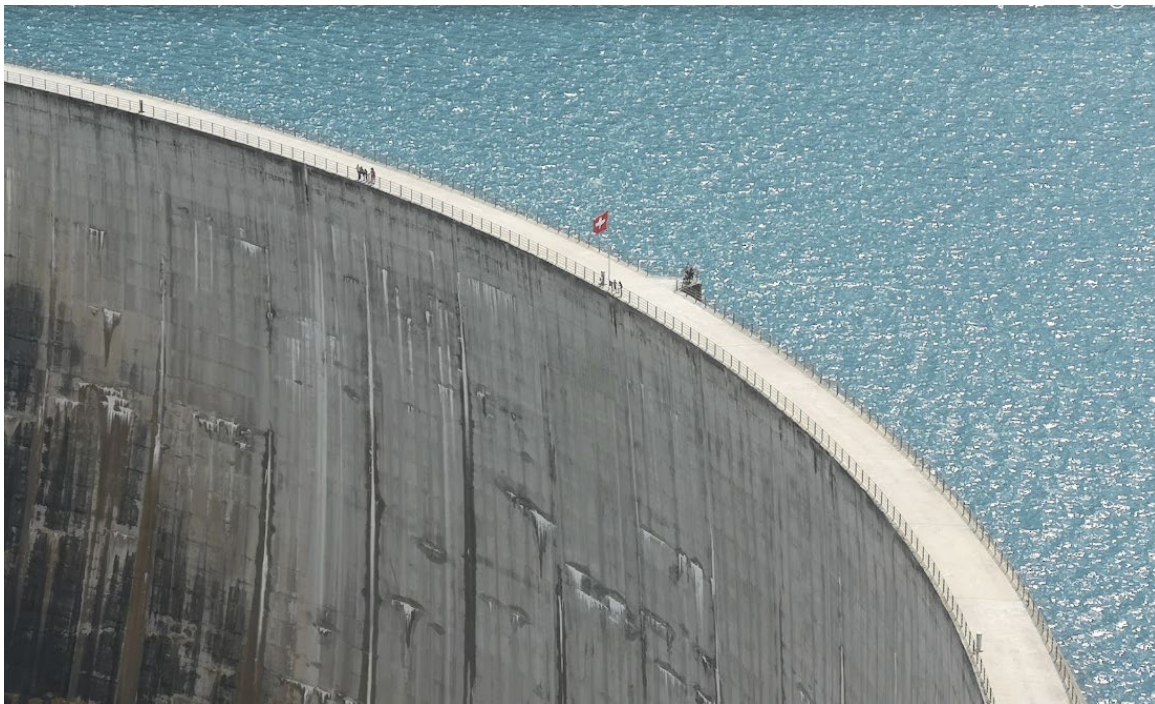


Versicherung für die Schweizer Stromversorgung

Vorschlag für eine rasche und kosteneffiziente
Absicherung gegen Strommangellagen und
Versorgungsprobleme im Strombereich



Stauseen gehören zu den Standortvorteilen der Schweiz – nutzen wir sie auch für die Versorgungssicherheit!

Jürg Rohrer¹ und Christian Zeyer²

April, 2023

<https://doi.org/10.21256/zhaw-2457>

¹ ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, Wädenswil

² swisscleantech, Schweizerischer Verband der klimabewussten Unternehmen

1 Zusammenfassung

Der Bundesrat plant im Sommer die Ausschreibung von weiteren fossilen Reservekraftwerken zur Absicherung der Schweizer Stromversorgung. Dies soll eine Kraftwerksleistung von 1000 MW bereitstellen und würde Beschaffungskosten von ca. 1 Mia. Franken verursachen. Dieses Konzept basiert teilweise auf veralteten Daten und nutzt die Speicherseen als grossen Standortvorteil der Schweiz nur wenig.

Durch die Nutzung von bestehenden Anlagen und unter Berücksichtigung des so oder so stattfindenden Ausbaus der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien könnte die Versorgungssicherheit wesentlich kostengünstiger, ökologischer und vermutlich auch rascher realisiert werden. Insbesondere ist keine Installation von zusätzlichen fossilen Kraftwerken notwendig. Zur Realisierung dieses multimodalen Konzeptes zur Bereitstellung von Reservekraftwerksleistung wird folgendes schrittweises Vorgehen bzw. folgende Priorität vorgeschlagen:

1. Festlegung einer Wasserkraftreserve gemäss dem Vorschlag des Nationalrates in Artikel 8a «Energiereserve für kritische Versorgungssituationen» des Stromversorgungsgesetzes. Als präferierter Wert wird dafür 700 GWh Reserve vorgeschlagen. Eine Wasserkraftreserve wäre auch bei der Realisierung von fossilen Reservekraftwerken notwendig. In beiden Fällen ist die Höhe dieser Reserve auch eine politische Frage. Es muss beantwortet werden, welche Sicherheit gewünscht ist bzw. wie viel man bereit ist, für die Sicherheit zu bezahlen.
2. Rascher Ausbau der neuen erneuerbaren Stromproduktion gemäss den Zielsetzungen im Mantelerlass, d.h. auf eine Jahresproduktion von mindestens 35 TWh im Jahr 2035. Die Winterstromproduktion dieser neuen Kraftwerke wird teilweise zur Schonung der Speicherseen verwendet.
3. Einbezug von Notstromaggregaten, die von Swissgrid von aussen gesteuert werden können als Reservekraftwerke mit insgesamt 280 MW Leistung.
4. Verpflichtung von weiteren Notstromaggregaten zur Reduktion des Strombedarfes im Netz. Geschätzte Leistung: 400 MW.
5. Berücksichtigung des bestehenden Reservekraftwerkes Birr mit 250 MW Leistung und Verlängerung der Betriebsbewilligung in Notsituationen über 2026 hinaus.
6. Ergänzend und nicht Teil des hier beschriebenen Konzeptes: Umsetzung der Strom-Einsparmassnahmen gemäss Artikel 46b-e des Energiegesetzes im Entwurf des Nationalrates.

Mit dem vorgeschlagenen Vorgehen könnte bereits für den kommenden Winter 2023/24 eine Kraftwerkskapazität von 1000 MW bereitgestellt werden, siehe Abbildung 1.

Die Kosten des multimodalen Konzeptes hängen stark von der Grösse der Wasserkraftreserve und von der Entschädigung der Energieversorger für die Wasserkraftreserve ab. Wie hoch diese Entschädigung ausfallen soll, ist eine politische Entscheidung, wobei verschiedene Entschädigungsmechanismen zur Anwendung kommen können. Die Wasserkraftreserve kann zum Beispiel analog der Pflichtreserve bei Brenn- und Treibstoffen, über Auktionen oder mittels Energietausch vergütet werden.

Bei einer Vergütung der Wasserkraftreserve mit einem Energietausch würde das bestehende Geschäftsmodell mit den Speicherkraftwerken und damit die Gewinnmöglichkeiten der Energieversorger kaum beeinträchtigt. In einem solchem Falle würden beim multimodalen Konzept (obige Punkte 1 bis 5) für Investition, Betrieb und Unterhalt über 20 Jahre insgesamt Kosten von rund CHF 140 Mio. anfallen, das Konzept 1000 MW Gas-Reservekraftwerke nach Vorschlag der Elcom würde demgegenüber etwa CHF 909 Mio. kosten, siehe Abbildung 2.

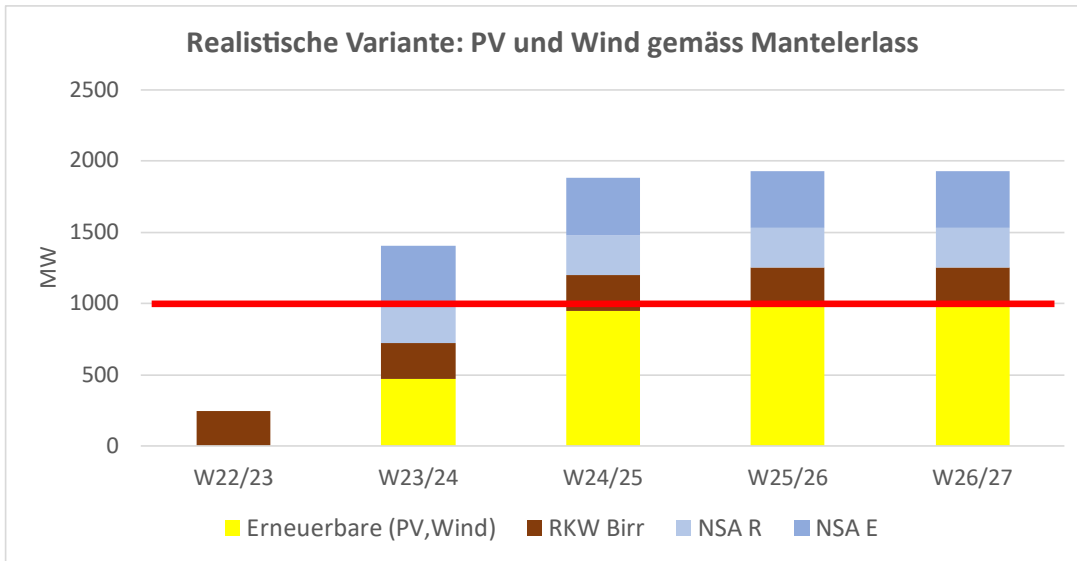


Abbildung 1: Versicherung gegen Stromausfälle und Mangellagen mit dem Ausbau von Photovoltaik und Windkraft gemäss Mantelerlass (Erneuerbare in gelb), dem Reservekraftwerk Birr (RKW Birr) und Notstromaggregaten, welche Strom ins Netz einspeisen (NSA R) und Notstromaggregaten, welche das Stromnetz entlasten (NSA E). Die rote horizontale Linie entspricht dem Zielwert von 1000 MW während 500 Stunden im Winter.

Mit dem vorgeschlagenen Multimodal-Konzept können somit trotz grösserer Versorgungssicherheit und vermutlich wesentlich rascherer Realisierbarkeit rund CHF 770 Mio. eingespart werden. Dies entspricht einer Kosteneinsparung von 85 Prozent. Zudem sinkt die Abhängigkeit von Energieimporten.

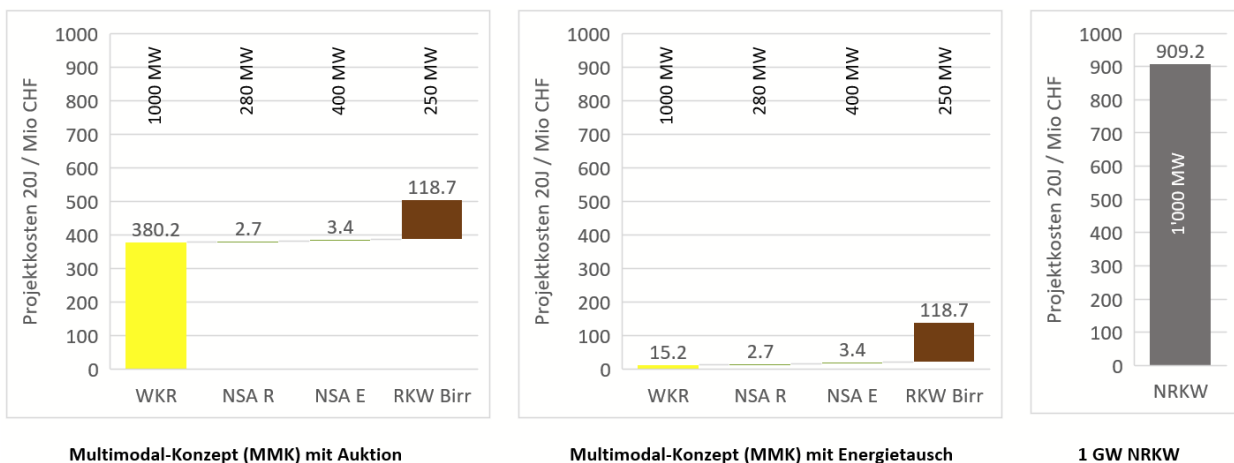


Abbildung 2: Vergleich der gesamten Projektkosten über 20 Jahre. Mit dem vorgeschlagenen Multimodal-Konzept (MMK) lassen sich bei der Variante mit Energietausch (mittleres Diagramm) gegenüber dem Elcom-Konzept (1000 MW NRKW) etwa 85 % der Kosten einsparen und trotzdem eine höhere Versorgungssicherheit erreichen. Bei der Variante mit Auktion der Wasserkraftreserve wurde im linken Diagramm ein Preis von 50 CHF pro MWh eingesetzt. Details zu den Annahmen befinden sich im Kapitel 10, Anhang.
WKR: Wasserkraftreserve, NSA R: Notstromaggregate im Regelbetrieb (speisen Strom ins öffentliche Netz), NSA E: Notstromaggregate im Entlastungsbetrieb, RKW Birr: Reservekraftwerke Birr, NRKW: Neue Reservekraftwerke.

Inhalt

1	Zusammenfassung.....	2
2	Einleitung.....	5
3	Multimodal-Konzept für eine Versicherung der Stromversorgung.....	7
3.1	Bestehende Infrastrukturen	7
3.1.1	Speicherkraftwerke	7
3.1.2	Reservekraftwerke in Birr.....	8
3.1.3	Homologisierte Notstromaggregate als Reservekraftwerke (NSA R).....	8
3.1.4	Notstromaggregate zur Reduktion der Leistung bzw. des Strombedarfes (NSA E)	9
3.2	Neue Infrastrukturen.....	9
3.2.1	Erneuerbare Produktion speist Wasserkraftreserve	9
3.3	Zwischenfazit: Auswirkung der bisherigen Massnahmen	11
3.4	Ausschreibung von weiteren Reservekapazitäten	13
3.5	Bereitstellung von Winterstrom.....	13
3.6	Zusätzliche Sicherheiten.....	15
4	Entschädigung für die Wasserkraftreserve	17
4.1	Entschädigung nach Modell Pflichtlager	17
4.2	Entschädigung über Auktionen	17
4.3	Entschädigung über Energietausch	18
5	Eigenschaften des MMK im Vergleich zur Ausschreibung von Grosskraftwerken.....	20
5.1	Additionalität.....	20
5.2	Geschwindigkeit im Aufbau mit Bezug auf den Winter 2023/24 und ab 1.1.2026.....	20
5.3	Zusätzliche Investitions- und Betriebskosten.....	21
5.3.1	Investitions- und Betriebskosten im Nicht-Bedarfsfall.....	21
5.3.2	Ausübung der Reserve im Krisenfall.....	23
5.3.3	Auflösung am Ende des Winters	23
5.4	Diversifikation: Unterschiedliche Technologien und Betriebsmittel.....	23
5.5	Grösse: Leistung bzw. Produktion im Winter	24
5.6	Nachhaltigkeit: Auswirkung auf das Klima	24
6	Dispatch Reihenfolge.....	25
6.1	Mangellage auf Grund der neuen EU-Verordnung 2019/943.....	25
6.2	Mangellage auf Grund der Versorgungsknappheit mit Erdgas	25
7	Dieselbeschaffung	26
8	Fazit und nächste Schritte	27
9	Referenzen	28
10	Anhang: Vergleich der Projektkosten über 20 Jahre.....	30

2 Einleitung

In der Vergangenheit wurde eine Serie von Studien durchgeführt, die die Wahrscheinlichkeit einer Strommangellage und deren Umfang abschätzen. Sie kommen zum Schluss, dass ab 2025 mit einem gewissen Risiko einer Unterversorgung der Schweiz mit Strom im Winterhalbjahr auf Grund der neuen EU Verordnung 2019/943 gerechnet werden muss (BFE, 2022d; ElCom, 2021; Frontier Economics, 2021; Swissgrid, 2022).

Gleichzeitig zeigen die durchgeführten System Adequacy Studien, dass in den nächsten 15 Jahren in Europa nach wie vor genügend Kraftwerkskapazitäten vorhanden sind, um eine Versorgung selbst bei grossen Kapazitätsausfällen (zum Beispiel gleichzeitiger Ausfall von allen Atomkraftwerken in der Schweiz) sicher zu stellen. Um davon voll profitieren zu können, wäre allerdings eine Integration der Schweiz in den EU-Strom-Binnenmarkt erforderlich.

Die oben erwähnten Studien über mögliche Strommangellagen in der Schweiz kommen zum Schluss, dass zur Reduktion der Wahrscheinlichkeit einer Strommangellage in der Schweiz mehr Strom im Winterhalbjahr produziert werden sollte. Diese Erkenntnis ist wichtig: Die Schweiz braucht nicht mehr Kraftwerksleistung, sondern mehr Winterstrom, denn die erforderliche Leistung kann durch die bestehenden Speicherkraftwerke bereitgestellt werden – sofern sie noch Wasser gespeichert haben. Die zukünftige Bewirtschaftung der Schweizer Speicherseen spielt deshalb eine Schlüsselrolle bei der Verhinderung von Strommangellagen. Durch welche Art von Kraftwerken der zusätzliche Winterstrom erzeugt wird, spielt praktisch keine Rolle. Selbst bei der vom Bund vorgeschlagenen Stromerzeugung mit fossilen Reservekraftwerken sollen damit primär die Speicherseen geschont werden, sodass die sie im Notfall die erforderliche Stromproduktion übernehmen können (Rohrer et al., 2023).

Der im aktuellen Mantelerlass Energie geplante Zubau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien würde genügen, die Wahrscheinlichkeit einer Strommangellage bis 2026 vernachlässigbar klein werden zu lassen. Mittelfristig könnte insbesondere auch die Realisierung der Strom-Effizienzpotenziale von ca. 20 TWh durch die im Mantelerlass vorgeschlagenen Massnahmen für weitere Entspannung sorgen.

Der Bau von fossilen Reservekraftwerken ist deshalb keineswegs zwingend oder gar alternativlos. Ein rascher Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion gemäss den Zielen im Mantelerlass hätte denselben Effekt auf die Schonung der Speicherseen und damit auf die Verhinderung einer Strommangellage. Dasselbe gilt für eine entsprechende Reduktion des Strombedarfs im Winterhalbjahr (Rohrer et al., 2023). Der Bundesrat hat aufgrund einer in der Zwischenzeit überholten Studie im Auftrag der Elcom eine Verordnung in Kraft gesetzt, welche die Ausschreibung von fossilen Kraftwerken vorsieht. Eigentlich müsste die Studie «Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen» der Elcom aufdatiert und Alternativen, wie zum Beispiel das hier vorgestellte multimodale Konzept geprüft werden.

Auf politischer Ebene scheinen die Meinungen trotz dieser Überlegungen aber anderweitig bereits gefestigt zu sein: Der Bau von fossilen Reservekraftwerken scheint beschlossen und nicht mehr änderbar zu sein. Es muss aber nach wie vor die Diskussion geführt werden, wie gross die Leistung dieser Reservekraftwerke eigentlich sein muss. Es ist gleichzeitig wichtig zu betonen, dass auch mit dem Bau von fossilen Reservekraftwerken eine Änderung der Bewirtschaftung der Speicherkraftwerke notwendig ist. Denn letztendlich können nur die Speicherkraftwerke die in einem Notfall allenfalls erforderlichen Leistungen in jedem Fall zur Verfügung stellen.

Aus dem oben Gesagten ist ersichtlich, dass ein Zielkonflikt zwischen der Investition in fossile Spitzenlastkraftwerke und einer wirklich nachhaltigen Verbesserung der Versorgungslage in der Schweiz besteht. Investitionsgelder können nur einmal ausgegeben werden und Fachkräfte stehen ebenfalls nur in begrenztem Umfang zur Verfügung. Jeder Franken, der in fossile Kraftwerke investiert wird, fehlt volkswirtschaftlich für den Aufbau eines stabilen erneuerbaren Energiesystems. Es ist daher sinnvoll, die Investitionen in fossile Kraftwerke auf das absolut Notwendige zu beschränken und so Gelder für den nachhaltigen Ausbau der erneuerbaren Infrastruktur freizuspielen. Unter Berücksichtigung der langfristigen Entwicklungen ist es wichtig, die vorhandenen knappen Mittel effizient einzusetzen. Für die Schaffung einer Kapazitätsreserve von 1000 MW soll voraussichtlich bis zu CHF 1 Mrd. an Investitionen notwendig sein (ElCom, 2021). Mit einer Investition von CHF 1 Mrd. könnten beispielsweise Solaranlagen mit einer Leistung von 1 GW beschafft werden. Deren Winterproduktion würde in der Grössenordnung von 300 GWh zu liegen kommen, was rund der Hälfte der in der Studie von Frontier Economics (2021) identifizierten maximalen Versorgungslücke entsprechen würde. Rechnet man mit Fördergeldern anstatt mit Investitionskosten, dann könnte mit CHF 1 Mrd. sogar Solaranlagen mit einer Leistung von etwa 3.3 GW und einer Winterstromproduktion von ca. 1 TWh gebaut werden. In den Investitionskosten sind die Kosten der Betriebsmittel noch nicht eingeschlossen, welche bei fossilen Kraftwerken in Knappheitssituationen sehr hoch werden können.

Die aktuelle Versorgungskrise mit Erdgas hat auch gezeigt, dass nicht nur die Versorgung mit Strom unsicher sein könnte, sondern auch die Versorgung mit anderen Energieträgern. Es ist deshalb darauf zu achten, dass einerseits die energetische Selbstversorgung der Schweiz erhöht wird und andererseits bei importierten Energien die Versorgung möglichst divers ausgestaltet ist und auf verschiedenen Energieträgern basiert.

Aus der Investitionsperspektive scheint es deshalb angebracht, sich zu überlegen, inwiefern bestehende Kapazitäten teilweise oder vollständig die Aufgabe als Produktionsreserve übernehmen könnten. Das unten skizzierte multimodale Konzept erlaubt es, die zusätzliche Installation von fossilen Einheiten wegzulassen und gleichzeitig die Diversität der Produktion zu erhöhen.

Aus der Perspektive der Betriebsmittel muss darauf geachtet werden, dass der Bedarf möglichst vollständig mit erneuerbaren Energien gedeckt werden kann. Dies entspricht der Schweizer Klimapolitik und ist kosteneffizient. Auch diese Anforderung kann das unten vorgestellte Konzept erfüllen. Aus der Sicht der Autoren sollte jedes Konzept anhand der folgenden Eigenschaften beurteilt werden:

- Additionalität: Zusätzliche Produktion und Leistung
- Geschwindigkeit im Aufbau mit Bezug auf den Winter 2023/24 und ab 1.1.2026
- Kosten: (Zusätzliche) Investitions- und Betriebskosten
- Diversifikation: Unterschiedliche Technologien und Betriebsmittel
- Grösse: Leistung bzw. Stromproduktion im Winter
- Nachhaltigkeit: Auswirkung auf das Klima insbesondere auch mit Bezug auf die grauen Emissionen.

Im nachfolgenden Kapitel 3 wird das sogenannte Multimodal-Konzept vorgestellt, im Kapitel 4 wird gezeigt, wie die einzelnen Akteure am Markt entschädigt werden könnten und im Kapitel 5 wird das Multimodal-Konzept anhand der oben aufgestellten Forderungen mit dem aktuellen Konzept mit Reserve-Gaskraftwerken der Elcom verglichen.

3 Multimodal-Konzept für eine Versicherung der Stromversorgung

Die Autoren schlagen vor, insgesamt als Versicherung gegen Stromausfälle und Mangellagen schrittweise ein Kapazitätsäquivalent gemäss dem «Konzept Reservegaskraftwerk» der Elcom (2021) von 1000 MW Leistung zu etablieren. Wie nachfolgend aufgezeigt wird, kann mit dem vorgeschlagenen Konzept sogar eine wesentlich höhere Reserve-Leistung zu tieferen Kosten realisiert werden. Dieses Konzept wird in der Folge als Multimodal-Konzept (MMK) bezeichnet.

Diese Versicherung bzw. Leistung von 1000 MW soll für eine ausreichende Zeit zur Verfügung stehen. Für den Vergleich der Leistungen legen wir eine Betriebsdauer von 500 Stunden entsprechend dem P95-Fall (95 % Perzentil) in der Studie von Frontier Economics (2021) fest. Wir zeigen in Abschnitt 3.4 welche Effekte diese Festlegung auf die – letztlich entscheidende – Bereitstellung von Energie in einer Knappheitssituation hätte. Der Einsatz dieser zusätzlichen Kraftwerke bzw. deren Stromproduktion ist immer im Zusammenhang mit den Speicherkraftwerken zu sehen: Die Reservekraftwerke dienen primär zur Schonung der Stauseen, damit die Speicherkraftwerke in Notlagen die erforderliche Kraftwerksleistung von bis zu 6 GW bereitstellen können (BFE, 2022d; ElCom, 2021).

Bei allen nachfolgend beschriebenen Massnahmen muss jeweils sichergestellt werden, dass der zusätzlich im System vorhandene Strom im Winterhalbjahr durch die Akteure nicht vorzeitig am Markt verkauft wird, sondern wirklich zu einer Schonung der Speicherseen beiträgt. Dies ist im Vorschlag des Nationalrates im Artikel 8a «Energiereserve für kritische Versorgungssituationen» des Stromversorgungsgesetzes vorgesehen (Parlament, 2023).

Verschiedene Entschädigungsmöglichkeiten für die Wasserkraftreserve werden im Kapitel 4 vorgestellt und die Kosten der verschiedenen Konzepte im Kapitel 5.3 miteinander verglichen. Um die Kosten tief zu halten, wird vor allem auf bereits vorhandene Infrastrukturen und auf Kraftwerke, welche so oder so gebaut werden, gesetzt. Nachfolgend werden die einzelnen Bausteine des Multimodal-Konzeptes vorgestellt.

3.1 Bestehende Infrastrukturen

3.1.1 Speicherkraftwerke

Die Schweiz verfügt über reine Speicherkraftwerke mit einer Leistung von 8.75 GW und über Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von 4.25 GW (VSE, 2022). Die Stromlast schwankt in der Schweiz zwischen 5 und 10 GW, im Durchschnitt beträgt sie etwa 6.8 GW. In den letzten 10 Jahren stammte durchschnittlich 56 % der Wasserkraftproduktion der Schweiz aus Speicherkraftwerken. Im Winterhalbjahr 2020/21 produzierten Speicherkraftwerke rund 11.7 TWh Strom (BFE, 2022a). In den Speicherkraftwerken kann 8.9 TWh Energie gespeichert werden (BFE, 2022a).

In allen Konzepten für die Sicherstellung der Stromversorgung in der Schweiz stellen die Speicherkraftwerke daher ein zentrales Element dar, denn sie könnten die Schweiz theoretisch jederzeit alleine mit Strom versorgen. Sie können als wichtiger Standortvorteil der Schweiz bezeichnet werden.

Im Bedarfsfall werden die Speicherkraftwerke aber nur so lange produzieren, wie der Wasservorrat in den Speicherseen reicht. Deshalb ist eine sogenannte Wasserkraftreserve als Versicherung der Stromversorgung wichtig. Mit zunehmender Höhe der Wasserkraftreserve steigen die Sicherheit, aber auch die Kosten. Die Höhe der Reserve ist deshalb primär eine politische Entscheidung.

Auch im Konzept «Konzept Reservegaskraftwerk» der Elcom (2021) werden die Reservegaskraftwerke im vorbeugenden Betrieb dazu eingesetzt, die Speicherseen zu schonen. Wie in den nächsten Kapiteln

gezeigt wird, kann die Schonung der Speicherseen mit anderen Methoden kostengünstiger, ökologischer und zuverlässiger erreicht werden.

Die Höhe der Wasserkraftreserve soll im multimodalen Konzept jeweils möglichst lange im Voraus durch die Elcom bestimmt werden. Für die nachfolgenden Betrachtungen gehen wir von einer Wasserkraftreserve von insgesamt 700 GWh aus, wobei mindestens 200 GWh im Voraus gesichert werden. Die restlichen 500 GWh können über den Winter durch zusätzliche Produktion aufgebaut werden, sodass die Freiheit in der Nutzung der Wasserreserven nur innerhalb der ersten 200 GWh eingeschränkt wäre.

Im Winterhalbjahr kann die Wasserkraftreserve jeweils monatlich (oder bei einer sich abzeichnenden kritischen Situationen wöchentlich) rollierend durch die Elcom reduziert und gegen Ende des Winters sukzessive abgebaut werden. Die Elcom kann sich dabei auf die bereits operative Kurzfrist-Adequacy-Studie der Entso-e für jeweils die nächsten 7 Tage stützen. Eine Adequacy-Studie der Entso-e auf Monatsbasis befindet sich gemäss Elcom (2021, S. 24) in Planung.

3.1.2 Reservekraftwerke in Birr

2022 beschaffte die Eidgenossenschaft im Zusammenhang mit dem Ausfall von vielen französischen Atomkraftwerken und massiv gestiegenen Preisen für fossile Energien als Folge des Einmarsches von Russland in die Ukraine Reservekapazität mit einer Leistung von 250 MW. Betriebsmittel für diese Anlagen sind Diesel und Erdgas. Das Reservekraftwerk Birr (RKW Birr) wird nur im Notfall betrieben. Es soll Ende 2026 wieder abgebaut werden (BFE, 2023).

Es wird vorgeschlagen, dieses Reservekraftwerk über 2026 hinaus als Reserve bestehen zu lassen, da der Kauf dieses betriebsbereiten und bereits teilweise amortisierten Kraftwerks wesentlich kostengünstiger sein dürfte als der Bau von neuen Kraftwerken, siehe Kapitel 5.3. Allerdings müssen für dieses, im Notrecht gebauten Kraftwerk, auch die erforderlichen Bewilligungen für den Weiterbetrieb rechtzeitig eingeholt werden.

3.1.3 Homologisierte Notstromaggregate als Reservekraftwerke (NSA R)

Ebenfalls im Zusammenhang mit dem Ukrainekrieg und der grossen Unsicherheit rund um die Stromproduktion von französischen Atomkraftwerken wurden Notstromaggregate (NSA) als zusätzliche Produktionskapazitäten von Swissgrid unter Vertrag genommen. Diese Kraftwerke können durch Pooler von aussen angesteuert werden und funktionieren in diesem Fall wie ein normales Kraftwerk, d.h. sie speisen Strom ins Netz ein (BFE, 2022c). Das Betriebsmittel für diese Anlagen ist in der Regel Diesel, welcher gut vor Ort gelagert werden kann. Im Weiteren wird auf diese NSA als «NSA R» für NSA im Regelbetrieb verwiesen.

Der Bund hat Ende 2022 mit Axpo, BKW und CKW Verträge mit einer Laufzeit von vier Jahren unterzeichnet, die eine Vertragssumme von insgesamt 1 Mio. CHF für die Verwaltung und Koordination dieser Kraftwerke vorsehen. Das BFE geht davon aus, dass eine Leistung von 280 MW durch diese NSA R zur Verfügung gestellt werden kann (BFE, 2022c).

3.1.4 Notstromaggregate zur Reduktion der Leistung bzw. des Strombedarfes (NSA E)

Für die Netzbetreiber, wie auch für die Stromversorgungssicherheit, ist es nicht von grosser Bedeutung, ob zusätzliche Leistung am Netz ist oder die Nachfrage durch geeignete Massnahmen reduziert wird. Neben einem Markt für Demand Side Management, den es parallel aufzubauen gilt, kann auch der konzertierte Einsatz von Notstromaggregaten dazu verwendet werden, die Nachfrage zu reduzieren. Im Weiteren wird auf diese NSA als «NSA E» für NSA im Entlastungsbetrieb verwiesen. Diese NSA E speisen keinen Strom ins Netz ein, sondern sie versorgen dafür vorbestimmte Geräte und Anlagen ganz oder weitgehend mit Strom. Dadurch führen sie zu einer Reduktion des Strombedarfes im öffentlichen Stromnetz. Dabei sind die NSA E koordiniert und soweit möglich in einem Dauerbetrieb bei definierter Leistung und bei motorenschonender Belastung (Prime Power; PRP)^{3[OBJ]} zu betreiben. Dadurch wird der Wirkungsgrad optimiert und der Schadstoffausstoss minimiert.

Gemäss einer Abschätzung von Avesco sind in der Schweiz rund 4 GW NSA mit je einer Leistung von mindestens 10 MW installiert^{4[OBJ]}. Die verfügbare Leistung in PRP liegt bei 70 %. Gelingt es 15 % dieser Leistung in einem Pool zusammenzufassen, stehen weitere 400 MW Dauerleistung zur Verfügung. Eine detaillierte Darstellung des Einsatzes dieser NSA wurde 2022 durch swisscleantech erstellt (Zeyer, 2022). Erste Gespräche mit Betreibern zeigen, dass die Bereitschaft, an einem solchen autonom gesteuerten Pool teilzunehmen, deutlich grösser ist als die Bereitschaft zur Teilnahme am Pool der NSA-R.

Insgesamt stehen somit durch die Massnahmen mit bestehenden Infrastrukturen gemäss Kapitel 3.1 bereits 930 MW Leistung zur Absicherung der Stromversorgung zur Verfügung.

3.2 Neue Infrastrukturen

3.2.1 Erneuerbare Produktion speist Wasserkraftreserve

In Einklang mit der Klimapolitik wird die inländische Winterstromproduktion erhöht. Gemäss dem aktuell im Parlament diskutierten Mantelerlass soll die Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien bis 2035 auf 35 TWh pro Jahr steigen. Bei einer Aufteilung dieses Ziels auf die Technologien gemäss den Energieperspektiven 2050+ muss die PV-Produktion bis 2035 auf 29 TWh pro Jahr steigen (BFE, 2021). Dafür muss die PV-Produktion innerhalb von 12 Jahren um durchschnittlich 2 TWh pro Jahr erhöht werden. Im Jahr 2022 konnte rund 1000 MW Photovoltaik-Kapazität zugebaut werden, was einer zusätzlichen Produktion von ca. 1 TWh Strom entspricht. Bis Ende 2025 wird analog zur Studie von Rohrer et al. (2023) eine Zunahme um 5'300 MW bzw. 5.3 TWh mit einem Winterstromanteil von 30 % angenommen. Die Stromproduktion aus PV im Winterhalbjahr steigt somit bis Ende 2025 um 1.6 TWh.

³ Betrieb der NSA in **variabler Dauerleistung PRP (Prime Power)**: PRP ist die maximal verfügbare Leistung über einen **unlimitierten Zeitraum bei einer variablen Last**, wobei gemäss Norm der Durchschnitt der variablen Last auf 70% PRP begrenzt ist. Dies unter **Berücksichtigung der notwendigen Wartungsintervalle**, gemäss Herstellerangaben. Der Zeitraum für die Ermittlung des Durchschnitts ist gemäss Norm immer 24 Stunden (Broggi, 2019).

⁴ Leider wurde es versäumt, in der Schweiz ein verlässliches Register von NSA zu etablieren. Die angegebene Schätzung von 4 GW Leistung wurde durch Avesco vorgenommen. Avesco ist der Branchenführer für Notstromaggregate in der Schweiz mit einem Marktanteil von rund 50%. Bevorzugt werden NSA gewählt, welche über die notwendigen Partikel- und Denox-Filter, sowie über eine minimale Treibstoffreserve von 3-4 Tagen verfügen.

Gemäss der parlamentarischen Initiative 22.461 soll das Bewilligungsverfahren für den Bau von Windenergieanlagen beschleunigt werden. Damit soll rasch eine zusätzliche Jahresproduktion von 1 TWh aus Windenergie realisiert werden können (Parlament, 2022). Bis Ende 2025 wird analog zur Studie von Rohrer et al. (2023) eine Zunahme der Winterstromproduktion aus Windkraft um 0.3 TWh angenommen.

Der Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion gemäss den Zielen im aktuellen Mantelerlass wird als realistisches Szenario betrachtet, denn die Ziele sind verbindlich. Trotzdem wird auch ein sehr pessimistisches Szenario analysiert: Im pessimistischen Szenario wird ab 2023 nur ein konstanter jährlicher Zubau aus PV von 1000 MW wie im Jahr 2022 angenommen, sodass Ende 2025 eine zusätzliche jährliche Kapazität aus PV von 3 GW zur Verfügung stehen würde. Die ersten Zahlen von 2023 zeigen, dass diese Annahme viel zu konservativ sein dürfte. Zudem wird beim pessimistischen Szenario kein Ausbau der Windkraft berücksichtigt.

Kombination von neu zu gebauter, erneuerbarer Energie mit Speicher-Wasserkraft

Durch den oben erwähnten Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien steht bald mehr Winterstrom zur Verfügung. Dadurch können die Speicherkraftwerke geschont werden, sodass das Wasser länger als Reserve in den Speicherseen gehalten werden kann. Es muss jedoch sichergestellt sein, dass diese zusätzliche Produktion im Knappheitsfall auch wirklich in den Speicherseen zur Verfügung steht und nicht von den Akteuren frühzeitig verkauft wird.

Je nach Notfallszenario wird eine Kraftwerksleistung von bis zu 6 GW benötigt, welche nur von den Speicherkraftwerken jederzeit erbracht werden kann – sofern sie über einen genügend hohen Wasserstand verfügen. Die Wahrscheinlichkeit für Notfallszenarien ist jeweils Ende Winter, d.h. ab März bis Mitte April am höchsten (ElCom, 2021; Frontier Economics, 2021). Die zusätzlich installierten Photovoltaik- und Windkraftwerke werden deshalb zum Vergleich der Leistung mit den fossilen Reservekraftwerken in eine äquivalente Leistung während 500 Betriebsstunden umgerechnet. Dies entspricht dem 95. Perzentil der Zeitdauer einer Mangellage in der Variante «keine Kooperation» in der Studie von Frontier Economics (2021). Damit kann der oben erwähnten Auslegung der Versicherung auf 1000 MW Leistung während 500 Betriebsstunden Rechnung getragen werden, was letztendlich einer Wasserkraftreserve von 500 GWh entspricht (500 Stunden x 1000 MW Leistung). Mit welcher Technologie diese 500 GWh zusätzliche Energie erzeugt werden (Photovoltaik, Windkraft, Blockheizkraftwerk mit Biogas, usw.), spielt keine Rolle⁵. Nur die Gleichzeitigkeit der zusätzlichen Stromproduktion mit der sonst stattfindenden Stromproduktion aus Speicherkraftwerken oder Pumpspeicherkraftwerken ist notwendig. Dies wird nachfolgend am Beispiel der Photovoltaik erläutert:

Strom aus Photovoltaik kann nur dann die Speicherkraftwerke schonen, wenn die Speicherkraftwerke gleichzeitig mit der Produktion von PV-Strom in Betrieb wären. Eine Analyse mit Daten aus den «Swiss Energy Charts» hat ergeben, dass im Winter 2021/22 78 % und im Winter 2022/23 77 % der PV-Produktion im Winterhalbjahr für die Entlastung der Speicherseen hätte eingesetzt werden können (Swiss Energy Charts, o. J.). Mit zunehmender PV-Produktion wird die Gleichzeitigkeit mit der Produktion aus Speicherkraftwerken eher abnehmen. Zudem kann zum Beispiel über Power Purchase Agreements (PPA) verkaufter Strom nicht für diesen Anteil der Wasserkraftreserve berücksichtigt werden, da dieser Strom den Kunden auch wirklich geliefert werden muss.

Sicherheitshalber wird deshalb in der Folge davon ausgegangen, dass nur 50 % der PV-Produktion und 50 % der Windkraft im Winterhalbjahr für die Entlastung der Speicherseen eingesetzt werden könnte.

⁵ Gilt auch für fossile Kraftwerke und Notstromaggregate

Abbildung 3 zeigt exemplarisch anhand der Kalenderwoche 10 im Jahr 2023 die Gleichzeitigkeit der Stromproduktion aus Photovoltaik und Speicherkraftwerken.

Im Winterhalbjahr 2023/24 wird aus Photovoltaik und Windkraft gegenüber dem Winter 2022/23 zusätzlich 475 GWh Strom produziert. Davon wird wegen der Gleichzeitigkeit (siehe oben) sicherheits- halber aber nur 50 % (237.5 GWh) für die Schonung der Speicherseen eingerechnet. Wird diese Energie während 500 Stunden abgerufen, können die Speicherkraftwerke damit eine konstante Leistung von 475 MW bereitstellen.

Im Winterhalbjahr 2024/25 kann dann bereits die Hälfte von 950 GWh Winterstrom aus Windkraft und Photovoltaik eingerechnet werden, was mit analoger Rechnung einer zusätzlichen, konstanten Leistung von 950 MW während 500 Stunden entspricht.

Die Operationalisierung des Aufbaus dieser gesicherten Reserven kann unterschiedlich und durch verschiedene Akteure organisiert werden. Letztlich geht es immer darum, Produktion, welche mit Speicherwasserkraftwerken vorgesehen ist, mit erneuerbarer Produktion zu ersetzen. Eine Möglichkeit, wie das effizient und günstig operationalisiert werden könnte, wird in Abschnitt 4.3 dargestellt.

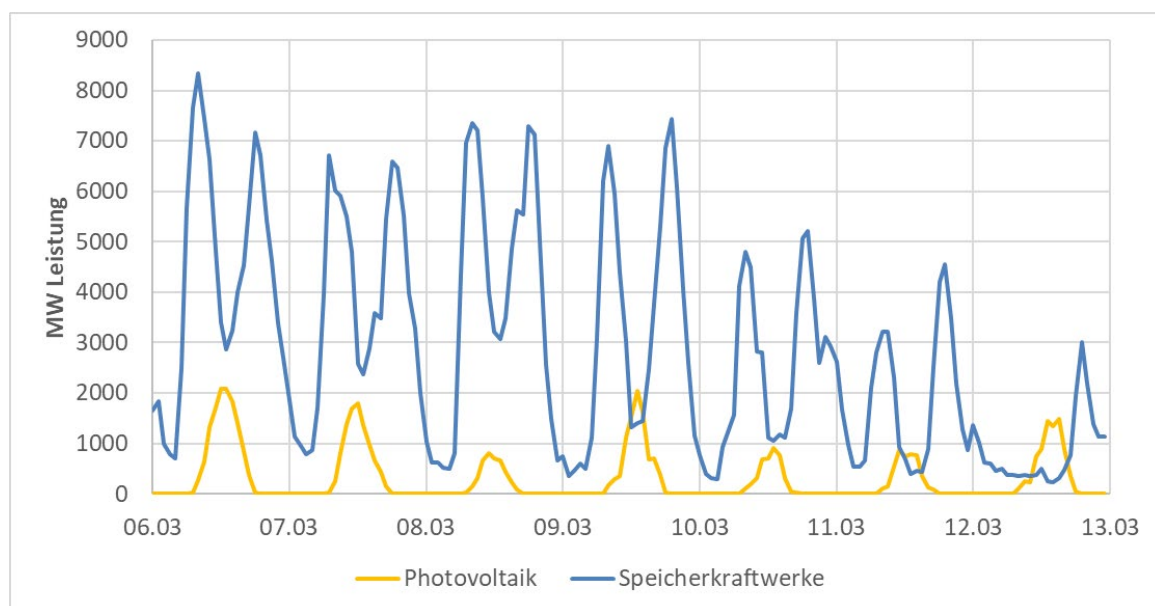


Abbildung 3: Gleichzeitigkeit der Produktion aus Speicherkraftwerken (blau) und Photovoltaik (gelb) am Beispiel der Kalender- woche 10 des Jahres 2023, Datenquelle Swiss Energy Charts (2023).

3.3 Zwischenfazit: Auswirkung der bisherigen Massnahmen

Insgesamt können also bis im Winter 2024/25 durch neue, bereits geplante und durch bereits vorhandene Infrastrukturen zwischen 1880 MW (realistische Variante) und 1'530 MW (pessimistische Variante) bereitgestellt werden. Der Einfluss auf die Stromproduktion im Winter wird im Kapitel 3.5 gezeigt. Durch den kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energien steigt das Angebot von Winter zu Winter an, weshalb die Wahrscheinlichkeit, dass neben den erneuerbaren Anlagen auch fossile Anlagen verwendet werden müssen, kontinuierlich sinkt.

Abbildung 4 zeigt die Versicherung gegen Stromausfälle und Strom-Mangellagen im realistischen Szenario, wenn Windkraft und Photovoltaik gemäss den Zielen im Mantelerlass Energie (siehe oben) ausgebaut werden. Bereits im kommenden Winter 23/24 wäre eine Kapazitätsreserve von 1.405 GW vorhanden und somit der Zielwert von 1000 MW stark überschritten. Der Zielwert von 1000 MW könnte sogar ohne die oben erwähnten NSA E zur Leistungsreduktion (siehe Kapitel 3.1.4) erreicht werden.

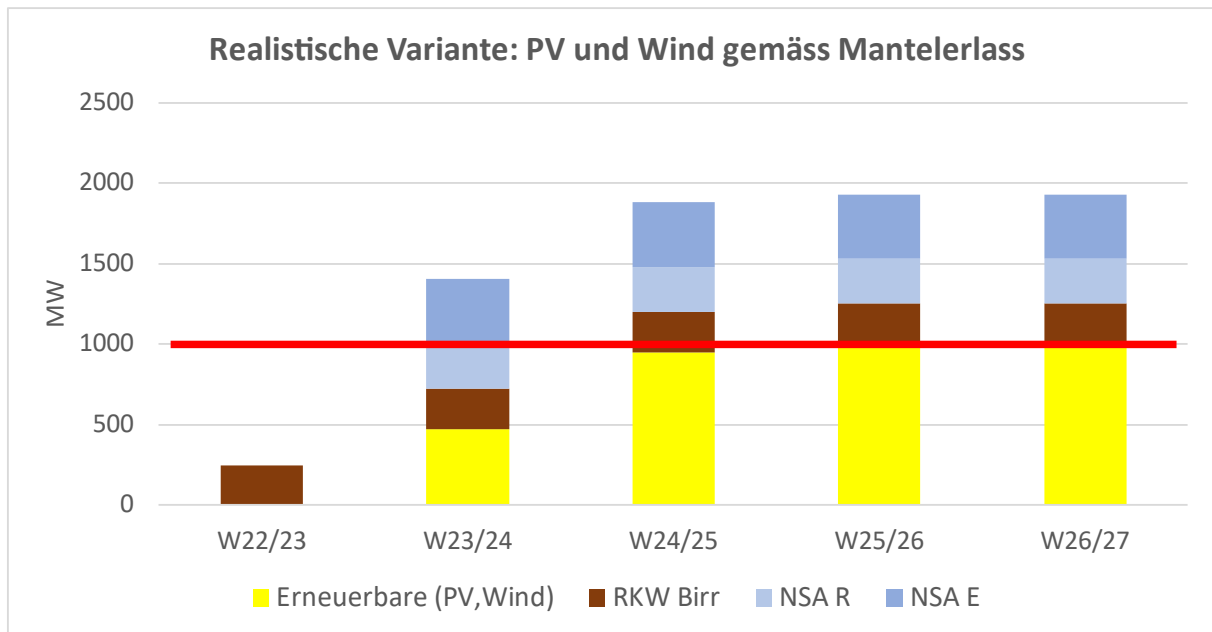


Abbildung 5: Versicherung gegen Stromausfälle und Mangellagen im realistischen Szenario mit dem Ausbau von Photovoltaik und Windkraft (gelb), dem Reservekraftwerk Birr (RKW Birr) und Notstromaggregaten (NSA). Die rote horizontale Linie entspricht dem Zielwert von 1000 MW während 500 Stunden im Winter. Der Ausbau von Photovoltaik und Windkraft wurde gemäss den Zielen im Mantelerlass Energie angenommen.

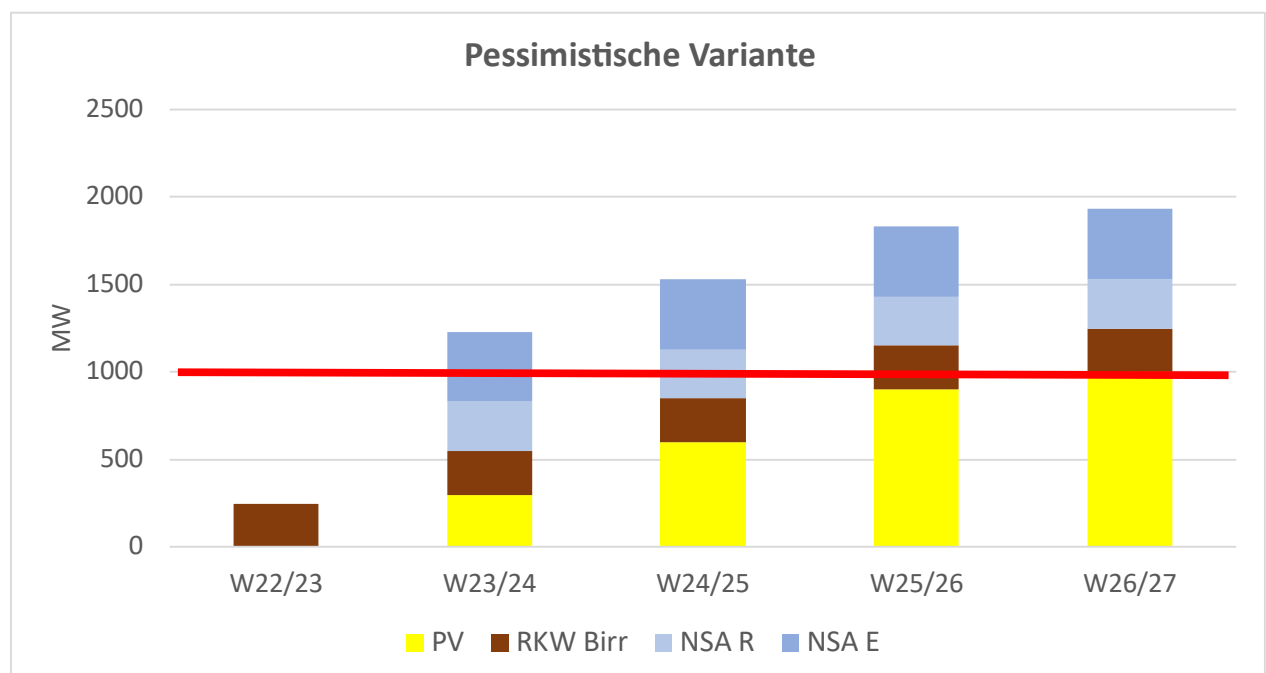


Abbildung 4: Versicherung gegen Stromausfälle und Mangellagen im pessimistischen Szenario mit einem reduzierten Ausbau von Photovoltaik (gelb), dem Reservekraftwerk Birr (RKW Birr) und Notstromaggregaten (NSA). Die rote horizontale Linie entspricht dem Zielwert von 1000 MW während 500 Stunden im Winter. Der jährliche Ausbau von Photovoltaik erfolgt nur wie im Jahr 2022 und Windkraft wird nicht berücksichtigt. Dies entspricht somit einem sehr pessimistischen Szenario.

Abbildung 5 zeigt die Versicherung gegen Stromausfälle und Strom-Mangellagen im sehr pessimistischen Szenario, wenn keine Windkraft zugebaut wird und der Zubau der Photovoltaik pro Jahr analog dem jährlichen Zubau von 2022 stagniert. Doch selbst unter diesen pessimistischen Annahmen wäre bereits im kommenden Winter 23/24 eine Kapazitätsreserve von mehr als 1000 MW (ca. 1.23 GW) vorhanden und somit das Ziel erreicht.

3.4 Ausschreibung von weiteren Reservekapazitäten

Obige Überlegungen legen nahe, dass mit den oben dargestellten Kapazitäten im Zusammenspiel mit den Speicherkraftwerken bereits genügend Leistung für den Notfall bereitgestellt werden könnte. Eine allfällige Bereitstellung von zusätzlichen fossilen Reservekraftwerken könnte deshalb problemlos auf spätere Jahre verschoben werden. Die Wahrscheinlichkeit, dass sie jemals gebraucht werden, ist aus heutiger Sicht sehr gering.

Will man trotzdem eine noch höhere Sicherheit erreichen, bietet sich als letztes Segment eine ergänzende Ausschreibung von zum Beispiel 250 MW Leistung in Form von weiteren thermischen Kraftwerken an. Diese Ausschreibung sollte so offen gestaltet werden, dass sie auch durch Wärme-Kraft-Kopplungs-Konzepte (WKK) erfüllt werden kann, wobei vor allem die Nutzung der Spitzenlastkraftwerke z.B. von Wärmeverbunden bevorzugt behandelt werden sollte, weil diese im Verhältnis tiefe Betriebsstunden aufweisen und vor allem in den Monaten Dezember und Januar in Betrieb sind. Zu diesem Zeitpunkt könnte jeweils auch die Wärme genutzt und damit ein hoher Gesamtwirkungsgrad erreicht werden.

3.5 Bereitstellung von Winterstrom

Es ist durch die hohen Winterstromimporte offensichtlich, dass die Schweiz zur Erhöhung der Versorgungssicherheit in Zukunft im Winterhalbjahr mehr Strom im Inland produzieren muss. Darauf wird in allen Studien zur Versorgungssicherheit hingewiesen (Rohrer et al., 2023).

Da die Empfehlung der Elcom besteht, eine zusätzliche Leistung von 1000 MW zu beschaffen, wurde bisher dargestellt, wie ein Äquivalent zu einer Leistung von 1000 MW mit dem Ausbau der vorhandenen Infrastruktur sichergestellt werden kann, so dass zusätzliche Ausschreibungen für fossile Reservekraftwerke nicht notwendig sind.

Entscheidend ist jedoch auch, dass diese Leistung über eine genügend lange Zeit zur Verfügung gestellt werden kann. Deshalb wird nachfolgend in Tabelle 1 aufgezeigt, welche zusätzliche Menge Strom im Winter durch das multimodale Konzept erzeugt werden kann.

Dazu wurden verschiedene Anforderungen diskutiert:

- Dem Bericht von Frontier Economics (2021) kann entnommen werden, dass im Extremfall (95% Perzentil) eine zusätzliche Energiemenge von 696 GWh zur Verfügung gestellt werden müsste.
- Gemäss «Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk» der Elcom würde bei einem Ausfall der AKW Beznau 1 und 2 und einem Ausfall von einem Drittel der französischen Atomkraftleistung und gleichzeitig stark eingeschränkten Möglichkeiten zum Stromimport, insgesamt rund 1.6 TWh Winterstrom fehlen (ElCom, 2021). An anderer Stelle im Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk (Seite 23/24) wird festgehalten, dass der Betrieb von Gasturbinen mit einer Leistung von 1000 MW und einer Betriebszeit von 3 Monaten eine vollständige Vermeidung einer Knappheit sicherstellen würde. Ein dreimonatiger Betrieb würde einer Energiemenge von 2.1 TWh ent-

sprechen. Diese Grösse kann als Maximalmenge angenommen werden, wobei bereits eine kleinere Energiereserve die Versorgungssicherheit drastisch erhöhen würde.

Im Folgenden wird dargestellt, welche Energiemenge im multimodalen Konzept zur Verfügung gestellt werden kann. Dabei müssen zwei Perspektiven im Auge behalten werden. Einerseits erhöht der Zubau an erneuerbarer Energie die Verfügbarkeit von Winterstrom generell und reduziert damit die Gefahr, dass eine Krise überhaupt erst entsteht. Damit der Strom aber für eine Krisensituation sicher zur Verfügung steht, müssen die notwendigen Betriebsmittel (Treibstoffe oder gespeichertes Wasser) auch tatsächlich verfügbar sein. Während dies bei Treibstoffen entweder über Pflichtlager oder das Vertrauen auf den Markt geschehen kann, muss gespeichertes Wasser über eine vertragliche Sicherung zurückbehalten werden.

In der Analyse der Energie, welche zur Verfügung gestellt werden kann, wird davon ausgegangen, dass in allen Konzepten vom Bund eine Wasserkraftreserve gebildet wird. Deren Grösse unterscheidet sich je nach Konzept. Wir gehen davon aus, dass auch bei dem Konzept der Elcom mit fossilen Reservekraftwerken eine Wasserkraftreserve von mindestens 200 GWh festgelegt würde. In Tabelle 1 wird dieser Anteil der Wasserkraftreserve als «[Wasserkraftreserve] gesichert durch Pflichtlager» bezeichnet.

Für das Multimodal-Konzept wird die Wasserkraftreserve aufgestockt, wobei deren Grösse durch die zusätzliche, gleichzeitige Produktion bestimmt ist. Sie wird für die weiteren Überlegungen auf 500 GWh begrenzt, könnte aber bei Bedarf ab Winter 2025/26 auch wesentlich höher oder tiefer festgelegt werden. (vgl. dazu Kapitel 3.2.1). In Tabelle 1 wird dieser Anteil der Wasserkraftreserve als «[Wasserkraftreserve] gesichert durch nEE» bezeichnet.

Der restliche Teil der zusätzlichen Winterstromproduktion aus erneuerbaren Energien wird in der Tabelle 1 als «Produktion restliche nEE» aufgeführt. Diese Produktion ist nicht durch Verträge gesichert und steht daher zwar während des Winters, jedoch nicht zwingenderweise während einer Versorgungskrise zur Verfügung. Zusätzlich gehen wir davon aus, dass der Bund bei einer drohenden Mangellage zu Stromeinsparungen aufrufen würde und dass dies während 3 Monaten zu Einsparungen von 3 % des Bedarfes führen würde. In Tabelle 1 wird dies als «Einsparung 3 % während 3 Monaten» aufgeführt.

Bereits im nächsten Winter 2023/24 könnten somit etwa 2.15 TWh Energie zusätzlich zur Verfügung gestellt werden und so helfen, allfällige Knappheiten, abzufedern.

Die oben erwähnte, im Extremfall fehlende Energiemenge von 2.1 TWh kommt nur im Zusammenhang mit Einschränkungen beim Stromimport durch die EU-Verordnung 2019/943 zustande. Diese Verordnung tritt erst per 1.1.2026 in Kraft. Im Winter 2026/27 könnte im multimodalen Konzept jedoch bereits die zusätzliche Energiemenge von 3.57 TWh zur Verfügung gestellt werden, siehe Tabelle 1.

Würden im Frühling 2023 zusätzliche 250 MW Kraftwerksleistung gemäss Kapitel 3.4 ausgeschrieben, könnten diese im oben beschriebenen Betriebsfall mit 2'160 Betriebsstunden weitere 540 GWh Energie zur Verfügung stellen. Allerdings ist davon auszugehen, dass diese Anlagen nicht vor dem Winter 2025/2026 zur Verfügung stehen würden. Zu diesem Zeitpunkt könnte im multimodalen Konzept bereits 3.1 TWh zusätzlicher Winterstrom zur Verfügung gestellt werden. Die Ausschreibung von zusätzlichen fossilen Reservekraftwerken gemäss Kapitel 3.4 macht deshalb auch bei Betrachtung der fehlenden Energiemengen keinen Sinn. Als einziger positiver Aspekt könnte im Bedarfsfall die Betriebszeit der NSA reduziert werden.

Tabelle 1: Zusätzlichen Winterstrom im multimodalen Konzept. Bei den Notstromaggregaten (NSA) wurde gegenüber dem Reservekraftwerk Birr eine stark reduzierte Anzahl Betriebsstunden angenommen, um Zeit für allfällige Wartungsarbeiten einzurechnen. Die zusätzlichen fossilen Kraftwerke gemäss Kapitel 3.4 sind in der Tabelle nicht berücksichtigt, da auch ohne sie genügend Energie bereitgestellt werden kann.

	Leistung	Betriebsstunden	W 2023/24	W 2024/25	W 2025/26	W 2026/27
	[MW]	[h]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]
Wasserkraftreserve			437.5	675	700	700
Gesichert durch nEE			237.5	475	500	500
Gesichert durch Pflichtlager			200	200	200	200
Produktion restliche nEE			237.5	475	925	1400
Einsparung 3 % während 3 Monaten			450	450	450	450
RKW Birr (Kap. 3.1.2)	250	2160	540	540	540	540
NSA R (siehe Kap. 3.1.3)	280	1000	280	280	280	280
NSA E (siehe Kap. 3.1.4)	400	500	200	200	200	200
Total Winterstrom [GWh]			2145	2620	3095	3570

3.6 Zusätzliche Sicherheiten

Folgende Massnahmen führen ebenfalls zu einer Reduktion des Risikos für eine Strommangellage oder einer anderen Notsituation bei der Stromversorgung und sollten deshalb unbedingt umgesetzt werden. Sie wurden im vorliegenden Vorschlag aber bewusst nicht explizit berücksichtigt:

- Ausbau der Speicherkraftwerke um 2 TWh bis 2040.
- Effizienzmassnahmen: Durch technische Massnahmen könnte rund 20 TWh Strom pro Jahr in der Schweiz eingespart werden (BFE, 2022b). Im Mantelerlass Energie sind u.a. im Artikel 46b-e des Energiegesetzes Massnahmen geplant, um dieses Potenzial mindestens teilweise ausschöpfen zu können (Parlament, 2023; Rohrer et al., 2023). Ausserdem wird im Rahmen des Klima- und Innovationsgesetzes, über das am 18. Juni 2023 abgestimmt wird, der Ersatz von Elektroheizungen durch Wärmepumpen gefördert.
- Ausbau der Stromproduktion aus anderen erneuerbaren Energien als PV und Windkraft, z.B. aus Biogasanlagen, Holz, Kehrlichtverbrennungen oder Geothermie.
- Stromsparmassnahmen (auch durch Verhaltensänderungen). Gemäss dem Vorschlag der Elcom sollen fossile Reservekraftwerke nur dann zum Einsatz kommen dürfen, wenn von der Organisation für Stromversorgung in Ausserordentlichen Lagen (OSTRAL) mindestens der Bereitschaftsgrad 2 ausgerufen wurde. In dieser Stufe appellieren die Behörden an die Bevölkerung, freiwillig Strom zu sparen (OSTRAL, o. J.). Der Bundesrat setzte im Herbst 2022 das Ziel, mit diesen Appellen 10 % des Winterstromverbrauches einzusparen (Bundesrat, 2022). Auch wenn dieses Ziel nicht erreicht wurde, kann den Appellen nicht jegliche Wirkung abgesprochen werden. Wird bei sich abzeichnender Knappheit Strom eingespart, entspricht zum Beispiel eine Einsparung von 3 % während 3 Monaten bereits einer zusätzlichen Reserve von 450 GWh Strom (der Transparenz halber in Tabelle 1 aufgeführt). Das Einsparpotential ist aber selbstverständlich wesentlich grösser.
- Potential durch flexible Nachfragereduktion: Vorübergehende Lastreduktion durch Grossverbraucher über eine bestimmte Zeitspanne (Tage bis Wochen), zum Beispiel für vorgezogene Revisionsarbeiten. Eine solche Nachfragereduktion müsste vergütet werden, damit sie für Grossverbraucher attraktiv wird.
- Allgemeine Wasserkraftreserve unabhängig vom Ausbau der erneuerbaren Energien. Es ist davon auszugehen, dass das Parlament im Artikel 8 des Stromversorgungsgesetzes die Betreiber von grossen Speicherkraftwerken zur Bildung einer Wasserkraftreserve verpflichten wird. Wir gehen davon aus, dass diese Reserve auf mindestens 200 GWh festgesetzt würde (der

Transparenz halber in Tabelle 1 aufgeführt). Im eidgenössischen Parlament ist zudem die Motion 22.4589 von Bruno Storni hängig, der die Schaffung einer Art Notlager für Strom in den Stauseen vorschlägt, wie sie bereits für Benzin, Diesel, Flugpetrol und Heizöl besteht (Parlament, o. J.).

- Integration ins europäische Stromnetz: Das Schweizer Stromnetz ist technisch so stark in das europäische Netz integriert, dass eine Strommangellage in der Schweiz unweigerlich auch massive negative Einflüsse auf die Netze der meisten benachbarten Länder hätte. Es ist daher äusserst unwahrscheinlich, dass die EU bei einem Notfall in der Schweiz auf die Einhaltung von gewissen Exportbeschränkungen gemäss EU-Verordnung 2019/943 (sog. 70 %-Regel) beharren würde.

Da diese zusätzlichen Sicherheiten nicht berücksichtigt wurden, kann das vorgeschlagene Multimodal-Konzept als ausgesprochen robust und konservativ bezeichnet werden.

4 Entschädigung für die Wasserkraftreserve

Für den Winter 2022/23 wurde von Swissgrid eine Wasserkraftreserve von 500 GWh in Form einer Auktion ausgeschrieben. Die Besitzer der Speicherseen wurden dafür entschädigt, dass sie eine bestimmte Menge Energie im Zeitraum vom 1. Dezember 2022 bis 15. Mai 2023 in den Stauseen behalten und nur auf Weisung der Elcom in Strom umwandeln. Es wurde letztendlich eine Reserve von 400 GWh zum Preis von knapp 300 Mio. Euro eingekauft, was einem spezifischen Preis von 74 Euro-Cents pro kWh Strom entspricht. Diese Kosten werden über den Netzzuschlag auf alle Stromverbraucher in der Schweiz überwält (Swissgrid, 2023).

Die Bildung einer Wasserkraftreserve stellt einen Eingriff in den Markt dar, die Besitzer der Speicherseen erwarten deshalb eine finanzielle Abgeltung dieser Leistung. Im geplanten Artikel 8 des Stromversorgungsgesetzes werden die Betreiber von grossen Speicherkraftwerken in der aktuell diskutierten Version des Nationalrates zur Bildung einer Wasserkraftreserve verpflichtet. Dabei soll der Bundesrat u.a. «moderate Preisabgeltungen» und Preisobergrenzen für die Wasserkraftreserve festlegen können (Parlament, 2023).

Nachfolgend werden verschiedene Möglichkeiten zur finanziellen Abgeltung der Wasserkraftreserve vorgestellt. Diese lassen sich auch sehr gut miteinander kombinieren. Letztendlich wird es eine politische Entscheidung sein, welche Art bzw. welche Kombination der Modelle für die Entschädigung der Wasserkraftreserve gewählt wird.

4.1 Entschädigung nach Modell Pflichtlager

Im eidgenössischen Parlament ist die Motion 22.4589 von Bruno Storni hängig, der die Schaffung einer Art Notlager für Strom in den Stauseen vorschlägt, wie sie bereits für Benzin, Diesel, Flugpetrol und Heizöl besteht (Parlament, o. J.). Die Importeure werden nur für die Lagerung entschädigt. Deshalb betragen die Kosten für diese Öl-Pflichtlager nur 54 Mio. CHF pro Jahr, obwohl sie die Versorgung der Schweiz mit den erwähnten Oelprodukten während 4 ½ Monaten sicherstellen könnten (SRF, 2023). Eine solche Lösung wäre für die Stromkonsument*innen wesentlich kostengünstiger als ein Kauf der Reserve zu Marktpreisen wie im Winter 2022/23. Für die Besitzer der Speicherkraftwerke wäre diese Variante allerdings finanziell weniger lukrativ.

Ein Vorteil der Behandlung analog dem Pflichtlager für fossile Treib- und Brennstoffe wäre die grosse geographische Verteilung der Speicherkraftreserve, da dies alle Stauseen ab einer gewissen Grösse betreffen würde. Dies stellt eine zusätzliche Sicherheit dar, denn in einer Notlage könnten nur jene Speicherkraftwerke zusätzliche Energie einspeisen, welche nicht bereits unter Volllast produzieren. Zudem reduziert die geographische Verteilung die Wahrscheinlichkeit von Netzüberlastungen.

4.2 Entschädigung über Auktionen

Wie im Winter 2022/23 könnte die Wasserkraftreserve (oder Teile davon) jeweils in Form einer Auktion ausgeschrieben und entschädigt werden. Die Besitzer der Speicherkraftwerke können bestimmte Energiemengen zur Rückhaltung in den Stauseen anbieten. Der Bund würde die günstigsten Angebote berücksichtigen.

Bei den Auktionen ist es möglich, Energiemengen und preisliche Obergrenzen vorzugeben. Es kann aufgrund der langfristigen Strompreise auf dem Terminmarkt davon ausgegangen werden, dass die Preise eher tiefer ausfallen, wenn die Auktionen lange im Voraus durchgeführt werden.

Für die Besitzer der Speicherkraftwerke dürften Auktionen je nach Preisobergrenze attraktiv sein. Falls die Preisobergrenze tief angesetzt wird, sinkt die Wahrscheinlichkeit, dass die geforderte Energiemenge über die Auktion beschafft werden kann. Umgekehrt können bei keinen oder hohen Preisobergrenzen für die Stromkonsument*innen hohe Kosten entstehen, wie die Resultate der Auktion im Herbst 2022 eindrücklich zeigen.

4.3 Entschädigung über Energietausch

Den Betreibern der Speicherseen wird Strom aus erneuerbarer Produktion für den Markt zur Verfügung gestellt, wenn diese gleichzeitig auf eigene Produktion aus den Stauseen in gleicher Höhe verzichten. Für den Betreiber des Speichersees entsteht dadurch kein Schaden, denn er kann seine Kunden mit Strom beliefern. Entsprechend muss er auch nur für die zusätzlichen operativen Aufwendungen entschädigt werden.

Der Ablauf dieses Prozesses und die daraus entstehenden Entschädigungen sind in der untenstehenden Abbildung 6 schematisch dargestellt. In der «Ausgangslage» (oben links) sind die Akteure dargestellt. Es sind dies der Betreiber des Speichersees (BSS), der Stromverkäufer (Operator, OP), der Produzent von erneuerbarer Energie (PEE, hier als Windturbine dargestellt) ergänzt um den Netzausgleichsfonds (NAF), der die Entschädigung übernimmt.

Ist der PEE in der Lage zu produzieren, kann er seinen Strom am Markt absetzen oder dem BSS via OP zur Verfügung stellen. Tut er letzteres, verzichtet der BSS im Gegenzug darauf, zur gleichen Zeit zu produzieren. Der vom PEE produzierte Strom geht an den Kunden des BSS. Der PEE wird dafür durch den NAF entschädigt (Bild «Speicherfüllung», oben rechts). Die Höhe der Entschädigung richtet sich nach dem Ertrag, den der PEE ohne Energietausch für den Strom erwirtschaften würde.

Durch dieses Verfahren kann der BSS ohne Produktionsverlust Zug um Zug virtuell Speicherreserve in seinem Speichersee einlagern, ohne dadurch Produktionsfähigkeit oder finanzielle Einnahmen zu verlieren. Da im Herbst die Speicher gut gefüllt sind, kann auch ein Speichervorbezug gemacht werden, sollte sich eine Knappheit Anfang Winter ergeben. Die Analysen zeigen aber, dass dies unwahrscheinlich ist – die Wahrscheinlichkeit für Knappheiten sind Ende Winter deutlich grösser (BFE, 2022d; Frontier Economics, 2021; Swissgrid, 2022). Der BSS hat damit die volle Verfügung über seine Produktionskapazität bis das Äquivalent des gefüllten Sees turbinieren ist. Der restliche Inhalt des Speichersees gehört nun dem NAF. Im Normalfall wird der BSS aber nicht sämtliches Wasser turbinieren, so dass neben der Speicherkraftreserve auch ein Rest an eigener Produktionskapazität besteht (Bild: «Speicher gefüllt» unten links).

In dem Moment, wo die Speicherreserve durch die Elcom freigegeben und nicht mehr für die Reserve benötigt wird, kann die Wasserkraftreserve turbinieren und der Strom durch den OP verkauft werden. Das Geld fließt zurück in den NAF. Da sich die Schweiz bei dieser Art der Freigabe in keiner Mangellage befindet, trägt der NAF in diesem Fall das Preisrisiko, kann unter Umständen aber auch einen Gewinn erzielen, wenn der Strom im Frühjahr am Markt zu einem besseren Preis verkauft werden kann.

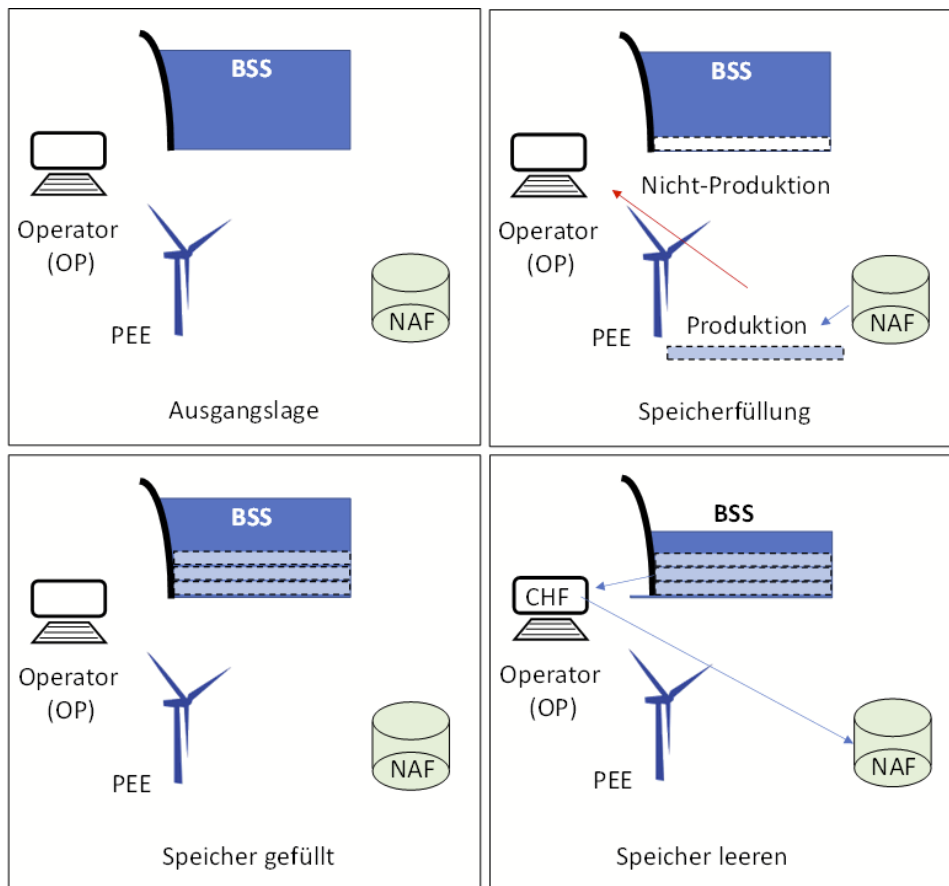


Abbildung 6: Anstatt mit Strom aus dem Stausee, werden Kunden des Betreibers des Stausees (BSS) mit Strom aus erneuerbaren Energien PEE beliefert. Die an den Operator OP übertragenen Strommengen werden dem Produzenten von erneuerbarer Energie PEE durch den Netzausgleichsfonds NAF zum Strompreis bzw. zur Einspeisevergütung entschädigt. Der BSS erhält den Erlös aus dem Stromverkauf an seinen Kunden. Dadurch gehört nun der energetisch entsprechende Teil des Stausees als Wasserkraftreserve dem NAF. Sukzessive wird diese Wasserkraftreserve erhöht. Gegen Ende des Winters wird die Reserve wieder freigegeben und verstromt. Der Erlös aus der Verstromung der Wasserkraftreserve speist wieder den Netzausgleichsfonds NAF.

Löst die Elcom die Reserve jedoch in einer Mangellage auf, ist ein erheblicher Gewinn für den NAF zu erwarten. Allfällige Defizite des NAF würden über den Netzzuschlag auf die Stromkonsument*innen abgewälzt. Die Kosten für die Stromkonsument*innen hängen somit von der Preisdifferenz zwischen der Einspeisevergütung beim Zeitpunkt der Produktion des Stroms und dem erzielten Strompreis beim Zeitpunkt der Turbinierung der Wasserkraftreserve ab.

Die Entschädigung der Wasserkraftreserve via Energietausch ermöglicht die Weiterführung des Status Quo für die Besitzer der Speicherkraftwerke: Sie können weiterhin dieselben Mengen Strom im In- oder Ausland und zu denselben finanziellen Konditionen absetzen wie bisher. Der Gewinn der Energielieferanten wird gegenüber der heutigen Situation nicht beeinflusst.

Die durch Energietausch vergütete Speicherkraftreserve kommt durch die *neu zugebaute* und gleichzeitig mit der geplanten Produktion aus Speicherkraftwerken stattfindende Winterstromproduktion aus erneuerbaren Energien zustande. Die Höhe dieser Reserve wird deshalb durch den Zubau von erneuerbarer Energie begrenzt, siehe Tabelle 1.

5 Eigenschaften des Multimodal-Konzeptes im Vergleich zur Ausschreibung von Grosskraftwerken

5.1 Additionalität

Sämtliche verwendeten Technologien bieten die Möglichkeit für eine zusätzliche Produktion von Winterstrom. Die fossilen Kraftwerke werden allerdings nur bei einer drohenden oder bereits vorhandenen Mangellage in Betrieb gesetzt. Demgegenüber bringt der rasche Ausbau der erneuerbaren Energien in jedem Falle eine Erhöhung der Selbstversorgung im Winter.

5.2 Geschwindigkeit im Aufbau mit Bezug auf den Winter 2023/24 und ab 1.1.2026

Insbesondere die Leistungen aus Notstromaggregaten (680 MW) können im Winter 2023/2024 ohne die Verwendung von Notrecht für die Produktion bereitstehen. Auch die Erneuerbaren Energien können ein Leistungsäquivalent von 475 MW über 500 Stunden zur Verfügung stellen.

Die Solarbranche geht davon aus, dass bis Ende 2025 5'300 MW PV-Leistung zugebaut wird (Stickelberger, 2023). Darin sind die alpinen Solaranlagen noch nicht eingeschlossen. Da die Windproduktionskapazitäten den Bewilligungsprozess bereits durchlaufen haben, ist eine Realisierung innerhalb von 2 Jahren realistisch. Es kann mit 500 GWh zusätzlicher Produktion gerechnet werden (Rohrer et al., 2023). Aus dem Zubau ergibt sich für die erneuerbaren Energien somit bis Ende 2025 eine Winterproduktion von 1900 GWh.

Die zusätzlichen erneuerbaren Kapazitäten, welche bis Ende 2025 zur Verfügung stehen, können also realistischerweise ein Mehrfaches von 500 GWh für eine Wasserkraftreserve problemlos zur Verfügung stellen. Im Prinzip könnte man aber auch die aktuell bereits gebauten Solaranlagen in das Energietauschverfahren einbeziehen. Dies würde zwar nicht die Menge an Energie vergrössern, jedoch die Menge an vertraglich gesicherter Energie erhöhen. Damit könnte die gesicherte Leistung von 500 GWh bereits im Winter 2023/24 zur Verfügung stehen.

Im Vergleich dazu ist bei einer Realisierung von Gasturbinen gemäss dem Vorschlag der Elcom mit erheblichen Herausforderungen für die Baubewilligung zu rechnen, so dass nicht mit Sicherheit gesagt werden kann, ob diese grossen Gasturbinen auf den Winter 2025/26 rechtzeitig realisiert werden können. Dieser Vorbehalt muss auch für die unter Kapitel 3.4 allenfalls vorgesehenen, zusätzlichen Anlagen im multimodalen Konzept angebracht werden. Dies gilt insbesondere dann, wenn es sich um grosse Anlagen handelt. Bei kleineren, dezentralen Anlagen (insbesondere bei Spitzenlastkraftwerken in Wärmeverbänden) ist die Wahrscheinlichkeit von Einsparungen deutlich geringer.

Es ist darauf hinzuweisen, dass es von den politischen Stakeholdern als wenig akzeptabel betrachtet werden dürfte, wenn diese Anlagen im Notrecht realisiert würden. Somit müssten alle Anlagen den normalen Bewilligungsprozess durchlaufen. Dies gilt nach 2026 auch für die Kraftwerke in Birr.

5.3 Zusätzliche Investitions- und Betriebskosten

5.3.1 Investitions- und Betriebskosten im Nicht-Bedarfsfall

Um die Kostenfolgen des Multimodal-Konzeptes (MMK) abschätzen und mit der Ausschreibung zentraler Gaskraftwerke gemäss dem Vorschlag der Elcom vergleichen zu können, wurde ein einfaches betriebswirtschaftliches Modell der Projektkosten über 20 Jahre erstellt. Die Grundlagen dazu finden sich im Kapitel 10 Anhang.

Bezüglich Investitionskosten schneiden sowohl die Nutzung der erneuerbaren Energie wie auch die konzertierte Nutzung der Notstromaggregate (NSA) als Netzentlastung besonders gut ab. Bei den erneuerbaren Energien fallen keine zusätzlichen Investitionskosten an, bei den NSA (insbesondere NSA E) kann bei geeigneter Ausgestaltung weitgehend auf Investitionen verzichtet werden.⁶

Die Entschädigung von Notstromaggregaten ist bereits in bestehenden Verordnungen geregelt. Das unveröffentlichte «Konzept Angebotslenkung Elektrizität» des BWL regelt den Einsatz und die Steuerung sämtlicher Kraftwerke in der Schweiz durch Swissgrid in einer Mangellage und legt auch die Entschädigungen fest. Allenfalls muss die Entschädigung weiter angehoben werden, damit eine genügend grosse Leistung vertraglich gebunden werden kann.

Dabei ist darauf zu achten, dass die Entschädigungen nur im Betrieb fliessen, jedoch nicht bei der Bereitstellung. Schliesslich soll das Konzept so aufgebaut sein, dass der Einsatz nur im äussersten Notfall notwendig ist.

Der Weiterbetrieb der Anlagen in Birr über den Winter 2025/26 hinaus wird zu zusätzlichen Kosten führen, da die Anlagen nur gemietet sind. Die Kosten werden jedoch im Vergleich zu einer neuen Anlage deutlich geringer sein, da Planung und Infrastruktur zum Betrieb im Jahr 2025 schon abgeschrieben sind und die Anlagen bereits einen reduzierten Restwert haben. Wir gehen daher von einer Abschreibung von 50 % aus. Festzuhalten ist, dass für den unbegrenzten Betrieb wohl ein neues Bewilligungsverfahren durchgeführt werden muss.

Gleichzeitig ist die organisatorische Einbindung der Notstromaggregate einerseits bereits erfolgt (homologisierte NSA R) beziehungsweise kann günstig durch organisatorische Massnahmen und ohne grosse Investitionen erreicht werden (Einbindung NSA-E, Kostenpunkt im einstelligen CHF Mio. Bereich).

Daneben entstehen durch die Sicherung einer grösseren Wasserkraftreserve zusätzliche Kosten. Diese sind abhängig von der Grösse der Reserve und vom gewählten Verfahren der Sicherung. Untenstehend sind zwei Möglichkeiten dargestellt. Beim ersten Modell wurde eine Auktion zum durchschnittlichen Preis von CHF 50 pro MWh angenommen. Dieser Preis erscheint realistisch unter der Annahme, dass die Auktionen langfristig und gestaffelt geplant und durchgeführt werden.

Im zweiten Modell wurde stattdessen das im Kapitel 4.3 vorgestellte Energietauschmodell angewendet. Diese Vorgehensweise bei der Sicherung ist organisatorisch komplexer, jedoch am Ende bei den getroffenen Annahmen zu den Kosten der Auktion für die Konsument*innen um rund 70% kostengünstiger als die Sicherung über eine Auktion.

Die Kosten für ein «Pflichtlager» sind schwierig abzuschätzen. Es kann jedoch angenommen werden, dass diese Kosten für grosse Pflichtlager höher sind als die Kosten für das Modell «Energietausch» und

⁶ Wird beim Betrieb der NSA E auf eine Messung verzichtet und erfolgt die Rapportierung über die Betriebsstunden, muss nur eine Administration für den Dispatch organisiert werden. Wird zusätzlich eine Messung realisiert, ist mit einigen tausend Franken pro NSA E zu rechnen, was zu Investitionskosten in der Höhe eines einstelligen Millionenbetrags führt.

auch tiefer als die Kosten einer Auktion. Die Höhe der Kosten ist aber letztendlich eine politische Entscheidung.

Bezüglich der Betriebskosten dürfte das Multimodal-Konzept deutlich günstiger ausfallen als das von der Elcom geforderte Konzept. Denn die Kosten für die Betriebsbereitschaft der zusätzlichen fossilen Kraftwerke werden höher sein als die Verwaltungskosten von Konzepten, welche auf bestehende Kraftwerke zurückgreifen (Pooling von NSA und Verwaltung des Energietransfers oder Auktionen).

In Abbildung 7 ist ein Kostenvergleich des Multimodal-Konzepts mit der von der Elcom vorgeschlagenen Beschaffung von 1000 MW in der Form von Gas-Reservekraftwerken über eine Projektdauer von 20 Jahren dargestellt. Die so errechneten, diskontierten Projektkosten sind somit beim Multimodal Konzept mit Sicherung durch Auktionen um 44 % günstiger. Die Finanzierung der Sicherung über Auktionen ist ausgesprochen preissensitiv bezüglich des Auktionspreises. Bis zu einem Auktionspreis von CHF 103 pro MWh ist das MMK-Konzept günstiger als das Konzept nach Elcom, danach teurer.

Sichert man die Energiereserven durch das Verfahren des Energietauschs, betragen die Einsparungen gegenüber dem Elcom-Konzept 85 %. Dies zeigt den Vorteil des Multimodal-Konzeptes in Verbindung mit dem Energietausch.

Vergleicht man die drei Verfahren zur Entschädigung der Speicherkraftreserve miteinander, wird offensichtlich, dass bei der Auktion die Kosten über den Netzzuschlag bei den Konsument*innen anfallen, während die Betreiber der Speicherseen zusätzliche Gewinne erzielen können.

Beim oben beschriebenen Verfahren mit Energietausch müssen die vermutlich geringeren Kosten ebenfalls durch die Konsument*innen bezahlt werden. Allfällige Gewinne fliessen aber in den Netzausgleichsfonds zurück.

Die Frage der Kostenverteilung bei der Einrichtung eines Pflichtlagers hängt direkt von der Höhe der Entschädigung ab. Erträge aus dem Verkauf der Reserven nach der Freigabe stehen jedoch dem Betreiber des Speichersees zu.

Nicht einbezogen wurde die zusätzliche Ausschreibung von fossilen Kraftwerken in der Grössenordnung von 250 MW, welche in Abschnitt 3.4 aufgeführt ist. Sowohl die Leistungs- wie auch die Energiebetrachtung zeigen, dass diese Ausschreibung nicht nötig ist. Wir gehen davon aus, dass die spezifischen Kosten in CHF/MWh - will man die Anlagen trotzdem realisieren – in die gleiche Grössenordnung zu liegen kommen, wie eine Ausschreibung über die vollen 1000 MW Leistung gemäss dem Vorschlag der Elcom. Dabei kann angenommen werden, dass die Mengenrabatte bei einer Neubeschaffung von 1000 MW Leistung im Vergleich zu ca. 250 MW nicht sehr gross sind, da die 1000 MW ebenfalls an verschiedenen Orten aufgebaut würden. In diesem Fall kämen diskontierte Kosten von CHF 220 Mio. dazu.

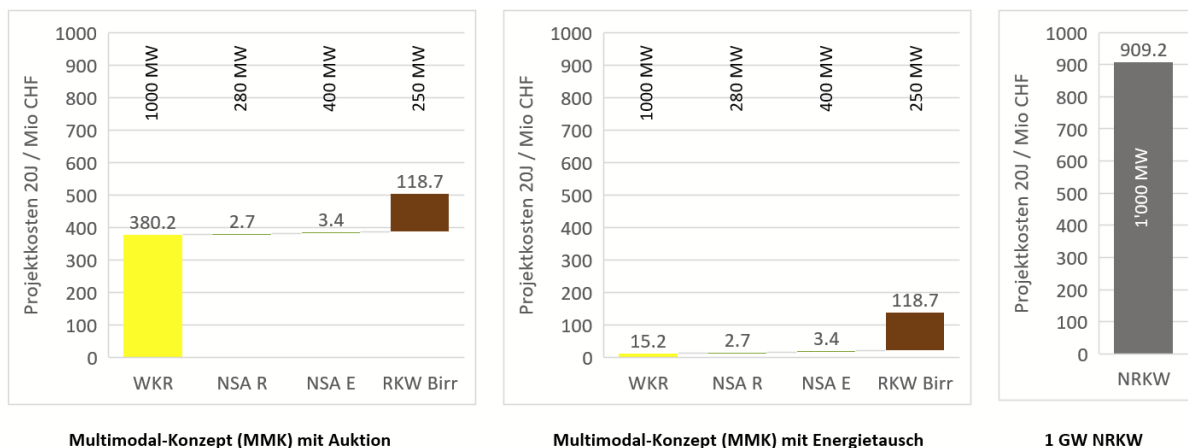


Abbildung 7: Vergleich der gesamten Projektkosten über 20 Jahre. WKR: Wasserkraft-Reserve, NSA R: NSA im Regelbetrieb, NSA E: NSA im Entlastungsbetrieb, RKW Birr: Reservekraftwerke Birr, NRKW: Neue Reservekraftwerke. Das Multimodal-Konzept mit Auktion für durchschnittlich CHF 50 pro MWh WKR kostet für Investition, Betrieb und Unterhalt über 20 Jahre insgesamt rund CHF 500 Mio. bei der Variante Energietausch betragen diese Kosten ca. CHF 139 Mio. Das Konzept 1000 MW Gas-Reservekraftwerke nach Vorschlag Elcom kostet hingegen CHF 909 Mio.

5.3.2 Ausübung der Reserve im Krisenfall

Sollte die vorgesehene Reserveleistung des Multimodal-Konzepts tatsächlich zum Einsatz kommen, kann sogar mit einem erheblichen Ertrag aus dem Einsatz der Reserven gerechnet werden. Entscheidend dafür sind die Kosten beim Einkauf der Betriebsmittel. Wird auf fossile Betriebsmittel gesetzt, ist davon auszugehen, dass auch diese im Krisenfall teuer sind. Besser schneiden die erneuerbaren Anteile ab, weil sie zeitversetzt gesichert wurden.

5.3.3 Auflösung am Ende des Winters

Werden die Reserven im Frühjahr turbinert, entsteht ein Ertrag über den Verkauf. Im Fall einer Auktion oder einer Pflichtreserve geht der Ertrag direkt an die Betreiber der Speicherseen.

Beim Energietausch hingegen trägt der Netzausgleichsfonds NAF das Strompreisrisiko beim Verkauf der Wasserkraftreserve am Ende des Winters. Dieses Risiko kann jedoch durch eine gute Handelsstrategie reduziert werden. Der Netzausgleichsfonds kann über den Zeitpunkt des Verkaufs entscheiden. Da der Wert von frei abrufbarem Strom in einem volatilen Stromsystem sehr hoch ist, besteht die Möglichkeit, durch klugen Stromhandel das Strompreisrisiko zu minimieren oder sogar einen Gewinn zu erwirtschaften.

5.4 Diversifikation: Unterschiedliche Technologien und Betriebsmittel

Sowohl bezüglich der Betriebsmittel wie auch bezüglich der Technologien und der Anzahl Anlagen ist das Multimodal-Konzept deutlich vielfältiger als die Beschaffung von mehreren grossen Kraftwerkeinheiten. Da nicht abzusehen ist, welche Herausforderungen sich in der Zukunft genau stellen, ist insbesondere auch die Dezentralität, welche durch die Netzentlastung mit NSA und die Berücksichtigung von vielen, geographisch verteilten Stauseen möglich wird, von Vorteil.

5.5 Grösse: Leistung bzw. Produktion im Winter

Mit einer Reserve-Leistung von rund 2000 MW ist das oben vorgeschlagene Konzept 100% leistungsfähiger als der Vorschlag der Elcom mit 1000 MW Reserve-Gaskraftwerken.

Auch bezüglich der im Maximalfall geleisteten Energie schneidet das Multimodal-Konzept gut ab. Bereits im Winter 2025/2026 könnten rund 1.7 TWh gesicherte Reserven und 3.1 TWh Produktion im Winter bereitgestellt werden.

5.6 Nachhaltigkeit: Auswirkung auf das Klima

Da im Fall eines Engpasses bei der Stromversorgung zuerst die erneuerbare Reserve zum Einsatz kommen würde, ist davon auszugehen, dass die Nachhaltigkeit bzw. die Umweltfreundlichkeit des hier vorgeschlagenen Multimodal-Konzeptes besser ist als der Einsatz von fossilen Kraftwerken des Elcom-Konzeptes.

Bezüglich der grauen Emissionen schneidet das Konzept deutlich besser ab, weil weniger Infrastrukturen aufgebaut werden müssen.

Sollten jedoch auf Grund der politischen Entwicklungen (Abschluss von technischen Abkommen) oder günstigen meteorologischen Bedingungen kein Einsatz der Reservekraftwerke notwendig sein, ist das oben vorgeschlagene Multimodal-Konzept erst recht deutlich vorteilhafter, weil darauf verzichtet werden kann, unnötige Infrastrukturen aufzubauen.

Werden die – optionalen – fossilen Kapazitäten als Ersatz von bestehenden Spitzenlastkraftwerken in Wärmeverbunden realisiert, ergeben sich für diese Infrastruktur nur relativ wenig zusätzliche graue Emissionen.

6 Dispatch Reihenfolge

6.1 Mangellage auf Grund der neuen EU-Verordnung 2019/943

Die optimale Dispatch Reihenfolge muss in Abhängigkeit von der sich abzeichnenden Mangellage bestimmt werden. Unter der Annahme, dass die Reservekraftwerke in Birr im Betrieb günstiger und umweltfreundlicher sind als Notstromaggregate, würden je nach Grösse der erwarteten Mangellage zuerst die Reserven in den Speicherseen eingesetzt und anschliessend (oder parallel) die Reservekraftwerke in Birr in Betrieb genommen. Erst in letzter Instanz würde auf die NSA zurückgegriffen, wobei die homologisierten NSA den Vorrang haben sollten.

Bei einer Mangellage, die noch stärker ausgeprägt wäre, müsste wohl bereits präventiv auf Notstromaggregate zurückgegriffen werden. Die Eintretenswahrscheinlichkeit eines solchen Falls ist jedoch sehr gering (Frontier Economics, 2021).

6.2 Mangellage auf Grund der Versorgungsknappheit mit Erdgas

Sollte sich im Winter 2023/24 wiederum eine Mangellage beim Erdgas abzeichnen, wird es kaum möglich sein, auf andere als die bereits vorhandenen Infrastrukturen zurückzugreifen – es sei denn es werde wiederum Notrecht angewendet.

Anders bei den erneuerbaren Energien - insbesondere bei den Solaranlagen: Hier ist für 2023 ein grösserer Ausbau prognostiziert, sodass bereits im nächsten Winter eine erhebliche zusätzliche Reserve zur Verfügung gestellt werden könnte.

Um die Sicherheit weiter zu vergrössern, könnte mit einer frühzeitigen Nutzung der aktuell vorhandenen Infrastrukturen – Reservekraftwerke in Birr, gesteuerte und ungesteuerte NSA - zusätzlich dafür gesorgt werden, dass sich die Stauseen weniger schnell leeren. Es ist zwar nicht von der Hand zu weisen, dass dieser präventive Einsatz der NSA zu Marktverzerrungen führen wird. Die daraus entstehenden Kosten sind jedoch im Vergleich zu den Risiken einer Mangellage sehr gering.

7 Dieselbeschaffung

Gegen den Einsatz der NSA wird oft die Komplexität der Dieselbeschaffung ins Feld geführt. Legen wir die maximale befürchtete Mangellage gemäss dem Bericht von Frontier Economics (2021) in der Grössenordnung von 690 GWh zu Grunde (95. Perzentil), kann daraus der maximale Dieselbedarf abgeschätzt werden. Bei einem Wirkungsgrad von 30 % entsteht aus der Produktion von 690 GWh Strom ein Bedarf von rund 2 TWh in der Form von fossilen Energieträgern.

Zum Vergleich: Die Schweiz verfügte zum Beispiel im Jahr 2021 über ein Pflichtlager an Diesel für Notfälle von 1'100'000 m³ (SRF, 2023). Dies entspricht etwa 9.8 TWh.

Im Jahr 2021 verzeichnet die Schw. Energiestatistik⁷ einen Verbrauch von 31 TWh an fossilen Brennstoffen und 64.7 TWh an fossilen Treibstoffen. Durch eine Produktion von 690 GWh Strom würde also die Menge der zu beschaffenden und verteilenden Energieträger nur um rund 2 % mit Bezug auf alle Brenn- und Treibstoffe und 4 % mit Bezug auf Heizöl und Diesel⁸ alleine ansteigen. Dies ist mit Sicherheit eine logistische Herausforderung, wäre jedoch machbar. In Kombination mit der im Kapitel 3 festgehaltenen Diversität der Energieträger und Produktionstechnologien, kann jedoch davon ausgegangen werden, dass der obige Fall gar nie eintritt.

⁷ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/gesamtenergiestatistik.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWwRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTA5ODE=.html>

⁸ Anteil Dieselfahrzeuge 30%: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/158155/umfrage/anteil-der-dieselfahrzeuge-am-pkw-bestand-in-der-schweiz/>

8 Fazit und nächste Schritte

Insgesamt erscheint das oben geschilderte Vorgehen gemäss dem Multimodal-Konzept zum Aufbau einer versatilen Reserve aus verschiedenen, zum Teil schon existierenden Infrastrukturen eine sichere, vielfältig einsetzbare, kostengünstige und ökologische Lösung.

Als nächste Schritte empfiehlt es sich

- Die Ausbauziele für erneuerbare Energien im Mantelerlass zu verabschieden
- Die Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch im Mantelerlass im Artikel 46b-e wie im aktuellen Vorschlag zu verabschieden
- Die Beschleunigungsvorlage «Windexpress» zu verabschieden
- Eine Wasserkraftreserve wie im Vorschlag des Nationalrates im Artikel 8 des Stromversorgungsgesetzes zu etablieren. Die Höhe soll durch den Bundesrat festgelegt werden
- Einen Pool von Notstromaggregaten aufzubauen, welche das Netz entlastet (NSA E)
- und – falls als zusätzliche Sicherheit wirklich gewünscht – eine Ausschreibung von weiteren 250 MW Reservekraftwerken durchzuführen. Sinnvollerweise würde dieser Schritt aber vorerhand weggelassen und allenfalls zu einem späteren Zeitpunkt nochmals ins Auge gefasst.

Eine Wasserkraftreserve ist für die Versorgungssicherheit der Schweiz grundsätzlich sinnvoll. Sie ist auch für das von der Elcom vorgeschlagene Konzept mit 1'000 MW fossilen Kraftwerken notwendig, denn je nach Ausfallszenario (insbesondere beim Ausfall von AKW) ist eine Ersatzleistung von mehr als 1'000 MW notwendig. Nur über die Speicherkraftwerke kann eine wesentlich höhere Leistung relativ kostengünstig bereitgestellt werden. Die Speicherkraftwerke sind ein wichtiger Standortvorteil der Schweiz, welcher somit für die Versorgungssicherheit genutzt würde.

Durch das hier ebenfalls vorgestellte Konzept der virtuellen Befüllung der Speicherseen kann kostengünstig eine zusätzliche Wasserkraftreserve unter Zuhilfenahme von so oder so gebauten Kraftwerken (Photovoltaik, Windkraft, usw.) geschaffen werden. Durch den vorgeschlagenen Energietausch zur Bildung der Wasserkraftreserve (siehe Kapitel 4) erleiden die Besitzer der Speicherkraftwerke keine finanziellen Einbussen.

Das multimodale Konzept für Reserveleistungen spart gegenüber dem Elcom-Konzept Kosten, weil darauf verzichtet werden kann, vermutlich nie gebrauchte fossile Kraftwerke zu installieren. Zudem dürfte das multimodale Konzept rascher realisierbar sein, da beim Bau von relativ grossen, neuen fossilen Kraftwerken mit Einsparungen zu rechnen ist. Der Verzicht schont auch personelle Ressourcen, welche anderweitig eingesetzt werden können.

9 Referenzen

- BFE. (2021). *Energieperspektiven 2050+: Umwandlungssynthese 2020-2050 ZERO Basis, KKW50*. Bundesamt für Energie (BFE).
- BFE. (2022a). *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2021*. Bundesamt für Energie BFE. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html/>
- BFE. (2022b). *Potenzial und Massnahmen zur Steigerung der Stromeffizienz bis 2025*.
- BFE. (2022c, Dezember 7). *Energie: Bund unterzeichnet Verträge mit Poolern von Notstromaggregaten*. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-92083.html>
- BFE. (2022d). *Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom*. Bundesamt für Energie.
- BFE. (2023). *Faktenblatt Reservekraftwerk Birr*.
- Broggi, G. F. (2019). *Leistungsdefinitionen bei Notstromaggregaten*. Avesco AG.
- Bundesrat. (2022, Dezember 21). *Energie: Bundesrat übernimmt Stromsparziel der EU in der Schweiz auf freiwilliger Basis*. Medienmitteilung. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-92331.html>
- ElCom. (2021). *Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen*.
- Frontier Economics. (2021). *Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU [Schlussbericht]*. Frontier Economics.
- OSTRAL. (o. J.). *Über OSTRAL | Ostral*. Abgerufen 8. April 2023, von <https://www.ostral.ch/de/ueber-ostal>
- Parlament. (o. J.). *22.4589 | Änderung des Landesversorgungsgesetzes. Pflicht für Speicherwasserkraftwerke zur Bildung einer Stromreserve | Geschäft | Das Schweizer Parlament*. Abgerufen 13. April 2023, von <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20224589>
- Parlament. (2022). *Dringliches Gesetz zur Beschleunigung von fortgeschrittenen Windparkprojekten und von grossen Vorhaben der Speicherwasserkraft*. <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20220461>
- Parlament. (2023). *Meilensteine für die Weiterentwicklung der Schweizer Energiepolitik*. <https://www.parlament.ch/press-releases/Pages/mm-urek-n-2023-02-23.aspx>
- Rohrer, J., Wild, M., Stocker, N., & Siegwart, M. (2023). *Gibt es bessere Alternativen zu fossilen Kraftwerken für die Versorgungssicherheit der Schweiz mit Strom? Eine Analyse und Interpretation von diversen Studien zur Stromversorgungssicherheit [20,application/pdf]*. <https://doi.org/10.21256/ZHAW-2529>
- SRF. (2023, Januar 31). *Kritik an hohen Kosten - Gegen Stromengpass: Pflichtlager statt Wasserkraftreserve*. Schweizer Radio und Fernsehen (SRF). <https://www.srf.ch/news/schweiz/kritik-an-hohen-kosten-gegen-stromengpass-pflichtlager-statt-wasserkraftreserve>
- Stickelberger. (2023). *Persönliche Kommunikation mit dem Geschäftsleiter von Swissolar, David Stickelberger*.
- Swiss Energy Charts. (o. J.). *Stromproduktion | Energy-Charts*. Abgerufen 8. April 2023, von <https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.htm?l=de&c=CH&source=entsoe&interval=year&stacking=st>

acked_absolute_area&download-
format=text%2Fcsv&legendItems=00011011000&year=2023

Swiss Energy Charts. (2023). *Energy-Charts*. https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.htm?l=de&c=CH&year=2023&legendItems=00011011000&week=10&stacking=unstacked_line&download-format=application%2Fxlsx

Swissgrid. (2022). *Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Schweiz im Auftrag des Bundesamts für Energie – Winter 2022/2023*.

Swissgrid. (2023). *Winter 2022/2023*. <https://www.swissgrid.ch/de/home/about-us/company/winter22-23.html>

VSE. (2022). *Schweiz—Leistung Wasserkraftwerke je Kraftwerkstyp 2021*. Statista GmbH. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/330191/umfrage/leistung-der-wasserkraftwerke-in-der-schweiz-nach-kraftwerkstyp/>

Zeyer, C. (2022). *Produkteblatt Netzentlastung durch NSA*. Verband SwissCleanTech, unveröffentlicht.

