



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

**Eidgenössische Elektrizitätskommission EICOM**

Fachsekretariat

---

# **System Adequacy 2028, 2030 und 2035**

## **Technischer Bericht**

---

Bern, 19. Juni 2025



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

**Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom**

Fachsekretariat

**Datum:** 19. Juni 2025

**Ort:** Bern

**Auftraggeber:**

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

Die Zusammenfassung und das Fazit zu diesem Bericht hat die ElCom am 08. Mai 2025 veröffentlicht.

**Auftragnehmer:**

Swissgrid AG  
Bleichemattstrasse 31  
Postfach  
CH-5001 Aarau

**Autor:**

Swissgrid

**Öffentlich**

Swissgrid AG  
Bleichemattstrasse 31  
Postfach  
5001 Aarau  
Schweiz

# System Adequacy 2028, 2030 und 2035

T +41 58 580 21 11  
info@swissgrid.ch  
www.swissgrid.ch

## Technischer Bericht

### Inhalt

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>4</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>4</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>4</b>
<b>Haftung</b>	<b>5</b>
<b>Executive Summary</b>	<b>6</b>
<b>1 Allgemeines Vorgehen</b>	<b>11</b>
1.1 Hintergrund und Motivation des technischen Berichts	11
1.1 Aufbau des technischen Berichts	12
<b>2 Methodik</b>	<b>13</b>
2.1 Klimaabhängige Eingangsgrössen	14
2.2 Klimaunabhängige Eingangsgrössen	18
2.2.1 Probabilistische Eingangsgrössen	18
2.2.2 Konstante Eingangsgrössen	19
2.3 Simulation	19
2.4 Adequacy-Indikatoren	21
<b>3 Definition Referenzszenarien und Stressszenarien</b>	<b>22</b>
3.1 Verbrauch und Kraftwerkspark	23
3.2 Annahmen zur Gas-Verfügbarkeit	24
3.3 Annahmen zu Grenzkapazitäten	25
3.3.1 NTC-Variante «A2+»	26
3.3.2 NTC-Variante «KK»	27
3.3.3 NTC- Variante «MOCH»	27
3.4 Regelreserven	28
<b>4 Ergebnisse und technische Interpretation</b>	<b>28</b>
<b>5 Anhang</b>	<b>30</b>
5.1 Proof of Concept – Monte Carlo Simulation im NTC Modus	30

5.2	Proof of Concept – Monte Carlo Simulation im flussbasierten Modus	31
5.3	Grenzen der Modellierung für die Dimensionierung von Reserve-Kraftwerken	32

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht über Aspekte der Strom-Adequacy.....	11
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 Eingangsgrössen .....	14
Abbildung 5: Schematische Darstellung der aktuellen ENTSO-E Prognosemethode .....	15
Abbildung 6: Beispielhaftes Produktionsprofil Photovoltaik .....	16
Abbildung 7: Beispielhaftes Produktionsprofil Windkraft.....	17
Abbildung 8: ENTSO-E (dunkelgrau) und angrenzende Zonen (hellgrau) .....	19
Abbildung 9: Eingangsgrössen und Optimierungsablauf von PowrSym .....	21
Abbildung 10: Verbrauchsspanne Schweiz in den 36 Wetterszenarien .....	23
Abbildung 11: Konvergenzanalyse für das Szenario S1 2030 .....	31

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zusammenfassung der Szenarien.....	7
Tabelle 2: Energy Not Served (ENS) in den analysierten Szenarien.....	9
Tabelle 3: Zusammenfassung der Szenarien.....	23
Tabelle 4: Installierte Leistung in der Schweiz für die drei Zieljahre .....	24
Tabelle 5: Grenzkapazitäten zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern .....	25
Tabelle 6: Energy Not Served (ENS) in den analysierten Szenarien.....	28
Tabelle 7: Loss of Load Expectation (LOLE) in den analysierten Szenarien .....	30
Tabelle 8: Simulationsergebnisse für 720 Monte Carlo Simulationen vs. 36 Wetterszenario-Simulationen	31
Tabelle 9: Toolchain für das Verwenden von flow-based Domains in Marktsimulationen.....	32
Tabelle 10: Ergebnisvergleich von Simulationen auf Basis von NTC und 36 Wetterszenarien mit einer flussbasierten Monte Carlo Simulation.....	32

## Abkürzungsverzeichnis

BFE	Bundesamt für Energie
CCR	Capacity Calculation Region
CORE	CCR Core (zentrales Europa)
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
ENS	Energy Not served
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators Electricity
ERAA	European Resource Adequacy Assessment
FBMC	Flow-based market coupling
PECD	Pan European Climate Database
PTDF	Power transfer distribution factor
MCCC	Margin for Coordinated Capacity Calculation
minRAM	Minimal Remaining Availability Margin
MNCC	Margin for Non-Coordinated Capacity Calculation
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

## Methodik

Die Methodik der vorliegenden Untersuchung entspricht im Wesentlichen den vorangegangenen Analysen zur Versorgungssicherheit mit Strom in der Schweiz, welche die nationale Netzgesellschaft im Auftrag der EICOM in den Jahren 2017, 2018, 2020 und 2023 durchführte. Sie baut auf der Methodik des European Resource Adequacy Assessments (ERA) des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) auf. Die vorliegende Studie analysiert die Versorgungssicherheit mit Strom in der Schweiz in den Zieljahren 2028, 2030 und 2035.

Die Analyse verwendet sowohl klimaabhängige Eingangsgrössen wie die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen, die Wasserverfügbarkeit, den Stromverbrauch als auch klimaunabhängige Eingangsgrössen wie ungeplante Kraftwerksausfälle.

Die hohe Anzahl an Szenarien und der enge Zeitplan legten nahe, sinnvolle und vertretbare Vereinfachungen zu finden, die es erlaubten, alle Szenarien zu simulieren. Einerseits erlaubt es der hier zugrunde liegende Datensatz, die Ergebnisse auf eine Simulation der 36 Wetterszenarien mit einer durchschnittlichen Ausfallkombination zu stützen (Proof of Concept 5.1), anstatt jeweils eine Anzahl an stochastischen ungeplanten Ausfallkombinationen, z.B. 20, mit jedem der 36 Wetterszenarien zu kombinieren. Andererseits zeigt der Proof of Concept 5.2, dass die Differenz zwischen flussbasierter und NTC-Modellierung vertretbar ist.

Daher basieren die Ergebnisse der Analyse jeweils auf NTC-Simulationen mit einer durchschnittlichen Ausfallkombination für jedes der 36 Wetterszenarien, also insgesamt auf 36 Simulationen pro betrachtetes Szenario. In einer kompletten Monte Carlo Simulation wären es z.B. 720 (36 Wetterszenarien x 20 Ausfallkombinationen).

## Szenarien und weitere Annahmen

Die Annahmen zum Kraftwerkspark und zum Verbrauch stammen aus dem ERAA 2024, welches sich auf die aktuelle Ausgabe der Pan European Market Modelling Database (PEMMDB) der ENTSO-E stützt.

Die Annahmen für die Schweiz richten sich nach den Vorgaben der Schweizerischen Elektrizitätskommision (EICOM). Dies gilt im Wesentlichen für die Laufzeiten der Kernkraftwerke, die Verbrauchsentwicklung und die Prognosen zur installierten Leistung und Windkraft und Photovoltaik.

Die Studie untersucht 3 «Base Cases» für die drei Zieljahre 2028, 2030 und 2035, sowie insgesamt 13 Stressszenarien. Für die Zusammenfassung der Szenarien in Tabelle 1 gelten folgende Abkürzungen:

- x** Das betroffene Schweizer Kernkraftwerk (KKB = Beznau, KKG = Gösgen, KKL = Leibstadt) ist von Januar bis einschliesslich April ausser Betrieb.
- xx** 50% der französischen Kernkraftwerksleistung ist nicht in Betrieb von Januar bis einschliesslich April.
- A2+** Das NTC-Variante «A2+» bezeichnet das in der Capacity Calculation Region (CCR) Core zu implementierende Verfahren. Diese NTC-Variante resultiert in der höchsten Importkapazität (maximal 8700 MW im Jahr 2035). Vgl. Abschnitt 3.3.1.

- KK** Die NTC-Variante «Keine Kooperation» stammt aus der Studie «Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU<sup>1</sup>», publiziert im Jahr 2021 vom BFE. Diese NTC- Variante resultiert in der niedrigsten Importkapazität (minimal 1585 MW im Jahr 2035). Vgl. Abschnitt 3.3.2.
- MOCH** Die NTC- Variante «Merger Central Europe ohne CH» beinhaltet die Annahme, dass die CCR Core mit der CCR Italy North verschmilzt, aber ohne die Schweiz. Dieses NTC-Szenario führt zu einer etwas höheren Importkapazität als die Variante «KK» (konstant 2810 MW). Vgl. Abschnitt 3.3.3.
- 85** Die zur Verfügung stehende Stromproduktion aus Erdgas ist im Vergleich zum jeweiligen Base Case (je nach Zieljahr) um 15% niedriger. Vgl. Abschnitt 3.2.

Die Stressszenarien in Tabelle 1 folgen für die drei Zieljahre derselben Nomenklatur, wobei nicht jedes Stressszenario in jedem Zieljahr untersucht wird. Beispielsweise beinhaltet S1 in den Zieljahren 2030 und 2035 dieselben Annahmen hinsichtlich der Verfügbarkeit von Erdgas, der französischen Kernkraftwerkskapazität und der Importkapazität, ist aber im Zieljahr 2028 nicht Gegenstand der Untersuchung.

Annahmen der ElCom											
		KKB1	KKB2	KKG	KKL	PV (MW)	Wind (MW)	Verbrauch inkl. Verluste (TWh)	Importkapazität [MW]	Frz. KKW	Gasverfügbarkeit [%]
2028	BC 2028	1	1	1	1	14'175	252	Total: 73 davon E- Mobilität: 4 davon Wärmepumpen: 6	7'660 <sup>A2+</sup>	1	100
	S3 2028	1	1	1	<b>X</b>				<b>1'885<sup>KK</sup></b>	<b>xx</b>	<b>85</b>
	S4 2028	1	1	1	<b>X</b>				<b>2'810<sup>MOCH</sup></b>	<b>xx</b>	<b>85</b>
2030	BC 2030	1	1	1	1	17'175	252	Total: 76 davon E-Mobilität: 6 davon Wärmepumpen: 7	8300 / 8700 <sup>A2+</sup>	1	100
	S1 2030	<b>X</b>	1	1	<b>X</b>				8300 / 8700 <sup>A2+</sup>	<b>xx</b>	<b>85</b>
	S2 2030	<b>X</b>	1	1	<b>X</b>				<b>1'735<sup>KK</sup></b>	1	100
	S3 2030	<b>X</b>	1	1	<b>X</b>				<b>1'735<sup>KK</sup></b>	<b>xx</b>	<b>85</b>
	S4 2030	<b>X</b>	1	1	<b>X</b>				<b>2'810<sup>MOCH</sup></b>	<b>xx</b>	<b>85</b>
	S5 2030	<b>X</b>	1	1	<b>X</b>				<b>2'810<sup>MOCH</sup></b>	1	100
	S6 2030	<b>X</b>	1	1	<b>X</b>				8300 / 8700 <sup>A2+</sup>	1	100
2035	BC 2035	0	0	1	1	24'675	252	Total: 83 davon E-Mobilität: 11 davon Wärmepumpen: 9	8'700 <sup>A2+</sup>	1	1
	S1 2035	0	0	1	<b>X</b>				8'700 <sup>A2+</sup>	<b>xx</b>	<b>85</b>
	S3 2035	0	0	1	<b>X</b>				<b>1'585<sup>KK</sup></b>	<b>xx</b>	<b>85</b>
	S4 2035	0	0	1	<b>X</b>				<b>2'810<sup>MOCH</sup></b>	<b>xx</b>	<b>85</b>
	S5 2035	0	0	1	<b>X</b>				<b>2'810<sup>MOCH</sup></b>	1	100
	S6 2035	0	0	1	<b>X</b>				8'700 <sup>A2+</sup>	1	100

Tabelle 1: Zusammenfassung der Szenarien.

<sup>1</sup> <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/publikationen.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZ-mUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmvxYWQvMTA3MTc=.html>

In den Stressszenarien<sup>2</sup> S1, S3 und S4 tritt sowohl Stress im Ausland als auch im Inland auf, während die Stressszenarien S2, S5 und S6 nur Stress im Inland annehmen. Stress im Ausland manifestiert sich jeweils durch eine um 50% reduzierte Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke in den Monaten Januar bis einschliesslich April sowie durch eine um 15% reduzierte Stromproduktion aus Erdgas im Vergleich zum jeweiligen Base Case.

Ein weiterer, sehr wichtiger Unterschied zwischen den Szenarien ist die zur Verfügung stehende Grenzkapazität. Tabelle 1 enthält als wichtigste Kenngrösse jeweils die totale Importkapazität für die Schweiz pro Szenario.

Des Weiteren wurden für die Simulationen folgende Annahmen getroffen:

- **Regelreserven:** Die von Wasserkraftwerken vorgehaltene Regelleistung wird von der verfügbaren Erzeugungsleistung abgezogen. D.h. die durchschnittlich in der Schweiz vorgehaltene Regelleistung in Höhe von 869 MW gilt als nicht verfügbare Produktionskapazität. Zusätzlich folgt die Dimensionierung der Regelenergie in der Schweiz den historischen Aktivierungen bzw. entsprechenden Abschätzungen für die Zukunft. Positive Regelenergie in der Höhe von 557 GWh (2028) und 576 GWh (2030 und 2035) wird von der verfügbaren Speicherproduktion abgezogen.
- **Grenzkapazitäten:** Die Grenz- bzw. Importkapazitäten variieren in der Studie enorm. Die Spanne reicht von der NTC- Variante «Keine Kooperation 2035» mit 1'585 MW Importkapazität bis zu 8'700 MW in der NTC-Variante «A2+ 2035». Tabelle 1 enthält alle resultierenden Werte für die zur Verfügung stehende Importkapazität. Abschnitt 3.3 enthält Detailinformationen zu den NTC-Varianten. Die angenommenen Grenzkapazitäten sind zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie Gegenstand von Verhandlungen. Jegliche diesbezügliche Prognose wird früher oder später aktualisiert werden müssen und ist naturgemäß mit Unsicherheiten behaftet.

Zufällige Kraftwerksausfälle werden basierend auf historischen 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 sind.

## Ergebnisse

Das wichtigste Ergebnis einer solchen Analyse ist der Anteil des Verbrauchs in einer betrachteten Periode, die nicht durch entsprechende inländische Produktion oder Importe gedeckt werden kann (Energy Not Served – «ENS»). Tabelle 2 zeigt alle Ergebnisse. Für den P95-Fall gilt, dass 5% der Fälle eine höhere ENS aufweisen<sup>3</sup>.

---

<sup>2</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.

<sup>3</sup> Die statistischen Kennzahlen sind vor dem Hintergrund von nur 36 Simulationen natürlich zu relativieren: Für den P95-Fall gilt somit, dass zwei Simulationen eine höhere ENS aufweisen.

		Ergebnisse: ENS-Jahressummen [GWh/a]			
		Medianfall	Mittelwert	P95-Fall	Maximalfall
2028	<b>BC 2028</b>	0	0.8	6	6
	<b>S3 2028</b>	3'113	3'123	4'487	4'968
	<b>S4 2028</b>	1'957	1'955	2'894	3'675
2030	<b>BC 2030</b>	0.3	7	37	70
	<b>S1 2030</b>	479	579	1'576	1'746
	<b>S2 2030</b>	3'454	3'416	4'773	5'132
	<b>S3 2030</b>	3'602	3'727	5'709	5'731
	<b>S4 2030</b>	2'326	2'291	3'507	4'044
	<b>S5 2030</b>	1'410	1'408	2'386	2'479
	<b>S6 2030</b>	6	18	82	95
2035	<b>BC 2035</b>	13	39	151	292
	<b>S1 2035</b>	630	761	1'893	2'218
	<b>S3 2035</b>	7'744	7'260	9'415	9'501
	<b>S4 2035</b>	4'633	4'474	6'484	6'487
	<b>S5 2035</b>	3'677	3'335	4'758	4'974
	<b>S6 2035</b>	23	64	244	372

Tabelle 2: Energy Not Served (ENS) in den analysierten Szenarien.

Die Ergebnisse auf Basis des P95-Falls zeigen im Wesentlichen:

- Bereits im Base Case kommt es gelegentlich zu ENS. Das modellierte System ist nahe an einer Knappheitssituation, die Margen sind gering. Das ERAA 2024<sup>4</sup> zeigt das auch für diverse Gebotszonen, wie z.B. Deutschland, Frankreich, Tschechien, Polen, u.a.
- Die beobachtete ENS ist mit 9415 GWh am höchsten im Szenario S3 2035. S3 kombiniert die niedrigste Importkapazität von 1585 MW, eine europaweite Gasmangellage und den Ausfall von 50% der französischen Kernkraftwerke.
- Der lindernde Effekt zusätzlicher Importkapazität zeigt sich beim Vergleich von S3 und S4: Etwa 1 GW (2028), 1.1 GW (2030) bzw. 1.2 GW (2035) mehr Importkapazität reduzieren die ENS um 1.6 TWh (2028), 2.2 TWh (2030) bzw. 2.9 TWh (2035). Alle anderen Annahmen sind identisch pro Zieljahr, nur die NTC- Variante «KK» in S3 ist durch «MOCH» ersetzt in S4.
- Lässt man bei gleichbleibender Importkapazität (NTC- Variante «MOCH») im Szenario S5 die europaweite Gasmangellage und den Ausfall der Hälfte der französischen Kernkraftwerke weg, sinkt die ENS um weitere 1.1 TWh im Jahr 2030 bzw. um 1.7 TWh im Jahr 2035. Die Effekte treten deutlicher zutage im Zieljahr 2035, weil es insgesamt mehr Knappheit gibt im System.
- Das Szenario S6 schliesslich, das ansonsten dieselben Bedingungen unterstellt wie das Szenario S5, erlaubt mit der NTC- Variante «A2+» eine um knapp 6 GW höhere Importkapazität in beiden Zieljahren. Dies reduziert die ENS drastisch, auf 82 GWh im Jahr 2030 bzw. auf 244 GWh im Zieljahr 2035.

Die Ergebnisse zeigen u.a., wie wichtig genügend nutzbare Übertragungskapazität für die Schweiz ist.

<sup>4</sup> ERAA 2024: Power BI Visuals zu Erzeugung, Verbrauch, ENS u.a. Indikatoren

### Wichtige Aspekte zur Einordnung der Ergebnisse

- Die hier vorgestellten Analysen decken «nur» Situationen ab, die historische Klimadaten zu Temperatur, Wind und Wasserverfügbarkeit abbilden bzw. Eingang in die Klimamodelle finden. Nicht abgedeckt sind grossflächige Dürren, Katastrophenfälle/Terror oder eine Jahrhunderthitze/-kälte.
- 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, es sei denn, sie sind in den Stressszenarien explizit berücksichtigt).
- Die meisten Länder sind als eine Gebotszone modelliert. Da die grenzüberschreitenden Netzkapazitäten in den Analysen auf fix definierten Grenzkapazitäten (NTCs) basieren, sind landesinterne Netzengpässe nur implizit in den jeweiligen NTC-Werten berücksichtigt.
- Ausserdem sind die Ergebnisse vor dem Hintergrund der Grenzen der Modellierung zu sehen:
  - Es liegen die Annahmen eines «perfekten Marktes» zugrunde, im Wesentlichen Informationsymmetrie und die Abwesenheit von Marktmacht.
  - Sequenzielle Aktivitäten am Strommarkt, wie z.B. den Terminmarkt, bildet das Modell nicht ab.
  - Die Speicherbewirtschaftung der Wasserkraft ist sowohl aus Daten- als auch aus Modelllimitierungen nicht vollständig realitätsgetreu modellierbar.
  - Allfällige nicht marktbasierter Interventionen in anderen Gebotszonen sind nicht Teil der Annahmen.

Eine Zusammenfassung mit Einordnung der Ergebnisse und Fazit hat die ElCom am 08. Mai 2025 veröffentlicht<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> Vgl. ElCom, 08.05.2025 «Zusammenfassung System Adequacy 2028, 2030 und 2035»

# 1 Allgemeines Vorgehen

## 1.1 Hintergrund und Motivation des technischen Berichts

Die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EICOM) hat eine Abschätzung der Versorgungssicherheit mit Strom für die Jahre 2028, 2030 und 2035 durchgeführt. Die dazu notwendigen Simulationen wurden bei der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid 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 System Sicherheit («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.

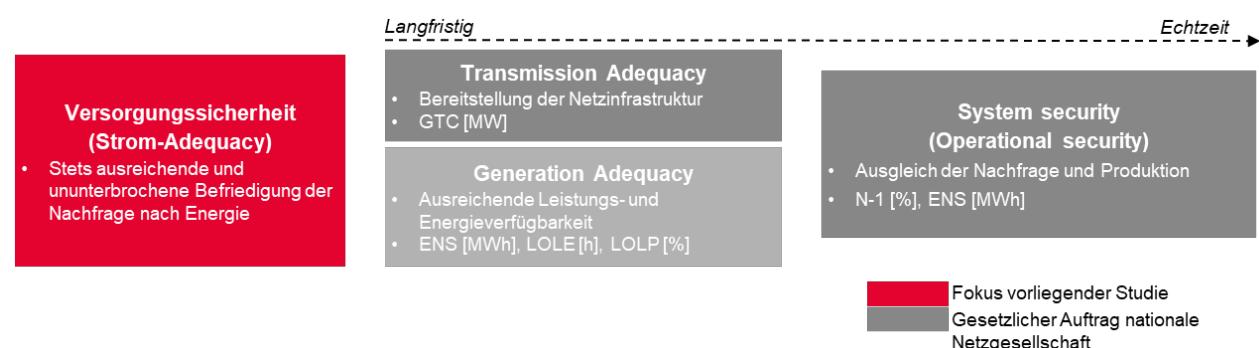


Abbildung 1: Übersicht über Aspekte der Strom-Adequacy

Ziel der durchgeführten Simulationen ist es, unter Verwendung verschiedener Wetterszenarien und teilweise auf Basis einer probabilistischen Methode sowie zusätzlich der durch die EICOM definierten Szenarien die Bandbreite möglicher Entwicklungen und die Wahrscheinlichkeit, dass es in den betrachteten Zieljahren zu *Energy Not Served (ENS)* kommen könnte, aufzuzeigen. Konkret wird auf Basis der vom Auftraggeber vorgegebenen Szenarien mittels den von der nationalen Netzgesellschaft durchgeführten Simulationen die Frage beantwortet: «Kommt es in der Schweiz in den definierten Szenarien zu ENS, und wenn ja, können Reserven (ein oder mehrere Reservekraftwerke) den potenziellen Versorgungssicherheits-Engpass in der Schweiz lösen?». Die detaillierten Vorgaben für die Durchführung der Simulationen sowie die Definition der Rahmenbedingungen hat die EICOM festgelegt (siehe Übersicht in Abschnitt 3).

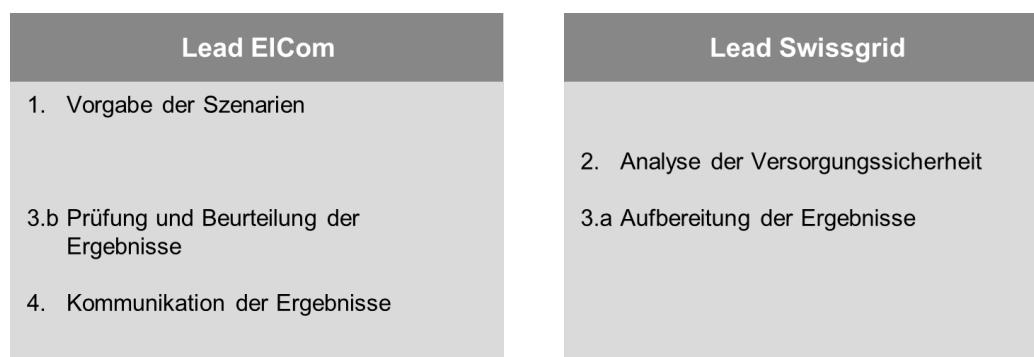


Abbildung 2: Governance der vorliegenden Strom-Adequacy Studie

Die Methodik basiert auf dem European Resource Adequacy Assessment (ERAA). Die Datengrundlage der Simulationen ist die Pan-European Market Modelling Database (PEMMDB) des ERAA 2024 des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E). Über die PEMMDB hinaus, aus welcher

ein Grossteil der Daten in den vorliegenden Simulationen stammt, hat die ElCom für die Schweiz zusätzliche Annahmen getroffen:

- Installierte KW-Kapazitäten (siehe Abschnitt 3.1)
- Annahmen zu den Grenzkapazitäten und dem Redispatch-Volumen (siehe Abschnitt 3.3), wobei diese auf aktuellen Berechnungen und Schätzungen der Swissgrid basieren.

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 in den Wetterszenarien abgebildet werden. Nicht abgedeckt sind grossflächige Dürren, Katastrophenfälle/Terror, eine Jahrhunderthitze/-kälte.
- 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 Prognosefehlern).
- Sequenzielle Aktivitäten des Strommarktes, wie z.B. den Terminmarkt, bildet die verwendete Fundamentalsimulation nicht ab.
- Grundsätzliche Annahme der Studie ist, dass in Europa weiterhin ein marktbasierter Stromhandel vorherrscht und die gegenseitige Stützung in Knappeitssituationen gewährleistet ist, d.h. es wird davon ausgegangen, dass keine Exportrestriktionen eingeführt werden.

## 1.1 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. die jährliche Energiemenge, die zur Deckung des Verbrauchs fehlt.
- **Annahmen für die Simulationen (Abschnitt 3):** Die getroffenen Annahmen zum europäischen Stromsystem für die drei Zieljahre 2028, 2030 und 2035 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 Versorgungssicherheit mit Strom 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. 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 berücksichtigen Stresssituationen, allerdings keine extremen Schocks (z.B. Terroranschlag). Die ElCom hat Szenarien für die drei Zieljahre 2028, 2030 und 2035 definiert (siehe Abschnitt 3). Die Simulationen für diese Jahre 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.

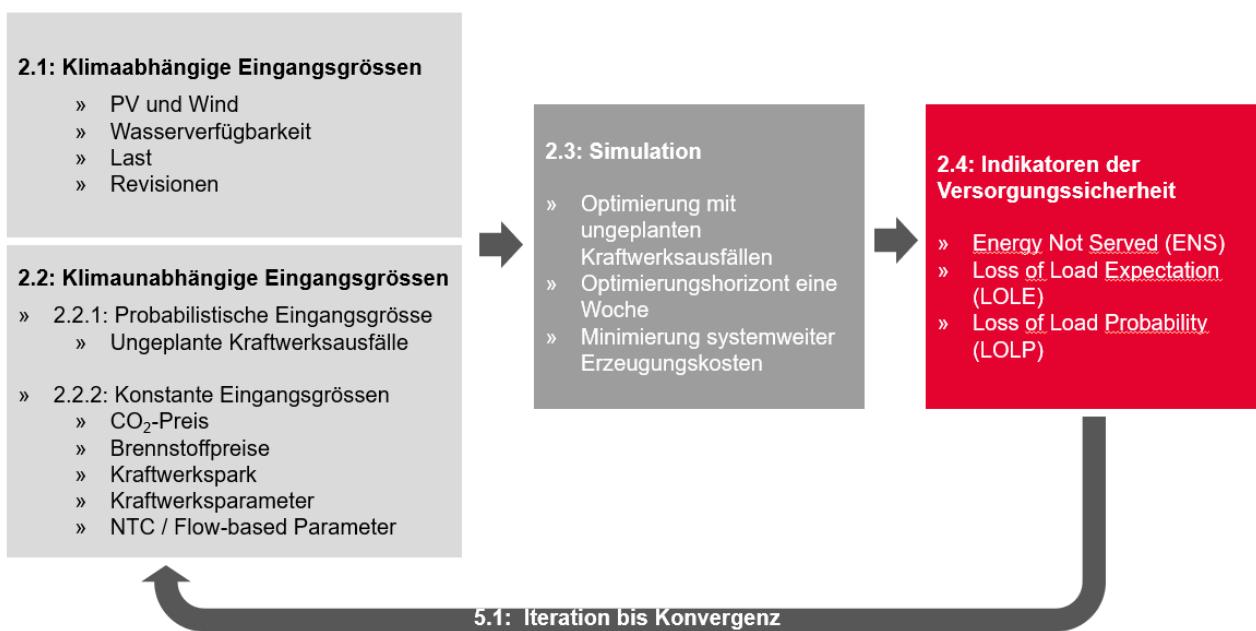


Abbildung 3: Die Analyse-Methodik im Überblick

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

Abbildung 4 zeigt den expliziten Zusammenhang zwischen den vom Wetter abhängigen bzw. unabhängigen Eingangsgrößen. Wetterabhängige Eingangsgrößen liegen für 36 verschiedene Wetterszenarien vor. Jede Iteration simuliert eine Kombination aus Wetterszenario und ungeplanten Kraftwerksausfällen. Jede der 10'000 möglichen ungeplanten Ausfallkombinationen ist gleich wahrscheinlich (Gleichverteilung) und kann auch mehrmals auftreten. Wie oft jedes der 36 Wetterszenarien simuliert wird, hängt von der Konvergenz ab (siehe Abschnitt 5.1), die nach  $N$  Iterationen erreicht wird. Ist  $N$  beispielsweise 720, wird jedes Wetterszenario 20-mal simuliert ( $720/36 = 20$ ).

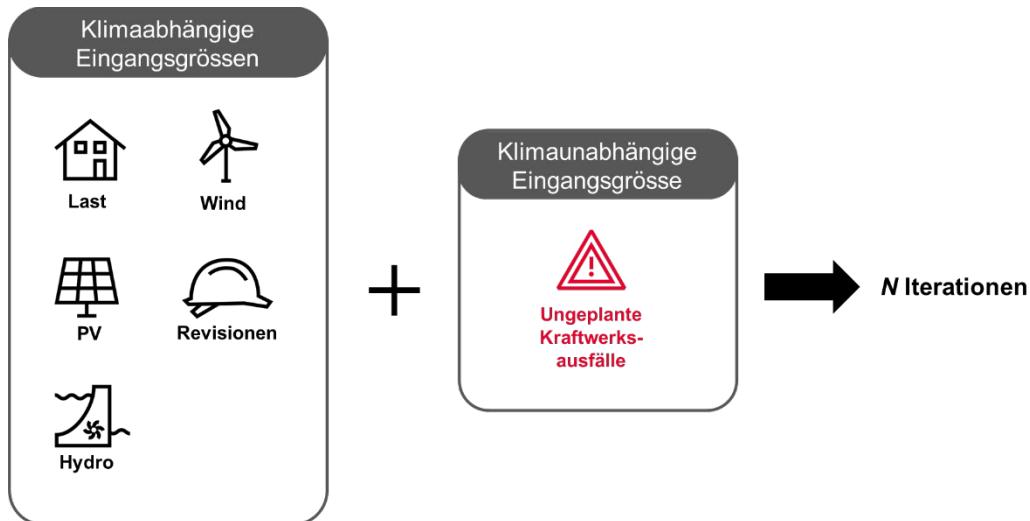


Abbildung 4: Expliziter Zusammenhang zwischen klimaabhängigen und klimaunabhängigen Eingangsgrößen

Das gewählte Wetterszenario 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.

Der ERAA 2024 weist gegenüber vorherigen Adequacy Berechnungen der ENTSO-E etliche Verbesserungen auf. Auch können sich die Annahmen für ein bestimmtes Zieljahr von einer Ausgabe zur nächsten schnell ändern. Daher müssen die Ergebnisse mit besonderer Sorgfalt und unter Berücksichtigung aller Aktualisierungen und Unterschiede zwischen den bisherigen Berechnungen verglichen werden. Dazu gehören Modellverbesserungen, aber auch Aktualisierungen und Änderungen der Annahmen und Szenarien mit zum Teil erheblichen Auswirkungen auf die Adequacy Berechnungen.

## 2.1 Klimaabhängige Eingangsgrößen

Die Temperatur beeinflusst die Stromnachfrage in Europa (z.B. Stromverbrauch für Heizung und Kühlung). Zudem spielt 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 europaweite Einspeisung aus Wind und Photovoltaik sehr gering ist.

Datenquelle für alle wetterabhängigen Eingangsgrößen ist die *Pan European Climate Database 4.1 (PECD 4.1)*. Diese enthält für alle Wetterszenarien 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. Die PECD 4.1 beinhaltet zudem drei verschiedene Klimamodelle, über welche die Annahmen zu den Auswirkungen des Klimawandels Eingang in die Daten finden<sup>6</sup>.

### Stromnachfrage

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

<sup>6</sup> Detaillierte Beschreibung in Abschnitt 3: [European Resource Adequacy Assessment 2024 / Annex 1 – Input Data & Assumptions](#) sowie auch unter [Climate and energy related variables from the Pan-European Climate Database derived from reanalysis and climate projections](#)

Berücksichtigung erwarteter Marktentwicklungen wie z.B. die Anzahl Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge.<sup>7</sup> Ziel der Methode ist es, durch die Berücksichtigung der Wetterszenarien und der Entwicklung neuer Technologien zu fundierten Prognosen für Lastprofile zu kommen.

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.

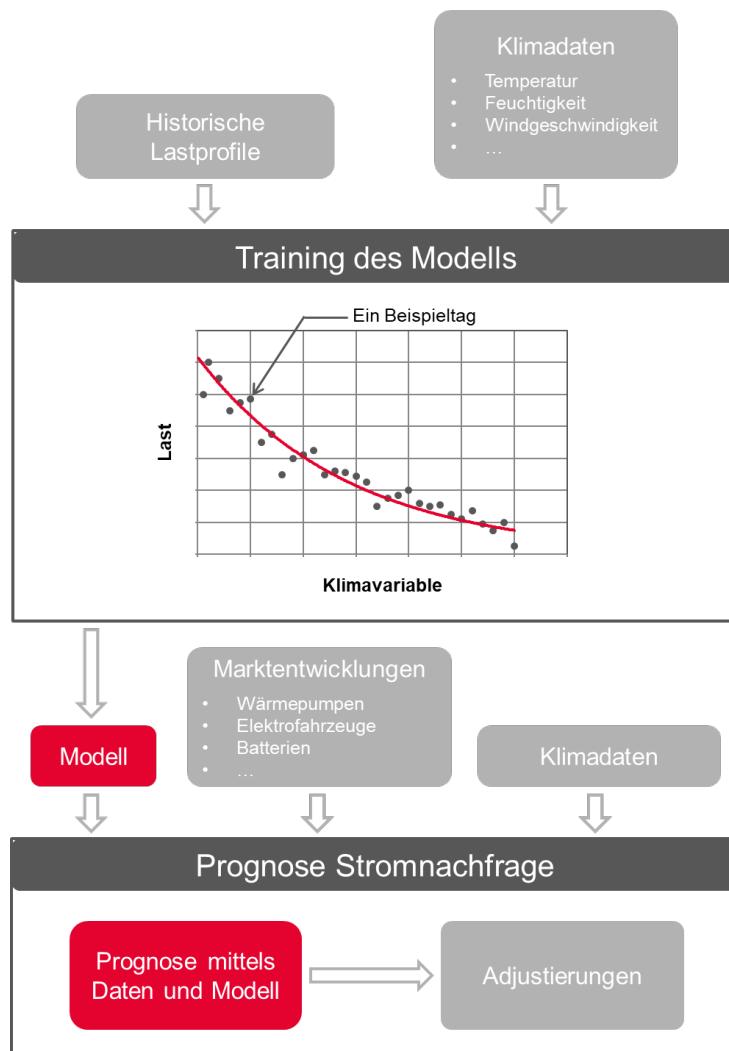


Abbildung 5: Schematische Darstellung der aktuellen ENTSO-E Prognosemethode

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 4.1 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

<sup>7</sup> Anhang 3 des European Resource Adequacy Assessments (ERA) 2021 beschreibt ab Seite 30 die Methode des Prognosemodells.

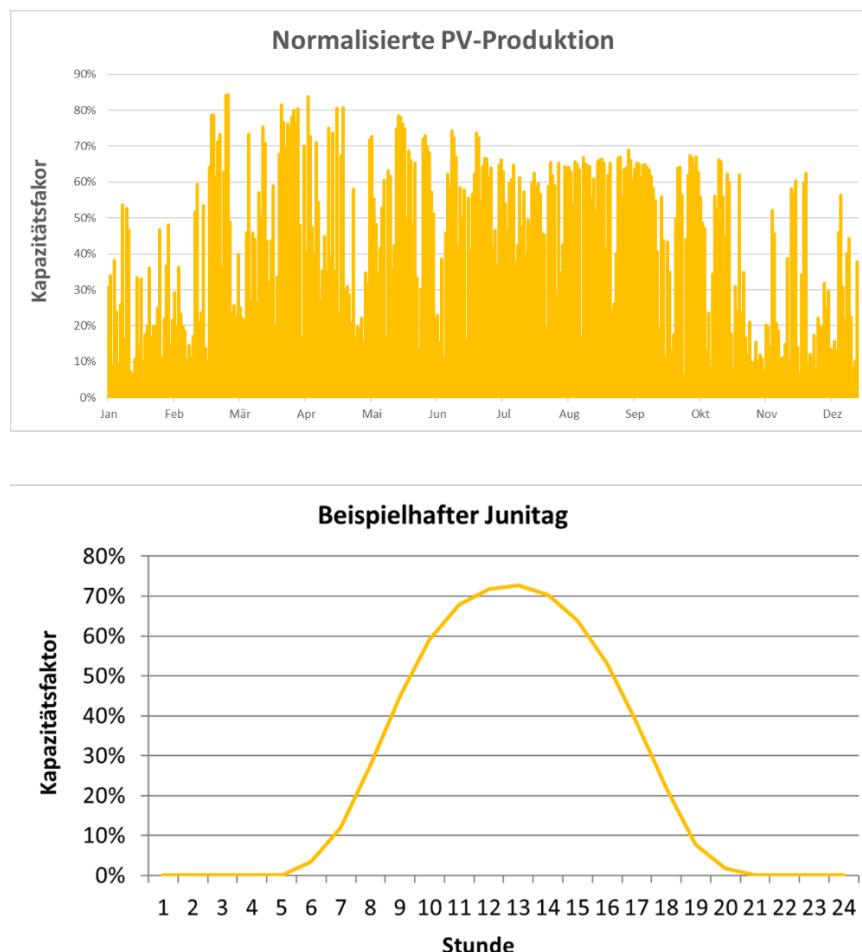
berücksichtigen. Aus dem Prognosemodell resultieren klimaspezifische Lastprofile in stündlicher Auflösung für alle 36 Wetterszenarien.

Die Simulation berücksichtigt auch den Einfluss von expliziter Demand Side Response (DSR). Die entsprechenden Annahmen zu den gebotenen Mengen und Preisen stammen aus der PEMMDB. 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>8</sup> Für die Schweiz existiert keine explizite Nachfrageflexibilität im Modell.

Im Gegensatz zur expliziten DSR, bei welcher der entsprechende Verbrauch nicht bedient wird, kann die implizite DSR den Verbrauch innerhalb eines begrenzten Zeitfensters verschieben. Die Entscheidung für implizite DSR findet im Optimierungsprozess statt. Eine solche Verschiebung findet statt, wenn dadurch die Systemkosten sinken bzw. auch, wenn dadurch ENS vermieden werden kann.

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

Aus den historischen Globalstrahlungsdaten und technischen Parametern wie z.B. Ausrichtung und Neigungswinkel approximiert die PECD 4.1 die Einspeisung aus Photovoltaik.



**Abbildung 6: Beispielhaftes Produktionsprofil Photovoltaik**

Darstellung für die normalisierte tägliche Photovoltaik-Produktion im Jahresverlauf für eines aus 36 Wetterszenarien und für einen beispielhaften Junitag.

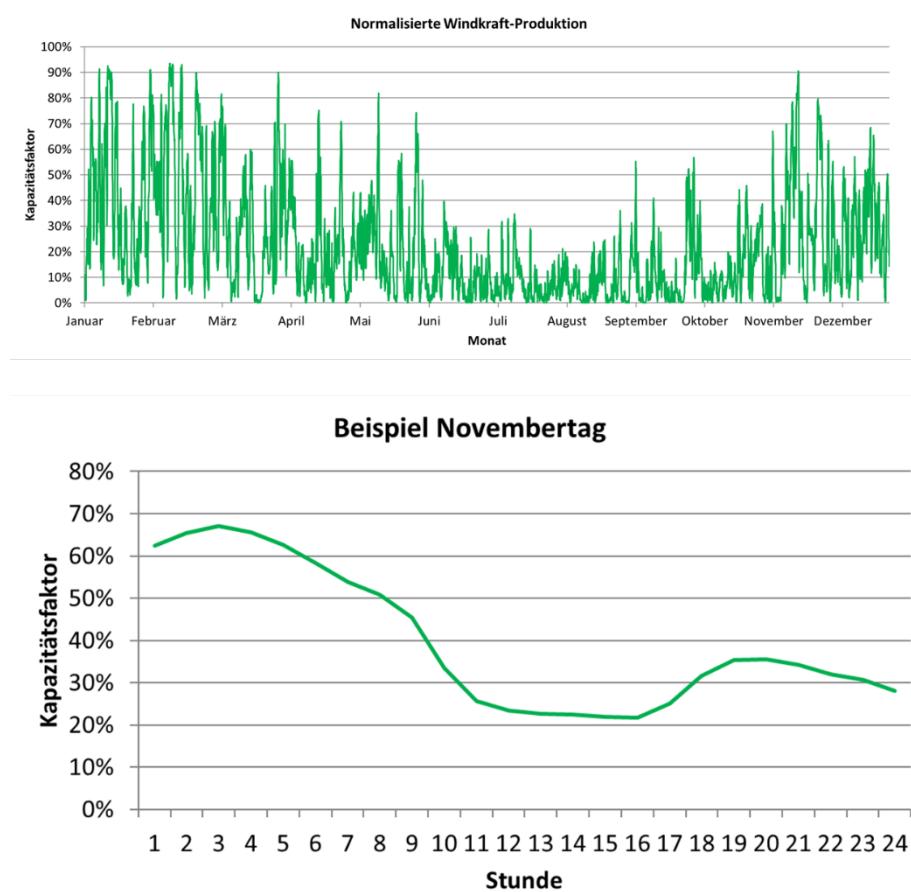
<sup>8</sup> Details zur Modellierung der Nachfrageflexibilität finden sich im Anhang 3 auf Seite 13 des ERAA 2021. <https://www.entsoe.eu/outputs/eraa/2021/eraa-downloads/>

Aus den historischen bzw. modellierten Windgeschwindigkeitsdaten ergibt sich die Einspeisung aus der Windkraft. Eine detaillierte Beschreibung der Daten und der Methodologie der PECD 4.1 findet sich auf der Webseite des Copernicus Climate Change Service, der diese Daten aufbereitet<sup>9</sup>.

Abbildung 6 und Abbildung 7 zeigen beispielhaft die Produktion aus Windkraft und Photovoltaik pro MW installierter Leistung für eines aus 36 Wetterszenarien, 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.

Schweizweit und über alle Wetterszenarien hinweg beträgt der durchschnittliche Kapazitätsfaktor für Photovoltaik knapp 13%. Für ein Jahr entspricht das 1114 äquivalenten Vollaststunden.

Für die Windkraft beträgt der schweizweit gemittelte Kapazitätsfaktor etwas mehr als 29%, was 2550 äquivalenten Vollaststunden entspricht.



**Abbildung 7: Beispielhaftes Produktionsprofil Windkraft**  
Darstellung für die normalisierte tägliche Windkraft-Produktion im Jahresverlauf für eines aus 36 Wetterszenarien und für eine Beispieltag im November.

## 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

<sup>9</sup> [Climate and energy related variables from the Pan-European Climate Database derived from reanalysis and climate projections](#).

Copernicus Climate Change Service gehört zum Erdbeobachtungsprogramm «Copernicus», getragen von der Europäischen Union und der Europäischen Weltraumorganisation (ESA), siehe hier: [Homepage | Copernicus](#)

spielt. Die installierte Leistung von Wasserkraftwerken 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 4.1 enthält die *PECD* auch die Wasserverfügbarkeiten. Die Laufwasserproduktion liegt als Summe der Produktion pro Tag für jedes Wetterszenario vor. Für die (Pump-)Speicherproduktion enthält die *PECD* 4.1 wöchentliche Zuflüsse sowie die historischen Pegelstände zu Beginn und Ende des Jahres. 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 in der PEMMDB angegeben sind, werden diese in den Simulationen berücksichtigt. Für Kraftwerke ohne vorgegebene Nichtverfügbarkeiten erstellt das für die Analyse verwendete Simulationstool unter Berücksichtigung der Residuallast pro Gebotszone 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 basieren auf den Nichtverfügbarkeitsmeldungen der Kraftwerksbetreiber oder, wo nicht verfügbar, auf Standardwerten.

## **2.2 Klimaunabhängige Eingangsgrössen**

### **2.2.1 Probabilistische Eingangsgrössen**

Der Ansatz der Monte-Carlo-Simulationen basiert auf probabilistischen Eingangsgrössen. Die Eingangsgrössen werden so oft zufällig «gezogen» (d.h. vom Modell zufällig ausgewählt), 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 5.1). 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 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 Ausserbetriebsnahmen 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 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
- Für ein gegebenes Basis- oder Stressszenario: Annahmen zu den verfügbaren Grenzkapazitäten für Import/Export von Elektrizität (NTC-Annahmen)

Die angenommenen Parameter für diese konstanten Eingangsgrössen finden sich in Abschnitt 3.

## 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).



Abbildung 8: ENTSO-E (dunkelgrau) und angrenzende Zonen (hellgrau)

Die Simulationen erfolgen nach der Konsolidierung und Aufbereitung der Daten mit dem kommerziellen Marktsimulationstool «PowrSym»<sup>10</sup>.

Jede Simulation kombiniert ein Wetterszenario mit einer zufällig ausgewählten Kraftwerksausfallsituation. Das gewählte Szenario 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 Fundamentalmarktmodell ermittelt für jede Kombination aus Klima-, Wasser- und Ausfallsituation den kostenoptimalen stündlichen Kraftwerksabruf im betrachteten Gesamtsystem sowie die stündlichen Handelsflüsse zwischen den Marktzenzen. Dabei gelten die technischen und ökonomischen Randbedingungen<sup>11</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. Nicht berücksichtigt werden zudem sequenzielle Abfolgen im Strommarkt, z.B. wird der Terminmarkt nicht abgebildet. Im Rahmen der Adequacy-Analyse minimiert das Modell die ENS-Summe für das System pro Woche.
- **Optimierungshorizont:** Das Modell simuliert jeweils ein Jahr in stündlicher Auflösung, wobei der Optimierungshorizont eine Woche umfasst. Das Modell blickt 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 verfügbare grenzüberschreitende Übertragungskapazität. Ebenfalls Eingang in die

<sup>10</sup> <http://www.powsym.com/>

<sup>11</sup> Wirkungsgrad, Anfahrtsrampen, minimale Stillstands- und Laufzeiten, Ausfallraten, Revisionsraten und Einschränkungen von Revisionen, Emissionsraten, Leistungsbeschränkungen, Must-run-Bedingungen, Startkosten, Zufluss und Pegelstände der Seen.

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.

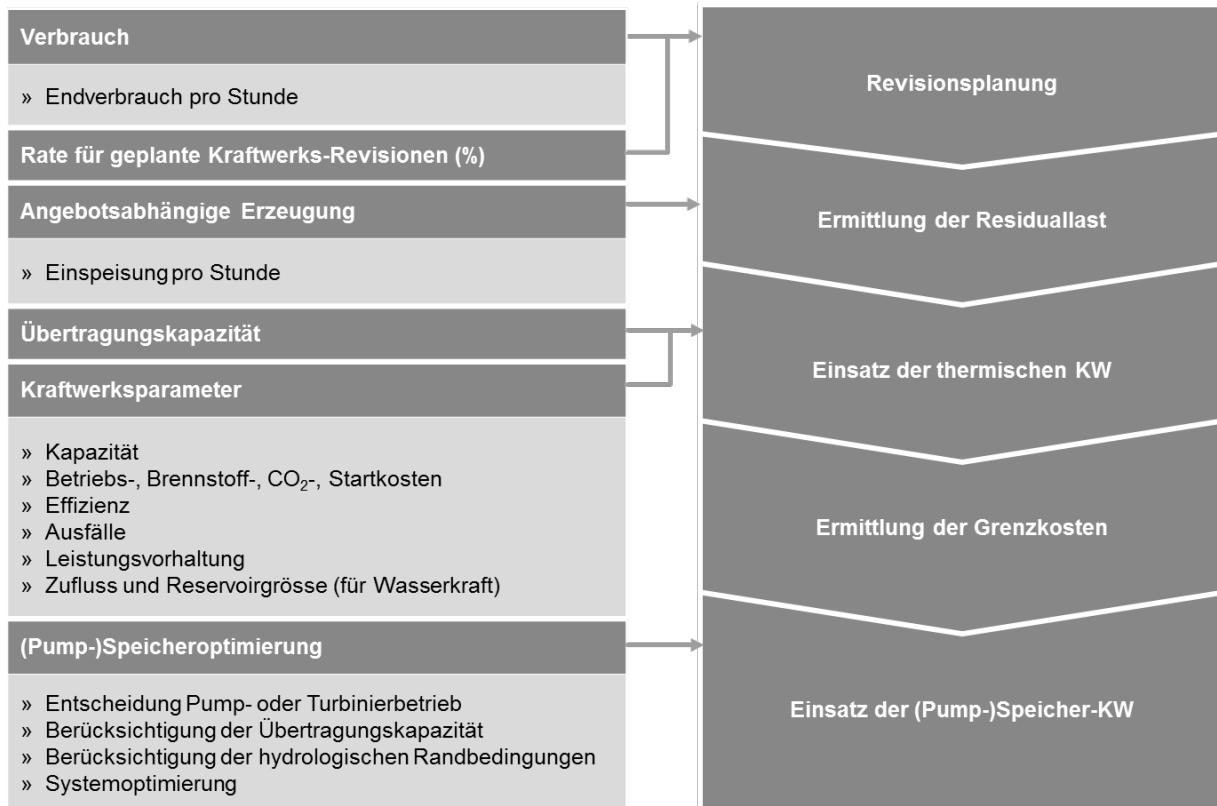


Abbildung 9: Eingangsgrössen und Optimierungsablauf von PowrSym

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 Schweiz in der betrachteten Periode. Alle Ergebnisse basieren auf der Gesamtbetrachtung aller Simulationen. Für jede Stunde resultieren ein Minimum, ein Maximum und ein Mittelwert sowie für die Jahreswerte folgende Kennzahlen:
  - Mittelwert: Durchschnitt über alle Simulationen
  - P50-Wert (50. Perzentil, Median): In 50% aller Simulationen ist die ENS-Summe kleiner oder grösser als der Median.
  - P95-Wert (95. Perzentil): In 95% aller Simulationen ist die ENS-Summe kleiner, und in 5% ist sie grösser als der P95-Wert.
- **Loss of Load Event (LOLE)**, in Stunden pro Jahr, weist aus, in wie vielen Stunden es zu ENS kam. Für die LOLE kommen dieselben statistischen Indikatoren zur Anwendung wie für die ENS.

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.

### 3 Definition Referenzszenarien und Stressszenarien

Die Szenarien der Studie basieren auf der Datensammlung für den ERAA 2024. Für die Schweiz stammen einige Daten von der EICOM. Die beiden Schweizer Kernkraftwerke Beznau 1 und 2 sind gemäss aktueller Kommunikation der Betreiberin in den Jahren 2028 und 2030 noch in Betrieb.

Der Verbrauch wird als deutlich höher angenommen als in den bisherigen System Adequacy Studien, u.a. getrieben durch die zunehmende Verbreitung von Elektromobilität und Wärmepumpen.

Tabelle 3 zeigt die drei «Base Cases» für die drei Zieljahre 2028, 2030 und 2035 sowie die variierenden Stressszenarien<sup>12</sup>. Die Stressszenarien S1, S3 und S4 nehmen sowohl Stress im Ausland als auch im Inland an, die Stressszenarien S2, S5 und S6 dagegen nur Stress im Inland. Stress im Ausland manifestiert sich jeweils durch eine um 50% reduzierte Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke in den Monaten Januar bis einschliesslich April sowie durch eine um 15% reduzierte Stromproduktion aus Erdgas im Vergleich zum jeweiligen Base Case. In der Tabelle 1 gelten für die Annahmen zu den Kernkraftwerken folgende Abkürzungen:

- ✗ Das betroffene Schweizer Kernkraftwerk (KKB = Beznau, KKG = Gösgen, KKL = Leibstadt) ist von Januar bis einschliesslich April ausser Betrieb.
- ✗ 50% der französischen Kernkraftwerksleistung ist nicht in Betrieb von Januar bis einschliesslich April.

Ein weiterer, sehr wichtiger Unterschied zwischen den Szenarien ist die zur Verfügung stehende Grenzkapazität. Tabelle 3 enthält als wichtigste Kenngrösse jeweils die totale Importkapazität für die Schweiz pro Szenario. Die Abkürzungen zur Importkapazität in der Tabelle verweisen auf die jeweils zugrunde liegenden Annahmen, nach welcher Allokationsmethode die Kapazitäten an den Schweizer Grenzen vergeben werden. Diese Methoden unterscheiden sich im Grad der internationalen Zusammenarbeit und führen zu einer sehr grossen Bandbreite an möglichen Importkapazitäten. Sie sind im Abschnitt 3.4 im Detail beschrieben.

Folgende Abkürzungen bezeichnen in der Tabelle 1 die verschiedenen NTC-Varianten:

- A2+** Die NTC-Variante «A2+» bezeichnet das in der Capacity Calculation Region (CCR) Core zu implementierende Verfahren. Diese NTC-Variante resultiert in der höchsten Importkapazität (maximal 8700 MW im Jahr 2035). Vgl. Abschnitt 3.3.1.
- KK** Die NTC-Variante «Keine Kooperation» stammt aus der Studie des BFE «Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU<sup>13</sup>». Diese NTC-Variante resultiert in der niedrigsten Importkapazität (minimal 1585 MW im Jahr 2035). Vgl. Abschnitt 3.3.2.
- MOCH** Die NTC-Variante «Merger Central Europe ohne CH» beinhaltet die Annahme, dass die CCR Core mit der CCR Italy North verschmilzt, aber ohne die Schweiz. Diese NTC-Variante führt zu einer etwas höheren Importkapazität als das Szenario «KK» (konstant 2810 MW). Vgl. Abschnitt 3.3.3.

<sup>12</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.

<sup>13</sup> <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/publikationen.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZ-mUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHViGjYX/Rpb24vZG93bmvxYWQvMTA3MTc=.html>

- 85** Die zur Verfügung stehende Stromproduktion aus Erdgas ist im Vergleich zum jeweiligen Base Case (je nach Zieljahr) um 15% niedriger. Vgl. Kapitel 3.2.

Annahmen der ElCom											
		KKB1	KKB2	KKG	KKL	PV (MW)	Wind (MW)	Verbrauch inkl. Verluste (TWh)	Importkapazität [MW]	Frz. KKW	Gasverfügbarkeit [%]
2028	BC 2028	1	1	1	1	14'175	252	Total: 73 davon E- Mobilität: 4 davon Wärmepumpen: 6	7'660 <sup>A2+</sup>	1	100
	S3 2028	1	1	1	x				1'885 <sup>KK</sup>	xx	85
	S4 2028	1	1	1	x				2'810 <sup>MOCH</sup>	xx	85
2030	BC 2030	1	1	1	1	17'175	252	Total: 76 davon E-Mobilität: 6 davon Wärmepumpen: 7	8300 / 8700 <sup>A2+</sup>	1	100
	S1 2030	x	1	1	x				8300 / 8700 <sup>A2+</sup>	xx	85
	S2 2030	x	1	1	x				1'735 <sup>KK</sup>	1	100
	S3 2030	x	1	1	x				1'735 <sup>KK</sup>	xx	85
	S4 2030	x	1	1	x				2'810 <sup>MOCH</sup>	xx	85
	S5 2030	x	1	1	x				2'810 <sup>MOCH</sup>	1	100
2035	BC 2035	0	0	1	1	24'675	252	Total: 83 davon E-Mobilität: 11 davon Wärmepumpen: 9	8'700 <sup>A2+</sup>	1	1
	S1 2035	0	0	1	x				8'700 <sup>A2+</sup>	xx	85
	S3 2035	0	0	1	x				1'585 <sup>KK</sup>	xx	85
	S4 2035	0	0	1	x				2'810 <sup>MOCH</sup>	xx	85
	S5 2035	0	0	1	x				2'810 <sup>MOCH</sup>	1	100
	S6 2035	0	0	1	x				8'700 <sup>A2+</sup>	1	100

Tabelle 3: Zusammenfassung der Szenarien.

### 3.1 Verbrauch und Kraftwerkspark

Datenquelle für den prognostizierten Verbrauch sind die Annahmen im ERAA 2024. Abbildung 10 zeigt die Verbrauchsspanne für die Schweiz über die 36 Wetterszenarien.

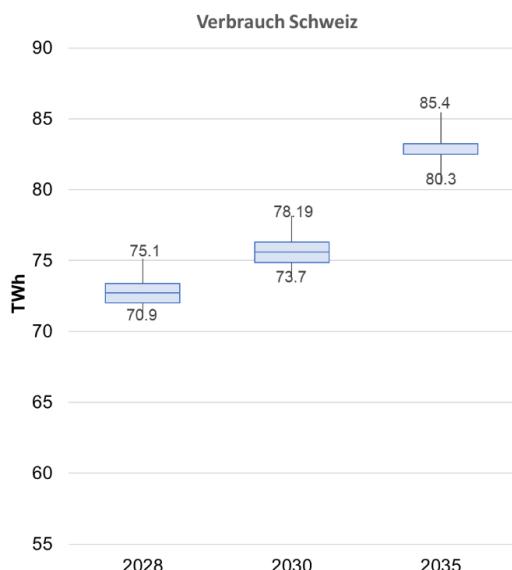


Abbildung 10: Verbrauchsspanne Schweiz in den 36 Wetterszenarien

Der Verbrauch fällt je nach Wetterszenario und Zeitpunkt unterschiedlich hoch aus, da er vom Temperaturverlauf abhängt. Für ein kaltes Wetterszenario kann der Schweizer Stromverbrauch aufgrund des temperaturbedingten Anstiegs im Zieljahr 2035 auf bis zu 85.4 TWh ansteigen, während für ein deutlich wärmeres Wetterszenario im Zieljahr 2028 ein Verbrauch von knapp 71 TWh resultiert. Die Pumpenergie für Pumpspeicherwerkstätten ist dabei noch nicht enthalten, da sie ein Modellergebnis ist. Die Werte aus diesen beiden Jahren stellen den minimalen und maximalen Verbrauch über alle Wetterszenarien dar. Sie definieren somit die unterstellte Verbrauchsspanne in den drei Zieljahren.

Tabelle 4 zeigt die von der ElCom angenommene installierte Nettoleistung in der Schweiz für die drei Zieljahre, unterteilt nach Brennstoffarten.

Installierte Leistung [MW]	2028	2030	2035
Kernkraft	2973	2973	2243
Andere Nicht-Erneuerbare	575	575	575
Wind	252	252	252
Photovoltaik	14175	17175	24675
Laufwasser	3833	3833	3833
Speicherwasser	12929	13007	13007
Andere Erneuerbare	398	398	398
<b>Total</b>	<b>35135</b>	<b>38135</b>	<b>44905</b>
<i>davon Thermische KW</i>	3548	3548	2818
<i>davon Wasserkraft</i>	16762	16762	16762
<i>davon Andere Erneuerbare</i>	14825	17825	25325

Tabelle 4: Installierte Leistung in der Schweiz für die drei Zieljahre

«Andere Nicht-erneuerbare» beinhalten Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA, anorganischer Anteil) sowie konventionell-thermische Kraftwerke inkl. Wärme-Kraft-Kopplung. «Andere Erneuerbare» beinhalten KVA (organischer Anteil), Abwasserreinigungsanlagen (ARA) und Biomasse.

Die installierte Erzeugungskapazität in der Schweiz beträgt im Jahr 2028 insgesamt 35 GW. Die zwei Kernkraftwerksblöcke Beznau 1 & 2 sind im Zieljahr 2030 noch in Betrieb, im Jahr 2035 nicht mehr. Die installierte Leistung an Photovoltaik steigt von etwas mehr als 14 GW im Jahr 2028 auf knapp 25 GW im Jahr 2035. Die Windkraft wird als konstant angenommen auf Basis der bereits bewilligten Projekte. Auch das Potenzial der Wasserkraft wird als mehr oder weniger konstant angenommen für die drei Zieljahre, da entsprechende Ausbauten mit hohen Unsicherheiten behaftet sind und lange dauern können.

Die installierten Kapazitäten und die Verbrauchsentwicklung der modellierten europäischen Zonen sowie die Entwicklung von NTCs und Preisen, inkl. CO<sub>2</sub>-Preise, sind aus dem ERAA 2024 übernommen. Eine grafische und numerische Power-BI-Darstellung dieser Eingangsgrößen findet sich auf der Homepage des ERAA 2024<sup>14</sup>.

### 3.2 Annahmen zur Gas-Fähigkeit

Basierend auf den Vorgaben der ElCom sollen die Effekte einer möglichen eingeschränkten Gas-Fähigkeit untersucht werden. Die Auswirkungen einer möglichen eingeschränkten Gas-Fähigkeit auf die Adequacy in Europa werden durch eine Vielzahl von bedeutenden Faktoren bestimmt (z.B. Gas-Fähigkeit nicht-russischer Anbieter, Ausbau der Terminals für Flüssigerdgas sowie die Fähigkeit von Flüssigerdgas, Entwicklung der Gas- sowie Stromnachfrage vor dem Hintergrund politischer Eingriffe). Mögliche

<sup>14</sup> <https://www.entsoe.eu/eraa/2024/visuals/>

Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in der Schweiz lassen sich aus heutiger Sicht daher nur auf Basis von Annahmen über die Entwicklung dieser Faktoren abschätzen. Die Ergebnisse dieser Studie sind somit stets vor dem Hintergrund der getroffenen Annahmen zu interpretieren.

Die EICoM wendet die Annahmen zur Reduktion der zur Verfügung stehenden Erdgasmenge, wie sie in der *Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Schweiz – Winter 2022/2023*<sup>15</sup> angewandt wurden, auch für die drei Zieljahre 2028, 2030 und 2035 an. Das bedeutet, dass in den Stressszenarien mit einer Gasmangellage (S1, S3 und S4) jeweils 15% weniger Strom aus Erdgas zur Verfügung steht als im jeweiligen Base Case (je nach Zieljahr). Die Reduktion der zur Verfügung stehenden Energie erfolgt dabei kraftwerksscharf.

### 3.3 Annahmen zu Grenzkapazitäten

Die vorliegende Studie geht nicht von einer vollständigen Integration der Schweiz in die flussbasierte Kapazitätsallokation (Flow-based Market Coupling) aus, wie es nach Abschluss eines Stromabkommens zwischen der Schweiz und der EU zu erwarten wäre. Somit ist die Schweiz in allen Szenarien und Zieljahren über bilaterale Grenzkapazitäten (NTC-Werte) mit den Nachbarn verbunden.

Abhängig vom jeweiligen Szenario und dem jeweiligen Zieljahr, variieren die Grenzkapazitäten. Im Ergebnis erreicht die Importkapazität eine Spanne von 1'585 MW (KK 2035) bis 8'700 MW (A2+ 2035), während die Exportkapazität von 2001 MW (KK 2035) bis 7150 MW (A2+ 2035) beträgt.

Szenario	Jahr		AT	DE	FR	IT	Total
Status Quo	2023	Import CH	760	1120	2690	1720	6290
		Export CH	1020	3920	1130	2910	8980
A2+	2028	Import CH	680	1690	3570	1720	7660
		Export CH	470	2290 / 2450 (Sommer)	680	2910	6350 / 6510 (Sommer)
	2030	Import CH	680	1690 / 2090 (ab 1.7.)	4210	1720	8300 / 8700 (ab 1.7.)
		Export CH	470	2290 / 2450 (Sommer)	1320	2910	6990 / 7150 (Sommer)
KK	2035	Import CH	680	2090	4210	1720	8700
		Export CH	470	2290 / 2450 (Sommer)	1320	2910	6990 / 7150 (Sommer)
	2028 & 2030	Import CH	110	1179	582	14	1885
		Export CH	699	695	608	0	2002
MOCH	2035	Import CH	10	1079	482	14	1585
		Export CH	699	695	607	0	2001
MOCH	konstant	Import CH	220	530	1290	770	2810
		Export CH	130	950	360	1420	2860

Tabelle 5: Grenzkapazitäten zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern

Abkürzungen: A2+: Szenario «A2+», die in CORE zu implementierende Kapazitätsberechnungsmethode, siehe Abschnitt 3.3.1. KK: NTC-Szenario «Keine Kooperation», siehe Abschnitt 3.3.2. MOCH: NTC-Szenario «Merger ohne CH», siehe Abschnitt 3.3.3

Die angenommenen Grenzkapazitäten sind zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie Gegenstand von Verhandlungen. So ist das Szenario A2+ noch nicht implementiert, und MOCH befindet sich noch am Anfang der Konzeptphase. Aus diesem Grund unterliegen diese Annahmen ständigen Änderungen, und jegliche

<sup>15</sup> <https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/73671.pdf>

Prognose zu einem gegebenen Zeitpunkt wird früher oder später aktualisiert werden müssen und ist naturgemäß mit Unsicherheiten behaftet.

Drei Szenarien zu den Grenzkapazitäten kommen zur Anwendung. Tabelle 5 zeigt die resultierenden Übertragungskapazitäten zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern in der Übersicht.

Anmerkung: Wie weit die angenommenen bilateralen Grenzkapazitäten (NTC) zu Importen in die Schweiz führen, hängt von den Exportmöglichkeiten der Nachbarländer ab bzw. von deren installierten Produktionskapazitäten, die ebenfalls Unsicherheiten unterliegen. Die Annahmen zu den installierten Produktionskapazitäten stammen von den Übertragungsnetzbetreibern der Nachbarländer und sind Teil der PEMMDB.

### 3.3.1 NTC-Variante «A2+»

Die NTC-Variante «A2+» kommt einem NTC-Szenario «Stromabkommen», welches nicht Teil dieser Studie ist, am nächsten. Als «A2+» wird die in der CCR Core mit der Schweiz zu implementierende Kapazitätsberechnungsmethode bezeichnet. Inhaltlich umfasst sie einen Prozess zur Koordination des Core Flow-Based Market Coupling (FBMC) mit den NTCs an der Schweizer Nordgrenze. Die NTCs an der Grenze Schweiz-Italien sind von diesem Prozess nicht betroffen und stützen sich auf die Status-Quo Zahlen.

Der Ansatz von A2+ ist «top-down». Es wird in zwei Schritten durchgeführt:

- i) NTCs an der Schweizer Nordgrenze werden maximiert.
- ii) Parallel werden die Kapazitäten im Core FBMC maximiert.

Die Resultate aus i) und ii) werden gemeinsam validiert und, wo nötig (z. B. wenn ein Engpass mit Redispatch nicht gelöst werden kann), Kapazitäten in beiden Regionen reduziert. Das Ergebnis sind im Vergleich zu einer zentralen, gleichzeitigen Berechnung höhere Kapazitäten, jedoch tendenziell auch ein höherer Redispatch-Bedarf.

Der für die relevanten Schweizer Grenzen bis 2028 realisierte Netzausbau mit +600 MW<sup>16</sup> Import sowie +200 MW Export (im Sommer) an der Grenze DE-CH wurde berücksichtigt. Für das Jahr 2030 wurde ab dem 1. Juli 2030 zusätzlich der Netzausbau mit +500 MW<sup>17</sup> Import an der Grenze DE-CH sowie der Netzausbau mit +800 MW<sup>18</sup> Im- und Export an der Grenze zu FR-CH berücksichtigt.

Die Region Core soll mittelfristig durch die CCR Central Europe (siehe 3.4.3) abgelöst werden. In diesem Szenario wird jedoch angenommen, dass die Region Central Europe (d.h. ein Zusammenschluss von Core und Italy North) nicht erfolgreich implementiert werden kann. Deswegen laufen die separaten Regionen Core und Italy North wie bis anhin weiter, und die «A2+» NTCs finden Anwendung.

Das Redispatch-Volumen steigt linear mit der zur Verfügung stehenden Grenzkapazität. Das führt zu den Annahmen von 304 GWh (2028), 338 GWh (2030) und 346 GWh (2035) pro Jahr.

---

<sup>16</sup> Berücksichtigt wurden PST Lachmatt: 200 MW Import (2026), PST Mettlen: 400 MW Import und 200 MW Export während des Sommers (2026)

<sup>17</sup> Berücksichtigt wurden 380 kV Bickigen - Chippis - Chamoson: 500 MW (Mitte 2030)

<sup>18</sup> Berücksichtigt wurden PST Châtelard (2030), PST St. Triphon (2030) und PST Verbois (2030)

### 3.3.2 NTC-Variante «KK»

Die NTC-Variante «Keine Kooperation» («KK») stammt aus der 2021 vom BFE veröffentlichten Studie «Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU» und beinhaltet folgende Annahmen zum Kapazitätsallokations-Prozess:

- Die Schweizer NTCs müssen niedrig genug sein, dass die benachbarten Regionen die 70%-Regel umsetzen können. Ausgehend von einer Netzkapazität von 100% ( $F_{\max}$ ), einer Sicherheitsmarge von 10% (FRM) und der Bereitstellung von 70% (MCCC+MNCC) für den grenzüberschreitenden europäischen Handel, ergibt sich eine verbleibende Netzkapazität von  $100\% - 70\% - 10\% = 20\%$ . Für die Schweizer NTC verbleiben damit maximal 20% der Netzkapazität, wenn nicht interne Flüsse oder Loop Flows zu erwarten sind.
- Die resultierenden NTCs enthalten mögliche Einschränkungen des NTC an der Grenze zu Deutschland bei hoher Belastung des deutschen Übertragungsnetzes, z.B. aufgrund von Starkwind- und Hochlastsituationen.
- Des Weiteren findet die Transmission Reliability Margin (TRM) Anwendung. Die TRM ist eine Sicherheitsmarge in der Kapazitätsberechnung, die auf historisch beobachteten Abweichungen der in den Netzmodellen errechneten Kapazität von der tatsächlich zur Verfügung stehenden Kapazität beruht. Die Reduktion für die TRM beträgt an der Grenze zu Italien 250 MW, und an den drei Nordgrenzen in Summe 500 MW.
- Gemäss aktueller Kommunikation der Betreiberin sind die beiden Kernkraftwerke Beznau 1 und 2 in den beiden Zieljahren 2028 und 2030 noch in Betrieb. Dadurch kann der NTC in Importrichtung an den Grenzen zu Deutschland, Frankreich und Österreich im Vergleich zu den Annahmen in der oben erwähnten Studie jeweils um 100 MW erhöht werden, da auf der 220kV-Netzebene mehr Gegendruck vorhanden ist. Für die Stressszenarien im Zieljahr 2030, in denen Beznau 1 für die Periode Januar bis einschliesslich April als unverfügbar gilt, erniedrigt sich die zusätzliche Kapazität auf 50 MW.

Für das Redispatch-Volumen werden hier 112 GWh pro Jahr angenommen, wie in der NTC-Variante «MOCH».

### 3.3.3 NTC- Variante «MOCH»

Die neue Region «Central Europe» arbeitet an einer Verschmelzung der Regionen Core und Italy North mit Fokus auf dem Day-Ahead Zeitbereich. Italien würde somit in das Flow-Based Market Coupling von Core einbezogen werden und eine neue Lösung für die Schweizer Grenzen müsste erarbeitet werden. Somit wird es weiterhin eine explizite Vergabe von Kapazitäten an der Schweizer Grenze geben.

In beiden Varianten wird die Schweizer Netzsicherheit jedoch vollumfänglich in den Berechnungen berücksichtigt. Insofern ist nicht mit einem (im Vergleich zu heute) massiv gesteigerten Redispatch-Einsatz zu rechnen. Die Auswirkungen auf die verfügbaren Grenzkapazitäten können jedoch sehr gross sein.

Die vorliegende Studie legt die Annahme zu Grunde, dass das sogenannte «NTC-Extraktionsverfahren» angewendet wird. Hierbei wird die Schweiz zuerst in die Flow-Based Berechnung miteinbezogen, um dann vor Vergabe der Kapazitäten NTCs für die Schweizer Grenzen zu «extrahieren». Dieses Verfahren deckt zwar die Netzsicherheit ab, ist aber für die NTC-basierten Kapazitäten sehr ineffizient. Insbesondere im Fall einer für die Schweiz negativ ausgelegten Parametrisierung resultieren verhältnismässig niedrige Grenzkapazitäten an den Schweizer Grenzen, was wiederum höhere Kapazitäten für den internen EU-Handel ermöglicht. Aus Sicht der EU-TSO wären die resultierenden Kapazitäten aus diesem Prozess diejenigen, welche in der täglichen bilateralen NTC-Abstimmung mit Swissgrid genutzt würden.

Der Effekt vom Netzausbau innerhalb der Schweiz würde in den Jahren 2028, 2030 und 2035 nicht berücksichtigt werden, da angenommen wird, dass diese Ausbauten für die NTC-Bestimmung auf EU-Ebene keine Auswirkungen hätten.

Für das Redispatch-Volumen ergeben sich hier 112 GWh pro Jahr, konstant für die drei Zieljahre.

### 3.4 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 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 die ERAA – Methodologie folgendermassen um:

- Vorgehaltene Primär- und Sekundärregelleistung vermindern a priori die angenommene installierte Leistung der jeweiligen Erzeugungskategorie und stehen somit nicht zur Deckung des Verbrauchs zur Verfügung.
- Tertiärregelleistung wird je nach Angabe des Übertragungsnetzbetreibers entweder als Band zur Last addiert oder von der installierten Leistung der jeweiligen Erzeugungskategorie subtrahiert.
- Für die Schweiz wird die Regelleistung von der verfügbaren Turbinierkapazität der Speicherkraftwerke abgezogen. Zusätzlich wird die verfügbare Speicherproduktion um die durchschnittliche abgerufene positive Regelleistung in der Höhe von 557 GWh (2028) bzw. um 576 GWh (2020 und 2035) pro Jahr reduziert.

## 4 Ergebnisse und technische Interpretation

Tabelle 6 zeigt die Jahressummen der Energy Not Served (ENS) für die Schweiz.

Ergebnisse: ENS-Jahressummen [GWh/a]				
	Medianfall	Mittelwert	P95-Fall	Maximalfall
2028	BC 2028	0	0.8	6
	S3 2028	3'113	3'123	4'487
	S4 2028	1'957	1'955	2'894
2030	BC 2030	0.3	7	37
	S1 2030	479	579	1'576
	S2 2030	3'454	3'416	4'773
	S3 2030	3'602	3'727	5'709
	S4 2030	2'326	2'291	3'507
	S5 2030	1'410	1'408	2'386
	S6 2030	6	18	82
2035	BC 2035	13	39	151
	S1 2035	630	761	1'893
	S3 2035	7'744	7'260	9'415
	S4 2035	4'633	4'474	6'484
	S5 2035	3'677	3'335	4'758
	S6 2035	23	64	244

Tabelle 6: Energy Not Served (ENS) in den analysierten Szenarien.

Für jedes Szenario resultiert aus allen Simulationen jeweils ein Mittelwert, ein Median, ein P95-Wert und ein Maximalwert (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.

Die ausgewiesene ENS pro Jahr ist die Summe der einzelnen Wochen. Eine Auswertung der Ergebnisse auf Basis des P95-Falls zeigt im Wesentlichen:

- Bereits im Base Case kommt es gelegentlich zu ENS. Das modellierte System ist nahe an einer Knappheitssituation, die Margen sind gering. Das ERAA 2024<sup>19</sup> zeigt das auch für diverse Gebotszonen, wie z.B. Deutschland, Frankreich, Tschechien, Polen, u.a.
- Die beobachtete ENS ist mit 9415 GWh am höchsten im Szenario S3 2035. S3 kombiniert die niedrigste Importkapazität von 1585 MW, eine europaweite Gasmangellage und den Ausfall von 50% der französischen Kernkraftwerke.
- Der lindernde Effekt zusätzlicher Importkapazität zeigt sich beim Vergleich von S3 und S4: Etwa 1 GW (2028), 1.1 GW (2030) bzw. 1.2 GW (2035) mehr Importkapazität reduzieren die ENS um 1.6 TWh (2028), 2.2 TWh (2030) bzw. 2.9 TWh (2035). Alle anderen Annahmen sind identisch pro Zieljahr, nur die NTC-Variante «MOCH» ersetzt in S4 jeweils die Variante «KK» aus S3.
- Lässt man bei gleichbleibender Importkapazität (NTC- Variante «MOCH») im Szenario S5 die europaweite Gasmangellage und den Ausfall der Hälfte der französischen Kernkraftwerke weg, sinkt die ENS um weitere 1.1 TWh im Jahr 2030 bzw. um 1.7 TWh im Jahr 2035. Die Effekte treten deutlicher zutage im Zieljahr 2035, weil es insgesamt mehr Knappheit gibt im System.
- Das Szenario S6 schliesslich, das ansonsten dieselben Bedingungen unterstellt wie das Szenario S5, erlaubt mit der NTC- Variante «A2+» eine um knapp 6 GW höhere Importkapazität in beiden Zieljahren. Dies reduziert die ENS drastisch, auf 82 GWh im Jahr 2030 bzw. auf 244 GWh im Zieljahr 2035.

Die Ergebnisse sind vor dem Hintergrund der Grenzen einer Fundamentalmarkt-Modellierung zu sehen:

- Es liegt die Annahme eines «perfekten Marktes» zugrunde und somit Informationssymmetrie und die Abwesenheit von Marktmacht.
- Sequenzielle Aktivitäten am Strommarkt, wie z.B. den Terminmarkt, bildet das Modell nicht ab.
- Die Speicherbewirtschaftung der Wasserkraft ist sowohl aus Daten- als auch aus Modelllimitierungen nicht vollständig realitätsgerecht modellierbar.
- Allfällige nicht marktisierte Interventionen in anderen Gebotszonen sind nicht Teil der Annahmen.

Die Ergebnisse zeigen u.a., wie wichtig genügend nutzbare Übertragungskapazität für die Schweiz ist.

Tabelle 7 zeigt die Loss of Load Expectation (LOLE) für die untersuchten Szenarien. Es wichtig, zu betonen, dass die LOLE ein sekundäres Optimierungsergebnis der Simulation ist. Die primäre Zielfunktion ist die Minimierung der Summe an ENS.

---

<sup>19</sup> ERAA 2024: Power BI Visuals zu Erzeugung, Verbrauch, ENS u.a. Indikatoren

Ergebnisse: LOLE-Jahressummen [h/a]					
		Medianfall	Mittelwert	P95-Fall	Maximalfall
2028	<b>BC 2028</b>	0	2	13	13
	<b>S3 2028</b>	1844	2060	2660	2716
	<b>S4 2028</b>	1920	1805	1955	2442
2030	<b>BC 2030</b>	1	6	25	40
	<b>S1 2030</b>	244	293	727	727
	<b>S2 2030</b>	2044	2115	2384	2881
	<b>S3 2030</b>	2092	2244	2572	2969
	<b>S4 2030</b>	1737	1701	2209	2209
	<b>S5 2030</b>	1264	1196	1910	1910
2035	<b>S6 2030</b>	8	16	44	71
	<b>BC 2035</b>	14	29	100	175
	<b>S1 2035</b>	356	377	788	788
	<b>S3 2035</b>	3405	3058	3259	3775
	<b>S4 2035</b>	2251	2304	2522	2764
	<b>S5 2035</b>	1796	1934	2197	2532
	<b>S6 2035</b>	22	43	133	203

Tabelle 7: Loss of Load Expectation (LOLE) in den analysierten Szenarien

Die Werte für die LOLE (Anzahl Stunden pro Jahr, in denen ENS auftritt) verhalten sich in der Tendenz ähnlich wie die beobachtete ENS.

## 5 Anhang

Die hohe Anzahl an Szenarien und der enge Zeitplan legten nahe, sinnvolle und vertretbare Vereinfachungen zu finden, die es ermöglichen, alle Szenarien zu simulieren. Einerseits erlaubt der hier zugrunde liegende Datensatz, die Ergebnisse auf Simulationen aus 36 Wetterszenarien mit je einer durchschnittlichen Kombination ungeplanter Kraftwerksausfälle zu stützen (Proof of Concept 5.1). Andererseits zeigt der Proof of Concept 5.2, dass die Differenz zwischen flussbasierter und NTC-Modellierung vertretbar ist.

Der Abschnitt 5.3 zeigt die Grenzen der Modellierung für die Dimensionierung von Reserve-Kraftwerken auf.

### 5.1 Proof of Concept – Monte Carlo Simulation im NTC Modus

Abbildung 11 zeigt die jährliche ENS im System für S1 2030 (in blau, linke Skala) für 720 Simulationen. Jede der 720 Simulationen repräsentiert ein Wetterszenario, gepaart mit einer aus 10'000 gleichverteilten ungeplanten Ausfallkombinationen. Die Anzahl an ungeplanten Ausfallkombinationen pro Wetterszenario beträgt 20. Die System ENS ist dargestellt in % des Höchstwerts. Der Höchstwert tritt im Wetterszenario 36

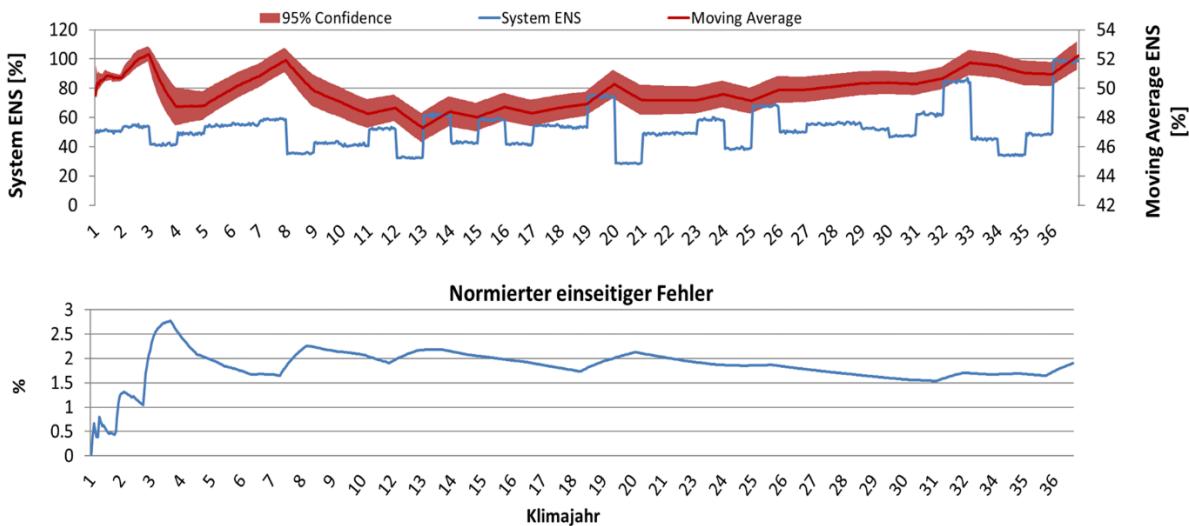


Abbildung 11: Konvergenzanalyse für das Szenario S1 2030.

System ENS (Skala links): Prozentualer Verlauf der ENS für das Gesamtsystem für 720 Simulationen. Moving Average (rechte Skala): Entwicklung des gleitenden Mittelwerts.

Der gleitende Durchschnitt liegt mit einer Wahrscheinlichkeit von 95% innerhalb des hellroten Vertrauensintervalls. Der normierte einseitige Fehler zeigt ebenfalls fast ausschliesslich bei Änderungen des Wetterszenarios signifikante Änderungen und ist generell relativ klein.

Die System ENS und der normierte Fehler folgen den Wetterszenarien viel stärker als den ungeplanten Ausfallkombinationen, weil das modellierte System zunehmend vom Wetter abhängig ist aufgrund der hohen installierten Kapazitäten an volatil einspeisenden erneuerbaren Energien. Im Verhältnis dazu nimmt die installierte thermische Erzeugungskapazität, also diejenige Kategorie, aus denen die ungeplanten Ausfallkombinationen resultieren, weiter ab.

Der Direktvergleich der Ergebnisse für die Monte Carlo Simulation mit der Simulation nur bestehend aus den 36 Simulationen für die Wetterszenarien in Tabelle 8 zeigt, dass die Ergebnisse vergleichbar sind.

Ergebnisse S1 2030: ENS-Jahressummen [GWh/a]				
Simulationsmodus	Medianfall	Mittelwert	P95-Fall	Maximalfall
36 Wetterszenarien mit je einer durchschnittlichen Ausfallkombination	479	579	1'576	1'746
720 Monte Carlo Simulationen:				
36 Wetterszenarien mit je 20 stochastischen Ausfallkombinationen	491	550	1'321	1'819

Tabelle 8: Simulationsergebnisse für 720 Monte Carlo Simulationen vs. 36 Wetterszenario-Simulationen

## 5.2 Proof of Concept – Monte Carlo Simulation im flussbasierten Modus

Die Toolchain, um für ein Szenario eine flow-based Domain abzuleiten und in der Marktsimulation zu verwenden, erfordert ein Wechselspiel zwischen Markt- und Netzsimulationen, wie Tabelle 9 zeigt.

Als Startpunkt dient eine NTC-basierte Marktsimulation, deren Ergebnisse anhand der Last und der Residuallast in 8736 ähnliche Gruppen (Cluster) eingeteilt werden. Für jeden Cluster gibt es einen repräsentativen Snapshot, d.h. eine repräsentative Stunde mit allen dazugehörigen Ergebnissen aus der Marktsimulation. Für diesen Snapshot optimiert die Netzsimulation den zur Verfügung stehenden Remaining Available

Margin (RAM) für jede Critical Network Element Contingency (CNEC). Die Anzahl ausgewählter CNECs, welche für den grenzüberschreitenden Austausch innerhalb der flow-based Zone relevant sind, beträgt 2372.

Marktsimulation	Clustering	Netzsimulation: Ableitung FB Domains	Marktsimulation	Auswertung Adequacy Indikatoren
<ul style="list-style-type: none"> <li>36 Wetterszenarien</li> <li>jeweils eine (durchschnittliche) Monte Carlo Ziehung</li> <li>NTC</li> </ul>	36 x 8736 Stunden werden in 8736 Clusterzentren zugeteilt	<b>Identifikation CNECs:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>CNECs mit Relevanz für grenzüberschreitenden Austausch für alle FB-Zonen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>36 Wetterszenarien,</li> <li>jeweils 20 Monte Carlo Ziehungen</li> <li>FB Domains</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ENS max</li> <li>ENS P95</li> <li>ENS Median</li> <li>ENS Mittelwert (berechnet)</li> <li>LOLE</li> </ul>
	<b>Parameter:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Last</li> <li>Residuallast</li> </ul>	<b>Remaining Available Margin (RAM):</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Optimierung RAM durch PST-Optimierung</li> <li>Reservierung von Kapazität (RAM) für CH NTC auf CORE CNECs</li> <li>Reservierung <math>\geq 30\%</math> des thermischen Limits für Austausch innerhalb CORE auf CORE CNECs</li> </ul>	<b>Behandlung CH:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>CH über NTC gemäss «A2+» angebunden</li> <li>ohne CH CNECs</li> </ul>	

Tabelle 9: Toolchain für das Verwenden von flow-based Domains in Marktsimulationen.

Das Durchführen der obigen Toolchain für den Base Case 2035, in dem die Schweiz über die NTC-Variante «A2+» angebunden ist, führt zu folgenden Ergebnissen (Vergleich der Simulationen mit 36 Wetterszenarien im NTC-Modus mit der kompletten flussbasierten Monte Carlo Simulation):

Ergebnisse BC 2035: ENS-Jahressummen [GWh/a]				
Simulationsmodus	Medianfall	Mittelwert	P95-Fall	Maximalfall
36 Wetterszenarien mit je einer durchschnittlichen Ausfallkombination, Verwendung von NTC	13	39	151	292
720 Monte Carlo Simulationen:				
36 Wetterszenarien mit je 20 stochastischen Ausfallkombinationen, Verwendung von flow-based Domains	17	54	183	468

Tabelle 10: Ergebnisvergleich von Simulationen auf Basis von NTC und 36 Wetterszenarien mit einer flussbasierten Monte Carlo Simulation.

Der Direktvergleich der Ergebnisse für die komplette flussbasierte Monte Carlo Simulation mit der Simulation nur bestehend aus den 36 Simulationen für die Wetterszenarien im NTC-Modus in Tabelle 10 zeigt, dass die Ergebnisse hinreichend vergleichbar sind.

### 5.3 Grenzen der Modellierung für die Dimensionierung von Reserve-Kraftwerken

Die vorliegende Studie basiert auf der Methodologie des ERAA der ENTSO-E, wobei aufgrund der hohen Anzahl an Szenarien gewisse Vereinfachungen getroffen wurden (siehe die vorigen beiden Abschnitte). Die ERAA-Methodologie sieht die Dimensionierung von Reservekraftwerken im Rahmen von Adequacy-Studien nicht vor. Reservekraftwerke, die als nicht am Markt einsetzbar definiert wurden, sind, wie im ERAA, a priori nicht in der Simulation enthalten.

Eine Dimensionierung von Reservekraftwerken müsste im Rahmen des ERAA für das Gesamtsystem erfolgen, da eine Analyse der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit regionale Aspekte aufweist, die über einzelne Gebotszonen bzw. Länder hinausgehen. Eine Dimensionierung für das Gesamtsystem wiederum müsste zumindest in Teilen iterativ erfolgen, was zu einem sehr hohen Ressourcenaufwand führen würde.

Die vorliegende Studie hat einen allfälligen Einsatz von Reservekraftwerken in der Schweiz, bzw. deren nötige Dimensionierung, für einige der 13 Stressszenarien analysiert. Für die Dimensionierung sind zwei verschiedene Einsatzarten möglich, kurativ und präventiv.

Ein kurativer Einsatz bedeutet, dass die Reserve-Kraftwerke als Strategische Reserve (SR) betrieben werden und der Abruf erst möglich wird, wenn der Day-Ahead Markt nicht schliesst, weil Erzeugung fehlt. Der kurative Einsatz wird nicht weiterverfolgt, da aufgrund der kurzen Vorlaufzeit (Vorabend) enorme, nicht darstellbare Leistungen nötig wären.

Beim präventiven Einsatz startet das Kraftwerk aufgrund einer sich abzeichnenden kritischen Situation eine vorgegebene Anzahl Wochen vor jener Woche, in der ohne das Reserve-Kraftwerk ENS auftritt. Zweck des präventiven Einsatzes ist primär die Einsparung von Speicherinhalt, der anschliessend in der kritischen Situation zusätzlich zur Verfügung steht. Für die Stressszenarien S1, S3 und S4, bei denen Stress in anderen Gebotszonen mit Knappheitssituationen innerhalb der Schweiz kombiniert wird, ist die Dimensionierung von Reservekraftwerken über das verwendete Modell aus den folgenden Gründen nicht sinnvoll:

- Das modellierte System, im Wesentlichen ERAA 2024, weist bereits im Base Case ENS auf, und zwar nicht nur in der Schweiz, sondern in zahlreichen Gebotszonen, wie die Ergebnisse des ERAA 2024<sup>20</sup> der ENTSO-E zeigen. Die getroffenen Annahmen für die Stressszenarien belasten ein bereits knappes System zusätzlich, und zwar erheblich, mit der Reduktion der französischen Kernkraft um 50% und der europaweiten Verfügbarkeit der Stromerzeugung aus Gas um 15% im Vergleich zum jeweiligen Base Case. Das führt dazu, dass zusätzlich installierte Reservekraftwerke zumindest teilweise immer auch andere Gebotszonen bedienen als nur die Schweiz. Dieser Effekt ist am stärksten, wenn die Knappheit in der Schweiz zu einem grossen Teil auf Energiedefizite in anderen Gebotszonen zurückzuführen ist, wie es in den Stressszenarien S1, S3 und S4 der Fall ist.
- Des Weiteren bestehen gewisse Grenzen bei der Modellierbarkeit der Speicherbewirtschaftung der Wasserkraft. Da die Studie von einem funktionierenden Strommarkt ohne weitere Eingriffe ausgeht, ist nicht gewährleistet, wie effizient ein Reservekraftwerk de facto die Füllstände in den Speicherseen «schont», d.h. auf höherem Niveau hält. Führt beispielsweise die kombinierte Mangellage bei der Gasverfügbarkeit und den französischen Kernkraftwerken zu einem Energiedefizit in Deutschland, werden sowohl die Wasserkraft als auch das (simulierte) CH-Reservekraftwerk exportieren, um dort ENS zu vermeiden, und es wird nicht zu einem höheren Speicherfüllstand in der Schweiz führen.

Soweit zu den Grenzen der Modellierung für die Stressszenarien S1, S3 und S4, die Stress im In- und Ausland kombinieren.

Für die Stressszenarien S5 und S6, die nur Stress im Inland annehmen, ist eine Modellierung zum Zweck der Reservedimensionierung sinnvoller, stösst aber ebenfalls an Grenzen. Die Ergebnisse einer Analyse des präventiven Einsatzes von Reservekraftwerken für die Stressszenarien S5 2030 und S5 2035 zeigen, dass die Effizienz von Reservekraftwerken beim Vermeiden von ENS sehr von der jeweiligen

---

<sup>20</sup> ERAA 2024

Marktsituation abhängt<sup>21</sup>. Ausgehend von der beobachteten ENS ohne Reserven wird über die Annahme einer Vorlaufzeit von maximal 10 Wochen die Auswirkung auf die ENS grob abgeschätzt.

Für die ENS von 2386 GWh im P95-Fall des Stresszenarios S5 2030 ergeben sich mit der groben Abschätzung nötige Reserven von mindestens 1400 MW:

$$NötigeReserve = \frac{ENS_{P95}}{1680 \text{ h}} = \frac{2386 \text{ GWh}}{1680 \text{ h}} = 1420 \approx 1400$$

Die Modellierung kommt hier zu einem vergleichbaren Ergebnis. Die simulierten Ergebnisse der Adequacy Analyse zeigen, dass mit rund 1'400 MW Reserven die ENS auf 20% (bzw. um 80%) reduziert werden kann.

Für die ENS von 4758 GWh im P95-Fall des Stresszenarios S5 2035 resultiert mit der groben Abschätzung, die die ElCom in ihrer Zusammenfassung verwendet, eine Mindestleistung von 2800 MW. Die Modellierung mit dem Zielwert einer ENS-Reduktion auf 20% kommt in diesem Fall zu keinem vergleichbaren Ergebnis. Die simulierten Ergebnisse zeigen, dass bereits mit rund 1'800 MW Reserven die ENS auf 20% (bzw. um 80%) reduziert werden kann. Für eine Reduktion auf 0% ENS bräuchte es dagegen deutlich mehr Leistung, ggf. auch mehr als 2800 MW.

Warum stützen die Modellergebnisse in einem Fall die Näherung, und in einem anderen Fall nicht?

Die grobe Approximation für S5 2035 nimmt an, dass Reservekraftwerke mit einer Leistung von 2832 MW 10 Wochen ununterbrochen produzieren und dass die 4758 GWh produzierte Energie die Produktion aus Speicherseen ersetzt, so dass der Füllstand hoch genug ist zum Zeitpunkt, wenn die erste ENS auftritt, um diese zu vermeiden. Das Modell weicht z.B. in folgenden Fällen von der Näherung ab (nicht abschliessend):

- Sobald die Marktsituation Export aus der Schweiz favorisiert oder erfordert, werden die Wasserkraft oder die Reservekraftwerke oder beide exportieren. Dies führt im Modell tendenziell zu einer höheren nötigen Reserveleistung als in der Näherung.
- Wenn Reservekraftwerke, in der Modellierung als Gaskraftwerke hinterlegt, produzieren und so die Speicherfüllstände schonen, steigen die Grenzkosten in der Schweiz. In Situationen, in denen Energie bei den Nachbarn vorhanden ist, werden diese, wie z.B. Frankreich, mehr in die Schweiz exportieren, was die Speicherfüllstände zusätzlich schont. Dies führt im Modell zu einer tieferen nötigen Reserveleistung als in der Näherung.

Aus den oben dargelegten Gründen ist die konkrete Reserve-Dimensionierung auf Basis des verwendeten Modells mit zu grossen Unsicherheiten behaftet, vor allem aufgrund der Grenzen und Unschärfen bei der Modellierung der Speicherbewirtschaftung. Der Einsatz von Reserven reduziert allerdings die beobachtete ENS, entsprechend lassen die Resultate der Simulation Rückschlüsse auf die Reserven zu.

---

<sup>21</sup> Die ElCom leitet die nötigen Reserven deshalb primär aufgrund der Resilienz-Kennzahlen aus der Winterproduktionsfähigkeit her und berücksichtigt aus der System Adequacy Modellierung primär die Wirkung einer Reserve auf die berechnete ENS.