



20. November 2024

Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Winterreserveverordnung

Erläuternder Bericht

Inhaltsverzeichnis

1.	Ausgangslage	2
2.	Grundzüge der Vorlage	2
2.1	Grundlagen im Gesetz	2
2.2	Umsetzung in der Verordnung	2
3.	Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden	3
4.	Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft	3
5.	Verhältnis zum EU-Recht	3
6.	Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen	3

1. Ausgangslage

Das Parlament hat am 29. September 2023 das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien verabschiedet (BBl 2023 2301), das per 1. Januar 2025 in Kraft treten soll. Dadurch wird eine spezifische gesetzliche Grundlage für eine Energiereserve in das Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007 (StromVG; SR 734.7) aufgenommen. Bis anhin hatte sich die ab 2022 zur Absicherung gegen kritische Versorgungssituationen errichtete Stromreserve (Winterreserve) bzw. die dafür geschaffenen Bestimmungen der Winterreserververordnung vom 25. Januar 2023 (WResV; SR 734.722) auf den sehr allgemein gehaltenen Artikel 9 StromVG gestützt. Zur Wasserkraftreserve, die einer der zwei Hauptpfeiler der Reserve ist, hat das Parlament mit dem neuen Artikel 8a StromVG einen Systemwechsel beschlossen. Dieser soll mit der vorliegenden Änderung der WResV umgesetzt werden.

2. Grundzüge der Vorlage

2.1 Grundlagen im Gesetz

Der Systemwechsel besteht darin, dass die Wasserkraftreserve neu nicht mehr über Ausschreibungen gebildet wird, sondern kraft eines gesetzlichen Obligatoriums in allen grösseren Speicherseen vorgehalten werden muss. Die Kraftwerksbetreiber erhalten dafür eine moderate Pauschalabgeltung.

Weiter sieht das Gesetz Ausschreibungen für andere Speicherarten und für grössere Verbraucher mit einem Potenzial für Lastreduktion vor. Der Bundesrat hat die Möglichkeit, zeitweise auf die Bildung von Reserveteilen zu verzichten.

Die WResV stützt sich neu auf spezifische Normen im StromVG, nicht nur für die Wasserkraftreserve als solche, sondern auch für Allgemeines zur Reserve (Art. 8a regelt z.B. die Zuständigkeiten und Art. 15 regelt via die Anrechenbarkeit als Netzkosten die Finanzierung usw.). Für die Anlagen der ergänzenden Reserve, wofür es vorliegend nur minime Anpassungen gibt, bildet einstweilen weiterhin Artikel 9 StromVG die gesetzliche Grundlage. Die spezifische gesetzliche Grundlage für diesen Reserveteil ist noch im politischen Prozess.

2.2 Umsetzung in der Verordnung

Der Wechsel von Ausschreibungen auf ein Verpflichtungsmodell für die Wasserkraftreserve wird in der WResV abgebildet. Die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) legt weiterhin die Eckwerte für die Wasserkraftreserve fest. Neu ist die Vorhalteverpflichtung (in Prozent) für alle Speicherseen ab einer Kapazität von 10 GWh Teil der Eckwerte. Die Eckwerte zur Ausschreibung fallen weg, während die weiteren Eckwerte, beispielsweise zu Vorhaltezeitraum und Verteilung der Energie, bestehen bleiben. Auch die Bestimmungen zur Dimensionierung bleiben bestehen. Sodann muss im Verpflichtungsmodell die Verordnung klären, wie es sich mit der Pflicht im Fall von Partnerwerken verhält.

Die Pauschalabgeltung berechnet sich aufgrund der Preisdifferenz zwischen dem Winter- und dem Frühjahrsquartal am Terminmarkt Schweiz. Zur Abgeltung der Flexibilität wird diese Basis mit einem Faktor multipliziert.

Für den Winter 2024 / 2025 wird die Wasserkraftreserve ein letztes Mal nach bisherigem Recht ausgeschrieben. Wenn über die Ausschreibung genügend Vorhaltmenge beschafft werden kann, braucht es für den laufenden Winter keine zusätzliche obligatorische Vorhaltung. Es ist damit davon auszugehen, dass das Verpflichtungsmodell erstmals auf den Winter 2025 / 2026 zur Anwendung kommen wird.

Auf den zweiten Teil der Energiereserve (Ausschreibungen für andere Speicher und Verbrauchsreduktionen) soll weiterhin verzichtet werden. Ausser der Wasserkraft gibt es derzeit in der Schweiz keine

Speicher, mit denen relevante Energiemengen vorgehalten werden könnten. Gemäss Bundesratsentscheid vom 28. Juni 2023 soll anstelle einer hoheitlichen Verbrauchsreserve die Strombranche entsprechende Vorhalte-Produkte marktbasierend entwickeln und anbieten.

3. Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden

Durch die neue gesetzliche Regelung und die vorliegende Änderung der Winterreserververordnung sind keine grösseren Auswirkungen auf Bund, Kantone oder Gemeinden zu erwarten.

4. Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft

Der Wechsel von Ausschreibungen auf ein Verpflichtungsmodell dürfte die Kosten für die Wasserkraftreserve leicht reduzieren. Für den Winter 2022/23 kostete die Vorhaltung durchschnittlich 740 EUR/MWh, für den Winter 2023/24 durchschnittlich 139 EUR/MWh. Seither sind die Marktpreise nochmal stark gefallen. Die moderate Pauschalabgeltung bei der aktuellen Marktsituation würde rund 50 EUR/MWh betragen (siehe Erläuterungen zu Art. 5a). Bei einer Vorhaltung von 300 GWh entspräche dies Gesamtkosten von rund 15 Millionen Franken.

5. Verhältnis zum EU-Recht

Die vorliegende Verordnungsrevision legt die Ausführungsbestimmungen zum gesetzlich vorgegebenen Wechsel vom Ausschreibe- zum Verpflichtungsmodell für die Wasserkraftreserve fest. Für eine generelle Einordnung der Stromreserve in den Rechtsrahmen der EU sei auf die Erläuterungen zur Einführung der WResV sowie auf die Botschaften zur Revision StromVG verwiesen. Zur vorliegenden Änderung lässt sich festhalten, dass in der EU für Instrumente wie die Wasserkraftreserve v.a. die Regeln über staatliche Beihilfen relevant sind, insbesondere die Leitlinien über staatliche Klimaschutz-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022. Gemäss diesen werden wettbewerbliche Beschaffungen gegenüber hoheitlich festgelegten Abgeltungen bevorzugt, da erstere zu tieferen Kosten und weniger Marktverzerrung führen sollten. Bei der Schweizer Wasserkraftreserve ist jedoch aufgrund der geringen Anzahl von Anbietern eher das Gegenteil der Fall, wie die Erfahrungen gezeigt haben. Wettbewerbliche Ausschreibungen führten zu höheren Kosten. Die Schweizer Reserven werden momentan mit der EU bei den Verhandlungen zum Stromabkommen diskutiert. Dieses wird den Rahmen für die Schweizer Reserven abstecken und mit dem Abkommen kann sich auch deren Bedarf verändern.

6. Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen

Art. 2 Abs. 3

Die Reservebildung via durch die EICOM festgelegte Eckwerte erlaubt es, zeitnah auf die erwarteten Gegebenheiten des jeweils bevorstehenden Winters einzugehen. Die bewährte Eckwertfestlegung bleibt deshalb weiterhin ein zentrales Instrument und wird sich künftig mit den gleichen Themen befassen wie bisher (Dimensionierung, Vorhaltezeitraum etc.). Artikel 2, der von diesen Eckwerten handelt, muss vom bisherigen Ausschreibungsmodell auf das neue obligatorische Modell umgestellt werden. Die Vorhaltmenge entspricht neu einem Prozentwert für alle Schweizer Speicherseen ab einer Kapazität von 10 GWh. Die Partnerwerke gehören selbstverständlich auch dazu, genauso wie die Bahnstromkraftwerke, die auch bisher an den Ausschreibungen teilnehmen durften. Der Umfang der Teilnahmepflicht entspricht bei den einzelnen Verpflichteten genau diesem Prozentwert (Art. 3a Abs. 3); d.h. diese müssen in ihren Seen, die dem Obligatorium unterstehen, die entsprechende Speichermenge

vorhalten. Relevant für die Ermittlung der Vorhaltungsmenge sind die tatsächlich verfügbaren maximalen Energieinhalte der Speicherseen. Die Meldung der korrekten Energieinhalte fällt unter die Auskunftspflicht gemäss Artikel 24 Absatz 1. Der Verstoss gegen Reservepflichten (z.B. eine zu geringe Vorhaltung) ist, nicht zuletzt aus Gründen der Präventivwirkung, mit einer Pönale belegt. Im bisherigen Recht war dies eine Konventionalstrafe, mit dem neuen Artikel 8a StromVG ändert die Rechtsnatur (Art. 5b).

Zahlreiche Elemente, die bisher zu den Eckwerten gehörten, entfallen mit dem Systemwechsel hin zum Obligatorium. Im neuen System ohne Ausschreibungen braucht es u.a. kein Pooling von Angeboten und keine Preisobergrenzen mehr (stattdessen greift die behördlich fixierte Pauschalabgeltung). Was das zeitliche Element betrifft, ist künftig nur noch der Zeitraum (der Vorhaltung) erwähnt und nicht zusätzlich auch noch die Dauer, da Letztere keine zusätzliche, eigenständige Bedeutung hat. Neu hinzu kommt die Regelung eines unvorhergesehenen Ausfalls von Kraftwerken oder Teilen davon (*Bst. f*). Denkbar ist beispielsweise, dass die weggefallene Energiemenge in einem anderen Speichersee vorgehalten werden muss, sofern ein solcher zur Verfügung steht.

Art. 3 Betroffene Wasserkraftwerke

Relevant für die Reserve sind Kraftwerke, die direkt für die Schweizer Stromversorgung verwendet werden können. Die Abgrenzung erfolgt nicht geografisch, sondern aufgrund der Regelzone, so dass Grenzkraftwerke korrekt berücksichtigt werden können (vgl. Art. 3a Abs. 2).

Art. 3a Reserveteilnehmer und Umfang der Verpflichtung

Die Teilnahmepflicht (Obligatorium) ergibt sich aus dem Gesetz selber. Sie muss jedoch präzisiert werden (vgl. auch Art. 8a Abs. 7 Bst. b StromVG), was Partnerwerke betrifft. Laut *Absatz 1 Buchstabe b* sind nun alle Partner, d.h. die Teilhaber, teilnahmepflichtig. Denkbar wären auch andere Ansätze gewesen, v.a. dass es der jeweils grösste Partner bzw. das betriebsführende Unternehmen ist, denn dieses spielt für die praktische Abwicklung der Reserve in jedem Fall eine wichtige Rolle. Die gewählte Lösung hat dieses Schlüsselunternehmen aber nun nicht in der Hauptpflicht. Hingegen sind mit der gewählten Lösung auch Kleinstpartner, z.B. Gemeinden, grundsätzlich reservepflichtig. Faktisch werden sie dadurch aber kaum tangiert, da die Kraftwerkssteuerung in diesen Fällen regelmässig beim betriebsführenden Unternehmen liegt (vgl. Art. 5 Abs. 3).

Die Energieinhalte sowie die Eigentums- bzw. Beteiligungsverhältnisse dürften relativ stabil sein. Für den Fall, dass es doch Veräusserungen oder Verschiebungen gibt, klärt *Absatz 2*, dass auf die Verhältnisse jeweils am Ende des Winters abzustellen ist, so dass die EICom bei der Festlegung der Eckwerte die jeweils aktuellen Verhältnisse berücksichtigen kann. Erwirbt ein Betreiber ein Speicherkraftwerk z.B. per 1. März, so gibt es auch bei der Reserve eine Veränderung, und zwar insofern als für die restliche Vorhaltungsdauer der neue Betreiber in die Pflicht eintritt. Das dürfte den Erwerbspreis beeinflussen. Für eine abweichende Regelung im Innenverhältnis bleibt kaum Raum; gegenüber der Reserve ist jedenfalls der neue Eigner verantwortlich. Weiter wird geklärt, dass bei grenzüberschreitenden Kraftwerken nur der Schweizer Anteil relevant ist. Schliesslich wird der Umgang mit Kraftwerkskaskaden präzisiert. Innerhalb eines Kraftwerkkomplexes wird das Wasser oft über mehrere Stufen in verschiedenen Zentralen turbinert. Für die Bestimmung des Energieinhalts eines Speichersees ist die ganze Kaskade bis ans Ende des Kraftwerkkomplexes zu berücksichtigen. Als Kraftwerkskomplex gilt ein hydraulisch zusammenhängendes System, das gemeinsam optimiert wird. Diese Abgrenzung ist identisch mit derjenigen für die Marktprämie Grosswasserkraft (Art. 88 Abs. 1 Bst. a Energieförderungsverordnung).

Nach *Absatz 3* ist der von der EICom für die Wasserkraftreserve insgesamt festgelegte jährliche Prozentwert für die Dimensionierung (Art. 2 Abs. 3 Bst. a) eins zu eins auf die einzelnen Teilnahmepflichtigen umzulegen, was proportional gleiche Anteile für alle von ihnen bedeutet. Diese Mengen finden so Eingang in die Vereinbarung nach Artikel 5. Die Situation kann sich im Nachgang zur Eckwertfestlegung so verändern, dass eine Anpassung, mutmasslich eine Erhöhung, der Vorhaltungsmenge nötig ist (als

Nachtrag zur Eckwertfestlegung). Die EICom kann dies also insbesondere auch während schon laufender Vorhaltdauer anordnen. Die Anpassung erfolgt bei den einzelnen Teilnahmepflichtigen proportional, somit für alle gleichmässig.

Abs. 4: Bei der Wasserkraftreserve geht es um das Vorhalten von Energie, ausnahmsweise kann aber zusätzlich eine Leistungsvorhaltung erforderlich sein, beispielsweise wenn ansonsten ein zu grosser Anteil der Kraftwerksleistung für andere Reserveprodukte blockiert wäre oder das korrekte Funktionieren der Wasserkraftreserve anderweitig beeinträchtigt wäre, so dass das Aufrechterhalten der Stromversorgung nicht mehr garantiert wäre. Es geht um eine Ausnahmesituation, die so schwer vorhersehbar ist und so verschiedenartig sein kann, dass sie kaum beschreibbar ist. Mit dem Ausnahmecharakter wird die Hürde für Anordnungen der EICom hoch angesetzt. Entsprechend soll es z.B. keine Leistungsvorhaltung geben, wenn dadurch (lediglich) erreicht würde, dass die bereits erfüllten Absicherungsziele über das erforderliche Mass ausgedehnt würden. Analog zum Wechsel bei der Vorhaltung von Energie würde auch die Vorhaltung von Leistung nicht mehr über Ausschreibungen erfolgen, sondern von der EICom als Pflicht festgelegt. Die EICom kann eine massgeschneiderte Anordnung treffen und muss nicht alle Reserveteilnehmer in die Pflicht nehmen bzw. nicht alle gleich – Unterschiede sollen aber sachlich begründet sein. Eine Leistungsvorhaltung stellt für die Kraftwerksbetreiber eine stärkere Einschränkung als eine reine Energievorhaltung dar und müsste entsprechend zusätzlich vergütet werden (Art. 5a).

Abs. 5: Im bisherigen Ausschreibungsmodell bestand das Risiko, dass nicht genügend Menge (zu vertretbaren Preisen) kontrahiert werden konnte, weshalb die EICom die Möglichkeit hatte, Betreiber zur Teilnahme zu verpflichten. Mit dem neuen Artikel 8a besteht die Teilnahmepflicht kraft Gesetzes, weshalb es die bisherige Verpflichtungsmöglichkeit nicht mehr braucht. Auch im neuen Modell kann es jedoch zu Streitfällen kommen – über die Teilnahme an sich oder deren Umfang. In solchen Fällen muss die EICom klärend verfügen, was gilt, d.h. ob jemand teilnahmepflichtig ist und mit welcher Vorhaltungsmenge. Letztlich geht es um die Durchsetzung des materiellen Rechts mit den üblichen verwaltungsrechtlichen Instrumenten. Die EICom kann auf Antrag hin oder von Amtes wegen agieren.

Art. 4 Verteilung auf verschiedene Seen und Abtausch von Vorhaltungsmengen

Abs. 1: Oft verfügen die teilnahmepflichtigen Betreiber bzw. Teilhaber von Partnerwerken gleichzeitig über mehrere Speicherkraftwerke, die unter dem Obligatorium zur Wasserkraftreserve stehen. Das Gesetz lässt sie selber entscheiden, wie sie ihr Vorhaltesoll auf ihre Speicherseen verteilen (gemeint ist bei Partnerwerken auch die Verteilung innerhalb des gleichen Speichersees). Der Bundesrat kann dieser Freiheit aber Schranken setzen (Art. 8a Abs. 7 Bst. b StromVG). Zu verhindern gilt es im Wesentlichen, dass die Vorhaltung – über die ganze Wasserkraftreserve und pro Betreiber – zu einseitig auf wenige Seen verteilt ist, was Risiken für eine optimale Verfügbarkeit im Abruffall birgt. Zur Verteilung hatte die EICom schon bisher Eckwertvorgaben gemacht, z.B. mit einem Vorhaltemaximum pro hydrologisch zusammenhängenden Kraftwerkskomplex. Auch zur Mindestleistung gibt es Vorgaben. Diese (oder angepasste) Vorgaben sind als Begrenzung der grundsätzlichen Freiheit der Betreiber weiterhin notwendig. Absatz 1 ermöglicht den Betreibern, ihre Vorhaltungspflicht auch mit Speicherseen unter 10 GWh zu erfüllen. Dafür müssen diese aber geeignet sein, was schweizweit insgesamt nur auf wenige Seen zutrifft; im Streitfall würde die EICom entscheiden.

Wie im Gesetz vorgesehen, sind auch Abtausche unter den Betreibern möglich. Dem sind, mit der gleichen Motivation wie nach Absatz 1 (keine zu einseitige Verteilung), Grenzen gesetzt. Absatz 2 hält für den Fall von Abtauschen zudem klärend fest, dass diese nichts an den Verantwortlichkeiten gegenüber der Wasserkraftreserve ändern. Die Reserveteilnehmer, die beim Ausgangspunkt in der Pflicht für die Reserve sind (ursprüngliche Reserveteilnehmer), bleiben für die gehörige Erfüllung der Reservepflichten weiterhin selber in der Pflicht. Falls Reservepflichtigen verletzt werden, müssen die Reservepflichtigen allfällige Interventionen der EICom gewärtigen und Pönalen (Art. 5b) leisten etc.

Nach *Absatz 3* sind die geplanten Verteilungen und Abtausch der ECom im Voraus zu melden. Mit den Freiheiten, die das Gesetz gibt, ist nicht gemeint, dass jederzeit und während laufender Vorhalteperiode beliebig umdisponiert werden kann. Für ein Funktionieren der Wasserkraftreserve müssen jederzeit gewisse Leitplanken eingehalten sein. Das Kontrollventil bildet die Bewilligung durch die ECom. Grundsätzlich soll die ECom die Bewilligungen erteilen. Eine Verweigerung ist nur dann angebracht, wenn das reibungslose Funktionieren der Wasserkraftreserve gefährdet würde, beispielsweise weil die Vorgaben zur Energieverteilung oder Mindestleistung nicht eingehalten würden.

Art. 5 Vereinbarung über die Teilnahme an der Wasserkraftreserve

Im bisherigen Ausschreibungsmodell standen die Vereinbarungen zwischen der nationalen Netzgesellschaft (Swissgrid) und den Reserveteilnehmern als Schluss der Ausschreibungen bzw. als Folge des Zuschlags. Im neuen Verpflichtungsmodell bleiben die Vereinbarungen notwendig, weil es zahlreiche Abwicklungs- und technische Details zu regeln gilt. Dafür ist eine Vereinbarung das geeignete Instrument. Während sich die Details bei den meisten Punkten originär aus der Vereinbarung ergeben, enthält diese für die zentralen jährlich variierenden und somit dynamischen Elemente – Vorhaltmenge, -zeitraum und Pauschalabgeltung – bloss eine Wiedergabe dessen, was aufgrund behördlicher Festlegungen gilt. Die Aufzählung in *Absatz 2* ist nicht abschliessend, auch jene in Buchstabe a nicht (vgl. das Wort «mindestens» im Einleitungssatz zum ganzen Abs. 2). Zu regeln sind u.a. die Revisionsarbeiten (*Bst. c*), die zulässig sind, bei denen aber Zurückhaltung angezeigt ist. Z.B. würde das zuverlässige Funktionieren der Reserve in Frage gestellt, wenn in vielen Kraftwerken gleichzeitig Revisionen stattfinden. Wichtig sind auch Einschränkungen, die sich aus allfälligen Vorgaben der ECom zur Leistungsvorhaltung ergeben. Revisionen, die vereinbarungswidrig oder unter Beeinträchtigung der Reserve in Aussicht genommen werden, könnten durch die ECom – ihr sind die geplanten Revisionsarbeiten zu melden – aufgrund ihrer allgemeinen Aufsichtsrolle (Art. 25) untersagt werden. Bei den zu erteilenden Auskünften und zur Verfügung zu stellenden Unterlagen (*Bst. d* Ziff. 1) handelt es sich nicht um Personendaten im Sinne des Datenschutzgesetzes.

Die *Absätze 3 und 4* sind vom Motiv geleitet, den vorab bei Swissgrid anfallenden bürokratischen Aufwand möglichst zu reduzieren. Sie wollen Flexibilität ermöglichen bei der Frage der Vertragspartei und der Vertragsdauer. *Absatz 3* ist auf Partnerwerke zugeschnitten, bei denen die Partner den Kraftwerksbetrieb meist an einen der Partner als betriebsführendes Unternehmen delegieren. Für die Reserveabwicklung wird dieses betriebsführende Unternehmen die zentrale Stelle sein. Das interne Verhältnis wird regelmässig so geregelt sein, dass eine Tätigkeit wie die Reserveabwicklung von dem gedeckt ist, was die (übrigen) Partner an den betriebsführenden Partner bzw. an das betreffende Unternehmen delegiert haben (*Abs. 3* bezweckt die Ermöglichung eines Vertragsabschlusses mit dem betriebsführenden Unternehmen; selbst wenn die Betriebsführung einmal nicht durch ein Partnerunternehmen erfolgen sollte, wäre dies vom in dieser Hinsicht weit zu verstehenden *Abs. 3* gedeckt). Wegen der Bedeutung des betriebsführenden Unternehmens ist es sinnvoll, wenn Swissgrid direkt mit diesem die Vereinbarung über die Reserveteilnahme abschliessen kann (vorbehalten ist der Fall, in dem sich ein Partner dagegen stellt, dass das betriebsführende Unternehmen bei der Reserve stellvertretend für ihn agiert – dann kann es nicht zum Vertrag zwischen Swissgrid und dem betriebsführenden Unternehmen kommen). Auf diese Weise können in ein und derselben Vereinbarung auch die technisch-betrieblichen Aspekte integriert werden, die mit dem betriebsführenden Unternehmen ohnehin geregelt werden müssen. Falls eine solche Integration in die gleiche Vereinbarung nicht möglich ist, sind diese Aspekte separat zu regeln (vgl. letzter Satz). Die zweite Erleichterung für die Praxis ist in *Absatz 4* geregelt. Demnach sind mehrjährige Vereinbarungen möglich, obschon die Vorhaltung eine jährliche ist. Das trägt dem Fakt Rechnung, dass die Eigentums- und Beteiligungsverhältnisse grundsätzlich stabil sein dürften, mit nur wenigen bzw. eher seltenen Veränderungen. Das Einheitlichkeitserfordernis bedeutet, dass die mehrjährigen Verträge grundsätzlich gleich sind, bezüglich der Dauer und übrigen Inhalte. Mehrjährige Verträge müssen ausserdem abbilden, dass gewisse Elemente dynamisch sind und jähr-

lich variieren können. Dies ist nebst Aspekten wie Vorhaltemenge und -zeitraum namentlich die Pauschalabgeltung. Auch für einen möglichen Reserveaustritt, z.B. weil bei einem Betreiber die Kriterien des Obligatoriums nicht mehr erfüllt sind, muss der Vertrag genug offen sein.

Absatz 5 knüpft an Artikel 3 Absatz 5 an, wonach die ECom im Streitfall klärt, wer dem Obligatorium unterliegt und wie stark. Die einheitliche Vereinbarung (Abs. 1 und 2) gilt auch in diesen Fällen.

Art. 5a Pauschalabgeltung und Vergütung für die Leistungsvorhaltung

Abs. 1: Der Gesetzgeber hat entschieden, dass es im obligatorischen Modell eine moderate Pauschalabgeltung gibt (Bst. a). Damit entfällt das Vorhalteentgelt aus dem bisherigen Ausschreibungsmodell. Für den Fall, dass ausnahmsweise zusätzlich eine Leistungsvorhaltung angeordnet wird (Art. 3 Abs. 4), ist dafür eine separate Vergütung zu entrichten (Bst. b).

Abs. 2 und 3: Das Gesetz legt fest, dass die Abgeltung für die Vorhaltung moderat sein soll und pauschal erfolgt, d.h. ohne Berücksichtigung individueller Besonderheiten der einzelnen Speicherkraftwerke. Sie berechnet sich nach dem folgenden Schema: Basis ist die über 30 Tage gemittelte Preisdifferenz zwischen dem Winterquartal (Januar bis März) und dem darauffolgenden Frühjahrsquartal (April bis Juni) am Terminmarkt Schweiz. Die Zeitspanne von 30 Tagen stellt sicher, dass nicht kurzfristige Marktschwankungen den Ausschlag geben können. Die Quartale wurden so gewählt, dass es einen möglichst liquiden Handel am Terminmarkt gibt, auf den die Preisermittlung abstützen kann. Sollten dennoch ungenügend Preisinformationen verfügbar sein, kann die ECom auf Alternativen zurückgreifen. Die ECom führt die Berechnung der moderaten Pauschalabgeltung jährlich durch und publiziert den Wert. Zur Abgeltung der Flexibilität wird die Basis mit dem Faktor 1,3 multipliziert. Dieser Wert wurde durch die ECom über die Modellierung eines generischen Speicherspeicherkraftwerks ermittelt. Die Erlöse am Day-Ahead-Markt wurden einmal mit und einmal ohne Vorhaltung simuliert. Diese Erlösdifferenz wurde jeweils in Relation zur Preisdifferenz zwischen dem ersten und zweiten Kalenderquartal gesetzt. Daraus ergab sich im Mittel über die letzten fünf Jahre ein Faktor von 1,2 bis 1,3. Das Modell ging von einer perfekten Preisvoraussicht am Day-Ahead-Markt aus; dies als Annäherung an die tatsächliche Vermarktung über sämtliche Kurzfrist-Märkte. Bei wesentlichen Änderungen im Kraftwerkspark oder in der Strommarktstruktur ist der Flexibilitätsfaktor zu überprüfen. Den Ansatz legt die ECom schliesslich in Euro pro Megawattstunde fest. Für den einzelnen Reserveteilnehmer wird er mit der Vorhaltemenge multipliziert, woraus sich die individuelle Pauschalabgeltung ergibt. Wäre diese Methodik im Winter 2022 / 2023 angewendet worden, hätten sich Gesamtkosten von rund 232 Millionen Euro ergeben; in der Ausschreibung beliefen sich die Kosten auf 296 Millionen Euro. Für den Winter 2023 / 2024 hätte die Pauschalabgeltung 55,0 Millionen Euro betragen; die Ausschreibungen kosteten 55,5 Millionen Euro.

Absatz 4 legt die Bestimmung der Pauschalabgeltung fest für den Fall einer nachträglichen Anpassung der Vorhaltemenge (Art. 3 Abs. 3 letzter Satz). Bei einer Erhöhung der Vorhaltemenge ist eine zusätzliche Pauschalabgeltung geschuldet, die sich nach der gleichen Methodik berechnet. Die relevante Zeitperiode für die Bestimmung des Basiswerts sind 30 Kalendertage vor Veröffentlichung der angepassten Eckwerte (mit der neuen Vorhaltemenge). Dadurch wird sichergestellt, dass die Pauschalabgeltung die aktuelle Marktsituation abbildet. Wird die Vorhaltemenge reduziert, entspricht dies einer teilweisen Auflösung der Reserve, analog zur vollständigen Auflösung gemäss Artikel 25 Absatz 5. Das frei gewordene Wasser steht zur regulären Verfügung. In einer solchen Situation ist von einer sehr entspannten Versorgungssituation und entsprechend tiefen Marktpreisen auszugehen. Aufgrund des relativ geringen Werts des frei gewordenen Wassers ist dafür keine Rückzahlung geschuldet.

Absatz 5 handelt von der Vergütung für eine allfällige Leistungsvorhaltung. Die ECom legt diese Vergütung nicht abstrakt im Voraus fest, sondern situationsbezogen, wenn es einen solchen Fall gibt. Wegen der grossen Verschiedenartigkeit von (Ausnahme-)Gründen für eine Leistungsvorhaltung ist es schwierig, in der WResV konkrete Bemessungskriterien festzulegen. Wie die Pauschalabgeltung für die Energievorhaltung soll auch die Vergütung für eine allfällige Leistungsvorhaltung moderat sein. Die ECom soll der jeweiligen Situation Rechnung tragen; nicht ausgeschlossen ist, dass die Vergütung für

die verschiedenen Betreiber (z.B. wegen unterschiedlicher Betroffenheit) nicht einheitlich festgelegt wird.

Art. 5b Verwaltungssanktion und Gewinnerstattung

Hauptpflicht der Wasserkraftreserve ist die Wasser- bzw. Energievorhaltung. Ein Verstoss dagegen (und gegen eine angeordnete Leistungsvorhaltungspflicht) wird mit einer Sanktion belegt. Deren Zweck ist primär die abschreckende Wirkung und sie hat die Rechtsnatur einer Verwaltungssanktion. *Absatz 1* legt den Rahmen für die Verwaltungssanktion mit einer Obergrenze fest, orientiert am Umsatz des Unternehmens, analog zu vergleichbaren Regelungen im Kartell-, Post- und Fernmelde-Bereich. Für Fälle mit extrem hohen Marktpreisen ist es praktisch unmöglich, ein vernünftiges Maximum für die Verwaltungssanktion zu setzen. Deshalb kommt flankierend eine Gewinnablieferungspflicht hinzu (Abs. 2), wenn die Reserveteilnehmer die Vorhaltepflicht missachten, um ihre Produktion stattdessen (teuer) am Markt zu verkaufen. Mit der Gewinnablieferung wird so etwas wie eine ungerechtfertigte Bereicherung rückabgewickelt. Verwaltungssanktion und Gewinnablieferung bilden somit im Paket die im Gesetz angelegte Sanktionierung (sind aber kumulativ; Abs. 2). Absatz 1 regelt ferner, dass die Verwaltungssanktion innerhalb des Rahmens je nach Schwere des Verstosses festzulegen ist. Kriterien dafür sind u.a., wie viel Energie nicht vorgehalten wurde und welches die Gründe sind; je entschuldbarer das Verhalten ist, desto tiefer kann die Sanktionshöhe sein.

Die in *Absatz 2* geregelte Gewinnablieferung ist zusätzlich zur Verwaltungssanktion zu verstehen. Obwohl der Fall mit extrem hohen Marktpreisen Grund für das flankierende Element der Gewinnablieferung ist, kommt dieses auch in Fällen zum Tragen, in denen man mit den entsprechenden Preisen noch im für die Pauschalabgeltung vorgegebenen Rahmen ist (Fünffaches der Pauschale). Fällt eine Gewinnablieferung in Betracht, ist sie kumulativ zur Verwaltungssanktion. Die Gelder fliessen in den Topf der Mittel, mit denen die Stromreserve finanziert wird; darum die Erstattung an Swissgrid.

Die *Absätze 3, 4 und 5* regeln das Verfahren. Die EICom kann ein Verfahren von Amtes wegen eröffnen oder aber auf Anzeige bzw. Meldung hin, insbesondere seitens Swissgrid, die für die ihr bekannten Verdachtsfälle eine Meldepflicht hat. Das Verfahren muss innerhalb von drei Jahren nach dem Verstoss eröffnet werden. Für den dabei relevanten Zeitpunkt des Verstosses ist auf das Ende des Vorhaltezeitraums abzustellen, in dem der Verstoss stattfindet. Endet der Vorhaltezeitraum z.B. Ende Mai, so bleibt der EICom bis Ende Mai drei Jahre später Zeit, das Verfahren erstinstanzlich zu eröffnen. Die EICom hat einen gewissen Spielraum, in begründeten Fällen von einer Verfolgung abzusehen. Dies gilt nur für die Verwaltungssanktion, nicht aber für die Gewinnabschöpfung, die stets stattfinden soll. Entschuldigbar kann ein Verstoss z.B. sein, wenn er in den Abläufen eines kraftwerksinternen Systems begründet ist. Die EICom wendet, wie in ihren übrigen Verfahren auch, das Bundesgesetz vom 20. Dezember 1968 über das Verwaltungsverfahren an (VwVG, SR 172.021) und nicht die Strafprozessordnung vom 5. Oktober 2007 (StPO, SR 312.0).

Es wird darauf hingewiesen, dass die fehlbaren Reserveteilnehmer gegebenenfalls zusätzliche Haftungen gewärtigen müssen, wenn ihre Missachtung der Reservepflichten, was ein rechtswidriges Verhalten darstellt, zu Schäden führt. Im Extremfall kann es bis zu einem Blackout mit entsprechend hohen Schäden gehen. Artikel 5b stellt nicht selber eine solche Haftungsgrundlage dar; eine solche ergibt sich aufgrund von andernorts normierten Haftungen.

Art. 7 Abs. 5 und 6

Notstromgruppen und Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen (WKK-Anlagen) erzeugen den Strom dezentral. Damit der Strom für die schweizweite Reserve zur Verfügung steht und die energiewirtschaftlichen Prozesse bei einem Abruf korrekt abgewickelt werden können, sind eine Vielzahl von Akteuren involviert. Neben dem Aggregator und Swissgrid sind potenziell auch der Verteilnetzbetreiber am Standort der Anlage, der Stromlieferant des Anlagebetreibers und dessen Bilanzgruppe an den Abwicklungsprozessen beteiligt. Sie haben im Rahmen ihrer Rolle dafür zu sorgen, dass die Prozesse reibungsfrei ablaufen. Allfällig entstandene unverhältnismässig hohe Mehrkosten können – nach Prüfung durch das

BFE – dem Aggregator in Rechnung gestellt werden, der eine um denselben Betrag höhere Dienstleistungspauschale erhält. Die entstandenen Mehrkosten müssen selbstverständlich in direktem kausalem Zusammenhang zu einem (möglichen) Abruf der Reserve stehen, sei es für Testzwecke oder einen tatsächlichen Bedarf. Bei den in diesem Zusammenhang gelieferten Daten handelt es sich nicht um Personendaten im Sinne des Datenschutzgesetzes.

Art. 10 Abs. 2

In *Artikel 10* gibt es keine materielle Änderung. Es geht nur um eine Abstimmung mit dem veränderten Artikel 5, auf den verwiesen wird. Der Verweis auf die «Inhalte» (*Bst. f*) bedeutet, dass für die entsprechenden Inhaltsthemen bzw. Rubriken eine Regelung in die Vereinbarung aufzunehmen ist. Gemeint ist aber – wie schon bisher – keine in der Sache identische Regelung. Vielmehr ist, da wo nötig, der Unterschiedlichkeit der Anlagentypen Rechnung zu tragen. So können für den Abruf bei der Wasserkraft andere Bedingungen relevant sein als bei der ergänzenden Reserve. Für die ergänzende Reserve ist die spezifische gesetzliche Grundlage noch ausstehend. Hier bleibt es somit vorderhand bei einer Konventionalstrafe und es wird nicht (wie bei der Wasserkraftreserve) zur hoheitlichen Pönale gewechselt. Es wäre übertrieben, die Konventionalstrafe für diese Fälle explizit in die WResV-Eckwerteliste von Artikel 2 Absatz 3 aufzunehmen. Die ECom soll Swissgrid bei der Festlegung aber durchaus unterstützen, falls Swissgrid darauf angewiesen ist.

Art. 15 Abs. 1 und 2

Die Teilnahme von kleineren Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen (WKK-Anlagen) an der ergänzenden Reserve wird über einen Aggregator abgewickelt. Grössere WKK-Anlagen schliessen in der Regel direkt mit Swissgrid eine Vereinbarung ab. Im letzten Satz von *Absatz 1* wird ergänzt, dass die direkte Abwicklung nur erfolgt, wenn der WKK-Betreiber dazu in der Lage ist. Zur Abwicklung der nötigen Prozesse braucht es insbesondere einen etablierten und automatisierten Datenaustausch mit Swissgrid und eine gesicherte Verfügbarkeit der personellen und technischen Ressourcen rund um die Uhr.

In *Absatz 2* wird ergänzt, dass die Dienstleistungspauschale zusätzlich zu den bisherigen Elementen allfällige ungedeckte Mehrkosten von Dritten für die Abwicklungsprozesse enthält.

Art. 22 Abs. 1–3

Im neuen Verpflichtungsmodell wird das bisherige Vorhalteentgelt durch die Pauschalabgeltung ersetzt; neu sind auch (einnahmeseitig) die Verwaltungssanktion und die Gewinnablieferung. Weiter wird ergänzt, dass allfällige Einnahmen der Betreiber, beispielsweise durch Auflösung von Ölreserven oder Stromverkauf beim Testbetrieb, zur Finanzierung der Reserve beitragen. Die Neufassung enthält sodann die weiteren nötigen inhaltlichen und redaktionellen Anpassungen.

Art. 22a Ausführung der Zahlung an die Reserveteilnehmer, Aggregatoren und weitere Akteure

Die beiden letzten Sätze des bisherigen Artikel 22 Absatz 3 werden überarbeitet und in einen eigenen Artikel überführt. Der Zahlungsprozess für die Begleichung der Rechnungen der ergänzenden Reserve (bestehend aus Reservekraftwerken, Notstromgruppen und ggf. WKK-Anlagen) muss aufgrund von Vorgaben der Mehrwertsteuergesetzgebung angepasst werden. Das BFE bezahlt neu grundsätzlich die Rechnungen und Swissgrid vergütet dem BFE darauf die entsprechenden Beträge. Es können allerdings nicht mit letzter Sicherheit Fälle ausgeschlossen werden, bei denen auch Rechnungen, die auf Verträgen zwischen Swissgrid und Dritten basieren, vom BFE bezahlt werden müssen. Denkbar ist etwa der Fall, dass es zu Problemen bei der Feststellung der anrechenbaren Kosten kommt und Eile besteht. Die Bestimmung ist daher so ausgestaltet, dass alle denkbaren Fälle abgedeckt sind und die Kompetenz zur Bezahlung der Rechnungen in jedem Fall besteht.

Die neue Regelung ist formeller Natur. An der Finanzierung der ergänzenden Reserve ändert sich nichts. Für den Bund bleibt die ergänzende Reserve haushaltsneutral.

Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien:
Änderung der Winterreserveverordnung

Art. 27

Neu ist die Strafbestimmung zur Energiereserve im Gesetz enthalten (Art. 29 Abs. 1 Bst. f und f^{bis} StromVG). In der WResV kann sie deshalb gestrichen werden.