



Faktenblatt Wasserkraftreserve

25. Mai 2023 (Update 20. Juni 2023)

Ausgangslage:

Um die Stromversorgungssicherheit in der Schweiz weiterhin zu gewährleisten, werden für den kommenden Winter 2023/2024 entlastende Massnahmen ergriffen. Unter anderem basierend auf Verordnung über die Errichtung einer Stromreserve für den Winter (Winterreserveverordnung) eine Wasserkraftreserve durch die EICom beschafft. Die EICom hat vorab die Eckwerte für diese Wasserkraftreserve definiert, die Ausschreibung und Ausführung wurde dann der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid übertragen.

Zweck und Dimensionierung

Die Dimensionierung der Reserve soll sicherstellen, dass gegen Ende des Winters auch bei erhöhtem inländischem Verbrauch, einer reduzierten Verfügbarkeit inländischer Kraftwerke und verminderten Importmöglichkeiten die Versorgungsfähigkeit während einer Phase von wenigen Wochen gewährleistet werden kann. Sollte es zu einer europaweiten Strommangellage kommen, kann die Wasserkraftreserve allerdings nur in sehr beschränktem Ausmass zur Versorgungssicherheit beitragen, da sie keine zusätzliche Energie in das System hineinbringt.

Die EICom schlägt eine Grössenordnung im Bereich von 400 GWh plus/minus 133 GWh vor; diese kann aufgrund neuer Lagebeurteilung vor der Auktion noch angepasst werden.

Bei der Dimensionierung gilt es, Kosten und Nutzen abzuwägen. Während der Nutzen von zusätzlichem Speicher in der Reserve abnimmt, steigen die Kosten überproportional an. Dabei ist auch das aktuelle Umfeld zu berücksichtigen: Die Situation am Energiemarkt und europaweit ist immer noch angespannt aufgrund der unsicheren Gasversorgung für den kommenden Winter im Zusammenhang mit dem russisch-ukrainischen Krieg sowie der weiterhin reduzierten Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke. Sollte daraus eine europaweite Strommangellage entstehen, kann die Wasserkraftreserve nur in sehr beschränktem Ausmass zur Versorgungssicherheit beitragen. Zwar stellt sie eine minimale Verfügbarkeit der Speicher sicher, doch bringt sie keine zusätzliche Energie in das System hinein. Unabhängig von der Wasserkraftreserve wird die Schweiz auch im kommenden Winter auf Importe angewiesen sein – eine grössere Wasserkraftreserve würde im Wesentlichen den Importbedarf in den früheren Wintermonaten erhöhen, da das Volumen der Reserve aus dem Markt genommen wird. Eine grössere Reserve würde im Falle einer europaweiten Strommangellage einfach dazu führen, dass die Reserve bereits früher beansprucht würde – sie würde mithin sogar eher schaden.

Darüber hinaus steigen bei grösserer Vorhaltemenge nicht nur die Kosten der Wasserkraftreserve selbst, sondern grundsätzlich die Grenzkosten der Speicherkraftwerke. Dies könnte den Grosshandelsmarktpreis für Strom noch weiter nach oben treiben, was allfällige bereits bestehende Liquiditätsproblematiken weiter verschärfen könnte. Der limitierte Nutzen einer grösseren Reserve rechtfertigt daher die überproportional wachsenden Kosten und die weiteren Risiken eines zu starken Markteingriffs nicht.

Dauer

Die Energie soll von Donnerstag, 1. Februar 2024 bis Montag, 13. Mai 2024 (0:00 Uhr) vorgehalten werden. Mitte Mai wurde festgelegt aufgrund der historischen Füllstandskurven der Schweizer Speicherseen. Ab dann steigen die Füllstände wieder an.

Kosten

Die Kraftwerke erhalten eine Entschädigung für das Zurückhalten des Wassers basierend auf einem wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren. Aktuell geht die EICom für eine Vorhaltung von 400 GWh von Kosten im höheren zweistelligen Millionenbereich aus, somit deutlich unterhalb des Niveaus von 2022 (300 Mio. EUR).

Die Kosten der Reserve werden von allen Schweizer Stromkonsumenten gemäss ihrem Verbrauch getragen werden müssen. Dabei werden die Kosten des Vorhalteentgelts über einen Zuschlag auf dem Netztarif an die Konsumenten weitergereicht.

Abruf der Reserve

Die Reserve kommt dann zum Einsatz, wenn der Markt die Nachfrage nicht mehr decken kann. Die Bilanzgruppe, deren Nachfrage nicht gedeckt ist, meldet ihren Bedarf an Swissgrid. Swissgrid ruft dann bei den Anbietern die Reserve ab. Die Bilanzgruppe bezahlt den in dieser Situation sehr hohen Marktpreis plus einen Aufschlag. Die abgerufenen Anbieter erhalten für die gelieferte Energie eine auf einer Preisformel basierende Entschädigung, welche den Wert des Wassers nach Auflösung der Reserve annähert: Um Fehlanreize zu vermeiden, sollen Anbieter möglichst indifferent sein, ob sie abgerufen werden oder nicht. Die Differenz aus Kosten und Erträgen geht zu Gunsten der Stromkonsumenten und vermindert somit die Kosten der Reserve. Die Anbieter erhalten zusätzlich zur Abrufentschädigung das aus der Auktion resultierende Vorhalteentgelt.

Kriterien zur Bereitstellung

Das Ziel der Reserve ist das Vermeiden einer Situation mit mangelnder Energie Ende Winter. Damit die Energie bei Bedarf auch mit hoher Wahrscheinlichkeit abgerufen werden kann, wird die Reserve auf verschiedene Kraftwerkskomplexe verteilt. Aktuell ist vorgesehen, max. 75 GWh der Reserve pro Kraftwerkskomplex vorzuhalten. Zusätzlich muss mindestens eine installierte Leistung von 3 MW pro GWh vorgehaltene Energie vorhanden sein. Mit diesen Kriterien bleibt ein Restrisiko, dass die Reserve im Notfall teilweise blockiert ist. Eine Vermeidung dieses Restrisikos wäre aber nur möglich mit einer kontinuierlichen Leistungsvorhaltung, welche enorm teuer würde.

Konventionalstrafen

Sollte ein Anbieter nach einem Zuschlag die Pflichten der Reservevorhaltung verletzen, sind Konventionalstrafen vorgesehen.

Veröffentlichungen (Eingefügt mit Update vom 20. Juni 2023)

Die EICom hat in der Weisung 3/2023 bestimmt, dass die «Swissgrid die beschaffte Teil- und Gesamtmenge und den Durchschnittspreis auf ihrer Website» publiziert. Diese Entscheidung wurde bewusst getroffen, um zum einen Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse zu bewahren und zum anderen um wettbewerbsrechtlichen Bestimmungen zu genügen. Weiterführende Informationen bergen aus Sicht der EICom das Risiko, den Wettbewerb zu verzerren bzw. negativ zu beeinflussen.

Darüber hinaus sichert der «Rahmenvertrag für die Teilnahme an der Wasserkraftreserve» den gegenseitigen Schutz von vertraulichen Informationen. Hierunter fallen im Zuge der Bezuschlagung insbesondere die Mengen und Preise der jeweiligen Auktionsteilnehmer. Diese Informationen sind weder der

Öffentlichkeit zugänglich noch allgemein bekannt und daher vertraulich zu behandeln. Die EICOM empfiehlt den Auktionsteilnehmern, von der Veröffentlichung weiterführender Informationen, als jene in der Weisung 3/2023 genannten, abzusehen.

Weiteres Vorgehen (angepasst mit Update vom 20. Juni 2023)

Die Eckwerte zur Wasserkraftreserve 2023/2024 wurden am 13. April 2023 formell erlassen. Swissgrid hat die erste Auktion am 24.05.2023 abgeschlossen. Es wurden 165 GWh bezuschlagt. Der Durchschnittspreis lag bei 162,6 Euro/MWh. Die Folgeauktion wird am 05.07. durch die Swissgrid abgeschlossen. Bis Ende September soll der Zielwert der Wasserkraftreserve erreicht sein. Die Beschaffung in Tranchen soll dazu beitragen, das Kostenrisiko durch allfällige Preisausschläge am Markt zu minimieren. Während es bei einer einzigen Ausschreibung sein könnte, dass der Zuschlag in einer Phase besonders hoher Preise erfolgt, wird durch die Verteilung auf mehrere Zeitpunkte dieses Preisrisiko reduziert.

FAQ: Fragen und Antworten zur Wasserkraftreserve

Für welchen Zweck dient die Wasserkraftreserve?

Laut Verordnungsentwurf soll die Wasserkraftreserve eine Absicherung für ausserordentliche, nicht absehbare kritische Knappheitssituationen sein. Der Fokus liegt auf einer Phase am Winterende mit reduzierten Importmöglichkeiten und geringerer Verfügbarkeit inländischer Produktion während weniger Wochen.

Der Fokus auf das Winterende ist damit begründet, dass in den frühen Wintermonaten mit den gefüllten Speichern und der hohen Kraftwerksleistung der Saisonspeicherwerke auch ausserordentlich hohe Nachfragespitzen und kurzzeitige Importrestriktionen überbrückt werden könnten. Besonders kritisch sind daher im spezifisch schweizerischen Kontext in erster Linie angespannte Situationen gegen Ende des Winters. Dann nämlich sind üblicherweise die am Markt betriebenen Speicher im Wesentlichen geleert. Wenn in dieser Phase eine von den Marktakteuren nicht antizipierte Knappheit am Markt entsteht – z.B. aufgrund einer erhöhten Nachfrage im Rahmen einer späten Kälteperiode, reduzierten Importmöglichkeiten und/oder Kraftwerksausfällen im Inland – könnte diese mit dem Einsatz der Wasserkraftreserve überbrückt werden.

Konkret dient die Wasserkraftreserve daher dazu, Energie ausserhalb des Marktes für ausserordentliche und für Marktakteure nicht absehbare kritische Knappheitssituationen vorzuhalten. Sie ist als Versicherung zu verstehen, die in aller Regel nicht zum Einsatz kommt. Sind beispielsweise Ende Winter die Nachfrage unerwartet hoch, die Importe stark eingeschränkt und die Speicherseen aufgrund verspäteten Einsetzens der Schneeschmelze leer, könnte das Wasser aus der Reserve verwendet werden.

Wie würde die Wasserkraftreserve umgesetzt?

Ein Betreiber eines Saisonspeichers verpflichtet sich freiwillig zur Vorhaltung einer bestimmten – nicht am Markt genutzten – Menge an Energie für einen vereinbarten Zeitraum (01.02.2024 bis 13.5.2024) und erhält dafür ein Entgelt. Das Entgelt für die Vorhaltung wird im Rahmen eines wettbewerblichen Ausschreibungsverfahrens ermittelt. Bei der Berechnung des Entgelt-Gebots orientieren sich die Speicherbetreiber an den Opportunitätskosten – also an den ihnen am Markt entgangenen Ertragsmöglichkeiten bei selbständiger Nutzung des Speicherinhalts.

Die Reserve kommt dann zum Einsatz, wenn das Angebot am Markt die Nachfrage nicht mehr decken kann («der Markt schliesst nicht»). Die Marktakteure, deren Nachfrage nicht gedeckt ist, melden ihren Bedarf an die Netzbetreiberin Swissgrid. Sie ruft dann bei den Anbietern die Reserve ab. Die Bilanzgruppe bezahlt den in dieser Situation sehr hohen Marktpreis (typischerweise das technische Maximum der EPEX Spot day ahead Auktion – aktuell 4'000 EUR/MWh) plus einen Aufschlag – schliesslich sollen sie keinen Anreiz haben, sich nicht am Markt einzudecken, um günstigere Reserveenergie zu beziehen. Die abgerufenen Anbieter erhalten umgekehrt eine Entschädigung, die sich am Wert des Speichers am Ende des Winters orientiert – unabhängig davon, zu welchem Zeitpunkt der Abruf erfolgt. Schliesslich würden sie – falls die Reserve gar nicht eingesetzt wird – am Ende des Winters den Speicherinhalt zurückerhalten. Mit einer solchen Regelung sollen Fehlanreize vermieden werden: Anbieter sollen möglichst indifferent sein, ob ihre Reserve abgerufen wird oder nicht. Die preisliche Differenz im unwahrscheinlichen Fall eines Abrufes geht zu Gunsten der Stromkonsumenten und vermindert somit die Kosten der Reserve. Die Anbieter erhalten zusätzlich zur Abrufentschädigung das aus der Auktion resultierende Vorhalteentgelt.

Wie ist die Wasserkraftreserve dimensioniert, wieviel wird sie kosten und wie wird sie finanziert?

Die EICom schlägt eine Grössenordnung im Bereich von 400 GWh mit einer Bandbreite von plus/minus 133 GWh vor.

Aktuell geht die EICom für eine Vorhaltung von 400 GWh von Kosten im höheren zweistelligen Millionenbereich aus – dieser Betrag könnte aber bei Anspannung im Markt ansteigen. Die Kosten der Reserve werden von allen Schweizer Stromkonsumenten getragen. Dabei werden die Kosten des Vorhalteentgelts über einen Zuschlag auf dem Netztarif an die Konsumenten weitergereicht.

Würde es im Hinblick auf eine drohende Strommangellage Sinn machen, die vorgehaltene Menge (also die Dimensionierung der Wasserkraftreserve) deutlich zu erhöhen?

Nein, das wäre nicht sinnvoll.

Bei der Festlegung der Speicherdimensionierung gilt es, Kosten und Nutzen gegeneinander abzuwägen. Einerseits steigen die Kosten mit grösserer Menge überproportional an:

- Erstens steigen die Kosten durch die höhere Vorhaltungsmenge.
- Zweitens nehmen die durchschnittlichen Kosten der vorgehaltenen Menge zu (da mit dem zusätzlichen Speicher höhere Preise am Markt erzielt werden könnten).
- Drittens entsteht ein zusätzlicher Preisauftrieb im Markt, da das Marktangebot abnimmt. In der konkreten angespannten Situation mit sehr hohen Preisen im Grosshandel sind diese Kosteneffekte besonders ausgeprägt.

Andererseits nimmt der Grenznutzen zusätzlicher Reserve ab, schliesslich bringt sie keine zusätzliche Energie in das System. Sie reduziert in gleichem Ausmass das Marktangebot im Inland und erhöht den ohnehin bestehenden Importbedarf in früheren Wintermonaten. Als Folge davon würde mit der grösseren Reserve gleichzeitig die Wahrscheinlichkeit zunehmen, dass die Speicherreserve umso früher ausgelöst werden muss, da sie das von ihr selber verursachte fehlende Marktangebot ersetzen muss.

Der limitierte Nutzen einer grösseren Reserve rechtfertigt daher die überproportional wachsenden Kosten einer deutlich grösseren Reservemenge sowie die weiteren Risiken eines starken Markteingriffs

nicht. Die Wasserkraftreserve eignet sich daher weniger als Instrument gegen eine generelle Energieknappheit in Europa und der Schweiz im Winter, sondern in erster Linie als Absicherung für ausserordentliche, nicht absehbare kritische Knappheitssituation gegen Winterende, wenn die Marktspeicher üblicherweise weitgehend geleert sind.

Führt eine ausschliesslich am Markt orientierte Speicherbewirtschaftung im kommenden Winter zwangsläufig zu einer aggressiven Speicherentleerung und damit zu Versorgungsengpässen?

Nein, denn der Stromhandel hat nicht nur die kurze Frist vor Augen (z.B. Profitmaximierung durch hohe Stromexporte im Dezember nach Frankreich, wenn die Preise hoch sind), sondern richtet sich auch mittelfristig an der Stromnachfrage im Winter aus. So besteht die Aufgabe des Stromhandels auch zu Beginn des Winters darin, eine allfällige hohe Stromnachfrage im Februar oder März mit einer entsprechenden Produktion zu antizipieren und decken zu können. Konkret orientieren auch die Marktakteure den Einsatz ihres Speichers an einer allfälligen Knappheit im Markt. Somit sorgt auch der Stromhandel letzten Endes zu einem nicht vernachlässigbaren Teil dazu, dass die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr genügend gewährleistet bleibt.

Aus wirtschaftlicher Sicht ist es sinnvoll, genau dann den Speicher einzusetzen, wenn durch Knappheit des Angebots die Preise am höchsten sind. Relevant sind dabei die Schweizer Marktpreise: Droht eine Situation, in welcher die inländische Stromproduktion zusammen mit den Importmöglichkeiten die inländische Nachfrage temporär nicht decken können, dann steigt der Schweizer Marktpreis deutlich über das Niveau der Nachbarländer. Der Einsatz der Speicher ist gerade in dieser Phase wirtschaftlich besonders attraktiv.

Letztlich dienen die Speicher primär der Versorgung der Schweiz. Ein grosser Teil der Schweizer Speicher ist direkt oder indirekt im Eigentum der Verteilnetzbetreiber. Speicherenergie kann von den Versorgern auch direkt für die von ihnen versorgten Verbraucher eingesetzt werden.

Vorhersehbare Schwierigkeiten wie z.B. die aktuelle Möglichkeit einer europaweiten Gas- und Strommangellage werden im Markt eingepreist. Dies bietet einen Anreiz, das Speicherwasser für die voraussichtlich kritischste Zeit (d.h. Ende des Winters) aufzubewahren. Die Wasserkraftreserve hält mehr Energie vor, als die Betreiber aufgrund ihrer Markterwartungen und Modelle vorhalten würden. Dies bringt eine erhöhte Resilienz gegen unvorhergesehene Ereignisse, die der Markt entsprechend nicht antizipiert hat.

Wäre ein «Turbinierungsverbot» eine sinnvolle Alternative oder Ergänzung zur Wasserkraftreserve?

Der Vorschlag eines «Turbinierungsverbots» ist aus mehreren Gründen nicht zielführend:

- In der jetzigen Marktlage haben Speicherbetreiber ohnehin keine Anreize zu produzieren. Aufgrund einer möglichen Angebotsknappheit während der Wintermonate sind dann auch die Preise am höchsten. Es lohnt sich also, den Speicher für den kommenden Winter zu füllen und erst dann zu vermarkten, wenn verstärkt Versorgungsengpässe drohen (siehe Ausführungen zum marktlichen Einsatz des Speichers oben).
- Allerdings gibt es einzelne Stauseen, die auch aktuell Strom produzieren. Etwa weil man anhand ihrer Zuflussprognose davon ausgehen kann, dass sie im Herbst trotzdem gefüllt sein werden (dies betrifft z.B. Stauseen, die zu einem grossen Teil von Gletscher-Schmelzwasser gespeist werden und deren Zuflüsse daher weniger vom trockenen Jahr 2022 betroffen sind)

oder weil sie im Markt für die Vorhaltung negativer Regelleistung aktiv sind und damit zur Systemstabilität beitragen. Ein generelles Speicherleerungsverbot würde diesen Aspekten nicht ausreichend differenziert Rechnung tragen.

- Darüber hinaus könnte eine solche Massnahme auch die Beziehungen zu den Nachbarländern belasten. Letztlich würde damit eine Beschränkung von Exporten und eine Erhöhung von Importen bewirkt. Womöglich würden die Nachbarn mit ähnlichen Massnahmen darauf reagieren. Gerade weil die Schweiz im Winter generell auf Importe angewiesen ist, sollten vorsorgliche Massnahmen nicht darauf abzielen, den grenzüberschreitenden Stromaustausch zu beschränken (s. auch Ausführungen zu einem Exportverbot unten).

Bräuchte es anstelle eines statischen Mindestspeichers für den späten Winter eine vom Gesetzgeber vorgegebene zeitliche Staffelung eines Speicherstandes?

Nein. Wie oben dargestellt, orientiert sich die Speicherbewirtschaftung auch unter marktlichen Gegebenheiten eng am Bedarf und damit an den potenziellen Knappheitssituationen. Eine explizite Steuerung der Speicherbewirtschaftung durch konkrete Absenkungsvorgaben schafft daher nicht unbedingt Mehrwert. Solange die Knappheiten am Markt antizipierbar sind (etwa, weil Russland bereits ab Anfang des Winters kein Gas mehr liefert), werden auch die Marktakteure ihren Speichereinsatz daran ausrichten.

Zudem ist davon auszugehen, dass während einer frühen Phase im Winter ausreichend Speicherinhalt und Speicherkraftwerksleistung vorhanden ist, so dass eine explizite Steuerung der Speicherbewirtschaftung dann keinen Mehrwert schafft. Wichtig ist aus einer Schweiz-spezifischen Perspektive die Absicherung gegen Ende des Winters – weshalb ein statischer Mindestspeicher für den späten Winter ausreichend sein dürfte.

Vor allem aber würde eine Steuerung der Speicherbewirtschaftung über eine vorgegebene Absenkkurve die wirtschaftlichen Möglichkeiten der Speicherbetreiber zusätzlich – und mit hoher Wahrscheinlichkeit ohne Nutzen für die Versorgungssicherheit – einschränken. Damit verbunden wären einerseits zusätzliche Opportunitätskosten für die Speicherbetreiber. Diese Kosten würden sie im Rahmen der Auktion entsprechend in den Preisen einrechnen. Das Instrument der Wasserkraftreserve würde also umso teurer. Andererseits müsste ein Regulator faktisch die Steuerung der Speicherbewirtschaftung vornehmen. Je nach Entwicklung antizipierbarer Knappheitssituationen müsste der Regulator den Absenkpfad flexibel adjustieren. In der Praxis wäre eine solche administrierte Steuerung kaum (effizient) möglich. Letztlich würde sich auch der Regulator an den Preissignalen des Marktes ausrichten.

Wäre ein Exportverbot von Wasserkraft bzw. Speicherenergie eine sinnvolle Alternative oder Ergänzung zur Wasserkraftreserve?

Nein, auch das wäre nicht sinnvoll. Einerseits gilt ganz generell, dass die Möglichkeit des Stromaustausches zwischen den Ländern stabilisierend auf das Stromsystem wirkt. Gerade in einer angespannten Versorgungslage können alle beteiligten Nachbarn von der Möglichkeit des Stromaustausches profitieren, beispielsweise wenn sich der Importbedarf bzw. die Exportfähigkeit eines Landes kurzfristig aufgrund der spezifischen Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien oder aufgrund temperaturabhängiger Stromnachfrage ändert. Es ist möglich, dass ein Land über längere Phasen Stromexporteur ist, hingegen kurzzeitig auf hohe Importleistung angewiesen ist, um Lastspitzen abzudecken. Auf solche massiv erhöhten Importe war z.B. Frankreich Ende Winter 2021/22 während eines kurz andauernden Tempe-

ratureinbruchs angewiesen. Die Schweiz könnte umgekehrt auch von nur kurzzeitigen Produktionsüberschüssen im Ausland profitieren: Durch die temporär möglichen Importe können Saisonspeicher geschont bzw. Pumpspeicher betrieben werden.

Andererseits könnte ein einseitiges von der Schweiz beschlossenes Stromexportverbot von der EU und insbesondere von unseren Nachbarstaaten als Affront verstanden werden und jegliche Zusammenarbeit mit der Schweiz gefährden. Ebenfalls würde dies den Prinzipien des gemeinsamen Stromverbundbetriebs widersprechen und die Schweiz würde sich damit weiter isolieren. Es wäre zu erwarten, dass die Nachbarstaaten analoge Stromexportverbote aussprechen würden, was die Versorgungssicherheit der Schweiz Ende Winter stark negativ beeinträchtigen würde. Auswirkungen auf unsere importabhängige Gasversorgung sind darüber hinaus auch nicht ausgeschlossen. Es wäre für Nachbarstaaten naheliegend, bei Stromexportverboten den Gasaustausch mit der Schweiz einzuschränken. Dies hätte fatale Auswirkungen, weil davon auszugehen ist, dass eine Strommangellage mit einem Gasmangel einhergeht. Auch Solidaritätsabkommen könnten obsolet werden.