



Versorgungssicherheit im Winter

Auslegeordnung zu den Importrisiken

Juni 2021

Referenz/Aktenzeichen: 243-00024

Inhaltsverzeichnis

1	Ausgangslage	2
2	Problem	2
3	Erwägungen	3
3.1	Inländische Unwägbarkeiten.....	3
3.2	Marktverzerrungen.....	4
3.3	Exportbereitschaft Nachbarländer	5
3.3.1	Deutschland.....	5
3.3.2	Frankreich.....	6
3.3.3	Österreich	7
3.3.4	Italien	7
3.4	Transportverfügbarkeit.....	7
3.4.1	Netz der Schweiz.....	8
3.4.2	Netz des Auslandes.....	8
3.4.3	Redispatch-Bedarf.....	9
3.4.4	Historische Betrachtung.....	10
3.5	Bedeutung Stromabkommen	11
3.6	Wirtschaftliche Überlegungen.....	11
3.7	Erwägungen zum Richtwert der Importe	11
4	Fazit	12
5	Anhang: Beispiele von Netzproblemen	13

1 Ausgangslage

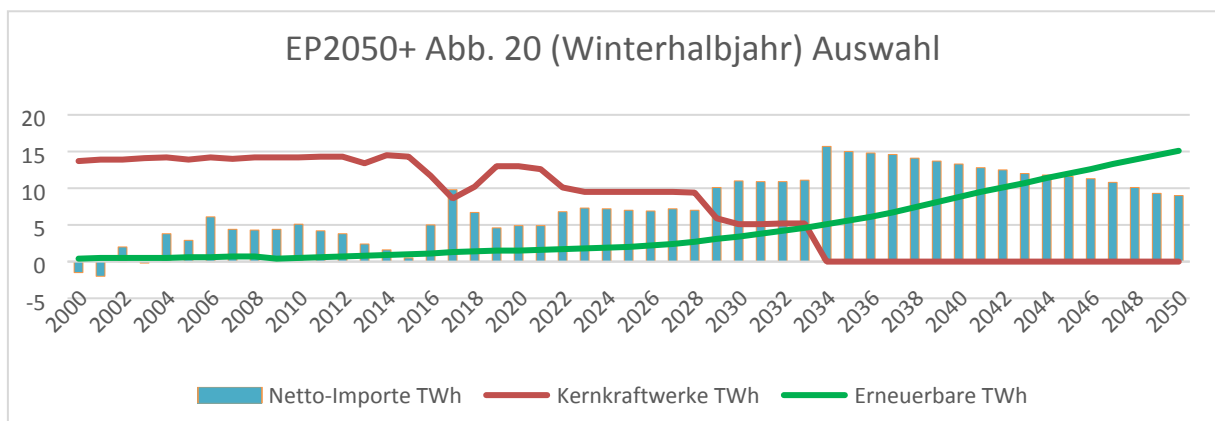
Das erste Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 (Verbot neue Kernkraftwerke, Reduktion Verbrauch und Förderung erneuerbare Energien) wurde im Mai 2017 vom Volk gutgeheissen. Auf das zweite Paket (KELS) ist das Parlament nicht eingetreten.

Gemäss Monitoringbericht BFE haben die ersten Jahre bei der Umsetzung der ES2050 gezeigt, dass die Zwischenziele für 2020 auf Basis der beschlossenen Massnahmen erreicht werden können. Langfristig sieht jedoch auch das BFE grosse Herausforderungen, damit die künftig weit ambitionierteren Ziele erreicht werden können. Die EICom hat im Februar 2019 im Grundlagenpapier zur Winterproduktion auf die zunehmenden Importrisiken hingewiesen, in der weiteren Kommunikation jedoch den Fokus auf den Zubau der inländischen Winterproduktion um +5...+10 TWh bis 2035 gelegt.

Im Verlauf von 2019 hat der Bundesrat (BR) mit Blick auf die Verpflichtungen aus dem Pariser Klimaabkommen das Netto-Null-Ziel ab 2050 beschlossen sowie die Vernehmlassung zur Revision StromVG und EnG durchgeführt. Die Eckwerte zur Revision hat der BR im November 2020 kommuniziert. Dabei mitberücksichtigt wurden u.a. auch die in den Energieperspektiven 2050+ getroffenen Annahmen zum Mehrverbrauch für Gebäudewärme und Mobilität sowie Zubau an Produktion und dem daraus abgeleiteten Importbedarf bis 2050. Der BR hält dabei an den wesentlichen Massnahmen gemäss VL-Version fest: Ausbau der inländischen erneuerbare Energien (EE) durch Investitionsbeiträge bis 2035 und Auktionen für grosse PV unter Beibehaltung des 2.3 Rp./kWh-Deckels. Auf neue Förderinstrumente wie gleitende Marktprämien wird verzichtet, da diese mehr Mittel benötigen würden. Mit Blick auf die Versorgungssicherheit werden zusätzlich zur strategischen Reserve ein Ausbau der Winterproduktion um 2 TWh/a vorgesehen und substantielle Effizienzgewinne beim Verbrauch (z.B. Reduktion Elektroheizungsverbrauch) erwartet. Das verbleibende Defizit im Winter soll mittel- bis langfristig durch Importe gedeckt werden. Der BR beabsichtigt, dem Parlament Mitte 2021 die Botschaft zur Revision EnG/StromVG vorzulegen.

2 Problem

Gemäss EP2050+ und den Eckwerten zum Mantelerlass resultiert folgender Importbedarf im Winterhalbjahr:



Die Importsituation im Winterhalbjahr 2016/17 hat gezeigt, dass schon bei einem Importbedarf von «nur» rund 10 TWh, bei gleichzeitig eingeschränkter Exportbereitschaft der Nachbarländer, die Situation zeitweise angespannt sein kann. Bei der Beurteilung der Importe ist zu beachten, dass sich die Risiken auch in zeitlicher Sicht verändern: Insbesondere der Umstand, dass in den nächsten 30 Jahren steuerbare Produktion durch stochastische ersetzt wird, erhöht die gegenseitigen Abhängigkeiten zwischen Transportkapazität und Produktion (Volatilität nimmt zu) und zwischen Markt und hoheitlichen Massnahmen (Bedarf für den Kraftwerkseingriff nimmt auch zu). In anderen Worten: 10 TWh Importbedarf im Winter sind in Abhängigkeit der jeweiligen Rahmenbedingungen zu beurteilen.

Der ECom ist dabei bewusst, dass unter normalen Umständen ein Nettoimport von über 10 TWh im Winterhalbjahr grundsätzlich möglich ist. Die Stromversorgungssicherheit ist allerdings viel zu wichtig, um sie nur unter normalen Umständen sicherzustellen. Es braucht ausreichend Reserven, damit die Versorgung auch bei unvorhergesehenen Stressfaktoren und heute noch unbekanntem Risiken aufrechterhalten werden kann.

Im Vergleich zu den Eckwerten gemäss Vernehmlassung zur Revision StromVG hat der Bundesrat im Herbst 2020 Massnahmen für die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr ergänzt. Allerdings erfolgte die Lagebeurteilung durch den Bundesrat nach Einschätzung der ECom zu optimistisch.

Dies insbesondere bei Annahmen zur:

- Realisierung des Zubaus an EE (unverbindliches Ziel, reduzierte Quersubvention PV durch Reduktion Energiekomponente im Netztarif, planerische Hindernisse für Freiflächenanlagen, Gerichtspraxis im Umweltrecht, Widerstand der Bevölkerung gegen Wind-Projekte)
- Erreichung der Effizienzziele (unverbindliches Ziel, reduzierter Sparanreiz durch Erhöhung Fix-Komponenten im Netztarif nicht berücksichtigt)
- Erreichung der Produktionsziele Wasserkraft (unverbindliches Ziel, bisher keine Kompromisse bei Gewässerschutz und Wasserzins)
- Realisierungswahrscheinlichkeit Winterproduktion +2TWh (unverbindliches Ziel, „optimierte Nutzungsbedingungen“ nicht in Sicht, politische Akzeptanz für Finanzierung ohne Ausnahmen für Grossverbraucher wäre wichtig, ist jedoch fraglich).
- Verfügbarkeit der Kernkraft (technisch oder wirtschaftlich bedingten vorzeitigen Ausserbetriebnahmen nicht berücksichtigt)
- Verfügbarkeit der Importe: die Risiken für einen substantiellen Importbedarf in jedem Winterhalbjahr >10 TWh sind nicht adressiert

Wie bereits im Grundlagenpapier zur Winterproduktion, im Bericht zur Versorgungssicherheit und in den Berichten der ECom zur System Adequacy ausgeführt, erachtet die ECom einen langjährigen Importbedarf von über 10 TWh als mit zu grossen Risiken behaftet.

Mit diesem Bericht wird bezweckt, die Versorgungssicherheit primär mit dem Fokus auf die Importrisiken im Winterhalbjahr zu betrachten.

3 Erwägungen

Die ECom erachtet es als Teil ihrer gesetzlichen Aufgabe zur Überwachung der Versorgungssicherheit, die Politik auf die mit einem substantiellen Import einhergehenden Risiken explizit hinzuweisen. Insbesondere sollen dabei die Risiken, in welche die ECom in ihrer Funktion als Regulierungsbehörde exklusiven Einblick hat (Aufsicht über Swissgrid, Involvierung in den Verhandlungen SAFA¹, Fragen zur Governance, Einschätzung zur Grauzone zwischen Netzsicherheit und Marktzugang²) transparent gemacht werden.

3.1 Inländische Unwägbarkeiten

Offensichtliche und schon anderweitig diskutierte Unwägbarkeiten gibt es zunächst in der Produktion und im Verbrauch innerhalb der Schweiz, diese sind nicht Schwerpunkt dieses Papiers und werden hier nur kurz umrissen:

¹ Synchronous Area Framework Agreement: Vereinbarungen der TSO von Kontinentaleuropa zum Netzbetrieb der gemeinsamen Synchronzone

² In der laufenden Ausgestaltung der Beziehungen mit der EU im Strombereich gilt es, die Netzsicherheit zu gewährleisten, auch wenn der Marktzugang der Schweiz nicht vollumfänglich gegeben ist. Die Schwierigkeit dabei ist, dass sich beide Bereiche nicht klar voneinander abgrenzen lassen, z.B. bei der flussbasierten Marktkopplung.

- Produktionsseitig: In obiger Grafik zum Importbedarf wird die Laufzeit der grossen KKW Gösigen und Leibstadt mit 50 Jahren angenommen. Einerseits ist nicht auszuschliessen, dass die KKW sogar bis zu 60 Jahre laufen könnten, sofern die Sicherheit nachgewiesen werden kann. Dies würde die Problematik des Importbedarfes natürlich reduzieren. Andererseits ist ebenso gut denkbar, dass die KKW bereits früher abgestellt werden. Nicht unwahrscheinlich ist eine vorzeitige Ausserbetriebnahme aus wirtschaftlichen Gründen, wenn eine grössere Investition ansteht (wie beim Entscheid BKW 2013 zur Stilllegung KKM³).
- Verbrauchsseitig: Mit der zunehmenden Elektrifizierung im Verkehr und im Wärmebereich ist vor allem im Winterhalbjahr eine deutliche Zunahme des Stromverbrauchs zu erwarten. Ob sich die in der EP2050+ angenommenen Effizienzgewinne zum Ausgleich der Verbrauchszuwächse tatsächlich realisieren lassen, erscheint unsicher (Rebound-Effekt⁴).

3.2 Marktverzerrungen

Ein „level playing field“ im europäischen Markt ist trotz vier Liberalisierungspaketen in den letzten 20 Jahren leider eine Illusion geblieben: Die EU erweist sich im Verhältnis zum Autonomiebedürfnis der Mitgliedstaaten als nicht stark genug, um auch die Rahmenbedingungen für die Produktion in den Mitgliedstaaten zu harmonisieren. Völlig unterschiedliche Rahmenbedingungen führen zu Marktverzerrungen (Finanzierung EE und RD in D, KKW Hinkley point in UK, Kapazitätsmärkte in F und IT mit Auflagen) aller Art. Die resultierenden Preise geben kaum Anreize, dass neue KW zugebaut werden.

Mit Blick auf den Abbau steuerbarer Produktion (Kohle, Gas, Kern) und dem Zubau von nicht-steuerbarer Produktion (PV, Wind) wurden die fehlenden Signale aus dem Markt mittlerweile adressiert, indem in vielen EU-Ländern zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit Kapazitätsmechanismen (IT, FR, B) oder zahlreiche Reserven (D) eingeführt wurden. Diese schleichenden, impliziten Anpassungen am Marktdesign werden zwar durch die EU überwacht und sanktioniert, aber nicht oder zumindest noch nicht einheitlich reguliert. Auch wenn es ein deklariertes Ziel der EU ist, diese Mechanismen nur zeitlich beschränkt zu gestatten und dabei klare Forderungen zur Beseitigung von Marktverzerrungen stellt, so ist aufgrund der Risiken für die Versorgungssicherheit eher zu erwarten, dass die individuellen Unterstützungsmechanismen der Mitgliedstaaten auf lange Sicht erhalten bleiben. Aufgrund der aktuellen Entwicklungen kann nicht davon ausgegangen werden, dass die Marktverzerrungen im europäischen Grosshandel kleiner werden.

Für die Schweiz als „Price-takerin“ der Grosshandelspreise der Nachbarstaaten bedeutet dies, dass auch die Preise in der Schweiz verzerrt bleiben – und dabei frühestens drei Jahre vor Lieferung sichtbar sind. Somit kann nicht davon ausgegangen werden, dass der Markt genügend Anreize für Investitionen generieren wird.

Daraus resultiert eine potenzielle Lücke in der Verantwortung zwischen Staat und Wirtschaft: Bund und Kantone verweisen (gemäss EnG und StromVG zu Recht) auf die Verantwortung der Stromwirtschaft, die Versorgung sicherzustellen. Die Stromwirtschaft ihrerseits investiert unter den aktuellen Rahmenbedingungen nur marginal in die inländische Produktion. Inwiefern die aktuellen, bzw. die mit dem Mantelerlass geplanten (insbesondere Strategische Reserve, Zielwert von +2 TWh für die Winterproduktion, Realisierung Effizienzpotenzial, Finanzierung durch Netzzuschlag von 0.2 Rp./kWh), Rahmenbedingungen geeignet sind, die Versorgungssicherheit auch ohne die inländische Winterproduktion aus Kernenergie zu gewährleisten, hängt letztendlich wesentlich von der Einschätzung der Importrisiken ab.

³ [Medienmitteilung der BKW](#)

⁴ [Rebound-Effekte: Ihre Bedeutung für die Umweltpolitik \(umweltbundesamt.de\)](#)

3.3 Exportbereitschaft Nachbarländer

3.3.1 Deutschland

a. Ausstieg aus Kernenergie

2011 hat Deutschland beschlossen, bis Ende 2022 alle noch produzierenden deutschen KKW (8.1 GW) endgültig ausser Betrieb zu setzen. Die Produktion aus Kernenergie soll dabei durch EE ersetzt werden. Da diese von der Menge her, aber auch zeitlich und örtlich nicht 1:1 ersetzt werden kann, erfordert dies weitgehende hoheitliche Eingriffe. Die Bundesnetzagentur und die Netzbetreiber haben deshalb den Auftrag, die Versorgung und Netzstabilität mittels verschiedener Instrumente sicherzustellen.

b. Reservekraftwerke

Deutschland hat sich bewusst gegen Kapazitätsmechanismen entschieden. Alternativ dazu wurden jedoch zahlreiche Reserven wie z.B. Winterreserve, Netzreserven, Rotierende Reserven, Klimareserven, Kapazitätsreserven, Sicherheitsbereitschaft usw. geschaffen. Die Verfügbarkeit dieser Reserven für die Aufrechterhaltung der Exportbereitschaft DE->CH kann jedoch nicht vorausgesetzt werden, im Gegenteil: schon heute reduziert Deutschland die Exporte in die Schweiz just in jenen Stunden mit viel Wind. Diskussionen mit deutschen Behörden haben gezeigt, dass die zwischen der Schweiz und Deutschland abgestimmte Bewirtschaftung der Reserven für D nicht in Frage kommt. Deutschland fokussiert sich auf die inländischen Herausforderungen (Akzeptanz Wind, Netzausbau, Finanzierung der Reserven, Redispatchbedarf) und sieht wenig politischen bzw. regulatorischen Spielraum, damit die Schweiz systematisch auf deutsche Reservekapazitäten (die über das NNE finanziert werden und dadurch reguliert sind) zugreifen könnte.

Wesentlich hier ist die Feststellung, dass die Beurteilung der Exportverfügbarkeit nicht losgelöst vom Produktionszeitpunkt und -ort erfolgen kann. Exporte sind trotz vorhandenem KW-Park häufig nur sehr limitiert möglich. Dies relativiert auch die Aussagekraft der Adequacy-Rechnungen: aufgrund der Vielzahl an exogenen Faktoren (KW-Park, Wetter, Netzausbau, Preiszone, Ort und Verfügbarkeit der Reserven) erscheint die Simulation mit vielen Unsicherheiten behaftet.

c. Ausstieg aus Kohle

Mit dem Kohleausstiegsgesetz wurde Mitte 2020 der Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleverstromung in Deutschland bis spätestens 2038 politisch beschlossen.

Eine frühere Umsetzung der Stilllegungen, als im Kohleausstiegsgesetz festgelegt, könnte durch wirtschaftlichen Druck aufgrund hoher CO₂-Preise bzw. durch vorzeitigen Abbau von Subventionen erfolgen.

Die zunehmende Abhängigkeit der Exportverfügbarkeit von Netzreserven/Redispatch (und damit auch die Abhängigkeit von politischen Entscheidungen in D) wiederholt sich nach dem deutschen Kernkraftausstieg somit gut 10 Jahre später bei der Kohle, allerdings ohne die Möglichkeit, auf bereits bestehende (und abgeschriebene) Reservekraftwerke zurückzugreifen.

3.3.2 Frankreich

a. Verfügbarkeit KKW

Die FR KKW bestehen im Prinzip aus mehreren baugleichen Kernkraftwerkstypen. Ein technisches Problem kann daher⁵ zu ungeplanten Nichtverfügbarkeit eines erheblichen Anteils der FR KKW Produktionskapazität führen.

Der politische Beschluss, den Nuklearanteil in Frankreich erst 2035 auf 50%⁶ zu begrenzen, wurde im März 2020 getroffen. Dies war auch der wesentliche Faktor zur Verbesserung der Adequacy-Resultate im Vergleich 2030 zu 2025. Darauf folgte eine Laufzeitverlängerung um 10 Jahre für die älteste 900 MW-Baureihe von 40 auf 50 Jahre mit Bedingungen (Reparaturen und Sicherheitsverbesserungen).

Verzögerungen von Revisionen durch Covid-19 führten in 2020 dazu, dass deutlich weniger Energie erzeugt werden konnte und dass Anfang 2021 ein historisches Tief der geplant verfügbaren FR KKW erreicht wird: im Januar 2021 rund 50 GW (von maximal rund 61 GW installierter Leistung) und im Februar & März 2021 Reduktion auf ca. 45 GW verfügbarer KKW-Leistung⁷.

Eine der grossen Unbekannten dürfte die tatsächliche Verfügbarkeit des franz. KKW-Parks ab 2030 sein.

b. Kapazitätsmarkt

Der französische Kapazitätsmarkt⁸ wurde 2015 eingeführt und hat zum Ziel, mittelfristig die Risiken der Versorgungssicherheit im Winter abzudecken.

Seit 2019 werden bei Bedarf zusätzlich langfristige Ausschreibungen („AOLT“) vier Jahre vor dem Lieferjahr durchgeführt mit dem Ziel, durch klare finanzielle Rahmenbedingungen zusätzliche Kapazitäten zur Erhöhung der Versorgungssicherheit zu fördern. Dazu werden Preisgarantien für 7 Jahren in Form von Differenzkontrakten vergeben.

Die Beurteilung der Exportverfügbarkeit von Frankreich hängt somit wesentlich von der Wirkung des Kapazitätsmarktes und der zusätzlichen Ausschreibungen ab: Wenn der AOLT-Mechanismus zum zukünftigen Zeitpunkt noch aktiv ist, die Engpässe (trotz den Unsicherheiten bei der Verfügbarkeit der F-KKW) rechtzeitig erkannt, die Ausschreibungen entsprechend durchgeführt und die neuen KW mit einer ähnlichen Verfügbarkeit wie die LTC auch für den Export eingesetzt werden können, dann kann die Exportbereitschaft von Frankreich als intakt beurteilt werden. Neben den vielen genannten Abhängigkeiten ist aber dabei auch zu berücksichtigen, dass Entscheide in Frankreich zur Energiepolitik des Öfteren schon kurzfristig revidiert wurden und die schwammige Kompetenzverteilung zwischen EU und Mitgliedstaaten (gerade was die Verantwortung für die VS und die Beihilfen betrifft) einige Unsicherheit mit sich bringt.

⁵ z.B. Ankündigung zu Ausfall rund 30% der FR KKW, vgl. [Anomalies potentielles sur les générateurs de vapeur - ASN](#), Juni 2016

⁶ vgl. auch [FR Final NECP main EN.docx \(europa.eu\)](#), März 2020, Kap. 4.4.3.4

⁷ Vgl. auch Figure 9 in [Rapport hiver 2020-2021 novembre 2020 DEF_0.pdf \(rte-france.com\)](#). Dabei müssen (End)verbraucher (meist VNB) Garantien von Produzenten erwerben, welche sicherstellen, dass die bestehenden Produktionskapazitäten zu Zeiten von Lastspitzen im Winter (ca. Nov-Mrz) produzieren. Die Verbraucher erhalten so auch einen Anreiz, im Winter die eigenen (Kunden)Lastspitzen zu flexibilisieren und diese möglichst tief zu halten. Abweichungen von Garantien gegenüber dem tatsächlichen Verbrauch bzw. der tatsächlichen Produktion werden finanziell ausgeglichen. Die mittels Garantien abzudeckenden Lastspitzen liegen im Bereich von 90-95 GW und haben einen Preis zwischen rund 10'000-18'000 Euro/MW (entspricht rund 900-1'700 Mio. Euro/a).

⁸ Vgl. auch [Flexibilité- Mécanisme de capacité: RTE Bilan électrique 2019 \(rte-france.com\)](#)

c. Temperaturabhängigkeit Frankreich

In Frankreich sind Elektroheizungen weit verbreitet. Der Stromverbrauch ist daher stark von der Temperatur abhängig. RTE schätzt, dass im Winter eine frankreichweite Temperaturreduktion von 1°C den Verbrauch um 2400 MW erhöht⁹. Dies ist mehr als die Leistung der beiden grossen Schweizer Kernkraftwerke Leibstadt und Gösgen zusammen. Somit ist insbesondere in längeren Kältephasen in Verbindung mit möglichen Nichtverfügbarkeiten von französischen Produktionsanlagen die Exportbereitschaft von Frankreich nicht gegeben.

3.3.3 Österreich

Die Exportverfügbarkeit von Österreich kann momentan als robust eingeschätzt werden. Die starke Anbindung an Deutschland ermöglicht Österreich eine optimale Bewirtschaftung des flexiblen Produktionsparks (Hydro und konventionell thermisch). Österreich verfügt im Vergleich mit der Schweiz zwar über deutlich weniger Saisonspeicher bei der Grosswasserkraft. Inwiefern dies auch im Jahr 2035 noch mit konventionell thermischen Kraftwerken kompensiert wird, ist unklar. Da Österreich keine KKW betreibt, entfällt das „Klumpenrisiko“ wie es z.B. in Frankreich besteht. Limitierte Exportkapazitäten nach Italien verhindern zudem eine allzu starke Kopplung mit Italien, was sich ebenfalls positiv auf die Exportverfügbarkeit (in Richtung CH) auswirkt. Österreich möchte bis 2030 den österreichischen Strom zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energien erzeugen¹⁰. Somit dürfte auch Österreich im Winter noch verstärkter von Importen abhängig sein.

3.3.4 Italien

Italien hat auch heute noch Bedarf an Kraftwerkskapazitäten, die im europäischen Markt wettbewerbsfähig bestehen können. Die Folge sind strukturelle Importe. Dies bedeutet jedoch nicht, dass Italien keine Reserven hätte. Der steuerbare KW-Park kann heute die Spitzenlast sehr wohl decken, dies allerdings zu deutlich höheren Kosten.

Die Beurteilung der Verfügbarkeit der Produktion für den Export ist aber schwierig. Einerseits möchte Italien aufgrund der Klimaziele die Kohle- und Ölverstromung bis 2030 einstellen, wodurch rund 15 GW steuerbare Kapazität vom Markt genommen würden. Ob Italien diese Kapazitäten ähnlich wie Deutschland zur Absicherung der Versorgung in Reserven überführt und ob diese Reserven dann bei Bedarf für Exporte in die Schweiz zur Verfügung stehen, ist fraglich. Andererseits möchte Italien gerade bei PV und Wind viel nicht steuerbare Kapazität zubauen, während die Gasverstromung weitgehend unverändert bestehen bleiben soll.

Daneben werden, anders als in Frankreich, in Italien hauptsächlich Gasheizungen eingesetzt. Im Winter besteht hier daher eine grundsätzliche Konkurrenzsituation beim Primärenergieträger Gas zwischen der Gebäudeheizung und der Elektrizitätsproduktion. Auch wenn der italienische Gasmarkt durch die vorhandenen Gasspeicher und die grosse Gas-Importkapazität eine hohe Flexibilität aufweist¹¹, dürfte die künftige Stromexportverfügbarkeit von Italien doch eher überblickbar bleiben.

Auch hängt der Zugang zur Stromproduktion, wie in D, primär von der Bewirtschaftung der Netzengpässe, und damit von politischen bzw. regulatorischen Entscheidungen in Italien ab. Substanzielle Exporte im Winter waren auch deshalb bis anhin nicht möglich.

3.4 Transportverfügbarkeit

Damit die Schweiz genügend elektrische Energie importieren kann, braucht es zusätzlich zur Exportverfügbarkeit der Nachbarländer auch die Transportverfügbarkeit, d.h. ein sicheres und somit stets funktionierendes Übertragungsnetz mit den entsprechenden Kapazitäten.

⁹ [Analyse de passage de l'hiver 2019-2020](#)

¹⁰ [SDG-Aktionsplan 2019+](#)

¹¹ Vgl. [Energy Policies of IEA Countries - Italy 2016 Review](#)

3.4.1 Netz der Schweiz

Die Schweiz verfügt über zahlreiche und auch leistungsstarke Grenzleitungen zu den Nachbarländern. Aus Sicht des Schweizer Netzes limitieren typischerweise nicht die Grenzleitungen die Importkapazität, sondern das weitere innerschweizerische Netz. Im kritischen Winter 2015/2016 haben beispielsweise die Transformationskapazität von 380 kV auf 220 kV und die 220 kV Grenzleitungen häufig limitiert. Entsprechend laufen Anstrengungen zum Ausbau solcher innerschweizerischer Engpässe. Die erwähnte Transformationskapazität konnte zwar seit 2016 erhöht werden, deren Nutzen konnte aber nicht vollständig ausgeschöpft werden durch die Optimierung im CWE-FBMC¹². Andere Netzausbauten konnten hingegen aufgrund der nach wie vor langen Verfahren noch nicht realisiert werden. Beispielsweise würde die Umstellung der Leitung Bassecourt – Mühleberg von 220 kV auf 380 kV die Importkapazität der Schweiz aus dem Norden deutlich erhöhen. Die Dauer der Umsetzung solcher Netzausbauten soll gemäss Strategie Stromnetze zwar reduziert werden, dauert jedoch bislang immer noch sehr lang.

Die Schweiz darf sich nicht darauf verlassen, dass Projekte in der Planungsphase mit Sicherheit rechtzeitig zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit realisiert werden können. Dazu sind die Unwägbarkeiten und Verfahrensdauern viel zu hoch. Daher muss das Netz so angenommen werden, wie es aktuell in Betrieb ist, allenfalls ergänzt um Projekte, die bereits in Bau sind oder für die zumindest eine Baubewilligung erteilt wurde.

Nicht auszuschliessen ist auch ein längerer Ausfall eines Netzelementes, wie es z.B. mit der Albulaleitung im Winter 2018/2019 passiert ist. Denkbar wäre aber auch ein Defekt in einem Transformator oder – vielleicht weniger wahrscheinlich, aber mit umso grösserem Einfluss auf die Importkapazität – der Ausfall eines Unterwerkes. Einige Beispiele von Netzproblemen aus den letzten Jahren sind im Anhang aufgeführt. Dies soll unterstreichen, warum ein Netz nicht dauernd am Limit betrieben werden darf. Das Netz wird dann am Limit betrieben, wenn das N-1-Kriterium, bzw. die zulässigen Grenzwerte nur noch durch zahlreiche präventive und kurative Interventionen von Seiten Netzbetreiber (topologische Massnahmen, Kraftwerksengriffe, Einschränkung der Transportkapazität) eingehalten werden können. Dies ist phasenweise und in ausserordentlichen Situationen (z.B. nach Erdbeben in Südfrankreich 2019) zwar heute schon der Fall – als Dauerzustand über mehrere Jahre hinweg jedoch kein akzeptabler Zielvektor.

3.4.2 Netz des Auslandes

Auch im Netz der Nachbarstaaten gibt es Engpässe. Bedeutsam für die Schweiz ist insbesondere der Nord-Süd-Engpass in Deutschland. Dieser soll mit mehreren Hochspannungsgleichstromleitungen entschärft werden. Die Inbetriebnahme dieser Leitungen ist an sich für ca. 2025 anvisiert, allerdings befinden sich auch diese Leitungen mehrheitlich in einem Stadium, in welchem noch nicht abzusehen ist, wann sie tatsächlich in Betrieb gehen werden¹³.

Zusätzlich zu solchen netztechnischen Engpässen gibt es politisch bedingte Engpässe. Seit der Inbetriebnahme der flussbasierten Marktkopplung in Zentralwesteuropa haben sich die ungeplanten Flüsse durch das Schweizer Netz erhöht, was wiederum die Importkapazität der Schweiz direkt reduziert¹⁴. In der EU sind weitergehende Veränderungen angedacht, welche ohne angemessene Berücksichtigung des Schweizer Netzes die Importkapazität der Schweiz potentiell weiter reduzieren:

- Ausdehnung der flussbasierten Marktkopplung auf Osteuropa
- Einführung verschiedener grenzüberschreitender Plattformen im Regelenergiebereich
- Ausdehnung der flussbasierten Marktkopplung langfristig auch auf Italien
- In der EU muss per Anfang 2020 zwingend mindestens 70% der Kapazität der einzelnen Netzelemente für den grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung stehen – einzelne Länder haben sich Ausnahmen bewilligen lassen, die aber spätestens Ende 2025 auslaufen.
- Grenzüberschreitende Optimierung von Entlastungsmassnahmen wie z.B. Redispatch
- Einführung der flussbasierten Marktkopplung auch im Intraday-Markt

¹² CWE: Region Mittelwesteuropa bestehend aus den EU Staaten Österreich, Belgien, Frankreich, Deutschland, Luxemburg, Niederlande. FBMC – Flussbasierte Marktkopplung (Flow Based Market Coupling)

¹³ Vgl. <https://www.netzausbau.de/>

¹⁴ Siehe [Bericht der EICOM](#)

Ohne bilaterales Stromabkommen bleibt die Schweiz aus diesen Themen mindestens teilweise ausgeschlossen. Aktuell laufen Verhandlungen zwischen Swissgrid und den europäischen TSOs unter Einbezug der EICom und der europäischen Regulatoren, um eine angemessene und faire Berücksichtigung der Schweizer Netzkapazitäten in Form von technischen Vereinbarungen zu erreichen¹⁵. Es kann noch nicht abgeschätzt werden, ob eine solche Vereinbarung gelingt. In diesem Kontext ist darauf hinzuweisen, dass die EU Wert darauf legt, dass alle MS/TSO/NRA, die durch die Vereinbarung mit der Schweiz betroffen sein könnten, in den Verhandlungen mitwirken und es einen einstimmigen Entscheid braucht. Damit wird die Berücksichtigung der CH-Netzicherheit, bzw. die Verfügbarkeit der Importkapazität zu einem möglichen (politischen) Pfand, das nicht nur von den direkten CH-Nachbarn abhängig sein könnte.

Sollte ein Abschluss dieser technischen Vereinbarungen nicht möglich sein, hätte dies erhebliche Konsequenzen auf den sicheren Netzbetrieb wie auch die Importmöglichkeiten der Schweiz. Nicht nur würden die ungeplanten Flüsse durch das Schweizer Netz weiter zunehmen, sondern sie drohen auch noch mit kürzerer Vorlaufzeit aufzutreten. Zusätzlich würden Austausch mit der Schweiz in diesem Fall aus Sicht der EU bei unseren Nachbarländern nicht in die 70% Mindestkapazität für den grenzüberschreitenden Handel eingerechnet werden dürfen. Die absehbare Konsequenz daraus wäre, dass ein Nachbarland, welches diese 70% nicht erreicht, den Export in die Schweiz kürzt. Nach Einschätzung Deutschlands ist absehbar, dass die Exportkapazitäten von 800-2000 MW, wie sie aktuell noch gewährt werden, in absehbarer Zeit wohl nicht mehr verfügbar sein werden.

Der kaum mehr handhabbare Worst-case wäre die Ausdehnung der flussbasierten Marktkopplung auf Italien ohne Berücksichtigung der Schweiz. Dieses Szenario gilt es aus Gründen der Netzicherheit unbedingt zu vermeiden und wäre ohne angemessene Eigenproduktion – für Versorgung und Regelfähigkeit – kaum mehr beherrschbar.

3.4.3 Redispatch-Bedarf

Um die Importkapazität hoch halten zu können, nimmt der Druck zu, die Kapazitäten ohne oder mit weniger Reserven festzulegen und das Netz hart am Limit zu fahren. Um daraus zwangsläufig entstehende (N-1)-Verletzungen oder gar Überlastungen zu verhindern, steigt der Bedarf an Redispatch weiter an. Der Bedarf steigt ohnehin bereits durch die Zunahme an ungeplanten Flüssen, die allgemein höhere Volatilität sowie die teilweise kürzer werdende Vorlaufzeit.

Auch wenn dabei Verbesserungen umgesetzt werden könnten (z.B. Anreize für Schweizer Produzenten durch den integrierten Markt oder den trilateralen Redispatch mit Frankreich und Deutschland), ist dies kein Allheilmittel, zumal Redispatch nicht unbegrenzt oder jederzeit zur Verfügung steht. Häufig steht in einer Richtung viel Redispatch zur Verfügung, während die Verfügbarkeit der jeweils anderen Richtung schwierig ist. Wenn in der Schweiz die Produktion hoch- und z.B. in Deutschland hinuntergefahren werden muss, wird zudem Speicherwasser zur Netzicherheit eingesetzt, welches dann später nicht mehr für die Versorgung zur Verfügung steht. Zudem ist die Wirkung der verfügbaren Redispatch-Ressourcen auf Netzengpässe begrenzt (Knotenabhängigkeit).

Einsatz von Redispatch erhöht somit potenziell die Transportverfügbarkeit, bedingt aber die Verfügbarkeit der dazu notwendigen Kraftwerke und reduziert die Versorgungsenergie.

¹⁵ Siehe [Information der EICom](#)

3.4.4 Historische Betrachtung

Gemäss der schweizerischen Elektrizitätsstatistik wurde in den letzten Winterhalbjahren folgendermassen im- bzw. exportiert (physischer Fluss in [TWh], der kommerzielle Fluss weicht davon leicht ab, wobei sich die Abweichungen für den Nettoimport aufheben):

	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2017/2018	2018/2019
Import AT/DE/FR	13.7	18.2	17.1	19.0	15.9
Export IT	13.2	13.2	7.3	12.3	11.3
Nettoimport	0.5	5.0	9.8	6.7	4.6

Die Nettoimporte erreichten nur gerade im Winter 2016/2017 die 10 TWh, welche von der ECom als sinnvolle Richtgrösse für eine Limite angesehen wird. Im Winter 2016/2017 und vor allem 2015/2016 war die Netz- und Versorgungssituation in der Schweiz länger andauernd angespannt. Im Winter 2015/2016 waren einige KKW ausser Betrieb und teilweise nicht das volle Übertragungsnetz verfügbar. Dies resultierte in einem Nettoimportbedarf von 5 TWh, d.h. gerade der Hälfte der Limite.

Nun könnte argumentiert werden, dass auch in diesen Wintern noch nach Italien exportiert wurde und bei noch grösserem Bedarf der Schweiz notfalls aus Italien importiert werden könnte. Dabei gilt es allerdings zu beachten, dass

- innerhalb Italiens Netzprobleme auftreten können, was die Exportkapazität von Italien stark beschränkt. Dies wurde im Januar 2017 deutlich, als in Frankreich aufgrund einer längeren Kältewelle Versorgungsengpässe auftraten. Der italienische Netzbetreiber war damals für einzelne Stunden, in denen ein Stromengpass in FR bestand, gezwungen die Exportkapazität Richtung Frankreich und Schweiz deutlich zu kürzen oder sogar ganz auszusetzen¹⁶. Noch heute tut sich Italien schwer mit der Frage, in welchem Umfang Exporte (ev. mit Hilfe von RD) möglich sind,
- die Schweiz im Winter 2016/2017 in einer besseren Lage war und netztechnisch in einzelnen Stunden die Kapazität Richtung Frankreich erhöhen und so dem Nachbarn mit zusätzlicher Speicherproduktion helfen konnte,
- die Covid-19-Pandemie gezeigt hat, dass solche nachbarschaftliche Hilfe nur so lange zu erwarten ist, wie im jeweils eigenen Land keine Knappheit vorhanden ist. Dies gilt umso mehr ohne Stromabkommen.

Die Historie hat gezeigt, dass das Übertragungsnetz netto 10 TWh Strom im Winter importieren kann. Daraus lässt sich aber keine pauschale Garantie ableiten für eine dauerhafte Verfügbarkeit für netto 10 TWh Winterimport. Die Verfügbarkeit hängt immer von der konkreten Situation ab. Sowohl die absehbare Entwicklung der Exportbereitschaft der Nachbarstaaten wie auch die Unsicherheiten bei der Transportverfügbarkeit zeigen, dass die künftige Importverfügbarkeit nicht anhand der historisch möglichen Importe beurteilt werden kann.

Der Import aus dem Norden kann netztechnisch nicht mehr viel weiter gesteigert werden. Mit den in Kapitel 3.4.2 beschriebenen politischen Risiken droht eher eine im schlimmsten Fall deutliche Reduktion der Importkapazitäten. Mit dem Nettoimportbedarf von zeitweise über 15 TWh gemäss Energieperspektiven 2050+ hätte dies daher zur Folge, dass auch ohne Eintreten der politischen Risiken im Normalfall am Limit des Netzes aus dem Norden importiert und kaum mehr nach Italien exportiert wird.

In der aktuellen Situation hat Italien häufig mit der Schweiz gleichgerichtete Interessen. Sollte die Schweiz nicht mehr in der Lage sein, nach Italien zu exportieren, dürfte die EU-interne Unterstützung von Italien für eine angemessene Anbindung der Schweiz auch in Richtung Norden entfallen. Das kaum beherrschbare Szenario der Ausdehnung der flussbasierten Marktkopplung auf Italien ohne jegliche Berücksichtigung der Schweiz würde dadurch deutlich wahrscheinlicher. Die Abhängigkeit von politischen Entscheidungen im Ausland würde dadurch noch grösser.

¹⁶ Vgl. <https://transparency.entsoe.eu/>

3.5 Bedeutung Stromabkommen

Für ein allfälliges Stromabkommen setzte die EU einen Abschluss des Rahmenabkommens voraus. Nach dem Verhandlungsabbruch des Bundesrates zum Rahmenabkommen ist ein Stromabkommen in weite Ferne gerückt. Die Versorgungssicherheit muss daher ohne Stromabkommen gewährleistet werden können. Ohne Stromabkommen sind die direkt betroffenen Akteure darauf angewiesen, die oben beschriebenen technischen Vereinbarungen abzuschliessen. Auch wenn sowohl die EU wie auch die Schweiz an einem sicheren Verbundbetrieb interessiert sind, ist ungewiss, ob diese zustande kommen, und wenn ja, zu welchen Bedingungen.

Ohne Stromabkommen und ohne technische Vereinbarungen gibt es für die Nachbarländer keinerlei rechtliche Verpflichtung, irgendeine Exportkapazität in Richtung Schweiz sicherzustellen. Wenn es in einem anderen Land kritisch wird, ist damit zu rechnen, dass als erstes die Transportkapazität in Richtung des Nicht-EU-Landes Schweiz reduziert wird.

An der Exportbereitschaft der Nachbarländer würde allerdings selbst ein Stromabkommen wenig ändern, diese hängt in erster Linie davon ab, ob die Nachbarländer selber genügend Produktion (für den Export) haben werden.

3.6 Wirtschaftliche Überlegungen

Fokus dieser Auslegeordnung ist die Darlegung der Importrisiken im engeren Sinne. Die Beurteilung der Importrisiken für die (volkswirtschaftlich) optimale Bewirtschaftung des CH-Kraftwerksparks kann und soll in dieser Auslegeordnung nicht vertieft werden, dürfte aber für die politische Beurteilung auch relevant sein.

3.7 Erwägungen zum Richtwert der Importe

Die oben aufgeführten Erwägungen zu den inländischen Unwägbarkeiten, zur Exportbereitschaft der Nachbarländer, den netzbedingten Restriktionen und den Unsicherheiten zum rechtlichen und markttechnischen Umfeld sind komplex, haben wechselseitige Beziehungen, sind grösstenteils exogen getrieben und können kurzfristig ändern. Wie schon im Grundlagenpapier zur Winterproduktion ausgeführt, ist der erforderliche Zubau an Winterproduktion mit Blick auf die Komplexität und Unsicherheiten letztendlich auf Basis einer Risikoabwägung zu definieren. Bei der Analyse zur System Adequacy war für die EICom auch stets der Hinweis wichtig, dass die sehr detaillierten Resultate nicht überinterpretiert werden dürfen, weil die Modelle und die Annahmen die Realität nur begrenzt abzubilden vermögen.

Die Diskussion zu einer politischen Richtgrösse für einen maximal zulässigen Import im Winterhalbjahr bedingt grundsätzlich die gleichen Risikoabwägungen: Insbesondere aufgrund der Erfahrungen aus dem Winter 2016/17 erscheinen 10 TWh Nettoimport ein vernünftiger Richtwert für den maximalen Importbedarf im Winterhalbjahr. Mit Blick auf die gravierenden Auswirkungen von grossflächigen Störfällen auf praktisch alle Bereiche der Gesellschaft und den langen Vorlaufzeiten für die Erstellung von zusätzlicher Produktionskapazität ist ein (geplanter) Systembetrieb am Limit keine akzeptable Option. Bei einem Richtwert von 10 TWh sollten mit einiger Wahrscheinlichkeit ausreichend Reserven bereitstehen, um den stabilen Systembetrieb auch bei unvorhersehbaren Entwicklungen gewährleisten zu können. Im Kern geht es um die Frage, ob die Schweiz im Winter auch künftig mit rund 5 TWh Nettoimport auskommt oder ob es auch 15 TWh sein dürfen. Mit Blick auf die Importrisiken sind 15 TWh mit zu grossen Risiken behaftet. Hinzu kommt, dass die bestehende Infrastruktur in der Schweiz (flexibler Kraftwerkspark und gut ausgebautes Transportnetz) ohne ausreichend Reserven nicht effizient bewirtschaftet werden können. Der Richtwert von 10 TWh ist ein politischer Richtwert und keine fixe Grösse. Wenn sich die Stressfaktoren substantiell verändern, ist dieser Richtwert entsprechend neu zu beurteilen.

4 Fazit

Auch die Nachbarstaaten ersetzen die steuerbaren Kraftwerke primär durch erneuerbare Produktion. Dies bedingt die Finanzierung von Reservekraftwerken und macht Exporte dadurch von politischen Entscheidungen abhängig. Alle Nachbarstaaten rechnen mit zusätzlichem Importbedarf im Winterhalbjahr.

Die EU-weite Optimierung der Transportkapazitäten limitiert die Möglichkeiten für die Aufrechterhaltung, bzw. gar die Erweiterung der Importkapazitäten. Realistischerweise ist deshalb, trotz Netzausbau und einer möglichen Lösung auf technischer Ebene, mit tendenziell weniger Importkapazität zu rechnen.

Ein struktureller Importbedarf ist sowohl wegen der abnehmenden Exportbereitschaft der Nachbarstaaten wie auch mit Blick auf die EU-weiten Optimierungen der Märkte kritisch. Importe von mehr als 10 TWh führen zu einem Systembetrieb am Limit, was mit Blick auf die Bedeutung der Stromversorgung auf alle Lebensbereiche und aufgrund der absehbaren Importrisiken keine Option sein darf. Ein angemessener Autarkiegrad erhöht den Handlungsspielraum beim Abschluss der technischen Vereinbarung im Bereich der Kapazitätsberechnung. Der Richtwert von 10 TWh ist dabei keine fixe Grösse. Wenn sich die Stressfaktoren substantiell verändern, ist dieser Richtwert entsprechend neu zu beurteilen.

5 Anhang: Beispiele von Netzproblemen

08. Januar 2021: Netztrennung in Südosteuropa: Bei sehr hohem grenzüberschreitendem Austausch von Südost- nach Nordwesteuropa fiel ein Element in einem Unterwerk in Kroatien aus. Dies führte aufgrund von Leitungsüberlastungen zu einer Kettenreaktion, die in einer Trennung des kontinentaleuropäischen Netzes endete.

17. Juli 2020: Eine Verkettung verschiedener Faktoren hat zu einer Schutzauslösung im Unterwerk Chippis mit anschliessendem Versorgungsunterbruch in Teilen des Oberwallis geführt. Das Problem blieb lokal begrenzt, ein ähnlicher Vorfall an anderer Stelle könnte aber den Import stark beeinträchtigen.

26. Juni 2020: Ein Freileitungsmast in der Waadt ist durch Einwirkung unbekannter Täterschaft umgestürzt. Zwei 220-kV-Leitungen blieben deswegen für ca. sechs Wochen ausser Betrieb.

10./11. Februar 2020: Das Sturmtief «Sabine» führte zum Ausfall von total neun Leitungen des Schweizer Übertragungsnetzes, eine davon musste aufwändiger repariert werden, während die Übrigen zeitnah wieder in Betrieb genommen werden konnten.

15. November 2019: Hohe ungeplante Flüsse von Deutschland durch die Schweiz nach Frankreich in Verbindung mit dem Ausfall mehrerer französischer Kernkraftwerke im Rhonetal führten zu Überlastungen im Raum Genfersee und dadurch zu einer Trennung des schweizerischen Übertragungsnetzes. Die Versorgung des Raumes Genfersee erfolgte nur noch über Frankreich. Um eine erneute ähnliche Situation über Weihnachten 2019 zu verhindern, wurde in hohem Masse Redispatch vorbeugend eingesetzt.

20. Mai 2019: Eine aussergewöhnliche hohe Exportsituation Richtung Deutschland führte zu Leitungsüberlastungen in der Zentralschweiz. Dies konnte nur mittels internationalem Redispatch gelöst werden, wobei in ganz Deutschland keine Kapazität verfügbar war, so dass Deutschland den Redispatch an Dänemark weitergeben musste.

29./30. Oktober 2018: Der Sturm «Vaia» knickte vier Masten der Albulaleitung. Die Leitung blieb ausser Betrieb bis am 29. Juli 2019, also fast ein Jahr.

30. November 2017: Ausfall des für den Import wichtigen Transformators Bassecourt. Wiederinbetriebnahme nur mit reduzierter Leistung und ohne Regelfähigkeit möglich.