Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 113 (2022)
Heft: 1-2

Artikel: Mit Wasserkraft zur Versorgungssicherheit
Autor: Fuchs, Alexander
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-1037053

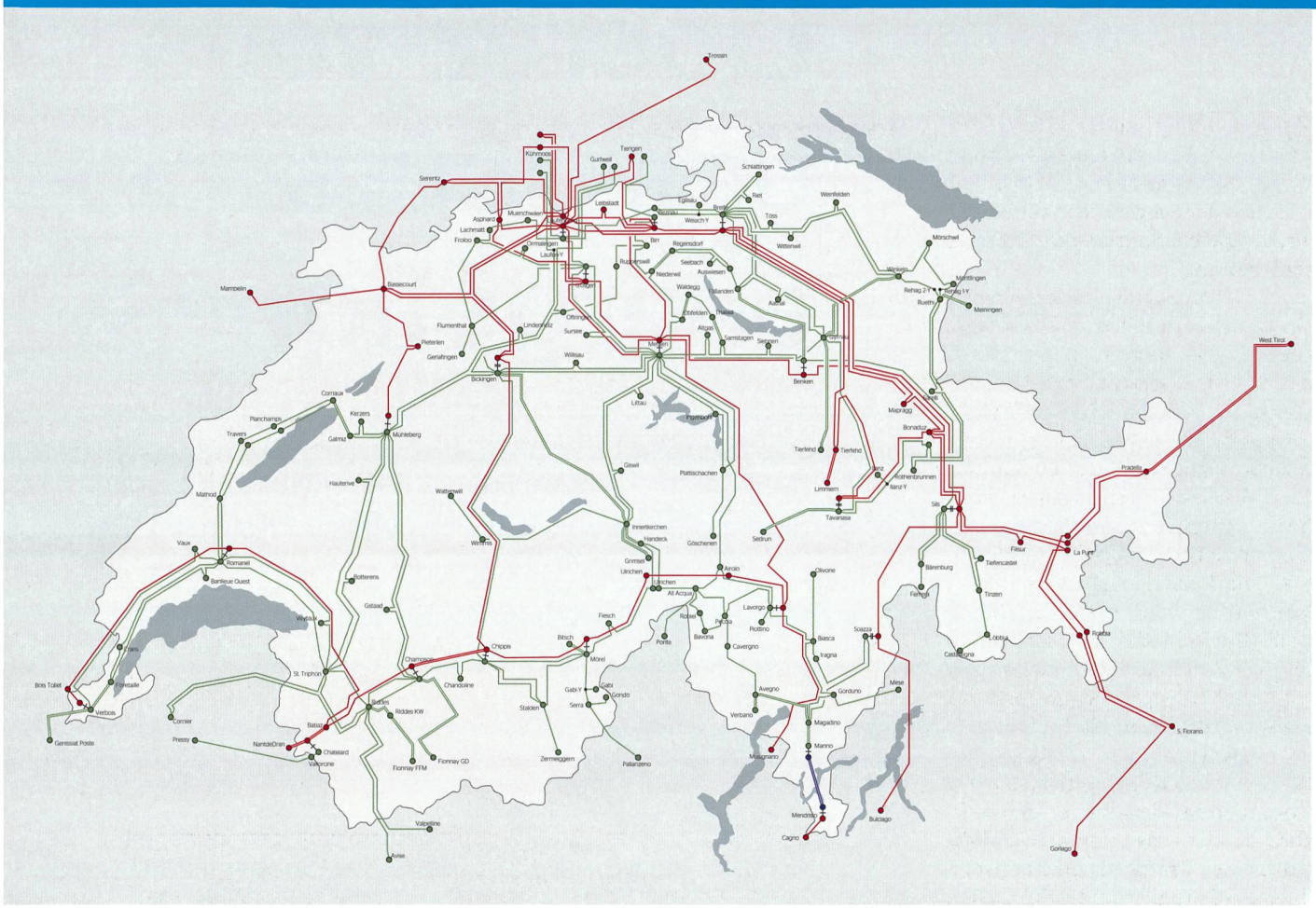
Nutzungsbedingungen
Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation
L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use
The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 06.07.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch



Schweizer Höchstspannungsnetz (380 kV und 220 kV).

Mit Wasserkraft zur Versorgungssicherheit

Winterreserve | Eine Kapazitätsreserve stellt sicher, dass immer genügend inländische Produktion vorhanden ist, um die elektrische Versorgungssicherheit auch in Extremszenarien zu gewährleisten. Dabei kommt den Speicherkraftwerken eine Schlüsselrolle zu, die sie aus technischer Sicht auch erfüllen können. Aber ist das Ganze auch wirtschaftlich?

ALEXANDER FUCHS

Wasserkraft stellt heutzutage mit etwa 38 TWh über die Hälfte der in der Schweiz produzierten elektrischen Energie. Knapp 20 TWh stammen dabei aus natürlichen Zuflüssen in die Speicherseen, die knapp 9 TWh für zeitlich flexible Produktion zurückhalten können. Neben dem Beitrag zur übers Jahr gesehen ausgeglichenen Energiebilanz kommt der Wasserkraft aber auch eine Schlüsselrolle für die Versorgungssicherheit zu.

Netzsicherheit durch Koordination

Selbst wenn unbegrenzte Importmöglichkeiten aus dem Ausland zur Verfügung stehen würden, muss der Strom noch zu den Schweizer Verbrauchern gebracht werden. Dafür ermöglichen Stromnetze einen Austausch zwischen Gebieten mit hoher Verfügbarkeit günstiger Produktion und Gebieten hoher Nachfrage. Durch die Energiewende kommt es auf allen Netzebenen zu Veränderungen. Während sich im Verteilnetz vor allem durch zunehmende Elektrifizierung, Elektromobilität und dezentrale Erzeugung Herausforderungen ergeben, gehören im Übertragungsnetz Engpässe und deren Management schon heute zu den täglichen Aufgaben. Im Betrieb müssen die Grenzwerte für Leitungsbelastung und Knotenspannung zu jedem Zeitpunkt eingehalten werden. Zusätzlich müssen die Netzgrenzen auch für n-1-Situationen gewährleistet sein, wenn es zu Ausfällen einzelner Netzelemente kommt.

Bilder: ETH Zürich

Die Einhaltung dieser Grenzwerte erfordert zu bestimmten Zeiten einen Mindestbeitrag an flexibler Produktion innerhalb der Schweiz, der aktuell nur durch Speicherkraftwerke erbracht werden kann.

Um die Versorgungssicherheit auch künftig sicherzustellen, werden begleitend zur Energiestrategie 2050 zahlreiche akademische und anwendungsorientierte Studien durchgeführt.[1] Die Ergebnisse zeigen, dass es grundsätzlich möglich ist, Energiebilanz und Netzsicherheit für viele Szenarien und Entwicklungspfade des Stromnetzes zu gewährleisten, und dabei auch Probleme wie kurzfristige und saisonale Speicherung oder extreme Wetterlagen (Dunkelflaute) zu lösen.[2] Alle Lösungen erfordern aber gleichzeitig deutliche Veränderungen in Form von Investitionen, neuen Marktstrukturen und regulatorischen Anpassungen. Viele der Studien verfolgen dabei einen koordinierten Ansatz über Referenzjahre, bei dem das Stromnetz und die verfügbaren Kraftwerke in einer koordinierten Optimierung betrieben werden. Umfangreiche Variationen von Nachfrage-, Wetter- und Erzeugungsszenarien untersuchen, ob die Netzsicherheit aus technischer Sicht auch in Extremszenarien realisierbar ist.

Entkoppelung von Netzbetrieb und Markt

Ein global und zeitlich optimiertes koordiniertes Vorgehen ist aber nur ein theoretisches Modell. Es wird am ehesten durch einen voll nodalen Energiemarkt mit perfekten Jahresprognosen für Nachfrage, Wetter und Verfügbarkeit erreicht. In der Praxis sind Markt und Netzbetrieb aber strikt getrennt. Im zonalen europäischen Day-Ahead-Energiemarkt können Kraftwerksbetreiber nach eigenem Ermessen Gebote abgeben und müssen lediglich eigene betriebliche Randbedingungen berücksichtigen. Gebote werden anhand von Marktmodellen und Preisprognosen optimiert. Die Netzsicherheit wird dabei nur beim Handelsaustausch zwischen den Zonen berücksichtigt.

Zwischen vielen Zonen wird dafür schrittweise das sogenannte Flow-Based Market Coupling eingeführt, welches den Handelsaustausch aller teilnehmenden Partner effizient im Rahmen der technischen Netzkapazitäten koordiniert. Für die Schweiz kommt aber weiterhin die sogenannte ATC-Methodik (Available Transfer Capacity) zum Einsatz, die den Energieaustausch zwischen je zwei benachbarten Handelspartnern konservativ begrenzt. Eine Verschärfung der minRAM-Anforderung, bei der eine bestimmte Mindestkapazität der Leitungen innerhalb des europäischen Markts zur Verfügung stehen muss, kann künftig sogar

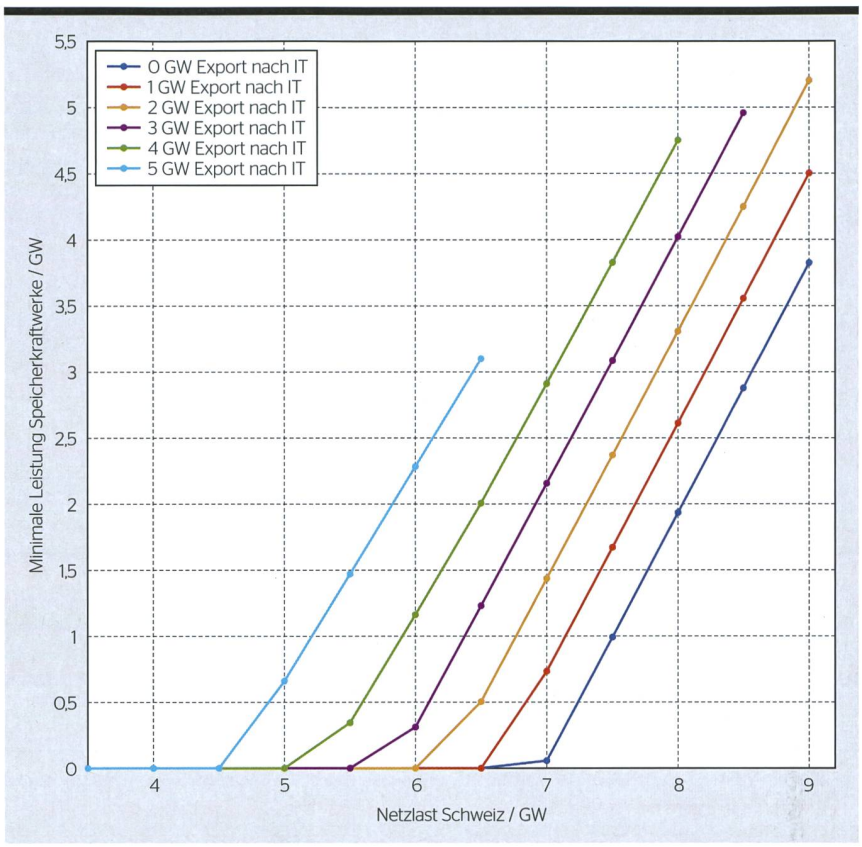


Bild 1 Minimale Produktion durch Schweizer Speicherkraftwerke in Abhängigkeit der Netzlast (horizontale Achse) und unterschiedliche Exportleistung nach Italien (Farben). Zusätzlich erfolgt fixe Einspeisung durch Laufwasser- und Atomkraftwerke.

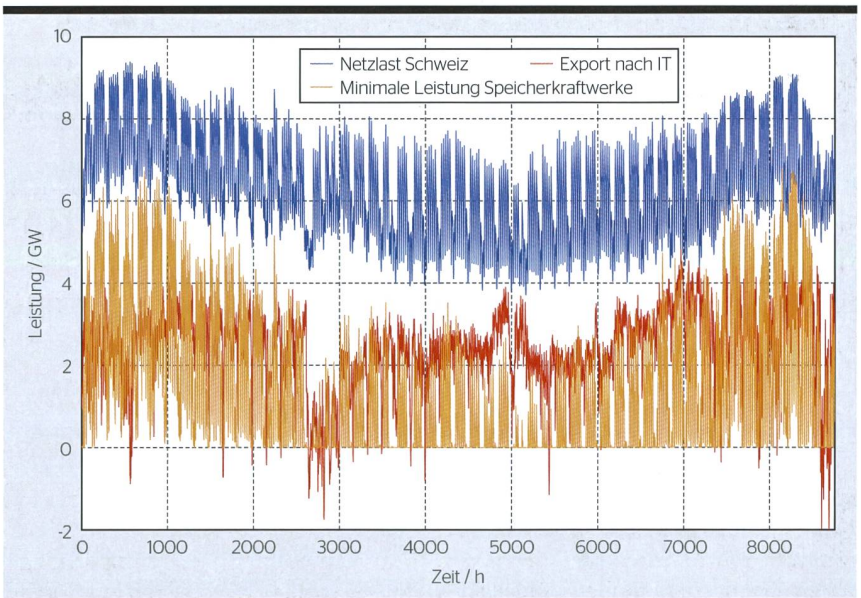


Bild 2 Zeitreihen für Schweizer Netzlast (blau) und Export nach Italien (rot) gemäss Energieübersicht 2019 sowie minimale Produktion durch Speicherkraftwerke (gelb).

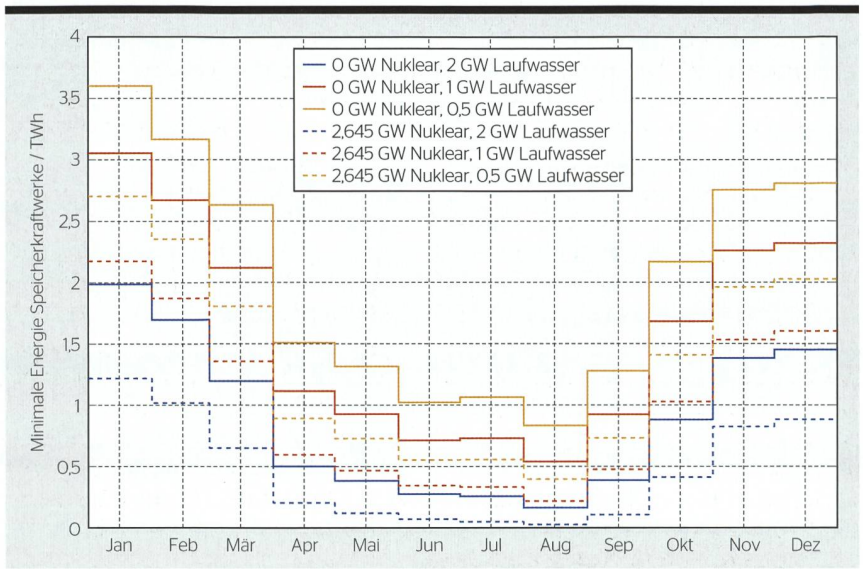


Bild 3 Minimaler monatlicher Energiebedarf der Speicherkraftwerke für verschiedene durchschnittliche Leistungswerte der Laufwasserkraft (mit und ohne AKW-Produktion).

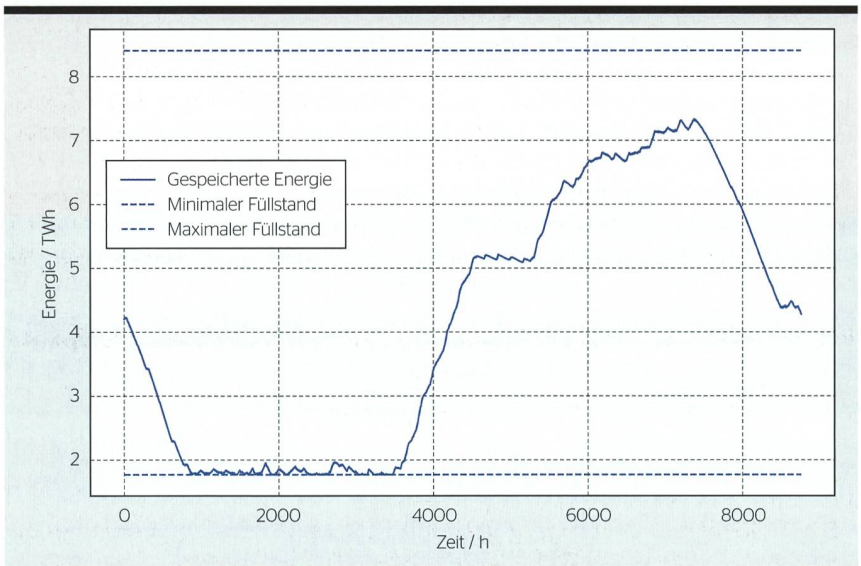


Bild 4 Jahresverlauf der gesamten Füllstandsenergie der Speicherkraftwerke nach der Simulation der Speicherbewirtschaftung mit einer Kapazitätsreserve von knapp 2 TWh.

zu weiteren Importbeschränkungen für die Schweiz führen.[3]

Im Nachgang der Day-Ahead-Transaktionen wird das Marktergebnis von allen Übertragungsnetzbetreibern simuliert und bei Bedarf durch eine Fahrplananpassung (Redispatch) korrigiert, um die Netzsicherheit zu gewährleisten. Voraussetzung ist aber, dass genügend inländische Produktionsleistung verfügbar ist, um die Nachfrage im Markt zu decken oder im Nachgang den Redispatch durchzuführen. Die Situation kann durch verschiedene Faktoren verschärft werden, z. B. durch steigende Nachfrage, Nichtverfügbarkeit oder Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke, wetterbedingt geringe Produktion durch Laufwasserkraftwerke und verzögerten Netzausbau.

Kapazitätsreserve durch Wasserkraft

Für die Zukunft ergibt sich die Frage, ob und wie viel Wasser über das Jahr und speziell in den Wintermonaten in den Speicherkraftwerken als Kapazitätsreserve vorhanden sein muss (seit dem Winter 2015/16 auch bekannt als «Winterreserve»). Um diese Frage fundiert zu beantworten, wurde in einer Studie im Rahmen des Kompetenzzentrums SCCER-FURIES eine Methodik entwickelt, die den Bedarf für eine Kapazitätsreserve durch Schweizer Speicherkraftwerke ermittelt und die wirtschaftlichen Auswirkungen abschätzt.[4]

Die Analyse orientiert sich an der aktuellen Trennung von Netzbetrieb und Markt. Ein erster Schritt untersucht die möglichen Betriebsbereiche und Grenzen des Schweizer Stromnetzes und ermittelt die minimal nötige Produktion durch Speicherkraftwerke, wenn nicht genügend Importe möglich sind. Dabei werden nicht einzelne Zeitpunkte simuliert, sondern der Produktionsbedarf in Abhängigkeit von Betriebsvariablen wie Netzlast, fixer Produktion durch Laufwasser- und Atomkraftwerke sowie Transitflüsse bestimmt. Anhand der historischen oder erwarteten Verteilung der Betriebsvariablen kann der monatliche Speicherbedarf abgeleitet werden, ohne für jede Stunde eine separate Netzsimulation durchzuführen.

Ein zweiter Schritt simuliert die marktbasierte Speicherbewirtschaftung der Produktion und Pumpen durch die Kraftwerksbetreiber. Dabei werden Prognosen für die Verteilung von Strompreis und Speicherzuflüssen berücksichtigt. Ein iteratives Vorgehen ermöglicht zudem die Reaktion auf Prognoseungenauigkeiten. Durch eine Sensitivitätsanalyse kann der jährliche Ertrag und die erwartete wirtschaftliche Auswirkung einer Kapazitätsreserve für die Kraftwerksbetreiber ermittelt werden.

Die Ergebnisse bilden eine Grundlage zur Entwicklung einer möglichen Kapazitätsreserve durch Speicherkraftwerke sowie deren Umsetzung.

Kapazitätsbedarf aus Netzsicht

Basis der Analyse ist ein detailliertes Modell des Schweizer Höchstspannungsnetzes **(Einstiegsbild)**, einschliesslich der Grenzleitungen zu den Nachbarländern, deren Netze vereinfacht abgebildet sind. Neben der Topologie und den Grenzwerten für Leitungsstrom und Spannung enthält das Modell eine Aufteilung der Lasten und verschiedener Kraftwerke auf die einzelnen Netzknoten.

Die Kennzahlen der Wasserkraftwerke wie Leistung, Speicherkapazität und Zuflüsse entsprechen der Schweizer Elektrizitätsstatistik. Die fixen Einspeisungen durch Atom- und Laufwasserkraftwerke werden in verschiedenen

Szenarien untersucht. Im ersten Schritt der Analyse wird die Schweizer Netzlast und der Export Richtung Italien systematisch variiert. Die Produktion durch Photovoltaik und andere verteilte Erzeugungsanlagen wird dabei als Teil der Nettolast modelliert. Um den jeweils minimalen Produktionsbedarf durch Speicherkraftwerke zu bestimmen, versucht die Optimierung zunächst den über die fixe Erzeugung hinausgehenden Energiebedarf durch Importe aus dem Norden zu decken. Nur wenn das nicht möglich ist, werden die flexiblen Wasserkraftwerke eingesetzt.

Bild 1 zeigt als Beispiel die minimale Produktion aus Speicherkraftwerken für das Basisszenario mit fixen Einspeisungen von 500 MW durch Laufwasserkraft und 2645 MW durch Kernenergie. Je höher die Schweizer Netzlast und der Export nach Italien ausfallen, desto mehr inländische Produktion aus Speicherseen wird ergänzend zur fixen Erzeugung und dem Import aus dem Norden benötigt. Bei niedriger Last ist hingegen keine zusätzliche Produktion notwendig, denn die benötigte Leistung kann komplett durch fixe Produktion und Importe aus dem Norden gedeckt werden.

Für einzelne Werte des inländischen Strombedarfs und den Export nach Italien kann man die minimal benötigte Produktion aus Speicherkraftwerken direkt ablesen beziehungsweise interpolieren.

Bild 2 zeigt die resultierende minimale Produktion aus Speicherkraftwerken bei wiederholter Anwendung des Verfahrens auf die Zeitreihen für Strombedarf und Export nach Italien entsprechend der Schweizer Energieübersicht 2019. Es ist ersichtlich, dass die Speicherkraftwerke vor allem in den Wintermonaten benötigt werden. Im Sommer kommt man aus Netzsicht häufig ohne zusätzliche Energie aus Speicherkraftwerken aus.

Für die Auslegung einer Kapazitätsreserve durch die Speicherkraftwerke ist die genaue Zeitreihe nicht entscheidend, sondern die Verteilung des Bedarfs über das Jahr. Entsprechend kann die minimal erforderliche Produktion über jeden Monat summiert werden. Der resultierende Verlauf des nötigen Energiebedarfs der Speicherkraftwerke ist in **Bild 3** für verschiedene durchschnittliche Leistungen aus Laufwasserkraft dargestellt.

Während die erwartete fixe Produktion durch Kernkraft bekannt ist, kann die Laufwasserproduktion je nach Wetterverlauf deutlich variieren und führt zu unterschiedlichen Verläufen der Kapazitätsreserve.

Der höchste Bedarf für eine Kapazitätsreserve entsteht jeweils im Januar und beträgt je nach Leistung aus Laufwasserkraft zwischen 1,2 und 2,7 TWh. **Bild 3** zeigt ausserdem die gleichen Ergebnisse für die Situation ohne fixe Einspeisung aus Atomkraftwerken, z. B. durch Nichtverfügbarkeit oder Ausserbetriebnahme der Kraftwerke. Dabei erhöht sich der Bedarf deutlich, im Januar je nach Leistung aus Laufwasserkraft auf 2,0 bis 3,6 TWh.

Speicherbewirtschaftung und Kosten

Für die Simulation der Speicherbewirtschaftung wird ein iterativer Prozess verwendet.

Grundlage ist ein einfaches Speichermodell mit Leistungen für Erzeugung, Pumpen und Speicherkapazität sowie den minimalen Füllständen und dem Verlauf der Kapazitätsreserve.

Ausgangspunkt für die Planung ist eine Prognose der Preisverteilung und

RÉSUMÉ

L'hydroélectricité, clé de la sécurité d'approvisionnement

Réserve hivernale

Dans le cadre du centre de compétences SCCER-FURIES, une étude a été réalisée afin de répondre à la question de savoir quelle quantité d'eau doit être disponible dans les centrales à accumulation en tant que réserve de capacité tout au long de l'année, et plus particulièrement pendant les mois d'hiver. Cette étude a permis non seulement de développer une méthodologie qui détermine le besoin de réserve de capacité à couvrir par les centrales à accumulation suisses, mais aussi d'en évaluer les conséquences économiques.

L'analyse s'oriente sur la séparation actuelle entre l'exploitation du réseau et le marché. Une première étape examine les domaines d'exploitation possibles ainsi que les limites du réseau électrique suisse, et détermine la production minimale nécessaire par les centrales à accumulation lorsqu'il n'est pas possible d'importer suffisamment d'électricité. Il ne s'agit pas de simuler des moments précis, mais de déterminer les besoins de production en fonction de variables d'exploitation telles que la charge du réseau, la production fixe par les centrales au fil de l'eau et les centrales nucléaires, ainsi que les flux de transit.

Une seconde étape simule la gestion du stockage de la production et du pompage par les exploitants de centrales en fonction du marché, et ce, en tenant compte de prévisions pour la distribution du prix de l'électricité et des apports du stockage. Une procédure itérative permet en outre une réaction aux imprécisions des prévisions. Le rendement annuel d'une réserve de capacité et les effets économiques escomptés pour les exploitants de centrales peuvent être déterminés par le biais d'une analyse de sensibilité. Les résultats constituent une base pour le développement de réserves possibles de capacité au moyen de centrales à accumulation ainsi que pour leur mise en œuvre.

Les résultats montrent que, d'un point de vue technique, les centrales à accumulation disposent de suffisamment d'énergie sous forme d'apports pour couvrir les besoins. La sécurité du réseau peut tout au plus devenir un problème dans des scénarios extrêmes. Sur le plan économique, une réserve de capacité entraîne toutefois des coûts significatifs dans le contexte actuel du marché, qui doivent être mis en balance avec d'autres solutions possibles (augmentation de la capacité de l'hydroélectricité, centrales à gaz, extension du réseau, etc.). Quoi qu'il en soit, l'hydroélectricité joue un rôle clé à long terme pour la sécurité d'approvisionnement dans le contexte de la transition énergétique. NO

der saisonalen Zuflüsse über das Jahr. Darauf basierend wird durch eine Optimierung ein Gebotspreis für Erzeugung oder Pumpen ermittelt, der gleichzeitig den erwarteten saisonalen Zufluss und Preistrend berücksichtigt. Da die Prognosen mit Unsicherheiten behaftet sind, wird das Ergebnis wochenweise aktualisiert und der Planungshorizont entsprechend verschoben.

Bild 4 zeigt den resultierenden Verlauf der gesamten verfügbaren Energie der Speicherkraftwerke für die simulierte Bewirtschaftung mit den Day-Ahead-Strompreisen und Zuflüssen des Jahres 2019. Eine minimale Füllstandsreserve von knapp 2 TWh wird für das ganze Jahr als Randbedingung verwendet und wirkt durch den Winter bis ins zeitige Frühjahr begrenzend. Über den Sommer wird der Speicher gefüllt, im Winterhalbjahr zügig entladen. Je nach verwendeter Prognosegenauigkeit variiert der jährliche Gesamtertrag aus den Speicherkraftwerken zwischen 800 und 1500 Mio. CHF.

Eine genauere Untersuchung zeigt, dass jede TWh Kapazitätsreserve zu einer Reduktion von 4 bis 6% des Gesamtertrags der Speicherkraftwerke führt, da die verfügbare Flexibilität reduziert ist und die Speicher tendenziell zu geringeren Strompreisen produzieren. Bei einem Gesamtertrag der Speicherkraftwerke von 1 Mia. CHF entsprechen 5% Ertragsreduktion jährlichen Kosten von 50 Mio. CHF je TWh Kapazitätsreserve. Die Analyse wurde für verschiedene Jahre, zahlreiche Prognoseunsicherheiten und Varianten der Verteilung von Preis und Zufluss durchgeführt, ohne zu qualitativen Veränderungen der Ergebnisse zu führen.

Fazit

Die Ergebnisse zeigen, dass aus technischer Sicht den Speicherkraftwerken genügend Energie in Form von Zuflüssen zur Verfügung steht, um den Bedarf zu decken. Die Netzsicherheit wird allenfalls in Extremszenarien ein Problem. Wirtschaftlich verursacht eine Kapazitätsreserve im heutigen Marktumfeld jedoch signifikante Kosten, die mit alternativen Lösungsmöglichkeiten abzuwägen sind (z. B. Kapazitätsausbau der Wasserkraft, Gaskraftwerke, Netzausbau).

Ziel der Untersuchung war die Bestimmung des Mindestbeitrags der Schweizer Speicherkraftwerke zur technischen Netzsicherheit in Form einer Füllstandsreserve sowie eine erste Kostenabschätzung.

Die Umsetzung, sei es durch regulatorische Vorgaben, marktbasierte Beschaffung oder kombinierte Ansätze, ist Gegenstand weiterer Untersuchungen und der politischen Diskussion. In jedem Fall kommt der Wasserkraft langfristig eine Schlüsselrolle für die Versorgungssicherheit im Kontext der Energiewende zu.

Referenzen

[1] Förderprogramm SWEET: Überblick der Ausschreibungen 2020–2022, BFE.

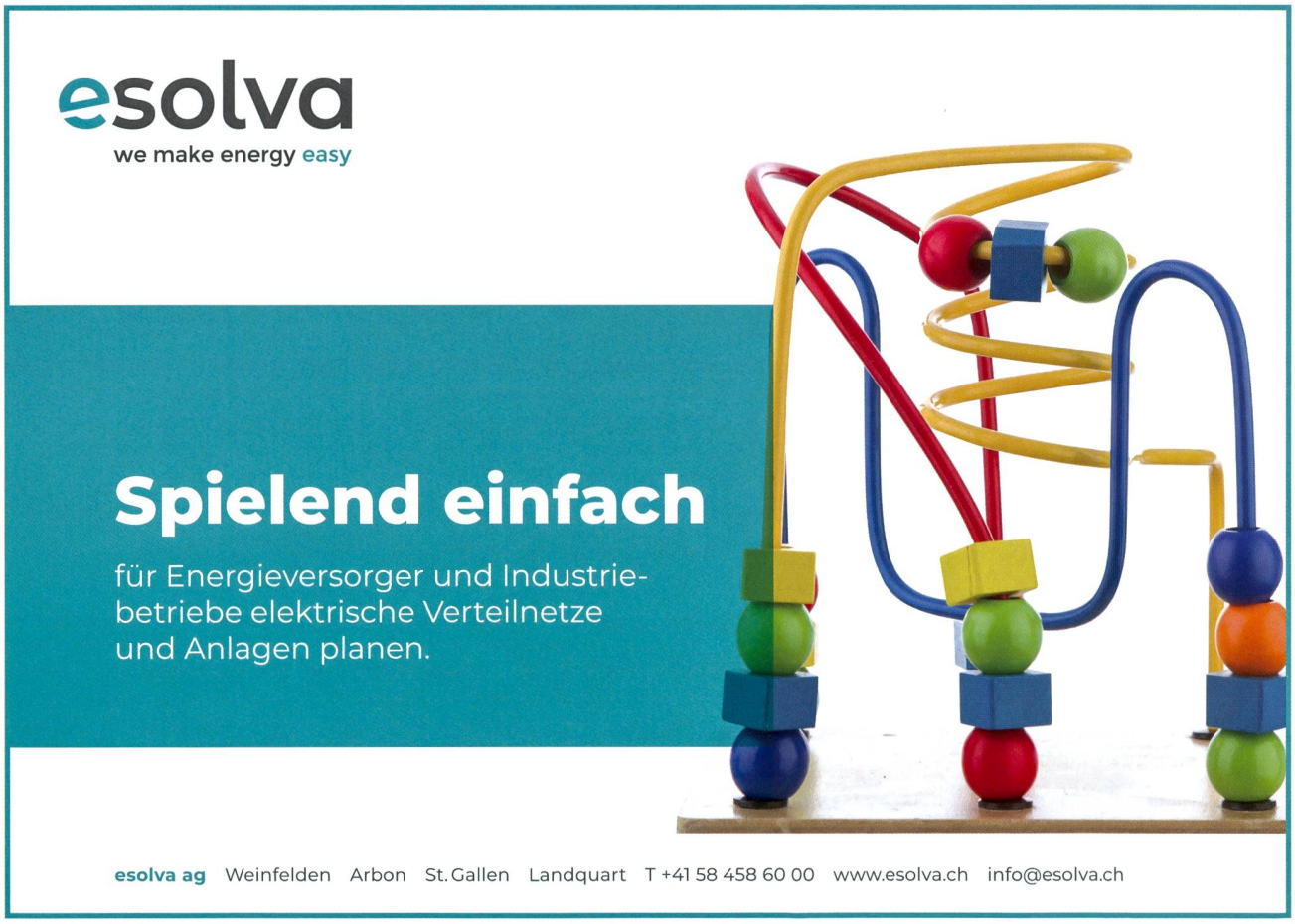
[2] «Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom 2019», Universität Basel und ETH Zürich, 2020.

[3] «Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU», Frontier economics, 2021.

[4] «Novel computational tools for secure high-performance storage scheduling», SCCER-FURIES Digitalization, ETH Zürich, 2021.

Autor

Dr. **Alexander Fuchs** ist Experte für Stromnetzsimulation an der Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich.

→ FEN (ETH Zürich), 8006 Zürich

→ fuchs@fen.ethz.ch