



Schlussbericht

---

# **System Adequacy 2025**

## **Studie zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2025**

31. Mai 2018

---



## 1. Einleitung der EICom

Aufgrund der aussergewöhnlichen Versorgungssituationen in den vergangenen Winterhalbjahren hat die EICom 2017 eine probabilistische Berechnung zur Systemadäquanz<sup>i</sup> für das Jahr 2020 initiiert. Gestützt auf die Resultate dieser Studie kam die EICom Ende 2017 zum Schluss, dass dem Bundesrat auf Basis der Resultate für 2020 keine Massnahmen nach Artikel 9 StromVG vorgeschlagen werden.

Da die substanziellen Ausserbetriebnahmen von Grundlastkraftwerken in Deutschland, Frankreich und auch Italien aber erst im Zeitraum nach 2020 erfolgen, wurde zusätzlich die Systemadäquanz für das Jahr 2025 berechnet. Die EICom hat, analog zur Studie für 2020, die Swissgrid beauftragt, anhand der von der EICom festgelegten Szenarien die Kennzahlen zur Versorgungssicherheit zu berechnen.

Im Unterschied zur Studie für 2020 ist der Vorlauf für diese Rechnung mit sieben Jahren deutlich länger. Dies hat zwar einerseits den Vorteil, dass für die Ergreifung allfälliger Massnahmen mehr Zeit zur Verfügung steht. Umgekehrt nehmen aber die Unsicherheiten und damit auch die Unschärfe bei den Annahmen zu, was die Belastbarkeit und damit auch die Aussagekraft der Resultate schmälert.

Das Bundesamt für Energie BFE hat im Hinblick für die gesetzlichen Rahmenbedingungen zum Market-design 2017 ebenfalls Berechnungen zur Systemadäquanz durchgeführt. Dabei wurde nicht nur das Jahr 2020 betrachtet, sondern auch die Jahre 2025 und 2030. Die Ergebnisse der entsprechenden Szenarien für 2020 waren vergleichbar mit denjenigen der Adequacy 2020 der EICom, obwohl die Modelle bei der Netzmodellierung und bei der Wahl der Klimajahre anders aufgebaut waren. Das BFE ist bei den Szenarien per 2025 vom Abschluss eines Stromabkommens ausgegangen, was sich tendenziell positiv auf die Verfügbarkeit der Importkapazität auswirken kann. Im Hinblick auf die Beurteilung von kurz- und mittelfristigen Risiken hat die EICom komplementär zu den vom BFE betrachteten Szenarien nachfolgend beschriebene Berechnungen für das Jahr 2025 durchgeführt, welche nicht auf einem abgeschlossenem Stromabkommen mit der EU basieren.

## 2. Umfeld

Insbesondere die Annahmen zur verfügbaren Produktion im umliegenden Ausland sind für den Zeithorizont 2025 mit Unsicherheiten behaftet. Die Abhängigkeit des Kraftwerkparks von der Entwicklung globaler Märkte (Öl, Gas, Kohle), den Rahmenbedingungen der Klimapolitik, von technischen Faktoren (z.B. Verfügbarkeit der Kernkraftwerke) wie auch politischen Entscheidungen für die Etablierung von Kapazitätsmärkten und Reserven machen die Prognosen schwierig.

Als genereller Trend für 2025 ist festzustellen, dass im Wesentlichen steuerbare Grundlastkraftwerke politisch (Ausstieg aus Kernkraft, Dekarbonisierung) oder wirtschaftlich bedingt ausser Betrieb gehen und z.T. substituiert werden durch Gas-, Wind- und PV-Anlagen. Leistungsmässig dürfte insgesamt netto zwar sogar Leistung zugebaut werden. Eine reine Leistungsbetrachtung greift hier aber zu kurz. Energiewirtschaftlich ist die sogenannte Benutzungsdauer relevant, welche das Verhältnis zwischen

---

<sup>i</sup> Die Systemadäquanz setzt sich zusammen aus Netz- und Produktionsadäquanz



jährlicher Elektrizitätsproduktion einer Anlage und ihrer installierten Leistung abbildet. Diese Benutzungsdauer der neuen Anlagen liegt jedoch um Faktoren tiefer als bei Grundlastkraftwerken. Dies entzieht dem gesamten Markt Flexibilität bzw. Reserven, womit die Wahrscheinlichkeit von Engpasssituationen tendenziell zunimmt. Dass die Windproduktion saisonalen Schwankungen unterliegt, primär im Norden Deutschlands anfällt und ohne substanziellen Netzausbau nur begrenzt nach Süddeutschland und in die Schweiz transportiert werden kann, verstärkt diesen Trend.

Aufgrund des Importbedarfs der Schweiz sind insbesondere auch die Annahmen zur verfügbaren Importkapazität besonders sensitiv. Die verfügbare Importkapazität wird heute (und wohl auch in der Zukunft) in der Praxis häufig begrenzt durch Netzengpässe im Inland (z.B. bei den Kuppeltransformatoren 380/220 Kilovolt) und im Ausland (z.B. innerdeutsche Engpässe bei hoher Windproduktion im Norden). Da auch die Transite die kritischen Netzelemente mit auslasten, steht von der installierten Kapazität der Grenzleitungen (rund 28 Gigawatt thermisch) nur ein Bruchteil, rund 4 bis 7 Gigawatt, frei zur Verfügung.

Weiter wird erschwerend angenommen, dass 2025 die Bewirtschaftung der CH-Grenzkapazität zunehmend von der Bewirtschaftung anderer Grenzkapazitäten beeinflusst wird. Ursache hierzu ist die geplante Ausdehnung der am Vortag der Lieferung durchgeführten flussbasierten Marktkopplung. Aktuell werden die Energieaustausche innerhalb der Region Central-West (D/A, B, NL, F) optimiert. In naher Zukunft, d.h. ca. 2020, soll auch die Region Central Ost (PL, CZ, SK, H, SLO, RO) mitoptimiert werden. Aufgrund der zentralen Lage und der starken Vermaschung der Schweizer Nordgrenze mit diesen beiden Regionen hängt die Belastung des Schweizer Netzes zunehmend von den umliegenden Optimierungen ab, wobei die Schweizer Bedürfnisse (hohe Importkapazität) bei der Gesamtoptimierung nicht berücksichtigt werden. Die Folge sind ungeplante Flüsse, welche die Netzelemente zusätzlich belasten, so dass potenziell weniger Importe für die Versorgung im Inland möglich sind. Die Einführung der europäischen Intraday-Plattform (XBID Intraday Marktkopplung) ab Mitte 2018 unter explizitem Ausschluss der Schweiz beeinträchtigt potenziell die verfügbare Importkapazität zusätzlich, sofern der von der EU politisch gewollte Ausschluss der Schweiz dazu führt, dass auch die netztechnische Abstimmung nicht mehr funktioniert.

Die Vorbedingung für eine Mitoptimierung der Austausche mit der Schweiz im Marktkopplungs-Mechanismus ist eine Teilnahme<sup>ii</sup> der Schweiz an der flussbasierten Marktkopplung. Das EU-Recht verknüpft eine solche Teilnahme mit dem Abschluss eines bilateralen Vertrags eines Drittstaates mit der EU (so genanntes Stromabkommen). Weil die EU den Abschluss eines Stromabkommens vom Abschluss eines übergeordneten Abkommens (Rahmenabkommen) verknüpft, und ein solches mit zahlreichen institutionellen Fragen verbunden ist, ist die Wahrscheinlichkeit einer raschen Lösung gering.

---

<sup>ii</sup> Oder mindestens eine Berücksichtigung der entsprechenden netztechnischen Randbedingungen der Schweiz im Algorithmus für die flussbasierte Marktkopplung



### 3. Modellrechnung und Annahmen

Die TSO haben in den letzten Jahren die Instrumente zur Berechnung der Systemadäquanz gezielt weiterentwickelt, um neben dem massiven Ausbau von Produktion mit erneuerbarer Energie auch den zunehmenden grenzüberschreitenden Stromaustausch und die verstärkten Importe und Exporte angemessen zu berücksichtigen. Die EICom hat sich deshalb entschieden, auf die von den TSO im Rahmen des PLEF erarbeitete probabilistische Methode zur Bestimmung der Systemadäquanz abzustellen, die aus Sicht der EICom dem „State of the Art“ entspricht.

Die Abstützung auf ein probabilistisches Modell hat den Vorteil, dass trotz mehreren Einflussgrössen und dadurch abgeleitet aus zahlreichen Kombinationen eine quantitative Aussage zum Umfang und zur Häufigkeit von möglichen Versorgungsproblemen gemacht werden kann. Die hohe Auflösung (stündliche Werte über das hydrologische Jahr) hat dabei den Vorteil, dass damit die Aussagen einer reinen Leistungsbetrachtung (im Sinne der „remaining capacity“ gemäss früherer Praxis<sup>iii</sup> von ENTSO-E) mit jener einer reinen Energiebilanz (z.B. für das Winterhalbjahr gemäss sog. Zehnwerkebericht<sup>iv</sup> in den 1990er-Jahren) kombiniert werden. Umgekehrt ist dabei zu beachten, dass die hohe Auflösung der Berechnung bzw. der Resultate eine Genauigkeit suggeriert, welche aufgrund der modelltechnischen Vereinfachungen (z.B. Modellierung Wasserkraft) und der hohen Sensitivität auf getroffene Annahmen entsprechend zu relativieren ist.

Um die Situation aus verschiedenen Perspektiven zu beleuchten, ist es zweckmässig, neben den probabilistischen Kennzahlen auch noch auf andere Methoden und Indikatoren (z.B. deterministische Betrachtung) abzustellen. Daher wurde von der EICom zusätzlich eine deterministische Betrachtung für den März 2025 durchgeführt, um die Reserven, bzw. die Verwundbarkeit der CH-Versorgung in einer angespannten Situation zu beurteilen.

#### Rahmenbedingungen für die probabilistische Betrachtung 2025

Die Verfügbarkeit der Import-NTC ist eine der zentralen Annahmen. Die EICom geht auch für das Basiszenario davon aus, dass die technisch und energiewirtschaftlich potenziell verfügbaren NTCs aufgrund der politischen Rahmenbedingungen bis 2025 reduziert werden.

Die politisch-technische Verbindung erklärt sich wie folgt: Die Teilnahme der Schweiz an der flussbasierten Marktkopplung hängt vom Abschluss eines bilateralen Abkommens ab. Ohne ein solches Abkommen optimieren die Nachbarstaaten ihren gemeinsamen Nutzen auf Kosten der Schweiz. So verbleibt, aufgrund der Belastung von kritischen Netzelemente durch ungeplante Flüsse, potenziell weniger Importkapazität für Lieferungen ins Inland. In der Konsequenz müssen zur Gewährleistung der Netzsicherheit die Importkapazitäten reduziert werden. Dieses Problem stellt sich insbesondere in den relevanten Märkten D-1 (Vortages- bzw. Spothandel) und Intraday (Handel und Lieferung innerhalb eines

<sup>iii</sup> Vgl. z.B. [https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/YSAR/141515\\_Y SAR\\_2013\\_report.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/YSAR/141515_Y SAR_2013_report.pdf) Kapitel 3.1.2 und 3.3

<sup>iv</sup> Vgl. <http://devbabe.swissbib.ch/Record/271749547/Holdings#tabnav>



Tages), aber auch bei einem Ausschluss der Schweiz aus den Regelenergie-Märkten. In der vorliegenden Untersuchung wird davon ausgegangen, dass 2025 kein Stromabkommen mit der EU vorliegt. Aus diesem Grund wurde nur die Kapazität, die üblicherweise langfristig (in Monats- und Jahresauktionen) angeboten wird, als verfügbar angenommen, während kurzfristige Tageskapazitäten der CH nicht mehr zur Verfügung stehen.

Allerdings gibt es auch Konstellationen, in welchen Importe in die Schweiz durch ungeplante Flüsse begünstigt werden. Wenn zum Beispiel Frankreich aus Deutschland importiert, so fliesst rund ein Drittel durch die Schweiz. Diese Flüsse begünstigen tendenziell Importe aus Frankreich – umgekehrt sind Importe aus Deutschland aber entsprechend nur noch reduziert möglich.

Grundsätzlich wurde wiederum mit dem gleichen Modell gerechnet, das für die Studie 2020 verwendet wurde. Die methodischen Details sind im Bericht der Swissgrid aufgeführt. Für die Interpretation der Ergebnisse sind insbesondere folgende Eckpunkte zum Modell wichtig:

- Diese Methode wurde von den TSO im Rahmen des Pentalateralen Forums (PLEF) entwickelt und von ENTSO-E übernommen;
- Die Wasserkraft kann in diesem Modell nur approximativ modelliert werden;
- Es wurden wiederum 34 Klimajahre (1982–2015) betrachtet;
- Horizontale wie auch vertikale Netzengpässe werden in den Annahmen zu den kommerziell verfügbaren Kapazitäten bei grenzüberschreitenden Lieferungen (Net Transfer Capacity NTC) berücksichtigt ;
- Der Leistungs- und Energiebedürfnisse für die Erbringung von Systemdienstleistungen werden aufgrund der historischen Abrufe modelliert.

Diverse Entwicklungen können in der Modellierung selber nicht abgebildet werden (z.B. politischer Entscheidung für einen forcierten Ausstieg aus Kohle). Solche Faktoren werden deshalb bei der Wahl der Szenarien berücksichtigt. Da der Zeitbedarf für das Durchlaufen einer probabilistischen Rechnung relativ gross ist, wurden lediglich vier Szenarien probabilistisch betrachtet. Je nach Wahl der Szenario-Parameter verändert sich die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Szenarios.

Die getroffenen Annahmen zu den vier Szenarien sind:

#### **Basisszenario 2025**

- Kraftwerkspark CH gemäss Prognose: nur Kernkraftwerk Mühleberg nicht mehr in Betrieb, Pumpspeicherkraftwerk Nant de Drance in Betrieb: Installierte Kapazität CH deshalb 24.3 GW (davon 4.3 GW Wind und Solar);
- Transportkapazität für Import: flussbasierte Marktkopplung ohne CH-Beteiligung, Import-NTC deshalb trotz Netzausbau 2025 maximal 6.65 GW;
- Für Import relevante Engpässe im Ausland: Realisierung der DC-Leitungen innerhalb Deutschlands gemäss Planung;



- Produktion F: installierte Kapazität F-KKW: 52 GW, normale Verfügbarkeit, insgesamt installierte Leistung 143 GW (davon 51 GW Wind und PV);
- Produktion D: ohne D-KKW, keine Berücksichtigung der diversen Reserven (da diese nicht am Markt angeboten werden dürfen); insgesamt installierte Leistung 216 GW (davon 124 GW Wind und PV);
- Produktion Italien: 112 GW gemäss Midterm-Adequacy-Forecast von ENTSO-E (MAF) (davon 37 GW Wind und PV).

#### **Stressszenario 1 - 2025: CH/F - KKW eingeschränkt**

- Grundannahmen wie im Basisszenario 2025;
- Kraftwerkspark CH: ohne KKB I+II im Winter (technisch bedingt);
- Für Import relevante Netzengpässe: Realisierung der DC-Leitungen innerhalb Deutschlands verzögert sich: Import-NTC D-CH werden deshalb windabhängig<sup>v</sup> modelliert;
- Produktion F: 33% der 2025 installierten Kapazität F-KKW (52 GW) ist im Winter aufgrund technischer Restriktionen nicht verfügbar: gegenüber dem Basisszenario sind dies minus 17.4 GW;
- Kein Import aus Italien im Jan und Feb aus netztechnischen Gründen.

#### **Stressszenario 2 - 2025: ohne CH-KKW**

- Grundannahmen wie Stressszenario 1-2025;
- jedoch ohne CH-KKW im Winter aufgrund technischer Restriktionen.

#### **Stressszenario 3 - 2025: forcierter Kohleausstieg**

Die Eckpunkte dieses Szenarios wurden u.a. auf Anregung von Marktteilnehmern festgelegt.

- Grundannahmen wie Stressszenario 2-2025;
- aber forcierter Ausstieg Kohle in D und IT mit Teilkompensation durch Neubau Gaskraftwerke, d.h. Minus 8.5 GW;
- und ohne Grande Dixence ganzjährig.

---

<sup>v</sup> Windabhängigkeit resultiert aus Redispatch-Aufwand Deutschlands in Zeiten mit hohem Windaufkommen im Norden. Dabei kann der im Norden produzierte Strom wegen fehlender Leitungen nicht in den Süden Deutschlands transportiert werden – gleichzeitig muss der Bedarf im Süden durch eine Erhöhung der Stromproduktion im Süden gedeckt werden (Redispatch innerhalb Deutschland). Damit einher geht eine Reduktion der NTC Kapazitäten von Süd-Deutschland ins Ausland, und somit auch in die Schweiz.



### Eintrittswahrscheinlichkeit der unterlegten Szenarien

Bei der Definition der Szenarien (und auch bei der Interpretation der Ergebnisse) ist zu beachten, dass die getroffenen Annahmen die Ergebnisse stark beeinflussen. So kann zum Beispiel die Annahme, ob ein Import aus Italien „nur“ während einem oder aber während zwei Monaten unterbrochen ist, die Ergebnisse um Faktoren beeinflussen. Methodisch<sup>vi</sup> wäre es zwar denkbar, solche „Annahmen“ als variable Parameter zu modellieren. Das Problem dabei ist, dass für deren Modellierung der empirische Zusammenhang nicht evident ist. Durch die Berücksichtigung dieser Stressfaktoren als exogene Annahme in zusätzlichen (Stress-)Szenarien wird bezweckt, dass der Ergebnisraum trotz fehlender Empirie erweitert wird.

Trotz der fehlenden Empirie soll bei der Herleitung und Begründung des Handlungsbedarfs möglichst transparent dargestellt werden können, auf welchen Annahmen die Situationsanalyse erfolgte. Ohne Anspruch auf objektive Richtigkeit sei deshalb hier aufgeführt, wie wahrscheinlich das Eintreten der vier betrachteten Szenarien von der EICom beurteilt wird:

<b>Szenario</b>	<b>Bemerkungen</b>	<b>Häufigkeit: x Mal in 100 Jahren<sup>vii</sup></b>
Basisszenario 2025	Wahrscheinliches Szenario; kritisch erscheint die Realisierungswahrscheinlichkeit der innerdeutschen DC-Leitungen	80
Stressszenario 1-2025 CH/F-KKW eingeschränkt	Eine vergleichbare Situation ist im Winter 2016/17 eingetreten; Aufgrund des Alters des KW-Parks ist die Eintrittswahrscheinlichkeit tendenziell zunehmend	10
Stressszenario 2-2025 ohne CH-KKW	Wie Stressszenario 1-2025, jedoch aufgrund zusätzlicher Verknüpfung weniger wahrscheinlich	4
Stressszenario 3-2025 forcierter Kohleausstieg	Wie Stressszenario 2-2025, jedoch aufgrund zusätzlicher Verknüpfung weniger wahrscheinlich	2

<sup>vi</sup> Das Beispiel vom Fall ohne Importe aus Italien zeigt, wie schwierig die Quantifizierung der Wahrscheinlichkeitsfunktion eines Szenarios sein kann. Gesetztensfalls, dass auch politisch getriebene Stressfaktoren mittels Wahrscheinlichkeitsverteilung quantifiziert werden, könnte das gemeinsame Auftreten der einzelnen Funktionen durch die stochastische Kombination von Wahrscheinlichkeitsfunktionen mittels „Faltung“ bestimmt werden.

<sup>vii</sup> Die Häufigkeit der Szenarien ist unabhängig voneinander, d.h. die Summe der Häufigkeit aller Szenarien kann kleiner oder grösser 100 sein



### Würdigung und Kritik zur probabilistischen Betrachtung

Das verwendete Modell ist umfassend und komplex. Es werden in stündlicher Auflösung für zahlreiche Länder Eingangsgrössen kombiniert und Ergebnisse ausgegeben. Die hohe Komplexität des Modells darf aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass es die Realität der Märkte dennoch nur vereinfacht abzubilden vermag. Das Modell berücksichtigt zum Beispiel nicht, dass die Marktinformationen nicht vollständig vorliegen (z.B. gibt es in der Realität unterschiedliche Preise je Markt – je nach Vorlauf/Fristigkeiten). Weiter sind politische Entscheidungen (z.B. Aufteilung von Preiszonen, Redispatcheinsatz zugunsten Export, CO2-Politik) sowie die Preisentwicklung von Energie insgesamt (Öl, Gas, Kohle) als exogene Faktoren in den Eingangsgrössen der Szenarien abgebildet. Das heisst, dass grundsätzliche Markt(design)parameter nicht im Sinne von variablen Parametern bzw. variablen Szenarien einfließen.

Diese Vereinfachungen bedeuten nicht zwangsläufig, dass das Modell die Situation systematisch über- oder unterschätzt. Folgende Annahmen im Modell sind mit Unsicherheiten behaftet und führen dazu, dass das Ergebnis eher zu optimistisch oder zu pessimistisch ausfällt:

	Ergebnis zu	
	optimistisch	pessimistisch
Exportbereitschaft der Nachbarländer <sup>viii</sup>	x	
Zusätzliche <sup>ix</sup> Ausserbetriebnahmen von Grundlast-KW	x	
Volle Informationsverfügbarkeit über den Zeitraum von einer Woche	x	
Keine Preiselastizität verbrauchsseitig in CH		x
Unvollständige Preissensitivität angebotsseitig <sup>x</sup>		x
Nichtberücksichtigung von ausländischen Reserven		x

<sup>viii</sup> Diese Annahme ist vielschichtig und beinhaltet u.a., dass

- wirtschaftspolitische Entscheidungen der Nachbarländer gravierende Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit der Schweiz haben können,
- (auch importierte) Preisspitzen zugelassen werden,
- die Bereitschaft von Seiten Politik, nationaler Regulator und TSO gegeben ist, z.B. Abrufe für Reserven für die Aufrechterhaltung von Exporten, von denen andere Länder profitieren, national zu finanzieren.

<sup>ix</sup> d.h. wirtschaftlich bedingte Ausserbetriebnahmen, die über den Rahmen der historischen Nichtverfügbarkeiten von Grundlast-KW in den Stressszenarien hinaus gehen

<sup>x</sup> Z.B. Notstromaggregate würden bei sehr hohen Preisspitzen nach Möglichkeit auch produzieren



#### 4. Ergebnisse

Die Ergebnisse für ENS und LOLE in 2025 belaufen sich auf:

Szenario	Land	ENS Median	ENS Durchschnitt	ENS P95	LOLE Median	LOLE Durchschnitt	LOLE P95
		GWh	GWh	GWh	Stunden	Stunden	Stunden
Basisszenario 2025	FR	0.0	37.8	116.1	0.0	8.1	52.0
	CH	0.0	0.3	1.1	0.0	1.7	10.0
Stressszenario 1-2025 CH/F-KKW eingeschränkt	FR	568	1232	5035	191	248	619
	CH	9	17	58	73	88	192
Stressszenario 2-2025 ohne CH-KKW	FR	804	1538	5608	241	300	665
	CH	203	320	962	541	579	945
Stressszenario 3-2025 forcierter Kohleausstieg	FR	1019	1756	5913	269	321	746
	CH	278	383	944	586	628	1192

##### Basisszenario 2025

Die numerischen Ergebnisse für das Basisszenario zeigen, dass in diesem wahrscheinlichen Szenario gemäss Modellrechnung nicht mit einem Versorgungsengpass zu rechnen ist. Der Durchschnitt aller Ziehungen ergibt sowohl für „Energy Not Supplied“ (ENS) wie auch für die Zeitdauer eines Versorgungsengpasses „Loss Of Load Expected“ (LOLE) Werte gleich oder nahe bei null. Da auch bei den P95-Werten der über 1000 Iterationen keine Versorgungslücke errechnet wird und die Eintrittswahrscheinlichkeit dieses Szenarios mit 80% angenommen wird, deuten die Resultate auf eine grundsätzliche Robustheit des Systems in diesem Szenario für 2025.

Sind diese Resultate plausibel? Die Ergebnisse erscheinen insofern als plausibel, als dass der durchschnittliche Importbedarf im Winterhalbjahr für dieses Szenario rund 550 MW beträgt und damit vergleichbar ist mit jenem vom Winter 2012/13. Der maximale Netto-Import beträgt in diesem Szenario 6650 MW. Gemäss einer Modellrechnung mit dem Klimajahr 1987 findet ein Import mit mehr als 6'000 MW vornehmlich zu Schwachlastzeiten im Winterhalbjahr während rund 40 Stunden statt. Da in diesem Basisszenario von einer „normalen“ Verfügbarkeit des französischen Kraftwerkparks ausgegangen wird, ist die Exportfähigkeit Frankreichs gegeben. Die Situation in Deutschland ist weniger klar: Da die Schweiz primär im Winterhalbjahr Importbedarf hat und die aus Kernkraft produzierte Bandenergie im Süden Deutschlands im Winterhalbjahr primär durch Wind im Norden substituiert werden sollte, ist die Unsicherheit einer termingerechten Realisierung der innerdeutschen Netzverstärkungen bei diesem Szenario mit zu beachten (die termingerechte Realisierung wird in diesem Szenario als gegeben angenommen).



### **Stressszenario 1-2025 (CH/F-KKW eingeschränkt)**

Im ersten Stressszenario (CH/F-KKW eingeschränkt) resultieren im Durchschnitt in der Schweiz rund 20 GWh ENS. Der P95-Wert ist mit knapp 60 GWh dreimal so gross. Die LOLE-Werte sind in der Grössenordnung zwischen 90 (Durchschnitt) und 190 Stunden (P95). Dieses Szenario ist insofern wichtig, weil es im Vergleich zum Basisszenario nicht mehr von einer hohen Verfügbarkeit des französischen Kraftwerkparks und der termingerechten Beseitigung der innerdeutschen Netzengpässe durch den Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes in Nord-Süd-Richtung ausgeht. Die Wahrscheinlichkeiten dieser Annahmen sind nicht vernachlässigbar. Dass in diesem Szenario die Stunden mit ENS zunehmen, erscheint plausibel. Wesentlicher Treiber bei diesem Szenario ist der Versorgungsengpass in Frankreich.

Die berechneten ENS-Werte mit knapp 60 GWh sind zwar nicht mehr nahezu Null, jedoch von der Grössenordnung her immer noch in einem Bereich, der in einem Marktumfeld (Nachfrageelastizität, Maximierung Importe durch Einsatz von Redispatch) handhabbar sein dürfte. Auch bei diesem nicht unwahrscheinlichen Szenario dürfte es deshalb nicht zu einem Versorgungsausfall kommen.

### **Stressszenario 2-2025 (ohne CH-KKW)**

Aufbauend auf das Stressszenario 1-2025 (CH/F-KKW eingeschränkt) wurde im Stressszenario 2-2025 (ohne CH-KKW) die Annahme getroffen, dass zusätzlich die beiden CH Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt im Winter ausser Betrieb sind. Der berechnete Durchschnittswert für ENS im Stressszenario 2-2025 beträgt in diesem Fall bereits 320 GWh, wobei durchschnittlich pro Jahr 579 Stunden mit ENS aufgetreten sind. Der P95-ENS-Wert beträgt in diesem Szenario 960 GWh, wobei bei der P95-Ziehung während über 940 Stunden ENS aufgetreten sind.

Diese Werte erscheinen insbesondere im Vergleich zu den Werten im Stressszenario 1-2025 (CH/F-KKW eingeschränkt) als plausibel. Der Wegfall von CH-Bandenergie im Winter bedingt zusätzlichen Stress. Die hohe Relevanz/Wirkung der beiden Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt auf die ENS (im Vergleich zu Stressszenario 1-2025) resultiert aus der substantiellen Winterproduktion dieser beiden Kraftwerke im Umfang von rund 8 TWh. Die im Vergleich zum Stressszenario 1-2025 fehlende Energiemenge kann immerhin durch 6.5 - 7 TWh zusätzlichen Import kompensiert werden – so dass „nur“ rund eine Terawattstunde ENS resultiert. Aufgrund der inkrementellen Betrachtung im Verhältnis zum Stressszenario 1-2025 lässt sich eine Sensitivität von rund 4% herleiten: Das Delta an ENS (Durchschnitt) dieser beiden Stressszenarien beträgt rund 300 GWh (320 – 17 GWh). Im Verhältnis zur Minderproduktion von rund 8000 GWh resultieren ca. 4%.

Klar ist, dass der Beurteilung der Exportfähigkeit Deutschlands in einem solchen Szenario eine hohe Bedeutung zukommt. Dabei stellt sich insbesondere die Frage, inwiefern deutsche Reserven (Netz-, Winter-, Stabilitätsreserven) in solchen Situationen eingesetzt würden.



Die Ergebnisse für ENS und LOLE liegen in einem Bereich, die bei diesem Szenario auf einen möglicherweise markanten Versorgungsausfall in der Schweiz hinweisen. In Verbindung mit der tiefen Eintrittswahrscheinlichkeit ist es trotz dieser Ergebnisse vertretbar, aktuell keine Sofortmassnahmen nach Artikel 9 StromVG zu ergreifen. Für den Fall, dass sich die Eintrittswahrscheinlichkeit dieses Szenarios erhöht, sollten kurzfristig auslösbare Massnahmen vorbereitet werden.

### **Stressszenario 3-2025 (Forcierter Kohleausstieg)**

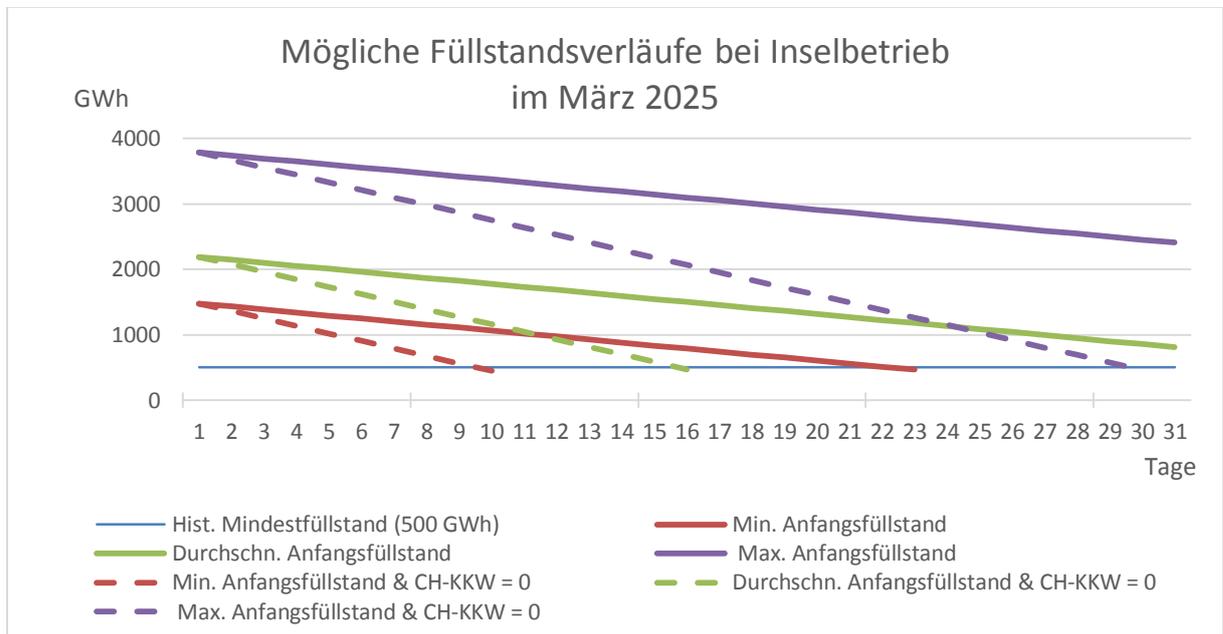
Die numerischen Ergebnisse zum Stressszenario 3-2025 zeigen eine Zunahme des Risikos um rund 16% gegenüber dem Stressszenario 2-2025 (ohne CH-KKW). Diese vergleichsweise moderate Zunahme von ENS/LOLE ist insofern plausibel, als dass der Schweiz mit diesem Szenario im Winterhalbjahr zusätzlich eine Energiemenge von rund 1 Terawattstunde gegenüber dem Stressszenario 2-2025 (ohne CH-KKW) „entzogen“ wird. Die Sensitivität der CH-Produktion hat hier die gleiche Grössenordnung. Das Delta an ENS zum Stressszenario 2-2025 beträgt gut 60 GWh (383 – 320 GWh). In Relation zu der rund 1000 GWh geringeren Winterproduktion in der Schweiz resultiert eine Sensitivität von ca. 6%.

Auch bei diesen Ergebnissen gilt: Je häufiger mit Ausfällen zu rechnen ist, umso stärker liegt der Handlungsdruck für diese Situationen auf der Beeinflussung politischer Entscheidungen im Ausland. Und wie im Stressszenario 2-2025 wären für die EICom vorbereitete, kurzfristig auslösbare Massnahmen als Handlungsoption sinnvoll.

## **5. Deterministische Betrachtung der EICom**

Neben der probabilistischen Betrachtung hat die EICom auch eine einfache deterministische Rechnung für den März 2025 durchgeführt. Der März wurde gewählt, da in diesem Zeitbereich typischerweise die Speicherwasserstände tief und die Laufwasserproduktion gering sind und es durchaus noch zu längeren und ausgeprägten Kälteperioden kommen kann.

Startpunkt der Überlegungen sind Annahmen für Verbrauch und Produktion in der Schweiz, die sich auf Annahmen für 2025 (Basisszenario der probabilistischen Betrachtung) abstützen. Zusätzlich werden auf Basis historischer Daten mögliche Speicherstände Anfang März geschätzt. Mit diesen Annahmen wird die Dauer in Tagen bestimmt, während der der Schweizer Stromverbrauch ohne Austausch mit dem Ausland, d.h. nur mit CH Produktion gedeckt werden könnte.



Die Abbildung zeigt für verschiedene Anfangsspeicherstände im März, während wie vielen Tagen eine Deckung des CH Verbrauchs nur mit der CH Produktion (mit und ohne Kernenergie) aufrechterhalten werden kann.

Im Fall eines minimalen Anfangsspeicherstands Anfang März in Höhe von 14.8% (entspricht rund 1500 GWh) kann die Deckung während rund 22 Tagen aufrechterhalten werden. Bei einem durchschnittlichen Anfangsspeicherstand am Monatsanfang in Höhe von 24.9% (rund 2200 GWh) wie auch bei einem maximalen Anfangsspeicherstand in Höhe von 43% (rund 3800 GWh) kann die Deckung während aller Tage im März und auch im Folgemonat April aufrecht erhalten werden. Stünde ab Anfang März bei den gleichen Anfangsspeicherständen auch die gesamte CH Nuklearproduktion nicht zur Verfügung, reduzieren sich diese Werte deutlich auf rund 9, 15 bzw. 29 Tage (vgl. gestrichelte Linien in der Grafik).

Ein direkter Vergleich mit den Ergebnissen des probabilistischen Modells ist aus verschiedenen Gründen nicht möglich. Die deterministische Betrachtung kann aber Aufschluss darüber geben, wie robust die schweizerische Versorgung aufgrund der möglichen Eigenversorgung im März zu beurteilen ist.



## 6. Schlussfolgerungen der EICom

Vorab ist darauf hinzuweisen, dass die Beurteilung der System-Adäquanz mit Zeithorizont 2025 mit einigen Unsicherheiten verknüpft ist. Die numerischen Resultate widerspiegeln primär die den betrachteten Szenarien zu Grunde gelegten Annahmen.

Dass im wahrscheinlichsten Basisszenario 2025 trotz eingeschränkter Importverfügbarkeit (aufgrund der Nichtberücksichtigung der CH-Anliegen im Rahmen der flussbasierten Marktkopplung und XBID) auch im P95-Fall praktisch keine ENS resultiert, erscheint aufgrund der hohen Verfügbarkeit des schweizerischen und französischen Kraftwerkparks plausibel.

Die berechneten ENS-Werte zum Stressszenario 1-2025 (CH/F-KKW eingeschränkt) sind demgegenüber zwar nicht mehr nahezu Null, jedoch von der Grössenordnung her immer noch in einem Bereich, der in einem Marktumfeld (Nachfrageelastizität, Maximierung Importe durch Einsatz von Redispatch) handhabbar sein dürfte. Auch bei diesem nicht unwahrscheinlichen Szenario dürfte es deshalb nicht zu einem Versorgungsausfall kommen.

Die beiden Stressszenarien 2-2025 (ohne CH-KKW) und 3-2025 (forcierter Kohleausstieg) ergeben hingegen signifikante ENS-Werte. Dabei ist aber zu beachten, dass die Eintrittswahrscheinlichkeiten dieser beiden Szenarien mit einer geschätzten Häufigkeit von 1-2 Mal alle 50 Jahre deutlich geringer ist als jene im Basis- und im ersten Stressszenario.

### Fazit:

Aus den Resultaten der Adequacy Betrachtungen für 2025 lässt sich folgern, dass die System-Adäquanz in den wahrscheinlichen Szenarien (Basisszenario 2025 und Stressszenario 1-2025) durch den Markt gewährleistet werden kann.

Da bis 2025 in Deutschland wie auch in Frankreich substantiell Bandproduktion ausser Betrieb genommen wird, nimmt die Bedeutung der Verfügbarkeit der verbleibenden französischen (und schweizerischen) Produktion im Winterhalbjahr weiter zu. Stresssituationen sind vor allem in Kältephasen zu erwarten, wenn die Exportfähigkeit Frankreichs eingeschränkt ist.

Die Resultate der Stressszenarien für 2025 zeigen aber auch, dass bei einer Verkettung unglücklicher Umstände Situationen mit ENS nicht ausgeschlossen werden können. In diesen wenig wahrscheinlichen Szenarien dürfte entscheidend sein, in welchem Umfang Reserven (innerhalb oder ausserhalb des Marktes) aktiviert werden können. Die deterministische Betrachtung zeigt, dass die Eigenversorgung der Schweiz durch die normale Reserve mit Speicherwasser im März über eine begrenzte Dauer möglich ist.



### Handlungsbedarf aus Sicht EICom:

Gestützt auf die derzeitige Situation und die Ergebnisse für die wahrscheinlichen Szenarien drängen sich nach Einschätzung der EICom keine Sofortmassnahmen nach Artikel 9 StromVG auf.

Die Wahrscheinlichkeiten der wesentlichen Treiber (Verfügbarkeit CH- & F-KKW, Exportfähigkeit Deutschlands, d.h. Verfügbarkeit innerdeutscher Transportkapazität, bzw. Verfügbarkeit süddeutscher Redispatchkapazität/Reserven) können jedoch auch kurzfristig ändern. Daher legt die EICom den Fokus auf die Vorbereitung von rasch umsetzbaren Massnahmen. Konkret sind Arbeiten im Gange, um die Verfügbarkeit von Schweizer Redispatch-Dienstleistungen insgesamt zu erhöhen und deren Abgeltung neu zu regeln; diese nationale Massnahme würde in Phasen eingeschränkter deutscher Transportkapazität zumindest dafür sorgen, dass Importe nicht noch zusätzlich wegen Engpässen im Schweizer Übertragungsnetz einzuschränken sind. Noch weiter geht die Etablierung von so genannten Winterprodukten (für den Redispatch zur Entlastung kritischer Netzelemente bei hohem Import) für die Aufrechterhaltung der Importe bei kritischen Netzkonstellationen.

Eine mögliche Ausweitung der Winterprodukte für die Vorhaltung von Versorgungsenergie lässt sich mit Artikel 20 StromVG jedoch nicht begründen. Eine solche Ausweitung müsste deshalb bei Bedarf kurzfristig im Sinne einer Notmassnahme auf Basis von Artikel 9 StromVG etabliert werden. Eine solche Ausweitung hätte den Charakter einer strategischen Reserve. Aufgrund der aktuellen Rechtsgrundlage (Entflechtung und Handelsverbot für nationale Netzgesellschaft) darf diese aber nicht von Swissgrid vorgehalten werden.

Die EICom begrüsst grundsätzlich, dass das BFE im Rahmen der Revision StromVG die Etablierung einer strategischen Reserve prüft. Im Sinne des Subsidiaritätsprinzips und mit Blick auf die potenzielle Wechselwirkung mit dem Markt (z.B. Verringerung der Liquidität bzw. Verteuerung der Regelenergie, Moral Hazard für Marktakteure bei der Bewirtschaftung der Marktrisiken) erscheint allerdings eine grundsätzliche Zurückhaltung für staatliche Massnahmen angezeigt. Aus Sicht EICom wäre es deshalb zu begrüssen, wenn der Bundesrat eine sofort auslösbare, vorbehaltene Massnahme vorbereitet, um eine Ausweitung der Winterprodukte für Versorgungsenergie nach Artikel 9 StromVG bei Bedarf auch kurzfristig zu ermöglichen. Die konkrete Umsetzung dieser vorbehaltenen Massnahme sollte aber nur bei einer erhöhten Eintrittswahrscheinlichkeit eines Krisenszenarios erfolgen. Im Rahmen der Vorbereitungsarbeiten wären insbesondere zu klären, welche Institution die Umsetzung auslöst, wer die benötigte Menge wie definiert und wer sie ausschreibt, bzw. beschafft und unter welchen Bedingungen diese Energie für die Versorgung zum Einsatz kommen kann.

Die Ergebnisse der Berechnungen für 2025 zeigen allerdings auch, dass die Anfälligkeit der Systemadäquanz insbesondere mit den Ausserbetriebnahmen der Kernkraftwerke zunehmen wird. Mit Blick auf die Systemstabilität ist die politische Diskussion notwendig, wie die von diesen Kraftwerken im Winter produzierte Elektrizität im Inland substituiert werden soll. Die Notwendigkeit für Markteingriffe und Notmassnahmen liesse sich deutlich reduzieren, wenn ein substanzieller Teil der Winterproduktion der



heutigen Kernkraftwerke weiterhin im Inland erzeugt wird. Dabei ist zu beachten, dass ein Grossteil der im Winterhalbjahr importierten Energie auch im Ausland fossil produziert wird.

Empfehlungen der EICom:

1. Konkrete Sofortmassnahmen nach Artikel 9 StromVG sind aktuell keine zu ergreifen.
2. Die Zeit für die Umsetzung von Massnahmen nach Artikel 9 StromVG ist durch die Vorbereitung von sofort auslösbaren, vorbehaltenen Massnahmen für die Vorhaltung von Versorgungsenergie im Sinne einer strategischen Reserve zu reduzieren. Dabei müssten insbesondere die Fragen zur Governance zur Beschaffung und Freigabe der Versorgungsenergie geklärt werden.
3. Sollte sich die Importabhängigkeit der Schweiz in den Winterhalbjahren durch Stilllegungen von Kernkraftwerken gegenüber heute merklich verändern (erhöhen), ist zur Gewährleistung der Systemstabilität dafür zu sorgen, dass ein substantieller Teil der wegfallenden Winterproduktion der Kernkraftwerke weiterhin im Inland produziert wird.



## Glossar

ATC	Available Transfer Capacity
BFE	Bundesamt für Energie
CH-KKW	Schweizerische Kernkraftwerke
DC	Gleichstrom
ENS	Energy Not Served (nicht gelieferte Energie)
ENTSO-E	Organisation der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (Strom)
F-KKW	Französische Kernkraftwerke
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
KKG	Kernkraftwerk Gösgen
KKL	Kernkraftwerk Leibstadt
KW	Kraftwerk
LOLE	Loss Of Load Event (Anzahl Stunden ENS)
LOLP	Loss Of Load Probability
MAF	Midterm Adequacy Forecast von ENTSO-E
NTC	Net Transfer Capacity (kommerziell nutzbare Grenzkapazität)
PECD	Pan European Climate Database
PLEF	Pentalaterales Energieforum (B, D, NL, Lux, F; inkl. A und CH)
PV	Photovoltaik
P95	Angabe zum Konfidenzintervall (95% Quantil)
StromVG	Stromversorgungsgesetz 734.7
TSO	Transmission System Operator
TWh	Terawattstunden
XBID	Europäische Handelsplattform für den Intradaymarkt



**Datum:** 31. Mai 2018

**Ort:** Bern

**Auftraggeber:**

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom  
Christoffelgasse 5  
CH-3003 Bern  
[www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch)

**Auftragnehmer:**

Swissgrid AG  
Bleichemattstrasse 31  
Postfach  
CH-5001 Aarau

**Autor:**

Swissgrid

**«System Adequacy 2025»–  
Berechnungen zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2025**

Im Auftrag der EICom

**Technischer Abschlussbericht**

Autor: Swissgrid

**Inhaltsverzeichnis**

<b>1. Executive Summary .....</b>	<b>19</b>
<b>2. Hintergrund, Motivation und Aufbau des technischen Berichts .....</b>	<b>23</b>
<b>3. Methodik .....</b>	<b>26</b>
3.1. Probabilistische Eingangsgrössen .....	26
3.1.1. Klimaabhängige probabilistische Eingangsgrössen .....	27
3.1.2. Klimaunabhängige probabilistische Eingangsgrössen .....	31
3.2. Konstante Eingangsgrössen .....	32
3.3. Simulation .....	32
3.4. Adequacy-Indikatoren.....	34
3.5. Abschätzung der Konvergenz und Anzahl der nötigen Iterationen .....	34
<b>4. Annahmen in Basisszenario und Stressszenarien .....</b>	<b>35</b>
4.1. Systemgrenze.....	36
4.2. Verbrauch und Kraftwerkspark im Jahr 2025 .....	37
4.3. Annahmen zu Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preisen .....	39
4.4. Annahmen zu Grenzkapazitäten (NTC) .....	40
4.5. Regelreserven .....	41
<b>5. Resultate und technische Interpretation.....</b>	<b>41</b>
5.1. Basisszenario .....	42
5.2. Stressszenarien S1-2025 und S2-2025: Ausfall der Kernkraftwerke in der Schweiz und im Ausland .....	43
5.3. Stressszenario 3: Stressszenario 2 + Kohleausstieg in Deutschland und Italien .....	47
<b>6. Schlussfolgerungen .....</b>	<b>49</b>

## 1. Executive Summary

Mit der Liberalisierung des Strommarkts und den technologischen Entwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien ist es zu starken Veränderungen des europäischen Stromsystems gekommen. Internationaler Stromhandel und dargebotsabhängige Erzeugung aus Windkraft, Laufwasserkraft und Photovoltaik machen bereits heute einen signifikanten Anteil der Stromversorgung aus, der zukünftig noch weiter wachsen wird. Neben den daraus resultierenden positiven Effekten in Bezug auf die Nachhaltigkeit der Stromerzeugung entstehen neue Herausforderungen, z.B. hinsichtlich der Kosten dieses Systemumbaus. Auch können mögliche negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit entstehen, die für eine hochentwickelte Industrieregion wie Europa (und die Schweiz) von besonderer Bedeutung ist.

Obwohl Swissgrid nicht für die Energieversorgung der Endkunden verantwortlich ist, kommt ihr als Systemverantwortliche für den Unterhalt, Ausbau und den Betrieb des Schweizer Stromübertragungsnetzes eine wichtige Rolle bei der Versorgungssicherheit zu. Sie ist kurzfristig für die Systemsicherheit („System Security“)<sup>1</sup> und mittel- und langfristig für die Verfügbarkeit des Übertragungsnetzes („Transmission Adequacy“) verantwortlich. Auch wenn Swissgrid nicht für den Bau und den Betrieb von Kraftwerken („Generation Adequacy“) zuständig ist, spielen die Verfügbarkeit und die Ausbaupläne von Kraftwerken eine wichtige Rolle, damit auch zukünftig ein sicherer Stromnetzbetrieb gewährleistet werden kann. Swissgrid verfügt aufgrund ihrer Aufgaben im Rahmen der strategischen Netzplanung sowie durch die Zusammenarbeit mit den europäischen Übertragungsnetzbetreibern über die methodischen Kenntnisse, um auch diese Fragen gemäss internationalem „state of the art“ der TSOs<sup>2</sup> zu analysieren.

Vor diesem Hintergrund hat die EICom Swissgrid beauftragt, die von der EICom vorgegebenen Szenarien der «System Adequacy» in der Schweiz für das Jahr 2025 zu simulieren. Mittels einer von Swissgrid durchgeführten Analyse soll die Frage: «Gibt es zukünftig in der Schweiz ausreichend Erzeugungs- und/oder Importkapazität, um die Versorgung auch in Stunden mit hoher Stromnachfrage zu gewährleisten?» adressiert werden. Dies beinhaltet auch die Berücksichtigung der entsprechenden Verfügbarkeit von grenzüberschreitenden Netzkapazitäten. Die Vorgaben für die Durchführung der Analysen sowie die Definition der Szenarien hat die EICom festgelegt.

### Methodik und Szenarien

Die Methodik der vorliegenden Berechnungen ist analog zur Adequacy-Untersuchung 2017, welche Swissgrid ebenfalls im Auftrag der EICom durchgeführt hat<sup>3</sup>, und baut auf Adequacy-Analysen im Rahmen des Pentalateralen Energie-Forums (PLEF)<sup>4</sup> und der ENTSO-E auf. Die Annahmen im Basisszenario zum Kraftwerkspark und Verbrauch stammen aus der MAF-Studie<sup>2</sup> von ENTSO-E aus dem Jahr 2017 und stellen die wahrscheinlichste Entwicklung des europäischen Stromsystems in 2025 dar. Die Annahmen für den Verbrauch in der Schweiz in 2025 als Input für den MAF orientieren sich an den Annahmen der Energiestrategie 2050 (Szenario „Neue Energiepolitik“ (NEP)). In der Analyse werden klimaabhängige Eingangsparameter wie die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen, die Wasserverfügbarkeit, die Last und klimaunabhängige Parameter wie ungeplante KW-Ausfälle nach dem Zufallsprinzip in 1023 Iterationen miteinander kombiniert. Eine Iteration besteht jeweils aus einem Klimajahr für die klimaabhängigen Eingangsparameter und einer Ausfallkombination für die ungeplanten Kraftwerksausfälle. Das Klimajahr wird für jede der 1023

1 Die Bilanzgruppenverantwortlichen sind für die Ausgeglichenheit ihrer jeweiligen Bilanzgruppen verantwortlich. Swissgrid kann Unausgeglichenheiten nur in begrenztem Umfang kompensieren (z.B. bei Prognosefehlern, vorübergehend bei Kraftwerksausfällen).

2 ENTSO-E, „Mid-term Adequacy Forecast 2017 edition“. Abrufbar unter [https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF\\_2017\\_report\\_for\\_consultation.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2017_report_for_consultation.pdf)

3 Schlussbericht „System Adequacy 2020“. Abrufbar unter [https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2017/Schlussbericht%20System%20Adequacy%202020%20.pdf.download.pdf/Schlussbericht\\_System\\_Adequacy\\_2020\\_-\\_Studie\\_zur\\_Versorgungssicherheit\\_der\\_Schweiz.pdf](https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2017/Schlussbericht%20System%20Adequacy%202020%20.pdf.download.pdf/Schlussbericht_System_Adequacy_2020_-_Studie_zur_Versorgungssicherheit_der_Schweiz.pdf)

4 „Pentalateral Energy Forum Support Group 2 - Generation Adequacy Assessment“. Abrufbar unter <https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/51199.pdf>

Kombinationen aus 34 historischen Jahren zufällig gezogen. Für dieselbe Iteration wird die jeweilige Ausfallkombination aus 10'000 möglichen Kombinationen zufällig gezogen. Das wichtigste Ergebnis einer solchen Analyse ist die Wahrscheinlichkeit, dass der Verbrauch nicht gedeckt werden kann. Die Änderungen der Annahmen gegenüber der MAF-Studie betreffen hauptsächlich folgende Aspekte:

- » Net Transfer Capacity (NTC)<sup>5</sup> Reduktion an Schweizer Grenzen: Es wird in allen Szenarien davon ausgegangen, dass die Schweiz im Jahr 2025 noch kein Stromabkommen mit der EU haben wird und dementsprechend an der impliziten flussbasierten Kapazitätsvergabe und -allokation nicht teilnehmen kann. Durch die zunehmende flussbasierte Marktkopplung in Gesamteuropa wird die Schweizer Netzinfrastruktur vermehrt durch den Stromhandel zwischen EU-Mitgliedsstaaten belastet. Diese Belastung des Netzes kann nicht für den eigenen Austausch mit den Nachbarländern genutzt werden, so dass die Schweiz die NTC-Werte teilweise reduzieren muss.
- » Einbezug vertikaler und horizontaler interner Engpässe: Die Grenzkapazitäten von Österreich in die Schweiz (AT>CH) und von Deutschland in die Schweiz (DE>CH) wurden aufgrund der internen Engpässe in Deutschland in den Stressszenarien reduziert. Gemäss aktueller Praxis wird der NTC in Richtung Schweiz bei hoher Windproduktion in Deutschland durch die ÜNB reduziert, um den Nord-Süd-Fluss innerhalb Deutschlands zu beschränken. Die resultierenden NTC-Werte liegen zwischen 800 und 1'700 MW (Grenze DE>CH) bzw. zwischen 400 und 800 MW (Grenze AT>CH) und hängen vom gewählten Klimajahr ab. In den Stressszenarien wird davon ausgegangen, dass der Ausbau der Nord-Süd-Verbindungen innerhalb Deutschlands noch nicht abgeschlossen ist. Dadurch gibt es nach wie vor die Notwendigkeit der beschriebenen NTC-Reduktionen.
- » Erhöhung der installierten Leistung in der Schweiz: Im Unterschied zur MAF-Studie sind beide Blöcke des KKW Beznau in Betrieb.
- » Anpassung der Modellierung der Regelreserven in der Schweiz: Im Ausland wird in allen Stunden der maximal mögliche Regelenergieabruf zur Last addiert. Vor allem in den Ländern mit hohem Anteil an flexiblen Wasserkraftwerken wie der Schweiz würde dieser Ansatz dazu führen, dass viel mehr Speicherwasser als notwendig für die Regelreserven reserviert würde. Deswegen wird der Bedarf an Regelenergie in der Schweiz anhand der historischen Aktivierungen dimensioniert. Die 941 MW Regelleistung in der Schweiz werden als nicht verfügbare Produktionskapazität betrachtet, und die durchschnittliche historisch abgerufene positive Regelenergie in der Höhe von 0.4 TWh/a wird von der verfügbaren Speicherproduktion abgezogen.

Das der Analyse zugrundeliegende von der EICom vorgegebene Basisszenario für das europäische Stromsystem 2025 orientiert sich an den Szenarien der Energiestrategie 2050 und ist konsistent mit der Netzplanung von Swissgrid. Bei letzterer wird davon ausgegangen, dass das von Swissgrid geplante strategische Netz 2025 im Jahr 2025 realisiert ist. Dabei ist zu beachten, dass die Dimensionierung des Netzes nicht auf Basis von Extremszenarien (wie die von der EICom für diese Untersuchung vorgegeben Stressszenarien) erfolgt, sondern dem Basisszenario entspricht.

Zufällige Kraftwerksausfälle werden basierend auf statistisch ermittelten Wahrscheinlichkeiten modelliert. Drei unterschiedliche – ebenfalls von der EICom definierte – Stressszenarien S1-2025, S2-2025 und S3-2025 berücksichtigen zusätzlich den gleichzeitigen Ausfall von Kernkraftwerken in Frankreich und in der Schweiz, den Ausfall von weiteren Erzeugungsanlagen in der Schweiz sowie die Stilllegung von Kohlekraftwerken in Deutschland und Italien<sup>6</sup>. Hinzu kommt der Wegfall des Imports aus Italien während Januar und

<sup>5</sup> Dies ist die zwischen TSOs koordinierte grenzüberschreitende Übertragungskapazität.

<sup>6</sup> Bei allen Szenarien ist unterstellt, dass die Marktmechanismen weiterhin in Kraft sind und keine zentrale Angebots- und Verbrauchlenkung in Kraft ist (in der Schweiz erfolgt dies über die „Organisation für Stromversorgung in Ausserordentlichen Lagen (OSTRAL)). Die Aktivierung einer solchen obliegt in der Schweiz den Behörden.

Februar. Unterschiedliche Lastsituationen werden durch die verschiedenen Klimajahre im Basisszenario berücksichtigt.

Die Analyse der Adequacy-Situation der Schweiz für das Jahr 2025 lässt folgende Schlussfolgerungen zu:

- » Die Produktion im Basisszenario ist ausreichend. Die Versorgung der Schweiz mit in- und ausländischer Produktion ist im Jahr 2025 ausreichend, sofern in Europa der Stromhandel (unverfälscht) funktioniert und es zu gegenseitiger länderübergreifender Stützung in nationalen Knappheitssituationen kommt.
- » Der Verbrauch in Frankreich ist wettersensitiv; dies jedoch mit geringem Risiko für die Schweiz. Kalte Winter belasten die Versorgungssicherheit in Frankreich, wo Stromheizungen eine grosse Rolle spielen. Dies wirkt sich im Verbund jedoch nur sehr geringfügig auf die Schweiz oder andere Länder aus. Insgesamt gilt für das Basisszenario, dass die Konsequenzen von Stress-Situationen in Frankreich für die Schweiz unter den getroffenen Annahmen vergleichsweise gering sind, da die Schweiz auf Importe aus Deutschland und Italien ausweichen kann.
- » Im Stressszenario 1 (S1-2025) wird angenommen, dass Kernkraftwerke mit einer installierten Leistung von 17 GW in Frankreich und 1 GW in der Schweiz für 6 Monate im Winter ausfallen. Fallen zusätzlich die Importe aus Italien im Januar und Februar weg, führt das zu einer Knappheitssituation mit entsprechend hohen Preisen. Es wird angenommen, dass die Betreiber der Wasserkraftwerke marktrational reagieren und in solchen kritischen Perioden aufgrund der hohen Marktpreise mehr produzieren würden, als bisher historisch beobachtet wurde. In den Folgeperioden würden sie aufgrund geringerer Speicherfüllstände entsprechend weniger produzieren. Die schnellere Entleerung der Speicherseen im Winter kann durch erhöhte Importe im Spätwinter/Frühling kompensiert werden. Einen ähnlichen Effekt konnte man im Winter 2016/2017 beobachten, als die überdurchschnittliche Produktion im Januar durch die Rekordimporte im Februar ausgeglichen wurde. Trotz der veränderten Speicherproduktion kommt es dennoch zu einem Versorgungsengpass in der Schweiz.
- » Im Stressszenario 2 (S2-2025), wo zusätzlich zu den Restriktionen in S1-2025 noch insgesamt 3 GW der Kernkraft in der Schweiz ausfallen, können die Importe und die veränderte Produktion der Wasserkraftwerke den Ausfall aller KKW der Schweiz im Winterhalbjahr nicht kompensieren, und es kommt zu grösseren Versorgungsengpässen in der Schweiz.
- » Ein ähnliches Bild zeigt sich in Stressszenario 3 (S3-2025), wenn zusätzlich zu den Vorgaben in S2-2025 noch ein wichtiger Jahresspeicher in der Schweiz längerfristig ausfällt und die Produktionskapazitäten in Deutschland und Italien abgebaut werden. In diesem Stressszenario erhöht sich der Versorgungsengpass in der Schweiz.
- » Die Einschätzungen der Adequacy-Situation in der Schweiz für das Jahr 2025 sind im Basisszenario konsistent mit den Ergebnissen des MAF und der Studien im Rahmen des PLEF, welche ebenfalls ein hohes Niveau der Versorgungssicherheit für 2025 in der Schweiz ausweisen. Diesen Studien ist gemeinsam, dass sie auf einer gekoppelten Leistungs- und Energiebetrachtung in stündlicher Auflösung basieren. Im Unterschied dazu stellen z.B. die Seasonal Outlooks der ENTSO-E oder der Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016-2020 ausschliesslich auf eine Leistungsbetrachtung in einigen definierten Referenzstunden ab.

#### **Weitere wichtige Aspekte zur Einordnung der Ergebnisse:**

- » Die vorliegende Einschätzung des Adequacy-Risikos ist eher konservativ, weil die Regelreserven der TSOs nicht zur Lastdeckung eingesetzt werden. Stattdessen wird, wie bei den Berechnungen der ENTSO-E, angenommen, dass die Regelreserven (Leistung und Energie) in allen Stunden bereits vollumfänglich ausgeschöpft sind. In der Realität würde bei einer drohenden Versorgungslücke

zumindest ein Teil dieser reservierten Produktion in Knappheitssituationen verwendet, auch wenn diese Reserven nur für den Ausgleich von Frequenzschwankungen und ungeplanten KW-Ausfällen bestimmt sind.

- » Die geplanten strategischen Reserven in Deutschland und Belgien werden bewusst nicht im Modell abgebildet. Dies ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen.
- » In den hier vorgestellten Analysen sind «nur» Situationen abgedeckt, die durch Annahmen zu Temperatur, Wind und Wasserverfügbarkeit abgebildet werden. Nicht abgedeckt sind grossflächige Dürren, Katastrophenfälle/Terror, eine Jahrhunderthitze/-kälte (sofern nicht bereits in den Klimadaten 1982–2015 enthalten<sup>7</sup>) oder bisher nicht beobachtete Kombinationen besonderer Wetterphänomene. Ein entsprechender Aufbau von zusätzlichen Netz- und / oder Produktionskapazitäten, um diese Ereignisse abzudecken, wäre allerdings sehr teuer und ein vollständiger Schutz trotzdem nicht zu erreichen.
- » Nicht enthalten in den Analysen sind Versorgungsunterbrechungen aus anderen Gründen als einem (langfristigen) Kapazitäts- oder Energiemangel, z.B. Netzversagen auf Übertragungs- oder Verteilnetzebene (Lawine, Frequenzprobleme aufgrund von Windprognosefehlern, dauernder Ausfall von grossen Kraftwerken, die nicht in den Szenarien explizit berücksichtigt sind).
- » Kurzfristige Sondereffekte, die zu internen Netzengpässen führen können, wie z.B. der gleichzeitige Ausfall mehrerer Transformatoren, sind ebenfalls nicht enthalten.
- » Die meisten Länder wurden als eine Zone modelliert. Da die Analysen auf NTC basieren, sind die jeweiligen landesinternen Engpässe implizit in den jeweiligen NTC-Werten berücksichtigt. Die internen Engpässe in Deutschland und in der Schweiz sind durch die NTC-Reduktion an der Grenze DE-CH und AT-CH berücksichtigt.

Die Versorgungssicherheit der Schweiz stellt sich in den durchgeführten Berechnungen im Basisszenario aus folgenden Gründen als nicht gefährdet dar:

- » Die derzeit bereits realisierten und bis 2025 geplanten Infrastrukturausbauten stellen die Importkapazität sicher.
- » Der Kernenergieausstieg ist im Jahr 2025 in der Schweiz nur teilweise vollzogen. Einzig das KKW Mühleberg ist ausser Betrieb.
- » Der Ausbau der erneuerbaren Energien, v.a. im Ausland, schreitet weiter voran.

---

<sup>7</sup> So z.B. die Jahrhunderthitzeperiode 2003

## 2. Hintergrund, Motivation und Aufbau des technischen Berichts

### Hintergrund und Motivation des technischen Berichts

Mit der Liberalisierung des Strommarkts und den technologischen Entwicklungen im Bereich der neuen erneuerbaren Energien ist es zu starken Veränderungen des europäischen Stromsystems gekommen. Internationaler Stromhandel und dargebotsabhängige Erzeugung aus Windkraft, Laufwasserkraft und Photovoltaik machen bereits heute einen signifikanten Anteil der Stromversorgung aus, der zukünftig noch weiter wachsen wird. Neben den daraus resultierenden positiven Effekten in Bezug auf die Nachhaltigkeit der Stromerzeugung entstehen neue Herausforderungen, z.B. hinsichtlich der Kosten dieses Systemumbaus. Auch können mögliche negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit entstehen, die angesichts der derzeitigen hohen Qualität der Stromversorgung für eine hochentwickelte Industrieregion wie Europa (und insbesondere die Schweiz) von besonderer Bedeutung ist.

Swissgrid kommt als Systemverantwortliche für den Ausbau und den Betrieb des Schweizer Stromübertragungsnetzes eine wichtige Rolle bei der Versorgungssicherheit zu. Sie ist kurzfristig für die gesamte Systemsicherheit („System Security“)<sup>8</sup> und mittel- und langfristig für die Verfügbarkeit des Übertragungsnetzes („Transmission Adequacy“) verantwortlich (s. Abbildung 1). Auch wenn Swissgrid weder für die Energieversorgung der Endkunden noch für den Bau und den Betrieb von Kraftwerken („Generation Adequacy“) zuständig ist, spielen die Verfügbarkeit und die Ausbaupläne von Kraftwerken eine wichtige Rolle, damit auch zukünftig ein sicherer Stromnetzbetrieb gewährleistet werden kann. Swissgrid verfügt wegen ihrer Aufgaben im Rahmen der strategischen Netzplanung über die methodischen Kenntnisse, um auch diese Fragen zu analysieren.

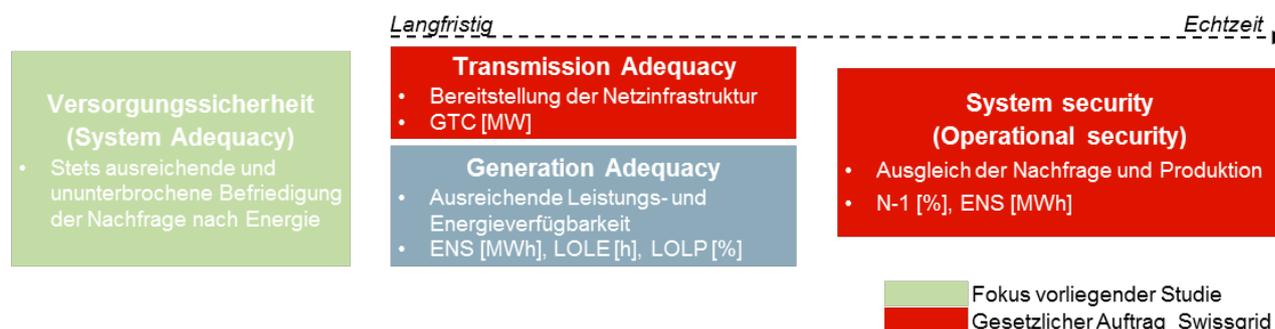


Abbildung 1: Übersicht über Aspekte der Adequacy.

Vor diesem Hintergrund hat die EICom Swissgrid beauftragt, die von der EICom definierten Szenarien der «System Adequacy» in der Schweiz für das Jahr 2025 zu berechnen. Mittels einer von Swissgrid durchgeführten Analyse soll die Frage: «Gibt es zukünftig in der Schweiz ausreichend Erzeugungs- und/oder Importkapazität, um die Versorgung auch in Stunden mit hoher Stromnachfrage zu gewährleisten?» adressiert werden. Dies beinhaltet auch die Berücksichtigung der entsprechenden Verfügbarkeit von grenzüberschreitenden Netzkapazitäten. Die Vorgaben für die Durchführung sowie die Definition der Rahmenbedingungen hat die EICom festgelegt (siehe Übersicht in Abbildung 2).

<sup>8</sup> Die Bilanzgruppenverantwortlichen sind unverändert für die Ausgeglichenheit ihrer jeweiligen Bilanzgruppen verantwortlich. Swissgrid kann Unausgeglichheiten nur in begrenztem Umfang kompensieren (z.B. bei Prognosefehlern, vorübergehend bei Kraftwerksausfällen).

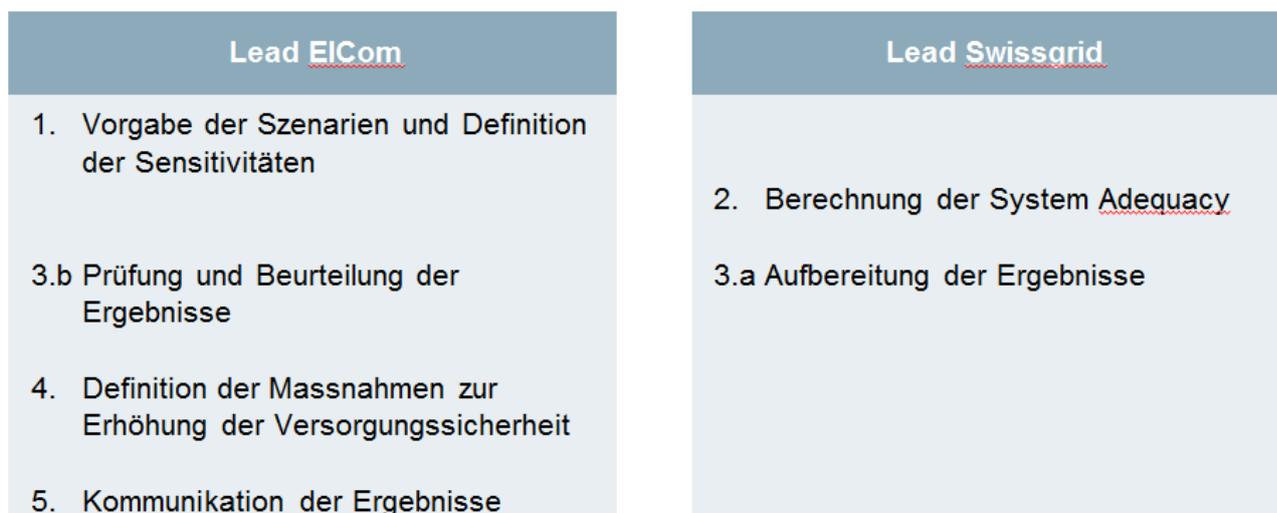


Abbildung 2: Governance der vorliegenden Adequacy-Studie.

Der Analyseauftrag wird in dem vorliegenden technischen Bericht für das Jahr 2025 adressiert. Zudem zeigen sogenannte Stressszenarien den Einfluss ausgewählter Treiber auf die Versorgungssicherheit in der Schweiz auf (z.B. ein längerfristiger Ausfall der Erzeugungskapazitäten im Ausland und in der Schweiz in Kombination mit eingeschränkten Importen).

Methodisch orientiert sich die Analyse am Mid-term Adequacy Forecast (MAF) 2017 der ENTSO-E. Über die MAF-Studie von 2017, aus welcher ein Grossteil der Daten in den vorliegenden Berechnungen stammt, hinaus, werden einige aktuelle Entwicklungen berücksichtigt. Dabei handelt es sich um politische Entscheidungen, um Erfahrungen aus der operativen Praxis oder um eine Aktualisierung von Daten:

- » Einbezug vertikaler und horizontaler interner Engpässe in Deutschland (Abschnitt 4.4)
- » Anpassung der Modellierung der Regelreserven in der Schweiz (Abschnitt 4.5)
- » Änderung der installierten KW-Kapazitäten (Abschnitt 4.2)

Ein breites Spektrum an Klimabedingungen, Kraftwerksausfällen und Importverfügbarkeiten ist Teil dieser Berechnungen. Dennoch sind hinsichtlich der Aussagekraft und Belastbarkeit der Ergebnisse die folgenden Einschränkungen zu machen:

- » In den hier vorgestellten Analysen sind «nur» Situationen abgedeckt, die durch Annahmen zu Klimajahren sowie zu Wind-/Wasserjahren abgebildet werden. Nicht abgedeckt sind grossflächige Dürren, Katastrophenfälle/Terror, eine Jahrhunderthitze/-kälte (sofern nicht bereits in den Klimadaten 1982–2015 enthalten<sup>9</sup>) oder bisher nicht beobachtete Kombinationen besonderer Wetterphänomene. Ein entsprechender Aufbau von zusätzlichen Kapazitäten, um diese Ereignisse abzudecken, wäre allerdings sehr teuer und ein vollständiger Schutz trotzdem nicht zu erreichen.
- » Nicht enthalten in den Analysen sind Versorgungsunterbrechungen aus anderen Gründen als einem (langfristigen) Kapazitäts- oder Energiemangel, z.B. Netzversagen auf Übertragungs- oder Verteilnetzebene (Lawine, Frequenzprobleme aufgrund von Windprognosefehlern, dauernder Ausfall von grossen Kraftwerken, die nicht in den Stressszenarien explizit berücksichtigt sind).

<sup>9</sup> So ist z.B die Jahrhunderthitzeperiode 2003 enthalten.

- » Die meisten Länder sind als eine Zone modelliert. Da die Analysen auf NTC basieren, sind die jeweiligen landesinternen Engpässe implizit in den jeweiligen NTC-Werten berücksichtigt. Für Deutschland und die Schweiz geschieht dies durch die NTC-Reduktion an den Grenzen DE-CH und AT-CH bzw. durch die beschränkte gleichzeitige Importkapazität in die Schweiz.
- » Kurzfristige Sondereffekte, die zu internen Netzengpässen führen können, wie z.B. der gleichzeitige Ausfall mehrerer Transformatoren, sind ebenfalls nicht enthalten.

### **Aufbau des technischen Berichts**

Der technische Bericht ist wie folgt strukturiert:

- » **Methodik der Adequacy-Analyse (Abschnitt 3)** – Zunächst werden das Vorgehen sowie die verwendeten Analysetools und Kennzahlen der Adequacy-Analyse vorgestellt. Wichtigste Kennzahl ist die «Energy Not Served» (ENS) in GWh/a, d.h. diejenige Energiemenge, die in den jeweiligen Iterationen nicht bedient werden kann.
- » **Annahmen für die Adequacy-Analyse (Abschnitt 4)** – Die getroffenen Annahmen zum europäischen Stromsystem 2025 betreffen u.a. Annahmen zu Kraftwerken, Stromnachfrage, internationalem Netzausbau und Brennstoff- und CO<sub>2</sub>– Preisen.
- » **Ergebnisse der Analyse und technische Interpretation (Abschnitt 5)** – Die Interpretation zur zukünftigen Versorgungssicherheitssituation beinhaltet sowohl die Schweiz als auch die regionale Perspektive (Schweiz als Teil des europäischen Stromsystems).

### 3. Methodik

Ziel der Analysen ist die Ermittlung der «System Adequacy» in der Schweiz für das Jahr 2025. Es wird also ein Vergleich von Angebot und Nachfrage durchgeführt, der auch ungünstige Kombinationen aus hoher Nachfrage (z.B. Stunde an einem kalten Wintertag) und geringem Angebot (geringe Einspeisung aus Photovoltaik und/oder Wind bei zeitgleichem Kraftwerksausfall) beinhaltet. Hierbei werden Stresssituationen berücksichtigt, allerdings keine extremen Schocks (z.B. Terroranschlag oder Jahrhunderthitzewelle, die z.B. zum Ausfall von Kraftwerken mit Durchlaufkühlung führen könnte). Es werden gemäss Vorgaben der ECom ein Basisszenario und drei Stressszenarien für das Jahr 2025 untersucht (s. Abschnitt 4)<sup>10</sup>. Sie werden jeweils nach dem Monte-Carlo-Prinzip simuliert, d.h. dass einige Eingangsgrössen zufällig aus Wahrscheinlichkeitsverteilungen ausgewählt werden. Abbildung 3 zeigt das Vorgehen im Überblick. Die Eingangsgrössen, die Simulationen und die Art der Ergebnisse werden in den folgenden Abschnitten näher beschrieben. Die Ziffern bezeichnen die jeweiligen Abschnitte.

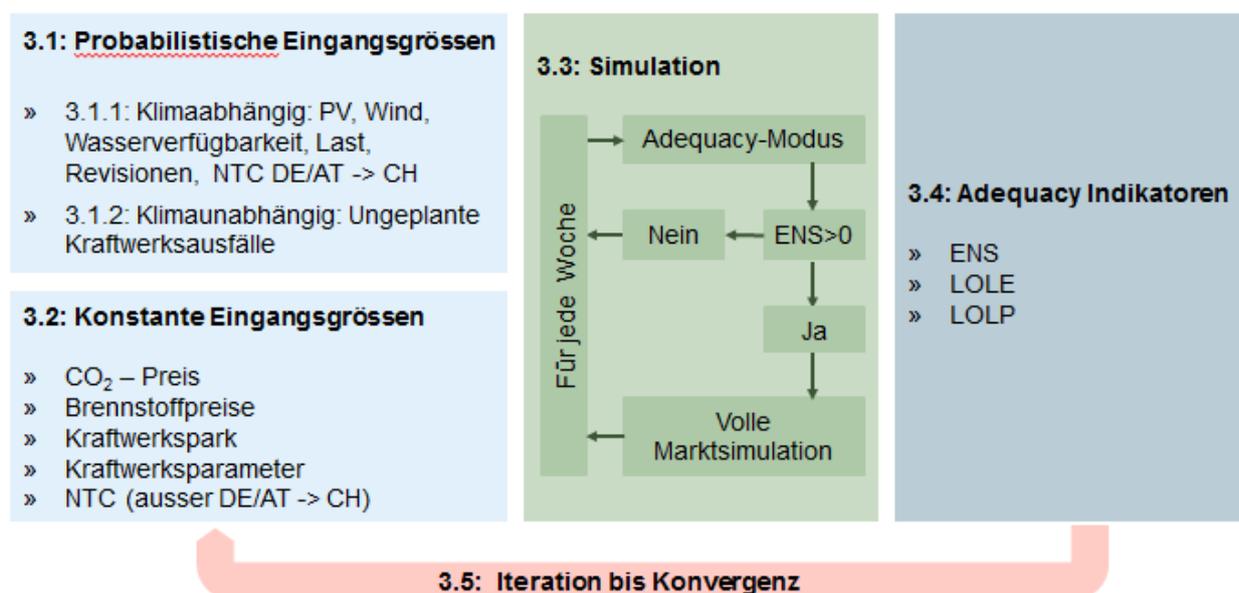


Abbildung 3: Die Adequacy-Berechnung im Überblick. Die Ziffern bezeichnen den Abschnitt, in dem die einzelnen Schritte näher beschrieben werden.

#### 3.1. Probabilistische Eingangsgrössen

Der in der Analyse verwendete Ansatz der Monte-Carlo-Simulationen basiert auf probabilistischen Eingangsgrössen, die jeweils in einer gewissen Verteilung vorliegen. Die Eingangsgrössen werden so oft zufällig „gezogen“, bis man davon ausgehen kann, dass man genügend Situationen betrachtet hat, um ein Phänomen belastbar beschreiben zu können. Ist das der Fall, spricht man von Konvergenz (s. Kapitel 3.5). Die beiden wesentlichen probabilistischen Eingangsgrössen für die System Adequacy sind das Klimajahr und die vom Klima unabhängigen ungeplanten Kraftwerksausfälle. Abbildung 4 zeigt die Zusammenhänge zwischen den vom Klima abhängigen und den vom Klima unabhängigen probabilistischen Eingangsgrössen.

<sup>10</sup> Bei allen Szenarien ist unterstellt, dass die Marktmechanismen weiterhin in Kraft sind und keine zentrale Angebots- und Verbrauchlenkung in Kraft ist (in der Schweiz erfolgt dies über die „Organisation für Stromversorgung in Ausserordentlichen Lagen (OSTRAL)“). Die Aktivierung einer solchen obliegt in der Schweiz den Behörden.

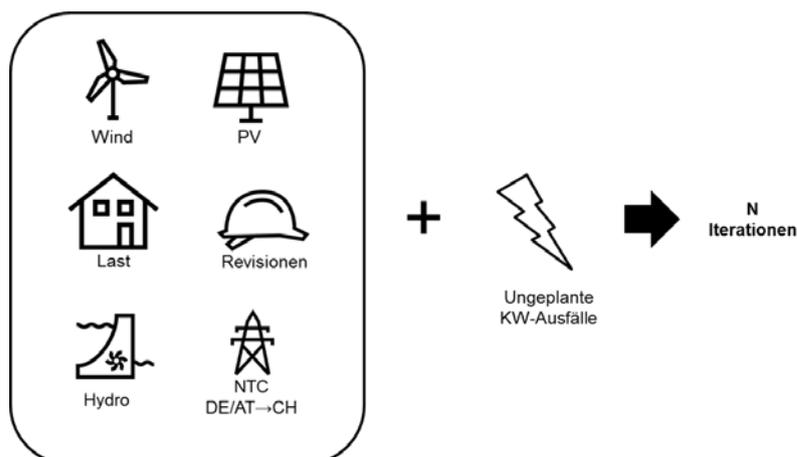


Abbildung 4: Zusammenhang zwischen klimaabhängigen (Last, Wind- und Photovoltaikproduktion, Wasserverfügbarkeit, Revisionen, NTC DE>CH und NTC AT>CH) und klimunabhängigen (ungeplante Kraftwerksausfälle) Eingangsgrößen.

Für jede Iteration wird eines von 34 Klimajahren zufällig ausgewählt, wobei jedes der 34 Klimajahre gleich wahrscheinlich ist (Gleichverteilung). Das gewählte Klimajahr definiert für jede Zone die Einspeisung aus Photovoltaik und Wind, die Last und die Wasserverfügbarkeit für die jeweilige Iteration. Das Lastprofil beeinflusst zudem die Revisionsplanung, weil Revisionen jeweils für Schwachlastzeiten anberaumt werden.

Im täglichen Betrieb wird zudem der NTC aus Deutschland und Österreich in die Schweiz bei hoher Wind-einspeisung reduziert. Dies geschieht aufgrund interner Engpässe in Deutschland. Diese Variation der Import-NTCs aus Deutschland und Österreich wird auch in der Simulation berücksichtigt.

### 3.1.1. Klimaabhängige probabilistische Eingangsgrößen

Die Temperatur beeinflusst die Stromnachfrage in Europa (z.B. Stromverbrauch für Heizung und Kühlung). Zudem spielt insbesondere in Deutschland und anderen Nachbarländern das Dargebot aus Wind und Photovoltaik eine grosse Rolle für die Versorgungssicherheit. Eine kritische Versorgungssituation kann sich beispielsweise ergeben, wenn bei hoher Stromnachfrage (z.B. kalter Wintertag) die (nationale oder europaweite) Einspeisung aus Wind und Photovoltaik sehr gering ist.

#### Einspeisung aus Photovoltaik und Windkraft

Die Daten für die Einspeisung aus Photovoltaik und Windkraft stammen aus der Klimadatenbank der ENTSO-E, der PECD (Pan European Climate Database). Diese enthält stündliche Zeitreihen, die aus historischen Temperatur- und Windgeschwindigkeitsdaten der Jahre 1982 bis 2014 erstellt wurden. Aus den Temperaturdaten wird über eine Beziehung zur Globalstrahlung die Einspeisung aus Photovoltaik abgeleitet. Aus den Winddaten ergibt sich die Einspeisung aus der Windkraft. Eine etwas detailliertere Beschreibung der Daten in der PECD findet sich im MAF 2017<sup>11</sup> auf Seite 41.

Abbildung 5 und Abbildung 6 zeigen beispielhaft die Produktion aus Windkraft und Photovoltaik pro MW installierter Leistung für das hydrologische Jahr vom Oktober 2010 bis September 2011, jeweils im Jahresverlauf und für einen Tag. Demnach steigt der Kapazitätsfaktor der PV-Produktion nie über 50%. Das liegt daran, dass in der Modellierung ein durchschnittlicher Faktor für die gesamte Schweiz verwendet wurde. Bei einer regionalen Betrachtung könnten die Kapazitätsfaktoren zum Teil höher ausfallen.

<sup>11</sup> [https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF\\_2017\\_report\\_for\\_consultation.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2017_report_for_consultation.pdf)

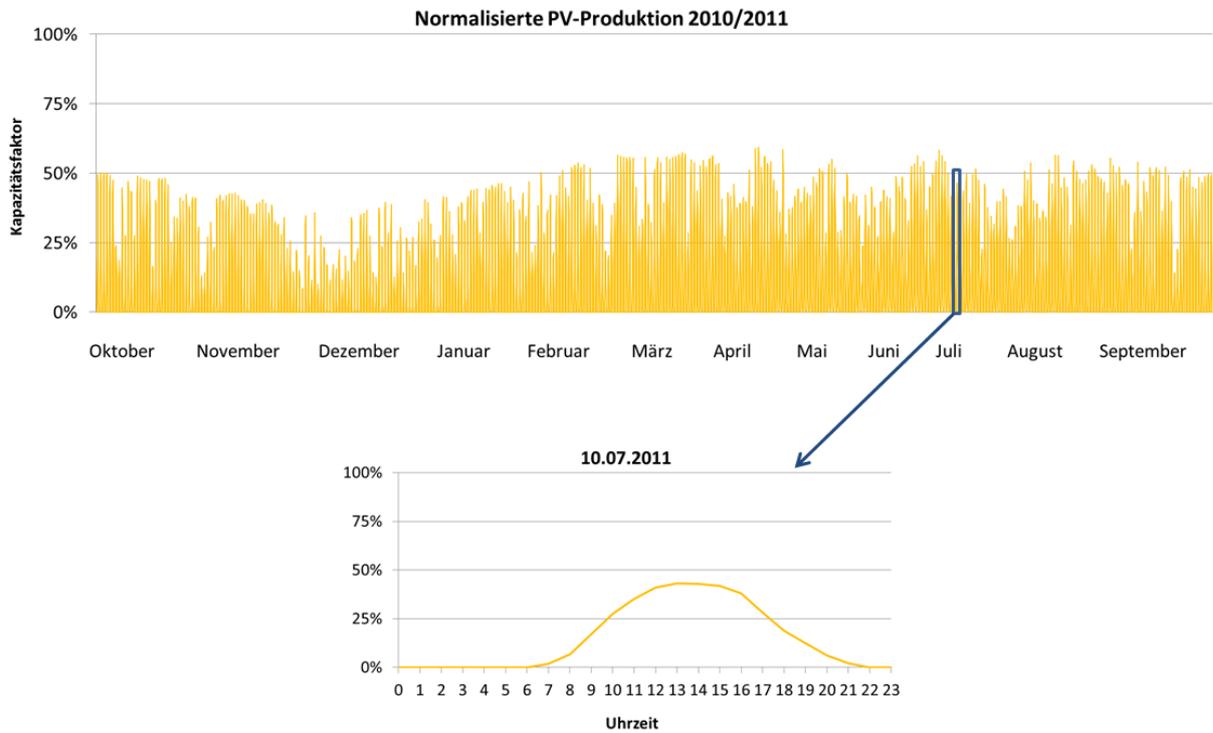


Abbildung 5: Beispiele der normalisierten täglichen Photovoltaik Produktion im Jahresverlauf und an einem Sommertag (Okt. 2010 – Sept. 2011)

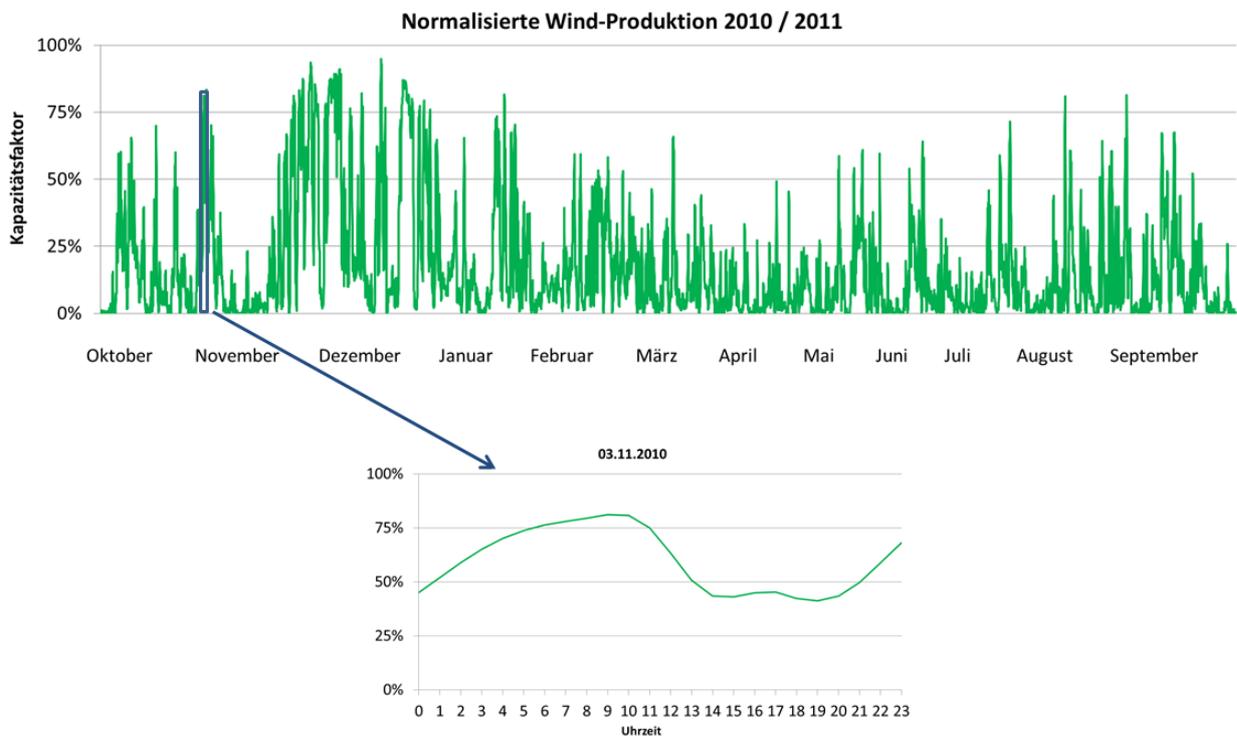


Abbildung 6: Beispielhafte Darstellung für die Einspeisung aus Windkraft im Jahresverlauf und an einem Wintertag (Okt. 2010 – Sept. 2011).

## Wasserverfügbarkeit

Neben der Stromnachfrage und der Windkraft- und Photovoltaik-Produktion beeinflusst das Klimajahr auch die Wasserverfügbarkeit, die für die Versorgungssicherheit insbesondere in der Schweiz wichtig ist. Auch wenn die installierte Leistung von Wasserkraftwerken auskömmlich erscheint und deutlich über der Schweizer Spitzenlast liegt, ist nicht notwendigerweise gesichert, dass die Kraftwerke in Zeiten hoher Stromnachfrage über einen ausreichend langen Zeitraum hinweg produzieren können – es muss genügend Wasser (und damit Energie) zum Betrieb der Anlagen zur Verfügung stehen. Die Klassifizierung der Wasserverfügbarkeit basiert auf einer Analyse der historischen Daten aus den Jahren 1991 bis 2012.

Abbildung 7 zeigt den Rheinabfluss und die Zuflüsse zu Schweizer Speicherkraftwerken in den Jahren 1991 bis 2012. Die Grunddaten liegen im Fall des Rheinabflusses in  $m^3/s$  und im Fall des Speicherzuflusses in GWh vor. Für den dimensionslosen Vergleich sind diese beiden Werte jeweils auf das als „normal“ geltende Jahr 2008 normalisiert<sup>12</sup>. Die rote Linie zeigt den Durchschnitt aus Rheinabfluss und Speicherzufluss.

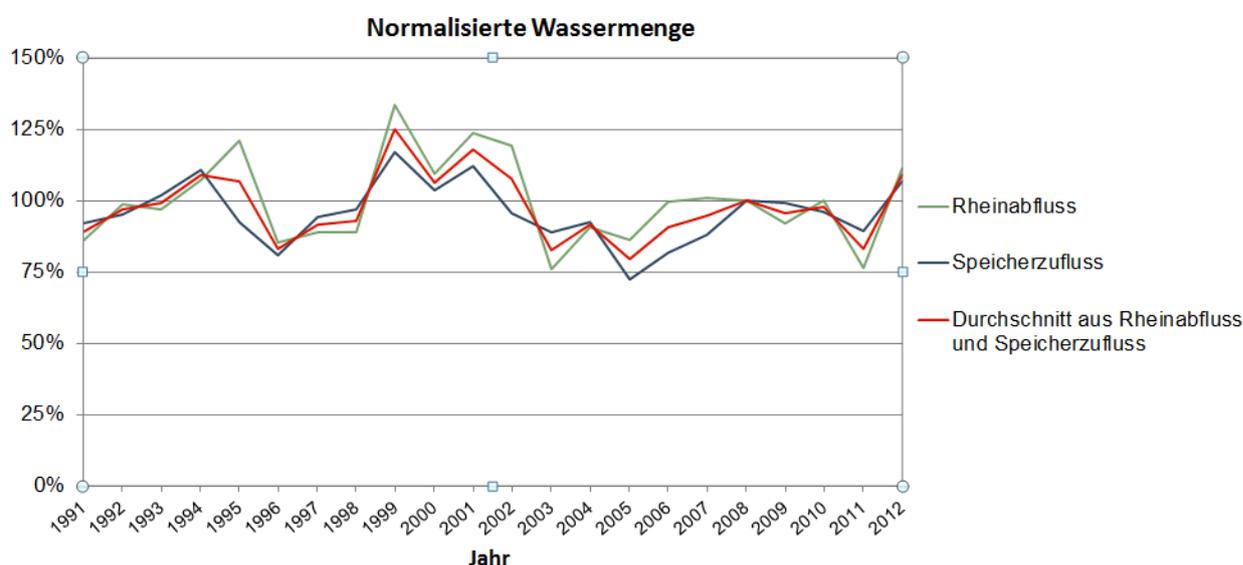


Abbildung 7: Historischer Speicherzufluss und Rheinabfluss, jeweils normalisiert auf das Jahr 2008, sowie der Durchschnitt aus beiden. 100% entspricht 2008. Quelle: BFE.

In der Modellierung repräsentiert das Jahr 2008 die normalen, 2011 die trockenen und 1999 die feuchten Jahre. Das führt dazu, dass in trockenen Jahren (z.B. 2011 und 2003) der Zufluss um ca. 2 TWh (6% der gesamten mittleren Produktionserwartung aus Wasserkraft) niedriger und in feuchten Jahren (z.B. 1999 und 2001) um ca. 2.5 TWh (7% der gesamten mittleren Produktionserwartung aus Wasserkraft) höher ist als in normalen Jahren.

Auf Basis der Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA<sup>13/14</sup>) und der historischen Produktion gemäss Elektrizitätsstatistik des BFE werden die Wasserkraftwerke in der Schweiz in vier geographische Zonen aufgeteilt: Wallis, Graubünden, Tessin und übrige Schweiz.

Abbildung 8 zeigt ein Beispiel dieser Aufteilung für das normale Wasserjahr 2008. Der Zufluss in Graubünden, im Wallis und der restlichen Schweiz ist deutlich höher und saisonaler als der Zufluss im Tessin.

<sup>12</sup> Das Jahr 2008 wurde als normales Jahr gewählt, weil dessen normalisierte Wassermenge repräsentativ für ein durchschnittliches Jahr ist.

<sup>13</sup> [http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de\\_880983817.zip](http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_880983817.zip)

<sup>14</sup> Basis für die Aufteilung ist die Ausgabe 2013 der WASTA.

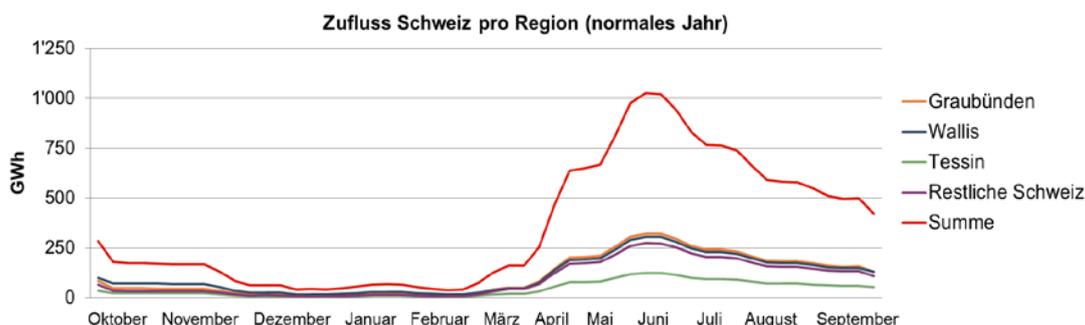


Abbildung 8: Die Aufteilung des wöchentlichen Zuflusses in der Schweiz auf vier Regionen.

## Verbrauch

Quelle für die Annahmen zur Last ist der MAF 2017 der ENTSO-E. Die dort verwendete Methode für die Erstellung von temperatursensitiven Lastprofilen für das Jahr 2025 ist im MAF 2017 der ENTSO-E in Abschnitt 3.2.2 detailliert beschrieben. Abbildung 9 zeigt die verwendeten Eingangsdaten.



Abbildung 9: Eingangsdaten für die Lastmodellierung.

Die einzelnen Schritte sind wie folgt:

1. **Sensitivität der Tageslast auf die Temperatur** – Aus 34 Klimajahren wird die durchschnittliche mittlere Tagestemperatur für jeden Tag des Jahres ermittelt. Ebenso wird für jeden Tag des Jahres die gemessene minimale und maximale Tageslast für das im MAF 2017 als typisch eingestufte Jahr 2015 ermittelt. Aus diesen drei Datensätzen leitet man eine Abhängigkeit der minimalen und maximalen Tageslast von der mittleren Tagestemperatur ab.
2. **Ein klimabereinigtes Lastprofil** – Die für die durchschnittliche mittlere Tagestemperatur gültigen täglichen Minima und Maxima werden auf das gemessene Lastprofil aus dem Jahr 2015 angewendet. Dadurch korrigiert man das Lastprofil um Klimaeffekte.
3. **Skalierung auf prognostizierten Verbrauch** – Das klimabereinigte Lastprofil skaliert man auf den für das Jahr 2025 prognostizierten Verbrauch.

4. **Klimaspezifische Lastprofile** – Die in Schritt 1 ermittelte Sensitivität wendet man jeweils auf die mittlere Tagestemperatur eines Klimajahres an. Das führt zu synthetischen klimaspezifischen Lastprofilen für 34 Jahre.
5. **Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen** – Zu den so erhaltenen Lastprofilen aus Schritt 4 wird der prognostizierte Zuwachs an Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen gemäss den Annahmen in MAF mit Hilfe von vordefinierten Lastgängen addiert.

Der Einfluss von Demand Side Management wird ebenfalls berücksichtigt. Die entsprechenden Annahmen zum Potenzial und die Preisannahmen stammen aus dem MAF 2017. Basierend darauf werden flexible Generatoren modelliert, die im Effekt die Last reduzieren. Details zur Modellierung der Nachfrageflexibilität finden sich im MAF 2017 in Abschnitt 3.2.7. Für die Schweiz wird keine Nachfrageflexibilität angenommen.

### Geplante Nichtverfügbarkeiten (Kraftwerksrevisionen)

Das für die Analyse verwendete Simulationstool erstellt für jedes Jahr unter Berücksichtigung der Residuallast in einer Region einen Revisionsplan, um geplante Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken zu berücksichtigen. Das bedeutet, dass während Perioden mit hohem Stromverbrauch keine oder wenige Revisionen geplant werden. Es resultieren somit in der Regel keine Revisionen bei grossen Kraftwerken in den Wintermonaten. Dies entspricht der aktuellen Praxis in der Schweiz, keine Revisionen für Kernkraftwerke im Winter anzuberaumen. In Frankreich dagegen fliessen in die Revisionsplanung für die Kernkraftwerke auch die sogenannten Crew Constraints ein. Diese Einschränkung bedeutet, dass die Revisionen wegen der vielen Einheiten und der beschränkten Verfügbarkeit von qualifiziertem Personal über das ganze Jahr verteilt werden müssen; ein Vorgehen, das z.B. auch im MAF und in den Studien im Rahmen des PLEF angewendet wird.

Bezüglich der Nichtverfügbarkeiten wird zwischen Wasserkraftwerken und thermischen Kraftwerken unterschieden:

- » Wasserkraftwerke sind im Modell zu grösseren Einheiten aggregiert, deshalb werden ihre geplanten Ausserbetriebnahmen nicht explizit modelliert. Die Revisionen werden implizit jedoch berücksichtigt, indem man die historischen Produktionswerte als Basis für die Wasserverfügbarkeit annimmt (s. oben). Darin sind die historischen Ausserbetriebnahmen enthalten. Ausserdem ist nicht die Leistung der Wasserkraftwerke, sondern die für sie verfügbare Wasser- und damit Energiemenge ein limitierender Faktor für die mögliche Produktion. Dies gilt sowohl für Laufwasser- als auch für Speicherkraftwerke.
- » Die thermischen Kraftwerke werden individuell modelliert, weshalb ihre geplanten Ausserbetriebnahmen präziser modelliert werden können. Die Revisionen einzelner Blöcke werden auf Basis des Lastprofils und der eingegebenen Nichtverfügbarkeitsrate optimiert. Letztere stammen aus den Nichtverfügbarkeits-Meldungen der Kraftwerksbetreiber<sup>15</sup>. Auf Basis der Daten für die Jahre 2016 bis 2019 beträgt sie für die Schweizer Kernkraftwerke ca. 14% der Zeit im Sommer (April bis September).

### 3.1.2. Klimaunabhängige probabilistische Eingangsgrössen

Die Modellierung ungeplanter Ausfälle der thermischen Kraftwerke ist unabhängig vom Klima und erfolgt zufällig auf Basis der eingegebenen Rate für ungeplante Ausfälle (5% bis 10% für thermische Kraftwerke). Eine Rate von 5% bezogen auf ein Jahr bedeutet, dass das Kraftwerk in diesem Jahr in 5% der Zeit ungeplant

<sup>15</sup> Die Kraftwerksbetreiber senden diese Daten der European Power Exchange (EEX), welche sie an das Transparenz-Portal der ENTSO-E weiterleitet: <https://transparency.entsoe.eu/>

ausfällt. Die zeitliche Verteilung der Ausfälle auf die einzelnen Kraftwerke wird aus einer Gleichverteilung von 10'000 möglichen Kraftwerksausfallkombinationen zufällig ausgewählt, die die vorgegebenen Raten für alle modellierten Kraftwerke erfüllt. Ungeplante Ausfälle sind unabhängig von der Revisionsplanung, vom Verbrauch und von den jeweils angenommenen Reduktionen des Kraftwerksparks in den einzelnen Szenarien. Daher sind, wie in der Realität, Ausfälle grosser Kraftwerke auch zu Hochlastzeiten, während der geplanten Revision anderer Kraftwerke und auch in Stressszenarien mit anderweitig bereits reduziertem Kraftwerkspark möglich.

Die ungeplanten Ausserbetriebnahmen der Wasserkraftwerke werden nicht probabilistisch modelliert. Sie sind indirekt über die historischen Produktionswerte enthalten (s. Abschnitt 3.1.1).

### 3.2. Konstante Eingangsgrössen

Während die in Abschnitt 3.1 beschriebenen Eingangsgrössen von Iteration zu Iteration variieren, definieren die folgenden Grössen den jeweiligen Szenariorahmen und bleiben jeweils für alle Iterationen des Basisszenarios und der drei Stressszenarien konstant:

- » Installierte Kraftwerksleistung und technische Parameter
- » Annahmen zu den Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen
- » NTC-Annahmen (ausser denen für Deutschland und Österreich, die windabhängig modelliert werden)

Die konkreten Datenannahmen für diese konstanten Eingangsgrössen finden sich in Abschnitt 4.

### 3.3. Simulation

Das verwendete Marktmodell ist so konfiguriert, dass es für jede Kombination aus Klima-, Wasser- und Ausfallsituation den kostenoptimalen stündlichen Kraftwerksabruf im betrachteten Gesamtsystem und die stündlichen Handelsflüsse zwischen den Märkten ermittelt. Dabei gelten die technischen und ökonomischen Randbedingungen<sup>16</sup> für Kraftwerke, Speicher und den internationalen Stromhandel (Netze). Der Optimierungshorizont ist eine Woche. Um Aspekten einer langfristigeren Speicherbewirtschaftung Rechnung zu tragen, wurden auch Füllstände ausserhalb der historisch beobachteten Spannweite erlaubt (s. Kapitel 5.2). Das verwendete Simulationstool PowrSym funktioniert wie folgt:

- » **Zielfunktion und Optimierungslogik** – Zielfunktion der Berechnungen ist die Minimierung der systemweiten Erzeugungskosten im abgebildeten System. Das angewendete Fundamentalmarktmodell unterstellt somit einen perfekten Markt, d.h. das Vorhandensein von Informationssymmetrie bei gleichzeitiger Abwesenheit von Missbrauch oder Marktmacht sowie anderen marktverzerrenden Faktoren. Das Optimierungsmodell entspricht somit am ehesten einer ATC-basierten impliziten Intraday-Auktion ohne Vorlaufzeit.
- » **Optimierungshorizont** – Es wird jeweils ein Jahr in stündlicher Auflösung simuliert, wobei der Optimierungshorizont eine Woche ist. Das bedeutet, dass das Modell bei der Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes maximal eine Woche in die Zukunft schauen kann. Ungeplante Kraftwerksausfälle, Einspeisung der Erneuerbaren Energien sowie die Lastprofile innerhalb dieser Woche sind somit beim Start der Optimierung für die jeweilige Woche bekannt, weiter in der Zukunft liegende Ereignis-

<sup>16</sup> Wirkungsgrad, Anfahrtsrampen, minimale Stillstands- und Laufzeiten, Ausfallraten, Revisionsraten und Einschränkungen von Revisionen, Emissionsraten, Leistungsbeschränkungen, Must run-Bedingungen, Startkosten, Zufluss und Füllstände der Seen.

se jedoch nicht. Vor der wöchentlichen Optimierung erfolgt eine Revisionsplanung (geplante Nichtverfügbarkeiten) basierend auf dem Lastprofil und den angenommenen Raten für geplante Kraftwerksrevisionen.

- » **Optimierungsablauf** - Abbildung 10 zeigt den Schritt 3.3 «Simulation» aus Abbildung 3 im Detail.

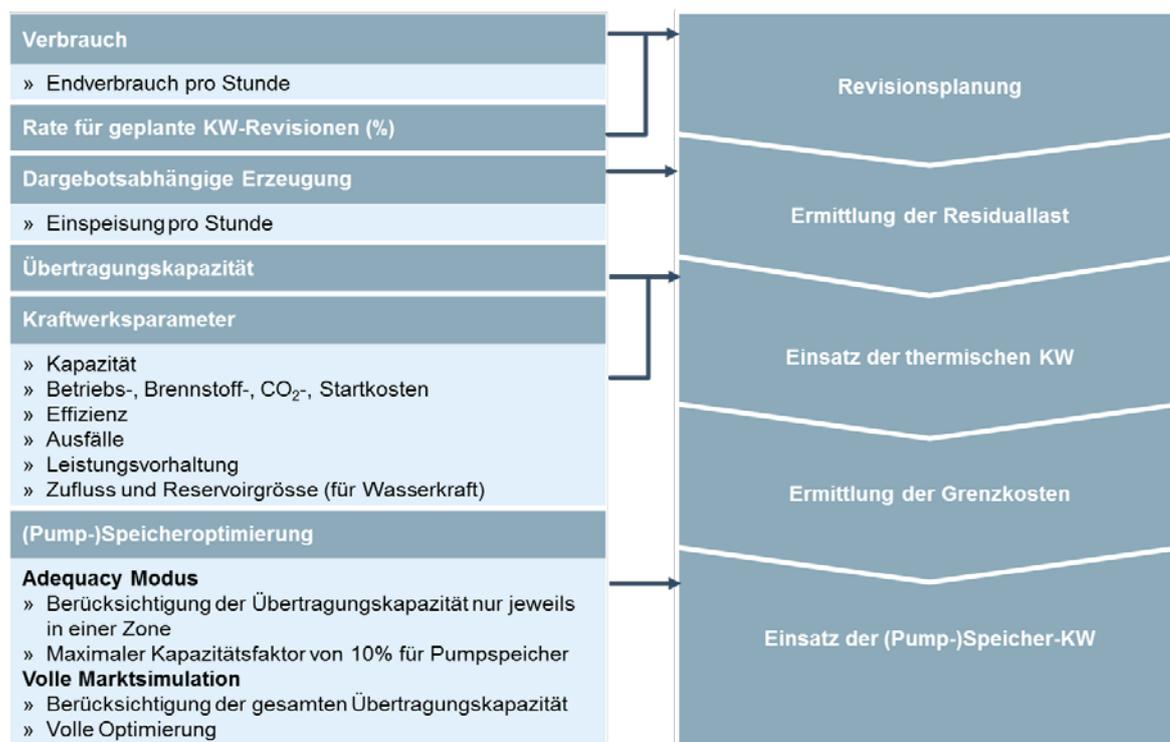


Abbildung 10: Eingangsgrößen und Optimierungsablauf von PowrSym. Die dargebotsabhängige Erzeugung umfasst Laufwasser, Photovoltaik, Windkraft, andere erneuerbare Erzeugung (Biomasse etc.) sowie andere nicht erneuerbare Erzeugung (Kraft-Wärme-Kopplung etc.)

Die Optimierung erfolgt auf Basis der kurzfristigen variablen Erzeugungskosten:

1. **Optimierung und Berechnung der Revisionsplanung** – Die angenommenen Raten für geplante Revisionen werden optimal auf den zur Verfügung stehenden Zeitraum verteilt. Das führt dazu, dass die Revisionen hauptsächlich auf Schwachlastzeiten gelegt werden, was die Wahrscheinlichkeit eines Lastabwurfs minimiert.
2. **Ermittlung der Residuallast** – Die Residuallast wird ermittelt, indem die Produktionsprofile der Erneuerbaren Energien (inkl. Laufwasser) vom Stundenlastprofil des Stromverbrauchs abgezogen werden.
3. **Einsatz der thermischen Erzeugungseinheiten** – Dieser folgt dem Prinzip der minimalen variablen Erzeugungskosten und resultiert in Grenzkosten für jedes Land/Marktzone
4. **Einsatz der (Pump-)Speicherkraftwerke** – Auf Basis des Ergebnisses aus Schritt 3 wird der Einsatz der (Pump-)Speicherkraftwerke optimiert. Grundlage für die Entscheidung zum Pumpen oder Turbinieren sind die in Schritt 3 ermittelten zonalen Grenzkosten. Dies bedeutet, dass Pumpspeicher zu Zeiten niedrigerer Grenzkosten pumpen und zu Zeiten höherer Grenzkosten turbinieren. Die Pumpspeicheroptimierung für alle betrachteten Zonen ist sehr rechenintensiv, daher verwendet das Tool neben einem Modus „Volle Marktsimulation“ einen deutlich schnelle-

ren „Adequacy-Modus“. Im Adequacy-Modus optimiert PowrSym den Einsatz der Pumpspeicher nur bis zu einem maximalen Wert von 10%, bezogen auf die Pumpvolllaststunden. Bei der vollen Marktsimulation sucht das Tool dagegen den gesamten zur Verfügung stehenden Lösungsraum ab. Ausserdem berechnet die volle Marktsimulation die durch den Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke benötigte Übertragungskapazität systemweit neu. Im Adequacy-Modus berücksichtigt PowrSym nur die jeweilige Zone, in der sich die Pumpspeicher befinden. Durch den Einbezug des grösseren Lösungsraums in der vollen Marktsimulation sinkt die ENS gegenüber dem Adequacy-Modus. Der Adequacy-Modus kann daher als konservativere Simulationsmethode bezeichnet werden und erfasst alle ENS-Ereignisse. Der Grund für die Verwendung des Adequacy-Modus ist die deutlich verkürzte Rechenzeit gegenüber der vollen Marktsimulation.

### 3.4. Adequacy-Indikatoren

Die Ergebnisse der Simulationen werden in den folgenden Adequacy-Indikatoren zusammengefasst:

- » **Energy Not Served, auch Energy Not Supplied genannt, (ENS)** ist der absolute Wert des erwarteten Lastabwurfs in der betrachteten Periode. Alle Ergebnisse basieren auf der Gesamtbetrachtung aller Iterationen. Für jede Stunde resultieren ein Minimum, ein Maximum und der Durchschnitt. Für die Jahreswerte weisen wir die folgenden Kennzahlen aus:
  - Durchschnittswert: Durchschnitt aus allen Iterationen
  - Median: In der Hälfte aller Iterationen ist die ENS-Summe kleiner oder grösser
  - P95-Wert: In 95% aller Iterationen ist die ENS-Summe kleiner, und in 5% ist sie grösser als der P95-Wert.
- » **Loss of Load Expectation (LOLE)** bezeichnet die erwartete Anzahl Stunden pro Jahr, in denen nicht die gesamte Last bedient werden kann (unabhängig von ihrer Menge). D.h. LOLE quantifiziert die Häufigkeit eines Lastabwurfs, nicht dessen Tiefe. Der Logik der Monte-Carlo-Simulationen folgend, resultieren für die Jahreswerte der Median, der P95-Wert und der Durchschnittswert.
- » **Loss of Load Probability (LOLP)** in Prozent ist ein Mass für die Wahrscheinlichkeit eines Lastabwurfs, ohne dessen Tiefe zu berücksichtigen. Es zeigt die Wahrscheinlichkeit eines Lastabwurfs in einer gewissen Stunde basierend auf den Ergebnissen aller Iterationen.

Die Verwendung der drei Indikatoren erlaubt eine Abschätzung der Versorgungssicherheit.

### 3.5. Abschätzung der Konvergenz und Anzahl der nötigen Iterationen<sup>17</sup>

Eine zentrale Frage bei Monte-Carlo-Simulationen ist die Anzahl an Iterationen, die nötig sind, um eine ausreichende statistische Belastbarkeit zu erreichen. Abbildung 11 zeigt die jährliche systemweite ENS für das Stressszenario S3-2025. Der Durchschnitt der systemweiten (d.h. alle modellierten Länder betreffenden) ENS liegt mit einer Wahrscheinlichkeit von 95% innerhalb des hellroten Vertrauensintervalls. Ab etwa 1000 Iterationen ist der gleitende Durchschnitt der ENS (rote Linie) über alle 1000 Iterationen auch gegen Ausreisser genügend stabil, sodass man von Konvergenz sprechen kann. Eine weitere Erhöhung der Anzahl Iterationen verbessert die Konvergenz nicht wesentlich. Die für die Simulationen gewählten 1023 Iterationen garantieren neben der statistisch genügend guten Belastbarkeit zudem die Existenz eines Median-Wertes. Da das Stressszenario S3-2025 die extremsten Annahmen beinhaltet und dementsprechend die höchsten ENS-Summen auftreten, ist ein Konvergenztest für dieses Stressszenario am sinnvollsten.

<sup>17</sup> Die Herleitung des Fehlerbereichs folgt der Argumentation im MAF 2017 auf Seite 31.

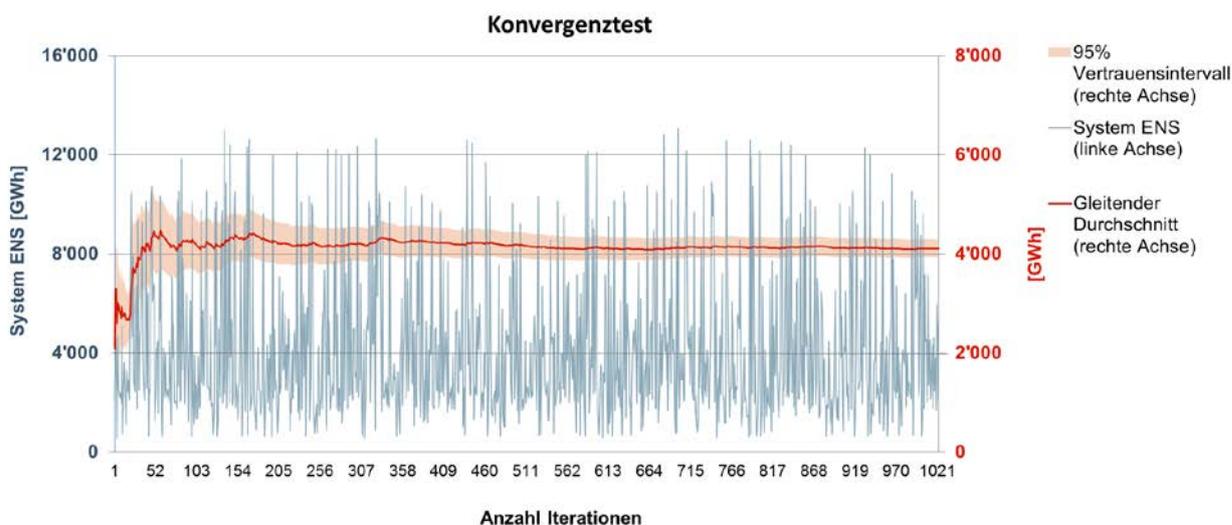


Abbildung 11: Konvergenz der jährlichen ENS für alle modellierten Länder im Stressszenario S3-2025.

Die statistischen Annahmen zum Vertrauensintervall von 95% beruhen auf dem *Starken Gesetz der grossen Zahlen* und auf dem *Zentralen Grenzwertsatz*. Sind beide erfüllt, gilt der Fehler zwischen dem beobachteten Durchschnitt der systemweiten ENS und ihrem Erwartungswert als normalverteilt. In diesem Fall ist der Fehler  $\varepsilon_n$  mit der Standardabweichung  $\sigma_n$  in der Iteration  $n$

$$|\varepsilon_n| \leq 1.96 \frac{\sigma_n}{\sqrt{n}}$$

Das Vertrauensintervall mit  $\mu_n$  als gleitendem Durchschnitt nach  $n$  Iterationen ist

$$\left[ \mu_n - 1.96 \frac{\sigma_n}{\sqrt{n}}, \quad \mu_n + 1.96 \frac{\sigma_n}{\sqrt{n}} \right]$$

Bei 1023 Iterationen beträgt der auf die systemweite ENS normierte einseitige Fehler, also die einseitige Weite des Vertrauensintervalls, knapp 5%.

#### 4. Annahmen in Basisszenario und Stressszenarien

Das Basisszenario entspricht dem Szenario „Best Estimate 2025“ im MAF 2017 und berücksichtigt die wahrscheinlichste Entwicklung des europäischen Stromsystems im Jahr 2025. Zusätzlich zum Basisszenario werden drei von der EICOM definierte Stressszenarien analysiert, die einen Stresstest für das Versorgungssicherheitsniveau der Schweiz im Jahr 2025 darstellen. Tabelle 1 fasst die wichtigsten Annahmen zum Basisszenario und zu den Stressszenarien zusammen<sup>18</sup>:

<sup>18</sup> Bei allen Szenarien ist unterstellt, dass die Marktmechanismen weiterhin in Kraft sind und keine zentrale Angebots- und Verbrauchlenkung in Kraft ist (in der Schweiz erfolgt dies über die „Organisation für Stromversorgung in Ausserordentlichen Lagen (OSTRAL)“). Die Aktivierung einer solchen obliegt in der Schweiz den Behörden.

Szenario	Installierte Leistung	Speicherwasser CH	NTC	Kommentar
Basisszenario	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Szenario MAF 2025</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Szenario MAF 2025</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Politische Einschränkungen an CH Grenzen</li> </ul>	
S1-2025	<ul style="list-style-type: none"> <li>• -17.4 GW KKW in FR</li> <li>• -0.7 GW KKW in CH</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Szenario MAF 2025</li> <li>• Erhöhte Produktion in Zeiten mit ENS</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• KKW-Ausfall für 6 Monate ab Oktober</li> </ul>
S2-2025	<ul style="list-style-type: none"> <li>• -17.4 GW KKW in FR</li> <li>• -2.9 GW KKW in CH</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Szenario MAF 2025</li> <li>• Erhöhte Produktion in Zeiten mit ENS</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Politische Einschränkungen an CH Grenzen</li> </ul>	
S3-2025	<ul style="list-style-type: none"> <li>• -17.4 GW KKW in FR</li> <li>• -2.9 GW KKW in CH</li> <li>• -2.0 GW Wasserkraft in CH</li> <li>• +2.8 GW Gas in DE</li> <li>• -5.2 GW Kohle in DE</li> <li>• -3.2 GW Kohle in IT</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• -2 TWh</li> <li>• Erhöhte Produktion in Zeiten mit ENS</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NTC AT/DE -&gt; CH windabhängig</li> <li>• NTC IT -&gt; CH = 0 im Januar und Februar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• KKW-Ausfall für 6 Monate ab Oktober</li> <li>• Ausfall Wasserkraft ganzjährig</li> <li>• Kohlereduktion und Gaserhöhung ganzjährig</li> </ul>

Tabelle 1: Zusammenfassung der Szenarien.

#### 4.1. Systemgrenze

Neben der Versorgungssituation (Nachfrage und Erzeugungskapazitäten) in der Schweiz spielt die Situation im europäischen Stromsystem eine sehr wichtige Rolle für die «System Adequacy» in der Schweiz. Im Modell wird deshalb die gesamte ENTSO-E-Region modelliert (vgl. Abbildung 12).



Abbildung 12: ENTSO-E Perimeter

## 4.2. Verbrauch und Kraftwerkspark im Jahr 2025

Datenquelle für den prognostizierten Verbrauch im Jahr 2025 ist der MAF 2017. Die Annahmen für den Verbrauch in der Schweiz in 2025 als Input für den MAF orientieren sich an den Annahmen der Energiestrategie 2050 (Szenario „Neue Energiepolitik“ (NEP)). Abbildung 13 zeigt den klimabereinigten Jahresverbrauch für das Jahr 2025. Für die Schweiz beträgt er 57 TWh. Die Pumpenergie ist dabei noch nicht enthalten, da sie ein Modellergebnis ist. Ebenfalls hinzu kommen noch Verbrauchseffekte aufgrund von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und dem jährlichen Temperaturverlauf. Der Nettoeffekt fällt je nach Klimajahr unterschiedlich hoch aus. Besonders die Temperatur wirkt sich in den verschiedenen Ländern unterschiedlich stark aus.



Abbildung 13: Klimabereinigter Verbrauch im Jahr 2025 für die Schweiz und die angrenzenden Länder ohne Effekte aus Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und Temperatur und ohne Pumpenergie.

Zum angenommenen Basisverbrauch der Schweiz für das Jahr 2025 von 57 TWh kommt für ein kaltes Jahr wie z.B. 1984 der Stromverbrauch aus dem temperaturbedingten Lastanstieg (Wärmepumpen etc.), und es resultiert ein Gesamtverbrauch von 61 TWh. Für ein deutlich wärmeres Jahr, z.B. 2007, beträgt diese Summe nur 59 TWh. Die Werte aus diesen beiden Jahren stellen die maximale relative Verbrauchsspanne in 2025 dar<sup>19</sup>. Sie beträgt für die Schweiz etwas mehr als 3%, bezogen auf den Minimalwert. Abbildung 14 zeigt die relative Spannweite zwischen diesen minimalen und maximalen Werten, die sich ergeben, wenn man die Effekte aus Temperatur, Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen mit einbezieht. Die relativen Verbrauchsschwankungen sind erwartungsgemäss für Frankreich aufgrund der grossen Verbreitung von elektrischen Heizungen am grössten.

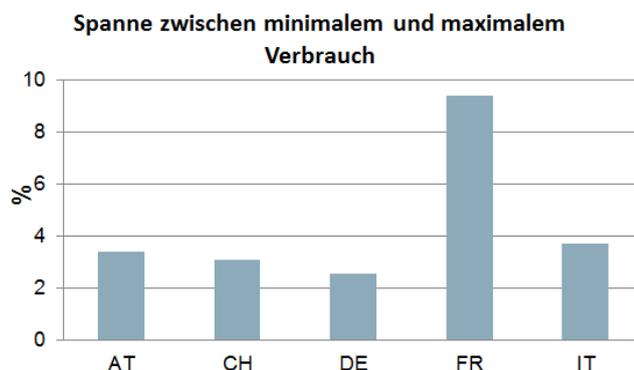


Abbildung 14: Relative Spanne zwischen minimalem und maximalem Jahresverbrauch für die Schweiz und die angrenzenden Länder.

<sup>19</sup> Zur Temperaturentwicklung in der Schweiz in den betrachteten Klimajahren 1982 bis 2015 siehe <http://www.meteoschweiz.admin.ch/home/klima/klimawandel-schweiz/temperatur-und-niederschlagsentwicklung.html>

Die Annahmen zur installierten Kapazität sowie zu den Ausserbetriebnahmen der Kraftwerke im Ausland im Basisszenario ist gegenüber dem MAF 2017-Datensatz praktisch unverändert. Einzig aufgrund der Meldungen von EDF bzgl. des Abbaus der Ölkraftwerke in Frankreich<sup>20</sup> wurde diese Erzeugungskategorie für Frankreich im Jahr 2025 gestrichen. Die geplanten strategischen Reserven in Deutschland und Belgien sind im Datensatz nicht enthalten. Abbildung 15 zeigt die angenommene installierte Nettoleistung in den ausgewählten Ländern im Jahr 2025, unterteilt nach Brennstoff.

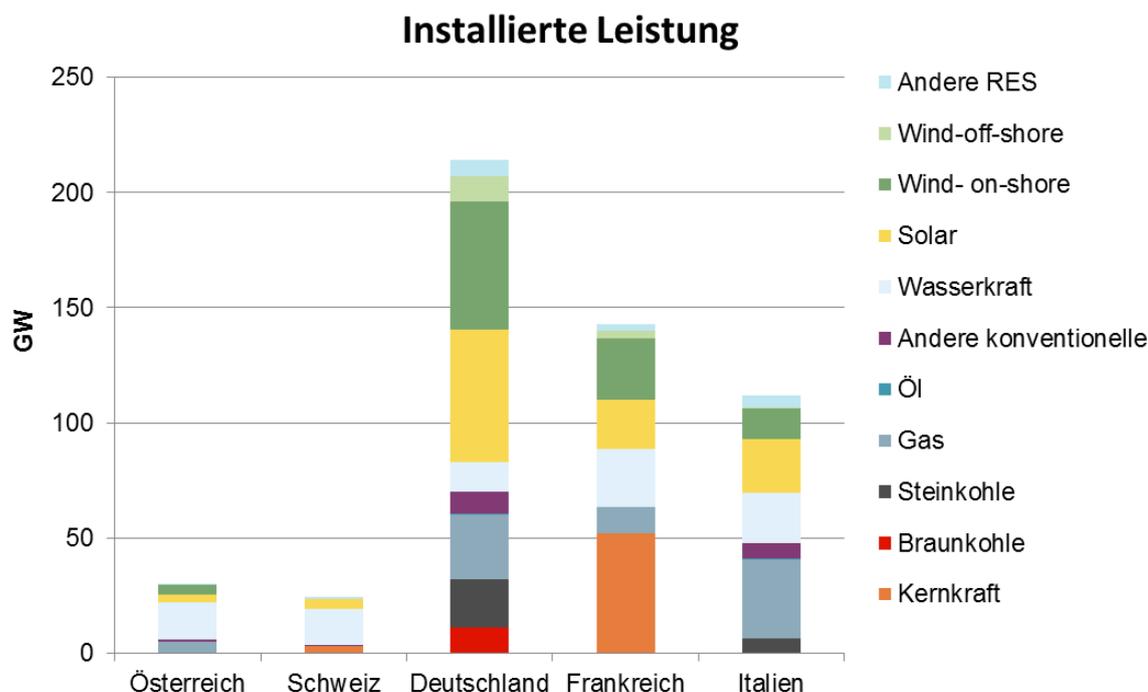


Abbildung 15: Installierte Leistung im Jahr 2025 in der Schweiz und ihren Nachbarländern. Quelle: MAF 2017.

Die installierte Erzeugungskapazität in der Schweiz beträgt im Jahr 2025 gut 24 GW. Um Konsistenz zwischen Netzplanung und Adequacy-Analyse zu wahren, orientiert sich das Basisszenario weitgehend am Szenario „Slow Progress“ der Netzplanung<sup>21</sup> von Swissgrid für das Jahr 2025. Im Unterschied zum Szenario für die Netzplanung ist das KKW Beznau in der Betrachtung für die vorliegenden Adequacy Berechnungen 2025 jedoch in Betrieb. Im Vergleich zum Kraftwerkspark des Jahres 2017 gibt es im Wesentlichen folgende Änderungen:

- » Abschalten des Kernkraftwerks Mühleberg (–373 MW)
- » Installation der zwei grossen Pumpspeicher Linth-Limmern (+/-1'000 MW) und Nant de Drance (+/-900 MW)
- » Aktualisierung des Ausbaustandes von neuen erneuerbaren Energien im Jahr 2025: 170 MW Wind und 4'100 MW Photovoltaik gemäss MAF 2017.

In den drei Stressszenarien wird die Kraftwerksleistung gemäss den Vorgaben der EICOM reduziert. Stressszenarien 1 und 2 beinhalten Ausfälle im französischen Kernkraftwerkspark in Höhe von 17 GW (rund ein Drittel der installierten KKW-Leistung) und den Ausfall des KKW Beznau, sowie im Stressszenario 2 zusätzlich den Ausfall von Gösgen und Leibstadt in der Schweiz. Diese extremen Annahmen erlauben es, den Einfluss der eingeschränkten Importverfügbarkeit auf die Schweizer Versorgungssicherheit zu untersuchen. Das Stressszenario 3 umfasst zusätzlich noch Stilllegungen der Kohlekraftwerke in Deutschland und Italien, zu-

<sup>20</sup> <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/edf-plans-stop-its-oil-fired-power-plants-5-gw-2018-france.html>

<sup>21</sup> Strategisches Netz 2025, Swissgrid

sätzliche Gaskraftwerke in Deutschland sowie den Ausfall eines wichtigen Jahresspeichers in der Schweiz. Die Werte, um welche die Kraftwerksleistung jeweils reduziert wird, finden sich in Tabelle 1.

### 4.3. Annahmen zu Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen

Eine wichtige Rolle für die Marktpreisbildung und die daraus resultierenden internationalen Stromflüsse spielen die (variablen) Erzeugungskosten der installierten Kraftwerke. Diese wiederum werden getrieben durch die Annahmen zu Brennstoffpreisen und CO<sub>2</sub>-Preisen. Die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise, die als Grundlage für die Marktsimulation dienen, sind dieselben wie in der MAF-Studie 2017, nämlich die Annahmen aus dem Szenario „Current Policies“ des World Energy Outlook (s. Tabelle 2).

Brennstoff/CO <sub>2</sub>	Einheit	Preis
Braunkohle	€/ GJ	1.1
Steinkohle	€/ GJ	2.5
Gas	€/ GJ	7.4
Leichtöl	€/ GJ	18.7
Schweröl	€/ GJ	15.3
Ölschiefer	€/ GJ	2.3
CO <sub>2</sub>	€/ Tonne	25.7

Tabelle 2: Annahmen zu Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen. Quelle: MAF 2017.

Diese Annahmen resultieren in der in Abbildung 16 symbolisch dargestellten Abrufreihenfolge. Zuerst kommt die dargebotsabhängige Einspeisung aus Windkraft, Photovoltaik, Laufwasser, anderen erneuerbaren Energien sowie anderen nicht erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien (z.B. Kraft-Wärme-Kopplung) zum Einsatz. Diese werden vereinfacht mit Erzeugungskosten von 0 €/MWh modelliert<sup>22</sup>. Der im Vergleich zu anderen Energieszenarien relativ niedrige CO<sub>2</sub>-Preis von 25.7 € pro Tonne sorgt dafür, dass nach der Kernkraft erst die Braun- und Steinkohlekraftwerke und anschliessend die Gaskraftwerke abgerufen werden, gefolgt von öl-basierten Technologien. Für eine Adequacy-Analyse steht die tatsächliche Höhe der Produktionskosten einer Technologie nicht im Fokus. Doch die daraus resultierende Abrufreihenfolge ist eine energiewirtschaftliche Rahmenbedingung, die nicht zuletzt für die resultierenden Stromflüsse eine wichtige Rolle spielt.

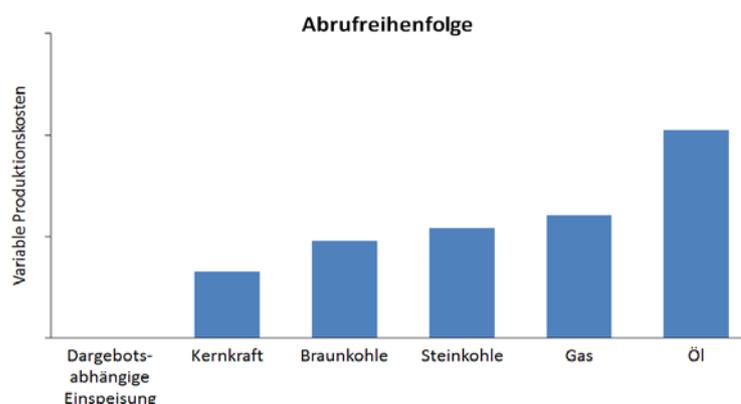


Abbildung 16: Abrufreihenfolge der verfügbaren Erzeugung. Symbolische Darstellung.

<sup>22</sup> Nicht alle Arten dargebotsabhängiger Erzeugung weisen tatsächlich kurzfristige variable Kosten von 0 €/MWh auf. Da sie aber dargebotsabhängig einspeisen und nicht marktbasierend, erscheint die Annahme im Rahmen eines Fundamentalmarktmodells gerechtfertigt.

#### 4.4. Annahmen zu Grenzkapazitäten (NTC)

Die Annahmen zum internationalen Netzausbau stammen aus dem Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2018 der ENTSO-E und bleiben gegenüber der MAF Studie 2017 unverändert. Die Netzengpässe werden durch die NTC-Werte an den Grenzen jedes Knotens (Landes) implizit berücksichtigt. Fast alle Länder werden jeweils als eine Marktzone abgebildet.

Ferner wird davon ausgegangen, dass die Schweiz im Jahr 2025 noch kein Stromabkommen mit der EU haben wird und dementsprechend am impliziten flussbasierten Handel nicht teilnehmen kann. Durch die zunehmende flussbasierte Marktkopplung in Gesamteuropa wird die Schweizer Netzinfrastruktur vermehrt durch den EU-Handel belastet. Diese Belastung des Netzes kann nicht für den eigenen Austausch mit den Nachbarländern genutzt werden (sonst gäbe es Überlast), und somit muss die Schweiz die NTC-Werte teilweise reduzieren. Davon sind Kapazitäten für Exporte und Importe gleichermaßen betroffen (s. Tabelle 3).

#### Einbezug vertikaler und horizontaler interner Engpässe im Übertragungsnetz

Zur Festlegung der Kapazität an den Schweizer Grenzen wird eine fristgerechte Umsetzung der Netzprojekte aus dem Strategischen Netz 2025 zugrunde gelegt. Die geplanten Projekte wirken sich positiv auf die Sicherstellung der Importkapazitäten aus, so dass die gleichzeitige Importkapazität bei ca. 7.5 GW liegen würde. Diese liegt damit deutlich über der Summe der einzelnen Importkapazitäten in die Schweiz (s. Tabelle 3) und stellt somit keine limitierende Grösse für die Importe dar. Dies steht im Gegensatz zur Adequacy Analyse 2020, wo die maximalen Importe in die Schweiz durch die internen Engpässe und nicht durch die NTC-Werte an den Schweizer Grenzen limitiert wurden<sup>23</sup>. In den Stressszenarien wird angenommen, dass der Netzausbau innerhalb Deutschlands verspätet ist und die internen Engpässe weiterhin den Export in die Schweiz begrenzen. Deswegen wurden die Import-NTCs aus Deutschland und Österreich in die Schweiz abhängig von der Windeinspeisung in Deutschland modelliert. Die Windproduktion in Deutschland ist hauptsächlich im Norden konzentriert. Die grossen Verbrauchszentren liegen jedoch im Süden, und die Energie kann aufgrund interner Engpässe innerhalb Deutschlands nicht nach Süden transportiert werden. In der aktuellen Praxis wird daher der NTC in Richtung Schweiz zur Steuerung des Flusses Nord-Süd reduziert. Daraus resultieren NTC-Werte im Bereich von 800 MW bis 1'700 MW für die Grenze Deutschland → Schweiz und 400 MW bis 800 MW für die Grenze Österreich → Schweiz. Wie die Windproduktion hängen die resultierenden NTCs somit vom gewählten Klimajahr ab (s. Kapitel 3.1.1). Tabelle 3 zeigt die verwendeten saisonalen Übertragungskapazitäten für das Jahr 2025 zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern.

Richtung		2017	Basisszenario 2025	S1 – S3 2025
Import CH	DE->CH	2'000	1'700	800 – 1'700
	FR->CH	3'200	2'500	2'500
	AT->CH	1'200	800	400 – 800
	IT->CH	1'810	1'650	1'650
	<b>TOTAL</b>	<b>6'400</b>	<b>6'650</b>	<b>5'350 – 6'650</b>
Export CH	CH->DE	4'000	2'700	2'700
	CH->FR	1'100	1'000	1'000
	CH->AT	1'200	800	800
	CH->IT	4'240	2'000	2'000
	<b>TOTAL</b>	<b>10'540</b>	<b>5'500</b>	<b>5'500</b>

Tabelle 3: Grenzkapazitäten zwischen der Schweiz und ihren Nachbarn.

<sup>23</sup> „System Adequacy 2020 – Studie zur Versorgungssicherheit der Schweiz“, EICOM, 2017.

## 4.5. Regelreserven

In den Ländern existieren unterschiedliche Praktiken und Regelungen bei der Anwendung von Regelleistung für Adequacy-Zwecke. In manchen Ländern (z.B. Frankreich, Belgien, Schweiz) dürfen für Regelenergie reservierte Mengen nicht zur Verbesserung der Adequacy-Situation herangezogen/eingeplant werden. Der primäre Zweck der Regelreserven ist der Ausgleich der unvermeidbaren Schwankungen zwischen Produktion und Last. Im Sinne eines konservativen Ansatzes wird im Rahmen der Modellierung angenommen, dass Kraftwerke, die positive Regelleistung (durch den TSO reserviert zum Ausgleich kurzfristiger Frequenzschwankungen) anbieten, nicht als zusätzlicher Beitrag in der Adequacy-Bilanz angesehen werden.

Modelltechnisch wird dies für alle Länder ausser der Schweiz umgesetzt, indem der Regelleistungsvorhalbedarf als zusätzliche Last in allen Stunden vorgegeben wird. Für Länder mit Speicherkraftwerken als Anbieter von Regelleistung ist diese Methode weniger geeignet, da die Speicherkraftwerke Spitzenlastkraftwerke sind und das verfügbare Wasser in den teuersten Stunden einsetzen. Die durchgehende Erhöhung der Last „reserviert“ zu viel Wasser als Bandproduktion, und ist deswegen eine unrealistische Annahme.

Aus diesem Grund unterscheidet sich die Modellierung der Regelreserven für die Schweiz von den anderen Ländern: Die verfügbare Speicherproduktion der Schweiz wird um die durchschnittliche abgerufene positive Regelenergie in der Höhe von 0.4 TWh/a reduziert (s. Abbildung 17). Auf diese Weise lässt sich der Energiebedarf für die Regelreserven realistischer abbilden. Zusätzlich zur Energie wurde auch die Leistung von der verfügbaren Kapazität der Speicherkraftwerke abgezogen. Die Regelleistungsreserve beträgt aktuell 882 MW.

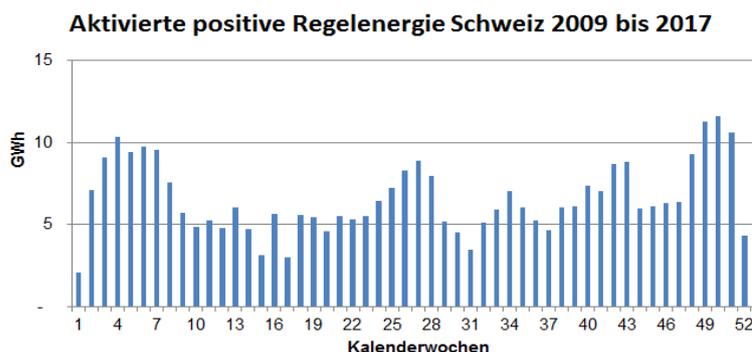


Abbildung 17. Durchschnittliche Aktivierung der positiven Regelenergie in der Schweiz, 2009 - 2017

## 5. Resultate und technische Interpretation

Abbildung 18 zeigt jeweils den Durchschnitt, den Median-Wert und den P95-Wert (s. Abschnitt 3.4) der ENS-Jahressumme aus allen Simulationen. Die Ergebnisse werden nur für die Schweiz und die umliegenden Länder mit einem gewissen Adequacy-Risiko dargestellt, d.h. nur für Nachbarländer mit LOLE > 3 Stunden im Basisszenario.

Neben dem Basisszenario liefern vor allem die Ergebnisse der Stressszenarien Erkenntnisse über die Robustheit der Ergebnisse und über wichtige Treiber der Adequacy-Situation in der Schweiz. Im Folgenden stellen wir die Ergebnisse dieser Rechnungen im Detail dar.

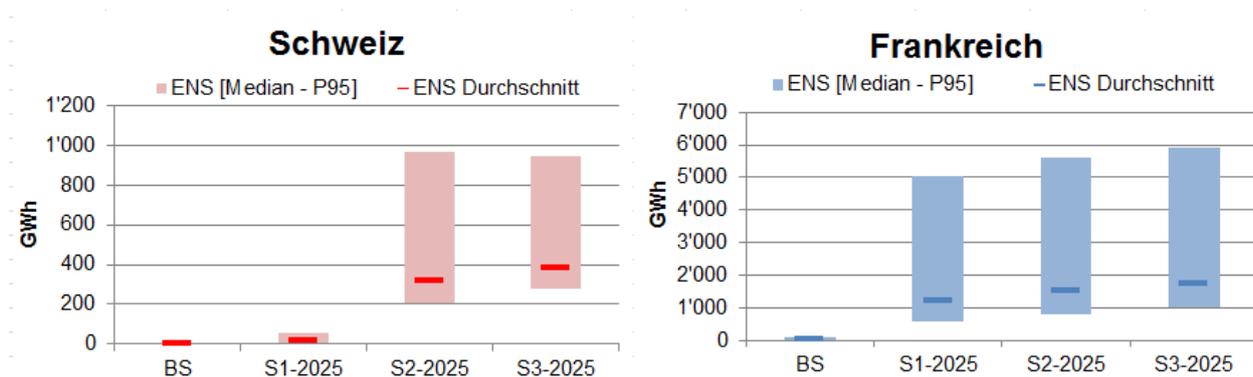


Abbildung 18. Energy Not Supplied in den analysierten Szenarien. BS = Basisszenario, S1-2025, S2-2025 und S3-2025 = Stressszenarien 1, 2 und 3. Zur Definition der P50 und der P95 Werte s. Abschnitt 3.4.

### 5.1. Basisszenario

Für das Basisszenario ergeben sich folgende Ergebnisse für ENS und LOLE:

Szenario	Land	ENS Median	ENS Durchschnitt	ENS P95	LOLE Median	LOLE Durchschnitt	LOLE P95
		GWh	GWh	GWh	Stunden	Stunden	Stunden
Basisszenario	FR	0.0	37.8	116.1	0.0	8.1	52.0
	CH	0.0	0.3	1.1	0.0	1.7	10.0

Tabelle 4: ENS und LOLE im Basisszenario.

Es lassen sich folgende Erkenntnisse festhalten:

- » In allen modellierten Ländern ausser Frankreich weisen alle Kennzahlen auf eine auskömmliche Versorgungssituation im Jahr 2025 hin.
- » Frankreich ist die Region mit der angespanntesten Adequacy-Situation im Jahr 2025. Aber in Frankreich beträgt die ENS-Summe mit 37.8 GWh/a weniger als die Hälfte eines durchschnittlichen Stundenverbrauchs an einem Wintertag. Auch die LOLE ist sehr niedrig: In durchschnittlich etwa 8 von 8736 Stunden eines Jahres käme es zu einem Versorgungsengpass.
- » Für die Schweiz ist die Versorgungssituation im Jahr 2025 im Basisszenario unkritisch.

Abbildung 19 zeigt die stündliche LOLP in Frankreich, auf Basis aller Iterationen. Die Wintermonate, insbesondere Januar und Februar, sind die kritischen Zeiten. In dieser Zeit kommt es zu hoher Stromnachfrage (insbesondere aufgrund des Heizbedarfs), der Beitrag aus Photovoltaik ist gering und die Einspeisung aus Windenergieanlagen ist nicht konstant und daher nicht gesichert vorhanden. Zudem sind Wasserspeicher, die sich erst im Frühjahr wieder füllen, schon deutlich geleert. Laufwasserkraftwerke werden kaum durch Zuflüsse gespeist, da der grösste Teil des Wassers in den Bergen als Schnee gebunden ist, bevor dieser im Frühjahr schmilzt und die Speicher auffüllt bzw. in die Laufwasseranlagen im Tal fliesst.

### Basisszenario: LOLP Frankreich

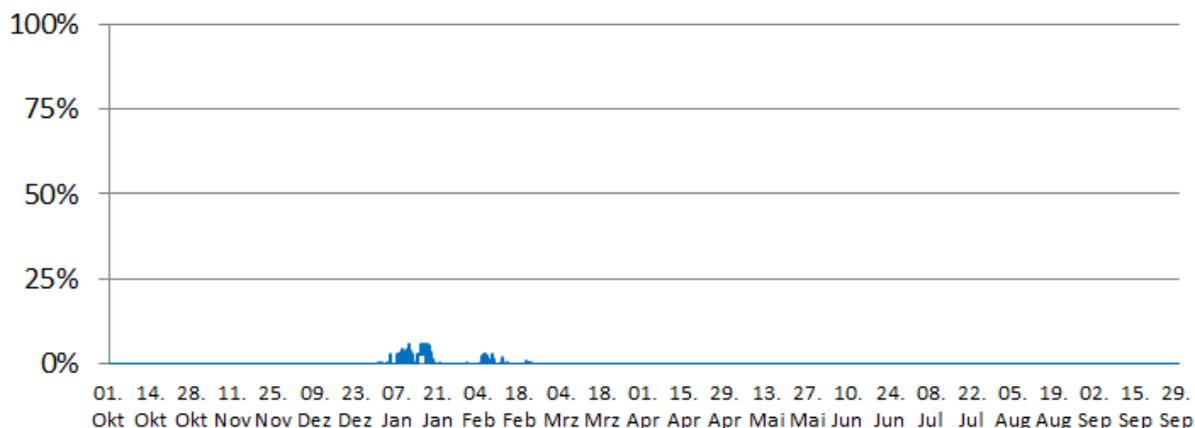


Abbildung 19: Stündliche LOLP auf Basis aller Iterationen für Frankreich im Basisszenario.

## 5.2. Stressszenarien S1-2025 und S2-2025: Ausfall der Kernkraftwerke in der Schweiz und im Ausland

Die Schweiz ist im Winterhalbjahr auf Stromimporte angewiesen. In der Vergangenheit war die Importverfügbarkeit immer ausreichend, und die Schweiz importierte Strom vor allem aus Frankreich und Deutschland. Mit dem geplanten Ausstieg aus der Kernenergie steigt zukünftig der Importbedarf im Winter. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie die Versorgungssicherheit der Schweiz gewährleistet werden kann, wenn ein Teil der Produktionskapazitäten im Ausland längerfristig nicht verfügbar ist. Daher werden in den Stressszenarien 1 und 2 gemäss den Vorgaben der EICom rund 17 GW in Frankreich und 1 bzw. 3 GW in der Schweiz von der installierten Kapazität der Kernkraft abgezogen. Zusätzlich wird in diesen Stressszenarien angenommen, dass der Netzausbau in Deutschland verspätet ist (s. Abschnitt 4.4) und die Importmöglichkeit aus Italien im Januar und Februar nicht vorhanden ist. Tabelle 5 fasst die Ergebnisse der Stressszenarien 1 und 2 zusammen.

Szenario	Land	ENS Median	ENS Durchschnitt	ENS P95	LOLE Median	LOLE Durchschnitt	LOLE P95
		GWh	GWh	GWh	Stunden	Stunden	Stunden
S1-2025	FR	568.1	1'231.7	5'035.2	191.0	248.0	619.0
	CH	8.9	17.4	58.1	73.0	88.1	192.0
S2-2025	FR	803.5	1'537.7	5'607.5	241.0	299.6	665.0
	CH	203.4	320.0	962.4	541.0	579.0	945.0

Tabelle 5: ENS und LOLE pro Jahr für die Stressszenarien S1-2025 und S2-2025.

### S1-2025: ENS Schweiz

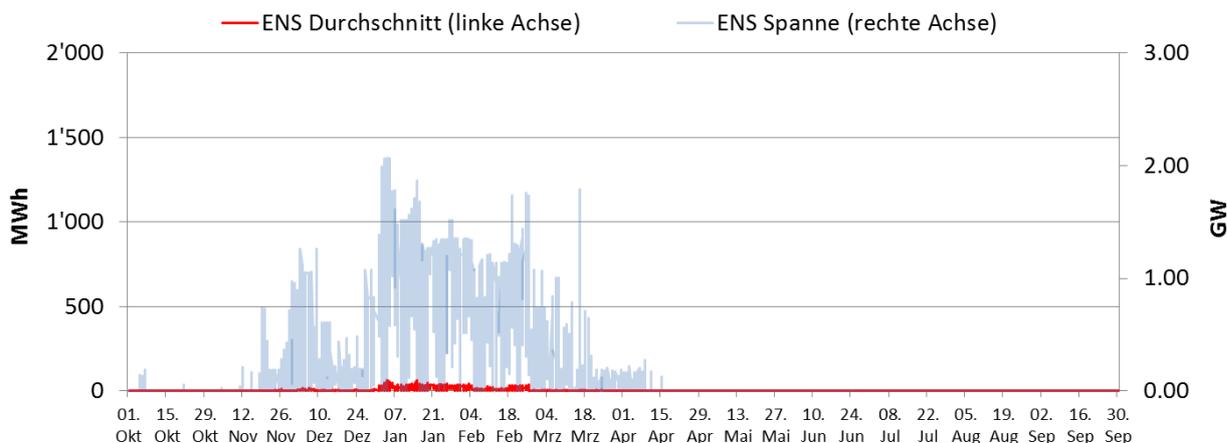


Abbildung 20: ENS Schweiz im Stresszenario S1-2025

Der längerfristige Ausfall von 17 GW der Kernkraft in Frankreich hat einen sehr grossen Einfluss auf das französische Versorgungssicherheitsniveau. Die durchschnittliche ENS-Summe in den Stressszenarien 1 und 2 in Frankreich beträgt zwischen 1'231.7 GWh und 1'537.7 GWh in 248 bzw. 299.6 Stunden. Der P95-Wert der ENS liegt bei 5.6 TWh in 665 Stunden im Stressszenario 2. Diese sehr hohen Werte sind das Ergebnis der extremen Annahme, dass ein Drittel der französischen Kernkraftwerke für einen längeren Zeitraum ausfällt. Da Frankreich bereits im Basisszenario ein erhöhtes Adequacy-Risiko aufweist, sind alle möglichen Produktions- und Grenzkapazitäten bereits ausgelastet, sodass zusätzliche Kraftwerksausfälle direkt zur Erhöhung der ENS führen.

### S1-2025: LOLP Schweiz

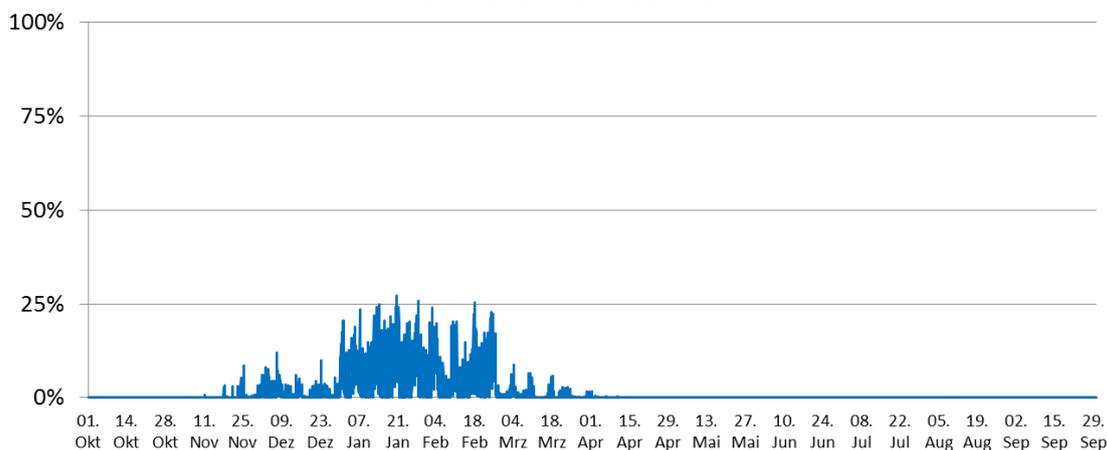


Abbildung 21: LOLP Schweiz im Stressszenario S1-2025

In der Schweiz kommt es ebenfalls zu Versorgungsengpässen, jedoch in einem viel kleineren Ausmass. Die durchschnittliche ENS von 17.4 GWh im Stressszenario 1 bzw. 320.0 GWh im Stressszenario 2 entsprechen dem Schweizer Verbrauch während ca. 2.5 Stunden bzw. 2 Tagen an einem Wintertag. Der P95-Wert der ENS von 58.1 GWh im Stressszenario 1 bzw. 962.4 GWh im Stressszenario 2 entsprechen dem Schweizer Verbrauch während ca. 0.5 bzw. ca. 5.5 Tagen im Winter.

Wenn die Importverfügbarkeit beschränkt ist, kann die Nachfrage nur aus der inländischen Produktion gedeckt werden, d.h. die Speicherkraftwerke müssen ihre Produktion erhöhen. Es wird unterstellt, dass die Speicherkraftwerke marktrational handeln und in den Perioden mit hohen Preisen – wenn also die Energie knapp ist – mehr produzieren würden als bisher historisch beobachtet. Auf diese Weise können die Speicherkraftwerke helfen, Knappheitssituationen zu verhindern. Um diese Marktreaktion abzubilden, wird in der Modellierung in Perioden mit ENS die Füllstandskurve schneller abgesenkt als in solchen ohne ENS. Die historische Entwicklung der Füllstände der Schweizer Seen und der entsprechenden Speicherproduktion ist ein Ergebnis der historischen Marktpreise. Daher ist es realistisch anzunehmen, dass die aggregierte Füllstandskurve der Schweiz in einer extremen Marktsituation ausserhalb der historisch beobachteten Bandbreite liegen kann.

Abbildung 22 zeigt die Bandbreite der Füllstandskurven der Schweizer Speicherseen: links die historischen und rechts diejenigen, die sich in extremen Marktsituationen ergeben. Das Minimum der Füllstände wird in extremen Marktsituationen in einigen modellierten Jahren bereits im März erreicht, also ca. 2 Monate früher als in der Vergangenheit beobachtet. Aus Sicht der Versorgungssicherheit sind die Monate März und April jedoch weniger kritisch, da die Nachfrage in Europa mit steigenden Temperaturen sinkt und es dadurch mehr verfügbare Produktion für den Import in die Schweiz gibt.

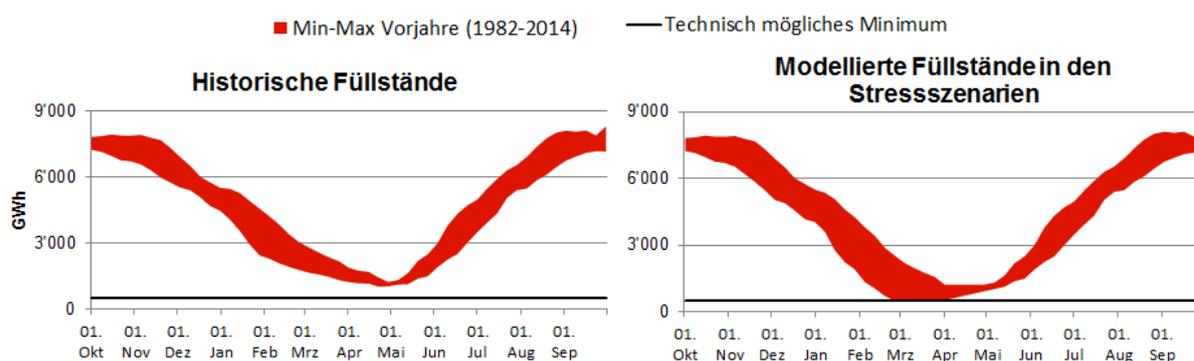


Abbildung 22. Historisch beobachtete Füllstände und modellierte Füllstände in den Stressszenarien für die Schweiz<sup>24</sup>.

Da die verfügbare Wassermenge eine fixe Grösse ist, bedeutet eine solche Speicherbewirtschaftung eine Erhöhung der Importe in den nachfolgenden Perioden im Vergleich zu den historischen Werten. Abbildung 23 zeigt den wöchentlichen Verlauf der Nettoimporte in der Vergangenheit und in ausgewählten modellierten Jahren im Stressszenario 2. Die im Modell resultierenden Importe im November/Dezember und im März liegen deutlich über den maximalen Vergangenheitswerten. Dieser Effekt ist die Folge der erhöhten Speicherproduktion im Januar und Februar und der damit verbundenen niedrigeren Speicherproduktion im März. Modellierte Importe liegen innerhalb der angenommenen Importkapazitäten für das Jahr 2025 und sind somit netztechnisch machbar (s. Kapitel 4.4).

<sup>24</sup> Das technisch mögliche Minimum ist definiert als die Summe der nicht zeitgleichen regionalen Füllstandsminima.

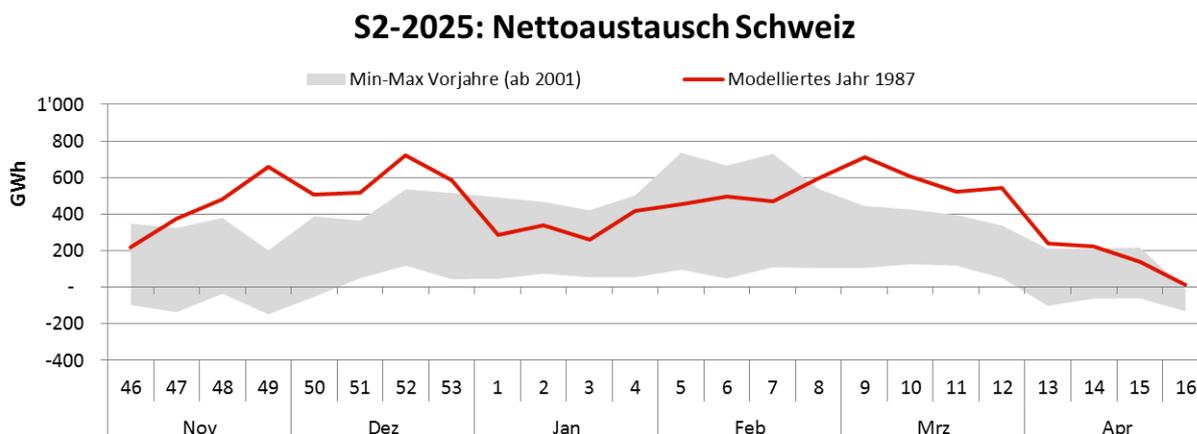


Abbildung 23. Nettoaustausch der Schweiz im Stressszenario S2-2025, Winterhalbjahr (positiv = Import).

Trotz der höheren Importe und der geänderten Speicherbewirtschaftung lässt sich die ENS in der Schweiz im Stressszenario 2 nicht vermeiden. In Abbildung 24 sind die durchschnittlichen ENS-Summen sowie die maximalen ENS-Werte aus allen durchgeführten Iterationen pro Stunde als „ENS-Spanne“ abgebildet. Es ist ersichtlich, dass Versorgungsengpässe in der Schweiz im ganzen Winterhalbjahr, aber vor allem im Januar und Februar auftreten können. In dieser Zeit sind die Importe aus Frankreich nur eingeschränkt verfügbar, weil die Versorgungssicherheit dort nicht gewährleistet ist. Die Importe aus Italien sind per Szenariodefinition nicht möglich, und die (windbedingt) reduzierten Importe aus Deutschland und Österreich sind nicht ausreichend, um den Ausfall aller Kernkraftwerke in der Schweiz zu kompensieren.

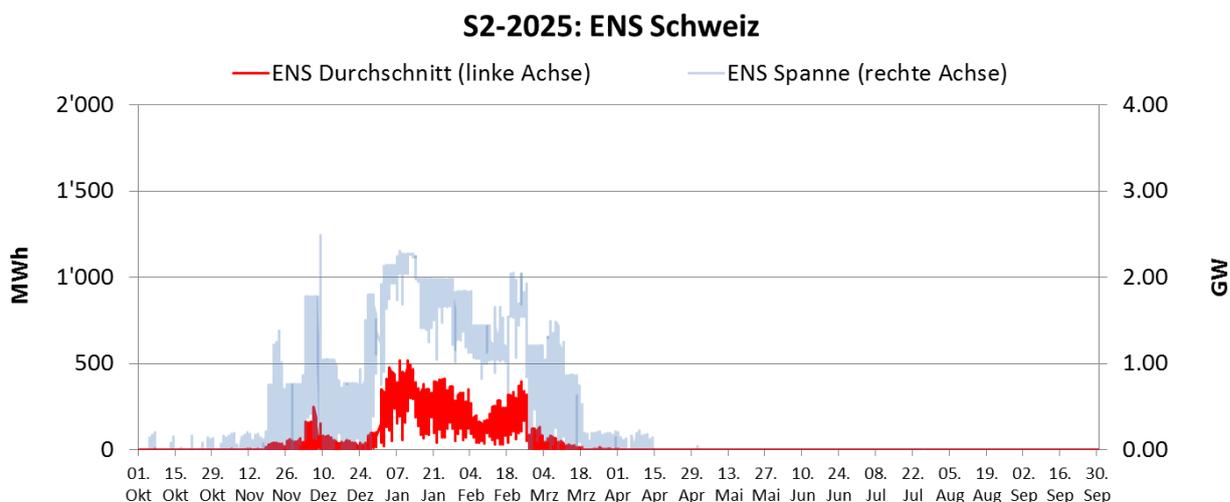


Abbildung 24: Stündliche ENS in der Schweiz im Stressszenario 2.

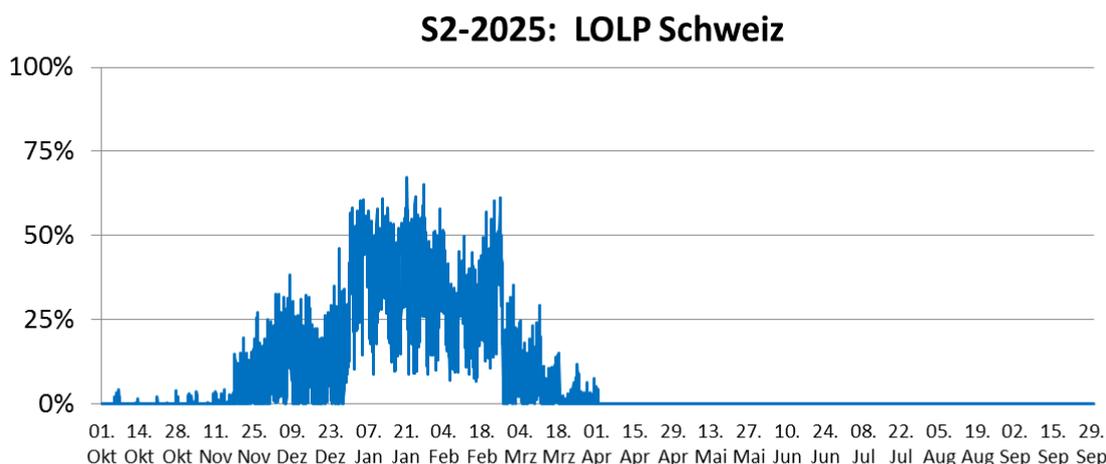


Abbildung 25: LOLP für die Schweiz im Stressszenario 2.

### 5.3. Stressszenario 3: Stressszenario 2 + Kohleausstieg in Deutschland und Italien

Zusätzlich zu den Annahmen im Stressszenario 2 sieht das Stressszenario 3 die Reduktion der installierten Leistung der Kohlekraftwerke um ca. 5 GW in Deutschland und um ca. 3 GW in Italien vor. Diese Reduktion wird nur teilweise durch den Zubau von Gaskraftwerken um ca. 3 GW in Deutschland kompensiert. Hinzu kommt der ganzjährige Ausfall von Grand Dixence (-2 GW und -2 TWh) in der Schweiz.

Szenario	Land	ENS Median	ENS Durchschnitt	ENS P95	LOLE Median	LOLE Durchschnitt	LOLE P95
		GWh	GWh	GWh	Stunden	Stunden	Stunden
S 3-2025	FR	1000.9	1755.7	5912.7	269.0	320.8	746.0
	CH	277.8	383.3	943.6	586.0	628.2	1192.0

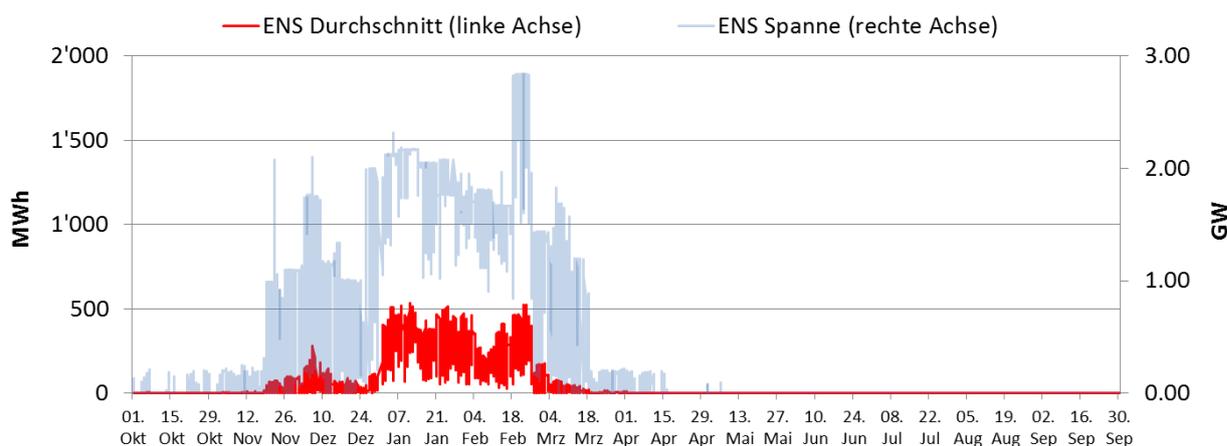
Tabelle 6: Ergebnisse für das Stressszenario 3.

Da die Vorgaben für das Stressszenario 3 noch restriktiver sind als für das Stressszenario 2, ist das Risiko für die Versorgungssicherheit der Schweiz erwartungsgemäss grösser. Die durchschnittliche ENS-Summe

beträgt 383.3 GWh im Stressszenario 3, was ca. 2 Tagen des Schweizer Verbrauchs im Winter entspricht (s. Tabelle 6). Wie bereits im Stressszenario 2 der Fall, können die Importe den Ausfall der inländischen Produktion nicht kompensieren.

Die Versorgungsgengpässe in der Schweiz fallen im Stressszenario 3 auf die gleichen Perioden wie im Stressszenario 2, wobei die Höhe der möglichen ENS im Stressszenario 3 höher ist. Abbildung 26 zeigt, dass sich die Knappheitssituationen hauptsächlich auf die Monate Januar und Februar konzentrieren. Dementsprechend ist auch die Wahrscheinlichkeit des Lastabwurfes (LOLP) in diesen Stunden sehr hoch und liegt oft über 50%.

### S3-2025: ENS Schweiz



### S3-2025: LOLP Schweiz

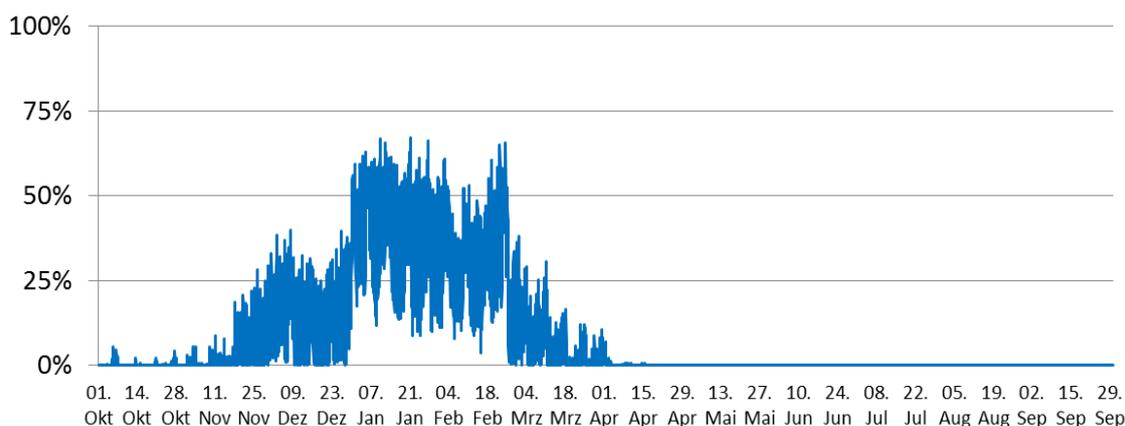


Abbildung 26. ENS und LOLP in der Schweiz im Stressszenario 3.

Die Reduktion der installierten Kapazität in Deutschland und Italien beeinflusst das Versorgungssicherheitsniveau in Frankreich mehr als jenes in der Schweiz. Im Vergleich zum Stressszenario 2 steigt die durchschnittliche ENS-Summe in Frankreich von 1.5 TWh auf 1.8 TWh im Stressszenario 3. Dies liegt daran, dass die Importkapazitäten an den Schweizer Grenzen bereits im Stressszenario 2 sehr niedrig sind, so dass weitere Produktionsausfälle im Ausland die bereits reduzierten Importe nur mehr gering beeinflussen. Die Importkapazitäten Frankreichs wurden hingegen im Szenario nicht vermindert, weswegen die Reduktion der installierten Kapazität in Deutschland und Italien das Versorgungssicherheitsniveau in Frankreich stärker negativ beeinflusst.

## 6. Schlussfolgerungen

Die im Auftrag der EICOM und auf Basis der von ihr festgelegten Annahmen und Szenarien erstellten Berechnungen zur Adequacy-Situation der Schweiz lassen folgende Schlussfolgerungen zu:

- » Die Produktion im Basisszenario ist ausreichend zur Deckung aller simulierten Nachfrageszenarien. Die Versorgung der Schweiz mit in- und ausländischer Produktion ist im Jahr 2025 ausreichend, sofern es in Europa zu unverzerrtem Stromhandel und gegenseitiger Stützung in nationalen Knappheitssituationen kommt.
- » Der Verbrauch in Frankreich ist wettersensitiv; dies jedoch mit geringem Risiko für die Schweiz. Kalte Winter belasten die Versorgungssicherheit in Frankreich, wo Stromheizungen eine grosse Rolle spielen. Dies wirkt sich im Verbund jedoch nur sehr geringfügig auf die Schweiz oder andere Länder aus. Insgesamt gilt für das Basisszenario, dass die Konsequenzen von Stress-Situationen in Frankreich für die Schweiz unter den hier getroffenen Annahmen vergleichsweise gering sind, da die Schweiz aufgrund ihrer guten Anbindung auf die Importe aus Deutschland und Italien ausweichen kann.
- » Fallen einige Kernkraftwerke in der Schweiz und in Frankreich für längere Zeit aus, und fallen zusätzlich die Importe aus Italien im Januar und Februar vollständig weg, führt das zu einer Knappheitssituation mit entsprechend hohen Preisen. Es wird angenommen, dass die Wasserkraftwerke marktrational reagieren und in solchen kritischen Perioden aufgrund der hohen Marktpreise mehr produzieren würden, als bisher historisch beobachtet wurde. In den Folgeperioden würden sie entsprechend weniger produzieren. Die schnellere Entleerung der Speicherseen im Winter wird durch erhöhte Importe im Frühling teilweise kompensiert. In den Stressszenarien 1 und 2 können die Importe und die veränderte Produktion der Wasserkraftwerke den Ausfall der Produktion der Kernkraftwerke in der Schweiz nicht vollständig ausgleichen, wobei der Engpass im Stressszenario 2 deutlich höher ausfällt als im Stressszenario 1.
- » Ein erwartungsgemäss ähnliches Bild zeigt sich, wenn zusätzlich ein wichtiger Jahresspeicher in der Schweiz längerfristig ausfällt und die Produktionskapazitäten in Deutschland und Italien reduziert sind. In diesem Stressszenario erhöht sich der Versorgungseingpass in der Schweiz.
- » Die Einschätzungen der Adequacy-Situation in der Schweiz sind konsistent mit den Ergebnissen des MAF und den Studien im Rahmen des PLEF, welche ebenfalls ein hohes Niveau der Versorgungssicherheit im Basisszenario in 2025 in der Schweiz ausweisen. Diesen Studien ist gemeinsam, dass sie auf einer gekoppelten Leistungs- und Energiebetrachtung in stündlicher Auflösung basieren. Im Unterschied dazu stellen z.B. die Seasonal Outlooks der ENTSO-E oder der Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016-2020 ausschliesslich auf eine Leistungsbetrachtung in einigen definierten Referenzstunden ab.