



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Netze

Bericht vom 27. Oktober 2017

Modellierung der System Adequacy in der Schweiz

Management Summary



Datum: 27.10.2017

Ort: Bern

Auftraggeberin: Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern

Herausgeber/in / Autor/in: Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch



1 Ausgangslage

Die Studie „Modellierung der System Adequacy¹ in der Schweiz im Bereich Strom“ wurde von den Forschungsstellen Energienetze der ETH Zürich sowie Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung der Universität Basel im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) erstellt. Sie analysiert die langfristige Versorgungssicherheit (Zeitperiode 2017-2035) der Schweiz unter Berücksichtigung der Entscheide von Bundesrat, Parlament und Stimmbevölkerung im Rahmen der Energiestrategie 2050 sowie der Energiepolitik der Nachbarländer.

Das vorliegende Management Summary fasst die Zielsetzung, Methodik und die untersuchten Szenarien (Kapitel 2), die Ergebnisse (Kapitel 3), dem Exkurs zum Speicherbedarf (Kapitel 4), sowie die Schlussfolgerungen (Kapitel 5) zusammen.

2 Zielsetzung, Methodik und Szenarien

Zielsetzung der Studie war die Analyse der zukünftigen Stromversorgungssicherheit der Schweiz unter Berücksichtigung des europäischen Strommarktes. Hierfür wurde, basierend auf der Energiestrategie 2050, mittels 26 Szenarien eine hohe Bandbreite an möglichen Marktentwicklungen sowie Extremsituationen untersucht.

Jedes Szenario entspricht einer bestimmten Konfiguration in Bezug auf Angebot und Nachfrage. Diese Konfigurationen wurden im Grundsatz aus den bekannten politischen Szenarien der EU und der Energiestrategie des Bundes abgeleitet bzw. als Ausgangspunkt für die Definition von Extremszenarien benutzt (wie in Kapitel 3.2 beschrieben). Da sowohl das Angebot als auch die Nachfrage unter anderem von Wetterbedingungen beeinflusst wird, wurden für jedes Szenario unterschiedliche Wetterlagen betrachtet.

2.1 Szenariobeschreibung

In erster Linie wurden Stromangebots- (C², CuE³, Eul⁴) und Nachfragevarianten (WWB⁵, POM⁶, NEP⁷) in Anlehnung an die Energiestrategie 2050 definiert und miteinander kombiniert.

Die Nachbarländer wurden gemäss den EU-Referenzszenarien 2016 der europäischen Kommission abgebildet. Letztere geht für Deutschland von einem Ausstieg aus der Kernkraft bis 2025, für Frankreich von einem leichten Rückgang der Kernkraft bis 2035 und für Italien von einem starken Rückgang der thermischen Kraftwerke bis 2035 aus. Der Rückgang von diesen grossen zentralen Produktionskapazitäten wird dabei durch den Ausbau der Produktion aus Erneuerbaren Energien kompensiert.

¹ Versorgungssicherheit basierend auf angemessene Erzeugungs- und Netzkapazität

² C: Fossil-zentral

³ CuE: Fossil-zentral und Erneuerbare

⁴ Eul: Erneuerbar und Importe

⁵ WWB: Weiter wie bisher

⁶ POM: Politische Massnahmen

⁷ NEP: Neue Energiepolitik



Die verwendeten Kombinationen der Varianten (Basisszenarien) sind in den Abbildungen 1 und 2 dargestellt.

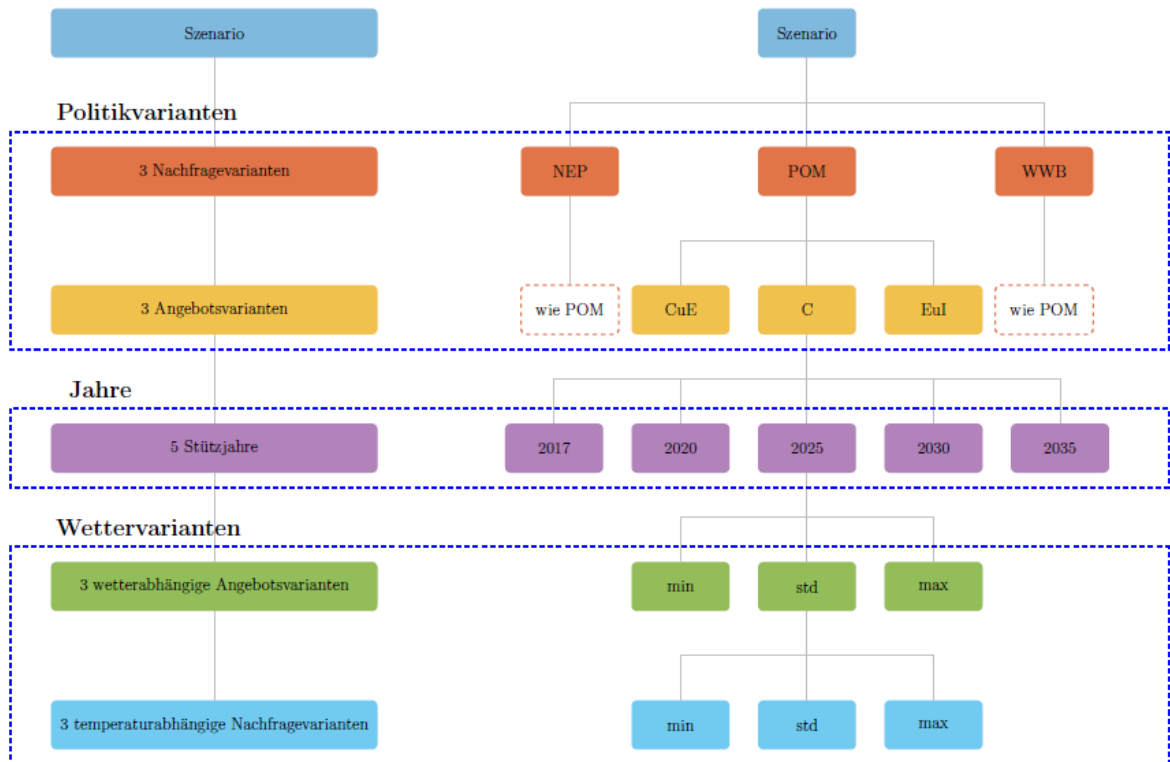


Abb.1: Szenariodimension für den deterministischen Ansatz (Abb. 5.1 SACH-Bericht)

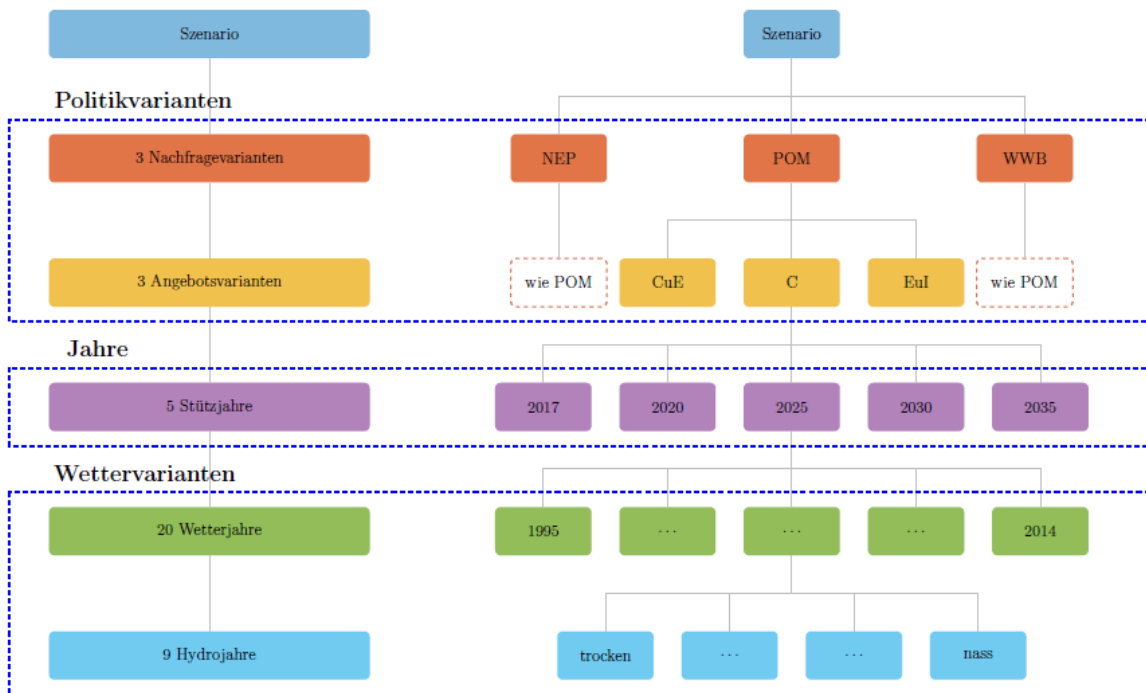


Abb.2: Szenariodimension für den probabilistischen Ansatz (Abb. 5.2 SACH-Bericht)

Zusätzlich wurde ein Szenario analysiert, das von einem hohem Transformationstempo der Nachbarländer von konventionellen zu erneuerbaren Kraftwerken ausgeht; dies auf Basis der Zukunftserwartungen des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) und der Nachbarländer.

Der betrachtete Fall stellt ein Szenario in Anlehnung an die Angebotsvariante „Erneuerbare und Importe (Eul)“ in Kombination mit der Nachfragevariante „Neue Energiepolitik“ (NEP) der Energiestrategie 2050 und einem hohem Transformationstempo in den Nachbarländern für den Zeitraum 2017-2035 in 5-Jahresschritten dar.

In der Angebotsvariante wird für die Schweizer Kernkraftwerke eine Betriebsdauer von 50 Jahren angenommen. Danach wird der Strombedarf durch einen starken Ausbau der Erneuerbaren Energien aus Wind und Photovoltaik (PV) sowie durch Stromimporte aus den Nachbarländern gedeckt. Die Angebotsvariante Eul wurde ausgewählt, weil sie aufgrund des höheren Anteils an Wind und PV bei gleichzeitigem Verzicht auf den Zubau fossiler Stromproduktionsanlagen eine grosse Herausforderung für die zukünftige Schweizer Versorgungssicherheit darstellt. Die Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten (Abb. 3) ist nachfolgend dargestellt.

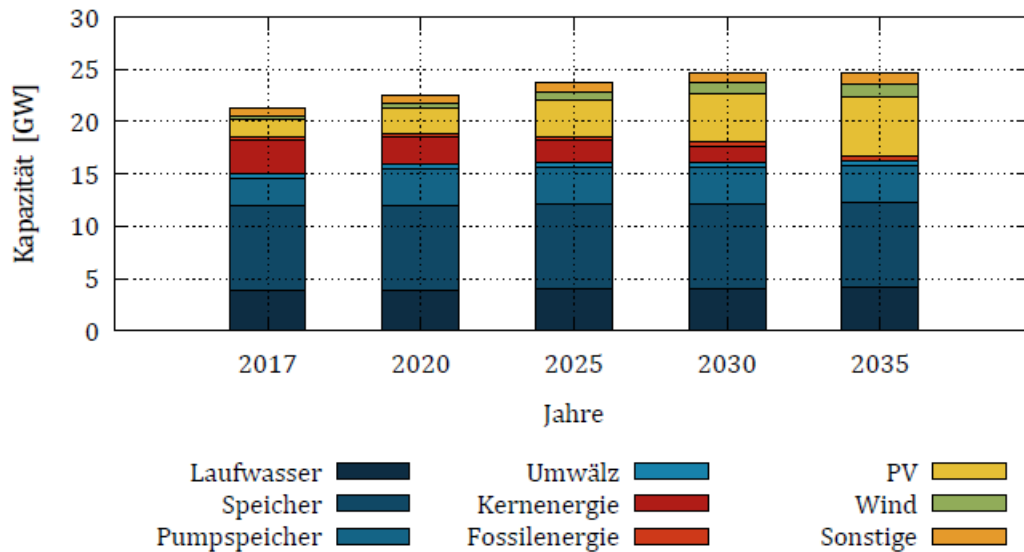


Abb.3: Kraftwerkskapazitäten in der Schweiz- Angebotsvariante analog Eul (SACH-Report Abb. 5.5)

Die „sonstigen Einspeisungen“ in Abbildung 3 beinhalten insbesondere Biomasse-Anlagen, WKK-Einheiten, KVA und Fernwärme-Anlagen.

Die Nachfragevariante NEP entspricht dem langfristigen strategischen Oberziel, die CO₂-Emissionen bis ins Jahr 2050 auf 1 bis 1.5 Tonnen pro Kopf zu senken. Im Vergleich zu heute führt dies zu einem steigenden Anteil der Elektrizität in der Schweizer Gesamtenergienachfrage. Zusätzlich werden umfassende Anstrengungen zur Steigerung der Energieeffizienz und Reduktion der Energienachfrage unternommen. In der Summe ergibt sich eine tendenziell rückläufige jährliche Stromnachfrage.

Die Modellabbildung der Nachbarländer sowie die Brennstoff- und CO₂-Preise basieren auf der von ENTSO-E und den Nachbarländern definierten Zukunftsszenarien. Es wird in diesem spezifischen Szenario ein hohes Transformationstempo der europäischen Nachbarländer angenommen, was sich in einer stärkeren Kapazitätsreduktion bei den konventionellen Technologien bis 2035 und einem stärkeren Wachstum der erneuerbaren Technologien widerspiegelt. Die Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten und der Einspeisungen der erneuerbaren Energien sind in den Abbildungen 4 und 5 dargestellt.

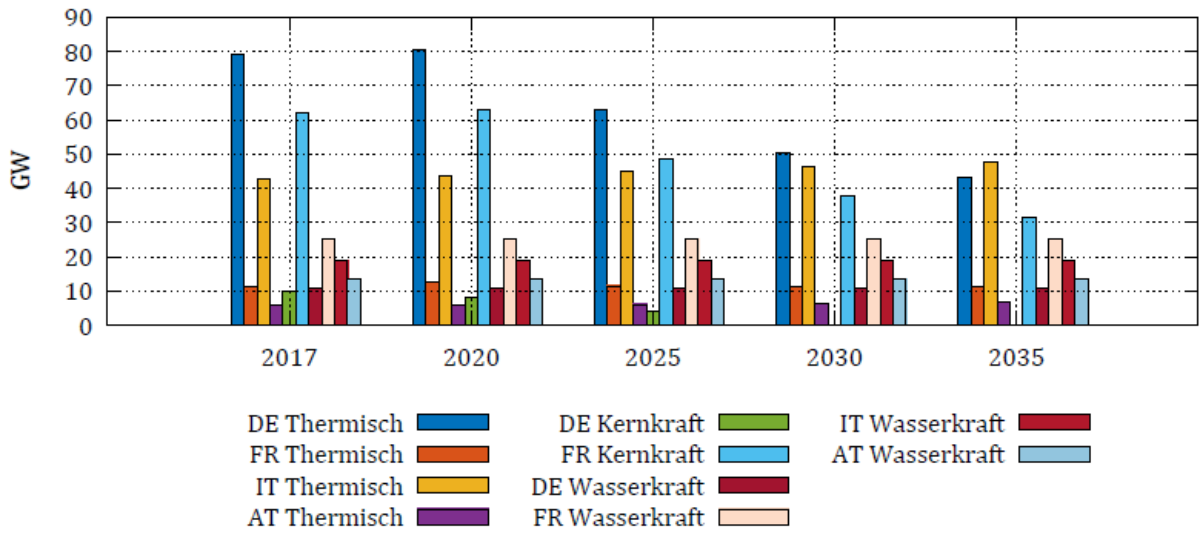


Abb.4: Entwicklung der Kraftwerkskapazität in den europäischen Nachbarländern (SACH-Report Abb. 5.15)

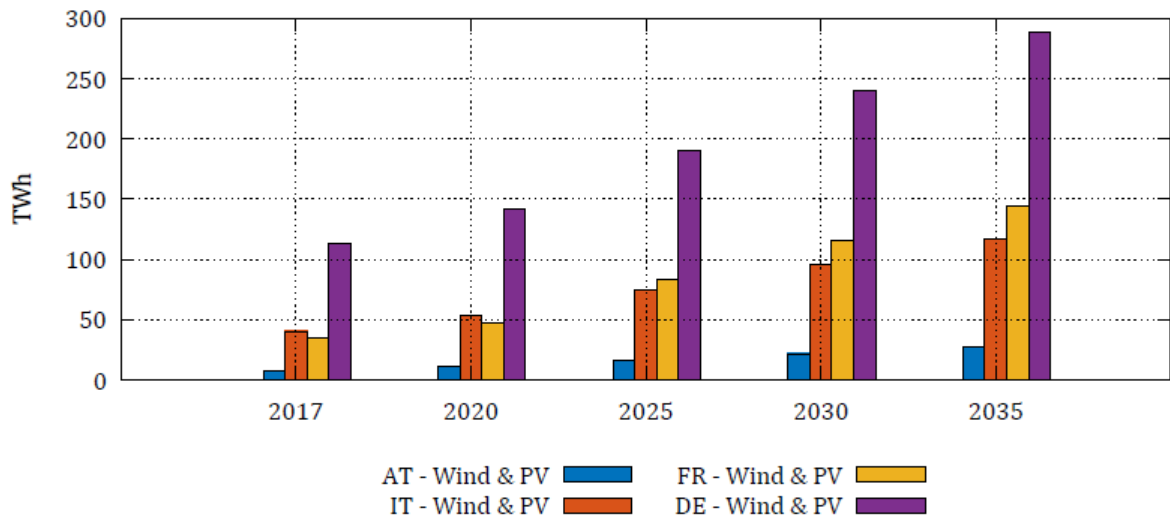


Abb.5: Entwicklung der jährlichen Wind- und PV- Einspeisung in den europäischen Nachbarländern (SACH-Report Abb. 5.16)



2.2 Methodik

Die Analyse basiert sowohl auf einem deterministischen Modellansatz mit nodaler, d.h. knotenscharfer Auflösung des Schweizer Übertragungsnetzes als auch auf einem probabilistischen Modellansatz mit zonaler Auflösung der Schweiz. Die Ergebnisse dieser beiden in der Branchenpraxis verwendeten Modelle werden einander gegenübergestellt, um durch die jeweiligen Spezifika den maximalen Informationsgehalt zu erhalten.

Der erste Ansatz (deterministisches Modell) verwendet ein knotenscharfes Modell für das Schweizer Übertragungsnetz, unter Berücksichtigung der Leitungsprojekte gemäss strategischem Netz 2025 der Swissgrid, und eine detaillierte Repräsentation der Wasserkraftkaskaden (Verknüpfungen zwischen Wasserkraftwerken und Speicherseen).

Der zweite Ansatz (probabilistisches Modell) verwendet hingegen ein vereinfachtes zonales Modell für das Netz in der Schweiz und ein vereinfachtes Kraftwerksmodell. Das Übertragungsnetz ist dabei durch die Zusammenfassung in Zonen weniger detailliert abgebildet. Dafür ermöglicht es eine umfassendere Analyse bezüglich der Wetterbedingungen, indem es mit einer höheren Anzahl von Wetter-Varianten rechnet und somit die probabilistische Komponente des Wetters erfasst.

Für die Nachbarländer wurden repräsentative Knoten definiert und über die Grenzleitungen mit der Schweiz verbunden.

Beide in der Studie betrachteten Modelle bilden die physische Versorgungssituation ab und damit die Flüsse, die sich in einem bestimmten Moment entsprechend der Netz- und Einspeisesituation ergeben. Diese können nur mit den ex-ante definierten NTC⁸-Modellen (Keine Engpässe im Land, limitierte Grenzfüsse an den Grenzen) in Relation gebracht werden, sofern letztere ungewollte Lastflüsse und Redispatchmassnahmen⁹ berücksichtigen.

In beiden Modellen wird der optimale stündliche Kraftwerkseinsatz, entsprechend der Merit Order, über das ganze Jahr bestimmt. Die Modelle gehen von einem perfekten System aus, in dem die Akteure über alle Informationen verfügen. In der Folge wird das Gesamtsystem marktdienlich optimiert.

2.3 Verwendete Indikatoren

Zur Beurteilung der Versorgungssicherheit werden die Indikatoren verwendet, die auch in der wissenschaftlichen Literatur verwendet werden. Des Weiteren werden diese Indikatoren im nationalen und internationalen Umfeld (Swissgrid, ENTSO-E, PLEF¹⁰, Elia¹¹, Terna¹², RTE¹³ etc.) zur Bewertung der Versorgungssicherheit verwendet. Diese Indikatoren messen die im System verfügbare Erzeugungskapazität („Reserve Capacity Margin – RCM), die Häufigkeit von Lastverlusten („Loss of Load“ – LOL) und die entsprechende nicht gelieferte Energie („Energy Not Served – ENS). Die

⁸ Net Transfer Capacity: Maximale Kapazität, die unter Berücksichtigung gewisser Unsicherheiten des zukünftigen Netzzustandes über die Verbindungsleitungen zweier Systeme transportiert werden kann.

⁹ Massnahme zur Beseitigung von Engpässen, bei denen Swissgrid in den Kraftwerkseinsatz eingreift und einzelne Erzeugungseinheiten anweist, die Produktion hoch- bzw. zurückzufahren.

¹⁰ Pentilateral Energy Forum: Forum aus Ministerien, Regulierungsbehörden, Netzbetreiber, Strombörsen etc.

¹¹ Elia: Belgischer Übertragungsnetzbetreiber

¹² Italienischer Übertragungsnetzbetreiber

¹³ Französischer Übertragungsnetzbetreiber

gleichzeitige Betrachtung dieser Indikatoren ermöglicht es, Aussagen über das Ausmass (Anzahl Stunden und Energiemengen) sowie Gründe für eventuelle Lastverluste (vorhandene Erzeugungsrreserven) zu machen.

3 Ergebnisse der Studie

3.1 Hauptergebnisse

Die Ergebnisse der Basisszenarien zeigen, dass die Versorgungssicherheit des Systems Schweiz (Netz und Produktion) heute und auch in Zukunft als unkritisch einzustufen ist, solange die Schweiz im Europäischen Strommarkt integriert ist. Die Kombination der verschiedenen Angebots- und Nachfragevarianten gemäss Kapitel 2.1 zeigen, dass es für den untersuchten Zeitraum bis 2035 kein signifikantes Versorgungssicherheitsproblem in der Schweiz gibt.

Auch die Ergebnisse des Szenarios mit hohem Transformationstempo zeigen, dass die Versorgungssicherheit für den gesamten untersuchten Zeitabschnitt als relativ unkritisch zu betrachten ist. So treten in dem ebenfalls im Kapitel 2.1 beschriebenen Szenario bis einschliesslich 2025 keinerlei Lastverluste, für 2030 praktisch keine und 2035 moderate Lastverluste in der Schweiz auf (kumuliert maximal wenige Tage (probabilistisches Modell) bis maximal einer Woche (deterministisches Modell)¹⁴; Wert mit höchster Wahrscheinlichkeit im probabilistischen Modell im Jahr 2035 beträgt 15h – s. Abb.6).

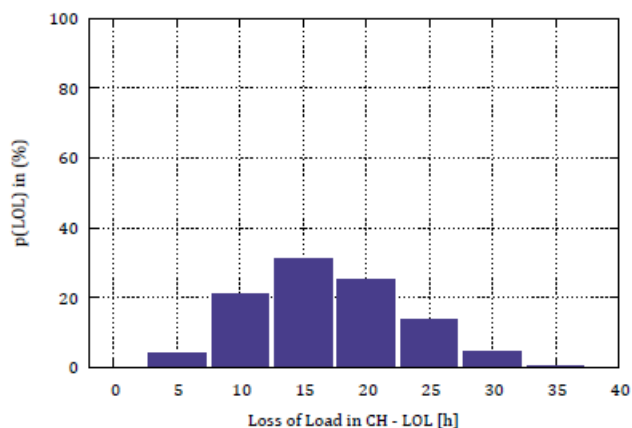


Abb.6: Loss of Load (LOL) in der Schweiz im Jahr 2035 in h (SACH-Report Abb.6.9)

Aus der probabilistischen Betrachtung lassen sich Wahrscheinlichkeiten für das Auftreten von Lastverlusten ableiten. Abbildung 7 zeigt, dass die mit der höchsten Wahrscheinlichkeit von ca. 35%

¹⁴ Die Diskrepanz in den LOL und ENS Werten ist darauf zurückzuführen, dass die Resultate durch die unterschiedlichen Netztopologien und Wasserkraftmodelle bedingt sind.



auftretende nicht gelieferte Energiemenge im Jahr 2035 lediglich 10 GWh beträgt, was ca. 5% eines Tagesverbrauchs der Schweiz im Winter entspricht.

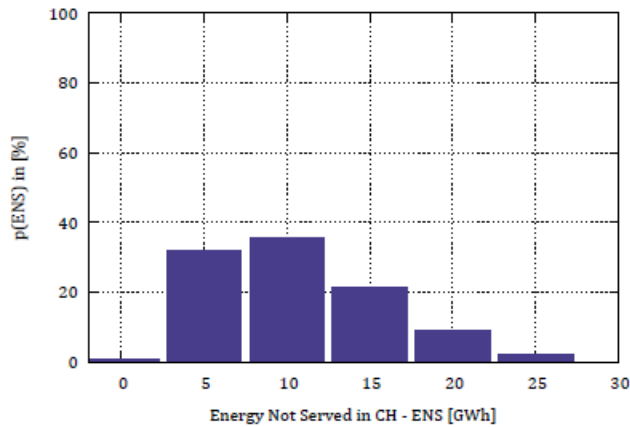


Abb.7: Wahrscheinlichkeit von Energy Not Served (ENS) in der Schweiz im Jahr 2035 (SACH-Report Abb.6.9)

Die maximale Kapazitätsauslastung im Schweizer System wird im Winter erreicht. Jedoch selbst in den Wintermonaten sind nach Deckung der Last weiterhin nicht eingesetzte Erzeugungskapazitäten vorhanden.

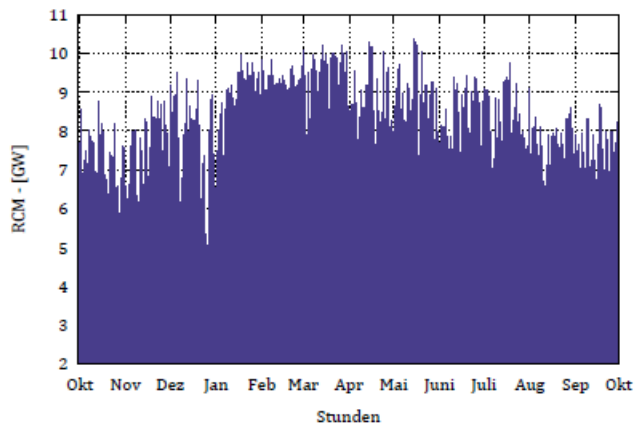


Abb.8: Reserve Capacity Margin (RCM) in der Schweiz im Jahr 2035 in GW (SACH-Report Abb.6.9)

Dies zeigt, dass in der Schweiz kein Knappheitsproblem besteht und eine ausreichende Erzeugungskapazitätsreserve im System vorhanden ist.

Die Tatsache, dass zu den Zeitpunkten der Lastverluste sowohl genügend Erzeugungskapazität (positiver RCM-Wert – s. Abbildung 8) als auch Speichermengen vorhanden sind (spezifischer Indikator – s. Bericht), weist darauf hin, dass die geringen Lastverluste aufgrund unzureichender Möglichkeiten zustande kommen, die vorhandene Erzeugung an die Nachfrageknoten zu transportieren.

Das Übertragungsnetz spielt ausserdem eine wichtige Rolle, um den nötigen grenzüberschreitenden Austausch von Energie zwischen der Schweiz und den Nachbarländern zu ermöglichen.

Die in diesem Szenario im Jahr 2030 in verschiedenen Momenten auftretenden stündlichen Exportflüsse (positive Werte) und Importflüsse (negative Werte) sind in Abbildung 9 dargestellt. In der Graphik sind die Maximal/Minimalwerte, der Mittelwert (schwarzer Strich) und die 25-75%-Perzentile (gelber Kasten) zu sehen.

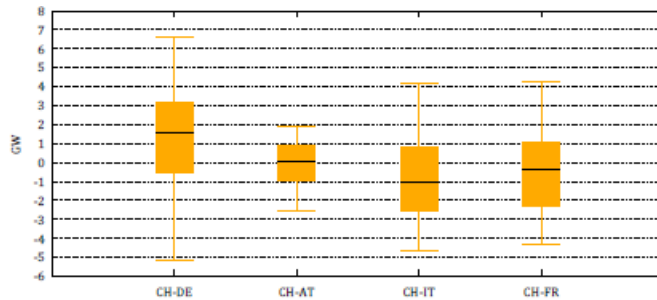


Abb.9: Bandbreite der stündlichen Grenzflüsse (Abb. 6.7 unten SACH-Bericht)

In den Basis- sowie in den EU-Szenarien können im betrachteten Zeitraum bis 2035 sowohl betriebliche Massnahmen wie Engpassmanagement oder topologische Netzmassnahmen zur Deckung der nicht versorgten Last eingesetzt werden.

3.2 Ergänzende Ergebnisse

In den Modellen wurden zusätzlich auch verschiedenen Extremszenarien simuliert, um mehr oder weniger wahrscheinliche Entwicklungen zu untersuchen. Bei diesen Extremszenarien wurden z.B. grosse Ausserbetriebnahmen je in den Nachbarländern und in der Schweiz, sowie Kombinationen dieser betrachtet.

Eine Übersicht der behandelten Extremszenarien ist in Abbildung 10 dargestellt.

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 ⁹ 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

Abb.10: Liste der gerechneten Extremszenarien (Tabelle 5.5 SACH-Bericht)



Selbst bei diesen treten in den wenigsten Fällen signifikante Lastverluste auf. Auch hier wurde die Angebotsvariante Eul herangezogen. Aufgrund der extremen Situationen wurden lediglich unterdurchschnittliche Wind- und PV-Einspeisung sowie geringe Wasserzuflüsse betrachtet. Auf der Nachfrageseite ging man von kühlen Temperaturen und einer entsprechend hohen Stromnachfrage aus (analog zum Nachfrageverhalten der Energiestrategie 2050 – Szenario WWB). Es handelt sich dabei um eine konservative Annahme.

3.2.1 Extremszenario SC08 gemäss SACH-Studie

In diesem Extremszenario wird eine frühzeitig forcierte unkompenzierte Ausserbetriebnahme von konventionellen Kraftwerken in den Nachbarländern angenommen (im konkreten Beispiel wurden in allen Jahren weniger Kraftwerkskapazitäten in Deutschland (Kohleenergie) und Frankreich (Kernenergie) angenommen, ohne eine entsprechende Kompensation durch erneuerbaren Energiequellen).

Auch in diesem Beispiel ergibt sich für die Schweiz keine Knappheit der Erzeugungskapazität. Die Werte des entsprechenden Indikators (RCM) sind für alle berechneten Jahre bis 2030 durchgehend positiv, wie die folgende Grafik exemplarisch zeigt.

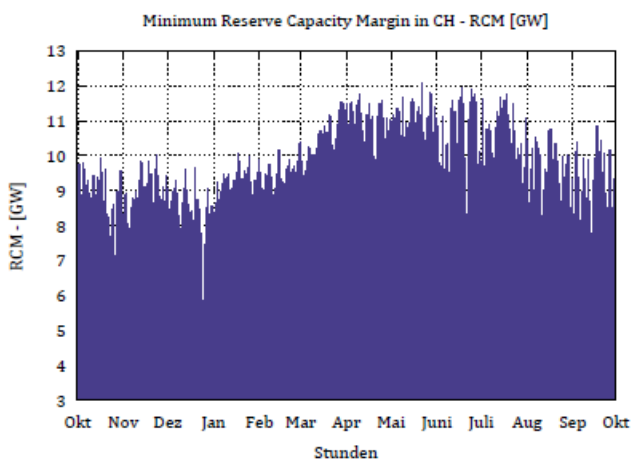


Abb. 11: Minimum Reserve Capacity Margin (GW) im Jahr 2030

In diesem Fall kann es, im Gegensatz zu den Basisszenarien, ab 2025 zu Situationen kommen, in denen die Last kurzzeitig nicht komplett gedeckt werden kann. Diese treten im 2025 ausschliesslich im deterministischen, im Jahr 2030 in beiden Modellen auf. Die Lastverluste treten insbesondere im Januar und Februar auf.

Die Lastverluste erreichen im Jahr 2030 kumuliert maximal einige Stunden (probabilistisches Modell) bis maximal eineinhalb Wochen (deterministisches Modell).

Die unterschiedlichen Ansätze der beiden Modelle zeigen sich in den niedrigeren RCM-Werten des probabilistischen Modells (Einfluss der Wetterkomponente) und den höheren LOL/ENS-Werten des deterministischen Modells (detailliertes Netzmodell).

Die genannten Werte stellen punktuelle Maximalwerte dar, aus denen die Auftretenswahrscheinlichkeit nicht ersichtlich ist. Die Abbildungen 12 und 13 stellen die Wahrscheinlichkeitsverteilung gemäss dem probabilistischen Modell dar. Der Stundenwert mit der höchsten Auftretenswahrscheinlichkeit beträgt 8 Stunden und die Energiemenge mit der höchsten Eintretenswahrscheinlichkeit 4 GWh.

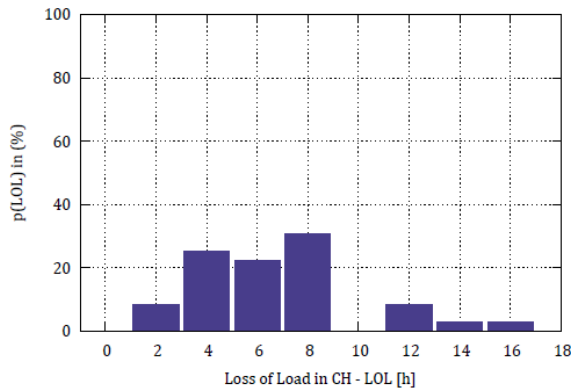


Abb.12: Wahrscheinlichkeit von LOL in CH im Jahr 2030

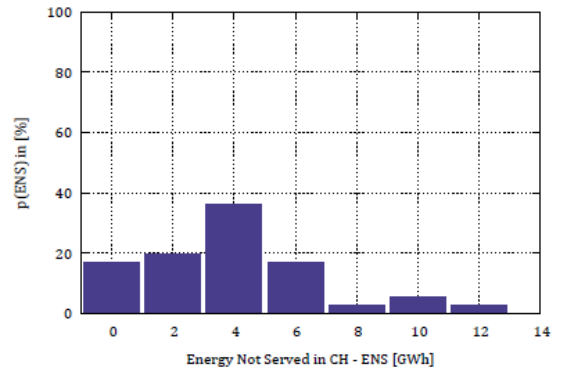


Abb.13: Wahrscheinlichkeit von ENS in CH im Jahr 2030

Die deutlich reduzierte Erzeugungskapazität führt in den betrachteten Ländern erst im Jahr 2030 zu vermehrten versorgungskritischen Situationen im Gesamtsystem. Diese haben auch einen Einfluss auf die Schweizer Versorgungssituation. Die stark veränderten räumlichen Angebotsstrukturen und die daraus entstehenden Lastflüsse belasten das Netz und können zu lokalen Lastausfällen in der Schweiz führen.

Aber auch in diesem Extremfall können im betrachteten Zeitraum bis und mit 2030 sowohl betriebliche Massnahmen wie Engpassmanagement oder topologische Netzmassnahmen zur Deckung der nicht versorgten Last eingesetzt werden.

3.2.2 Extremszenario SC15 gemäss SACH-Studie

In diesem Extremszenario wird eine frühzeitige, forcierte und unkompenzierte Ausserbetriebnahme von konventionellen Kraftwerken in den Nachbarländern angenommen (identisch zu SC08). Zusätzlich wird von einer vorzeitigen Abschaltung der schweizerischen Kernkraftwerke sowie einer inländisch stark reduzierten Speicherkraftverfügbarkeit ausgegangen (4 GW Speicherkraft und 1 GW Pumpspeicherkraft).

Doch selbst unter derartig extremen Annahmen tritt in der Schweiz vor 2025 kein Lastverlust auf, wie die Studie zeigt. Die stark reduzierte Kraftwerksverfügbarkeit in der Schweiz führt in den Wintermonaten zeitweise zu negativen RCM-Werten. Diese Erzeugungsknappeit kann jedoch bis 2025 durch Importe aus den Nachbarländern kompensiert werden.

Ab 2025 kann es auch zu signifikanten Lastverlusten kommen, die zwar durch Importe vermindert, jedoch nicht komplett aufgefangen werden können. Die maximalen kumulierten Lastverluste in der Schweiz liegen im Jahr 2030 in der Grössenordnung von einigen hundert GWh.



3.3 Rolle der Netze

Die Einbettung der Schweiz in den gesamten europäischen Strommarkt ist weiterhin eine zentrale Voraussetzung, um die Schweizer Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die geplanten Netzausbauprojekte in der Schweiz sowie in den europäischen Nachbarländern sind dabei wichtige Elemente. Aus historischen Gründen verfügt die Schweiz über ausreichend grenzüberschreitende Leitungen, um bei voller Marktintegration lokale Versorgungsengpässe durch ausländische Energielieferungen zu kompensieren. Allerdings wirken sich in einem perfekten System Versorgungsprobleme in den Nachbarländern (geringfügig) auch auf die Schweiz aus.

3.4 Beitrag des Demand Side Management (DSM)

Die Studie enthält auch Aussagen über den Mehrwert von Massnahmen zur Nachfragesteuerung. Die Analyse der DSM-Szenarien zeigt, dass Lastverschiebungen zur Nachfragesteuerung (z.B. in Form einer konsequenten Kappung der Lastspitzen und Verschiebung in die Schwachlastzeiten) allfällige Probleme der Versorgungssicherheit in der Schweiz in einem geringen Ausmass reduzieren können. Dies gilt insbesondere bei sehr kurzen Lastverlusten. In der Modellierung konnten durch Lastverschiebungen die Lastverluste um 6-12% der ENS reduziert werden.

4 Speicherbedarf und Speicherpuffer

Die im Kapitel 2.3 genannten Indikatoren dienen der Beurteilung der Versorgungssicherheit.

Sollte nebst der Versorgungssicherheit beurteilt werden, in wieweit die Speicherproduktion in der Lage ist, den nationalen Verbrauch abzudecken, müssen andere Indikatoren herbeigezogen werden. Dies dient, um zu ermitteln inwieweit der Verbrauch ohne Berücksichtigung von Stromimporten abgedeckt werden kann.

Hierfür wird der Speicherinhalt von nationalen Speicherkraftwerken in Relation zu dem Teil der inländischen Last gesetzt, welcher noch nicht durch andere inländische Kraftwerke gedeckt wurde (Residuallast).

In diesem Zusammenhang kann auf die folgenden spezifischen Indikatoren zurückgegriffen werden:

- Der Speicherpuffer (SP) beschreibt den zusätzlich gespeicherten Energieüberschuss oder Energiemangel in Bezug auf das Ziel, ab einem Zeitpunkt und für einen extern festgelegten Zeitraum die Residuallast mittels Speicher und ohne Importe/Exporte decken zu können.
- Der Speicherbedarf (SB) beschreibt die gespeicherte Energie, die zusätzlich benötigt würde, um die Residuallast ab einem Zeitpunkt und für einen extern festgelegten Zeitraum ohne Importe/Exporte zu decken.

Beide Indikatoren stellen Momentaufnahmen dar und werden rollierend berechnet.

4.1 Anwendung von Speicherbedarf und Speicherpuffer auf die Szenarien

Die Anwendung des Indikators SP auf das im Kapitel 3.1 aufgeführte Szenario mit hohem Transformationstempo ist in Abbildung 14 exemplarisch für eine Zeitperiode von einem Monat für das Jahr 2020 dargestellt.

So wäre, gemäss Abbildung 14, bei einem als ein Monat definierten Eigenbedarf im Oktober nach Deckung der Residuallast im Mittel noch ein Speicherpuffer von ca. 6'000 GWh vorhanden.

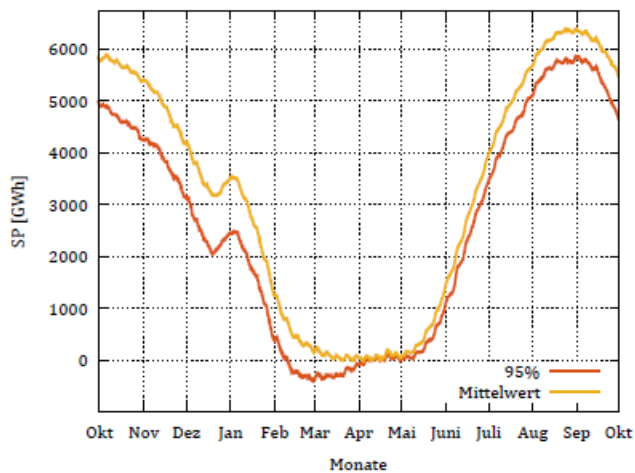


Abb. 14: Speicherpuffer für einen Monat für 2020

Das maximale Niveau des Puffers tritt normalerweise im Herbst auf, da im Sommer die Zuflüsse aufgrund der Schneeschmelze bei gleichzeitig relativ niedriger Last hoch sind, und erreicht das Minimum im Frühjahr.

In Abbildung 15 werden für verschiedene extern festgelegte Zielhorizonte die notwendigen zusätzlichen Speichermengen aufgezeigt, um die Versorgung ohne Importe/Exporte zu gewährleisten (jeweiliger Wert der y-Achse). Wie ersichtlich ist, besteht ein zusätzlicher Speicherbedarf, um die Residuallast für die verschiedenen Zeithorizonte abzudecken.

Abbildung 15 zeigt, dass im Szenario mit hohem Transformationstempo im Jahr 2020 für die Abdeckung der Residuallast von z.B. zwei Wochen oder einem Monat bei konservativer Berücksichtigung des 95%-Perzentils (Wert, der in nur 5% der Fälle überschritten wird) respektive maximal 160 GWh oder 400 GWh zusätzlich benötigt würden.

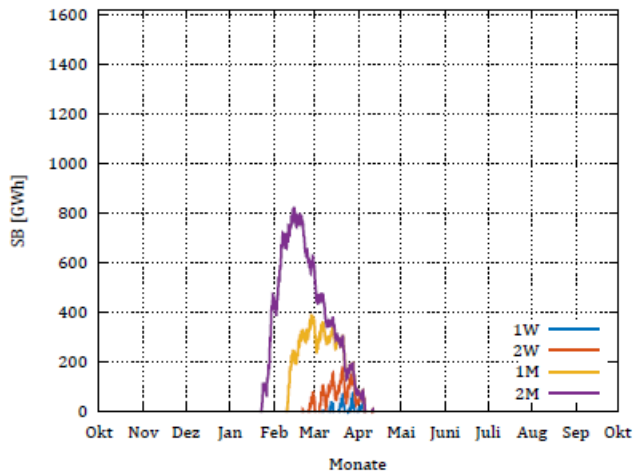


Abb. 15: zusätzlicher Speicherbedarf (95%-Perzentil) für verschiedene Zeitperioden (1 Woche, 2 Wochen, 1 Monat, 2 Monate) für 2020

Analog sind die Graphen dieses Szenario für das Jahr 2035 dargestellt:

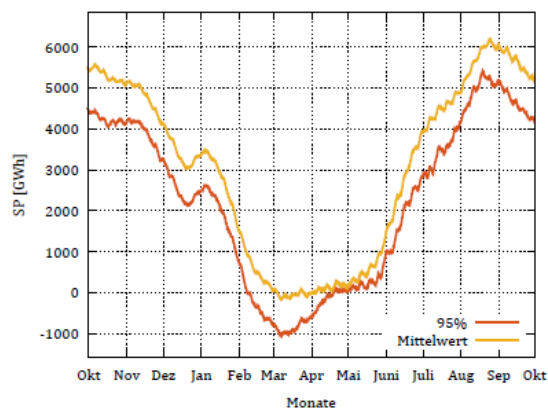


Abb. 16: Speicherpuffer für einen Monat für 2035

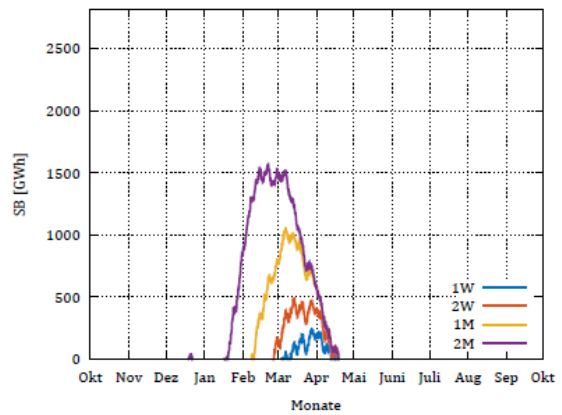


Abb. 17: zusätzlicher Speicherbedarf (95% Perzentil) für verschiedene Zeitperioden (1 Woche, 2 Wochen, 1 Monat, 2 Monate) für 2035

Aus Abbildung 17 ist ersichtlich, dass von 2020 auf 2035 der zusätzliche Speicherbedarf ansteigt.

4.2 Anwendung von Speicherbedarf und Speicherpuffer auf die Extremszenarien

4.2.1 Extremszenario SC8 (Jahr 2030)

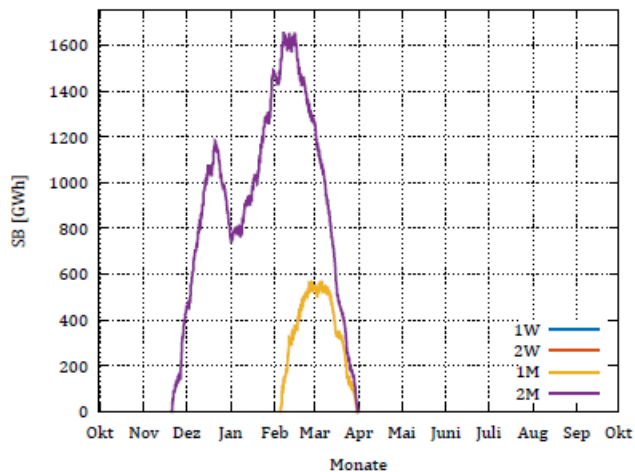


Abb. 18: zusätzlicher Speicherbedarf (95%-Perzentil) für verschiedene Zeitperioden (1 Woche, 2 Wochen, 1 Monat, 2 Monate) für 2030- Extremszenario SC8

Abbildung 18 zeigt, dass für die Abdeckung der Residuallast von ein bis zwei Wochen genug Speichervolumen vorhanden sind. Der starke Anstieg des Speicherbedarfs mit wachsender Deckungslänge in diesem Beispiel ist u.a. auf den steigenden Stromkonsum zurückzuführen.

4.2.2 Extremszenario SC15 (Jahr 2030)

Abbildung 19 zeigt, dass die Schweiz unter den extremen Annahmen dieses Szenarios unter Berücksichtigung des 95%-Perzentil einen zusätzlichen Speicherbedarf von maximal ca. 0,8 TWh oder 2,2 TWh benötigen würde, um zwei Wochen respektive einen Monat lang die Residuallast ohne Importmöglichkeiten abdecken zu können.

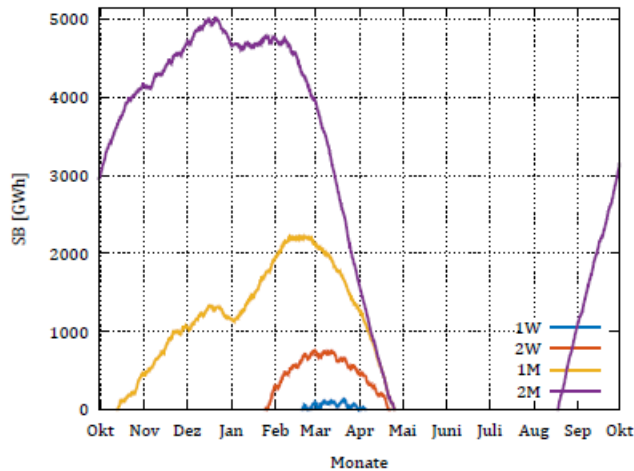


Abb. 19: zusätzlicher Speicherbedarf (95% Perzentil) für verschiedene Zeitperioden (1 Woche, 2 Wochen, 1 Monat, 2 Monate) für 2030- Extremszenario SC15

5 Schlussfolgerungen

Die beiden in der Studie verwendeten Modelle zeigen tendenziell dieselben Ergebnisse auf, trotz ihrer unterschiedlichen Ausgestaltung. So treten die Lastverluste in denselben Szenarien und denselben Zeiträumen auf. Die quantitativen Unterschiede in einzelnen Szenarien sind auf die unterschiedlichen Modellansätze und -struktur zurückzuführen, welche es erlauben, einerseits die stochastische Komponente des Wetters und auf der anderen Seite die detailliertere Netzstruktur zu berücksichtigen.

Es ist auch zu beachten, dass die untergelagerten Netzebenen nicht abgebildet wurden. Deren Einbezug kann lokale Engpässe verhindern und somit die Lastverluste reduzieren.

Mit einer auch künftig in den europäischen Strommarkt integrierten Schweiz und einer Änderung der Kraftwerkportfolios in der Schweiz und den Nachbarländern sind, wie in den Basisszenarien und dem Szenario mit hohem Transformationstempo aufgezeigt, bis 2035 keine signifikanten Versorgungsengpässe zu erwarten. Die Schweiz verfügt über ausreichende Kapazitätsreserven im System. Die geringfügigen Ereignisse sind hauptsächlich netzbedingt und können durch geeignete, nicht im Modell abgebildete Massnahmen gemanagt werden (betriebliche Massnahmen des Übertragungsnetzbetreibers).

Nur unter extremen Annahmen zu kombinierten Nichtverfügbarkeiten steuerbarer Kapazitäten im europäischen Gesamtsystem treten ab 2025 in der Schweiz und den Nachbarländern im Winter verstärkt Versorgungsengpässe auf.

Bei Reduktion der Produktion in den Nachbarländern (s. SC08) kann bis 2030 die fehlende Lastdeckung durch betriebliche inländische Massnahmen kompensiert werden. Hingegen wird bei zusätzlicher Reduktion der Produktion in der Schweiz (s. SC15) diese Kompensation ab 2030 schwieriger.

Das BFE schätzt diese Szenarien jedoch als unwahrscheinlich ein, da die Nachbarländer im Rahmen ihrer Energiepolitik Massnahmen ergreifen werden, um die Reduktion der genannten konventionellen



Kraftwerke mehrheitlich durch andere Erzeugungsquellen zu kompensieren. Des Weiteren kann von einer längeren Betriebsdauer für die Kernkraftwerke ausgegangen werden, als in diesen Extremszenarien angenommen.

Die Ergebnisse zeigen die hohe Bedeutung der Übertragungskapazität und der Importe für die Schweizer Stromversorgung. Die Einbettung der Schweiz in den gesamten europäischen Strommarkt ist eine zentrale Voraussetzung, um die Schweizer Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die geplanten Netzausbauprojekte in der Schweiz sowie in den Nachbarländern sind dabei wichtige Elemente.

Durch Demand-Side-Management können kürzere Perioden von Lieferengpässen überbrückt werden. Ein Einsatz von DSM mit stärkerem Systembezug (z.B. Speicherung und Entnahme entsprechend der Nachfrage- und Erzeugungsbedingungen) dürfte eine weitere Verbesserung in Bezug auf die Versorgungssicherheit bringen.

Die spezifischen Indikatoren Speicherpuffer und Speicherbedarf wurden ergänzend zur Thematik der Versorgungssicherheit analysiert. Eine Betrachtung dieser Indikatoren für die Basisszenarien und dem Szenario mit hohem Transformationstempo zeigt, dass im Jahr 2020 nur geringfügige ergänzende Speichermengen in der Schweiz nötig wären, um die Residuallast in der Schweiz abzudecken. Diese Mengen steigen im Verlauf der untersuchten Jahre an.

Die als extrem angenommenen Szenarien zeigen die Beeinflussung des zusätzlichen Speicherbedarfs durch Nachfrageentwicklung und inländische Kraftwerksverfügbarkeit auf.