

VSE-Positionspapier

22. April 2017

Eigenversorgung / sichere Versorgung mit Elektrizität in der Schweiz

Position

- Die Stromversorgung der Schweiz ist mit einer ausreichenden Eigenversorgung sicherzustellen, da eine hohe Importabhängigkeit ab 2025 mit nicht abschätzbaren Risiken verbunden ist. Insbesondere kann sich die Exportfähigkeit von Frankreich und Deutschland erheblich verringern. Das bedeutet, dass Rahmenbedingungen geschaffen werden müssen, die Anreize schaffen für Substanzerhalt und Neuinvestitionen in den schweizerischen Kraftwerkspark.
- Zur Überwachung und Beurteilung der Versorgungssicherheit und zur Bestimmung einer angemessenen Eigenversorgung ist ein System von Indikatoren zu entwickeln. Zur Beurteilung der Eigenversorgung sind Betrachtungsintervalle zu wählen, welche die kritischen Versorgungssituationen abbilden. Diese finden sich in der Regel im Winterhalbjahr. Eine alleinige Jahres- oder Halbjahresbetrachtung greift für die Beurteilung der Eigenversorgung zu kurz.

1. Zusammenfassung

Die Schweiz ist in den Wintermonaten auf Stromimporte angewiesen, da sie viele Kraftwerkskapazitäten mit sommerlastiger Produktion besitzt. Mehrere Untersuchungen deuten darauf hin, dass mittelfristig, d.h. bis ins Jahr 2025, die Versorgung der Schweiz während der Wintermonaten auch ohne den Zubau von im Winter zuverlässig zur Verfügung stehenden Kapazitäten im Inland gewährleistet werden kann, da Importe in ausreichendem Masse getätigt werden können.

Wichtige Voraussetzung ist, dass der Netzausbau wie geplant stattfindet und die bestehenden Kraftwerke im Rahmen ihrer Lebensdauer produzieren.

Längerfristig, d.h. nach 2025, sind die Importmöglichkeiten mit grosser Unsicherheit behaftet, da unklar ist, wie sich die Kraftwerkspärke in den Nachbarländern der Schweiz entwickeln. Weiter können sich die Stromflüsse verschieben, wenn sich die Kraftwerkspärke der europäischen Länder ändern. Dies kann zu heute noch nicht absehbaren Netzengpässen führen, welche die Importmöglichkeiten weiter einschränken können.

Die Importabhängigkeit der Schweiz in den Wintermonaten wird sich ohne den Zubau von witterungsunabhängigen Produktionskapazitäten wegen dem Wegfall der Kernkraftwerke in den nächsten 20 Jahren verschärfen, selbst wenn ein forcierter Ausbau der Erneuerbaren stattfindet. Das gegenwärtige Marktumfeld bietet wenig Anreize, in den Erhalt bestehender Produktionsanlagen oder den Bau neuer, nicht-subventionierter Anlagen im Inland zu investieren und so die Importabhängigkeit zu schmälern. Dies gilt insbesondere für Anlagen, die nur wenige Stunden im Jahr als Back-up im Winter laufen müssten. Die

Nachfrageentwicklung ist zudem unsicher, insbesondere in Anbetracht sich verändernder Bevölkerungsprognosen und der grossen Trends E-Mobilität und Digitalisierung.

2. Ausgangslage

In der Schweiz wird in den Sommermonaten mehr Strom produziert als in den Wintermonaten. Die Nachfrage nach Strom ist hingegen im Winter höher als im Sommer. Diesem Ungleichgewicht wird begegnet, indem im Winter Strom aus den Nachbarländern importiert wird und im Sommer dorthin exportiert wird.

Mit dem Entscheid, Kernkraftwerke nicht zu ersetzen, werden in den nächsten 20 Jahren Kraftwerke wegfallen, welche einen beträchtlichen Teil von elektrischer Energie in den Wintermonaten produzieren. Ein verstärkter Zubau von Photovoltaikanlagen alleine kann diesen Wegfall im Winter nicht kompensieren.

Es gibt grundsätzlich drei Optionen bzw. Kombinationen der Optionen, um die wegfallenden Kraftwerkskapazitäten zu ersetzen:

- Erhöhte Nettoimporte,
- Zubau Kraftwerke im Inland,
- Reduktion des Verbrauchs.

Jede der Optionen hat Vor- und Nachteile und für die Schweiz gilt es sorgfältig abzuwägen, welchen Weg sie einschlägt.

Selbst wenn der Verbrauch reduziert wird, wird dies nicht in dem Masse und der benötigten Zeit möglich sein, um den Wegfall von Kraftwerkskapazitäten zu kompensieren. Weiter ist klar, dass selbst bei einem ambitionierten Zubau erneuerbarer Produktion sowie einer ambitionierten Verbrauchsreduktion die Nachfrage in den Wintermonaten nicht zu 100 Prozent mit inländischer Produktion gedeckt werden kann (vgl. (Prognos, 2012), Nachfrage NEP und Angebotsvariante E).

Importe können aber maximal in dem Ausmass getätigt werden, in welchem Netzkapazitäten und die notwendigen Energiemengen zur Verfügung stehen. Es gilt daher abzuwägen, in welchem Masse die Schweiz in den kommenden Jahren auf Importe setzen kann.

Falls sich neue Möglichkeiten zur saisonalen Speicherung von Strom in der Schweiz ergeben, welche wirtschaftlich sind, kann auch dies dazu beitragen, die im Winter wegfallenden Kraftwerkskapazitäten zu kompensieren.

3. Aktueller Eigenversorgungsgrad der Schweiz

Der Eigenversorgungsgrad ist definiert als der Anteil der inländischen Nettoerzeugung am Landesverbrauch während eines bestimmten Betrachtungszeitraums:

$$\text{Eigenversorgungsgrad für den Zeitraum } \Delta t = \frac{\text{inländisch Nettoerzeugung im Zeitraum } \Delta t}{\text{Landesverbrauch im Zeitraum } \Delta t}.$$

Die inländische Nettoerzeugung ist dabei definiert als die inländische Produktion abzüglich des Verbrauchs der Speicherpumpen. Long-Term-Contracts (LTC) zählen dabei nicht zur inländischen Produktion. Unter dem Landesverbrauch versteht man die Summe des inländischen Endverbrauchs und den Verlusten vom Kraftwerk bis zum Abnehmer.

Liegt der Eigenversorgungsgrad über 100 %, war die Schweiz während des betrachteten Zeitraums Nettoexporteur, d.h. es wurde im betrachteten Zeitraum mehr Strom in der Schweiz produziert als verbraucht. Bei einem Eigenversorgungsgrad unter 100 % war die Schweiz Nettoimporteur, d.h. es wurde weniger Strom in der Schweiz produziert als verbraucht.

Die Wahl des Betrachtungszeitraums ist zentral und muss sich an der jeweiligen Fragestellung orientieren. So betrug der Eigenversorgungsgrad der Schweiz bei einer Jahresbetrachtung in den letzten 10 Jahren oft über 100 %, d.h. die Schweiz war über das ganze Jahr betrachtet häufiger Nettoexporteurin als Nettoimporteurin.

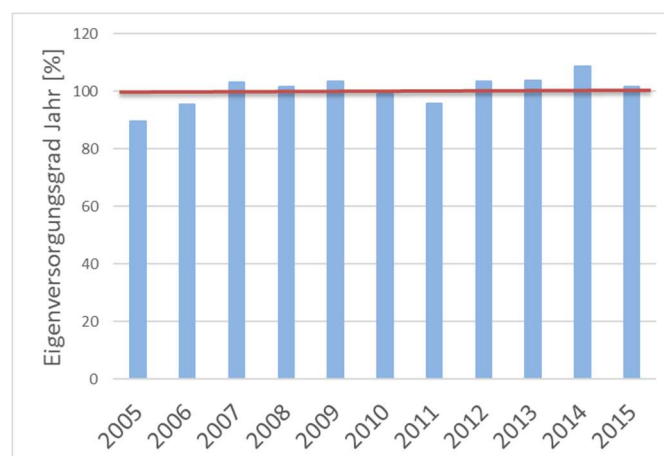


Abbildung 1. Eigenversorgungsgrad Schweiz bei einer Jahresbetrachtung. Eigene Berechnung basierend auf (BFE, 2016a)

Betrachtet man hingegen den Eigenversorgungsgrad auf Monatsbasis, bietet sich ein differenzierteres Bild:

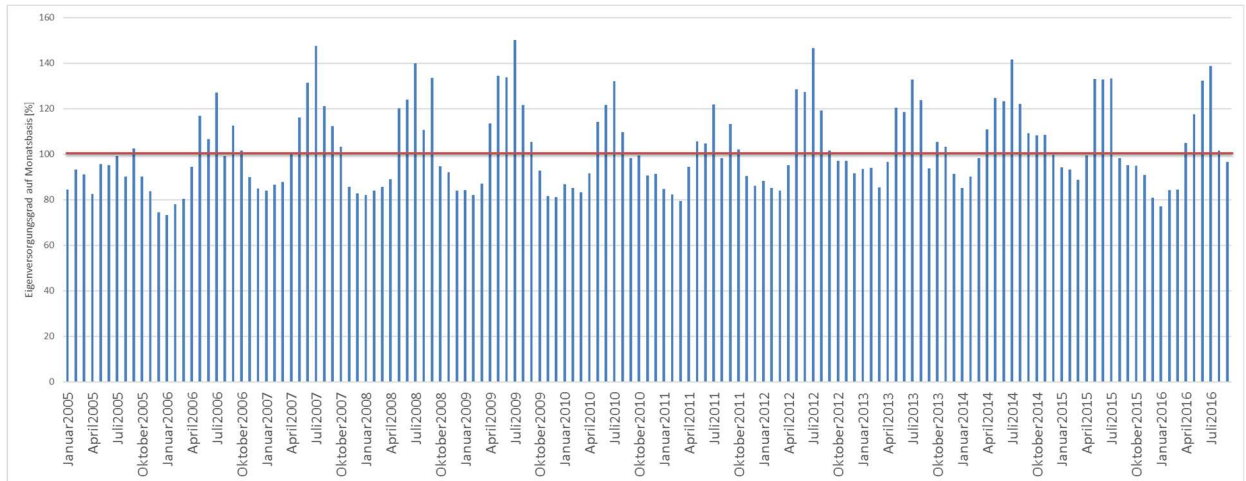


Abbildung 2. Eigenversorgungsgrad Schweiz bei einer Monatsbetrachtung. Eigene Berechnung basierend auf (BFE, 2016)

Hier wird deutlich, dass der Eigenversorgungsgrad in einzelnen Wintermonaten in den letzten 10 Jahren immer auf ca. 80 % abfiel, d.h. die Schweiz hat in dieser Zeit 20 % ihres Stromverbrauchs über Importe gedeckt.

Zu erklären ist dieses Bild mit der sommerlastigen Produktion der Wasserkraftwerke und der erhöhten Nachfrage nach Strom während der Wintermonate.

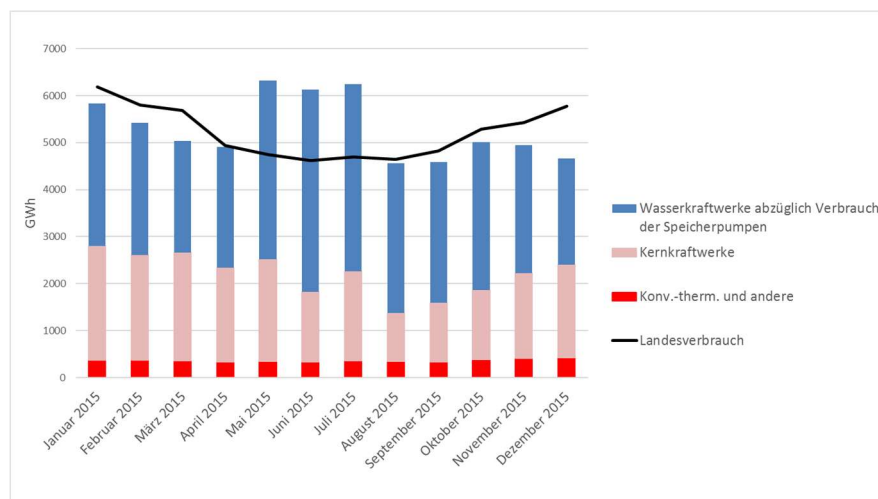


Abbildung 3. Monatliche Erzeugungsanteile und Landesverbrauch im Kalenderjahr 2015 (BFE, 2016a)

Entsprechend ist klar, dass aufgrund eines hohen Eigenversorgungsgrades über das ganze Jahr nicht auf die Versorgungssicherheit geschlossen werden kann. Hierzu ist es notwendig, den Eigenversorgungsgrad über kleinere Zeiträume zu betrachten.

Die EICOM nutzt den Grad der Eigenversorgung im Winterhalbjahr als Basis für einen Indikator für die Versorgungssicherheit, welcher auf Überlegungen aus den 10-Werke-Berichten beruhen (EICOM, 2016). Damals wurde festgelegt, dass die Versorgungssicherheit gefährdet ist, wenn der folgende Indikator unter 95 % fällt:

$$\text{Indikator Eigenversorgungsgrad für das Jahr } t = \frac{\text{Anzahl Jahre im Zeitraum } t - 20 \text{ bis } t, \text{ in welchen es im Winterhalbjahr Nettoexport gab}}{20}$$

Zum Beispiel gab es in den hydrologischen Jahren 98/99, 99/00, 00/01 und 02/03 im Winterhalbjahr ein Nettoexport (d.h. Eigenversorgungsgrad über 100 %), in allen anderen Winterhalbjahren zwischen 1996/1997 und 2015/2016 ein Nettoimport (d.h. Eigenversorgungsgrad unter 100 %). Der Indikator des Jahres 15/16 ist entsprechend $4 / 20 = 0.2 = 20 \%$.

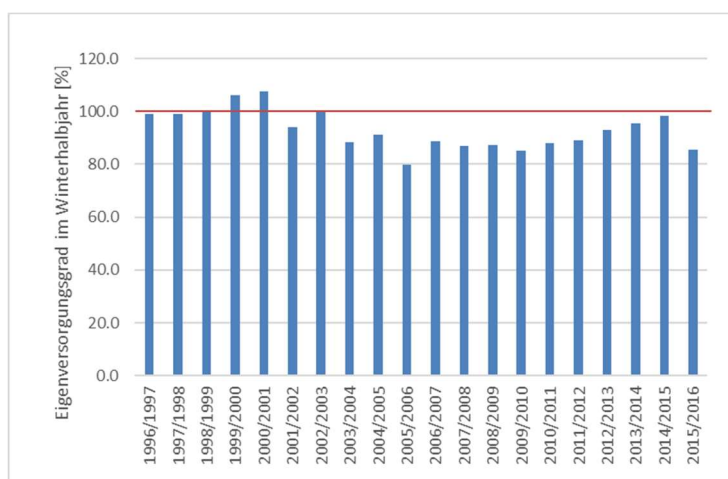


Abbildung 4. Eigenversorgungsgrad in den Winterhalbjahren 1996/97 bis 2015/2016. Eigene Berechnungen basierend auf (BFE, 2016a)

Zum Zeitpunkt der Einführung des Indikators fand im Winterhalbjahr mehrheitlich ein Nettoexport statt. Der Indikator hat zuverlässig angezeigt, dass sich diese Situation geändert hat und heute in den meisten Winterhalbjahren ein Nettoimport stattfindet.

Zu Zeiten eines eng vernetzten europäischen Energiebinnenmarktes spricht grundsätzlich nichts dagegen, wenn die Schweiz Nettoimporteur ist, sofern Energie jederzeit in der benötigten Menge importiert werden kann. Insofern hat der Indikator aus den 10-Werke-Berichten, welcher ausschliesslich aufzeigt, ob Nettoimporte stattfanden, aber die Importhöhe ausser Acht lässt, an Bedeutung verloren. Zur Überwachung und Beurteilung der Versorgungssicherheit und zur Bestimmung einer angemessenen Eigenversorgung sind deshalb weitere Indikatoren zu entwickeln.

Der Produktionspark der Schweiz wird sich in den nächsten 20 Jahren durch die Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke und den Zubau insbesondere von PV-Anlagen verändern. Auch in unseren Nachbarländern stehen Veränderungen an.

Entsprechend ist es wichtig, sich jetzt Gedanken zum zukünftigen Produktionspark und der Stromnachfrage der Schweiz und ihrer Nachbarländer, dem damit einhergehenden Eigenversorgungsgrad sowie den zukünftigen Möglichkeiten für Importe zu machen.

4. Entwicklung der Nachfrage, des Produktionsparks und des Eigenversorgungsgrades

4.1 Entwicklung der Nachfrage

Der Landesverbrauch der Schweiz betrug in den letzten 10 Jahren zwischen 61 und 64 TWh pro Jahr. Davon fielen rund 54 % im Winter an (Mittel der letzten 10 Jahre, vgl. (BFE, 2016a)).

Mit Zielvereinbarungen, Gerätevorschriften und Wettbewerblichen Ausschreibungen stehen bewährte Instrumente zur Verfügung, um die Stromeffizienz zu fördern und so den Verbrauch zu senken. Gleichzeitig wächst die Bevölkerung und es findet im Sinne der Steigerung der Gesamtenergieeffizienz eine Elektrifizierung statt, die den Stromverbrauch ansteigen lässt.

Entsprechend existieren zahlreiche sehr unterschiedliche Szenarien zum Stromverbrauch bis 2050. Die neusten Szenarien stammen aus dem Jahre 2012 von BFE (Prognos, 2012) und VSE (VSE, 2012). Das BFE-Szenario «Neue Energiepolitik» ist bezüglich Verbrauchsreduktion das Ehrgeizigste. Dieses Szenario geht davon aus, dass insbesondere im Gebäudebereich (Raumwärme, Beleuchtung) langfristig grosse Einsparungen möglich sind. Diese Verbrauchssenkung wird durch eine starke Zunahme des Elektrizitätsverbrauchs im Mobilitätssektor zwar gedämpft. Insgesamt wird aber angenommen, dass der Elektrizitätsverbrauch bereits 2030 ca. 2 TWh unter dem heutigen Verbrauch liegt. 2050 wird von einem Landesverbrauch von 57.5 TWh ausgegangen, d.h. von einer Reduktion gegenüber heute von ca. 5 TWh.

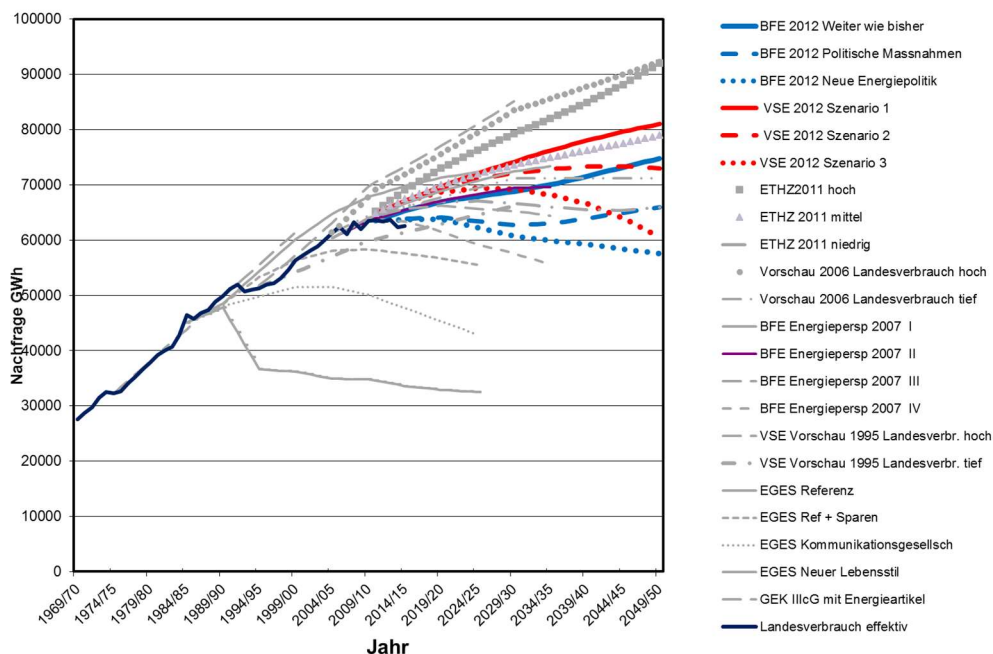


Abbildung 5. Szenarien zum Landesverbrauch

Die tatsächliche Stromnachfrage lag 2015 unter dem tiefsten von BFE und VSE berechneten Wert. Dies ist unter anderem mit der milden Witterung im Winter in den letzten Jahren sowie mit einer tieferen als der angenommen Nachfragezunahme nach Strom im Bereich der Mobilität sowie im Bereich der Lüftung und Kühlung zu erklären.

Sollte es in den nächsten Jahren zu einer starken Entwicklung im Bereich der Elektromobilität und einem starken Anstieg der Nutzung von Lüftungs- und Kühlungstechniken kommen, könnte sich die tatsächliche Nachfrage durchaus einem der Szenarien mit höherer Nachfrage angleichen. Auch ein starkes Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum können zu einer höheren Stromnachfrage führen. In Überlegungen für die Zukunft sollte daher nicht nur das tiefe Nachfrageszenario (Szenario «Neue Energiepolitik») des BFE, sondern auch höher Nachfrageentwicklungen betrachtet werden. Wird nur das günstigste Szenario einbezogen, stellt dies ein erhebliches Planungsrisiko dar.

4.2 Entwicklung der Produktion

Der Schweizer Kraftwerkspark produzierte in den letzten 10 Jahren zwischen 62 und 70 TWh pro Jahr. Davon fielen im Mittel der letzten 10 Jahre 47 % der Produktion im Winter und 53 % im Sommer an (BFE, 2016a).

Das BFE hat 2012 die Entwicklung der erwarteten Produktion aus dem bestehenden Produktionspark sowie verschiedene Varianten zum Zubau von Kraftwerkskapazitäten im Inland aufgezeigt (Prognos, 2012). Im Moment ist der Zubau von Gaskombikraftwerken aus wirtschaftlichen Überlegungen unwahrscheinlich und in allen folgenden Darstellungen wird angenommen, dass in den betrachteten Jahren keine Gaskombikraftwerke in der Schweiz existieren. Geht man von einem starken Ausbau der Erneuerbaren aus,

wie in den Energieperspektiven 2050 angenommen (Sensitivität 1 ohne Gaskombikraftwerke in (Prognos, 2013)), ergibt sich folgendes Bild:

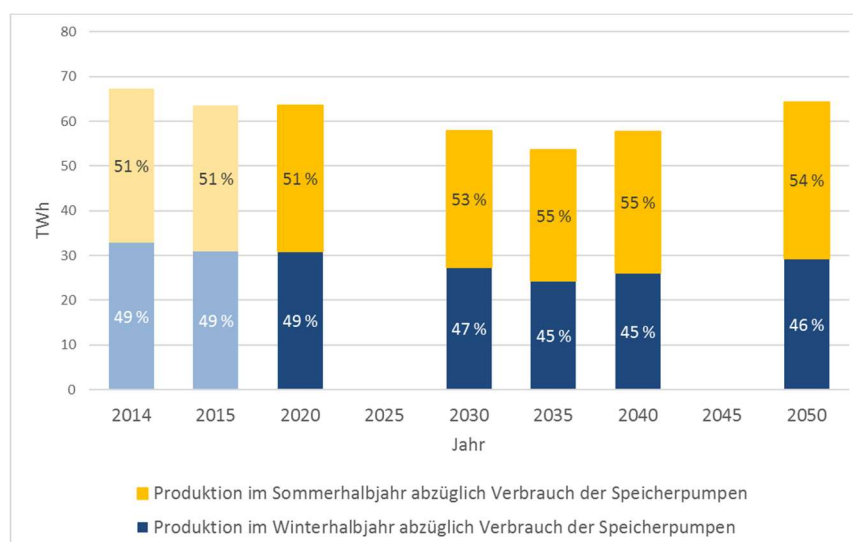


Abbildung 6. Produktion. 2014-2015: tatsächliche Werte. 2020-2050: Szenario bei starkem Ausbau Erneuerbarer und ohne Zubau von Gaskombikraftwerken (Prognos, 2013)

Es zeigt sich, dass die Produktion bis zum Jahr 2035 sinkt und dann dank dem Zubau Erneuerbarer Energien langsam wieder ansteigt. Die Produktion im Winterhalbjahr bleibt prozentual deutlich tiefer als die Produktion während des Sommerhalbjahrs.

Um sich ein Bild der Monatsproduktion in den Jahren 2020, 2030 und 2035 machen zu können, wurde aufgrund der in den Energieperspektiven 2050 angenommenen Jahresproduktion (Sensitivität 1 ohne Gaskombikraftwerke in (Prognos, 2013)) ein mögliches Monatsprofil konstruiert. Dabei wurde die Jahresproduktion aus Wasserkraft (Speicher- und Laufwasserkraft) abzüglich Verbrauch der Speicherpumpen und diejenige aus bestehenden fossilen Kraftwerken gemäss der durchschnittlichen monatlichen Produktion aus den Jahren 2005 - 2015 auf die Monate umgelegt. Für die Produktion aus PV-Anlagen wurde ein Standardeinspeiseprofil für das Schweizer Mittelland hinterlegt. Für die restlichen Produktionsarten wurde die in den Energieperspektiven 2050 (Sensitivität 1 ohne Gaskombikraftwerke in (Prognos, 2013)) angegebene Winterproduktion gleichmässig auf die Monate Januar, Februar, März sowie Oktober, November, Dezember verteilt. Die Produktion während des Sommerhalbjahrs wurde gleichmässig auf die übrigen Monate verteilt. Es fällt auf, dass sich die Produktion insbesondere in den Monaten Oktober bis April von 2020 bis 2035 nochmals deutlich verringert.

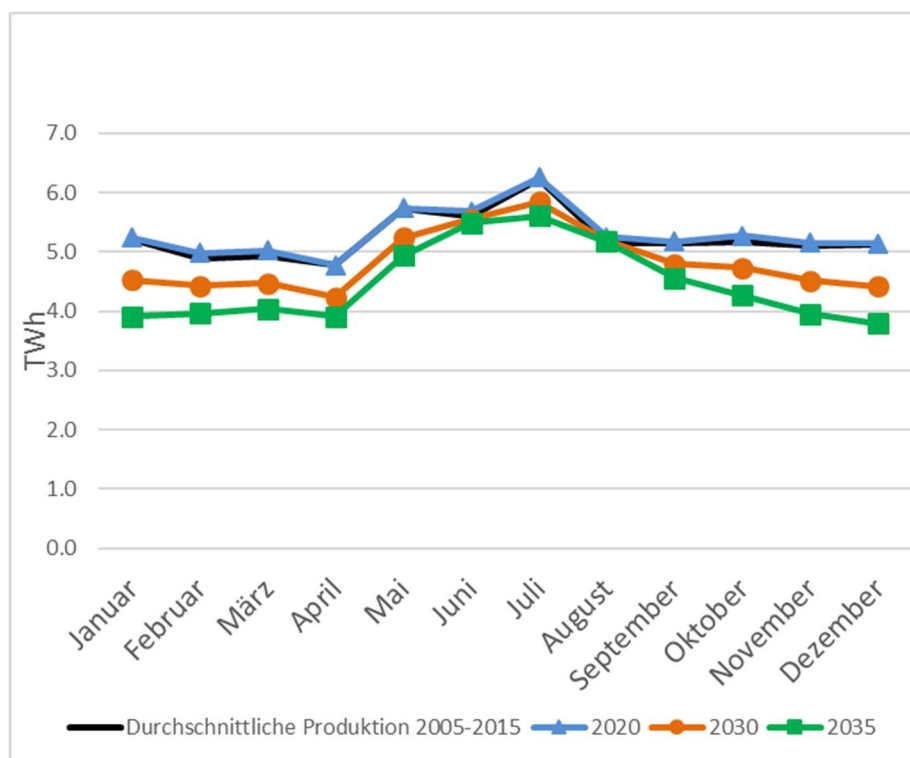


Abbildung 7. Produktionsprofil 2020, 2030 und 2035. Eigene Berechnungen basierend auf (Prognos, 2013) und (BFE, 2016)

Betrachtet man detailliert, wie die Produktionsprofile zustande kommen, zeigt sich, dass der Wegfall der Kernkraftwerke in den Wintermonaten nur in einem sehr kleinen Ausmass durch Photovoltaik kompensiert werden kann, während diese in den Sommermonaten im Jahr 2035 bereits etwa die Hälfte der Energie liefert, die heute von Kernkraftwerken produziert wird.

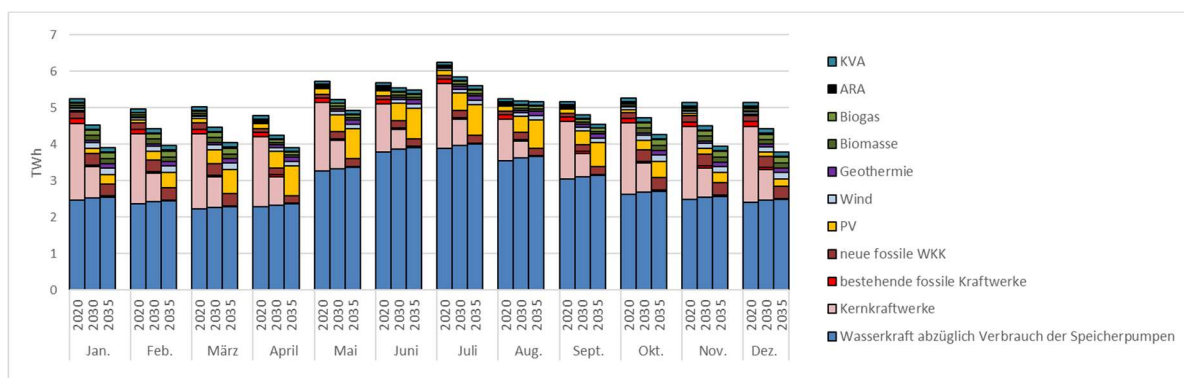


Abbildung 8. Monatliche Produktion 2020, 2030 und 2035. Eigene Berechnungen basierend auf Sensitivität 1 ohne Gaskombikraftwerke in (Prognos, 2013).

4.3 Entwicklung des Eigenversorgungsgrad

Vergleicht man die monatliche Produktion aus Abbildung 7 mit dem Verbrauch aus verschiedenen Szenarien, ergeben sich die folgenden monatlichen Eigenversorgungsgrade:

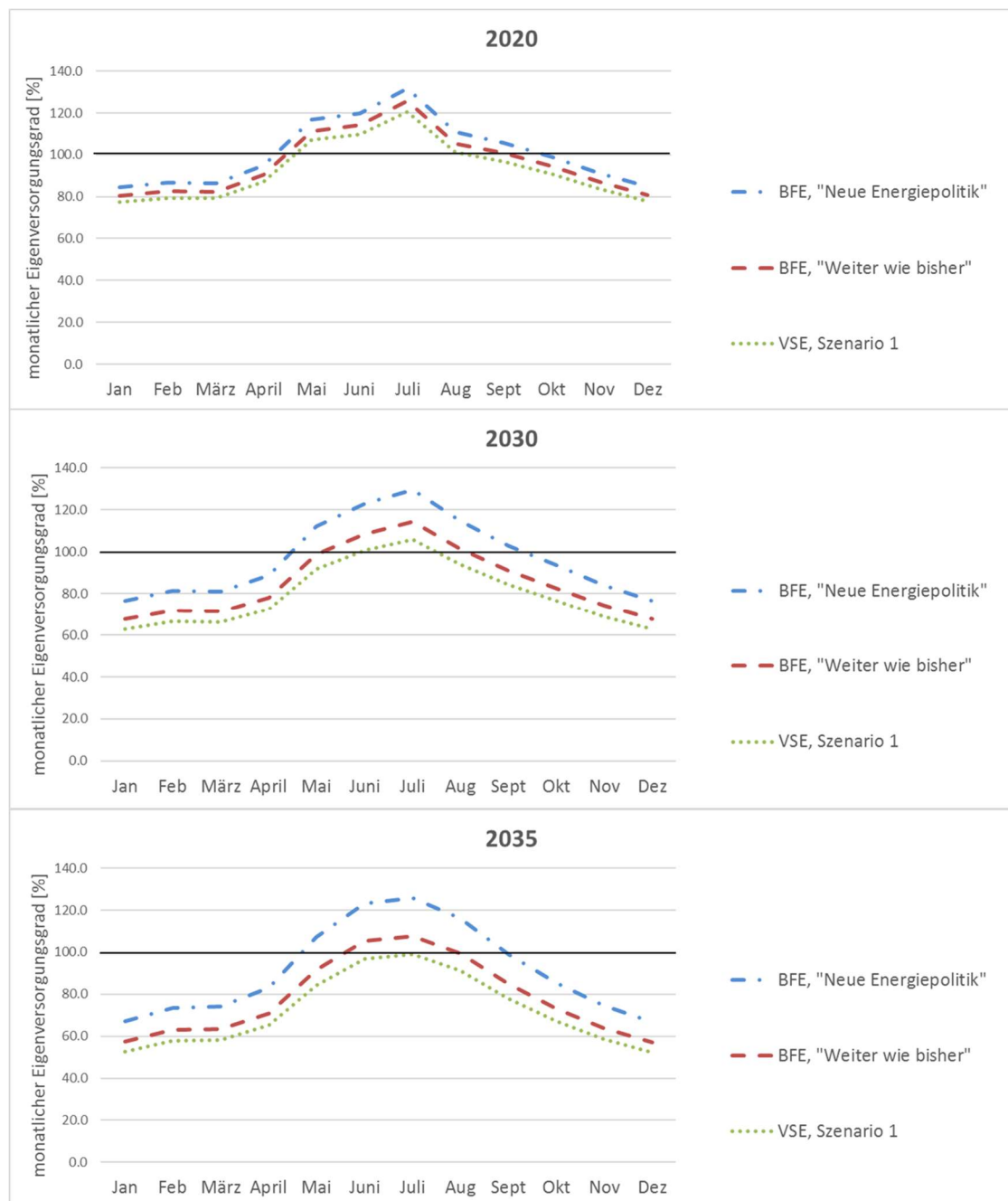


Abbildung 9. monatliche Eigenversorgungsgrade 2020, 2030 und 2035 für verschiedene Nachfrageszenarien. Eigene Berechnungen basierend auf (Prognos, 2013) und (VSE, 2012).

Dabei wurde der berechnete Jahresverbrauch gemäss dem Durchschnitt der monatlichen Verbrauchsprofile aus den Jahren 2005-2015 auf die Monate umgelegt.

Bei einer relativ starken Entwicklung der Nachfrage (Szenario 1 in (VSE, 2012)) fällt der monatliche Eigenversorgungsgrad im Jahr 2035 zeitweise auf unter 55 %. Dies bedeutet, dass im Jahr 2035 zeitweise bis zu über 45 % des monatlichen Verbrauches importiert werden muss.

Selbst bei einer gedämpften Nachfrage («neue Energiepolitik» in (Prognos, 2013)) sinkt der Eigenversorgungsgrad im Januar 2035 auf beinahe 65 %. Der minimale monatliche Eigenversorgungsgrad in den vergangenen 10 Jahren betrug 73 % (Januar 2006).

Bei den vorliegenden Betrachtungen wird von einem starken Ausbau der Erneuerbaren ausgegangen. Wird weniger zugebaut, ergibt sich ein noch tieferer Eigenversorgungsgrad.

Es stellt sich die Frage, ob Importmöglichkeiten im benötigten Ausmass in Zukunft vorhanden sein werden.

5. Importmöglichkeiten

5.1 Import heute

Heute importiert die Schweiz primär Strom aus Deutschland, Österreich und Frankreich. 2015 importierte die Schweiz netto 14 TWh aus Frankreich, mehr als die Hälfte davon im Winterhalbjahr. 4.5 TWh und 4.2 TWh wurden netto aus Deutschland bzw. Österreich importiert, davon 3.7 TWh bzw. 2.7 TWh im Winterhalbjahr. Italien als viertes grosses Nachbarland importiert 2015 netto 23.6 TWh aus der Schweiz. Die gut ausgebauten Grenzkapazitäten ermöglichen einen regen Austausch mit den Nachbarländern. Es ist aber zu beachten, dass hohe Importe nur dann möglich sind, wenn eine entsprechende Exportbereitschaft der Nachbarländer besteht. Die ElCom weist darauf hin, dass die Situation im Winter 2016/2017 gezeigt hat, dass die Verfügbarkeit der Importkapazität aufgrund von Nichtverfügbarkeit der Produktion (Frankreich) und Netzengpässen (Deutschland und Italien) limitiert sein kann. Dem Risiko „Importverfügbarkeit“ ist, insbesondere im Hinblick auf die Ausserbetriebnahmen der restlichen Kernkraftwerke in Süddeutschland bis 2022 sowie auf die Verzögerungen beim innerdeutschen Netzausbau, die notwendige Beachtung zu schenken (Elcom, 2017).

5.2 Energie: Importmöglichkeiten bis 2025

In Deutschland wird voraussichtlich 2022 das letzte Kernkraftwerk ausser Betrieb genommen. Weiter wird erwartet, dass die Zahl der Kohlekraftwerke bis 2025 abnimmt. Der Anteil erneuerbarer Energien wird voraussichtlich weiterhin stark wachsen (ENTSO-E, 2016). Da sich viele Kernkraftwerke im süddeutschen Raum befinden und insbesondere Windparks primär in Norddeutschland angesiedelt sind, kann sich diese Entwicklung längerfristig auf die Importmöglichkeiten für die Schweiz auswirken.

Auch in Österreich wird bis 2025 ein weiterer Ausbau erneuerbarer Energien (Wind, PV und Pumpspeicherwerke) sowie das Abschalten von fossilen Kraftwerken erwartet.

Frankreich wird in den nächsten Jahren seinen Verbrauch zu gewissen Stunden nicht mit der eigenen Produktion decken können und wird während diesen Stunden selbst zum Importeur. Bereits heute gibt es Tage, an denen Frankreich stark auf Importe angewiesen ist. Über längere Zeiträume, z.B. Wochen, betrachtet ist aber davon auszugehen, dass die Exporte Frankreichs in den nächsten 10 Jahren auf dem heutigen hohen Niveau bleiben.

Mit den Pumpspeicherkraftwerken verfügt die Schweiz über einen grossen strategischen Vorteil, um kurzfristige Engpässe, d.h. Engpässe von einigen Stunden, bei der Energielieferung auszugleichen.

Mehrere Studien kommen zum Schluss, dass die Versorgung der Schweiz trotz dieser Entwicklungen in den Nachbarländern zum Jahr 2025 auch ohne den Zubau von Gaskombikraftwerken nicht gefährdet ist ((ENTSO-E, 2016), (Pentalateral Energy Forum, 2015), (Consentec GmbH, 2015)). Alle Studien gehen davon aus, dass die bestehenden Kraftwerke im Rahmen ihrer Lebensdauer bestehen bleiben und nicht aus wirtschaftlichen Gründen frühzeitig stillgelegt werden. Weiter sind die Netzausbauten, wie sie das «Strategische Netz 2025» vorsieht (Swissgrid AG, 2015), in den Studien berücksichtigt.

5.3 Energie: Importmöglichkeiten ab 2025

Interessant ist die Frage nach längerfristigen Importmöglichkeiten nach 2025 und insbesondere ab dem Zeitpunkt, ab welchem in der Schweiz keine Kernkraftwerke mehr zur Verfügung stehen.

Frankreich

Heute stammt ca. 75 % der Produktion in Frankreich aus Kernkraftwerken. Ein Grossteil der Kernkraftwerke wurde zwischen 1980 und 1990 gebaut und es ist damit zu rechnen, dass sie zwischen 2025 und 2050 das Ende ihrer Laufzeit erreichen. Wie sich die Kernkraft in Frankreich nach 2030 entwickelt, hängt stark von energiepolitischen und wirtschaftlichen Entwicklungen ab. RTE geht davon aus, dass sich der Nettoexport aus Frankreich bereits im Jahre 2030 im Vergleich zu 2013 je nach Entwicklung beinahe halbieren könnte (Szenario «New Mix» in (RTE, 2014)).

Deutschland und Österreich

50Hertz, der Übertragungsnetzbetreiber im Norden und Osten Deutschlands, hat fünf sehr unterschiedlichen Szenarien zur weiteren Entwicklung der Energiewende in Deutschland untersucht. In allen Szenarien reduziert sich der derzeit zu beobachtende hohe Exportüberschuss Deutschlands im Jahre 2035 deutlich und in vier der untersuchten Szenarien findet ein Nettoexport von der Schweiz nach Deutschland statt (0.3 - 3.4 TWh/a je nach Szenario). In einigen Szenarien wird Deutschland sogar insgesamt zu einem Nettoimporteur (50Hertz, 2016).

Swissgrid untersuchte vier Szenarien zur Stromversorgung 2035. Während die Importe der Schweiz aus Deutschland und Österreich über alle vier Szenarien relativ konstant sind (zwischen 15 TWh und 20 TWh), weisen die Exporte aus der Schweiz grössere Schwankungen zwischen den Szenarien auf (5.5 TWh bis 21.2 TWh).

Italien

In Italien befindet sich eine grosse Zahl fossiler Kraftwerke, welche relativ neu und entsprechend effizient sind. Allerdings haben eine verringerte Nachfrage sowie der Zubau neuer Erneuerbarer zu massiven Überkapazitäten geführt. Zwei der grossen Kraftwerksbetreiber haben daher angekündigt, einige fossile Kraftwerke stillzulegen, sodass in Zukunft weniger steuerbare Kapazitäten zur Verfügung stehen. Weiter

bestehen in Italien strukturelle Netzengpässe, welche es für Kraftwerke im Süden erschweren, Abnehmer in Norditalien und anderen europäischen Märkten zu finden (RTE, 2016)

Swissgrid errechnet in allen vier untersuchten Szenarien einen Nettoexport von der Schweiz nach Italien (Swissgrid AG, 2015).

50Hertz kommt zu ganz anderen Ergebnissen. In den fünf betrachteten Entwicklungspfaden der Energiewende wird die Schweiz im Jahr 2035 je nach Szenario zwischen 6 und 20 TWh aus Italien importieren. Dabei hängt die Höhe des Importes insbesondere vom PV-Zubau in Italien ab. Allerdings sind bei diesen Betrachtungen die Netzkapazitäten nicht berücksichtigt (50Hertz, 2016).

Europa insgesamt

Weiter kommt hinzu, dass viele Länder dabei sind, Kapazitätsmechanismen einzuführen. Diese verfolgen das Ziel, die Produktionskapazitäten auf einer Höhe zu halten, welche die Versorgung des eigenen Landes zu jedem Zeitpunkt sicherstellt. Überkapazitäten zur Deckung des Importbedarfs angrenzender Länder sind nicht Teil eines Kapazitätsmechanismus. Es ist daher davon auszugehen, dass die Länder ihren Produktionspark vermehrt so ausrichten, dass die eigene Spitzenlast damit gedeckt werden kann. Treten in mehreren Ländern gleichzeitig Spitzenlasten auf, bleibt keine Energie für einen Import in die Schweiz (Extremszenario). In den wahrscheinlicheren Szenarien, in denen solch extreme Spitzenlasten weder jährlich noch gleichzeitig auftreten, kann die Schweiz vermutlich weiterhin auf Kapazitäten der Nachbarländer zugreifen. Es ist davon auszugehen, dass die Schweiz Knappheitssituationen kurzfristig dank Pumpspeicher- und Speicherseen überbrücken kann. Dauert eine solche Situation allerdings länger an, ist sie nur bei entsprechenden Füllständen der Speicherseen zu bewältigen und führt in jedem Fall zu tieferen Füllständen, welche später problematisch werden können.

5.4 Netzkapazitäten

Ändern sich die Kraftwerkspärke der europäischen Länder, kann dies zu einer Verschiebung der Stromflüsse führen. In der Folge können Netzengpässen entstehen. Swissgrid hat in unterschiedlichen Szenarien untersucht, welche Netzengpässe bis 2035 entstehen könnten und darauf aufbauend das strategische Netz 2025 entwickelt. Wird das strategische Netz 2025 zeitgerecht umgesetzt, verfügt die Schweiz in den betrachteten Szenarien bis 2035 über ausreichende Importkapazitäten.

6. Fazit

Ohne den Zubau von konventionellen Kraftwerkskapazitäten im Inland wird der Eigenversorgungsgrad der Schweiz sowohl bei einer Jahres- als auch einer Monatsbetrachtung abnehmen. Als kritisch zu betrachten sind insbesondere die Wintermonate, in welchen der Eigenversorgungsgrad im Jahr 2035 selbst bei einer tiefen Nachfrage und einem forcierten Ausbau der Erneuerbaren auf bis zu 65 % fällt.

Bis 2025 stehen voraussichtlich genügend Importmöglichkeiten zur Verfügung, um die Versorgung der Schweiz trotz des sinkenden Eigenversorgungsgrades auch im Winter zu gewährleisten. Wichtige Voraussetzung ist, dass der Netzausbau wie geplant stattfindet und die bestehenden Kraftwerke im Rahmen ihrer Lebensdauer produzieren. In der momentanen Lage mit sehr tiefen Strompreisen sind aber zum Beispiel Konzessionserneuerungen bei Wasserkraftwerken nicht selbstverständlich, sondern werden aus ökonomischer Sicht geprüft.

Nach 2025 ist die Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in den Nachbarländern der Schweiz und somit die Exportmengen, welche zur Verfügung stehen, von grossen Unsicherheiten geprägt. Vieles deutet darauf hin, dass die Importmöglichkeiten (Energie) für die Schweiz gerade in den Wintermonaten knapper werden. Weiter können sich die Stromflüsse verschieben, wenn sich die Kraftwerkspärke der europäischen Länder ändern. Die daraus resultierenden Netzengpässe hat Swissgrid unter unterschiedlichen Annahmen analysiert und das Strategische Netz 2025 ausgearbeitet. Sofern das strategische Netz 2025 zeitgerecht umgesetzt wird, verfügt die Schweiz in den darin betrachteten Szenarien, die unter anderem das Jahr 2035 betrachten, über ausreichende Importkapazitäten.

Der Indikator aus den 10-Werke-Berichten, welcher ausschliesslich aufzeigt, wie oft in den letzten 20 Jahren Nettoimporte stattfanden, aber die Importhöhe ausser Acht lässt, reicht nicht mehr aus, um ein umfassendes Bild der Versorgungssituation zu erstellen.

Die vorangegangene Analyse zeigt, dass eine hohe Importabhängigkeit für die Zukunft riskant ist und deshalb eine angemessene Eigenversorgung anzustreben ist. Unter den aktuellen Marktbedingungen sind jedoch ohne die Schaffung entsprechender Anreize Investitionen in Substanzerhalt und Neubauten gefährdet. Als Grundlage zur Beurteilung der Versorgungssituation/der Eigenversorgung soll als erstes ein System von Indikatoren erarbeitet werden. Dabei sollen die heiklen Monate im Winterhalbjahr im Zentrum der Analysen stehen.

7. Literaturverzeichnis

- 50Hertz. (2016). *50Hertz Energiewende Outlook 2035*. Berlin.
- BFE. (2016). *Zeitreihe Elektrizitätsbilanz Schweiz Monatswerte*. Bern: BFE.
- BFE. (2016a). *Elektrizitätsstatistik 2015*. Bern: Bundesamt für Energie.
- Consentec GmbH. (2015). *Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung*. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie BMWI.
- EICom. (2016). *Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2016*. Bern: EICom.
- Elcom. (30. März 2017). *EICom Newsletter 03/2017*. Von <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/newsletter.html> abgerufen
- ENTSO-E. (2016). *Mid-term Adequacy Forecast*. Brussels: ENTSO-E.
- Pentalateral Energy Forum. (2015). *Generation Adequacy Assessment*. Pentalateral Energy Forum.
- Prognos. (2012). *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050*. Basel/Bern: Bundesamt für Energie (Hrsg.).
- Prognos. (2013). *Energieperspektiven 2050: Sensitivitätsanalysen Photovoltaik*. Basel/Bern: Bundesamt für Energie.
- RTE. (2014). *Generation adequacy report on the electricity supply-demand balance in France*. Paris: RTE.
- RTE. (2016). *Generation adequacy report on the electricity supply-demand balance in France*. Paris: RTE.
- Swissgrid. (2015). *Energie Übersicht CH 2015*. Von https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/reliability/griddata/current_data.html abgerufen
- Swissgrid AG. (2015). *Strategisches Netz 2025*. Laufenburg: Swissgrid.
- VSE. (2012). *Wege in die neue Stromzukunft*. Aarau: Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE).