



Schlussbericht

---

# **ECom System Adequacy 2030**

## **Studie zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2030**

17. Juni 2020

---



## 1. Einleitung der EICom

Gemäss Stromversorgungsgesetz (StromVG) überwacht die EICom die Versorgungssicherheit in der Schweiz. Zeichnet sich mittel- oder langfristig eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgung ab, unterbreitet die EICom dem Bundesrat Massnahmen nach Artikel 9 StromVG.

Aufgrund der besonderen Versorgungssituation in den Winterhalbjahren 2015/2016 und 2016/2017 hat die EICom 2017 damit begonnen, probabilistische Berechnungen zur Systemadäquanz<sup>i</sup> durchzuführen. Gestützt auf die Resultate der Studien für 2020 (Ausserbetriebnahme KKM) und 2025 (Ausserbetriebnahmen der deutschen Kernkraftwerke bei noch nicht behobenen innerdeutschen Netzengpässen) kam die EICom zum Schluss, dass dem Bundesrat noch keine Massnahmen nach Artikel 9 StromVG vorzuschlagen sind. Allerdings zeigten die Ergebnisse für das Jahr 2025 auch, dass bei einer Verkettung von unglücklichen Umständen Versorgungsengpässe nicht ausgeschlossen werden können. Wesentliche Stressfaktoren sind die zunehmende Nicht-Verfügbarkeit von steuerbarer Produktion im Winterhalbjahr sowie die weitere Optimierung des flussbasierten Market-Coupling im EU-Raum. Diese beeinträchtigen die Exportfähigkeit oder -willigkeit der Nachbarländer. Die EICom erachtet es deshalb als folgerichtig, dass die Frage der langfristigen Versorgungssicherheit von der Politik aufgegriffen wurde<sup>ii</sup>. Bei der Covid-19-Pandemie hat sich zudem am Beispiel von Medizinalprodukten gezeigt, dass die Hilfsbereitschaft der Nachbarländer nicht vorausgesetzt werden kann, falls diese selber von der Krise betroffen sind.

Um die politische Diskussion einer angemessenen Eigenversorgung zu unterstützen, hat die EICom kürzlich ein Grundlagenpapier zur Winterproduktion<sup>iii</sup> publiziert. Die EICom sieht aufgrund einer Risikobetrachtung einen Bedarf für den Zubau von inländischer Winterproduktion im Umfang von fünf bis zehn Terawattstunden bis ins Jahr 2035. Die anstehenden Revisionen von StromVG und Energiegesetz bieten die Gelegenheit, die politische Diskussion zu einem angemessenen Eigenversorgungsgrad zu führen und bei Bedarf die Rahmenbedingungen für zusätzliche Winterproduktion zu verbessern.

Flankierend dazu, primär mit Blick auf die weitere Beurteilung von potenziellen Massnahmen nach Artikel 9 StromVG, hat die EICom entschieden, die von ENTSO-E erhobenen Prognosedaten für das Jahr 2030 zu nutzen und eine probabilistische Rechnung für diesen Zeithorizont durchzuführen. Die verfügbare Importkapazität wurde wiederum NTC-basiert modelliert. Der vorliegende Bericht fasst die Resultate der Berechnungen sowie die Schlussfolgerungen der EICom zusammen.

## 2. Modellierung und Annahmen

Die vorliegende Studie setzt wiederum auf dem Modell des Mid-term Adequacy Forecast (MAF) 2019 der ENTSO-E auf und beinhaltet gegenüber der letzten Studie verschiedene Weiterentwicklungen wie z.B. die Modellierung der Verbrauchslastprofile in Abhängigkeit von den in der Datensammlung erfassten Entwicklungen der E-Mobilität und Wärmepumpen durch ENTSO-E, und die Verfügbarkeit und den Einbezug von detaillierteren hydrologischen Daten. Dieses Modell stellt gemäss Einschätzung der EICom den «state of the art» dar.

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

<sup>ii</sup> Motion 19.3004 der UREK-S: <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20193004>

<sup>iii</sup> Vgl. «Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion, Einschätzung der EICom», 27. Februar 2020



Die Abstützung auf ein probabilistisches Modell hat den Vorteil, dass durch zahlreiche Kombinationen aus mehreren Einflussgrössen 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 Leistungsbetrachtung mit denen einer Energiebilanz 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 der Ergebnisse auf getroffene Annahmen entsprechend zu relativieren ist.

Um die Betrachtung der möglichen zukünftigen Entwicklung wiederum aus verschiedenen Perspektiven zu ermöglichen, sei an dieser Stelle insbesondere auf das Grundlagenpapier zur Winterproduktion verwiesen.

Da der Zeitbedarf für das Durchlaufen einer probabilistischen Rechnung relativ gross und rechenintensiv ist, wurden nur vier Szenarien betrachtet.

Mit Blick auf die Wahl der Szenarien erscheint die Feststellung wichtig, dass es letztendlich kaum die bekannten Risiken sind, welche die Versorgungssicherheit gefährden dürften, sondern vielmehr die unbekanntes Risiken. Erinnert sei da z.B. an die Netztrennung im kontinentaleuropäischen Verbundnetz im Jahr 2006. Oder an das Erdbeben in Südfrankreich im November 2019, welches die grossräumige Substitution von rund 7000 MW Produktion aus FR-KKW nötig machte (wodurch das Schweizer Netz kurzfristig strapaziert wurde). Diese Ereignisse blieben ohne grösseren Auswirkungen, weil im System ausreichend Reserven vorgehalten wurden. In Kombination mit einer weiteren Stresssituation oder in einem System mit zu geringen Reserven können jedoch solche Ereignisse gravierende Auswirkungen haben. Die ElCom adressiert das «Problem der unbekanntes Risiken» in der Studie, indem die Stressszenarien auch wenig wahrscheinliche Verkettungen von Stressfaktoren beinhalten.

In der Studie wurden 35 Klimajahre von 1982 bis 2016 verwendet. Weitere Einflüsse der jüngeren Klimaentwicklung werden in der Studie nicht berücksichtigt, da dafür derzeit keine standardisierte Methodik existiert.

Der Einsatz der Speicherkraftwerke wurde wiederum grundsätzlich auf Basis des historischen Speichereinsatzes modelliert. Wie bei der Studie für 2025 wurde jedoch bei Wochen mit fehlender Energie erlaubt, die historisch beobachtete Schwankungsbreite der Füllungsgrade zu verlassen, was eine höhere Speicherentnahme zulässt. Diese zusätzliche Speicherentnahme reduziert die Menge allfällig fehlender Energie, kann diese aber nicht immer vollständig eliminieren. Dies entspricht eher dem Speichereinsatz, wie er in der Realität aufgrund der Flexibilität der Schweizer Wasserkraft zu erwarten wäre.

Für die Interpretation der Ergebnisse des Modells ist wichtig zu berücksichtigen, dass horizontale wie auch vertikale Netzengpässe in den Annahmen zu den kommerziell verfügbaren Kapazitäten bei grenzüberschreitenden Lieferungen (Net Transfer Capacity NTC) berücksichtigt werden, jedoch keine separate Netzsimulation durchgeführt wird.

Um die statistische Aussagekraft sicherzustellen, wurden für jedes Szenario Konvergenztests durchgeführt, um die Anzahl notwendiger Simulationen zu ermitteln. Der Fehler der numerischen Ergebnisse liegt aufgrund der gewählten Anzahl Simulationen in einem Bereich von rund 5%.



### Annahmen für die probabilistische Betrachtung 2030

Im Vergleich zur Studie für das Jahr 2025 wurden für 2030 folgende wesentliche Veränderungen berücksichtigt: in Bezug auf das Basisszenario fällt bei der Produktion insbesondere die erhöhte verfügbare Kapazität bei der Kernkraft in Frankreich<sup>iv</sup> ins Gewicht. Die aktuellen Entwicklungen zum Kohleausstieg in Deutschland wurden mit Stand Februar 2020 berücksichtigt. Auch in Italien soll der Kohleausstieg bis 2030 vollzogen sein<sup>v</sup>.

Grenzüberschreitende Transportkapazitäten sind zentrale Annahmen der Studie. Die ElCom geht auch für das Basisszenario davon aus, dass die technisch und energiewirtschaftlich potenziell verfügbaren NTCs aufgrund der politischen Rahmenbedingungen bis 2030 weiter 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 gemäss den regulatorischen Vorgaben der EU zunehmend auf Kosten der Schweiz. So verbleibt, aufgrund der Belastung von kritischen Netzelementen durch ungeplante Flüsse, potenziell weniger Importkapazität für Lieferungen ins Inland. In der vorliegenden Untersuchung wird davon ausgegangen, dass bis 2030 kein Stromabkommen mit der EU vorliegt. Aus diesem Grund wurde – wie schon in der Studie für 2025 – nur die Importkapazität, die üblicherweise langfristig (in Monats- und Jahresauktionen) angeboten wird, als verfügbar angenommen, während Kapazität in der Grössenordnung der bisherigen Vortagesauktion im Umfang von rund 1/3 der Kapazität nicht mehr zur Verfügung steht.

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 bis zu 30% durch die Schweiz.

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 belasten, steht von der installierten Kapazität der Grenzleitungen (rund 28 Gigawatt thermisch) nur ein Teil von rund 4 bis 7 Gigawatt für den Import zur Verfügung. Diese Reduktion wurde bereits in der Studie 2025 berücksichtigt. Der Zeitplan für die weitere Optimierung (potenziell zu Lasten der Schweiz) hat sich seither konkretisiert:

- Erstens wird die flussbasierte Marktkopplung geographisch ausgedehnt<sup>vi</sup>: Bislang werden die Energieaustausche innerhalb der Region Central-West (FR,BE,NL,DE,AT,LU) optimiert. In naher Zukunft (ca. 2021) soll auch die Region Central-Ost (PL,CZ,SK,HU,SI,RO,HR) mitoptimiert werden. Aufgrund der zentralen Lage und der starken Vermaschung der Schweizer Nordgrenze mit diesen beiden Regionen ist das Schweizer Netz davon betroffen.
- Zweitens wird die kommerziell verfügbare Grenzkapazität per Dekret erhöht: Mit dem Clean Energy

<sup>iv</sup> Hauptsächlich wg. der Verschiebung vom Reduktionsziel des Nuklearanteils auf 50% der franz. Stromproduktion von 2025 auf 2035, Vgl. Kap. 3.3.3 «National energy and climate plan France», März 2020,

[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/fr\\_final\\_necp\\_main\\_fr.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/fr_final_necp_main_fr.pdf)

<sup>v</sup> Vgl. S. 8 «National energy and climate plan Italy», Dez. 2019,

[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/it\\_final\\_necp\\_main\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/it_final_necp_main_en.pdf)

<sup>vi</sup> Flow Based Market Coupling wird von CWE auf die CORE-Region ausgeweitet:

<https://www.transnetbw.de/de/presse/presseinformationen/aktuelles/flow-based-market-coupling-bereit-zur-einfuehrung-in-der-core-region>



Package sollen die kommerziell verfügbaren Grenzkapazitäten im EU-Raum per Verordnung substantiell erhöht werden. Diese Werte sind insbesondere dann relevant, wenn die innerdeutschen Engpässe nicht beseitigt werden können, wie es in den Stressszenarien angenommen wird. Die Importverfügbarkeit aus D tendiert deshalb bei starkem Wind im Vergleich zu den Rechnungen für 2025 zu noch tieferen Werten.

Die Entwicklung des Verbrauchs hängt u.a. auch von politischen<sup>vii</sup> Einflussgrössen ab. Daher ist die ENTSO-E bei der Aufnahme der Daten von den Übertragungsnetzbetreibern dazu übergegangen, auch Annahmen für die Treiber des Verbrauchs aufzunehmen. ENTSO-E verwendet diese Daten, um zukünftige Verbrauchsprofile länderscharf zu erstellen. Der für diese Studie zugrunde gelegte Gesamtverbrauch der Schweiz in Höhe von 60.44 TWh stützt sich auf die CH-Energieperspektiven mit Stand 2013 ab (Szenario NEP) und enthält via Algorithmus von ENTSO-E die Verbrauchscharakteristik für Elektrofahrzeuge mit einem Verbrauch von 1.3 TWh/a und Wärmepumpen mit einem Verbrauch von 2.6 TWh/a im Jahr 2030.

Die Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des französischen KKW-Parks ist schwierig. Daher wurden die französischen Angaben aus der ENTSO-E-Datenbank unverändert übernommen. Dieser Wert ist deutlich (+ 6 GW) höher als die Angabe der französischen KKW-Kapazität für die ElCom-Studie für 2025 aus gleicher Quelle. Aufgrund der hohen Differenz ist ersichtlich, dass diese (Plan)Angaben zu französischen KKW erheblichen Unsicherheiten einerseits bei der geplanten Inbetriebnahme neuer Anlagen, andererseits bei der (politisch) geplanten endgültigen Ausserbetriebnahme von Bestandsanlagen unterliegen, die nicht verlässlich abgeschätzt werden können.

Die Annahmen und Ausgestaltung der Szenarien haben sich bewusst an den Annahmen und Szenarien der letzten Studie für 2025 orientiert, um eine grösstmögliche Vergleichbarkeit und Durchgängigkeit dieser beiden Studien sicherzustellen. Allerdings geht die vorliegende Studie davon aus, dass für den geplanten Leistungsbetrieb der Schweizer Kernkraftwerke aufgrund der getätigten Investitionen 60 Jahre zu veranschlagen sind<sup>viii</sup>.

Die getroffenen Annahmen zu den vier Szenarien sind:

### Basisszenario 2030

- ohne Stromabkommen, aber mit SOGL Vereinbarungen<sup>ix</sup>
- Transportkapazität für Import: Netzausbau CH und EU gemäss Planung, flussbasierte Marktkopplung ohne CH-Beteiligung, Import-NTC deshalb trotz Netzausbau maximal 6.27 GW statt bis zu 7.5 GW heute;

<sup>vii</sup> Wie der Schweizer Bundesrat im «Erläuternden Bericht zur Revision des Energiegesetzes EnG» im April 2020 anführt, ist bei einer Ausrichtung des CH-Energiesystems auf das neue Klimaziel «Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050» mit einem bis zu 50% erhöhten Strombedarf bis 2050 zu rechnen.

<sup>viii</sup> Einschätzung BFE, siehe NZZ vom 02.10.2019, «Warum der Bund die Kernkraftwerke länger laufen lassen will»

<sup>ix</sup> Es wird angenommen, dass auch ohne Stromabkommen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern sichergestellt werden kann, dass ein operativer Informationsaustausch stattfindet. Dadurch können zwar weder ungeplante Transitflüsse verhindert, die Berücksichtigung der CH-Austausche mit den Nachbarn im 70% minRAM Regime erwirkt, noch die Berücksichtigung der Schweiz in den Kapazitätsberechnungen (flussbasierte Marktkopplung) der EU erreicht werden. Jedoch geht die ElCom davon aus, dass dadurch rund 2/3 der NTC-Kapazitäten weiterhin zur Verfügung stehen. Rund 1/3 der NTC-Kapazitäten sind nicht verfügbar wegen der notwendigen Einschränkungen für einen sicheren Netzbetrieb. Bestenfalls kann dies durch ein technisches Agreement über den beidseitigen Einbezug in der Kapazitätsberechnung abgemildert werden.



- Kraftwerkspark Schweiz mit KKB II, KKG, KKL in Betrieb (Kernkraftwerk Beznau I nicht in Betrieb), insgesamt installierte Leistung CH deshalb 26.5 GW (davon EE Solar 6.1 GW<sup>x</sup>, Wind 0.1 GW, Geothermie 0 GW, sonstige Erneuerbare 0.6 GW);
- Produktion Frankreich: insgesamt installierte Leistung rund 180 GW;
- Produktion Deutschland: Kohle- und Kernausstieg DE gemäss Planung (17 GW Kohle, 0 GW KKW), (Teil)Kompensation DE mit Gas-Zubau gem. Daten ENTSO-E, keine Berücksichtigung der diversen Reserven (da diese nicht am Markt angeboten werden dürfen); insgesamt installierte Leistung rund 270 GW;
- Realisierung der DC-Leitungen innerhalb Deutschlands gemäss Planung;
- Produktion Italien: insgesamt installierte Leistung rund 150 GW;
- Produktion Österreich: insgesamt installierte Leistung rund 40 GW.

### **Stressszenario 1 - 2030: CH/FR - KKW eingeschränkt**

- Grundannahmen wie Basisszenario 2030;
- Kraftwerkspark Schweiz: ohne KKB II im Winter (Oktober bis März) aufgrund technischer Restriktionen;
- Produktion Frankreich: 33% installierte Kapazität FR-KKW im Winter (Oktober bis März) aufgrund technischer Restriktionen nicht verfügbar;
- Realisierung der DC-Leitungen innerhalb Deutschlands verzögert sich: Import-NTC D-CH werden deshalb windabhängig<sup>xi</sup> modelliert (0-1700MW);
- Kein Import aus Italien im Jan und Feb aus netztechnischen Gründen.

### **Stressszenario 2 - 2030: ohne CH-KKW**

- Grundannahmen wie Stressszenario 1-2030;
- Kraftwerkspark Schweiz: ohne CH-KKW im Winter (Oktober bis März) aufgrund technischer Restriktionen.

### **Stressszenario 3 - 2030: Ausfall grosses CH-Wasserkraftwerk und zentrales CH-Netzelement**

- Grundannahmen wie Stressszenario 2-2030;
- ohne Grande Dixence ganzjährig;
- mit Ausfall zentrales CH-Netzelement während drei Monaten (Dez, Jan, Feb) und deshalb Reduktion der NTC-Werte DE->CH in diesem Zeitraum auf maximal 900MW (statt 1700 MW).

---

<sup>x</sup> Beim Zubau PV nimmt die ElCom an, dass durch entsprechende Anreize für Winteroptimierte PV-Anlagen ein Winteranteil von gut einem Drittel bis 2030 erreicht wird. Eine Studie des BFE («Studie Winterstrom Schweiz», Aug. 2019) kommt zum Schluss, dass ein Anteil von 36% Winterstrom bei Realisierung von 30 TWh/Jahr PV-Produktion realistisch möglich ist.

<sup>xi</sup> Die 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 Deutschlands). Damit einher geht eine Reduktion der NTC Kapazitäten von Süddeutschland ins Ausland, und somit auch in die Schweiz, da die Entwicklungen darauf hindeuten, dass ein zusätzlicher Redispatch in Deutschland zur Aufrechterhaltung der Exporte in Richtung Schweiz nicht mehr wie in der Vergangenheit verfügbar ist.



### Würdigung und Kritik zur probabilistischen Betrachtung

Das verwendete Modell ist umfassend und komplex, aber nicht abschliessend. 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, Redispatch-Einsatz zugunsten Export, CO<sub>2</sub>-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. Auch werden mögliche disruptive Entwicklungen, wie z.B. die substantielle Nutzung von Wasserstoff für die Mobilität aufgrund des relativ kurzem Zeitraums bis 2030 nicht abgebildet.

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

	Ergebnis zu	
	optimistisch	pessimistisch
Stromverbrauch Schweiz <sup>vii</sup>	x	
PV-Stromproduktion Schweiz mit Winteranteil von 35% <sup>xii</sup>	x	
Exportbereitschaft der Nachbarländer <sup>xiii</sup>	x	
Zusätzliche <sup>xiv</sup> Ausserbetriebnahmen von Grundlast-KW	x	
Volle Informationsverfügbarkeit über den Zeitraum von einer Woche	x	
Keine Preiselastizität verbrauchsseitig in CH		x
Unvollständige Preiselastizität angebotsseitig <sup>xv</sup>		x
Nicht-Berücksichtigung von ausländischen Reserven		x

<sup>xii</sup> Die ElCom geht davon aus, dass die möglichen Potenziale (Vgl. Szenario AWS in «Studie Winterstrom Schweiz», BFE, Aug. 2019) durch eine geeignete Beanreizung des zukünftigen Zubaus von inländischer Photovoltaik annähernd realisiert wird.

<sup>xiii</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>xiv</sup> d.h. wirtschaftlich bedingte Ausserbetriebnahmen, die über den Rahmen der historischen Nichtverfügbarkeiten von Grundlastkraftwerken in den Stressszenarien hinausgehen

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



### 3. Numerische Resultate

Die Ergebnisse für ENS<sup>xvi</sup> und LOLE in 2030 für die Schweiz belaufen sich auf:

Szenario	ENS Median	ENS Durchschnitt	ENS P95	LOLE Median	LOLE Durchschnitt	LOLE P95
	GWh	GWh	GWh	Stunden	Stunden	Stunden
Basisszenario 2030	0	0	0	0	0	0
Stressszenario 1-2030 CH/FR - KKW eingeschränkt	0	3	16	0	8	26
Stressszenario 2-2030 ohne CH-KKW	44	74	267	401	317	639
Stressszenario 3-2030 CH-Hydro und Netz eingeschränkt	74	116	317	422	554	1255

Die Genauigkeit der Ergebnisse wurde in der Berechnung ermittelt. Mit 95% Wahrscheinlichkeit liegen die Fehler der ENS-Werte bei rund 5%.

#### Basisszenario 2030

Die numerischen Ergebnisse für das Basisszenario zeigen, dass in diesem wahrscheinlichen Szenario gemäss Modellrechnung nicht mit einem Versorgungsengpass zu rechnen ist. Der Durchschnitt aller Iterationen ergibt sowohl für „Energy Not Supplied“ (ENS) wie auch für die Zeitdauer eines Versorgungsengpasses „Loss Of Load Expectation“ (LOLE) Werte gleich oder nahe bei Null. Da auch bei den P95-Werten<sup>xvii</sup> der über 2000 Iterationen keine Versorgungslücke errechnet wird, deuten die Resultate auf eine grundsätzliche Robustheit des Systems in diesem Szenario für 2030.

Sind diese Resultate plausibel? Wichtig bei der Interpretation ist der Hinweis auf zwei zentrale Annahmen für das Basisszenario 2030: Erstens wird im Vergleich zur Studie für 2025 von einer erhöhten Leistung aus Kernenergie in Frankreich ausgegangen. Zweitens sind in der Schweiz an Kernkraftwerken neben Leibstadt auch Beznau 2 und Gösgen am Netz. Dies führt u.a. dazu, dass in diesem Szenario im P95-Fall im Winterhalbjahr Netto-Importe im Umfang von rund 2 TWh möglich sind.

#### Stressszenario 1-2030 (CH/FR-KKW eingeschränkt)

Im ersten Stressszenario (CH/FR-KKW eingeschränkt) resultieren im Durchschnitt in der Schweiz rund 3 GWh ENS. Der ENS P95-Wert ist mit knapp 16 GWh fünfmal so gross. Zum Vergleich: Die Schweiz verbraucht im Winter durchschnittlich rund 170 GWh pro Tag. Die LOLE-Werte sind in der Grössenordnung zwischen 8 (Durchschnitt) und 26 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

<sup>xvi</sup> Die fehlende Energiemenge kann dabei in Relation zu einem typischen Schweizer Tagesverbrauch gesetzt werden: Im Winter beträgt ein Tagesverbrauch rund 170 GWh.

<sup>xvii</sup> P95: In 95% der Iterationen ist das Ergebnis kleiner oder gleich dem angegebenen Wert und in 5% der Iterationen ist das Ergebnis grösser als der angegebene Wert



zunehmen, erscheint plausibel.

Die berechneten ENS-Werte mit knapp 16 GWh sind zwar nicht mehr nahe Null, jedoch von der Grössenordnung her immer noch in einem Bereich, der in einem Marktumfeld (Nachfrageelastizität, Maximierung Importe durch Einsatz von Redispatch) ohne weiteres handhabbar sein dürften. Auch bei diesem nicht unwahrscheinlichen Szenario dürfte es deshalb nicht zu einem Versorgungsausfall kommen.

### **Stressszenario 2-2030 (ohne CH-KKW)**

Aufbauend auf das Stressszenario 1-2030 (CH/FR-KKW eingeschränkt) wurde im Stressszenario 2-2030 die Annahme getroffen, dass zusätzlich die beiden CH-Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt im Winter ausser Betrieb sind. Der berechnete Durchschnittswert für ENS im Stressszenario 2-2030 beträgt in diesem Fall 74 GWh, wobei durchschnittlich pro Jahr 317 Stunden mit ENS hauptsächlich im ersten Quartal aufgetreten sind. Der P95-ENS-Wert beträgt in diesem Szenario 267 GWh, wobei bei der P95-Ziehung während über 639 Stunden ENS aufgetreten sind.

Diese Werte erscheinen insbesondere im Vergleich zu den Werten im Stressszenario 1-2030 (CH/FR-KKW eingeschränkt) als plausibel. Bei innerdeutschen Netzengpässen und eingeschränkter Exportfähigkeit Frankreichs erzeugt zusätzlich wegfallende CH-Bandenergie im Winter Stress. Die hohe Relevanz/Wirkung der beiden Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt auf die ENS (im Vergleich zu Stressszenario 1-2030) resultiert aus der substanziellen Winterproduktion dieser beiden Kraftwerke im Umfang von rund 8 TWh. Die im Vergleich zum Stressszenario 1-2030 wegfallende Winterproduktion kann dennoch weitgehend durch Netto-Importe, die auf einen Umfang von rund 11 bis 13 TWh im Winterhalbjahr ansteigen, bzw. durch geringere Exporte kompensiert werden.

Im Stressszenario 2-2030 zeigt sich auch die Auswirkung der fundamentalen Annahme einer – im Vergleich zu 2025 – höheren Produktion aus franz. Kernenergie: Im Vergleich zu den Rechnungen für 2025 sind für Frankreich deutlich geringere ENS-Werte zu erwarten. Das geringere Defizit in Frankreich führt dazu, dass der überdurchschnittliche Speichereinsatz einen viel höheren Wirkungsgrad für die Schweiz aufweist. Oder anders ausgedrückt: Der Speichereinsatz zur Vermeidung von ENS diffundiert nicht zu einem Grossteil nach Frankreich. In einem solchen Fall wäre eine strategische Reserve in der Schweiz sehr wirksam.

### **Stressszenario 3-2030 (CH Hydro und Netz eingeschränkt)**

Die numerischen Ergebnisse zum Stressszenario 3-2030 zeigen eine Zunahme des Versorgungsengpasses um rund ein Drittel gegenüber dem Stressszenario 2-2030 (ohne CH-KKW) und setzen Netto-Importmengen von rund 12-15 TWh im Winterhalbjahr voraus. Diese vergleichsweise moderate Zunahme von ENS/LOLE ist insofern plausibel, als dass die Exportfähigkeit Frankreichs trotz Einschränkungen, aber insbesondere im Vergleich zu den Szenarien für 2025, relativ hoch ist.

### **Sensitivitätsbetrachtung: Verdoppelung PV im Stressszenario 3-2030**

Aufgrund des Ausbaupotenzials und der geringen Auswirkungen auf die Umwelt erfreut sich die Produktion aus PV einer relativ hohen Akzeptanz. Um die Sensitivität bei einem forcierten Ausbau der PV-Produktion in der Schweiz auf die identifizierten Versorgungsprobleme einordnen zu können, wurde



das Stressszenario 3-2030 auch mit einer Verdoppelung der PV-Kapazität (rund 12 statt 6 GW) gerechnet. Dabei wurde angenommen, dass eine Speicherung von Überproduktion im Zeithorizont einer Woche mit Pumpspeichern möglich ist. Es zeigt sich, dass die Verdoppelung der PV die ENS im Stressszenario 3-2030 im Durchschnitt um rund 30% und im P95-Fall um ca. 15% zu reduzieren vermag, wobei die Netto-Importmengen im Winterhalbjahr bei rund 10-13 TWh liegen. In Bezug auf die Sensitivität heisst das, dass mit den jährlich zusätzlich produzierten 6'000 GWh aus PV im Durchschnitt lediglich rund 40 GWh ENS vermieden werden könnten. Mit Blick auf den geringen Anteil an PV-Winterproduktion (ca. ein Drittel) und der nur tagsüber produzierten Energie erscheint dies plausibel. Um das Manko im Winter weiter zu reduzieren, braucht es zusätzliche Technologien wie z.B. neue saisonale Speicherkapazitäten, wobei in dieser Studie keine Annahmen dazu gemacht wurden.

#### 4. Vergleich zu ähnlichen Studien

Das BFE bzw. die ETH/Uni Basel hat in der Studie «Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom 2019»<sup>xviii</sup> (für die Jahre 2025 - 2040) auch das Jahr 2030 betrachtet. Die EICom hat sich bewusst dafür entschieden, auf Basis der bisherigen Modellierung eine eigene Rechnung durchzuführen. Dies primär aus folgenden Gründen: Erstens basiert die Studie des BFE auf einer anderen Netzmodellierung. Die grenzüberschreitenden Flüsse werden dabei nicht auf Basis der von den TSO verwendeten NTC-Werte begrenzt. Die Nachbildung des Netzes erfolgt in einem zonalen Modell, in welchem je nach Fokus statistische Regionen gebildet werden. Zweitens ist die Wahl der Szenarien bzw. die Verknüpfung von Stressfaktoren entscheidend für die Aussagekraft. Aufgrund der Komplexität der Modelle und mit Blick auf die diversen Modellierungsparameter ist es für die Interpretation der Ergebnisse notwendig, die ins Modell einflussenden Parameter definiert zu haben.

Nationale Studien werden mittlerweile in einer Vielzahl von Ländern durchgeführt. Zum Beispiel wurde in Belgien eine Studie für die Jahre 2020-2030<sup>xix</sup> erstellt. Dabei wurde neu die Modellierung des flussbasierten Market Coupling für CWE (2025) einbezogen. In Belgien wird der Bedarf für die Vorhaltung von Reserven von den Ergebnissen der System Adequacy Studien abhängig gemacht.

Für das Jahr 2025 wurde auch vom Pentalateralen Energieforum (PLEF) eine Studie<sup>xx</sup> erstellt. Die Schweiz kann in diesem Gremium bei der Weiterentwicklung der Methode und bei konkreten Rechnungen mitarbeiten.

Mit Einführung des Clean Energy Packages wird ENTSO-E beauftragt, die bestehenden System Adequacy Rechnungen (MAF<sup>xxi</sup>) weiter zu entwickeln und auch koordiniert durchzuführen.

<sup>xviii</sup> Vgl. BFE «Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom 2019», Schlussbericht, 31. Januar 2020

<sup>xix</sup> Vgl. « Adequacy and flexibility study for Belgium 2020 – 2030 », Aug. 2019, [https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/company/publication/studies-and-reports/studies/13082019adequacy-and-flexibility-study\\_en.pdf](https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/company/publication/studies-and-reports/studies/13082019adequacy-and-flexibility-study_en.pdf)

<sup>xx</sup> Vgl. »PLEF Generation Adequacy Assessment 2020«, <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/about-us/newsroom/newsfeed/2020/2020-PLEF-GAA-3-0-report.pdf>

<sup>xxi</sup> Vgl. Entso-e «Mid-term Adequacy Forecast» <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>



## 5. Schlussfolgerungen der ElCom

Vorab ist darauf hinzuweisen, dass die Beurteilung der System-Adäquanz mit Zeithorizont 2030 mit einigen Unsicherheiten verknüpft ist. Die numerischen Resultate widerspiegeln primär die den betrachteten Szenarien zu Grunde gelegten Annahmen.

### Fazit:

Aus den numerischen Resultaten der Adequacy-Betrachtungen für 2030 lässt sich folgern, dass die System-Adäquanz in den wahrscheinlichen Szenarien (Basisszenario 2030 und Stressszenario 1-2030) durch den Markt gewährleistet werden kann. Allerdings ist dabei zu berücksichtigen, dass gerade für das wahrscheinliche Basisszenario von einer maximalen Verfügbarkeit der CH-Produktion und von Bandenergie in Frankreich ausgegangen wird.

Da bis 2030 in Deutschland weiter Bandproduktion ausser Betrieb genommen wird, nimmt die Bedeutung der Verfügbarkeit der französischen (und schweizerischen) Produktion im Winterhalbjahr tendenziell zu. Die höhere steuerbare Produktion in Frankreich erscheint die wichtigste Verbesserung im Vergleich zur Situation 2025. Durch eine tiefere Wahrscheinlichkeit von Versorgungsengpässen in Frankreich nimmt auch das Risiko ab, dass Versorgungsengpässe in die Schweiz importiert werden.

Die Resultate der Stressszenarien für 2030 zeigen aber auch, dass bei einer Verkettung unglücklicher Umstände Situationen mit ENS im Winterhalbjahr nicht ausgeschlossen werden können. In diesen weniger wahrscheinlichen Szenarien dürfte entscheidend sein, in welchem Umfang Reserven (innerhalb oder ausserhalb des Marktes) aktiviert werden können.

Insgesamt zeigt auch die Rechnung für das Jahr 2030, dass die Ergebnisse sehr sensitiv auf die Annahmen (Zubau Produktion) und die Modellierung (Bewirtschaftung der Speicherkraftwerke) ausfallen. Die numerischen Ergebnisse sind so gut wie die Qualität der Annahmen und der Modellierung. Versorgungsprobleme ergeben sich bei den getroffenen Annahmen am ehesten im Winter, insbesondere wenn die beiden grossen Kernkraftwerke nicht verfügbar sein sollten. Ein für alle Lebensbereiche so zentrales System wie die Stromversorgung sollte aber nicht über längere Zeit am Limit betrieben werden. Die Diskussion, in welchem Umfang, mit welcher Technologie und mit welchem Zeithorizont in der Schweiz zusätzliche Winterproduktion zugebaut werden muss, erscheint deshalb weiterhin vordringlich.



### Handlungsbedarf aus Sicht der EICom:

Gestützt auf die derzeitige Situation und die Ergebnisse für die wahrscheinlichen Szenarien (Basisszenario und Stressszenario 1) drängen sich nach Einschätzung der EICom keine Sofortmassnahmen nach Artikel 9 StromVG auf. Zur Absicherung von kurzzeitigen Versorgungsengpässen erscheint es weiterhin richtig, dass die Vorbereitungsarbeiten für die Etablierung einer Strategischen Reserve angegangen werden.

Bis 2030 nimmt das durchschnittliche Alter des Kraftwerkparks weiter zu, und damit auch die Wahrscheinlichkeit von technisch oder wirtschaftlich bedingten, unvorhergesehenen Ausserbetriebnahmen von Kernkraftwerken. Vor diesem Hintergrund stellt sich die grundsätzliche Frage, inwiefern ein Szenario, in welchem ein oder beide grossen Kernkraftwerke bereits ab 2030 nicht mehr in Betrieb sind, bei den Rahmenbedingungen für zusätzliche Winterproduktion berücksichtigt werden soll. Berücksichtigt werden muss im Weiteren, dass mit der planmässigen Ausserbetriebnahme der Schweizer Kernkraftwerke ab dem Jahre 2035 (je nach Betriebsdauer) im Winterhalbjahr rund 14 TWh<sup>xxii</sup> wegfallen und damit die Eintrittswahrscheinlichkeit der Stressszenarien 2 und 3 ab diesem Zeitpunkt stark erhöht wird. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass die Bereitstellung einer substantiellen inländischen Ersatzkapazität eine entsprechende Vorlaufzeit benötigt. Aus Sicht der EICom ist dies alles eine Frage der Risikoabschätzung, die letztendlich politisch zu beantworten ist. Da ein für alle Lebensbereiche so zentrales System wie die Stromversorgung nicht über längere Zeit am Limit betrieben werden sollte, und in Anbetracht der notwendigen Vorlaufzeit beim Zubau von zusätzlicher Winterproduktion erachtet daher die EICom die Schlussfolgerungen gemäss Grundlagenpapier Winterproduktion weiterhin als richtig: Bei den anstehenden Revisionen des Stromversorgungs- und Energiegesetzes empfiehlt die EICom, folgende Massnahmen umzusetzen:

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

---

<sup>xxii</sup> Bis zur endgültigen Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Mühleberg Ende 2019 betrug die verfügbare Leistung der CH-KKW im Winterhalbjahr rund 3300 MW. Dies ergab in der Vergangenheit eine Winterproduktion der CH-KKW von gut 14 TWh. Durch z.T. längere Ausfälle von CH-KKW ab dem Winter 2015/16 wurde die Winterproduktion zum Teil erheblich reduziert. (Vgl. auch Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2018, Tabelle 6a).



## Glossar

BFE	Bundesamt für Energie
CH-KKW	Schweizerische Kernkraftwerke
DC	Gleichstrom
ENS	Energy Not Served (nicht gelieferte Energie)
ENTSO-E	Organisation der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (Strom)
FR-KKW	Französische Kernkraftwerke
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
KKB	Kernkraftwerk Beznau
KKG	Kernkraftwerk Gösgen
KKL	Kernkraftwerk Leibstadt
LOLE	Loss Of Load Expectation (Anzahl Stunden mit ENS)
minRAM	Minimal Remaining Availability Margin
NTC	Net Transfer Capacity (kommerziell nutzbare Grenzkapazität)
PLEF	Pentalaterales Energieforum (B, D, NL, Lux, F; inkl. A und CH)
PV	Photovoltaik
P95	Angabe zum Konfidenzintervall
SOGL	System Operation Guideline: EU-Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb
StromVG	Stromversorgungsgesetz 734.7
TSO	Transmission System Operator
TWh	Terawattstunden



**Datum:** 17. Juni 2020

**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

# EICom System Adequacy 2030 - Studie zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2030

Im Auftrag der EICom

## Technischer Abschlussbericht

Autor: Swissgrid

### Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Executive Summary</b>	<b>17</b>
<b>2</b>	<b>Allgemeines Vorgehen</b>	<b>20</b>
2.1	Hintergrund und Motivation des technischen Berichts	20
2.2	Aufbau des technischen Berichts	22
<b>3</b>	<b>Methodik</b>	<b>22</b>
3.1	Klimaabhängige Eingangsgrössen	24
3.2	Klimaunabhängige Eingangsgrössen	29
3.2.1	Probabilistische Eingangsgrössen	29
3.2.2	Konstante Eingangsgrössen	30
3.3	Simulation	30
3.4	Adequacy-Indikatoren	33
3.5	Abschätzung der Konvergenz und Anzahl der nötigen Iterationen	34
<b>4</b>	<b>Annahmen im Basisszenario und in den Stressszenarien</b>	<b>35</b>
4.1	Verbrauch und Kraftwerkspark im Jahr 2030	36
4.2	Annahmen zu Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preisen	38
4.3	Annahmen zu Grenzkapazitäten (NTC)	39
4.4	Regelreserven	40
<b>5</b>	<b>Ergebnisse und technische Interpretation</b>	<b>41</b>
<b>6</b>	<b>Schlussfolgerungen und Ausblick</b>	<b>45</b>
<b>7</b>	<b>Abkürzungen und Definitionen</b>	<b>46</b>
<b>8</b>	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>46</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht über Aspekte der Adequacy.....	21
Abbildung 2: Governance der vorliegenden Versorgungssicherheitsstudie .....	21
Abbildung 3: Die Analyse-Methodik im Überblick .....	23
Abbildung 4: Expliziter Zusammenhang zwischen klimaabhängigen und klimaunabhängigen Eingangsrößen.....	24
Abbildung 5: Schematische Darstellung der aktuellen ENTSO-E Prognosemethode .....	25
Abbildung 6: Beispielhaftes Produktionsprofil Photovoltaik .....	27
Abbildung 7: Beispielhaftes Produktionsprofil Windkraft.....	27
Abbildung 8: Die Aufteilung des wöchentlichen Zuflusses in der Schweiz aufgeteilt auf vier Regionen .....	28
Abbildung 9: ENTSO-E (dunkelgrau) und angrenzende Zonen (hellgrau) .....	31
Abbildung 10: Eingangsrößen und Optimierungsablauf von PowrSym .....	33
Abbildung 11: Konvergenz der jährlichen ENS im System im Stressszenario 3 .....	34
Abbildung 12: Normierter einseitiger Fehler für die ENS im System .....	35
Abbildung 13: Mittlerer Jahresverbrauch für die hydrologischen Jahre 1983 - 2016.....	36
Abbildung 14: Installierte Leistung im Jahr 2030 in der Schweiz und ihren Nachbarländern .....	37
Abbildung 15: Schematische Darstellung der Abrufreihenfolge verfügbarer Erzeugungskapazitäten .....	39
Abbildung 16: Energy Not Supplied (ENS) und Loss of Load Expectation (LOLE) in den analysierten Szenarien.....	41
Abbildung 17: Loss of Load Probability (LOLP) für alle Stressszenarien .....	43
Abbildung 18: Durchschnittliche stündliche ENS in allen Simulationen .....	44
Abbildung 19: Maximale stündliche ENS in allen Simulationen .....	44
Abbildung 20: Vergleich zwischen historischen und modellierten Pegelständen .....	45

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zusammenfassung der Szenarien.....	35
Tabelle 2: Annahmen zu Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preisen.....	38
Tabelle 3: Grenzkapazitäten zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern .....	40

## 1 Executive Summary

Am 5. Oktober 2016 hat die Europäische Union (EU) formal das *Übereinkommen von Paris*<sup>1</sup> ratifiziert. Die Ratifikation durch die Schweiz erfolgte am 6. Oktober 2017. Dieser Vertrag verpflichtet erstmals alle 195 teilnehmenden Staaten zur Reduktion der Treibhausgasemissionen. Am 28. August 2019 hat der Bundesrat beschlossen, die Schweizer Treibhausgasemissionen bis 2050 auf «Netto-Null» zu reduzieren. Die für diese Dekarbonisierungsstrategie notwendigen Ausbaupfade im Bereich Strom werden demnächst in den Energieperspektiven 2050 des Bundesamtes für Energie (BFE) sichtbar. Vor dem Hintergrund der *National Energy and Climate Plans* (NECPs) der EU-Nachbarstaaten und dem für das Netto-Null-Ziel benötigten Ausbau erneuerbarer Erzeugung in der Schweiz stellt sich die Frage, ob auch zukünftig die zur Verfügung stehenden Stromerzeugungskapazitäten angemessen sind.

Obwohl Swissgrid nicht für die Energieversorgung der Endkunden verantwortlich ist, kommt ihr als Systemverantwortliche für den Unterhalt, Ausbau und Betrieb des Schweizer Stromübertragungsnetzes eine wichtige Rolle bei der Versorgungssicherheit zu. Sie ist kurzfristig für die Systemsicherheit («System Security»)<sup>2</sup> sowie 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 (TSOs<sup>3</sup>) über die methodischen Kenntnisse, um Versorgungssicherheitsstudien gemäss internationalem «State of the Art» der TSOs durchzuführen.

Vor diesem Hintergrund hat die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) Swissgrid beauftragt, die von der EiCom vorgegebenen Szenarien der «System Adequacy» in der Schweiz für das Jahr 2030 zu analysieren. Mittels einer von Swissgrid durchgeführten Analyse soll die Frage geklärt werden, ob es zukünftig in der Schweiz ausreichend Erzeugungs- und/oder Importkapazität gibt, um die Versorgung der Stromnachfrage in jeder Stunde zu gewährleisten. Dabei wird auch die entsprechende Verfügbarkeit von grenzüberschreitenden Netzkapazitäten berücksichtigt. Die Vorgaben für die Durchführung der Analysen sowie die Definition der Szenarien hat die EiCom festgelegt.

### Methodik und Szenarien

Die Methodik der vorliegenden Studie ist analog zur Adequacy-Untersuchung aus dem Jahr 2018 für 2025, welche Swissgrid ebenfalls im Auftrag der EiCom durchgeführt hat [1]. Sie baut auf der Methodik des Mid-term Adequacy Forecast (MAF) 2019 des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) auf [6]. Die Annahmen zum Kraftwerkspark und zum Verbrauch stammen aus dem Szenario «*National Trends 2030*» des *Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2020 Scenario Report*<sup>4</sup> von ENTSO-E und ENTSO-G.

Die Studie analysiert die Versorgungssituation im Jahr 2030. Die Annahmen für den Verbrauch in der Schweiz im Jahr 2030 als Input für «*National Trends 2030*» orientieren sich an den Annahmen der Energiestrategie 2050 (Szenario «Neue Energiepolitik» [NEP]). Die Analyse verwendet klimaabhängige Eingangsgrössen wie die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen, die Wasserverfügbarkeit, die Last sowie klimaunabhängige Eingangsgrössen wie ungeplante Kraftwerksausfälle. Sie kombiniert diese nach dem Zufallsprinzip so oft miteinander, bis ein statistisch belastbares Ergebnis vorliegt. Jede Simulation

<sup>1</sup> [https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris\\_en#tab-0-0](https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_en#tab-0-0)

<sup>2</sup> 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).

<sup>3</sup> Transmission System Operator: Abkürzung des englischen Begriffs für Übertragungsnetzbetreiber.

<sup>4</sup> <https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/>

besteht jeweils aus einem von 34 verfügbaren hydrologischen<sup>5</sup> Jahren für die klimaabhängigen Eingangsgrössen und einer Ausfallkombination für die ungeplanten Kraftwerksausfälle. Jedes Klimajahr wird nach dem Zufallsprinzip so oft mit einer aus 10'000 möglichen Ausfallkombinationen verknüpft, bis die Ergebnisse statistisch konvergieren. Das wichtigste Ergebnis einer solchen Analyse ist der erwartete Lastabwurf in einer betrachteten Periode. Die Änderungen der Annahmen gegenüber dem MAF 2019 der ENTSO-E betreffen hauptsächlich folgende Aspekte:

- » Reduktion der Net Transfer Capacities (NTC)<sup>6</sup> an den Schweizer Grenzen: Es wird in allen Szenarien davon ausgegangen, dass die Schweiz im Jahr 2030 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 voraussichtlich vermehrt durch den Stromhandel zwischen EU-Mitgliedstaaten belastet. Um einer übermässigen Belastung des Netzes vorzubeugen, muss Swissgrid die NTC-Werte reduzieren. Dadurch steht weniger grenzüberschreitende Übertragungskapazität für den eigenen Austausch mit den Nachbarländern zur Verfügung.
- » Einbezug vertikaler und horizontaler interner Engpässe: Die Grenzkapazitäten von Deutschland in die Schweiz (DE→CH) werden 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 TSOs reduziert, um den Nord-Süd-Fluss innerhalb Deutschlands zu beschränken. Die resultierenden NTC-Werte liegen zwischen 0 und 1'700 MW 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 besteht nach wie vor die Notwendigkeit der beschriebenen NTC-Reduktionen.
- » Installierte Leistung in der Schweiz: Im Unterschied zu den Annahmen in «*National Trends 2030*» sind zusätzlich zum Kernkraftwerk Leibstadt auch die Kernkraftwerke Beznau 2 und Gösgen in Betrieb.
- » Anpassung der Modellierung der Regelreserven: In der Methodik gemäss MAF 2019 wird für thermische Regelleistung in allen Stunden der maximal mögliche Regelenergieabruf zur Last addiert. Hydrologische Regelleistung wird von der verfügbaren Erzeugungsleistung abgezogen. Die durchschnittlich vorgehaltene Regelleistung in Höhe von 869 MW in der Schweiz gilt als nicht verfügbare Produktionskapazität. Zusätzlich folgt die Dimensionierung der Regelenergie in der Schweiz den historischen Aktivierungen, und die durchschnittliche historisch abgerufene positive Regelenergie in Höhe von 400 GWh/a wird von der verfügbaren Speicherproduktion abgezogen.

Das der Analyse zugrundeliegende, von der EICom vorgegebene Basisszenario für das europäische Stromsystem 2030, orientiert sich an den Szenarien der Energiestrategie 2050.

Netzseitig unterstellt die Analyse, dass das von Swissgrid geplante *Strategische Netz 2025* im Jahr 2030 wie plangemäss realisiert ist. Dabei ist zu beachten, dass die Dimensionierung des Netzes nicht auf Extremszenarien (wie die von der EICom für diese Untersuchung vorgegeben Stressszenarien), sondern auf dem Basisszenario fusst.

Zufällige Kraftwerksausfälle werden basierend auf statistisch ermittelten Wahrscheinlichkeiten modelliert. Drei unterschiedliche – ebenfalls von der EICom definierte – Stressszenarien berücksichtigen zusätzlich den gleichzeitigen Ausfall von Kernkraftwerken in Frankreich und in der Schweiz sowie den Ausfall von weiteren Erzeugungsanlagen in der Schweiz. Hinzu kommt der Wegfall des Imports aus Italien während

<sup>5</sup> Weil der Schweizer Kraftwerkspark zu einem erheblichen Teil aus Wasserkraft besteht, ist nicht das Kalenderjahr, sondern das hydrologische Jahr zeitliche Basis für die Modellierung. Beispielsweise beginnt das hydrologische Jahr 2016 am 1. Oktober 2015 und endet am 30. September 2016.

<sup>6</sup> Dies ist die zwischen den TSOs koordinierte grenzüberschreitende Übertragungskapazität.

der Monate Januar und Februar. Unterschiedliche Lastsituationen werden durch die verschiedenen Klimajahre berücksichtigt. Alle Szenarien unterstellen, dass die Marktmechanismen weiterhin in Kraft sind und Angebot und Verbrauch nicht zentral gelenkt werden.<sup>7</sup>

## Ergebnisse

Die Analyse der Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2030 lässt im Rahmen dieser Studie folgende Schlüsse zu:

- » Die Produktion im Basisszenario ist ausreichend. Die Versorgung der Schweiz mit in- und ausländischer Produktion im Jahr 2030 reicht aus, sofern in Europa der Stromhandel funktioniert und es zu gegenseitiger länderübergreifender Stützung in nationalen Knappheitssituationen kommt.
- » Das Stressszenario 1 (S1-2030) unterstellt, dass Kernkraftwerke mit einer installierten Leistung von 19.4 GW in Frankreich und 365 MW in der Schweiz für 6 Monate im Winterhalbjahr (Oktober bis März) ausfallen. Zusätzlich fallen in diesem Szenario die Importe aus Italien im Januar und Februar weg, was zu einer Knappheitssituation mit entsprechend hohen Preisen führt. Es wird angenommen, dass die Betreiber der Wasserkraftwerke marktrational reagieren und in solchen kritischen Perioden aufgrund der hohen Marktpreise mehr produzieren als historisch beobachtet wurde. Die veränderte Speicherproduktion behebt den Versorgungsengpass in der Schweiz in diesem Stressszenario nahezu vollständig.
- » Im Stressszenario 2 (S2-2030), in welchem zusätzlich zu den Restriktionen im Stressszenario 1 die gesamte installierte Leistung der Schweizer Kernkraft ausfällt, können die Importe und die veränderte Produktion der Wasserkraftwerke die Knappheitssituation insbesondere in den Monaten Januar und Februar nicht beheben. Es kommt daher zu grösseren Versorgungsengpässen in der Schweiz.
- » Ein ähnliches Bild zeigt sich im Stressszenario 3 (S3-2030), wenn zusätzlich zu den Vorgaben im Stressszenario 2 noch ein wichtiger Schweizer Jahresspeicher längerfristig ausfällt. In diesem Stressszenario erhöht sich der Versorgungsengpass in der Schweiz weiter.
- » Das Stressszenario 3-PV (S3PV-2030), ist eine Variante des Stressszenario 3, in welchem die installierte Photovoltaikleistung von 6 GW auf 12 GW verdoppelt wird. Die Verdopplung der Photovoltaikleistung reduziert den Versorgungsengpass, kann ihn aber nicht vollständig beheben.

## Weitere wichtige Aspekte zur Einordnung der Ergebnisse

- » Die vorliegende Einschätzung des Versorgungssicherheitsrisikos 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) nicht zur Verfügung stehen. In der Realität würde bei einer drohenden Versorgungslücke zumindest ein Teil dieser reservierten Produktion in Knappheitssituationen verwendet, auch wenn diese Reserven eigentlich nur für den Ausgleich von Frequenzschwankungen und ungeplanten Kraftwerksausfällen 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.
- » Die hier vorgestellten Analysen decken «nur» Situationen ab, die historische Klimadaten zu Temperatur, Wind und Wasserverfügbarkeit abbilden. Nicht abgedeckt sind grossflächige Dürren, Katastro-

<sup>7</sup> In der Schweiz führt die „Organisation für Stromversorgung in Ausserordentlichen Lagen (OSTRAL) bei Bedarf eine solche zentrale Lenkung durch. Die Aktivierung der OSTRAL obliegt den Behörden.

phenfalle/Terror, eine Jahrhunderthitze/-kälte (sofern nicht bereits in den Klimadaten 1983-2016 enthalten<sup>8</sup>) oder bisher nicht beobachtete Kombinationen besonderer Wetterphänomene.

- » 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 in den Szenarien nicht explizit berücksichtigt sind).
- » Die meisten Länder sind als eine Marktzone modelliert. Da die grenzüberschreitenden Netzkapazitäten in den Analysen auf NTCs basieren, sind die landesinternen Engpässe implizit in den jeweiligen NTC-Werten berücksichtigt. Die internen Engpässe in Deutschland sind durch die NTC-Reduktion an der Grenze zwischen Deutschland und der Schweiz 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 2030 gemäss heutiger Planung ebenfalls umgesetzten Infrastrukturausbauten stellen die Importkapazität sicher.
- » Der Kernenergieausstieg ist im Jahr 2030 in der Schweiz nur teilweise vollzogen. Die Kernkraftwerke Beznau 2, Gösgen und Leibstadt sind noch am Netz.
- » Der Wasserkraftwerkspark als wichtige Komponente der Schweizer Stromversorgung steht weiterhin vollumfänglich zur Verfügung.
- » Der Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz und im Ausland schreitet weiter voran.

## 2 Allgemeines Vorgehen

### 2.1 Hintergrund und Motivation des technischen Berichts

Am 5. Oktober 2016 hat die Europäische Union (EU) formal das *Übereinkommen von Paris*<sup>9</sup> ratifiziert. Die Ratifikation durch die Schweiz ist am 6. Oktober 2017 erfolgt. Dieser Vertrag verpflichtet die 195 teilnehmenden Staaten erstmals zur Reduktion der Treibhausgasemissionen. In der EU orientiert sich das *Clean energy for all Europeans package (CEP)*<sup>10</sup> am *Pariser Übereinkommen*. Das CEP strebt eine Dekarbonisierung der EU an und implementiert zu diesem Zweck Anreize zum Ausbau erneuerbarer Energien in Kombination mit Sektorkopplung. Am 28. August 2019 hat der Bundesrat beschlossen, die Schweizer Treibhausgasemissionen bis 2050 auf «Netto-Null» zu reduzieren. Die für diese Dekarbonisierungsstrategie notwendigen Ausbaupfade im Bereich Strom werden demnächst in den Energieperspektiven 2050 des BFE dargelegt. Vor dem Hintergrund der National Energy and Climate Plans (NECPs) der EU-Nachbarstaaten und dem für das Netto-Null-Ziel benötigten Ausbau erneuerbarer Erzeugung in der Schweiz stellt sich die Frage ob die zur Verfügung stehenden Stromerzeugungskapazitäten auch zukünftig angemessen sind.

Bereits heute machen der internationale Stromhandel und die angebotsabhängige Erzeugung aus Windkraft, Laufwasserkraft und Photovoltaik (PV) 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 negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit entstehen, die

<sup>8</sup> Wie beispielsweise die Hitzeperiode im Jahr 2003.

<sup>9</sup> [https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris\\_en#tab-0-0](https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_en#tab-0-0)

<sup>10</sup> [https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en)

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») sowie mittel- und langfristig für die Verfügbarkeit des Übertragungsnetzes («Transmission Adequacy») verantwortlich (siehe 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 dank ihrer Aufgaben im Rahmen der strategischen Netzplanung über die methodischen Kenntnisse, um Versorgungssicherheitsanalysen durchzuführen.

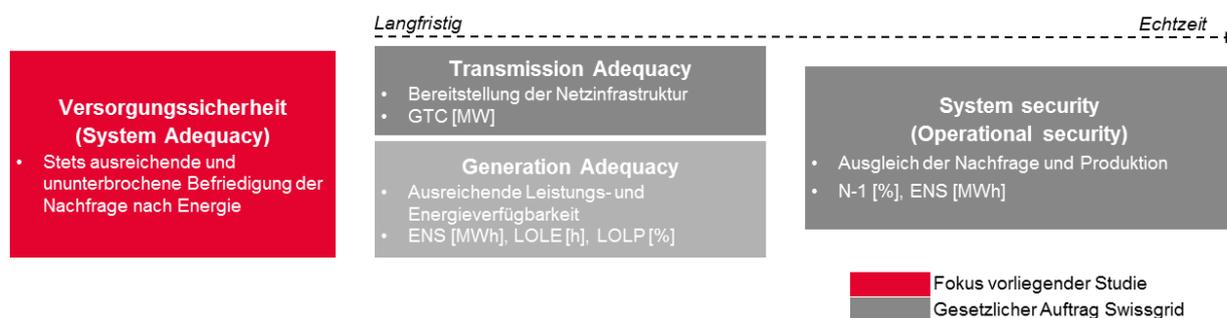


Abbildung 1: Übersicht über Aspekte der Adequacy

Vor diesem Hintergrund hat die EICom Swissgrid beauftragt, die von der EICom definierten Szenarien bezüglich Versorgungssicherheit in der Schweiz für das Jahr 2030 zu berechnen. Mittels einer von Swissgrid durchgeführten Analyse soll folgende Frage geklärt werden: «Gibt es zukünftig in der Schweiz ausreichend Erzeugungs- und/oder Importkapazität, um die Versorgung auch in Stunden mit hoher Stromnachfrage zu gewährleisten?». Dabei wird auch die entsprechende Verfügbarkeit von grenzüberschreitenden Netzkapazitäten berücksichtigt. Die Vorgaben für die Durchführung sowie die Definition der Rahmenbedingungen hat die EICom festgelegt (siehe Übersicht in Abschnitt 4).

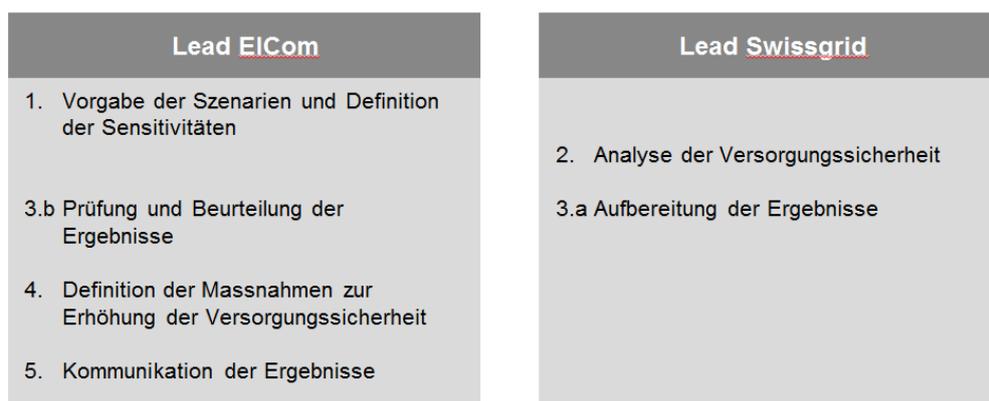


Abbildung 2: Governance der vorliegenden Versorgungssicherheitsstudie

Der Analyseauftrag wird im vorliegenden technischen Bericht für das Jahr 2030 erfüllt. 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) 2019 des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E). Über den *Ten-Year Network Development Plan (TYNPD) 2020 Scenario Report* hinaus, aus welchem ein Grossteil der Daten in den vorliegenden Berechnungen stammt, werden zusätzliche aktuelle Entwicklungen berücksichtigt. Dabei handelt es sich um politische Entscheidungen, um Erfahrungen aus der operativen Praxis oder um eine Aktualisierung von Daten:

- » Änderung der installierten KW-Kapazitäten (siehe Abschnitt 4.1)
- » Einbezug vertikaler und horizontaler interner Engpässe (siehe Abschnitt 4.3)
- » Anpassung der Modellierung der Regelreserven in der Schweiz (siehe Abschnitt 4.4)

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:

- » Die hier vorgestellten Analysen decken «nur» Situationen ab, 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 1982-2016 enthalten) 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.
- » Die Analysen enthalten keine Versorgungsunterbrechungen aus anderen Gründen als einem (langfristigen) Kapazitäts- oder Energiemangel wie bspw. Netzversagen auf Übertragungs- und/oder Verteilnetzebene (Lawine, Frequenzprobleme aufgrund von Windprognosefehlern, dauernder Ausfall von grossen Kraftwerken, die in den Stressszenarien nicht explizit berücksichtigt sind).
- » Die meisten Länder sind als eine Zone modelliert. Da die Analysen auf Net Transfer Capacities (NTC) basieren, sind die jeweiligen landesinternen Engpässe implizit in den jeweiligen NTC-Werten berücksichtigt. Für Deutschland und die Schweiz geschieht dies durch die windabhängige NTC-Reduktion an der Grenze zwischen den beiden Ländern.
- » Grundsätzliche Annahme der Studie ist, dass im Jahr 2030 in Europa weiterhin ein marktbasierter Stromhandel vorherrscht und die gegenseitige Stützung in Knappheitssituationen gewährleistet ist.

## 2.2 Aufbau des technischen Berichts

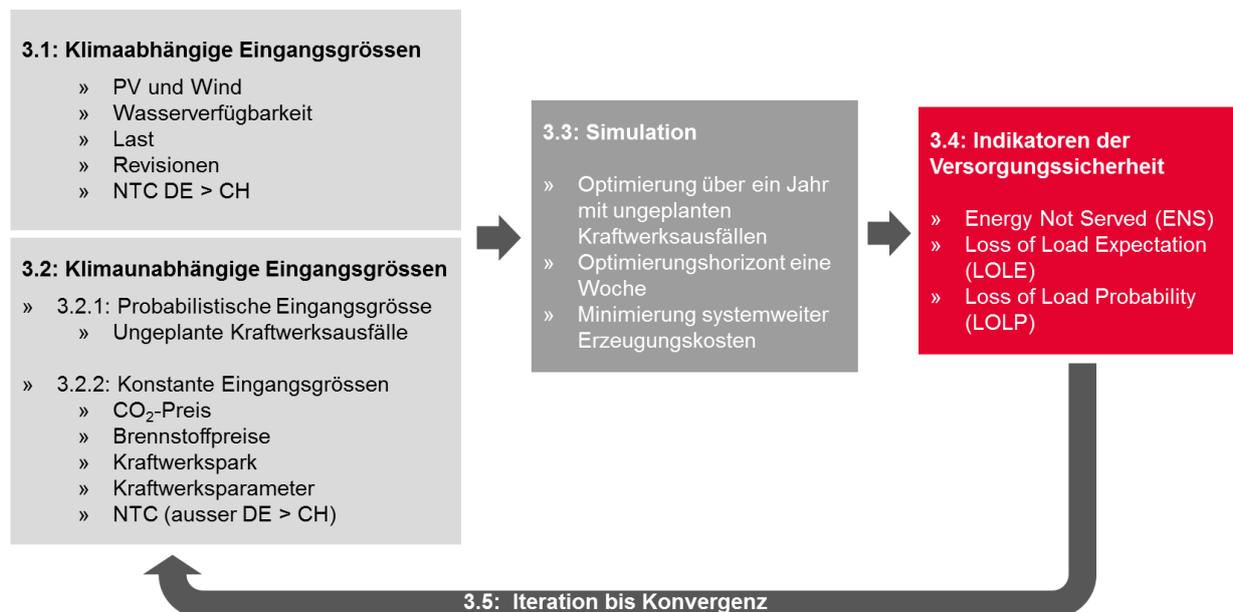
Der technische Bericht ist wie folgt strukturiert:

- » **Methodik zur Analyse der Versorgungssicherheit:** In **Abschnitt 3** werden das Vorgehen sowie die verwendeten Werkzeuge und Kennzahlen der Analyse skizziert. Wichtigste Kennzahl ist die «Energy Not Served» (ENS) in GWh/a, d.h. diejenige jährliche Energiemenge, die zur Deckung der Last fehlt.
- » **Annahmen für die Analyse (Abschnitt 4):** Die getroffenen Annahmen zum europäischen Stromsystem 2030 betreffen u.a. Annahmen zu Kraftwerken, zur Stromnachfrage, zu internationalem Netzausbau und Brennstoff- sowie 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 Analyse ist die Abschätzung der Versorgungssicherheit in der Schweiz für das Jahr 2030. Die Analyse umfasst einen Vergleich von Angebot und Nachfrage, die 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. Sie berücksichtigt Stresssituationen, allerdings keine extremen Schocks (z.B. Terroranschlag oder Jahrhunderthitzewelle, die bspw. zum Ausfall von Kraftwerken mit Durchlaufkühlung führen könnten). Die EICom hat ein Basisszenario und drei Stressszenarien für das Jahr 2030 definiert (siehe Abschnitt 4). Die Analyse verwendet sowohl klimaabhängige als auch klimaunabhängige Eingangsgrößen, wobei letztere teilweise Zufallsvariablen sind. Abbildung 3 zeigt das Vorgehen im Überblick. Die folgenden Abschnitte beschreiben die Eingangsgrößen, die Simulationen und die Art der Ergebnisse näher. Die Ziffern bezeichnen die jeweiligen Abschnitte.



**Abbildung 3: Die Analyse-Methodik im Überblick**

Die Ziffern bezeichnen den Abschnitt, der den jeweiligen Schritt näher beschreibt.

Abbildung 4 zeigt den expliziten Zusammenhang zwischen den vom Klima abhängigen bzw. unabhängigen Eingangsgrößen. Klimaabhängige Eingangsgrößen liegen für 35 verschiedene Klimajahre vor. Jede Iteration simuliert eine Kombination aus Klimajahr und ungeplanten Kraftwerksausfällen. Jede der 10'000 möglichen ungeplanten Ausfallkombinationen ist gleich wahrscheinlich (Gleichverteilung) und kann auch mehrmals auftreten. Wie oft jedes der 35 Klimajahre simuliert wird, hängt von der Konvergenz ab (siehe Abschnitt 3.5), die nach  $N$  Iterationen erreicht wird. Ist  $N$  beispielsweise 700, wird jedes Klimajahr 20 Mal simuliert ( $700/35 = 20$ ).

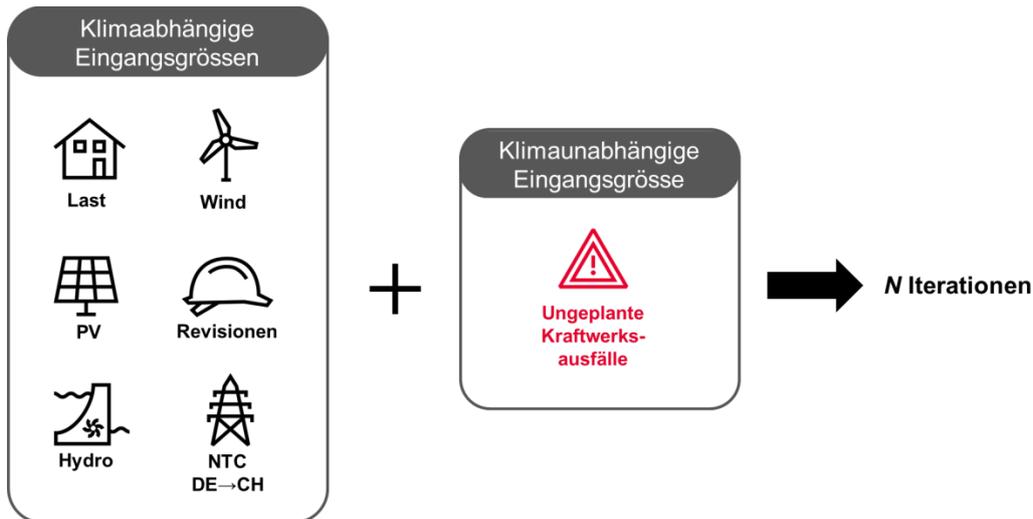


Abbildung 4: Expliziter Zusammenhang zwischen Klimaabhängigen und klimaunabhängigen Eingangsgrößen

Das gewählte Klimajahr definiert für die jeweilige Iteration die Einspeisung aus Photovoltaik und Wind, die Last und die Wasserverfügbarkeit in jeder Marktzone. Das Lastprofil beeinflusst zudem die Revisionsplanung, weil Revisionen jeweils zu Schwachlastzeiten stattfinden.

Im täglichen Betrieb wird zudem der NTC aus Deutschland in die Schweiz bei hoher Windeinspeisung gemäss der heutigen Praxis der deutschen TSOs reduziert. Dies geschieht aufgrund interner Engpässe in Deutschland. Diese Variation des NTC in Importrichtung aus Deutschland berücksichtigt die Modellierung ebenfalls.

### 3.1 Klimaabhängige Eingangsgrößen

Die Temperatur beeinflusst die Stromnachfrage in Europa (z.B. Stromverbrauch für Heizung und Kühlung). Zudem spielt insbesondere in Deutschland und anderen Nachbarländern das Angebot 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) zeitgleich die nationale oder europaweite Einspeisung aus Wind und Photovoltaik sehr gering ist.

Datenquelle für alle klimaabhängigen Eingangsgrößen ist die *Pan European Climate Database 3.0 (PECD 3.0)*. Diese enthält für die Klimajahre 1982 bis 2016 stündliche Zeitreihen für die Einspeisung aus Photovoltaik und Wind, die Wasserverfügbarkeit sowie für die Last. Die Zeitreihen basieren auf historischen Klimadaten wie Temperatur, Globalstrahlung, Niederschlag und Windgeschwindigkeiten. Da die Wasserverfügbarkeit für die Versorgungssicherheit der Schweiz eine wichtige Rolle spielt, folgen die Simulationen nicht dem Kalenderjahr, sondern dem hydrologischen Jahr. Das hydrologische Jahr dauert von Oktober bis September. So beginnt beispielsweise das hydrologische Jahr 1983 am 1. Oktober 1982 und endet am 30. September 1983. Damit entsprechen die in der Datenbasis *PECD 3.0* vorhandenen 35 Klimajahre 34 hydrologischen Jahren (1983- 2016).

#### Stromnachfrage

Datenquelle für die erwartete Verbrauchsentwicklung ist der *2020 Scenario Report* von ENTSO-E und ENTSO-G.<sup>11</sup> Der *TYNDP 2020 Scenario Report* besteht aus «Bottom-up»- und «Top-down»- Szenarien. Grundlage für die Verbrauchsprognose ist das «Bottom-up»-Szenario *National Trends 2030*. Es berück-

<sup>11</sup> <https://www.entso-tyndp2020-scenarios.eu/>

sichtigt die wahrscheinlichste Entwicklung des europäischen Stromsystems bis zum Jahr 2030. Die stündlichen Lastprofile entstammen einer neuen Prognosemethode der ENTSO-E (Abbildung 5). Diese erstellt zukünftige Lastprofile auf der Grundlage historischer Daten (u.a. historische Lastprofile, Temperatur, Anzahl Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge) und unter Berücksichtigung erwarteter Marktentwicklungen.<sup>12</sup> Ziel der Methode ist es, durch die Berücksichtigung des Klimas und der Entwicklung neuer Technologien zu fundierten Prognosen für zukünftige Lastkurven zu kommen. Quelle für die historischen Klimadaten ist die *PECD 3.0*.

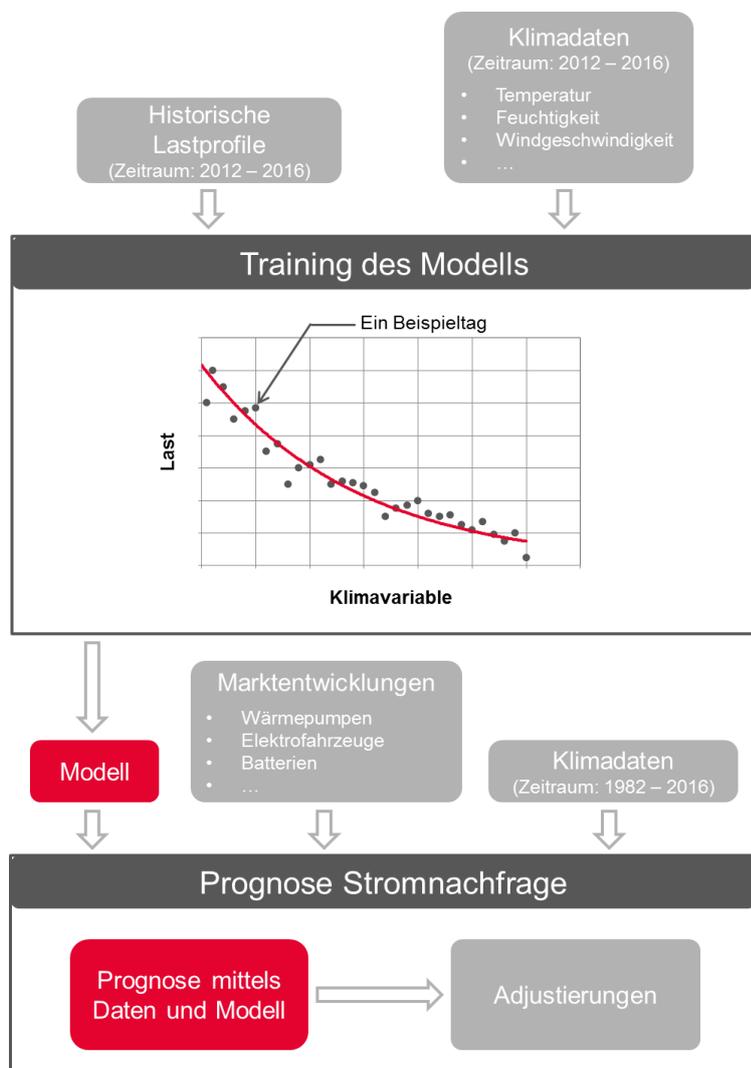


Abbildung 5: Schematische Darstellung der aktuellen ENTSO-E Prognosemethode

Im ersten Schritt erfolgt mittels eines reduzierten Datensatzes aus historischen Lastprofilen und Klimadaten das Training des Prognosemodells. Ziel ist es dabei, jenes Modell zu finden, welches den Zusammenhang zwischen beobachtetem Verbrauch und Klima bestmöglich beschreibt und somit die beste Replikation der historischen Lastkurven erzeugt.

Im zweiten Schritt erfolgt die Prognose der mehrjährigen stündlichen Lastprofile unter der Berücksichtigung zukünftiger Marktentwicklungen. Das trainierte Modell verwendet für die Prognose neben dem vollständigen

<sup>12</sup> Anhang 2 des MAF 2019 beschreibt detailliert die Methode des neuen Prognosemodells.

gen Klimadatensatz der *PECD 3.0* auch Angaben zum voraussichtlichen Zuwachs z.B. an Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen aus dem «Bottom-up»-Szenario *National Trends 2030*. Letztere fliessen als Ladekurven für Elektrofahrzeuge bzw. als Lastprofile für Wärmepumpen in die Prognose ein. Abschliessend lassen sich weitere Auswirkungen auf die Stromnachfrage mittels Adjustierung berücksichtigen. Ein verbrauchssteigernder Effekt ist z.B. der Bevölkerungszuwachs. Effizienzgewinne hingegen wirken verbrauchsmindernd. Aus dem Prognosemodell resultieren klimaspezifische Lastprofile in stündlicher Auflösung für alle 34 hydrologischen Jahre.

Die Versorgungssicherheitsanalyse berücksichtigt auch den Einfluss von Demand-Side-Management (DSM). Die entsprechenden Annahmen zu den gebotenen Mengen und Preisen stammen aus dem MAF 2019. Die Umsetzung im Modell findet mittels zusätzlicher Erzeugungseinheiten statt, die im Falle eines Einsatzes (wenn der Marktpreis den gebotenen Preis erreicht) die Last reduzieren.<sup>13</sup> Für die Schweiz existiert keine Nachfrageflexibilität im Modell.

### **Einspeisung aus Photovoltaik und Windkraft**

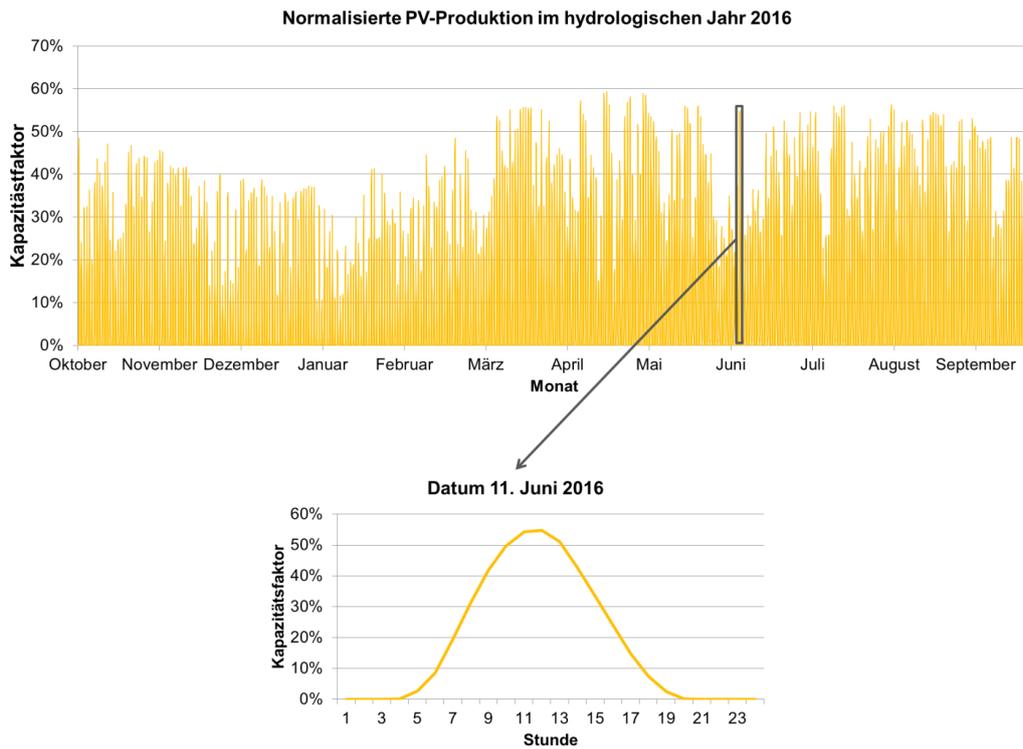
Aus den historischen Globalstrahlungsdaten und technischen Parametern wie z.B. Ausrichtung und Neigungswinkel approximiert die *PECD 3.0* die Einspeisung aus Photovoltaik. Aus den historischen Windgeschwindigkeitsdaten ergibt sich die Einspeisung aus der Windkraft. Eine detaillierte Beschreibung der Daten und der Methodologie der *PECD 3.0* findet sich im MAF 2017 auf Seite 41.<sup>14</sup>

Abbildung 6 und Abbildung 7 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 einzelnen Tag. Da die Modellierung einen durchschnittlichen Kapazitätsfaktor für die gesamte Schweiz vorsieht, schwankt dieser weniger als bei einer regionalen Betrachtung. So liegt der PV-Kapazitätsfaktor, das heisst der produzierende Anteil der installierten Leistung, selten über 50%.

---

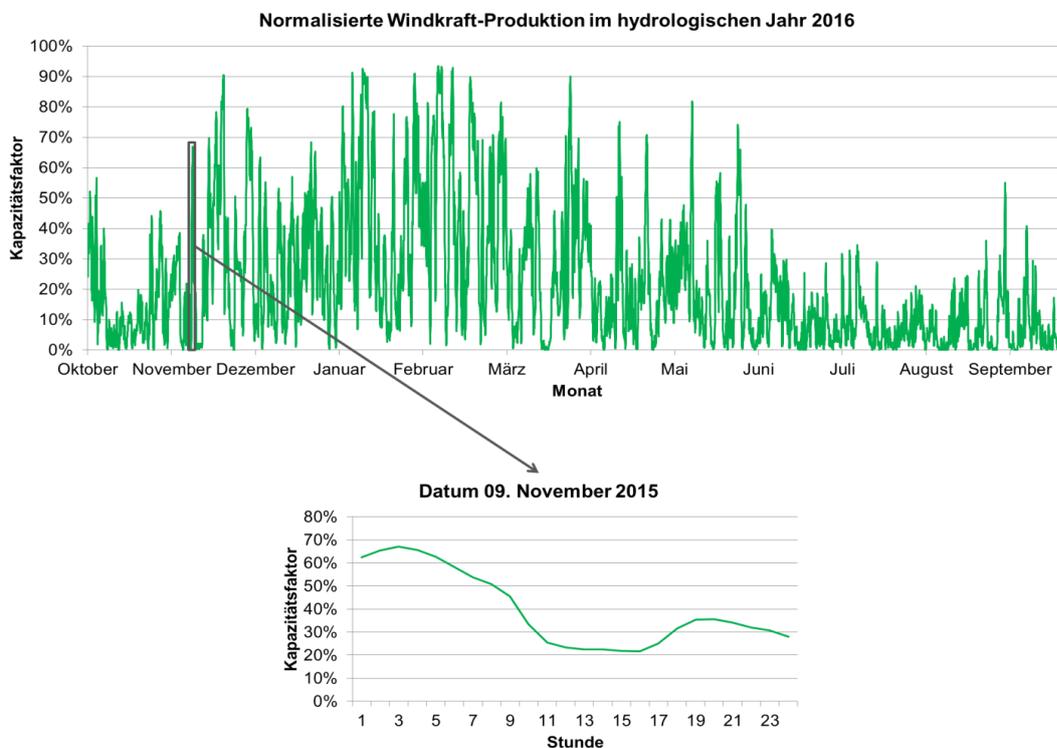
<sup>13</sup> Details zur Modellierung der Nachfrageflexibilität finden sich im Anhang 2 auf Seite 22 des MAF 2019.

<sup>14</sup> Der MAF 2017 beschreibt die Datenbank *PECD 2.0*. Die Methodologie für die *PECD 3.0* ist bisher nicht öffentlich, ist aber in Bezug auf Wind- und PV-Daten im Kern unverändert. Die wesentliche Neuerung der *PECD 3.0* ist der Einbezug der hydrologischen Daten pro Klimajahr.



**Abbildung 6: Beispielhaftes Produktionsprofil Photovoltaik**

Darstellung für die normalisierte tägliche Photovoltaik-Produktion im Jahresverlauf (Oktober 2015 - September 2016) und an dem Sommertag 11. Juni 2016.



**Abbildung 7: Beispielhaftes Produktionsprofil Windkraft**

Darstellung für die normalisierte tägliche Windkraft-Produktion im Jahresverlauf (Oktober 2015 - September 2016) und an dem Wintertag 09. November 2015.

## Wasserverfügbarkeit

Neben der Stromnachfrage sowie der Windkraft- und Photovoltaik-Produktion beeinflusst das Klima auch die Wasserverfügbarkeit, welche für die Versorgungssicherheit insbesondere in der Schweiz eine wichtige Rolle spielt. Die installierte Leistung von Wasserkraftwerken, die deutlich über der Schweizer Spitzenlast liegt, erscheint zwar auskömmlich. Trotzdem ist nicht notwendigerweise gesichert, dass die Kraftwerke in Zeiten hoher Stromnachfrage über einen ausreichend langen Zeitraum hinweg produzieren können, denn es muss genügend Wasser zum Betrieb der Anlagen zur Verfügung stehen.

Seit der Version 3.0 enthält die *PECD* auch die Wasserverfügbarkeiten. Die Laufwasserproduktion liegt als Summe der Produktion pro Tag für jedes hydrologische Jahr vor. Für die (Pump-)Speicherproduktion enthält die *PECD 3.0* wöchentliche Zuflüsse sowie die historischen Pegelstände zu Beginn jeder Woche. Somit ist die während einer Woche resultierende Produktion vorgegeben. Demgegenüber sind die Verteilung der Produktion innerhalb der Woche sowie die Pumpenergie ein Ergebnis der Marktsimulation, die einen wöchentlichen Optimierungshorizont verwendet (siehe Abschnitt 3.3). Die mittlere Produktionserwartung über die hydrologischen Jahre 1983 bis 2016 liegt bei 36.5 TWh und ist konsistent mit den Angaben des Bundesamtes für Energie (BFE) zum Wasserkraftpotenzial der Schweiz [2]. Die in [2] erwähnte zusätzliche Produktionserwartung von 700 GWh/a aus zusätzlichen Gletscherseen ist darin nicht enthalten. Die erwartete Produktion pro hydrologisches Jahr schwankt zwischen -15% und +18% um die mittlere Produktionserwartung.

Auf Basis der Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA<sup>15/16</sup>) und der historischen Produktion gemäss Elektrizitätsstatistik des BFE werden die Wasserkraftwerke in der Schweiz in die vier folgenden geographischen Zonen aufgeteilt: Wallis, Graubünden, Tessin und restliche Schweiz. Abbildung 8 zeigt ein Beispiel dieser Aufteilung für das hydrologische Jahr 1993. Der Zufluss in Graubünden, im Wallis und in der restlichen Schweiz ist deutlich höher und saisonaler als der Zufluss im Tessin.

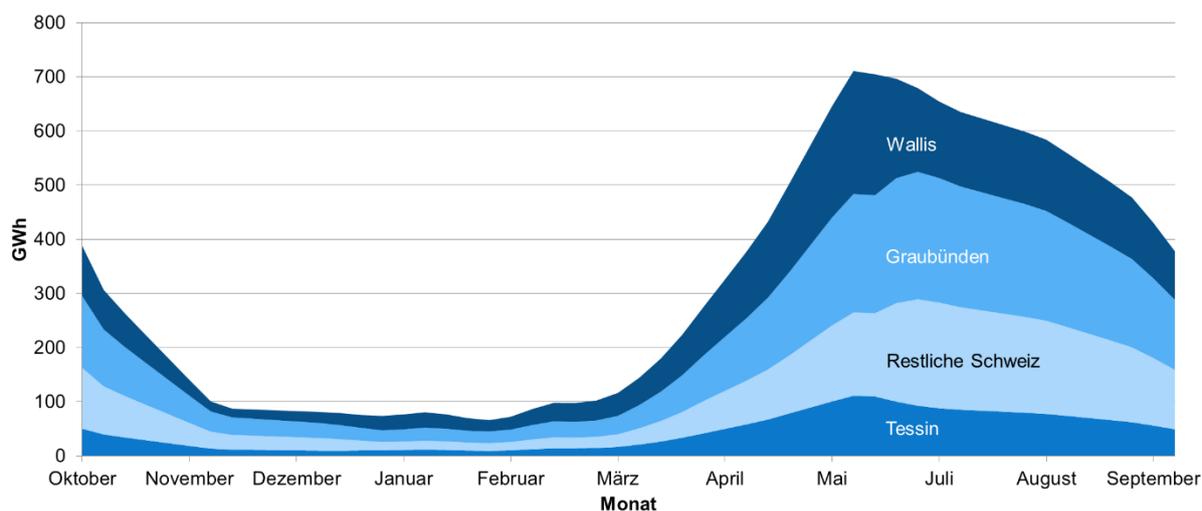


Abbildung 8: Die Aufteilung des wöchentlichen Zuflusses in der Schweiz aufgeteilt auf vier Regionen

<sup>15</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>16</sup> Basis für die Aufteilung ist die Ausgabe 2013 der WASTA.

## 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 während der Wintermonate. Dies entspricht der aktuellen Praxis in der Schweiz, keine Revisionen von Kernkraftwerken im Winter zu planen.

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 (siehe Abbildung 8). 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 getrennt nach Brennstoffart 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 Nichtverfügbarkeitsmeldungen der Kraftwerksbetreiber<sup>17</sup>. Auf Basis der Daten für die Jahre 2016 bis 2019 beträgt sie für die Schweizer Kernkraftwerke ca. 20% der Zeit im Sommer (April bis September).

## NTC aus Deutschland in die Schweiz

Im täglichen Betrieb wird der NTC aus Deutschland in die Schweiz bei hoher Windeinspeisung reduziert. Dies geschieht aufgrund interner Engpässe in Deutschland. Diese Variation des NTC in Importrichtung aus Deutschland wird in den drei Stressszenarien, nicht jedoch im Basisszenario berücksichtigt.

## 3.2 Klimaunabhängige Eingangsgrössen

### 3.2.1 Probabilistische Eingangsgrössen

Der in der Analyse verwendete Ansatz der Monte-Carlo-Simulationen<sup>18</sup> basiert auf probabilistischen Eingangsgrössen, die in einer gewissen Verteilung vorliegen. Die Eingangsgrössen werden so oft zufällig «gezogen», bis man davon ausgehen kann, dass genügend Konstellationen vorliegen, um ein Phänomen belastbar beschreiben zu können. Ist das der Fall, spricht man von Konvergenz (siehe Abschnitt 3.5). Die probabilistischen Eingangsgrössen für die Analyse der Versorgungssicherheit sind die vom Klima unabhängigen ungeplanten Kraftwerksausfälle.

<sup>17</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/>

<sup>18</sup> Die Monte-Carlo-Simulation ist ein Verfahren aus der Stochastik. Es versucht, Fragestellungen mit Hilfe der Wahrscheinlichkeitstheorie zu lösen und bedient sich dazu einer grossen Zahl an gleichartigen Zufallsexperimenten. Grundlage der Monte-Carlo-Simulation ist das *Gesetz der grossen Zahlen*, siehe dazu auch Abschnitt 3.5.

Die Analyse berücksichtigt ausschliesslich ungeplante Ausfälle der thermischen Kraftwerke. Ausfälle sind unabhängig vom Klima und erfolgen zufällig auf Basis der eingegebenen Raten 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 ausfällt. Die zeitliche Verteilung der Ausfälle auf die einzelnen Kraftwerke wird aus einer Gleichverteilung von 10'000 möglichen Kraftwerksausfallkombinationen zufällig ausgewählt, welche die vorgegebenen Raten für alle modellierten Kraftwerke erfüllen. 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, da sie in den historischen Produktionswerten enthalten sind.

### **3.2.2 Konstante Eingangsgrössen**

Die folgenden Eingangsgrössen definieren den Szenariorahmen und bleiben jeweils für alle Iterationen des Basisszenarios und der drei Stressszenarien konstant:

- » Installierte Kraftwerksleistung (bis auf die expliziten Annahmen in den jeweiligen Stressszenarien) und technische Parameter
- » Annahmen zu den Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen
- » NTC-Annahmen ausser in den Stressszenarien:
  - Die Importkapazität aus Deutschland variiert in Abhängigkeit von der Windeinspeisung.
  - Aus Italien stehen im Januar und Februar keine Importkapazitäten in die Schweiz zur Verfügung.

Die angenommenen Parameter für diese konstanten Eingangsgrössen finden sich in Abschnitt 4.

## **3.3 Simulation**

Neben der Versorgungssituation hierzulande (Stromnachfrage und Erzeugungskapazitäten) spielt für die Versorgungssicherheit der Schweiz auch die Situation im gesamteuropäischen Stromsystem eine sehr wichtige Rolle. Im Modell wird deshalb die gesamte ENTSO-E-Region modelliert (siehe Abbildung 9).



Abbildung 9: ENTSO-E (dunkelgrau) und angrenzende Zonen (hellgrau)

Die Simulationen erfolgen nach der Konsolidierung und Aufbereitung der Daten mit dem kommerziellen Marktsimulationstool «PowrSym»<sup>19</sup> in einer Cloud-Umgebung für High Performance Computing<sup>20</sup>. PowrSym wird in Europa von den Übertragungsnetzbetreibern Tennet (Niederlande), Ceps (Tschechien), Trans-eletrica (Rumänien) und Swissgrid verwendet.

Jede Simulation kombiniert ein hydrologisches Jahr mit einer zufällig ausgewählten Kraftwerksausfallsituation. Das gewählte Jahr definiert für jede Marktzone die Einspeisung aus Photovoltaik und Wind, die Last sowie die Wasserverfügbarkeit für die jeweilige Simulation. Das Lastprofil beeinflusst zudem die Revisionsplanung, weil Revisionen jeweils für Schwachlastzeiten geplant werden.

Das verwendete Marktmodell ermittelt für jede Kombination aus Klima-, Wasser- und Ausfallsituation den kostenoptimalen stündlichen Kraftwerksabruf im betrachteten Gesamtsystem sowie die stündlichen Handelsflüsse zwischen den Marktzone. Dabei gelten die technischen und ökonomischen Randbedingungen<sup>21</sup> für Kraftwerke, Speicher und den internationalen Stromhandel (Netze). Um Aspekten einer langfristigeren Speicherbewirtschaftung Rechnung zu tragen, sind auch Füllstände ausserhalb der historisch beobachteten Spannweite möglich (siehe Abschnitt 5). Das verwendete Simulationstool PowrSym funktioniert wie folgt:

<sup>19</sup> <http://www.powrsym.com/>

<sup>20</sup> <https://azure.microsoft.com/de-de/services/batch/>

<sup>21</sup> Wirkungsgrad, Anfahrtsrampen, minimale Stillstands- und Laufzeiten, Ausfallraten, Revisionsraten und Einschränkungen von Revisionen, Emissionsraten, Leistungsbeschränkungen, Must-run-Bedingungen, Startkosten, Zufluss und Pegelstände der Seen.

- » **Zielfunktion und Optimierungslogik** – Zielfunktion der Berechnungen ist die Minimierung der Systemkosten. 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<sup>22</sup>-basierten impliziten Intraday-Auktion ohne Vorlaufzeit. Im Rahmen der Adequacy-Analyse minimiert das Modell die ENS-Summe pro Woche.
- » **Optimierungshorizont** – Das Modell simuliert jeweils ein hydrologisches Jahr in stündlicher Auflösung, wobei der Optimierungshorizont eine Woche umfasst. Das Modell schaut somit bei der Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes maximal eine Woche in die Zukunft. Ungeplante Kraftwerksausfälle, Einspeisung der erneuerbaren Energien sowie die Lastprofile innerhalb dieser Woche sind beim Start der Optimierung für die jeweilige Woche bekannt. Weiter in der Zukunft liegende Ereignisse sind jedoch nicht bekannt. 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 «Simulation» aus Abbildung 3 im Detail. Die Optimierung erfolgt auf Basis der Grenzkosten der Erzeugung:
  1. **Optimierung und Berechnung der Revisionsplanung** – Das Modell verteilt die angenommenen Raten für geplante Revisionen optimal auf den zur Verfügung stehenden Zeitraum. Das führt dazu, dass die Revisionen hauptsächlich zu Schwachlastzeiten stattfinden, was die Wahrscheinlichkeit eines Lastabwurfs minimiert. Da Revisionen länger als eine Woche dauern können, betrachtet das Modell in diesem Schritt das gesamte Jahr.
  2. **Ermittlung der Residuallast** – In jeder Woche resultiert die stündliche Residuallast als Differenz der Produktionsprofile der erneuerbaren Energien (inkl. Laufwasser) und des Stromverbrauchs.
  3. **Einsatz der thermischen Erzeugungseinheiten** – Dieser folgt dem Prinzip der Minimierung der systemweiten Erzeugungskosten und resultiert in Grenzkosten für jede 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. Pumpspeicher pumpen also zu Zeiten niedrigerer Grenzkosten und turbinieren zu Zeiten höherer Grenzkosten. Das Tool sucht weiterhin die kostenoptimale Deckung der systemweiten Last. Beim Einbezug der Pumpspeicher berücksichtigt es die Übertragungskapazität. Ebenfalls Eingang in die Pumpspeicheroptimierung finden die hydrologischen Randbedingungen wie Zufluss und Pegelstände, wobei letztere den historischen Rahmen verlassen können, wie in Abschnitt 5 zeigt. Nach Schritt 4 resultiert der Marktpreis für jede Zone.

---

<sup>22</sup> Available Transfer Capacity

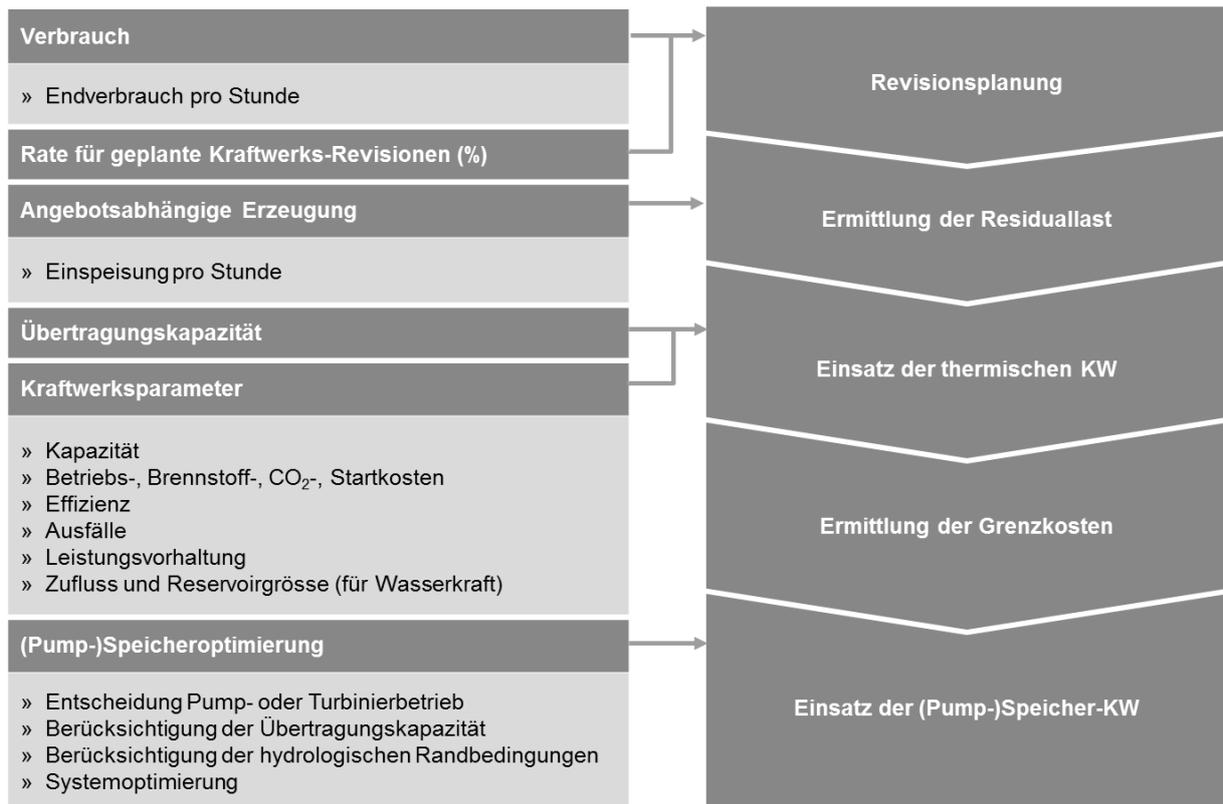


Abbildung 10: Eingangsgrössen und Optimierungsablauf von PowrSym

Die angebotsabhängige Erzeugung umfasst Laufwasser, Photovoltaik, Windkraft, andere erneuerbare Erzeugung (Biomasse etc.) sowie andere nicht erneuerbare Erzeugung (Kraft-Wärme-Kopplung etc.).

### 3.4 Adequacy-Indikatoren

Die Ergebnisse der Simulationen werden mit folgenden Indikatoren für die Versorgungssicherheit zusammengefasst:

- » **Energy Not Served (ENS)**, auch **Energy Not Supplied** genannt, 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 ein Mittelwert sowie für die Jahreswerte folgende Kennzahlen:
  - Mittelwert: Durchschnitt über alle Iterationen
  - Median: In 50% aller Iterationen ist die ENS-Summe kleiner oder grösser als der Median.
  - 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 welchen nicht die gesamte Last bedient werden kann (unabhängig von ihrer Menge). Das heisst, LOLE quantifiziert die Häufigkeit eines Lastabwurfs, nicht dessen Umfang. Der Logik der Monte-Carlo-Simulationen folgend, resultieren für die Jahreswerte ein Median, ein P95-Wert und ein Durchschnittswert.
- » **Loss of Load Probability (LOLP)** in Prozent ist ein Mass für die Wahrscheinlichkeit eines Lastabwurfs, ohne dessen Umfang zu berücksichtigen. Es zeigt die Wahrscheinlichkeit eines Lastabwurfs in einer gewissen Stunde basierend auf den Ergebnissen aller Iterationen.

Das verwendete Modell minimiert die ENS pro Jahr. Die pro Jahr ausgewiesene LOLE ist ein sekundäres Ergebnis. Dies muss bei der Interpretation der Resultate berücksichtigt werden.

Die Verwendung der drei Indikatoren erlaubt eine Abschätzung der Versorgungssicherheit.

### 3.5 Abschätzung der Konvergenz und Anzahl der nötigen Iterationen

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 ENS im System für das Stressszenario 3. Der Durchschnitt liegt mit einer Wahrscheinlichkeit von 95% innerhalb des hellroten Vertrauensintervalls. Der gleitende Mittelwert der ENS (rote Linie) ist ab einer hinreichend grossen Anzahl Iterationen auch gegen Ausreisser genügend stabil, so dass man von Konvergenz sprechen kann.

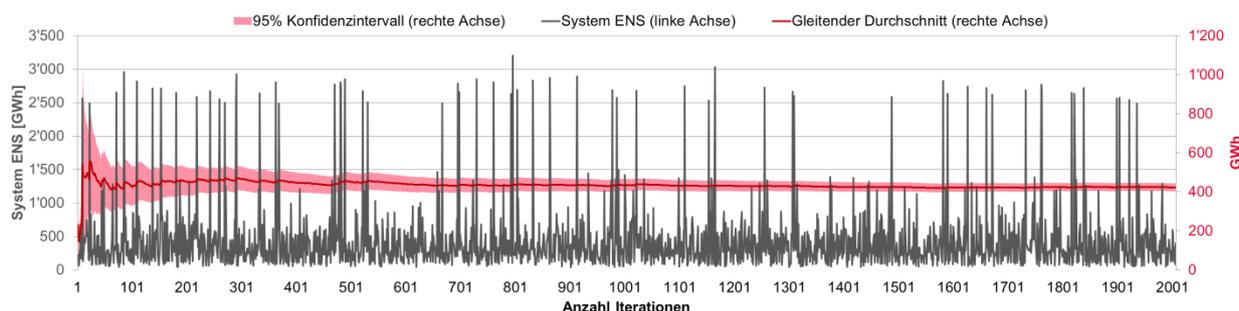


Abbildung 11: Konvergenz der jährlichen ENS im System im Stressszenario 3

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 Mittelwert 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 gleitender Mittelwert nach  $N$  Iterationen ist

$$\left[ \mu_N - 1.96 \frac{\sigma_N}{\sqrt{N}}, \mu_N + 1.96 \frac{\sigma_N}{\sqrt{N}} \right] .$$

Abbildung 12 zeigt den normierten einseitigen Fehler der ENS im System. Der Fehler ist auf den gleitenden Mittelwert normiert. Er zeigt die einseitige Weite des Vertrauensintervalls. Sie beträgt je nach Szenario zwischen 4.9% und 6.1%.

Szenario	Einseitiger normierter Fehler	Anzahl Simulationen
Basisszenario	5.3%	1530 (45 pro hydrologisches Jahr)
Stressszenario 1	6.1%	2006 (59 pro hydrologisches Jahr)
Stressszenario 2	5.4%	2006 (59 pro hydrologisches Jahr)
Stressszenario 3	4.9%	2006 (59 pro hydrologisches Jahr)
Stressszenario 3-PV	5.3%	2006 (59 pro hydrologisches Jahr)

Abbildung 12: Normierter einseitiger Fehler für die ENS im System

## 4 Annahmen im Basisszenario und in den Stressszenarien

Datenquelle ist der *TYNDP 2020 Scenario Report* von ENTSO-E und ENTSO-G.<sup>23</sup> Der *TYNDP 2020 Scenario Report* besteht aus «Bottom-up»- und «Top-down»-Szenarien. Grundlage für das Basisszenario ist das «Bottom-up»-Szenario *National Trends 2030*. Es berücksichtigt die wahrscheinlichste Entwicklung des europäischen Stromsystems bis zum Jahr 2030. Zusätzlich zum Basisszenario umfasst die Analyse drei von der EICom definierte Stressszenarien sowie eine weitere Variante. Die Stressszenarien stellen einen Stresstest für das Versorgungssicherheitsniveau der Schweiz im Jahr 2030 dar. Tabelle 1 fasst die wichtigsten Annahmen zu den Szenarien zusammen<sup>24</sup>:

Szenario	Installierte Leistung	NTC	Kommentar
Basisszenario	ENTSO-E National Trends 2030	Um ca. 1/3 reduziert aufgrund Nichtteilnahme CH am FBMC	Politische Einschränkungen
Stressszenario 1	Ausfälle in den Wintermonaten (Okt. – März): » -19.4 GW KKW in FR » -365 MW KKW in CH	Ganzjährig NTC DE→CH windabhängig 0-1'700 MW Januar & Februar NTC IT→CH = 0 MW	Netzausbauverzögerung DE + Kein Redispatch zur NTC-Stützung Netztechnische Einschränkungen in IT
Stressszenario 2	Ausfälle in den Wintermonaten (Okt. – März): » -19.4 GW KKW in FR » -2.57 GW KKW in CH	Ganzjährig NTC DE→CH windabhängig 0-1'700 MW Januar & Februar NTC IT→CH = 0 MW	Netzausbauverzögerung DE + Kein Redispatch zur NTC-Stützung Netztechnische Einschränkungen in IT
Stressszenario 3	Ausfälle in den Wintermonaten (Okt. – März): » -19.4 GW KKW in FR » -2.57 GW KKW in CH Ganzjähriger Ausfall von 2 GW Turbinenleistung und 2 TWh Energie	NTC DE→CH windabhängig 0-1'700 MW, ausser im Dez. – Feb. windabhängig 0-900 MW Januar & Februar NTC IT→CH = 0 MW	Netzausbauverzögerung DE + Kein Redispatch zur NTC-Stützung + Ausfall Beznau-Mettlen Dez. – Feb. Netztechnische Einschränkungen in IT
Stressszenario 3-PV	Analog zu Stressszenario 3, aber mit 12.2 GW PV-Leistung anstelle von 6.1 GW	Analog zu Stressszenario 3	Analog zu Stressszenario 3

Tabelle 1: Zusammenfassung der Szenarien

Für die Stressszenarien sind die Änderungen zum Basisszenario angegeben.

<sup>23</sup> <https://www.entso-tyndp2020-scenarios.eu/>

<sup>24</sup> Bei allen Szenarien gilt die Annahme, dass die Marktmechanismen weiterhin in Kraft sind und keine zentrale Angebots- und Verbrauchslenkung 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.

#### 4.1 Verbrauch und Kraftwerkspark im Jahr 2030

Datenquelle für den prognostizierten Verbrauch und die installierte Kapazität im Jahr 2030 ist der *Scenario Report TYNDP 2020* von ENTSO-E und ENTSO-G. Die Annahmen für den Verbrauch in der Schweiz orientieren sich an den Annahmen des Szenarios «Neue Energiepolitik» der Energieperspektive 2050. Abbildung 13 zeigt den mittleren Jahresverbrauch für die hydrologischen Jahre 1983 bis 2016.

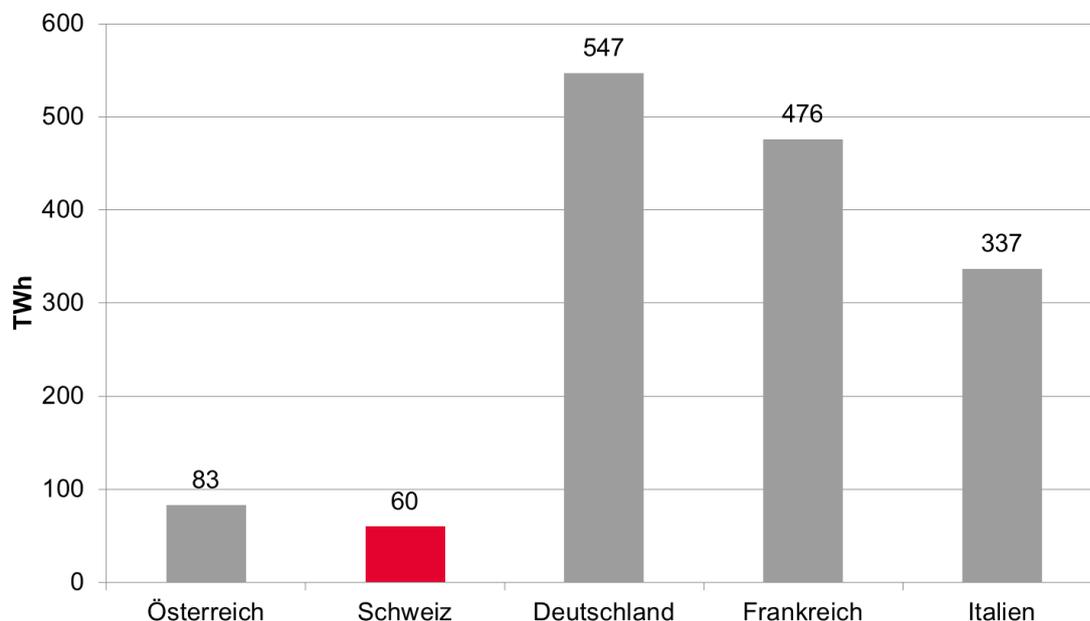


Abbildung 13: Mittlerer Jahresverbrauch für die hydrologischen Jahre 1983 - 2016

Der Verbrauch fällt je nach Jahr unterschiedlich hoch aus, da er vom jährlichen Temperaturverlauf abhängt. Für die Schweiz beträgt der mittlere Jahresverbrauch inklusive Verbrauchseffekten aufgrund von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen 60.44 TWh. Für ein kaltes Jahr (z.B. 1985) beträgt der Stromverbrauch aufgrund des temperaturbedingten Lastanstiegs 61.53 TWh, während für ein deutlich wärmeres Jahr (z.B. 2014) ein Verbrauch von nur 59.44 TWh resultiert. Die Pumpenergie ist dabei noch nicht enthalten, da sie ein Modellergebnis ist. Die Werte aus diesen beiden Jahren stellen den minimalen und maximalen Verbrauch über alle hydrologischen Jahre dar. Sie definieren somit die Verbrauchsspanne im Jahr 2030. Für die Schweiz beträgt sie ca. 2 TWh bzw. etwas mehr als 3% bezogen auf den Minimalwert. Die relativen Verbrauchsschwankungen sind für andere Länder wie bspw. Frankreich aufgrund der weiten Verbreitung von elektrischen Heizungen grösser.

Die Annahmen zur installierten Erzeugungskapazität sowie zu den Ausserbetriebnahmen der Kraftwerke im Ausland sind im Basisszenario gegenüber *National Trends 2030* ausser für die Schweiz und Deutschland unverändert. Abbildung 14 zeigt die angenommene installierte Nettoleistung in der Schweiz und ihren Nachbarländern im Jahr 2030 unterteilt nach Brennstoffarten.

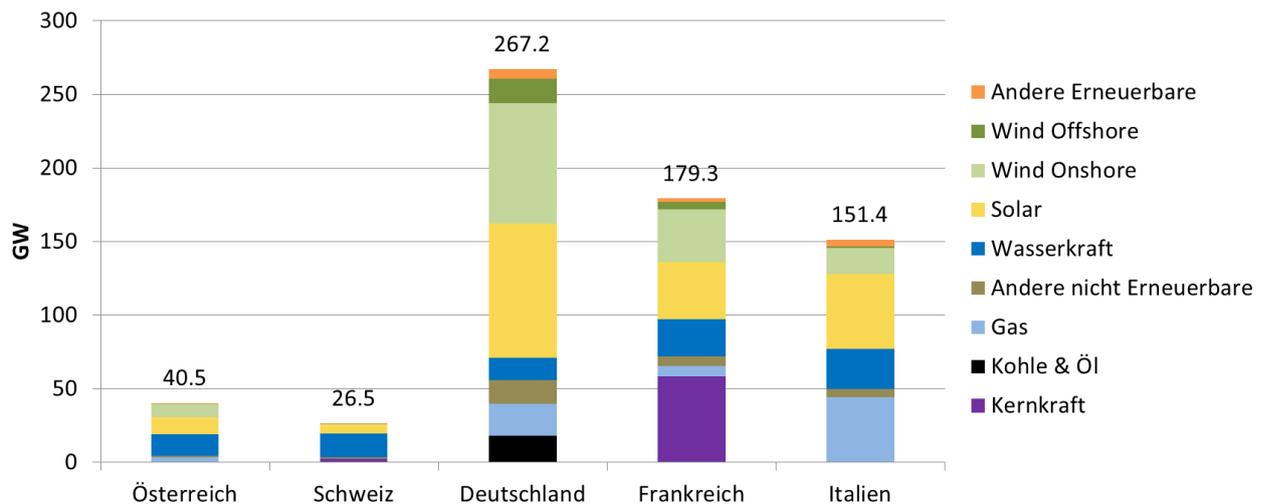


Abbildung 14: Installierte Leistung im Jahr 2030 in der Schweiz und ihren Nachbarländern  
 Basis: ENTSO *National Trends 2030*<sup>25</sup>

Die installierte Erzeugungskapazität in der Schweiz beträgt im Jahr 2030 26.5 GW. Abweichend zu den Annahmen in *National Trends 2030* wird davon ausgegangen, dass die Laufzeit der Schweizer Kernkraftwerke 60 Jahre beträgt. Neben dem KKW Leibstadt sind somit im Jahr 2030 auch die beiden Kernkraftwerke Beznau 2 (365 MW) und Gösgen (1'010 MW) am Netz. Die Energiestrategie 2050 strebt für das Jahr 2035 eine Produktion aus erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft von 11.4 TWh pro Jahr an. Skaliert auf das Jahr 2030 und aufgeteilt auf die Erzeugung mittels Photovoltaik, Wind und anderer Erneuerbarer impliziert dieses Ziel im Vergleich zu den Annahmen im *National Trends 2030* folgenden Ausbaustand:

- » Photovoltaik: 6.1 GW installierte Kapazität für die Jahresproduktion von ca. 6 TWh Energie, wobei 2.2 TWh im Winter anfallen.
- » Wind: 137 MW installierte Kapazität für die Jahresproduktion von ca. 0.27 TWh Energie
- » Andere Erneuerbare: 585 MW installierte Kapazität für die Jahresproduktion von 2.4 TWh Energie

Mit dem Gesetzentwurf zum Kohleausstieg hat die deutsche Bundesregierung den Pfad für die schrittweise Abschaltung von Kohlekraftwerken in Deutschland bis 2038 festgelegt.<sup>26</sup> Im Vergleich zu den Annahmen im *National Trends 2030* fallen die Erzeugungskapazitäten aus Steinkohle entsprechend mit 8 GW (-1.85 GW) und aus Braunkohle mit 9 GW (-0.2 GW) tiefer aus.

In den drei Stressszenarien wird die Kraftwerksleistung in den Wintermonaten von Oktober bis einschliesslich März gemäss den Vorgaben der EICOM reduziert (siehe Tabelle 1). Alle drei Stressszenarien beinhalten Ausfälle im französischen Kernkraftwerkspark in Höhe von 19.4 GW (rund ein Drittel der installierten KKW-Leistung). Im Stressszenario 1 kommt der Ausfall des Kernkraftwerks Beznau 2 in der Schweiz hinzu, sowie in den Stressszenarien 2 und 3 zusätzlich der Ausfall der KKW Gösgen und Leibstadt. Diese extremen Annahmen erlauben es, den Einfluss der eingeschränkten Importverfügbarkeit auf die Schweizer Versorgungssicherheit zu untersuchen. Das Stressszenario 3 umfasst zusätzlich noch den ganzjährigen Ausfall eines wichtigen Jahresspeichers in der Schweiz sowie in einer zusätzlichen Variante die Verdoppelung des Zubaus an PV-Kapazitäten.

<sup>25</sup> <https://tyndp-data-viz.netlify.app/electricity-data>

<sup>26</sup> Siehe <https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/173/1917342.pdf>

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

Eine wichtige Rolle für die Marktpreisbildung und die daraus resultierenden internationalen Stromflüsse spielen die kurzfristigen Grenzkosten der installierten Kraftwerke. Diese wiederum basieren auf den Annahmen zu Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen. Letztere dienen als Grundlage für die Marktsimulation und entsprechen den Annahmen aus dem *National Trends 2030*. Dieses «Bottom-up»-Szenario legt die Preise aus dem Szenario *European Commission (EUCO)* des *World Energy Outlook 2018* zugrunde (Tabelle 2).

Brennstoff / CO <sub>2</sub>	Einheit	Preis
Uran	€ / GJ	0.47
Braunkohle	€ / GJ	1.10
Steinkohle	€ / GJ	4.30
Gas	€ / GJ	6.91
Leichtöl	€ / GJ	20.51
Schweröl	€ / GJ	14.63
Ölschiefer	€ / GJ	2.30
CO <sub>2</sub>	€ / Tonne	28.00

Tabelle 2: Annahmen zu Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen

Quelle: ENTSO *National Trends 2030*

Diese Annahmen resultieren in der in Abbildung 15 schematisch dargestellten Abrufreihenfolge. Zuerst kommt die angebotsabhängige Einspeisung aus Windkraft, Photovoltaik, Laufwasser sowie aus anderen erneuerbaren Energien und anderen nicht erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien (z.B. Kraft-Wärme-Kopplung) zum Einsatz. Diese werden vereinfacht mit Grenzkosten von 0 €/MWh modelliert<sup>27</sup>. Der im Vergleich zu anderen Energieszenarien relativ niedrige CO<sub>2</sub>-Preis von 28 € pro Tonne sorgt dafür, dass nach der Kernkraft erst die Braun- und Steinkohlekraftwerke und anschliessend die Gaskraftwerke abgerufen werden, gefolgt von ölbasierten Technologien. Für eine Versorgungssicherheitsanalyse 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.

<sup>27</sup> Grenzkosten sind jene Kosten, die durch die Produktion einer zusätzlichen Einheit, z.B. Energie, entstehen. Nicht alle Arten angebotsabhängiger Erzeugung weisen tatsächlich kurzfristige Grenzkosten von 0 €/MWh auf. Da sie aber angebotsabhängig einspeisen und nicht marktbasierend, erscheint die Annahme im Rahmen eines Fundamentalmarktmodells gerechtfertigt.

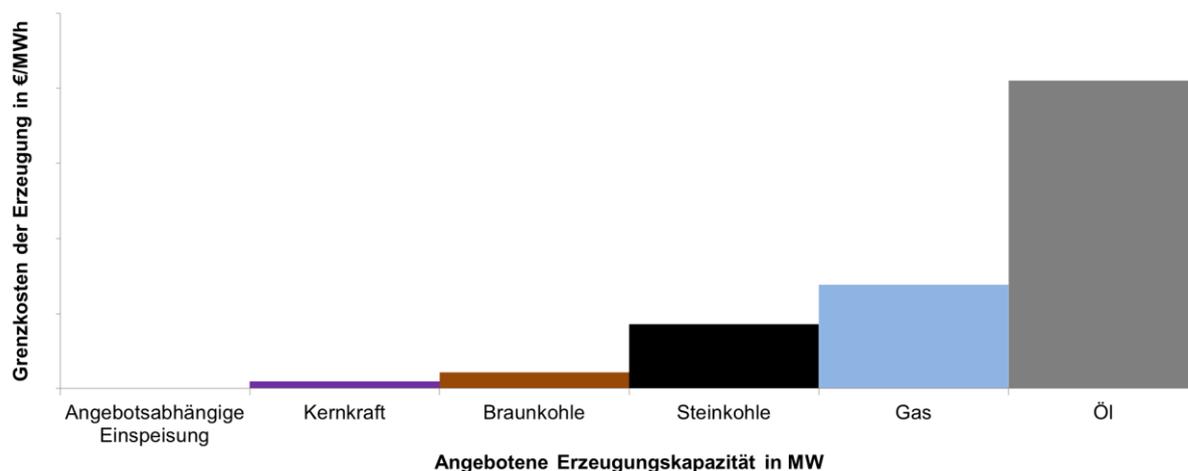


Abbildung 15: Schematische Darstellung der Abrufreihenfolge verfügbarer Erzeugungskapazitäten

### 4.3 Annahmen zu Grenzkapazitäten (NTC)

Die Annahmen zum internationalen Netzausbau stammen aus dem MAF 2019 der ENTSO-E. Die Netzengpässe werden durch die NTC-Werte an den Grenzen jeder Marktzone implizit berücksichtigt.

Ferner wird davon ausgegangen, dass die Schweiz im Jahr 2030 noch kein Stromabkommen mit der EU abgeschlossen hat und dementsprechend am impliziten flussbasierten Handel nicht teilnehmen kann. Durch die zunehmende flussbasierte Marktkopplung in Gesamteuropa belastet der EU-Handel vermehrt die Schweizer Netzinfrastruktur. Die zunehmenden Belastungen schränken den kommerziellen Austausch der Schweiz mit ihren Nachbarländern ein. Um Überlastungen zu vermeiden, kann Swissgrid sich gezwungen sehen, die Grenzkapazitäten in Import- und Exportrichtung zu reduzieren. Ohne minimale technische Übereinkunft mit der EU zur gegenseitigen Berücksichtigung in der Kapazitätsberechnung werden zudem Flüsse in die Schweiz von der EU nicht in ihre 70%-minRam-Regel einberechnet. Auch hieraus könnten sich NTC-Kürzungen seitens der Nachbarländer ergeben.

#### 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. Weiter wird davon ausgegangen, dass darüber hinaus gehende Projekte bis 2030 nicht realisiert werden können. Die geplanten Projekte des *Strategischen Netzes 2025* wirken sich positiv auf die Sicherstellung der Importkapazitäten aus und implizieren eine gleichzeitige Importkapazität von ca. 7.5 GW. Diese liegt damit in allen Szenarien deutlich über der Summe der einzelnen Importkapazitäten in die Schweiz (Tabelle 3) und stellt somit keine limitierende Grösse für die Importe dar.

Die drei Stressszenarien unterstellen, dass sich der Netzausbau in Deutschland verspätet und die dortigen internen Engpässe den Export in die Schweiz weiterhin begrenzen. Daher schwankt die angenommene Importkapazität aus Deutschland in die Schweiz mit der Windeinspeisung in Deutschland. Die Windproduktion in Deutschland konzentriert sich hauptsächlich im Norden. Die grossen Verbrauchszentren liegen jedoch im Süden. 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 Nord-Süd-Flusses reduziert. Wie die Windproduktion hängen die resultierenden Importkapazitäten somit vom gewählten hydrologischen Jahr ab (siehe Kapitel 3.1). Für die beiden Stressszenarien 1 und 2 resultieren Importkapazitäten zwischen 0 MW und 1'700 MW.

In Stunden mit sehr hoher Windeinspeisung wird eine Importkapazität von null modelliert, da die Entwicklungen darauf hindeuten, dass zusätzlicher Redispatch in Deutschland zur Aufrechterhaltung der Exporte in Richtung Schweiz nicht mehr wie in der Vergangenheit zur Verfügung stehen wird. In Stressszenario 3 kommt als zusätzlicher Stressfaktor der Ausfall eines zentralen Netzelements hinzu. Dies führt zu einer zusätzlichen Verminderung der Importkapazität, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Unter der Annahme des Ausfalls eines wichtigen Schweizer Netzelements im Übertragungsnetz reduziert sich daher die maximale Importkapazität in den Monaten Dezember bis einschliesslich Februar von 1'700 MW auf 900 MW.

Alle drei Stressszenarien unterstellen darüber hinaus, dass aufgrund netztechnischer Einschränkungen in Italien in den beiden Wintermonaten Januar und Februar keine Exportkapazitäten in die Schweiz zur Verfügung stehen. Tabelle 3 zeigt die verwendeten saisonalen Übertragungskapazitäten zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern, sowohl die Werte für 2019 als auch die angenommenen Werte für das Jahr 2030 in den verschiedenen Szenarien.

MW	Richtung	2019	Basisszenario	Stressszenarien 1 & 2	Stressszenarien 3 & 3-PV		
Importe in die Schweiz	AT → CH	1'200	800	800	800		
	DE → CH	1'200		1'700	0 – 1'700	Dezember, Januar, Februar	0 – 900
						Rest des Jahres	0 – 1'700
	FR → CH	Winter	3'200	2'500	2'500	2'500	
		Sommer	3'000				
	IT → CH	Winter Peak	1'810	1'210			
		Winter Offpeak	1'910	1'270			
		Sommer Peak	1'440	960			
		Sommer Offpeak	1'660	1'110			
					Januar & Februar: 0		
<b>Summe Import</b>		<b>6'840 – 7'510</b>	<b>5'960 – 6'270</b>	<b>4'260 – 6'270</b>	<b>4'260 – 5'470</b>		
Exporte aus der Schweiz	CH → AT	800	800	800	800		
	CH → DE	4'000	2'700	2'700	2'700		
	CH → FR	Winter	1'200	1'000	1'000	1'000	
		Sommer	1'100				
	CH → IT	Winter Peak	4'240	2'960			
		Winter Offpeak	3'710	2'610			
		Sommer Peak	3'420	2'410			
Sommer Offpeak		3'100	2'200				
<b>Summe Export</b>		<b>9'000 – 10'240</b>	<b>6'700 – 7'460</b>				

Tabelle 3: Grenzkapazitäten zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern

## 4.4 Regelreserven

Der primäre Zweck von Regelreserven ist der Ausgleich der unvermeidbaren Schwankungen zwischen Produktion und Last. Im Sinne eines konservativen Ansatzes nimmt die Modellierung an, dass positive Regelleistung (durch den TSO reserviert zum Ausgleich kurzfristiger Frequenzschwankungen) in der Methodik der Adequacy-Analyse nicht zur Deckung der Last zur Verfügung steht.

Das Modell setzt dies in Anlehnung an den MAF 2019 folgendermassen um:

- » Primär- und Sekundärregelleistung vermindern a priori die angenommene installierte Leistung der jeweiligen Erzeugungskategorie und stehen somit nicht zur Deckung der Last zur Verfügung.
- » Die Berücksichtigung von Tertiärregelleistung unterscheidet sich nach Technologie. Reservierte thermische Kapazitäten werden als zusätzliche Band-Last zum Verbrauch addiert. Reservierte Leistungen aus Wasserkraft werden von der Turbinierkapazität der Speicherkraftwerke in Abzug gebracht.

Entsprechend der MAF-Methodik wird für die Schweiz die Regelleistung von der verfügbaren Turbinierkapazität der Speicherkraftwerke abgezogen. Die Regelleistungsreserve beträgt 869 MW. Zusätzlich wird die verfügbare Speicherproduktion um die durchschnittliche abgerufene positive Regelenergie in der Höhe von 400 GWh pro Jahr reduziert. Auf diese Weise lässt sich auch der Energiebedarf für die Regelreserven realistisch abbilden.

## 5 Ergebnisse und technische Interpretation

Abbildung 16 zeigt die Jahressummen der beiden Adequacy-Indikatoren Energy Not Supplied (ENS) und Loss of Load Expectation (LOLE) für die Schweiz. Für jedes Szenario resultiert aus allen Simulationen jeweils ein Mittelwert, ein Median und ein P95-Wert (siehe Abschnitt 3.4). Neben dem Basisszenario liefern vor allem die Stressszenarien Erkenntnisse über die Robustheit der Ergebnisse und über wichtige Treiber der Versorgungssicherheit in der Schweiz. Wichtig für die Interpretation der Resultate ist, dass das verwendete Modell die ENS pro Jahr minimiert. Die pro Jahr ausgewiesene LOLE ist ein sekundäres Ergebnis.

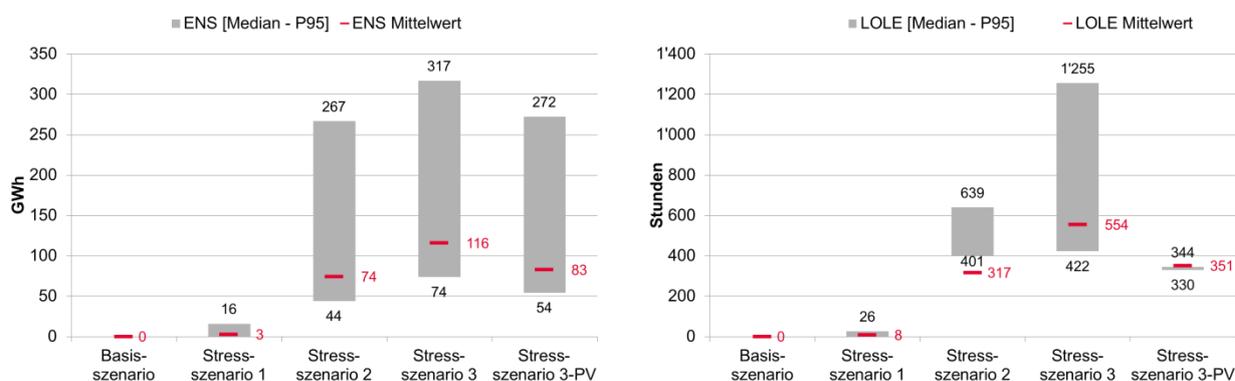


Abbildung 16: Energy Not Supplied (ENS) und Loss of Load Expectation (LOLE) in den analysierten Szenarien

Zur Definition des Median und der P95-Werte siehe Abschnitt 3.4.

### Basisszenario

Im Basisszenario treten keine Knappheitssituationen in der Schweiz auf. Die Gründe hierfür sind unter anderem:

- » Die Kernkraftwerke Gösgen, Leibstadt und Beznau 2 sind weiterhin am Netz. Dazu erfolgt bis 2030 ein Anstieg der installierten Photovoltaik-Leistung auf 6.1 GW.
- » Der Wasserkraftwerkspark als wichtige Komponente der Schweizer Stromversorgung steht weiterhin vollumfänglich zur Verfügung.
- » Obwohl sich die Zusammensetzung der Lastprofile durch den Zuwachs an Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen in der Zukunft ändert, stagniert der Gesamtverbrauch.
- » Im Vergleich zur Studie *System Adequacy 2025* [1] ist die Erzeugungssituation in Frankreich deutlich entspannter, da für das Jahr 2030 eine installierte Kernkraftwerksleistung von 58 GW angenommen wird. Dies sind rund 6 GW mehr als die Annahme in [1].

Als Folge der auskömmlichen Erzeugungssituation ergibt sich für die Schweiz in der Jahresbilanz ein deutlicher Export-Saldo.

## Stressszenarien

Die Schweiz ist im Winterhalbjahr auf Stromimporte angewiesen. In der Vergangenheit war die Importverfügbarkeit ausreichend, so dass die Schweiz Strom vor allem aus Frankreich und Deutschland importieren konnte. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage nach der Versorgungssicherheitssituation in der Schweiz, wenn ein Teil der Produktionskapazitäten im Ausland längerfristig nicht verfügbar ist.

Daher ist in den Stressszenarien gemäss den Vorgaben der EICOM ein substanzieller Teil der französischen Kernkraftwerksleistung, ca. ein Drittel (19.4 GW), im Winter nicht verfügbar. Die angenommene Verfügbarkeit der Schweizer Kernkraftwerke unterscheidet sich in den verschiedenen Stressszenarien: Im Stressszenario 1 ist nur das Kernkraftwerk Beznau 2 nicht verfügbar (365 MW). Demgegenüber sind in den Stressszenarien 2, 3 und 3-PV sämtliche Kernkraftwerke in der Schweiz nicht verfügbar (2.57 GW).

Netzseitig gilt für alle Stressszenarien, dass sich der Netzausbau in Deutschland verzögert (siehe Abschnitt 4.3) und keine Importmöglichkeit aus Italien im Januar und Februar besteht. Im Stressszenario 3 steht zusätzlich ein zentrales Netzelement nicht zur Verfügung. Als Folge ist die Importkapazität weiter eingeschränkt und der NTC aus Deutschland erreicht in den Monaten Dezember, Januar und Februar maximal 900 MW.

Im Stressszenario 1 beträgt der Mittelwert für die ENS-Jahressumme in der Schweiz 3 GWh, der Median 0 GWh und der P95-Wert 16 GWh. Vor dem Hintergrund eines durchschnittlichen Schweizer Endverbrauchs an einem Wintertag von ca. 170 GWh sind diese Zahlen niedrig.<sup>28</sup> Die jährliche LOLE ist mit einem Mittelwert von 7.6 Stunden ebenfalls sehr tief.

Im Stressszenario 2 beträgt der Mittelwert für die ENS-Jahressumme 74 GWh und somit weniger als die Hälfte des Verbrauchs an einem Wintertag. Der P95-Wert geht mit 267 GWh weit darüber hinaus. Die LOLE-Werte liegen mit 317 Stunden für den Mittelwert und 639 Stunden für den P95-Wert ebenfalls deutlich höher.

Auch im Stressszenario 3 liegt der Mittelwert für die ENS-Jahressumme mit 116 GWh noch unter einem Wintertagesverbrauch. Der P95-Wert von 317 GWh liegt dagegen beim Verbrauch von knapp 2 Wintertagen.

Der Anstieg des ENS-Mittelwerts zwischen Stressszenario 1 und 2 ist deutlich stärker als zwischen Stressszenario 2 und 3. Dies gilt sowohl relativ (Faktor 25 gegenüber Faktor 1.6) als auch absolut (+71 GWh gegenüber +42 GWh). Der Ausfall eines Drittels der französischen und aller Schweizer Kernkraftwerke, in Summe rund 22 GW (Stressszenario 2), hat einen stärkeren negativen Effekt auf die Versorgungssicherheit der Schweiz als der zusätzliche Ausfall eines grossen Pumpspeicherkomplexes wie z.B. Grande Dixence (ca. 2 GW, Stressszenario 3).

Im Stressszenario 3-PV, einer Variante des Stressszenarios 3 mit 12 GW statt 6 GW installierter Photovoltaikleistung, sinken gegenüber dem Stressszenario 3 der Mittelwert und der Median der ENS-Jahressumme um ca. 30% und der P95-Wert um ca. 14%.

Zum einen unterliegt die Produktion aus Photovoltaikanlagen saisonalen Schwankungen und ist im Sommer höher als im Winter. In der *PECD 3.0*, aus der die Einspeiseprofile für Photovoltaik stammen, fallen

---

<sup>28</sup> Quelle: *Energieübersicht Schweiz* (Jahre 2018 und 2019). Abrufbar unter <https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/grid-data.html>

durchschnittlich 35% der Produktion im Winter an. Das entspricht in etwa den Annahmen in der *Studie Winterstrom Schweiz* des BFE [3]. Zum anderen fällt die Stromproduktion aus Photovoltaikanlagen nur tagsüber an. Als Konsequenz reduziert sich die auftretende ENS um die Mittagszeit direkt, für andere Tageszeiten hängt dies jedoch vom Zusammenspiel mit den Pumpspeicherkraftwerken ab. Die Langzeitspeicherung von überschüssigem Strom aus Photovoltaikanlagen hat das Potential, die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Diesbezügliche Annahmen sind aber nicht Gegenstand dieser Analyse.

Als Ergänzung zu den Jahressummen zeigen Abbildung 17 bis Abbildung 19 stündliche Ergebnisse für die Schweiz zur Loss of Load Probability (LOLP) und zur durchschnittlichen sowie maximalen ENS aus allen Simulationen.

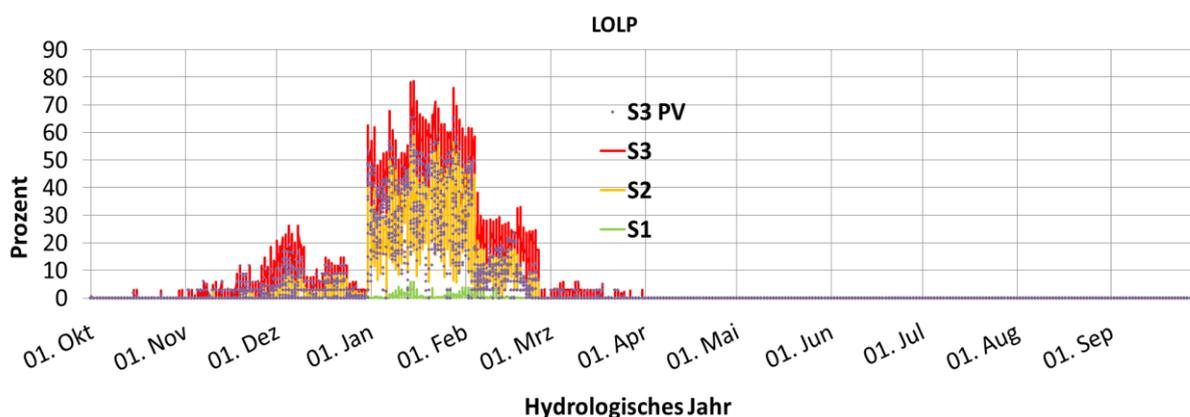


Abbildung 17: Loss of Load Probability (LOLP) für alle Stressszenarien

Die LOLP (siehe Abbildung 17) stellt die Wahrscheinlichkeit eines Lastabwurfs in einer gewissen Stunde dar, basierend auf den Ergebnissen aller Iterationen. Sie erreicht in allen Sensitivitäten das Maximum in der dritten Januarwoche. Während die LOLP mit maximal 5.8% im Stressszenario 1 allgemein niedrig ist, steigt sie im Stressszenario 2 deutlich an auf maximal 58.7%, wogegen der Anstieg von Stressszenario 2 zu Stressszenario 3 (Maximum bei 78.7%) geringer ausfällt.

Im Stressszenario 3 erreicht die LOLP bereits im Dezember bis zu 25%. Die Verdopplung der Photovoltaikleistung im Stressszenario 3-PV reduziert im Vergleich zu Stressszenario 3 die Wahrscheinlichkeit eines Lastabwurfs in allen Stunden. Besonders deutlich ist die Reduktion in den beiden Monaten Januar und Februar. In diesen beiden Monaten reduziert die zusätzliche Photovoltaik die LOLP um durchschnittlich 12% von 34% auf 22%.

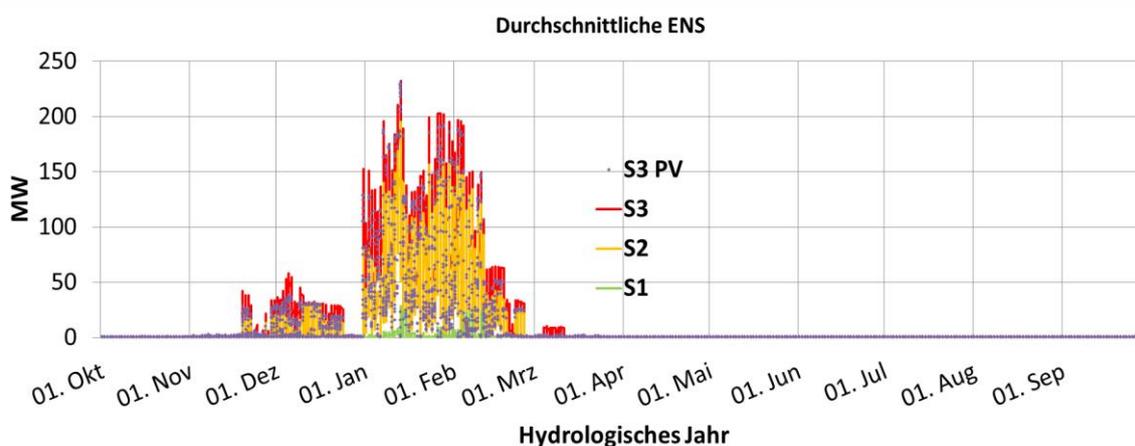


Abbildung 18: Durchschnittliche stündliche ENS in allen Simulationen

Die durchschnittliche ENS (Abbildung 18) ist jeweils in der zweiten Januarwoche am höchsten: 29 MW im Stressszenario 1, 195 MW bzw. 232 MW in den Stressszenarien 2 bzw. 3. Genau wie die LOLP steigt auch die durchschnittliche ENS deutlich stärker von Stressszenario 1 zu Stressszenario 2 an, als dies von Stressszenario 2 zu 3 der Fall ist. Durch die Verdopplung der Photovoltaikleistung sinkt die durchschnittliche ENS in den Monaten Januar und Februar im Vergleich zu Stressszenario 3 um durchschnittlich 13 MW auf 52 MW.

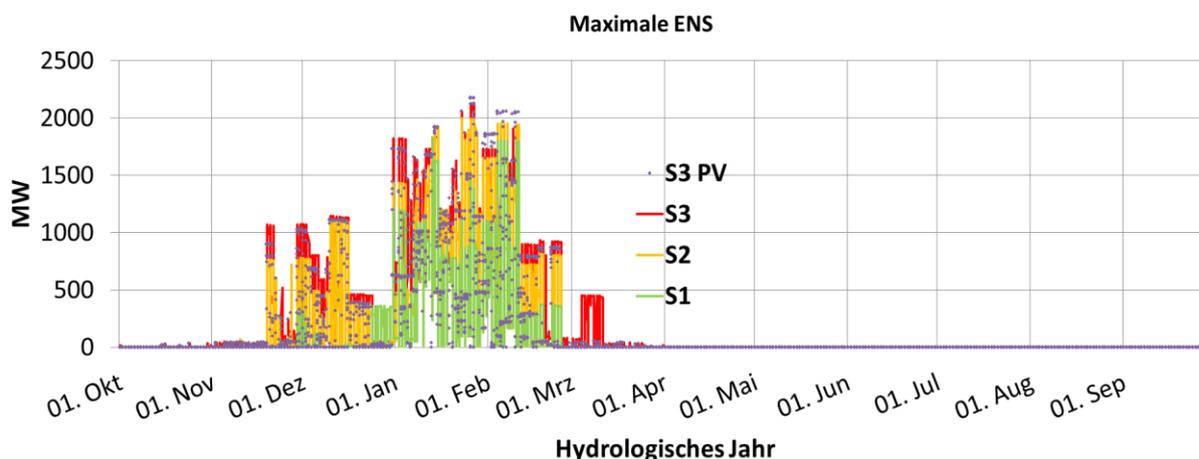
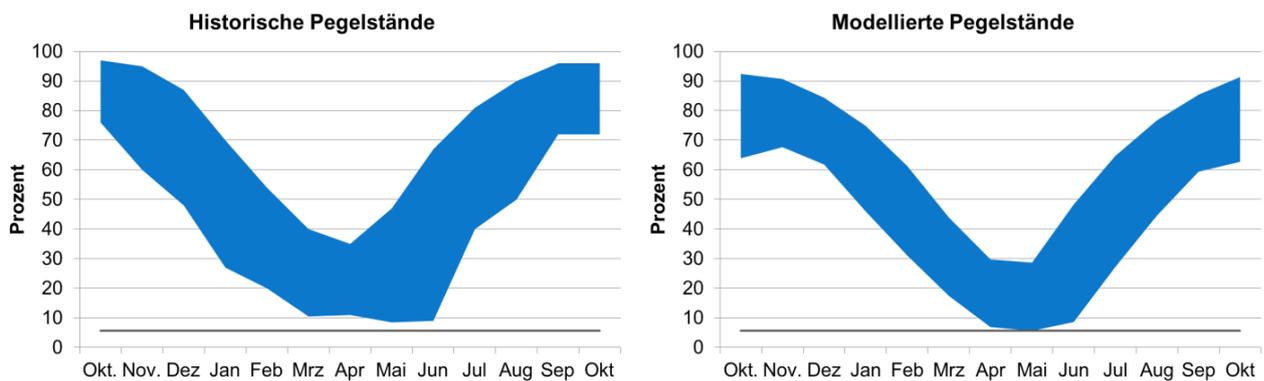


Abbildung 19: Maximale stündliche ENS in allen Simulationen

Die maximale ENS (siehe Abbildung 19) tritt in den Stressszenarien 2 und 3 in der vierten Januarwoche auf und beträgt in der maximalen Stunde 1'995 MW bzw. 2'129 MW. Im Stressszenario 1 resultieren maximal 1'831 MW in der dritten Januarwoche. Die Verdopplung der Photovoltaikleistung reduziert im Vergleich zu Stressszenario 3 die maximale ENS im Januar und Februar um durchschnittlich 112 MW auf 756 MW (jeweils Durchschnittswerte). Da das Ziel der Optimierung eine Minimierung der ENS-Summe pro Woche ist, können vereinzelt auch dann höhere Leistungswerte auftreten, wenn die Wochensumme kleiner ist. Beispielsweise erreicht die ENS im Stressszenario 3-PV am 26. Januar ein Maximum von 2'178 MW und ist somit grösser als im Stressszenario 3. Gesamthaft ist die maximale ENS im Stressszenario 3-PV in 4% der Stunden höher als im Stressszenario 3.

Ein Muster, das sich in den Abbildung 17 Abbildung 19 erkennen lässt, ist das höhere Niveau der LOLP bzw. der durchschnittlichen und maximalen ENS-Werte in den Monaten Januar und Februar. Sowohl der Anstieg ab 1. Januar als auch die Abnahme der Werte auf den 1. März erfolgen abrupt. Das deutet darauf hin, dass die Annahme der fehlenden Importkapazität aus Italien in den Monaten Januar und Februar in allen Stressszenarien eine signifikante Rolle spielt.

Abbildung 20 zeigt die Schwankungsbreite der historischen Pegelstände 1972 bis 2018 aus der *Schweizerischen Elektrizitätsstatistik 2018* [4] im Vergleich zu den modellierten Pegelständen. Die modellierten Pegelstände folgen im Wesentlichen den langjährigen historischen Pegelständen. Es wird aber deutlich, dass die Pegelstände besonders im Februar schneller sinken und an das technische Minimum bei 500 GWh stossen. Das technische Minimum wurde in der Historie nicht erreicht.



**Abbildung 20: Vergleich zwischen historischen und modellierten Pegelständen**

Unten eingezeichnet ist das technische Minimum bei 500 GWh

Links: Historische Pegelstände zwischen 1972 und 2018 aus der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik (4)

Rechts: Modellierte Pegelstände

## 6 Schlussfolgerungen und Ausblick

Die Versorgungssicherheitsanalyse für das Jahr 2030 ist eine Auftragsstudie für die EICOM und basiert auf den von ihr definierten Annahmen und Szenarien (siehe Abschnitt 4). Die Analyse führt zu folgenden Schlüssen:

- » Im Basisszenario steht in jeder Stunde ausreichend Energie aus in- und ausländischer Produktion zur Deckung der Schweizer Stromnachfrage zur Verfügung. Voraussetzung hierfür ist, dass im Jahr 2030 in Europa weiterhin ein marktbasierter Stromhandel vorherrscht und die gegenseitige Stützung in Knappheitssituationen gewährleistet ist.
- » Fallen ein Drittel des nuklearen Kraftwerkparcs in Frankreich sowie das Schweizer Kernkraftwerk Beznau 2 aus (Stressszenario 1), kann es vor allem im Januar und Februar zu kleineren Versorgungsengpässen kommen. Die Situation verschärft sich deutlich, falls zusätzlich alle Schweizer Kernkraftwerke nicht zur Verfügung stehen (Stressszenario 2) und noch weiter, falls ein grosser Jahresspeicher in der Schweiz langfristig ausfällt (Stressszenario 3). Zwar kann die fehlende Energie durch Importe aus Österreich und Deutschland teilweise gedeckt werden, doch die Annahme eingeschränkter Importkapazitäten aus Deutschland erschwert die Deckung der Stromnachfrage. In allen drei Stressszenarien zeigen die Ergebnisse, dass die Importkapazität aus Italien in den Monaten Januar und Februar eine signifikante Rolle für die Versorgungssicherheit spielt.
- » Die Wasserkraftwerke reagieren im Modell marktrational. Sie produzieren also in kritischen Perioden aufgrund der hohen Marktpreise mehr als historisch beobachtet. Im Stressszenario 1 können die Importe und die veränderte Produktion der Wasserkraftwerke den Ausfall der Produktion und die Importeinschränkungen im Mittel fast vollständig ausgleichen. In den Stressszenarien 2 und 3 kommt es trotzdem zu deutlichen Versorgungsengpässen.
- » Eine Verdopplung der Photovoltaikleistung reduziert im Vergleich zum Stressszenario 3 den Versorgungsengpass, kann diesen aber nicht vollständig ausgleichen.
- » Die Ergebnisse für das Basisszenario sind vergleichbar mit denjenigen der System Adequacy Studie 2019 des BFE [5].

Die Simulationen erfolgten erstmalig in einer Cloud-Umgebung für High Performance Computing. Dies ermöglichte eine schnelle und effiziente Berechnung der über 2000 Simulationen je Szenario. Neben dem weiteren Ausbau der Cloud-Umgebung und Performance-Verbesserungen sind die folgenden methodischen Weiterentwicklungen geplant:

- » **Flussbasierte Marktkopplung** – Das aktuelle Modell berücksichtigt aggregierte Netzenspässe einer jeden Marktzone implizit durch die NTC-Werte an den Grenzen. Die zunehmende flussbasierte Marktkopplung (FBMC) in Europa macht die Integration der flussbasierten Berechnung der Übertragungskapazität in das Modell notwendig. FBMC berücksichtigt kritische Netzelemente und ihren Effekt auf die grenzüberschreitende Übertragungskapazität über Power Transfer Distribution Factors (PTDF). Auch zukünftige Netzinvestitionen und die Umsetzung der 70% minimum Remaining Available Margin (minRAM) Vorgabe des *Clean Energy Packages (CEP)* sind wichtige Parameter von FBMC-Simulationen.
- » **Verbrauchsentwicklung** – Der zukünftige Stromverbrauch basiert auf der angenommenen Entwicklung verbrauchssteigernder und -mindernder Effekte. Beide Effekte sind schwer zu prognostizieren, da sie sowohl von wirtschaftlichen als auch von politischen Rahmenbedingungen abhängen. Für weitere Studien sind detaillierte und fundierte Prognosen nötig. Falls möglich und sinnvoll, werden sich weitere Studien am Szenariorahmen des Bundes orientieren, den der Gesetzgeber auch als Grundlage für die Netzplanung vorsieht.

## 7 Abkürzungen und Definitionen

ATC	Available Transfer Capacity
BFE	Bundesamt für Energie
CEP	Clear Energy Package
EICom	Schweizerische Elektrizitätskommission
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators Gas
EU	Europäische Union
FBMC	Flow-based market coupling
PECD	Pan European Climate Database
PTDF	Power transfer distribution factor
MAF	Midterm Adequacy Forecast
minRAM	Minimal Remaining Availability Margin
NTC	Net Transfer Capacity
TRM	Transfer Reliability Margin
TSO	Transmission System Operator
TTC	Total Transfer Capacity
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
WASTA	Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz

## 8 Literaturverzeichnis

- [1] *System Adequacy 2025*. Eidgenössische Elektrizitätskommission, 2018
- [2] *Wasserkraftpotenzial der Schweiz. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050*. Bundesamt für Energie, 2019
- [3] *Studie Winterstrom Schweiz*. Bundesamt für Energie, 2019
- [4] *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2018*. Bundesamt für Energie, 2019
- [5] *Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom 2019*. Bundesamt für Energie, 2019
- [6] *Mid-term Adequacy Forecast 2019 edition*. ENTSO-E, 2019. Abrufbar unter <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>