



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**  
Sektion Netze

**Bericht** vom 2. November 2022

---

# **Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Schweiz im Auftrag des Bundesamts für Energie – Winter 2022/2023**

---

**Technischer Abschlussbericht**

**Datum:** 02.11.2022

**Ort:** Bern

**Auftraggeberin:**

Bundesamt für Energie BFE  
CH-3003 Bern  
www.bfe.admin.ch

**Auftragnehmer/in:**

Swissgrid AG  
Bleichemattstrasse 31, 5001 Aarau  
www.swissgrid.ch

**BFE-Projektleitung:**

Astrid Sontag, [Astrid.Sontag@bfe.admin.ch](mailto:Astrid.Sontag@bfe.admin.ch)

**Begleitgruppe:**

Mohamed Benahmed (BFE)  
Matthias Haller (BFE)  
Wolfgang Eisenbast (BFE)  
Patrick Rötheli (BWL)  
Martin Locher (BWL)  
Jürg Rauchenstein (ECom)  
Michael Bhend (ECom)  
Mounir Nadine (ECom)  
Simon Art (Swissgrid)  
Sebastian Böhm (Swissgrid)  
Andreas Schreiber (Swissgrid)

## Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis .....	5
Haftung .....	6
Executive Summary .....	7
1      Allgemeines Vorgehen .....	10
1.1    Hintergrund und Motivation des technischen Berichts .....	10
1.2    Aufbau des technischen Berichts .....	12
2      Methodik .....	13
2.1    Klimaabhängige Eingangsgrössen .....	14
2.2    Klimaunabhängige Eingangsgrössen .....	19
2.2.1    Probabilistische Eingangsgrössen .....	19
2.2.2    Konstante Eingangsgrössen .....	20
2.3    Simulation .....	20
2.4    Adequacy-Indikatoren .....	23
2.5    Abschätzung der Konvergenz und Anzahl der nötigen Iterationen .....	24
3      Definition Referenzszenario und Stressszenarien .....	25
3.1    Verbrauch und Kraftwerkspark im Winter 2022/2023 .....	26
3.2    Annahmen zu Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preisen .....	29
3.3    Annahmen zur Gas-Verfügbarkeit .....	30
3.4    Annahmen zu Grenzkapazitäten .....	31
3.5    Regelreserven .....	32
4      Ergebnisse und technische Interpretation .....	33
4.1    Referenzszenario .....	34
4.2    Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit» .....	34
4.3    Szenario «Eingeschränkte KKW-Verfügbarkeit» .....	38

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht über Aspekte der Strom-Adequacy.....	10
Abbildung 2: Governance der vorliegenden Strom-Adequacy Studie.....	11
Abbildung 3: Die Analyse-Methodik im Überblick .....	13
Abbildung 4: Expliziter Zusammenhang zwischen klimaabhängigen und klimaunabhängigen Eingangsrößen.....	14
Abbildung 5: Schematische Darstellung der aktuellen ENTSO-E Prognosemethode .....	16
Abbildung 6: Beispielhaftes Produktionsprofil Photovoltaik .....	17
Abbildung 7: Beispielhaftes Produktionsprofil Windkraft.....	18
Abbildung 8: ENTSO-E (dunkelgrau) und angrenzende Zonen (hellgrau) .....	21
Abbildung 9: Eingangsrößen und Optimierungsablauf von PowrSym .....	23
Abbildung 10: Konvergenz der jährlichen ENS im System im Szenario «Eingeschränkte Gas- Verfügbarkeit» .....	24
Abbildung 11: Normierter einseitiger Fehler für die ENS im System .....	25
Abbildung 12: Mittlerer Verbrauch zwischen Oktober und April für die hydrologischen Jahre 1983 - 2016.....	27
Abbildung 13: Installierte Leistung im Winter 2022/23 in der Schweiz und ihren Nachbarländern Basis: ENTSO <i>Winter Outlook 2022/23, Stichtag: 04. August 2022</i> .....	28
Abbildung 14: Schematische Darstellung der Abrufreihenfolge verfügbarer Erzeugungskapazitäten .	30
Abbildung 15: Durchschnittliche Gas-Verbrauchsreduktion für bestimmte Ländergruppen. ....	31
Abbildung 16: Stromproduktion aus Erdgas. Historie vs. Simulationsergebnis für das Referenzszenario .....	35
Abbildung 17: Verteilung der jährlichen ENS auf die 2'380 durchgeführten Simulationen im Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit» .....	36
Abbildung 18: Stündliche Ergebnisse für LOLP und durchschnittliche ENS im Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit». ....	37
Abbildung 19: Worst Case Schweiz im Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit».....	38
Abbildung 20: Szenario » Eingeschränkte KKW-Verfügbarkeit» - Regionaler Worst Case.....	39

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zusammenfassung der Szenarien Für die Stressszenarien sind die Änderungen zum Referenzszenario angegeben. ....	26
Tabelle 2: Annahmen zu Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preisen Quelle: European Energy Exchange und International Exchange.....	29
Tabelle 3: Grenzkapazitäten zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern .....	32
Tabelle 4: Energy Not Served (ENS) und Loss of Load Expectation (LOLE) in den analysierten Szenarien .....	33

## Abkürzungsverzeichnis

ATC	Available Transfer Capacity
BFE	Bundesamt für Energie
BWL	Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung
CEP	Clear Energy Package
ECom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
ENS	Energy Not served
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators Gas
ERAA	European Resource Adequacy Assessment
FBMC	Flow-based market coupling
PECD	Pan European Climate Database
PTDF	Power transfer distribution factor
minRAM	Minimal Remaining Availability Margin
NTC	Net Transfer Capacity
TSO	Transmission System Operator

## Haftung

Obwohl Swissgrid AG («die nationale Netzgesellschaft») mit aller Sorgfalt auf die Richtigkeit, der im vorliegenden Bericht enthaltenen Informationen und Simulationen achtet, kann hinsichtlich der inhaltlichen Richtigkeit, Genauigkeit, Aktualität, Zuverlässigkeit und Vollständigkeit dieser Informationen und Simulationen keine Gewährleistung übernommen werden.

Haftungsansprüche gegen die nationale Netzgesellschaft wegen Schäden materieller oder immaterieller Art, welche aus der Bearbeitung oder Nutzung bzw. Nichtnutzung der veröffentlichten Informationen und Simulationen in diesem Bericht entstehen, sind ausgeschlossen.

## Executive Summary

Das Bundesamt für Energie (BFE) hat eine Untersuchung der kurzfristigen Strom-Adequacy durchgeführt. Die dazu notwendigen Simulationen wurden bei der nationalen Netzgesellschaft in Auftrag gegeben. Die Vorgaben für die Durchführung der Simulationen sowie die Definition der Rahmenbedingungen, wie z.B. die Wahl der untersuchten Szenarien, legte das Steuerungsgremium mit Vertretern aus BFE, EICom und BWL fest.

### Methodik und Szenarien

Die Methodik der vorliegenden BFE-Untersuchung basiert im Wesentlichen auf vorangegangenen Untersuchungen zur Strom-Adequacy in der Schweiz, welche die nationale Netzgesellschaft im Auftrag der EICom in den Jahren 2017, 2018 und 2020 durchführte. Sie baut auf der Methodik des *Winter Outlook 2022/23* des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) auf, welcher wiederum auf der ERAA-Methodik basiert.

- » Die Studie analysiert die Strom-Adequacy in der Schweiz im Winter 2022/2023. Die Annahmen für den Verbrauch und den Kraftwerkspark in der Schweiz und dem übrigen ENTSO-E-Gebiet stammen aus der *Early Data Collection* für den *Winter Outlook 2022/23* der ENTSO-E vom Stichtag 4. August 2022. Diese Datensammlung wird die ENTSO-E im Verlauf ihrer Analyse laufend prüfen und bei Bedarf aktualisieren. Bei den Eingangsdaten für die vorliegende Studie handelt es sich somit um den Datenstand bei ENTSO-E vom 4. August 2022.
- » Die Analyse verwendet klimaabhängige Eingangsgrößen wie die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen, die Wasserverfügbarkeit, den Stromverbrauch sowie klimaunabhängige Eingangsgrößen wie ungeplante Kraftwerksausfälle. Diese werden nach dem Zufallsprinzip so oft miteinander kombiniert, bis ein statistisch belastbares Ergebnis vorliegt. Jede Simulation besteht jeweils aus einem von 34 verfügbaren hydrologischen Jahren für die klimaabhängigen Eingangsgrößen<sup>1</sup> und einer zufälligen 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 die Höhe des Verbrauchs in einer betrachteten Periode, die nicht durch entsprechende Produktion gedeckt werden kann.

Des Weiteren wurden für die Simulationen folgende Annahmen getroffen:

- » Regelreserven: 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

---

<sup>1</sup> 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 den Verbrauch. Weil die Versorgungssicherheit der Schweiz zwischen Oktober 2022 und April 2023 untersucht wird, folgen die Simulationen nicht dem Kalenderjahr, sondern dem hydrologischen Jahr. Beispielsweise beginnt das hydrologische Jahr 2016 am 1. Oktober 2015 und endet am 30. September 2016. Damit entsprechen die in der Datenbasis PECD 3.0 vorhandenen 35 Klimajahre 34 hydrologischen Jahren (1983- 2016).

Schweiz den historischen Aktivierungen, und die durchschnittliche historisch abgerufene positive Regelernergie in Höhe von 400 GWh/a wird von der verfügbaren Speicherproduktion abgezogen.

- » Einbezug interner Engpässe: Die Grenzkapazitäten werden in Form von NTC auf Basis aktueller Annahmen der TSOs angenommen; zum Teil traf das Steuerungsgremium abweichende Annahmen, Details dazu finden sich in Abschnitt 4.1.

Zufällige Kraftwerksausfälle werden basierend auf Wahrscheinlichkeiten je Kraftwerkstyp modelliert. Unterschiedliche Verbrauchssituationen werden durch die verschiedenen Klimajahre berücksichtigt. Alle Szenarien unterstellen, dass die Marktmechanismen weiterhin in Kraft sind, keine Exportrestriktionen eingeführt werden und Angebot und Verbrauch nicht zentral gelenkt werden.<sup>2</sup>

## Ergebnisse

Zentrales Ergebnis der Simulationen ist die *Energy Not Served (ENS)*. Die ENS, ausgewiesen in GWh, ist die Verbrauchsmenge, die im betrachteten Zeitraum von Oktober 2022 bis April 2023 nicht gedeckt werden kann. Die Simulationen zeigen folgende Ergebnisse:

- » Im Referenzszenario steht in jeder Stunde ausreichend Energie aus in- und ausländischer Produktion zur Deckung der Schweizer Stromnachfrage zur Verfügung. Voraussetzung hierfür ist, dass in Europa weiterhin ein marktbasierter Stromhandel vorherrscht und die gegenseitige Stützung in Knappheitssituationen gewährleistet ist. Details finden sich im Abschnitt 4.1.
- » Unter der Annahme, dass eine europaweit eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit herrscht, aufgrund derer die Stromproduktion aus Erdgas, abgestuft nach der Abhängigkeit von russischem Gas, europaweit durchschnittlich um ca. 15% eingeschränkt ist, kann es auch in der Schweiz zum Eintreten von ENS kommen. In einem solchen Szenario beträgt die durchschnittliche ENS für den betrachteten Zeitraum 46 GWh. In 8% der betrachteten 2'380 Simulationen übersteigt die ENS einen Schweizer Wintertagesverbrauch (d.h. ENS grösser als 170 GWh), und in ca. 5% liegt die ENS über 2.5 Wintertagesverbräuchen. In den meisten Simulationen (87%), tritt in diesem Szenario hingegen keine Knappheitssituation in der Schweiz auf.
- » Fällt etwa durchschnittlich die Hälfte statt 35% (Referenzszenario) des nuklearen Kraftwerksparks in Frankreich sowie die Schweizer Kernkraftwerke Leibstadt und Beznau 1 über den gesamten betrachteten Zeitraum aus, kann es zu regional angespannten Situationen kommen, die sich jedoch, dank der zur Verfügung stehenden Wasserkraft und ausreichenden Importkapazitäten aus den übrigen Nachbarzonen, nicht auf die Schweiz ausdehnen.
- » Die Wasserkraftwerke reagieren im Modell marktrational. Sie produzieren also in kritischen Perioden aufgrund der hohen Marktpreise mehr als historisch beobachtet. Im Referenzszenario sowie im Szenario «Eingeschränkte KKW-Verfügbarkeit» können die Importe und die veränderte Produktion

---

<sup>2</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.



der Wasserkraftwerke den Ausfall der Produktion und die Importeinschränkungen vollständig ausgleichen. Im Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit» kommt es trotzdem zu ENS.

### Weitere wichtige Aspekte zur Einordnung der Ergebnisse

- » Die Abschätzung möglicher Auswirkungen der europaweit eingeschränkten Gas-Verfügbarkeit auf die Strom-Adequacy in der Schweiz im kommenden Winter ist aus heutiger Sicht nur auf Basis von Annahmen über die Entwicklung bedeutender Einflussfaktoren möglich (z.B. Gas-Verfügbarkeit nicht-russischer Anbieter, Entwicklung der Gas- sowie Stromnachfrage vor dem Hintergrund politischer Eingriffe). Die Ergebnisse der vorliegenden Studie sind somit stets vor dem Hintergrund der getroffenen Annahmen zu interpretieren. Eine Zusatzuntersuchung anhand einiger repräsentativer Fälle aus dem Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit» ergibt, dass sich eine weitere Reduktion der Gas-Verfügbarkeit tendenziell erhöhend auf das Auftreten von ENS in der Schweiz auswirkt.
- » Bei der vorliegenden Einschätzung des ENS-Risikos werden die Regelreserven der TSOs nicht zur Deckung des Verbrauchs eingesetzt. Es wird – wie bei den Berechnungen der ENTSO-E – angenommen, dass die Regelreserven (Leistung und Energie) nur für die Gewährleistung des sicheren Systembetriebs zur Verfügung stehen.
- » Die hier vorgestellten Analysen decken «nur» Situationen ab, die historische Klimadaten zu Temperatur, Wind und Wasserverfügbarkeit abbilden. Nicht abgedeckt sind grossflächige Dürren, Katastrophenfälle/Terror, eine Jahrhunderthitze/-kälte (sofern nicht bereits in den Klimadaten 1983-2016 enthalten<sup>3</sup>) oder bisher nicht beobachtete Kombinationen besonderer Wetterphänomene.
- » Nicht enthalten in den Simulationen sind Versorgungsunterbrechungen aus anderen Gründen als einem (langfristigen) Kapazitäts- oder Energiemangel, z.B. Netzversagen auf Übertragungs- oder Verteilnetzebene (z.B. Lawine, Frequenzprobleme aufgrund von Prognosefehlern oder 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 zunehmende flussbasierte Marktkopplung (FBMC), wie sie in Europa bereits grösstenteils implementiert ist, wird in der Studie nicht explizit modelliert.
- » Redispatch und tiefergehende netztechnische Fragen werden in dieser Studie nicht adressiert, d.h. es erfolgen keine Netzberechnungen, inwieweit sich die aus den Marktsimulationen ergebenden Stromflüsse seitens der Übertragungsnetze auch tatsächlich realisieren lassen.

---

<sup>3</sup> Wie beispielsweise die Hitzeperiode im Jahr 2003.

# 1 Allgemeines Vorgehen

## 1.1 Hintergrund und Motivation des technischen Berichts

Das Bundesamt für Energie (BFE) hat eine Untersuchung der kurzfristigen Strom-Adequacy durchgeführt. Die dazu notwendigen Simulationen wurden bei der nationalen Netzgesellschaft in Auftrag gegeben.

Die nationale Netzgesellschaft sorgt dauernd für einen diskriminierungsfreien, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes als wesentliche Grundlage für die sichere Versorgung der Schweiz. Sie ist kurzfristig für die gesamte Systemsicherheit («System Security») sowie mittel- und langfristig für die Verfügbarkeit des Übertragungsnetzes («Transmission Adequacy») verantwortlich (siehe Abbildung 1). Sie ist weder für die Energieversorgung der Endkundinnen und Endkunden noch für den Bau und den Betrieb von Kraftwerken («Generation Adequacy») zuständig.

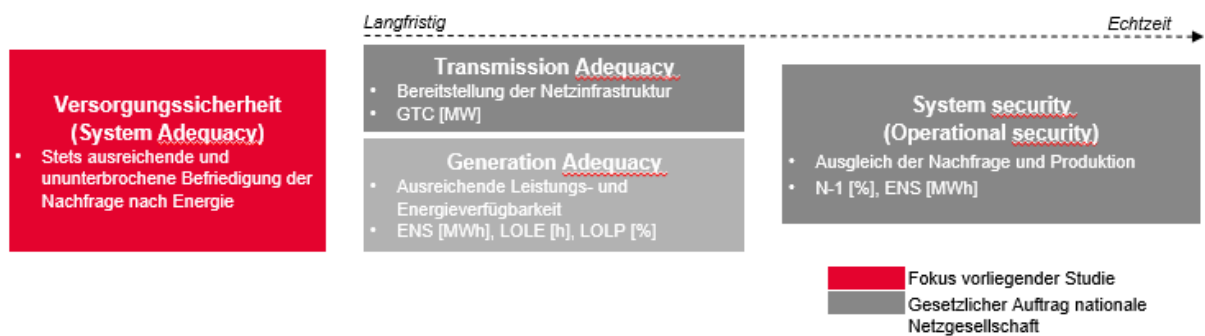


Abbildung 1: Übersicht über Aspekte der Strom-Adequacy

Ziel der vorliegenden Simulationen ist es, auf Basis einer probabilistischen Methode sowie zusätzlich ausgewählten definierten Szenarien die Bandbreite möglicher Entwicklungen und die Wahrscheinlichkeit, dass es zwischen Anfang Oktober 2022 und Ende April 2023 zu ENS kommen könnte, aufzuzeigen. Konkret wird mittels den von der nationalen Netzgesellschaft auf Basis der BFE-Szenarien durchgeführten Simulationen die Frage beantwortet: «Kommt es in der Schweiz bei den definierten Szenarien zu ENS, und wenn ja, wie ist diese zu quantifizieren?». Dabei wird auch die entsprechende Verfügbarkeit von grenzüberschreitenden Netzkapazitäten berücksichtigt. Die detaillierten Vorgaben für die Durchführung der Simulationen sowie die Definition der Rahmenbedingungen hat das Steuerungsgremium bestehend aus Vertretern von BFE, EICOM und BWL festgelegt (siehe Übersicht in Abschnitt 3).



Abbildung 2: Governance der vorliegenden Strom-Adequacy Studie

Die Methodik und die Datengrundlage der Simulationen basieren auf dem *Winter Outlook 2022/23* des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) in Abstimmung mit dem Verband der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (ENTSO-G). Somit wird sichergestellt, dass die zum Zeitpunkt der Analyse erwarteten Entwicklungen in Europa berücksichtigt werden. Bei den Eingangsdaten handelt es sich um die Inputs der *Early Data Collection*, die bis zur Veröffentlichung des *Winter Outlook 2022/2023* der ENTSO-E weiter geprüft und bei Bedarf aufdatiert werden. Dies kann zum Beispiel Folgendes betreffen:

- » Änderung der installierten KW-Kapazitäten (siehe Abschnitt 3.1)
- » Einbezug vertikaler und horizontaler interner Engpässe (siehe Abschnitt 3.4)
- » Anpassung der Modellierung der Regelreserven in der Schweiz (siehe Abschnitt 3.5)

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

- » Die hier vorgestellten Simulationen 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.
- » Die Simulationen berücksichtigen keine Versorgungsunterbrechungen aus anderen Gründen als einem Kapazitäts- oder Energiemangel wie bspw. Netzversagen auf Übertragungs- und/oder Verteilnetzebene (z.B. Lawine, Frequenzprobleme aufgrund von (Wind-)Prognosefehlern oder 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. Die heute in einigen Zonen angewendete flussbasierte Marktkopplung ist in den vorliegenden Simulationen nicht berücksichtigt.

- » Grundsätzliche Annahme der Studie ist, dass im Winter 2022/23 in Europa ein marktbasierter Stromhandel vorherrscht und die gegenseitige Stützung in Knappheitssituationen gewährleistet ist, d.h. es wird davon ausgegangen, dass keine Exportrestriktionen eingeführt werden.

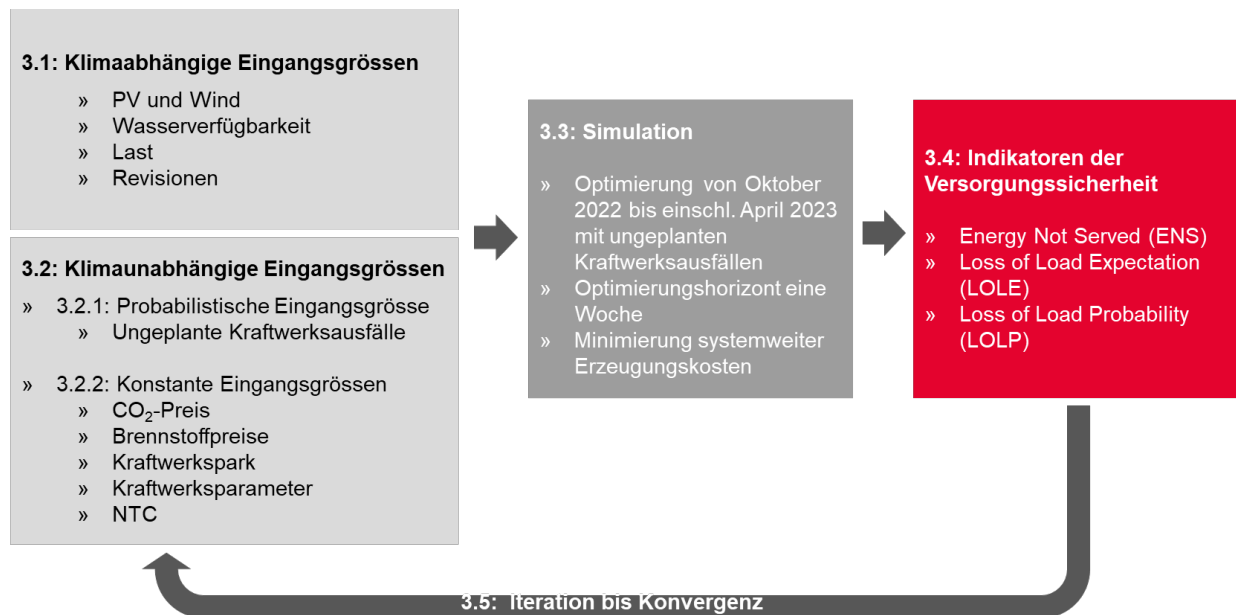
## 1.2 Aufbau des technischen Berichts

Der technische Bericht ist wie folgt strukturiert:

- » **Methodik zur Analyse der Strom-Adequacy:** In **Abschnitt 2** 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 des Verbrauchs fehlt.
- » **Annahmen für die Simulationen (Abschnitt 3):** Die getroffenen Annahmen zum europäischen Stromsystem im Winter 2022/23 betreffen u.a. Annahmen zu Kraftwerken, zur Stromnachfrage, zu verfügbaren NTCs und Brennstoff- sowie CO<sub>2</sub>-Preisen.
- » **Ergebnisse der Simulationen und technische Interpretation (Abschnitt 4):** Die Interpretation zur zukünftigen Strom-Adequacy beinhaltet sowohl die Schweiz als auch die regionale Perspektive (Schweiz als Teil des europäischen Stromsystems).

## 2 Methodik

Ziel der Simulationen ist die Abschätzung des Risikos vom Auftreten von ENS in der Schweiz in den Wintermonaten Oktober 2022 bis einschliesslich April 2023. Die Simulationen umfassen 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 berücksichtigten Stresssituationen, allerdings keine extremen Schocks (z.B. Terroranschlag oder extreme Kälteperioden). Das Steuerungsgremium bestehend aus Vertretern von BFE, ECom, und BWL hat Szenarien für die Wintermonate von Oktober 2022 bis April 2023 definiert (siehe Abschnitt 3). Die Simulationen verwenden 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 2.5), die nach  $N$  Iterationen erreicht wird. Ist  $N$  beispielsweise 700, wird jedes Klimajahr 20-mal simuliert ( $700/35 = 20$ ).

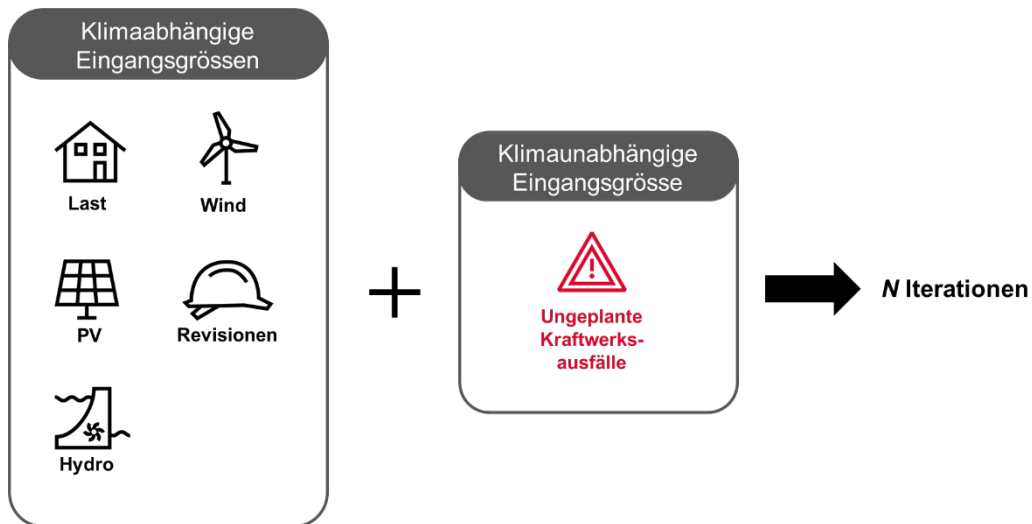


Abbildung 4: Expliziter Zusammenhang zwischen klimaabhängigen und klimaunabhängigen Eingangsgrößen

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. Einzelne TSOs haben explizite Revisionspläne zur Verfügung gestellt, welche die im Optimierungstool stattfindende Revisionsplanung je nach Angabe des betreffenden TSO entweder ersetzt oder ergänzt.

## 2.1 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 Strom-Adequacy. Eine kritische Situation 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 Strom-Adequacy der Schweiz zwischen Oktober 2022 und April 2023 untersucht wird, 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 *Winter Outlook 2022/23* von ENTSO-E. Er berücksichtigt die wahrscheinlichste Entwicklung des europäischen Stromsystems im Winter 2022/23. **Die stündlichen Lastprofile entstammen einer Prognosemethode der ENTSO-E (Abbildung 5). Diese erstellt Lastprofile auf der Grundlage historischer Daten (u.a. historische Lastprofile, Temperatur) und unter Berücksichtigung erwarteter Marktentwicklungen wie z.B. die Anzahl Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge.<sup>4</sup> Ziel der Methode ist es, durch die Berücksichtigung des Klimas und der Entwicklung neuer Technologien zu fundierten Prognosen für Lastprofilen zu kommen.** Quelle für die historischen Klimadaten ist die *PECD 3.0*. **Die Lastprofile für den *Winter Outlook 2022/23* wurden im Rahmen des ENTSO-E Prozesses von den TSOs geprüft.**

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 stündlichen Lastprofile unter der Berücksichtigung erwarteter Marktentwicklungen. Das trainierte Modell verwendet für die Prognose neben dem vollständigen Klimadatensatz der *PECD 3.0* auch Angaben zu der Anzahl an Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen. 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. Aus dem Prognosemodell resultieren klimaspezifische Lastprofile in stündlicher Auflösung für alle 34 hydrologischen Jahre.

Die Simulation berücksichtigt auch den Einfluss von Demand-Side-Management (DSM). Die entsprechenden Annahmen zu den gebotenen Mengen und Preisen stammen aus dem *Winter Outlook 2022/23*. 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>5</sup> Für die Schweiz existiert keine Nachfrageflexibilität im Modell.

---

<sup>4</sup> Anhang 3 des European Resource Adequacy Assessments (ERAA) 2021 beschreibt ab Seite 30 die Methode des Prognosemodells.

<sup>5</sup> Details zur Modellierung der Nachfrageflexibilität finden sich im Anhang 3 auf Seite 13 des ERAA 2021. <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2021/eraa-downloads/>

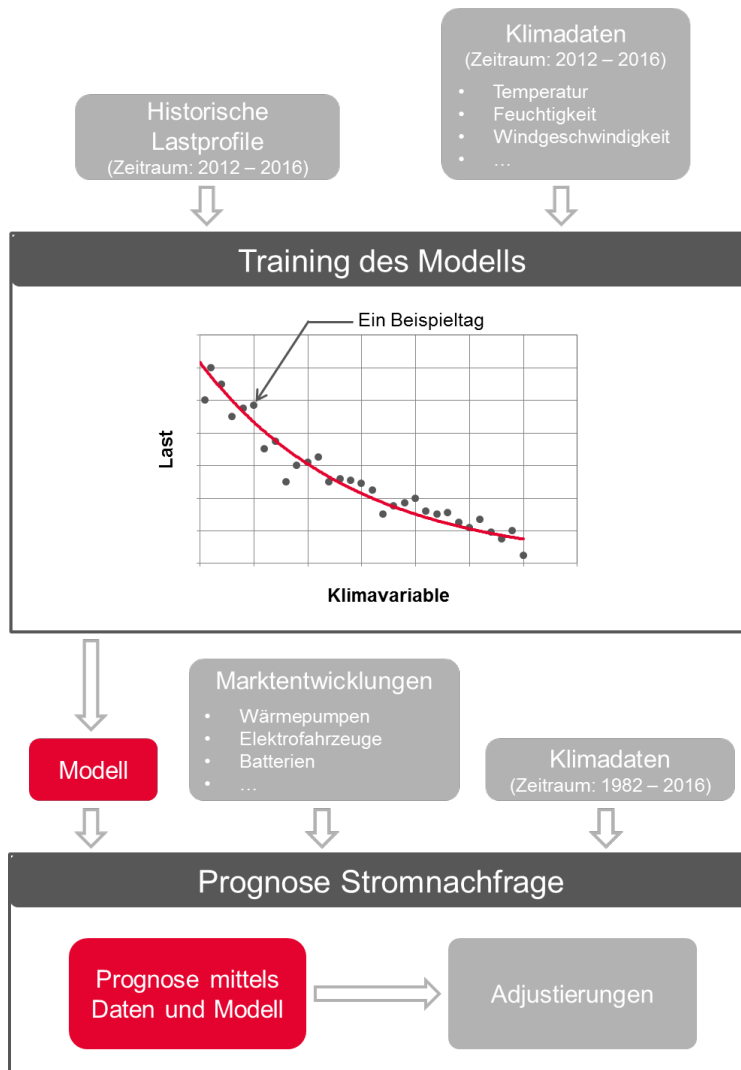


Abbildung 5: Schematische Darstellung der aktuellen ENTSO-E Prognosemethode

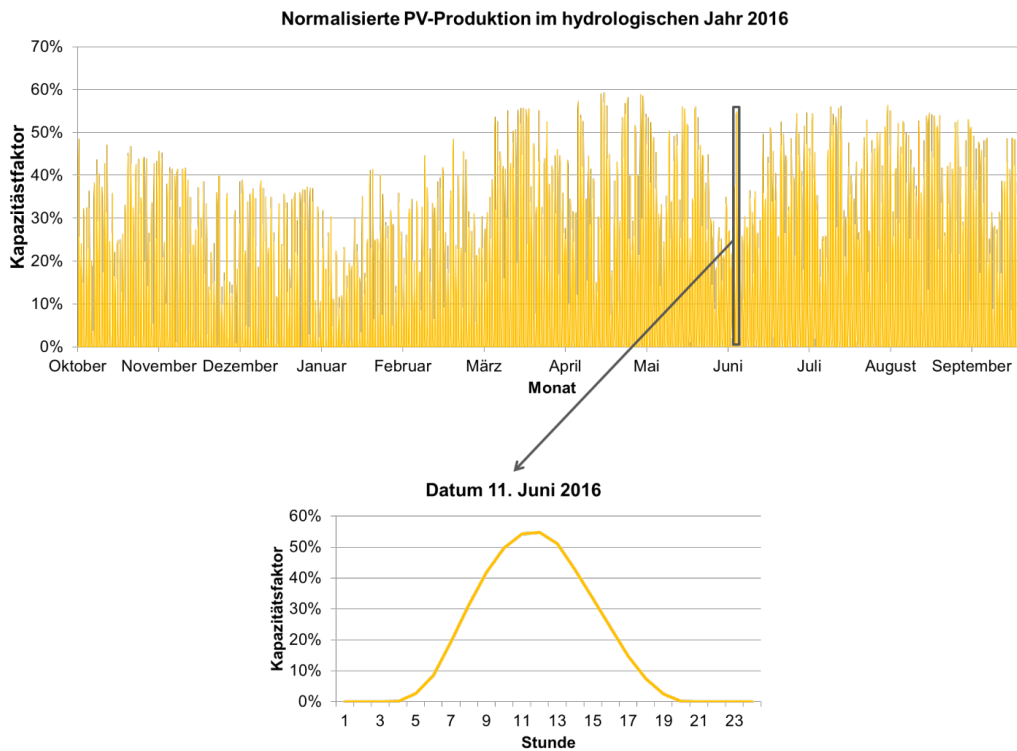
### Einspeisung aus Photovoltaik und Windkraft

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 Anhang 3 des ERAA 2021 ab Seite 31.<sup>6</sup>

<sup>6</sup> <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2021/eraa-downloads/>

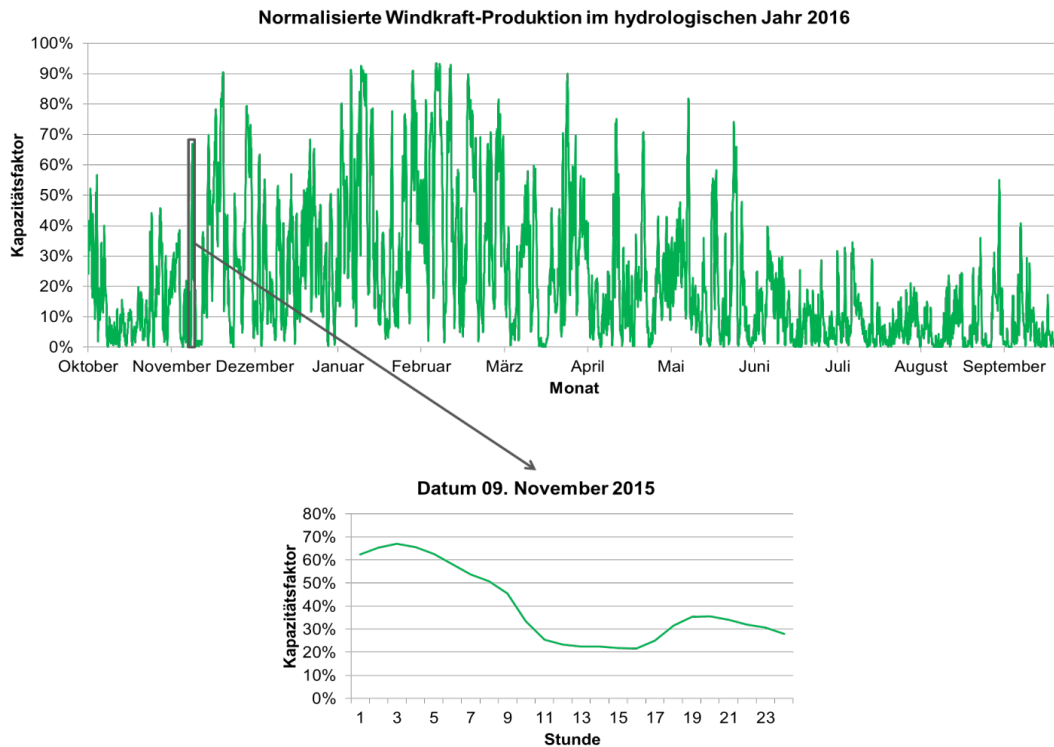


Abbildung 6 und Abbildung 7 zeigen beispielhaft die Produktion aus Windkraft und Photovoltaik pro MW installierter Leistung für das hydrologische Jahr vom Oktober 2010 bis September 2011, jeweils im Jahresverlauf und für einen einzelnen Tag. Da die Modellierung einen durchschnittlichen Kapazitätsfaktor 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%.



**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.



## Wasserverfügbarkeit

Neben der Stromnachfrage sowie der Windkraft- und Photovoltaik-Produktion beeinflusst das Klima auch die Wasserverfügbarkeit, welche für die Strom-Adequacy 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. Letztere dienen in der Marktsimulation als Orientierungspunkte. Die resultierende Produktion innerhalb einer Woche sowie die Pumpenergie sind ein Ergebnis der Marktsimulation, die einen wöchentlichen Optimierungshorizont verwendet (siehe Abschnitt 2.3).

## Geplante Nichtverfügbarkeiten (Kraftwerksrevisionen)

Sofern geplante Kraftwerksrevisionen in der Datenerhebung für den *Winter Outlook 2022/23* angegeben sind, werden diese in den Simulationen berücksichtigt. Für Kraftwerke ohne vorgegebene Nichtverfügbarkeiten erstellt das für die Analyse verwendete Simulationstool unter Berücksichtigung der Residuallast in einer Region einen Revisionsplan. 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. 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>7</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)

## 2.2 Klimaunabhängige Eingangsgrössen

### 2.2.1 Probabilistische Eingangsgrössen

Der in der Analyse verwendete Ansatz der Monte-Carlo-Simulationen basiert auf probabilistischen Eingangsgrössen. 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 Strom-Adequacy sind die vom Klima unabhängigen ungeplanten Kraftwerksausfälle.

Die Analyse berücksichtigt ausschliesslich ungeplante Ausfälle der thermischen Kraftwerke. Ausfälle sind unabhängig vom Klima und erfolgen zufällig auf Basis der eingegebenen Raten für ungeplante

---

<sup>7</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/>

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.

### 2.2.2 Konstante Eingangsgrössen

Die folgenden Eingangsgrössen definieren den Szenariorahmen und bleiben jeweils für alle Iterationen des Referenzszenarios und der beiden 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

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

## 2.3 Simulation

Neben der Versorgungssituation hierzulande (Stromnachfrage und Erzeugungskapazitäten) spielt für das Auftreten von ENS in der Schweiz auch die Situation im gesamteuropäischen Stromsystem eine sehr wichtige Rolle. Im Modell wird deshalb die gesamte ENTSO-E-Region modelliert (siehe Abbildung 8).

Die Simulationen erfolgen nach der Konsolidierung und Aufbereitung der Daten mit dem kommerziellen Marktsimulationstool «PowrSym»<sup>8</sup>.

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.

---

<sup>8</sup> <http://www.powrsym.com/>



Das verwendete Marktmodell ermittelt für jede Kombination aus Klima-, Wasser- und Ausfallsituation den kostenoptimalen stündlichen Kraftwerksabrufl im betrachteten Gesamtsystem sowie die stündlichen Handelsflüsse zwischen den Marktzone. Dabei gelten die technischen und ökonomischen Randbedingungen<sup>9</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. Das verwendete Simulationstool PowrSym funktioniert wie folgt:

- » **Zielfunktion und Optimierungslogik:** Zielfunktion der Simulationen 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

---

<sup>9</sup> Wirkungsgrad, Anfahrtsrampen, minimale Stillstands- und Laufzeiten, Ausfallraten, Revisionsraten und Einschränkungen von Revisionen, Emissionsraten, Leistungsbeschränkungen, Must-run-Bedingungen, Startkosten, Zufluss und Pegelstände der Seen.

somit am ehesten einer ATC<sup>10</sup>-basierten impliziten Intraday-Auktion ohne Vorlaufzeit. Im Rahmen der Adequacy-Analyse minimiert das Modell die ENS-Summe für das System 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 9 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 erhöht, dass der gesamte Verbrauch gedeckt werden kann. 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. Die flussbasierte Marktkopplung wird vereinfacht über NTCs abgebildet. Ebenfalls Eingang in die Pumpspeicheroptimierung finden die hydrologischen Randbedingungen wie Zufluss und Pegelstände, wobei letztere den historischen Rahmen verlassen können. Nach Schritt 4 resultiert der Marktpreis für jede Zone.

---

<sup>10</sup> Available Transfer Capacity

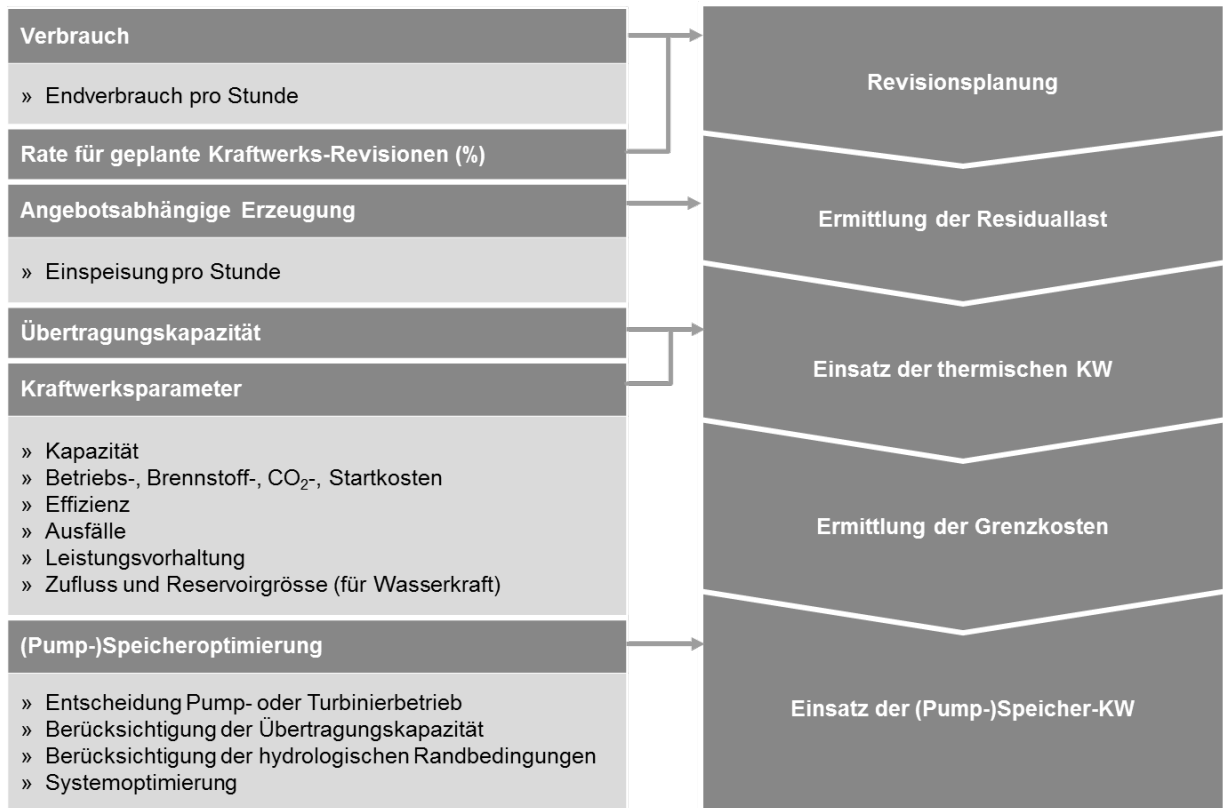


Abbildung 9: Eingangsgrößen und Optimierungsablauf von PowrSym  
Die angebotsabhängige Erzeugung umfasst Laufwasser, Photovoltaik, Windkraft, andere erneuerbare Erzeugung (Biomasse etc.) sowie andere nicht erneuerbare Erzeugung (Kraft-Wärme-Kopplung etc.).

## 2.4 Adequacy-Indikatoren

Die Ergebnisse der Simulationen werden mit folgenden Indikatoren zusammengefasst:

- » **Energy Not Served (ENS)**, auch **Energy Not Supplied** genannt, ist der absolute Wert des erwarteten nicht gedeckten Verbrauchs 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
  - P50-Wert (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.

In Abschnitt 5 (Ergebnisse) werden neben dem P50- und P95-Wert zum Teil weitere Perzentile ausgewiesen. Die Interpretation der zusätzlichen Perzentile ist dabei analog zum P50 und P95-

Wert. Beispielsweise gilt für den P67-Wert, dass in 67% aller Iterationen die ENS-Summe kleiner, und in 33% grösser ist als der P67-Wert.

- » **Loss of Load Expectation (LOLE)** bezeichnet die erwartete Anzahl Stunden für die betrachtete Periode, in welchen nicht der gesamte Verbrauch gedeckt werden kann (unabhängig von seiner Höhe). Das heisst, LOLE quantifiziert die Häufigkeit eines nicht gedeckten Verbrauchs, nicht dessen Umfang. Der Logik der Monte-Carlo-Simulationen folgend, resultieren für die Jahreswerte der LOLE dieselben Statistiken wie für die ENS (Durchschnittswert, Median, P95-Wert und andere Perzentile).
- » **Loss of Load Probability (LOLP)** in Prozent ist ein Mass für die Wahrscheinlichkeit, dass der Verbrauch nicht vollständig gedeckt werden kann, ohne den Umfang zu berücksichtigen. Es zeigt die Wahrscheinlichkeit, dass der Verbrauch in einer gewissen Stunde nicht vollständig gedeckt werden kann, basierend auf den Ergebnissen aller Iterationen.

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

Die Verwendung der drei Indikatoren erlaubt eine Abschätzung der Strom-Adequacy.

## 2.5 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 10 zeigt die jährliche ENS im System für das Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit». 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.

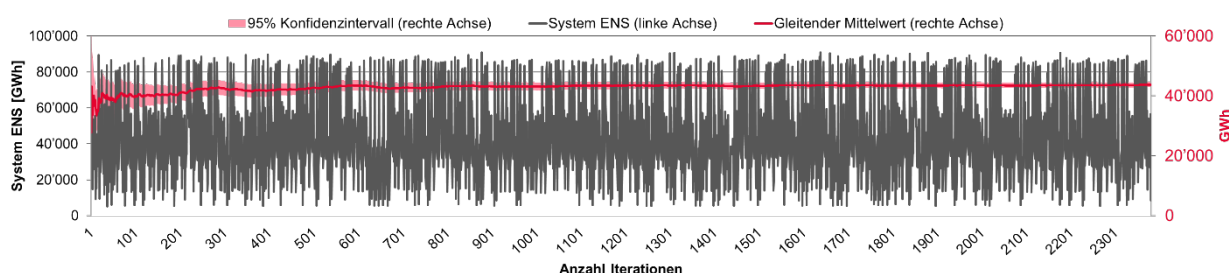


Abbildung 10: Konvergenz der jährlichen ENS im System im Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit»

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 11 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 2.2% im Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit» und 1.8% im Szenario «Eingeschränkte KKW-Verfügbarkeit». Für das Referenzszenario sind Monte-Carlo Simulationen nicht zwingend erforderlich. Der Grund dafür ist, dass im Szenario «Eingeschränkte KKW-Verfügbarkeit» keine ENS für die Schweiz auftritt (siehe Abschnitt 4), obwohl im Vergleich zum Referenzszenario deutlich weniger Bandenergie produziert wird (zusätzlicher Ausfall von Kernkraftwerken in der Schweiz und Frankreich, siehe Abschnitt 3).

Szenario	Einseitiger normierter Fehler	Anzahl Simulationen
Referenzszenario	--	Es wurden keine Monte-Carlo Simulationen für das Szenario durchgeführt
«Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit»	2.2%	2380 (70 pro hydrologisches Jahr)
«Eingeschränkte KKW-Verfügbarkeit»	1.8%	2380 (70 pro hydrologisches Jahr)

Abbildung 11: Normierter einseitiger Fehler für die ENS im System

Datenquelle für die Durchführung dieser Studie ist für die Europäischen Länder der *Winter Outlook 2022/23* von ENTSO-E. Er berücksichtigt die wahrscheinlichste Entwicklung des europäischen Stromsystems im Winter 2022/23. Für die Schweiz wurden ebenfalls die Werte aus dem *Winter Outlook*

2022/2023 verwendet, mit kleineren Anpassungen für die Schweiz in Absprache mit dem BFE<sup>11</sup>. Sofern in der Datenerhebung Angaben zu geplanten Kraftwerksrevisionen gemacht wurden, sind diese ebenfalls berücksichtigt. Das Referenzszenario geht beispielsweise von einer niedrigen Verfügbarkeit (Ausfall bzw. Nichtverfügbarkeit von durchschnittlich 35% der installierten KKW-Kapazität) der französischen Kernkraftwerke aus. Stichtag für die in der vorliegenden Studie verwendeten Daten und Annahmen war der 4. August 2022. Alle Änderungen nach dem Stichtag, insbesondere was die erwartete Verfügbarkeit des europäischen Kraftwerksparks betrifft, sind in der Studie nicht berücksichtigt.

Neben dem Referenzszenario umfasst die Analyse zwei vom Steuergremium definierte Stressszenarien. Die Stressszenarien stellen einen Stresstest für die Strom-Adequacy der Schweiz zwischen den Wintermonaten Oktober 2022 und April 2023 dar. Tabelle 1 fasst die wichtigsten Annahmen zu den Szenarien zusammen<sup>12</sup>:

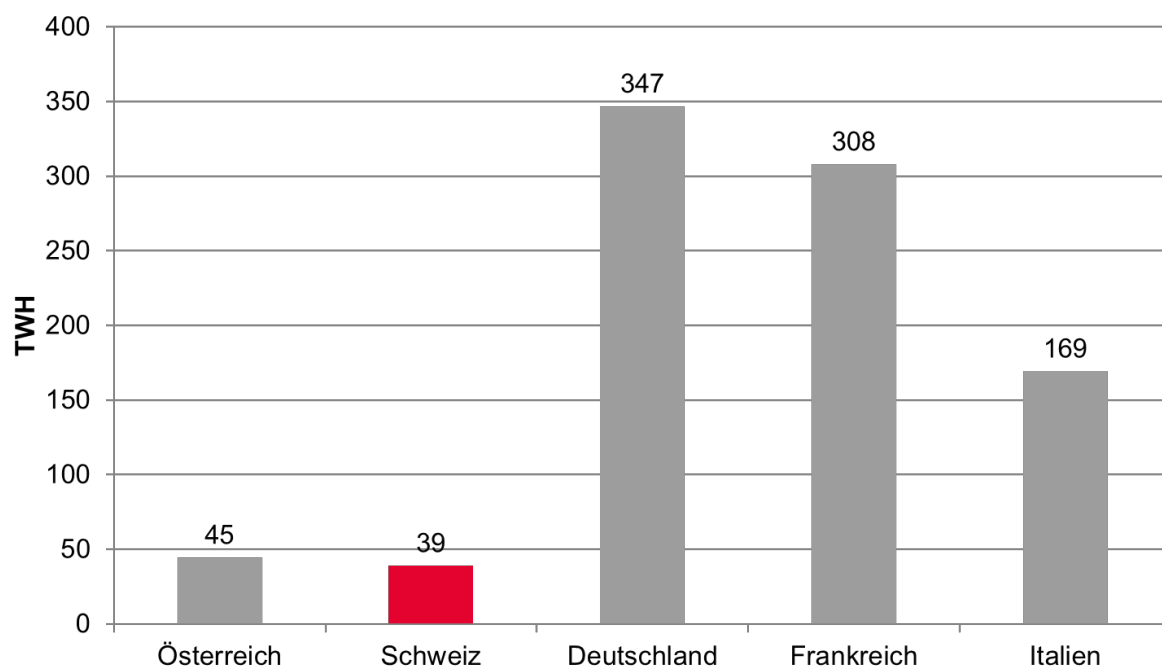
Szenario	Installierte Leistung	Brennstoffverfügbarkeit
Referenzszenario	ENTSO-E Winter Outlook 2022/23	Keine Einschränkungen
«Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit»	Analog zum Referenzszenario	Limitierte Verfügbarkeit von Erdgas für die Energieerzeugung
«Eingeschränkte KKW-Verfügbarkeit»	Ausfälle in den Wintermonaten (Okt. – April): » 50% des französischen Kernkraftwerksparks » Nichtverfügbarkeit der KKW Beznau 1 und Leibstadt	Analog zum Referenzszenario

### 3.1 Verbrauch und Kraftwerkspark im Winter 2022/2023

Datenquelle für den prognostizierten Verbrauch und die installierte Kapazität im Winter 2022/23 ist der *Winter Outlook 2022/23* von ENTSO-E. Eine Ausnahme bildet Italien. Bis zum Stichtag (4. August 2022) lagen für Italien keine Verbrauchsannahmen vor. Aus diesem Grund wurden die Annahmen aus dem vergangenen *Winter Outlook 2021/22* verwendet. Weiterhin stehen im Rahmen des *Winter Outlooks 2022/23* nur Verbrauchsannahmen bis einschliesslich März 2023 zur Verfügung. Für den Monat April wurden daher die stündlichen Verbrauchsannahmen des Monats März 2023 angewendet. Da der Verbrauch im April tendenziell niedriger ist als im März, stellt das eine eher konservative Annahme dar. Abbildung 12 zeigt den mittleren Verbrauch zwischen Oktober und April für die hydrologischen Jahre 1983 bis 2016.

<sup>11</sup> Aktualisierung der thermischen Kraftwerksleistung (ausser Kernkraft) auf Basis der BFE-Publikation «Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz» (September 2021).

<sup>12</sup> Bei allen Szenarien gilt die Annahme, dass die Marktmechanismen weiterhin in Kraft sind und keine zentrale Angebots- und Verbrauchlenkung in Kraft ist (in der Schweiz erfolgt dies über die «Organisation für Stromversorgung in Ausserordentlichen Lagen» (OSTRAL)). Die Aktivierung einer solchen obliegt in der Schweiz den Behörden.



Der Verbrauch fällt je nach Jahr und Zeitpunkt unterschiedlich hoch aus, da er vom Temperaturverlauf abhängt. Für die Schweiz beträgt der gesamte mittlere Verbrauch für die Monate Oktober bis einschliesslich April 39.14 TWh. Für einen kalten Winter (z.B. 1984/1985) beträgt der Stromverbrauch aufgrund des temperaturbedingten Anstiegs 40.83 TWh, während für ein deutlich wärmeren Winter (z.B. 1993/1994) ein Verbrauch von nur 37.60 TWh resultiert. Die Pumpenergie für Pumpspeicherkraftwerke 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 unterstellte Verbrauchsspanne im kommenden Winter. Für die Schweiz beträgt diese ca. 3 TWh bzw. ca. 9% bezogen auf den Minimalwert. Die relativen Verbrauchsschwankungen sind für andere Länder wie bspw. Frankreich aufgrund der weiten Verbreitung von elektrischen Heizungen grösser.

Abbildung 13 zeigt die angenommene installierte Nettoleistung in der Schweiz und ihren Nachbarländern im Winter 2022/23 unterteilt nach Brennstoffarten.

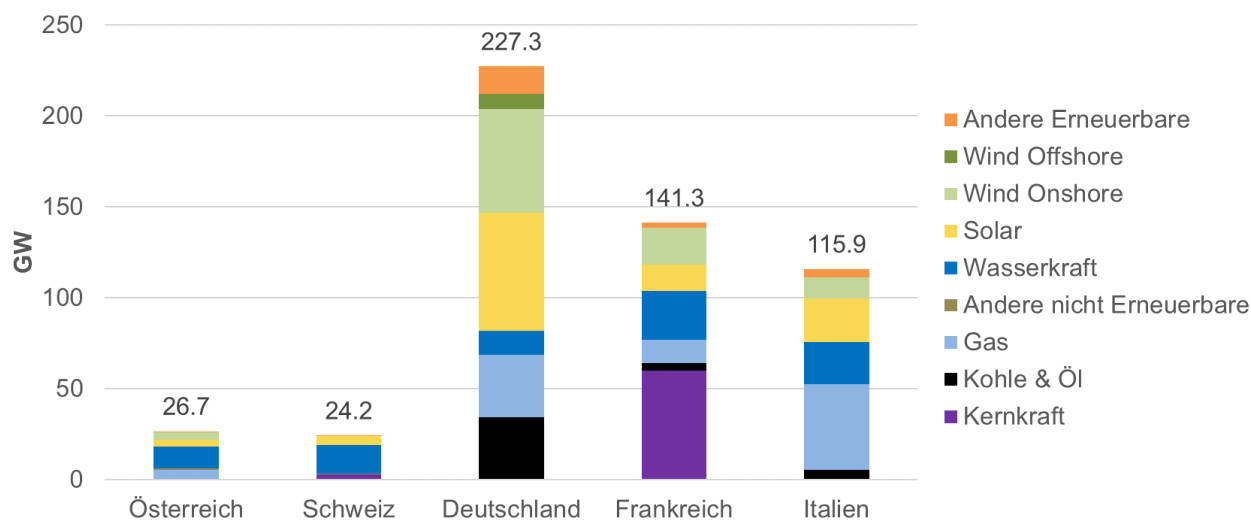


Abbildung 13: Installierte Leistung im Winter 2022/23 in der Schweiz und ihren Nachbarländern

Basis: ENTSO Winter Outlook 2022/23, Stichtag: 04. August 2022.

Die installierte Erzeugungskapazität in der Schweiz beträgt im Winter 2022/23 insgesamt 24.2 GW. Auf die vier Kernkraftwerksblöcke Beznau 1 & 2, Leibstadt und Gösgen entfallen insgesamt 2.93 GW, auf die Wasserkraft 15.61 GW (Laufwasser sowie Pumpspeicherkraftwerke), auf Solar 4.88 GW, auf Wind 0.17 GW sowie auf anderen Erneuerbare 0.16 GW und auf nicht Erneuerbare 0.48 GW. Änderungen des Kraftwerksparks wie beispielsweise die voraussichtliche Inbetriebnahme des Reservekraftwerks in Birr (AG) oder der mögliche Streckbetrieb der beiden deutschen Kernkraftwerke Neckarwestheim in Baden-Württemberg und Isar 2 in Bayern als Notreserve, sind in der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt. Hingegen sind jene deutschen Kraftwerke berücksichtigt, die bis zum Stichtag (4. August 2022) durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber in der Datenerhebung als Marktrückkehrer ausgewiesen wurden.

Im Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit» sind alle installierten Kern- und Gaskraftwerke verfügbar, jedoch führt eine gemäss den Vorgaben des Steuergremiums reduzierte Verfügbarkeit von Erdgas (siehe Abschnitt 3.3), zu einer eingeschränkten Produktion der europäischen Gaskraftwerke.

Im Szenario «Eingeschränkte KKW-Verfügbarkeit» steht ausreichend Erdgas für die Verstromung zur Verfügung, jedoch sind in den Monaten von Oktober bis April durchschnittlich 50% (anstelle von 35%) der französischen Kernkraftwerke sowie die Schweizer Kernkraftwerke Beznau 1 und Leibstadt nicht verfügbar. Die Annahmen in den beiden Stressszenarien erlauben es, den Einfluss einer eingeschränkten Importverfügbarkeit auf die Schweizer Strom-Adequacy zu untersuchen.

### 3.2 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 basieren auf den Future-Preisen der European Energy Exchange bzw. der International Exchange vom Stichtag 20. Juli 2022 (Tabelle 2).

Brennstoff / CO <sub>2</sub>	Einheit	Preis
Uran	€ / GJ	0.47
Ölschiefer	€ / GJ	2.35
Braunkohle	€ / GJ	9.60
Steinkohle	€ / GJ	10.03
Schweröl	€ / GJ	15.94
Leichtöl	€ / GJ	21.33
Gas	€ / GJ	43.31
CO <sub>2</sub>	€ / Tonne	85.00

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

Quelle: European Energy Exchange und International Exchange

Diese Annahmen resultieren in der in Abbildung 14 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>13</sup>. Das aktuelle Marktumfeld sorgt dafür, dass nach der Kernkraft erst die Braun- und Steinkohlekraftwerke, anschliessend die ölbasierten Technologien und zuletzt die Gaskraftwerke abgerufen werden. Für eine Strom-Adequacy Analyse steht die tatsächliche Höhe der Produktionskosten einer Technologie nicht im Fokus. Doch die daraus resultierende Abrufreihenfolge ist eine energiewirtschaftliche Rahmenbedingung, die unter der Annahme einer eingeschränkten Brennstoffverfügbarkeit wie in der vorliegenden Studie und nicht zuletzt für die resultierenden Stromflüsse eine wichtige Rolle spielt.

<sup>13</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.

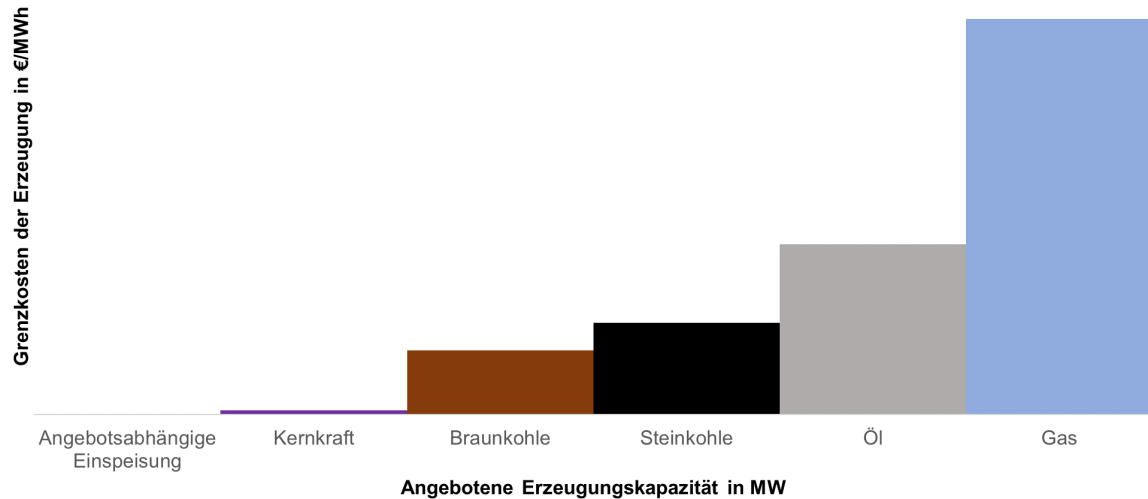


Abbildung 14: Schematische Darstellung der Abrufreihenfolge verfügbarer Erzeugungskapazitäten

Die Auswirkung der europaweit eingeschränkten Gas-Verfügbarkeit auf Strom-Adequacy in Europa im kommenden Winter wird durch eine Vielzahl von bedeutenden Faktoren bestimmt (z.B. Gas-Verfügbarkeit nicht-russischer Anbieter, Entwicklung der Gas- sowie Stromnachfrage vor dem Hintergrund politischer Eingriffe). Mögliche Auswirkungen auf die Strom-Adequacy in der Schweiz lassen sich aus heutiger Sicht daher nur auf Basis von Annahmen über die Entwicklung jener Faktoren abschätzen. Die Ergebnisse dieser Studie sind somit stets vor dem Hintergrund der getroffenen Annahmen zu interpretieren.

Eine Analyse der ENTSO-G kommt zum Schluss, dass mittels 15% Einsparungen bei einem milden Winter weitere Nachfragebegrenzungen vermieden werden können. Vom Steuerungsgremium wurde die Annahme getroffen, dass sich die Einsparungen von durchschnittlich 15% auf die Verstromung von Erdgas und auf den sonstigen Gasverbrauch in etwa gleich stark auswirken werden. Darauf basierend wurde pro Land eine prozentuale Reduktion der zur Verfügung stehenden Erdgasmenge hinterlegt.

Die in Abbildung 15 gezeigte Reduktion des Gesamtverbrauchs an Erdgas pro Land wird im Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit» auf die Verfügbarkeit von Erdgas angewandt. Dabei dient pro Land die Produktion von Strom aus Erdgas im Referenzszenario als Basis. Die mengengewichtete Summe der Reduktion der Erdgasverfügbarkeit pro Land beträgt in diesem Szenario europaweit etwa 15%. Einen direkten Vergleich der historischen Stromproduktion aus Erdgas mit der im Referenzszenario modellierten Stromproduktion aus Erdgas zeigt Abbildung 16 im Abschnitt 4.2, der die Ergebnisse des Szenarios «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit» beschreibt.

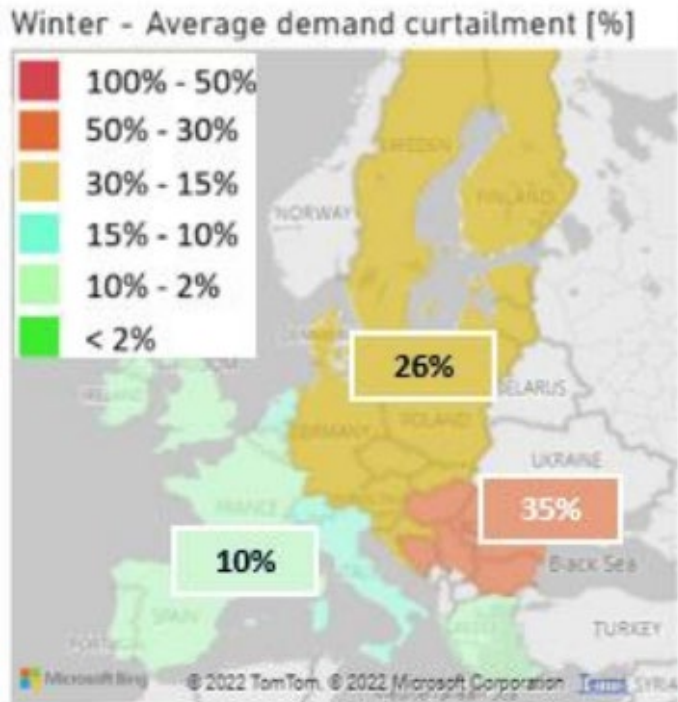


Abbildung 15: Durchschnittliche Gas-Verbrauchsreduktion für bestimmte Ländergruppen.

### 3.4 Annahmen zu Grenzkapazitäten

Die Annahmen zu den Grenzkapazitäten stammen aus dem *Winter Outlook 2022/23* von ENTSO-E, mit Ausnahme für die Grenze Schweiz-Deutschland. Das Steuergremium hat die Annahme getroffen, dass aus Schweizer Sicht zwischen Mitte Dezember und Mitte März durchgehend 800 MW Importkapazitäten zur Verfügung stehen und in der restlichen Zeit 1'800 MW. In Exportrichtung stehen über den gesamten betrachteten Zeitraum 4'000 MW zur Verfügung. Die Annahme der Reduktion auf 800 MW Importkapazität aus Deutschland ist im Licht der Historie eine eher konservative Annahme.

In der vorliegenden Studie ist das gesamteuropäische Stromsystem ausschliesslich über NTC-Werte miteinander verbunden. Dies gilt ebenfalls für die Zonen der CORE Region<sup>14</sup>, in denen in der Realität

<sup>14</sup> Seit dem 08. Juni 2022 besteht die flussbasierte Marktkoppelung innerhalb der Kapazitätsberechnungsregion CORE. Die Region besteht aus den Grenzen der Gebotszonen folgender EU-Mitgliedsstaaten: Belgien, Deutschland, Frankreich, Kroatien, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Polen, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Tschechische Republik und Ungarn,

die Grenzkapazitäten per flussbasierter Marktkoppelung (FBMC) bestimmt werden.<sup>15</sup> Netzengpässe sind durch die NTC-Werte an den Grenzen jeder Marktzone implizit berücksichtigt.

Tabelle 3 zeigt die verwendeten Übertragungskapazitäten zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern für die kommenden Wintermonate Oktober 2022 bis einschliesslich April 2023. Die Werte gelten für alle untersuchten Szenarien.

	Richtung	Zeitraum	MW
Importe in die Schweiz	AT → CH	Oktober	486
		November – April	1'236
	DE → CH	Mitte Dezember bis Mitte März	800
		Rest	1'800
	FR → CH	Oktober – März	3'200
		April	3'000
	IT → CH	Winter Peak	1'810
Winter Offpeak		1'910	
<b>Summe Import</b>			<b>6'096 – 8'146</b>
Exporte aus der Schweiz	CH → AT	Oktober	486
		November – April	1'236
	CH → DE	Oktober bis April	4'000
	CH → FR	Oktober bis April	1'200
	CH → IT	Winter Peak	Bis zu 4'372
		Winter Offpeak	Bis zu 3'836
	<b>Summe Export</b>		

Tabelle 3: Grenzkapazitäten zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern

Zusätzlich zu den oben gezeigten Grenzkapazitäten ist für die Schweiz eine maximale Simultan-Importkapazität sowie eine maximale Simultan-Exportkapazität hinterlegt. Beide sind kleiner als die Summe der einzelnen NTCs und betragen je 6'000 MW. Diese Bedingung ist aus der operativen Praxis abgeleitet und kann in Szenarien mit hohem grenzüberschreitendem Austausch, wie beispielsweise im Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit», eine relevante Rolle spielen.

### 3.5 Regelreserven

Der primäre Zweck von Regelreserven ist der Ausgleich der unvermeidbaren Schwankungen zwischen Produktion und Verbrauch. Im Sinne eines konservativen Ansatzes nimmt die Modellierung an, dass

<sup>15</sup>FBMC berücksichtigt kritische Netzelemente und ihren Effekt auf die grenzüberschreitende Übertragungskapazität über Power Transfer Distribution Factors (PTDF). Auch die Umsetzung der 70% minRAM-Vorgabe des Clean Energy Packages (CEP) ist ein wichtiger Parameter von FBMC-Simulationen.



positive Regelleistung (durch den TSO reserviert zum Ausgleich kurzfristiger Frequenzschwankungen) in der Methodik der Adequacy-Analyse nicht zur Deckung des Verbrauchs zur Verfügung steht.

Das Modell setzt dies in Anlehnung an den ERAA 2021 folgendermassen um:

- » Primär- und Sekundärregelleistung vermindern a priori die angenommene installierte Leistung der jeweiligen Erzeugungskategorie und stehen somit nicht zur Deckung des Verbrauchs 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 ERAA-Methodik wird für die Schweiz die Regelleistung von der verfügbaren Turbinierkapazität der Speicherkraftwerke abgezogen. Zusätzlich wird die verfügbare Speicherproduktion um die durchschnittliche abgerufene positive Regelenergie in der Höhe von 400 GWh pro Jahr reduziert. Die 400 GWh wurden auf alle Wochen gleichverteilt, so dass für die betrachtete Zeitperiode der entsprechende Anteil von knapp 235 GWh resultiert. Die Wasserkraftreserve ist nicht modelliert, es wird also kein Wasser reserviert.

## 4 Ergebnisse und technische Interpretation

Tabelle 4 zeigt die Jahressummen der beiden Adequacy-Indikatoren Energy Not Served (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 2.4). Wichtig für die Interpretation der Resultate ist, dass das verwendete Modell jeweils die ENS pro Woche minimiert. Innerhalb einer Woche besteht also komplette Vorhersagbarkeit (*Perfect Foresight*), und das Modell sucht nach dem systemweit kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz. Es handelt sich somit um eine Systemoptimierung, also auch um eine Minimierung der ENS für das gesamte betrachtete System, und nicht für einzelne Länder (siehe Abschnitt 2.3). Was in der nächsten Woche passiert, sieht das Modell nicht, die Ergebnisse der vergangenen Woche beeinflussen aber die kommende Woche, beispielsweise über den resultierenden Füllstand in den Speicherseen.

Szenario	ENS Median	ENS Mittelwert	ENS P95	LOLE Median	LOLE Mittelwert	LOLE P95
	GWh	GWh	GWh	Stunden	Stunden	Stunden
Referenzszenario	0	0	0	0	0	0
«Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit»	0	46	405	0	25	230
«Eingeschränkte KKW-Verfügbarkeit»	0	0	0	0	0	0

Zur Definition des Medians und der P95-Werte siehe Abschnitt 2.4.

Die ausgewiesene ENS für die betrachtete Zeitperiode ist die Summe der einzelnen Wochen. Die pro Jahr ausgewiesene LOLE ist ein sekundäres Ergebnis.

Nur das Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit» führt zum Eintreten von ENS für die Schweiz. Dabei beträgt der ENS-Mittelwert 46 GWh resp. ca. 27% eines typischen Tagesverbrauchs im Winter (ca. 170 GWh). Der P95-Wert liegt bei knapp 2.5 Tagesverbräuchen (405 GWh).

Die Werte für die LOLE (Anzahl Stunden pro Jahr, in denen ENS auftritt), verhalten sich in etwa proportional zur beobachteten ENS und reichen von 25 Stunden im Mittel bis zu 230 Stunden im P95-Fall. Wichtig hierbei ist, dass die LOLE keine Aussage über die Verteilung und die Höhe des nicht gedeckten Verbrauchs trifft. Beispielsweise bedeutet der P95-Wert von 230 Stunden nur, dass in 230 Stunden (also in knapp 1.5 Wochen) des beobachteten Zeitraums von Oktober bis einschliesslich April die Nachfrage in der Schweiz nicht vollständig gedeckt werden kann. Ob diese 230 Stunden sukzessive auftreten oder vereinzelt, und welcher Teil der Nachfrage nicht gedeckt werden kann, zeigt der weiter unten folgende Abschnitt zum Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit».

Eine Zusatzuntersuchung ergab, dass die Kombination aus einer europaweiten eingeschränkten Gas-Verfügbarkeit und der Nichtverfügbarkeit aller Schweizer Kernkraftwerke erhebliche Auswirkungen auf die Strom-Adequacy hätte. Durchschnittlich könnte es in einem solchen Szenario zu einer ENS von knapp 6 Wintertagen kommen.

## 4.1 Referenzszenario

Im Referenzszenario kommt es nicht zu ENS in der Schweiz. Die Gründe hierfür sind unter anderem:

- » Die Kernkraftwerke Gösgen, Leibstadt und Beznau 1 und 2 sind am Netz und grösstenteils verfügbar.
- » Der Wasserkraftwerkspark als wichtige Komponente der Schweizer Stromversorgung steht vollumfänglich zur Verfügung.
- » Die angenommene Verfügbarkeit der KKW in Frankreich von 65% führt regional vereinzelt zu Herausforderungen. Allfällige Knappheitssituation wirken sich aber nicht auf die Schweiz aus, weil die Wasserkraft kurzfristige Engpässe überbrücken kann.
- » Die Importkapazität aus Deutschland ist zwar eingeschränkt auf maximal 800 MW während des Winters. Aus Frankreich, Italien und Österreich (bis auf Oktober) steht die Importkapazität aber im gewohnten Mass zur Verfügung. Da im Referenzszenario keine Brennstoffknappheit unterstellt ist, kann die zur Verfügung gestellte Importkapazität (insbesondere aus Italien) auch genutzt werden.

## 4.2 Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit»

Die Schweiz ist im Winterhalbjahr auf Stromimporte angewiesen, in der Vergangenheit vor allem aus Frankreich und Deutschland. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage nach der Strom-Adequacy in

der Schweiz, wenn auf dem Energieträger Erdgas basierende Produktionskapazitäten im Ausland aufgrund einer europaweiten eingeschränkten Gas-Verfügbarkeit nicht vollständig verfügbar sind.

Für die Kalibrierung des Szenarios «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit» zeigt Abbildung 16 die in den einzelnen Ländern resultierende Stromproduktion aus Erdgas im Referenzszenario für den betrachteten Zeitraum Anfang Oktober bis Ende April und stellt sie der historischen Erzeugung (2017 bis 2022) gegenüber<sup>16</sup>. Die Übereinstimmung zwischen der historisch beobachteten und der simulierten Stromproduktion aus Erdgas erscheint hinreichend gut, um auf dieser Basis die für dieses Szenario angenommene Reduktion von durchschnittlich 15% der zur Verfügung stehenden Stromproduktion aus Erdgas vorzunehmen.

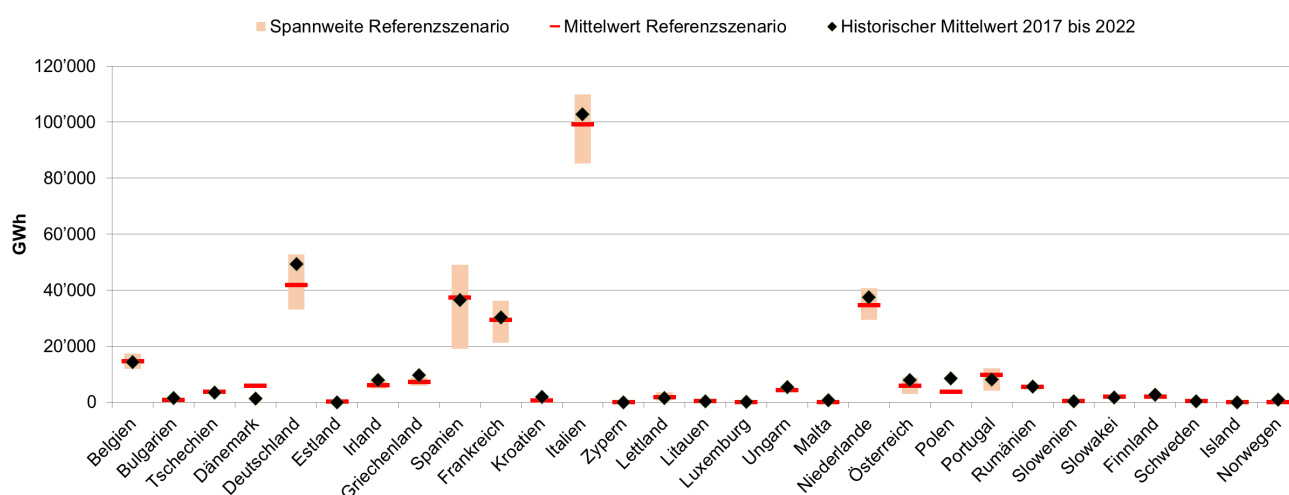


Abbildung 16: Stromproduktion aus Erdgas. Historie vs. Simulationsergebnis für das Referenzszenario

Quelle für die historischen Daten: [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG\\_IND\\_PEHCF\\_custom\\_3308764/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_IND_PEHCF_custom_3308764/default/table?lang=en).  
Abgerufen 19.07.2022.

Im Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit» steht daher europaweit nur ca. 85% der Stromerzeugung aus Erdgas zur Verfügung (verglichen mit der im Modell resultierenden Erzeugung im Referenzszenario). Die europaweite Kürzung von etwa 15% wurde unterschiedlich auf einzelne Ländergruppen verteilt, basierend auf der Abhängigkeit der jeweiligen Länder von der Gasversorgung aus Russland. Die detaillierte Beschreibung des Vorgehens bei der Kürzung findet sich in Abschnitt 3.3.

<sup>16</sup> Die historische Produktion für Italien ist aufgrund fehlender Monatsangaben für Italien abgeleitet aus der vorhandenen Jahresproduktion 2016 bis 2021 und aus dem relativen Anteil der Produktion im betrachteten Zeitraum Oktober bis April an der jeweiligen Gesamtproduktion (jeweils April bis einschliesslich März) der drei direkten Nachbarländer Österreich, Frankreich und Slowenien.

Abbildung 17 zeigt, dass in den meisten Simulationen (87%), keine ENS in der Schweiz auftritt (P87-Wert = 0.3 GWh). Die Wahrscheinlichkeit, dass die ENS einen typischen Tagesverbrauch im Winter von 170 GWh übersteigt, beträgt ungefähr 8% (P92-Wert = 176 GWh). In 5% aller Fälle beträgt die ENS 2.5 oder mehr Wintertagesverbräuche (P95-Wert = 405 GWh).

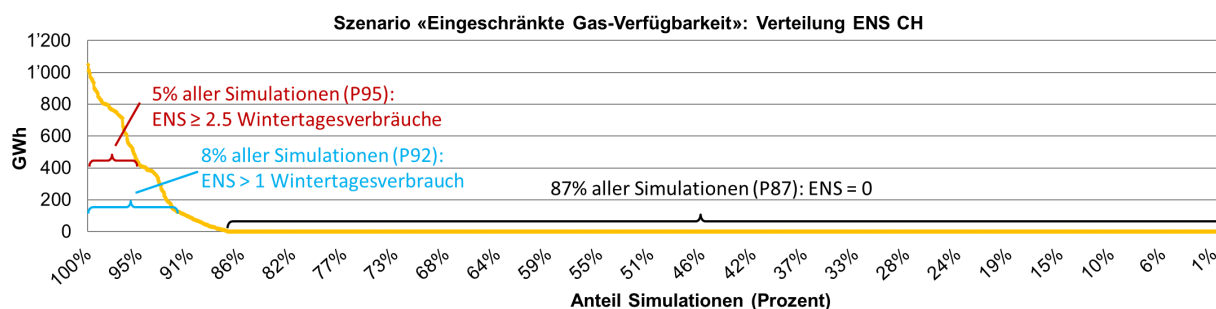


Abbildung 17: Verteilung der jährlichen ENS auf die 2'380 durchgeführten Simulationen im Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit»

Abbildung 18 zeigt (basierend auf den Ergebnissen aller Iterationen) die Wahrscheinlichkeit, dass in einer gewissen Stunde im betrachteten Zeitraum ein Teil des Verbrauchs nicht gedeckt werden kann (LOLP, obere Grafik). Die LOLP steigt erst ab Anfang April signifikant an. Die in der Schweiz in diesem Szenario verbleibenden Kernkraftwerke Gösgen und Beznau 2 zusammen mit der Wasserkraft und den anderen Erneuerbaren, federn die Situation somit relativ lange gut ab. Bis Mitte April steigt die LOLP auf etwas über 8% an.

Die durchschnittliche ENS pro Stunde aus allen 2'380 Monte-Carlo Simulationen (untere Grafik in Abbildung 18) zeigt ein ähnliches zeitliches Muster wie die LOLP. Ab etwa Anfang April beginnt die durchschnittliche ENS zu steigen, und sie erreicht ihr Maximum bei 269 MW am 19. April 2023. Die maximale ENS pro Stunde (Höchstwert aus allen Simulationen; nicht abgebildet) liegt deutlich über der durchschnittlichen ENS.

Bezüglich des zeitlichen Verlaufs von LOLE und ENS besteht eine **Modellbeschränkung bzw. eine Datenunsicherheit**: Das gemäss Annahmen für die Stromproduktion zur Verfügung stehende Erdgas wird im Modell als Summe zu Beginn des betrachteten Zeitraums zur Verfügung gestellt. Das Modell optimiert den Kraftwerkseinsatz wochenweise. Nicht benötigtes Erdgas steht jeweils für die verbleibenden Wochen zur Verfügung. Das führt dazu, dass im Modell lange genügend Brennstoff zur Verfügung steht und die Brennstoffknappheit erst gegen Ende des betrachteten Zeitraums zum Tragen kommt. In der Realität kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass bei einer regional eingeschränkten Gas-Verfügbarkeit der Brennstoff auch wochen- oder tageweise beschränkt ist. Dieser Umstand ist in der Analyse nicht modelliert. Die Summe der ENS über den gesamten betrachteten Zeitraum wäre ohne diese Modell- und Datenbeschränkung wohl dieselbe, aber die Verteilung würde – je nach Annahme – anders aussehen.

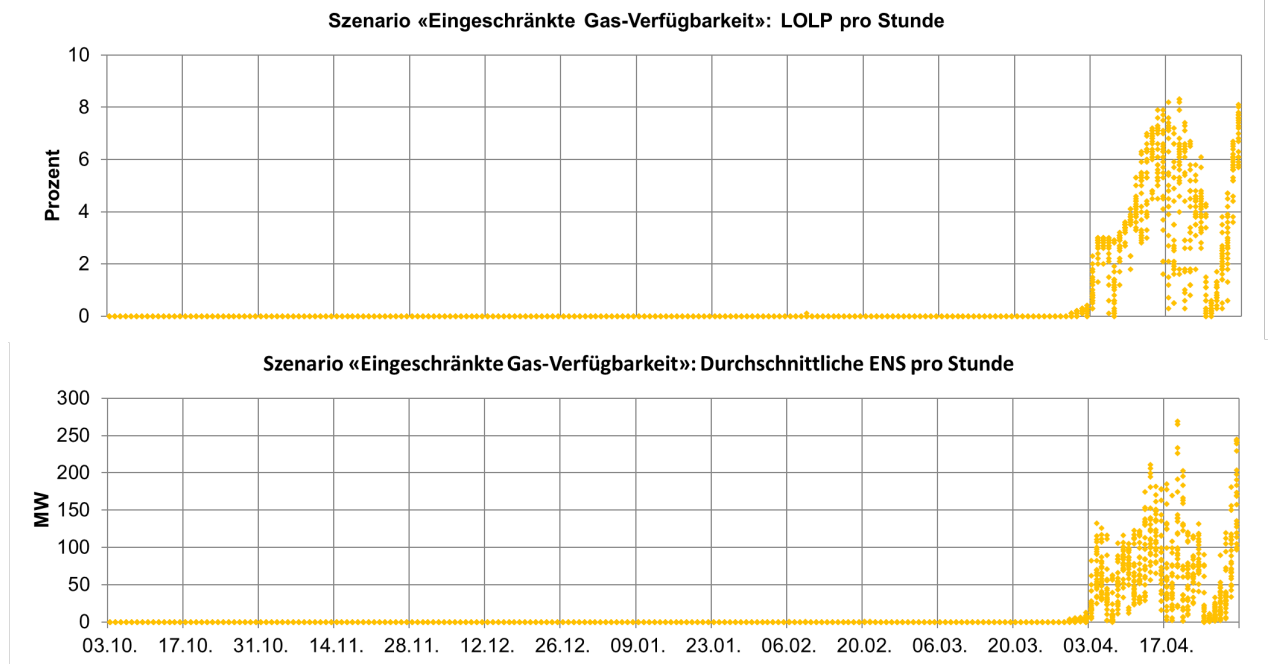


Abbildung 18: Stündliche Ergebnisse für LOLP und durchschnittliche ENS im Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit».

LOLP: Loss of Load Probability, die Wahrscheinlichkeit, dass in einer bestimmten Stunde der gesamte Verbrauch nicht gedeckt werden kann.

Die detaillierte Sicht auf die Zusammenhänge zwischen der Produktion in der Schweiz, dem Schweizer Verbrauch (inkl. Pumpenergie) sowie den Importen und Exporten im «Worst Case Schweiz» in Abbildung 19 verdeutlicht die bisher gezeigten Ergebnisse. Der «Worst Case Schweiz» ist der ausgehend von den Szenarioannahmen (Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit») für die Schweiz schlimmste Fall aus den gesamthaft 2'380 durchgeführten Simulationen. Er enthält die systemweiten unvorhergesehenen Kraftwerksausfälle in der für die Schweiz unvorteilhaftesten Kombination, bei zeitgleich hoher Wasserverfügbarkeit aufgrund eines vorteilhaften Klimajahres<sup>17</sup>. Der Worst Case ist nicht eine getroffene Annahme, sondern ein Ergebnis aus 2'380 Monte-Carlo Ziehungen. Das Ergebnis ist somit modellgetrieben und ergibt sich aus den hinterlegten Wahrscheinlichkeiten von unvorhergesehenen Ausfällen.

Wie die durchschnittlichen Import- (dunkelgraue Fläche, oben) und Exportleistungen (hellgraue Fläche, unten) pro Woche zeigen, erfüllt die Schweiz über einen Grossteil des betrachteten Zeitraums, eine für die Region wichtige Transitfunktion. Ab Anfang Oktober 2022 noch im Netto-Export-Modus, importiert die Schweiz über den Rest des Winters aus den Nachbarzonen (rote Linie). Im gezeigten Worst Case fallen vom 20.3. bis zum 27.03. die Kernkraftwerke Gösgen und Beznau 1 für eine Woche unvorhergesehen aus (Fläche in pink). Diese Ausfälle können noch mit Importen und der Wasserkraft kompensiert werden. Als Folge sinkt der bereits tiefe Füllstand der Schweizer Speicherseen (blaue Linie) weiter.

<sup>17</sup> Theoretisch existiert auch ein Fall, der diese Ausfallkombination mit einem unvorteilhaften Klimajahr kombiniert.

Wenn ab 3. April dann das Kernkraftwerk Leibstadt unvorhergesehen ausfällt (Fläche in pink), ist der Füllstand bereits am technischen Minimum von 500 GWh angelangt. Es steht kein turbinierbares Wasser mehr zur Verfügung, der Import bricht ebenfalls ein aufgrund des Brennstoffmangels in Europa, und es tritt ENS auf (Fläche in orange). Die Situation verschärft sich im Worst Case in der Woche vom 17. bis 24. April 2023, wenn zusätzlich zum weiterhin ausgefallenen KKW Leibstadt das KKW Gösgen für eine Woche ausfällt.

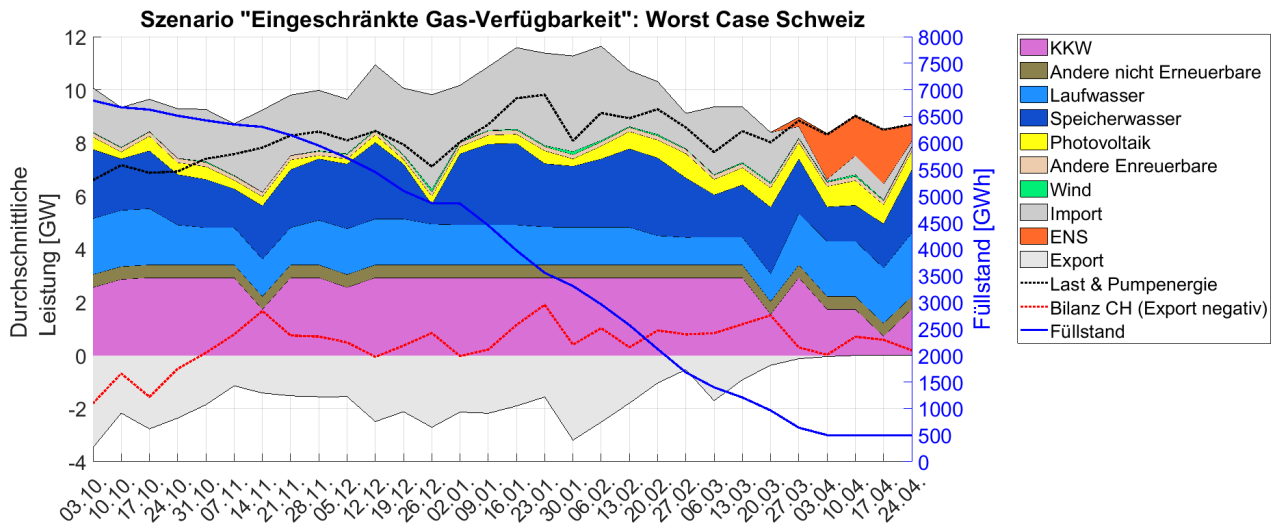


Abbildung 19: Worst Case Schweiz im Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit»

Eine Zusatzuntersuchung von fünf repräsentativen Simulationen aus dem Szenario «Eingeschränkte Gas-Verfügbarkeit» (Simulation mit der geringsten ENS in der Schweiz, untere und obere Median-Simulation sowie P95-Simulation) ergibt, dass bei einer weiteren Reduktion der Gas-Verfügbarkeit um zusätzlich 20%, ausgehend von den bisherigen Kürzungen, im Maximalfall und im P95-Fall die ENS weiter steigt. In letzterem steigt die ENS von 2.5 (405 GWh) auf knapp 4.5 Wintertagesverbräuchen (746 GWh). In den drei anderen Simulationen tritt weiterhin keine ENS auf.

### 4.3 Szenario «Eingeschränkte KKW-Verfügbarkeit»

Im Szenario «Eingeschränkte KKW-Verfügbarkeit» beträgt die verfügbare französische Kernkraftwerksleistung gemäss den Vorgaben des Steuergremiums im Mittel nur 50% der installierten Kapazität über den betrachteten Zeitraum. Zudem sind in der Schweiz gemäss Annahmen die Kernkraftwerke Leibstadt und Beznau 1 nicht verfügbar.

In diesem Szenario resultieren regional angespannte Situationen, in der Schweiz treten diese hingegen nicht auf. Die Gründe dafür sind im Wesentlichen (siehe Abbildung 20):

- » Die Kernkraftwerke Gösgen und Beznau 2 sind am Netz und grösstenteils verfügbar.
- » Der Wasserkraftwerkspark als wichtige Komponente der Schweizer Stromversorgung steht vollumfänglich zur Verfügung.
- » Die angenommene Verfügbarkeit der KKW in Frankreich von 50% führt in der Region zu Herausforderungen. Allfällige regional angespannte Situationen wirken sich aber nicht auf die Schweiz aus, weil die Wasserkraft kurzfristige Engpässe überbrücken kann.
- » Die Importkapazität aus Deutschland ist zwar gemäss Annahme über den Winter eingeschränkt auf maximal 800 MW. Aus Frankreich und Italien steht die Importkapazität aber im gewohnten Mass zur Verfügung. Da im Referenzszenario keine Brennstoffknappheit unterstellt ist, kann die zur Verfügung gestellte Importkapazität, vor allem aus Italien, auch genutzt werden.

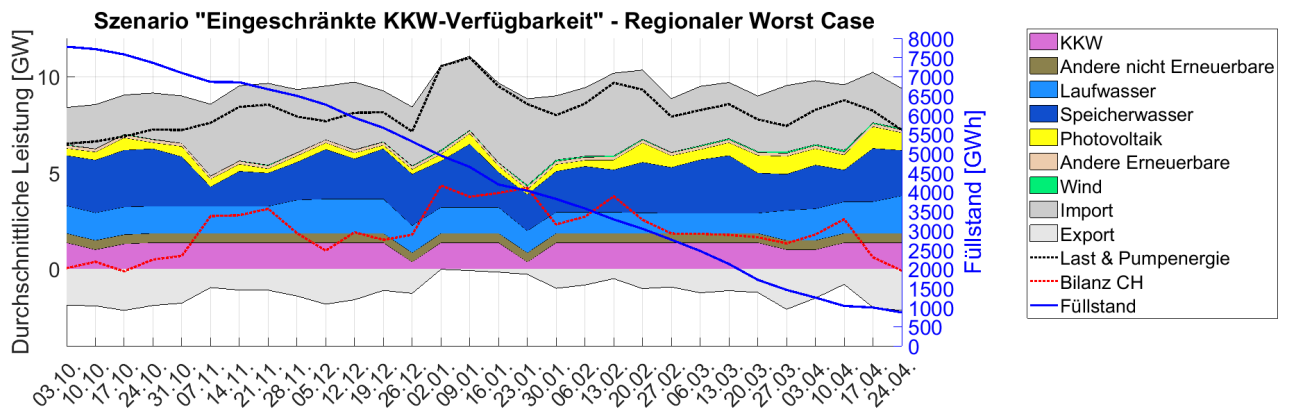


Abbildung 20: Szenario » Eingeschränkte KKW-Verfügbarkeit» - Regionaler Worst Case.