



Grundlagenpapier

Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion

Einschätzung der ElCom

27. Februar 2020

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	2
1 Ausgangslage	3
1.1 Einführung	3
1.2 Schlussfolgerungen Adequacy Studie ElCom für 2025	3
2 Mengen	4
2.1 Anteil Winterproduktion je Technologie	4
2.2 Ausbaupfad gemäss 1. Massnahmenpaket ES 2050	6
2.3 Absicherung Importe durch Stromabkommen.....	6
2.4 Erkenntnisse und Zwischenfazit.....	6
3 Ausbau inländische Produktion	7
3.1 Grössenordnung	7
3.2 Abgrenzung zur strategischen Reserve	9
3.3 Auswirkungen verstärkte PV-Produktion im Sommer	9
4 Fazit	9

Änderungsverlauf

Version	Datum	Bemerkungen
01-01	18.05..2020	Zubaupotenzial PV mit Fussnote 8 präzisiert (Seite 5) und geringfügige Anpassungen am Layout

Zusammenfassung

Am 21. Mai 2017 haben die Schweizer Stimmberechtigten das neue Energiegesetz (EnG) angenommen und damit die Umsetzung der Energiestrategie 2050 (nachfolgend ES 2050) beschlossen. Daraus resultierte ein Verbot für den Bau neuer Kernkraftwerke (nachfolgend KKW) sowie ein (erstes) Massnahmenpaket für die Senkung des Energieverbrauchs und für die Förderung der erneuerbaren Energien (EE). Weitergehende Massnahmen (z.B. KELS) hatten schon im Parlament keine Mehrheit gefunden.

Gemäss Artikel 22 Absatz 3 des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) hat die Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom die Versorgungssicherheit zu überwachen. Erscheint diese mittel- bis langfristig als gefährdet, so hat die EICom nach Artikel 22 Absatz 4 StromVG dem Bundesrat Vorschläge für Massnahmen nach Artikel 9 StromVG zu unterbreiten.

Aufgrund der für das Jahr 2025 durchgeführten Sicherheitsberechnungen kam die EICom zum Schluss, dass insbesondere ohne die beiden grossen KKW (Gösgen und Leibstadt) die Importabhängigkeit und die damit verbundenen Risiken die Wahrscheinlichkeit für Versorgungsengpässe gerade im Winterhalbjahr markant ansteigen lassen. Die Risiken sind besonders die Exportfähigkeit und -willigkeit der Nachbarländer (rückläufige steuerbare Produktion) sowie mögliche Netzengpässe. Aus diesem Grund stellt sich die Frage, ob langfristig, aber spätestens bei der Ausserbetriebnahme der beiden grossen KKW, die mit der ES 2050 beschlossenen Massnahmen ausreichen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Das vorhandene Potenzial für zusätzliche Produktion aus erneuerbarer Energie (EE) wäre zwar ausreichend gross, um einen substantiellen Teil der wegfallenden KKW-Winterproduktion von rund 14 TWh zu kompensieren. Allerdings erscheint der Ausbau mittels Wind und Geothermie im benötigten Umfang als unwahrscheinlich und der bisherige Zubau von Photovoltaik (PV) mit den günstig erschliessbaren Flächen hat bislang lediglich zu einer Jahresproduktion von 1.7 TWh geführt. Es ist nicht davon auszugehen, dass das vorhandene Potenzial an EE mit den aktuellen Rahmenbedingungen umfassend erschlossen werden kann.

In Anbetracht der tiefen Preise auf den Grosshandelsmärkten kann auch in der Schweiz nicht erwartet werden, dass in den nächsten Jahren umfangreich in die Produktion investiert wird. Da die Fördergelder begrenzt sind, kommt die EICom zum Schluss, dass die Überprüfung der Rahmenbedingungen für die Winterproduktion zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit an die Hand genommen werden muss. Ohne zusätzliche Massnahmen erscheint es sonst als sehr wahrscheinlich, dass ein Grossteil der wegfallenden Kernenergie künftig primär durch Importe ersetzt werden muss – wobei bezüglich der zukünftigen Exportfähigkeit und Exportwilligkeit der Nachbarländer erhebliche Unsicherheiten bestehen.

Im Rahmen der geplanten Revision StromVG ist gemäss Vernehmlassungsentwurf nicht vorgesehen, der sich mit der Ausserbetriebnahme der zwei grossen KKW in der Schweiz abzeichnenden Gefährdung der Versorgungssicherheit mit gesetzgeberischen Massnahmen zu begegnen. Aufgrund der offenen Laufzeit der KKW und mit Blick auf eine Risikoabwägung dürfte es sinnvoll sein, mit dem Ausbau von Erzeugungskapazitäten für das Winterhalbjahr rasch zu beginnen.

Daher erachtet es die EICom als notwendig, im Rahmen der Revision StromVG folgende Massnahmen zur Sicherung der langfristigen Versorgungssicherheit im Winter vorzusehen:

1. die gesetzliche Verankerung eines rechtlich verbindlichen Zubauziels bis 2035 von mindestens 5 TWh [Bandbreite 5 bis 10 TWh] Erzeugungskapazitäten im Winterhalbjahr sowie die Implementierung von geeigneten gesetzlichen Massnahmen, um dieses Ziel zu erreichen;
2. die gesetzliche Verpflichtung des Bundesrates, wettbewerbliche Ausschreibungen für den Ausbau von Erzeugungskapazitäten als Reserven im Inland durchzuführen, falls sich abzeichnet, dass das gesetzlich vorgegebene Zubauziel nicht erreicht werden kann.

1 Ausgangslage

1.1 Einführung

Die Klimapolitik sowie die in der Post-Fukushima-Ära definierten Ausstiegsziele aus der Kernenergie führen nicht nur in der Schweiz zu einem Strukturwandel in der Elektrizitätsproduktion. Europaweit wird in den nächsten Jahren umfangreich steuerbare Produktion vom Netz genommen. Gleichzeitig kommt primär fluktuierende Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik hinzu. Für die Schweiz mit einem aktuellen Kernenergieanteil von rund 35% bedeutet dies trotz namhafter Importmöglichkeiten eine besondere Herausforderung.

Die Eidgenössische Elektrizitätskommission ECom beobachtet gemäss Artikel 22 Absatz 3 StromVG die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in allen Landesteilen¹. Zeichnet sich mittel- oder langfristig eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgungssicherheit ab, unterbreitet die ECom nach Artikel 22 Absatz 4 StromVG Vorschläge für Massnahmen nach Artikel 9 StromVG. Dabei kann es sich sowohl um konkrete Umsetzungsmassnahmen wie auch um Vorschläge für gesetzliche Anpassungen handeln.

Aufgrund der aussergewöhnlichen Versorgungssituationen in den vergangenen Winterhalbjahren (Engpässe im Übertragungsnetz, wenig Laufwasser, tiefe Pegelstände der Speicherkraftwerke oder reduzierte Verfügbarkeit der KKW in der Schweiz und im Ausland) hat die ECom die Versorgungssituation für die Jahre 2020 und 2025 genauer betrachtet. Aufgrund des relativ hohen Anteils an erneuerbarer Produktion sowie der Mitberücksichtigung des grenzüberschreitenden Austausches ist man europaweit dazu übergegangen, die Versorgungssicherheit anhand probabilistischer Modelle zu beurteilen. Dabei wird gestützt auf die realen Gegebenheiten, die historischen Klimadaten (wichtig für Verbrauch und Produktion aus Wasserkraft, Wind und PV), die möglichen Kraftwerksausfälle und angenommenen Stressszenarien die Gewährleistung einer sicheren Versorgung beurteilt.

Mit Blick auf die relativ lange Vorlaufzeit für die Realisierung von neuen Kraftwerken stellt sich für die ECom die Frage, inwieweit die heutigen Rahmenbedingungen dazu geeignet sind, die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten. Weil die Versorgungssicherheit ein kollektives Gut ist, erscheint vor dem Hintergrund des in der ES 2050 beschlossenen schrittweisen Ausstiegs aus der Kernenergie eine politische Diskussion zur langfristigen Versorgungssicherheit und zu einem angemessenen Eigenversorgungsgrad aus Sicht der ECom notwendig und sinnvoll. Dieser Bericht fasst die von der ECom gemachten Überlegungen in einer kurzen Form zusammen.

1.2 Schlussfolgerungen Adequacy Studie ECom für 2025

Die ECom hat die Ergebnisse ihrer Studie für 2025 sowie ihre Schlussfolgerungen gegenüber Parlamentariern, anlässlich der Pressekonferenz im Mai 2018 sowie im November 2018 am ECom-Forum kommuniziert. Die wesentlichen Punkte dabei waren:

1. Mit Blick auf die numerischen Ergebnisse für die wahrscheinlichen Szenarien sind aktuell keine Sofortmassnahmen (im Sinne von Ausschreibungen für die Beschaffung von Elektrizität) notwendig. Die Vorbereitung vorbehaltener Beschlüsse für die Etablierung einer strategischen Reserve ist jedoch zu begrüssen.
2. Die Ergebnisse der Berechnungen für 2025 zeigen allerdings auch, dass die Versorgungsrisiken insbesondere mit den Ausserbetriebnahmen der beiden grossen CH-KKW zunehmen werden. Diese Erkenntnis zum Stressszenario für das Jahr 2025 führt dazu, die Versorgungssicherheit mit Blick auf das absehbare strukturelle Defizit aufgrund der tatsächlichen Ausserbetriebnahmen der CH-KKW politisch zu adressieren: Die Wahrscheinlichkeit, dass die CH-KKW im Jahr 2035 (nach einer Betriebszeit des KKL von 50 Jahren, bzw. von 55 Jahren des KKG) ausser Betrieb sind, ist deutlich höher im Vergleich zu 2025 (nach 40/45 Jahren). Die

¹ Botschaft StromVG, BBI 2005 1642.

Notwendigkeit für hoheitliche Markteingriffe und Notmassnahmen wird reduziert, wenn ein substanzieller Teil der wegfallenden Winterproduktion aus Kernkraft weiterhin im Inland erzeugt wird.

Die ECom hat ihr Anliegen für die Überprüfung der Rahmenbedingungen zur Gewährleistung einer angemessenen Winterproduktion im Rahmen der Vernehmlassung zur Revision StromVG ebenfalls eingebracht.

Exkurs Belgien

Belgien hat 2003 ebenfalls entschieden, keine neuen KKW mehr zu bauen. Die sieben bestehenden Blöcke (ca. 5800 MW) sollten nach einer Betriebszeit von 40 Jahren in der Periode 2015 bis 2025 abgeschaltet werden. Mehrfache Verschiebungen der Abschaltzeitpunkte erhöhten die Unsicherheiten bei den Rahmenbedingungen in Belgien für Investitionen in Ersatzproduktionskapazitäten. Anfang 2018 wurde der Abschaltzeitpunkt für alle Anlagen bis im Jahr 2025 erneut, aber nicht unbedingt letztmalig und verbindlich, festgelegt.

Seit 2014 besteht in Belgien die Möglichkeit, eine strategische Reserve vorzuhalten. Auf Basis einer probabilistischen Rechnung wird entschieden, ob für den bevorstehenden Winter eine Reserve vorzuhalten ist. In den Jahren 2015 bis 2017 wurden deshalb zwischen 700 und 1200 MW Reserveleistung kontrahiert. Da in der Rechnung für den Winter 2018/19 die vorgesehenen Grenzwerte nicht erreicht wurden, wurde Ende Sommer 2018 entschieden, keine strategische Reserve für den Winter 2018/19 zu beschaffen.

Aufgrund von plötzlich eingetretenen Nichtverfügbarkeiten der belgischen KKW wurden Ende September Versorgungsengpässe (im Umfang von ca. 10-20% des Landesverbrauchs) für November und Dezember 2018 befürchtet. Von den sieben KKW-Blöcken war zeitweise nur noch einer verfügbar. Belgien aktivierte alle inländisch verfügbaren Kapazitäten und ersuchte umgehend politische Unterstützung bei den Nachbarn (F, NL, D) für elektrische Dienstleistungen. Trotz dieser Massnahmen bereitete sich das Land darauf vor, bei Gefährdung der Netzstabilität auch Lasten abzuwerfen. Dank der milden Temperaturen, der hohen Verfügbarkeit der französischen KKW und der Wiederinbetriebnahme einzelner KKW-Blöcke in Belgien konnte die Versorgung in diesem Winter ohne Ausfälle gewährleistet werden.

Das Beispiel Belgien zeigt, dass die System-Adequacy-Betrachtungen die Realität nur begrenzt abbilden. Dies ist bei der Beurteilung des (politischen oder regulatorischen) Handlungsbedarfs mit zu berücksichtigen.

2 Mengen

2.1 Anteil Winterproduktion je Technologie

Eine Jahresbetrachtung mit Blick auf die Versorgungssicherheit ist unzulänglich: wie in den Elektrizitätsstatistiken des BFE ersichtlich wird, ist besonders die Importabhängigkeit in den Wintermonaten² kritisch. Zusätzliche saisonale Speicherung von Elektrizität über das heutige Mass hinausgehend ist nicht möglich bzw. nicht wirtschaftlich: Die Kapazität für Pumpspeicherkraftwerke ist viel zu gering (limitiert v.a. durch die unterwasserseitigen Reservoirs). Die Umwandlung von Elektrizität in Methan würde das saisonale Speicherproblem zwar lösen – aber auf Basis der aktuellen Technologie ist dies wegen der hohen Umwandlungsverluste nicht wirtschaftlich. Ein technologischer Durchbruch in den nächsten Jahr(zehnt)en ist zwar möglich, kann aber nicht vorausgesetzt werden. Es ist deshalb davon auszugehen, dass Überschüsse im Sommerhalbjahr im Winter weiterhin nur wie bisher (Speicherkraftwerke) genutzt werden können.

² Die Wintermonate umfassen Oktober bis und mit März.

Exkurs Saisonspeicher

Eine Alternative zur Deckung der Winterproduktion durch einheimische Anlagen wäre die Lösung der Problematik der Saisonspeicher. Wenn es gelänge, sommerliche Produktionsüberschüsse im industriellen Massstab in den Winter zu verlagern, so wäre ein weiterer Ausbau der inländischen Produktionskapazitäten in Bezug auf die Versorgungssicherheit im Winter in einem geringeren Ausmass notwendig.

Dabei ist aber zu beachten, dass der bisher beobachtbare sommerliche Produktionsüberschuss der Schweiz aus der Hydroproduktion nach Ausserbetriebnahme der CH-KKW nicht mehr bestehen würde. Ein sommerlicher Überschuss zur Verlagerung mittels Saisonspeicher in den Winter wäre also nur durch Zubau von Produktionskapazitäten, z.B. durch PV, realisierbar. Alternativ könnten die Saisonspeicher im Sommer aber auch mit Importen gefüllt werden.

Bei den Power-to-Gas oder Power-to-Liquid Technologien sind primär die Wirkungsgrade für die Umwandlung (Wasserstoffproduktion 80%; Brennstoffzelle oder Methanisierung ca. 70%, Verstromung 60%) limitierend.

Mit Blick auf die Versorgungssicherheit ist somit das Potenzial der verschiedenen Technologien für die Winterproduktion entscheidend. Dies ist eine Vereinfachung, die den realen Gegebenheiten aber näherkommt als eine Jahresbetrachtung. Die folgende Tabelle zeigt die Produktionsanteile der einzelnen Technologien in den Wintermonaten. Der Endverbrauch im Winterhalbjahr macht rund 55% des jährlichen Endverbrauchs aus.

Produktionsanteile in den Wintermonaten und maximales Zubaupotenzial

Technologie	Winterproduktionsanteil	Zubaupotenzial bis 2035 (vs. Ist 2015/2016) TWh/a ³	davon im Winter TWh/Winterhalbjahr
Kernkraft	55% ⁴		
Grosswasserkraft	42% ⁴	1.3	0.55
Kleinwasserkraft	42% ⁴	2.0	0.84
Windenergie	66% ⁵	1.6	1.06
Fotovoltaik	36% ^{6,7}	14.9 – 29.1 ⁸	5.36 – 10.5 ⁸
Abfall (erneuerbar)	43% ⁹	k.a.	-
Holz-BHKW	74% ¹⁰	0.5	0.37
Landwirtschaftliche Biogasanlagen	50% ¹¹	0.6	0.30
Biogas (ARA)	50% ¹¹	k.a.	-
Tiefengeothermie	50% ¹¹	voraussichtlich noch nicht in grossem Massstab verfügbar	-
Summe			8.5 – 13.6

Die Eignung der Technologien ist z.T. aber auch von der Tages- bzw. Stundenproduktion und anderen Indikatoren wie den Speichermöglichkeiten über den Winter abhängig.

³ Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen, Nov. 2017, PSI/BFE

⁴ Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2017, BFE.

⁵ Windfakten.ch.

⁶ Angabe BFE, Januar 2019.

⁷ Aktuelle Versuche an Pilotanlagen zeigen, dass der Winteranteil erhöht werden kann (vgl. ZHAW, «Solar-Testanlage in Davos», www.zhaw.ch). Eine markante Erhöhung in den nächsten Jahr(zehnt)en ist theoretisch möglich, setzt aber den Aufbau von Freiflächenanlagen in (hoch)alpinen Gebieten voraus und kann aufgrund verschiedener Konfliktfelder u.a. bei der Raumnutzung nicht angenommen werden.

⁸ Informelle Angabe BFE Januar 2019: nachhaltiges Potenzial PV für 2050 beträgt 50 TWh (Dachflächen) und 10 TWh (Fassadenflächen). Mit einem geschätzten Anteil Zubau bis 2035 von 50% und abzüglich Bestandsproduktion 2017 führt dies zu einem alternativen Zubaupotenzial in Höhe von 29.1 TWh/a bzw. 10.5 TWh im Winter.

⁹ Abgeleitet aus «Transformation der Abfallverwertung in der Schweiz für eine hohe und zeitlich optimierte Energieausnutzung», BFE 2014.

¹⁰ Abgeleitet aus Basiswissen VSE, «Strom aus Biomasse», Jan. 2018.

¹¹ Schätzung EICom.

2.2 Ausbaupfad gemäss 1. Massnahmenpaket ES 2050

Um den Beitrag des 1. Massnahmenpaketes an die Winterproduktion abzuschätzen, sind einige Annahmen nötig. Die ES 2050 beinhaltet primär die globale Vorgabe, bis 2035 eine Produktion von 11.4 TWh/a mit erneuerbaren Energieträgern (ohne Wasser) zu erreichen. Für gewisse Technologien sind lediglich einzelne Richtwerte vorgesehen. Nur für die Produktion aus Wasserkraft ist die Vorgabe der jährlichen Produktion 2035 mit einem expliziten Zielwert von 37.4 TWh/a gegeben.

In Verbindung mit den Produktionsanteilen im Winter, dem Zielwert der Wasserkraft und den Annahmen, dass der Richtwert 11.4 TWh/a erreicht wird, führt dies theoretisch zu einem Zubau von neuer Winterproduktion im Umfang von 4.4 TWh¹² inkl. Wasserkraft.

2.3 Absicherung Importe durch Stromabkommen

Im Vernehmlassungsentwurf zur Revision StromVG sind keine zusätzlichen Massnahmen vorgesehen, um die Frage einer angemessenen Winterproduktion zu adressieren. Es wird jedoch darauf verwiesen, dass die Importverfügbarkeit aufgrund des Stromabkommens verbessert wird. Die EICom sieht auch den Vorteil, wenn die Rechtssicherheit für die grenzüberschreitende Netznutzung mit einem Stromabkommen verbessert werden kann. Mit Blick auf die Versorgungssicherheit sind aber die Möglichkeiten im Rahmen einer Regelung mit der EU begrenzt, weil

- ein Stromabkommen die Exportfähigkeit der Nachbarländer nicht berührt und
- die geplanten EU-Bestimmungen zur Festlegung der grenzüberschreitenden Kapazität an den EU-Grenzen unabhängig vom Stromabkommen implementiert werden. Könnten bzw. müssten auch an den Schweizer Grenzen 70% der installierten Kapazität für den Handel verfügbar gemacht werden, würde dies die Kopplung an die umliegenden Märkte festigen. Dadurch liessen sich Defizite im Inland einerseits einfacher decken. Andererseits würden auch Engpasssituationen in den umliegenden Ländern stärker importiert. Zudem wäre die Netzsicherheit aufgrund interner Engpässe und kaum ausreichender Redispatchkapazität in hohem Masse gefährdet.

2.4 Erkenntnisse und Zwischenfazit

Mit Blick auf

- die bisherigen Zubauraten der Produktion aus erneuerbarer Energie,
- das fehlende 2. Massnahmenpaket der ES 2050,
- die ungenügenden Anreize im Marktumfeld,
- das beschränkte Ausbaupotenzial bei Wind und Geothermie,
- die fehlenden Massnahmen bei der Revision StromVG

erscheint die rechtzeitige Substitution eines wesentlichen Teils der schrittweise wegfallenden Winterproduktion der KKW durch neue Produktion aufgrund der aktuellen Rahmenbedingungen als unwahrscheinlich.

¹² Windkraft Zubau um 1.6 auf 1.7 TWh (max. Potenzial PSI), Biomasse Zubau um 0.8 auf 2.6 TWh (Annahme Abfall erneuerbar und Biogas ARA wie heute, Holz-BHKW und landw. Biogasanlagen max. Potenzial PSI), Tiefengeothermie Zubau um und auf 2.2 TWh (Annahme 50% vom Ausbauziel 2050), Photovoltaik Zubau um 3.2 auf 4.9 TWh (& Annahme EICom Zubau PV so, dass in Summe mit den anderen Technologien 11.4 TWh Jahresproduktion erreicht wird). Bis 2035 ergeben sich so ein Zubau von rund 3.8 TWh (ohne Wasser), oder eben rund 4.4 TWh (mit Wasser) Winterproduktion (Wind 1.05 TWh, Biomasse 0.47 TWh, Tiefengeothermie 1.1 TWh, PV 1.15 TWh, Wasser 0.67 TWh).

3 Ausbau inländische Produktion

3.1 Grössenordnung

Letztendlich ist es eine (politische) Frage der Risikoabschätzung, wie hoch die Eigenversorgung sein soll. Das gut ausgebaute Transportnetz ermöglicht grundsätzlich auch ansehnliche Importe. Im Kern geht es um die Beurteilung der Exportfähigkeit und Exportwilligkeit der Nachbarländer. Diesbezüglich sind folgende Faktoren zu berücksichtigen:

- In den nächsten Jahren werden in den Nachbarländern umfangreich steuerbare Kraftwerke aus dem Markt genommen,
- auf Basis der aktuellen Preise am Terminmarkt ist nicht mit einem raschen Zubau an steuerbarer Kapazität zu rechnen,
- die Verfügbarkeit der grenzüberschreitenden Transportkapazität der Schweiz ist sowohl technisch wie auch politisch mit der Optimierung im EU-Raum verknüpft.

Umgekehrt kann auch davon ausgegangen werden, dass

- die Versorgung der Schweiz im Regelfall mit Überkapazitäten der Nachbarstaaten und bei Bedarf auch mit ausländischen Kapazitäten, die nicht am Markt verfügbar sind, gewährleistet werden kann (analog der Hilfestellungen für Belgien).

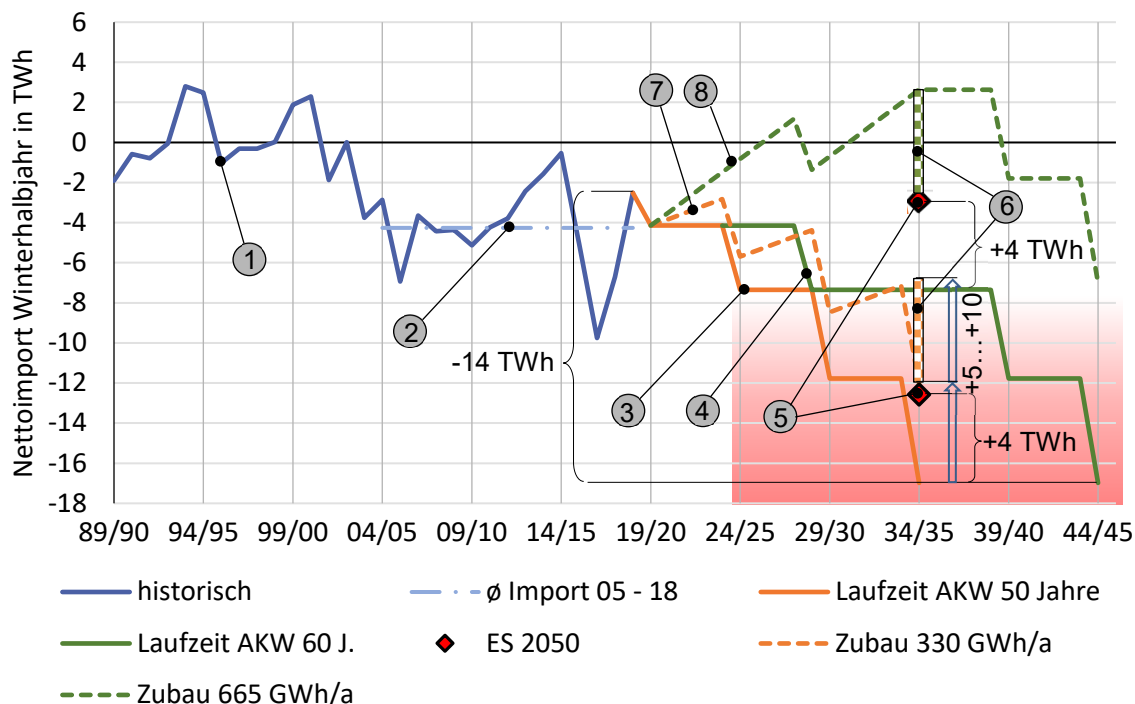
Gestützt auf die numerischen Resultate aus den Adequacy-Rechnungen liesse sich allenfalls argumentieren, dass ein Zubau in der Grössenordnung des Versorgungsausfalls (ENS) ausreicht, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Den Ausbaubedarf lediglich auf Basis der Resultate der System-Adequacy festzulegen, erscheint nach Einschätzung der EICom zu riskant, weil

- eine für praktisch alle Lebensbereiche unabdingbare Infrastruktur wie die Elektrizitätsversorgung nicht über eine längere Zeit am Limit betrieben werden sollte,
- die Ergebnisse der Adequacy-Rechnungen letztendlich die getroffenen Annahmen (v.a. zur Exportfähigkeit und Exportwilligkeit der Nachbarländer) widerspiegeln und unbekannte/unerwartete Risiken (disruptive Ereignisse) nicht berücksichtigt werden (siehe Belgien),
- die Verhandlungsposition der CH bei der Festlegung der Regeln zum Grenzaustausch bei zunehmendem strukturellem Defizit schlechter ist,
- der Kraftwerksbau mindestens 5-15 Jahre Vorlaufzeit benötigt, während ein gesicherter Bedarf im Rahmen einer Adequacy-Rechnung entweder erst kurzfristig (aufgrund unerwarteter Ereignisse wie z.B. in Belgien) oder eben mit einer geringeren Eintrittswahrscheinlichkeit festgestellt werden dürfte.

Die Festlegung eines vernünftigen Eigenversorgungsgrads im Sinne einer politisch abgestützten Risikoabschätzung sollte deshalb auch mit Blick auf den Netto-Importbedarf während des Winterhalbjahres erfolgen. Diese Messgrösse hat einen für die politische Diskussion zweckmässigen Abstraktionsgrad. Eine Diskussion auf Basis von Ganzjahreszahlen (Produktion oder Import) ist insbesondere bei einem massiven Zubau stochastischer Produktion und mit Blick auf die Limiten bei der saisonalen Speicherung unzulänglich. Eine feinere Auflösung als eine Winterbetrachtung drängt sich nicht auf, weil die in der Schweiz vorhandenen Speicher im Umfang von rund 8 TWh dazu geeignet sind, kurzfristige Engpässe (Stunden, Tage, Wochen) zu überbrücken.

Die folgende Grafik zeigt blau (1) den Netto-Import im Winterhalbjahr während der letzten rund 30 Jahre. Der Verlauf zeigt, dass bis nach der Jahrtausendwende die Bilanz in etwa ausgeglichen war. Von 2004/05 bis 2018/19 stieg dann der Importbedarf im Winterhalbjahr auf durchschnittlich 4.2 TWh (2) an.

Nettoimport im Winterhalbjahr



Die orange Linie (3) zeigt die mögliche Zunahme des Importbedarfs im Winterhalbjahr aufgrund der Ausserbetriebnahmen der CH-KKW nach einer Betriebsdauer von jeweils 50 Jahren¹³ (KKW Mühleberg etwas früher, KKB etwas später). Die grüne Linie (4) zeigt die mögliche Zunahme bei einer Ausserbetriebnahme der KKW nach 60 Jahren. Insgesamt fallen in den nächsten 15-25 Jahren rund 14 TWh Winterproduktion weg. Zusammen mit dem durchschnittlichen Importbedarf aus den letzten 10 Jahren führt dies rechnerisch (ohne Zubau im Inland) zu einem Winter-Importbedarf von rund 17 TWh.

Der Zubau an Winterproduktion aufgrund der vorhandenen Instrumente (KEV, Eigenverbrauchsgemeinschaften, Investitionsbeiträge) bis 2035 dürfte rund +4 TWh betragen (5). Wären die CH-KKW per 2035 vom Netz, resultierte somit ein Importbedarf von gut 12 TWh. Nun hat die Importsituation im Winterhalbjahr 2016/17 gezeigt, dass schon bei einem Importbedarf von «nur» rund 10 TWh, bei gleichzeitig eingeschränkter Exportfähigkeit der Nachbarländer, die Situation zeitweise sehr angespannt sein kann. Da die Exportfähigkeit der Nachbarländer in den nächsten Jahren mit hoher Wahrscheinlichkeit abnehmen wird, ist aus einer Risikobetrachtung heraus ein substanzieller Anteil der (potenziell) wegfallenden Winterproduktion in der Schweiz selbst zu ersetzen.

Unter einem substanziellen Teil verstehen wir, unter Berücksichtigung des Risikos, dass KKG und KKL 2035 nicht mehr am Netz sind, einen Brutto-Zubau an Winterproduktion im Umfang von 5 bis 10 TWh bis 2035 (6) als angemessen. Somit müssten im schlechtesten Fall (nur 5 TWh Zubau, KKB, KKL und KKG 2035 schon ausser Betrieb) rechnerisch immer noch 12 TWh importiert werden. Im besten Fall (10 TWh Zubau, KKL und KKG 2035 noch in Betrieb) resultiert ein potenzieller temporärer Exportüberschuss von 3 TWh. Das Risiko einer Überkapazität erscheint mit Blick auf mögliche Verzögerungen beim Ausbau der CH-Produktion und die potenzielle Zunahme beim Verbrauch (Wärmepumpen, Elektromobilität, Bevölkerungswachstum) gering. Spätestens mit den Ausserbetriebnahmen von KKG und KKL resultiert auch so wiederum rechnerisch ein Netto-Import von rund 7 TWh. Für den Zubau von 5 (bzw. 10) TWh zwischen 2021 und 2035 ist eine jährliche Zunahme der Winterproduktion im Umfang von +330 (bzw. +660) GWh (7 bzw. 8) nötig.

¹³ Der Bundesrat geht in der ES 2050 von einer sicherheitstechnischen, nicht von der Politik abhängigen Laufzeit der CH-KKW von 50 Jahren aus, vgl. Botschaft zum 1. Massnahmenpaket, BBI 2013 S. 7592. Die Überlegungen der EICOM gehen von diesen 50 Jahren aus. Bei der Annahme von Laufzeiten der CH KKW in Höhe von 60 Jahren würde sich zwar die zeitliche Dringlichkeit entschärfen, die Folgerungen der EICOM würden aber aufgrund der unveränderten Risikokomponente bestehen bleiben.

Mit Blick auf die potenziellen Importrisiken sollte die Eigenproduktion so dimensioniert werden, dass der Winter-Import unterhalb der 10 TWh-Schwelle gehalten werden kann.

3.2 Abgrenzung zur strategischen Reserve

Der Bundesrat hat im Rahmen der Revision StromVG die Einführung einer strategischen Reserve als festes Element im Strommarkt Schweiz vorgesehen. Diese Massnahme ist zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit bei kurzfristigen und kurzzeitigen Versorgungsengpässen sinnvoll. Zur Wahrung der Verantwortlichkeiten im an sich bewährten Marktdesign ist es nach Einschätzung der ECom wichtig, dass die strategische Reserve als Massnahme ausserhalb des Marktes konzipiert wird.

Demgegenüber geht es bei der Sicherstellung einer angemessenen Eigenproduktion im Winterhalbjahr nicht um kurzfristige und kurzzeitige Versorgungsengpässe. Diese Energie wird (analog zu den umliegenden Grosshandelsmärkten) im Energy-Only-Markt vermarktet.

3.3 Auswirkungen verstärkte PV-Produktion im Sommer

Ein verstärkter Zubau bei Photovoltaik in der EU und der Schweiz führt insbesondere im Sommer zu einer Erhöhung der Produktion. Die Auswirkungen sind vielfältig und führen u.a. zu einem weiter abnehmenden Preisniveau im Sommer oder gar zu vermehrten negativen Preisen. Aufgrund des ähnlichen Produktionsprofils (auf Monatsbasis) steht die PV-Produktion auch in direkter Konkurrenz mit Laufwasserkraftwerken¹⁴ in der Schweiz, was die Möglichkeit zur Erwirtschaftung von ausreichenden Deckungsbeiträgen für den langfristigen Erhalt der Laufwasserproduktion erschwert. In Hinblick auf die anstehenden Konzessionserneuerungen der Wasserkraftwerke kann diese allfällige Entwertung die Diskussionen erschweren. Eine Minderung dieses Kanibalisierungseffekts könnte zwar mit einem «Peak Shaving»¹⁵ der PV Produktion erreicht werden. Dies wiederum schmälert aber die Wirtschaftlichkeit der PV.

4 Fazit

Die ECom erachtet es als notwendig, im Rahmen der laufenden Revision des Stromversorgungsgesetzes auf Gesetzesstufe aufzunehmen:

1. die gesetzliche Verankerung eines rechtlich verbindlichen Zubauziels bis 2035 von mindestens 5 TWh [Bandbreite 5 bis 10 TWh] Erzeugungskapazitäten im Winterhalbjahr sowie die Implementierung von geeigneten gesetzlichen Massnahmen, um dieses Ziel zu erreichen;
2. die gesetzliche Verpflichtung des Bundesrates, wettbewerbliche Ausschreibungen für den Ausbau von Erzeugungskapazitäten als Reserven im Inland durchzuführen, falls sich abzeichnet, dass das gesetzlich vorgegebene Zubauziel nicht erreicht werden kann;

weil

- der Importbedarf mit dem Wegfall der CH-KKW in den nächsten Jahren markant ansteigen dürfte,
- die zukünftige Exportfähigkeit und Exportwilligkeit der Nachbarländer erheblichen Unsicherheiten unterliegt,
- die Anreize für Investitionen in die Winterproduktion kaum genügen,
- die Versorgungssicherheit ein kollektives Gut ist,
- die Frage einer angemessenen Eigenversorgung politisch zu beantworten ist,
- die Rahmenbedingungen die Versorgungssicherheit auch langfristig sicherzustellen haben.

¹⁴ Vgl. «Wege zu einem neuen Strommarktdesign», M. Piot / M. Beer, VSE Bulletin 8/2016

¹⁵ Vgl. «Le plan solaire et climat», R. Nordmann, 2019, Favre