

## Schlussbericht

---

# Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom

---

**Datum:** 1. Februar 2018

**Ort:** Zürich

**Auftraggeber:**

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

**Auftragnehmer:**

Forschungsstelle Energienetze ETHZ  
Sonneggstrasse 28, SOI  
CH-8092/ Zürich  
www.fen.ethz.ch

und

Universität Basel  
Forschungsstelle Nachhaltige Energie-  
und Wasserversorgung  
Peter Merian-Weg 6 / Postfach  
CH-4002 Basel

**Autoren:**

Dr. Turhan Demiray, FEN <sup>a</sup>, [demirayt@fen.ethz.ch](mailto:demirayt@fen.ethz.ch)  
Prof. Dr. Hannes Weigt, FoNEW <sup>b</sup>, [hannes.weigt@unibas.ch](mailto:hannes.weigt@unibas.ch)  
Dr. Giovanni Beccuti, FEN, [beccuti@fen.ethz.ch](mailto:beccuti@fen.ethz.ch)  
Dr. Ingmar Schlecht, FoNEW, [ingmar.schlecht@unibas.ch](mailto:ingmar.schlecht@unibas.ch)  
Jonas Savelsberg, FoNEW, [jonas.savelsberg@unibas.ch](mailto:jonas.savelsberg@unibas.ch)  
Moritz Schillinger, FoNEW, [moritz.schillinger@unibas.ch](mailto:moritz.schillinger@unibas.ch)

**Begleitung seitens BFE:** Walter Schlegel (Leitung)  
Olivier Baillifard

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

---

<sup>a</sup>Forschungsstelle Energienetze - ETH Zürich

<sup>b</sup>Forschungsstelle Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung - Universität Basel

## Abbildungsverzeichnis

4.1	Schematische Darstellung möglicher Interaktionen innerhalb einer Hydrokaskade	5
5.1	Szenariodimensionen für den deterministischen Ansatz	11
5.2	Szenariodimensionen für den probabilistischen Ansatz	11
5.3	Pumpkapazität der Schweiz	13
5.4	Erzeugungskapazitäten für die Angebotsvariante C. Für die sonstige Einspeisung (d.h. kleine WKK-Einheiten, Biomasse-Anlagen, KVA, Fernwärme) werden die standard Verhältnisse auch für die min- und max-Fälle verwendet.	14
5.5	Erzeugungskapazitäten für die Angebotsvariante EuI. Für die sonstige Einspeisung (d.h. kleine WKK-Einheiten, Biomasse-Anlagen, KVA, Fernwärme) werden die standard Verhältnisse auch für die min- und max-Fälle verwendet.	15
5.6	Erzeugungskapazitäten für die Angebotsvariante CuE. Für die sonstige Einspeisung (d.h. kleine WKK-Einheiten, Biomasse-Anlagen, KVA, Fernwärme) werden die standard Verhältnisse auch für die min- und max-Fälle verwendet.	16
5.7	Jährliche Nachfragemenge in Nachfragevariante WWB [6]. Die höchste Nachfrage tritt bei heissen Wetterbedingungen auf, da der Kühl- und Handel/Gewerbeverbrauch in diesem Fall deutlich ansteigt.	18
5.8	Jährliche Nachfragemenge in Nachfragevariante NEP [6]. Die höchste Nachfrage tritt bei heissen Wetterbedingungen auf, da der Kühl- und Handel/Gewerbeverbrauch in diesem Fall deutlich ansteigt.	18
5.9	Jährliche Nachfragemenge in Nachfragevariante POM [6]. Die höchste Nachfrage tritt bei heissen Wetterbedingungen auf, da der Kühl- und Handel/Gewerbeverbrauch in diesem Fall deutlich ansteigt.	19
5.10	Entwicklung der Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preise nach dem EU-Referenzszenario 2016 [8].	20
5.11	Entwicklung der Kraftwerkskapazität in den europäischen Nachbarländern nach dem EU-Referenzszenario 2016 [8].	21
5.12	Entwicklung der jährlichen Wind- und PV-Einspeisung in den europäischen Nachbarländern nach dem EU-Referenzszenario 2016 [8].	21
5.13	Entwicklung der jährlichen Nachfragemenge in den europäischen Nachbarländern nach dem EU-Referenzszenario 2016 [8].	22
5.14	Angepasste Entwicklung der Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preise [3, 5, 9, 2, 8, 11]	24
5.15	Entwicklung der Kraftwerkskapazität in den europäischen Nachbarländern bei hohem Transformationstempo [3, 5, 9, 2, 8, 11].	25
5.16	Entwicklung der jährlichen Wind- und PV-Einspeisung in den europäischen Nachbarländern bei hohem Transformationstempo [3, 5, 9, 2, 8, 11].	25
5.17	Entwicklung der jährlichen Nachfragemenge in den europäischen Nachbarländern bei hohem Transformationstempo [3, 5, 9, 2, 8, 11].	26
5.18	Netzmodell für den deterministischen Ansatz	29
5.19	Netzmodell für den probabilistischen Ansatz	30
5.20	Details des Netzmodells mit Grossregionen der Schweiz	31

5.21	Stündliche Last für eine Woche im Februar für das Szenario WWB-2020 in der Zürich-Zone, mit und ohne DSM. . . . .	33
5.22	Stündliche Reduktion der Last durch DSM-Verwendung für das ganze Jahr und für das Szenario WWB-2020 in der Zürich-Zone. . . . .	34
6.1	Jährliche Gesamterzeugung je Kraftwerkstyp für die NEP Nachtfragevariation. Die Werte basieren auf dem deterministischen Model und stellen die gewichteten Mittelwerte der Temperaturbedingungen und wetterbedingten Einspeisevariationen dar. . . . .	36
6.2	Variation der stündlichen Import/Exportflüsse je Grenzübergang für die NEP Nachtfragevariation. Die Werte basieren auf dem deterministischen Model und stellen die gewichteten Mittelwerte der Temperaturbedingungen und wetterbedingten Einspeisevariationen dar. . . . .	37
6.3	Kastengrafiken der allgemeinen Indikatoren für die Basisszenarien (probabilistischer Ansatz) . . . . .	41
6.4	Visualisierung der allgemeinen Indikatoren für das Basisszenario WWB-EuI-2035 (probabilistischer Ansatz) . . . . .	42
6.5	Visualisierung der spezifischen Indikatoren für das Basisszenario WWB-EuI-2035 (probabilistischer Ansatz) . . . . .	44
6.6	Jährliche Gesamterzeugung je Kraftwerkstyp. Die Werte basieren auf dem deterministischen Model und stellen die gewichteten Mittelwerte der Temperaturbedingungen und wetterbedingten Einspeisevariationen dar. . . . .	45
6.7	Variation der stündlichen Import/Exportflüsse je Grenzübergang. Die Werte basieren auf dem deterministischen Model und stellen die gewichteten Mittelwerte der Temperaturbedingungen und wetterbedingten Einspeisevariationen dar. . . . .	46
6.8	Kastengrafiken der allgemeinen Indikatoren für die EU-szenarien (probabilistischer Ansatz) . . . . .	49
6.9	Visualisierung der allgemeinen Indikatoren für das EU-Szenario NEP-EuI-2035 mit Verzögerung des Netzausbaus (probabilistischer Ansatz) . . . . .	50
6.10	Visualisierung der spezifischen Indikatoren für das EU-Szenario NEP-EuI-2035 mit Verzögerung des Netzausbaus (probabilistischer Ansatz) . . . . .	51
6.11	Jährliche Gesamterzeugung je Kraftwerkstyp. Die Werte basieren auf dem deterministischen Model und stellen die gewichteten Mittelwerte der Temperaturbedingungen und wetterbedingten Einspeisevariationen dar. . . . .	54
6.12	Variation der stündlichen Import/Exportflüsse je Grenzübergang. Die Werte basieren auf dem deterministischen Model und stellen die gewichteten Mittelwerte der Temperaturbedingungen und wetterbedingten Einspeisevariationen dar. . . . .	55
6.13	Kastengrafiken der allgemeinen Indikatoren für die Extremszenarien (probabilistischer Ansatz) . . . . .	61
6.14	Visualisierung der allgemeinen Indikatoren für das Szenario SC15 für das Jahr 2030 (WWB-EuI-2030, probabilistischer Ansatz) . . . . .	62
6.15	Visualisierung der spezifischen Indikatoren für das Szenario SC15 für das Jahr 2030 (WWB-EuI-2030, probabilistischer Ansatz) . . . . .	63

## Tabellenverzeichnis

5.1	Abschaltzeitpunkte der Schweizer Atomkraftwerke . . . . .	12
5.2	Wahrscheinlichkeiten Wetterbedingungen für den deterministischen Ansatz. . . . .	17
5.3	Wahrscheinlichkeiten Temperaturbedingungen für den deterministischen Ansatz. . . . .	19
5.4	Jahre für die wetterbedingte Einspeisung von Wind und PV . . . . .	22
5.5	Extremsituationen . . . . .	28
6.1	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz in den Basisszenarien mit Probabilistischem und Deterministischem Model . . . . .	38
6.2	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für Schweiz + Nachländer ( DE + AT + FR + IT ) in den Basisszenarien mit Probabilistischem und Deterministischem Model . . . . .	40
6.3	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz in den EU-Szenarien mit Probabilistischem und Deterministischem Model . . . . .	47
6.4	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für Schweiz + Nachländer ( DE + AT + FR + IT ) in den EU-Szenarien mit Probabilistischem und Deterministischem Model . . . . .	48
6.5	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz in den Extrem-Szenarien mit Probabilistischem und Deterministischem Model . . . . .	56
6.6	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für Schweiz + Nachländer ( DE + AT + FR + IT ) in den Extrem-Szenarien mit Probabilistischem und Deterministischem Model . . . . .	58
6.7	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz in den Extrem-Szenarien mit DSM in der Schweiz mit Probabilistischem und Deterministischem Model . . . . .	66
6.8	Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für Schweiz + Nachländer ( DE + AT + FR + IT ) in den Extrem-Szenarien mit DSM in der Schweiz mit Probabilistischem und Deterministischem Model . . . . .	68

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>ii</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>iii</b>
<b>1 Kurzfassung</b>	<b>1</b>
<b>2 Problemstellung</b>	<b>2</b>
2.1 Hintergrund . . . . .	2
2.2 Überblick . . . . .	2
<b>3 Vorgehen</b>	<b>3</b>
<b>4 Methodischer Ansatz</b>	<b>5</b>
4.1 Deterministischer Ansatz . . . . .	5
4.2 Probabilistischer Ansatz . . . . .	6
4.3 Allgemeine Indikatoren . . . . .	7
4.4 Spezifische Indikatoren . . . . .	8
<b>5 Szenarien für die System Adequacy Analyse</b>	<b>10</b>
5.1 Basisszenarien . . . . .	10
5.1.1 Angebot - Schweiz . . . . .	12
5.1.2 Nachfrage - Schweiz . . . . .	17
5.1.3 Brennstoffpreise und CO2-Preise . . . . .	20
5.1.4 Nachbildung des Auslands . . . . .	20
5.2 EU-Szenarien . . . . .	23
5.2.1 Angebot - Schweiz . . . . .	23
5.2.2 Nachfrage - Schweiz . . . . .	23
5.2.3 Brennstoffpreise und CO2-Preise . . . . .	23
5.2.4 Nachbildung des Auslands . . . . .	24
5.2.5 Einfluss der Verzögerung des Netzausbaus . . . . .	26
5.3 Extremszenarien . . . . .	26
5.3.1 Angebot - Schweiz . . . . .	26
5.3.2 Nachfrage - Schweiz . . . . .	27
5.3.3 Brennstoffpreise und CO2-Preise . . . . .	27
5.3.4 Nachbildung des Auslands . . . . .	27
5.3.5 Extremsituationen . . . . .	27
5.4 Nachbildung des Netzes für die Szenarien . . . . .	29
5.4.1 Deterministischer Ansatz . . . . .	29
5.4.2 Probabilistischer Ansatz . . . . .	29
5.4.3 Netzabbildung und europäischer Stromaustausch . . . . .	31
5.5 Demand-Side-Management (DSM) . . . . .	32

<b>6</b>	<b>Ergebnisse</b>	<b>35</b>
6.1	Basisszenarien . . . . .	35
6.2	EU-Szenarien . . . . .	45
6.3	Extremszenarien . . . . .	53
6.4	DSM-Szenarien . . . . .	64
<b>7</b>	<b>Ergebniszusammenfassung</b>	<b>69</b>
<b>8</b>	<b>Schlussfolgerungen und Ausblick</b>	<b>73</b>

# 1 Kurzfassung

Die vorliegende Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie (BfE) analysiert die zukünftige Entwicklung der Versorgungssicherheit im Strombereich in der Schweiz. Mit der Umwandlung des Kraftwerksportfolios im europäischen Umfeld von fossiler und nuklearer Stromerzeugung in Richtung erneuerbare Stromerzeugung stellt sich zunehmend die Frage nach der langfristigen Angemessenheit der Erzeugungs- und Systemkapazität in der Schweiz, auch Generation and System Adequacy (SA) oder im allgemeinen Sprachgebrauch Versorgungssicherheit genannt. Im Rahmen der Studie wird ein Gesamtkonzept zur Beurteilung der Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung relevanter Zeitbereiche und möglicher strategischer Entscheide der Bundespolitik entwickelt. Hierbei werden verschiedene Szenariokombinationen entwickelt, welchen potenzielle Entwicklungen in der Schweiz (Basisszenarien), in den EU-Nachbarländern (EU-Szenarien) sowie mögliche Extremszenarien zugrunde liegen. Diese werden mit Hilfe eines deterministischen und eines probabilistischen Ansatzes analysiert. Darüber hinaus werden zusätzliche Indikatoren für die Analyse der Versorgungssicherheit in der Schweiz entwickelt und angewandt, welche insbesondere die zentrale Bedeutung der Wasserkraft für die Schweiz berücksichtigen.

Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass auch in Zukunft die Versorgungssicherheit der Schweiz meistens als nicht kritisch zu betrachten ist, solange die Schweiz im Europäischen Strommarkt integriert bleibt. Bis mindestens 2025 und in den meisten betrachteten Fällen bis 2030 sind keine versorgungskritischen Situationen zu erwarten. Versorgungskritischen Lagen sind hauptsächlich durch europäische Versorgungsengpässe verursacht, wo die Limitierungen in vielen Situationen sich nicht auf die Generation beziehen sondern sich eher im Übertragungssystem manifestieren. Probleme im Bereich der Erzeugung treten tendenziell erst unter Annahme extremer Entwicklungen auf, wie etwa eines starken Rückgangs der Braun- und Steinkohlekapazitäten in Deutschland ohne gleichzeitige Kompensierung durch Investitionen in alternative Technologien. Auf jeden Fall sind die allfälligen Lastabwürfe in der Schweiz kein direktes Zeichen von mangelnden nationalen Erzeugungskapazitäten, da Ausfälle in Zeitintervallen passieren wo genug Erzeugungskapazität vorhanden wäre um das Land zu versorgen. Weiter ist es anzumerken dass die Schweiz, obwohl sie bei solchen Situationen - d.h. wegen grenzübergreifenden Netzinteraktionen - kleine Lastmengen verliert, gleichzeitig aus denselben Gründen von einer deutlich besseren Sicherheitsmarge profitiert, da z.B. sowohl eine frühere Senkung der Kernkraftwerkskapazitäten als auch eine Reduktion der Wasserkraftwerkskapazitäten keinen kritischen Effekt haben, in Anbetracht der Tatsache dass diese Ausfälle durch geeignete Energieimporte ausgeglichen werden.



## **2 Problemstellung**

### **2.1 Hintergrund**

Dieses Dokument fasst die Analyse zusammen, die im Rahmen der Studie *Modellierung der angemessenen Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom* seitens der Forschungsstelle Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung (Universität Basel) und der Forschungsstelle Energienetze (ETH Zürich) durchgeführt wurde. Zielstellung der Studie ist die Entwicklung eines umfassenden Konzepts zur Bewertung der Versorgungssicherheit (VS) über alle relevanten Zeitbereiche, welche die strategischen Entscheide der Bundespolitik berücksichtigen.

Eine solche Analyse beschäftigt sich mit der Evaluierung der langfristigen Angemessenheit der Erzeugungs- und Systemkapazität, insbesondere in Bezug auf die Umwandlung des Kraftwerksportfolios von fossiler und nuklearer Stromerzeugung in Richtung erneuerbare Stromerzeugung sowohl in der Schweiz als auch im europäischen Umfeld. Die somit erhaltenen numerischen Resultate werden durch geeignete Indikatoren dargestellt, mit besonderem Schwerpunkt auf die Speicherinhalte der Schweizer Wasserkraft.

### **2.2 Überblick**

Im Abschnitt [3](#) wird das allgemeine Vorgehen kurz präsentiert, das dann detaillierter in Bezug auf die Modellierungs- und Analysenaspekte im Abschnitt [4](#) präsentiert wird. Abschnitt [5](#) gibt einen Überblick über die Szenarien, die analysiert werden und Abschnitt [6](#) präsentiert die abgeleiteten numerischen Resultate. Letztere werden im Abschnitt [7](#) zusammengefasst und Schlussfolgerungen werden im Abschnitt [8](#) angegeben.

### 3 Vorgehen

Das Ziel der Analyse besteht darin, das Verhalten des Stromsystems in der Schweiz und in den Nachbarländern über mehrere langfristige Szenarien in Bezug auf dessen Versorgungssicherheit zu bewerten. Jedes Szenario entspricht einer bestimmten Konfiguration in Bezug auf Jahr, Netzzustand und Energiepolitik, die wiederum den Erzeugungsmix und die Nachfrage bestimmt. Da das Systemverhalten von Natur aus von Wetterbedingungen beeinflusst wird, werden zudem mehrere Konstellationen analysiert indem jedes Szenario für unterschiedliche Wetterlagen simuliert wird. Betreffend diesen Aspekt werden zudem zwei Ansätze angewandt, um diese Korrelation numerisch zu quantifizieren: Der erste Ansatz verwendet ein knotenscharfes Modell für das Schweizer Übertragungsnetz und berücksichtigt neben durchschnittliche Rahmenbedingungen meteorologische Extremszenarien, um zu verifizieren, dass das System auch für solche Fälle sicher ist. Der zweite Ansatz verwendet hingegen ein vereinfachtes zonales Modell für das Netz in der Schweiz, was eine detailliertere Analyse bezüglich der Wetterbedingungen erlaubt, d.h. mit einer höheren Anzahl von Varianten, die zudem das tatsächliche historische Verhalten reflektieren.

Der erste Ansatz bildet dementsprechend eine deterministische Analyse des Systems, da voneinander unabhängige, eigenständige Szenarien betrachtet werden, wobei die zweite Methodik das ganze Spektrum der Wetterbedingungen kontinuierlich beinhaltet um die probabilistische Komponente des Wetters zu erfassen.

Für beide Methoden und für eine gegebene Kombination bestehend aus Szenario und Wetterlage wird dann der optimale stündliche Kraftwerkeinsatz (optimal dispatch) über das ganze Jahr bestimmt. Beide Modellansätze sind dabei als Kostenoptimierung ausgelegt: die gegebene stündliche Nachfrage wird unter Berücksichtigung der vorhandenen Kraftwerks- und Netzkapazitäten kostengünstigst gedeckt. Lastflüsse werden mittels des DC-Lastflussansatzes abgebildet. Die Kraftwerkskapazitäten sind durch die jeweiligen Szenarien vorgegeben. Erzeugungskosten für fossile und nukleare Kraftwerke sind durch exogene Kostenannahmen definiert. Für Wasserkraftwerke werden Wasserverfügbarkeit und Speicherkapazitäten berücksichtigt um die optimale Einsatzplanung zu ermitteln. Bei den thermischen Kraftwerken werden saisonale Verfügbarkeiten auf Basis historischer Verfügbarkeiten dieser Kraftwerke je Technologie berücksichtigt. Somit sind gewisse Einschränkungen dieser Kraftwerke im Sommer, sowie Ausfälle durch Revisionsarbeiten unter der Annahme berücksichtigt, dass diese Ausfälle auch in zukünftigen Jahren zu ähnlichen Zeitpunkten, wie in der Vergangenheit, auftreten. Aus den verwendeten Daten geht hervor, dass thermische Kraftwerke ihre Revisionsarbeiten vor allem in den Sommermonaten durchführen. Bei der Wasserkraft ist eine über das Jahr hinweg gleichbleibende technische Verfügbarkeit angenommen, wobei die Produktion von den saisonalen Wasserzuflüssen abhängig ist. Wenn es physikalisch unmöglich ist die Last mit den vorhandenen Erzeugungs- und Netzkapazitäten zu versorgen, wird als letzte Option ein Teil der Last abgeworfen. Diese Möglichkeit ist implementiert, indem die abgeworfene Last in die Zielfunktion mit Kosten von 10.000 Euro pro MWh einfließt.

Das Verhalten des Systems, oder mit anderen Worten das Ergebnis der Optimierung, wird nachher durch angemessene Indikatoren bewertet: Kommt es während des Jahres zu Lastabwürfen, weist die gewählte Szenario / Wetterlage – Kombination auf Versorgungsengpässe hin. Das ist aber nicht der einzige Aspekt, der von Interesse ist, da es auch relevant ist zu wissen, wie nahe

man an der Möglichkeit von Lastabwürfen steht, und im Allgemeinen, wie gestresst das System in unterschiedlichen Konstellationen ist. Zudem ist der Einsatz der Wasserkraft besonders für die Schweiz ein wichtiger Faktor, da sie mit ihrer gespeicherten Energie eine signifikante Reserve darstellt.

## 4 Methodischer Ansatz

### 4.1 Deterministischer Ansatz

Im Rahmen des deterministischen Ansatzes werden die in Kapitel 5 dargestellten Szenarien mit dem nodalen Strommarktmodell Swissmod [16] analysiert. Swissmod ist ein numerisches Modell des Schweizer Strommarktes unter Berücksichtigung der Nachbarländer Deutschland, Österreich, Italien und Frankreich. Entsprechend der Annahmen der Szenarien wurden Erzeugungskapazitäten, Übertragungskapazitäten, Zeitreihen für die Nachfrage und die Einspeisung durch Erneuerbare, sowie Annahmen zu CO<sub>2</sub> und Brennstoffpreisen als Inputparameter verwendet.

Swissmod umfasst sowohl eine detaillierte Repräsentation des Schweizer Hochspannungsnetzes (vgl. Kapitel 5.4.1) als auch der Wasserkraft in der Schweiz. Basierend auf der Datenbank Hydro-GIS [13] wurden Hydrokaskaden gebildet, welche es durch eine detaillierte Abbildung der Verknüpfungen zwischen Wasserkraftwerken und Speicherseen erlauben, Interaktionen zwischen Ober- und Unterliegern in das Optimierungsproblem einzubeziehen (vgl. Abbildung 4.1).

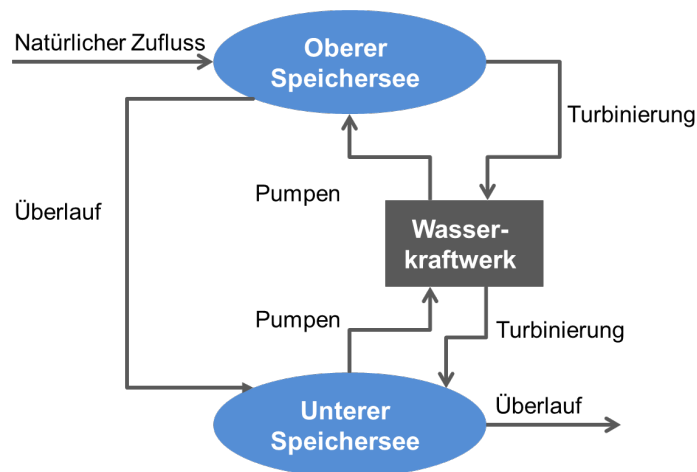


Abbildung 4.1: Schematische Darstellung möglicher Interaktionen innerhalb einer Hydrokaskade

Durch die genaue räumliche Verortung der einzelnen Elemente innerhalb der Hydrokaskaden lassen sich zudem ortsscharfe Abflussmuster und deren saisonale Variabilität [1] eindeutig zuordnen. Weitere Erzeugungskapazitäten, wie thermische Kraftwerke, Wind- und Solaranlagen fließen ebenfalls räumlich disaggregiert in das Modell ein (vgl. Kapitel 5). Die EU-Nachbarländer werden in räumlich aggregierter Form in das Modell integriert, wobei weiterhin ein detaillierter Kraftwerkspark mit entsprechenden Kostenstrukturen zugrunde liegt. Das Modell wird als deterministisches Kostenminimierungsproblem über ein Jahr in stündlicher Auflösung (8760 Stunden) in GAMS<sup>1</sup> umgesetzt. Das Modell wurde für das Basisjahr 2014 kalibriert und für die Analyse aller in Kapitel 5 dargestellten Szenarien angewandt.

<sup>1</sup>General Algebraic Modeling System (GAMS, [www.gams.com](http://www.gams.com); ein Programm zur Berechnung von numerisch-mathematischen Modellen.

## 4.2 Probabilistischer Ansatz

Jedes Szenario wird mit einem probabilistischen Untersuchungsansatz analysiert, der im Rahmen dieser Studie aus einer Montecarlo-Methode besteht. Es handelt sich dabei um eine Vielzahl von Simulationen mit Zufallsverläufen der stochastischen Variablen, die genau durch das iterierte Wiederholen von variierenden Rahmenbedingungen den probabilistischen Aspekt des Problems abbildet. Ergebnis sind die Wahrscheinlichkeitsverteilungskurven für die gewünschten Ausgangswerte und die definierten VS-Indikatoren.

Für die Schweiz weisen folgende Parameter ein stochastisches Verhalten auf:

- PV-Einspeisung
- Wind-Einspeisung
- Wasserverfügbarkeit
- Last

Diese Werte von unabhängigen Verteilungskurven wiederholt abzutasten, bis sich eine realistische Abbildung ihrer stochastischen Natur ergibt, wäre prinzipiell möglich, würde aber sehr schnell den Analyserahmen sprengen und die Problemlösung signifikant erschweren. Dieses Problem kann vermieden werden, da die aufgelisteten Parameter korreliert sind und direkt von Wetterbedingungen abhängen. Dementsprechend wird die Annahme getroffen, dass die Last und PV-/Wind-Generation direkt durch Wetterverhältnisse bestimmt werden. Um realistisch variierende Parameter zu verwenden, wurde die Wahl getroffen, Datenreihen für das Zeitintervall 1995-2014 zu verwenden, d.h. 20 historische Wetterjahre [15], was einer Erweiterung im Vergleich zu bisherigen Studien [4] und [10] entspricht, die 11 respektive 14 Wetterjahre benutzen. Für die Last werden diese Jahre nach kalten, mittleren und heißen Wetterbedingungen eingeordnet, basierend auf den Temperaturdaten, und für jedes Jahr wird dann das entsprechende Szenariolastprofil von der gelieferten Kurvenmenge verwendet; für PV/Wind werden die Generationsprofile für jedes Wetterjahr auf die entsprechende installierte Kapazität im betrachteten Szenario skaliert.

Die Wasserverfügbarkeit wird anders abgebildet indem 9 unterschiedliche Fälle von hydrologischen Verhältnissen betrachtet werden, wobei 2 davon tiefen, 5 mittleren und 2 hohen Produktionsniveaus aus Wasserkraft entsprechen. Dieser Ansatz ist ebenfalls konsistent mit den Analysen in [4] und [10], ist aber gleichzeitig detaillierter da diese Studien ausschliesslich 3 diskrete Varianten enthalten.

Insgesamt werden dementsprechend für jedes Szenariojahr  $20 \times 9 = 180$  mögliche Wetter- und Wasserverfügbarkeit-Kombinationen, oder 180 Monte-Carlo-Jahre, verwendet. Für die Basis-szenarien und EU-Szenarien (vgl. Abschnitte 5.1 und 5.2) werden alle 180 Fälle untersucht und simuliert. Für die Extremszenarien (vgl. Abschnitt 5.3) hingegen werden nur 9 von 20 Wetterjahren und 4 von 9 hydrologischen Verhältnissen für insgesamt  $9 \times 4 = 36$  Kombinationen berücksichtigt. Diese Wahl wurde getroffen da diese Szenarien gezielt nur extreme Verhältnisse bezüglich der Wetterbedingungen und der Wasserverfügbarkeit anpeilen: Es werden deswegen nur die Wetterjahre betrachtet die wenig PV/Wind Produktion haben (9 von 20) und nur Fälle analysiert die eine unterdurchschnittliche hydrologische Leistung aufweisen (4 von 9).

Für das Ausland werden die Wetterjahre 1995-2014 für die PV/Wind-Generation benutzt, die

Wasserverfügbarkeit und Last bleiben aber unverändert im Rahmen der Montecarlo-Analyse (sie variieren aber in Bezug auf das betrachtete Jahr je nach langfristigem Szenario).

### 4.3 Allgemeine Indikatoren

Für VS-Studien existieren einige Standardindikatoren, die in der wissenschaftlichen Literatur und industriellen Praxis normalerweise verwendet werden. Da eine Sicherheitsanalyse von Natur aus implizit mit einem Risikofaktor verbunden ist, können diese Indikatoren auch in Bezug auf probabilistische Aspekte ausgedrückt werden, die in diesem Zusammenhang letztendlich den Wetterbedingungen entsprechen und die das Verhalten der Last, der erneuerbaren Energien und der Wasserkraft bestimmen.

In Anbetracht dessen werden unten die Indikatoren zwar als deterministische Werte definiert - d.h in Bezug auf eine fixierte Szenario/Wetterlage-Kombination - können aber mit einer probabilistischen Formulierungen erweitert werden: Obwohl nur der zweite Ansatz eine umfassende probabilistische Darstellung beinhaltet (vgl. Abschnitt 4.2), verwendet auch der erste Ansatz mehrere Wetterlagen für jedes Szenario (vgl. Abschnitt 4.1), was auch eine probabilistisch bedingte Formulierung impliziert. Wenn z.B. für eine gegebene Szenario/Wetterlage-Kombination  $s$  und  $w$  und für einen gewählten Indikator einen Wert  $X(s, w)$  bestimmt wird, können mehrere Wetterlagen simuliert und den Schnittwert über diese wie folgt berechnet werden:

$$X_{avg}(s) = \sum_{w=1}^W p_w \cdot X(s, w) \quad (1)$$

wo  $W$  die Anzahl der zu simulierenden Wetterlagen bezeichnet und  $p_w$  deren Ereigniswahrscheinlichkeit<sup>2</sup>. Andere statistische Parameter können ähnlich abgeleitet werden.

Die in der Studie betrachteten allgemeinen Indikatoren sind:

- Energy Not Served (ENS), in GWh pro Jahr, beschreibt das Ausmass der erwarteten nicht gedeckten Last, d.h. die Nachfrage die durch unzureichende verfügbare Erzeugungskapazitäten oder durch Netzengpässe nicht gedeckt werden kann:

$$ENS = \sum_{h=1}^{8760} LostLoad(h) \quad (2)$$

wo  $LostLoad(h)$  die abgeworfene Last in der  $h^{ten}$  Stunde ist.

- Loss of load (LOL), in Stunden pro Jahr, beschreibt die Anzahl der Stunden im Jahr, in denen ein Teil der Last abgeworfen wird:

$$LOL = \sum_{h=1}^{8760} LOLF(h) \quad (3)$$

wo Loss of load flag (LOLF), das Ereignis beschreibt dass ein Teil der Last in der  $h^{ten}$  Stunde

---

<sup>2</sup>Für den ersten Ansatz werden die entsprechenden Wahrscheinlichkeiten in Tabellen 5.3 und 5.2 angegeben. Für den zweiten Ansatz beträgt  $p_w$  entweder  $\frac{1}{180}$  oder  $\frac{1}{36}$ , wie im Abschnitt 4.2 beschrieben.

abgeworfen wird, da die einsetzbare <sup>3</sup> Kapazität  $K(h)$  kleiner als die entsprechende Nachfrage  $L(h)$  ist, d.h.  $LOLF(h)$  ist eine Flag-Variable, die gleich 1 ist wenn  $K(h) < L(h)$  und sonst gleich 0 ist.

- Loss of load probability (LOLP) beschreibt die Wahrscheinlichkeit dass Lastabwürfe in der  $h^{ten}$  Stunde auftreten.

$$LOLP(h) = \sum_{w=1}^W p_w \cdot LOLF(w, h) \quad (4)$$

- Reserve Capacity Margin (RCM), in GW, beschreibt die verbleibende Kapazität im System in der  $h^{ten}$  Stunde:

$$RCM(h) = C_D(h) - (L(h) - P_{PV}(h) - P_{Wind}(h) - P_{ROR}(h)) \quad (5)$$

wo  $C_D(h)$  die installierte Kapazität der steuerbaren (dispatchable) Anlagen ist,  $L(h)$  die Nachfrage,  $P_{PV}(h)$  die Einspeisungen von PV,  $P_{Wind}(h)$  die Einspeisungen von Wind und  $P_{ROR}(h)$  die Einspeisungen von Laufwasser-Einheiten. Es wird auch ein durch die Last skaliertes Wert von verbleibender Kapazität  $RCML$  verwendet:

$$RCML(h) = \frac{RCM(h)}{L(h)} \quad (6)$$

#### 4.4 Spezifische Indikatoren

In einem von Wasserkraft dominierten Stromsystem wie dem der Schweiz spielt die in Reservoirs gespeicherte Energie eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit. Um diesem Umstand gerecht zu werden und die Rolle des Speichers für die Versorgungssicherheit zu quantifizieren, wurden im Rahmen dieses Projektes neue Indikatoren entwickelt, auch in Anbetracht der Tatsache dass bisher in der Literatur oder in der Industrie keine standardisierten Metriken zu diesem Zweck existieren.

Wie im Abschnitt 4.3 erwähnt ist es zudem möglich auch für diese Indikatoren die üblichen statistischen Parameter anhand von der unten aufgelisteten deterministischen Definition zu berechnen.

Als Grundlage für die neuen Indikatoren muss in einem ersten Schritt der Speicherinhalt in Relation zur Nachfrage bewertet werden. Hierfür werden zwei Hilfsvariablen definiert:  $R(h1)$  gibt den gesamten Schweizer Speicherreservoirs der Wasserkraft gespeicherte Energie in der Stunde  $h1$  in MWh an und  $D(h1, h2)$  die summierte Residuallast von Stunde  $h1$  bis Stunde  $h2$ . Die Residuallast ist dabei als Gesamtlast abzüglich Erzeugung aller inländischen Kraftwerke sowie abzüglich der Zuflüsse zu Speicherkraftwerken, allerdings ohne die Erzeugung von Speicherkraftwerken, definiert.

Die beiden spezifischen Indikatoren erfassen dann den Speicherbedarf um eine bestimmte Lastdeckung zu erreichen bzw. den Überschuss in Relation zu diesem Ziel:

---

<sup>3</sup>Die einsetzbare Kapazität ist die verfügbare Erzeugungskapazität die eingesetzt werden darf ohne dass Netzverlustungen entstehen.

- Der Speicherbedarf (SB), in GWh, beschreibt die zusätzlich gespeicherte Energie die benötigt würde um die Residuallast ab einer bestimmten Stunde  $h1$  über eine angegebene Zeitspanne  $T$  zu decken, unter der Annahme dass keine Importe/Exporte an den Grenzen stattfinden.  $SB$  kann so formuliert werden:

$$SB(h1, T) = 0 \text{ wenn } R(h1) \geq D(h1, h1 + T) \quad (7)$$

$$SB(h1, T) = D(h1, h1 + T) - R(h1) \text{ wenn } R(h1) < D(h1, h1 + T) \quad (8)$$

Dabei sind  $R(h1)$  und  $D(h1, h2)$  wie oben definiert sind.

Die Ziel-Zeitspanne ist dabei als extern zu definierender Input-Parameter für die Berechnung des Indikators notwendig. Im Rahmen dieser Studie wird der Indikator für die Zeitspannen 1 Woche, 2 Wochen, 1 Monat und 2 Monate berechnet.

- Der Speicherpuffer (SP), in GWh, beschreibt den gespeicherten Energieüberschuss bzw. Energiemangel in Bezug auf das Ziel, ab einer bestimmten Stunde  $h1$  über einen angegebenen Zeitraum  $T$  die Residuallast mittels Speicher decken zu können, unter der Annahme dass keine Importe/Exporte an den Grenzen stattfinden:

$$SP(h1, T) = R(h1) - D(h1, h1 + T) \quad (9)$$

wo  $R(h1)$  und  $D(h1, h2)$ ; wie oben definiert sind. Von (8) und (9) ist es leicht zu entnehmen dass  $SB = -SP$  wenn die vorhandene Energie für den gewählten Horizont  $T$  nicht ausreichend ist. Zudem werden gleiche Zeitspannen (1 Woche, 2 Wochen, 1 Monat und 2 Monate) verwendet wie für  $SB$ .



## 5 Szenarien für die System Adequacy Analyse

Um die zukünftige Versorgungssicherheit der Schweiz zu quantifizieren, wurden in dieser Studie eine Reihe möglicher zukünftiger Entwicklungen im Schweizer und europäischen Stromsektor betrachtet. Drei Sets an Szenarien, die Basisszenarien, die EU-Szenarien und die Extremszenarien wurden dafür definiert und analysiert. Während den Basisszenarien optimistischere Annahmen über die Zukunft zu Grunde liegen, betrachten die EU- und Extremszenarien kritischere Situationen für die zukünftige Versorgungssicherheit der Schweiz.

Die in dieser Studie betrachteten Szenarien basieren zum Teil auf den Energieperspektiven 2050 [6] definierten Angebots- und Nachfragevarianten für die Schweiz, wobei für die Nachfrageszenarien unter anderem der Einfluss der neuen Bevölkerungsszenarien des BFS berücksichtigt wurde<sup>4</sup>.

Mögliche zukünftige Entwicklungen im Stromsektor in den europäischen Nachbarländern Deutschland, Frankreich, Österreich und Italien basieren auf dem europäischen Referenzszenario 2016 [8] sowie nationalen Szenarien. Neben möglichen zukünftigen Entwicklungen im Schweizer und europäischen Stromsektor werden drei Wetterbedingungen und drei Temperaturbedingungen berücksichtigt, die die Erzeugung aus erneuerbaren Energien (inklusive Wasserkraft) und die Nachfrage beeinflussen. Nachfolgend werden die Details zu den betrachteten Szenarien näher erläutert.

### 5.1 Basisszenarien

Die Basisszenarien setzen sich aus den drei Szenariodimensionen Politikvariante, Jahr und Wetter- bzw. Temperaturbedingung zusammen wie in den Abbildungen 5.1 und 5.2 für die unterschiedlichen (deterministischen/probabilistischen) Ansätze verdeutlicht<sup>5</sup>.

Basierend auf den Energieperspektiven 2050 [6] und den angepassten Bevölkerungsszenarien des BFS werden die drei Nachfragevarianten (NEP, POM, WWB) definiert. Jede Nachfragevariante wird dann mit den drei Angebotsvarianten (C, CuE, EuI), welche auf die Energieperspektiven basieren, kombiniert. In dieser Studie wird dabei ein Zeithorizont von 2017 bis 2035 analysiert. Entsprechend werden für jede Nachfrage/Angebotsvariation fünf Jahresscheiben simuliert. Da sowohl das Angebot als auch die Nachfrage in Abhängigkeit der Wetter- bzw. Temperaturbedingungen variieren, werden zuletzt noch jeweils drei Variationen mit jeweils durchschnittlichen und extremen Ausprägungen simuliert.

Basierend auf den Szenariodimensionen und möglichen Kombinationen ergeben sich 45 Basisszenarien (3 Angebotsvarianten x 3 Nachfragevarianten x 5 Stützjahre), wobei jedes Basisszenario für die unterschiedlichen Temperatur- und Wetterkombinationen betrachtet wird. Für die Kalibrierung der in dieser Studie verwendeten Modelle wurde zusätzlich ein Szenario für das Jahr 2014 mit einer Angebots- und Nachfragevariante definiert.

<sup>4</sup><https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/bevoelkerung/zukuenftige-entwicklung.assetdetail.350324.html>

<sup>5</sup>Der Szenarienbaum für die Nachfragevariante POM in den Abbildungen 5.1 und 5.2 gilt auch für die Nachfragevarianten NEP und WWB

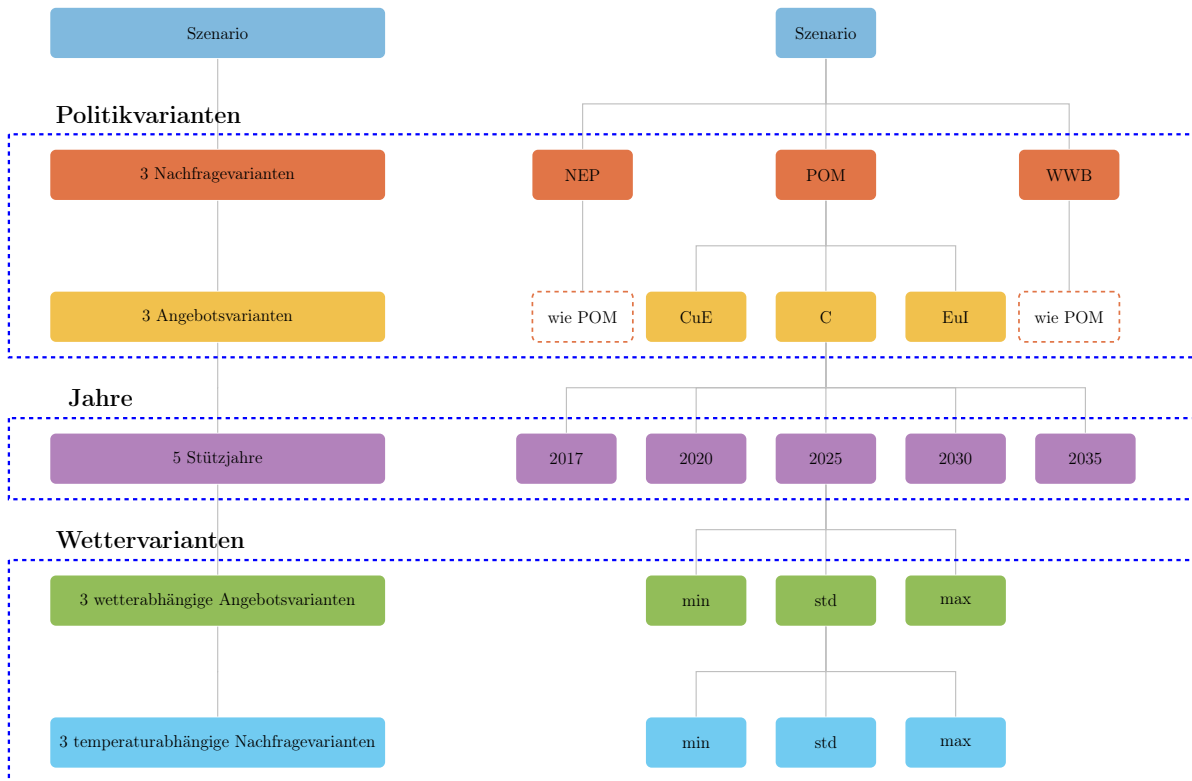


Abbildung 5.1: Szenariodimensionen für den deterministischen Ansatz

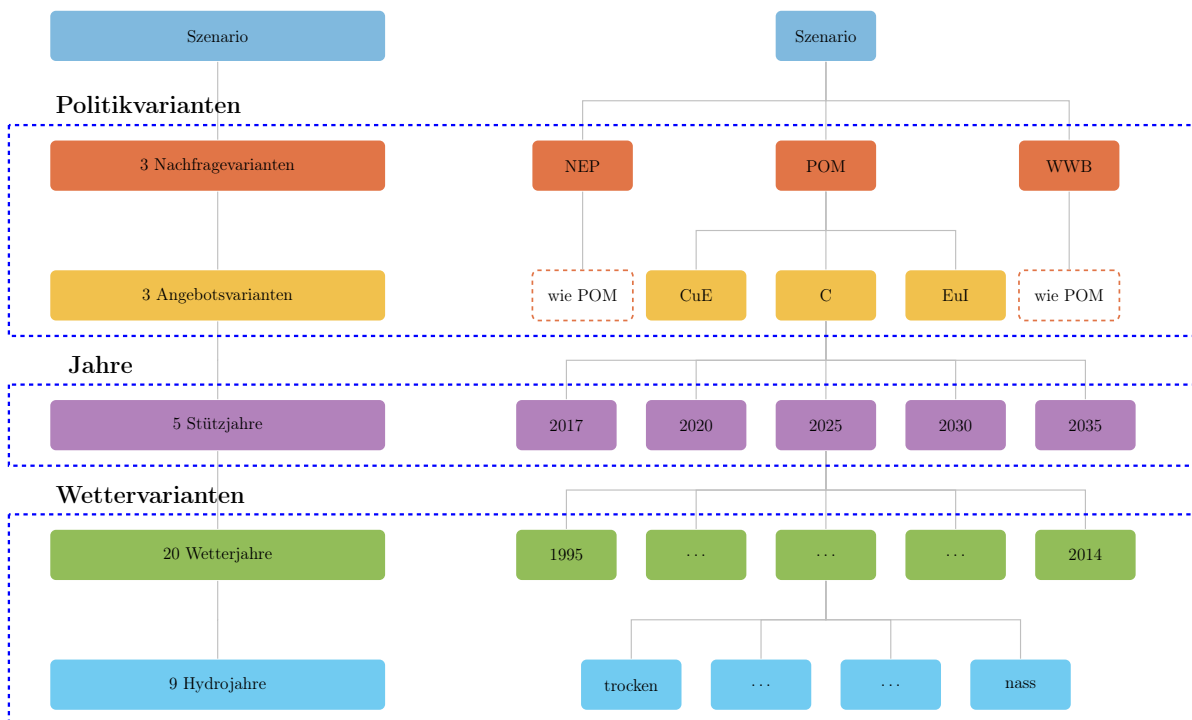


Abbildung 5.2: Szenariodimensionen für den probabilistischen Ansatz

### 5.1.1 Angebot - Schweiz

Die Entwicklung des zukünftigen Schweizer Kraftwerkparcs bis 2035 basiert auf drei politisch definierten Angebotsvarianten der Energieperspektiven 2050 [6]:

- Fossil zentral (C)
- Erneuerbare Energien und Importe (EuI)
- Fossil und Erneuerbare Energien (CuE)

Während der kostenminimale Einsatz der Wasserkraftwerke, der Atomkraftwerke sowie der Gas-und-Dampf Kombikraftwerke (Fossil) in den in diesem Projekt verwendeten Strommarktmodellen optimiert wird, wird die Einspeisung aus den Erneuerbaren Technologien Wind und PV sowie die Einspeisung aus Biomasse-Anlagen, kleinen Kraftwärmekopplungsanlagen, Kehrlichtverbrennungsanlagen sowie Fernwärmeanlagen (sonstige Einspeisung) exogen vorgegeben. Dementsprechend werden für diese Technologien keine Kapazitäten, sondern Einspeisezeitreihen in den Modellen berücksichtigt.

In allen drei Angebotsvarianten (C, EuI und CuE) ist die Entwicklung der Kapazität der Wasserkraftwerke, der Pumpen und der Atomkraftwerke identisch. Die Schweizer Atomkraftwerke werden nach Ende ihrer Laufzeit abgestellt. Die nachfolgende Tabelle gibt eine Übersicht über die in dieser Studie angenommenen Jahre, in denen die einzelnen Schweizer Atomkraftwerke abgeschaltet werden. Das erste Atomkraftwerk wird dementsprechend im modellierten Jahr 2020 bereits abgeschaltet sein, das letzte dann im Modelldurchlauf für 2035.

Atomkraftwerk	Jahr der Abschaltung
Muehleberg	2019
Beznau 1 & 2	2022
Goesgen	2029
Leibstadt	2034

Tabelle 5.1: Abschaltzeitpunkte der Schweizer Atomkraftwerke

Die Kapazität der Schweizer Wasserkraft steigt bis 2035 leicht an. Die Entwicklung der Pumpkapazität der Schweizer Pumpspeicherkraftwerke ist in Abbildung 5.3 dargestellt. Die Anstiege in den Jahren 2014, 2017 und 2020 sind auf die Inbetriebnahme von Linth Limmern, Nante de Drance und Veytaux II der Forces Motrices Hongrin-Léman S.A. (FMHL), in 2017 zurückzuführen. Während die Pumpkapazität in der Schweiz durch die Inbetriebnahme dieser Kraftwerke bis 2020 um rund die Hälfte ansteigt, wird hier angenommen, dass sie ab 2020 konstant bleibt.

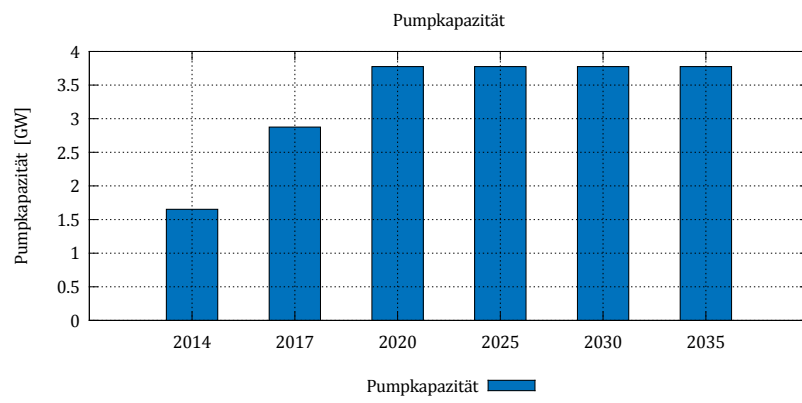


Abbildung 5.3: Pumpkapazität der Schweiz

In der **Angebotsvariante C** (vgl. Abbildung 5.4) werden die Kernkraftkapazitäten vor allem durch den Ausbau von Gas-und-Dampf Kombikraftwerken (Fossil) ersetzt (Abbildung 5.4). Die Einspeisung aus Wind und Solar sowie die sonstige Einspeisung (inkl. Biomasse) entwickeln sich entsprechend der Förderung und den Investitionsbedingungen [6]. Für die Modelldurchläufe werden die Einspeisungen aus erneuerbaren Quellen als exogen angenommen, während die Erzeugung aus fossilen Kraftwerken, Kernkraftwerken und Wasserkraft endogen ermittelt wird. Die installierten Kapazitäten stellen daher die möglichen Erzeugungsoptionen der einzelnen Angebotsszenarien dar. Ebenso werden Importe und Exporte endogen ermittelt.

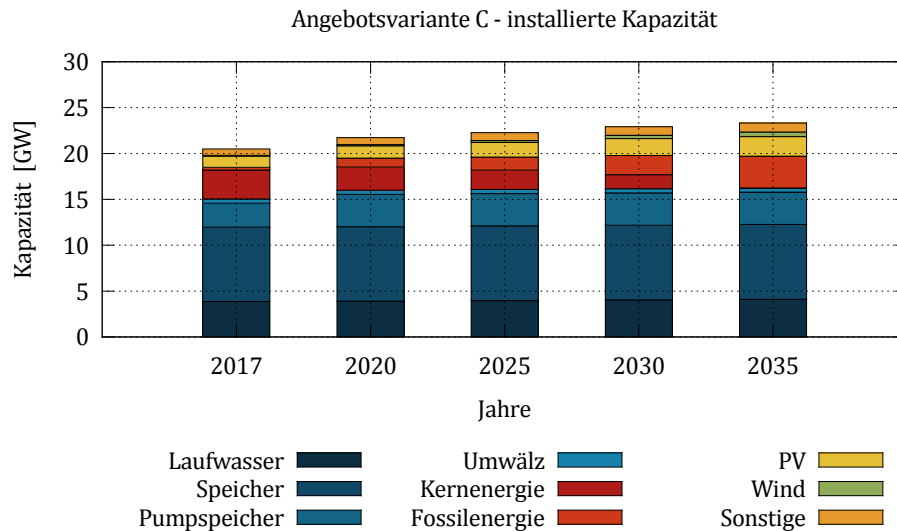


Abbildung 5.4: Erzeugungskapazitäten für die Angebotsvariante C. Für die sonstige Einspeisung (d.h. kleine WKK-Einheiten, Biomasse-Anlagen, KVA, Fernwärme) werden die standard Verhältnisse auch für die min- und max-Fälle verwendet.

In der **Angebotsvariante Eul** (vgl. Abbildung 5.5) werden die Kernkraftkapazitäten durch einen starken Ausbau der Erneuerbaren Energien aus Wind und PV sowie durch Stromimporte aus den Nachbarländern gedeckt [6]. Neben Wind und PV wird ebenfalls vermehrt Energie aus Biomasse-Anlagen eingespeist (Biomasse-Anlagen als Teil von sonstiger Einspeisung) (Abbildung 5.5).

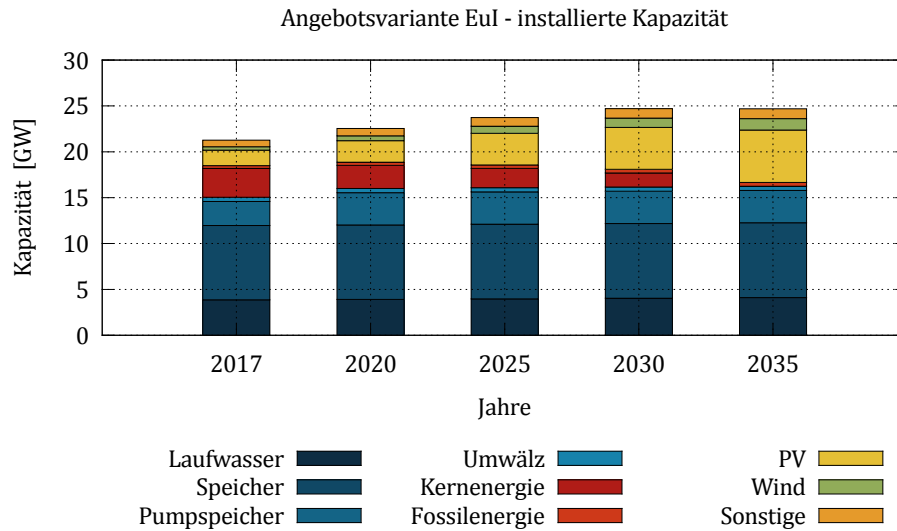


Abbildung 5.5: Erzeugungskapazitäten für die Angebotsvariante Eul. Für die sonstige Einspeisung (d.h. kleine WKK-Einheiten, Biomasse-Anlagen, KVA, Fernwärme) werden die standard Verhältnisse auch für die min- und max-Fälle verwendet.

In der **Angebotsvariante CuE** (vgl. Abbildung 5.6) entwickeln sich die Erneuerbaren Energien aus Wind und PV sowie die sonstige Einspeisung äquivalent zur Variante EuI (Abbildung 5.6). Angebotsdefizite werden jedoch nicht durch Importe, sondern durch einen gemässigten Zubau von Gas-und-Dampf Kombikraftwerke (Fossil) gedeckt [6].

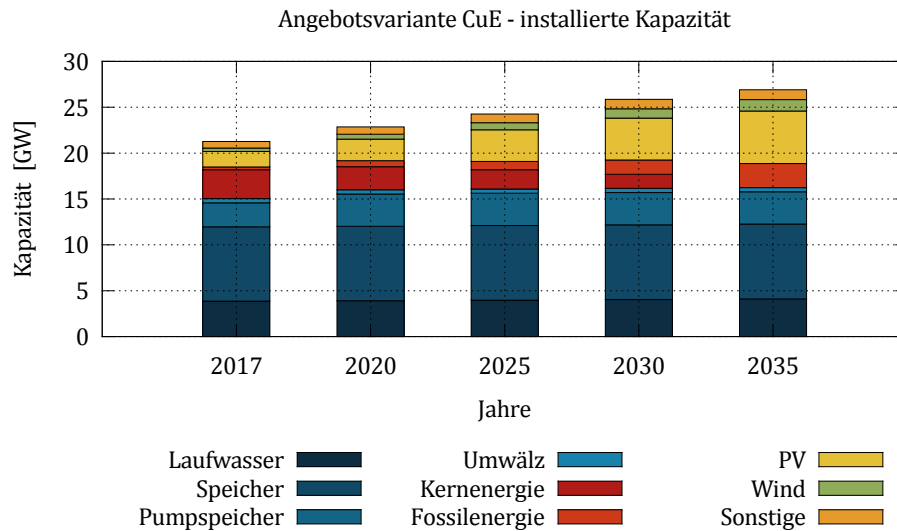


Abbildung 5.6: Erzeugungskapazitäten für die Angebotsvariante CuE. Für die sonstige Einspeisung (d.h. kleine WKK-Einheiten, Biomasse-Anlagen, KVA, Fernwärme) werden die standard Verhältnisse auch für die min- und max-Fälle verwendet.

Da die Einspeisung von Wind und PV wetterabhängig ist, wird diese in allen Angebotsvarianten unter normalen (std), minimalen (min) und maximalen (max) Bedingungen berücksichtigt. Dieselben Wetterbedingungen werden auch für die natürlichen Zuflüsse von Wasserkraftwerken berücksichtigt, wobei die Wetterbedingungen die Erzeugung aus Wind und PV sowie die Wasserzuflüsse simultan beeinflussen. Für das Auftreten der drei Wetterbedingungen werden im deterministischen Modell basierend auf [4] die in Tabelle 5.2 aufgeführten Wahrscheinlichkeiten angenommen. Demzufolge treten die normalen Wetterbedingungen (std) am häufigsten auf, wohingegen Min- und Max-Bedingungen die gleiche Wahrscheinlichkeit haben.

	Min	Std	Max
Wahrscheinlichkeit	0.1	0.8	0.1

Tabelle 5.2: Wahrscheinlichkeiten Wetterbedingungen für den deterministischen Ansatz.

Für den probabilistischen Ansatz hingegen werden 20 Wetterjahre (für das Zeitintervall 1995-2014) für PV- und Windeinspeisungen und 9 Fälle von hydrologischen Verhältnissen getrennt berücksichtigt, für insgesamt  $180 = 20 \times 9$  Varianten. Da diese Methodik auf einer Reihe von historischen Daten basiert wird jedes Jahr gleich behandelt, d.h ohne spezifische Gewichtungen: die Häufigkeit des Auftretens von bestimmten Wetterbedingungen wird in den gemessenen meteorologischen Werten reflektiert und an das Simulationsmodell weitergegeben. Für die Wasserkraft werden zwar keine historischen Daten verwendet aber die Wahrscheinlichkeit von unterschiedlichen Verhältnissen wird durch die Auswahl verschiedener Zuflussvarianten dargestellt: 5 Varianten entsprechen 5 unterschiedlichen mittleren Zuflussniveaus, 2 Varianten entsprechen 2 unterschiedlichen tiefen Zuflussniveaus und 2 Varianten entsprechen 2 unterschiedlichen hohen Zuflussniveaus.

### 5.1.2 Nachfrage - Schweiz

Die Entwicklung der zukünftigen Schweizer Stromnachfrage bis 2035 basiert grundsätzlich auf den drei Nachfragevarianten der Energieperspektiven 2050 [6]. Dabei wurde aber der Einfluss der neuen Bevölkerungsszenarien des BFS berücksichtigt<sup>6</sup>. Dazu wurden für jede Nachfrage die Sensitivitäten std, heiss, kühl berechnet.

- Weiter wie bisher (WWB)
- Neue Energiepolitik (NEP)
- Politische Massnahmen (POM)

Die Entwicklung der Schweizer Nachfrage unter den einzelnen Nachfragevarianten ist in Abbildungen 5.7 bis 5.9 dargestellt.

In der Nachfragevariante WWB wird die Entwicklung der Schweizer Stromnachfrage unter dem Gesichtspunkt betrachtet, dass die in 2012 existierenden energiepolitischen Massnahmen und Instrumente bis 2035 fortgeführt werden und das Nachfrageverhalten unverändert bleibt. Unter 'normalen' Temperaturbedingungen (std) steigt die Nachfrage dementsprechend bis 2035 relativ zu 2017 um 5 TWh an.

<sup>6</sup><https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/bevoelkerung/zukuenftige-entwicklung.assetdetail.350324.html>



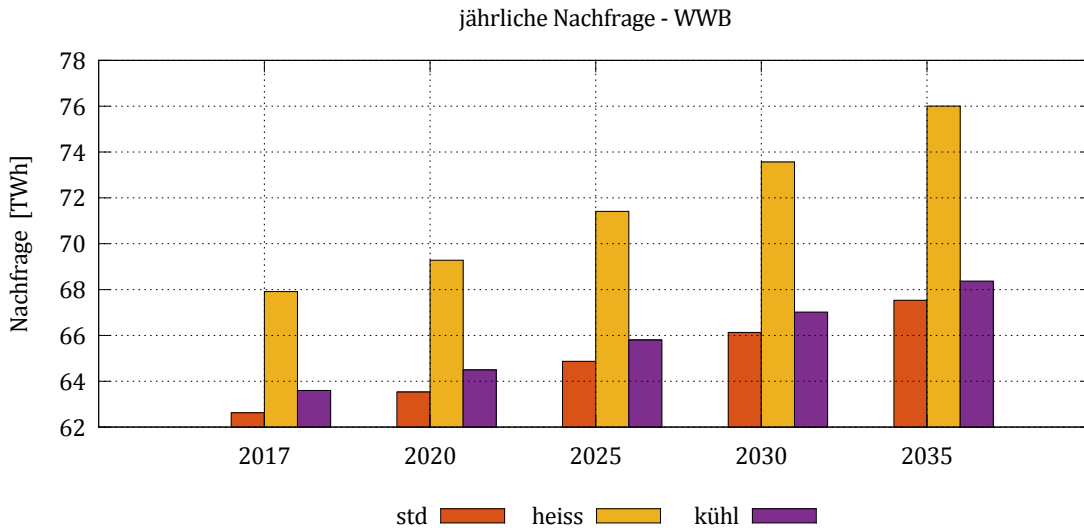


Abbildung 5.7: Jährliche Nachfragemenge in Nachfragevariante WWB [6]. Die höchste Nachfrage tritt bei heissen Wetterbedingungen auf, da der Kühl- und Handel/Gewerbeverbrauch in diesem Fall deutlich ansteigt.

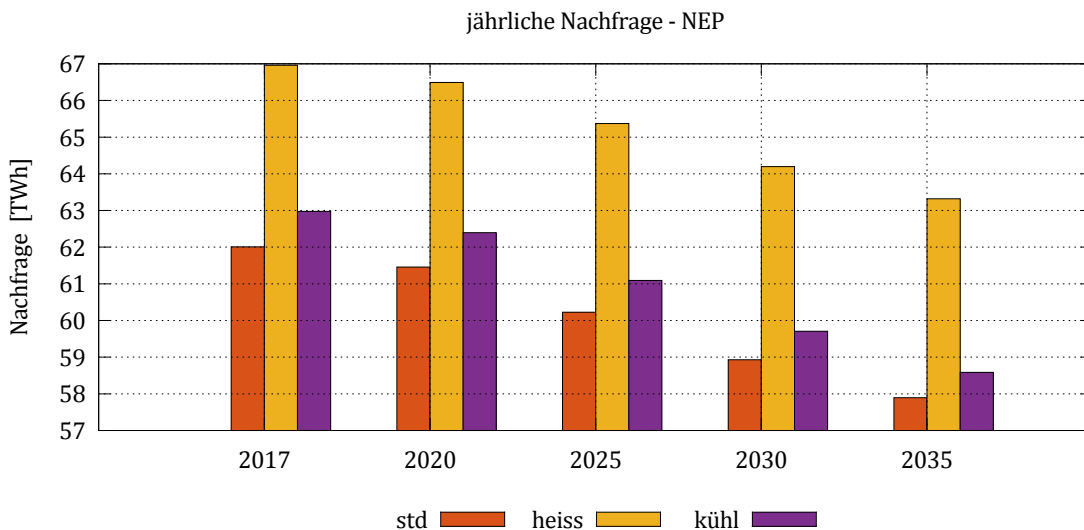


Abbildung 5.8: Jährliche Nachfragemenge in Nachfragevariante NEP [6]. Die höchste Nachfrage tritt bei heissen Wetterbedingungen auf, da der Kühl- und Handel/Gewerbeverbrauch in diesem Fall deutlich ansteigt.

Die Nachfragevariante NEP entspricht dem politischen Ziel die Treibhausgasemissionen bis ins Jahr 2050 um bis zu 1.5 t pro Kopf zu senken, was zu einem höheren Anteil der Elektrizität in der Schweizer Gesamtenergienachfrage führt. Zusätzlich werden jedoch auch umfangreiche Anstrengungen zur Steigerung der Energieeffizienz und Reduktion der Energienachfrage unternommen. In Summe ergibt sich damit eine tendenziell rückläufige Stromnachfrage; unter 'normalen' Temperaturen (std) um ungefähr 4 TWh bis 2035.

Der Nachfragevariante POM liegt ein umfangreiches energiepolitisches Massnahmenpaket u.a. im Gebäudebereich sowie im Industrie- und Dienstleistungssektor zugrunde. Die Stromnachfrage

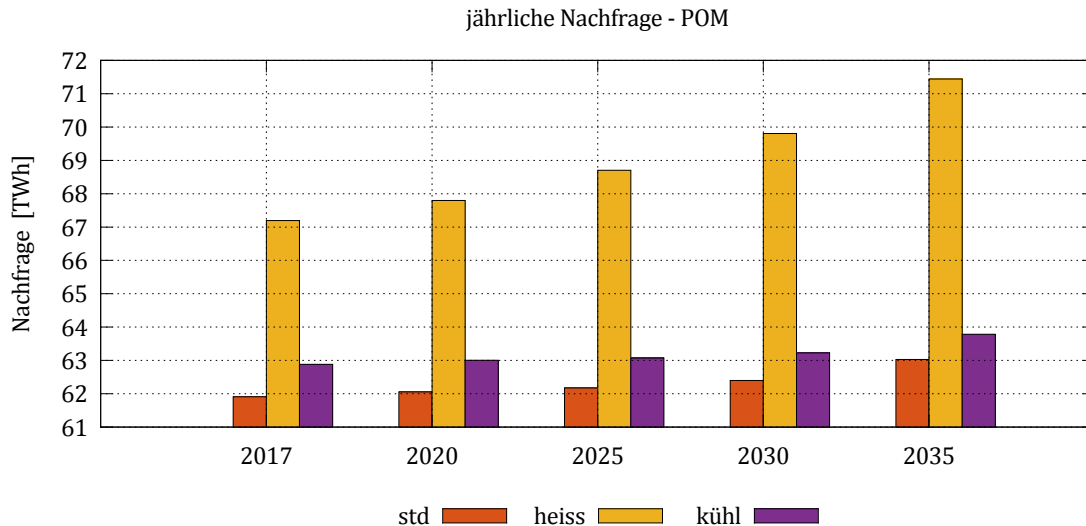


Abbildung 5.9: Jährliche Nachfragemenge in Nachfragevariante POM [6]. Die höchste Nachfrage tritt bei heissen Wetterbedingungen auf, da der Kühl- und Handel/Gewerbeverbrauch in diesem Fall deutlich ansteigt.

	Heiss	Std	Kühl
Wahrscheinlichkeit	0.1	0.8	0.1

Tabelle 5.3: Wahrscheinlichkeiten Temperaturbedingungen für den deterministischen Ansatz.

bleibt daher trotz wachsender Bevölkerung nahezu gleich; unter Annahme 'normaler' Temperaturen (std) steigt die Nachfrage um 1 TWh bis 2035. Da die Nachfrage stark von externen Bedingungen abhängt, werden alle drei Nachfragevarianten zusätzlich in drei Temperatursausprägungen simuliert; normal (std), heiss und kühl (Tabelle 5.3). Die Gesamtstromnachfrage ist dabei in der heissen Temperatursausprägung am höchsten. Während bei kalter Witterung der Raumwärmebedarf höher ist als bei Normwitterung (und entsprechend ein erhöhter Energiebedarf im Winter besteht), ist bei heisser Witterung der Kühlverbrauch im Sommer deutlich erhöht. Für die deterministische Untersuchung liegen diesen dabei dieselben Wahrscheinlichkeiten zu Grunde wie den Wetterbedingungen. Während 'normale' Temperaturen am häufigsten auftreten, treten hohe und tiefe Temperaturen mit niedrigerer, untereinander jedoch gleicher Wahrscheinlichkeit auf.

Für den probabilistischen Ansatz wurden die 20 Wetterjahre 1995-2014, die auch für die PV- und Windeinspeisungen verwendet wurden, je nach Temperaturverlauf als normal, heiss oder kühl eingestuft, und dann wurde denen die entsprechende Lastkurve zugewiesen. Jedes Jahr wird dementsprechend gleich behandelt, d.h ohne spezifische Gewichtungen, da dieser Ansatz auf einer Reihe von historischen Daten basiert, so dass die Häufigkeit des Auftretens von bestimmten Temperaturbedingungen einfach in den gemessenen meteorologischen Werten reflektiert und an das Modell weitergegeben wird.

Neben der Stromnachfrage der Haushalte, der Industrie, des Dienstleistungssektors (etc.) fragen auch Pumpspeicherkraftwerke zu gewissen Niedrigpreisstunden Strom nach. Dies wird endogen durch die Modelle abgebildet. Die Entwicklung der Pumpkapazität der Schweizer Pumpspeicherkraftwerke ist in Abbildung 5.3 dargestellt.

### 5.1.3 Brennstoffpreise und CO2-Preise

Die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisannahmen die den Zukunftssimulationen in den Basisszenarien zugrunde liegen basieren auf dem EU-Referenzszenario 2016 der europäischen Kommission [8]. Die Entwicklung dieser Preise bis 2035 ist in Abbildung 5.10 dargestellt.

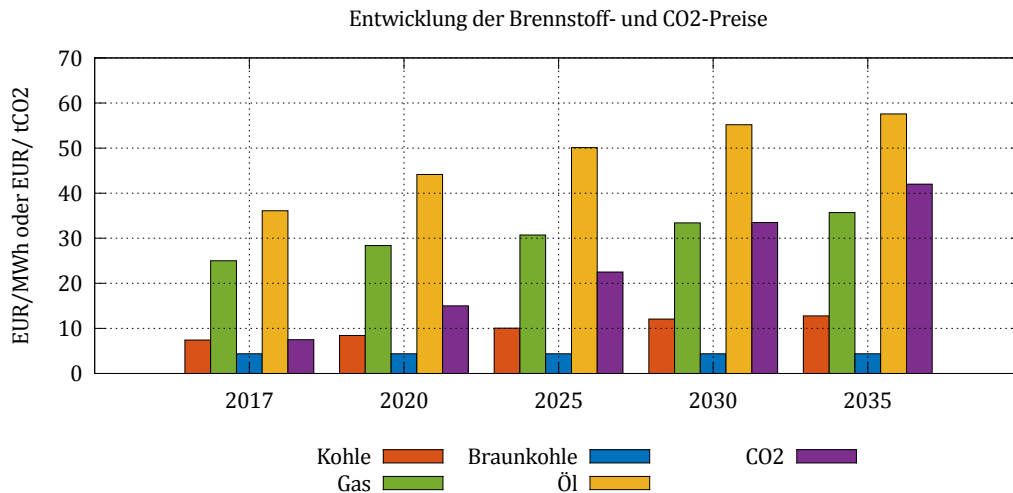


Abbildung 5.10: Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise nach dem EU-Referenzszenario 2016 [8].

Während die Preise für Braunkohle über die Zeit konstant bleiben, weisen die Kohlepreise einen leichten Anstieg bis 2035 auf. Die Gas- und Ölpreise steigen bis 2035 stark an. Das stärkste Wachstum zeigen jedoch die CO<sub>2</sub>-Preise.

### 5.1.4 Nachbildung des Auslands

Wie die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise basieren die Annahmen über die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks, der erneuerbaren Erzeugung und der Nachfrage der europäischen Nachbarländer Deutschland, Frankreich, Österreich und Italien in den Basisszenarien auf dem EU-Referenzszenario 2016 der europäischen Kommission [8]<sup>7</sup>. Abbildung 5.11 stellt die Entwicklung der Kapazitäten der thermischen Kraftwerke, der Wasserkraft und der Kernkraft bis 2035 in den europäischen Nachbarländern dar.

Im EU-Referenzszenario 2016 zeigt sich der in Deutschland bis 2025 definierte Kernkraftausstieg. In Frankreich bleibt die Kernkraft auch in Zukunft eine zentrale Technologie, die Kapazität geht jedoch bis 2035 leicht zurück. Die Wasserkraftwerkskapazitäten bleiben in allen europäischen Nachbarländern über die Zeit relativ konstant. Die Kapazitäten der thermischen Kraftwerke gehen vor allem in Deutschland und Italien bis 2035 stark zurück, um die geplanten CO<sub>2</sub>-Ziele zu erreichen [8]. Das durch die Reduktion der Kapazitäten von Kernkraft und thermischen Kraftwerken entstehende Stromversorgungsdefizit soll nach dem EU-Referenzszenario mit einem starken

<sup>7</sup>Auch die Werte für das Jahr 2017 basieren auf dem EU-Referenzszenario 2016. Hierbei wird anhand der realen Erzeugungskapazitäten 2014 und 2020er Werte aus dem EU-Referenzszenario der 2017 Wert linear interpoliert. Für die EU-Szenarien (vgl. Kapitel 5.2) wurden für das Jahr 2017 abweichende Annahmen getroffen.

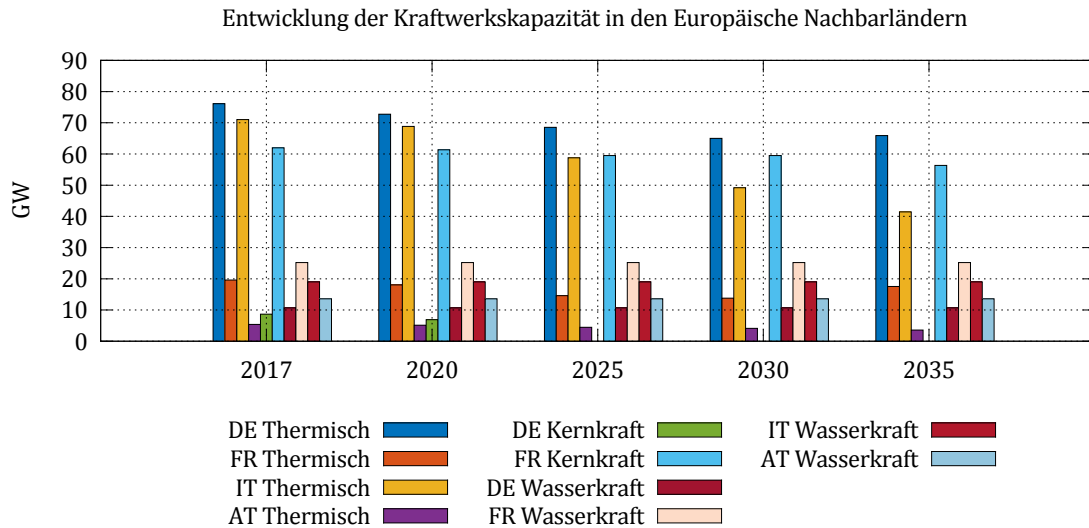


Abbildung 5.11: Entwicklung der Kraftwerkskapazität in den europäischen Nachbarländern nach dem EU-Referenzszenario 2016 [8].

Ausbau der Erneuerbaren Energien Wind und PV geschlossen werden. Die zukünftige jährliche Erzeugung aus Wind und PV bis 2035 ist in Abbildung 5.12 abgebildet.

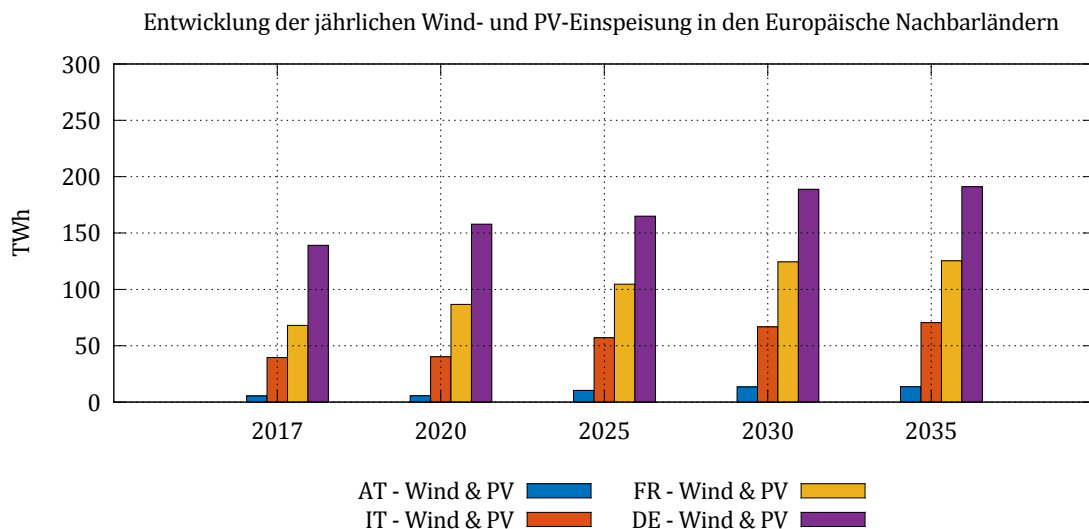


Abbildung 5.12: Entwicklung der jährlichen Wind- und PV-Einspeisung in den europäischen Nachbarländern nach dem EU-Referenzszenario 2016 [8].

In allen europäischen Nachbarländern steigt die Erzeugung aus Wind und PV bis 2035 an, wobei Deutschland die höchste Erzeugung aus Wind und PV aufweist [8]. Da das EU-Referenzszenario 2016 keine Einspeisezeitreihen für Wind und Solar zur Verfügung stellt, basieren die Zeitreihen für die Einspeisung von Wind und Solar für die europäischen Nachbarländer auf der Simulation des Renewables.ninja Simulationstools [15]. Damit die jährliche Erzeugungsmenge aus den simulierten Wind- und PV-Zeitreihen mit der jährlichen Wind- und PV-Erzeugung des EU-Referenzszenarios übereinstimmt, wurden die Zeitreihen auf Basis der jährlichen Erzeugung des EU-Referenzszenarios

skaliert. Wie für die Schweiz wird auch für die europäischen Nachbarländer die Abhängigkeit der Wind- und PV-Einspeisung vom Wetter berücksichtigt. Diesbezüglich wurden für Wind und PV jeweils drei historische Einspeisezeitreihen für die europäischen Nachbarländer zugrunde gelegt, wobei eine Zeitreihe ein historisches Jahr mit geringer Wind bzw. PV Einspeisung darstellt, eine Zeitreihe ein Jahr mit hoher historischer Einspeisung und eine Zeitreihe ein 'normales' Jahr. Die nachfolgende Tabelle zeigt, welche historischen hydrologischen Jahre den Einspeisezeitreihen für Wind und PV zugrunde liegen. Die angenommenen Auftretswahrscheinlichkeiten der Wetterbedingungen sind äquivalent zu den für die Schweiz angenommenen.

	Wind	PV
<b>Min</b>	2005/2006	1987/1988
<b>Max</b>	2006/2007	2002/2003
<b>Std</b>	2011/2012	2005/2006

Tabelle 5.4: Jahre für die wetterbedingte Einspeisung von Wind und PV

Die Entwicklung der Nachfrage in den europäischen Nachbarländern ist in Abbildung 5.13 dargestellt.

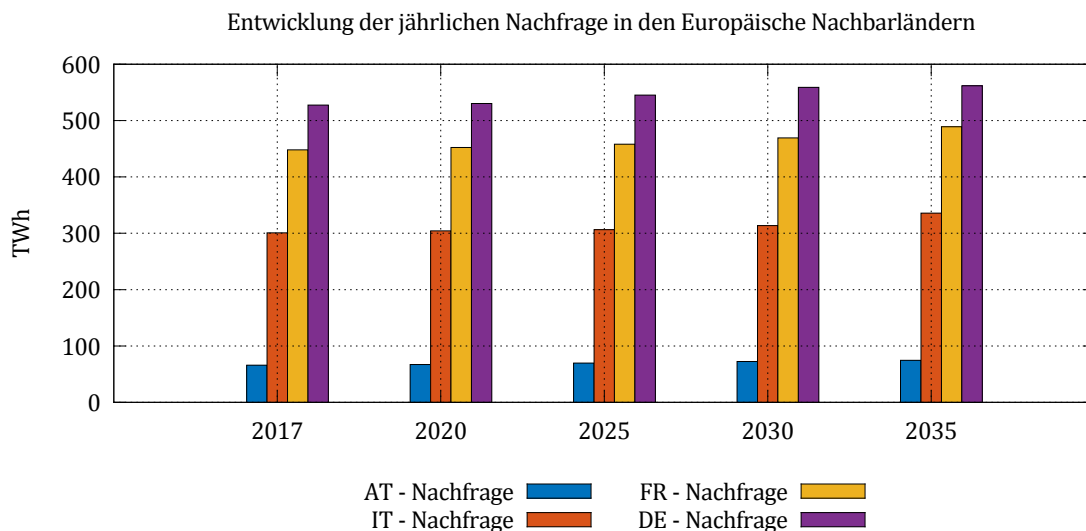


Abbildung 5.13: Entwicklung der jährlichen Nachfragemenge in den europäischen Nachbarländern nach dem EU-Referenzszenario 2016 [8].

Nach dem EU-Referenzszenario 2016 ist in allen europäischen Nachbarländern mit einem geringen Nachfrageanstieg bis 2035 zu rechnen [8]. Die Zeitreihen für die Nachfrage der europäischen Nachbarländern basieren auf Daten der ENTSO-E und wurden über die open-power-system-data Plattform [12] bezogen. Diese wurden wiederum auf Basis der jährlichen Nachfragemengen aus dem EU-Referenzszenario 2016 skaliert. Im Gegensatz zur Schweiz wurde jedoch für die Nachfrage der europäischen Nachbarländer keine Temperaturabhängigkeit berücksichtigt.

## **5.2 EU-Szenarien**

In den EU-Szenarien wird das Transformationstempo der europäischen Nachbarländer hin zur Energiewende im Vergleich zum EU-Referenzszenario 2016 deutlich beschleunigt. Für die zukünftige Entwicklung des Schweizer Stromsektors wird je eine Angebots- und Nachfragevariante näher betrachtet. Im Gegensatz zu den Basisszenarien werden in den EU-Szenarien zusätzlich mögliche Verzögerungen im Übertragungsnetzausbau (geplanten Netzaus- und Neubauten an Grenzkupplungen) berücksichtigt. Betrachtet werden wiederum die Jahre 2017, 2020, 2025, 2030 und 2035. Insgesamt ergeben sich daraus 10 EU-Szenarien, 5 mit pünktlichem Netzausbau und 5 mit verzögertem Netzausbau. Jedes Szenario wird wiederum im deterministischen Modell für 9 Wetterkombinationen betrachtet und im probabilistischen Modell mit 180 meteorologischen Varianten simuliert.

### **5.2.1 Angebot - Schweiz**

In den EU-Szenarien wird für die Entwicklung des zukünftigen Schweizer Stromangebots die Angebotsvariante Eul herangezogen, da diese Variante aufgrund eines höheren Anteils an Wind und PV bei gleichzeitigem Verzicht auf den Ausbau fossiler Kapazitäten möglicherweise die grösste Herausforderung für die zukünftige Schweizer Versorgungssicherheit darstellt. Wie in den Basisszenarien ist auch in den EU-Szenarien die Einspeisung von Wind und PV sowie das Auftreten der Wasserzuflüsse wetterabhängig. Es werden dabei die gleichen Auftrittswahrscheinlichkeiten der Wetterbedingungen wie in den Basisszenarien angenommen (vgl. Kapitel 5.1.1).

### **5.2.2 Nachfrage - Schweiz**

Da in den EU-Szenarien das schnellere Transformationstempo der europäischen Nachbarländer hin zur Energiewende angenommen wird, wird für die zukünftige Schweizer Stromnachfrage in den EU-Szenarien nur die Nachfragevariante NEP berücksichtigt, welcher die Annahme einer sinkenden Stromnachfrage in der Schweiz bis 2035 zu Grunde liegt. Die Nachfrage ist dabei wie in den Basisszenarien temperaturabhängig. Es werden wiederum die gleichen Wahrscheinlichkeiten der Temperaturbedingungen wie in den Basisszenarien herangezogen (vgl. Kapitel 5.1.2).

### **5.2.3 Brennstoffpreise und CO<sub>2</sub>-Preise**

In den EU-Szenarien werden die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisannahmen des EU-Referenzszenarios 2016 auf Basis des TYNDP 2016 sowie nationaler Zukunftsszenarien der europäischen Nachbarländer [11, 3, 5, 9, 2] angepasst. Die Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise ist in Abbildung 5.14 dargestellt.

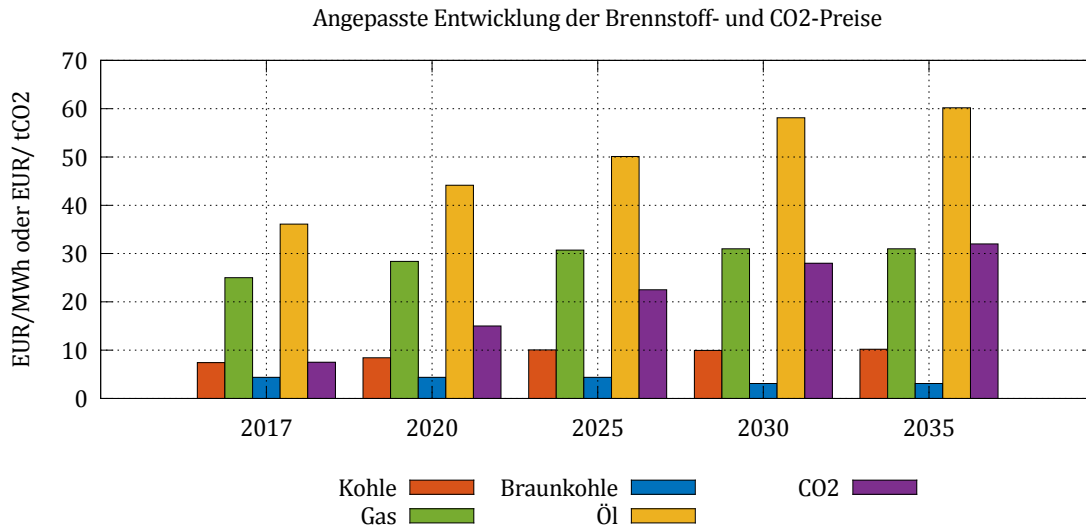


Abbildung 5.14: Angepasste Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise [3, 5, 9, 2, 8, 11]

Bis 2025 entwickeln sich alle Preise äquivalent zu den Annahmen im EU Referenzszenario 2016 (vgl. Kapitel 5.1.3). Nach 2025 steigen die Kohle- und Gaspreise jedoch weniger stark als im EU-Referenzszenario 2016. Die Braunkohlepreise, welche im EU-Referenzszenario über die Zeit konstant sind, sinken unter den neuen Annahmen nach 2025 leicht ab. Die Ölpreise weisen im Vergleich zum EU-Referenzszenario nach 2025 ein stärkeres Wachstum auf, wohingegen die CO<sub>2</sub>-Preise ein geringeres Wachstum zeigen.

#### 5.2.4 Nachbildung des Auslands

Wie die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise wurden die Erzeugungskapazitäten, die Wind- und PV-Einspeisung sowie die Nachfrage der europäischen Nachbarländer auf Basis des TYNDP 2016 sowie nationaler Zukunftsszenarien [3, 5, 9, 2] angepasst. Generell wird dabei ein schnelleres Transformations-tempo der Nachbarländer bei der Energiewende bzw. der Dekarbonisierung der Stromerzeugung angenommen. Die angepasste Entwicklung der Kapazitäten in den europäischen Nachbarländern ist in Abbildung 5.15 dargestellt.

Konkret bedeutet dieses schnellere Transformationstempo der europäischen Nachbarländer eine stärkere Kapazitätsreduktion bei den konventionellen Technologien bis 2035. Während in Deutschland die Kohlekapazitäten (Anteil von DE Thermisch) stark reduziert werden, wird in Frankreich die Kapazität der Kernkraft stark abgesenkt. In Italien sind die Gaskraftwerkskapazitäten in 2035 zwar leicht über den Annahmen des EU-Referenzszenarios, vor 2035 verfügt Italien jedoch über deutlich weniger Gaskraftwerkskapazität<sup>8</sup>. Mit einem schnelleren Transformationstempo geht auch ein stärkeres Wachstum der erneuerbaren Technologien in den europäischen Nachbarländern bis 2035 einher. Die Entwicklung der jährlichen zukünftigen Erzeugung aus Wind und PV in den europäischen Nachbarländern ist in Abbildung 5.16 dargestellt.

<sup>8</sup>Abweichungen für das Jahr 2017 ergeben sich daraus, dass hier im Gegensatz zu den Basis- und Extremszenarien für 2020 nicht auf die EU-Trends zurückgegriffen wurde, sondern eigene Annahmen getroffen wurden. Die Interpolation zwischen den 2020er Werte und den realen Erzeugungskapazitäten 2014 für die Ermittlung der 2017er Werte führt dann zu der beobachteten Abweichung.

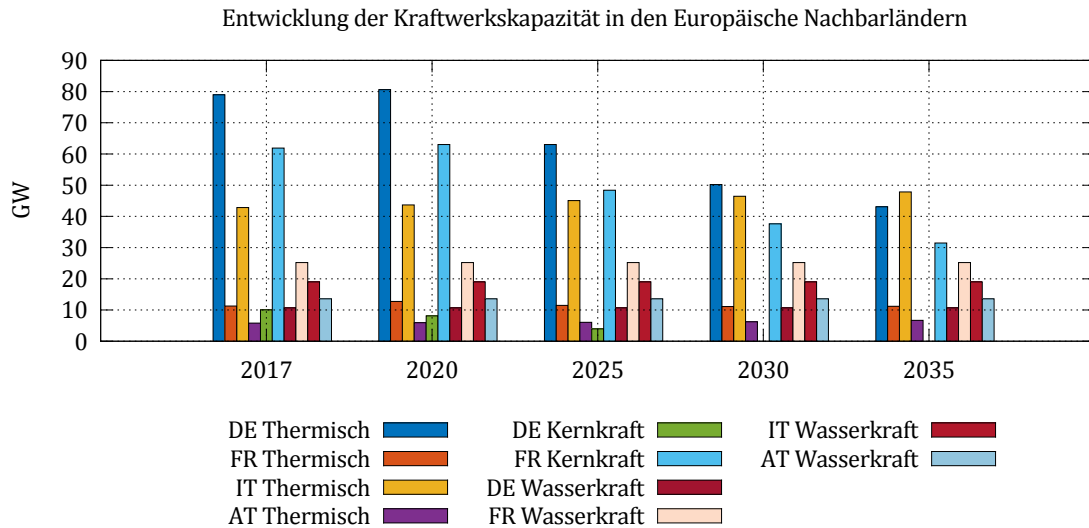


Abbildung 5.15: Entwicklung der Kraftwerkskapazität in den europäischen Nachbarländern bei hohem Transformationstempo [3, 5, 9, 2, 8, 11].

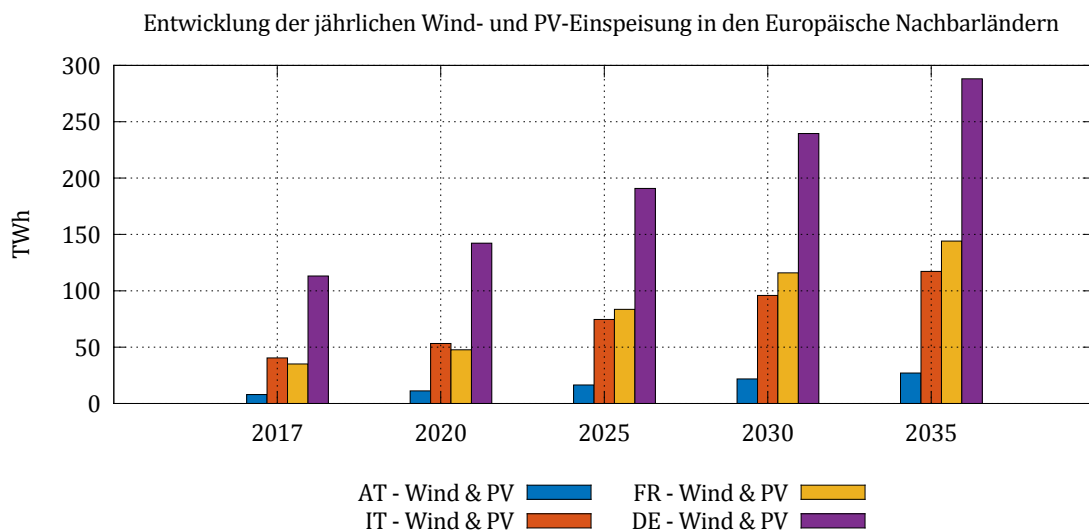


Abbildung 5.16: Entwicklung der jährlichen Wind- und PV-Einspeisung in den europäischen Nachbarländern bei hohem Transformationstempo [3, 5, 9, 2, 8, 11].

Alle europäische Nachbarländer weisen demnach in 2035 eine höhere jährliche Erzeugung aus Wind und PV im Vergleich zum EU-Referenzszenario auf. In Deutschland, Österreich und Italien wird die Wind- und PV-Erzeugung dabei mehr als verdoppelt. Die Entwicklung der Nachfrage in den europäischen Nachbarländern unter den angepassten Annahmen ist in Abbildung 5.17 verdeutlicht.

Ähnlich wie im EU-Referenzszenario weist die Nachfrage nur geringe Variation über die Jahre auf. Im Vergleich zum EU-Referenzszenario steigt die Nachfrage unter den neuen Annahmen kurzfristig an (2017 und 2020), sinkt danach aber tendenziell ab bis 2035.



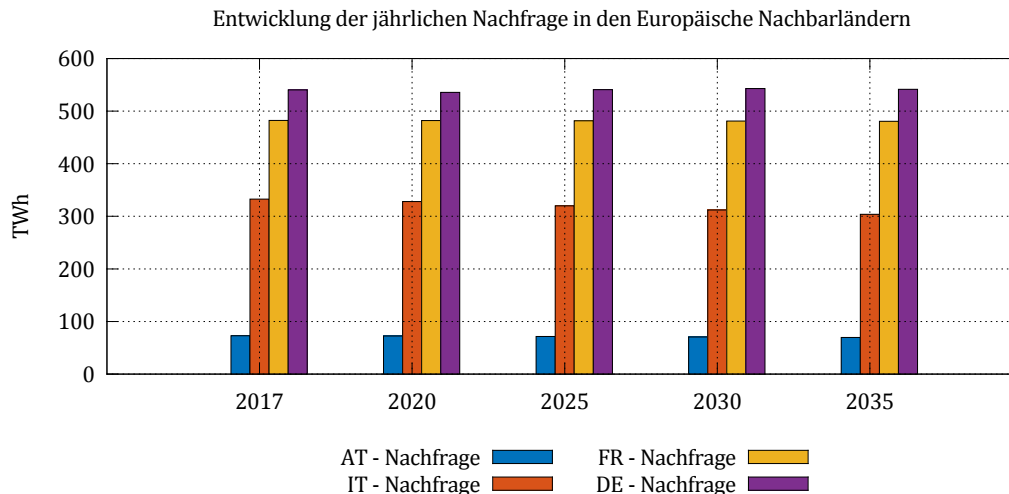


Abbildung 5.17: Entwicklung der jährlichen Nachfragemenge in den europäischen Nachbarländern bei hohem Transformationstempo [3, 5, 9, 2, 8, 11].

### 5.2.5 Einfluss der Verzögerung des Netzausbaus

Neben der zukünftigen Entwicklung des Angebots und der Nachfrage sowie den Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen werden für die EU-Szenarien auch Variationen des Netzausbaus berücksichtigt, um den Einfluss möglicher Ausba verzögerungen abzuschätzen. Hierfür wird jedes EU-Szenario sowohl unter einem Netzausbau wie geplant als auch unter einem Netzausbau mit 5 Jahren Verzögerung betrachtet. Dabei werden alle geplanten Aus- und Neubauten an den europäischen Grenzkuppelstellen (entsprechend dem ENTSO-E TYNDP) in den modellierten Ländern berücksichtigt. Geplante inner-schweizer Ausbauten im Rahmen des Strategischen Netzes 2025 werden weiterhin entsprechend ihrer projektierten Fertigstellung im Modell aufgenommen. Die Szenarien schätzten daher ab, welche Auswirkungen ein verlangsamer Zentraleuropäischer Netzausbau hat.

## 5.3 Extremszenarien

In den Extremszenarien werden mögliche Extremsituationen in der Zentraleuropäischen Stromversorgung (CH-DE-AT-FR-IT) betrachtet. Solche Extremsituationen können beispielsweise durch den Wegfall von Kraftwerken in der Schweiz oder den europäischen Nachbarländern entstehen. Insgesamt werden in dieser Studie 15 Extremsituationen analysiert. Jede Extremsituation wird dabei für die Jahre 2020, 2025 und 2030 betrachtet. Daraus ergeben sich 45 Extremszenarien, die nachfolgend näher beschrieben werden.

### 5.3.1 Angebot - Schweiz

In den Extremszenarien wird wie in den EU-Szenarien lediglich die Variante Eul für die zukünftige Entwicklung Schweizer Stromangebots berücksichtigt. Da in den Extremszenarien extreme Situationen analysiert werden wird hierbei auch lediglich die extremste Wetterbedingung bezüglich der Wind- und PV-Einspeisung sowie der Wasserzuflüsse „min“ betrachtet (vgl. Kapitel 5.1.1).

### **5.3.2 Nachfrage - Schweiz**

In den Extremszenarien wird für die zukünftige Entwicklung der Schweizer Stromnachfrage nur die Variante mit dem höchsten Nachfragelevel (WWB) berücksichtigt. Zusätzlich werden lediglich die „kühlen“ Temperaturbedingungen betrachtet (vgl. 5.1.2). Auch wenn bei heisser Witterung ein insgesamt höherer jährlicher Strombedarf notwendig ist, stellt die kalte Witterung eine kritischere Situation für die Versorgungssicherheit der Schweiz dar. Bei kalter Witterung entstehen hohe Nachfragepeaks in den Wintermonaten, welche durch geringe PV Einspeisung und geringere Wasserverfügbarkeit gekennzeichnet sind. Eine hohe Nachfrage in den Sommermonaten führt aufgrund der guten Wasserverfügbarkeit und der höheren PV Einspeisung tendenziell nicht zu kritischen Versorgungssituationen.

### **5.3.3 Brennstoffpreise und CO2-Preise**

In den Extremszenarien werden die Brennstoff- und CO2-Preise des EU-Referenzszenarios 2016 [8] herangezogen (vgl. Kapitel 5.1.3). Dies erlaubt die Vergleichbarkeit der Extremszenarien mit den Basisszenarien.

### **5.3.4 Nachbildung des Auslands**

Wie bei den Brennstoff- und CO2-Preisen basiert die Nachbildung des Auslands in den Extremszenarien auf dem EU-Referenzszenario 2016 um die Vergleichbarkeit zu den Basisszenarien zu gewährleisten. Ausgehend von diesen Basiskapazitäten werden dann je nach Szenario einzelne Kapazitäten reduziert. Die Einspeisung aus Wind und PV sowie die Nachfrage der europäischen Nachbarländer bleiben dabei unverändert und entwickeln sich somit wie in Kapitel 5.1.4 beschrieben.

### **5.3.5 Extremsituationen**

Eine Übersicht der Extremsituationen mit der jeweiligen Anpassung zeigt die Tabelle 5.5. Wie darin dargestellt kann es aufgrund von technischen Problemen, politischen Entscheidungen oder CO2-Zielsetzungen zu einer dauerhaften Reduktion der verfügbaren Kapazität spezifischer Technologien kommen (Nr. SC01-SC6). Für die Schweizer Versorgungssicherheit sind dabei Kapazitätsausfälle in der Schweiz als auch in den Nachbarländern sowie das Auftreten simultaner Leistungsausfälle (Kombinationen in SC08-SC15) von Bedeutung. Für die Schweizer Versorgungssicherheit spielen auch die in den Reservoirs gespeicherten Energiemengen eine wichtige Rolle welche durch extreme Wetterbedingungen beeinträchtigt werden können (SC07).

Nr.	Name	Anpassung	Story
SC01	DE weniger Braun-/Steinkohle	-15 GW weniger Braun-/Steinkohlekapazität	Politisch/ CO2
SC02	FR weniger Kernenergie	-15 GW weniger Kernenergiekapazität	Technisches <sup>9</sup> Problem
SC03	IT weniger Gas	-10 GW weniger Gaskraftwerkskapazität	Versorgungsengpass Gas
SC04	CH weniger KKW	Frühzeitige Abschaltung Kraftwerk Leibstadt	Technisches Problem
SC05	CH weniger SpKW	- 4 GW weniger aus flexiblen Speicherkraftwerken (Turbinenleistung reduziert)	Technische Probleme
SC06	CH weniger PSKW	-1 GW PSKW Leistung vom Netz	Technische Probleme
SC07	CH Füllstände Speicher	Speicherfüllstände auf 75% Anfang Oktober	Extreme Trockenheit
SC08	FR und DE weniger konv. KW	Kombination aus Szenario (SC01) und (SC02)	Politisch/ technische Probleme
SC09	CH weniger KKW und Speicher KW	Kombination aus Szenario (SC04) und (SC05)	Technische Probleme
SC10	CH weniger KKW, SpKW und PSKW	Kombination aus Szenario (SC04), (SC05) und (SC06)	Technische Probleme
SC11	FR und DE weniger konv. KW, CH weniger KKW, SpKW und PSKW	Kombination (SC08) und (SC10)	Politisch / CO2/ Technische Probleme
SC12	CH kein KKW	Frühzeitige Abschaltung aller Kernkraftwerke	Technisches Problem
SC13	CH kein KKW und SpKW	Kombination aus Szenario (SC12) und (SC05)	Technische Probleme
SC14	CH kein KKW, SpKW und PSKW	Kombination aus Szenario (SC12), (SC05) und (SC06)	Technische Probleme
SC15	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, SpKW und PSKW	Kombination aus Szenario (SC08) und (SC14)	Politisch / CO2/ technische Probleme

Tabelle 5.5: Extremsituationen

<sup>9</sup>Mit technischen Problemen sind Abschaltungen aufgrund grösserer Defekte ausgelöst durch mangelhaften Unterhalt oder Ausbleiben von Reinvestitionen gemeint.

## 5.4 Nachbildung des Netzes für die Szenarien

### 5.4.1 Deterministischer Ansatz

Swissmod basiert auf dem DC load flow-Ansatz [17] und berücksichtigt daher die physikalischen Leitungsflüsse zwischen den Knoten des Hochspannungsnetzes (Umspannwerken). Hierbei wird eine GIS-basierte Karte des Schweizer Hochspannungsnetzes verwendet, welche sämtliche 220 (grün) und 380 kV (rot) Leitungen umfasst (vgl. Abbildung 5.18). Transformatoren zwischen den beiden Spannungsebenen werden mit standardisierten Annahmen abgebildet. Die Transformatorrenkapazität zur Verteilnetzebene wird nicht berücksichtigt.

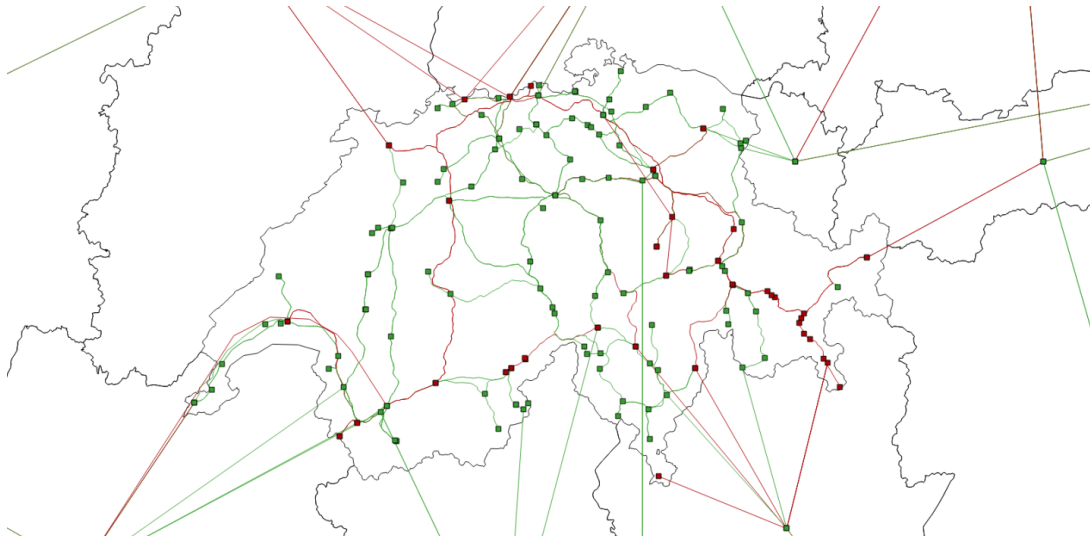


Abbildung 5.18: Netzmodell für den deterministischen Ansatz

Geplante Netzu- und Rückbauten wurden auf Basis von Informationen von Swissgrid [16] und ENTSO-E [7] ergänzt. Die Swissmod zugrundeliegende Datenbank umfasst Informationen von Leitungen und Transformatoren wie Widerstand, Reaktanz und thermische Kapazität. Diese basieren auf internen Informationen von Swissgrid, Angaben der ENTSO-E [7] sowie für einen Teil der Leitungen auf Standardwerten nach Fischer und Kiessling [14]. Für die EU-Nachbarländer werden aggregierte Leitungen und Knoten verwendet. Für die grenznahen Regionen, für die Nachfragedaten vorliegen (etwa Bayern und Baden-Württemberg in Deutschland), werden repräsentative Knoten definiert. Dahinterliegende Regionen (etwa der Rest von Deutschland) werden in einem Knoten je Spannungsebene aggregiert und mit den Grenzregionen verbunden. Die Eigenschaften von Grenzkuppelstellen werden auf Basis von ENTSO-E Daten [7] definiert. Zu beachten ist, dass es in allen Modellläufen ein Lastfluss basierten, im Gegensatz zu einem NTC basierten Ansatz verwendet wird. Das detaillierte Netzmodell erlaubt es räumlich disaggregierte Aussagen zu Netzengpässen und Netzüberlastungen innerhalb der Schweiz sowie an den Grenzkuppelstellen zu treffen. Der Fokus in diesem Bericht liegt auf Indikatoren der Versorgungssicherheit.

### 5.4.2 Probabilistischer Ansatz

Das betrachtete Marktmodell umfasst das Erzeugungs- und Übertragungssystem sowohl in der Schweiz als auch in den Nachbarländern, ist stündlich aufgelöst und hat einen Modellhorizont

von einem Jahr. Das Schweizer Stromnetz wird in eine Zonenstruktur aggregiert die die Schweiz in unterschiedlichen Zonen unterteilt, die den sieben Grossregionen der Schweiz entsprechen, mit einem entsprechenden Fokus auf interzonale Engpässe im Übertragungsnetz. Auf Basis dieser Aggregation wird die Simulation des Strommarktes in aggregierter Form durchgeführt. Umliegende Regionen im Ausland werden in räumlich gröberer aggregierter Form in das Modell integriert, so dass Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich jeweils mit 3, 4, 4 und 3 Knoten dargestellt werden, vgl. Abbildungen 5.19 und 5.20. Eine solche aggregierte (d.h. vereinfachte) Struktur ermöglicht die Berücksichtigung von alternativen Netzkonfigurationen nicht nur bei der langfristigen Szenariodefinition - wo energiepolitische Grösse wie Last, Generationsmix und Netzausbau festgelegt werden - sondern auch bei kurzfristigen Variationen wie EE-Einspeisungen, Lastprofil und Wasserkraft. Letztere bilden im Rahmen der Strommarktsimulation den probabilistischen oder stochastischen Aspekt, der durch eine Montecarlo Analyse erfasst wird.

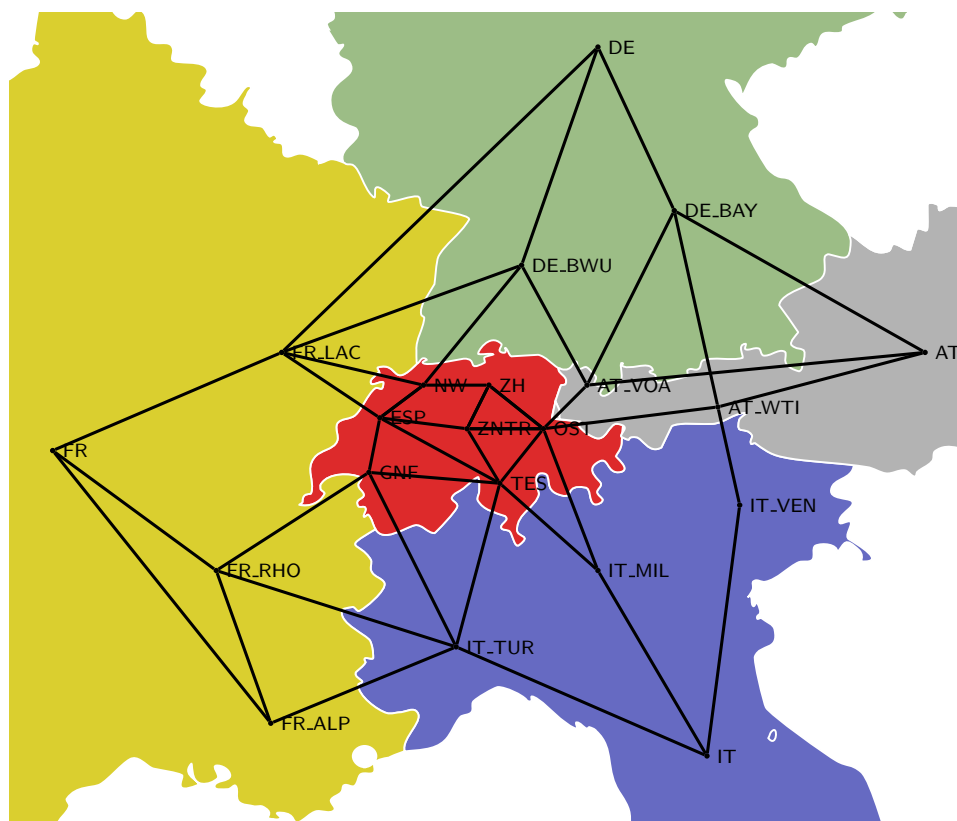


Abbildung 5.19: Netzmodell für den probabilistischen Ansatz

Die gekoppelte Marktdispatch- und Netzflussmodellierung erlaubt die Versorgungssicherheit der Schweiz zu analysieren und quantifizieren. Das probabilistische Simulationsmodell basiert ebenso wie das deterministische Modell auf dem DC Lastflussansatz und berücksichtigt die summierten Leitungsflüsse zwischen den Zonen. Auf dieser Grundlage lassen sich Aussagen zu interzonalen und grenzübergreifenden Netzengpässen und Netzüberlastungen treffen. Für die interzonalen und grenzübergreifenden Impedanzen werden die Parallelschaltungen der Leitungen zwischen denselben Zonen oder Ländern verwendet. Die interzonale Übertragungskapazität wird ähnlich abgeleitet, indem man die Summe der Kapazitäten der einzelnen Leitungen verwendet.

Das Modell besteht insgesamt aus 21 Knoten (7 in der Schweiz und 14 im Ausland) und 45

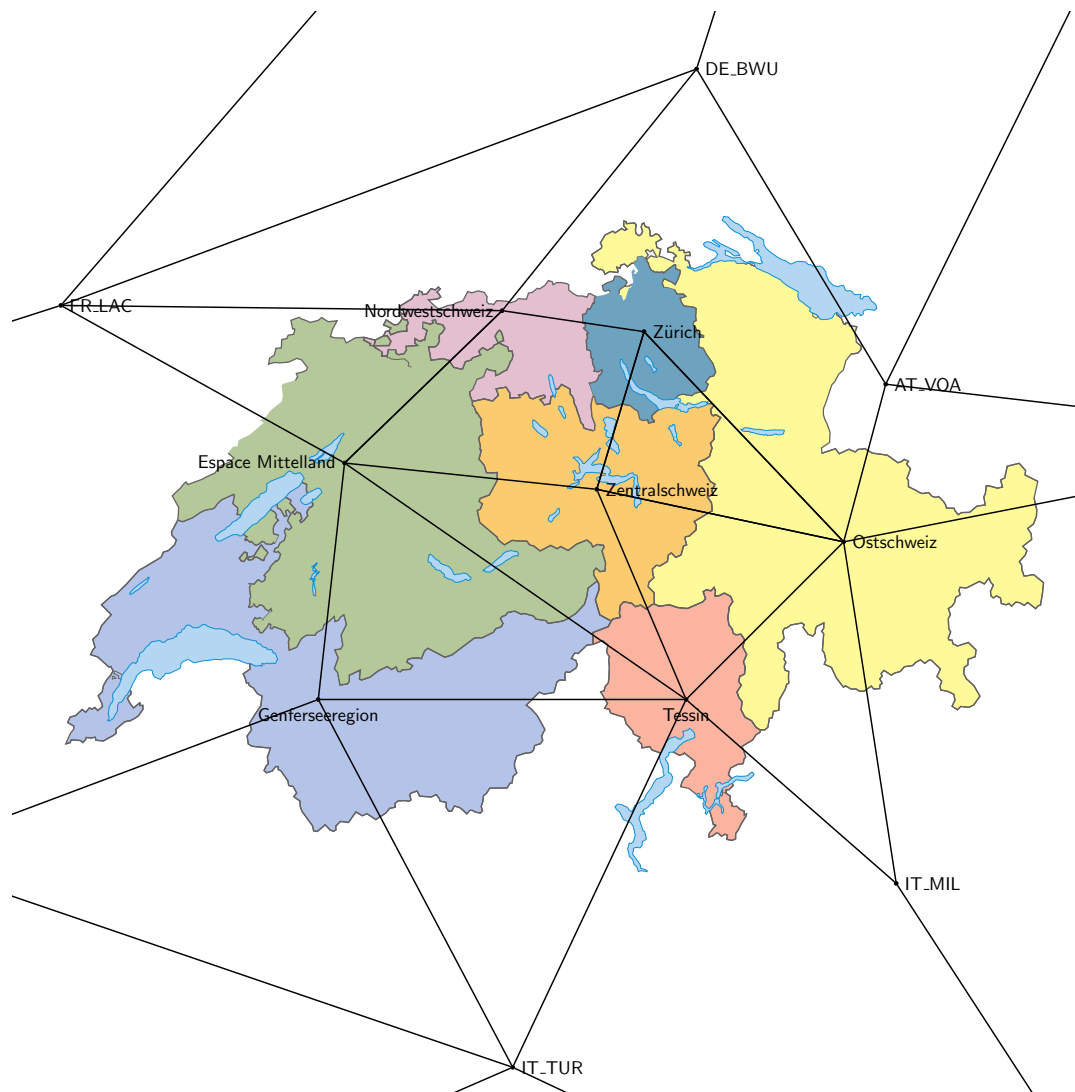


Abbildung 5.20: Details des Netzmodells mit Grossregionen der Schweiz

Leitungen. Für jeden Knoten wird die Last, die als unflexibel angenommen wird und somit nicht steuerbar ist, aggregiert dargestellt. Es besteht nur die Möglichkeit die Last abzuwerfen, wenn das System sonst nicht in der Lage ist die Nachfrage zu befriedigen.

Die lokale Generationskapazität wird auch aggregiert, aber je nach Art (Nuklear, Wasserkraft, PV, usw.) getrennt ins Modell aufgenommen. Betreffend der Wasserkraft wird zwischen Laufwasser-, Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerk unterschieden, in den letzten 2 Fällen wird die verfügbare Speicherkapazität ebenfalls als aggregierter Wert modelliert.

### 5.4.3 Netzabbildung und europäischer Stromaustausch

Deterministischer und Probabilistischer Ansatz basieren beide auf dem DC-Lastflussansatz und bilden die physische Versorgungssituation ab. Während in der realen Welt das Marktergebnis durch die entsprechenden Handelsbedingungen (einheitlicher Preis pro Land, keine Berücksichtigung von Netzengpässen in den Ländern, NTC Ansatz für grenzüberschreitenden Handel) geprägt ist. Entsprechend wird bei Verletzung etwaiger Netz- oder anderweitiger Sicherheitsbedingungen

im Marktergebnis ein entsprechender Re-Dispatch durch die Netzbetreiber vorgenommen. Dieses re-dispatch Ergebnis ist auch das relevante aus Versorgungssicherheitsgesichtspunkten, da es auf den physischen Restriktionen basiert und ggf. zu lokalen Versorgungsengpässen führen kann obwohl das Marktergebnis auf den Grosshandelsmärkten keine Engpässe aufweist.

Die Modellergebnisse sind daher als direkte Abbildung dieses Systemzustandes zu interpretieren. Abweichungen zwischen einem zweistufigem Modelansatz (zuerst eine NTC basierte Markt-simulation gefolgt von einer Re-Dispatching Analyse) und dem verwendeten einstufigem Ansatz sind nur zu erwarten wenn Kraftwerksrestriktionen (Anfahr-/Abschaltzeiten, Ramping) in der Re-Dispatch Phase zusätzliche Limitierungen verursachen. Da die europäischen Kraftwerkskapazitäten in den Modellen aggregiert dargestellt sind, würde eine zweistufige Abbildung keine anderen Ergebnisse generieren.

Das deterministische Modell verfügt mit seiner Abbildung aller 220 und 380kV Leitungen über eine höhere Auflösung als das probabilistische Modell. Entsprechend bilden die Ergebnisse des deterministischen Modells die Schweizer Netzsituation umfassender ab. Durch die Aggregation in sieben Grossregionen können innerzonale Engpässe im probabilistische Modell nicht abgebildet werden. Für die resultierenden Simulationsergebnisse ergibt sich daher, dass das probabilistische Modell nur Versorgungsengpässe bedingt durch Grenzleitungen (zwischen Zonen und Nachbarländern) sowie generelle Erzeugungsknappheit im System identifizieren kann, während das deterministische Modell zusätzlich auch Versorgungsengpässe durch lokale Netzaspekte (z.B. wenn an einem Netzknoten unzureichende Erzeugungskapazität verfügbar ist und die lokalen Übertragungskapazitäten ausgelastet sind) identifizieren sollte.

Zusätzlich ist bei beiden Modellansätzen zu beachten, dass von einer vollständigen Integration des Schweizer Stromsystems in das europäische Verbundsystem ausgegangen wird.. Diese Annahme stützt sich einerseits auf die Aussagen aus der Politik, dass die Exekutive weiterhin am Abschluss eines Stromabkommens arbeitet und andererseits darauf, dass die Strombranche fest damit rechnet in Zukunft am Europäischen Strommarkt teilnehmen zu können. Die Modelle optimieren daher den Kraftwerkseinsatz für die gesamte abgebildete Versorgungsregion. Entsprechend kann der Kraftwerkseinsatz in der Schweiz auch für Problembehebung in Nachbarländern genutzt werden und umgekehrt.

In beiden Modellansätzen wird zudem auf eine vereinfachte Darstellung der n-1 Sicherheit zurückgegriffen. Statt einer leitungsscharfen Analyse aller möglichen Ausfallszenarien und einer entsprechenden Anpassung der zulässigen maximalen Transportmenge je Netzelement werden die zulässigen Netzkapazitäten um eine generische Sicherheitsmarge von 20% reduziert.

## **5.5 Demand-Side-Management (DSM)**

Als Grundlage für die Parametrierung der Nachfragesteuerung werden eine maximale stündliche Leistungsvariation von 1 GW und eine verschiebbare Energiemenge von 3 GWh auf nationaler Ebene angenommen, unabhängig vom betrachteten Szenario oder Jahr. Die Verschiebung der Energiemenge bezieht sich auf einen einzelnen Tag und bleibt über das ganze Jahr konstant, sprich jeden Tag stehen 3GWh Energie bei maximaler Ein- und Ausspeisung von 1GW zur Verfügung. Die verfügbare Energiemenge wird wie eine Speicherkapazität betrachtet und wird für die jeweiligen 24h des Tages optimal eingesetzt. Basierend auf Ergebnissen ist es dann möglich lokale Projek-

tionen abzuleiten - sei es entweder für einzelne Netzknoten oder Grossregionen - indem man die DSM-Parameter auf Basis der lokalen Last gemäss [6] skaliert. Die erhaltenen lokalen Parameter dienen dann als Nebenbedingungen für die Ableitung einer geglätteten lokalen Lastkurve, die anhand der Minimierung der Summe der quadratischen (verschobenen) Lasten abgeleitet wird, d.h. es werden übermässig hohe Lastwerte unter Einhaltung der DSM-Parameter streng pönalisiert. Die neuen Kurven werden dann als neues Lastprofil in die Modellierung und Optimierung als Parameter aufgenommen, sodass die Nachfragesteuerung als lokaler und exogener Mechanismus berücksichtigt wird.

Als Beispiel wird die Last für eine Woche im Februar für das Szenario WWB-2020 in der Zürich-Zone (d.h. zonales Modell) in Abbildung 5.21 visualisiert. Wie man sehen kann werden die Lastspitzen reduziert und gleichzeitig die Täler gefüllt, allerdings mit einer prozentuellen Reduktion von nicht mehr als ungefähr 10%. Diesen Wert kann man auch über das ganze Jahr visualisieren, vgl. Abbildung 5.22, und es ist ersichtlich dass er meistens unter 10% liegt. In den Wintermonaten gibt es ab und zu grössere Senkungen aber gleichzeitig werden die Reduktionen etwas kleiner als allgemeiner Trend, sodass DSM-Auswirkungen nicht übermässig signifikant sind.

Andere Netzzonen und Szenarien liefern ähnliche Resultate.

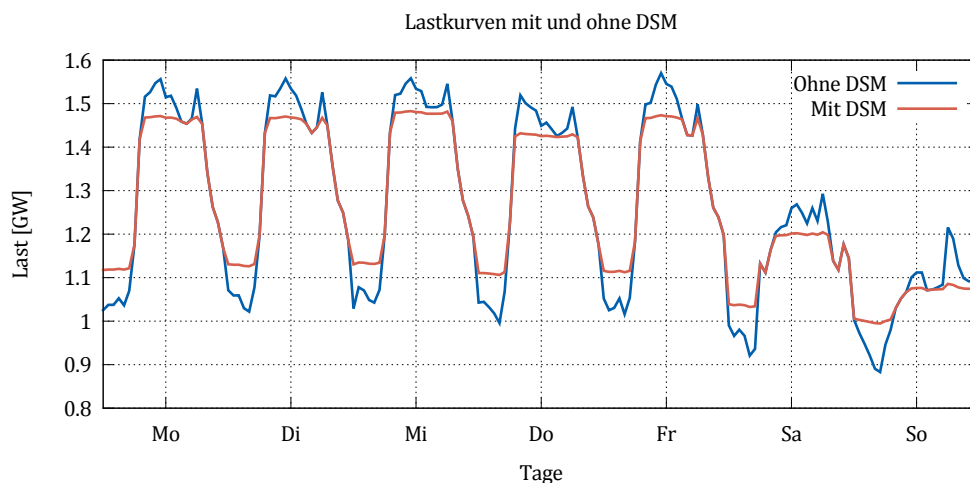


Abbildung 5.21: Stündliche Last für eine Woche im Februar für das Szenario WWB-2020 in der Zürich-Zone, mit und ohne DSM.



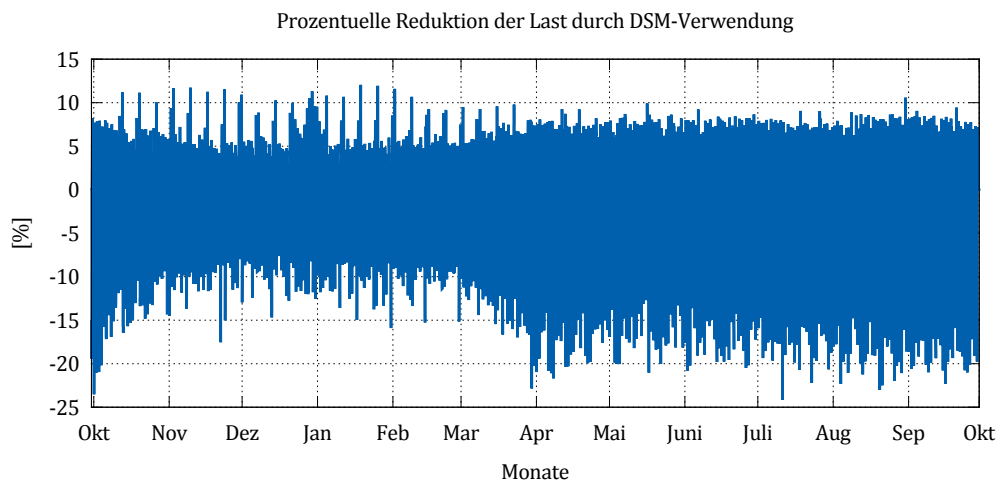


Abbildung 5.22: Stündliche Reduktion der Last durch DSM-Verwendung für das ganze Jahr und für das Szenario WWB-2020 in der Zürich-Zone.

## 6 Ergebnisse

Damit die Resultate der Modellierung mit den gewählten Szenarien und ihre Auswirkungen für die Schweiz besser ersichtlich sind werden sie nachfolgend jeweils nur für die Schweiz und die ganze Region (CH-AT-DE-FR-IT) dargestellt. Die Tabellen in diesem Kapitel zeigen nur die Fälle, in denen Versorgungsengpässe festgestellt wurden.

### 6.1 Basisszenarien

Die Simulationen der Basisszenarien folgen den bekannten Mustern der verschiedenen Angebotsvariationen für den Schweizer Strommarkt. Abbildung 6.1 zeigt dies exemplarisch für das NEP Nachfrageszenario. Im Falle der Angebotsvariante C werden die Schweizer Kernkraftkapazitäten durch Neubau fossiler Kraftwerke ersetzt. Entsprechend verschiebt sich das Gesamtbild bis 2035 vornehmlich im Energiemix. Im Falle der Angebotsvariante C+E wird zudem ein leichter Erzeugungsüberschuss durch zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien erzielt. Lediglich im Szenario E+I wird der Wegfall der Kernkraftkapazitäten bis 2035 nicht vollständig durch neue lokale Erzeugungskapazitäten kompensiert, was zu einem entsprechenden Anstieg der Importe führt. Auf das Gesamteuropäische System (rechte Spalte von Abbildung 6.1) haben diese Schweizer Angebotsvariationen jedoch nur geringfügige Auswirkungen. Im Gesamtsystem (CH-AT-DE-FR-IT) müssen Nachfrage und Erzeugung modelbedingt stets ausgeglichen sein. Da zudem für die Nachbarländer stets die gleiche Systementwicklung angenommen wird (EU-Referenzszenario 2016, siehe Abschnitt 5.1.4), sind keine deutlichen Verschiebungen über die verschiedenen Szenarien erkennbar. Die Nachfragevariationen POM und WWB verschieben die Schweizer Bilanz von Erzeugung und Nachfrage im Vergleich zum NEP, führen jedoch ebenfalls zu keiner grundlegend anderen Systementwicklung.

Insgesamt verbleibt die Schweiz ein wichtiger Transithub zwischen Nord- und Südeuropa. Je nach Szenario und Jahr ergeben sich unterschiedliche Import/Export-Flüsse; grundlegend verbleibt die Netzsituation an den Kuppelstellen jedoch vergleichbar mit der aktuellen Situation. Abbildung 6.2 zeigt dies exemplarisch für das Jahr 2030 für die NEP Nachfragesituation. Während die Netzkapazitäten exogen vorgeben sind, werden die Lastflüsse durch die Modellierung ermittelt. Dadurch ergibt sich je nach Gesamtsystemsituation ein unterschiedliches Bild der Schweizer Transitflüsse und damit einhergehend der Importmöglichkeiten im Falle eines Versorgungsengpässes. Die Kastengröße gibt den 25%-75% Bereich der Grenzflüsse an, während die min/max Werte die Bandbreite der möglichen Grenzflüsse darstellt. Letztes kann als Näherung der verfügbaren Import/Exportkapazität gesehen werden. Allerdings hängt die tatsächlich verfügbare Importmenge auch von den verfügbaren Erzeugungskapazitäten im Ausland ab.

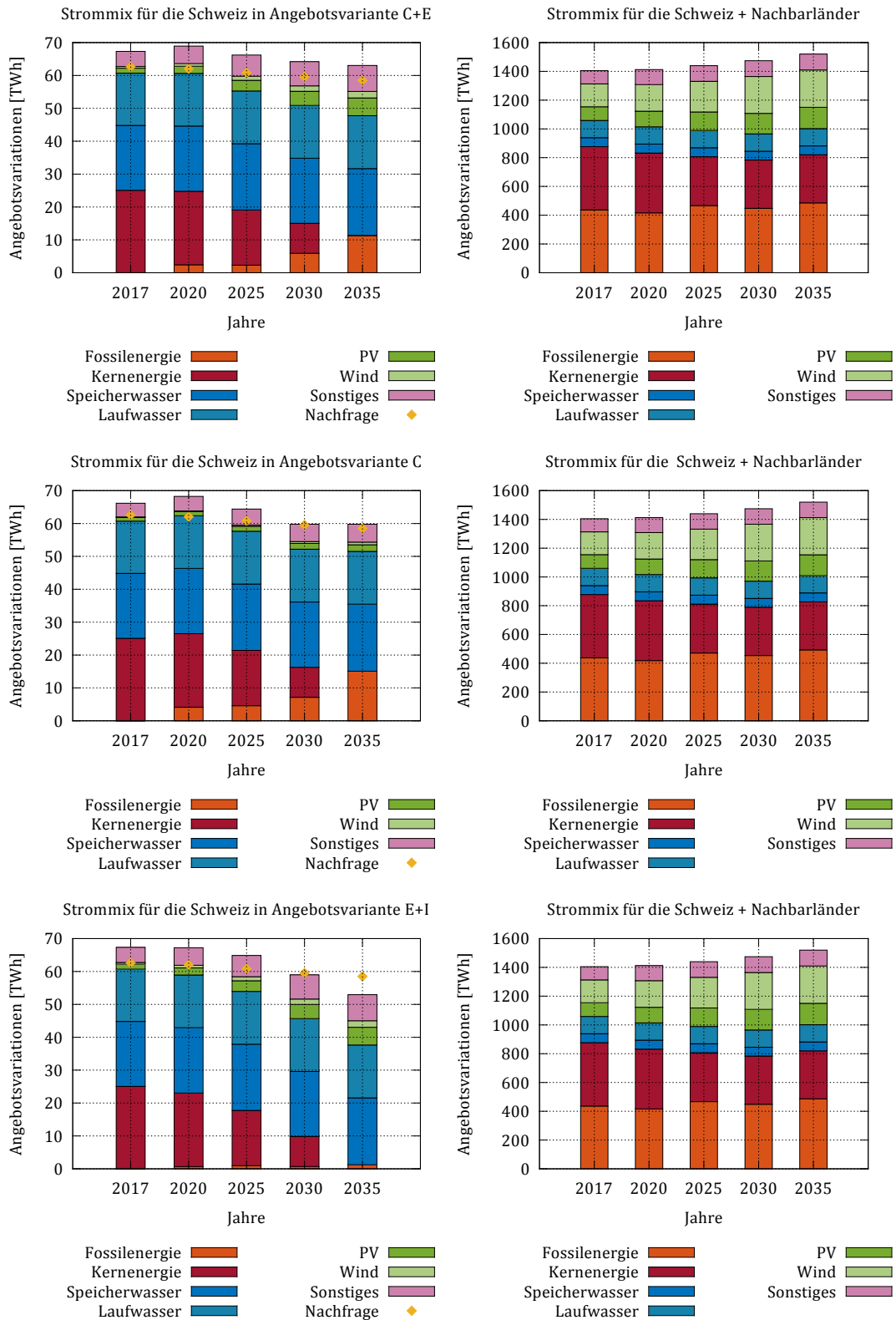


Abbildung 6.1: Jährliche Gesamterzeugung je Kraftwerkstyp für die NEP Nachfragevariation. Die Werte basieren auf dem deterministischen Model und stellen die gewichteten Mittelwerte der Temperaturbedingungen und wetterbedingten Einspeisevariationen dar.

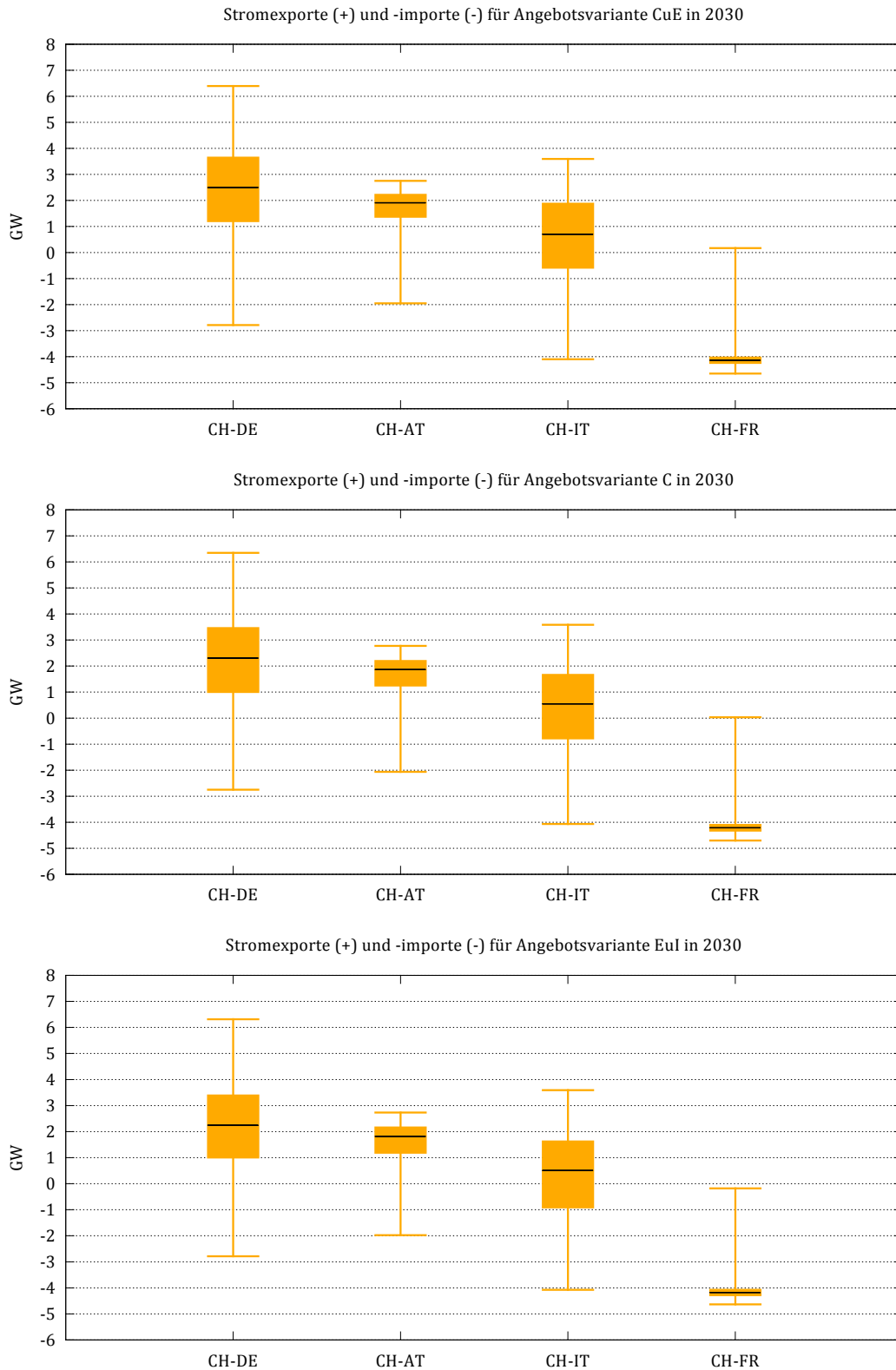


Abbildung 6.2: Variation der stündlichen Import/Exportflüsse je Grenzübergang für die NEP Nachfragevariation. Die Werte basieren auf dem deterministischen Model und stellen die gewichteten Mittelwerte der Temperaturbedingungen und wetterbedingten Einspeisevariationen dar.

Die Analyse der Basisszenarien zeigt keine signifikanten Probleme der Versorgungssicherheit in der Schweiz (Tabelle 6.1) bis in das Jahr 2030. Die Tabelle 6.1 zeigt daher nur die Resultate für die Fälle mit kurzzeitigen Versorgungsengpässen in 2035.

Szenario Name	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
NEP-CuE-2035	2.00	0.84	5.35	17.24
NEP-CuE-2035	0.00	0.00	5.22	15.06
NEP-C-2035	2.00	0.77	5.55	16.62
NEP-C-2035	0.00	0.00	5.25	14.40
NEP-EuI-2035	3.00	2.89	3.35	15.20
NEP-EuI-2035	0.00	0.00	3.66	13.88
POM-CuE-2035	2.00	0.98	4.59	16.48
POM-CuE-2035	0.00	0.00	5.15	14.00
POM-C-2035	2.00	0.78	4.64	16.06
POM-C-2035	0.00	0.00	5.13	13.52
POM-EuI-2035	4.00	3.69	2.71	14.26
POM-EuI-2035	0.00	0.00	3.63	12.80
WWB-CuE-2035	2.00	1.33	3.83	15.80
WWB-CuE-2035	0.00	0.00	4.53	13.53
WWB-C-2035	2.00	0.96	3.88	15.55
WWB-C-2035	0.00	0.00	4.53	13.24
WWB-EuI-2035	6.00	4.28	2.29	13.91
WWB-EuI-2035	0.00	0.00	2.97	12.27

Tabelle 6.1: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz in den Basisszenarien mit Probabilistischem und Deterministischem Model

Im deterministischen Ansatz tritt in keinem der betrachteten Basisszenarien Lost Load auf. Die Indikatoren LOL und ENS sind daher durchgehend Null. Die Werte der minimalen Reserve-Capacity-Margin (RCM) bewegen sich zwischen 2.97 GW (WWB-EuI-2035) und 6.66 GW (NEP-CuE-2020). Die maximale Spannweite der RCM innerhalb eines Szenarios beträgt 10.23 GW für Szenario NEP-EuI-2035. Damit zeigen auch die Ergebnisse zur RCM, dass unabhängig von den für die Basisszenarien getroffenen Annahmen keine kapazitätsbedingten Probleme der Versorgungssicherheit zu erwarten sind.

Für den probabilistischen Ansatz sind auch keine kapazitätsbedingten Probleme zu beobachten, es gibt aber für die untersuchten Fälle sehr geringe Energiemengen ( $< 0.01\%$  der nationalen Last) die aufgrund von Netzengpässen abgeworfen werden. Dies ist dadurch bedingt dass das zonale Netz aufgrund der für diesen Ansatz verwendeten Varianten an EE-Einspeisungen und Lasten in einzelnen Fällen stärker als das detaillierte Modell belastet wird, wie die etwas tieferen minimalen RCM Werte zeigen.

Bei Betrachtung der Region (Schweiz inklusive Europäischen Nachbarländer Deutschland, Frankreich, Österreich und Italien) zeigt sich unter Anwendung des deterministischen Ansatzes in den Basisszenarien ein vergleichbares Bild zur Situation in der Schweiz, da die Indikatoren LOL und ENS auch für die Europäischen Nachbarländer durchgehend Null sind (Tabelle 6.2). Die minimalen Werte der RCM bewegen sich zwischen 77.29 GW (NEP-EuI-2017) und 12.81 GW (WWB-EuI-2035). Insgesamt sind die niedrigsten freien Kapazitätslevel in den Wintermonaten zu beobachten, wobei die sehr niedrigen RCM Werte häufig nur über sehr kurze Zeiträume auftreten (z.B. entsprechend des Lastverlaufes zu Spitzenlaststunden am Abend) und kein generelles Knappheitsproblem darstellen.

Im probabilistischen Ansatz treten ähnlich wie für die Schweiz auch in der Region Lastabwürfe auf, die ebenfalls vermutlich durch dieselben Ursachen entstehen: Diesbezüglich kann man sehen dass die minimalen RCM-Indikatoren deutlich kleiner sind als die entsprechenden deterministischen Werte, wozu auch die höhere Durchdringung von EE-Einheiten im Ausland beiträgt, sodass Wettervariationen entsprechend einfließen. Auf jeden Fall beträgt die höchste verlorene Energiemenge weniger als  $< 0.001\%$  der Gesamtlast der betrachteten Länder und Lastabwürfe treten erst ab 2030 auf.

Zudem lässt sich beobachten dass im Allgemeinen ein bestimmter Trend in Bezug auf die politischen Szenarien existiert, und zwar dass letztere nach der Reihenfolge NEP/POM/WWB und C/CuE/EuI tendenziell zunehmend das System belasten: Das ist auch nachvollziehbar, da sich mit NEP/POM/WWB die Last erhöht und damit häufiger hohe, kritische Spitzenlastsituationen auftreten und über C/CuE/EuI der Anteil an steuerbaren („dispatchable“) Kapazitäten aus (fossilen) Kraftwerken reduziert.

Szenario Name	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
NEP-CuE-2030	3.00	1.69	13.79	237.57
NEP-CuE-2030	0.00	0.00	28.22	198.73
NEP-CuE-2035	6.00	6.36	1.06	229.34
NEP-CuE-2035	0.00	0.00	15.88	195.39
NEP-C-2030	3.00	1.73	16.56	238.92
NEP-C-2030	0.00	0.00	28.16	199.13
NEP-C-2035	6.00	5.68	2.45	228.61
NEP-C-2035	0.00	0.00	15.93	195.94
NEP-EuI-2030	3.00	1.79	12.63	237.57
NEP-EuI-2030	0.00	0.00	27.46	197.94
NEP-EuI-2035	6.00	9.53	-1.15	228.49
NEP-EuI-2035	0.00	0.00	14.40	193.93
POM-CuE-2030	3.00	1.69	13.40	237.57
POM-CuE-2030	0.00	0.00	27.55	201.57
POM-CuE-2035	6.00	6.88	0.54	229.16
POM-CuE-2035	0.00	0.00	14.75	194.52
POM-C-2030	3.00	1.73	16.19	238.83

*Fortsetzung auf der nächsten Seite*

Szenario Name	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
POM-C-2030	0.00	0.00	27.40	202.94
POM-C-2035	6.00	6.22	1.93	228.07
POM-C-2035	0.00	0.00	14.81	194.55
POM-EuI-2030	3.00	1.79	12.24	237.57
POM-EuI-2030	0.00	0.00	26.73	200.65
POM-EuI-2035	6.00	10.39	-1.67	228.29
POM-EuI-2035	0.00	0.00	13.32	192.80
WWB-CuE-2030	3.00	1.71	12.95	237.57
WWB-CuE-2030	0.00	0.00	27.08	202.59
WWB-CuE-2035	6.00	7.37	0.00	228.90
WWB-CuE-2035	0.00	0.00	14.22	193.90
WWB-C-2030	3.00	1.74	15.75	238.73
WWB-C-2030	0.00	0.00	26.99	202.07
WWB-C-2035	6.00	6.79	1.39	227.38
WWB-C-2035	0.00	0.00	14.27	193.89
WWB-EuI-2030	3.00	1.74	11.79	237.56
WWB-EuI-2030	0.00	0.00	26.35	201.77
WWB-EuI-2035	7.00	12.06	-2.21	227.92
WWB-EuI-2035	0.00	0.00	12.81	192.35

Tabelle 6.2: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für Schweiz + Nachländer ( DE + AT + FR + IT ) in den Basisszenarien mit **Probabilistischem** und **Deterministischem** Model

Als grafische Zusammenfassung präsentiert Abbildung 6.3 einen Überblick über alle die Szenarien. Die Kästen erstrecken sich über den ganzen Bereich der im Diagramm visualisierten Werte, das dickere Segment bezieht sich auf die Perzentile von 25% bis 75% und der Median ist durch den schwarzen Querstrich dargestellt.

Detailliertere Werte für die Indikatoren werden beispielhaft in Abbildung 6.4 angezeigt, in der das kritischste Szenario WWB-EuI-2035 beispielhaft betrachtet wird. Es ist ersichtlich dass das System insgesamt sicher ist, da die grosse Mehrheit der Situationen die zu Lastabwürfen führen einen LOL Wert von maximal 3 Stunden aufweisen. Die grösste Wahrscheinlichkeiten bei LOL liegt zudem bei 1 Stunde und bei ENS bei 1 GWh. Diese Werte könnten z.B. durch einen gezielten Einsatz von Lastmanagement ohne weiteres überbrückt werden.

Das Schweizer Übertragungsnetz stellt in den Basisszenarien keinen limitierenden Faktor für die Versorgungssicherheit dar. Bis 2035 werden die Kuppelkapazitäten – aufgrund der Transitflüsse – weiterhin besonders stark belastet, während Engpässe innerhalb der Schweiz keine grössere Rolle spielen. In der Nordschweiz wird aufgrund der Abschaltung der Kernkraftwerke bis 2035 verstärkt auf Importe zurückgegriffen, was eine andere Netzbelastung zur Folge hat. Die Region um den Genfersee mit Kuppelstellen nach Frankreich und Italien ist stark belastet, ebenso

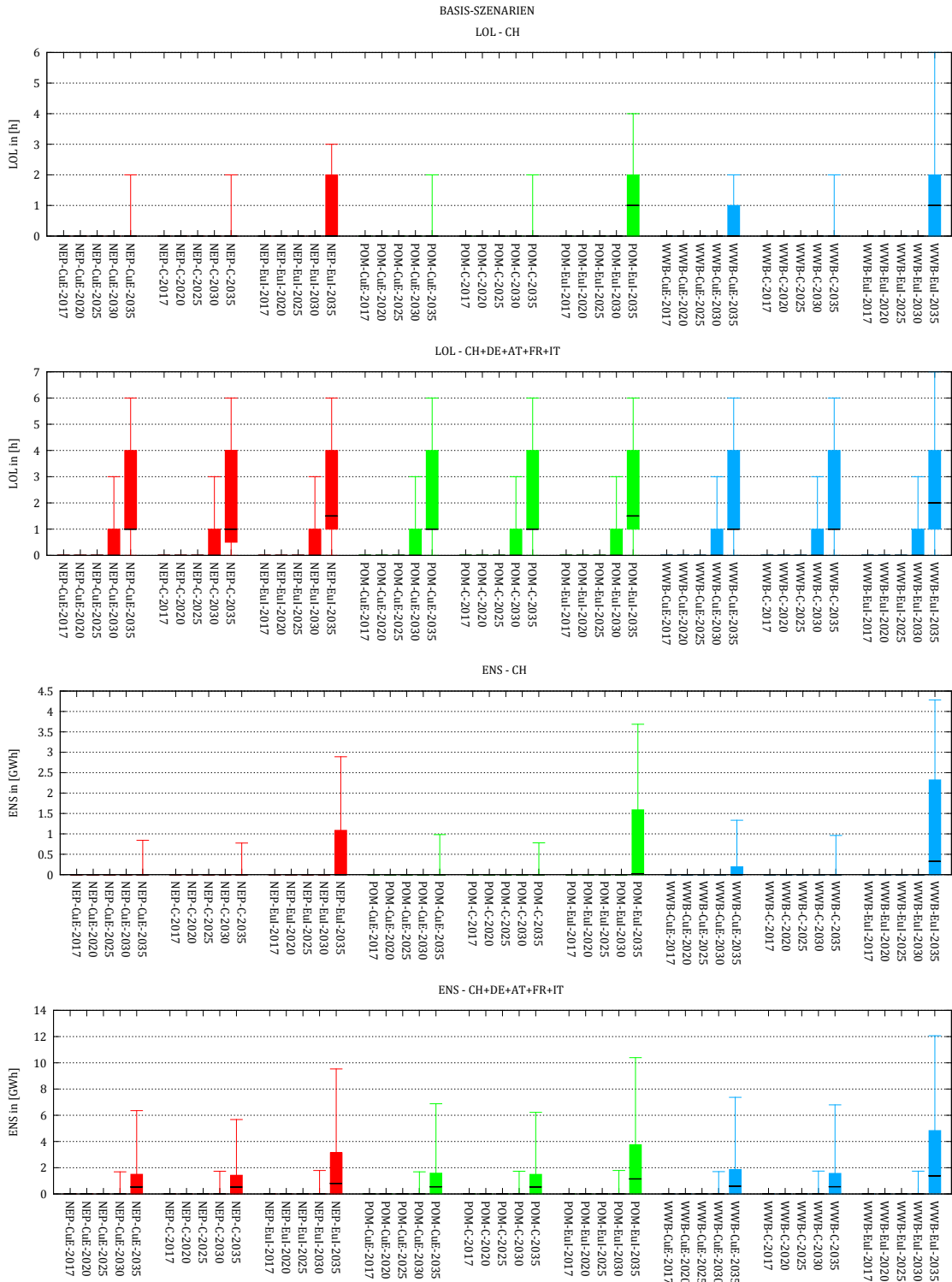


Abbildung 6.3: Kastengrafiken der allgemeinen Indikatoren für die Basiszenarien (probabilistischer Ansatz)

sind die Importkapazitäten aus Frankreich in der Nordwestschweiz stark ausgelastet. Die Auslastung der Exportkapazitäten nach Italien in der Südostschweiz reduziert sich bis 2035 dank geplanter Ausbaumaßnahmen. Allgemein, können mit den im Rahmen des Strategischen Netzes 2025 und des ENTSOE TYNDP geplanten Aus- und Neubauten insgesamt betrachtet stabile Tran-



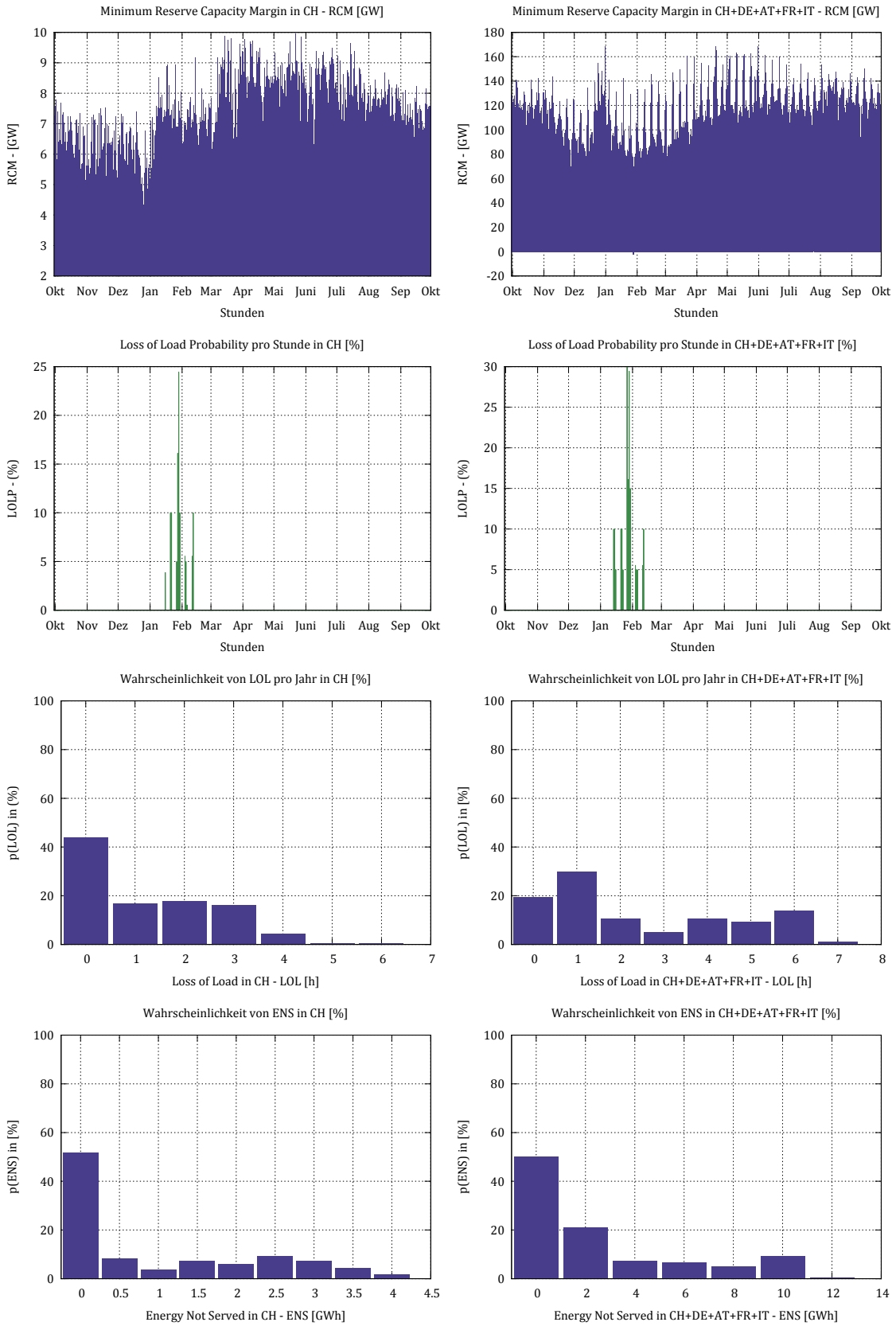


Abbildung 6.4: Visualisierung der allgemeinen Indikatoren für das Basisszenario WWB-Eu1-2035 (probabilistischer Ansatz)

sitbedingungen bis 2035 gesichert werden.

Für die Betrachtung des Falles, dass keine Im- und Exporte möglich sind können nun die spezifischen Indikatoren herangezogen werden. Diese sind für dasselbe Szenario in Abbildung 6.5 visualisiert. Die oberen Abbildungen zeigen den SP-Indikator, welcher aufzeigt wieviel an gespeicherter Energie in Relation zu einem gewünschten Versorgungshorizont  $T$  im betrachteten System vorhanden ist. Das betrachtete System ist in diesem Fall eine völlig autarke Schweiz und die gespeicherte Energie ist in Form von Wasser in den Speicherseen gelagert. Die Speicherseen werden im Verlauf der kalten Monate (Oktober-März) allmählich geleert, bis sich im Frühling der Wasserspiegel in den Reservoirs erneut erhöht. Dementsprechend sinkt auch der SP Indikator vom Herbst bis Ende Winter tendenziell gegen null und steigt dann wieder im Sommer an. Das Diagramm liefert somit auch Informationen über den allgemeinen Trend der verfügbaren gespeicherten Energie. Das maximale Niveau von Reserven tritt normalerweise im Herbst auf, da im Sommer die Zuflüsse aufgrund der Schneeschmelze bei gleichzeitig relativ niedriger Last hoch sind. Je nachdem welcher Zeithorizont  $T$  für die Autarkie gewählt wird, kann SP auch negativ werden. Der negative Wert zeigt nun, dass zusätzlicher Speicherbedarf nötig wäre um die gewählte Zeitperiode zu überbrücken.

Die mittleren beiden Grafiken zeigen nun den notwendigen zusätzlichen Speicherbedarf (SB Indikator) um am Beispiel von  $T = 2$  bzw. 4 Wochen eine entsprechende autarke Versorgung zu gewährleisten.

Die unteren Grafiken zeigen nun den SB Indikator bei verschiedenen Zielhorizonten  $T$  für die Autarkie. Als Beispiele haben wir vier Zeitspannen im Bereich von einer Woche bis zwei Monaten angenommen (1 Woche, 2 Wochen, 1 Monat, 2 Monate). Die linke Abbildung zeigt dabei die notwendigen zusätzlichen Speichermengen um unter durchschnittlich eintretenden Temperatur- und Wetterbedingungen die Versorgung zu gewährleisten. Die rechte Abbildung zeigt den Bedarf bei 95% der Fälle. Hier ist deutlich die Zunahme des zusätzlichen Speicherbedarfs bei längeren Autarkieperioden zu sehen.

Tendenziell zeigen die Simulationen, dass es immer genug gespeicherte Energie für einen Horizont von mindestens ein paar Wochen gibt. In Abhängigkeit der Ausprägungen der Monte-Carlo Simulationen des probabilistischen Modells, ergeben sich lediglich bei extremen Ausprägungen von Temperatur- und Wetterbedingungen (in den „extremsten“ 33% der Szenarien) positive Werte.

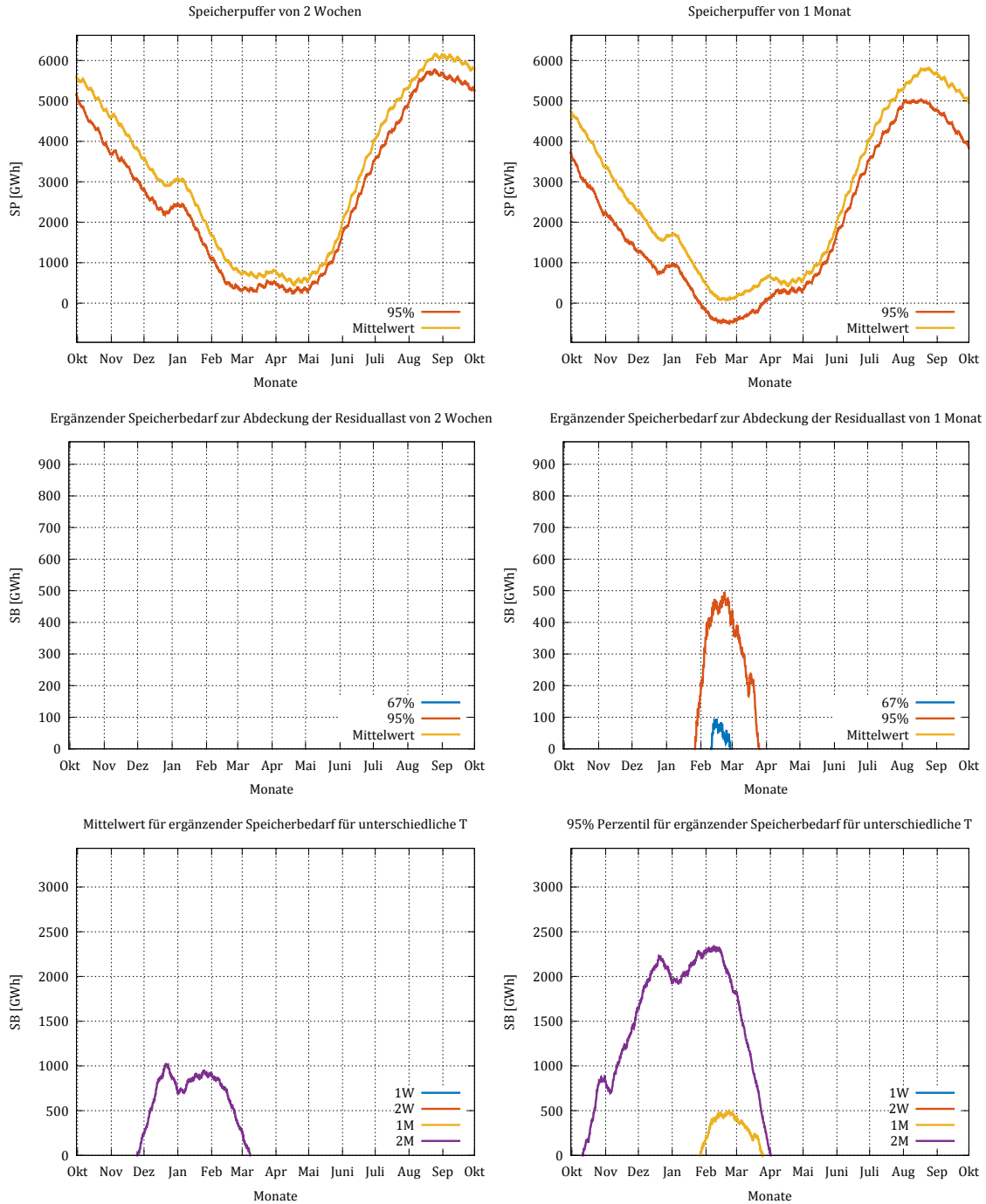


Abbildung 6.5: Visualisierung der spezifischen Indikatoren für das Basisszenario WWB-EuI-2035 (probabilistischer Ansatz)

## 6.2 EU-Szenarien

Die EU Szenarien zeigen einen deutlich schnelleren Wechsel auf erneuerbare Energien als die Basisszenarien (Abbildung 6.6, rechte Spalte). Für die Schweiz selber wurde die E+I Angebotsvariante angenommen. Entsprechend folgt die Angebotsituation einem ähnlichen Verlauf wie in den Basisszenarien (Abbildung 6.6, linke Spalte). Der Vergleich der Variante mit verzögertem Netzausbau zeigt nur geringfügige Variationen auf; dies Verschiebungen in der jährlichen Gesamterzeugung liegen unter 2 TWh.

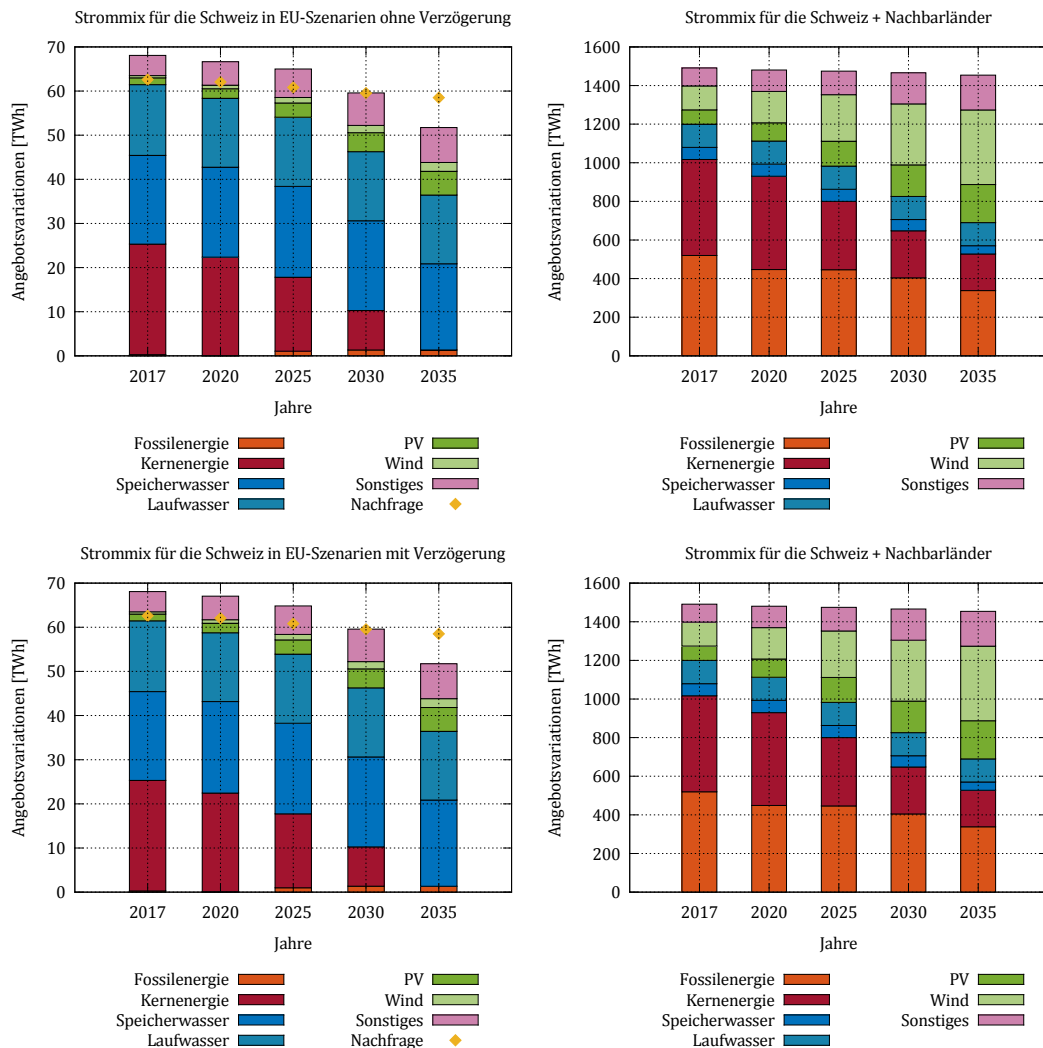


Abbildung 6.6: Jährliche Gesamterzeugung je Kraftwerkstyp. Die Werte basieren auf dem deterministischen Modell und stellen die gewichteten Mittelwerte der Temperaturbedingungen und wetterbedingten Einspeisevariationen dar.

Auch im direkten Vergleich der Schweizer Grenzflüsse im Jahr 2030 (Abbildung 6.7) ergeben sich keine deutlichen Verschiebungen durch eine Verzögerung des Netzausbaus um fünf Jahre. Die generelle europäische Import-Export Situation ist grösstenteils durch die jeweiligen Erzeugungsparks definiert und die bereits vorhandenen Grenzkapazitäten erlauben solide Austauschmengen zwischen den Ländern. Die geplanten Netzausbaumassnahmen stützen diesen Austausch weiter führen jedoch zu keiner gravierenden Verschiebung innerhalb der europäischen Grenzflüsse.

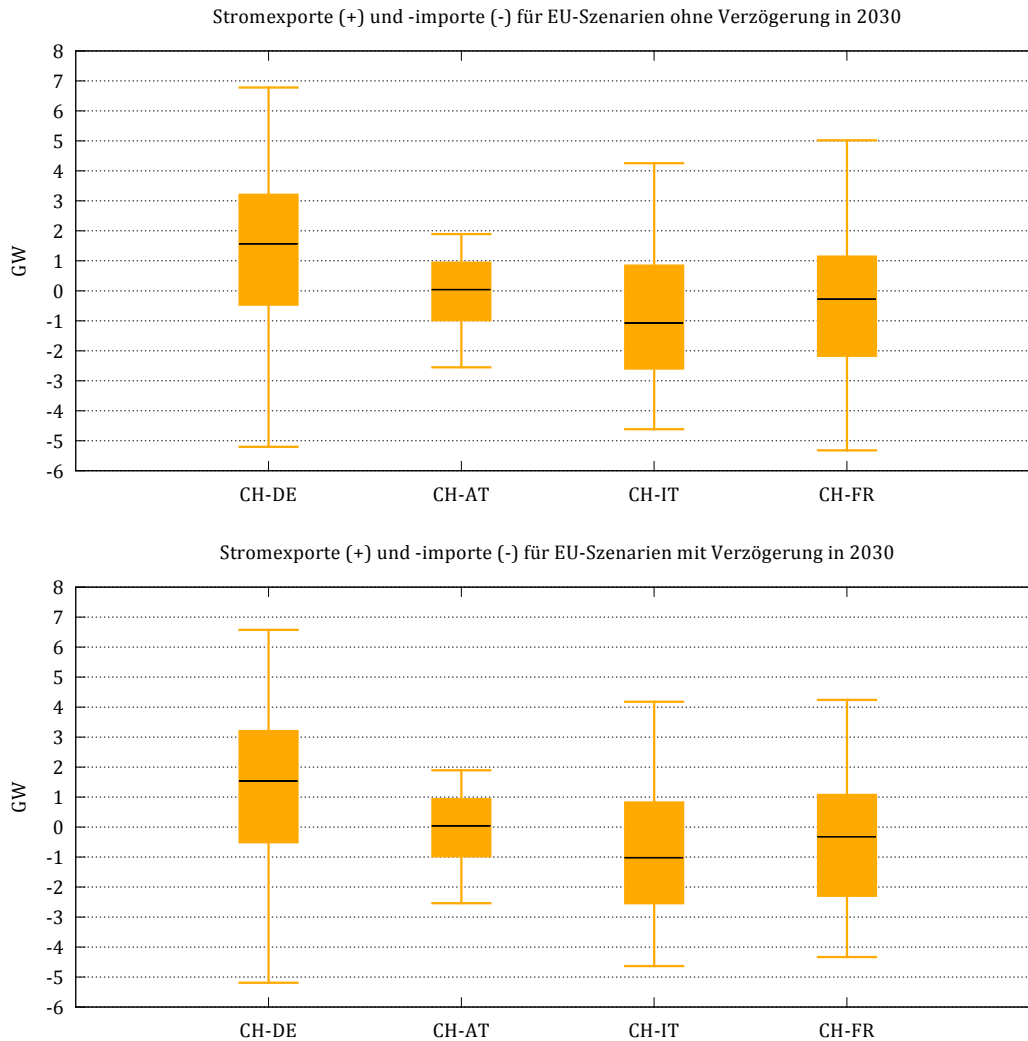


Abbildung 6.7: Variation der stündlichen Import/Exportflüsse je Grenzübergang. Die Werte basieren auf dem deterministischen Modell und stellen die gewichteten Mittelwerte der Temperaturbedingungen und wetterbedingten Einspeisevariationen dar.

Die Analyse der EU-Szenarien für die Schweiz (Tabelle 6.3) zeigt keine kritische Situation der Versorgungssicherheit in der Schweiz bis in das Jahr 2025 auch im angenommenen Szenario eines schnelleren Transformationstempos in Richtung erneuerbarer Energien in den Nachbarländern, wie es in den hier verwendeten EU-Szenarien angenommen wird. Die nachfolgenden Tabellen (6.3-6.4) mit den Resultaten zeigen auch wieder nur die Fälle mit positiven LOL, jeweils mit geplantem Netzausbau (...-D0) und einem um 5 Jahre verzögerten Netzausbau (...-D1)

Im deterministischen Ansatz tritt in der Schweiz bei Analyse der EU-Szenarien erst im Jahr 2030 Lost Load auf. Die Indikatoren LOL und ENS liegen hier bei zwei Stunden bzw. 0.86 GWh. Unter Annahme eines um fünf Jahre verzögerten Netzausbaus in den Nachbarstaaten zeigen sich für die Schweiz höhere Werte von 33 Stunden bzw. 0.23 GWh. Ein verzögerter Netzausbau führt damit zu einer Verschlechterung der Versorgungssituation. Als eher kritisch zu betrachtende Werte zeigen sich erst für das Jahr 2035 mit einem maximalen LOL-Wert von 163 Stunden sowie einem maximalen ENS-Wert von 105.03 GWh. Ein verzögerter Netzausbau zeigt hier keine

Unterschiede mehr zum wie geplant voranschreitenden Netzausbau, da alle kritischen Projekte auch bei fünfjähriger Verzögerung bis dahin abgeschlossen sind. Unter Annahme einer fünfjährigen Verzögerung des Netzausbaus liegen die minimalen RCM-Werte zwischen 2.89 (2035) und 6.69 GW (2020). Damit zeigen auch die Ergebnisse zur RCM, dass unabhängig von den für die EU-Szenarien getroffenen Annahmen kaum bzw. erst ab 2035 kapazitätsbedingte Probleme der Versorgungssicherheit zu erwarten sind.

Im probabilistischen Ansatz gibt es für die Schweiz ebenfalls keine kritischen Situationen für die Jahre 2020 und 2025, und auch nicht für 2030. Erst ab dem Jahre 2035 zeigen sich die ersten Probleme, wobei die Lastabwürfe erheblich kleiner sind als für die deterministische Methode, und das obwohl die minimalen RCM Werte jetzt kleiner sind. Bei diesen Szenarien kann man daher vermuten dass Netzaspekte eine direkte Rolle spielen in den beiden Ansätzen, sodass die Diskrepanz in den ENS und LOL Werten darauf zurückzuführen ist, dass die Resultate durch die unterschiedlichen Netztopologien und Wasserkraftmodelle bedingt sind (siehe hierzu auch die Diskussion der Modellunterschiede in Kapitel 5.4 und bei der Ergebnisdiskussion der Extremszenarien in Kapitel 6.3).

Szenario Name	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
NEP-EuI-2030-D0	0.00	0.00	3.48	15.60
NEP-EuI-2030-D0	2.00	0.86	4.11	13.84
NEP-EuI-2030-D1	0.00	0.00	3.48	15.51
NEP-EuI-2030-D1	33.00	0.23	4.18	13.84
NEP-EuI-2035-D0	35.00	28.23	2.55	15.14
NEP-EuI-2035-D0	163.00	105.03	2.89	13.55
NEP-EuI-2035-D1	35.00	28.23	2.55	15.14
NEP-EuI-2035-D1	163.00	105.03	2.89	13.55

Tabelle 6.3: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz in den EU-Szenarien mit Probabilistischem und Deterministischem Modell

Bei Betrachtung der Gesamtregion mit den europäischen Nachbarländern Deutschland, Frankreich, Österreich und Italien zeigt sich in den EU-Szenarien ein etwas kritischeres Bild (Tabelle 6.4) als in der Schweiz. Unter Anwendung des deterministischen Ansatzes zeigen die Indikatoren LOL und ENS bereits ab 2025 erste Probleme der Versorgungssicherheit für die europäischen Nachbarländer, welche in den Jahren 2030 und 2035 kontinuierlich zunehmen. Im Vergleich der Szenarien ohne und mit Verzögerung des Netzausbaus um fünf Jahre zeigt sich, dass ein verzögerter Netzausbau negative Auswirkungen auf die EU-Nachbarländer hat.

Die Werte der minimalen RCM bewegen sich zwischen 2.02 (2035) und 47.28 GW (2020). Die maximale Spannweite der RCM innerhalb eines Szenarios beträgt 177.95 GW für das Jahr 2030. Unter Annahme einer fünfjährigen Verzögerung des Netzausbaus liegen die minimalen RCM-Werte zwischen 2.02 (2035) und 47.07 (2020) mit einer maximalen Spannweite von 177.62 GW (2030). Der minimale RCM Wert für die Gesamtheit der europäischen Nachbarländer liegt damit unter

dem für die Schweiz.

Derselbe Trend zeichnet sich auch für den probabilistischen Ansatz ab, d.h. schon im Jahre 2025 kommt man zu positiven ENS Werten und die Verzögerung des Netzausbaus trägt negativ zur allgemeinen Situation bei. Das ist besonders sichtbar für 2030 wo die entstandenen Lastabwürfe sich erheblich erhöhen, obwohl die RCM gleich bleibt, was die Rolle des Netzes für dieses Szenario hervorhebt.

Szenario Name	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
NEP-EuI-2025-D0	32.00	37.64	5.87	224.52
NEP-EuI-2025-D0	16.00	25.39	19.22	190.41
NEP-EuI-2025-D1	33.00	38.04	5.87	220.61
NEP-EuI-2025-D1	16.00	25.49	19.32	190.42
NEP-EuI-2030-D0	75.00	243.21	-9.91	214.73
NEP-EuI-2030-D0	72.00	256.38	8.20	186.16
NEP-EuI-2030-D1	114.00	375.21	-9.91	214.71
NEP-EuI-2030-D1	78.00	289.76	8.24	185.85
NEP-EuI-2035-D0	204.00	969.07	-15.79	206.54
NEP-EuI-2035-D0	219.00	1003.31	2.02	175.56
NEP-EuI-2035-D1	204.00	969.07	-15.79	206.54
NEP-EuI-2035-D1	219.00	1003.31	2.02	175.56

Tabelle 6.4: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für Schweiz + Nachländer ( DE + AT + FR + IT ) in den EU-Szenarien mit Probabilistischem und Deterministischem Model

Als grafische Zusammenfassung präsentiert Abbildung 6.8 einen Überblick über all die Szenarien. Die Kästen erstrecken sich über den ganzen Bereich der im Diagramm visualisierten Werte, das dickere Segment bezieht sich auf die Perzentile von 25% bis 75% und der Median ist durch den schwarzen Querstrich dargestellt.

Das Szenario NEP-EuI-2035 mit Verzögerung des Netzausbaus wird in Abbildung 6.9 dargestellt, da es den gravierendsten Rahmenbedingungen entspricht. Wie man beobachten kann ist insbesondere Anfang Februar ein kritischer Zeitraum für das Auftreten von Lastkürzungen in der Schweiz. Die Visualisierung des Speicherpuffer Indikators in Abbildung 6.10 zeigt aber dass es tendenziell genug gespeicherte Energie für ein paar Wochen gibt, sodass nicht das Speichervolumen sondern Netzengpässe der ausschlaggebende Grund für die verlorenen Energiemengen sind, da letztere eigentlich durch Netzlimiten verursacht werden. In der Tat sieht man dass der Speicherbedarf Indikator sein maximales Niveau in März erreicht, in einer Periode wo Lastabwürfe praktisch verschwunden sind sodass es nur eine leichte zeitliche Überlappung zwischen diesen Werten gibt. Das qualitative Verhalten des Speicherpuffers bzw. Speicherbedarfs reflektiert den allgemeinen Einsatz der Wasserkraft, der sich auch in den in dieser Studie analysierten Szenarien erkennen lässt, wonach die gespeicherte Energie Anfang Herbst ihr Maximum erreicht, danach

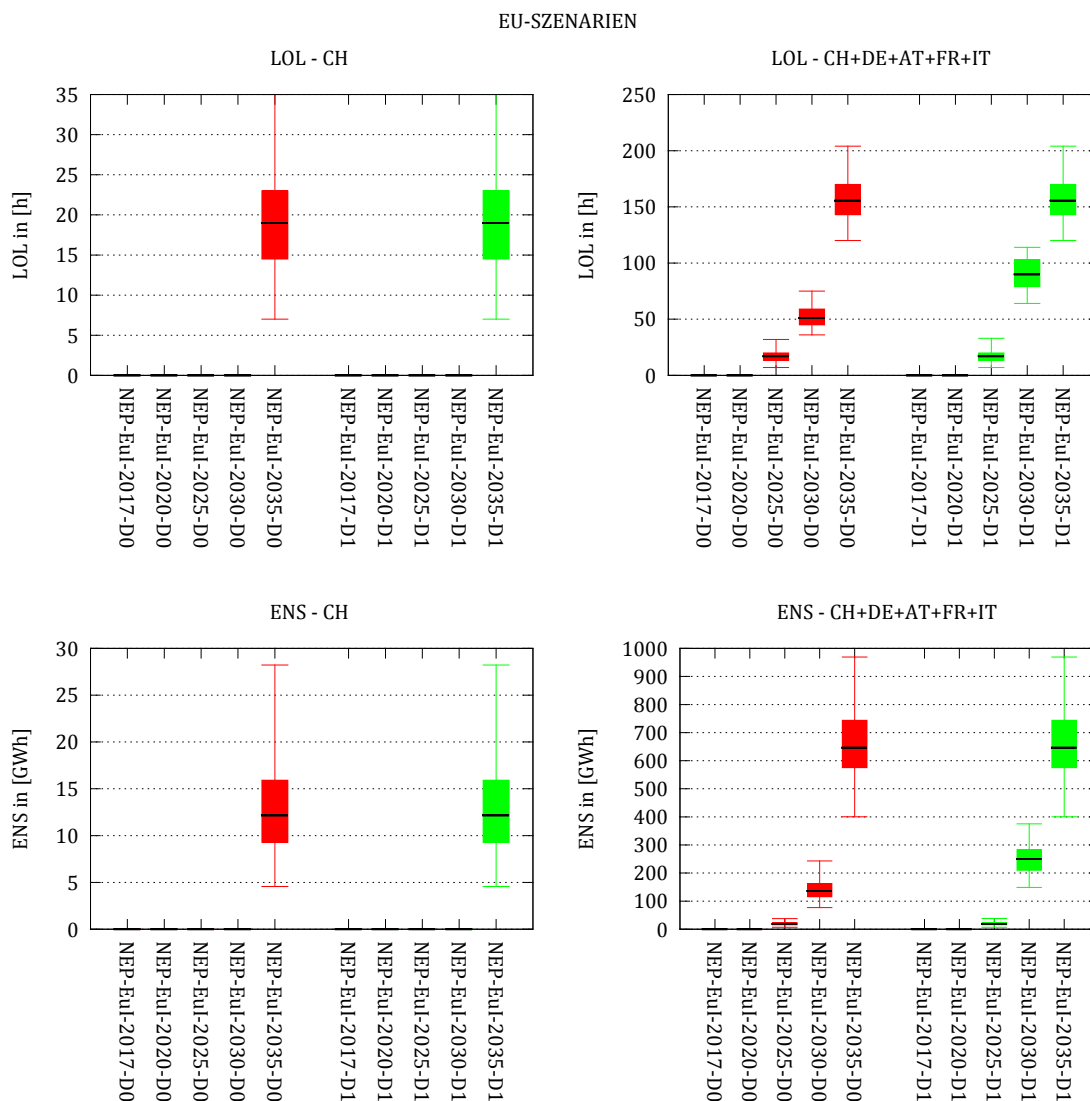


Abbildung 6.8: Kastengrafiken der allgemeinen Indikatoren für die EU-szenarien (probabilistischer Ansatz)

graduell wegen der tiefen Zuflüsse und hohen Winterlast abnimmt und sich ab Mai/Juni wieder erhöht.

Im Rahmen der EU-Szenarien ohne Verzögerung im Netzausbau ergibt sich eine ähnliche Grundaussage wie in den Basisszenarien: allgemein führen die geplanten Netzprojekte zu stabilen Transitbedingungen, wenn auch Engpässe an Kuppelstellen bestehen bleiben. Weiterhin sind die Kapazitäten zwischen Frankreich und der Schweiz stark belastet. Im Vergleich zu den Basisszenarien sind jedoch auch die Kapazitäten nach Italien deutlich stärker belastet. Insgesamt ist die Engpasssituation jedoch angespannter als in den Basisszenarien. Die durchschnittliche Engpassrente (der Schattenpreis auf den Netzkapazitätsrestriktionen) der zehn am stärksten belasteten Leitungen liegt in den EU-Szenarien deutlich über denen der Basisszenarien (+150%).

Die Rolle des Netzes und insbesondere des Netzausbaus wird durch den Vergleich der D0 und D1 Durchläufe ersichtlich. Im Gesamteuropäischen Kontext ergeben sich bei verzögertem Netzausbau leicht erhöhte Werte für LOL und ENS in 2025 und deutlichere Erhöhungen in 2030 (siehe



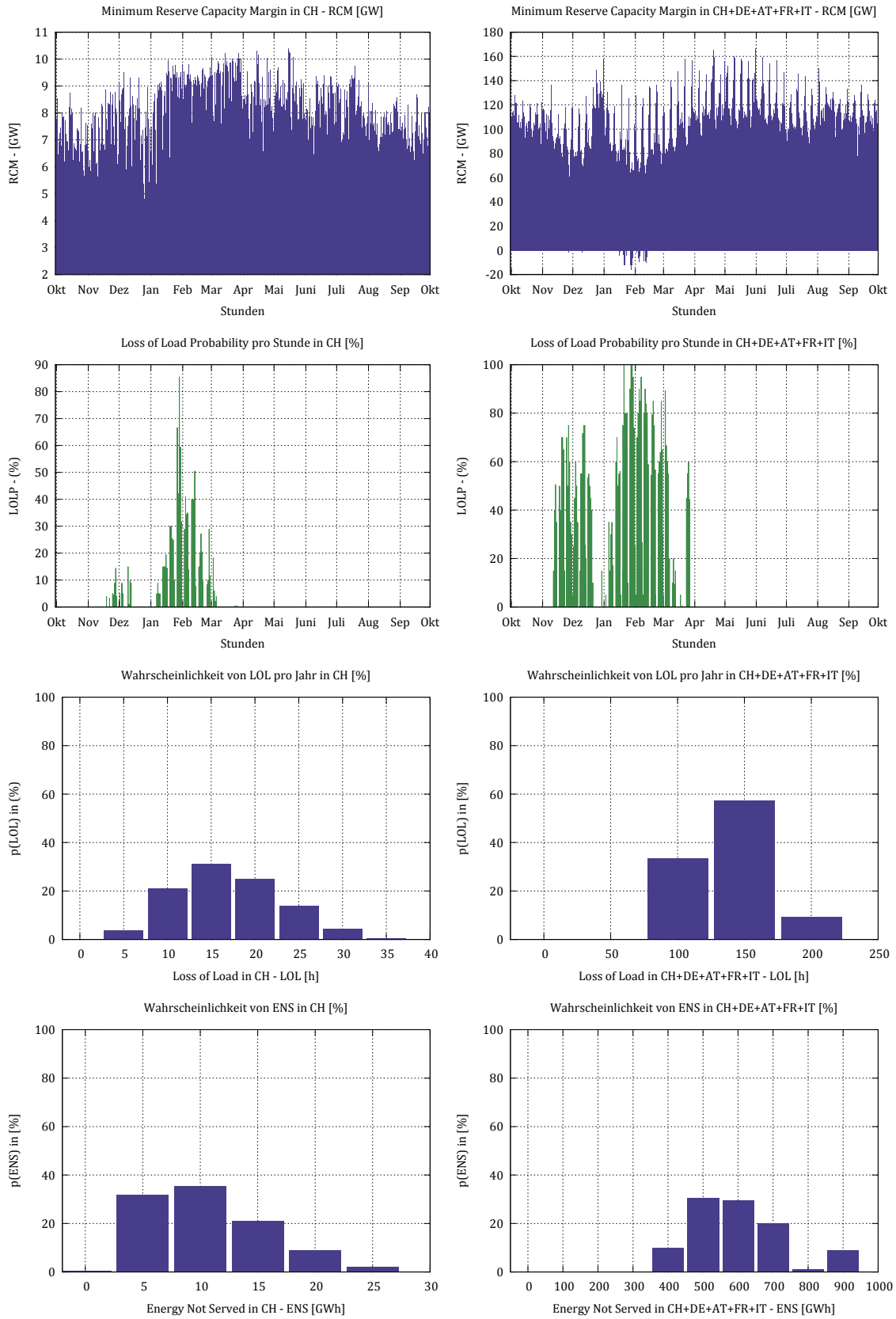


Abbildung 6.9: Visualisierung der allgemeinen Indikatoren für das EU-Szenario NEP-EuI-2035 mit Verzögerung des Netzausbaus (probabilistischer Ansatz)

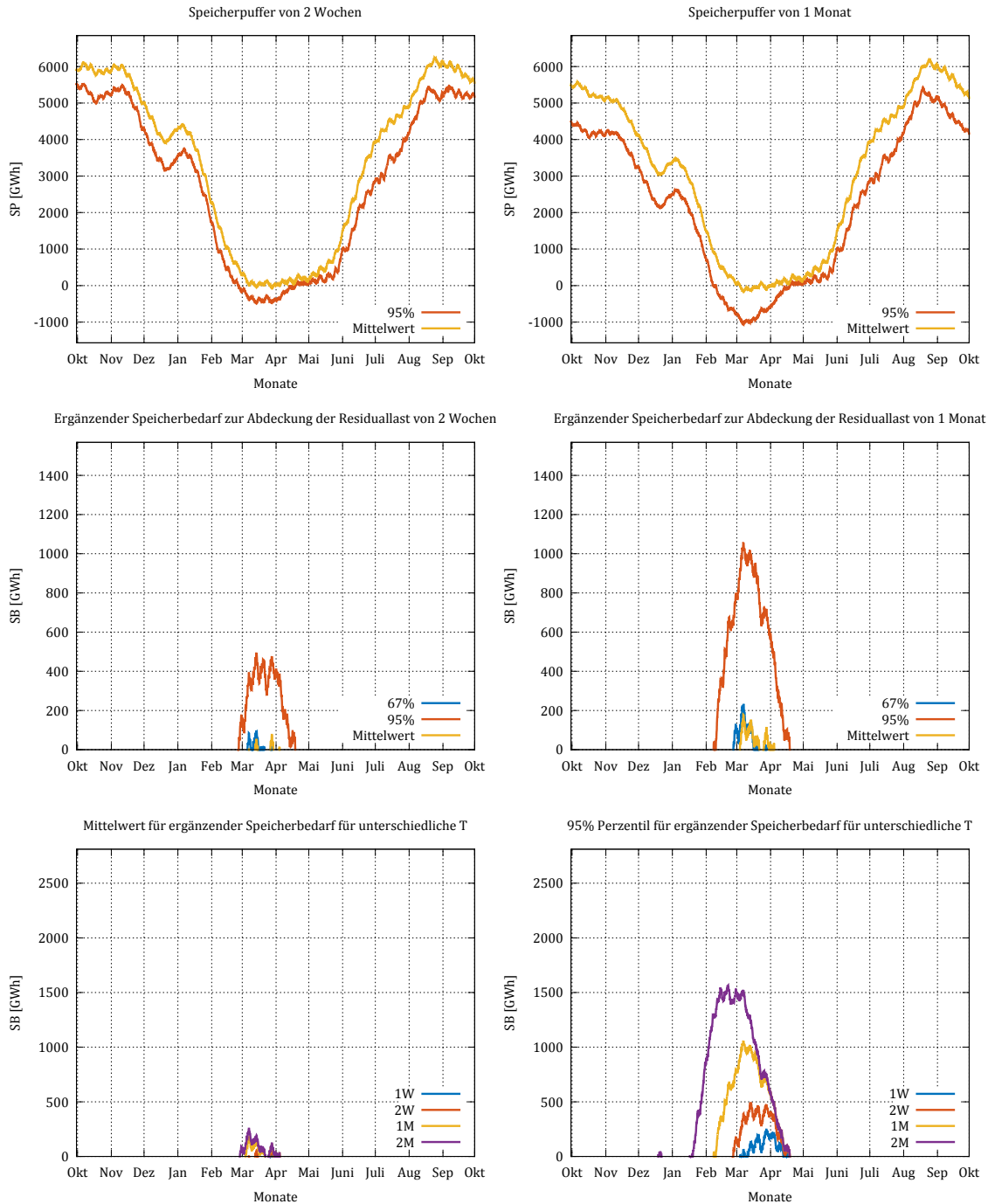


Abbildung 6.10: Visualisierung der spezifischen Indikatoren für das EU-Szenario NEP-Eu-2035 mit Verzögerung des Netzausbaus (probabilistischer Ansatz)

he Tabelle 6.4). Das Netz hat somit sehr wohl einen Einfluss auf die Versorgungssituation. Die gesamthaft jedoch recht geringe Verschlechterung bei verzögertem Netzausbau zeigt hier auch die Limitierungen auf: die geplanten Netzausbauten werden primär für einen verbesserten Austausch unter normalen Systembedingungen konzipiert. Dies führt auch zu Verbesserungen in kritischen Situationen; der alleinige Mehrwert dieser Verbesserung würde jedoch nicht ausreichen, um Netzausbauten zu rechtfertigen.

Die Rolle des Netzes bei der Systemoptimierung spiegeln auch die Ergebnisse für die Schweizer Situation in 2030 wieder, welche im deterministischen Modell eine leichte Verbesserung bei verzögertem Netzausbau aufzeigen (siehe Tabelle 6.3). Da die Schweiz auch in diesen Szenarien keine lokalen Versorgungsengpässe aufweist, werden die modellierten Lastabwürfe zur Optimierung der europäischen Transportkapazität durchgeführt. Bei verzögertem Netzausbau ist dieser Mehrwert schwieriger umzusetzen (es mangelt an der notwendigen Grenzkapazität), so dass der Lastabwurf verstärkt direkt in den Ländern mit Versorgungsengpässen stattfindet. Indirekt zeigt dieser Fall damit ebenfalls die Rolle des Netzes bei versorgungskritischen Situationen: aufgrund der vernetzten Struktur der zentraleuropäischen Märkte können bei Koordinierung der Massnahmen und ausreichender Transitkapazität versorgungskritische Situationen besser gemanagt werden. Dabei werden Massnahmen jedoch nicht mehr zwingend in den Regionen/Ländern durchgeführt, welche auch den lokalen Versorgungsengpass aufweisen.

Allgemein weisen die Ergebnisse der EU-Szenarien, v.a. im deterministischen Modell, auf die hohe Bedeutung des Netzes für die Versorgungssicherheit hin. In allen Fällen mit LOL-Ereignissen hat das modellierte EU System noch eine minimale Kapazitätsreserve von mind. 3GW. Daher sind die resultierenden Lastabwürfe eine direkte Folge der unzureichenden Möglichkeiten die vorhandene Erzeugung an die Nachfrageknoten zu transportieren. Im probabilistischen Modell vermischt sich dieser Effekt mit Ausprägungen der Monte-Carlo Simulation in denen es auch zu Engpässen in den Erzeugungskapazitäten kommt.

### 6.3 Extremszenarien

Die Extremszenarien zeigen je nach Variation deutlichere Verschiebungen in den Erzeugungsstrukturen. Abbildung 6.11 zeigt dies exemplarisch für die Szenarien SC8 (Ausfall europäischer Erzeugungskapazität), SC14 (Ausfall Schweizer Kapazität) und SC15 (kombinierter Ausfall). Hierbei ist zu beachten, dass die Extremszenarien lediglich eine Wetter- und Einspeisekombination abbilden (kühle Witterung für hohe Nachfrage in den Wintermonaten und niedrige Verfügbarkeit erneuerbarer Energien, siehe Kapitel 5.3) und daher nicht direkt mit den Durchschnittswerten der Basis- und EU-Szenarien vergleichbar sind. Während sich die Schweizer Situation sehr deutlich darstellt (Abbildung 6.11, linke Spalte), ist die europäische Situation insgesamt weniger deutlich ersichtlich (Abbildung 6.11, rechte Spalte). Das liegt an den entsprechenden Ausgleichsproduktionen im Ausland: ein Ausfall französischer oder deutscher Grundlastkapazitäten wird durch entsprechend höhere Auslastung von anderen fossilen Kapazitäten kompensiert. Somit ergibt sich insgesamt ein nur geringfügig verschobenes Gesamterzeugungsbild. Dennoch stehen dem System deutlich weniger Kapazitäten zur Verfügung.

Entsprechend kommt es bei diesen Szenarien auch zu deutlicheren Verschiebungen bei den Import-Export Flüssen (Abbildung 6.12). Während die theoretisch verfügbare Import-Export Kapazität allgemein vergleichbar bleibt (entspricht den min/max Werten) ist die durchschnittliche Flusssituation und auch die Bandbreite (durch die 25/75% Quantile angegeben) je nach Szenario deutlich verschoben im Vergleich zu den üblichen Flussbildern in den Basis- und EU-Szenarien. Auch im direkten Vergleich der drei Extremszenarien untereinander ergeben sich deutliche Unterschiede, welche die veränderten Systembedingungen widerspiegeln. Insbesondere der Ausfall von Erzeugungskapazität in Frankreich führt zu einer höheren Bandbreite der Import/Export-Flüsse auf der französisch-schweizer Grenze.

Die Analyse der Extremszenarien für die Jahre 2020, 2025 und 2030 zeigt basierend auf den als extrem einzustufenden zugrundeliegenden Annahmen kritische Ergebnisse für die Versorgungssicherheit in der Schweiz für die Jahre 2025 und 2030; d.h. selbst unter den als extrem einzustufenden zugrundeliegenden Annahmen ist für die kommenden 5 bis 10 Jahre noch nicht mit grösseren Versorgungsengpässen zu rechnen. Im deterministischen Ansatz zeigen vor allem unter Annahme einer Reduktion der Braun- und Steinkohle Kapazitäten in Deutschland sowohl für sich alleinstehend als auch in Kombination mit Kapazitätsreduktionen in anderen Ländern Probleme bei der Versorgungssicherheit. Andere Kapazitätsreduktionen wie etwa eine Reduktion der Kapazitäten französischer oder Schweizer Kernkraftwerke oder der Schweizer Wasserkraft zeigen für sich nahezu keine negativen Effekte auf die Versorgungssicherheit in der Schweiz. Die Werte der minimalen Reserve-Capacity-Margin (RCM) bewegen sich zwischen -1.94 GW (SC11 und SC15, Jahr 2030) und 6.50 GW (SC08, Jahr 2020). Die maximale Spannweite der RCM innerhalb eines Szenarios beträgt 8.30 GW für die Szenarien SC11 und SC15 im Jahr 2030. Damit zeigen die Ergebnisse zur RCM für die Schweiz teilweise negative Werte auf. In den Fällen, in denen primär die Schweiz von Kapazitätsbeschränkungen betroffen ist, kann der negative RCM jedoch durch Importe kompensiert werden, so dass die Versorgungssicherheit weiter gewährleistet bleibt; etwa in den Szenarien SC10 für das Jahr 2025 sowie SC14 für die Jahre 2020 und 2025. Die kritischsten Werte zeigen sich für die Szenarien SC11 und SC15, welchen im Jahr 2030 identische Annahmen zugrunde liegen. Gleichzeitig zeigt sich im Rahmen der deterministischen Analyse, dass aufgrund

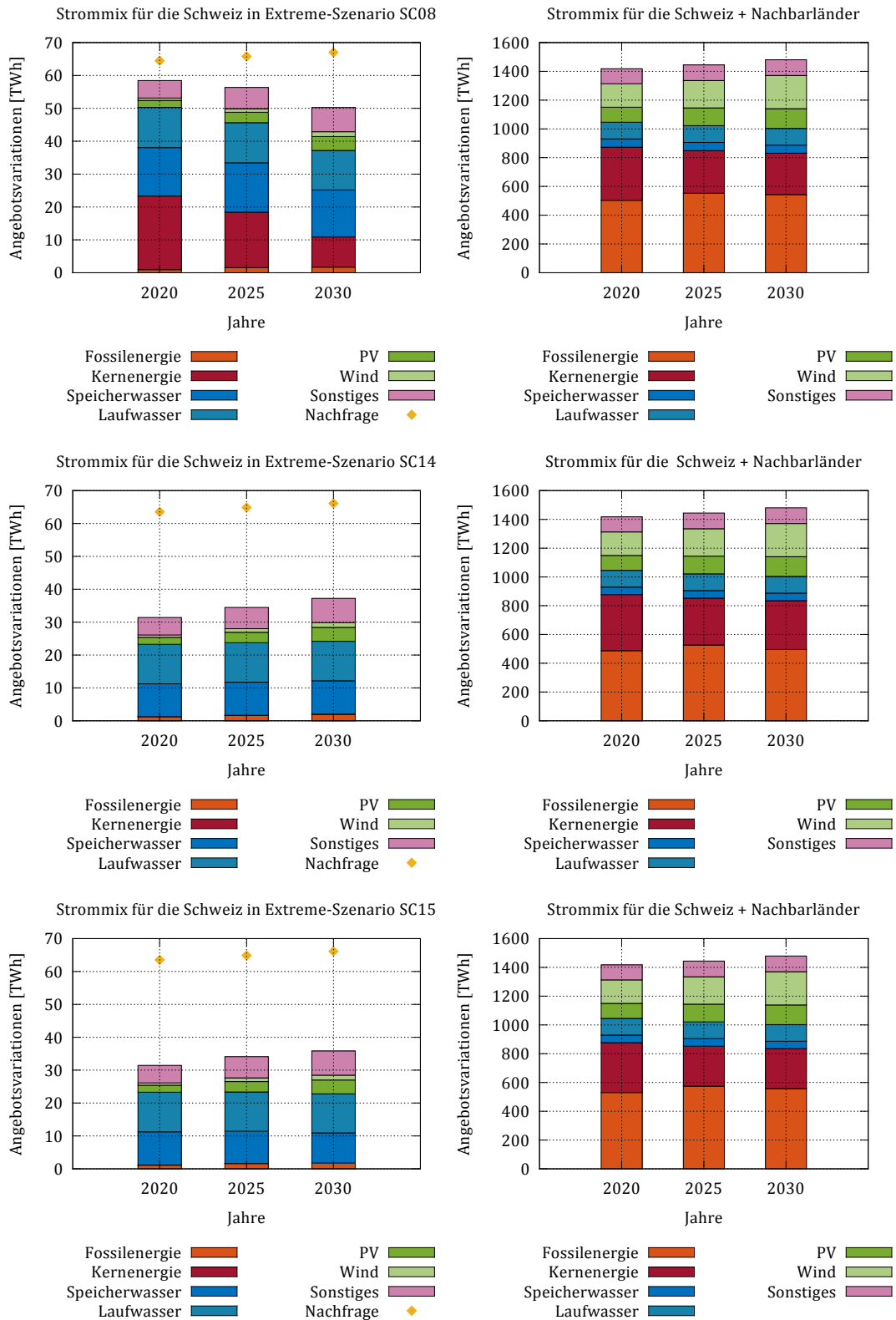


Abbildung 6.11: Jährliche Gesamterzeugung je Kraftwerkstyp. Die Werte basieren auf dem deterministischen Model und stellen die gewichteten Mittelwerte der Temperaturbedingungen und wetterbedingten Einspeisevariationen dar.

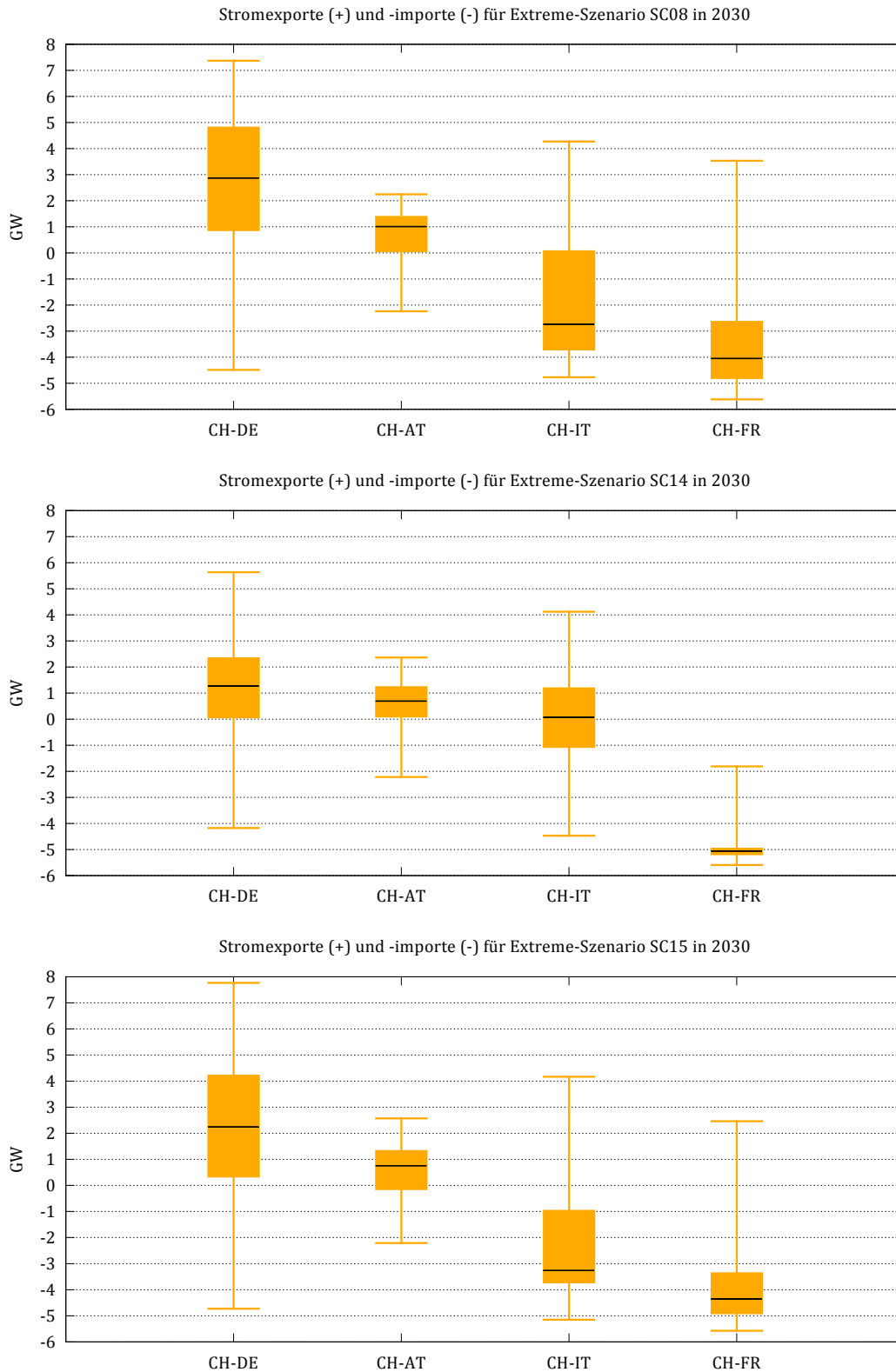


Abbildung 6.12: Variation der stündlichen Import/Exportflüsse je Grenzübergang. Die Werte basieren auf dem deterministischen Model und stellen die gewichteten Mittelwerte der Temperaturbedingungen und wetterbedingten Einspeisevariationen dar.

der vorhandenen Importmöglichkeiten selbst bei einer vollständigen Abschaltung aller Schweizer Kernkraftwerke ab 2020 bei gleichzeitiger Reduktion der (Pump-) Speicherkapazitäten keine Versorgungsengpässe zu erwarten sind.

Szenario Name	Description	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
WWB-Eul-SC01-2025	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	0.00	0.00	2.99	14.35
WWB-Eul-SC01-2025	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	29.00	0.82	4.32	12.53
WWB-Eul-SC01-2030	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	2.00	2.65	2.70	13.76
WWB-Eul-SC01-2030	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	127.00	7.49	4.10	11.95
WWB-Eul-SC03-2030	IT 10 WG weniger von Gas	1.00	0.68	2.57	13.57
WWB-Eul-SC03-2030	IT 10 WG weniger von Gas	0.00	0.00	4.51	11.97
WWB-Eul-SC08-2025	FR und DE weniger konv. KW	0.00	0.00	3.57	14.45
WWB-Eul-SC08-2025	FR und DE weniger konv. KW	37.00	1.02	5.05	12.58
WWB-Eul-SC08-2030	FR und DE weniger konv. KW	16.00	12.41	3.19	13.68
WWB-Eul-SC08-2030	FR und DE weniger konv. KW	248.00	18.59	4.29	12.22
WWB-Eul-SC10-2030	CH weniger KKW, SpKW und PSKW	0.00	0.00	-2.16	7.68
WWB-Eul-SC10-2030	CH weniger KKW, SpKW und PSKW	1.00	0.04	-1.40	6.24
WWB-Eul-SC11-2025	FR und DE weniger konv. KW und CH weniger KKW, SpKW und PSKW	24.00	26.07	-1.32	8.51
WWB-Eul-SC11-2025	FR und DE weniger konv. KW und CH weniger KKW, SpKW und PSKW	222.00	68.44	-0.41	7.02
WWB-Eul-SC11-2030	FR und DE weniger konv. KW und CH weniger KKW, SpKW und PSKW	52.00	90.76	-1.98	7.65
WWB-Eul-SC11-2030	FR und DE weniger konv. KW und CH weniger KKW, SpKW und PSKW	534.00	583.69	-1.94	6.36
WWB-Eul-SC14-2030	CH kein KKW und weniger SpKW, PSKW	0.00	0.00	-2.38	7.24
WWB-Eul-SC14-2030	CH kein KKW und weniger SpKW, PSKW	1.00	0.04	-1.40	6.24
WWB-Eul-SC15-2025	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	31.00	44.96	-2.08	7.62
WWB-Eul-SC15-2025	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	269.00	180.60	-1.81	6.27
WWB-Eul-SC15-2030	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	52.00	90.76	-1.98	7.65
WWB-Eul-SC15-2030	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	534.00	583.69	-1.94	6.36

Tabelle 6.5: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz in den Extrem-Szenarien mit **Probabilistischem** und **Deterministischem** Model

Der probabilistische Ansatz liefert qualitativ ähnliche Resultate, und quantitativ sind es die dieselben Szenarien - d.h. SC08, SC11 und SC15 - die am meisten von ENS betroffen sind, wenn auch in unterschiedlichem Ausmass. In Bezug darauf lässt sich sagen, dass obwohl die RCM Marge

tiefer im probabilistischen Ansatz ausfällt, die Lastabwürfe dann praktisch immer kleiner sind, was mit den verschiedenen Netzmodellen der beiden Ansätze in Verbindung gebracht werden kann.

Bei Betrachtung der Region mit den europäischen Nachbarländer Deutschland, Frankreich, Österreich und Italien zeigt sich in den Extremszenarien ein vergleichbares Bild zur Schweiz. Auch wenn hier in einer grösseren Anzahl von Szenarien eine Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit ab 2025 durch ein Auftreten von Lost Load zu erwarten ist, liegen die LOL und ENS-Werte für jene Szenarien, die keine Probleme für die Schweiz aufzeigen maximal bei 3 Stunden bzw. 2.42 GWh für die Gesamtheit der europäischen Nachbarländer. Die kritischsten Werte zeigen sich analog zur Situation in der Schweiz für die Szenarien SC11 und SC15. Die Werte der minimalen RCM bewegen sich zwischen -4.79 GW (SC11 und SC15, Jahr 2030) und 68.73 GW (SC07, Jahr 2020). Ähnliche Bemerkungen gelten auch für den probabilistischen Ansatz.

Szenario Name	Description	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
WWB-EuI-SC01-2025	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	49.00	61.78	18.75	218.17
WWB-EuI-SC01-2025	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	106.00	211.33	28.88	188.27
WWB-EuI-SC01-2030	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	125.00	258.34	-3.00	217.74
WWB-EuI-SC01-2030	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	266.00	741.94	12.63	185.55
WWB-EuI-SC02-2030	FR 15 GW weniger Kernenergie	10.00	19.25	-3.00	217.75
WWB-EuI-SC02-2030	FR 15 GW weniger Kernenergie	3.00	2.42	13.04	185.04
WWB-EuI-SC03-2030	IT 10 WG weniger von Gas	5.00	3.39	2.00	222.74
WWB-EuI-SC03-2030	IT 10 WG weniger von Gas	0.00	0.00	18.45	189.94
WWB-EuI-SC04-2030	CH Abschaltung von Kernkraftwerk (KKW) Leibstadt	3.00	1.17	10.90	231.61
WWB-EuI-SC04-2030	CH Abschaltung von Kernkraftwerk (KKW) Leibstadt	1.00	0.20	25.72	196.69
WWB-EuI-SC05-2030	CH 4 GW weniger aus Speicherkraftwerke (SpKW)	2.00	1.00	8.24	229.69
WWB-EuI-SC05-2030	CH 4 GW weniger aus Speicherkraftwerke (SpKW)	0.00	0.00	23.15	194.82
WWB-EuI-SC06-2030	CH 1 GW weniger von Pumpspeicherkraftwerken (PSKW)	3.00	1.06	10.79	232.71
WWB-EuI-SC06-2030	CH 1 GW weniger von Pumpspeicherkraftwerken (PSKW)	0.00	0.00	25.83	198.05
WWB-EuI-SC07-2030	CH Speicher Füllstände 75% Anfang Oktober	2.00	1.05	12.00	232.68
WWB-EuI-SC07-2030	CH Speicher Füllstände 75% Anfang Oktober	0.00	0.00	26.91	198.52
WWB-EuI-SC08-2025	FR und DE weniger konv. KW	57.00	108.21	3.75	203.23
WWB-EuI-SC08-2025	FR und DE weniger konv. KW	108.00	243.24	17.58	175.75
WWB-EuI-SC08-2030	FR und DE weniger konv. KW	145.00	503.47	-18.00	202.75
WWB-EuI-SC08-2030	FR und DE weniger konv. KW	320.00	935.36	1.01	172.13
WWB-EuI-SC09-2030	CH weniger KKW und SpKW	3.00	1.06	7.14	228.50

*Fortsetzung auf der nächsten Seite*



Szenario Name	Description	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
WWB-EuI-SC09-2030	CH weniger KKW und SpKW	1.00	0.24	21.83	193.12
WWB-EuI-SC10-2030	CH weniger KKW, SpKW und PSKW	3.00	1.00	6.14	228.68
WWB-EuI-SC10-2030	CH weniger KKW, SpKW und PSKW	1.00	0.34	20.91	194.06
WWB-EuI-SC11-2025	FR und DE weniger konv. KW und CH weniger KKW, SpKW und PSKW	68.00	195.86	-2.11	198.81
WWB-EuI-SC11-2025	FR und DE weniger konv. KW und CH weniger KKW, SpKW und PSKW	226.00	403.36	11.90	172.20
WWB-EuI-SC11-2030	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	159.00	920.90	-24.30	198.13
WWB-EuI-SC11-2030	FR und DE weniger konv. KW und CH weniger KKW, SpKW und PSKW	548.00	1613.07	-4.79	167.48
WWB-EuI-SC12-2030	CH Abschaltung von allen KKW	3.00	1.17	10.46	231.14
WWB-EuI-SC12-2030	CH Abschaltung von allen KKW	1.00	0.20	25.72	196.69
WWB-EuI-SC13-2030	CH kein KKW und weniger SpKW	3.00	1.08	6.70	228.08
WWB-EuI-SC13-2030	CH kein KKW und weniger SpKW	1.00	0.24	21.83	193.12
WWB-EuI-SC14-2030	CH kein KKW und weniger SpKW, PSKW	3.00	1.02	5.70	227.43
WWB-EuI-SC14-2030	CH kein KKW und weniger SpKW, PSKW	1.00	0.34	20.91	194.06
WWB-EuI-SC15-2025	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	73.00	230.53	-3.12	198.57
WWB-EuI-SC15-2025	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	270.00	560.06	11.00	170.37
WWB-EuI-SC15-2030	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	159.00	920.90	-24.30	198.13
WWB-EuI-SC15-2030	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	548.00	1613.07	-4.79	167.48

Tabelle 6.6: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für Schweiz + Nachländer ( DE + AT + FR + IT ) in den Extrem-Szenarien mit Probabilistischem und Deterministischem Modell

Im Vergleich der beiden Ansätze weist das deterministische Modell bei den Extremszenarien deutlich höhere Werte für LOL und ENS auf als der probabilistische Ansatz. Dies liegt an der höheren Auflösung des deterministischen Modells in Bezug auf Netz- und Wasserkraftabbildung. Dadurch sind im deterministischen Modell mehr Restriktionen als im aggregierten probabilistischen Modell vorhanden (mehr Leitungen die berücksichtigt werden und mehr Details zu den Wasserkraftwerken). Diese können im Falle von Versorgungsengpässen limitierend wirken und entsprechenden Lastabwurf verursachen. Im probabilistischen Modell werden Teile dieser lokalen Aspekte durch die Aggregation auf Grossregionen vernachlässigt. Z.B. kann im deterministischen Modell die Nichtverfügbarkeit von Wasserkraftkapazität an einzelnen Knoten, gekoppelt mit der Last an diesen Knoten und den Netzkapazitäten zwischen den Knoten zu Probleme führen. Im probabilistischen Modell werden diese lokalen Wasserkapazitäten und Knotenlasten mit allen anderen Kapazitäten und Lasten in der Grossregion zusammengefasst und dadurch lokale Differenzen teilweise ausgeglichen zumal keine Engpässe innerhalb der Zonen abgebildet werden können (siehe dazu auch Kapitel 5.4 zur Diskussion der Netzabbildung).

Die deutlich höheren Lastabwurfwerte für das deterministische Modell können daher als Effekt der Netzsituation interpretiert werden: da in den meisten Szenarien im deterministischen Modell auch weiterhin kein gesamthafter Engpass an Erzeugungskapazität besteht (nur in SC11 und SC15 sind  $RCM_{min}$  Werte für das Gesamtmodell negativ), spielen lokale Versorgungssituationen (z.B. negative  $RCM_{min}$  Werte für die Schweiz) und knappe Netzkapazität eine entscheidende Rolle.

Im Vergleich der Schweizer und Europäischen Kennzahlen zeigt sich zudem abermals die Bedeutung der gesamteuropäischen Versorgungssituation. Insbesondere beim deterministischen Modell ist die Häufigkeit von Lastabwürfen ( $LOL_{max}$ ) für die Schweiz nahezu ähnlich hoch wie für die gesamte modellierte Region. Dies bedeutet nichts anderes, als dass die kritischen Versorgungssituationen in der Schweiz im Allgemeinen mit den gesamteuropäischen kritischen Versorgungssituationen deckungsgleich sind.

Als grafische Zusammenfassung präsentiert Abbildung 6.13 einen Überblick über die Szenarien. Die Kästen erstrecken sich über den ganzen Bereich der im Diagramm visualisierten Werte, das dickere Segment bezieht sich auf die Perzentile von 25% bis 75% und der Median ist durch den schwarzen Querstrich dargestellt.

Die Visualisierung der Resultate für das Szenario SC15 für das Jahr 2030 ist in Abbildung 6.14 sowohl für die Schweiz als auch für das Gesamtsystem dargestellt. Wie man sehen kann kommt es zu schwerwiegenden Lastabwürfen in der ersten Hälfte des Jahres, auch aufgrund negativer RCM Werte. In der Schweiz kann man diese Erzeugungsknappheit jedoch durch Importe aus den Nachbarländern zum Teil kompensieren, sodass ein negativer RCM nicht automatisch zu einem positiven ENS bzw. LOLP führen muss.

Betreffend Speicheraspekten kann man erkennen dass der Speicherbedarf (Abbildung 6.15) im Vergleich etwa zu den Abbildungen 6.5 und 6.10 deutlich erhöht und ausgedehnt ist: Das ist leicht nachvollziehbar, da das Szenario SC15 unter anderem annimmt dass weniger Pumpspeicher- und Speichervolumen in der Schweiz vorhanden sind, sodass es weiter auch anzumerken ist dass das visualisierte Verhalten des Speicherbedarfs bzw. Speicherpuffers erheblich von den gewöhnlichen Speicherungsprofilen abweicht, die sonst in dieser Studie für die Szenarien mit intakter Speicherkapazität relevant sind.

Im Rahmen der Extremszenarien ist eine einheitliche Abschätzung der Netzsituation und deren Rückwirkung auf die Versorgungssicherheit schwieriger, da sich das gesamteuropäische Erzeugungsportfolio über die Szenarien stark verändert. Neben den oben angesprochenen Effekten im Vergleich des deterministischen und probabilistischen Modells spielen weiterhin die Kuppelstellen, insbesondere aus/nach Frankreich, eine wichtige Rolle im Übertragungsnetz. Je nach Szenario kommen dann noch weitere Netzbereiche hinzu. Hierbei sind abermals die Nordschweizer Regionen und deren Verbindungen in Richtung Deutschland und Frankreich, im Falle von reduzierter Schweizer Kern- und Wasserkraftkapazität von besonderer Bedeutung. Auch die Inner-schweizer Nord-Süd-Achse wird bei Ausfällen in Deutschland stärker belastet.

Grundsätzlich gewinnt das Netz in diesen Szenarien an Bedeutung, da ein verstärkter Austausch zwischen den Ländern notwendig ist, um die jeweiligen lokalen Ausfälle zu kompensieren. Das bestehende und geplante Netz ist nicht direkt für diese Bedingungen ausgelegt und entsprechend führen die Netzengpässe hier tendenziell zu einer Verstärkung der kritischen Situationen.

Die Maximalwerte der Engpassrenten für die zehn am stärksten belasteten Leitungen liegen ca. 45% über denen der EU-Szenarien<sup>10</sup>. Dies erlaubt keinen direkten Rückschluss darauf, wie stark die zusätzlichen Limitierungen in versorgungskritischen Situationen sind, gibt jedoch einen Eindruck von der Bedeutung der Übertragungskapazität für die gesamte Versorgungssituation.

---

<sup>10</sup>Die Engpassrenten werden hierbei als der Schattenpreis auf die jeweiligen Leitungsrestriktionen interpretiert. Diese geben an, wieviel an Systemkosten eingespart werden könnte, wenn zusätzliche Transportkapazität auf der jeweiligen Leitung verfügbar wäre.

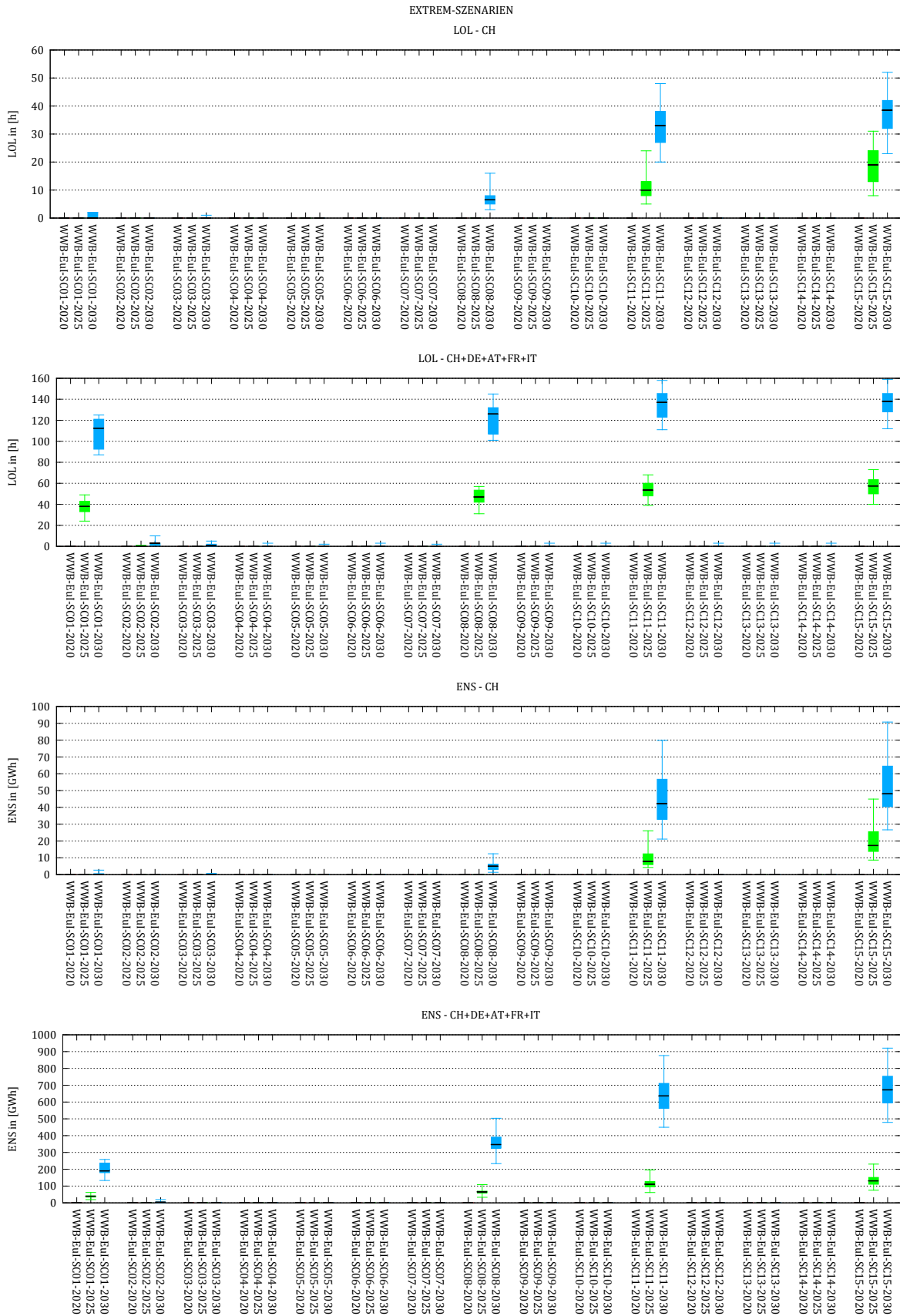


Abbildung 6.13: Kastengrafiken der allgemeinen Indikatoren für die Extremszenarien (probabilistischer Ansatz)

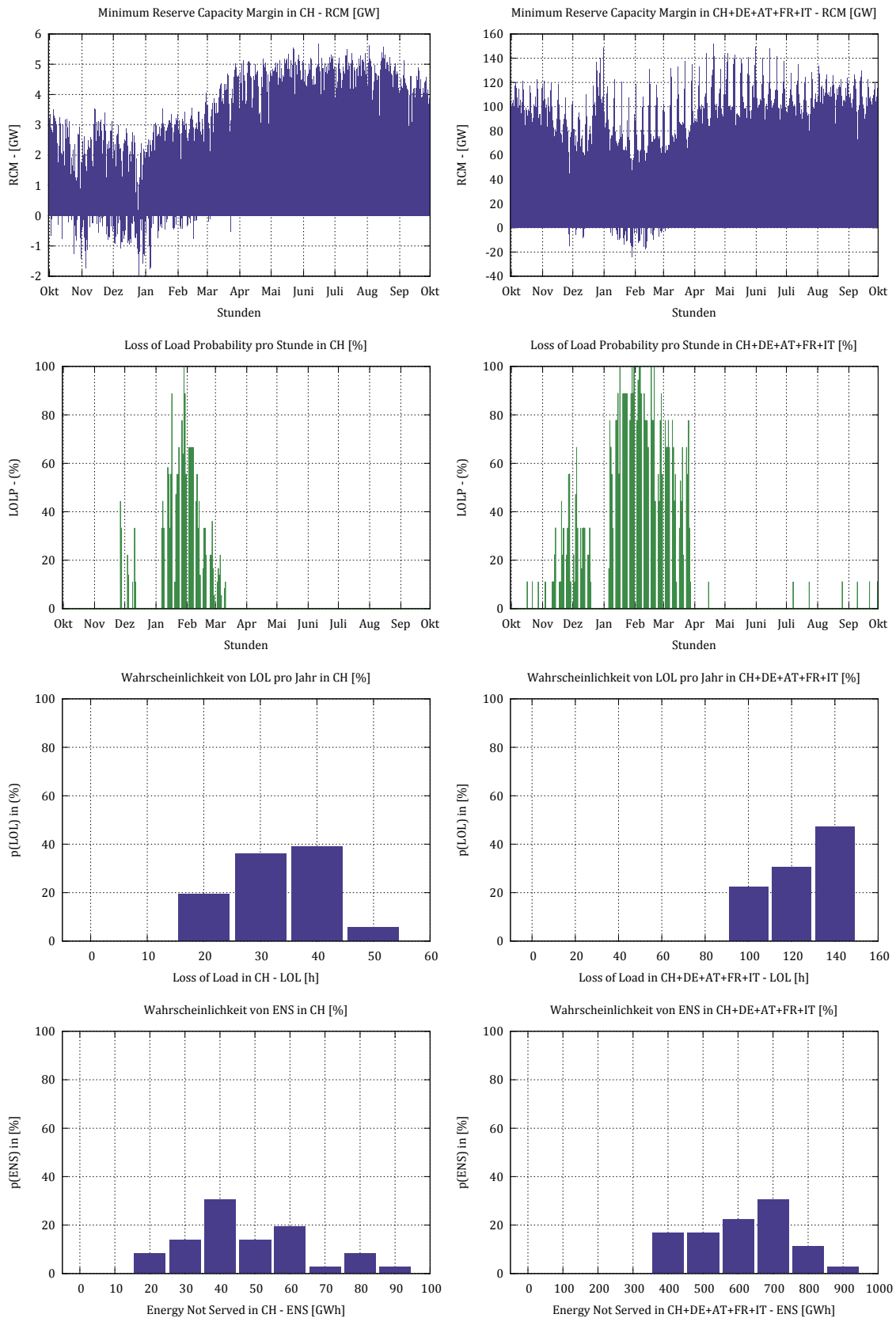


Abbildung 6.14: Visualisierung der allgemeinen Indikatoren für das Szenario SC15 für das Jahr 2030 (WWB-Eul-2030, probabilistischer Ansatz)

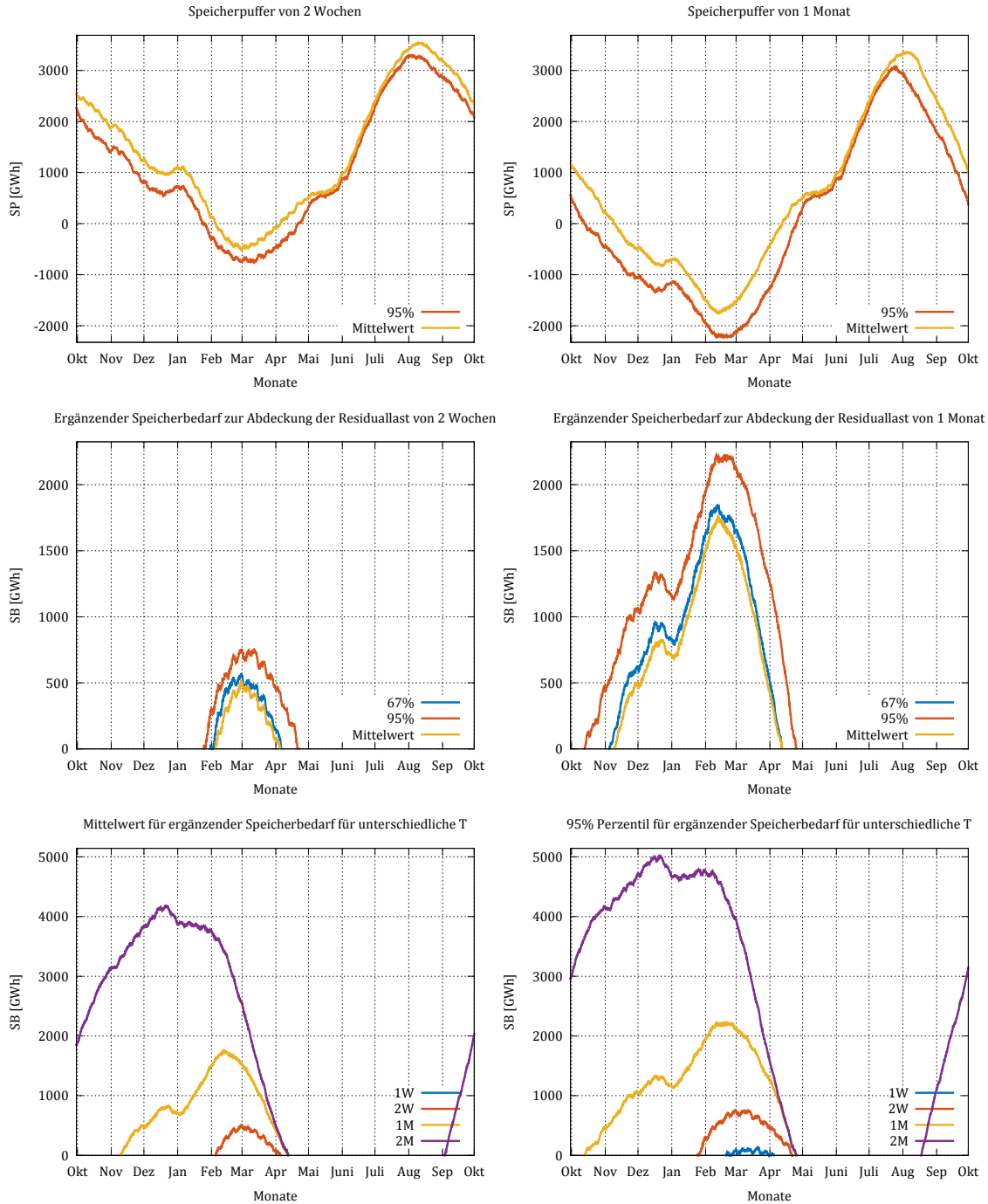


Abbildung 6.15: Visualisierung der spezifischen Indikatoren für das Szenario SC15 für das Jahr 2030 (WWB-Eul-2030, probabilistischer Ansatz)

## 6.4 DSM-Szenarien

Die Analyse der DSM-Szenarien zeigt, dass durch Lastverschiebung Probleme der Versorgungssicherheit in der Schweiz in einem geringen Ausmass reduziert werden können. Da die angenommene DSM Struktur zu einer Reduktion der Spitzenlastwerte um max. 1GW pro Stunde und max. 3GWh pro Tag führt, können nur LOL-Events in dieser Grössenordnung vollständig vermieden werden. Zudem ist zu beachten, dass die Lastverschiebung unabhängig von der LOL-Situation optimiert wird.

Die Tabellen 6.7 und 6.8 stellen den Vergleich der Werte für die Extremszenarien mit den kritischsten Situationen mit und ohne DSM dar. Da nur die Schweizer Nachfrage angepasst wurde, ergeben sich entsprechend grössere relative Veränderungen beim Vergleich der Kennzahlen für die Schweiz (Tabelle 6.7); bis zu 40% niedrigere ENS; als beim Gesamtsystem (Tabelle 6.8); max. 11% Reduktion.

Die grössten relativen Verbesserungen zeigen sich für Szenarien mit moderaten ENS-Werten. Sowohl im Szenario WWB-EuI-SC08-2030 (FR und DE weniger konv. KW) und WWB-EuI-SC11-2025 (FR und DE weniger konv. KW und CH weniger KKW, SpKW und PSKW) ergeben sich ohne DSM ENS Werte von 20 bis 70GWh. Durch die Reduktion von Nachfragespitzen können diese Werte um jeweils ca. 40% reduziert werden.

Demgegenüber sind die Szenarien mit den höchsten absoluten ENS auch diejenigen bei denen durch Lastverschiebung die grösste Reduktion an kritischen Versorgungsempässen erreicht werden kann. Die maximale absolute Reduktion der ENS innerhalb eines Lost-Load-Szenarios durch Lastverschiebung beträgt ca. 84 GWh; von 584 GWh ohne Lastverschiebung auf 500 GWh mit Lastverschiebung. Allerdings stellt dies nur eine relative Reduktion von ca. 14%. dar Bei den LOL-Werten ergibt sich dabei nur eine Reduktion von ca. 6%.

Für den probabilistischen Ansatz fallen die Reduktionen betreffend ENS und LOL kleiner aus, wobei festzuhalten ist, dass dieselben Werte ohne DSM für diesen Ansatz von Anfang an deutlich geringer sind als für die deterministische Methode. Da letztere ein knotenscharfes Modell verwendet, vermuten wir, dass die durch DSM erreichte Verbesserung mit topologischen oder netzbedingten Aspekten zusammenhängt.

Szenario Name	Description	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
WWB-EuI-SC01-2025	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	0.00	0.00	2.99	14.35
WWB-EuI-SC01-2025-DSM	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	0.00	0.00	3.06	13.93
WWB-EuI-SC01-2025	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	29.00	0.82	4.32	12.53
WWB-EuI-SC01-2025-DSM	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	29.00	0.75	4.59	12.46
WWB-EuI-SC01-2030	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	2.00	2.65	2.70	13.76
WWB-EuI-SC01-2030-DSM	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	2.00	2.49	2.94	13.98
WWB-EuI-SC01-2030	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	127.00	7.49	4.10	11.95
WWB-EuI-SC01-2030-DSM	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	124.00	6.74	4.25	12.13
WWB-EuI-SC02-2030	FR 15 GW weniger Kernenergie	0.00	0.00	3.19	13.51
WWB-EuI-SC02-2030-DSM	FR 15 GW weniger Kernenergie	0.00	0.00	3.59	13.74
WWB-EuI-SC02-2030	FR 15 GW weniger Kernenergie	0.00	0.00	3.19	13.51
WWB-EuI-SC02-2030-DSM	FR 15 GW weniger Kernenergie	0.00	0.00	4.74	12.26
WWB-EuI-SC08-2025	FR und DE weniger konv. KW	0.00	0.00	3.57	14.45
WWB-EuI-SC08-2025-DSM	FR und DE weniger konv. KW	0.00	0.00	3.85	13.93
WWB-EuI-SC08-2025	FR und DE weniger konv. KW	37.00	1.02	5.05	12.58
WWB-EuI-SC08-2025-DSM	FR und DE weniger konv. KW	29.00	0.76	5.43	12.67
WWB-EuI-SC08-2030	FR und DE weniger konv. KW	16.00	12.41	3.19	13.68
WWB-EuI-SC08-2030-DSM	FR und DE weniger konv. KW	16.00	12.00	3.59	13.63
WWB-EuI-SC08-2030	FR und DE weniger konv. KW	248.00	18.59	4.29	12.22
WWB-EuI-SC08-2030-DSM	FR und DE weniger konv. KW	192.00	11.22	4.73	12.43
WWB-EuI-SC11-2025	FR und DE weniger konv. KW und CH weniger KKW, SpKW und PSKW	24.00	26.07	-1.32	8.51
WWB-EuI-SC11-2025-DSM	FR und DE weniger konv. KW und CH weniger KKW, SpKW und PSKW	24.00	24.79	-1.22	8.10
WWB-EuI-SC11-2025	FR und DE weniger konv. KW und CH weniger KKW, SpKW und PSKW	222.00	68.44	-0.41	7.02
WWB-EuI-SC11-2025-DSM	FR und DE weniger konv. KW und CH weniger KKW, SpKW und PSKW	203.00	42.69	0.24	6.77
WWB-EuI-SC11-2030	FR und DE weniger konv. KW und CH weniger KKW, SpKW und PSKW	48.00	79.84	-1.67	7.92

*Fortsetzung auf der nächsten Seite*



Szenario Name	Description	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
WWB-EuI-SC11-2030-DSM	FR und DE weniger konv. KW und CH weniger KKW, SpKW und PSKW	46.00	75.80	-1.27	7.96
WWB-EuI-SC11-2030	FR und DE weniger konv. KW und CH weniger KKW, SpKW und PSKW	534.00	583.69	-1.94	6.36
WWB-EuI-SC11-2030-DSM	FR und DE weniger konv. KW und CH weniger KKW, SpKW und PSKW	503.00	500.06	-1.75	6.61
WWB-EuI-SC15-2025	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	31.00	44.96	-2.08	7.62
WWB-EuI-SC15-2025-DSM	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	31.00	42.97	-1.93	7.09
WWB-EuI-SC15-2025	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	269.00	180.60	-1.81	6.27
WWB-EuI-SC15-2025-DSM	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	249.00	131.12	-1.06	6.18
WWB-EuI-SC15-2030	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	52.00	90.76	-1.98	7.65
WWB-EuI-SC15-2030-DSM	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	50.00	87.02	-1.70	7.53
WWB-EuI-SC15-2030	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	534.00	583.69	-1.94	6.36
WWB-EuI-SC15-2030-DSM	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	503.00	499.95	-1.75	6.61

Tabelle 6.7: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für die Schweiz in den Extrem-Szenarien mit DSM in der Schweiz mit **Probabilistischem** und **Deterministischem** Model

Szenario Name	Description	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
WWB-EuI-SC01-2025	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	49.00	61.78	18.75	218.17
WWB-EuI-SC01-2025-DSM	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	48.00	61.53	18.77	218.66
WWB-EuI-SC01-2025	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	106.00	211.33	28.88	188.27
WWB-EuI-SC01-2025-DSM	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	104.00	206.88	29.13	188.29

*Fortsetzung auf der nächsten Seite*

Szenario Name	Description	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
WWB-EuI-SC01-2030	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	125.00	258.34	-3.00	217.74
WWB-EuI-SC01-2030-DSM	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	125.00	257.47	-2.98	217.75
WWB-EuI-SC01-2030	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	266.00	741.94	12.63	185.55
WWB-EuI-SC01-2030-DSM	DE 15 GW weniger von Braun/Steinkohle	257.00	728.27	12.90	185.67
WWB-EuI-SC02-2030	FR 15 GW weniger Kernenergie	10.00	19.25	-3.00	217.75
WWB-EuI-SC02-2030-DSM	FR 15 GW weniger Kernenergie	10.00	18.70	-2.98	217.75
WWB-EuI-SC02-2030	FR 15 GW weniger Kernenergie	3.00	2.42	13.04	185.04
WWB-EuI-SC02-2030-DSM	FR 15 GW weniger Kernenergie	3.00	2.26	13.11	185.06
WWB-EuI-SC08-2025	FR und DE weniger konv. KW	57.00	108.21	3.75	203.23
WWB-EuI-SC08-2025-DSM	FR und DE weniger konv. KW	57.00	107.54	3.77	203.63
WWB-EuI-SC08-2025	FR und DE weniger konv. KW	108.00	243.24	17.58	175.75
WWB-EuI-SC08-2025-DSM	FR und DE weniger konv. KW	108.00	244.35	17.60	177.35
WWB-EuI-SC08-2030	FR und DE weniger konv. KW	145.00	503.47	-18.00	202.75
WWB-EuI-SC08-2030-DSM	FR und DE weniger konv. KW	145.00	498.28	-17.98	202.75
WWB-EuI-SC08-2030	FR und DE weniger konv. KW	320.00	935.36	1.01	172.13
WWB-EuI-SC08-2030-DSM	FR und DE weniger konv. KW	290.00	908.70	1.22	172.18
WWB-EuI-SC11-2030	FR und DE weniger konv. KW und CH weniger KKW, SpKW und PSKW	158.00	876.58	-23.86	198.63
WWB-EuI-SC11-2030-DSM	FR und DE weniger konv. KW und CH weniger KKW, SpKW und PSKW	158.00	865.07	-23.84	198.69
WWB-EuI-SC11-2030	FR und DE weniger konv. KW und CH weniger KKW, SpKW und PSKW	548.00	1613.07	-4.79	167.48
WWB-EuI-SC11-2030-DSM	FR und DE weniger konv. KW und CH weniger KKW, SpKW und PSKW	520.00	1518.50	-4.63	167.51
WWB-EuI-SC15-2025	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	73.00	230.53	-3.12	198.57
WWB-EuI-SC15-2025-DSM	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	73.00	226.42	-3.10	198.23
WWB-EuI-SC15-2025	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	270.00	560.06	11.00	170.37
WWB-EuI-SC15-2025-DSM	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	250.00	498.37	11.18	171.21

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Szenario Name	Description	$LOL_{max}$ [h]	$ENS_{max}$ [GWh]	$RCM_{min}$ [GW]	$RCM_{max}$ [GW]
WWB-EuI-SC15-2030	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	159.00	920.90	-24.30	198.13
WWB-EuI-SC15-2030-DSM	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	159.00	908.84	-24.27	198.23
WWB-EuI-SC15-2030	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	548.00	1613.07	-4.79	167.48
WWB-EuI-SC15-2030-DSM	FR und DE weniger konv. KW, CH kein KKW, weniger SpKW, PSKW	520.00	1518.45	-4.62	167.51

Tabelle 6.8: Zusammenfassung der allgemeinen Indikatoren für Schweiz + Nachländer ( DE + AT + FR + IT ) in den Extrem-Szenarien mit DSM in der Schweiz mit **Probabilistischem** und **Deterministischem** Model

## 7 Ergebniszusammenfassung

Über alle Szenarien hinweg ergibt sich ein relativ klares Bild über die zukünftige Schweizer Versorgungssicherheit und wichtige Einflussgrössen. Unter der Annahme einer auch zukünftig in den europäischen Strommarkt integrierten Schweiz sind ab 2030 nur unter äusserst besonderen Bedingungen versorgungskritische Situationen zu erwarten. Die Ergebnisse für die Basisszenarien, welche die erwarteten und politisch angedachten Entwicklungskorridore abbilden (für die Schweiz die verschiedenen Ausprägungen der Energieperspektiven 2050 und für die Nachbarländer das EU-Referenzszenario 2016 der europäischen Kommission), zeigen keine signifikanten Versorgungsengpässe auf. Die sehr geringfügigen LOL-Ereignisse im probabilistischen Ansatz (wenige Stunden auf europäischer Ebene) sind unter realen Systembedingungen gut durch Massnahmen im Griff zu halten, welche in den Modellen nicht abgebildet werden können (z.B: Engpassmanagement).

Die Schweiz verfügt dabei, dank ihrer Wasserkraftwerke, in allen möglichen Ausprägungen der Basisszenarien über ausreichende Kapazitätsreserven ( $\geq 2\text{GW}$ ). Auf europäischer Ebene sind ebenfalls i.d.R. Kapazitätsreserven von mehr als  $10\text{GW}$  verfügbar. Lediglich bei extremeren Wetterausprägungen können kurzfristige Kapazitätsengpässe auftreten, welche durch DSM auffangbar wären. Im Vergleich zu den Basisszenarien zeigen die EU-Szenarien und Extremszenarien auf, dass deutliche Abweichungen von den erwarteten Entwicklungspfaden notwendig sind, um versorgungskritische Situationen im signifikanten Ausmass hervorzurufen. Insbesondere wären deutliche Reduktionen der verfügbaren steuerbaren Kapazitäten (fossile/nukleare Kraftwerke im Ausland, Wasserkraft in der Schweiz) notwendig.

Im Falle einer deutlich beschleunigten Transformation hin zu einer erneuerbaren Stromversorgung (in 2035: ca.  $180\text{TWh}$  mehr erneuerbare Stromerzeugung, ca.  $30\text{GW}$  weniger fossile Kapazität, und  $25\text{GW}$  weniger Kernkraft in Frankreich im Vergleich zum EU-Referenzszenario) ergeben sich ab 2030 erste Probleme, wobei die Schweiz erst 2035 LOL-Ereignisse jenseits weniger Stunden aufweist. Mit ENS-Werten von insgesamt bis zu  $256\text{GWh}$  in 2030 ( $290\text{GWh}$  bei verzögertem Netzausbau) und bis ca.  $1\text{TWh}$  in 2035 in allen betrachteten Ländern liegen die Gesamtgrössen der Versorgungsausfälle jedoch weiterhin bei weniger als  $0,1\%$  der Gesamtnachfrage. In der Schweiz ist zudem weiterhin stets eine Kapazitätsreserve von über  $2\text{GW}$  verfügbar. Eine ähnliche Schlussfolgerung lassen die Extremszenarien zu. Wenn von einer Nichtverfügbarkeit von fossilen oder nuklearen Kapazitäten in den Nachbarländern ausgegangen wird, kann es zu Versorgungsengpässen kommen. Allerdings sind diese erst bei einer kombinierten Nichtverfügbarkeit (z.B:  $15\text{GW}$  weniger fossile Erzeugung in Deutschland und  $15\text{GW}$  weniger Kernkraftkapazität in Frankreich) in einer Grössenordnung von einigen hundert  $\text{GWh}$  zu beobachten. Einzelausfälle in den Nachbarländern können durch die Übertragungskapazität relativ problemlos ausgeglichen werden. Für die Schweiz an sich führen diese Ausfälle in den Nachbarländern meist nur zu sehr geringfügigen versorgungskritischen Situationen. Erst wenn die eigenen Kapazitäten, insbesondere die Wasserkraftkapazitäten ( $-4\text{GW}$  Turbinenleistung und  $-1\text{GW}$  Pumpleistung), nicht mehr zur Verfügung stehen und ausländische Kapazitäten fehlen, ergeben sich häufigere versorgungskritische Situationen in der Schweiz mit mehr als  $50\text{GWh}$  Versorgungsausfällen.

Diese Ergebnisse zeigen die hohe Bedeutung der eigenen grossen Speicher- und Pumpspeicherkapazitäten und der Importe für die Schweizer Stromversorgung. Dank ihrer geografischen

Lage und dem gut ausgebauten Übertragungsnetz verfügt die Schweiz über ausreichend Kuppelkapazität um selbst grosse lokale Versorgungsengpässe durch ausländische Kapazität zu kompensieren. Entsprechend ist die Verfügbarkeit ausländischer Importenergie ein wichtiges Kriterium für die Schweiz. Allerdings gibt es auch einen Feedbackeffekt bei Versorgungsengpässen in den Nachbarländern: indem lokale Last in der Schweiz abgeworfen wird kann mehr Transportkapazität zwischen den Ländern freigegeben werden. Somit wirken sich in den Modellen Versorgungsprobleme in den Nachbarländern (geringfügig) auf die Schweiz aus, selbst wenn keine lokalen Engpässe bestehen.

Grundsätzlich zeigen die Ergebnisse in Bezug auf die Netzkapazitäten jedoch keine gravierenden Engpassprobleme auf. Viele der netzbedingten Versorgungsengpässen können in der Realität durch Engpassmanagementmassnahmen abgefedert werden. Auch lokale Lastabwürfe in den Ergebnissen, werden so in der Realität nicht auftreten, da z.B. die 110kV Ebene als Transportmöglichkeit nicht abgebildet ist. Die meisten Netzengpässe liegen weiterhin auf den europäischen Kuppelstellen, wobei diese auch unter normalen Versorgungssituationen engpassbehaftet sind.

Die Abschätzung des Mehrwertes von Demand-Side-Management Massnahmen in der Schweiz zeigt insgesamt nur bedingte Reduktionen von wenigen GWh bis max. 84 GWh auf. Damit können insbesondere die kleineren Ausfallsituationen gemanagt werden. Grössere versorgungskritische Situationen bleiben jedoch bestehen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die DSM-Massnahme eine reine Lastverschiebung<sup>11</sup> darstellt, welche unabhängig von der aktuellen Erzeugungssituation die Spitzenlast reduziert und die Nachfrage in die Niedriglastphasen verschiebt. Ein Einsatz von DSM mit stärkerem Systembezug (z.B. Speicherung und Entnahme entsprechend der Nachfrage und Erzeugungsbedingungen) dürfte hier noch eine weitere Verbesserung in Bezug auf die Versorgungssicherheit bringen.

In Bezug auf die Aussagekraft der verschiedenen Indikatoren zeigen die Ergebnisse den Mehrwert einer Kombination mehrerer Indikatoren für eine Analyse der Versorgungssicherheit. Während die klassischen Ausfallindikatoren LOL und ENS eine gute Abschätzung des Ausmasses der versorgungskritischen Situationen erlauben, ermöglicht die Kapazitätsbetrachtung (RCM für die Schweiz bzw. die Gesamtregion) eine Abschätzung was die Ursache der Ausfälle ist. Im Falle von ausreichender Erzeugungskapazität sind die Netzkapazitäten der entscheidende Faktor (insbesondere bei den geringfügigen Ausfallgrössen). Im Falle knapper oder sogar unzureichender Reservekapazitäten steigt das Ausfallvolumen häufig stark an, da die knappen Kapazitäten dann i.d.R. aufgrund von Netzengpässen nicht mehr optimal verteilt werden können. Auch erlaubt der RCM eine Betrachtung über die Zeit und eine Einschätzung wie nah das System an versorgungskritischen Situationen liegt. Die beiden spezifischen Indikatoren für die Schweizer Wasserkraft bieten demgegenüber einen Mehrwert zur Einschätzung ob und wann die i.d.R. ausreichend verfügbare Wasserkraftkapazität auch ausreichende Energiereserven besitzt. Die Ergebnisse der Basis und EU-Szenarien zeigen, dass die energetischen kritischen Phasen der Schweizer Wasserspeicher (um den März herum) meist nicht mit den versorgungskritischen Phasen im Gesamtsystem (Januar/Februar) zusammenfallen. Dies bedeutet, dass einerseits die Schweizer Wasserkraft dabei die notwendige Kompensation für europäische Ausfälle ergänzen kann, andererseits aber dass die europäischen Erzeugungskapazitäten etwaige wasserbedingte Knappheiten im März kompensieren.

---

<sup>11</sup>innerhalb von 24 Stunden

sieren können. Erst wenn dieses Zusammenspiel überstrapaziert wird (z.B. in den Extremszenarien bei denen sowohl Schweizer Wasserkraft als auch ausländische Erzeugungskapazitäten deutlich reduziert werden) und sich damit die energetischen Knappheitsphasen auch in den Winter ausdehnen kommt es zu einem deutlichen Anstieg der versorgungskritischen Situationen (z.B. in den Extremszenarien SC11 und SC15). Zudem erlauben die Indikatoren (insbesondere der Speicherpufferindikator) eine Abschätzung über den Zeitverlauf wie nah die Speicherreserven an energiebedingten Knappheitssituationen liegen, ähnlich wie der RCM bzgl. der Erzeugungskapazität.

Der Vergleich der Ergebnisse des deterministischen Ansatzes und des probabilistischen Modelles zeigt eine hohe Kohärenz über die Szenarien hinweg; d.h. in beiden Modellen werden die gleichen Szenarien als versorgungskritisch identifiziert und über alle Simulationen hinweg ergeben sich bei beiden Ansätzen sehr ähnliche allgemeine Schlussfolgerungen. Dies spricht für die Robustheit der erzielten Ergebnisse und der daraus abgeleiteten Schlussfolgerungen.

Aufgrund der unterschiedlichen Modellstruktur (Aggregationslevel und Abdeckung von Parametervariationen) ergeben sich dennoch Abweichungen in der konkreten Höhe der einzelnen Indikatoren. Die i.d.R. etwas stärker ausgeprägten Kennzahlen im probabilistischen Modell bei den Szenarien mit eher geringfügigen versorgungskritischen Situationen liegen an der stärkeren Streuung der wetterabhängigen Eingangsdaten. Dieser Effekt dreht sich jedoch bei Szenarien mit deutlichen Versorgungsausfällen um (z.B. EU Szenario 2035 oder den Extremszenarien). In diesen Fällen liefert das deterministische Modell höhere Werte, da es aufgrund seiner detaillierteren Netz- und Wasserkraftdarstellung mehr lokale Situationen abbildet. Im probabilistischen Modell reduzieren sich diese im Aggregat. Diese Differenzen in den quantitativen Ausprägungen liegen in der Natur der Modellabbildung. Eine entsprechende Ergebnisinterpretation sollte daher v.a. auf qualitative Erkenntnisse abzielen.

Neben den bereits angesprochenen Netzaspekten sind bei der Bewertung der modelgestützten Ergebnisse weitere Annahmen und notwendigen Vereinfachungen zu berücksichtigen. Beide Modelle basieren auf einem Optimierungsansatz mit perfekter Information über alle relevanten Parameter für ein Jahr. Die Ergebnisse stellen daher den ‚best-case‘ eines sich perfekt verhaltenden Systems dar. Ebenso stellen die Modelle Approximationen der realen Wettbewerbsstruktur dar, da kein strategisches Unternehmensverhalten abgebildet wird. Ebenso wird stets das Gesamtsystem optimiert und kein opportunistisches Verhalten einzelner Länder berücksichtigt. Dies führt einerseits zu den oben beschriebenen Effekten, dass die Schweiz Ausfälle hat obwohl sie sich theoretisch selbst versorgen könnte. Umgedreht führt dies aber auch dazu, dass die Nachbarländer ihre Exporte nicht aus nationalen Betrachtungen einschränken. Demgegenüber bildet die vereinfachte Darstellung des Systems eine Vielzahl möglicher Massnahmen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit nicht ab; z.B. kurzfristige Eingriffe auf Netzebene oder die temporäre Erhöhung von Kraftwerksverfügbarkeit. Solche Massnahmen können insbesondere bei den kleineren modellierten Ausfällen dazu führen, dass diese unter realen Bedingungen gar nicht auftreten würden. Ergebnisse von wenigen GWh an Versorgungsausfällen sind daher eher als modellgetrieben zu sehen und weniger als real auftretenden Ereignisse. Ebenso ist zu berücksichtigen, dass nur ein Teil des europäischen Systems abgebildet wird und die Interaktion mit dem weiteren europäischen Verbundsystem auch Auswirkungen auf die Versorgungssituation in der modellierten

Region hat. So könnten im Falle unzureichender Erzeugungskapazität in den betrachteten Ländern z.B. Importe aus Nord- oder Osteuropa zusätzliche Entlastung bringen. Auch sind keine weiteren langfristigen Reaktionen der Nachbarländer abgebildet. Da die Versorgungsausfälle in den Nachbarländern teilweise deutlich grössere Dimensionen aufweisen als in der Schweiz, ist davon auszugehen, dass dort auch entsprechende Entlastungsmassnahmen vorgenommen werden. Diese führen dann entsprechend auch zu einer Entlastung der Schweizer Versorgungslage.

## 8 Schlussfolgerungen und Ausblick

Mit der Umwandlung der Schweizer und Europäischen Stromerzeugung von fossil und nuklear dominierten Kraftwerkstrukturen hin zu erneuerbar basierter Stromerzeugung stellt sich die Frage nach der langfristigen Angemessenheit der Erzeugungs- und Systemkapazität, auch Generation and System Adequacy oder im allgemeinen Sprachgebrauch Versorgungssicherheit genannt. Zielstellung der vorliegenden Studie war die Analyse der zukünftigen Versorgungssicherheit der Schweizer Stromversorgung unter Berücksichtigung des europäischen Strommarktes und der Rolle der Schweiz als Transitland. Hierfür wurde mittels einer Auswahl an unterschiedlichen Zukunftsszenarien eine hohe Bandbreite an möglichen Marktentwicklungen abdeckt. Die Analyse basiert dabei sowohl auf einem deterministischen Modellansatz mit nodaler Auflösung des Schweizer Übertragungsnetzes als auch auf einem probabilistischen Modellansatz mit zonaler Auflösung der Schweiz. Die Ergebnisse zeigen dabei, dass die Versorgungssicherheit der Schweiz auch in Zukunft zumeist als unkritisch einzustufen ist. Die Nachfrage kann nahezu jederzeit über einen Mix aus lokaler Erzeugung und europäischen Importen gedeckt werden. Erst bei deutlich reduzierter Erzeugungskapazität in den betrachteten Ländern kommt es zu vermehrten versorgungskritischen Situationen. Die grössten Einflüsse auf die Schweizer Versorgungssituation haben daher auch die europäischen Systementwicklungen. Die Ausfälle in der Schweiz sind weniger ein Zeichen für unzureichende lokale Erzeugungskapazitäten sondern sind im Gesamteuropäischen Kontext zu betrachten: durch Lastreduktion in der Schweiz kann ein verbesserter Stromtransport ermöglicht werden um damit die gesamthaften Ausfälle in den betrachteten Ländern zu minimieren. Eine frühere Reduktion der Schweizer Kernkraftwerkskapazitäten sowie eine Reduktion der Schweizer Wasserkraftwerkskapazitäten hat aus Versorgungssicherheitsperspektive keinen nennenswerten Effekt, da diese Ausfälle durch entsprechende Importe kompensiert werden. Erst wenn die Möglichkeit des Imports entfällt – z.B. durch allgemeine Erzeugungsknappheit in Europa – muss auf lokale Erzeugung zurückgegriffen werden.

Eine Einbettung der Schweiz in den europäischen Gesamtmarkt ist daher ein zentraler Punkt um die Schweizer Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die geplanten Netzausbauprojekte in der Schweiz, und ebenso an den europäischen Grenzen stellen dabei ein wichtiges Element dar. Ebenso sollten die politischen Entwicklungen in den Nachbarländern in Bezug auf den Ausbau erneuerbarer Energien, Kapazitätsmechanismen (wie Capacity-Markets oder strategischer Reserven), sowie dem Ausstieg bzw. der Reduktion von nuklearer und fossiler Erzeugung verfolgt werden, um etwaige Rückschlüsse auf die langfristige Versorgungssituation ziehen zu können. Massnahmen zur Förderung oder Erhöhung der steuerbaren Kraftwerkskapazität in den Nachbarländern führen auch zu einer Verbesserung der Versorgungssicherheit in der Schweiz.

Die Studienergebnisse zeigen zudem auf, dass aufgrund der Komplexität des Themas eine Mischung aus mehreren Indikatoren für eine Abschätzung der Versorgungssicherheit notwendig ist. Klassische Ausfallkenngrössen gekoppelt mit Kapazitäts- und spezifischen Energieindikatoren erlauben ein umfassendes Bild. Wichtig ist dabei auch eine Einschätzung wie nah das System an versorgungskritischen Situationen herankommt, selbst wenn es nicht zu Ausfällen kommt. Von einer reinen Fokussierung auf einen Indikator ist daher abzuraten.

Aufgrund der zunehmenden Bedeutung von wetterabhängiger Erzeugung und einer erhöhten Unsicherheit bei der Entwicklung des Kraftwerksporfolios wird zudem die Nutzung proba-



bilistischer Methoden wesentlich, um die hohe Bandbreite an möglichen Systembedingungen abbilden zu können. Um bei der Abbildung einer Vielzahl an statistischen Ausprägungen weiterhin angemessene Simulationszeiten zu erreichen ist jedoch eine Reduktion der Detailgenauigkeit (z.B. aggregiertes Netzmodell) notwendig. Eine Kombination von detaillierten deterministischen Ansätzen mit aggregierten probabilistischen Ansätzen ist daher zielführend. Während das probabilistische Modell mit einem aggregiertem Netzmodell Versorgungslücken wegen Netzengpässen und Netzüberlastungen nur bedingt abbildet, deckt es dafür versorgungskritische Situationen aufgrund wetterabhängiger Erzeugung präziser ab. Dagegen erfasst das deterministische Modell mit einem knotenscharfen Schweizer Netzmodell Versorgungslücken aufgrund von Netzengpässen und Netzüberlastungen deutlich detaillierter. Beide Modelle ergänzen sich daher in Bezug darauf, die Ursachen der entstehenden Versorgungslücken zu identifizieren und abzubilden.

Die in dieser Studie entwickelten Ansätze legen dabei eine mögliche Grundlage für in regelmässigen Intervallen durchgeführte Erhebungen zur Schweizer Versorgungssicherheit mithilfe aktualisierter und an aktuelle Entwicklungen angepasster Szenarioannahmen.

## Literatur

- [1] BAFU: Einzugsgebietgliederung Schweiz EZGG-CH. Swiss Federal Office for the Environment. 2012. – Forschungsbericht
- [2] MSE: Italy's National Energy Strategy - For a more competitive and sustainable energy, Ministero dello sviluppo economico. 2013. – Forschungsbericht
- [3] RTE: Generation Adequacy Report on the electricity supply-demand balance in France. 2014. – Forschungsbericht
- [4] PENTALATERAL ENERGY FORUM, SUPPORT GROUP 2: Generation Adequacy Assessment 2015. 2015. – Forschungsbericht
- [5] AEA: Szenarien für Strom- und Fernwärmeaufbringung und Stromnachfrage im Hinblick auf Klimaziele 2030 und 2050. 2015. – Forschungsbericht
- [6] PROGNOSE AG: Auswertungen der Szenarien der Energieperspektiven 2050 unter dem Gesichtspunkt der regionalen System Adequacy. 2016. – Forschungsbericht
- [7] ENTSO-E: ENTSO-E Transmission System Map. URL : <https://www.entsoe.eu/map/>. 2016. – Forschungsbericht
- [8] EUROPEAN COMMISSION: EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050. 2016. – Forschungsbericht
- [9] BUNDESNETZAGENTUR: Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030. 2016. – Forschungsbericht
- [10] ENTSO-E: Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2013-2030. 2016. – Forschungsbericht
- [11] EUROPEAN COMMISSION: Ten-Year Network Development Plan 2016, <http://tyndp.entsoe.eu/>. 2016. – Forschungsbericht
- [12] OPSD: Open Power System Data - A Free and open data platform for power system modelling. URL: <http://open-power-system-data.org/>. 2017. – Forschungsbericht
- [13] BALMER, Markus: *Nachhaltigkeitsbezogene Typologisierung der schweizerischen Wasserkraftanlagen*. vdf Hochschulverlag AG, 2013
- [14] FISCHER, Reinhard und Friedrich K.: *Freileitungen. Planung, Berechnung, Ausführung*. third. Berlin : Springer, 1989
- [15] PFENNINGER, Stefan ; STAFFELL, Iain: Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. In: *Energy* 114 (2016), S. 1251 – 1265
- [16] SCHLECHT, Ingmar ; WEIGT, Hannes: *Swissmod - A Model of the Swiss Electricity Market*. apr 2014. – WWZ Discussion Paper
- [17] SCHWEPPE, Michael C. Caramanis Richard D. T. Fred C. C. Fred C. ; BOHN, Roger E.: *Spot pricing of electricity*. The Kluwer international series in engineering and computer science, 1988