecourt nach Mühleberg auf 380-Kilovolt abhängig ist. Verzögerungen bei diesem Projekt erhöhen deshalb die Risiken der tendenziell zunehmenden Importabhängigkeit.

Der Statusbericht der Netzerweiterungsvorhaben zeigt, dass viele Leitungsprojekte auf Ebene des Übertragungsnetzes zurzeit in Plangenehmigungsverfahren blockiert sind. Aktuell ist zu erwarten, dass die beiden Leitungszüge Chamoson-Chippis und Bickigen-Chippis aufgrund von Einsprachen mit Verspätung in Betrieb gehen. Dies verzögert auch die Inbetriebnahme des Transformators zwischen der 380- und 220-Kilovoltebene in Chippis. Die beiden Leitungszüge im Wallis werden zudem benötigt, um die Energie des neuen Pumpspeicherkraftwerks Nant de Drance vollumfänglich abführen zu können.

Versorgungssicherheit im Verteilnetz

Die Versorgungssicherheit im Verteilnetz ist als sehr gut zu bezeichnen. Die Netzverfügbarkeit erreichte im Verteilnetz in den vergangenen sechs Jahren eine sehr hohe Qualität. Dies geht auch aus den offiziellen Angaben des Council of European Energy Regulators (CEER) hervor. CEER publiziert jedes Jahr einen Ländervergleich.

Im Weiteren kann festgestellt werden, dass die Netzinvestitionen die Abschreibungen deutlich übersteigen. Daher erachtet die EICom den Netzerhalt im Verteilnetz als angemessen.

Versorgungssicherheit bei der Produktion

Der Schweizer Kraftwerkpark weist neben den Grundlastkraftwerken über einen hohen Anteil an Spitzenlastkraftwerken auf. Das ist auch der Grund, weshalb der Schweizer Kraftwerkpark in einer Leistungsbetrachtung grundsätzlich als ausreichend bezeichnet werden kann.

Eine Beurteilung des Schweizer Kraftwerkparks basierend auf einer Energiebetrachtung zeigt ein tendenziell zunehmendes Risiko. Die Leistung des Schweizer Kraftwerkparks ist nur dann nutzbar, wenn die notwendige Primärenergie zur Verfügung steht. Treiber für dieses Risiko sind:

- reduzierte Abflussmenge in Flüssen verringert Produktion der Laufwasserkraftwerke im Winter
- niedrige Pegelstände in den Speicherseen während den Frühlingsmonaten
- ungeplante Ausserbetriebnahmen von Grundlastkraftwerken (wie z.B. Beznau 2015/16)
- nur teilweise Substitution von Grundlast durch neue Produktionskapazität in der Schweiz
- beschränkte Importkapazität

Gemäss dem Bericht des Pentalateralen Energy Forums (PLEF) zum «Generation Adequacy Assessment» soll die Versorgungssicherheit der Schweiz aufgrund der guten Anbindung an das europäische Stromnetz trotz Stilllegung des Kernkraftwerks Mühleberg bis zum Winter 2020/21 gewährleistet sein. Über einen längerfristigen Zeitraum werden auch die restlichen Kernkraftwerke ausser Betrieb genommen, womit in der Schweiz eine jährliche Produktionsmenge von rund 25 Terawattstunden bzw. eine Grundlastleistung von rund 3.3 Gigawatt wegfällt. Ob die erneuerbaren Energien die Kernkraftwerke ersetzen können, lässt sich heute nur schwer abschätzen. Da sich aufgrund der aktuellen Grosshandelspreise neue fossile Kraftwerke auch in der Schweiz nicht rentabel betreiben lassen und die Realisierbarkeit von Fördermodellen im grossen Massstab fraglich ist, dürfte sich die Importabhängigkeit in der Stromversorgung der Schweiz erhöhen.

Eine erhöhte Importabhängigkeit ist aus Sicht der Versorgungssicherheit dann vertretbar, wenn die mit ihr verbundenen Risiken als tragbar beurteilt werden können. Dazu zählen zum Beispiel die Verfügbarkeit ausreichender Transportkapazität sowie der Zugang zu liquiden Märkten. Ersteres kann theoretisch durch einen bedarfs- und zeitgerechten Ausbau des Übertragungsnetzes inklusive Transformatoren zwischen der 380- und 220-Kilovoltenebene bewerkstelligt werden. Theoretisch deshalb, weil der Zeitbedarf für Ausbauvorhaben in der Realität gross ist. Die verfügbare Netzkapazität hängt aber auch von exogenen Faktoren wie der Infrastruktur im Ausland, dem Marktdesign und den künftigen Lastflüssen im europäischen Verbundnetz ab. Besonders hervorzuheben sind dabei die strukturellen Engpässe in Deutschland: die Grundlastkraftwerke (in Süddeutschland) werden primär durch Windenergieanlagen im Norden substituiert. Inwiefern die notwendigen Netzausbauten von Norden nach Süden realisierbar sind, wird sich weisen. Vor dem Hintergrund der weiteren Ausserbetriebnahmen von Grundlastkraftwerken im Süden Deutschlands scheint fraglich, inwiefern Deutschland in der Lage sein wird, in kritischen Phasen Exporte im Süden zu gewährleisten oder gar zu erhöhen.

Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit ist bei der Importabhängigkeit darauf hinzuweisen, dass die Chancen (günstige Preise, Flexibilität) gegenüber den Risiken (Volatilität, physischer Engpass) sorgfältig abzuwägen sind. Diese Abwägungen sind nicht nur durch die Versorgungsunternehmen bei der operativen Risikobewirtschaftung vorzunehmen, sondern sind auch bei der Ausgestaltung der gesetzlichen Rahmenbedingungen als wesentliche Grundlage für die Rentabilität von Grund- und Mittellastkraftwerken in der Schweiz mit zu berücksichtigen.

1 Einleitung

1.1 Gesetzliche Grundlage und Auftrag

Gemäss Artikel 22 Absätze 3 und 4 des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) ist die EICom für die Überwachung der Stromversorgungssicherheit zuständig. Das heisst, die EICom beobachtet und überwacht die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in allen Landesteilen. Sie überprüft zu diesem Zweck insbesondere den Zustand, Unterhalt und Ausbau 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 EICom dem Bundesrat Vorschläge für Massnahmen nach Artikel 9 StromVG (Art. 22 Abs. 4 StromVG). Die Kompetenzen des Bundesrats umfassen dabei Massnahmen zur Steigerung der Effizienz bei der Elektrizitätsverwendung, Massnahmen zur Beschaffung von Elektrizität und Ausbau der Erzeugungskapazitäten sowie Massnahmen zur Verstärkung und zum Ausbau von Elektrizitätsnetzen (Art. 9 Abs. 1 StromVG). Im Rahmen ihrer allgemeinen Vollzugskompetenz (Art. 22 Abs. 1 StromVG) überwacht die EICom zudem die Einhaltung der stromversorgungsrechtlichen Bestimmungen zur Versorgungssicherheit durch die verantwortlichen Akteure.

Basierend auf den gesetzlichen Aufträgen erstellte die EICom ein Monitoring zur Beurteilung der mittel- bis langfristigen Stromversorgungssicherheit. Die aus dem Monitoring abgeleiteten Schlussfolgerungen werden alle zwei Jahre in Form eines Stromversorgungssicherheitsberichts mit den betroffenen Akteuren vertieft sowie der Öffentlichkeit zugänglich gemacht. Die EICom ist bestrebt, ihr Monitoring zur Stromversorgungssicherheit mit anderen Ämtern und Institutionen bestmöglich abzustimmen und die Auswertungen und Analysen soweit möglich auf öffentlich zugänglichen Daten abzustützen.

1.2 Verantwortlichkeiten für die Versorgungssicherheit

Die Stromversorgung ist ein komplexes System, in welchem verschiedenste Akteure auf vielfältige Weise miteinander verknüpft sind. Die zeitliche Dimension reicht von Millisekunden für die Primärregelung bis zu einigen Dekaden für die Amortisationsdauer von Kraftwerken und Transportinfrastrukturen. Rechtliche, ökonomische, technische sowie politische Fragestellungen stehen dabei in gegenseitigen Abhängigkeiten. Die Abbildung 1 zeigt vereinfacht die Beziehungen der verschiedenen Akteure, die in den Prozess der Stromversorgung involviert sind.

Bund und Kantone

Bund und Kantone sorgen mit geeigneten staatlichen Rahmenbedingungen dafür, dass die Energiewirtschaft die Energieversorgung im Gesamtinteresse optimal erfüllen kann (Art. 4 Abs. 2 Energiegesetz, EnG) [1]¹.

Bund und Kantone legen die Rahmenbedingungen für die Kraftwerke der Schweiz fest [2]². Die Kantone haben die «Wasserhoheit» und sind somit für die Konzessionen der Wasserkraftwerke zuständig. Weiter bezeichnen die Kantone die Netzgebiete der auf ihrem Gebiet tätigen Netzbetreiber (Art. 5 Abs. 1 StromVG) [3].

¹ Siehe Nummer in Abbildung 1

² WRG, KEG, GSchG, StromVG, CO₂-Gesetz, USG, EnG (siehe Abkürzungsverzeichnis)

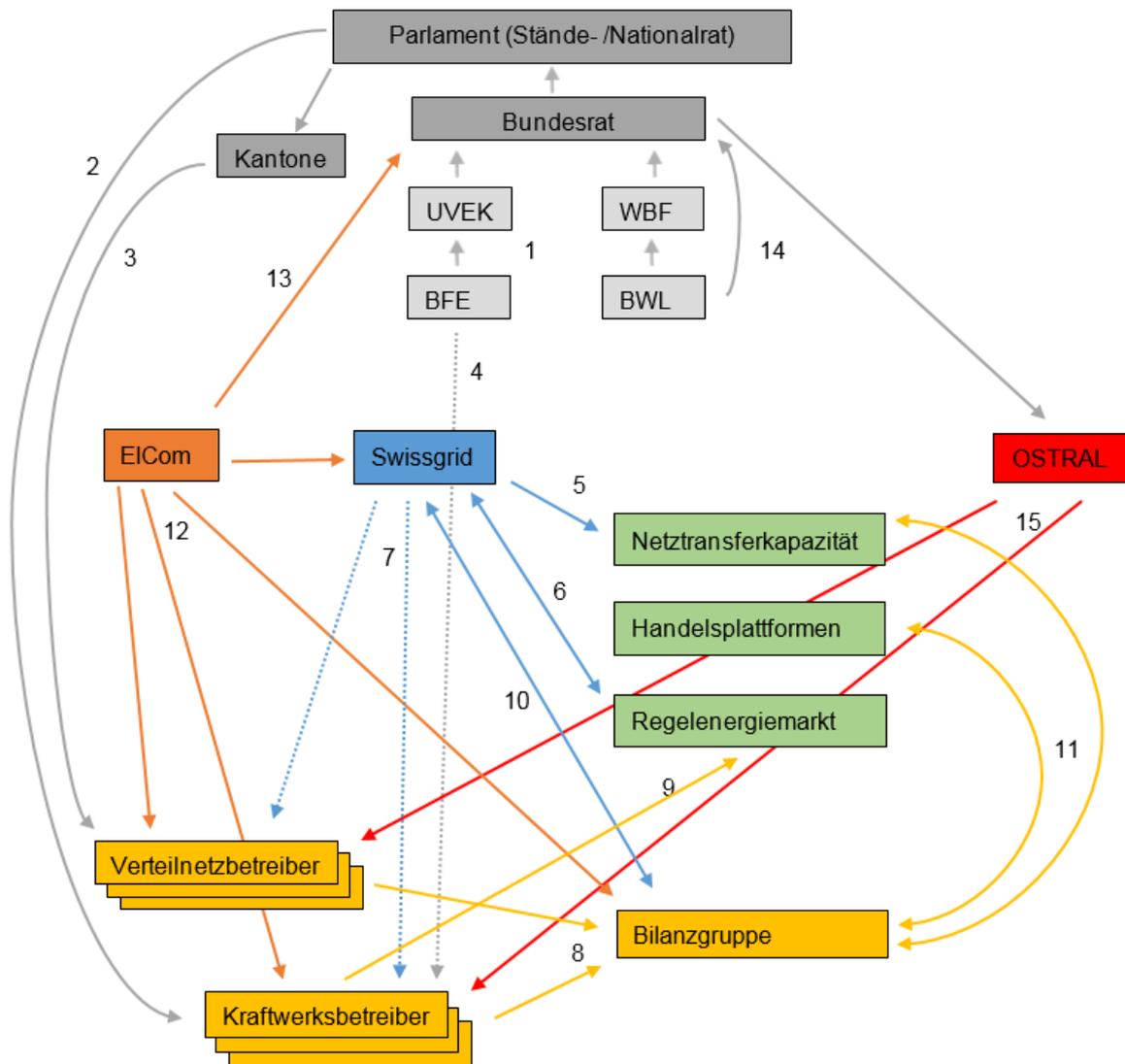


Abbildung 1: Vereinfachte Darstellung der Beziehungen von Akteuren in der Stromversorgung (Quelle: ECom)

Gemäss Artikel 8 Absatz 1 des Wasserrechtgesetzes (WRG) bedarf es für die Ableitung von Wasser und für die Abgabe der aus einem Gewässer erzeugten elektrischen Energie ins Ausland einer Bewilligung durch das Departement Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK. Diese Bestimmung wird derzeit jedoch nicht vollzogen [4].

Die Kompetenz für die Bewilligung neuer Transportinfrastruktur ist ebenfalls auf Stufe Bund geregelt: Die Festlegung eines Korridors für eine Leitung des Übertragungsnetzes fällt in die Kompetenz des Bundesrates. Baubewilligungen werden vom Eidgenössischen Starkstrominspektorat ESTI erteilt, wobei bei umstrittenen Vorhaben die Federführung ans Bundesamt für Energie BFE übergeht.

Swissgrid

Swissgrid sorgt 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 (Art. 20 Abs. 1 StromVG) [5]. Zudem ist Swissgrid für das Bilanzmanagement verantwortlich und stellt die weiteren Systemdienstleistungen einschliesslich der Bereitstellung von Regelenergie sicher [6]. Die zu diesem Zweck benötigten Kraftwerkskapazitäten sind nach transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen (Art. 20 Abs. 2 Bst. b StromVG).

Bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs ordnet Swissgrid die notwendigen Massnahmen an und regelt die Einzelheiten mit den Kraftwerksbetreibern, den Netzbetreibern und weiteren Beteiligten (Art. 20 Abs. 2 Bst. c StromVG). Wird eine Anordnung von Swissgrid nicht befolgt, kann diese auf Kosten des Adressaten der Anordnung eine Ersatzmassnahme treffen [7]. Für die Erfüllung ihrer Aufgaben kann Swissgrid im Einzelfall bei der EICom die Enteignung beantragen (Art. 20 Abs. 4 StromVG).

Präventiv vereinbart Swissgrid mit den Netzbetreibern, Erzeugern und den übrigen Beteiligten auf einheitliche Weise die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu treffenden Massnahmen. Dazu gehören insbesondere eine Regelung des automatischen Lastabwurfs sowie der Produktionsanpassung bei Kraftwerken im Fall einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs (Art. 5 Abs. 2 StromVV).

Verteilnetzbetreiber/Kraftwerksbetreiber

Verteilnetzbetreiber treffen die erforderlichen Massnahmen, damit sie in ihrem Netzgebiet den festen Endverbrauchern und denjenigen, die auf den Netzzugang verzichten, jederzeit die gewünschte Menge an Elektrizität mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen liefern können (Art. 6 Abs. 1 StromVG).

Jeder Ein- und Ausspeisepunkt von Verteilnetz- und Kraftwerksbetreibern muss einer einzigen Bilanzgruppe zugeordnet werden. Eine Bilanzgruppe ist ein rechtlicher Zusammenschluss von Teilnehmern am Elektrizitätsmarkt, um gegenüber Swissgrid eine gemeinsame Mess- und Abrechnungseinheit innerhalb der Regelzone Schweiz zu bilden (Art. 4 Abs. 1 Bst. e^{bis} StromVG; Art. 23 Abs. 1 StromVV) [8].

Kraftwerksbetreiber können sich wiederum am Regelenenergiemarkt beteiligen und dafür sorgen, dass Swissgrid den stabilen Netzbetrieb gewährleisten kann [9]. Zusammen mit Swissgrid und den übrigen Beteiligten treffen die Verteilnetz- und Kraftwerksbetreiber vorbereitende Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs (Art. 5 Abs. 1 StromVV) [7].

Bilanzgruppen

Die Bilanzgruppen sind die eigentlichen Marktakteure im Energiehandel. Sie sind gegenüber Swissgrid vertraglich verpflichtet, ihre Bilanz ausgeglichen zu halten. Die Bilanzgruppe handelt ihre Energie über Börsenplattformen und ersteigert sich die entsprechenden grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten, falls sie Energie aus dem Ausland bezieht [11].

Ist die Bilanz einer Bilanzgruppe unausgeglichen, stellt Swissgrid den betreffenden Bilanzgruppen die Kosten für die Ausgleichsenergie individuell in Rechnung. Sie legt die Preise für die Ausgleichsenergie so fest, dass ein Anreiz besteht, gesamtschweizerisch Regelenenergie und Regelleistung effizient einzusetzen und Missbräuche zu verhindern (Art. 15a StromVG).

Swissgrid legt in Richtlinien die Mindestanforderungen an die Bilanzgruppen nach transparenten und diskriminierungsfreien Kriterien fest und schliesst mit jeder Bilanzgruppe einen Vertrag ab. Im Weiteren hat jede Bilanzgruppe einen beteiligten Teilnehmer zu bezeichnen, der die Bilanzgruppe gegenüber der Swissgrid und Dritten vertritt (Art. 23 Abs. 2-4 StromVV) [10].

Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom

Die EICom überwacht die Einhaltung des Stromversorgungsgesetzes, trifft die Entscheide und erlässt Verfügungen, die für den Vollzug des Gesetzes und der Ausführungsbestimmungen notwendig sind (Art. 22 Abs. 1 StromVG) [12]. Mit dieser allgemeinen Vollzugskompetenz ist die EICom für den Vollzug sämtlicher Normen im Stromversorgungsgesetz und der Ausführungsgesetzgebung zuständig, welche die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und die dazugehörigen Aufgaben der verschiedenen Akteure zum Inhalt haben.

Die EICom beobachtet und überwacht ausserdem die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in allen Landesteilen. Zeichnet sich mittel- oder langfristig eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgungssicherheit ab, unterbreitet die EICom

dem Bundesrat Vorschläge für Massnahmen nach Artikel 9 (Art. 22 Abs. 3-4 StromVG). Die Massnahmen nach Artikel 9 StromVG umfassen Massnahmen zur Steigerung der Effizienz bei der Elektrizitätsverwendung, Massnahmen zur Beschaffung von Elektrizität und Ausbau der Erzeugungskapazitäten sowie Massnahmen zur Verstärkung und zum Ausbau von Elektrizitätsnetzen (Art. 9 Abs. 1 StromVG) [13].

Bei Bedarf kann Swissgrid zur Erfüllung ihrer Aufgaben im Einzelfall bei der EICom die Enteignung beantragen (Art. 20 Abs. 4 StromVG). Weigert sich ein Netzbetreiber, ein Erzeuger oder einer der übrigen Beteiligten, mit Swissgrid eine Vereinbarung über die zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu treffenden Massnahmen abzuschliessen (insbesondere eine Regelung des automatischen Lastabwurfs sowie der Produktionsanpassung bei Kraftwerken im Fall einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs), verfügt die EICom den Vertragsabschluss (Art. 5 Abs. 2-3 StromVV) [12].

Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung

Das Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung BWL erhebt allgemeine Daten zur Beurteilung der Risiken für die Versorgung des Landes mit lebenswichtigen Gütern und Dienstleistungen und analysiert laufend die Versorgungslage. Der Bereich Energie beobachtet und analysiert laufend die Entwicklung der Versorgung des Landes mit Energie (Art. 2 Abs. 1 und Art. 4 Abs. 1 der Verordnung über die Vorbereitungsmassnahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung vom 2. Juli 2003 [SR 531.12]; Art. 53 Abs. 2 des Landesversorgungsgesetzes LVG). Kann die Wirtschaft die Versorgung nicht gewährleisten und reichen dazu auch die Förderungsmassnahmen des Bundes nicht aus, kann der Bundesrat nach Art. 28 Abs. 1 LVG, wenn nötig und bis zur Behebung schwerer Mangellagen für bestimmte lebenswichtige Güter, Vorschriften erlassen [14]:

- b. über die Mengen für die Erzeugung, die Verarbeitung, die Verteilung und den Verbrauch;
- c. über die Verminderung des Verbrauchs;
- e. über die Beschränkung der Ausfuhr.

Der Bundesrat beauftragt anschliessend, gestützt auf Art. 52 und 55 LVG, den Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE mit Ostral zur Behebung der Mangellage [15].

Ostral

OSTRAL ist die Organisation für Stromversorgung in ausserordentlichen Lagen. Sie wird beim Eintreten einer Strommangellage auf Anweisung des Bundesamts für wirtschaftliche Landesversorgung aktiv.

1.3 Definition Stromversorgungssicherheit

In der Botschaft vom 3. Dezember 2004 zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und zum Stromversorgungsgesetz (BBl, 2005) ist Versorgungssicherheit folgendermassen definiert:

«Die Versorgungssicherheit ist dann gewährleistet, wenn jederzeit die gewünschte Menge an Energie mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen im gesamten Stromnetz erhältlich ist.»

Trotz dieser vermeintlich klaren Definition ist die Versorgungssicherheit operativ schwierig zu messen. Vorgaben wie «jederzeit», «erforderliche Qualität» oder «angemessene Tarife» werden insbesondere bei einer angespannten Versorgungssituation ganz anders interpretiert als bei einer normalen Versorgungslage.

Die für die EICom relevanten Systemgrenzen bei der Überwachung der Versorgungssicherheit ergeben sich aus den gesetzlichen Aufgaben nach Artikel 22 Absätzen 3 und 4 StromVG sowie aus der Definition der Versorgungssicherheit. Der Fokus der Überwachung der Versorgungssicherheit liegt hauptsächlich bei der zeitlichen Entwicklung der einzelnen Beobachtungsgrössen. Das Monitoring bezieht sich somit eher auf die systematischen, sich allmählich entwickelnden und oft strukturellen Veränderungen, die sukzessive zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit führen können. Die aktuellen, absoluten Werte der Beobachtungsgrössen spielen in diesem Bericht eine untergeordnete Rolle.

1.4 Methodik zur Überwachung der Stromversorgungssicherheit

Das Konzept zur Überwachung der Stromversorgungssicherheit wurde auf der Basis des gesetzlichen Auftrags (Art. 22 Abs. 3 und 4 StromVG) und der Definition der Stromversorgungssicherheit erstellt. Die vier Beobachtungsbereiche Netze, Produktion, Kosten und Tarife sowie Umfeld sind – wie bereits im Bericht zur Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2014 – auch in dieser Version die Basis für die einzelnen Beobachtungsgrössen.

Um die Beurteilung der Beobachtungsbereiche weiter zu operationalisieren, wurde jeder Beobachtungsbereich auf die relevanten Beobachtungsdimensionen heruntergebrochen. Als Resultat ergaben sich elf Beobachtungsdimensionen. Um die einzelnen Beobachtungsdimensionen beurteilen zu können, wurden zur Quantifizierung dimensionsspezifische Beobachtungsgrössen definiert. In Tabelle 1 sind die oben erwähnten Zusammenhänge der Beobachtungsgefässe dargestellt.

Beobachtungsbereich	Beobachtungsdimension	Beobachtungsgrösse
Netze	Systemführung	Simulierte Netzbelastung N-1 im ÜN
		Regelqualität
		Frequenz- und Spannungshaltung
	Verfügbarkeit	Einschränkung Produktion
		Einschränkung Grenzkapazität
		Versorgungsunterbrechungen
	Netzzustand	Betriebliche Ausfälle
		Netzengpässe
	Netzentwicklung	Netzausbau Übertragungsnetz
		Netzinvestitionen
Produktion	Kraftwerkskapazität	Entwicklung der Produktionsleistung
		Leistungsreserven
		Elektrizitätsbilanz der Schweiz
	Stromimportmöglichkeiten	Winterimportabhängigkeit der CH
		Grenzüberschreitende Importkapazität
		Exportmöglichkeiten Nachbarländern
	Investition in zukünftige Kraftwerke	Zukünftige Produktionsleistung
		Zukünftige Leistungsreserven
Ausbau der erneuerbaren Energien		
Kosten und Tarife	Netz- und Energietarife	Regionale Tarifunterschiede
		Internationaler Strompreisvergleich
	Stromkosten für Haushaltsbudget	Regionale Unterschiede
Umfeld	Rechtliche Grundlagen	Auswirkungen EU-Recht auf CH
		Strategie Stromnetze
		Cyber Security
		Kostendeckende Einspeisevergütung
	Effizienter Stromeinsatz	Stromnachfrage pro BIP-Einheit
		Stromnachfrage pro Kopf

Tabelle 1: Beobachtungsgefässe des Monitorings zur Stromversorgungssicherheit

Eine Beobachtungsgrösse oder Beobachtungsdimension, die sich nachhaltig entgegen der Stromversorgungssicherheit entwickelt, gefährdet diese. In diesem Fall würde die Ursache der Gefährdung anschliessend mit den entsprechenden Partnern diskutiert und mögliche Lösungsansätze zu deren Behebung abgeleitet werden.

Eine erste Priorisierung der verschiedenen Beobachtungsdimensionen in Bezug auf das Risiko für die Stromversorgungssicherheit wurde anhand der Eintretenswahrscheinlichkeit und des Schadenspotenzials vorgenommen (Abbildung 2). Diese Triage wurde erstmals im Februar 2012 aufgrund der damals vorliegenden Informationen aus den bisherigen Arbeiten der ECom, den damals zur Verfügung stehen-

den Daten und den damaligen Erkenntnissen aus der nicht systematischen Beobachtung einzelner Beobachtungsdimensionen und Beobachtungsgrössen vorgenommen. Beobachtungsdimensionen, welche entweder bei der Eintretenswahrscheinlichkeit oder dem Schadenpotenzial einen Wert gleich oder grösser «Mittel» erreichten, wurden bei der Überwachung der Stromversorgungssicherheit besonders beachtet. Im Bericht zur Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2014 galten folgende Beobachtungsdimensionen als «zu beobachten»: 1. Systemführung; 2. Netzverfügbarkeit; 4. Netzentwicklung; 6. Importmöglichkeiten; 7. Investitionen in Kraftwerke; 11. rechtliche Grundlagen.

Im Dezember 2015 wurden für den Stromversorgungssicherheitsbericht 2016 diese Risiken neu beurteilt. Die Neubeurteilung ergab, dass die Gefährdung für die Stromversorgungssicherheit grundsätzlich noch von denselben Beobachtungsdimensionen wie im Bericht 2014 ausgeht. Zusätzlich hinzugekommen ist die Beobachtungsdimension 5. Kraftwerkskapazität (siehe Abbildung 2).

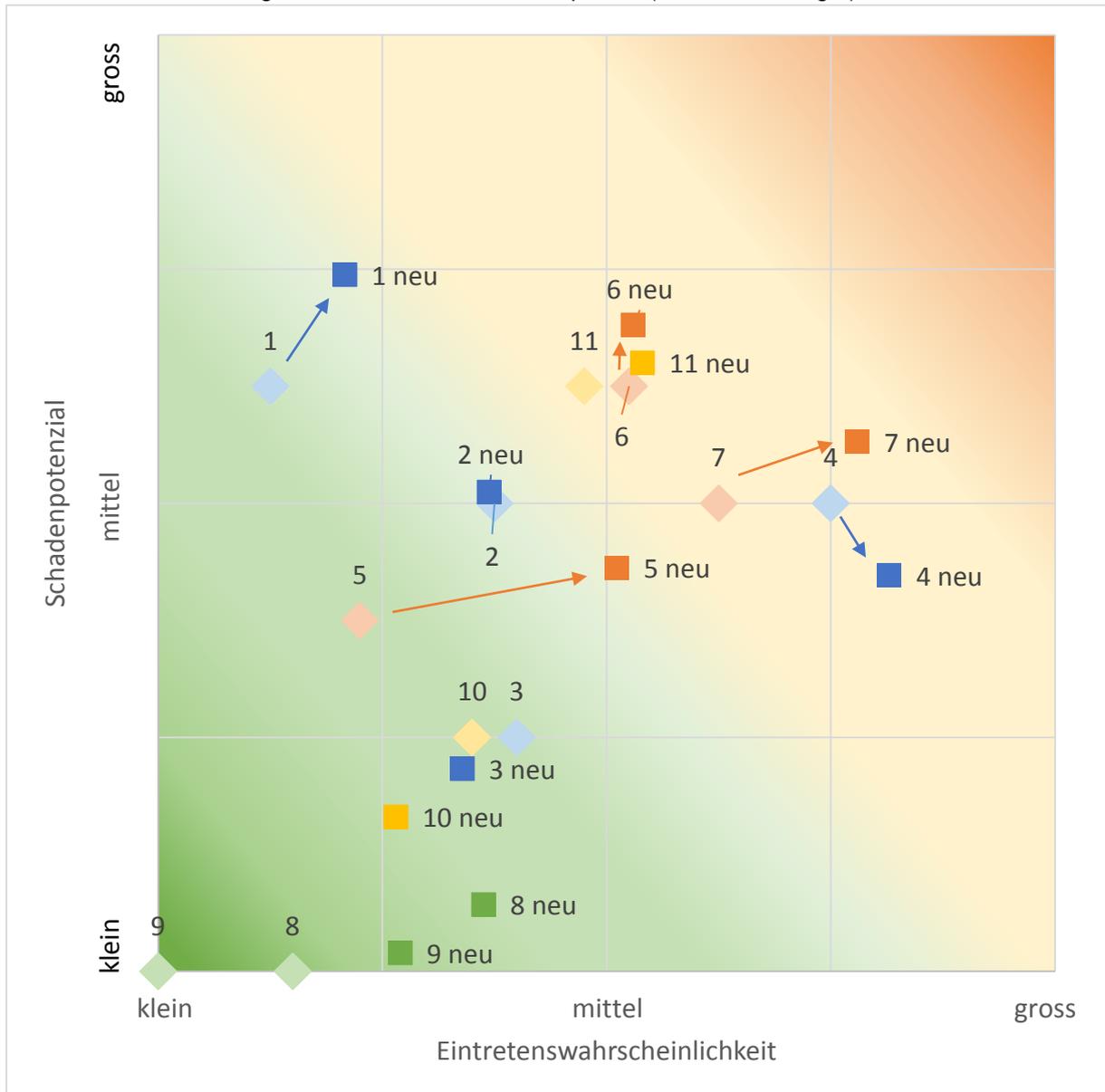


Abbildung 2: Risikomatrix der Beobachtungsdimensionen (Quelle: EICOM)

Legende

Bereich Netze	Bereich Produktion	Bereich Kosten & Tarife	Bereich Umfeld
1. Systemführung	5. Kraftwerkskapazität	8. Netz- und Energietarife	10. Stromeffizienz
2. Netzverfügbarkeit	6. Importmöglichkeit	9. Anteil an HH Budget	11. Rechtliches Umfeld
3. Netzzustand	7. Ausbau KW-Kapazität		
4. Netzentwicklung			

Eine grosse Veränderung – im Hinblick auf Schadens- und/oder auf Eintretenswahrscheinlichkeit – haben gegenüber dem letzten Bericht folgende Dimensionen erfahren:

1. Systemführung

Vor dem Hintergrund der potenziell reduzierten Verfügbarkeit von Produktionskapazität auf den Spannungsebenen unterhalb von 380 Kilovolt (längerer Ausfall Kernkraftwerk Beznau sowie reduzierte Wasserführung 2015) hat aufgrund des zusätzlichen Importbedarfs die Engpassrelevanz der Kuppeltransformatoren zwischen den 380- und 220-Kilovoltenebenen zugenommen. Die simulierte N-1-Belastung im Übertragungsnetz ist dabei die limitierende Grösse für die dem Handel zur Verfügung stehende Importkapazität. Das Risiko der Systemführung ist somit inhaltlich verknüpft mit dem erhöhten Risiko der Importmöglichkeit (6) im Bereich Produktion.

4. Netzentwicklung

Im «Strategischen Netz 2025» definierte Swissgrid die Netzprojekte, welche aus ihrer Sicht im Jahr 2025 für eine sichere Stromversorgung benötigt werden. In den vergangenen zehn Jahren wurden auf Stufe des Übertragungsnetzes drei Leitungsprojekte realisiert. Um die Voraussetzung für eine ausreichende Stromversorgung zu schaffen, müssen notwendige Leitungsprojekte inklusive der Kuppeltransformatoren zwischen den 380- und 220-Kilovoltenebene zeitnah realisiert werden können. Da zurzeit viele Projekte in Bewilligungsverfahren blockiert sind, weist die EICom der Beobachtungsgrösse Netzentwicklung neu eine leicht höhere Eintretenswahrscheinlichkeit zu.

6. Stromimportmöglichkeit

In den 80er- und 90er-Jahren wurde die Versorgungssicherheit durch die Wahrscheinlichkeit eines Nettoimports im Winterhalbjahr definiert. Bei einer so definierten Versorgungssicherheit von 95 Prozent wird unterstellt, dass in einem von 20 Wintern der inländische Strombedarf nicht mit den eigenen Erzeugungsanlagen gedeckt werden kann und dass in 19 von 20 Winterhalbjahren ein Nettoexportüberschuss entsteht. Dieser Indikator ist in den letzten zwei Jahren von 30 Prozent auf 20 Prozent gesunken. Dies bedeutet, dass die statistische Importabhängigkeit in den vergangenen Winterhalbjahren weiter zunahm und auch in Zukunft davon auszugehen ist, dass insbesondere der Ersatz von Bandenergie durch Produktion aus Photovoltaikanlagen tendenziell weiter zunehmen wird und sich dadurch die Importabhängigkeit der Schweiz erhöhen könnte. Das Schadenpotenzial wird deshalb gegenüber dem letzten Bericht leicht höher eingeschätzt.

7. Ausbau Kraftwerkskapazität

Die Ziele der Energiestrategie 2050 sehen vor, dass die Kernkraftwerke durch neue erneuerbare Energie wie Photovoltaikanlagen, Windenergieanlagen, Geothermie und Biomassenutzung ersetzt werden. Eine nicht zeitgerechte Erfüllung der Ausbauziele der Energiestrategie 2050 hätte zur Folge, dass die fehlende Strommenge aus erneuerbarer Energie entweder durch Gaskombikraftwerke oder durch Importe gedeckt werden müssten. In den letzten zwei Jahren sind die Grosshandelspreise auf dem Grosshandelsmarkt weiter gesunken. Dies reduziert die Rentabilität nicht subventionierter Kraftwerke oder verteuert die Subvention neuer Kraftwerke in der Schweiz. Das Risiko, den Ausbaufahrplan für die Substitution der 25 Terawattstunden nicht einhalten zu können, hat sich deshalb im Vergleich zu 2014 leicht erhöht.

11. Rechtliches Umfeld

Das Risiko der zunehmenden Importabhängigkeit bei der Stromversorgung erhöht die Relevanz eines stabilen Rechtsrahmens, der auch Belange des Verbundbetriebs regelt. Die Sistierung der Verhandlungen zu einem Stromabkommen zwischen der Schweiz und der Europäischen Union erhöht das Risiko, dass sich die Unsicherheiten beim rechtlichen Umfeld nachteilig auf die Investitionssicherheit, den Marktzugang und damit auf die Versorgungssicherheit auswirken.

1.5 Grundlagen zum Zusammenspiel von Produktion und Netzkapazität

Das Schweizer Stromnetz besteht insgesamt aus sieben Netzebenen. Dazu gehören neben dem Übertragungsnetz, den überregionalen Verteilnetzen, den regionalen Verteilnetzen und den lokalen Verteilnetzen auch die drei dazwischen liegenden Transformatorebenen, die den Strom von einer höheren Spannungsebene auf eine tiefere Spannungsebene (oder umgekehrt) transformieren. Auf Stufe des Übertragungsnetzes ist das Stromnetz auf den Ebenen, die mit 220- und 380-Kilovolt betrieben werden, mit dem Ausland verbunden. Dies erlaubt es der Schweiz bei einer Über- bzw. Unterdeckung, die überschüssige Energie ins Ausland zu exportieren bzw. die fehlende Energie vom Ausland in die Schweiz zu importieren.

Die Schweiz ist insgesamt über alle vier Landesgrenzen durch 38 Leitungen mit dem ausländischen Stromnetz verbunden. 19 grenzüberschreitende Leitungen werden mit einer Spannung von 380-Kilovolt, 17 Leitungen mit einer Spannung von 220-Kilovolt und zwei Leitungen mit einer Spannung von unter 150-Kilovolt betrieben (ENTSO-E, 2016a). Wie aus der Abbildung 3 hervorgeht, speisen die verschiedenen Kraftwerke in der Schweiz ihre Energie in Abhängigkeit der Leistung des Kraftwerksblocks auf unterschiedlichen Netzebenen ein. Auf Stufe des Übertragungsnetzes sind dies hauptsächlich die Kernkraftwerke sowie die grossen Speicherkraftwerke. Auf der überregionalen Verteilnetzebene speisen hauptsächlich die grossen Laufwasserkraftwerke ein, auf der regionalen und lokalen Netzebene die kleineren Wasserkraftwerke sowie die Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Damit die Leistung bzw. die Energie, welche auf den verschiedenen Spannungsebenen eingespeist wurden, anschliessend die Endverbraucher erreicht, sind entsprechende Transformatoren nötig. Diese befinden sich nicht nur auf Netzebene 2, Netzebene 4 und Netzebene 6, sondern teilweise auch innerhalb der Netzebene, wie beispielsweise im Übertragungsnetz zwischen der 380- und der 220-Kilovoltzebene oder im überregionalen Verteilnetz zwischen der 150- und der 60-Kilovoltzebene. Eine sichere Stromversorgung kann nur dann gewährleistet werden, wenn sowohl genügend Produktionskapazität als auch genügend Transport- und Transformatorenkapazität vorhanden ist.

In einem stabilen Stromversorgungssystem halten sich Produktion und Verbrauch immer die Waage bei einer Netzsollfrequenz von 50 Hertz. Ist der momentane Verbrauch von elektrischer Leistung geringer als die Produktion, steigt die Netzfrequenz an. Umgekehrt sinkt die Netzfrequenz. Durch den Abruf vorgehaltener Regelleistung werden kurzfristige Abweichungen zwischen Produktion und Verbrauch ausgeglichen, damit die Netzfrequenz stabil bleibt. Reicht die Regelreserve aus, um die Abweichungen auszugleichen, so gilt eine Regelzone als ausgeregelt. Die Regelfähigkeit einer Regelzone wird anhand der Zeit, während der die Regelzone nicht ausgeregelt ist, beurteilt.

In der Netzplanung sowie im Netzbetrieb wird darauf geachtet, dass die für die Netze zulässigen Belastungswerte nicht überschritten werden. Dies darf auch dann nicht geschehen, wenn ein beliebiges Netzelement ausfällt. Im internationalen Verbundbetrieb gilt deshalb das so genannte N-1-Kriterium. Erfährt die Netzbelastung – sowohl in der Planung als auch im Echtzeitbetrieb – trotzdem einen unzulässigen Belastungswert, so stehen dem Übertragungsnetzbetreiber im Systembetrieb verschiedene Massnahmen zur Verfügung, um die Netzbelastung wieder auf ein zulässiges Niveau zu bringen. Auf nationaler Ebene sind dies topologische Massnahmen (Schalthandlungen, welche die Lastflüsse verändern) sowie Anpassungen beim Kraftwerkseinsatz. Netzbedingte Anpassungen beim Kraftwerkseinsatz werden als Redispatchmassnahmen bezeichnet. Dabei wird ein Kraftwerk angewiesen, seine Produktion zu reduzieren, während ein anderes Kraftwerk diese Leistung kompensiert. Im internationalen Verbundbetrieb können Netzüberlastungen präventiv durch die Reduktion der verfügbaren Transportkapazität an der Grenze vermieden werden. Kurzfristig gibt es auch international die Möglichkeit von (grenzüberschreitenden) Redispatchmassnahmen. Kommt es trotz aller getroffenen Massnahmen (alle Netzebenen übergreifend) zu einer Versorgungsunterbrechung, so wird die Verfügbarkeit von Elektrizität z.B. durch die international übliche Systemverfügbarkeitskennzahl (System Average Interruption Duration Index, SAIDI) quantifiziert.

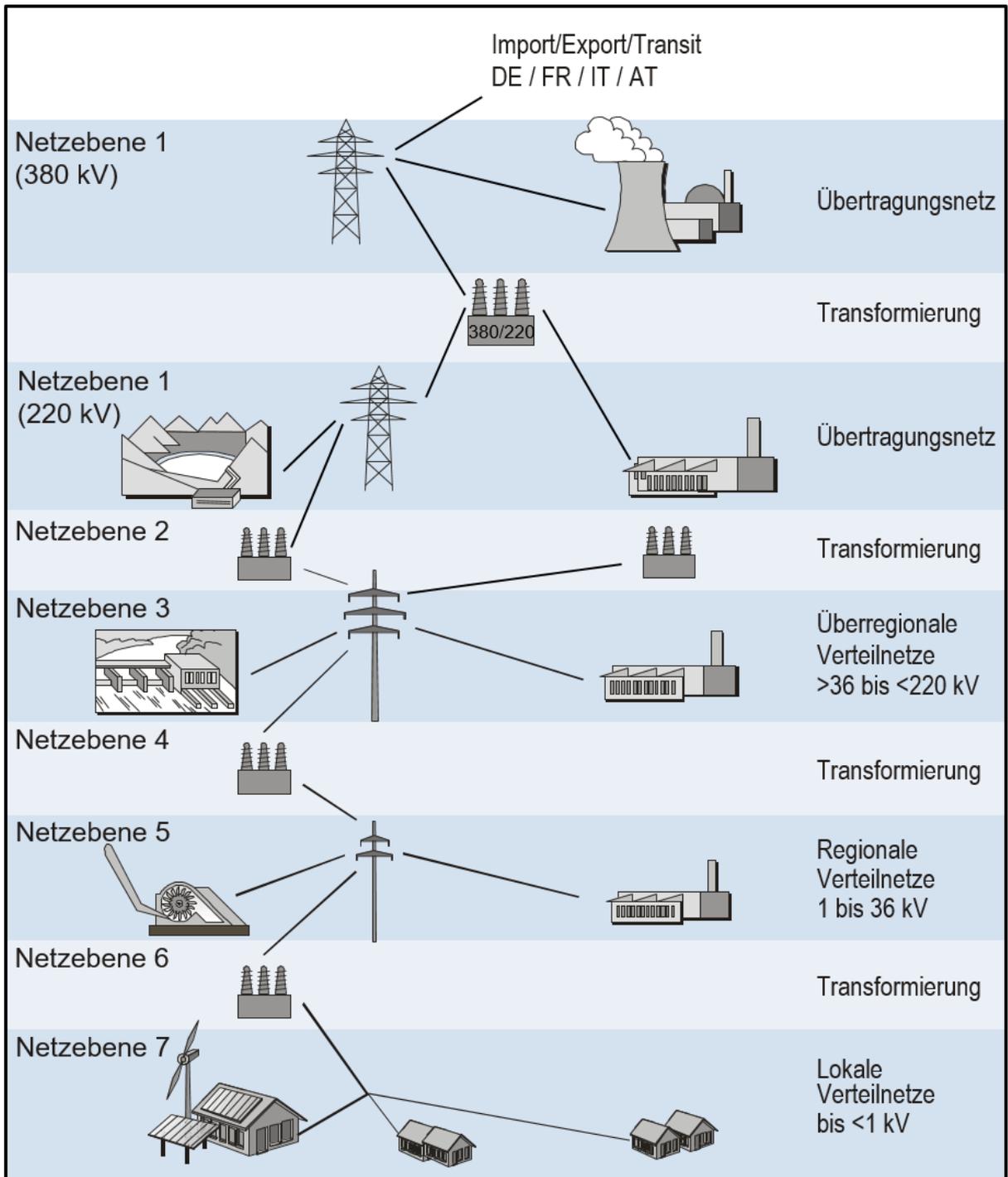


Abbildung 3: Netzschema der Schweizer Stromversorgung (Quelle: Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE)

Aufgrund der höheren Last und der geringeren Produktionsmöglichkeiten seitens der Laufwasserkraftwerke ist das Winterhalbjahr aus Sicht der Versorgungssicherheit besonders kritisch. Abbildung 4 zeigt den Verlauf des Lastgangs sowie der Kraftwerkseinspeisung für eine typische Winterwoche im Februar 2015 (Swissgrid, 2016a). Daraus ist zu entnehmen, dass sich das Muster von Produktion und Verbrauchslast insbesondere zwischen Werktagen und Wochenende stark unterscheidet. Während den Stunden unter der Woche mit hohen Handelspreisen für Strom, übersteigt die Produktion den Verbrauch und es wird Strom exportiert. In der Nacht und am Wochenende liegt die Produktion unter dem Landesverbrauch und es wird Strom importiert. Die Verbrauchslast schwankt in dieser Zeit zwischen rund 7 bis 10 Gigawatt, während von Seiten der Kraftwerke eine Leistung von 5 bis 11 Gigawatt bereitgestellt wurde. Für die Beurteilung der Versorgungssicherheit sind grundsätzlich sowohl eine Leistungs- als auch eine Energiebetrachtung notwendig. Dabei stellt sich insbesondere die Frage, über welche Dauer eine Leistung verfügbar ist.

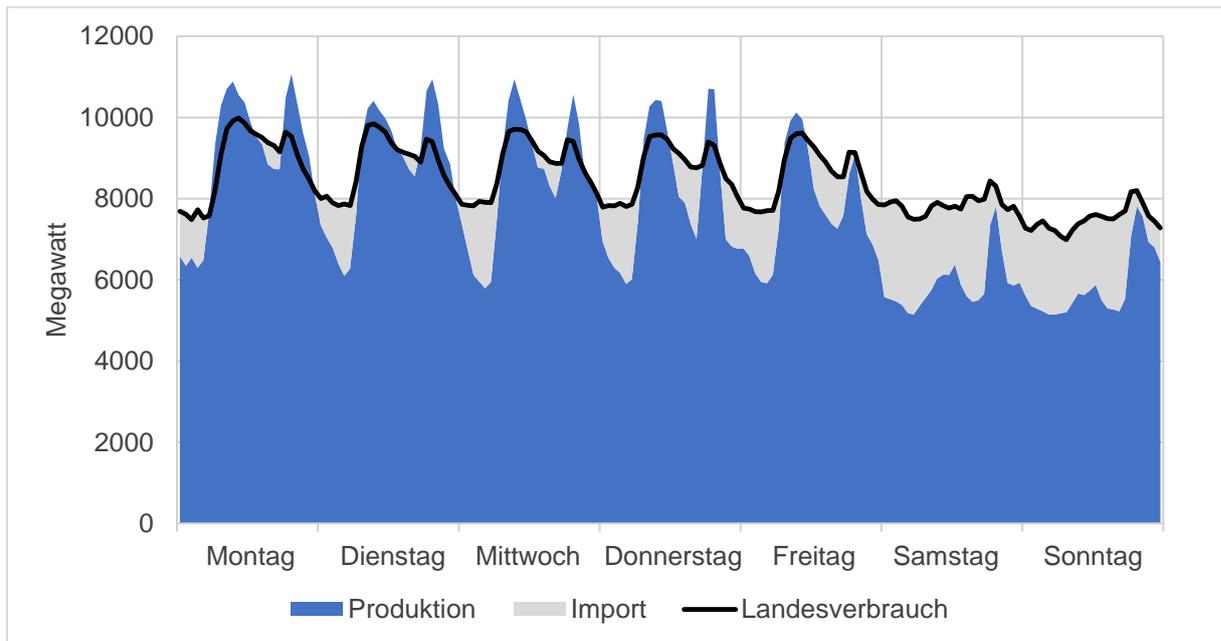


Abbildung 4: Last- und Produktionsgang einer typischen Winterwoche: auffallend der Produktionsüberschuss tagsüber an den Werktagen (Quelle: Swissgrid)

1.6 Aufbau des Berichts

Im folgenden Kapitel 2 sind die Beobachtungsgrößen des Bereichs Netze dargestellt. Dieser Bereich umfasst insgesamt zehn verschiedene Beobachtungsgrößen, welche vier Beobachtungsdimensionen zugeteilt sind. Die zeitliche Entwicklung der Beobachtungsgrößen spielt in diesem Bereich eine bedeutendere Rolle als der absolute Wert.

Kapitel 3 zeigt die Entwicklungen der Beobachtungsgrößen im Bereich Produktion. Dieser Bereich setzt sich aus drei Beobachtungsdimensionen und insgesamt neun Beobachtungsgrößen zusammen. Von Interessen sind dabei vor allem Beobachtungsgrößen, die Rückschlüsse auf die zukünftige Versorgungssicherheit zulassen.

Die Beobachtungsdimensionen und die Beobachtungsgrößen des Bereichs Kosten und Tarife sind im Kapitel 4 dargestellt. Dieser Bereich setzt sich insgesamt aus zwei Beobachtungsdimensionen und vier Beobachtungsgrößen zusammen.

Kapitel 5 gibt einen Überblick zu den wichtigsten Einflussfaktoren für die Stromversorgungssicherheit, die sich aus Vorgaben der Gesetzgebung ableiten lassen oder aufgrund von aktuellem Geschehen bzw. aktuellen Risiken von Bedeutung sind. Die Beobachtungsgrößen im Bereich Umfeld lassen sich nur teilweise quantitativ erfassen.

Im Kapitel 6 werden die wichtigsten Erkenntnisse aus den verschiedenen Beobachtungsgrössen zusammengetragen mit einer Beurteilung der Stromversorgungssicherheit. Das Fazit orientiert sich in erster Linie an den Beobachtungsdimensionen, welche in der Risikomatrix im Abschnitt 1.4 als zurzeit «bedeutsam» für die Versorgungssicherheit beurteilt wurden.

Im vorliegenden Bericht wurden verschiedene Beobachtungsgrössen gegenüber dem letzten Bericht von vor zwei Jahren weiterentwickelt. Neu hinzugekommen sind die Beobachtungsgrössen «2.4.1 Netzausbau im Übertragungsnetz», «2.4.2 Investitionen ins Übertragungsnetz und ins Verteilnetz», «3.2.1 Winterimportabhängigkeit der Schweiz», «5.1.1 Auswirkungen des EU-Rechts auf die Schweiz» sowie «5.1.2 Strategie Stromnetze».

Die Versorgungssituation im Winter 2015/16 wird in einem separaten Bericht aufgearbeitet.

2 Netze

Das Übertragungsnetz umfasst eine Leitungslänge von 6700 km, 130 Schaltanlagen sowie 38 Verbindungsleitungen ins Ausland (Swissgrid, 2016b). Nach Artikel 20 StromVG liegt die Verantwortung für das Übertragungsnetz bei der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid.

Die drei Verteilnetzebenen haben eine Gesamtlänge von 250 000 Kilometer, wovon rund 80 Prozent verkabelt sind. Die Verteilnetzebenen, inklusive den drei Transformationsebenen, werden von rund 670 Verteilnetzbetreibern betrieben (EiCom, 2015). Ein weiterer Bestandteil der Netzinfrastruktur bildet das 16,7-Hertz-Übertragungsnetz der SBB. Dieses besteht aus rund 70 Unterwerken und 1800 Kilometer Übertragungsleitungen (SBB, 2016). Das StromVG gilt gemäss Artikel 2 Absatz 1 grundsätzlich nur für Elektrizitätsnetze, die mit 50-Hertz-Wechselstrom betrieben werden. Das Übertragungsnetz der SBB (16,7-Hertz; 132-Kilovolt) untersteht jedoch gemäss Artikel 1 Absatz 2 StromVV ebenfalls dem StromVG, soweit es bezweckt, die Voraussetzung für eine sichere Stromversorgung zu schaffen.

Der Bereich Netze umfasst die Beobachtungsdimensionen «2.1 Systemführung», «2.2 Netzverfügbarkeit», «2.3 Netzzustand» und «2.4 Netzentwicklung». Die Beobachtungsdimensionen Systemführung, Netzzustand und Netzentwicklung sind primär relevant für das Übertragungsnetz, während die Dimension Netzverfügbarkeit sowohl das Übertragungsnetz als auch das Verteilnetz betrifft.

2.1 Systemführung

Die Beobachtungsdimension Systemführung wird anhand der drei Beobachtungsgrössen «2.1.1 Netzbelastung N-1 im Übertragungsnetz», «2.1.2 Regelqualität» sowie «2.1.3 Frequenz- und Spannungshaltung» beurteilt. Die Abbildungen basieren auf Daten von Swissgrid. Die Interpretation der Ergebnisse wurde mit Swissgrid abgeglichen.

2.1.1 Netzbelastung N-1 im Übertragungsnetz

Eine zentrale Grösse für den Netzbetrieb des Übertragungsnetzes ist die Einhaltung des N-1-Kriteriums. Dieses besagt, dass bei einem Ausfall eines beliebigen Netzelementes die Belastungswerte der verbleibenden Netzelemente nicht über 100 Prozent steigen dürfen. Bei dieser Betrachtung handelt es sich nicht um die tatsächliche Netzbelastung, sondern um eine Simulationsrechnung, bei der die Netzbelastung bei einem Ausfall eines kritischen Netzelements berechnet wird.

Diese Rechnung ist eine der wesentlichen Grundlagen für die Systemführung, sowohl in präventiver Hinsicht als auch zur Ergreifung kurativer Massnahmen. Die Simulationen werden alle 5 Minuten wiederholt und zu 15 Minutenwerten aggregiert (2880 Datenwerte pro Monat mit 30 Tagen). Die Netzbelastungswerte des am stärksten belasteten Netzelements werden anschliessend den Kategorien 100-110 Prozent, 110-120 Prozent oder über 120 Prozent zugeordnet. In den ausgewiesenen Zahlen nicht mit berücksichtigt sind jene N-1-Verletzungen, die mittels kurativer Massnahmen eliminiert werden könnten. Die in dieser Form dargestellte Netzbelastung hängt somit stark davon ab, inwiefern Massnahmen zur Reduzierung einer potenziellen N-1-Verletzung zur Verfügung stehen. Ohne Berücksichtigung der operativen Eingriffsmöglichkeiten, um die N-1-Sicherheit bei einem Ausfall eines Netzelements wieder herzustellen, läge die Netzbelastung über den aktuell dargestellten Werten.

Die simulierten Netzbelastungen im N-1-Fall im Übertragungsnetz nahmen über die letzten fünf Jahre tendenziell ab (siehe Abbildung 5). Die Abnahme ist hauptsächlich auf Optimierungsmassnahmen in der Systemführung von Swissgrid zurückzuführen. Der maximale Belastungswert der verbleibenden Netzelemente bei einem potenziellen Ausfall fiel mehrheitlich der Kategorie 100-110 Prozent zu. Bei einer saisonalen Betrachtung lagen die simulierten Belastungswerte im N-1-Fall in den Sommermonaten jeweils über denjenigen der Wintermonate. Dieser Anstieg ist einerseits auf die Ausserbetriebnahme von Netzelementen zur Durchführung von Instandhaltungsarbeiten zurückzuführen, andererseits reduzieren die wärmeren Temperaturen im Sommer die Leistungsfähigkeit der Stromnetze. Die potenziell angespannte Energie-/Netzsituation infolge der Ausfälle der Kernkraftwerke Beznau und der geringer Einspeisung der Laufwasserkraftwerken liess die Netzbelastungswerte in den Monaten November und Dezember 2015 leicht ansteigen.

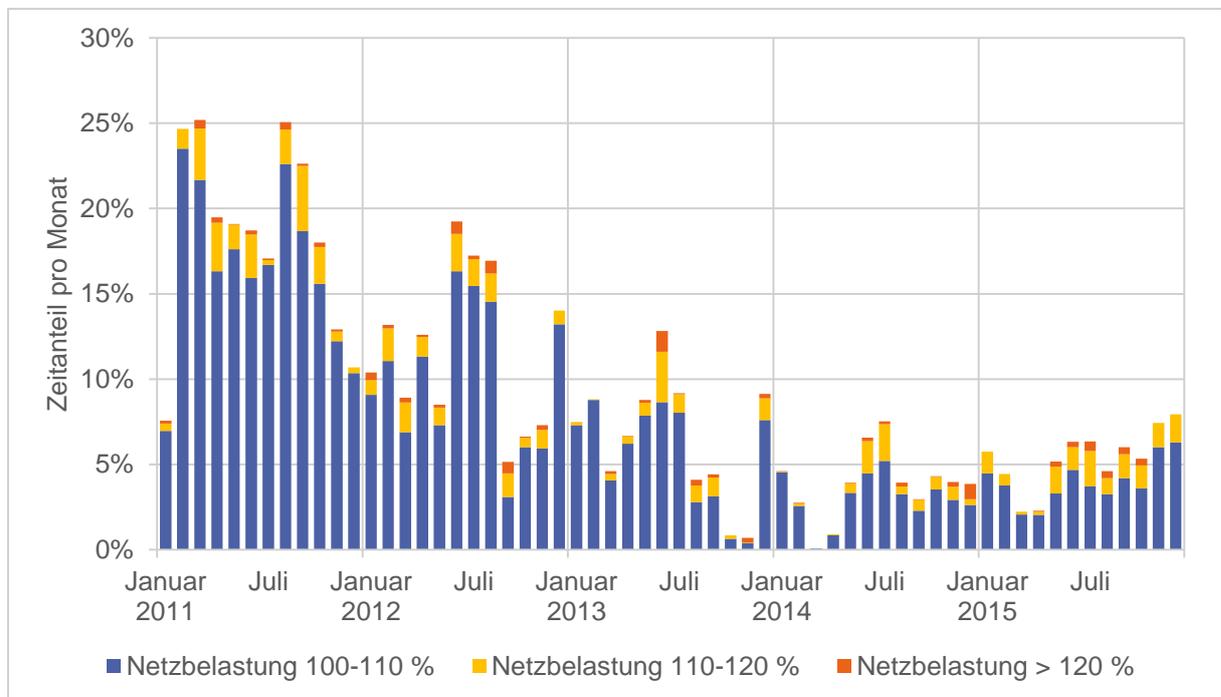


Abbildung 5: Simulierte Netzbelastungswerte im N-1 Fall des Übertragungsnetzes (Quelle: Swissgrid)

2.1.2 Regelqualität

Für die Gewährleistung der Netzstabilität im Verbundbetrieb ist die Netzfrequenz von 50 Hertz innerhalb der Toleranz zu halten. Dies wird erreicht, indem im gesamten Verbundnetz Energieproduktion und Energieverbrauch im Gleichgewicht gehalten werden. Abweichungen zwischen Produktion und Verbrauch werden durch den Abruf von Regelenergie ausgeglichen. Als ausgeregelt gilt eine Regelzone dann, wenn die Gesamtheit der abgerufenen Regelreserven, inklusive Verträge mit Nachbarstaaten, ausreicht, um den «Regelzonenfehler» (Area Control Error) auf «null» zu halten (Gleichgewicht zwischen Stromangebot und Stromnachfrage).

Abbildung 6 zeigt den Verlauf der Regelqualität über die vergangenen fünf Jahre. Dargestellt ist der prozentuale Zeitanteil, in der die Regelzone Schweiz nicht ausgeregelt war – also die Regelreserven nicht ausreichten, um die Differenz zwischen Produktion und Verbrauch innerhalb der Regelzone zu decken. Die Regelqualität entwickelte sich über den Zeitraum zwischen 2011 bis 2015 positiv. Ein Grund dafür ist unter anderem, dass die Schweiz dem internationalen Netzregelverbund (Deutschland, Niederlande, Belgien, Dänemark, Tschechien) beigetreten ist und diese Länder seither die gegenläufigen Aktivierungen von Regelleistung vermeiden und demzufolge bei einer Unausgeglichenheit nicht «gegenseitig» Sekundärregelenergie einsetzen. Im Weiteren wirkte sich auch die Änderung des Ausgleichsenergiepreismechanismus positiv auf die Regelqualität aus, weil dadurch ein Anreiz für genauere Prognose geschaffen wurde.

Im Jahr 2015 nahm die Zeit, in der die Regelzone Schweiz nicht ausgeregelt war, sukzessive zu, was gleichbedeutend ist mit einer Abnahme der Regelqualität. Diese Abnahme ist auf eine Optimierung bei Swissgrid zurückzuführen: Die Vorhaltung von Regelenergie (Regelleistung) verursacht Kosten, die mit dem Systemdienstleistungstarif an die Endverbraucher überwältzt werden. Die Optimierungsaufgabe besteht somit darin, unter Einhaltung der internationalen Standards zur Regelqualität (die aktuelle Regelqualität liegt nach wie vor unter dem Grenzwert von maximal 0.1 Prozent) und den betrieblichen Anforderungen die Kosten zu optimieren. Die Optimierung erfolgt durch die Mengenvariation der zu beschaffenden Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistungsprodukte.

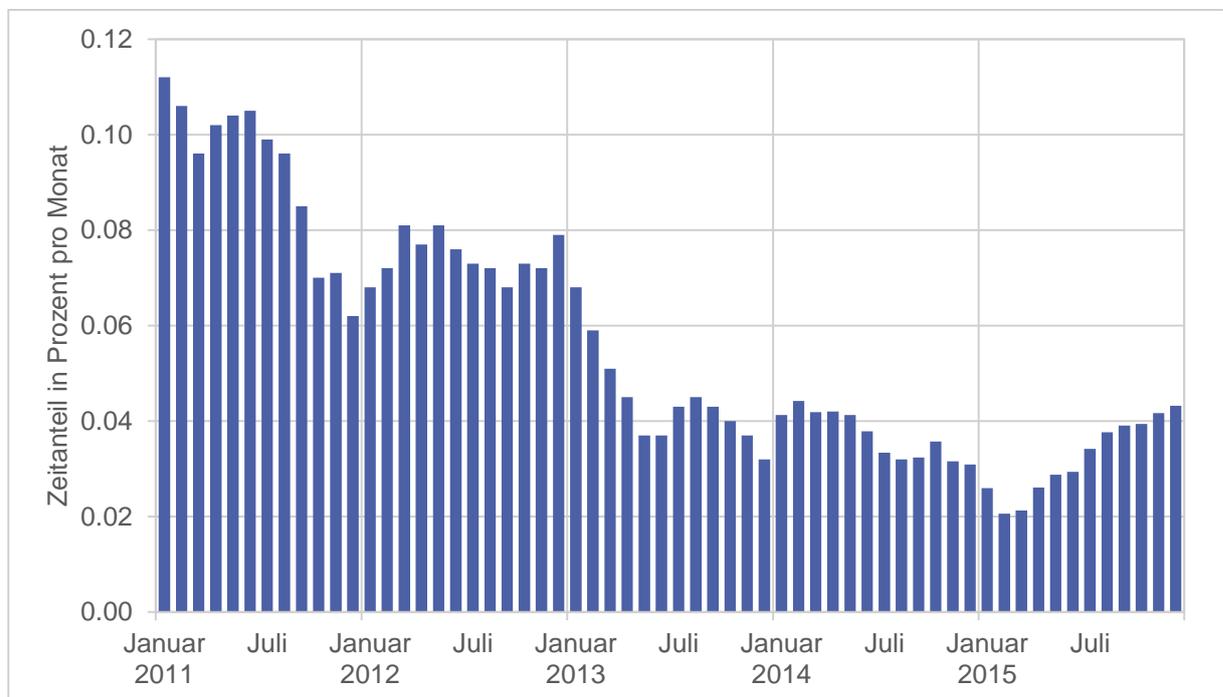


Abbildung 6: Entwicklung des Zeitanteils pro Monat, in der die Regelzone Schweiz nicht ausgeregelt war (Quelle: Swissgrid)

2.1.3 Frequenz- und Spannungshaltung

Die Frequenzhaltung ist eine wichtige Messgrösse zur Beurteilung der Stabilität und der Betriebssicherheit des gesamten europäischen Verbundnetzes. Die Soll-Frequenz im Verbundnetz liegt in ganz Europa bei 50 Hertz. Die Frequenz schwankt in Abhängigkeit des tatsächlichen Gleichgewichts zwischen Produktion und Verbrauch. Ist der Verbrauch elektrischer Leistung geringer als die Produktion, steigt die Frequenz, umgekehrt sinkt sie. Für die Beurteilung der Frequenzqualität werden alle Frequenzabweichungen erfasst, die während mindestens 15 Sekunden um mehr als 75 Millihertz von der Soll-Frequenz von 50 Hertz abweichen.

Die Abbildung 7 zeigt die Dauer der Abweichungen grösser 75 Millihertz (sowohl in positiver als auch in negativer Richtung) von der tatsächlichen Frequenz gegenüber der Soll-Frequenz in Sekunden pro Monat. Ein Wert von 10 000 Sekunden entspricht ungefähr 2 Stunden 45 Minuten. Beim Verlauf der Zeitreihe ist zu berücksichtigen, dass die Regelzone Schweiz die Frequenz im kontinentaleuropäischen Verbundnetz nur geringfügig beeinflusst oder beeinflussen kann. Die Dauer der Frequenzabweichungen sind über die letzten fünf Jahre tendenziell zurückgegangen. In den Wintermonaten sind aufgrund der höheren Last mehr Frequenzabweichungen festzustellen als in den Sommermonaten. Der Extremwert im Februar 2012 ist auf ungenaue Last- und Erzeugungsprognosen sowie auf zwei fehlgeschlagene Inbetriebnahmen von Erzeugungseinheiten während einer Kältewelle in Europa zurückzuführen. Die eher tiefe Last aufgrund der hohen Temperaturen in der zweiten Jahreshälfte des Jahres 2015 sowie ein konsequenter Einsatz von Tertiärregelleistung in Europa haben die Frequenzhaltung begünstigt.

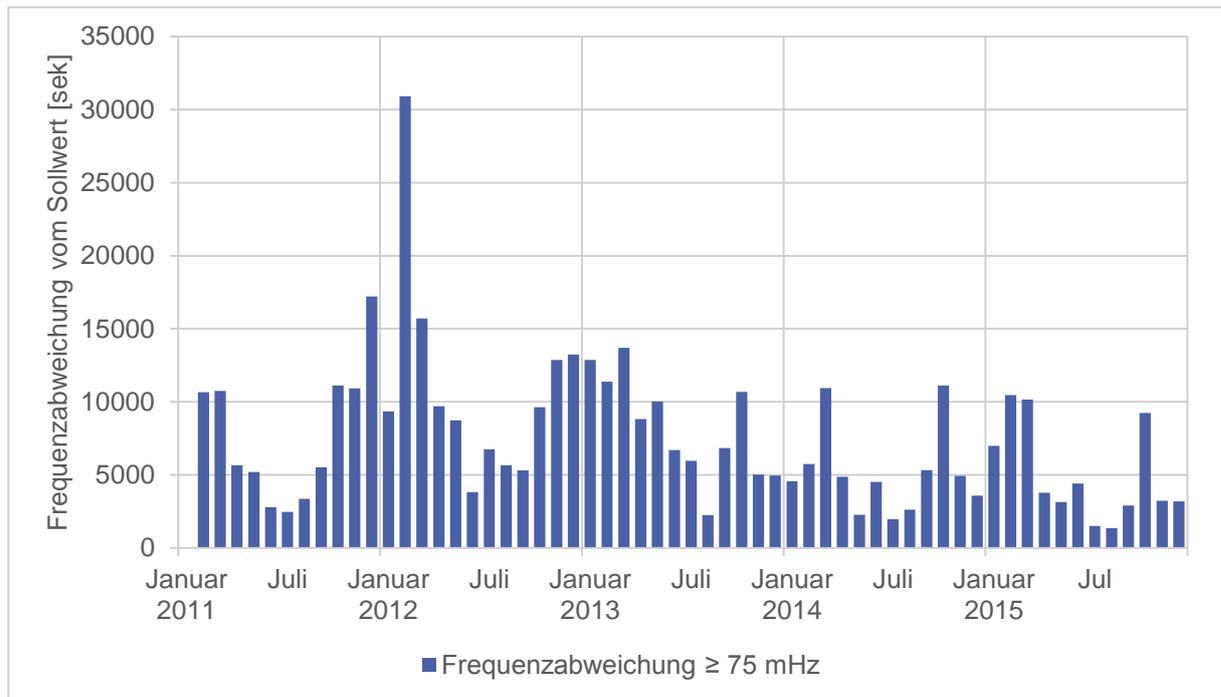


Abbildung 7: Entwicklung der monatlichen Frequenzabweichung in Sekunden (Quelle: Swissgrid)

Neben der Frequenzhaltung ist die Spannungshaltung eine weitere wichtige Beobachtungsgrösse zur Beurteilung des Systembetriebs. Die Spannungshaltung im Übertragungsnetz der Schweiz wird durch Swissgrid koordiniert. Die Spannungshaltung ist, anders als die Frequenzhaltung, primär eine regionale Stell- und Messgrösse. Die betrachteten Werte der geregelten Knoten zeigten über die vergangenen fünf Jahre einen leichten Anstieg an «leichten Spannungsverletzungen». Speziell in Schwachlastzeiten leisten die am Übertragungsnetz angeschlossenen Grundlastkraftwerke einen wichtigen Beitrag zur Spannungshaltung. Im Hinblick auf die geplante Stilllegung der Schweizer Kernkraftwerke sind die Auswirkungen dieser Ausserbetriebnahmen auf die Spannungshaltung zu prüfen. Eine der Möglichkeiten bestünde darin, bei Ausserbetriebnahmen die bestehenden Synchrongeneratoren der Grundlastkraftwerke als rotierende Phasenschieber zur Spannungshaltung einzusetzen.

2.2 Netzverfügbarkeit

2.2.1 Nationale Redispatchmassnahmen

Werden aufgrund von Netzengpässen die zulässigen Belastungswerte im Übertragungsnetz überschritten, kann Swissgrid im Echtzeitbetrieb einzelne Kraftwerke anweisen, ihre Produktion zu erhöhen bzw. ihre Produktion zu reduzieren, um so die lokale (potenzielle) Netzüberlastung zu verhindern. Die Anweisung einer Produktionsverlagerung von einem Kraftwerk A zu einem anderen Kraftwerk B zur Sicherstellung der Netzstabilität wird als Redispatch bezeichnet. Diese Massnahme stellt für Swissgrid eine betriebliche Möglichkeit dar, eine potenzielle N-1-Verletzung zu vermeiden. Kraftwerksbetreiber, die im Rahmen von Redispatchmassnahmen aufgefordert werden, ihre Produktion zu erhöhen, erhalten von Swissgrid eine finanzielle Entschädigung, wobei diejenigen Kraftwerksbetreiber, die ihre Produktion verringern, von Swissgrid aufgrund des nicht «turbinierten» Wassers einen Ausgleich bezahlen. Beim Saldo handelt es sich um die Kosten für Redispatch. Dieser anfallende Kostenblock für nationale Redispatchmassnahmen ist im Vergleich zu den restlichen Systemdienstleistungskosten von Swissgrid relativ gering.

Abbildung 8 zeigt die monatlichen Energiemengen, die für nationale Redispatchmassnahmen zur Vermeidung lokaler Netzüberlastungen von einem Kraftwerk A zu einem Kraftwerk B übertragen wurden. Diese Produktionsverlagerungen finden vorwiegend in den Monaten Juni bis Oktober statt. In diesen Monaten können die Wasserkraftwerke aufgrund des Wasserdargebots (Schneeschnmelze) i.d.R. maximal produzieren. Auf der anderen Seite finden in dieser Jahreszeit geplante Revisionsarbeiten an den Betriebsmitteln statt, wodurch das Übertragungsnetz teilweise nicht vollumfänglich zur Verfügung steht.

Die nationalen Redispatchmassnahmen im August 2013 und im Juli 2014 waren auf einen Ausfall eines Unterwerks sowie auf zu hohe Netzbelastungswerte, ausgelöst durch ungewöhnliche hohe Lastflüsse, zurückzuführen. Der nationale Redispatch im November 2015 war erforderlich, da verschiedene Kuppeltransformatoren zwischen der 380- und der 220-Kilovoltenebene in der Deutschschweiz zu hohe Belastungswerte aufwiesen. Grundsätzlich lässt sich jedoch feststellen, dass bei den nationalen Redispatchmassnahmen kein zunehmender Trend zu erkennen ist.

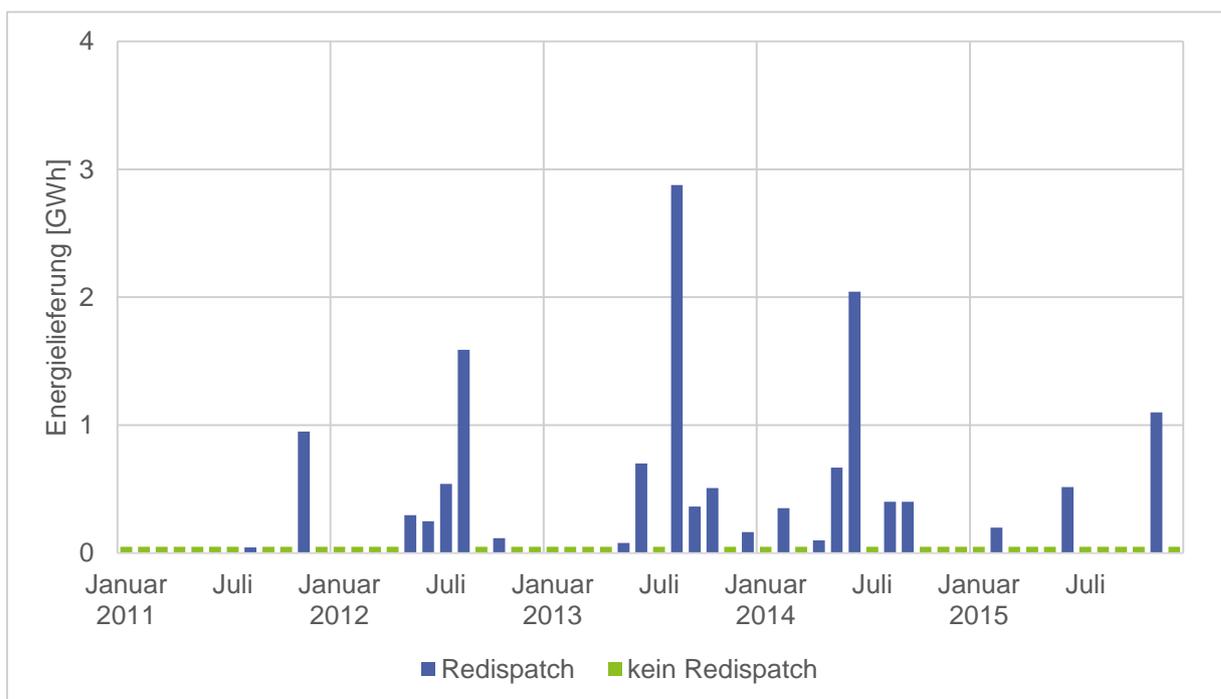


Abbildung 8: Eingesetzte Energiemenge für nationale Redispatchmassnahmen (Quelle: Swissgrid)

2.2.2 Internationale Redispatchmassnahmen

Das Schweizer Übertragungsnetz ist eng mit dem kontinentaleuropäischen Stromnetz vermascht. Dies führt dazu, dass Netzengpässe teilweise nicht alleine durch nationale Redispatchmassnahmen vermieden werden können, sondern länderübergreifende Massnahmen erforderlich sind. In diesem Fall werden wie bei nationalen Redispatchmassnahmen ebenfalls einzelne Kraftwerke angewiesen, ihre Produktion zu erhöhen bzw. herunterzufahren. Internationale Redispatchmassnahmen können entweder bilateral zwischen zwei Ländern, aber auch unter Einbezug mehrerer Ländern vorgenommen werden. Redispatchmassnahmen sind jedoch nur kurzfristige betriebliche Massnahmen. Längerfristige, im Voraus bekannte Netzengpässe, beispielsweise in Folge von Ausfällen von Betriebsmitteln, können auch durch Reduktionen der grenzüberschreitenden Netzkapazität entschärft werden.

Abbildung 9 zeigt die Energielieferungen, welche in Folgen von internationalen Redispatchmassnahmen zwischen der Schweiz und den Nachbarländern ausgetauscht wurden. Auffallend ist, dass internationale Redispatchmassnahmen mit Beteiligung der Schweiz mehrheitlich zwischen Italien und der Schweiz erfolgten und vielfach durch Italien angefordert wurden (aus Grafik nicht ersichtlich). Die Gründe für die Anforderung der Redispatchmassnahmen sind in der Regel Netzüberlastungen im nahen Ausland. Swissgrid musste in diesem Fall in der Regel Schweizer Kraftwerkanlagen anweisen, ihre Produktion zu reduzieren. Bei internationalen Redispatchmassnahmen an der Schweizer Südgrenze ist es im Normalfall üblich, dass Swissgrid die benötigte Energie zur Vermeidung der Netzüberlastung nicht alleine bereitstellt, sondern verschiedene europäische Länder, gestützt auf vordefinierte Prozeduren, unterstützend mithelfen.

Am zweithäufigsten waren internationale Redispatchmassnahmen mit Deutschland erforderlich. Eine Zunahme von Redispatchmassnahmen zwischen Deutschland und der Schweiz ist vor allem seit Januar 2015 zu beobachten. Die Redispatchmassnahmen in der zweiten Jahreshälfte 2015 waren auf die Ausfälle der Kernkraftwerke Beznau und die damit verbundene angespannte Netzsituation zurückzuführen. Redispatchmassnahmen an dieser Grenze wurden sowohl von Deutschland als auch von der Schweiz angefordert. Aufgrund der guten Anbindung des Schweizer Stromnetzes an das kontinentaleuropäische Stromnetz sind internationale Redispatchmassnahmen mit Beteiligung der Schweiz eher selten. Deswegen sind auch die anfallenden Kosten für die Schweiz im Vergleich zu anderen europäischen Ländern relativ gering.

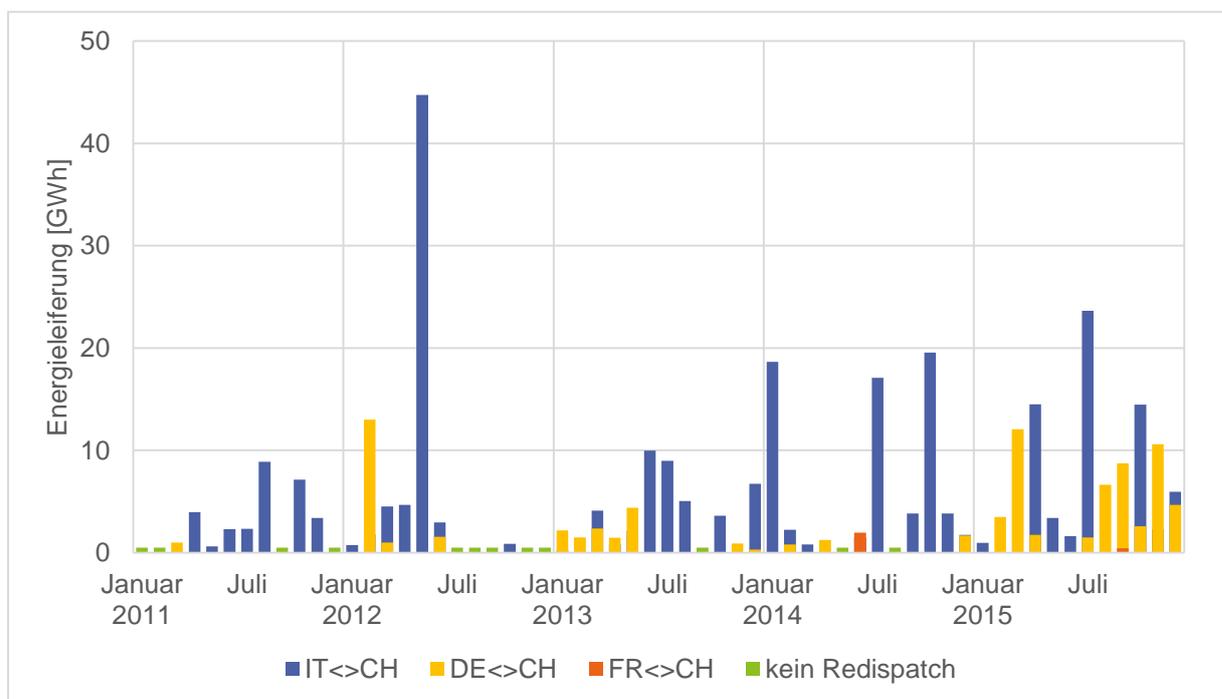


Abbildung 9: Eingesetzte Energiemengen für internationale Redispatchmassnahmen (Quelle: Swissgrid)

2.2.3 Versorgungsunterbrechungen

Die EICom verfolgt und analysiert die Entwicklung der Versorgungsqualität im Schweizer Stromnetz seit 2010. Diese Beurteilungsgrösse ist in erster Linie eine Richtgrösse für das Verteilnetz. Die Versorgungsqualität wird anhand der Versorgungsunterbrechungen der 95 grössten Verteilnetzbetreiber der Schweiz beobachtet. Diese Verteilnetzbetreiber decken die Endverbraucher bis und mit regionaler Verteilnetzebene praktisch vollständig, diejenigen auf der lokalen Verteilnetzebene zu 80 Prozent ab.

Erfasst werden alle Unterbrechungen, die drei Minuten oder länger dauern. Im Weiteren werden die Unterbrechungen in geplante und ungeplante Unterbrechungen unterschieden. Zu den ungeplanten Unterbrechungen gehören Unterbrüche, die sich aufgrund von Naturereignissen, betrieblichen Ereignissen, menschlichem Versagen oder Fremdeinwirkungen ereigneten.

Abbildung 10 zeigt die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher der Schweiz über den Zeitraum von 2010 bis 2015. Sie lag im Jahr 2010 bei 28 Minuten und erreichte im Jahr 2012 den bisherigen Höchstwert von durchschnittlich 34 Minuten. Der Anstieg in den Jahren 2011 und 2012 war hauptsächlich auf ausserordentliche Naturereignisse (Sturm und Schnee) zurückzuführen. In den Jahren 2013 bis 2015 nahm die Versorgungsqualität in der Schweiz wieder zu. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher und Jahr nahm über diesem Zeitraum von 25 Minuten auf 21 Minuten ab (EICom, 2016a).

Die Stromversorgung in der Schweiz zeichnete sich über die vergangenen sechs Jahre, trotz vorübergehender Zunahme der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher, durch eine hohe Versorgungsqualität aus und nahm im internationalen Vergleich eine gute Position ein. Gemäss den offiziellen Angaben des Council of European Energy Regulators (CEER) lag die durchschnittliche Dauer der ungeplanten Unterbrechungen pro Endverbraucher in den Nachbarländern Deutschland, Österreich, Frankreich und Italien im Jahr 2014 zwischen 12 und 50 Minuten (CEER, 2016).

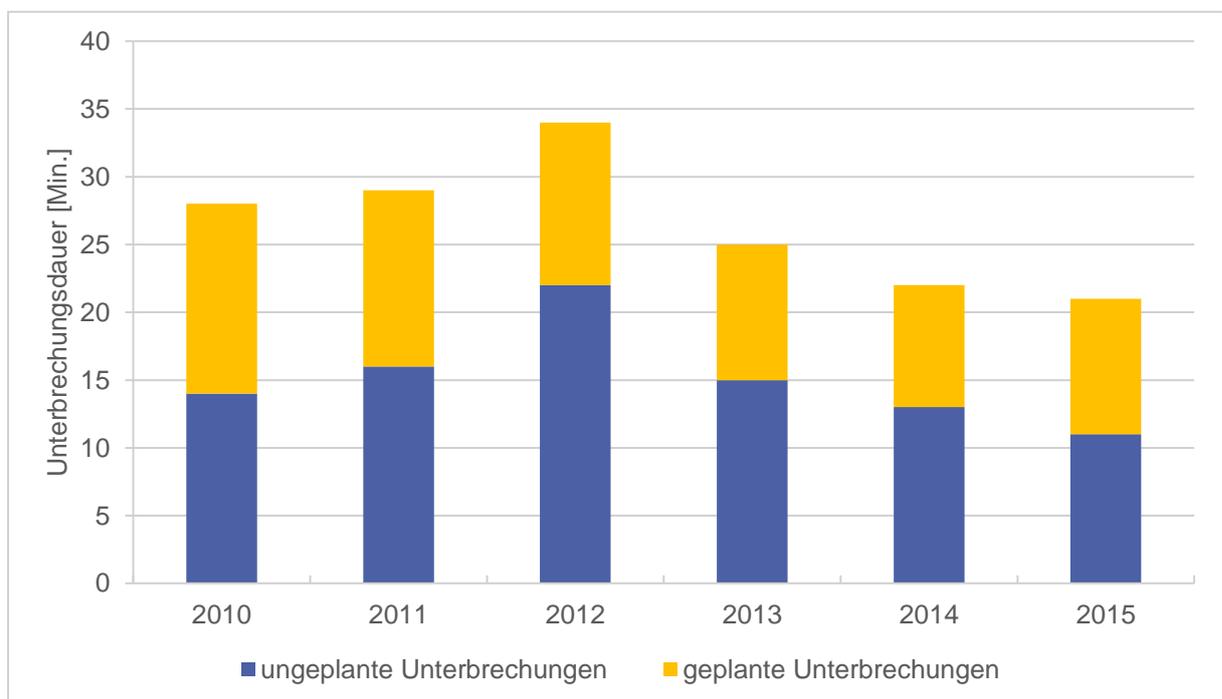


Abbildung 10: Entwicklung der durchschnittlichen – geplanten und ungeplanten – Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher und Jahr (Quelle: EICom)

2.3 Netzzustand

Neben dem sicheren Systembetrieb und der verfügbaren Netzkapazitäten ist der Netzzustand entscheidend für eine sichere Stromübertragung. Die Dimension Netzzustand setzt sich aus den Beobachtungsgrösse «2.3.1 Netzengpässe Übertragungsnetz» und «2.3.2 Ausfalldauer aufgrund betrieblicher Ereignisse im Verteilnetz» zusammen.

2.3.1 Netzengpässe Übertragungsnetz

Wie bereits in den vorherigen Kapiteln ausgeführt, ist die N-1-Simulationsrechnung in der Betriebsführung von Swissgrid ein zentrales Instrument, um die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Bei der N-1-Sicherheitsbetrachtung handelt es sich um vorab durchgeführte Simulationsrechnungen, die im laufenden Betrieb unter Berücksichtigung der tatsächlichen Flüsse alle 5 Minuten wiederholt werden. Anhand dieser Resultate können anschliessend betriebliche Massnahmen getroffen werden, um eine potenzielle N-1-Verletzung im Echtzeitbetrieb zu verhindern. Im Gegensatz zur Beobachtungsgrösse «Netzbelastung N-1 im Übertragungsnetz» werden hier die operativen Eingriffsmöglichkeiten zur Wiederherstellung der N-1-Sicherheit im Falle eines Ausfalls eines Netzelementes nicht mitberücksichtigt.

Swissgrid unterteilt das Übertragungsnetz in sechs verschiedene Regionen: Bern, Aargau, Romandie, Tessin, Graubünden, Ostschweiz. In der Abbildung 11 sind die Anzahl simulierte N-1-Verletzungen pro Region und Jahr aufgeführt. Dabei werden jeweils nur die zehn meist verletzten Betriebsmittel pro Monat mitberücksichtigt. Die Verläufe pro Region sind sehr unterschiedlich: Die Regionen Bern und Romandie wiesen in den Jahren 2010 respektive 2011 eine sehr hohe Anzahl an N-1-Verletzungen auf, welche jedoch in den jeweils nächsten zwei Jahren deutlich reduziert werden konnte (Verschiebung eines Transformators). Die Anzahl N-1-Verletzungen in der Region Tessin verdoppelte sich auf das Jahr 2013 und blieb seither mehr oder weniger auf einem hohen Niveau bestehen. Die Zunahme ist hauptsächlich damit zu erklären, dass sich durch die Erhöhung einer Kuppeltransformator Kapazität in Lavorgo die Lastflusssituation im Tessin so veränderte, dass bei anderen Betriebsmitteln mehr simulierte N-1-Verletzungen verzeichnet wurden. Der Anstieg bei den simulierten N-1-Verletzungen in der Region Aargau im Jahr 2015 war hauptsächlich auf die kritische Energie- und Netzsituation in den Monaten November und Dezember 2015 zurückzuführen. In diesem Fall lagen vor allem bei den Kuppeltransformatoren zwischen der 380- und der 220-Kilovoltebene zu hohe Belastungswerte vor.

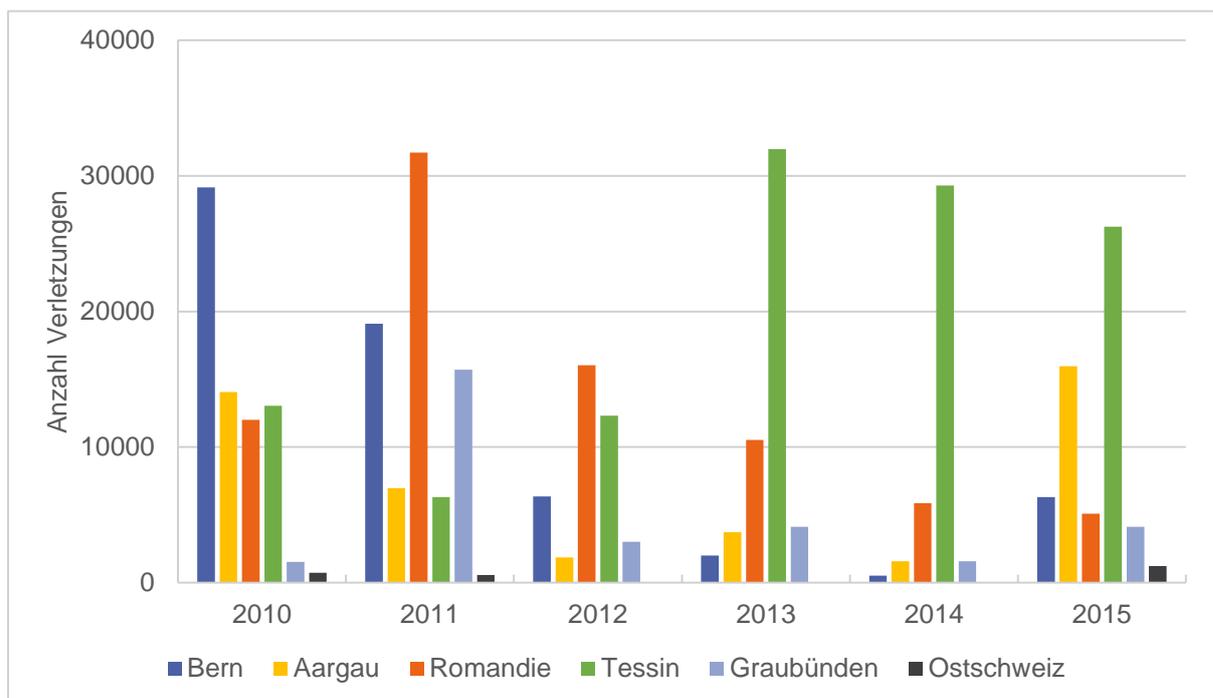


Abbildung 11: Entwicklung der simulierten N-1 Verletzungen pro Region und Jahr (Quelle: Swissgrid)

2.3.2 Ausfalldauer aufgrund betrieblicher Ereignissen im Verteilnetz

In den Verteilnetzen wird der Netzzustand anhand der Unterbrechungsdauer aufgrund von betrieblichen Ursachen beobachtet. Als betriebliche Ursachen gelten Unterbrechungen aufgrund Versagens einer Anlage oder eines Betriebsmittels, z.B. durch Überlastungen, Fehlfunktionen des Netzschutzes oder des Leitsystems. Eine Zunahme der betrieblichen Ausfälle könnte darauf hindeuten, dass dem Netzerhalt oder der Erneuerung der Netzinfrastruktur zu wenig beachtet wird.

Als Datengrundlage für die Auswertung dienen die Erhebungen zu den Versorgungsunterbrechungen der 95 grössten Schweizer Netzbetreiber. Die spezifische Unterteilung nach den Unterbrechungsursachen erfolgte erstmals im Jahr 2011.

Wie aus der Abbildung 12 ersichtlich ist, schwankte die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher aufgrund von betrieblichen Ausfällen zwischen den Jahren 2011 bis 2015 zwischen 4.1 Minuten und 7.5 Minuten. Im Jahr 2012 sorgten drei grosse betriebliche Unterbrechungen im Wallis, in der Stadt Lausanne sowie der Stadt Zürich für den Anstieg der betrieblichen Unterbrechungsdauer. In den darauffolgenden beiden Jahren reduzierte sich dieser Wert auf durchschnittlich 4.1 Minuten pro Endverbraucher und Jahr, bevor er im Jahr 2015 wieder leicht anstieg. Der Anstieg im Jahr 2015 war hauptsächlich auf betriebliche Unterbrechungen in der Nordostschweiz, im Raum Zürich und im Raum Basel zurückzuführen (EiCom, 2016).

Die Unterbrechungen aufgrund von betrieblichen Ursachen tragen pro Jahr etwa 20 Prozent zur gesamten Ausfalldauer und rund 30 Prozent zur ungeplanten Ausfalldauer bei. In den vergangenen fünf Jahren hatten die betrieblichen Ausfallereignisse – nach den Unterbrechungen aufgrund von Naturereignissen – den zweit grössten Einfluss auf die Versorgungsqualität.

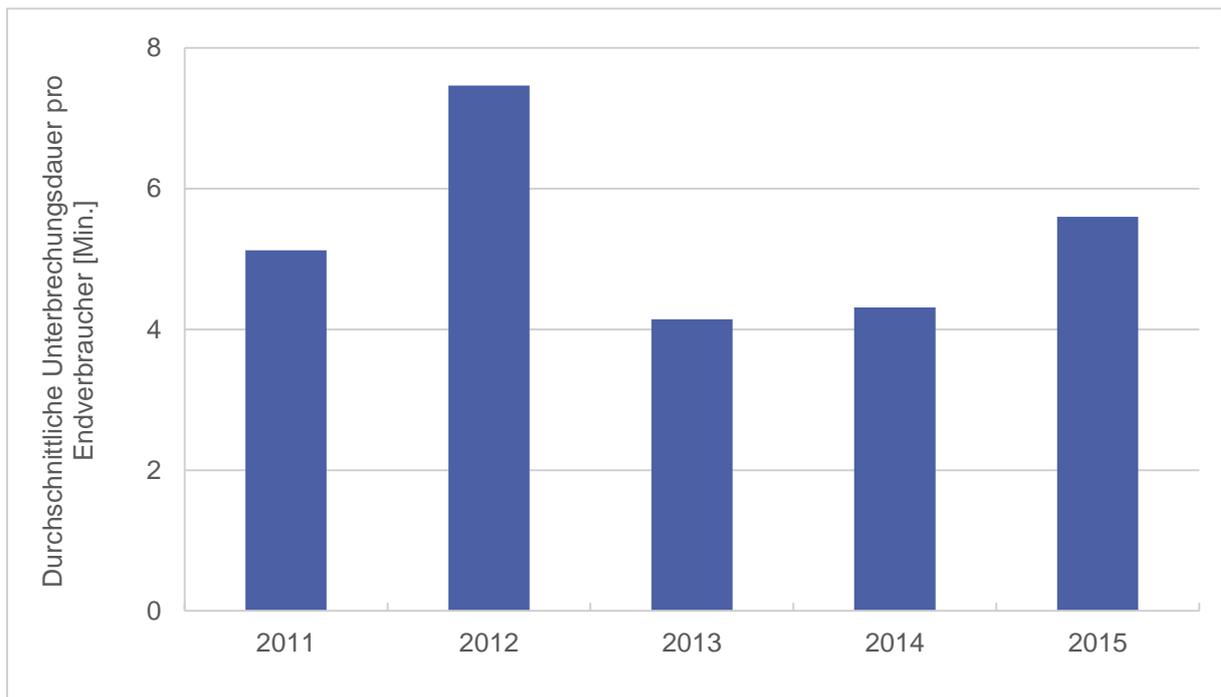


Abbildung 12: Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher und Jahr aufgrund von betrieblichen Unterbrechungen (Quelle: EiCom)

2.4 Netzentwicklung

2.4.1 Netzausbau Übertragungsnetz

Im April 2015 präsentierte Swissgrid mit dem Bericht «Strategisches Netz 2025» die zukünftigen Netzprojekte, welche von Seiten der Netzebenen 1 und 2 notwendig sind, um in Zukunft die Stromversorgungssicherheit in der Schweiz zu gewährleisten (Swissgrid, 2015a). Swissgrid identifizierte hierfür neun prioritäre Leitungsprojekte, zwei Kraftwerkanschlüsse sowie vier Verteilnetzanschlüsse. Acht Leitungsprojekte, die im «Strategischen Netz 2015» als notwendig erachtet wurden, beurteilte Swissgrid im «Strategischen Netz 2025» als nicht mehr erforderlich. Die Projektpriorisierung, insbesondere jene, die im «Strategischen Netz 2025» als nicht mehr notwendig beurteilt wurden, werden zurzeit noch mit einzelnen Verteilnetzbetreibern und Swissgrid diskutiert.

Abbildung 13 zeigt die aktuellen Projektstände mit den zu erwartenden Zeitpunkten der Inbetriebnahmen. Die Zeile «aktueller Stand» zeigt den bisherigen Projektverlauf sowie den ursprünglichen Zeitpunkt, an welchem die Leitung hätte in Betrieb genommen werden sollen. Die Zeile «geplante Dauer» zeigt den neu zu erwartenden Projektverlauf inklusive den möglichen Verzögerungen durch Einsprachen. Im Stadium der Plangenehmigung können Direktbetroffene (Anwohner, Verbände, Gemeinden, etc.) Einsprache erheben. Ist zwischen Projektant und Einsprecher keine Einigung möglich, wird der Fall vom Eidgenössischen Starkstrominspektorat ESTI ans Bundesamt für Energie überwiesen. Gefällte Entscheide des Bundesamts für Energie können anschliessend weiter vor das Bundesverwaltungsgericht sowie in einem weiteren Schritt vor das Bundesgericht gezogen werden. Jede zusätzliche Einsprache und der damit verbundene Weiterzug (Bundesamt für Energie) oder zusätzliche Gerichtsentscheid (Bundesverwaltungs-, Bundesgericht) verzögert die Inbetriebnahme einer Leitung erfahrungsgemäss um ein bis zwei Jahre.

Aus der Abbildung ist ersichtlich, dass sich viele Projekte in der Phase des Sachplans für Übertragungsleitungen (Planungsgebiet- und Korridorfestlegung) oder der Phase der Plangenehmigung befinden. Im Kontext der Versorgungssicherheit sind aus dem «Strategischen Netz 2025» in erster Linie Netzprojekte wichtig, die einerseits zu einer Importmaximierung an der Schweizer Nordgrenze führen oder die andererseits den Abtransport der Stromproduktion aus den Walliser Wasserkraftwerken sicherstellen.

Einen wesentlichen Beitrag zur Importmaximierung leisten die im «Strategischen Netz 2025» vorgesehenen neuen Kuppeltransformatoren zwischen der 380- und der 220-Kilovoltenebene an den Standorten Beznau und Mühleberg. Diese beiden neuen Kuppeltransformatoren stehen auch in einem engen Zusammenhang mit den anstehenden Stilllegungen der Kernkraftwerke Beznau und Mühleberg. Die ursprünglich geplante Inbetriebnahme des Kuppeltransformators zwischen der 380- und der 220-Kilovoltenebene in Beznau im Jahr 2019 wird aufgrund der erhöhten Wahrscheinlichkeit, dass Beznau I auch im nächsten Winter nicht zur Verfügung steht, um drei Jahre vorgezogen. Der Inbetriebnahme des neuen Transformators in Beznau wird deshalb hohe Priorität beigemessen. Das Projekt liegt aktuell beim Eidgenössischen Starkstrominspektorat ESTI zur Genehmigung vor. Die Beschleunigung dieses Vorhabens ist insofern nicht unproblematisch, als dass in Beznau erhöhte Sicherheitsanforderungen zu beachten sind. Im Weiteren ist der Ersatz des bestehenden 600-MVA-Transformators in Laufenburg durch einen neuen 800-MVA-Transformator aus Sicht der Verfügbarkeit ebenfalls vordringlich. Die Inbetriebnahme dieses Transformators ist für 2019 vorgesehen. Die Kapazitätserweiterung des Kuppeltransformators in Laufenburg wird als Netzerhaltsinvestition angesehen und ist deshalb in Abbildung 13 nicht aufgeführt.

Im Zusammenhang mit der geplanten Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Mühleberg 2019 ist ein zusätzlicher Kuppeltransformator in Mühleberg notwendig, um die Versorgung im zentralen Mittelland zu gewährleisten. Damit der neue Transformator in Mühleberg, der ursprünglich für 2025 vorgesehen war, in Betrieb genommen werden kann, ist bei der Leitung Bassecourt-Mühleberg zusätzlich die Betriebsspannung von 220- auf 380-Kilovolt zu erhöhen. Die Leitung Bassecourt-Mühleberg wurde beim Bau ursprünglich auf 380-Kilovolt isoliert, in der Vergangenheit jedoch mit 220-Kilovolt betrieben. Da eine Spannungserhöhung aufgrund von gesetzlichen Anpassungen, insbesondere bei der Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung (NISV), nicht ohne bauliche Massnahme möglich ist,

ist die Wahrscheinlichkeit langwieriger Verzögerungen durch die Genehmigungs- und Gerichtsverfahren sehr hoch und es besteht die Gefahr, dass diese notwendigen Betriebsmittel nicht rechtzeitig fertiggestellt werden können. Ohne die Spannungsumstellung zwischen Bassecourt und Mühleberg und die Inbetriebnahme des zusätzlichen Kuppeltransformators in Mühleberg zum Zeitpunkt der Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Mühleberg sind zur Gewährleistung der Netzstabilität eventuell Einschränkungen beim grenzüberschreitenden Stromhandel notwendig.

Im weiter gefassten Sinn der Versorgungssicherheit ist auch die Nutzbarkeit des neuen Pumpspeicherkraftwerks Nant de Drance zu betrachten: Damit das Kraftwerk nach Fertigstellung im Jahr 2018 ohne Produktionseinschränkungen die Energie ins Stromnetz einspeisen kann, müssen die Leitungszüge Chamoson-Chippis, Bickigen-Chippis und Châtelard-Rosel von 220-Kilovolt auf 380-Kilovolt verstärkt werden. Im Weiteren soll am Standort Chippis ein zusätzlicher Kuppeltransformator zwischen der 380- und der 220-Kilovoltenebene installiert werden. Dieser Transformator kann jedoch erst dann in Betrieb gehen, wenn die Spannungsumstellung der genannten Leitungszüge erfolgt ist.

Die Leitungsverstärkung Chamoson-Chippis befindet sich aktuell vor Bundesverwaltungsgericht. Ein Entscheid wird bis Mitte 2016 erwartet. Sofern der Entscheid anschliessend nicht weiter vor das Bundesgericht gezogen wird, ist eine Realisierung bis 2019 realistisch. Andernfalls dürfte sich die Inbetriebnahme der Leitung um bis zu zwei Jahre hinauszögern. Swissgrid hat im November 2013 die vom Bundesgericht verlangte Untersuchung zur Verminderung von Geräuschemissionen und Energieverlusten vorgelegt. Das Bundesamt für Energie hat die Baupläne im Januar 2015 genehmigt. Gegen diesen Entscheid wurde anschliessend beim Bundesverwaltungsgericht Beschwerde eingelegt.

Für den Leitungsabschnitt Bickigen-Chippis reichte Swissgrid im Herbst 2015 das Baugesuch beim Eidgenössischen Starkstrominspektorat ein. Sofern die 300 Einsprachen – wovon nur etwa 20 Prozent durch legitimierte Einsprecher eingegeben wurden – bis 2018 bereinigt werden können, ist eine Realisierung bis 2022 möglich. Andernfalls könnte sich die Inbetriebnahme der Leitung um ein bis zwei Jahre hinauszögern.

Für den Leitungszug Châtelard-La Bâtiâz-Rosel liegt bis heute eine Teilgenehmigung vor (Abschnitt Châtelard-Mast126). Mitte April wurde ebenfalls der Abschnitt zwischen Mast126-La Bâtiâz genehmigt. Sofern beim Bundesverwaltungsgericht keine Beschwerde eingegangen ist, ist der Entscheid rechtskräftig. Umstritten ist zurzeit der Abschnitt zwischen La Bâtiâz-Rosel zur Querung der Rhone-Ebene. Von Rosel aus wird die Energie von Nant de Drance einerseits weiter über Chamoson nach Chippis (östliche Richtung) und andererseits nach Romanel (westliche Richtung) abgeführt. Gegenwärtig wird geprüft, ob die Querung der Rhone-Ebene zwischen La Bâtiâz-Rosel als Verkabelung geführt werden kann, da auf diesem Abschnitt zahlreiche Einsprachen gegen eine Freileitungsvariante eingegangen sind. Eine Freileitungsvariante würde im Vergleich zur Verkabelungsvariante deutlich geringere Investitionskosten verursachen, weshalb sie gemäss Stromversorgungsgesetz zu bevorzugen ist. Bei einem Entscheid zu Gunsten einer Freileitungsvariante zwischen La Bâtiâz-Rosel wäre jedoch zu erwarten, dass der Entscheid angefochten und das Verfahren weiter vor das Bundesverwaltungsgericht bzw. anschliessend vor das Bundesgericht gezogen wird. Die Realisierung der Leitung würde sich dadurch um mehrere Jahre hinauszögern und das Kraftwerk Nant de Drance könnte in diesem Zeitraum gar nicht oder nur eingeschränkt produzieren. Aus volkswirtschaftlicher Sicht könnte sich dadurch eine Kabelvariante aufgrund der verfahrensbeschleunigenden Wirkung als vertretbar erweisen. Dies kann jedoch erst dann abschliessend beurteilt werden, wenn die Auswirkungen sämtlicher Auflagen aller mitspracheberechtigten Stellung und Organisationen auf die zeitliche Realisierung absehbar sind. Im Falle einer Verkabelungsvariante gilt jedoch darauf hinzuweisen, dass für den vollständigen Abtransport der produzierten Energie aus dem Kraftwerk Nant de Drance nicht nur der Leitungsabschnitt zwischen La Bâtiâz-Rosel benötigt wird, sondern auch die Anschlussleitungen Chamoson-Chippis. Allfällige in Kauf genommene Mehrkosten für eine Verkabelungsvariante zwischen La Bâtiâz-Rosel würden daher nur dann Sinn machen, wenn der Abschnitt Chamoson-Chippis ebenfalls in absehbarer Zeit genehmigt werden würde.

Bericht Versorgungssicherheit der Schweiz 2016

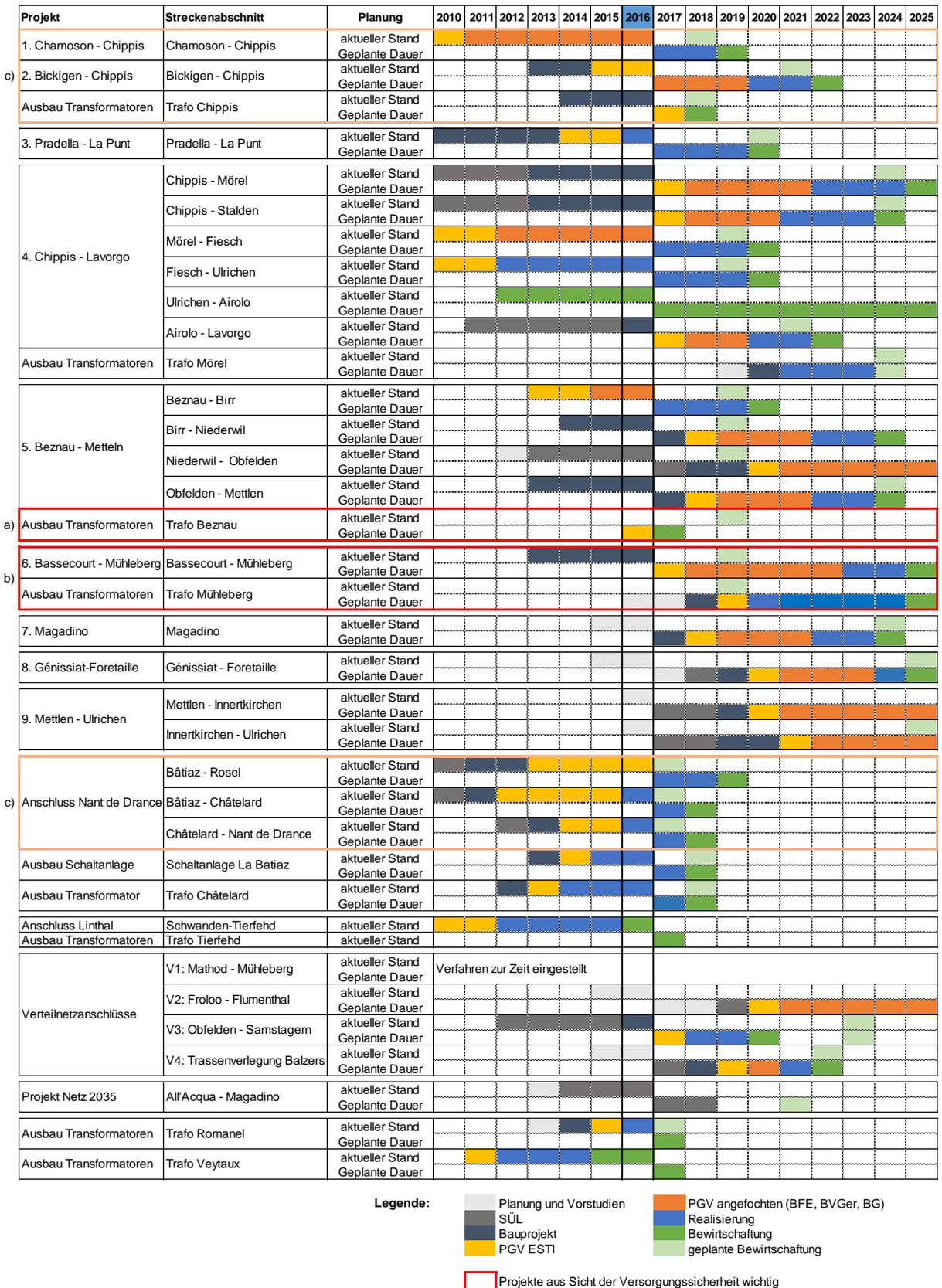


Abbildung 13: Projektstadien der Leitungsprojekte des «Strategisches Netzes 2025» von Swissgrid (Quelle: Swissgrid)

2.4.2 Investitionen ins Übertragungsnetz und ins Verteilnetz

Abbildung 14 zeigt die Investitionen in Sachanlagen sowie die Abschreibungen von Sachanlagen des Übertragungsnetzes über den Zeitraum von 2013 bis 2015 (Swissgrid, 2016c). Zwischen 2013 und 2015 schwankten die Investitionen in das Übertragungsnetz zwischen 80 und 140 Millionen Schweizer Franken. Dem gegenüber standen Abschreibungen in der Höhe von rund 80 bis 100 Millionen Schweizer Franken pro Jahr. Die Höhe der jährlichen Netzinvestitionen hängen teilweise stark davon ab, ob Netzerweiterungsprojekte aufgrund von Einsprachen in Verfahren blockiert sind. Die jährlichen Netzinvestitionen waren in den vergangenen Jahren im Verhältnis zu den Abschreibungen gleichwertig oder haben sie übertroffen. In diesen Zahlen sind neben den Investitionen in Netzanlagen auch Investitionen in Systeme, in Transaktions- und Organisationsprojekte sowie Betriebsinvestitionen (z.B. IT-Hardware) enthalten. Im Weiteren ist anzufügen, dass in diesem Zeitraum gewisse Investitionen noch von den ehemaligen Übertragungsnetzeigentümern getätigt wurden.

Im Rahmen der Projektrealisierung des «Strategischen Netzes 2025» geht Swissgrid davon aus, dass für Netzerweiterung und Netzerhalt bis zum Jahr 2025 jährliche Investitionen von rund 180 Millionen Schweizer Franken notwendig sind. Bei diesen Angaben handelt es sich um reine Netzinvestitionen.

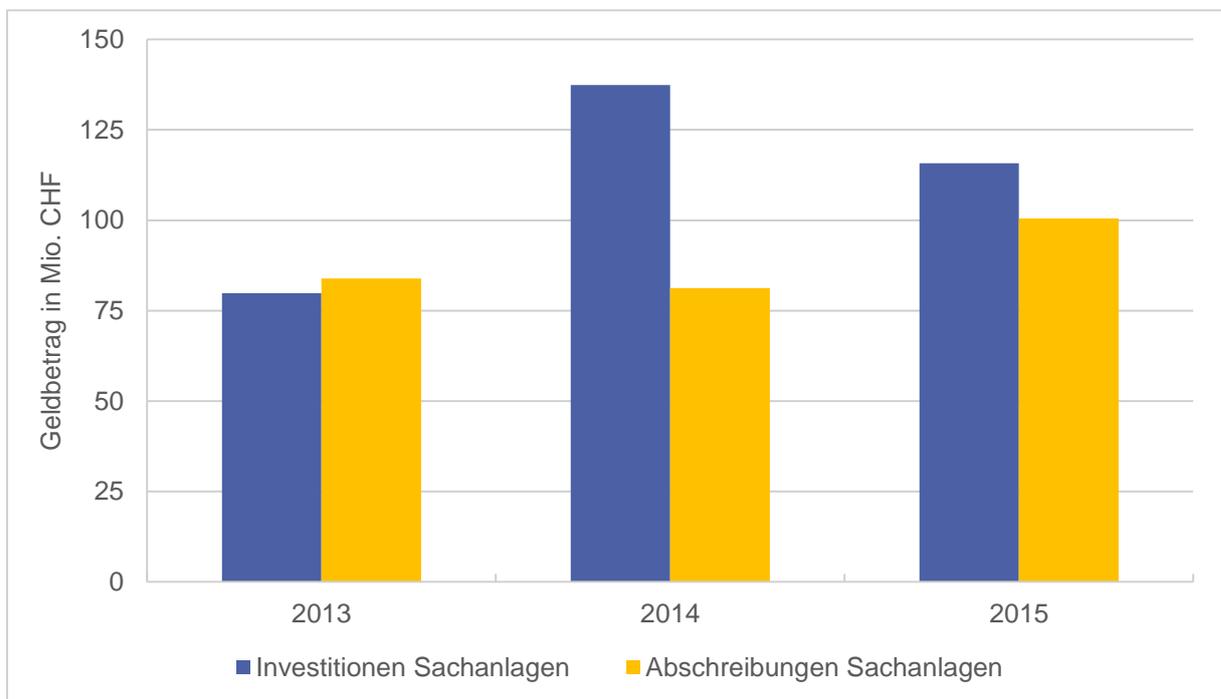


Abbildung 14: Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Übertragungsnetz (Quelle: Swissgrid)

In der Abbildung 15 sind die Investitionen und Abschreibungen in Sachanlagen des Verteilnetzes dargestellt. Für die Jahre 2009 bis 2014 wiesen die Verteilnetzbetreiber Investitionen von jährlich rund 1300 bis 1500 Millionen Schweizer Franken aus. Diesem Betrag standen Abschreibungen von rund 800 Millionen Schweizer Franken pro Jahr gegenüber. Aufgrund der hohen Versorgungsqualität in der Schweiz – auch im internationalen Vergleich – und der Tatsache, dass die Investitionen die Abschreibungen übersteigen, erachtet die EICom die Investitionen ins Verteilnetz zurzeit als genügend.

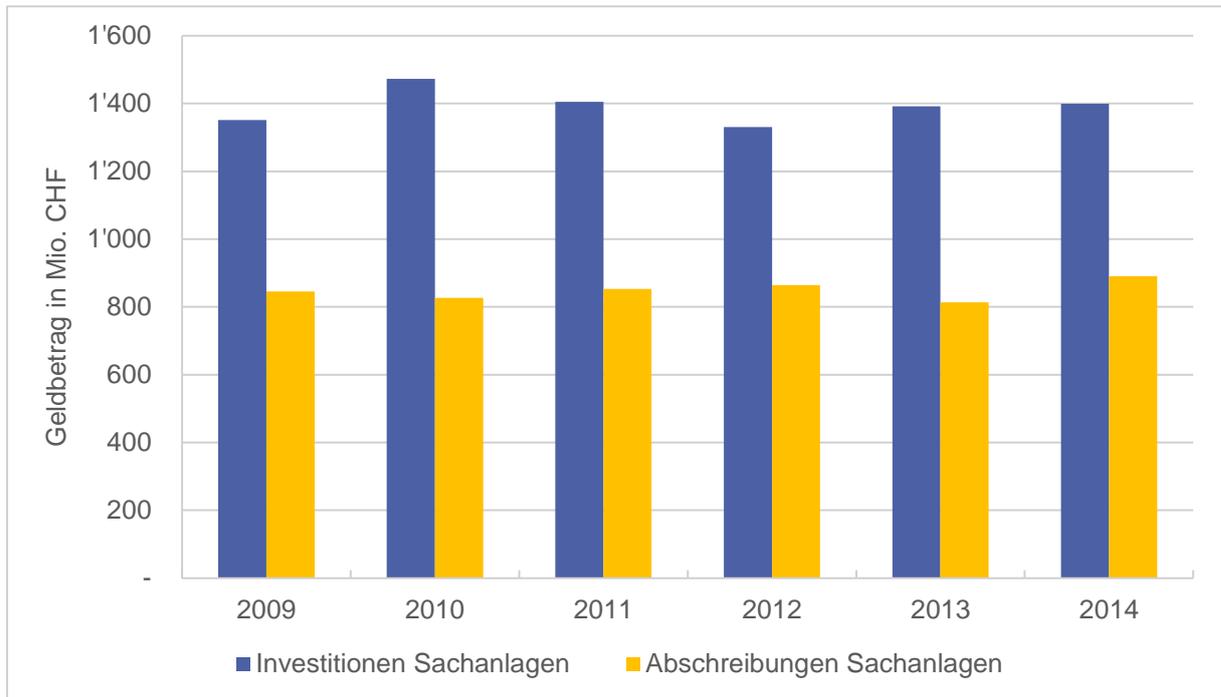


Abbildung 15: Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Verteilnetz (Quelle: EICom)

3 Produktion

Für die Sicherstellung der Stromversorgungssicherheit in der Schweiz ist, neben der Netzinfrastruktur, auch die Verfügbarkeit von Produktionskapazität eine zentrale Voraussetzung. Hierzu wurden im Monitoring die Beobachtungsdimensionen «3.1 Kraftwerkskapazität», «3.2 Stromimportmöglichkeit» und «3.3 Investitionen in zukünftige Kraftwerke» erstellt. Die Beobachtungsdimension Stromimportmöglichkeit wird als «ausländisches Kraftwerk» angesehen, auf welches bei einer Unterdeckung zurückgegriffen werden könnte, um Strom vom Ausland in die Schweiz zu importieren. Dies setzt voraus, dass das Ausland einerseits die entsprechenden Energiemengen zur Verfügung stellen kann. Andererseits muss die Energie mittels der benötigten Netzkapazitäten in die Schweiz geführt und weiter verteilt werden können.

Bei der Beurteilung der Produktionskapazitäten ist die besondere Konstellation der Schweizer Elektrizitätsinfrastruktur zu beachten: Im Verhältnis zum Landesverbrauch sind die installierten Transportkapazitäten auf dem 380-Kilovoltenebene zum benachbarten Ausland sehr gut ausgebaut. Dies führt dazu, dass das Preisniveau für den Grosshandel in der Schweiz wesentlich durch die umliegenden, ungleich grösseren Märkte beeinflusst wird. Aus diesem Grund wird die Schweiz auch als «Preisnehmer» bezeichnet. Mögliche Produktionsengpässe sind deshalb stets im Kontext der Marktverhältnisse in Italien, Frankreich, Österreich und Deutschland sowie anhand der Verfügbarkeit der Transportinfrastruktur zu beurteilen.

Eine Beurteilung der Schweizer Produktionskapazität auf Basis von Preissignalen ist im Sinne dieses Berichtes nicht zweckmässig, da der Markt für Termingeschäfte in der Schweiz nicht genügend Liquidität aufweist.

Die aktuelle Diskussion über «*too-big-to-fail*» ist aus stromversorgungsrechtlicher und aus technischer Sicht keine versorgungsrelevante Frage, da die ElCom davon ausgeht, dass die Betriebsbereitschaft der Kraftwerke auch bei einem Konkurs eines Unternehmens weiterhin aufrecht erhalten werden kann und somit die Kraftwerke weiterhin einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können.

3.1 Kraftwerkskapazität

Die Dimension Kraftwerkskapazität wird anhand der Beobachtungsgrössen «3.1.1 Entwicklung von Produktionsleistung», «3.1.2 Systemreserven» und «3.1.3 Elektrizitätsbilanz der Schweiz» beurteilt.

3.1.1 Entwicklung der Produktionsleistung

Abbildung 16 zeigt die Zusammensetzung des Schweizer Produktionsparks basierend auf den installierten Kraftwerksleistungen. Die Produktionsleistung setzte sich 2014 mengenmässig hauptsächlich aus der Leistung der Speicherkraftwerken (9.8 GW), der Laufwasserkraftwerken (3.9 GW) sowie den Kernkraftwerken (3.3 GW) zusammen (BFE, 2015a; BFE, 2015b). Die installierte Produktionskapazität der konventionell-thermischen Kraftwerke (Grafik «Rest») und der erneuerbaren Energien betrug zusammen 2.1 Gigawatt. Gesamthaft gesehen lag die installierte Kraftwerksleistung in der Schweiz im Jahr 2014 bei 19.1 Gigawatt. Damit nahm die installierte Leistung des Schweizer Kraftwerksparks gegenüber dem Basisjahr von 2009 um rund 1.4 Gigawatt zu. Der grösste Ausbau fand bei den Photovoltaik-Anlagen statt. Hier stieg die installierte Leistung zwischen 2009 und 2014 von 80 Megawatt auf 1.1 Gigawatt an (Swissolar, 2016).

Bei der Interpretation des Schweizer Kraftwerksparks ist zu berücksichtigen, dass die verschiedenen Produktionsanlagen unterschiedliche Volllaststunden aufweisen. Während die Kernkraftwerke ausschliesslich Bandenergie liefern (7000-8000 Volllaststunden pro Jahr), produzieren die Grosswasserkraftwerke in Abhängigkeit der Wasserverfügbarkeit. Die eingespeiste Leistung der Laufwasserkraftwerke beträgt im Winterhalbjahr etwa rund 1.0 Gigawatt (Februar) und im Sommerhalbjahr über 3.0 Gigawatt (Juni). Dies führt dazu, dass die Laufwasserkraftwerke pro Jahr zwischen 4000-5000 Volllaststunden erreichen. Die Speicherkraftwerke erreichen im Jahr etwa rund 2200 Volllaststunden. Ihr Einsatz hängt in erster Linie von den Lastspitzen und den Marktpreisen ab. Die Photovoltaik-Anlagen und die Windkraftanlagen erreichen pro Jahr ungefähr 1000 bzw. 1300-2700 Volllaststunden. Photovoltaikanlagen haben ihr Produktionsmaximum im Sommer, Windkraftanlagen eher im Winter.

Die Zusammensetzung des Kraftwerksparks zeigt, dass in der Schweiz vor allem eine grosse Menge an Spitzenlastleistung (Speicherkraftwerke) vorhanden ist. Die Grundlastleistung wird primär durch die Kernkraftwerke sowie teilweise durch die Laufwasserkraftwerke bereitgestellt. Typische Mittellastkraftwerke wie Gaskombikraftwerke sind aktuell im Schweizer Kraftwerkpark nicht vorhanden.

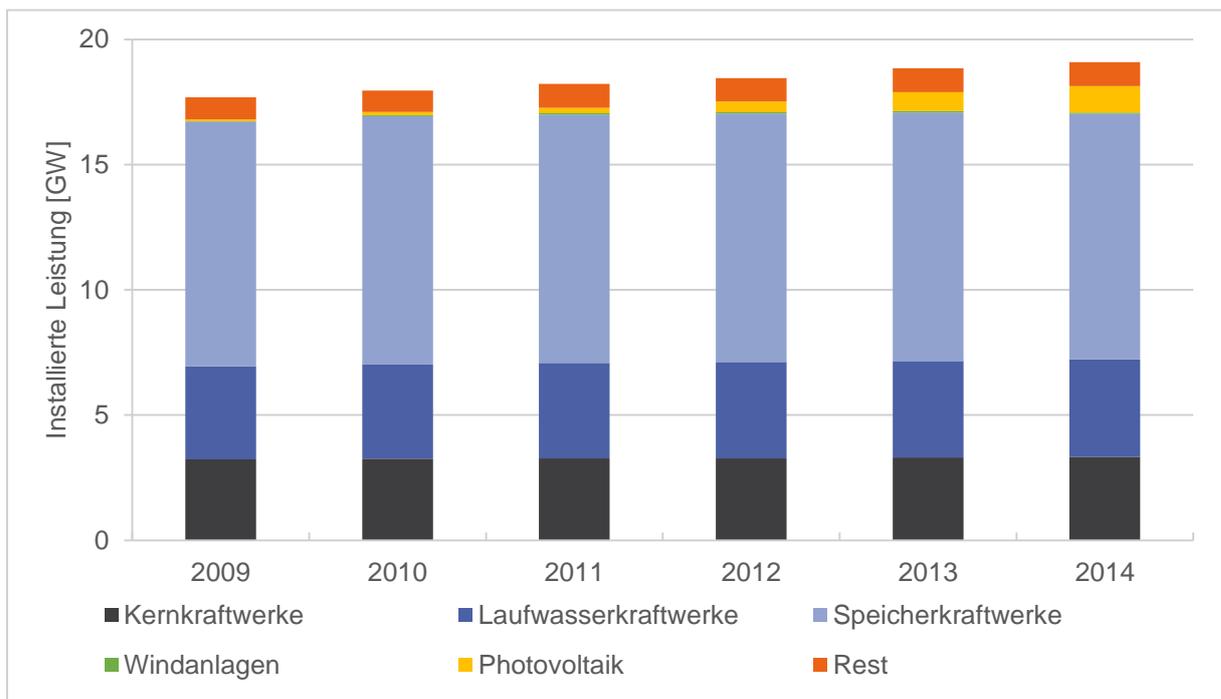


Abbildung 16: Entwicklung der Produktionskapazität des Schweizer Kraftwerksparks (Quelle: BFE)

3.1.2 Leistungsreserven

Die installierte Kraftwerksleistung der Schweiz lag im Jahr 2014 bei rund 19.1 Gigawatt. Zusätzlich zur inländischen Produktionskapazität besass die Schweiz durch die grenzüberschreitenden Leitungen im Jahr 2014 eine durchschnittliche Nettoimportkapazität³ von rund 2.3 Gigawatt. Dies führt zu einer theoretischen Bezugskapazität von über 21.1 Gigawatt. Die Verbrauchslast der Schweiz variiert im Jahresverlauf zwischen 6-10 Gigawatt, wobei die Schwankungsbreite im Winterhalbjahr eher zwischen 7-10 Gigawatt (siehe Abbildung 4) liegt.

Die Aussagekraft der installierten Kraftwerksleistung ist jedoch beschränkt: Abbildung 17 zeigt verschiedene Szenarien, die grundsätzlich eintreten und die Versorgungssicherheit basierend auf dem heutigen Kraftwerkspark gefährden könnten. Nicht mitberücksichtigt sind in diesen vereinfachten Szenarien Kraftwerksrevisionen, Leistungsabzüge für die Vorhaltung von Systemdienstleistungen oder Netzengpässe. Ebenso könnten die Szenarien beliebig erweitert und verfeinert werden (z.B. nur einzelne Kraftwerksausfälle). Insgesamt hat jedoch ein Ausfall eines Kernkraftwerks auf die Versorgungssicherheit einen wesentlich grösseren Einfluss als ein Ausfall eines einzelnen Laufwasserkraftwerks, da sich bei letzterem die totale installierte Produktionsleistung von 3.9 Gigawatt auf rund 500 Anlagen verteilen (Abbildung 18). Im Vordergrund der Analyse stehen eher qualitative Feststellungen; Aussagen zur potentiellen Teilnahme an ausländischen Kapazitätsmärkten oder ähnlichem können daraus nicht abgeleitet werden.

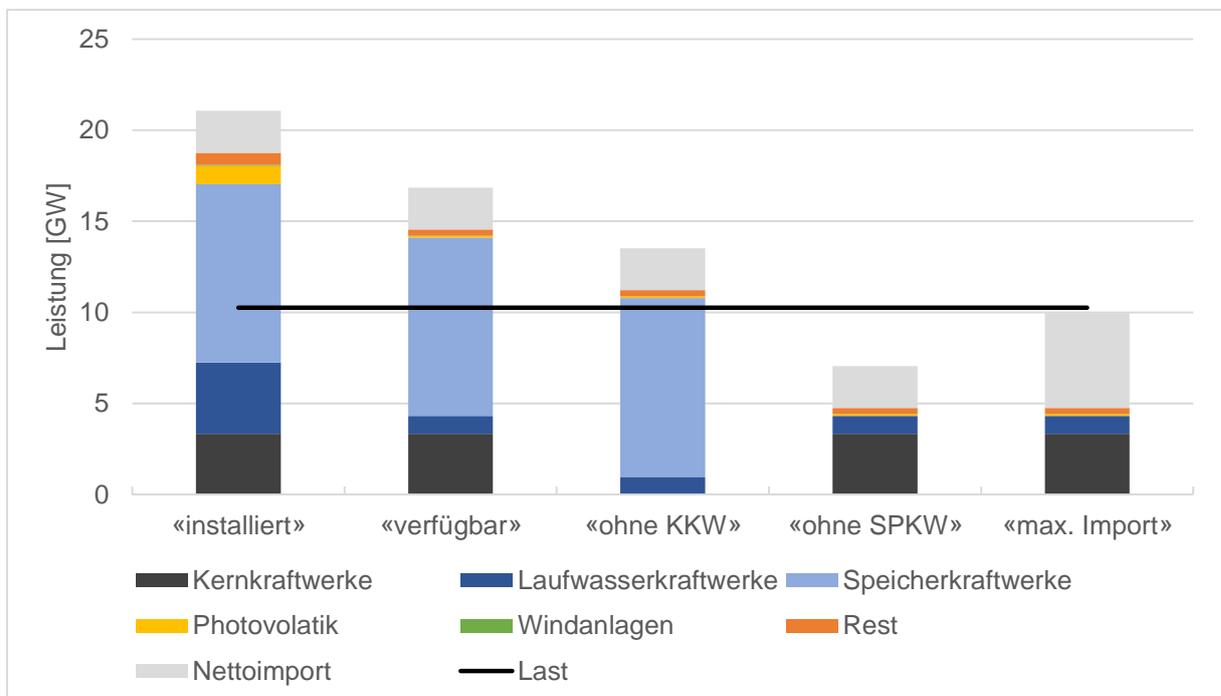


Abbildung 17: Aktuelle Systemreserven basierend auf den Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2014 (Quelle: BFE/EICom)

- Szenario «*installiert*»: Die installierte Kraftwerksleistung inklusive Nettoimportkapazität ist in der Schweiz ausreichend, um eine Winterlast von 10 Gigawatt zu decken.
- Szenario «*verfügbar*»: Aufgrund des reduzierten Wasserdargebots können seitens der Laufwasserkraftwerken im Februar, wenn die Verbrauchslast meist am höchsten ist, nur etwa 25 Prozent der installierten Leistung zur Produktion eingesetzt werden. Bei den Photovoltaik- und Windkraftanlagen wird eine Einspeiseleistung von fünf Prozent bzw. zehn Prozent der installierten Leistung angenommen. Anhand dieser Annahmen kann der «verfügbare Kraftwerkspark» eine winterliche Verbrauchslast von 10 Gigawatt bereitstellen.

³ $NTC_{Import} FR>CH + DE>CH + AT>CH - NTC_{Export} CH>IT$

- Szenario «ohne KKW»: Bei einem Ausfall der Kernkraftwerke würde die Stromversorgung der Schweiz in erster Linie durch die Laufwasserkraftwerke, die Speicherkraftwerke sowie durch Importe erfolgen. Hier ist zu berücksichtigen, dass die Speicherkraftwerke bei ständiger Nutzung (ohne Pumpbetrieb) ihre Energiereserven (8.8 TWh) innerhalb von fünf Wochen verbraucht hätten. Dieser Zeitraum könnte mit der Verwendung von Stromimporten ausgedehnt werden. Da die Füllung der Speicherseen typischerweise erst Anfang Mai einsetzt, wäre bei einem Totalausfall der Kernkraftwerke über mehrere Winterwochen – aufgrund der fehlenden Mittellastkraftwerken – in der Schweiz mit einem Energie- und deshalb auch mit einem Leistungsengpass zu rechnen. Die Inbetriebnahme der beiden Pumpspeicherkraftwerke Linth Limmern und Nant de Drance wirken sich diesbezüglich bis 2018 positiv auf die Versorgungssicherheit der Schweiz aus.
- Szenario «ohne SPKW»: Eine vorzeitige Entleerung der Speicherseen hätte zur Folge, dass eine winterliche Verbrauchslast von 10 Gigawatt durch den Schweizer Kraftwerkspark nicht bereitgestellt werden könnte. Es würde in der Schweiz ein Leistungsengpass in der Stromversorgung vorliegen.

Ein Szenario, in dem es zu leeren Speicherseen kommt und die zur Verfügung stehenden Wasserreserven nicht mehr ausreichen um den Landesverbrauch zu decken, wäre ev. möglich, wenn dem Markt Informationen fehlen (z.B. zum Import). Da die beiden Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt im Winter mehr als 20 Prozent der benötigten Leistung zur Deckung der Verbrauchslast bereitstellen und über das ganze Jahr hinweg gesehen knapp 30 Prozent der Energie an den Landesverbrauch beisteuern, ist beim Schweizer Kraftwerkspark eine gewisse Abhängigkeit von den beiden Kraftwerken auszumachen. Ein Ausfall der beiden Kernkraftwerke könnte die Versorgungssicherheit negativ beeinflussen bzw. die Importabhängigkeit vom Ausland erhöhen. Ein weiteres Risiko für die Versorgungssicherheit ist, dass der Schweizer Kraftwerkspark hauptsächlich aus Grundlastkraftwerken und Spitzenlastkraftwerken besteht. Flexibel einsetzbare Mittellastkraftwerke wie Gaskombikraftwerke sind in der Schweiz nicht vorhanden. Die Kernkraftwerke, die Laufwasserkraftwerke und die konventionell-thermischen Erzeugungskapazitäten können im Winter bei vollständiger Verfügbarkeit eine Bandleistung von 5-6 Gigawatt bereitstellen. Die verbleibende Differenz zur Verbrauchslast ist aufgrund der nicht vorhandenen Mittellastproduktionskapazitäten durch Speicherkraftwerken oder Importe zu decken, wobei die Stromversorgungssicherheit entweder von den verfügbaren Wasserreserven in den Stauseen oder dann vom Ausland abhängig ist.

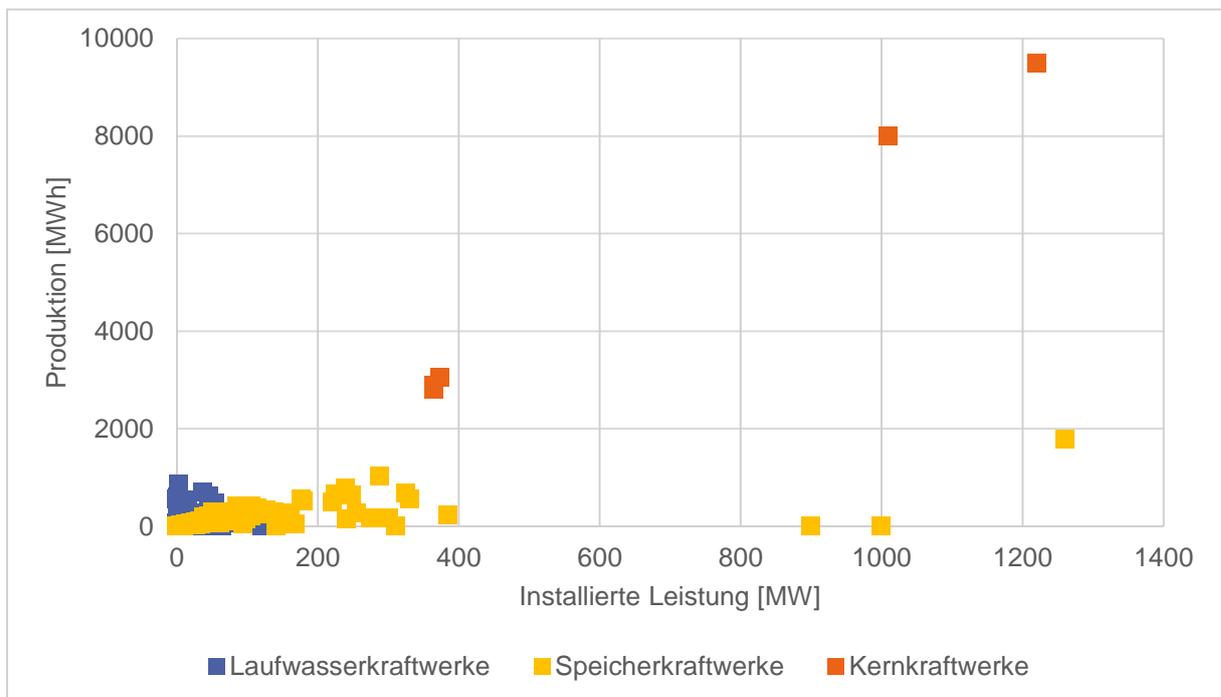


Abbildung 18: Übersicht zu den installierten Leistungen der Kraftwerke / Kraftwerkzentralen und deren produzierten Energiemengen im Jahr 2014 (Quelle: BFE)

3.1.3 Elektrizitätsbilanz der Schweiz

Aufgrund des höheren Verbrauchs und der geringeren Produktion der Laufwasserkraftwerke, zurückzuführen auf die geringere Wasserführung der Flüsse im Winter, deckte die Schweiz in den vergangenen Winterhalbjahren einen Teil ihres Strombedarfs mit Stromimporten. Bei der Interpretation dieser Beobachtungsgrösse ist zu beachten, dass ein Nettoimport im Winterhalbjahr nicht unbedingt ein Kraftwerkkapazitätsproblem sein muss, sondern auch rein durch wirtschaftliche Aspekte begründet sein kann. Aus diesem Grund können kleinere Importschwankungen, oder gar ein leichter Winterexport im Winterhalbjahr, auch auf die Marktsituationen der umliegenden Länder oder auf andere Einflussfaktoren wie Witterung oder Hydrologie zurückgeführt werden. Über das (hydrologische) Jahr hinweg gesehen, war die Schweiz in den vergangenen Jahren jedoch eine «Nettoexporteurin».

Abbildung 19 zeigt die Elektrizitätsbilanz der Schweiz in den vergangenen sieben Winterhalbjahren. Zu sehen ist, dass der winterliche Nettoimport zunächst von rund 5 Terawattstunden im Winterhalbjahr 2009/10 auf rund 0.5 Terawattstunden im Winterhalbjahr 2014/15 zurückging. Diese Abnahme kann in erster Linie mit optimalen Erzeugungsbedingungen bei der Wasserkraft sowie durch tiefere winterliche Landesverbräuche erklärt werden. Für das vergangene Winterhalbjahr 2015/16 ist jedoch wieder eine Zunahme der Nettoimportmenge zu erwarten.⁴ Aufgrund der Nichtverfügbarkeiten der Kernkraftwerke Beznau I und II lag der Nettoimport für die Monate Oktober bis Dezember 2015 bei rund 1.9 Terawattstunden. Es ist davon auszugehen, dass dieser Wert trotz der Wiederinbetriebnahme des Kernkraftwerks Beznau II Ende 2015 für das ganze Winterhalbjahr 2015/16 noch weiter ansteigen wird. Die Wiederinbetriebnahme des Kernkraftwerks Beznau I ist frühestens für Sommer 2016 geplant. Sollte sich dieser Zeitpunkt weiter hinauszögern, müsste die Schweiz im nächsten Winterhalbjahr ihre Stromversorgung wiederum vermehrt mittels Stromimporten decken.

Mit der anstehenden Stilllegung des Kernkraftwerks Mühleberg ist ab dem Jahr 2019 eine winterliche Energiemenge von über 1.5 Terawattstunden (5 Prozent des winterlichen Strombedarfs) durch andere Kraftwerke oder durch zusätzliche Importe aus dem Ausland zu ersetzen. Der Verlauf der Nettoimportmengen dürfte sich in Zukunft, spätestens aber mit der Stilllegung sämtlicher Kernkraftwerke, substantiell verändern, sofern die Zubauziele der Energiestrategie 2050 nicht umgesetzt werden können. Aus versorgungstechnischer Sicht ist auf das Risiko hinzuweisen, dass die wegfallenden Energiemengen aus wirtschaftlichen Gründen zu einem grossen Anteil durch Importe substituiert werden müssen. Bei der Ausgestaltung der Rahmenbedingungen zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 sind deshalb die damit einhergehenden Risiken (z.B. Netzengpässe, höhere Preisvolatilität, Leistungsbetrachtung, begrenzte Exportkapazitäten im Ausland) zu berücksichtigen.

⁴ Die Elektrizitätsdaten für das ganze Winterhalbjahr 2015/2016 lagen zum Zeitpunkt der Publikation des Berichts nicht vor.

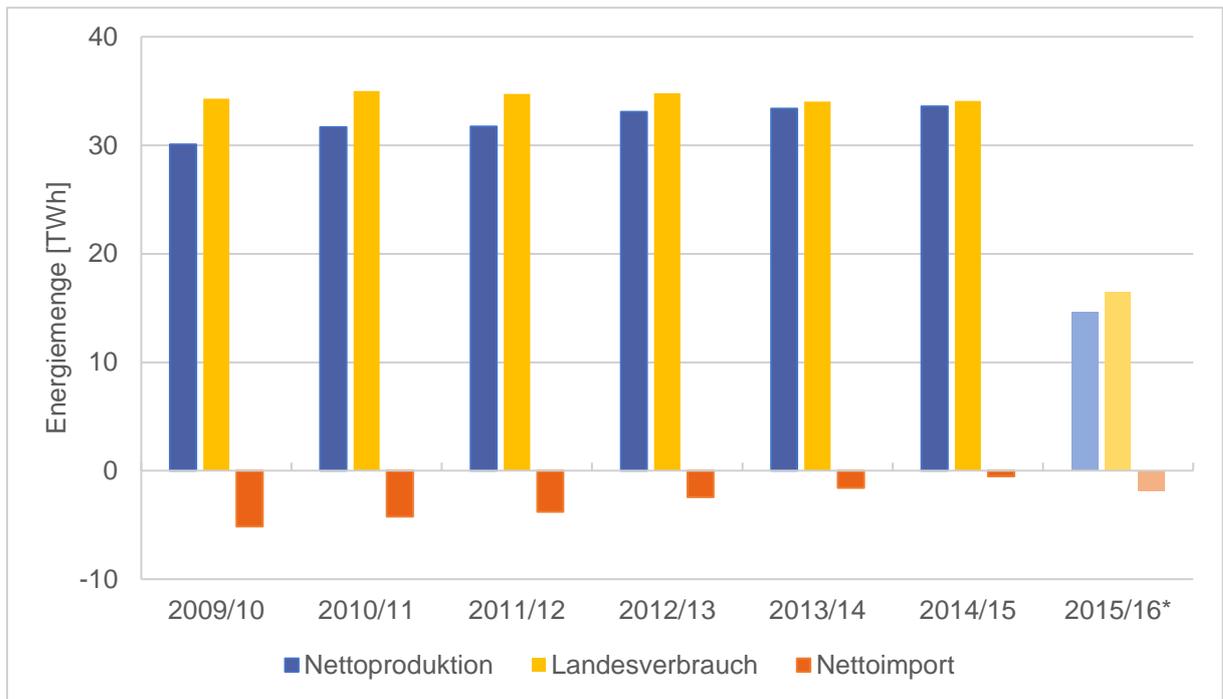


Abbildung 19: Entwicklung der Nettoimportmenge der vergangenen sieben Winterhalbjahre (orange): Export (+); Import (-); aufgrund der Produktion und zum Landesverbrauch (Quelle: BFE)

* Die Werte des Winterhalbjahrs 2015/16 umfassen nur die Werte der Monate Oktober bis Dezember 2015. Die Elektrizitätsbilanzen der Monate Januar, Februar und März werden erst im Laufe des Jahres 2016 publiziert.

3.2 Stromimportmöglichkeit

Die Option «Stromimport» ist bei der Beurteilung der schweizerischen Versorgungssicherheit höchst relevant: Da die Schweiz in Relation zum Landesverbrauch über eine sehr gut ausgebaute Transportinfrastruktur für grenzüberschreitende Lieferungen verfügt und zudem inmitten der grössten und liquiden Teilmärkte im Verbundnetz liegt, ist der Stromimport als Alternative und Ergänzung zum Schweizer Kraftwerkspark stets zu berücksichtigen.

Die Option «Stromimport» ist dabei nicht nur aufgrund der grenzüberschreitenden Transportinfrastruktur zu beurteilen: Betrachtet man die Versorgungssicherheit als Wahrscheinlichkeit, dass die gesamte Versorgungskette zur Verfügung steht, lässt sich die Versorgungssicherheit als Produkt der Wahrscheinlichkeiten (W) der einzelnen Glieder quantifizieren:

Versorgungssicherheit = $W(\text{Primärenergie}) \times W(\text{Erzeugung}) \times W(\text{Transportkapazität}) \times W(\text{Verteilnetz})$.

Bei der Beurteilung des Stromimports sind insbesondere die Wahrscheinlichkeiten der beiden Terme $W(\text{Erzeugung})$ sowie $W(\text{Transportkapazität})$ relevant. Die «Importabhängigkeit im Winterhalbjahr» (3.2.1) ist eine Beobachtungsgrösse, welche diese beiden Terme integral «misst» und durch «3.2.2 grenzüberschreitende Importkapazität» ($W(\text{Transportkapazität})$) bzw. durch «3.2.3 Elektrizitätsbilanz der Nachbarländer» ($W(\text{Erzeugung})$) quantifiziert werden können. Die beiden Terme zur Primärenergie- und Verteilnetzverfügbarkeit können in einer ersten Annäherung als gleichwertig (für die Betrachtung Eigenproduktion vs. Import) angenommen werden.

3.2.1 Winterimportabhängigkeit der Schweiz

Die Versorgungssicherheit wurde schon vor Jahrzehnten im Rahmen der sogenannten Zehn-Werke-Berichte durch die Wahrscheinlichkeit eines Nettoimports im Winterhalbjahr definiert (Gewerkschaftliche Rundschau, 1981). Bei einer so definierten Versorgungssicherheit von 95 Prozent wird davon ausgegangen, dass nur in einem von 20 Wintern der inländische Strombedarf nicht mit eigenen Erzeugungsanlagen gedeckt werden kann und dass in 19 von 20 Winterhalbjahren ein Nettoexportüberschuss entsteht.

Diese Messgrösse ist für eine politische Diskussion der staatlichen Rahmenbedingungen insofern geeignet, als dass damit komplizierte Verknüpfungen von Abhängigkeiten und Wahrscheinlichkeiten auf eine gut messbare Grösse reduziert werden können.

Abbildung 20 zeigt den zeitlichen Verlauf zum Nettoimport und -export der Winterhalbjahre seit 1960/61. Daraus ist ersichtlich, dass die im Winterhalbjahr bisher maximal importierte Nettoenergiemenge rund 7 Terawattstunden betrug (2006; aufgrund des längeren Ausfalls des Kernkraftwerks Leibstadt). Die Substitution eines Bandes von ca. 1.6 Gigawatt Produktion ist auf der 380-Kilovoltebene technisch ohne Probleme möglich. Dabei nicht berücksichtigt ist das Risiko, wenn die inländische Produktion unterhalb der 380-Kilovoltebene durch Importe ersetzt werden soll: Dieser konkrete Fall zeigte sich im Winter 2015/16, als die beiden Blöcke des Kernkraftwerks Beznau für längere Zeit ausfielen und gleichzeitig die Verfügbarkeit der Produktion aus Speicherkraftwerken fraglich erschien (siehe dazu separaten Bericht der EICom zur Versorgungssicherheit Winter 2015/16).

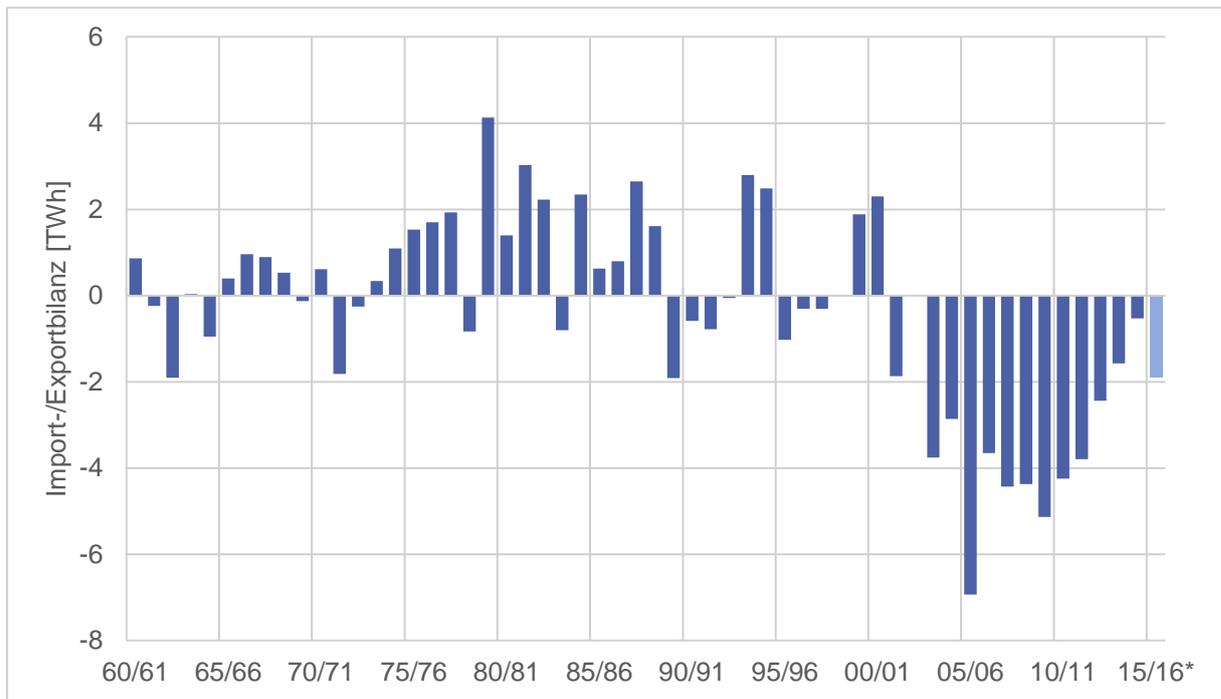


Abbildung 20: Winterimportabhängigkeit der Schweiz seit 1960/61; Export (+); Import (-); (Quelle: BFE)

Die Abbildung 21 bildet den gleitenden Durchschnitt des Versorgungssicherheitsgrades der Schweiz der letzten 20 Jahre gemäss der Definition in den Zehn-Werke-Berichten ab. Der dargestellte Wert eines Jahres in der Abbildung umfasst jeweils die letzten 20 Winterhalbjahre (Balken im Jahr x umfasst den Zeitraum x-20 bis x). Der langjährige Verlauf dieses Indikators zeigt, dass bei Glättung der kurz- und mittelfristigen Einflüsse wie Witterung (Jahrestemperatur, Wasserführung), der Verfügbarkeit Kernkraftwerke sowie der Schwankungen im Verbrauch (Konjunktur) die Versorgung der Schweiz seit Ende der 90er-Jahre im Winterhalbjahr zunehmend auf Importe abstellt. Zwischen 1980 und 1990 lag die Versorgungssicherheit gemäss der Definition in den Zehn-Werke-Berichten bei 75 Prozent (5 Jahre mit Winternettoimport, 15 Jahre mit Winternettoexport). Über die letzten 20 Jahre nahm dieser Versorgungssicherheitswert von 75 Prozent kontinuierlich ab. Zunächst lag er zwischen 1990 und 1995 bei 70 Prozent, anschliessend bei 55 Prozent (1997 bis 2004), dann bei 30 Prozent (2008 bis 2013) und zuletzt im Winter 2015/16 bei 20 Prozent (16 Jahre mit Winternettoimport, 4 Jahre mit Winternettoexport). Diese Entwicklung ist versorgungstechnisch insofern nicht risikofrei, da die Verfügbarkeit der Importe von exogenen Faktoren abhängt.

Ob und mit welcher Häufigkeit die zukünftige Stromversorgung der Schweiz im Winterhalbjahr vom Ausland abhängig sein soll, ist in erster Linie eine politische Entscheidung. Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie geht in der Schweiz eine Bandleistung von über 3.3 Gigawatt (14.5 Terawattstunden Winterenergie) verloren. Ob die entsprechenden Kraftwerksleistungen gemäss den Zielen der Energiestrategie 2050 zugebaut werden können, bleibt zum heutigen Zeitpunkt noch abzuwarten und hängt auch, insbesondere bei den Gaskombikraftwerken, von den Strommarktpreisen ab. Die winterliche Stromversorgungssicherheit durch Stromimporte sicherzustellen ist mit dem Risiko verbunden, dass einerseits die benötigte Importkapazität die verfügbare Importkapazität übersteigt und andererseits die benötigte Energie aus dem Ausland zur gewünschten Zeit nicht oder nur sehr teuer in die Schweiz importiert werden kann.

* Die Werte des Winterhalbjahrs 2015/16 umfassen nur die Werte der Monate Oktober bis Dezember 2015. Die Elektrizitätsbilanzen der Monate Januar, Februar und März werden erst im Laufe des Jahres 2016 publiziert.

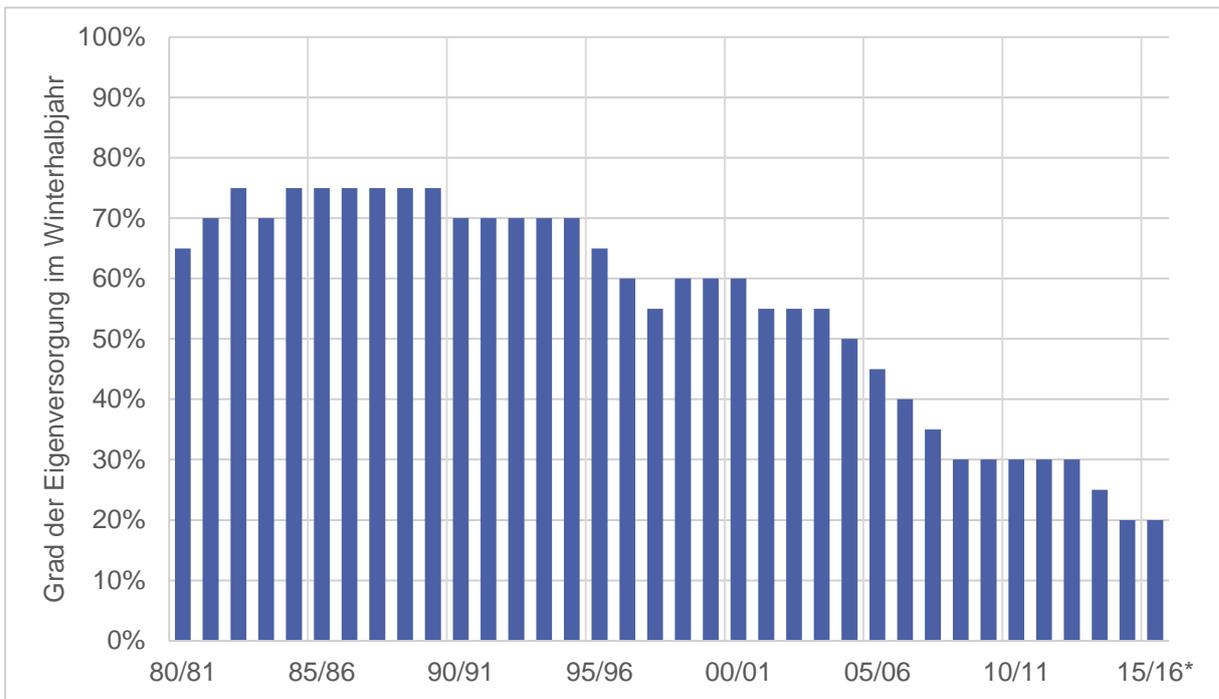


Abbildung 21: Grad der Eigenversorgung der Schweiz im Winterhalbjahr anhand eines 20-jährigen, gleitenden Durchschnittswertes: Ein winterlicher Nettoexport während 20 Jahren entspricht 100 Prozent; ein winterlicher Nettoimport während 20 Jahre entspricht 0 Prozent (Quelle: BFE)

* Die Werte des Winterhalbjahrs 2015/16 umfassen nur die Werte der Monate Oktober bis Dezember 2015. Die Elektrizitätsbilanzen der Monate Januar, Februar und März werden erst im Laufe des Jahres 2016 publiziert.

3.2.2 Grenzüberschreitende Importkapazität

Durch die grenzüberschreitenden Leitungen besteht für die Schweiz die Möglichkeit, einen Teil der Stromversorgung mittels Stromimporten zu decken. Die Net Transfer Capacity (NTC) gibt die maximale Importkapazität an, die zur Stromversorgung der Schweiz verwendet werden kann, ohne die Netzstabilität zu gefährden.

Da der Import von Energie an der Schweizer Nordgrenze (Frankreich, Deutschland, Österreich) zu 90 Prozent über das 380-Kilovoltenebene erfolgt, bestimmt im Winterhalbjahr in erster Linie die verfügbare Kapazität der Kuppeltransformatoren zwischen der 380- und 220-Kilovoltenebene die maximal mögliche Importkapazität. Abbildung 22 zeigt die Importkapazität an den vier Schweizer Landesgrenzen⁵. Die Importkapazitäten entwickelten sich stabil bis leicht positiv (Deutschland > Schweiz und Österreich > Schweiz). Der Anstieg der Importkapazitäten an der deutschen und österreichischen Grenze in den Jahren 2014 sowie 2015 ist auf betriebliche und organisatorische Massnahmen zurückzuführen. Durch die Optimierung der Planungs- und Prognosesystemen bei Swissgrid konnte die verfügbare Importkapazität um mehrere hundert Megawatt erhöht werden.

Aufgrund der hohen Transitflüsse durch die Schweiz von Norden nach Süden ist für die Versorgungssicherheit der Schweiz auch die verfügbare Exportkapazität nach Italien von Bedeutung. Der Umfang dieser Exportkapazität (im Durchschnitt 2.8 Gigawatt) hat einen massgeblichen Einfluss auf die Belegung der Importkapazität an der Grenze zu Frankreich, Deutschland und Österreich. Im «Strategischen Netz 2025» geht Swissgrid davon aus, dass bei einer Realisierung sämtlicher Leitungsprojekte die totale Importkapazität der Schweiz – je nach Szenario – zwischen 9.5 bis 11.7 Gigawatt liegen wird. Die Importkapazität an der Schweizer Nordgrenze soll bis zu diesem Zeitpunkt von 5.2 Gigawatt auf 7.5 bis 8.6 Gigawatt ansteigen.

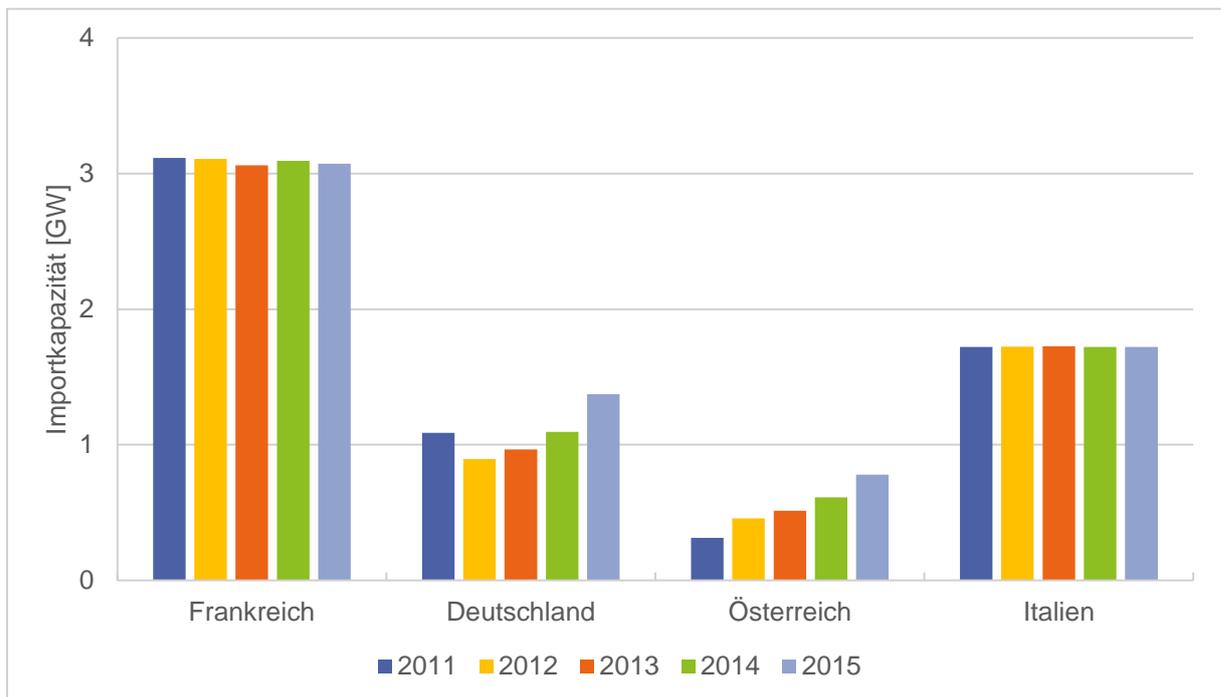


Abbildung 22: Importkapazitäten an den Schweizer Grenzen (Quelle: Swissgrid)

⁵ Die Importkapazität des Fürstentums Liechtenstein wird der Importkapazität Österreich-Schweiz angerechnet.

3.2.3 Elektrizitätsbilanz der Nachbarländer

Die Stromversorgung vorübergehend mittels Stromimporten sicherzustellen ist mit der Frage verbunden, ob und zu welchen Bedingungen die exportierenden Länder in der Lage sein werden, die entsprechenden Energiemengen zum Zeitpunkt x liefern zu können. Diese Frage rückt in Zukunft noch weiter ins Zentrum, wenn sich der Kraftwerkspark der bisherigen «Exportländer» aufgrund von geplanten Kraftwerkstilllegungen ebenso verändern wird.

Abbildung 23 zeigt die aufsummierte Nettoimport-/Nettoexportbilanz der Nachbarländer Frankreich, Deutschland, Österreich und Italien in den Winterhalbjahren (ENTSO-E, 2015). Deutschland und Frankreich sind grundsätzlich über das ganze Winterhalbjahr gesehen «Nettoexportländer». Österreich und Italien sind im Winterhalbjahr mehrheitlich auf Importe angewiesen. Im Winter 2009/10 benötigten die vier Nachbarländer in der Summe Stromimporte, um ihren Strombedarf zu decken. Der Grund hierfür war, dass ungünstige Produktionsbedingungen sowie kalte Temperaturen den Strombedarf erhöhten und so die Exportmengen von Frankreich deutlich geringer ausfielen als in «normalen Jahren». Seit dem Winter 2010/11 verzeichneten die Nachbarländer der Schweiz in der Summe einen zunehmenden Nettoexport. Der starke Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der Aufbau von (strategischen) Reserven in Deutschland begünstigten die Exportmengen seit 2011.

In den vergangenen fünf Jahren konnten Schweizer Versorgungsunterdeckungen in den Winterhalbjahren ohne weiteres mit Stromimporten gedeckt werden. Wie sich die Elektrizitätsbilanz der Nachbarländer in Zukunft verhalten wird, ist zum heutigen Zeitpunkt schwierig abzuschätzen. Deutschland plant bis zum Jahr 2022 aus der Kernenergie auszusteigen, in Frankreich soll der Anteil der Kernenergieproduktion von 75 Prozent auf 50 Prozent gesenkt werden. Es ist zwar grundsätzlich davon auszugehen, dass die stillgelegten Kraftwerke in der einen oder anderen Art substituiert werden. Am Beispiel des Winters 2009/10 lässt sich jedoch aufzeigen, dass in einem kalten Winter auch «Nettoexporteure» zeitweise auf Stromimporte angewiesen sein können. Ein solches Szenario hätte auch negative Auswirkungen für die Schweiz, falls die entsprechenden Erzeugungskapazitäten inländisch nicht bereitstehen.

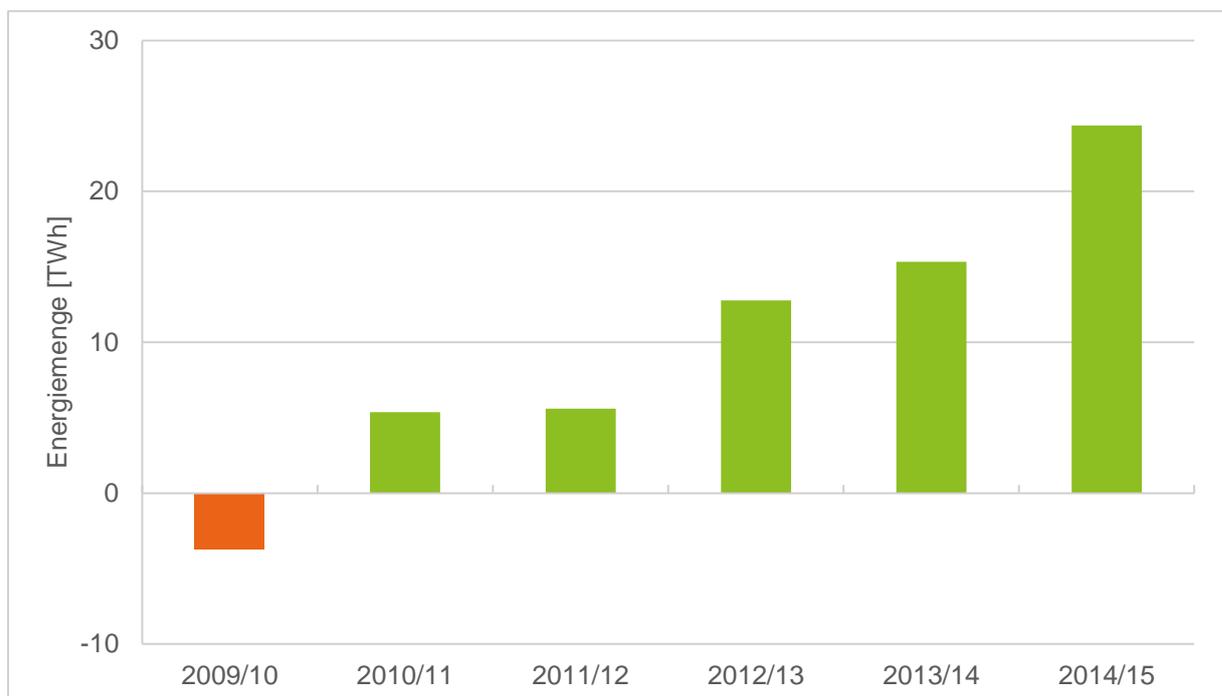


Abbildung 23: Aufsummierte Elektrizitätsbilanz der Nachbarländern Frankreich, Deutschland, Österreich und Italien in den vergangenen Winterhalbjahren; Export (+); Import (-); (Quelle: ENTSO-E)

Die Nettoimport- und Nettoexportbilanzen geben im Allgemeinen darüber Aufschluss, ob über einen Zeitabschnitt hinweg ausreichend elektrische Energie vorhanden ist. Für die Beurteilung einer Importoption der Schweiz ist aber auch darauf zu achten, ob die benötigte Energie zum gewünschten Zeitpunkt beschafft werden könnte. Die European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) fokussiert im Bericht «Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015» (SOAF 2015) auf eine Leistungsbetrachtung zu einer bestimmten Tageszeit (ENTSO-E, 2016b). In der Abbildung 24 sind für die Nachbarländer der Schweiz die «Remaining Capacity⁶-Adequacy Reference Margin⁷» für das konservativere Szenario A von ENTSO-E zum Zeitpunkt Januar um 19.00 Uhr für die Jahre 2016, 2020 und 2025 dargestellt. Ist die Differenz negativ, so ist man zu diesem Zeitpunkt auf Stromimporte angewiesen.

Deutschland

In der nahen Zukunft wird davon ausgegangen, dass Deutschland die Lastspitzen zu jeder Zeit selber decken kann. Dies könnte sich hingegen bis zum Jahr 2020 ändern, da verschiedene konventionell-thermische Kraftwerke und Kernkraftwerke stillgelegt werden. Dieser Trend setzt sich bis im Jahr 2025 fort, so dass Deutschland in einzelnen Winterstunden teilweise eine negative Leistungsbilanz aufweisen könnte und in dieser Zeit auf Stromimporte angewiesen wäre.

Frankreich

ENTSO-E geht davon aus, dass für die Versorgungssicherheit in Frankreich bis zum Jahr 2020 keine Risiken bestehen, obwohl verschiedene Ausser- und Inbetriebnahmen von thermischen und nuklearen Kraftwerkkapazitäten anstehen. Für das Jahr 2025 wird erwartet, dass in einzelnen Winterstunden Stromimporte nötig sein werden, um die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Dieser Effekt könnte sich in besonders kalten Wintermonaten zusätzlich verstärken.

Österreich

In Österreich werden in den nächsten Jahren verschiedene thermische Kraftwerke stillgelegt. ENTSO-E geht jedoch davon aus, dass die vorhandenen Erzeugungskapazitäten ausreichen, um die Stromversorgung sicherzustellen.

Italien

Die Ausserbetriebnahmen verschiedener fossiler Kraftwerke sorgt dafür, dass die Produktionskapazität in Italien abnimmt. Dabei werden Kraftwerke stillgelegt, die auf diesem Preisniveau ohnehin kaum produzieren konnten. Es ist damit zu rechnen, dass Italien bis 2025 in den Wintermonaten weiterhin Strom importiert.

Bei dieser Berechnung der Leistungsreserven ist einerseits zu berücksichtigen, dass u.a. die Produktionsleistungen von Photovoltaik- und Windkraftanlagen als nicht-verfügbar bzw. reduziert-verfügbar (Durchschnittswert um 19h00) angenommen werden. Auf der anderen Seite handelt es sich bei dieser Betrachtung um einen Leistungswert zu einem einzelnen Zeitpunkt. Ein negativer Leistungswert deutet darauf hin, dass zu gewissen Stunden Kapazitätsengpässe auftreten könnten. Er sagt jedoch noch nichts darüber aus, ob ein Land in der Jahressumme ein «Nettoexporteur» oder ein «Nettoimporteur» ist. Berechnungen des PLEF zum «Generation Adequacy Assessment» ergaben, dass aufgrund der internationalen Vernetzung für die Länder Belgien, Frankreich, Österreich, Deutschland, Niederlande und Luxemburg bis zum Winter 2020/21 keine Versorgungsprobleme erwartet werden, sofern die entsprechenden Netzkapazität zur Verfügung stehen.

⁶ Die «Remaining Capacity» ist die Differenz zwischen «Reliably Available Capacity» von einem Stromversorgungssystem abzüglich der Last. Die «Remaining Capacity» ist der verbleibende Teil der Produktionskapazität, die für unerwartende Lastveränderungen oder Kraftwerkausfälle zum Zeitpunkt der Beobachtung zur Verfügung steht.

⁷ Die «Adequacy Reference Margin» beschreibt den Teil der Erzeugungskapazität, welcher zu jederzeit zur Verfügung stehen soll, um die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt gewährleisten zu können. Die «Adequacy Reference Margin» setzt sich aus der «Spare Capacity» und der «Margin against Monthly Peak Load» zusammen.

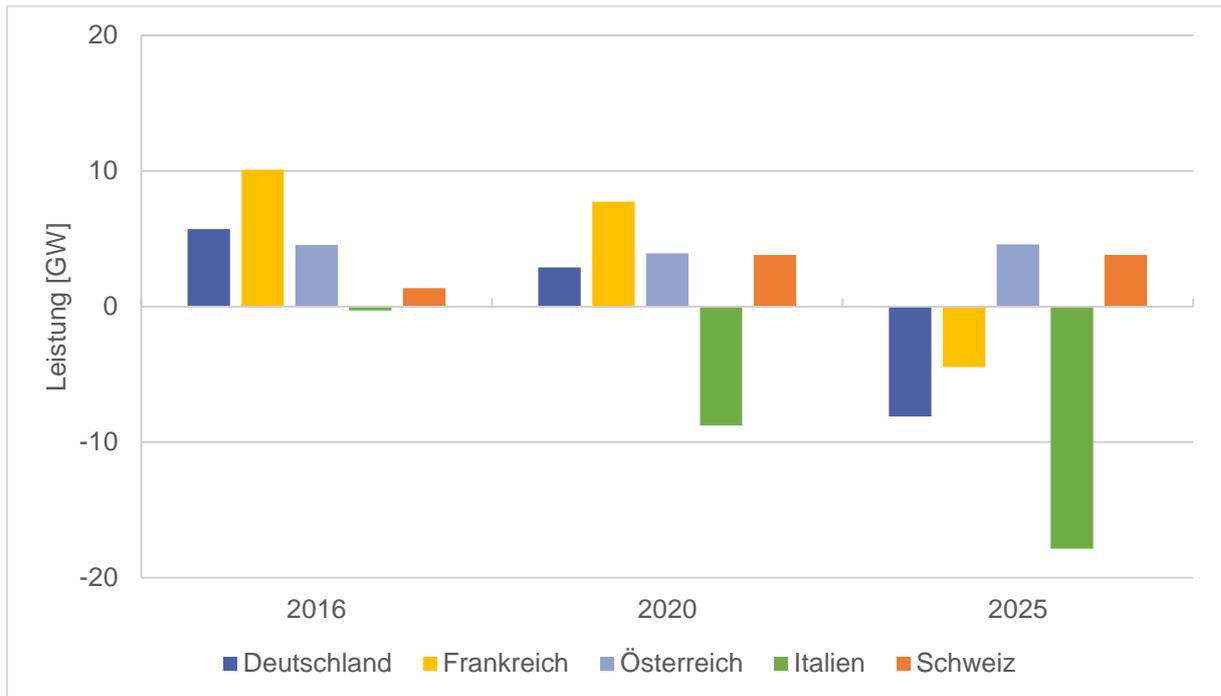


Abbildung 24: Remaining Capacity gemäss SOAF 2015 von ENTSO-E für Frankreich, Deutschland, Österreich, Italien und die Schweiz; Export möglich (+); Import angewiesen (-); (Quelle: ENTSO-E)

Die Elektrizitätsbilanz der vier Nachbarländer der Schweiz war bisher positiv. In Zukunft ist damit zu rechnen, dass die bisherigen «Nettoexportländer» Deutschland und Frankreich aufgrund von Kraftwerksstilllegungen im Winter in einzelnen Stunden auf Stromimporte angewiesen sein könnten. Das führt erstens dazu, dass die Preisausschläge in den benachbarten Ländern in kritischen Phasen zunehmen werden. Zweitens werden in angespannten Versorgungssituationen die Netzengpässe relevanter: vermeintlich verfügbare Energie aus benachbarten Ländern ist in kritischen Phasen ev. doch nicht in vollem Umfang verfügbar, weil das Übertragungsnetz diese aussergewöhnlichen Lastflüsse teil- und/oder zeitweise aufnehmen kann.

Der Bedarf der Schweiz an Elektrizität wird also zusammengefasst heute einerseits durch die eigene Produktion und andererseits durch Importe gedeckt. Diese beiden Möglichkeiten können in einer Portfoliodarstellung mit den beiden Parametern «Selbstversorgungsgrad der Schweiz» und «Exportfähigkeit unserer Nachbarländer» einander gegenübergestellt werden, um daraus die Versorgungssicherheit anhand von möglichen Szenarien und den nötigen Massnahmen zu beurteilen.

Abbildung 25 zeigt mittels einer groben Unterteilung der beiden Parameter in «klein» und «gross», dass die Versorgungssicherheit der Schweiz sich sowohl im Sommer als auch im Winter noch im Quadranten Q4 befindet. Die Versorgungssituationen im Quadranten Q4 bringen die höchste Versorgungssicherheit mit sich.

In der Vergangenheit (ca. vor 20 Jahren) war die Elektrizitätsbilanz der Schweiz auch im Winterhalbjahr mehrheitlich positiv, bewegte sich jedoch in den letzten 20 Jahren zunehmend in eine Importabhängigkeit. In welche Richtung sich die zukünftige Stromversorgung in der Darstellung bewegen wird, lässt sich heute nur schwer abschätzen. Sollte sich die Stromversorgung aufgrund mangelnder Kraftwerkkapazität in der Schweiz in Richtung Q2 bewegen, ist sicherzustellen, dass die Schweiz ein leistungsfähiges und sicheres Stromnetz mit genügender Importkapazität besitzt, damit die benötigten Strommengen in die Schweiz geführt werden können. Dies setzt aber auch voraus, dass die Nachbänder exportfähig bleiben.

Bewegt sich die zukünftige Stromversorgung aufgrund mangelnder inländischer Kraftwerkkapazität und Exportschwierigkeiten der Nachbarländer in Richtung Q1, müsste die Schweiz ihre inländische Produktionskapazität ausbauen, um wieder mindestens in den Quadrant Q3 zu kommen. Der Grund hierfür ist, dass im Ausland in Folge von Kraftwerksstilllegungen und/oder Netzengpässen keine oder nur ungenügende Stromexporte in die Schweiz möglich sind und daher die Stromversorgung nicht mittels Importen sichergestellt werden kann.

Im Sinne einer hohen Versorgungssicherheit ist eine Entwicklung in Richtung Q1 auszuschliessen. Eine Entwicklung in Richtung Q2 und Q3 wäre tolerierbar, müsste aber eventuell vertraglich abgesichert werden. Die EICom wird die Situation im Rahmen ihres Auftrages beobachten und dem Bundesrat, sofern notwendig, entsprechende Massnahmen beantragen.

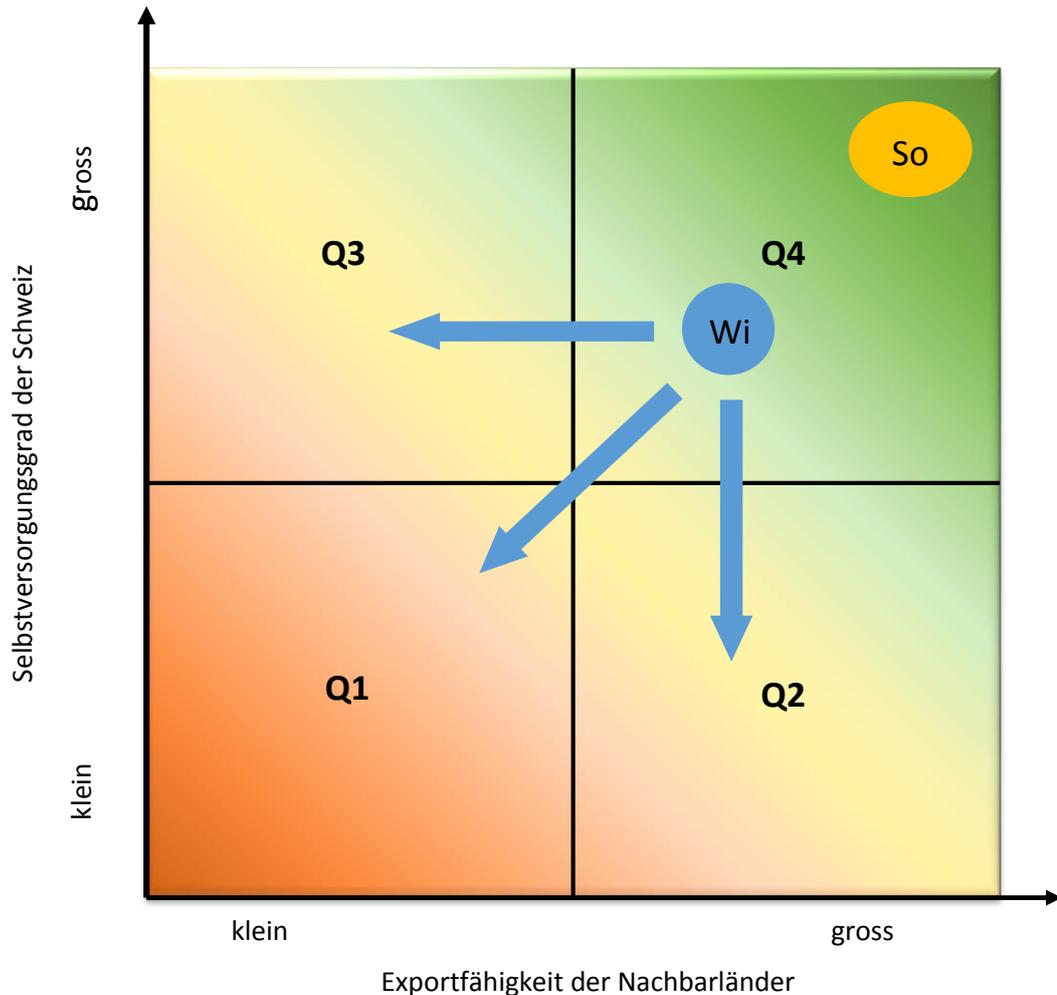


Abbildung 25: Beurteilung der Versorgungssicherheit anhand des Selbstversorgungsgrades und der Exportfähigkeit der Nachbarländer; Wi = Winter; So = Sommer; (Quelle: EICom)

3.3 Investitionen in zukünftige Kraftwerke

Die Dimension Investitionen in zukünftige Kraftwerke wird anhand der Beobachtungsgrößen «3.3.1 Zukünftige Produktionskapazitäten», «3.3.2 Ausbau der erneuerbaren Energien» und «3.3.3 Zukünftige Systemreserven» beurteilt.

3.3.1 Zukünftige Produktionskapazitäten

Bundesrat und Parlament haben im Jahr 2011 im Nachgang zur Kernschmelze in Fukushima einen Grundsatzentscheid für einen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie gefällt. Demnach sollen die bestehenden fünf Kernkraftwerke am Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer stillgelegt und nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden (BBI, 2013). Der Bundesrat rechnet mit einer sicherheitstechnischen bedingten Laufzeit von voraussichtlich 50 Jahren. Aktuell ist davon auszugehen, dass die Kernkraftwerke keiner Laufzeitbeschränkung unterliegen. Die vorerst geplanten Stilllegungszeitpunkte nach 50 Jahre für die Kernkraftwerke Beznau I (2019), Beznau II (2022), Gösgen (2029) und Leibstadt (2034) sind somit weiterhin offen. Die Betreiberin des Kernkraftwerks Mühleberg, die BKW Energie AG, hat bereits im Jahr 2013 entschieden, das Kernkraftwerk Mühleberg Ende 2019 nach 47 Jahren stillzulegen (BKW, 2013). Im Jahr 2020 reduziert sich demnach die Grundlastleistung der Schweiz um mindestens 0.4 Gigawatt auf 2.9 Gigawatt.

Abbildung 26 zeigt die Entwicklungen der Kraftwerksleistungen in den verschiedenen Szenarien des «Strategischen Netzes 2025» von 2025 bis 2035. Swissgrid erstellte die Szenarien zusammen mit dem Bundesamt für Energie und den Kraftwerksbetreibern (Swissgrid, 2015a). Letztere gehen davon aus, dass im aktuellen Marktumfeld in der Schweiz Investitionen in Gaskombikraftwerke nicht wirtschaftlich sind. Die Szenarien «on track» und «slow progress» unterscheiden sich insofern voneinander, als dass im Szenario «on track» der Ausbau der erneuerbaren Energie wesentlich schneller abläuft (Ausbaupfad gemäss Szenario «NEP» der Energieperspektiven 2050). Swissgrid geht davon aus, dass im Jahr 2025 in beiden Szenarien nur noch die beiden Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt am Netz sind.

Im Jahr 2035 soll im Szenario «on track» der Kernkraftwerkausstieg vollzogen sein und der Ausbau der erneuerbaren Energie erfolgreich weiter vorangehen. Im Szenario «slow progress» sind die Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt 2035 noch in Betrieb und der Ausbau der erneuerbaren Energie geht langsamer vorwärts. Dieser Prozess verstärkt sich im Szenario «stagnancy», während das Szenario «sun» von einem ganz optimistischen Ausbau der erneuerbaren Energien ausgeht.

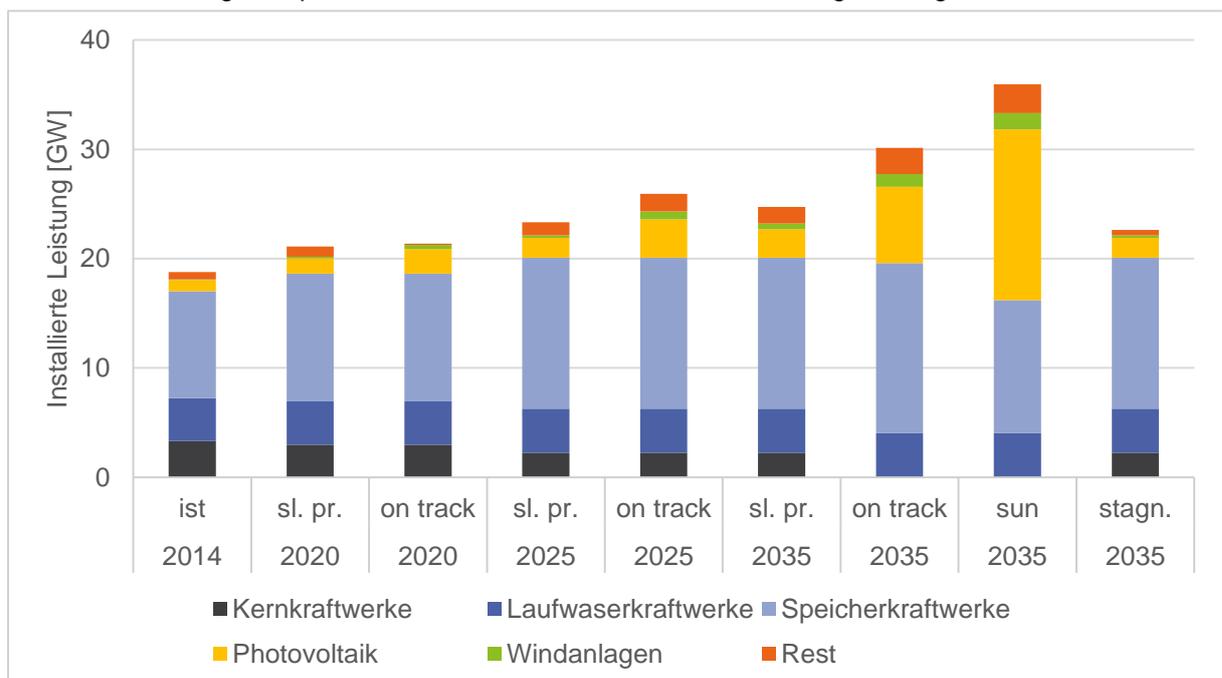


Abbildung 26: Entwicklung der zukünftigen Schweizer Produktionskapazität (Quelle: Swissgrid)

3.3.2 Ausbau der erneuerbaren Energien

Die erneuerbaren Energien leisten zur zukünftigen Stromversorgung der Schweiz einen wichtigen Beitrag. Die Energiestrategie 2050 sieht vor, dass die heutige Produktionsmenge der fünf Schweizer Kernkraftwerke (rund 25 Terawattstunden pro Jahr) im Jahr 2050 vollkommen durch erneuerbare Energien gedeckt werden sollen. Dabei werden insbesondere der Photovoltaik, der Windenergie und der Geothermie grosse technische Potenziale vorausgesagt (Akademien der Wissenschaft, 2012). Sie sollen gemäss der Energiestrategie 2050 wichtige Eckpfeiler in der zukünftigen Stromversorgung bilden.

Abbildung 27 zeigt die bisher realisierten Produktionsmengen der Jahre 2010 bis 2014 sowie die Ausbauziele der Energiestrategie 2050 in den Jahren 2020, 2035 und 2050. Die Produktionsmenge der erneuerbaren Energien konnte in den vergangenen fünf Jahren stets gesteigert werden und lag im Jahr 2014 bei rund 2.6 Terawattstunden (BFE, 2015c). Die Produktionsmenge der Photovoltaik-Anlagen hat sich über die vergangenen fünf Jahre beinahe verzehnfacht. Für die Erreichung des Zielwertes 2020 muss jedoch nochmals ein Drittel der heutigen Produktionsmenge zugebaut werden. Die Produktionsmenge der Kehrlichtverbrennungs- und Abwasserreinigungsanlagen (KVA und ARA) entspricht bereits heute dem Zielwert des Jahres 2020. Bei der Windenergie- und der Biomasseerzeugung müssen die heutigen Produktionsmengen bis zum Jahr 2020 verzehnfacht bzw. verdreifacht werden. Geothermieanlagen, die zur Stromproduktion eingesetzt werden, sind aktuell keine in Betrieb (nur Wärmeproduktion). Für die Zielerreichung der Energiestrategie 2050 werden gemäss Geothermie Schweiz 110 Anlagen mit einer Leistung von fünf Megawatt benötigt (Geothermie Schweiz, 2016).

Zurzeit sieht es danach aus, als ob der Zielwert 2020 für Photovoltaikanlagen aufgrund der Zubaurate der letzten beiden Jahre erfüllt werden könnte (KVA/ARA bereits erfüllt). Die Erfüllung der Zielwerte 2020 von Windenergie-, Biomassen- und Geothermieanlagen erscheinen aufgrund der Zubauraten der letzten beiden Jahre aus heutiger Perspektive fraglich. Positiv zu erwähnen gilt, dass auf den Jura- ketten in den nächsten fünf Jahren zahlreiche Windkraftanlagen mit einer installierten Leistung von über 120 Megawatt geplant werden. Die Erfüllung der weiteren Etappenziele 2035 und 2050 bleibt jedoch abzuwarten, u.a. auch deshalb, da in der Energiestrategie 2050 von einem exponentiellen Zubau ausgegangen wird. Der weitere Ausbau der Produktionsmenge der erneuerbaren Energien dürfte primär von den Finanzierungsbedingungen abhängig sein. Vor dem Hintergrund, dass die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) im Jahr 2015 mit über 500 Millionen Franken überbucht war (Stiftung KEV, 2016), erscheint es aktuell eher unwahrscheinlich, dass die rund zehnfache Energiemenge auf Basis der KEV realisiert werden kann.

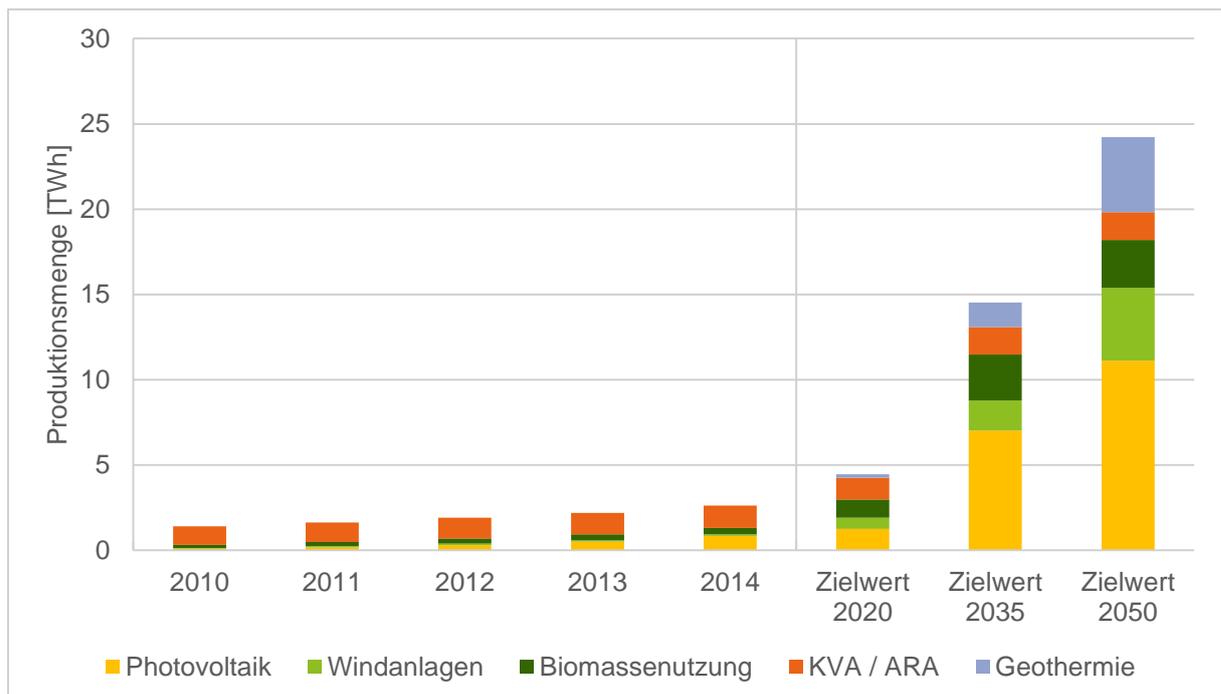


Abbildung 27: Ausbaupfad der neuen erneuerbaren Energien (Quelle: BFE)

3.3.3 Zukünftige Leistungsreserven der Schweiz

In Abbildung 28 ist die Leistungsreserve der Schweiz gemäss dem Bericht SOAF 2015 von ENTSO-E dargestellt (ENTSO-E, 2016b). Die Abbildung zeigt die «Remaining Capacity-Adequacy Reference Margin» für die beiden ENTSO-E-Szenarien A und B. Im konservativeren Szenario A wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2025 die Kernkraftwerke Beznau I und II, Gösgen und Leibstadt noch am Netz sind. Neue Kraftwerkskapazitäten werden nur mitberücksichtigt, wenn sie sich bereits im Bau befinden. Im progressiveren Szenario B sind nur noch die beiden Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt in Betrieb. Hier werden neue Kraftwerkskapazitäten bereits mitberücksichtigt, wenn sie sich in Planung befinden. Ein positiver Wert in Abbildung 28 bedeutet, dass die Versorgungssicherheit zum entsprechenden Zeitpunkt (3. Mittwoch 19h00) grundsätzlich gewährleistet werden kann.

Gemäss dem SOAF 2015 von ENTSO-E sind in der Schweiz bis zum Jahr 2025 keine Leistungsprobleme zu erwarten. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass die Methodik der Leistungsreserven für die Beurteilung der Versorgungssicherheit in Ländern mit einem grossen Anteil an Wasserkraftwerken (Laufwasserkraftwerken und Speicherkraftwerken) eine gewisse Gefahr darstellen kann, da bei Leistungsreservebetrachtungen der Wasserverfügbarkeit nur beschränkt Rechnung getragen werden kann. In diesen Ländern sind Energiebetrachtungen für die Beurteilung der Versorgungssicherheit ebenfalls erforderlich. Ein im März 2015 veröffentlichter Bericht des PLEF über die regionale Versorgungssicherheit geht davon aus, dass für die Schweiz aufgrund der guten Anbindung an das europäische Übertragungsnetz bis zum Winter 2020/21 keine «Loss of Load Expectation (LOLE)» oder «Energy not Supplied (ENS)» zu erwarten sind (PLEF, 2015). Swissgrid, das Bundesamt für Energie und die EICom sind aktuell daran, diese Berechnungsmethodik für die Schweiz weiter zu verfeinern.

Mit dem Ausbau des Übertragungsnetzes, inklusive Erweiterung der Kuppeltransformatorenkapazität zwischen der 380- und der 220-Kilovoltenebene, soll die Anbindung der Schweiz ans europäische Übertragungsnetz verbessert werden. Swissgrid rechnet damit, dass mit dem «Strategischen Netz 2025» die Importkapazität an der Nordgrenze ab 2025 zwischen 7.5 bis 8.6 Gigawatt liegen wird und von Italien her ebenfalls eine Importkapazität von 2.0 bis 3.1 Gigawatt zur Verfügung besteht.

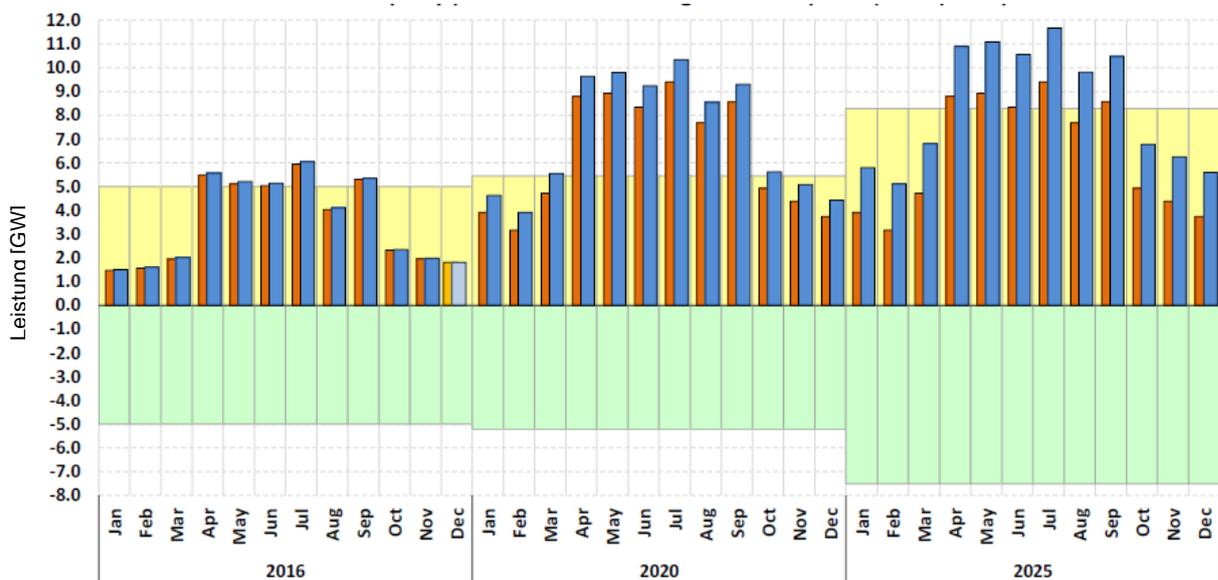


Abbildung 28: Zukünftige Leistungsreserven der Schweiz für die Jahre 2020 und 2025 für die Szenarien A (rot) und B (blau) inklusive Import- und Exportkapazitäten; Export möglich (+); Import angewiesen (-); (Quelle: ENTSO-E)

4 Kosten und Tarife

Gemäss Artikel 6 Absatz 1 des Stromversorgungsgesetzes treffen die Netzbetreiber die erforderlichen Massnahmen, damit sie in ihrem Netzgebiet den festen Endverbrauchern und denjenigen, die auf Netzzugang verzichten, jederzeit die gewünschte Menge an Elektrizität mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen liefern können. Die EICom beobachtet und überwacht dabei gemäss Artikel 22 Absatz 3 des Stromversorgungsgesetzes die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in allen Landesteilen.

In der Schweiz haben auf Stufe des Verteilnetzes rund 670 Verteilnetzbetreiber eine Versorgungspflicht. Um die finanzielle Belastung der Endverbraucher in den verschiedenen Landesteilen der Schweiz beurteilen zu können, wird in der Dimension «4.1 Netz- und Energietarife» die zeitliche Entwicklung der Netz- und Energietarife von Haushalten und Industrien zwischen den verschiedenen Schweizer Grossregionen näher betrachtet. Die Schweizer Grossregionen teilen sich wie folgt auf:

Genferseeregion:	Kantone Genf, Waadt und Wallis
Espace Mittelland:	Kantone Bern, Solothurn, Freiburg, Neuenburg und Jura
Nordwestschweiz:	Kantone Basel-Stadt, Basel-Landschaft und Aargau
Zürich:	Kanton Zürich
Ostschweiz:	Kantone St. Gallen, Thurgau, Appenzell Innerrhoden, Appenzell Ausserrhoden, Glarus, Schaffhausen und Graubünden
Zentralschweiz:	Kantone Uri, Schwyz, Obwalden, Nidwalden, Luzern und Zug
Tessin:	Kanton Tessin

Im Weiteren werden in der Dimension «4.1 Netz- und Energietarife» die Energiekosten von Schweizer Industriebetrieben mit denjenigen aus anderen europäischen Ländern verglichen.

In der Dimension «4.2 Anteil Stromkosten am Haushaltsbudget» werden die Gesamtenergiekosten dem verfügbaren Haushaltsbudget gegenübergestellt, um die unterschiedlichen Belastungen in den Grossregionen abzuleiten.

4.1 Netz- und Energietarife

Die Dimension Netz- und Energietarife wird anhand der Beobachtungsgrössen «4.1.1 Regionale Tarifunterschiede von Haushalten», «4.1.2 Regionale Tarifunterschiede von Industrien» und «4.1.3 Internationaler Strompreisvergleich für Industrien» beurteilt.

4.1.1 Regionale Tarifunterschiede von Haushalten

Die Analyse der Netz- und Energietarifen basiert auf den Haushaltstarifen der Verbraucherkategorie H4. In dieser Verbraucherkategorie liegt der jährliche Stromverbrauch bei rund 4500 Kilowattstunden. Dies entspricht ungefähr dem Stromverbrauch einer 5-Zimmerwohnung mit Elektroherd und Tumbler. Der durchschnittliche Haushaltsverbrauch im Jahr 2013 lag gemäss der Elektrizitätsstatistik des Bundesamts für Energie als Vergleich bei 5220 Kilowattstunden (BFE, 2015a). Der wesentliche Treiber der Netztarife sind die Kapitalkosten auf dem regulierten Anlagevermögen (Abschreibungen und Kapitalverzinsung) sowie die Betriebskosten.

Abbildung 29 zeigt die Entwicklung des Streubereichs der durchschnittlichen mengengewichteten⁸ Netztarife der sieben Grossregionen der Schweiz in der Verbrauchskategorie H4 (EiCom, 2016b). Die Netztarife stiegen zwischen 2009 und 2011 tendenziell leicht an, nahmen anschliessend bis zum Jahr 2013 um bis zu 1 Rappen pro Kilowattstunde ab. Im Jahr 2014 stiegen die durchschnittlichen mengengewichteten Netztarife allerdings wieder an. Die Gründe hierfür sind die gestiegenen Netzwerte (herausgerufen durch Gerichtsentscheide), die höheren Kosten für Systemdienstleistungen, der erhöhte kalkulatorische Zinssatz sowie der Wegfall des reduzierten Zinssatzes aufgrund einer Übergangsregelung in der Stromversorgungsverordnung. Der Trend der steigenden Netztarife in der Verbraucherkategorie H4 setzte sich in den Jahren 2015 und 2016 weiter fort. Der Streubereich zwischen den sieben Grossregionen nahm über den betrachteten Zeitraum eher ab.

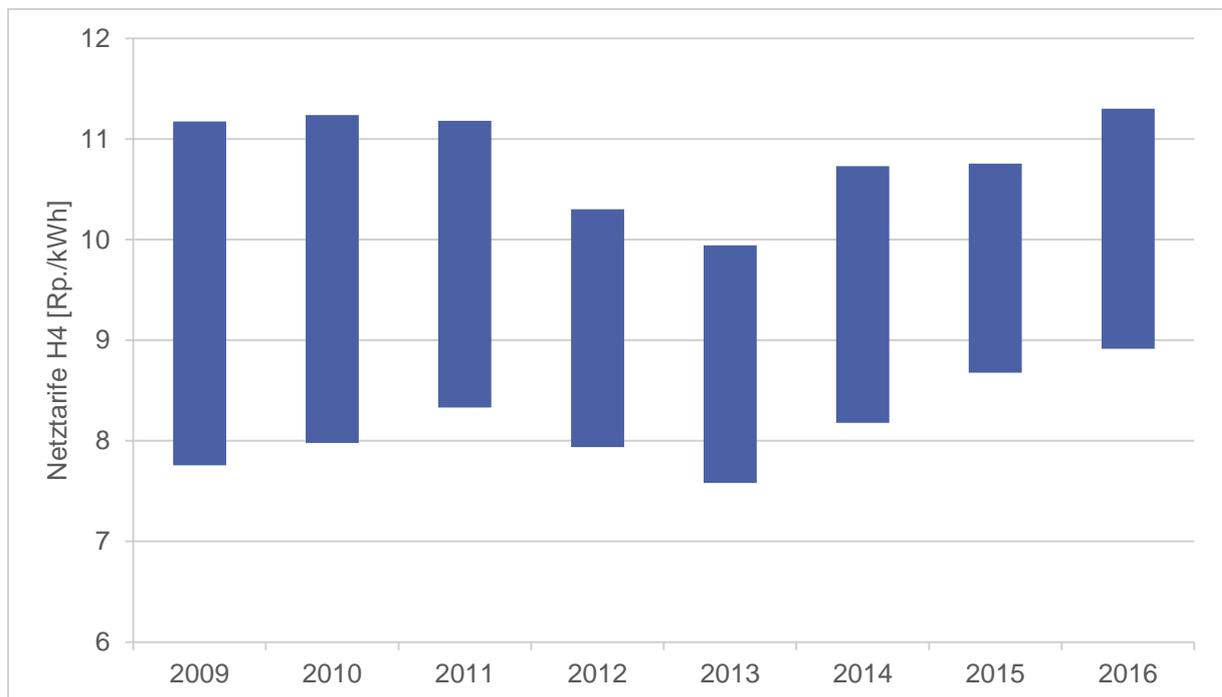


Abbildung 29: Entwicklung der Netztarife der Kategorie H4 der Grossregionen der Schweiz (Quelle: EiCom)

⁸ Die Preise der Netzbetreiber wurden mit ihrer Anzahl an Endverbraucher gewichtet, um die Repräsentativität der Aussage zu erhöhen.

Abbildung 30 zeigt die Entwicklung des Streubereichs der durchschnittlichen mengengewichteten⁹ Energietarife der sieben Grossregionen in der Verbraucherkategorie H4 über den Zeitraum von 2009 bis 2016 (ECom, 2016b). Über diesen Zeitraum nahmen nicht nur die Energietarife ab, sondern auch das Preisgefälle zwischen den verschiedenen Grossregionen verkleinerte sich erheblich. Während sich im Jahr 2009 die Energiekosten zwischen den Grossregionen noch um 5 Rappen pro Kilowattstunde unterschieden, beträgt die Preisdifferenz im Jahr 2016 zwischen den Grossregionen noch rund 2 Rappen pro Kilowattstunde. Die Abnahme der Energietarife ist u.a. auf die tiefen Strompreise an den internationalen Strombörsen zurückzuführen.

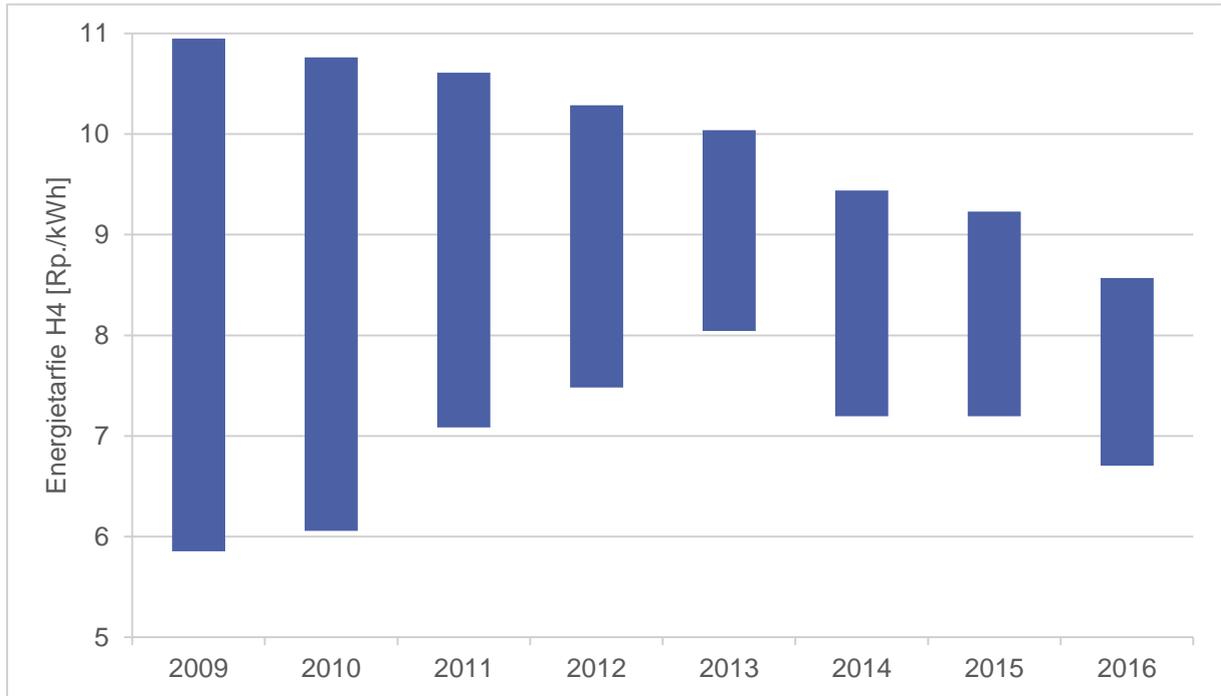


Abbildung 30: Entwicklung der Energietarife der Kategorie H4 der Grossregionen der Schweiz (Quelle: ECom)

⁹ Die Preise der Netzbetreiber wurden mit ihrer Anzahl an Endverbraucher gewichtet, um die Repräsentativität der Aussage zu erhöhen.

4.1.2 Regionale Tarifunterschiede von Industrien

Die Analyse der Netz- und Energietarife basiert bei den Industrien auf den Tarifen der Verbraucherkategorie C3. Bei der Verbrauchskategorie C3 handelt es sich um einen mittleren Betrieb mit einem jährlichen Stromverbrauch von 150 000 Kilowattstunden und einer maximal beanspruchten Leistung von 50 Kilowatt. Da seit der Marktöffnung vor allem die «grossen» Grossverbraucher (Kategorien C4-C7) die freie Wahl der Stromlieferanten genutzt haben, sind die Energietarife dieser Kategorien für die Beurteilung der finanziellen Belastung der Industrie nicht unbedingt repräsentativ.

Die Abbildung 31 zeigt die Entwicklung des Streubereichs der durchschnittlichen mengengewichteten Netztarife der sieben Grossregionen der Schweiz in der Verbraucherkategorie C3 (ECom, 2016b). Die Entwicklung der Netztarife in den sieben Grossregionen gleicht dem Verlauf der Netztarife der Verbraucherkategorie H4. Von 2009 bis 2011 erfolgte ein leichter Anstieg der Tarife, gefolgt von einer Abnahme bis zum Jahr 2013. Seit dem Jahr 2014 stiegen die Netztarife aufgrund der gestiegenen Netzwerte (Verzinsungsbasis), höherer Kosten für Systemdienstleistungen, des erhöhten kalkulatorischen Zinssatzes sowie wegen dem Wegfall des reduzierten Zinssatzes wieder an. Dieser Trend setzte sich ebenfalls in den Jahren 2015 und 2016 fort. Die preisliche Differenz zwischen den Grossregionen nahm über den beobachteten Zeitraum von 2009 bis 2016 in dieser Verbraucherkategorie ab.

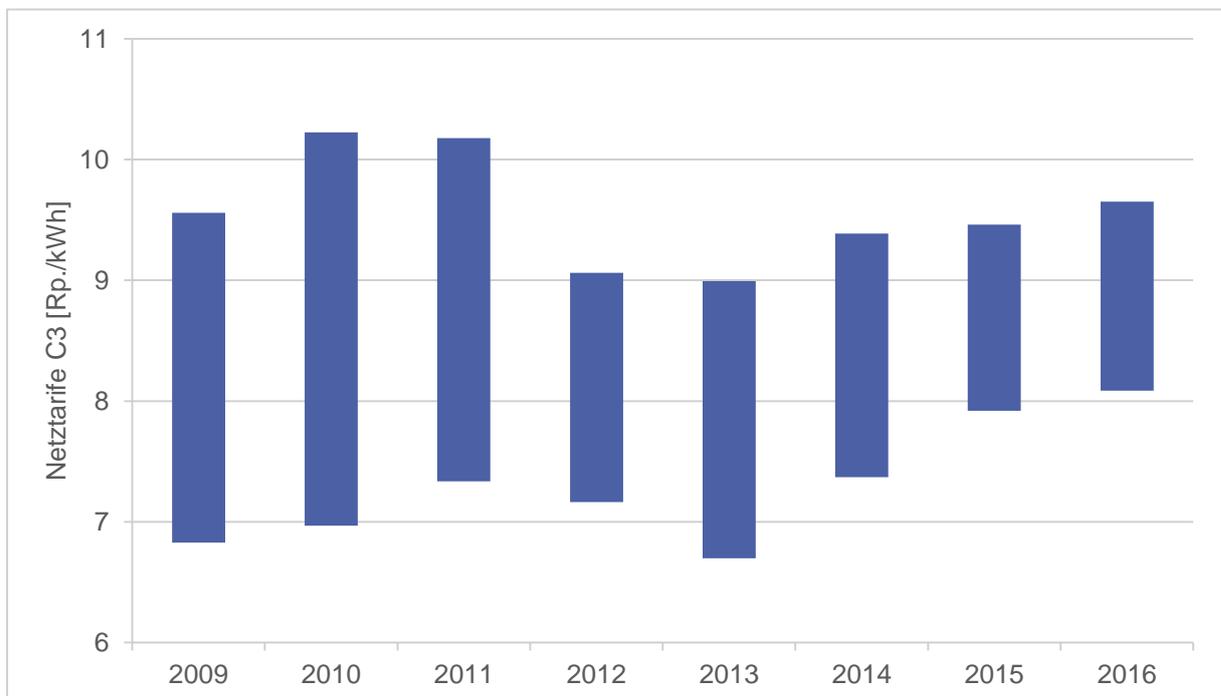


Abbildung 31: Entwicklung der Netztarife der Kategorie C3 der Grossregionen der Schweiz (Quelle: ECom)

Abbildung 32 zeigt die Entwicklung des Streubereichs der durchschnittlichen mengengewichteten Energietarife der sieben Grossregionen in der Verbraucherkategorie C3 (EiCom, 2016b). Das Preisgefälle zwischen den Energietarifen der Schweizer Grossregionen nahm über den Zeitraum von 2009 bis 2016 ebenfalls deutlich ab. In diesem Zeitraum nahm auch das Preisgefälle zwischen den Grossregionen von 5 Rappen pro Kilowattstunde auf etwa 2 Rappen pro Kilowattstunde ab.

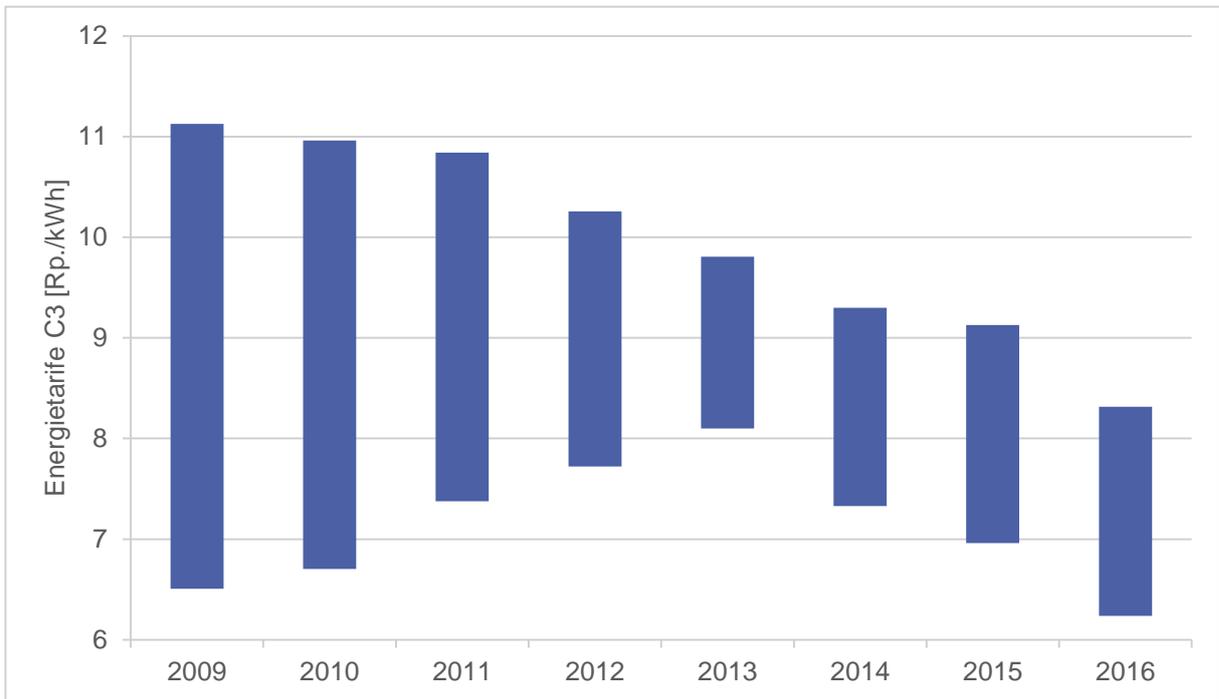


Abbildung 32: Entwicklung der Energietarife der Kategorie C3 der Grossregionen der Schweiz (Quelle: EiCom)

4.1.3 Internationaler Strompreisvergleich für Industrien

Schweizer Endverbraucher sollen Strom zu angemessenen Preisen beziehen können. Grosse Strompreisunterschiede zwischen Ländern können die Wettbewerbsfähigkeit eines Wirtschaftsstandorts auch positiv beeinflussen. Von Preisunterschieden besonders stark betroffen sind Industrien, die einen grossen Stromverbrauch haben und im internationalen Wettbewerb stehen. Die Folgen hoher Strompreise können Abwanderungen bzw. Verlagerungen von Grossindustrien ins Ausland sein. Auf nationaler Ebene können Kunden mit einem Stromverbrauch über 100 Megawattstunden pro Jahr seit dem 1. Januar 2009 den Stromlieferanten frei wählen und somit kostengünstiger Strom beziehen.

Für den internationalen Strompreisvergleich von Industrieunternehmen wurde die Verbraucherkategorie Ib von Eurostat verwendet (Eurostat, 2016). Diese Verbraucherkategorie hat einen Jahresverbrauch zwischen 20-500 Megawattstunden. Die verwendeten Strompreise von Eurostat stellen den durchschnittlichen Strompreis in Euro pro Kilowattstunde (Energie- und Netzkosten exklusiv Steuern und Abgaben) dar. Zu berücksichtigen ist, dass es sich bei Eurostat um effektive Abrechnungspreise handelt, während es sich bei der EICom um tarifizierte Strompreise handelt. Für die Umrechnung von Euro in Schweizer Franken wurde der mittlere Wechselkurs des jeweiligen Jahres verwendet.

Die Preise für eine Kilowattstunde Strom variierten zwischen 2010 und 2015 in den betrachteten europäischen Ländern (Deutschland, Österreich, Frankreich, Italien, Niederlande, Belgien, Schweden, Norwegen, Spanien) zwischen 5.80-15.05 Cent pro Kilowattstunde. Am teuersten war der Strom in der Verbraucherkategorie Ib in Spanien, am billigsten in Norwegen. Für die europäischen Länder ergab dies über den Zeitraum von 2010 bis 2015 einen jährlichen mittleren Strompreis von 9.90-10.95 Cent pro Kilowattstunde (Abbildung 33, blauer Balken). Der mittlere Strompreis der Schweiz in der Verbraucherkategorie C3 schwankte im Zeitraum von 2009 bis 2015 zwischen 15.65-17.00 Rappen pro Kilowattstunde (roter Balken).

Das Preisverhältnis zwischen dem Schweizer Strompreis und dem durchschnittlichen europäischen Strompreis verhielt sich zwischen 2010-2015 konstant. Die Veränderungen des Wechselkurses zwischen Euro und Schweizer Franken liess den Preisunterschied für eine Kilowattstunde Strom zwischen der Schweiz und Europa in den vergangenen sechs Jahren zunehmen.

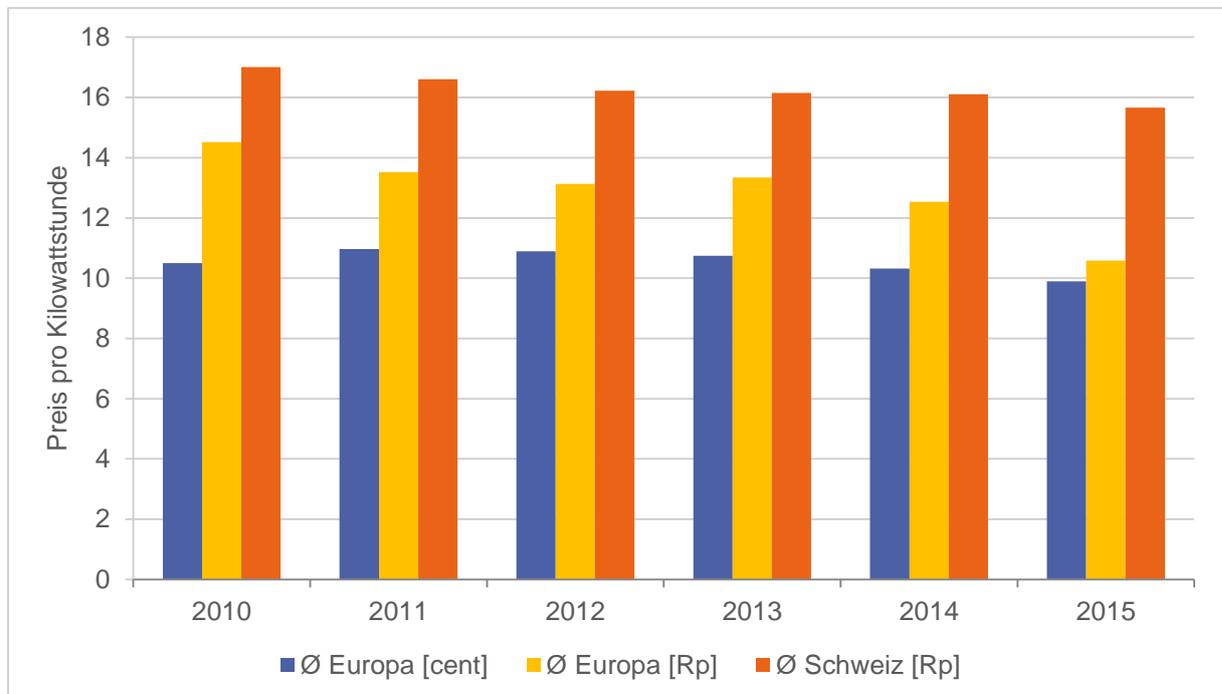


Abbildung 33: Strompreise der Schweiz und Europa von Industriebetrieben mit einem jährlichen Stromverbrauch zwischen 20-500 Megawattstunden (Quelle: Eurostat)

4.2 Stromkostenanteil am Haushaltsbudget

4.2.1 Regionale Unterschiede

Gemäss Artikel 22 Absatz 3 beobachtet und überwacht die EICOM die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in allen Landesteilen. Um die finanzielle Belastung der Endverbraucher zu beurteilen, spielen neben den Netz- und Energietarifen sowie den Abgaben an das Gemeinwesen auch das Einkommen eine wichtige Rolle. Die Entwicklung der regionalen Netz- und Energietarifen wurde in der Beobachtungsdimension «4.1. Netz- und Energietarife» bereits analysiert. In der vorliegenden Dimension werden die Ausgaben für Strom dem verfügbaren Haushaltseinkommen pro Grossregion gegenübergestellt.

Die Datengrundlage für die Beurteilung des Verhältnisses «Stromkosten zu verfügbarem Haushaltseinkommen» bilden die Haushaltsbudgeterhebungen der Jahre 2009 bis 2011 der Grossregionen des Bundesamts für Statistik BFS sowie die mittleren, mengengewichteten Strompreise (inkl. Abgaben und Steuern) der Verbraucherkategorie H4 (Jahresverbrauch von 4500 Kilowattstunden) der einzelnen Grossregionen (BFS, 2016b). Das verfügbare Haushaltseinkommen ergibt sich aus dem Bruttoeinkommen abzüglich den Sozialversicherungsbeiträge, den Steuern und den Krankenkassenprämien für die Grundversicherung.

Abbildung 34 zeigt den Streubereich des Verhältnisses zwischen den durchschnittlichen Stromkosten zum verfügbaren Haushaltseinkommen für die sieben Grossregionen in Prozent. Im Jahr 2009 lag die Streuung der Verhältnisse aus Stromkosten und dem verfügbaren Haushaltseinkommen zwischen 0.8-1.5 Prozent. Die Streuung nahm in den darauffolgenden Jahren zwischen den Grossregionen leicht ab. Die finanzielle Belastung durch die Stromkosten nahm vor allem in diesen Grossregionen zu, die in der Vergangenheit eher einen tieferen Belastungsgrad aufwiesen. Zurzeit bewegen sich die Ausgaben für Strom im Verhältnis zum verfügbaren Haushaltseinkommen in der Höhe von 0.9-1.5 Prozent. Zukünftige Netzinvestitionen infolge der Umsetzung der Energiestrategie 2050, steigende Brennstoff- und CO₂-Preise sowie die Erhöhung der KEV-Abgabe könnten die Stromkosten (Energie und Netz) jedoch weiter ansteigen lassen. Längerfristige Einflussfaktoren auf die Strompreise, insbesondere auf die Netztarife, können auch allfällige Abkopplungen von Endverbrauchern von der regulären Stromversorgung sein, in dem sie sich teil-autark versorgen.

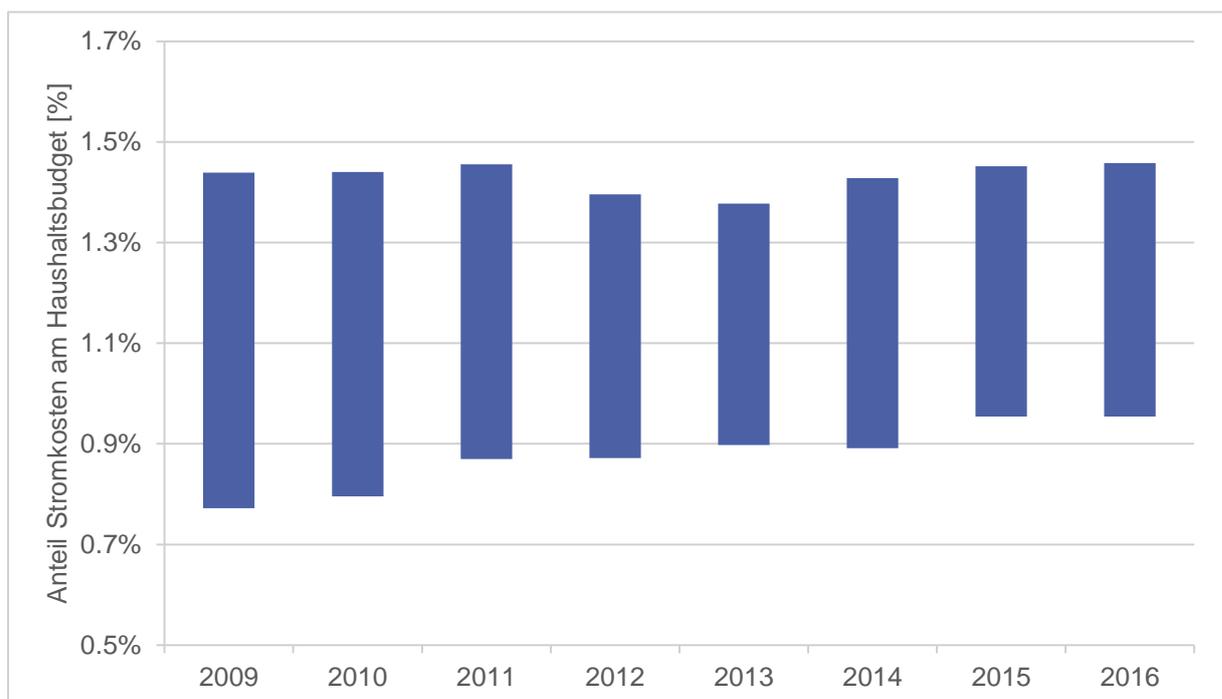


Abbildung 34: Verhältnisse der Stromkosten zu den verfügbaren Haushaltseinkommen in den sieben Grossregionen der Schweiz (Quelle: EICOM/BFS)

5 Umfeld

5.1 Rechtliche Grundlagen

Die Dimension Rechtliche Grundlage Schweiz wird anhand der Beobachtungsgrößen «5.1.1 Auswirkungen des EU-Rechts auf die Schweiz», «5.1.2 Strategie Stromnetze», «5.1.3 Cyber Security» und «5.1.4 Kostendeckende Einspeisevergütung» beurteilt.

5.1.1 Auswirkungen des EU-Rechts auf die Schweiz

Mit dem 3. Paket zum EU-Energiebinnenmarkt im Jahr 2009 sollten die weitgehend national organisierten Strommärkte stärker zusammengeführt und harmonisiert werden. Mit den verabschiedeten Richtlinien und Verordnungen wurden die Strukturen (Entflechtung, Koordination der Übertragungsnetzbetreiber und Regulatoren) sowie die Regeln für den Strommarkt vereinheitlicht und verrechtlicht.

Vor dem Hintergrund der zunehmenden Verrechtlichung der Regeln zum Verbundbetrieb wird seit ca. zehn Jahren ein Stromabkommen zwischen der Europäischen Union (EU) und der Schweiz angestrebt. Mit der Inkraftsetzung des Stromversorgungsgesetzes hat die Schweiz bereits 2007 die wesentlichen Grundsätze der in der EU geltenden Marktordnung übernommen: Der Netzbetrieb ist entflochten und reguliert, das Übertragungsnetz wird durch einen Übertragungsnetzbetreiber betrieben und die grenzüberschreitenden Kapazitäten werden durch marktbasierende Verfahren zugeteilt. Der Verbundbetrieb funktioniert bislang elektro- wie auch markttechnisch gut, auch ohne Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU. Allerdings sind in den marktorientierten EU-Leitlinien Bestimmungen enthalten, welche den Einbezug der Schweiz vom Abschluss eines Staatsvertrages mit der EU im Strombereich sowie von der Implementierung der «wesentlichen» Bestimmungen der EU abhängig machen. Dies betrifft z.B. die Regelungen zur gemeinsamen Plattform für die Auktionierung grenzüberschreitender Kapazität, die Teilnahme an einem Market Coupling oder die Kooperation für den Austausch von Regenergie. Vor dem Hintergrund, dass die Schweiz wie auch Frankreich und Deutschland zumindest zeitweise zunehmend auf Importe angewiesen sein könnten, ist eine stabilere Rechtsgrundlage für grenzüberschreitende Lieferungen für alle Parteien wünschenswert. Die Aussicht auf eine rasche Regelung ist durch die Sistierung der Verhandlungen zum Stromabkommen inzwischen etwas getrübt.

Eine ähnliche Leitlinie wie im Bereich der Kapazitätsvergabe und des Engpassmanagement (Capacity Allocation and Congestion Management, CACM) erarbeitet die europäische Kommission auch für den Regenergiemarkt. In der Vergangenheit konnte über Kooperationen mit ausländischen Übertragungsnetzbetreibern die Netzstabilität in der Schweiz verbessert und dank effizienter Zusammenarbeit sogar verbilligt werden. Mit der Inkraftsetzung der Leitlinie zum Regenergiemarkt (Electricity Balancing, EB) sind langfristig diese Kooperationen aufgrund des fehlenden Abkommens der Schweiz mit der EU in Frage gestellt und könnten zu einem weitgehenden Ausschluss der Schweiz führen.

Der im März 2015 veröffentlichte Bericht des PLEF über die regionale Versorgungssicherheit (Generation Adequacy Assessment) zeigt, dass für die Schweiz im Falle einer Isolation vom europäischen Strommarkt vor allem im Winter Versorgungsdefizite entstehen können. Die Beteiligung der Schweiz am Strombinnenmarkt ist auch für die wirtschaftliche Versorgungssicherheit relevant und eine Mitsprache bei der Gestaltung und Ausführung bedeutsam. Ein Abseitsstehen der Schweiz könnte sich angesichts der raschen Entwicklung des EU-Strombinnenmarktes mittelfristig nachteilig auswirken, da sie von der Umsetzung der angesprochenen Themen wie Market Coupling, der Balancing-Märkte oder von grenzüberschreitenden Kapazitätsmechanismen ausgeschlossen sein könnte. Weiter ist die Mitwirkung in den relevanten Gremien der EU bedeutsam zur Mitgestaltung der Rahmenbedingungen, namentlich in der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER)¹⁰ und im europäischen Netzwerk der Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität (ENTSO-E)¹¹.

¹⁰ Die Schweiz ist hier nicht Mitglied

¹¹ Die Schweiz ist per Ausnahmeregelung in diesem Netzwerk dabei

5.1.2 Strategie Stromnetze

Mit der Strategie Stromnetze sollen neue gesetzliche Rahmenbedingungen für die Netzentwicklung geschaffen werden, damit die Voraussetzung für die Entwicklung der Stromnetze bedarfsgerecht und rechtzeitig erfolgen kann. Es lässt sich feststellen, dass vor allem auf der Übertragungsebene der Netzausbau nur schleppend vorankommt. Die Gründe hierfür sind unter anderem das teilweise fehlende Verständnis bezüglich der zentralen Funktion der Stromnetze für eine sichere Stromversorgung, die ungenügende Transparenz des Netzentwicklungsprozesses, diverse Interessenkonflikte und eine mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz von Netzinfrastrukturprojekten.

Als Grundlage für die Netzplanung soll das Bundesamt für Energie zukünftig basierend auf den energiepolitischen Zielen des Bundes, den gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten sowie unter Berücksichtigung des internationalen Umfelds einen Szenariorahmen erstellen. Dieser Szenariorahmen wird unter Einbezug der Netzbetreiber, der Kantone und weiteren Betroffenen erstellt und enthält minimal drei Szenarien, die für einen Zeitraum von mindestens zehn Jahren die Bandbreite wahrscheinlicher energiewirtschaftlicher Entwicklungen aufzeigen. Basierend auf dem Szenariorahmen erarbeiten die Netzbetreiber anschliessend ihre Netzplanung und erheben den zukünftigen Entwicklungsbedarf des Stromnetzes. Der Szenariorahmen soll in Artikel 9a des Stromversorgungsgesetzes neu geregelt werden. Im Weiteren sollen Projekte des Übertragungsnetzes neu von Gesetzes wegen von nationalem Interesse sein und als Vororientierung in den Sachplan für Übertragungsleitungen aufgenommen werden. Der Bundesrat legt ausserdem auf dem Verordnungsweg fest, welche Ausbauprojekte der Netzebene 3 von nationalem Interesse sind.

Im Weiteren soll festgelegt werden, dass die nationale Netzgesellschaft dazu verpflichtet ist, ihren Mehrjahresplan der EICom zur Prüfung zu unterbreiten. Die EICom soll danach die Mehrjahresplanung anhand der Vorgaben aus Gesetz und Verordnung prüfen und nach Abschluss der Prüfung die vorgesehenen Netzprojekte ganz oder teilweise bestätigen. Um gegenüber der Öffentlichkeit Transparenz in Bezug auf die zukünftigen Netzentwicklungsmassnahmen zu gewährleisten, wird die nationale Netzgesellschaft – unter Vorbehalt der Gewährleistung der Sicherheit sowie der Geschäftsgeheimnisse – verpflichtet, den von der EICom geprüften Mehrjahresplan zu veröffentlichen.

Mit der neu vorgesehenen Prüfung der Mehrjahrespläne durch die EICom soll einen verbindlichen Entscheid über den Bedarf für eine bestimmte Leitung von A nach B bezweckt werden, der später im Sachplanverfahren nicht mehr hinterfragt werden kann. Ob sich durch diese neue Behördenzuständigkeit der erhoffte Mehrwert der beschleunigten Verfahrensführung ergeben wird, erscheint aus Sicht der EICom fraglich. Die EICom äusserte sich im Rahmen der Vernehmlassung zur Strategie Stromnetze, insbesondere zu Artikel 9b und Artikel 22 Absatz 2^{bis} des Entwurfs des Stromversorgungsgesetzes (E-StromVG) und ist bezüglich der weiteren Ausgestaltung der Strategie Stromnetze mit dem Bundesamt für Energie in Kontakt.

Die Rückmeldungen der EICom zur Vernehmlassung der Strategie Stromnetze sind unter folgendem Link einsehbar:

<http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/43616.pdf>

5.1.3 Cyber Security

Im sicherheitspolitischen Bericht des Bundesrats wird davor gewarnt, dass Cyber-Angriffe zu Versorgungsstörungen führen können (VBS, 2016). Cyber-Angriffe können sich dabei gemäss dem Bericht auch gegen kritische Infrastrukturen richten. Diese sind heute häufig stark automatisiert und damit anfällig auf solche Angriffe. Ein Cyber-Angriff könnte insbesondere dann gravierende Folgen haben, wenn Funktionen oder Dienstleistungen beeinträchtigt oder lahmgelegt würden, die für das Funktionieren von Gesellschaft, Wirtschaft und Staat wesentlich sind. Besonders relevant sind in diesem Zusammenhang die Steuerungs- und Schaltanlagen der Energieversorgung, der Telekommunikation, der Verkehrssteuerung oder Finanztransaktionen. Der zeitweilige oder dauernde Ausfall solcher Infrastrukturen könnte zu fatalen Kettenreaktionen führen. Weil die Urheberschaft relativ einfach zu verschleiern ist, sind Cyber-Angriffe attraktiv; sie ermöglichen, mit geringem Risiko beträchtlichen Schaden anzurichten.

Die ECom misst der Gefahr der Cyber-Angriffe in der Elektrizitätsversorgung aufgrund der zunehmenden Vernetzung und der steigenden Komplexität grosse Bedeutung zu. Sie ist mit den relevanten Bundesstellen und ausländischen Regulierungsbehörden in Kontakt und ist in den entsprechenden Arbeitsgruppen vertreten. Die ECom erachtet grundsätzlich die Vorbereitung und Ergreifung notwendiger Massnahmen im Umgang mit der Cyber Security als Teil der gesetzlichen Aufgabe der Netzbetreiber im Sinne von Artikel 8 des Stromversorgungsgesetzes zur Gewährleistung eines sicheren und leistungsfähigen Netzbetriebs. Die Branche nimmt diese Verantwortung wahr und hat dazu unter anderem die Branchenempfehlung «Information & Communication Technology (ITC) Continuity» verfasst. Bei der Umsetzung von Cyber Security Massnahmen unterstützt die ECom die Netzbetreiber subsidiär.

5.1.4 Kostendeckende Einspeisevergütung

Seit dem 1. Januar 2009 wird in der Schweiz die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien mit der kostendeckenden Einspeisevergütung KEV gefördert. Die KEV wird über einen Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze finanziert, womit jeder Endverbraucher zur Förderung der erneuerbaren Energien beiträgt.

Von der Einspeisevergütung profitieren Anlagen, die nach dem 1. Januar 2006 in Betrieb genommen, erheblich erweitert oder erneuert wurden. Unterstützt werden dabei folgende Technologien: Wasserkraft (bis 10 Megawatt), Photovoltaik ab 10 Kilowatt, Windenergie, Geothermie, Biomasse und Abfälle aus Biomasse. Für jede dieser Technologien gibt es eigene Vergütungssätze, die anhand von Referenzanlagen pro Technologie und Leistungsklasse festgelegt sind. Die Dauer der Vergütung beträgt je nach Technologie 20 bis 25 Jahre (Stiftung KEV, 2015). Die Wasserkraft darf dabei maximal 50 Prozent, die Photovoltaik, Windenergie, Geothermie und Biomasse dürfen maximal 30 Prozent der Fördervolumen in Anspruch nehmen. Damit soll gewährleistet werden, dass eine Technologie nicht das gesamte Fördervolumen ausschöpfen kann (Art. 7a Abs. 4 EnG). Betreiber von Photovoltaik-Neuanlagen unter 10 Kilowatt können seit dem 31. Dezember 2012 nicht mehr am System der KEV teilnehmen. Sie können jedoch eine Einmalvergütung (EIV) beantragen. Betreiber von Photovoltaik-Neuanlagen 10<30 Kilowatt haben ein Wahlrecht zwischen KEV und EIV. Photovoltaikanlagen mit einer Leistung unter 2 Kilowatt erhalten weder KEV noch EIV (Art. 7a^{bis} f. EnG, Anhang 1.8 Ziff. 3.3 EnV).

Die für die KEV und Einmalvergütung vorgesehenen Fördermittel sind gesetzlich begrenzt. Die Nachfrage nach der KEV ist um ein Vielfaches grösser als die zur Verfügung stehenden Fördermittel, weshalb Neuanmeldungen auf eine Warteliste gelangen. Diese Warteliste umfasste Ende Dezember 2015 über 35 000 Projekte. Die maximal zur Verfügung stehende Fördersumme lag im Jahr 2015 bei 543 Millionen Franken pro Jahr, wovon 473 Millionen Franken für realisierte Anlagen verwendet wurden und 575 Millionen Franken an Anlagen mit positivem Bescheid (noch nicht realisiert) fliessen sollen. Tabelle 2 zeigt die Entwicklung der KEV-Abgabe über den Zeitraum von 2009 bis 2016. Von 2009 bis 2013 lag die KEV bei 0.45 Rappen pro Kilowattstunde. In den darauffolgenden Jahren wurde diese Abgabe laufend angehoben und liegt nun seit diesem Jahr bei 1.30 Rappen pro Kilowattstunde (inkl. Abgabe an Fisch- und Gewässerschutz). Der Maximalzuschlag der KEV ist gesetzlich vorgeschrieben und wurde im Jahr 2014 auf maximal 1.50 Rappen pro Kilowattstunde festgelegt (Artikel 15b Absatz 4 Energiegesetz).

Zeitraum	KEV-Abgabe	Gesetzlicher Maximalbetrag
2009-2012	0.45 Rappen pro Kilowattstunde	0.60 Rappen pro Kilowattstunde
2013	0.45 Rappen pro Kilowattstunde	1.00 Rappen pro Kilowattstunde
2014	0.60 Rappen pro Kilowattstunde	1.50 Rappen pro Kilowattstunde
2015	1.10 Rappen pro Kilowattstunde	1.50 Rappen pro Kilowattstunde
2016	1.30 Rappen pro Kilowattstunde	1.50 Rappen pro Kilowattstunde

Tabelle 2: Entwicklung der KEV-Abgabe und des gesetzlich festgelegten KEV-Maximalbetrags

Abbildung 35 und Abbildung 36 zeigen die Entwicklungen der installierten Leistungen sowie der daraus resultierenden Stromproduktion aus den Anlagen, die durch den KEV-Fond geförderten wurden. Einen grossen Zubau konnte vor allem bei den Wasserkraft-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen erzielt werden. Der Einfluss auf die Windkraftanlagen hält sich zurück. Obwohl die installierte Leistung der erneuerbaren Energien über die vergangenen sechs Jahre mehr als vervierfacht und die daraus resultierende Produktion mehr als verdreifacht wurde, bleibt abzuwarten, welchen Beitrag die KEV und die Einmalvergütung an die Ziele der Energiestrategie 2050 leisten können.

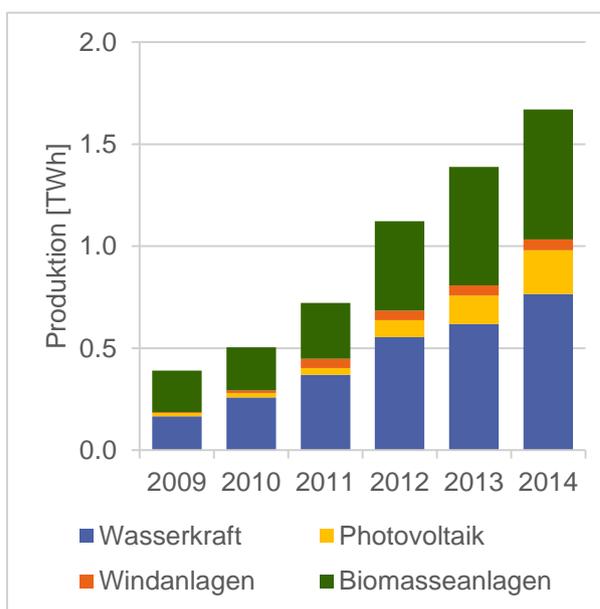


Abbildung 35: Entwicklung der installierten Leistung der durch den KEV-Fond geförderten Anlagen (Quelle: Stiftung KEV)

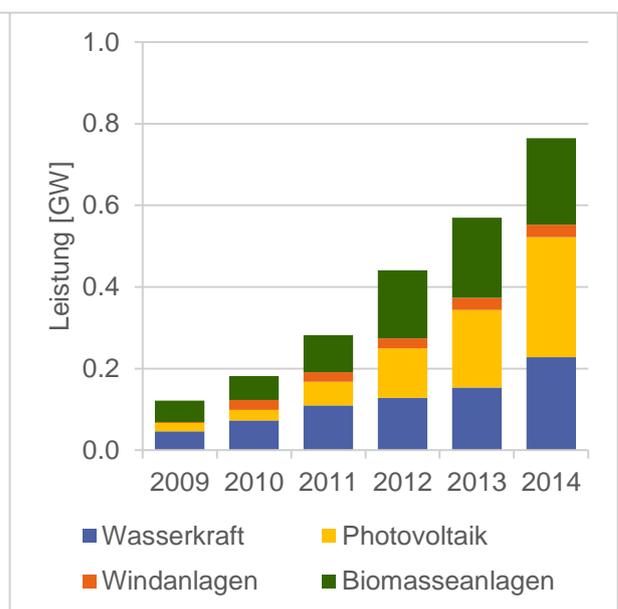


Abbildung 36: Entwicklung der Stromproduktion der durch den KEV-Fond geförderten Anlagen (Quelle: Stiftung KEV)

In Abbildung 37 ist die Entwicklung der Förderbeiträge, die pro Kilowattstunde für die verschiedenen Technologien pro Jahr im Durchschnitt ausbezahlt wurden, dargestellt. Es kann festgestellt werden, dass eine Kilowattstunde Strom aus Wasserkraftanlagen mit dem kleinsten Förderbeitrag unterstützt wird. Der Förderbetrag der Wind- und Biomasseanlagen liegt leicht darüber. Der Förderbetrag pro Kilowattstunde aus PV-Anlagen war über die vergangenen sechs Jahre am höchsten. Insgesamt war der Förderbeitrag im Betrachtungszeitraum bei der Photovoltaik pro Kilowattstunde jedoch rückläufig, bei den Wasserkraft-, Wind- und den Biomasseanlagen leicht ansteigend.

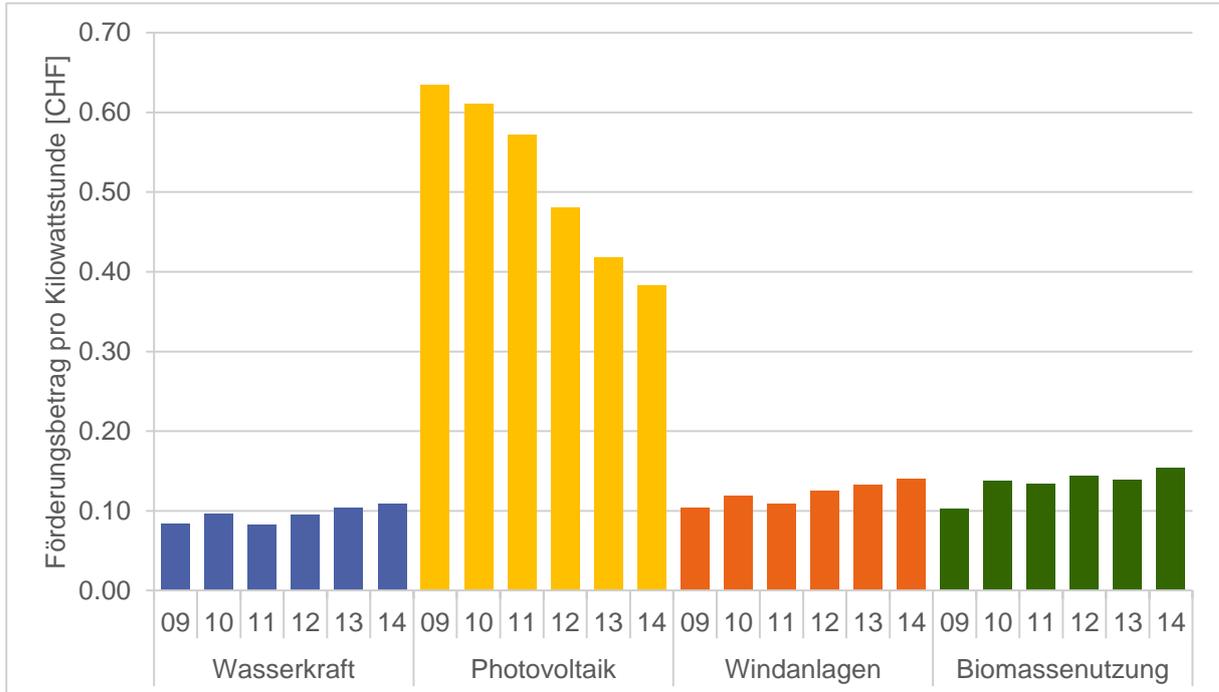


Abbildung 37: Ausbezahlte Förderbeiträge pro Kilowattstunde bei den vier Produktionstechnologien Wasserkraft, Biomasse, Windkraft und Photovoltaik (Quelle: Stiftung KEV)

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 und der entsprechenden Revision des Energiegesetzes hat das Parlament einer Erhöhung der Netzzuschläge auf 2.3 Rappen pro Kilowattstunde zugestimmt. Die entsprechenden Mittel sollen dabei nebst der Förderung der Stromproduktion aus erneuerbarer Energie unter anderem auch der Finanzierung von Finanzhilfen und Marktprämien an die bestehende Grosswasserkraft zugutekommen. So sollen Grosswasserkraftwerke für ihren Strom, den sie im freien Markt nur unter ihren Gestehungskosten verkaufen können, eine solche Unterstützung von maximal 1 Rappen pro Kilowattstunde erhalten. Die genaue Ausgestaltung der Unterstützungsmassnahme ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch Gegenstand der parlamentarischen Beratungen. Die Förderungsmassnahmen im Bereich der erneuerbaren Energien stehen dabei auch im Zusammenhang mit dem bereits beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie. So sollen keine neuen Rahmenbewilligungen für Kernkraftwerke mehr erteilt werden dürfen. Die bestehenden Kraftwerke können solange weiterbetrieben werden, als die Sicherheit gewährleistet werden kann.

Ebenfalls geeinigt haben sich die eidgenössischen Räte darauf, dass das heutige System der KEV zu einem Einspeiseprämienystem mit Direktvermarktung umgebaut werden soll. Davon wird sich insbesondere eine verbesserte Marktintegration erhofft. Die Direktvermarktung wird dabei als Grundsatz etabliert. Der Nationalrat schlug zudem vor, dass für kleinere Anlagen Ausnahmeregelungen gelten sollen. Ab dem sechsten Jahr nach Inkrafttreten des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 werden keine neuen Anlagen mehr in die Förderung aufgenommen. Anlagen, welche sich bis dahin im Förderungssystem befinden (Förderungszusage), erhalten weiterhin eine Vergütung bis zum Ende der Vergütungsdauer. Ab dem Jahr 2031 werden zudem keine neuen Investitionsbeiträge und Einmalvergütungen mehr ausgerichtet. Die Beratungen der Räte zu weiteren Punkten dauern noch an. Die Schlussabstimmung im Parlament über das revidierte Energiegesetz wird für die Herbstsession 2016 erwartet. Wird kein Referendum ergriffen, kann die Vorlage unter Umständen 2018 in Kraft treten.

5.2 Effizienter Stromeinsatz

Die Dimension Effizienter Stromeinsatz wird anhand der Beobachtungsgrößen «5.2.1 Stromverbrauch pro BIP-Einheit» und «5.2.2 Stromverbrauch pro Kopf» beurteilt.

5.2.1 Stromverbrauch pro BIP-Einheit

Wirtschaftliche Stromeffizienzpotenziale sind sowohl im Industrie- als auch im Dienstleistungssektor vorhanden. Diese liegen gemäss Abschätzung einer Arbeitsgruppe des Bundesamts für Energie in den Bereichen industrielle Prozesse, Elektromotoren, Beleuchtung und Haustechnik und werden auf etwa 6-7 Terawattstunden geschätzt. Die jährliche Stromnachfrage in diesen beiden Sektoren lag in den letzten vier Jahren bei 34-35 Terawattstunden (BFE, 2011). Die wirtschaftliche Stromeffizienz kann mit dem Stromverbrauch pro Bruttoinlandprodukt (BIP) gemessen werden. Das BIP ist die Summe der Marktwerte aller in einem Land hergestellten Güter und Dienstleistungen abzüglich der erbrachten Vorleistungen und stellt eine wichtige Kennzahl der wirtschaftlichen Gesamtrechnung dar (SECO, 2016; BFE, 2015a).

Das Verhältnis zwischen Stromverbrauch und realem BIP deutet an, wie stromintensiv in der Schweiz Güter hergestellt werden und wie sich die Effizienz in den letzten Jahren entwickelte. In Abbildung 38 ist die zeitliche Entwicklung des Stromverbrauchs der drei Wirtschaftssektoren inklusive Verkehr sowie die zeitliche Entwicklung des realen BIP dargestellt. Zu sehen ist, dass der Stromverbrauch in der Vergangenheit während zwei Perioden stagnierte: einmal von 1992 bis 1994 und ein zweites Mal zwischen 2010 bis 2014. Das BIP nahm hingegen von 1990 bis 2014 laufend zu und erlitt nur im Jahr 2009 einen vorübergehenden Einbruch.

Besonders zugenommen hat der Stromverbrauch in den letzten 25 Jahren im Dienstleistungssektor (3. Sektor). Er stieg in diesem Zeitraum um mehr als 4.0 Terawattstunde auf 15.5 Terawattstunden. Im industriellen Sektor (2. Sektor) nahm der Stromverbrauch vorerst zwischen 1990 bis 2010 um 2.0 Terawattstunden zu, über die letzten fünf Jahre lag allerdings ein Verbrauchsrückgang von 1.2 Terawattstunden vor. Im landwirtschaftlichen Sektor (1. Sektor) blieb die Stromnachfrage über den betrachteten Zeitraum ungefähr konstant, während beim Verkehr über den betrachteten Zeitraum eine Verbrauchszunahme von 0.7 Terawattstunden beobachtet werden konnte.

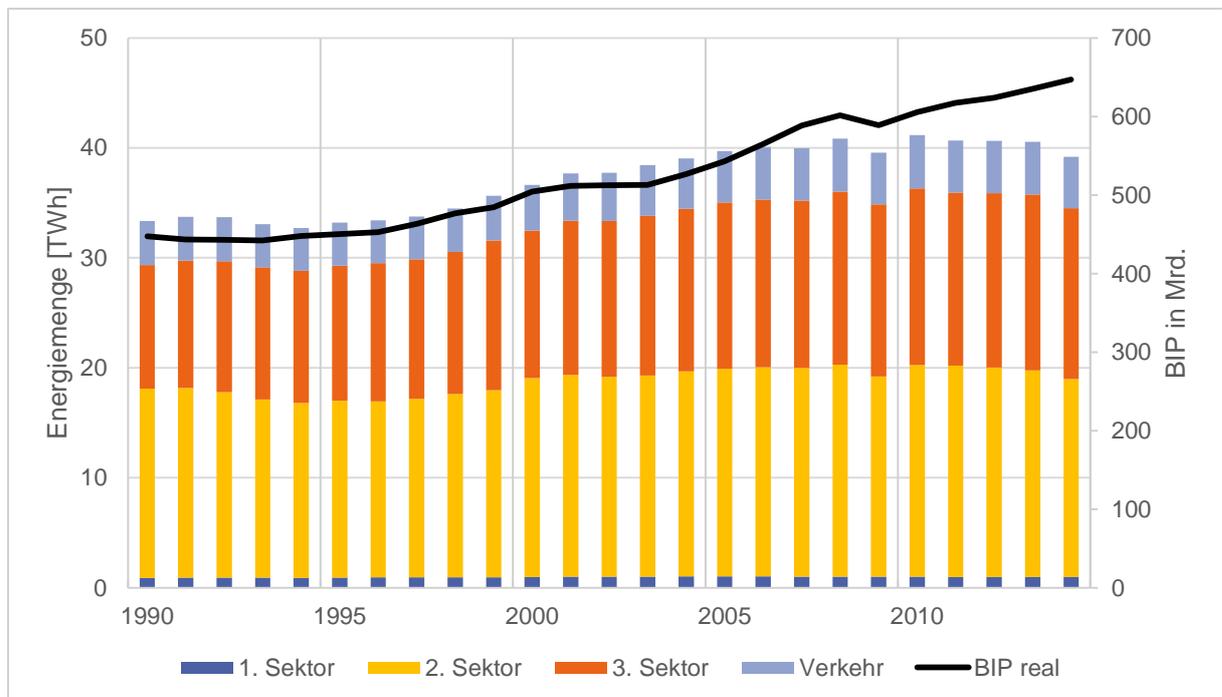


Abbildung 38: Entwicklung des Stromverbrauchs (primärer, sekundärer, tertiärer Sektor) und des Bruttoinlandproduktes in der Schweiz (Quelle: BFE/SECO)

Abbildung 39 zeigt das Verhältnis zwischen dem Stromverbrauch der drei Wirtschaftssektoren und dem realen BIP über den Zeitraum von 1990 bis 2014. Über die letzten 20 Jahre sind grundsätzlich zwei Zeiträume auszumachen, in denen der Stromverbrauch pro BIP-Einheit rückläufig war. Die erste Periode fand zwischen 1990 und 1994, die zweite zwischen 2003 und 2014 statt. Gemäss dem Magazin «Die Volkswirtschaft» ist der Sprung zwischen 1990 und 1994 mit der Tertiarisierung der Wirtschaft zu erklären (Brändle/Gachet, 2012). So nahm die Zahl der Beschäftigten im industriellen Sektor zwischen 1991 und 1999 um 20 Prozent ab. Der zweite «Effizienzsprung» zwischen 2003 und 2014 kann damit erklärt werden, dass das BIP in diesem Zeitraum vor allem im stromverbrauchsärmeren Dienstleistungssektor gesteigert werden konnte. In diesem Zeitraum nahm das BIP des tertiären Sektors jährlich um 20 Milliarden Franken zu, während der Stromverbrauch ungefähr konstant blieb.

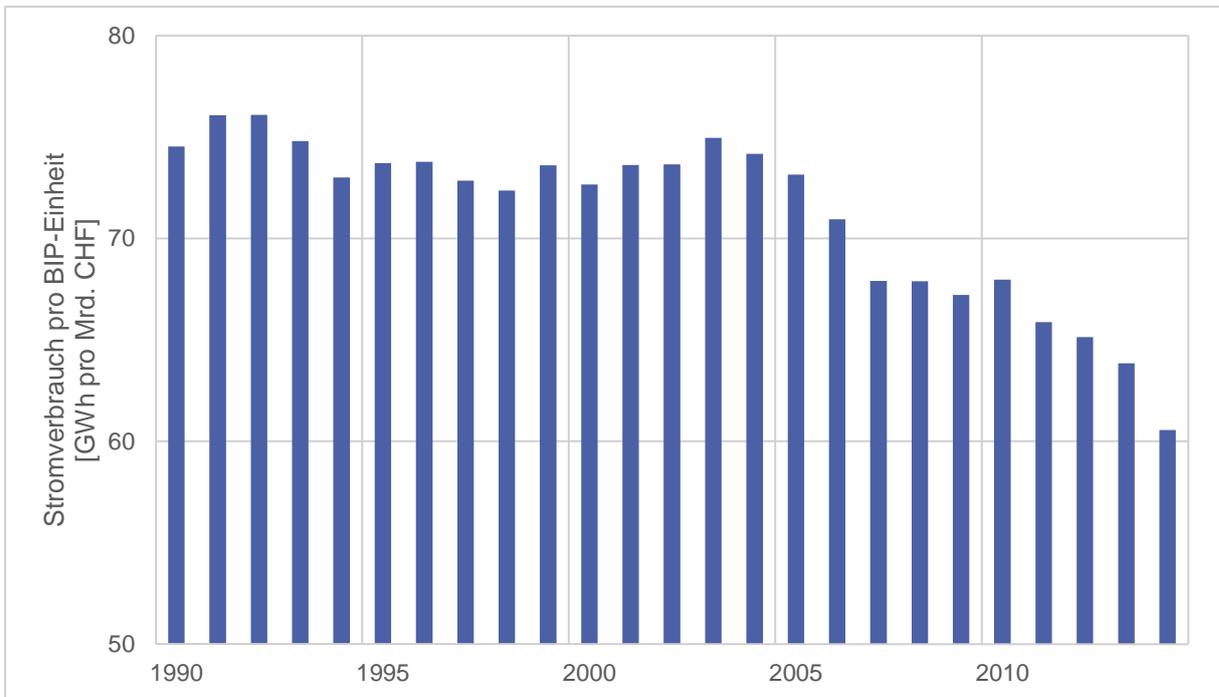


Abbildung 39: Entwicklung der Stromeffizienz für die Produktion von Wirtschaftsgütern in der Schweiz (Quelle: BFE/SECO).

5.2.2 Stromverbrauch pro Kopf

Neben dem Stromsparpotential in den wirtschaftlichen Sektoren können im Haushalt ebenfalls an verschiedensten Orten der Stromverbrauch reduziert und damit der Stromverbrauch pro Kopf gesenkt werden. Stromsparmöglichkeiten im Haushalt sind in verschiedensten Bereichen möglich, sei es in der Küche beim Verwenden von Haushaltsgeräten mit einem hohen Energielabel oder im Arbeits- und Wohnzimmer mit dem korrekten Umgang von Unterhaltungsgeräten. Dem stehen jedoch gegenläufige Tendenzen wie weniger Personen pro Wohnfläche, neue elektrische Geräte oder Ersatz von fossilen Heizungen durch Wärmepumpen etc. gegenüber.

Abbildung 40 zeigt die Entwicklung des Stromverbrauchs der Schweizer Haushalte sowie den durchschnittlichen Stromverbrauch pro Kopf über den Zeitraum von 1990 bis 2014. Gemäss den Angaben des Bundesamts für Statistik ist die Bevölkerungszahl der Schweiz zwischen 1990 und 2014 von 6,8 Millionen Einwohner auf 8,2 Millionen Einwohner gestiegen (BFS, 2016a). Über denselben Zeitraum stieg der Stromverbrauch der Schweizer Haushalte von rund 13.3 Terawattstunden auf 18.5 Terawattstunden an.

Der durchschnittliche Stromverbrauch pro Kopf stieg zwischen 1990 und 2005 ebenfalls mehrheitlich von knapp 2.0 Megawattstunden pro Kopf auf 2.4 Megawattstunden pro Kopf an. Seit dem Jahr 2005 war der durchschnittliche Stromverbrauch pro Kopf grundsätzlich wieder rückläufig. Es ist anzunehmen, dass der bewusste Einsatz von Strom sowie stromsparsamere Geräte zur Reduktion des Stromverbrauchs pro Kopf beigetragen haben.

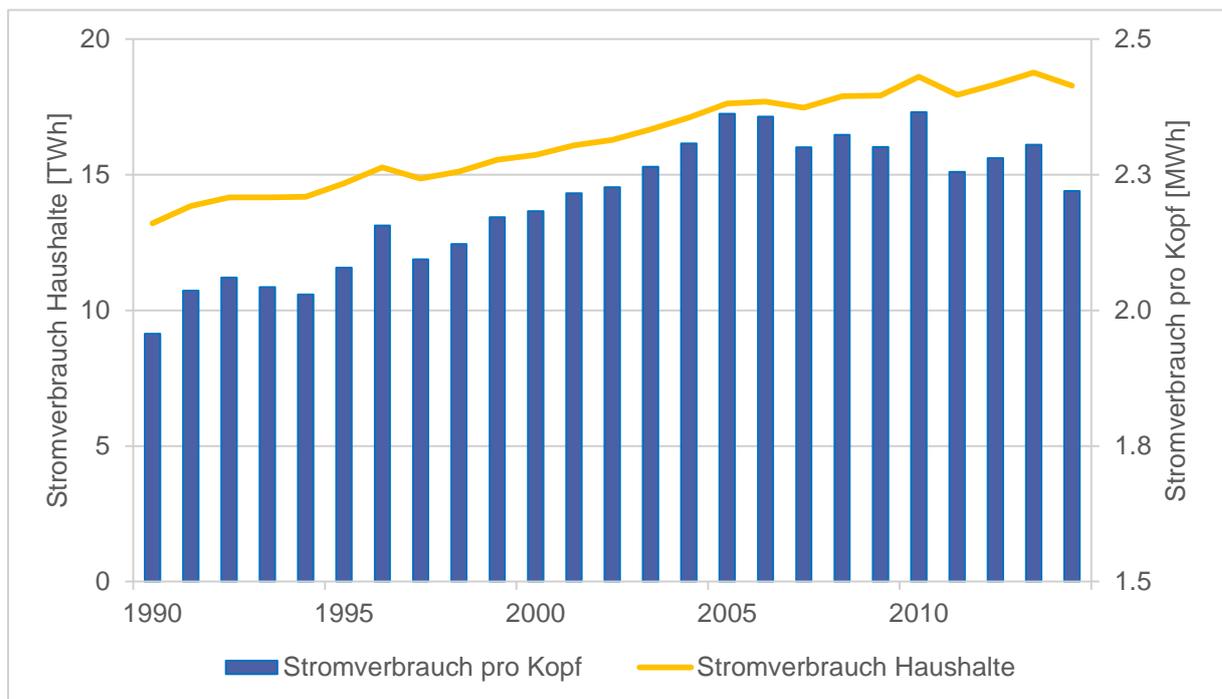


Abbildung 40: Entwicklung des Stromverbrauchs pro Kopf und der Einwohnerzahl der Schweiz (Quelle: BFE/BFS)

6 Fazit

Ziel des Berichts «Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2016» und des dahinterliegenden Monitorings ist das Erkennen von mittel- oder langfristigen Gefährdungen der Stromversorgungssicherheit in der Schweiz. Die Beurteilung basiert vorwiegend auf Daten des Zeitraums von 2010 bis 2015. Die Aussagekraft dieser Zeitreihe wird mit Fortführen des Monitorings weiter an Bedeutung zunehmen, womit aus den einzelnen Beobachtungsgrössen noch klarere Trends hervorgehen und somit entsprechende Massnahmen bei einer Verschlechterung der Beobachtungsgrössen eingeleitet werden können. Die ECom ist bestrebt, die Versorgungssicherheit soweit möglich anhand von objektiven und quantitativen Kriterien zu beurteilen. Daher ist für die Beurteilung einer Beobachtungsgrösse der zeitliche Verlauf genauso entscheidend wie der absolute Wert der Beobachtungsgrösse.

Das Fazit dieses Berichts bezieht sich auf die Dimensionen, welche in Kapitel 1.4 aufgrund der Eintretenswahrscheinlichkeit und des Schadenpotentials gemäss der Beurteilungsmatrix als besonders relevant beurteilt wurden (Wert > mittel). Im Bereich Netze handelt es sich dabei um die Dimensionen «2.1 Systemführung», «2.2 Netzverfügbarkeit» und «2.3 Netzentwicklung», im Bereich Produktion um die Dimensionen «3.1 Kraftwerkkapazität», «3.2 Importmöglichkeiten» und «3.3 Investitionen in zukünftige Kraftwerke» sowie im Bereich Umfeld um die Dimension «5.1 Rechtliche Grundlagen». Die Dimensionen im Bereich Kosten und Tarife werden von der ECom in Bezug auf die Versorgungssicherheit zurzeit als unkritisch beurteilt und sind deshalb nicht Teil des Fazits.

Die Aufarbeitung der Versorgungssituation des Winters 2015/16, wo aufgrund der Nichtverfügbarkeit der Kernkraftwerke Beznau, der tiefen Flusswasser- und Speicherseestände Engpässe in der Stromversorgung befürchtet werden mussten, werden in einem separaten Bericht abgehandelt.

6.1 Beurteilung Bereich Netz

Die Beurteilung des Bereichs Netze bezieht sich in erster Linie auf die Beobachtungsdimensionen «Systemführung», «Netzverfügbarkeit» und «Netzentwicklung».

Im Bereich Netze ist grundsätzlich zwischen Übertragungs- und Verteilnetz zu unterscheiden. Ersteres wird im internationalen Verbund betrieben und ist in diesem Kontext zu beurteilen. Der Betrieb des Übertragungsnetzes wird deshalb von der ECom auf Basis der internationalen Vorgaben zum Betrieb des Verbundnetzes überwacht. Diese in den internationalen Gremien der kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzbetreiber UCTE und ETSO definierten Regeln bilden bis heute die Standards für den Betrieb des Verbundnetzes. Mit der europäischen Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte wurden diese Organisationen als ENTSO-E konstituiert und die Normen europaweit gesetzlich verankert. Die Inkraftsetzung der entsprechenden Kodizes erfolgt laufend. Aufgrund der engen Einbindung des Schweizer Übertragungsnetzes in den kontinentalen Verbundbetrieb ist die Umsetzung der internationalen Normen für den Betrieb dieses Verbundnetzes ebenfalls notwendig.

Systemführung

Basierend auf den zeitlichen Entwicklungen und den einzelnen Beobachtungen der Beurteilungsgrössen der Dimension Systemführung (Kapitel 2.1) lässt sich feststellen, dass sich die zentralen Grössen des Übertragungsnetzes (Netzbelastung im N-1-Fall, Regel-, Frequenz- und Spannungsqualität) im Längsschnitt stabil bis leicht positiv entwickelt haben und die derzeitige Versorgungssicherheit insgesamt als gut zu bezeichnen ist. Die simulierte Netzbelastung im N-1-Fall verbesserte sich aufgrund von Optimierungsmassnahmen in der Systemführung über die letzten Jahre. Bei der Interpretation dieser Zahlenreihe ist jedoch zu berücksichtigen, dass in den ausgewiesenen Zahlen jene N-1-Verletzungen nicht mitberücksichtigt sind, die mittels kurativer Massnahmen (operative Eingriffe) eliminiert werden könnten. Der leichte Anstieg bei der Regelqualität (Abnahme der Regelqualität) ist ebenfalls auf Optimierungsmassnahmen bei Swissgrid zurückzuführen. Die Optimierungsaufgabe besteht darin, unter Einhaltung der internationalen Standards zur Regelqualität und den betrieblichen Anforderungen die Kosten zu optimieren. Der aktuelle Wert liegt jedoch nach wie vor unter dem von Swissgrid festgelegten

Grenzwert. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Anforderungen an den Systembetrieb aufgrund der sich verändernden Lastflüsse, insbesondere auch aufgrund der zunehmenden Produktionskapazität mit fluktuierender Einspeisung, in Zukunft tendenziell zunehmen. Die künftige Entwicklung der Beobachtungsdimension Systemführung wird stark davon abhängen, welche topologischen und kurativen Massnahmen Swissgrid zur Verfügung stehen werden, um die systemrelevanten Beobachtungsgrössen wie Netzbelastung im N-1-Fall und Regelqualität kontrollieren zu können.

Netzverfügbarkeit

Bei der Stromversorgungssicherheit im Verteilnetz kann auf eine ausgezeichnete Netzverfügbarkeit verwiesen werden. In den vergangenen sechs Jahren lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer eines Endverbrauchers in der Schweiz zwischen 21 und 34 Minuten pro Jahr. Die Nachbarländer der Schweiz erreichten im Jahr 2014 als Vergleich einen Wert zwischen 19 und 100 Minuten pro Endverbraucher und Jahr. Diese im internationalen Vergleich sehr hohe Qualität ist primär auf die in der Vergangenheit geschaffenen Strukturen (grosser Anteil von ringförmig angeschlossen Endkunden sowie gut etablierte Pikettdienste) zurückzuführen. Im Weiteren kann festgestellt werden, dass die Netzinvestitionen die Abschreibungen deutlich übersteigen und somit der Netzerhalt im Verteilnetz angemessen ist.

Netzentwicklung

Die Dimension Netzentwicklung (Kapitel 2.4) ist in Bezug auf die Versorgungssicherheit als angespannt zu beurteilen. Im Übertragungsnetz treten mancherorts Netzengpässe auf (im Winter hauptsächlich strukturell, während im Sommer vorwiegend situativ), welche die Versorgungssicherheit gefährden könnten. Im «Strategischen Netz 2025» identifizierte Swissgrid neun Leitungsprojekte, zwei Kraftwerkanschlüsse und vier Verteilnetzanschlüsse, deren Realisierung eine wichtige Grundlage für die Versorgungssicherheit im Jahr 2025 bilden und die vorliegenden Netzengpässe im Übertragungsnetz beheben soll. Auf der anderen Seite wurden im «Strategischen Netz 2025» insgesamt acht Leitungsprojekte, welche im «Strategischen Netz 2015» noch als erforderlich beurteilt wurden, nicht mehr bestätigt. Die Priorisierung der Projekte, insbesondere derjenigen, die im «Strategischen Netz 2025» als nicht mehr notwendig erachtet wurden, werden zurzeit noch mit Verteilnetzbetreibern und Swissgrid diskutiert.

Erste Erkenntnisse aus der Versorgungssituation im Winter 2015/16 haben dazu geführt, dass Swissgrid die Ausbauvorhaben Ende 2015 neu priorisierte. Die Möglichkeit, auf Stromimporte zurückgreifen zu können, ist insbesondere im Winterhalbjahr zentral um die Versorgungssicherheit der Schweiz zu gewährleisten. Nähern sich die Pegelstände der Speicher im Frühling ihrem jährlichem Minimum, ist die Verfügbarkeit der Importoption besonders relevant. Da ein Grossteil des importierten Stroms über das 380-Kilovoltnetz in die Schweiz fliesst, ist eine ausreichende Transformatorenkapazität unabdingbar, um den Strom von der 380-Kilovoltnetzebene auf die tieferen Spannungsebenen herunterzutransformieren und für die inländische Versorgung bereitzustellen. Mit Blick auf die Versorgungssicherheit liegt der Fokus bei der Realisierung insbesondere auf folgenden Vorhaben:

- Neuer Transformator zwischen der 380- und 220-Kilovoltenebene in Beznau
- Kapazitätserweiterung beim Transformator zwischen der 380- und 220-Kilovoltenebene in Laufenburg
- Neuer Transformator zwischen der 380- und 220-Kilovoltenebene in Mühleberg
- Spannungserhöhung auf 380-Kilovolt der Leitung zwischen Bassecourt und Mühleberg

Die voraussichtlichen Engpässe beim Import können durch den Ausbau an den Knoten Laufenburg und Beznau am effizientesten reduziert werden. Die Realisierung des Transformators in Mühleberg ist kritischer, da diese von der Spannungsumstellung der Leitung Bassecourt-Mühleberg (220-Kilovolt auf 380-Kilovolt) abhängig ist. Verzögerungen bei diesem Projekt erhöhen deshalb die Risiken der tendenziell zunehmenden Importabhängigkeit.

Der Statusbericht der Netzerweiterungsvorhaben zeigt im Allgemeinen, dass viele Leitungsprojekte auf Ebene des Übertragungsnetzes zurzeit in Plangenehmigungsverfahren blockiert sind. Aktuell ist ausserdem zu erwarten, dass die beiden Leitungszüge Chamoson-Chippis und Bickigen-Chippis aufgrund von Einsprachen mit Verspätung in Betrieb gehen. Dies verzögert zum einen die Inbetriebnahme des Transformators zwischen der 380- und 220-Kilovoltenebene in Chippis. Zum anderen werden die beiden Leitungszüge im Wallis benötigt, um die Energie des neuen Pumpspeicherkraftwerks Nant de Drance

vollumfänglich abführen zu können. Eine verspätete Inbetriebnahme der beiden Leitungszüge, inklusive der Anschlussleitung Châtelard-Rosel selber, hätte zur Folge, dass das Pumpspeicherkraftwerk Nant de Drance nur eingeschränkt oder gar nicht produzieren könnte.

6.2 Beurteilung Bereich Produktion

Die Beurteilung des Bereichs Produktion bezieht sich auf die drei Beobachtungsdimensionen «Kraftwerkkapazität», «Stromimportmöglichkeit» und «Investitionen in zukünftige Kraftwerke».

Kraftwerkkapazität

Aus den Beobachtungsgrössen der Dimension Kraftwerkskapazität (Kapitel 3.1) geht hervor, dass der Schweizer Produktionspark durch die Kernkraftwerke, die Laufwasserkraftwerke sowie die Speicherkraftwerke eine grosse Menge an Grund- und Spitzenlastleistung besitzt. Auf Basis dieser Leistungsbeurteilung ist die Versorgungssicherheit in der Schweiz zurzeit grundsätzlich als ausreichend zu bezeichnen. Wird die Versorgungssicherheit auf Basis einer Energiebetrachtung durchgeführt, zeichnet sich tendenziell ein zunehmendes Risiko ab.

Im Winterhalbjahr hängt die Versorgungssicherheit aufgrund der reduzierten Wasserverfügbarkeit der Schweizer Flüsse und der damit verbundenen verringerten Einspeisung der Laufwasserkraftwerke zu einem grossen Teil von den Kernkraftwerken, von den Energiereserven der Speicherkraftwerke und der Verfügbarkeit der Importkapazitäten ab. Der zusätzlich höhere Landesverbrauch im Winterhalbjahr führt dazu, dass in den vergangenen zehn Winterhalbjahren jeweils ein Nettoimport auftrat. Kurzfristige Nichtverfügbarkeiten von grossen Kraftwerksblöcken wie die Kernkraftwerke oder Importkapazitätsreduktionen können grundsätzlich durch die flexibel einsetzbaren Speicherkraftwerke abgefangen werden. Länger anhaltende Ausfälle von grossen Kraftwerksblöcken und/oder Importkapazitätsreduktionen haben zur Folge, dass die Versorgungssicherheit aufgrund der beschränkten Energiereserven der Speicherkraftwerke gefährdet sein kann. Der Zubau von Mittellastkraftwerken könnte die Abhängigkeit der Stromversorgungssicherheit von der Verfügbarkeit von Kernkraftwerken und Speicherkraftwerken reduzieren.

Stromimportmöglichkeit

Die Risiken fehlender Produktion in der Schweiz relativieren sich teilweise aufgrund der starken Anbindung der Schweiz ans europäische Stromnetz und dem Zugang zu substantiellen Produktionskapazitäten im Ausland. Die Importkapazität an der Schweizer Nordgrenze (Frankreich, Deutschland, Österreich) beträgt aktuell rund 5.2 Gigawatt, die Importkapazität an der Schweizer Südgrenze (Italien) beläuft sich zurzeit auf etwa 1.7 Gigawatt. Dabei ist zu beachten, dass diese Importkapazität bei einer eingeschränkten Verfügbarkeit des inländischen Produktionsparkes zeitweise reduziert werden muss. Die Option «Stromimport» ist bei der Beurteilung der schweizerischen Versorgungssicherheit höchst relevant und als Ergänzung zum Schweizer Kraftwerkpark stets zu berücksichtigen, da die Schweiz in Relation zum Landesverbrauch über eine sehr gut ausgebaute Transportinfrastruktur für grenzüberschreitende Lieferungen verfügt und zudem inmitten der grössten und liquidesten Teilmärkte im Verbundnetz liegt.

Ob und mit welcher Häufigkeit die zukünftige Stromversorgung der Schweiz im Winterhalbjahr vom Ausland abhängig sein soll, ist in erster Linie auf die politischen Entscheide zurückzuführen. In den 80er- und 90er-Jahren wurde die Versorgungssicherheit über die Wahrscheinlichkeit eines Nettoimports im Winterhalbjahr definiert. Bei einer so definierten Versorgungssicherheit von 95 Prozent wird davon ausgegangen, dass in einem von 20 Wintern der inländische Strombedarf nicht mit eigenen Erzeugungsanlagen gedeckt werden kann und dass in 19 von 20 Winterhalbjahren ein Nettoexportüberschuss entsteht. Der heutige Wert der Versorgungssicherheit gemäss dieser Definition liegt bei 20 Prozent. Die EICom möchte darauf hinweisen, dass je nach Ausgestaltung der Energiestrategie 2050 das Verhältnis zwischen inländischer Erzeugung und Stromimporten mittel- bis langfristig weiter abnehmen könnte und dadurch die Versorgungssicherheit zunehmend von exogenen Faktoren, wie z.B. von der Kraftwerks-

und Netzverfügbarkeit im Ausland oder extremen Witterungssituationen in der Schweiz, abhängig gemacht wird.

Eine erhöhte Importabhängigkeit ist aus Sicht der Versorgungssicherheit dann vertretbar, wenn die mit ihr verbundenen Risiken als tragbar beurteilt werden können. Dazu zählen zum Beispiel die Verfügbarkeit ausreichender Transportkapazitäten sowie der Zugang zu liquiden Märkten. Ersteres kann theoretisch durch einen bedarfs- und zeitgerechten Ausbau des Übertragungsnetzes inklusive Transformatoren zwischen der 380- und 220-Kilovoltenebene bewerkstelligt werden. Theoretisch deshalb, weil der Zeitbedarf für Ausbauvorhaben in der Realität gross ist. Die verfügbare Netzkapazität hängt aber auch von exogenen Faktoren wie der Infrastruktur im Ausland, dem Marktdesign und den künftigen Lastflüssen im europäischen Verbundnetz ab. Besonders hervorzuheben sind dabei auch die strukturellen Engpässe in Deutschland: die Grundlastkraftwerke (in Süddeutschland) werden primär durch Windenergieanlagen im Norden substituiert. Inwiefern die notwendigen Netzausbauten von Norden nach Süden realisierbar sind, wird sich weisen. Vor dem Hintergrund der weiteren Ausserbetriebnahmen von Grundlastkraftwerken im Süden Deutschlands scheint fraglich, inwiefern Deutschland in der Lage sein wird, in kritischen Phasen Exporte im Süden zu gewährleisten oder gar zu erhöhen. ENTSO-E weist in ihrem Bericht SOAF 2015 darauf hin, dass heutige «Exportländer» wie Deutschland oder Frankreich bis zum Jahr 2025 aufgrund von Ausserbetriebnahmen von Kraftwerken in den Wintermonaten in einzelnen Stunden negative Leistungsreserven haben könnten. Die eigene Stromversorgungssicherheit rein mittels Stromimporten sicherzustellen ist mit dem Risiko verbunden, dass Stromimporte zur gewünschten Zeit nicht oder nur noch sehr teuer möglich sein können und damit die inländische Versorgungssicherheit gefährdet wird.

Investitionen in zukünftige Kraftwerke

Die Energiestrategie 2050 des Bundesrats sieht vor, dass die erneuerbaren Energien in der zukünftigen Stromversorgung der Schweiz einen wichtigen Beitrag leisten werden. Die Produktionsmenge der Kernkraftwerke (25 Terawattstunden) soll im Jahr 2050 vollkommen durch Photovoltaik-, Windenergie-, Geothermie-, Biomasse-, Abwasser- und Kehrichtverbrennungsanlagen gedeckt werden. Aufgrund der Zauberate der letzten beiden Jahre sieht es danach aus, als ob der Zielwert 2020 bei den Photovoltaikanlagen erfüllt werden könnte (KVA/ARA bereits erfüllt). Die Erfüllung der Zielwerte 2020 von Windenergie- und Biomassenanlagen erscheint aufgrund der Zauberate der letzten beiden Jahre aus heutiger Perspektive eher als fraglich. Geothermieanlagen, die zur Stromproduktion eingesetzt werden, sind aktuell keine in Betrieb (nur Wärmeproduktion). Für die Zielerreichung der Energiestrategie 2050 (jährlich Produktion von 4.4 Terawattstunden) werden gemäss Geothermie Schweiz 110 Anlagen mit einer Leistung von 5 Megawatt benötigt. Die ElCom geht davon aus, dass mit der kostendeckenden Einspeisevergütung und der Einmalvergütung die Produktionsmenge der erneuerbaren Energien in den nächsten Jahren weiter erhöht wird. Ob die finanziellen Anreize ausreichen, um die Ziele der Energiestrategie 2050 zu erreichen, ist zum heutigen Zeitpunkt offen, u.a. auch deshalb, da in der Energiestrategie 2050 teilweise von einem exponentiellen Ausbau ausgegangen wird.

Die Produktionskapazität der Schweiz wird sich durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in den nächsten Jahren schrittweise erhöhen. Seitens der Wasserkraftwerke wird sich in den nächsten fünf Jahren ausserdem die Inbetriebnahme der Pumpspeicherkraftwerke Linth Limmern, Nant de Drance, Veytaux sowie Kapazitätserweiterungen der Kraftwerke Oberhasli merklich auf die Produktionskapazität der Schweiz auswirken. Fossile Produktionskapazitäten, wie beispielsweise Gaskombikraftwerke, lassen sich aufgrund der aktuellen Grosshandelspreise auch in der Schweiz nicht rentabel betreiben. Umfangreiche Investitionen in diese Kraftwerkstechnologien sind deshalb in den nächsten fünf Jahren in der Schweiz nicht zu erwarten.

6.3 Beurteilung Bereich Umfeld

Zur Beurteilung der Dimension Rechtliche Grundlagen im Bereich Umfeld wurden die versorgungssicherheitsrelevanten Beobachtungsgrössen «Auswirkungen des EU-Rechts auf die Schweiz», «Strategie Stromnetze», «Cyber Security» und «kostendeckenden Einspeisevergütungen» untersucht.

Im Zuge der Umsetzung des 3. Energiepakets soll die Kapazitätsvergabe der grenzüberschreitenden Leitungen im Vortageshandel (Day-Ahead-Handel) nicht mehr explizit, sondern implizit erfolgen. Aufgrund von sistierten Verhandlungen zwischen der Schweiz und der EU ist eine Teilnahme der Schweiz an diesem neu organisierten europäischen Strommarkt nur eingeschränkt möglich. Dies bedeutet, dass mit der Einführung des Market Coupling, trotz grundsätzlicher Bereitschaft der Schweiz, weiter zugewartet werden muss und die Kapazitätsvergabe an den Schweizer Grenzen weiterhin explizit und mit möglichen Effizienzverlusten erfolgen wird. Die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit der Schweiz sind weiter zu beobachten.

Auf nationaler Ebene ist in Bezug auf den Ausbau des Übertragungsnetzes abzuwarten, ob mit der Strategie Stromnetze die entsprechenden Zeichen gesetzt werden können und die Projektrealisierung von Stromleitungen auf Stufe des Übertragungsnetzes in Zukunft aufgrund des «nationalen Interesses» einfacher und schneller von statten gehen.

Mit der weiteren Erhöhung der KEV-Abgabe auf 1.3 Rappen pro Kilowattstunde ist davon auszugehen, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien weiter gefördert wird. Die gezielte finanzielle Förderung der erneuerbaren Energien kann einerseits die Versorgungssicherheit erhöhen und die Energiewende vorantreiben, da zusätzliche Produktionsleistungen zur Verfügung stehen. Auf der anderen Seite ist auf das Risiko hinzuweisen, dass durch die finanzielle Förderung der erneuerbare Energien die Rentabilität der bestehenden, nicht subventionierten Kraftwerke, negativ beeinflusst werden könnte und Investitionsanreize in neue Kraftwerke ausbleiben.

6.4 Massnahmen nach Artikel 9 StromVG

6.4.1 Verstärkung und Ausbau Elektrizitätsnetz

Keine

6.4.2 Beschaffung von Elektrizität

keine

6.4.3 Steigerung der Energieeffizienz

keine

6.4.4 Entscheid

Aufgrund der Resultate des vorliegenden Berichts zur Stromversorgungssicherheit werden dem Bundesrat keine Massnahmen nach Artikel 9 StromVG vorgeschlagen. Seitens des Bereichs Netze werden von der EICom die Projektfortschritte beim Ausbau des Übertragungsnetzes, insbesondere bei den Projekten, die für die Versorgungssicherheit höchst relevant sind, weiter kritisch beobachtet.

Im Bereich Produktion liegt ein Hauptaugenmerk beim Fortschritt der Realisierungsziele der erneuerbaren Energien. Sollte sich die Importabhängigkeit der Schweiz in den nächsten Winterhalbjahren aufgrund von Stilllegungen der Kernkraftwerke merklich verändern (erhöhen), wäre zu prüfen, wie die Zusammensetzung des Schweizer Kraftwerkparks im Sinne einer hohen Versorgungssicherheit auszusehen hätte. Die EICom ist der Auffassung, dass die hohe Versorgungssicherheit in der Schweiz eine wichtige Grundvoraussetzung unserer Lebensqualität darstellt und in erheblichem Masse dazu beiträgt, die Schweiz als attraktiven Wirtschaftsstandort hochzuhalten. Diese Qualität darf langfristig nicht einzig durch die Option Stromimport garantiert sein.

7 Anhang

7.1 Allgemeine Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ARA	Abwasserreinigungsanlagen
ATC	Available Transfer Capacity
AAC	Already Allocated Capacity
BCE	Base Case Exchange
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
BIP	Bruttoinlandprodukt
BWL	Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung
CACM	Capacity Allocation and Congestion management
CEER	Council of European Energy Regulators
EB	Electricity Balancing
EIV	Einmalvergütung
EnG	Energiegesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnV	Energieverordnung
ENS	Energy Not Supplied
ETSO	European Transmission System Operators
EU	Europäische Union
GSchG	Gewässerschutzgesetz
ICT	Information & Communication Technology
KEG	Kernenergiegesetz
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KVA	Kehrichtverbrennungsanlagen
LOLE	Loss of Load Expectation
LVG	Landesversorgungsgesetz
NEP	Neue Energiepolitik
NISV	Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung
NTC	Net Transfer Capacity
PLEF	Pentalateral Energy Forum
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft
SOAF	Scenario Outlook & Adequacy Forecast
SPKW	Speicherkraftwerke (inclusive Pumpspeicherkraftwerke)
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
TRM	Transmission Reliability Margin
TTC	Total Transfer Capacity
USG	Umweltschutzgesetz
UVEK	Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WBF	Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung
WRG	Wasserrechtsgesetz

7.2 Physikalische Abkürzungen

W	Watt	GWh	Gigawattstunde
kW	Kilowatt	TWh	Terawattstunde
MW	Megawatt	MVA	Megavoltampere
GW	Gigawatt		
Wh	Wattstunde	mHz	Millihertz
kWh	Kilowattstunde	Hz	Hertz
MWh	Megawattstunde	kV	Kilovolt

7.3 Glossar

Scenario Outlook & Adequacy Forecast (Berechnung Remaining Capacity)

Net Generation Capacity	Kraftwerksleistungen, die von den Erzeugungseinheiten ans Netz abgegeben werden könnten.
System Services Reserve	Leistungsabzüge für Vorhaltung für Regelleistung
Overhauls/Outages	Geplante und ungeplante Kraftwerksausfälle
Non usable Capacity	Nichteinsetzbare Leistungen: Begrenzung der Verfügbarkeit von Primärenergieträgern (Wasser, Wind, Sonne) oder betriebliche Einschränkungen (Netzanschluss, Umweltbedingung etc.)
Remaining Capacity	Die «Remaining Capacity» ist die Differenz zwischen «Reliably Available Capacity» von einem Stromversorgungssystem abzüglich der Last (Load). Die «Remaining Capacity» ist der verbleibende Teil der Produktionskapazität, die für unerwartete Lastveränderungen oder Kraftwerksausfälle zum Zeitpunkt der Beobachtung zur Verfügung steht. Die «Remaining Capacity» beinhaltet ebenfalls die «Margin against Seasonal Peak Load», was die «Remaining Capacity» leicht erhöht.
Spare Capacity	Die «Spare Capacity» bezeichnet eine zusätzliche Erzeugungskapazitätsreserve, welche in einem Stromversorgungssystem zur Verfügung stehen sollte, um aussergewöhnliche Extremsituationen bewältigen zu können und beträgt ungefähr 5-10 Prozent der «Net Generating Capacity». Die Spare Capacity ist nicht mit der zusätzlichen Systemreserve oder «Margin against Seasonal Peak Load» gleichzusetzen.
Adequacy Reference Margin	Die «Adequacy Reference Margin» beschreibt den Teil der Erzeugungskapazität, welcher jederzeit zur Verfügung stehen soll, um die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt gewährleisten zu können. Die «Adequacy Reference Margin» setzt sich aus der «Spare Capacity» und der «Margin against Monthly Peak Load» zusammen.
Margin against Seasonal Peak Load	Die «Margin against Seasonal Peak Load» bezeichnet die Differenz zwischen der Last zu einem Zeitpunkt und der saisonalen Spitzenlast.

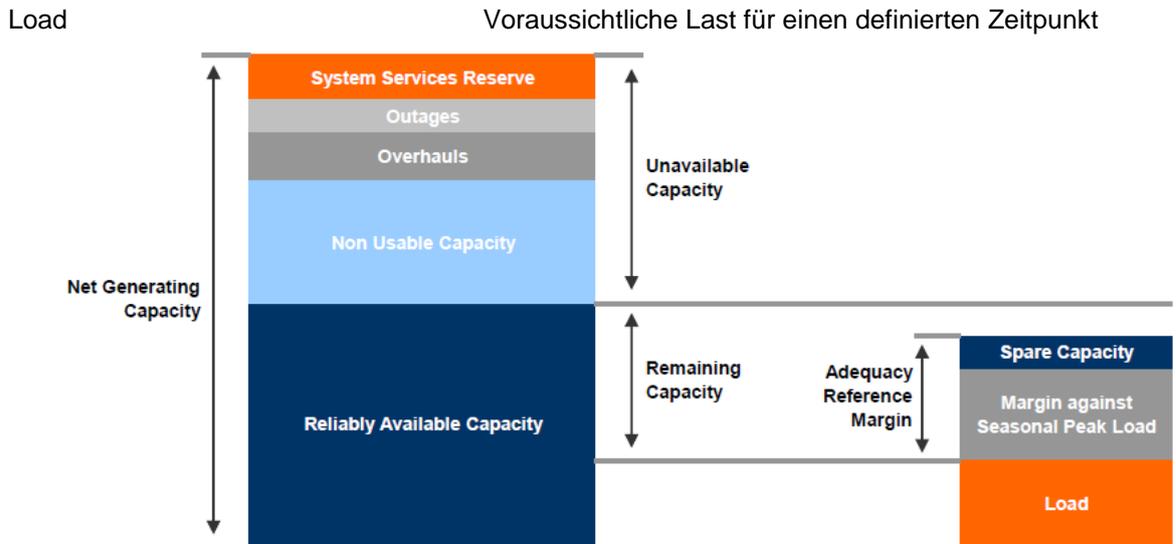


Abbildung 41: Berechnungslogik für SOAF 2015

Berechnung Net Transfer Capacity

Gemäss Artikel 17 Absatz 1 StromVG sollen die Kapazitäten aus grenzüberschreitenden Übertragungsnetzverbindungen nach marktorientierten Verfahren vergeben werden, ohne den sicheren Netzbetrieb zu beeinträchtigen. Dafür wird anhand von Lastflusssimulationen für grenzüberschreitende Leitungen der Base Case Exchange (BCE) berechnet (Abbildung 42). Mit diesem Wert wird anschliessend durch das Verändern von verschiedenen Parametern die zusätzliche maximale Fahrplanänderung zwischen zwei Regelzonen bestimmt, ohne das Risiko einer N-1-Verletzung einzugehen (ΔE^c). Die Summe des BCE und ΔE^c entspricht der Total Transfer Capacity (TTC) und beschreibt die maximale Transportkapazität zwischen zwei Regelzonen. Für die Bestimmung des Net Transfer Capacity (NTC) wird vom TTC die Transmission Reliability Margin (TRM) abgezogen. Die TRM deckt Unsicherheiten von Primärenergieaustausch bei Kraftwerksausfällen, Sekundärregelenergieaustausch, Ringflüsse oder Kapazitätsreservierung für mögliche Primärregelenergieeinsätze ab.

Der NTC entspricht der erwarteten, maximalen Kapazität, welche dem Stromhandel zur Verfügung gestellt werden kann, ohne dass die Netzstabilität gefährdet ist. Der NTC setzt sich aus der Available Transfer Capacity (ATC) und der Already Allocated Capacity (AAC) zusammen. Die ATC beschreibt die Übertragungskapazität zwischen zwei Regelzonen, die nach vereinbarten Energiegeschäften (AAC, z.B. Long Term Contract) zum Berechnungszeitpunkt noch für weitere kommerzielle Aktivitäten zur Verfügung steht. Die NTC-Werte sind aus Sicht der Stromversorgungssicherheit deshalb wichtig, da sie bei einer Versorgungsunterdeckung die Leistung angeben, die aus den Nachbarstaaten maximal importiert werden könnte. Limitiert wird der NTC durch Netzengpässe im Inland sowie im angrenzenden Ausland.

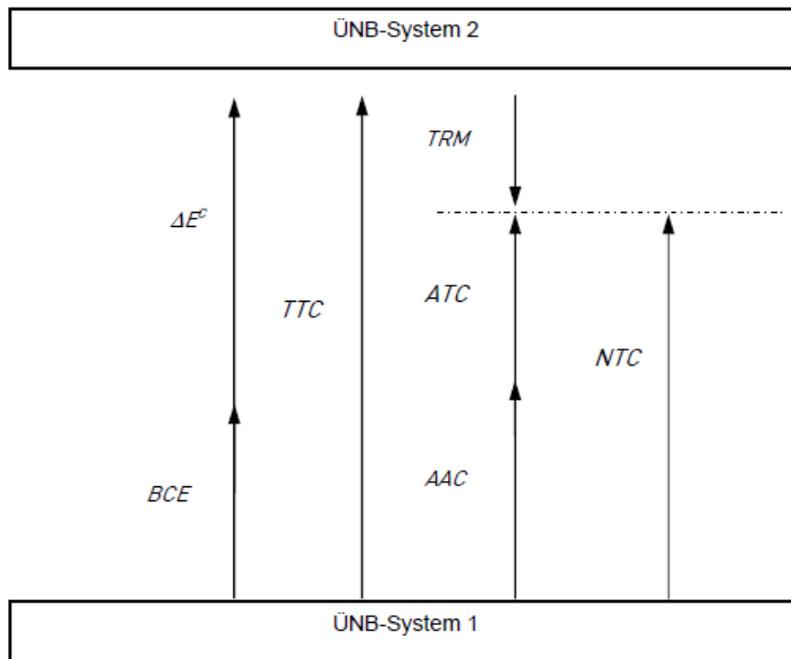


Abbildung 42: Schema für die Berechnung der Net Transfer Capacity (Quelle: EnBW, 2009)

Berechnung SAIDI

Der System Average Interruption Duration Index (SAIDI) entspricht der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer eines Endverbrauchers in einem Stromversorgungssystem und wird wie folgt berechnet:

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Anzahl unterbrochener Endverbraucher} \times \text{Unterbrechungsdauer (pro Unterbrechung)}}{\text{Gesamtzahl der versorgten Endverbraucher}}$$

Schweizer Norddach

Das Norddach umfasst die Grenzen der Schweiz zu den Ländern Frankreich, Deutschland und Österreich (Abbildung 43).

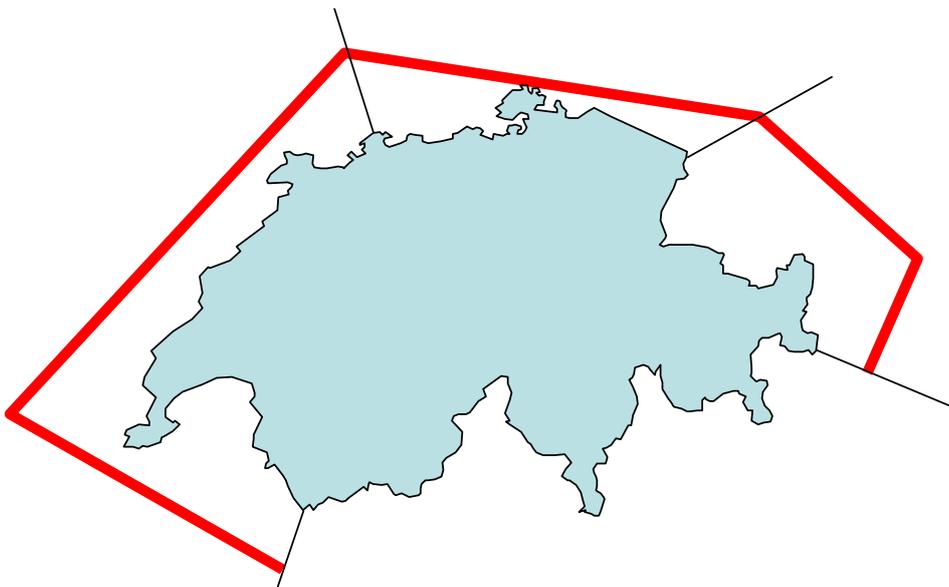


Abbildung 43: Das Schweizer Norddach umfasst die Grenze zu Frankreich, Deutschland und Österreich (Quelle: EICom)

7.4 Literaturverzeichnis

Akademien der Wissenschaft Schweiz (2012): «Zukunft Stromversorgung Schweiz»

BBI (2005): «Botschaft zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und zum Stromversorgungsgesetz»

BBI (2013): «Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 und zur Volksinitiative für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)»

BBI (2016): «Botschaft zum Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze»

BKW (2013): «Medienmitteilung «Ausserbetriebnahme im Jahr 2019», 22. März 2016
<http://www.bkw.ch/ueber-bkw/medien/detail/news/detail/News/ausserbetriebnahme-im-jahr-2019/?ccnews=3&ccsubject=&cctags=&ccyear=2013&ccquarter=&cccat=>

Bundesamt für Energie (2011): «Stromeffizienz im Industrie- und Dienstleistungssektor», Schlussbericht der Arbeitsgruppe

Bundesamt für Energie (2015a): «Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2014»
http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=de&dossier_id=00765

Bundesamt für Energie (2015b): «Statistik der Wasserkraftanlagen 2015», 22. März 2016
http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00543/index.html?lang=de&dossier_id=01049

Bundesamt für Energie (2015c): «Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2015»
http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00543/index.html?lang=de&dossier_id=00772

Bundesamt für Statistik (2016a): «Bevölkerungsstand und Bevölkerungswachstum», 22. März 2016
<http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/themen/01/02/blank/key/bevoelkerungsstand.html>

Bundesamt für Statistik (2016b): «Haushaltsbudgeterhebung (HABE)», 2. Mai 2016
http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/infothek/erhebungen_quellen/blank/blank/habe/intro.html

Brändle, N. / Gachet, E. (2012): «Die Wachstumstreiber der Schweizer Industrie», In: Die Volkswirtschaft 5/2012.

EICom (2015): «Tätigkeitsbericht der EICom 2014», 5. April 2016
<https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/berichte-und-studien/taetigkeitsberichte.html>

EICom (2016a): «Versorgungsqualität der Schweiz 2015», 2. Mai 2016
<https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/themen/versorgungssicherheit/versorgungsqualitaet.html>

EICom (2016b): «Tarif- und Rohdaten der Schweizer Verteilnetzbetreiber», 2. Mai 2016
<https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/themen/strompreise/tarif-rohdaten-verteilnetzbetreiber.html>

EnBW (2009): «Allgemeines Modell zur Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge der EnBW Transportnetze AG»

ENTSO-E (2015): «Data Portal Production 2009-2015»
<https://www.entsoe.eu/data/data-portal/production/Pages/default.aspx>

ENTSO-E (2016a): «YEARLY STATISTICS & ADEQUACY RETROSPECT 2014»
<https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-retrospect/Pages/default.aspx>

ENTSO-E2016b): «Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015»

<https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>

Eurostat (2016): « Preise Elektrizität für Industrieabnehmer», 22. März 2016

<http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>

Geothermie Schweiz (2016): «Unterstützung für tiefe Geothermie», 22. März 2016

<http://geothermie.ch/politik/>

Gewerkschaftliche Rundschau (1981): «Zum Bericht über den Bedarfsnachweis für Kernkraftwerke», 18. Mai 2016

<http://www.e-periodica.ch/cntmng?pid=grs-002:1981:73::416>

Pentalateral Energy Forum SG2 (2015): «Generation Adequacy Assessment», 6. April 2016

https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/current/News/2015/PLEF_GAA-report_en.pdf

SBB (2016): «Bahn- und Haushaltsstrom», 22. März 2016

<http://www.sbb.ch/sbb-konzern/sbb-als-geschaeftpartnerin/angebote-fuer-evus/energie/bahnhaus-haltsstrom.html>

SECO (2016): «Quartalsdaten Bruttoinlandprodukt» 6. April 2016

<https://www.seco.admin.ch/seco/de/home/wirtschaftslage---wirtschaftspolitik/Wirtschaftslage/bip-quartalsschaetzungen-/daten.html>

Stiftung KEV (2015): «Geschäftsbericht Stiftung KEV 2014», 22. März 2016

http://www.stiftung-kev.ch/fileadmin/media/kev/kev_download/de/Geschaeftsbericht_2014_de.pdf

Stiftung KEV (2016): «KEV-Cockpit», 22. März 2016

<http://www.stiftung-kev.ch/berichte/kev-cockpit.html>

Swissgrid (2015a): «Bericht zum Strategischen Netz 2025», 2. Mai 2016

https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/grid/strategic_grid_2025.html

Swissgrid (2016a): «Aktuelle Netzkennzahlen, Energieübersicht Schweiz 2015», 22. März 2016

https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/reliability/griddata/current_data.html

Swissgrid (2016b): «Das Schweizer Übertragungsnetz», 22. März 2016

http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/grid/transmission_system.html

Swissgrid (2016c): «Geschäftsberichte», 3. Mai. 2016

<https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/company/publications.html>

Swissolar (2016): «Markterhebung Sonnenenergie 2014», 22. März 2016

http://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Shop/Marktumfrage_2014_def.pdf

VBS (2016): «Bericht des Bundesrat über die Sicherheitspolitik der Schweiz», 22. März 2016

<http://www.vbs.admin.ch/internet/vbs/de/home/themen/security/sipol-berichte/sipol15/dokumente.html>