

# Abschätzung des Potenzials der Schweizer Speicherseen zur Lastdeckung bei Importrestriktionen

Michael Beer

24. Januar 2018

## Zusammenfassung

Die Schweiz verfügt mit ihren Speicherseen über Energiespeicher in beträchtlichem Umfang. Sie sollte damit, würde man annehmen, gegen eine mehrtägige winterliche Dunkelflaute in Europa gut gewappnet sein. Gleichwohl wurden in den vergangenen zwei Wintern seitens Netzbetreiber und Behörden Zweifel geäußert, ob die Versorgungssicherheit tatsächlich gewährleistet ist. Einzelne Medien warfen den Kraftwerksbetreibern vor, sie würden die Seen aus Profitgier bereits zu früh im Winterhalbjahr leeren. In der Politik wurden Forderungen laut, die Speicherseen als strategische Reserve für den Fall von Importrestriktionen zu nutzen. Die vorliegende Arbeit simuliert basierend auf öffentlich verfügbaren Daten die aggregierte Produktion aus Speicherseen unter verschiedenen Annahmen zur Kraftwerksverfügbarkeit und zu den Importmöglichkeiten der Schweiz. Sie kommt zum Schluss, dass die Energiereserven in den Schweizer Speicherseen in den vergangenen Wintern jeweils gereicht hätten, um zusammen mit den übrigen Kraftwerken den inländischen Verbrauch während bis zu einem Monat selbst bei ausbleibenden Importen noch zu decken. Damit das angesichts des Ausstiegs aus der Kernenergie auch in Zukunft noch möglich ist, wären bei sonst unveränderten Verhältnissen indes beträchtliche Eingriffe in die Bewirtschaftung der Seen nötig. Der damit verbundene Wertverlust dürfte – ceteris paribus – jährlich rasch mehrere Dutzend Millionen Franken betragen.

**Schlüsselwörter:** Wasserkraft, Speicherseen, Strategische Reserve, Simulation

## Estimation of the potential of Swiss reservoir lakes to cover electricity demand in case of import restrictions

### Abstract

Switzerland possesses with its hydro reservoirs a considerable amount of energy storage capacity. One would therefore assume that the country is well protected against power shortage situations in continental Europe. In the last two winters, however, authorities and system operators warned of possible threats to security of supply. Power producers were accused in the media of emptying the lakes too early for the sake of short-term profits. Politicians suggested to use the reservoir lakes as strategic reserves for the potential case of import restrictions. The current piece of work simulates the aggregated storage production in Switzerland based on publicly available data under various assumptions on the availability of power plants and imports. It comes to the conclusion that, over the last few years, the energy reserves in Swiss reservoir lakes would have been sufficient to cover domestic electricity demand in the absence of imports for at least one month. However, considerable changes in the use of hydro storage facilities would be necessary in future to ensure the same level of protection when nuclear production is phased out. The economic loss due to such an intervention may quickly rise to several dozen million Swiss francs.

**Keywords:** Hydro power, Reservoir lakes, Strategic reserve, Simulation

### 1 Strategische Speicherreserve als Versicherung gegen Importrestriktionen

Die Schweiz verfügt mit ihren Kern- und Speicherkraftwerken über ausreichend regelbare Kraftwerksleistung, um jederzeit kurzfristig die inländische Residuallast – das heisst die Last abzüglich der fluktuierenden, dargebotsabhängigen Kraftwerksleistung – zu decken. Sie verfügt allerdings nicht in jeder Jah-

reszeit über ausreichend Primärenergie in Form von Wasser, um dies auch über längere Zeitperioden rund um die Uhr zu tun. Während die inländische Gesamtstromproduktion in der Vergangenheit den Verbrauch im Jahressaldo in der Regel noch knapp überstieg, ist dies im Winterhalbjahr bereits etwa seit Beginn des laufenden Jahrhunderts nicht mehr der Fall. Im Winter (Dezember–Februar) ist die Schweiz auf Stromimporte angewiesen (Piot und Beer, 2016; BFE, 2016; Beer, 2017).

Mit dem beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie wird

sich diese Importabhängigkeit im Winter künftig noch verschärfen. Selbst ein forciertes Zubau von Photovoltaik, welche hinsichtlich der Jahresenergieproduktion unter allen erneuerbaren Energien in der Schweiz über das höchste Ausbaupotenzial verfügt, kann aufgrund der jahreszeitlich reduzierten Sonneneinstrahlung ohne zusätzliche Saisonspeicher nur einen beschränkten Beitrag zur Winterversorgung leisten (siehe dazu z. B. Prognos, 2012, Figur II.3-26). Dass diese Situation mit erhöhten Risiken für die Versorgungssicherheit einhergeht, wird auch von der hiesigen Regulierungsbehörde ElCom mit steigendem Nachdruck hervorgehoben (ElCom, 2017).

Immerhin verfügt die Schweiz über bis zu 8,8 Terawattstunden Speicherkapazität in den Speicherseen, die im Falle von Importrestriktionen zur Lastdeckung eingesetzt werden können. Die Seen werden indes von ihren Betreibern ertragsoptimierend bewirtschaftet, so dass nicht a priori davon ausgegangen werden kann, dass im unerwarteten Bedarfsfall noch genügend Wasser vorhanden ist. Es steht deshalb der Vorschlag im Raum, eine strategische Speicherreserve zu bilden und abzugelten, um gegen Importrestriktionen und Ausfälle von Kernkraftwerken gewappnet zu sein (siehe beispielsweise BFE, 2016, Abschnitt 3.4.5 oder Perner und Janssen, 2017, Abschnitt 3.2).

In diesem Zusammenhang stellen sich verschiedene Fragen: Welche Energiemenge müsste in den Seen vorgehalten werden, um den inländischen Strombedarf während einer vorgegebenen Zeitperiode von  $n$  Wochen decken zu können? Wie verteilt sich der Vorhaltebedarf übers Jahr? Wie verändert er sich, wenn weniger inländische Bandlastproduktion zur Verfügung steht, weil Kernkraftwerke vom Netz gehen? Wie würde die Vorhaltung das Profil der Speicherwasserproduktion in der Schweiz verändern? Und letztlich: Welche volkswirtschaftlichen Kosten würde die Vorhaltung verursachen?

Wissenschaftliche Arbeiten aus der Vergangenheit zu diesen Fragestellungen sind dem Autor praktisch keine bekannt. Einzige Ausnahme bildet die Analyse von Kirchner et al. (2007), welche das Szenario einer 14-tägigen Kältewelle im Februar mit gleichzeitigem Ausfall von Erzeugungskapazität in der Schweiz (ein Kern- und ein Pumpspeicherkraftwerk) beleuchtet und zum Schluss kommt, dass die Landesversorgung selbst ohne Importe in diesem Fall nicht gefährdet wäre. Im Zusammenhang mit der aktuellen politischen Diskussion über das zukünftige Strommarktdesign scheint aber das Interesse an diesen Fragen zu steigen, so dass neue Publikationen zu erwarten sind. Ein Beispiel dafür ist der parallel zur vorliegenden Arbeit entstandene Bericht über die System Adequacy in der Schweiz, welcher ähnliche Fragestellungen aufwirft und für eine Reihe von modellierten Szenarien prospektiv beantwortet (Demiray et al., 2017).

Der vorliegende Artikel versucht, diese Fragen ohne Rückgriff auf ein Fundamentalmodell des Strommarkts zu beantworten. Dabei liegt die Hauptschwierigkeit darin, dass Daten zum Einsatz von Speicherkraftwerken aus öffentlichen Quellen lediglich in monatlicher Auflösung vorliegen und für die natürlichen Zuflüsse zu den Speicherseen überhaupt keine Messwerte öffentlich verfügbar sind. In Abschnitt 2 wird ein Weg aufgezeigt, wie diese Größen aber aus anderen verfügbaren Datenquellen hinreichend genau approximiert werden können. Darauf basierend werden in Abschnitt 3 vier Szenarien mit unterschiedlichen Annahmen zur Verfügbarkeit von inländischen Bandlastkraftwerken und von Importkapazitäten durchgerechnet. Ziel ist es dabei abzuschätzen, welche Energiemenge in den Speicherseen verfügbar sein muss, um die Last für eine vorgegebene Anzahl

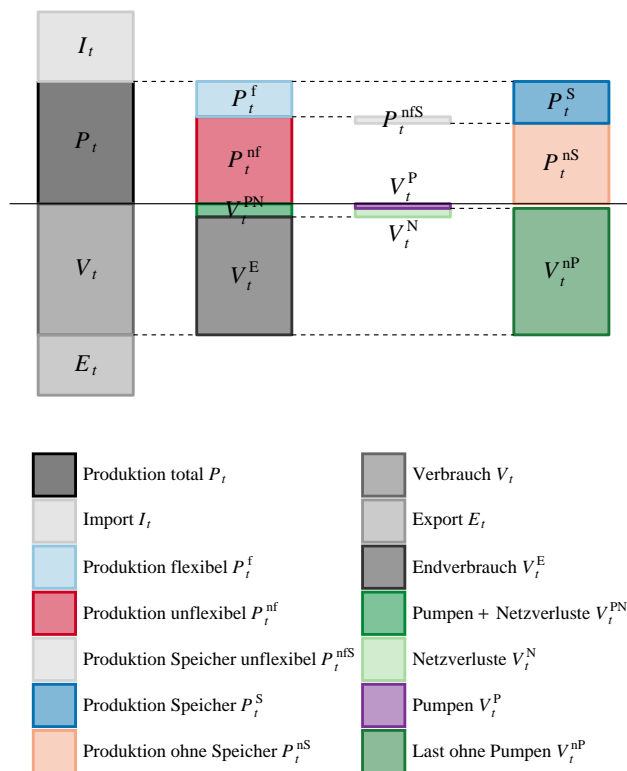


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Modellierungsgrößen

Wochen zu decken. Abschnitt 4 zeigt dann auf, wie sich das Profil der Speicherwasserproduktion ändern würde, wenn Vorgaben zur Wasservorhaltung gemacht würden, und thematisiert die Frage der Kostenschätzung. In Abschnitt 5 schliesslich werden die Ergebnisse zusammengefasst.

## 2 Approximierung des Produktionsprofils von Speicherwerken und der natürlichen Zuflüsse zu Speicherseen

### 2.1 Schätzung der Produktionsprofile

Grundlage für die Analyse sind die von Swissgrid (2017) veröffentlichten aggregierten Energiedaten aus dem Regelblock Schweiz in viertelstündlicher Auflösung. Für jede Zeiteinheit  $t$  enthalten diese Daten die Volumina der produzierten Energie ( $P_t$ ), der verbrauchten Energie ( $V_t$ ), der endverbrauchten Energie ( $V_t^E$ ) sowie der importierten ( $I_t$ ) und exportierten Energie ( $E_t$ ) in Kilowattstunden.<sup>1</sup>

Daraus lassen sich die Energiebilanz

$$B_t = P_t + I_t - (V_t + E_t)$$

sowie – als Differenz von verbrauchter und endverbrauchter Energie – das Aggregat

$$V_t^{PN} = V_t - V_t^E$$

<sup>1</sup>Eine schematische Darstellung der verwendeten Aggregate ist in Abbildung 1 zu finden. Die Grössenverhältnisse der Balken entsprechen dabei den aggregierten Mengen im Jahr 2016.

aus Pumpenergie und Netzverlusten<sup>2</sup> berechnen. Die Bilanz  $B_t$  sollte in der Theorie für alle  $t$  immer null sein. In der Praxis sind Abweichungen aufgrund von Messungenauigkeiten möglich. Diese sind aber im Allgemeinen relativ gering (siehe Abb. 2 oben).

Um in der weiteren Analyse die Inhalte der Speicherseen zu modellieren, braucht es eine Abschätzung des Einsatzes der Speicherkraftwerke und Speicherpumpen. Gemessene Daten zu diesen beiden Aggregaten sind im von Swissgrid veröffentlichten Datensatz nicht enthalten. Sie werden einzig in der vom Bundesamt für Energie (BFE) publizierten Elektrizitätsstatistik (BFE, 2017) erhoben und ausgewiesen. Die Datenerhebung des BFE umfasst allerdings nur für jeden dritten Mittwoch des Monats detaillierte Leistungsprofile. Zeitlich aggregierte Produktions- bzw. Verbrauchsmengen sind nur auf Monatsbasis verfügbar.

Der hier verfolgte Ansatz besteht nun darin, aus den Zeitreihen von Swissgrid heuristisch Näherungen für die gewünschten Profile herzuleiten und diese mit den Daten aus der Elektrizitätsstatistik zu plausibilisieren und zu kalibrieren. Der Einsatz der Speicherpumpen  $V_t^P$  beispielsweise lässt sich dadurch approximieren, dass beim Aggregat  $V_t^{PN}$  der „Sockel“ (d. h. die geschätzten Netzverluste  $\tilde{V}_t^N$ ) abgezogen wird. Dafür wird für jede Viertelstunde  $\tau$  als Schwellenwert  $\sigma_\tau$  das mit dem Faktor 1,1 multiplizierte 10%-Quantil der Zeitreihe  $V_t^{PN}$  über das Intervall  $[\tau \pm 4 \times 24 \times 7/2]$ , d. h. über eine bei  $\tau$  zentrierte Woche von Beobachtungswerten, bestimmt.<sup>3</sup> Daraus ergibt sich als geschätzter Pumpeneinsatz die Zeitreihe

$$\tilde{V}_t^P = V_t^{PN} - \tilde{V}_t^N \quad \text{wobei} \quad \tilde{V}_t^N = \min(V_t^{PN}, \sigma_t).$$

Diese Zeitreihe ist in Abbildung 2 (Mitte) dargestellt.

In ähnlicher Weise lässt sich auch der Anteil unflexibler Produktion<sup>4</sup>  $P_t^{nf}$  abschätzen, indem bei der Zeitreihe  $P_t$  die variablen „Spitzen“ abgeschnitten werden. Dafür wird für jeden Zeitpunkt  $\tau$  als Schwellenwert  $\rho_\tau$  das Minimum der Zeitreihe  $P_t$  über eine bei  $\tau$  zentrierte Woche von Beobachtungswerten bestimmt. Das Produktionsvolumen aus unflexiblen Kraftwerken wird dann geschätzt durch

$$\tilde{P}_t^{nf} = \rho_t,$$

und das Produktionsvolumen aus flexiblen Kraftwerken ergibt sich als Differenzgrösse

$$\tilde{P}_t^f = P_t - \tilde{P}_t^{nf}.$$

Vergleicht man nun die so eruierten neuen Zeitreihen wo vorhanden mit den Leistungsprofilen<sup>5</sup> und Monatsaggregaten des Bundesamts für Energie (siehe Abb. 3), so fällt erstens auf, dass die von Swissgrid ausgewiesene Gesamtproduktion für die Regelzone Schweiz in der Summe systematisch leicht unter der vom BFE ausgewiesenen Landeserzeugung liegt. Es besteht aber ein fast perfekt linearer Zusammenhang zwischen den beiden Grössen (vgl. Abb. 4). Um die beiden Datenquellen vergleichbar

zu machen, müssen die Werte aus der BFE-Statistik mit dem Faktor 0,95 skaliert werden.<sup>6</sup>

Zweitens stellt man fest, dass das aus den Swissgrid-Daten abgeschätzte Profil der unflexiblen Produktion  $\tilde{P}_t^{nf}$  jenem der Nichtspeicherkraftwerke aus den BFE-Daten im Verlauf relativ gut entspricht, insgesamt aber – nach der Skalierung der BFE-Werte – systematisch deutlich höher ist. Die Differenz der beiden Kurven ist dabei im Sommer tendenziell grösser als im Winter. Diese Beobachtung lässt sich dadurch erklären, dass die unflexible Produktion auch einen Teil Speicherwasser enthält. Gerade im Sommer sind auch Speicherkraftwerke aufgrund der hohen Zuflüsse und der begrenzten Seevolumina teilweise dazu gezwungen zu produzieren.

Passt man ein Loess-Regressionsmodell an die beobachteten Differenzen zwischen der aus den Swissgrid-Daten geschätzten unflexiblen Produktion und der Nichtspeicher-Produktion gemäss (skalierten) BFE-Daten, so ergibt sich die in Abbildung 5 dargestellte Kurve. Aus ihr lässt sich für jeden Tag des Jahres die zu erwartende unflexible Produktion aus Speicherkraftwerken  $\tilde{P}_t^{nfS}$  annähern. Addiert man diese Komponente zur Differenz zwischen der Gesamtproduktion und der unflexiblen Produktion, erhält man das mutmassliche Profil der Speicherwasserproduktion

$$\tilde{P}_t^S = \tilde{P}_t^f + \tilde{P}_t^{nfS},$$

wie im untersten Paneel der Abbildung 2 dargestellt.

## 2.2 Schätzung der natürlichen Zuflüsse in die Speicherseen

Als Grundlage wird auf die vom BFE erstellte Statistik der Füllstände der Speicherseen zurückgegriffen. Diese Zeitreihe weist für jeden Montag, 0:00 Uhr, das in den Schweizer Speicherseen vorhandene Energievolumen  $F_s$  in Gigawattstunden aus.

Für jeden Wochenwechsel  $s$  bezeichne  $\tilde{P}_s^S$  die in der davor liegenden Woche aus Speicherkraftwerken erzeugte Energie,  $\tilde{V}_s^P$  die in diesem Zeitraum aufgewendete Pumpenergie und  $\tilde{Z}_s$  die natürlichen Zuflüsse in die Speicherseen (bzw. Abflüsse ohne Stromproduktion, falls negativ). Für den Speicherzuwachs  $\Delta F_s = F_s - F_{s-1}$  der Seen lässt sich dann vereinfachend die Gleichung

$$\Delta F_s = \tilde{Z}_s - \tilde{P}_s^S + e \times \tilde{V}_s^P \quad (1)$$

aufstellen, wobei  $e$  die Effizienz der Speicherpumpen darstellt.

Mit dieser Relation können die unbekanntenen Zuflüsse  $\tilde{Z}_s$  aus den geschätzten Produktions- und Pumpprofilen sowie aus dem erhobenen Speicherzuwachs  $\Delta F_s$  für jede Woche  $s$  durch

$$\tilde{Z}_s = \Delta F_s + \tilde{P}_s^S - \tilde{e} \times \tilde{V}_s^P$$

approximiert werden. Die Effizienz der Speicherpumpen wird mit  $\tilde{e} = 0,8$  angenommen. Damit ergeben sich die in Abbildung 6 dargestellten Wochenzeitreihen. Im unteren Paneel wird die Speicherproduktion negativ dargestellt, weil es sich dabei um eine Verringerung des Seevolumens handelt.

## 3 Simulation des Speichereinsatzes bei Importrestriktionen

Die Relation (1) kann nun dazu verwendet werden, um basierend auf synthetisch veränderten Produktions- und Pumpprofilen (bei

<sup>6</sup>Dieser Wert ergibt sich aus der Anpassung eines linearen Regressionsmodells an die beobachteten Daten.

<sup>2</sup>Den Netzverlusten wird hier und im Folgenden auch der Eigenbedarf der Kraftwerke zugerechnet.

<sup>3</sup>Diese Vorgehensweise zur Bestimmung des Schwellenwerts hat keine theoretische Begründung sondern hat sich bei der optisch erfolgten Kalibrierung als plausibel und zweckmässig erwiesen.

<sup>4</sup>Dazu zählt Strom aus Kernkraft, Laufwasser, konventionell-thermischen Anlagen, neuen Erneuerbaren und einem Teil der Speicherwasserproduktion.

<sup>5</sup>Der Tag, für den Vergleichsdaten des BFE vorliegen, ist in Abbildung 2 Mitte grau schattiert.

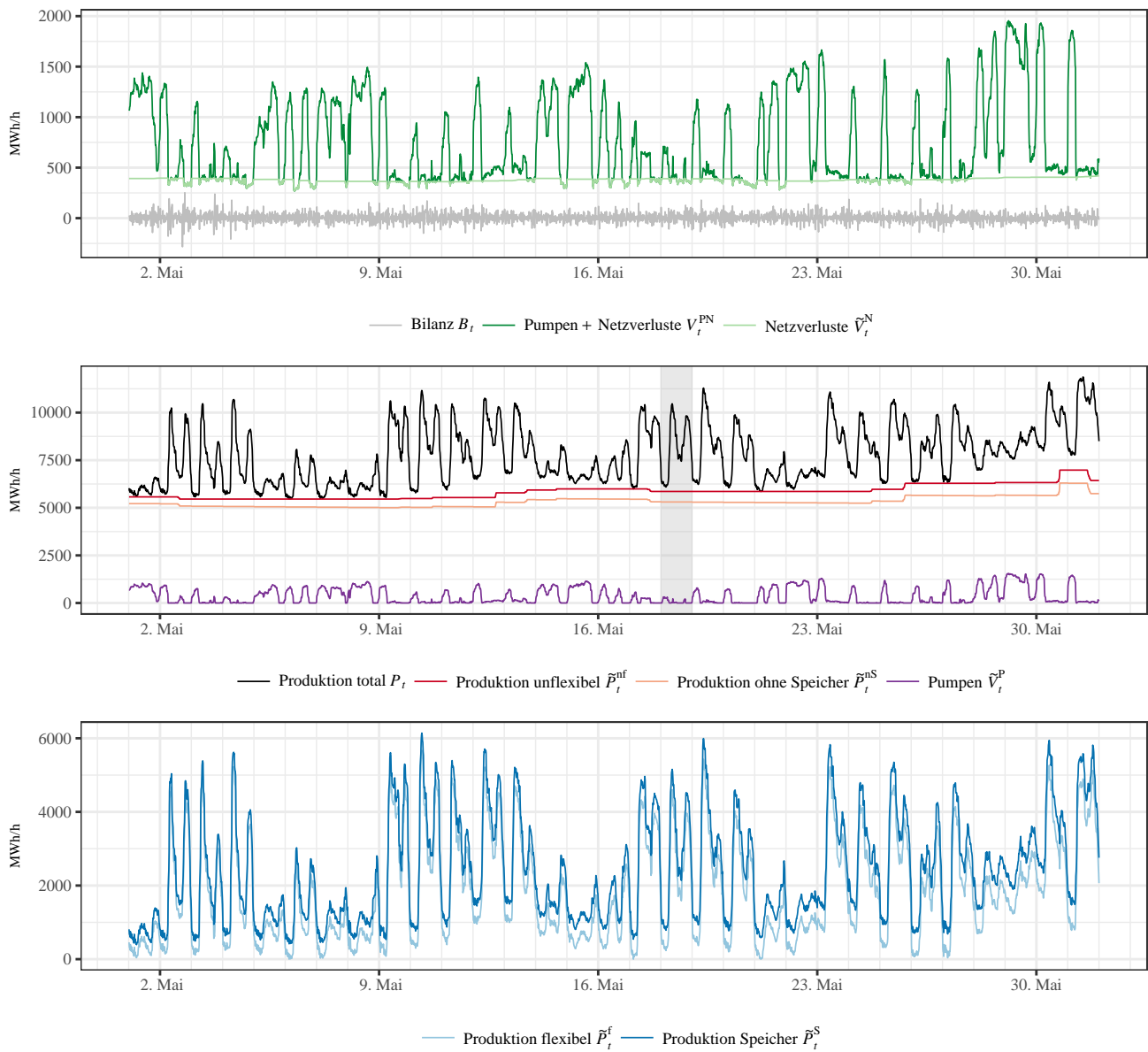


Abbildung 2: Vergleich der gemessenen und geschätzten Viertelstundenprofile am Beispiel des Monats Mai 2016

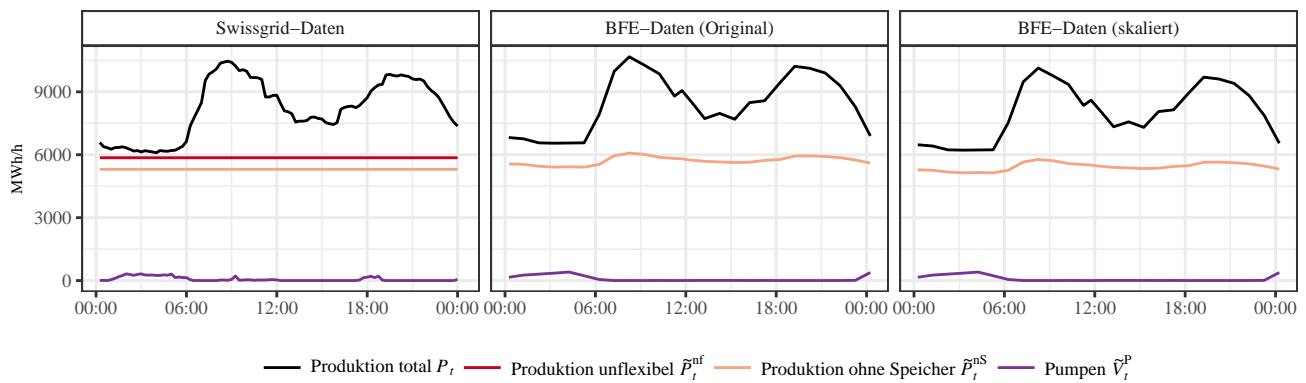


Abbildung 3: Vergleich der Viertelstundenprofile mit den Daten des BFE am Beispiel des 18. Mai 2016

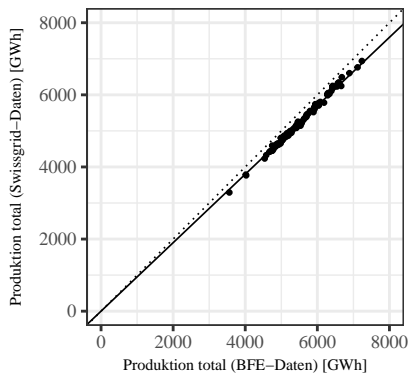


Abbildung 4: Vergleich der Monatsaggregate für die Gesamtproduktion gemäss BFE und Swissgrid

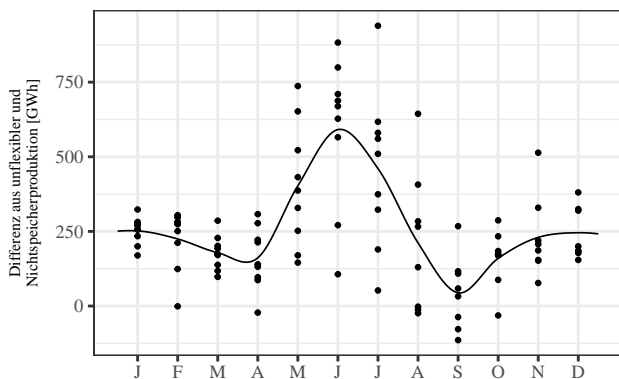


Abbildung 5: Differenz aus unflexibler und Nichtspeicherproduktion im Jahresverlauf

gleich bleibendem Zuflussprofil) von jedem beliebigen Wochenstart  $s$  aus den fiktiven Speicherverlauf zu simulieren. Dabei stehen Szenarien im Vordergrund, in denen die Importmöglichkeiten der Schweiz sowie die unflexiblen Produktionskapazitäten (insb. Kernkraft) ganz oder teilweise eingeschränkt werden.

In erster Linie soll der Frage nachgegangen werden, wie lange die Schweiz in der Lage ist (bzw. gewesen wäre), ihren Strombedarf in solchen Situationen zu decken. Auf diese Weise lässt sich ein Mass für die saisonal variierende Auslandabhängigkeit der Schweizer Stromversorgung mit ihrem jetzigen und möglichen künftigen Kraftwerkspark entwickeln.

Als zweite Fragestellung soll ausserdem untersucht werden, welche Mindestvolumina die Schweiz in ihren Speicherseen im Jahresverlauf vorhalten müsste, um im Stressszenario die Stromversorgung für eine vorgegebene Zeitdauer gewährleisten zu können.

Bei dieser Herangehensweise wird der komplexe Park an Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz auf faktisch einen einzigen grossen fiktiven See mit einer Turbine und einer Pumpe reduziert. Es wird dabei implizit vorausgesetzt, dass es innerhalb der Schweiz keine Netzengpässe gibt und dass ein Inselbetrieb der Schweiz realisierbar ist. Dies stellt zweifelsohne eine starke Vereinfachung der Realität dar. Für den Zweck der vorliegenden Arbeit und im Sinne einer ersten Näherung erscheint dieses Vorgehen aber als legitim. Sollten aus den hier gewonnenen Erkenntnissen Vorschläge für konkrete Massnahmen abgeleitet werden, wären den Abhängigkeiten zwischen den einzelnen Anlagen und den Restriktionen aus dem Netzbetrieb die nötige Aufmerksamkeit zu schenken.

Während Stilllegungen und Ausfälle von Kraftwerken im Inland schon nur aus technischen Gründen ohne Weiteres im Bereich des Möglichen liegen, ist die Frage berechtigt, wie realistisch ein länger andauernder, vollständiger Importstopp tatsächlich ist. Angesichts des ökonomischen und netzbetrieblichen Nutzens grenzüberschreitender Stromaustausche ist es schwer vorstellbar, dass diese (zum Beispiel aus politischen Gründen) bewusst unterbunden würden. Weiterhin ist es auch unwahrscheinlich, dass die Schweiz aufgrund von Netzeinschränkungen simultan an allen Grenzen nicht mehr importieren könnte. Es ist somit eher die Situation einer zeitgleichen Energiemangellage in allen grossen westeuropäischen Ländern, welche sich auch für die Schweiz als kritisch erweisen könnte.<sup>7</sup> Das im Folgenden verfolgte Szenario eines Importstopps basiert im Sinne eines Gedankenexperiments auf der Vorstellung, dass in einer solchen Situation jedes Land versucht, seinen eigenen Bedarf aus eigener Kraft zu decken, und gleichzeitig überschüssige Energie seinen Nachbarn zur Verfügung stellt.

### 3.1 Szenario 1: Importstopp

Als erstes Szenario soll demnach angenommen werden, dass die Schweiz gänzlich ohne Stromimporte auskommen will. Die Fahrweise der flexiblen Kraftwerke wird so angepasst, dass jederzeit die inländische Last gedeckt wird. Die unflexiblen Kraftwerke produzieren mit unverändertem Profil. Übersteigt die unflexible Produktion die hiesige Last, so wird die überschüssige Energie soweit wie möglich zum Pumpen verwendet und

<sup>7</sup>Laut Demiray et al. (2017) ist die kombinierte Nichtverfügbarkeit von fossilen und nuklearen Kapazitäten in den Nachbarländern die einzige Situation, in denen es in der Schweiz zu massgeblichen Versorgungsengpässen kommen kann.

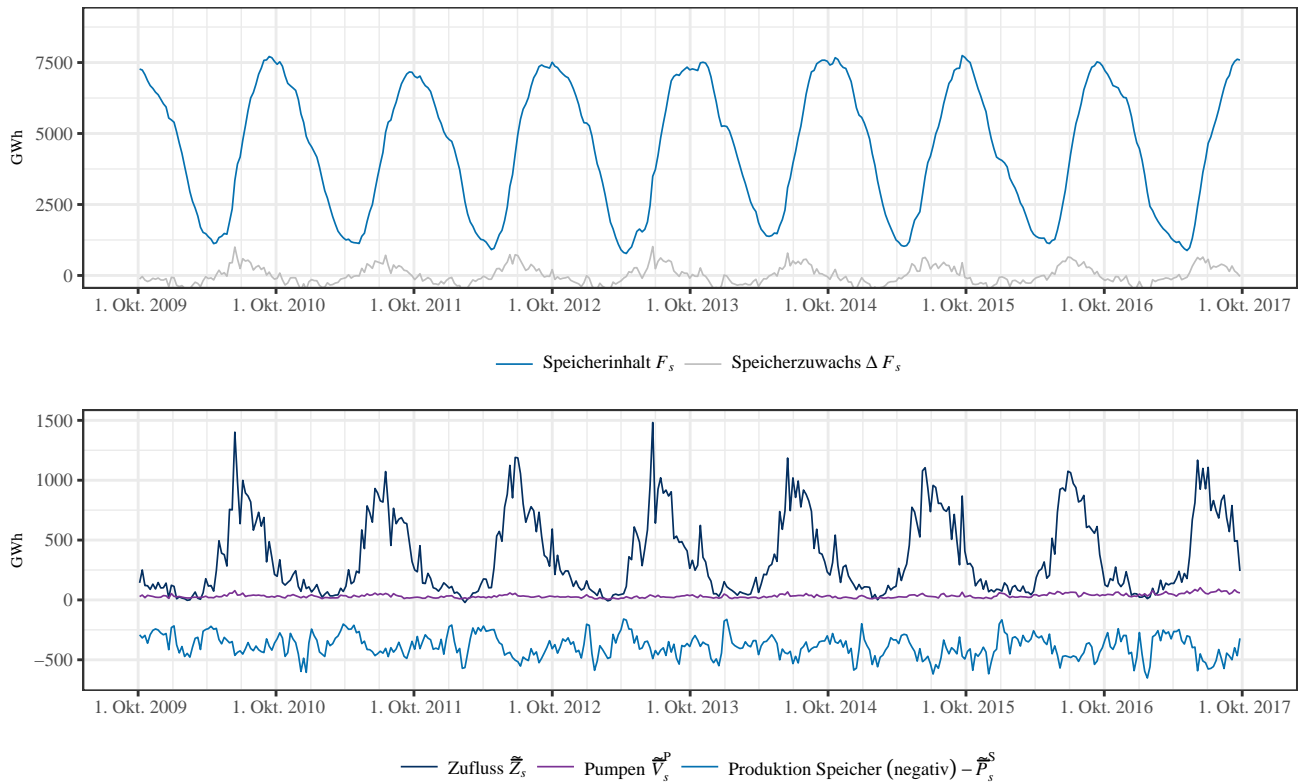


Abbildung 6: Erhobene und geschätzte Wochenprofile der Einspeicherung und Ausspeicherung in die/aus den Speicherseen

andernfalls exportiert. Die Pumpleistung ist dabei auf 4000 MW limitiert, was dem ab Ende 2019 für die Schweiz zu erwartenden Gesamtwert entspricht. Ausserdem wird der Pumpeneinsatz auf eine Energiemenge von 300 GWh am Stück beschränkt, was laut Piot (2014) in etwa der Menge entspricht, die angesichts der beschränkten Volumina der Unter- und Oberbecken maximal verschoben werden kann. Erst wenn nach Erreichen dieses Grenzwerts zwischenzeitlich wieder flexible Produktion erfolgt, d. h. Wasser aus den Speicherseen verbraucht wird, wird ein neuerlicher Einsatz der Pumpen zugelassen.

Daraus ergeben sich die in Abbildung 7 dargestellten Viertelstundenprofile. Eine Betrachtung des gesamten Analysezeitraums ergibt, dass die Last im Winter die unflexible Produktion stets übersteigt. Nur im Sommer kann etwas überschüssige Energie zum Pumpen bzw. für Exporte verwendet werden.

Bei der Simulation des Seespeichers wird angenommen, dass das Speichervolumen auf den Bereich von 500 bis 8800 GWh beschränkt ist. Die ab jedem Wochenstart mit den neuen Produktions- und Pumpprofilen simulierten Speicherläufe sind in Abbildung 8 (oben, feine graue Linien) jeweils bis zu jenem Zeitpunkt, wo sie die Speicheruntergrenze erstmals unterschreiten, dargestellt. Die Zeitdauer bis dorthin ist im unteren Teil von Abbildung 8 abgetragen und stellt für jeden Startzeitpunkt  $s$  dar, während wie vieler Wochen die Versorgung der Schweiz im vorliegenden Szenario von diesem Zeitpunkt an hätte aufrecht erhalten werden können. Es zeigt sich ein stark saisonales Muster mit jährlichen Minima und unmittelbar darauf folgenden Maxima zwischen Februar und April jedes Jahres. Erklärbar ist dies durch die jeweils im April mit der Schneeschmelze einsetzenden Zuflüsse in die Speicherseen. Wenn es gelingt, die Versorgung bis dorthin sicherzustellen, ist sie dann jeweils für nahezu ein ganzes weiteres Jahr gesichert.

Weiter lässt sich eine Mindestdauer von beispielsweise einem Monat (4,35 Wochen) ansetzen, während derer die Versorgung der Schweiz jederzeit autonom aufrecht erhalten werden kann (dargestellt als rote horizontale Linie in der unteren Grafik von Abbildung 8).<sup>8</sup> Daraus lässt sich nun mittels der simulierten Speicherläufe errechnen, welche Mindestseestände zur Erreichung dieses Ziels hätten angesetzt werden müssen. Dafür wird für jeden simulierten Füllstandspfad der minimale Wert bestimmt, der innert eines Monats erreicht wird (kann auch negativ sein). Der Absolutwert dieses Mindestfüllstands wird dann zum Startfüllstand addiert (falls er negativ ist) bzw. von diesem abgezogen (falls er positiv ist). Daraus ergibt sich die mit „Mindestinhalt (Szen. 1)“ bezeichnete Linie in der oberen Grafik von Abbildung 8.

Man sieht, dass der effektive historische Speicherlauf diesen Mindestseestand nur punktuell in den hydrologischen Jahren 2010/11, 2011/12, 2012/13 und 2016/17 merklich unterschritt. Daraus lässt sich schliessen, dass die herkömmliche Bewirtschaftung der Seen bislang – bei unveränderter Produktion der unflexiblen Kraftwerke – in aller Regel eine Lastdeckung während eines Monats ermöglicht hätte. Dies ist auch direkt aus der unteren Grafik von Abbildung 8 ersichtlich. Dort sieht man ausserdem, dass die in den Seen gespeicherte Wasserreserve ausser im hydrologischen Jahr 2013/14 jedes Jahr zwischen Februar und April kurzfristig auf zwischen 2,2 (1. April 2013) und

<sup>8</sup>Die Wahl der für eine strategische Speicherreserve zu unterstellenden Dauer der Bedarfsdeckung ist letztlich willkürlich und muss von den Entscheidungsträgern in Funktion von Risikoüberlegungen getroffen werden. Die hier präsentierten Überlegungen liessen sich analog für jede beliebige andere Zeitperiode anstellen. Freilich gelangt man bei einer zu hohen Wahl der Bedarfsdeckung mehr oder weniger rasch in eine Situation, wo die verfügbaren Wasserspeicher allein nicht mehr ausreichen, um das vorgegebene Ziel zu erreichen. Siehe auch Fussnote 12.

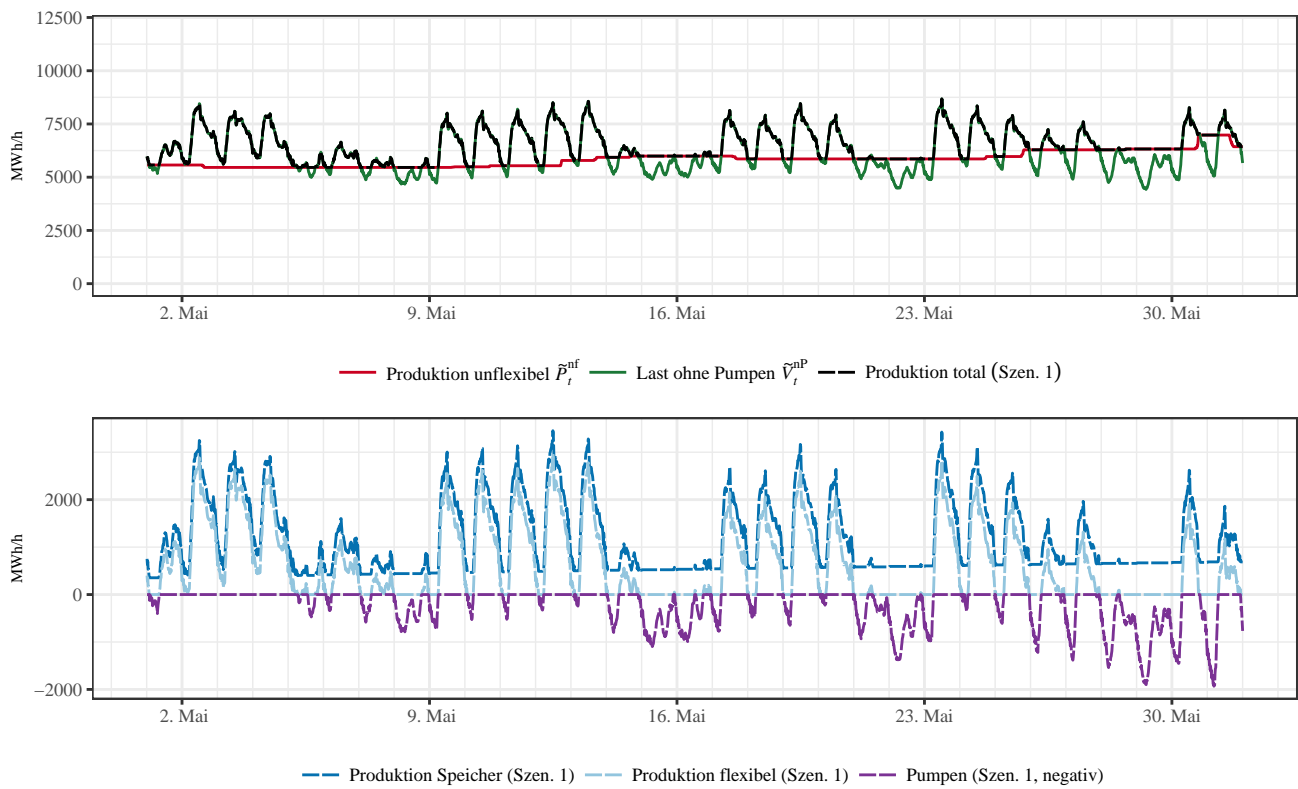


Abbildung 7: Effektive und simulierte Viertelstundenprofile im Szenario 1 (Importstopp) am Beispiel des Monats Mai 2016

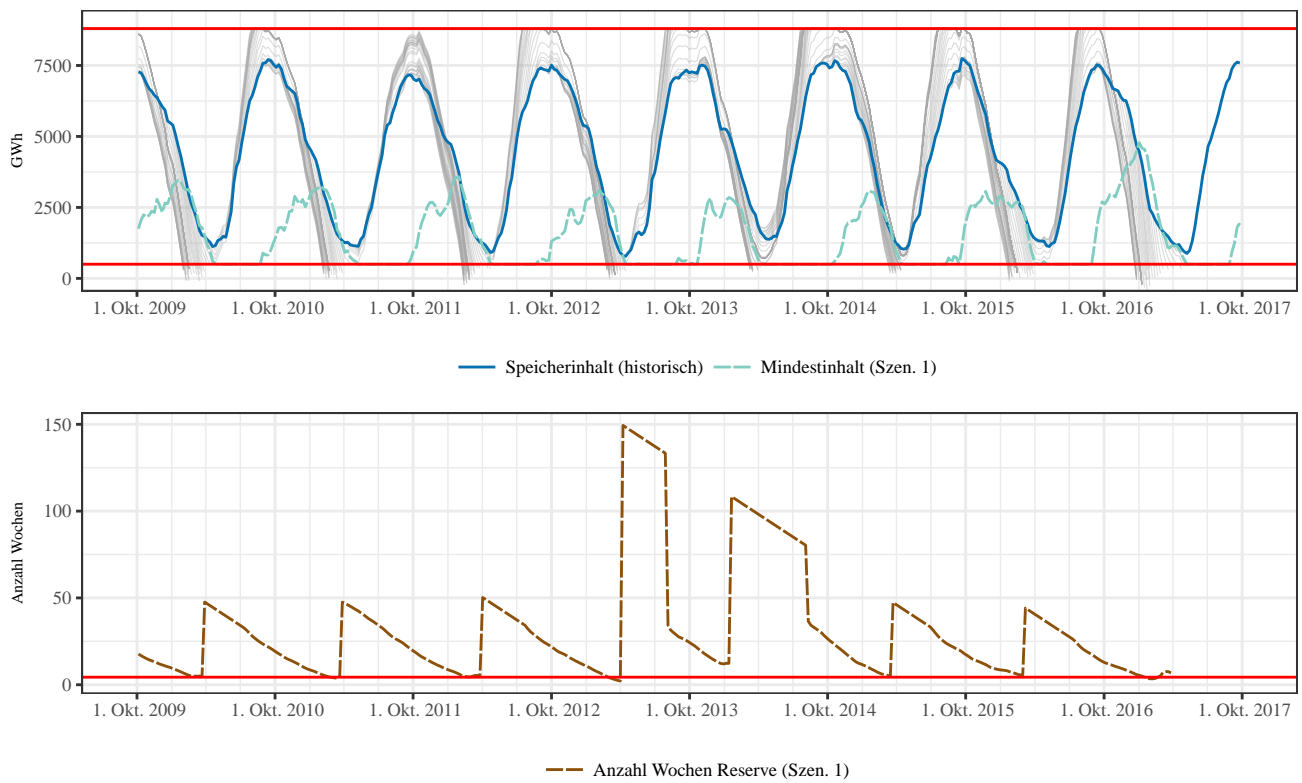


Abbildung 8: Speicherverlauf und Reservedauer im Szenario 1 (Importstopp)

rund fünf Wochen Lastdeckung sank. Freilich spielt dabei der angenommene Mindestseestand von 500 GWh, ab dem nicht mehr produziert werden kann, eine wesentliche Rolle. Liegt dieser tiefer, so vergrössert sich die Reserve, liegt er höher, so verkleinert sie sich.

### 3.2 Szenarien 2–4: Zusätzliche Reduktion des bestehenden unflexiblen Kraftwerksparks

Interessanter wird es nun, wenn zusätzlich zum Importstopp auch noch die Verfügbarkeit der unflexiblen Kraftwerke in der Schweiz reduziert wird. Der bevorstehende Ausstieg aus der Kernenergie wird genau dies bewirken. Szenario 2 modelliert den Wegfall von 1 GW unflexibler Kraftwerksleistung, was in etwa der Leistung des Kernkraftwerks Gösgen entspricht. Szenario 3 modelliert eine Situation, in der die unflexible Kraftwerksleistung um 3,3 GW reduziert wird, also den Wegfall sämtlicher nuklearer Kraftwerkskapazität in der Schweiz. In beiden Fällen wird allerdings angenommen, dass immer mindestens noch 600 MW an unflexibler Kapazität zur Verfügung steht, was in etwa der langjährigen Mindestleistung der Laufwasserkraftwerke entspricht.<sup>9</sup> Szenario 4 schliesslich übernimmt die Annahmen zur unflexiblen Kraftwerksleistung aus Szenario 3, geht aber davon aus, dass kein völliger Importstopp herrscht, sondern dass bei Bedarf bis zu 1440 MW Leistung importiert werden kann. Dies entspricht in etwa der NTC<sup>10</sup> an der Grenze zu Italien. Die Importe werden dabei sowohl zur Lastdeckung als auch zum Pumpen eingesetzt und bewirken so faktisch eine Erhöhung der unflexiblen inländischen Produktionskapazität. Eine Übersicht über die in den vier Szenarien verwendeten Annahmen findet sich in Tabelle 1.

Abbildung 9 stellt die induzierten Mindestfüllstände der Speicherseen für die Einhaltung einer Bedarfsdeckung von einem Monat für alle Szenarien im Verlauf eines hydrologischen Jahres (Oktober–September) dar. Die farbigen Punkte stellen die individuellen Werte der einzelnen Jahre dar, während die Linien die mittels eines Loess-Regressionsmodells geschätzten mittleren Mindestfüllstände für die vier Szenarien abbilden. Als graue Punkte sind die historisch realisierten Seestände wiedergegeben. Man erkennt, dass die Bewirtschaftung der Seen in den Szenarien 2–4 zwischen Dezember und April massgeblich von der bisherigen Praxis abweichen müsste, um die geforderte Bedarfsdeckung sicherzustellen. Die dafür auszuschreibende Vorhaltemenge von Speicherwasser erreicht in allen Szenarien im Januar ihren Höhepunkt, sinkt dann aber aufgrund der über den Sommer andauernden natürlichen Zuflüsse bis Juni in jedem Szenario auf den angenommenen Minimalwert von 500 GWh.

## 4 Veränderung des Speichereinsatzes und Wertverlust

Im letzten Abschnitt soll nun angenommen werden, dass die Schweiz eine Vorhaltung von Speicherseewasser als Absicherung gegen Importrestriktionen umsetzen möchte. Dafür werden die in Abbildung 9 dargestellten mittleren Mindestfüllstände zur

<sup>9</sup>Damit lässt sich auch dem Umstand begegnen, dass die historischen Profile der unflexiblen Produktion mitunter bereits Ausfälle von Kernkraftwerken enthalten und eine weitere Reduktion um 3,3 GW somit nicht gerechtfertigt wäre.

<sup>10</sup>NTC = Net Transfer Capacity

Bedarfsdeckung von einem Monat von einer zentralen Stelle, z. B. von Swissgrid, ausgeschrieben und am Markt beschafft. Betreiber von Speicherkraftwerken bieten die Vorhaltung entsprechender Mengen an Speicherseewasser zu den jeweiligen Zeitpunkten an. Dafür, dass die Seen nicht mehr allein an den Spot- und Systemdienstleistungsmärkten optimiert werden können, verlangen sie eine Entschädigung in der Höhe ihrer erwarteten Ertragsausfälle (Opportunitätskosten).

Abbildung 10 zeigt auf, wie sich die Wochenprofile der Speicherwasserproduktion über die letzten Jahre ausgehend vom historischen Verlauf hätten verändern müssen, um die vorgegebenen Mindestseestände in den vier Szenarien gerade einzuhalten. Typischerweise wäre in den Wintermonaten weniger Strom aus Speicherseewasser eingesetzt worden (rote Fläche), um dann in den Frühlingsmonaten vor Einsetzen der Schneeschmelze entsprechend mehr zu produzieren (grüne Fläche). Tabelle 2 stellt dar, welche Energiemengen dabei verschoben worden wären. Die Werte in Gigawattstunden (GWh) entsprechen jeweils dem Integral der Minder- bzw. Mehrproduktion im Winter bzw. Frühling, ablesbar auch als maximale Distanz zwischen den historischen und den simulierten Werte im oberen Panel von Abbildung 10.

Bewertet man die im unteren Panel von Abbildung 10 dargestellten Delta-Produktionsprofile mit den Wochen-Peakpreisen<sup>11</sup> für die Regelzone Schweiz, so ergeben sich die in Tabelle 2 ebenfalls dargestellten Werte in Millionen Schweizer Franken. Aufgrund der Tatsache, dass die mittleren Peakpreise im Winter traditionell höher liegen als im Frühjahr, ergibt sich für die einzelnen Jahre in aller Regel ein Wertverlust in allerdings stark schwankender Höhe. Dieser Wertverlust kann einen Eindruck vermitteln, in welcher Grössenordnung die Entschädigung für die Betreiber hätte ausfallen müssen, hätte man die Speicherbewirtschaftung im beschriebenen Stil eingeschränkt. Freilich wird dabei implizit unterstellt, die Betreiber von Speicherkraftwerken wären in Summe genau dem vorgegebenen Produktionsprofil gefolgt und hätten im Schnitt exakt mittlere Wochen-Peakpreise gelöst, die sie über all dies hinaus mit ihrem geänderten Kraftwerkseinsatz auch nicht beeinflusst hätten. Diese Annahmen sind allesamt nicht realistisch, so dass die Ergebnisse in ihrer absoluten Grösse eine nur sehr beschränkte Aussagekraft haben.

## 5 Schlussfolgerungen

Obwohl keine detaillierten Zeitreihen über die aggregierte Stromerzeugung aus Speicherkraftwerken in der Schweiz vorliegen, lassen sich die Profile für Produktion und Pumpeneinsatz aus anderen verfügbaren Erhebungen hinreichend genau abschätzen, um als Grundlage für Simulationen zu dienen. Die komplexen Zusammenhänge und technischen Restriktionen in den Schweizer Speicherkraftwerken lassen sich damit natürlich nicht präzise modellieren. Aussagen auf aggregierter Ebene erscheinen aber trotz vereinfachender Annahmen zulässig zu sein.

Unterstellt man, dass die inländische Speicher- und Produktionskapazität in Wasserkraftwerken vollständig genutzt werden kann, kommt man zum Schluss, dass im Falle eines Importstopps in den letzten Jahren praktisch jederzeit noch Reserven für rund vier Wochen Bedarfsdeckung vorhanden waren. Man

<sup>11</sup>Mittelwert der stündlichen Day-ahead-Spotpreise jeweils von Montag bis Freitag, 8–20 Uhr



Tabelle 1: Szenarienrahmen

| Szenario 1                        | Szenario 2   | Szenario 3   | Szenario 4   |
|-----------------------------------|--|--|--|
| Keine Importe                     | Keine Importe  | Keine Importe  | Importe maximal 1440 MW  |
| Unflexible Produktion unverändert | Unflexible Produktion um 1000 MW reduziert, mindestens aber 600 MW | Unflexible Produktion um 3300 MW reduziert, mindestens aber 600 MW | Unflexible Produktion um 3300 MW reduziert, mindestens aber 600 MW |

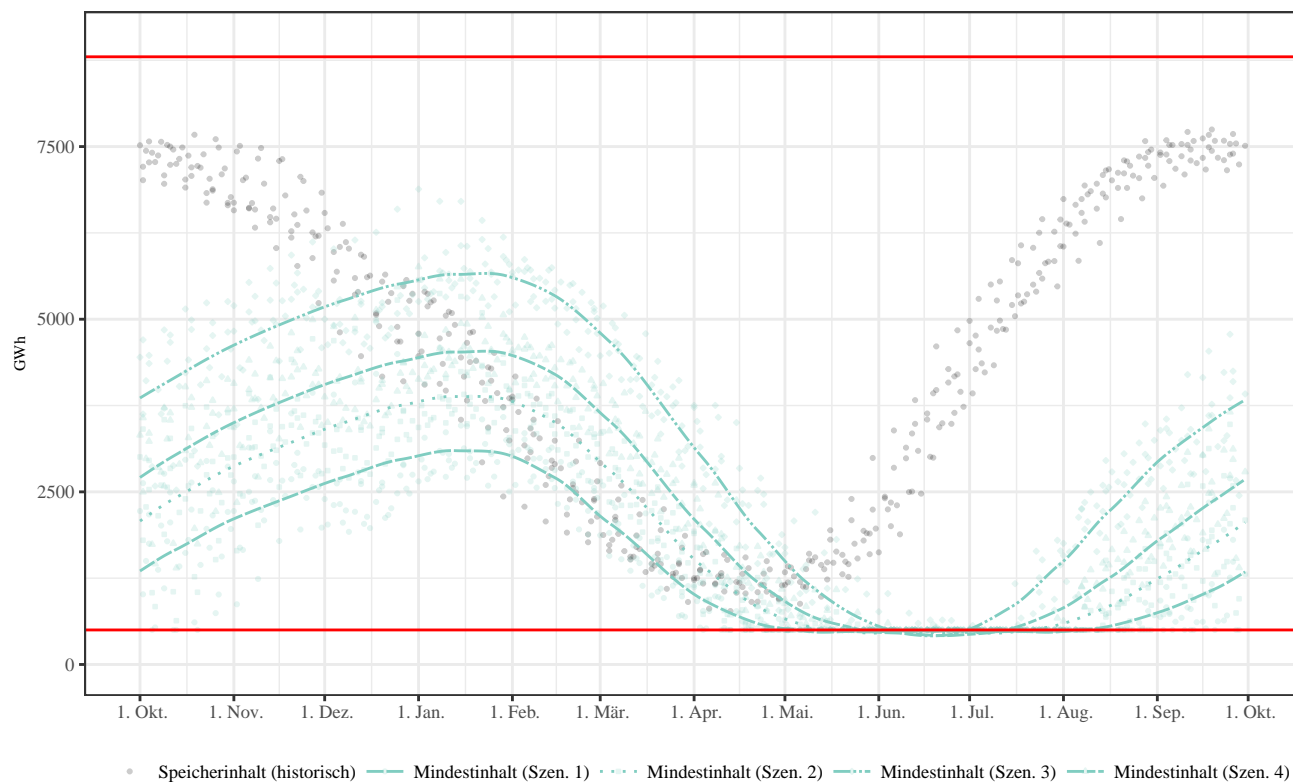


Abbildung 9: Induzierte Mindestseestände bei einer Bedarfsdeckung von einem Monat in den vier Szenarien.

Tabelle 2: Mengenverschiebungen vom Winter ins Frühjahr und Bewertung der Delta-Produktionsprofile in den vier Szenarien

|            |      | 2009/10 | 2010/11 | 2011/12 | 2012/13 | 2013/14 | 2014/15 | 2015/16 | 2016/17     | Mittelwert |
|------------|------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-------------|------------|
| Szenario 1 | GWh  | 29      | 210     | 424     | 271     | 0       | 60      | 0       | 706         | 189        |
|            | MCHF | 0       | 0       | -30     | 1       | 0       | 0       | 0       | -48         | -9         |
| Szenario 2 | GWh  | 794     | 984     | 1216    | 1017    | 72      | 832     | 753     | 1511        | 798        |
|            | MCHF | -7      | 1       | -74     | 1       | -1      | -8      | -20     | -100        | -23        |
| Szenario 3 | GWh  | 2587    | 2850    | 3079    | 2885    | 1913    | 2701    | 2597    | <b>3341</b> | 2439       |
|            | MCHF | -26     | -12     | -109    | -35     | -47     | -32     | -83     | -159        | -56        |
| Szenario 4 | GWh  | 1465    | 1696    | 1927    | 1730    | 781     | 1545    | 1454    | 2203        | 1422       |
|            | MCHF | -8      | 1       | -86     | -13     | -17     | -13     | -40     | -126        | -34        |

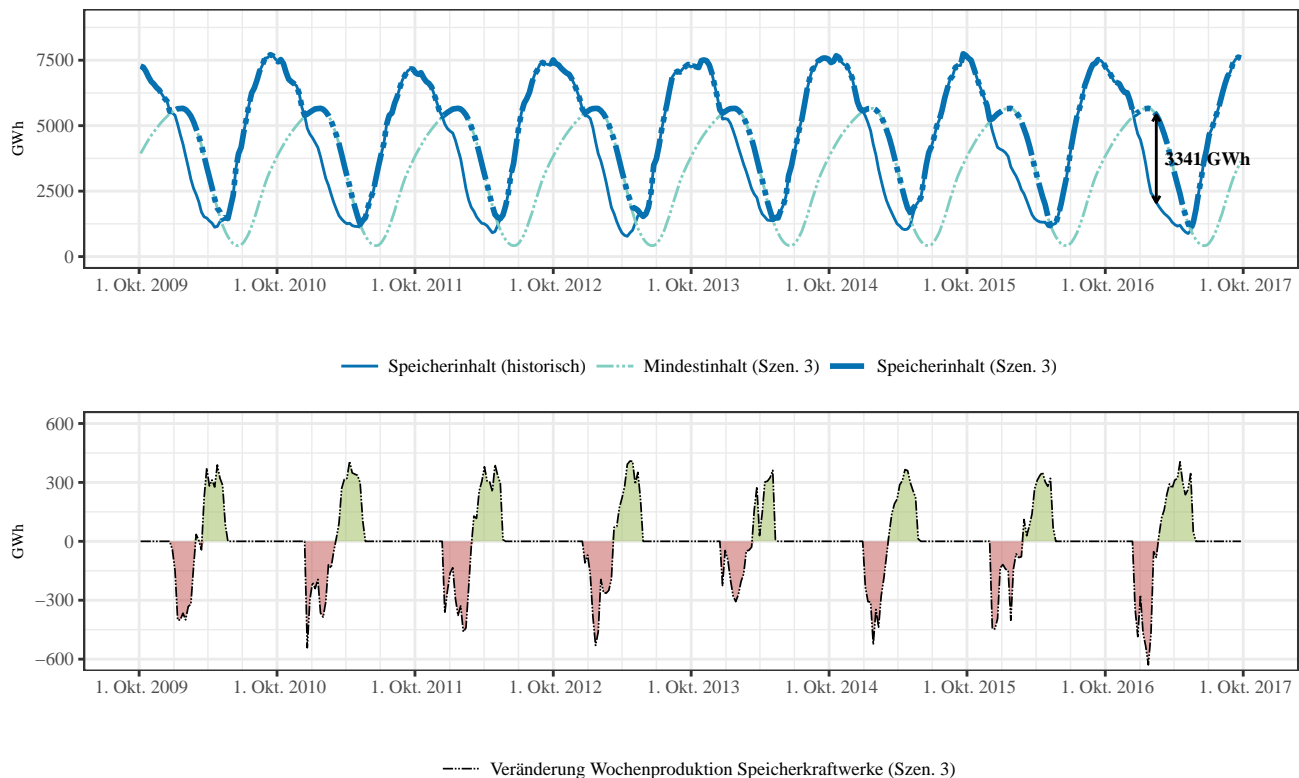


Abbildung 10: Veränderung der Speicherwasserproduktion bei vorgegebenem Mindestseestand zur Bedarfsdeckung während eines Monats

ist dabei allerdings weit entfernt von den Vorgaben des Bundes für die Pflichtlagerhaltung bei anderen Energieträgern. Laut BWL (2015, Abschnitt 5) beträgt die vom Bund vorgeschriebene Bedarfsdeckung beispielsweise für Autobenzine, Dieselöl und Heizöl zurzeit 4,5 Monate.<sup>12</sup>

Sollte die Schweiz ihre Speicherseen als strategische Reserve für einen Monat Bedarfsdeckung bei Importrestriktionen nutzen wollen, so wäre dies bei unverändertem Endverbrauch und bei gegebenem unflexiblen Kraftwerkspark – dazu zählen hier notably die Kernkraftwerke – noch ohne massgebliche Eingriffe in die Seebewirtschaftung möglich. Sobald aber im grösseren Stil Produktionskapazitäten aus der Kernenergie vom Netz gehen, wären die notwendigen Eingriffe deutlich spürbar und mit einem massgeblichen Wertverlust verbunden. Dessen absolute Höhe ist nur schwer zu beziffern und hängt von zahlreichen Faktoren ab. Es ist aber wohl nicht falsch anzunehmen, dass er sich jährlich mindestens auf einen Frankenbetrag im zweistelligen Millionenbereich summieren würde.

Aufgrund der Periodizität der natürlichen Zuflüsse zu den Speicherseen im Jahresverlauf wäre es nicht sinnvoll, eine übers Jahr konstante Mindestfüllmenge der Seen zu definieren und zu beschaffen. Vielmehr kann die Vorhaltemenge übers Jahr variieren, um gerade im späteren Frühjahr und Sommer die Flexibilität in der Seebewirtschaftung nicht unnötig einzuschränken.

Die Beschaffung von Wasservorhaltung würde für die Betreiber von Speicherkraftwerken eine neue Erlösquelle darstellen.

<sup>12</sup>Eine derart umfangreiche Reservehaltung für die Stromproduktion wäre mit den bestehenden Speicherkapazitäten selbst bei uneingeschränkter Verfügbarkeit der unflexiblen Kraftwerke nicht zu erreichen. Für 4,5 Monate Bedarfsdeckung wäre im Szenario 1 im November ein Speichervolumen von mindestens 9,95 TWh, im Szenario 3 gar von über 20 TWh erforderlich.

Damit würden sie indes vorab die durch die eingeschränkte Speichernutzung entgehenden Markterlöse ersetzen. Inwieweit eine strategische Speicherreserve es den Betreibern erlauben würde, unter dem Strich zusätzliche Erlöse zu erzielen und so die Profitabilität der Speicherkraftwerke insgesamt zu verbessern, hängt von der Wettbewerbssituation und von der konkreten Ausgestaltung des Mechanismus ab. Darauf wäre jedenfalls ein Augenmerk zu richten – abhängig von der Einschätzung, ob die Profitabilität insgesamt genügend gut ist oder nicht, um die Verfügbarkeit hinreichender Speicherreserven langfristig sicherzustellen.

## Literatur

- Beer M (2017) Neue Rahmenbedingungen für eine ausreichende und klimafreundliche Stromproduktion in der Schweiz. *Wasser Energie Luft*, 109(2):73-78
- BFE (2016) Auslegeordnung Strommarkt nach 2020: Bericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und Erneuerbare Energien. Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE (2017) Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2016. Bundesamt für Energie, Bern.
- BWL (2015) Bericht zur Vorratshaltung 2015. Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung, Bern.
- Demiray T, Weigt H, Becuti G, Schlecht I, Savelsberg J, Schillinger M (2017) Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom. Bericht im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.

- ElCom (2017) Presserohstoff zur Jahresmedienkonferenz der ElCom am 1. Juni 2017. Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom, Bern.
- Kirchner A, Piot M, Rits V (2007) Kälte- und Hitzewellen. In: BFE (Hrsg) Die Energieperspektiven 2035 – Band 4: Exkurse, Bundesamt für Energie, Bern, S 159–182
- Perner J, Janssen M (2017) Eckpfeiler eines schweizerischen Strommarktdesigns nach 2020. Bericht im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- Piot M (2014) Bedeutung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke für die Energiestrategie 2050 der Schweiz. Wasser Energie Luft 106(4):259–265
- Piot M, Beer M (2016) Wege zu einem neuen Strommarktdesign: Was nach dem ersten Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 kommen sollte. Bulletin SEV/VSE, 2016(8):12–16
- Prognos (2012) Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- Swissgrid (2017) Aggregierte Energiedaten aus dem Regelblock Schweiz. Swissgrid, Frick, URL [https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/energy\\_data\\_ch.dynamiclists3.html](https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/energy_data_ch.dynamiclists3.html), gesehen 23. August 2017