



25. Januar 2023

Erläuternder Bericht zur Verordnung über die Errichtung einer Strom- reserve für den Winter (Winterreserveverord- nung, WResV)

Inhaltsverzeichnis

1.	Grundzüge der Vorlage.....	1
2.	Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden	3
3.	Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft	3
4.	Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen	4

1. Grundzüge der Vorlage

1.1 Ausgangslage

Die Stromversorgungssicherheit ist für die Schweiz von entscheidender Bedeutung und damit ein zentrales Anliegen des Bundesrats. Er setzt auf vier Säulen, um sie zu stärken: Erstens auf den raschen Ausbau der inländischen erneuerbaren Energien; zweitens auf den Ausbau sicher abrufbarer und klimaneutraler Stromerzeugung im Winter; drittens auf eine strategische Energiereserve als erste Absicherung ausserhalb des Marktes für ausserordentliche Knappheitssituationen; und viertens auf die Einrichtung einer zweiten komplementären Absicherung mit zusätzlicher Produktion. Die ersten drei Säulen sind im Entwurf des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 18. Juni 2021 enthalten, worüber das Parlament derzeit berät. Vor dem Hintergrund der angespannten Versorgungslage im Energiebereich hat der Bundesrat beschlossen, die dritte und vierte Säule auf dem Verordnungsweg vorzuziehen, damit diese bereits ab Winter 2022/2023 zur Verfügung stehen. Am 7. September 2022 hat er die Verordnung über die Errichtung einer Wasserkraftreserve (WResV; SR 734.722) verabschiedet und per 1. Oktober 2022 in Kraft gesetzt. Diese sieht vor, dass Speicherkraftwerksbetreiber gegen Entgelt eine bestimmte Menge Energie zurückbehalten.

Mit der vorliegenden Vorlage werden auch Reservekraftwerke sowie Notstromgruppen und Wärme-Kraft-Koppelungsanlagen (WKK-Anlagen) in die Winterstromreserve integriert. Grundsätzlich kann auch eine gezielte Nachfragereduktion dazu beitragen, den Ausgleich zwischen Produktion und Verbrauch zu unterstützen. Das Konzept für eine solche Reserve liegt noch nicht vor. Diverse Formen von Nachfragereduktionen können angewendet werden bzw. sind bereits im Einsatz, und es gilt zu unterscheiden, welche innerhalb des Strommarktes eingesetzt werden und welche ausserhalb (als Reserve). Das Konzept soll im Frühling 2023 fertiggestellt und anschliessend ergänzend zu den anderen Reservemassnahmen in die Verordnung integriert werden, damit diese Art von Reserve bei den Ausschreibungen für den Winter 2023/2024 berücksichtigt werden kann.

Formell handelt es sich beim vorliegenden Erlass um eine Erweiterung und zugleich Totalrevision der Verordnung zur Wasserkraftreserve (WResV), die neu den Titel «Verordnung über die Errichtung einer Stromreserve für den Winter (Winterreserveverordnung, WResV)» erhält. Die Verordnung stützt sich, wie schon der erste Teil zur Wasserkraftreserve, auf Artikel 9 des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007 (StromVG; SR 734.7) sowie Artikel 5 Absatz 4 des Landesversorgungsgesetzes vom 17. Juni 2016 (LVG; SR 531). Nach Artikel 9 StromVG kann der Bundesrat Massnahmen treffen, wenn die sichere und erschwingliche Stromversorgung mittel- oder langfristig erheblich gefährdet ist. Diesen Weg von Artikel 9 StromVG hat der Bundesrat seit dem 16. Februar 2022 eingeschlagen, als er die Errichtung der Winterstromreserve eingeleitet hat. Da sich im Sommer 2022 die Aussicht für die Versorgungssituation im Winter 2023/2024 verschlechterte, entschied der Bundesrat, dass die Reserve ergänzt werden muss, namentlich um Reservekraftwerke. Die Abstützung auf das LVG, wonach der Bundesrat Vorbereitungsmaßnahmen treffen kann, um das System der Stromversorgung inkl. Netzstabilität mit Blick auf angespannte Situationen resilienter zu machen, stützt das Vorgehen des Bundesrats zusätzlich. Auf dem LVG beruht v.a. auch die Möglichkeit, Teilnahmepflichten anzuordnen. Allfällige Abgeltungen an die Inhaber von Modulen von Reservekraftwerken würden sich (falls kein Betreiber gefunden ist) auch auf das LVG stützen (Art. 38 LVG). Die vorliegende Revision enthält als Fremderlassänderung eine Anpassung der CO₂-Verordnung. Damit wird sichergestellt, dass die Reservekraftwerke, Notstromgruppen und WKK-Anlagen so betrieben werden, dass sie die CO₂-Bilanz gesamthaft nicht belasten. Rein redaktionelle Folgeanpassungen sind auch in der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV; SR 734.71) notwendig.

Die Verordnung ist befristet bis am 31. Dezember 2026. Sie ist eine Übergangslösung und soll mittelfristig durch eine Regelung im Gesetz abgelöst werden. Falls sich der Bau von neuen Reservekraftwer-

ken als erforderlich erweist, wäre dies ebenfalls Gegenstand einer solchen gesetzlichen Regelung. Auktionen (Begriff wird synonym mit «Ausschreibungen» verwendet) für neue solche Kraftwerke sind, falls wegen der Realisierungsdauern nötig, bereits unter der vorliegenden WResV möglich.

1.2 Hauptinhalt der Regelung

Die Verordnung schafft mit einer Stromreserve eine Absicherung gegen ausserordentliche, vor allem im Winter bis Frühling auftretende Knappheitssituationen in der Stromversorgung. Neben der jährlichen Bildung einer Wasserkraftreserve regelt sie neu auch die Bereitstellung von Reservekraftwerken, Notstromgruppen und WKK-Anlagen sowie das Zusammenspiel der so entstehenden zwei Reserveteile. Die erwähnten Anlagentypen bringen neu als «ergänzende Reserve» mit einer Leistung von insgesamt bis zu 1000 MW zusätzliche Energie ins Stromsystem und ergänzen so die Wasserkraftreserve, welche lediglich Energie vorhält. Als Reservekraftwerke teilnehmen können mit Gas oder anderen Energieträgern betriebene Kraftwerke, wobei aufgrund der unsicheren Gasversorgungslage als Folge des Ukraine-Kriegs Zweistoffanlagen im Vordergrund stehen, die mit Öl und möglichst auch Wasserstoff Strom produzieren können. Diese Reservekraftwerke stehen nur für die Reserve im Einsatz und dürfen nicht für den Markt Strom produzieren.

Die Betreiber erhalten ein Entgelt für die Verfügbarkeit der Anlage. Damit werden die fixen einsatzunabhängigen Kosten des Betriebs vergütet. Bei einem Abruf der Reserve erhalten die Betreiber zusätzlich eine Abrufentschädigung für die einsatzabhängigen Kosten. Die Finanzierung erfolgt grundsätzlich über das Netznutzungsentgelt für das Übertragungsnetz. Somit tragen die Stromverbraucherinnen und Stromverbraucher die Kosten der Reserve. Im Falle einer fehlenden Markträumung werden die Kosten des Abrufes nicht über das Netznutzungsentgelt auf alle Stromkonsumentinnen und -konsumenten überwälzt, sondern den unterdeckten Bilanzgruppen verrechnet.

Die Ausschreibungen bei der Wasserkraftreserve werden durch die nationale Netzgesellschaft (Swissgrid) durchgeführt. Bei den Reservekraftwerken geht es um Anlagen, die zusätzliche Energie produzieren und dafür allenfalls neu gebaut werden, entsprechend erfolgt die Ausschreibung zunächst noch durch das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) bzw. das Bundesamt für Energie (BFE). Im Sommer/Herbst 2022 waren es auch das UVEK und das BFE, die die Reservekraftwerke kontrahiert haben, die beim Start der Reserve ab Februar 2023 dabei sind. Nach einer Übergangsphase wird für die Ausschreibungen der ergänzenden Reserve auch Swissgrid zuständig sein. Die Betreiber von Notstromgruppen und WKK-Anlagen werden grundsätzlich über sog. «Pooler» (Aggregatoren) gebündelt. Ebenfalls Aufgabe von Swissgrid ist der Reserveabruf. Für diesen macht die Verordnung Vorgaben für eine Abrufordnung, die die Eidgenössischen Elektrizitätskommission (EiCom) wird festlegen müssen: So setzt die Verordnung eine Hierarchie von Prioritäten für das Zusammenspiel der Reserveteile. Sie sieht ferner vor, dass die Reservekraftwerke ausnahmsweise auch vorbeugend eingesetzt werden können, um einen künftigen Strommangel abzuwenden, indem der Wasserkraftreserve zusätzliche Energie zugeführt wird. Die Aufgabenteilung ist somit grundsätzlich gleich wie bei der bisherigen Wasserkraftreserve. Die EiCom ist für die grösseren vorgängigen Festlegungen zuständig und überwacht die Umsetzung der Reserve; insbesondere achtet sie darauf, dass es nicht zu unangemessen hohen Entgelten kommt (nicht interferieren soll die EiCom dagegen bei dem, was UVEK und BFE bei der ergänzenden Reserve im Vorfeld zur WResV aufgegleist haben, und bei den Ausschreibungen, für die das BFE in einer Übergangsphase zuständig ist). Swissgrid ist zuständig für die operative Abwicklung der Stromreserve (inkl. Ausschreibungen). Sie kann jedoch keine hoheitlichen Anordnungen treffen, das muss nötigenfalls die EiCom tun.

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

Auf Ebene Bund ist für den Vollzug der vorgesehenen Regelungen mit einem höheren finanziellen und personellen Aufwand zu rechnen. Die Mehrbelastungen fallen hauptsächlich bei der EICom an bei der Festlegung der jeweiligen Eckwerte für die Reserven und deren Ausschreibung, für die Überwachung der Vorhaltung, für die Festlegung der Abrufordnung und für die periodische Berichterstattung. Auch beim BFE fällt ein höherer Vollzugaufwand an. Dieser umfasst die Vereinbarungen, welche es mit den Betreibern oder Poolern abschliesst, die Festlegung der technischen Betriebsanforderungen für die Reservekraftwerke und Notstromgruppen sowie WKK-Anlagen, die Ermittlung von Betreibern sowie in einer Übergangsphase die Durchführung von Ausschreibungen. Der finanzielle Mehrbedarf (Sachkredit) kann intern kompensiert werden. Personell ist ebenfalls mit einem Mehrbedarf bei der EICom und beim BFE zu rechnen; diesen hat der Bundesrat am 16. Februar 2022 genehmigt.

Das Verfügbarkeitsentgelt und die Abrufentschädigung für die Reservekraftwerke werden als Teil des Netznutzungsentgelts des Übertragungsnetzes auf die Stromkonsumentinnen und Stromkonsumenten respektive die Bilanzgruppen überwältzt. Somit wird nicht die Bundeskasse belastet. Auch die Kosten, für die der Bund aufgekommen ist, damit Reservekraftwerke und Notstromgruppen per Februar 2023 in Betrieb gehen können, respektive an der ergänzenden Reserve teilnehmen, werden dem Bund ohne Verzinsung über das Netznutzungsentgelt zurückerstattet.

Die Reservekraftwerke haben insbesondere Auswirkungen auf Raum und Umwelt (vgl. auch Ziff. 3). Somit ergibt sich bei den Kantonen und Gemeinden, auf deren Territorium die Reservekraftwerke zu stehen kommen, eine besondere Betroffenheit. Der Bund ist mit den Kantonen und den Gemeinden im Gespräch oder wird diese Kontakte noch aufnehmen. In finanzieller und personeller Hinsicht sind die Auswirkungen überschaubar, ein Teil kann über bestehende Gebührenordnungen abgedeckt werden. In den Gemeinwesen mit Reservekraftwerkstandorten fällt indes kurzfristig ein beträchtlicher Arbeitsaufwand bei den Behörden an.

3. Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft

Der Einsatz von Reservekraftwerken erhöht die Stromversorgungssicherheit für die Unternehmen und Haushalte in der Schweiz. Sie soll helfen, eine Strommangellage abzuwenden oder möglichst abzumildern. Eine solche kann je nach Intensität und Dauer erhebliche Auswirkungen auf Wirtschaft und Bevölkerung haben, welche mit entsprechend hohen Kosten verbunden sind. Gleichzeitig haben Reservekraftwerke auch negative Auswirkungen auf Raum und Umwelt.

Die Bereitstellung und der mögliche Einsatz von Reservekraftwerken ist mit Kosten verbunden, die durch alle Stromkonsumentinnen und -konsumenten zu tragen sind. Mit dem Abschluss der Vereinbarung mit General Electric Gas Power betragen die Gesamtkosten für das Reservekraftwerk in Birr (AG) für die Laufzeit von 4 Jahren rund 470 Millionen Franken. Kürzlich hat der Bund weitere Mittel für die Einrichtung von Lärmschutzmassnahmen in der Höhe von 10 Millionen Franken freigegeben. Im Weiteren hat er einen Vertrag für ein zweites Reservekraftwerk unterzeichnet, welches bereits im Winter 2022/23 bereitsteht: Es handelt sich um das bestehende thermische Kraftwerk des Westschweizer Energieversorgungsunternehmens Groupe E in Cornaux (NE). Die Kosten für die Bereitstellung über die Vertragslaufzeit von etwas mehr als drei Jahren belaufen sich hier auf 9,15 Millionen Franken. Zusätzlich fallen Betriebskosten für den Einsatz des Reservekraftwerks an; diese sind noch offen. Weitere Kosten werden beim Abschluss von Vereinbarungen mit weiteren Kraftwerksbetreibern erwartet, die Verhandlungen sind noch im Gange. Dies gilt auch für die Integration von Notstromgruppen und allenfalls WKK-Anlagen in die Winterreserve. Die Kostenschätzungen für 2023 bis April 2026 gehen für bestehende Reservekraftwerke inkl. Notstromgruppen von insgesamt rund 790 Millionen Franken aus. Dies entspricht einer Erhöhung des Netznutzungsentgelts von durchschnittlich rund 0,5 Rp./kWh in der

Zeitperiode 2024-2026 (Tarife 2023 sind bereits festgelegt). Dabei handelt es sich um vorläufige Kosten, weil allenfalls noch weitere Anlagen dazukommen. Werden die Reservekraftwerke tatsächlich eingesetzt, entstehen zusätzliche Kosten (variable Kosten, wie beispielsweise für das Gas oder andere Energieträger). Bei fehlender Markträumung werden diese Kosten nicht über das Netznutzungsentgelt auf alle Stromkonsumentinnen und -konsumenten überwält, sondern den unterdeckten Bilanzgruppen verrechnet. Bei der Wasserkraftreserve betragen die Kosten nach groben Schätzungen für die Zeitperiode von Winter 2022/23 bis Winter 2025/26 insgesamt rund 1,2 Milliarden Franken. Dies erhöht das Netznutzungsentgelt in den Jahren 2024 – 2026 um weitere durchschnittlich rund 0,7 Rp./kWh. Insgesamt erhöht sich das Netznutzungsentgelt 2024 – 2026 also um durchschnittlich rund 1,2 Rp./kWh (0,5 Rp./kWh für die ergänzende Reserve und 0,7 Rp./kWh für die Wasserkraftreserve).

Insbesondere Reservekraftwerke verursachen im Testbetrieb und beim tatsächlichen Abruf CO₂-Emissionen, welche Auswirkungen auf die Klimaerwärmung haben. Die Anlagen sollen jedoch so betrieben werden, dass sie die CO₂-Bilanz gesamthaft nicht belasten. Was die übrigen Auswirkungen betrifft (Luftreinhaltung, Lärm), sind für die Anlagen in der Reserve – im übergeordneten Interesse der Versorgungssicherheit – gewisse temporäre Lockerungen bei den entsprechenden Vorschriften nötig. Mit der Verordnung über den Betrieb von Reservekraftwerken und Notstromgruppen bei einer unmittelbar drohenden oder bereits bestehender Mangellage vom 21. Dezember 2022 (SR 531.66) hat der Bundesrat insbesondere Grenzwerte für Luftreinhaltung, Lärm, Abwärme und Beschränkungen der Einsatzdauer befristet für ausnahmsweise nicht anwendbar erklärt.

4. Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen

Nachfolgend werden hauptsächlich die neuen Bestimmungen kommentiert, also hauptsächlich jene zur neuen «ergänzenden Reserve» und zum Zusammenspiel der Reserveteile. Für die Bestimmungen zur Wasserkraftreserve wird auf die Erläuterungen vom September 2022 verwiesen, die anlässlich der ersten Fassung der WResV (nachfolgend: Erläuterungen WResV I) erstellt und publiziert wurden¹. Auf Ergänzungen, die es bei Bestimmungen zur Wasserkraftreserve und bei Artikeln allgemeiner Natur gegeben hat, wird nachfolgend mitunter eingegangen, aber in der gebotenen Kürze.

Art. 1

In Artikel 1 erfolgen einige begriffliche Anpassungen, die die Ergänzung der bisherigen Wasserkraftreserve bzw. die Integration der Reservekraftwerke und von weiteren Anlagentypen in die Reserve abbilden. Beim Wort «Winter», das auch im Titel der Verordnung steht, ist von einem sehr weiten Verständnis auszugehen. Die relevante Periode kann bis in die Zeit reichen, die nach dem normalen Sprachgebrauch bereits im Frühling liegt, also bis in den April oder Mai.

Art. 2-5

Die Artikel 2-5 erfahren v.a. geringfügige textliche Anpassung gegenüber der ersten WResV-Fassung ohne inhaltliche Relevanz. Für die Ausführungen zu diesen Artikeln sei auf die «Erläuterungen WResV I» verwiesen. In *Artikel 2* wird klargestellt, dass sich die Dimensionierungsaufgabe der EICom weiterhin auf die Wasserkraftreserve beschränkt, dass die EICom dabei aber auch den Beitrag zu berücksichtigen hat, der mit der neuen ergänzenden Reserve (Art. 6 ff.) hinzukommt. Beim Strombedarf ist ein Nettobedarf gemeint, für den die EICom auch Massnahmen zur Verbrauchsreduktion berücksichtigen soll. Damit sind nicht LVG-Interventionsmassnahmen gemeint, denn die Reserve soll nötigenfalls schon vor LVG-Massnahmen greifen. Vielmehr geht es um freiwillige Massnahmen, z.B. solche der Wirtschaft, von Privaten oder von Städten, mit denen diese die Beleuchtung im öffentlichen Raum oder an ihren Gebäuden reduzieren.

¹ www.admin.ch > Bundesrecht > Systematische Rechtssammlung > SR 734.722 > Erläuterungen des Grunderlasses

Der ECom hat einen gewissen Spielraum, ob sie die Wasserkraftreserve von Anfang an so dimensioniert, dass diese voraussichtlich den geforderten Beitrag leisten kann, oder ob sie die Wasserkraftreserve erst zu einem späteren Zeitpunkt, wenn sich der Bedarf konkret(er) abzeichnet, mittels eines vorzeitigen Einsatzes der Reservekraftwerke aufstockt. Bei einer sehr guten Prognose hinsichtlich der Versorgungssicherheit kann dies auch bedeuten, dass die ECom die Wasserkraftreserve sehr klein dimensioniert oder gänzlich auf deren Bildung verzichtet. Sie weist dann Swissgrid entsprechend an.

Art. 3: Die ECom hat bei den Ausschreibungen die Möglichkeit, zu hohe Entgelte auszuschliessen, was sie im Oktober 2022 bereits getan hat. An einen solchen Anschluss kann sich auch ein Abbruch der Ausschreibungsrunde anschliessen. Hält die ECom dies für opportun, weist sie Swissgrid entsprechend an. Ein solcher Abbruch muss aber nicht zwingend auf einen Entgeltausschluss folgen.

Zu *Artikel 4* ist zu bemerken, dass für eine Verpflichtung zur Teilnahme Bahnstrom-Wasserkraftwerke alles andere als im Vordergrund stehen. An sie wäre höchstens in sehr tiefer Priorität zu denken. Eine Verpflichtung könnte bei solchen Kraftwerken sodann ohnehin nur in Frage kommen, wenn diese die Energie nicht zwingend zur Aufrechterhaltung des Eisenbahnverkehrs benötigen.

Artikel 5 erfährt eine leichte konzeptionelle Änderung gegenüber heute: Falls es eine UVEK-Verpflichtung nach Artikel 4 gibt, gilt neu, dass der einheitliche Vereinbarungs-Standard nach Artikel 5 automatisch, kraft der WResV, auch zum Gegenstand der Verpflichtung wird. Swissgrid steht es frei, diese Inhalte formell (auch) in eine Vereinbarung zu kleiden, da es ein Bedürfnis sein dürfte, als Grundlage für den Einsatz in der Reserve eine Vereinbarung zu haben. Zudem sind Aspekte wie die Vorhaltemenge betreiberspezifisch und also nicht «standardisiert». Falls über Fragen eines solchen vereinbarungsweisen Festhaltens der Inhalte oder über diese selbst Streit entstehen sollte, müsste die ECom aufgrund ihrer allgemeinen Anordnungscompetenz nach Artikel 24 Absatz 2 einen Entscheid fällen.

Art. 6 Allgemeine Bestimmungen für die Teilnahme an der ergänzenden Reserve

Die mit Gas oder anderen Energieträgern wie extraleichtes Heizöl betriebenen Reservekraftwerke bilden zusammen mit den Notstromgruppen und den WKK-Anlagen als ergänzende Reserve den zweiten Teil der Winter-Stromreserve.

Der Rahmen gemäss den Absätzen 1 und 2 muss in zwei Richtungen justierbar sein. Das regelt Absatz 3, in dem das UVEK im Sinne einer Kann-Bestimmung entsprechende Kompetenzen erhält. Erstens muss der Wert von 1000 MW Leistung flexibel gehandhabt werden können, wenn sich abzeichnet, dass die Reserve grösser sein muss. Materiell sind in diesem Fall die Kriterien für die Dimensionierung der Wasserkraftreserve relevant (Art. 2 Abs. 2). Zweitens kann ein koordinierender Rahmen hilfreich sein, wenn es darum geht, wie in der ergänzenden Reserve die verschiedenen, grundsätzlich möglichen Anlagentypen zu priorisieren sind. Das wird v.a. ab da relevant, wo nach einer Übergangsphase Swissgrid für die Ausschreibungen zuständig ist. So fragt sich z.B., wie stark im Verhältnis zum Potenzial von Notstromgruppen auf Reservekraftwerke zu setzen ist.

Absatz 4 knüpft an die Befristung der WResV bis Ende 2026 an (Art. 30) an. Er besagt, dass die Reserveteilnahme vorderhand bis dahin dauern kann. Was danach kommt, wird sich aus der Nachfolgeregelung ergeben, d.h. der gesetzlichen Regelung und ihrer Ausführung. Eine weitere Teilnahme gestützt darauf ist durchaus denkbar, wird hier aber in keiner Weise präjudiziert.

Art. 7 Teilnahme von Betreibern von Notstromgruppen und von WKK-Anlagen an der ergänzenden Reserve

Abs. 1: Reserveteilnehmer sind bei den Notstromgruppen und den WKK-Anlagen die Betreiber dieser Anlagen (Abs. 6 Abs. 2). Zwischen ihnen und der Reserve sind aber als zwingendes Bindeglied sog. Aggregatoren oder «Pooler» (in diesen Erläuterungen synonym verwendet) zwischengeschaltet. Ohne sie ist eine Teilnahme an der ergänzenden Reserve an sich nicht möglich, ausser bei Betreibern von grossen WKK-Anlagen ab 5 MW Leistung. Mit ihnen kann die Reservekontrahierung direkt erfolgen.

Grundsätzlich sollten die Pooler je gleichartige Anlagen bündeln, also entweder Notstromgruppen oder WKK-Anlagen, eine zwingende Vorgabe ist dies aber nicht.

Abs. 2: Analog zur Regelung für die Wasserkraftreserve gilt auch für die ergänzende Reserve, dass die Anlagen in die Schweizer Regelzone einspeisen müssen (Art. 6 Abs. 2 Bst. b). Damit werden u.a. reine Inselanlagen, die nicht ins Netz einspeisen und dadurch keinen direkten Reservebeitrag leisten können, ausgeschlossen. Solche Anlagen können allenfalls verwendet werden, um bei einem Versorgungsengpass die Last zu reduzieren. Dies geschieht einerseits über marktbasierende Mechanismen, mit denen mit Lastreduktion zur Versorgungssicherheit beigetragen wird. Andererseits werden Notstromgruppen im Inselbetrieb auch für die ergänzende Reserve zugelassen, dies in engen Grenzen: Die Betreiber müssen seitens ihres Netzbetreibers mit einem Einspeiseverbot belegt sein und sie dürfen nur beim Reserveabruf und bei Netzausfällen (inkl. Unterbrüchen) in den Inselbetrieb umschalten. Eine solche Teilnahme ist einmalig und bis zum 30. April 2023 befristet. Auf den kommenden Winter 2023/24 sollten die betreffenden Betreiber, wenn die Probleme, die zum Einspeiseverbot führen (in den meisten Fällen fehlende Sicherheitsausrüstung zum «Löschen» eines Kurzschlusses im Stromnetz), behoben sind, grundsätzlich regulär in die ergänzende Reserve aufgenommen werden können.

Abs. 3: Grenzen gibt es auch für die Teilnahme von WKK-Anlagen. Eine Teilnahme an der Winterserve ergibt nur mit dem Stromteil der WKK-Anlage Sinn (sie muss stromgeführt sein) und ferner ist verlangt, dass die WKK-Anlage zusätzliche Leistung und Energie ins Stromsystem bringt. Andere WKK-Anlagen können gemäss ihrer angestammten Verwendung am Markt einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Der Begriff «Erzeugungskapazität» drückt aus, dass es nicht um den Wärmeanteil der WKK-Anlage geht und dass in aller Regel gar kein Strom produziert werden muss (nur im Abruffall). Schliesslich kann das BFE mit Eignungskriterien technischer Natur weiter einschränken, welche Anlagen zugelassen sind. Wichtig ist ausserdem, dass eine «Doppelförderung» verhindert wird, dies u.a. auch mit Blick auf Investitionsbeitragsförderatbestände, die vom Gesetzgeber womöglich noch geschaffen werden. Die Betreiber müssen sich im Sinne von «entweder oder» entscheiden, ob sie Investitionshilfen in Anspruch nehmen oder ob sie an der Winterreserve teilnehmen.

Absatz 4 regelt die CO₂-seitige Kompensation: Entweder sind die Betreiber im EHS eingebunden oder sie müssen im Umfang der verursachten CO₂-Emissionen nationale oder internationale Bescheinigungen abgeben.

Art. 8 Bildung und Erweiterung der ergänzenden Reserve mit Reservekraftwerken

Abs. 1: In einer aktiven Vorbereitungsphase parallel zur Erarbeitung der Verordnung fanden Verhandlungen zwischen dem Bund und Inhabern geeigneter Anlagen, möglichen Betreibern und den Kantonen statt. Nur mit dieser Parallelität konnte erreicht werden, dass ein erstes Set von Anlagen bereits im Februar 2023 für die Reserve bereit ist. Absatz 1 unterstellt dieses erste Set von Anlagen bzw. deren Betreiber dem Reserveregime der WResV. Die «Bildung» ist kein besonderer formeller Akt. Durch die Kontrahierungen für die Reserve werden die Betreiber bei deren Start automatisch Teil davon sein.

Falls es mit den Anlagen nach Absatz 1, die sofort in die Reserve kommen, nicht gelingt, die gewünschte Leistung zu erreichen, eröffnet *Absatz 2* die Möglichkeit, vor allem mit Blick auf die kommenden Winter (primär den Winter 2023/2024), zusätzliche Kraftwerke für die Reserve zu mobilisieren. Im Fokus stehen dabei, wie schon bis anhin, bereits bestehende Anlagen, die rasch umgerüstet werden und für die Reserve bereitstehen könnten. Falls Aussicht auf einen wirksamen Ausschreibungswettbewerb (u.a. ausreichende Zahl von Interessenten) besteht und nicht Dringlichkeit ein anderes Vorgehen gebietet, sind Ausschreibungen durchzuführen. Ein Verfahren, wie es im Sommer 2022 gewählt wurde, bei dem der Bund auf alle potenziellen Betreiber zuging und wo also niemand ausgeschlossen wurde, wäre somit auch unter Artikel 8 Absatz 2 möglich. *Absatz 3* enthält für die Ausschreibungen mehrere Zuschlagskriterien, die Auflistung ist aber nicht als abschliessend zu verstehen.

Artikel 8 zeichnet mit den Absätzen 1 und 2 somit ein zweistufiges Bilden der ergänzenden Reserve mit Reservekraftwerken. Ein noch weiterer, quasi dritter Schritt wäre, wenn nach Artikel 13 eine Auktionsrunde bereits auch für neue Reservekraftwerke gemacht würde, die dann noch zu bauen wären. Die gesetzliche Nachfolgeregelung wird bestimmen, inwiefern Reservekraftwerke, die schon unter der WResV in der Reserve waren, dies auch weiterhin sein können. Voraussichtlich werden sich die Betreiber wiederum über Ausschreibungen bewerben müssen. Nicht ausgeschlossen ist, dass mit einzelnen Reserveteilnehmern, die ab dem Frühjahr 2023 in die Reserve kommen, Vereinbarungen geschlossen werden müssen, die über die Gültigkeitsdauer der WResV hinausgehen. Dies kann durch das Anliegen der Investitionssicherheit geboten sein. Im Zeitpunkt des Abschlusses einer solchen Vereinbarung besteht mit der WResV dafür eine gültige Grundlage und die Möglichkeit, dass der Gesetzgeber eine Nachfolgeregelung erlassen wird. Bei der Dauer einer solchen längeren Vereinbarung sollte kein Schematismus befolgt werden. Vielmehr ist danach zu fragen, welche Dauer sachgerecht und verhältnismässig ist. Letztlich bestünde auch, falls ein Betreiber kaum akzeptable Bedingungen stellt, die Möglichkeit zur Verpflichtung zur Reserveteilnahme (Art. 9).

Mit der Aufnahme in die Reserve sind Bau- und Betriebsbewilligung nicht zugleich erteilt. Bei der Bewilligungsfähigkeit sind nicht nur technische, sondern auch umweltrechtliche und raumplanerische Vorschriften zu prüfen und entsprechende Verfahren einzuhalten, wobei für bestimmte Anlagen, die unter der WResV in der Reserve sind, einschlägige Regeln teilweise gelockert wurden.

In einer Übergangsphase bis Herbst 2023 führt noch das BFE die Ausschreibungen durch (Art. 29), ab 1. Oktober 2023 tut dies Swissgrid. Swissgrid ist bereits für die Ausschreibungen bei der Wasserkraftreserve zuständig und muss für die neuartigen Ausschreibungen zuerst die nötigen Vorbereitungsarbeiten, unterstützt durch den Bund, vornehmen. Die Ausschreibungen durch Swissgrid sollen sich am Muster der ersten Ausschreibung durch das BFE orientieren, damit sichergestellt ist, dass es zu niedrigen Kosten kommt und Kontinuität im Vergabeprozess gewahrt wird. Entsprechend diesem Muster kann Swissgrid in enger Absprache mit dem BFE die Ausschreibungsmodalitäten festlegen. Wichtig hierbei sind v.a. eine Präqualifikation der Teilnehmer an der Ausschreibung und ein mehrstufiger Ausschreibungsprozess, um die Kosten zu senken.

Die ECom kontrolliert nach Absatz 4 bei den kommenden Ausschreibungen durch Swissgrid, dass keine Angebote mit unangemessen hohen Verfügbarkeitsentgelten zum Abschluss kommen. In den in einer ersten Übergangsphase noch durch das BFE durchgeführten Ausschreibungen (Art. 29) greift die ECom-Interventionsmöglichkeit nicht. Hier hat diese Prüfung durch das BFE selbst zu erfolgen. Ebenso besteht natürlich kein Raum für eine ECom-Intervention in den Fällen, die aufgrund von Verträgen im Vorfeld des 15. Februars 2023 in die Reserve kamen (Art. 8 Abs. 1).

Art. 9 Verpflichtung zur Teilnahme

Analog zu einer möglichen Teilnahmepflicht bei der Wasserkraftreserve (Art. 4) muss auch bei den Reservekraftwerken eine Möglichkeit bestehen, einen Betreiber zu verpflichten. Bei Artikel 9 ist der Blickwinkel jedoch leicht anders, da mindestens die erstmalige Reservebildung nicht via Auktionen zustande kommt. Mit Artikel 9 wird insbesondere bezweckt, für die Anlage in Birr (AG) sicherzustellen, dass ein Betreiber da ist, der sie rechtzeitig im Dienst der Stromreserve betreibt. Dafür muss nötigenfalls jemand verpflichtet werden können (vgl. auch Art. 5 Abs. 4 LVG). Im Fall Birr (AG) konnte zwischenzeitlich ein Vertrag geschlossen werden, womit sich eine Verpflichtung erübrigt. In den ähnlich gelagerten Fällen besteht der Bedarf jedoch ebenfalls und falls es einen Ausfall gäbe, müsste ebenso ein Betreiber verpflichtet werden können. Das Prozedere ist grundsätzlich gleich wie bei der Wasserkraftreserve und die Möglichkeit ist ebenfalls befristet (Art. 30 Abs. 3). Artikel 9 geht indes über den skizzierten Fall hinaus und bietet ganz grundsätzlich die Möglichkeit, alle Betreiber, die geeignet und zum Betrieb eines Reservekraftwerks fähig wären, in die Pflicht zu nehmen. Die Entgeltfestlegung würde analog zur Wasserkraftreserve (Art. 4 Abs. 2) durch das UVEK erfolgen.

Art. 10 Vereinbarung mit Betreibern von Reservekraftwerken und Verfügbarkeitsentgelt

Abs. 1 und 2: Grundlage für das Agieren der Betreiber in der Reserve ist neben den Vorgaben der WResV primär eine Vereinbarung. Die WResV listet deren wesentlichen Inhalte auf. Die Vereinbarungen sollen möglichst einheitlich sein, wegen der Verschiedenartigkeit der Anlagen können sich aber durchaus Abweichungen aufdrängen. Die Liste von Absatz 2 macht zahlreiche Regelungen nötig. Das bedeutet z.B., dass bei Dauer und Zeitraum der Verfügbarkeit (Bst. b) auch der entsprechende Energieträgerbedarf zu regeln ist und bei der Testbetriebsregelung (Bst. d) sollen auch die Spezifika des jeweiligen Reservekraftwerks berücksichtigt werden. Indem Buchstabe f auf Artikel 5 verweist, sind u.a. auch die Auskunftspflicht und Meldepflichten sowie die Konventionalstrafe erfasst. Für Letztere können andere Gesichtspunkte relevant sein als nach den Vorgaben der EICom bei der Wasserkraftreserve.

Bei den ersten Betreibern schliesst das BFE diese Vereinbarungen ab, so v.a. mit den Betreibern, mit denen schon ab Sommer 2022 Verträge über die Reserveteilnahme zustande kamen aber auch noch in einer Übergangsphase bis Herbst 2023 (Art. 29). In diesen Fällen kann es nötig sein, dass Swissgrid mit den Betreibern zusätzlich einen (in der WResV nicht explizit erwähnten) Vertrag über die betriebstechnischen Einzelheiten (Abs. 2 Bst. e) abschliesst.

Abs. 3: Analog zu Artikel 5 Absatz 3 ist es im Falle einer Verpflichtung durch das UVEK auch bei den Reservekraftwerken so, dass es eine Arbeits- bzw. Rechtsbasis für alle Aspekte des Reserveeinsatzes braucht. Hier legt nötigenfalls (wenn sich Betreiber und Netzgesellschaft nicht einigen können) das UVEK per Verfügung die Inhalte fest. Soweit es für die Vereinbarung einen einheitlichen Standard gibt, ist dieser massgebend (Art. 5 Abs. 3 analog). Dass eine Behörde in solche Verhältnisse eingreift bzw. sie inhaltlich mitgestaltet, mag etwas atypisch sein, kommt aber auch in anderen Bereichen vor, u.a. in Netzzugangskonstellationen (vgl. z.B. Art. 13 Abs. 2 des Rohrleitungsgesetzes vom 4. Oktober 1963 [SR 746.1] oder Art. 5 Abs. 3 StromVV).

Ein wichtiger Aspekt ist das angemessene Verfügbarkeitsentgelt des Betreibers nach *Absatz 4*. Die EICom kann im Rahmen der Ausschreibungen unangemessene Entgelte ausschliessen (Art. 8 Abs. 4), dies freilich erst ab da, wo Swissgrid die Ausschreibungen durchführt. Mit dem Verfügbarkeitsentgelt werden die Fixkosten vergütet, im Gegensatz zur Abrufentschädigung, die die variablen Betriebskosten deckt (Art. 20 Abs. 3 f.). Die Periodizität der Zahlungen ist in der Vereinbarung zu regeln. Enthalten im Verfügbarkeitsentgelt sind u.a. die Kosten für das Grundstück, die Erstellung der Anlage, den Anschluss an das Gas- und Stromnetz sowie die Lagerung und die Beschaffung der Energieträger, wobei Beschaffung z.B. auch den Transport umfasst. Vergütet werden nur die Kosten, die beim Betreiber tatsächlich anfallen. Massnahmen zur Emissionsbegrenzung bedeuten ebenfalls Kosten. Somit gibt es für Reservekraftwerke, die weniger Emissionen verursachen, letztlich ein höheres Entgelt. Umgekehrt ist bei Kosten für Emissionsbegrenzung zu beachten, dass sie über die Dauer der WResV hinaus einen Nutzen haben können. Deshalb ist eine pro-rata-Anrechnung solcher Kosten angezeigt. Letztlich hat hierauf die EICom im Rahmen ihrer allgemeinen Überwachungsfunktion ein Auge zu werfen. Nicht im Verfügbarkeitsentgelt enthalten sind die Erstellungskosten, wenn der Bund beispielsweise ein Kraftwerk über einen Drittanbieter (z.B. im Fall Birr) zur Verfügung stellt (auch die Mietkosten sind nicht erfasst). Diese Kosten werden dem Drittanbieter vergütet. Dieses Geld wird vom Bund vorgeschossen und er erhält es später zurückerstattet, freilich erst ab 2024 (Art. 23 Abs. 1).

Art. 11 Betriebseinschränkungen und -anforderungen bei Reservekraftwerken

Absatz 1 enthält eine zentrale Regel für die Gas- bzw. Reservekraftwerke. Sie dienen einzig der Reserve und produzieren keinen Strom für den Markt. Dieser Ausschluss ist klimapolitisch begründet. Zwar werden die Kraftwerke für den Fall, dass sie bei einem Reserveabruf zum Einsatz kommen, in das Emissionshandelssystem (EHS) eingebunden. Eine weitergehende Produktion für den Markt – ebenfalls unter Einbindung ins EHS – ist aber nicht gewollt und deshalb untersagt. Denkbar hingegen ist ein netzdienlicher Einsatz der Generatoren zur Spannungshaltung (Abs. 4), sofern er die Reserveverfügbarkeit nicht einschränkt und die technischen Voraussetzungen für einen Phasenschieberbetrieb gege-

ben sind. Dazu müssen Gasturbine und Generator mechanisch getrennt werden. Im Phasenschieberbetrieb steht die Gasturbine still; es wird kein Gas oder anderer Energieträger benötigt und es entstehen keine Emissionen.

Ebenso erlaubt ist nach *Absatz 2* das Erbringen von Systemdienstleistungen (SDL), dies jedoch nur von Frühling bis Anfang Winter, d.h. ausserhalb der für die Stromversorgungssicherheit kritischen Phase. Die WResV definiert diese als «Verfügbarkeitsperiode» und setzt dafür den maximalen zeitlichen Rahmen. Die ECom kann die Periode jährlich genau festlegen (bei Notstromgruppen und WKK-Anlagen, wo die ECom dies ebenfalls tut, kann sie eine andere Dauer festlegen). Nicht offen ist der SDL-Markt für Reservekraftwerke, bei denen Umweltvorschriften, v.a. Lärm und Schadstoffvorschriften, oder andere, ähnlich motivierte Vorschriften nicht eingehalten sind, z.B. zur Abwärme oder zu maximalen Betriebsstunden. Davon, dass die Emissionsgrenzwerte nicht eingehalten sind, ist z.B. für das Reservekraftwerk in Birr auszugehen, mindestens für den Winter 2022/2023.

Nach *Absatz 3* müssen die Anlagen weiter vom BFE festgelegte Betriebsanforderungen technischer Art erfüllen (Art. 30 Abs. 3 StromVG). Die Anforderungen sind allgemeiner Natur und regeln nicht den Einzelfall, trotzdem kann es Aspekte geben, die so spezifisch sind, dass sie sich letztlich doch auf ein einzelnes Kraftwerk beziehen. Die Betriebsanforderungen berücksichtigen einerseits die technischen Möglichkeiten eines Kraftwerks, andererseits aber auch die Anforderungen des Stromversorgungssystems an die Flexibilität eines Reserveeinsatzes.

Art. 12 Tarif für die Nutzung von Rohrleitungen

Ein wichtiger Kostenfaktor können bei mit Gas betriebenen Kraftwerken die Netznutzungsentgelte der Gaslieferung sein. Diese sind weder reguliert noch liegen sie in der Zuständigkeit der ECom. Artikel 12 ist an die Regelung von Artikel 13 des Rohrleitungsgesetzes angelehnt. Im Unterschied dazu liegt bei Artikel 12 WResV der Fokus aber darauf, dass das BFE nicht nur im Streitfall, sondern v.a. auch von Amtes wegen regulierend eingreift. Das BFE würde eine Lösung entlang der tatsächlichen Kosten wählen. Dafür ist das BFE unter Umständen auf Angaben der Rohrleitungsbetreiber angewiesen. Diese kann es nach Artikel 24 herausverlangen. Eine allfällige Tariffestlegung kann sowohl für die Reservation der Kapazität wie auch für die tatsächliche Nutzung dieser Kapazität erfolgen.

Art. 13 Ausschreibungen für neue Reservekraftwerke

Zusätzlich zu den Reservekraftwerken, die nach Artikel 8 in den unmittelbar nächsten Wintern in die ergänzende Reserve aufgenommen werden, kann auf mittlere Sicht ein Bedarf für weitere – diesmal genuin neue – Reservekraftwerke entstehen, u.U. an neuen Standorten. Bei den in Artikel 13 erwähnten neuen Anlagen ist nicht beabsichtigt, dass der Bund zum Betreiber oder Produzent wird. Er würde lediglich per Ausschreibung Akteure suchen, die solche Anlagen erstellen und betreiben. Der Bund verfügt nicht über die verfassungsrechtliche Kompetenz, um selber am Markt als Produzent von Strom aufzutreten. Die Energieversorgung ist Sache der Energiewirtschaft (Art. 6 Abs. 2 EnG), die sich grossmehrerheitlich im Besitz der Kantone und Gemeinden befinden. Die Kantone und Gemeinden sind somit als Eigner mitverantwortlich, dass neue Kraftwerke gebaut werden. Die Energiewirtschaft hat die relevanten Massnahmen bisher allerdings nicht in Angriff genommen. Die Realisierungsdauer (Planung, Raumplanung, Bewilligung, Bau) für solche Projekte ist lang. Daher soll der Bund rasch Ausschreibungen lancieren können, damit entsprechende Projekte gestartet werden können. Hierfür fehlen indessen heute die erforderlichen formell-gesetzlichen Grundlagen, welche mittelfristig zu schaffen sind. Konkret wird folglich eine Ausschreibung für neue Kraftwerke in dieser Verordnung vorgezogen. Sie hat damit nur vorübergehenden Charakter.

Absatz 2 erklärt für die Ausschreibungen und die Zuschlagskriterien Artikel 8 Absätze 2 und 3 für anwendbar. Somit kann Swissgrid auch hier vorgängig Auktionsmodalitäten festlegen, z.B. ein zweistufiges Modell mit Präqualifikation. Auch hier hat sie sich jedoch an den Konzepten zu orientieren, die das BFE für die Ausschreibungen erarbeitet hat (vgl. zu Art. 8). Entsprechend hat die Festlegung der Modalitäten in enger Absprache mit dem BFE zu erfolgen. Dass Swissgrid (nach einer Übergangsphase)

damit betraut wird, die Ausschreibungen durchzuführen, heisst nicht, dass ihr damit eine neue Rolle als für die Versorgungssicherheit letztzuständige Akteurin zukommt.

Art. 14 Bildung und Erweiterung der ergänzenden Reserve mit Notstromgruppen und WKK-Anlagen

Notstromgruppen und WKK-Anlagen können ebenfalls einen wertvollen Beitrag für die Reserve leisten. Sie sind Teil der ergänzenden Reserve, was (nebst Art. 6 und 7) in den Artikeln 14-16 geregelt wird.

Notstromgruppen bzw. Notstromaggregate werden üblicherweise eingesetzt, um besonders wichtige Endverbraucher wie Spitäler, Trinkwasserpumpen oder Rechenzentren auch dann mit Strom zu versorgen, wenn das öffentliche Netz ausfällt. Es handelt sich typischerweise um Aggregate, die häufig mit Diesel betrieben werden und eine Leistung von bis zu mehreren Tausend Kilowatt aufweisen können. Bei WKK-Anlagen handelt es sich um Anlagen, die gleichzeitig Kraft und Wärme bereitstellen, dies aus dem Umwandlungsprozess von Energieträgern in Gasturbinen, Dampfturbinen, Verbrennungsmotoren, anderen thermischen Anlagen und Brennstoffzellen.

Beim Start der ergänzenden Reserve im Februar 2023 sind erst Notstromgruppen dabei, WKK-Anlagen aber noch nicht (erst ab Januar 2024). Die befristet teilnehmenden Betreiber von Notstromgruppen im Inselbetrieb sind via Pooler in der Reserve, Artikel 7 Absatz 1 gilt also auch für sie. Ihre Teilnahme (als Anlagen im Inselbetrieb) ist jedoch befristet und dauert nur bis Ende April 2023.

Abs. 2: Ähnlich wie mit den Reservekraftwerken gab es in Vorbereitung zum Winter 2022/2023 auch mit Poolern für Notstromgruppen Verhandlungen für eine Reserveteilnahme. Nebst diesem ersten Set, das bereits per Februar 2023 in das WResV-Regime kommt (*Abs. 1*), ist das Potenzial für weitere Teilnehmende vorhanden. Sie könnten später im Winter 2023 oder im nächsten Winter in die Reserve kommen (*Abs. 2*), gleich wie auch WKK-Anlagen. Das soll grundsätzlich über Ausschreibungen erfolgen. Über diese werden nicht die Anlagebetreiber, sondern – da wo es Artikel 7 Absatz 1 verlangt – die Pooler ermittelt. Bei WKK-Anlagen ab 5 MW, wo keine Pooler verlangt sind, werden über die Ausschreibungen direkt die Betreiber ermittelt. Dass das BFE nur in einer Übergangszeit die Ausschreibungen macht (Art. 29), kommt wahrscheinlich v.a. bei Notstromgruppen zum Tragen. Bei den WKK-Anlagen müssen die Auktionen aber auch mit genügend Vorlauf beginnen, so dass auch hier nicht ausgeschlossen ist, dass zunächst das BFE Auktionen durchführt. Was zum Ausschreibungsdesign bzw. zu den Modalitäten bei Artikel 8 und 13 gilt, gilt implizit auch hier: Swissgrid hat sich dafür eng mit dem BFE abzusprechen, das über Erfahrungen aus den ersten Ausschreibungsrunden verfügt.

Auch bei den Notstromgruppen und den WKK-Anlagen soll es eine Kostenkontrolle durch die ECom geben. Sie ist erst in Artikel 15 Absatz 5 geregelt, da sie auch die Dienstleistungspauschale für die Aggregatoren erfasst, die ihrerseits auch erst in Artikel 15 erwähnt wird (vgl. Kommentierung dort).

Abs. 3 und 4: Die Möglichkeit zur Verpflichtung besteht auch bei Notstromgruppen und WKK-Anlagen. Zu verpflichten sind die Betreiber und mit ihnen auch die Pooler (ausser bei WKK-Anlagen ab 5 MW Leistung). Zur Verpflichtungsmöglichkeit besteht eine wichtige Ausnahme: Wenn Notstromgruppen zu militärischen oder anderen kritischen Infrastrukturen, die essenziell für das Funktionieren der Wirtschaft oder das Wohlergehen der Bevölkerung sind, gehören, ist ein solcher Zwang nicht zulässig. Eine freiwillige Teilnahme via die Ausschreibungen ist aber möglich. Nicht ausgeschlossen ist sodann, dass eine WKK-Anlage zu einer solchen Infrastruktur gehört. In einem solchen Fall wäre die Ausnahme anlog anzuwenden.

Art. 15 Vereinbarung mit Aggregatoren und Betreibern von Notstromgruppen und WKK-Anlagen

Artikel 15 bildet eine zweistufige Kaskade von Vereinbarungen ab: Absatz 1 handelt vom Verhältnis Reserve-Administration/Aggregator (Pooler) und Absatz 3 handelt vom Verhältnis Aggregator/Reservesteilnehmer, wobei in diesem zweiten Verhältnis die Pflichten so weiterzugeben sind, dass die Betreiber die Anlagen korrekt im Dienst der Reserve einsetzen und sich dem enthalten, was die Reserve nicht zulässt. Für die Vereinbarungen nach Absatz 3 sind im Wesentlichen die gleichen Vereinbarungsinhalte

relevant, wie sie für die Wasserkraftreserve und die Reservekraftwerke gelten, mitunter in leicht angepasster Form. Explizit verlangt ist nach Artikel 15 eine Regelung zu einem Mindestvorrat des bei der Anlage eingesetzten Energieträgers. Zu konkretisieren sind in der Vereinbarung weiter die in Artikel 16 vorgegebenen Rahmenbedingungen. Swissgrid ist es im Übrigen unbenommen, mit den Betreibern direkt weitere Einzelheiten zum Betriebstechnischen zu regeln (Art. 10 Abs. 2 Bst. e analog).

Abs. 2: Die Aggregatoren erhalten eine Dienstleistungspauschale. Mit einem einmaligen Beitrag werden sie dafür abgegolten, dass sie die nötige Pooling-Plattform etablieren und bei den Anlagen, die sie poolen, die nötigen Steuerungsgeräte einsetzen. Zudem haben sie für ihre Aggregator-Funktion eine Pauschale zugute, die die fixen und variablen Kosten und einen angemessenen Gewinn deckt.

Abs. 5: Auch beim Bestandteil der ergänzenden Reserve, der aus Notstromgruppen und WKK-Anlagen besteht, braucht es eine Kostenkontrolle durch die EICom. Sie ist in Artikel 15 geregelt, obschon sie bei den in Artikel 14 geregelten Ausschreibungen ansetzt. Einerseits müssen die Dienstleistungspauschalen der von Swissgrid über Auktionen ermittelten Pooler angemessen sein. Andererseits müssen auch die Verfügbarkeitsentgelte für die Anlagebetreiber angemessen sein. In den Fällen mit Pooling (Art. 7 Abs. 1) ist dieses Entgelt eine Pauschale (Art. 16 Abs. 3) und wird in der Vereinbarung mit den Poolern abgemacht (Abs. 3 und 4). Hier muss die EICom nötigenfalls bei den Poolern darauf hinwirken, dass die Pauschalen, die in diese Vereinbarungen kommen, angemessen sind. In der Übergangsphase, während der noch das BFE die Ausschreibungen macht, entfällt die Kontrollfunktion der EICom. Es braucht dieses Korrektiv erst, wenn Swissgrid für die Auktionen zuständig ist.

Art. 16 Rahmenbedingungen und Verfügbarkeitsentgelt für die Betreiber von Notstromgruppen und WKK-Anlagen

Abs. 1 und 2: Die Reservekraftwerken dürfen strikt nicht für den Markt Strom produzieren (Art. 11 Abs. 1). Im Unterschied dazu bleibt für die Notstromgruppen und WKK-Anlagen eine Nutzung möglich: Ausserhalb der für die Reserve verfügbaren Periode sind die Anlagen ganz frei einsetzbar. Während der Verfügbarkeitsperiode – die EICom legt sie auch für Notstromgruppen und WKK-Anlagen fest, nötigenfalls mit einer anderen Dauer als nach Artikel 11 Absatz 2 – ist in beschränktem Mass eine Teilnahme am Regelenergiemarkt möglich. Ein kurzfristiger Einsatz der Anlagen zur Bereitstellung von Regelenergie ist denkbar (Abs. 2), wenn klar ist, dass es für den Folgetag keinen Reserveabruf geben wird, der Markt also vollständig geräumt hat. Swissgrid legt dafür die Bedingungen fest. Die Betreiber können die Anlagen bei einem Netzzusammenbruch für eigene Zwecke nutzen, denn in diesem Fall nützen die Anlagen der Reserve bzw. der Schweizer Stromversorgung nichts. Ferner kann eine Notstromgruppe über mehrere Generatoren verfügen, weshalb eine nur teilweise Reserveteilnahme möglich ist, z.B. mit zwei von vier Generatoren. Bei WKK-Anlagen ist ein solches Splitting nicht möglich,

Abs. 3: Mit dem Verfügbarkeitsentgelt werden, gleich wie bei den Reservekraftwerken, die fixen Kosten entschädigt. Ausser bei WKK-Anlagen ab 5 MW Leistung müssen die unter Artikel 16 fallenden Anlagen gepoolt werden, weshalb die Regel greift, wonach das Entgelt als Pauschale ausbezahlt wird. In den Verträgen der Pooler mit den Anlagebetreibern vom Herbst 2022 wurde eine Pauschale pro Winter und pro Megawatt von 10'000 Franken vereinbart, dies pro Standort (nicht pro Anlage).

Art. 17 Vorgaben für die Abrufordnung

Der Abruf der Reserve ist bereits allein mit der Wasserkraftreserve anspruchsvoll. Mit der Ergänzung um die «ergänzende Reserve» wird er noch komplexer. Es geht darum, für den Abruf, je nach Problemlage, eine sinnvolle Koordination bzw. Priorisierung zwischen den Reserveteilen bzw. innerhalb von diesen aufzustellen. Die dafür nötigen Festlegungen im Detail wären in der WResV nicht stufengerecht untergebracht. Vielmehr soll die EICom diese anhand der WResV-Vorgaben in einer Abrufordnung definieren. Dabei handelt es sich, gleich wie bei den Eckwert-Festlegungen für die Wasserkraftreserve nach Artikel 2, weder um etwas Rechtssatzmässiges noch um eine Verfügung. Vielmehr geht es um einen Konkretisierungsschritt in der Rechtsanwendung und die EICom kann die Festlegungen z.B. in

einer Weisung aufstellen, da sich die Abrufordnung an die den Abruf vollziehende Swissgrid richtet (vgl. dazu auch «Erläuterungen WResV I»).

Absatz 2 listet die Hauptanliegen und die Kriterien auf, die die ECom für die Abrufordnung beachten muss. Dabei spielt die Art der möglichen Knappheitssituation und die Verfügbarkeit der verschiedenen Teile der Stromreserve eine grosse Rolle. Ist beispielsweise das Wasser in den Speicherseen knapp, sind die Energieträger für die Reservekraftwerke aber ausreichend verfügbar, sollen die Reservekraftwerke bevorzugt eingesetzt werden. Neben der voraussichtlichen Energieverfügbarkeit ist die verfügbare Leistung ebenfalls relevant. In der Wasserkraftreserve steht tendenziell eine hohe Leistung, aber nur eine beschränkte Energiemenge zur Verfügung, während es sich bei den Reservekraftwerken genau umgekehrt verhält. Für länger andauernde Knappheitssituationen sind deshalb die Reservekraftwerke wichtiger, wohingegen die Wasserkraftreserve v.a. zur Überbrückung einer kurzfristigen Knappheit im Winter oder Frühling dient. Die Wasserkraftreserve wird unter der Voraussetzung, dass fachlich nichts dagegenspricht, präferenziell abgerufen (vgl. Abs. 2 Bst. c mit dem Kriterium «geringe Schadstoffemissionen und geringe Klimaauswirkungen»). Damit wird auch Artikel 9 Absatz 3 StromVG Rechnung getragen, auf dem diese Verordnung basiert und der erneuerbaren Energien Vorrang gibt. Bei den Hauptkriterien (Bst. a-d) für den Abruf kommen die Kosten am Schluss; das Geringhalten von Emissionen ist also wichtiger als tiefe Kosten. Ein Grossteil der Kosten fällt freilich nicht beim Abruf an, sondern bei der Bereitstellung. Die Liste mit den weiteren Anliegen (Bst. e) ist nicht abschliessend; die ECom kann weitere, ihr relevant scheinende Anliegen einbeziehen.

Die Abrufordnung wird nicht nur zwischen den Reserveteilen und innerhalb der ergänzenden Reserve priorisieren müssen (Abs. 1), sondern auch dem Umstand Rechnung tragen, dass die verschiedenen Reservekraftwerke unterschiedliche Emissionsverhalten haben. Die bei der fossil-thermischen Produktion von Strom entstehenden Emissionen variieren stark je nach der eingesetzten Technologie. So verursacht beispielsweise die Produktion von 1 GWh Strom im besten Fall 130 kg NO_x (Gasturbine mit Gas betrieben und mit SCR-Katalysator ausgerüstet). Im schlechtesten Fall hingegen muss für die gleiche Menge Strom mit Emissionen von über 9 t NO_x gerechnet werden (Verbrennungsmotoren von Notstromgruppen ohne SCR-Katalysator). Wenn alle Reservekraftwerke gleichzeitig laufen, bewegen sich deren Stickoxidemissionen im schlechtesten Fall in einer ähnlichen Grössenordnung wie alle anderen Quellen zusammen. Die Auswirkungen auf die Umwelt von Reservekraftwerken hängt daher nicht nur von der Einsatzdauer bzw. Strommenge, sondern in hohem Masse auch von der Reihenfolge ab, in welcher die Reservekraftwerke bzw. Notstromgruppen betrieben werden. Zudem ist zu berücksichtigen, dass sich je nach Standort und Witterung die Auswirkungen auf die Luftqualität deutlich unterscheiden können. Um die Auswirkungen auf die Umwelt möglichst gering zu halten, priorisiert die Abrufordnung Anlagen mit tiefer Emissionsfracht. Um dem unterschiedlichen Emissionsverhalten wie auch den unterschiedlichen Betriebsbedingungen, wie Mindestbetriebsdauer u.Ä., Rechnung zu tragen, gilt für die ergänzende Reserve nicht ein gleichmässiger Abruf über alle Anlagen wie bei der Wasserkraftreserve (Abs. 3). Vielmehr legt die ECom in der Abrufordnung fest, auf welche Anlagen bzw. Anlagentypen in welcher Situation zurückgegriffen würde.

Abs. 4: Die ECom veröffentlicht die Abrufordnung im möglichst richtigen Zeitpunkt, der nicht ganz einfach zu bestimmen ist. Es gilt abzuwägen: Die ECom muss einigermassen zeitnah zum Winter die Festlegungen machen, tendenziell noch wichtiger ist aber das Bedürfnis der potenziellen Reservebetreiber, mit genügend Vorlauf zur relevanten Reservephase die Spielregeln zu kennen, die die Abrufordnung setzt. Weil die Abrufordnung ein komplexes Machwerk ist, ist es überdies wichtig, dass sie angepasst wird, wenn Optimierungspotenzial erkannt wird. Für den Winter 2022/2023, also den ersten Winter der Reserve, kann es sich rechtfertigen, dass die ECom eine vereinfachte Abrufordnung festsetzt. Dabei ist an Swissgrid zu denken, die anspruchsvolle Abwicklungsarbeiten vorbereiten muss. Die Grenzen zwischen einer vereinfachten und einer «regulären» Abrufordnung sind fließend.

Art. 18 Ablauf des Abrufs

Für den Fall einer fehlenden Markträumung erfährt Artikel 18 gegenüber der Fassung, die allein die Wasserkraftreserve regelte, kaum Änderungen. Der Abruf erfolgt ohne vorherige Freigabe durch die EICom durch Swissgrid und geschieht im Wesentlichen nach der Abrufordnung. Das Kriterium der fehlenden Markträumung widerspiegelt auch/ausserdem die Konstellation einer Strommangellage nach LVG: Die Nachfrage nach Elektrizität kann mit dem verfügbaren Angebot nicht mehr gedeckt werden. Die Abwicklungsaufgabe, die Swissgrid wahrnimmt, erfordert ein gewisses Monitoring der Lage, das das durch Swissgrid Erbringbare übersteigen kann. Insoweit ist sie auf zusätzliches aktuelles Wissen angewiesen, das ihr die EICom, die die Entwicklung auch verfolgt, zugänglich zu machen hat (Art. 25 Abs. 3).

Die Regel zur Wasserkraftreserve, wonach über die verschiedenen Speicher ein proportionaler Abruf erfolgt, wäre bei der ergänzenden Reserve nicht passend. Welche Abruflogik innerhalb der ergänzenden Reserve greifen soll, ist viel komplexer und durch die Abrufordnung festzulegen (Art. 17 Abs. 1).

Art. 19 Besondere Fälle des Abrufs

Absatz 1 greift ein Handeln auf, zu dem Swissgrid schon allein aufgrund des StromVG gehalten ist.

Abs. 2: Dass ein Abruf auch im Falle von Solidaritätsabkommen möglich ist, steht schon in der bisherigen WResV. Dazu ist zu präzisieren, dass keine bestehenden Abkommen ersichtlich sind, die genug verbindlich sind (z.B. auch das «Mutual Emergency Assistance Services MEAS» nicht). Somit sind Abkommen gemeint, die neu, d.h. ab 2023 geschlossen würden. Die Ausnahme, die für einen solchen Abruffall stipuliert wird, hat v.a. das Reservekraftwerk in Birr (AG) im Auge, wo insbesondere Lärm- und Schadstoffgrenzwerte, jedenfalls im Winter 2022/2023 nicht eingehalten sind. Der Abrufverzicht kann in der Umsetzung u.U. nicht ganz einfach sein, da ein Abruf kaum bloss für den ausländischen Staat erfolgen würde, mit dem ein Abkommen besteht, sondern auch für die Schweiz. Beim Reservekraftwerk müsste daher ein anteilig gekürzter Abruf stattfinden.

Die *Absätze 3 und 4* regeln den Fall eines Abrufs der Reservekraftwerke zur Aufstockung der Wasserkraftreserve. Ein solcher kann notwendig werden, wenn der Markt zwar noch räumt, sich aber abzeichnet, dass bis Ende Winter nicht genügend Energie für die Stromversorgung vorhanden sein wird. Um den Markt möglichst wenig zu verzerren, wird die zusätzliche Energie aus den Reservekraftwerken nicht am Markt verkauft, sondern der Wasserkraftreserve zugeführt. Dabei wird der Strom, der in einem Speicherkraftwerk produziert worden wäre, durch Strom aus den Reservekraftwerken ersetzt. Das Wasser bleibt im Speichersee und steht künftig der Wasserkraftreserve zur Verfügung. Es darf dann nicht mehr für den Stromverkauf am Markt eingesetzt werden. Die Auswahl der Speicherseen kann entweder über eine Ausschreibung erfolgen oder behördlich festgelegt werden, ähnlich wie bei der regulären Bildung der Wasserkraftreserve. Es ist die EICom, die festlegt, wie zu verfahren ist, und Swissgrid anweist, wie zu handeln ist. Im Vergleich zur regulären Wasserkraftreserve ist der Eingriff geringer, da den Wasserkraftbetreibern als Ersatz für die vorgehaltene Energie die Produktion aus den Reservekraftwerken zugeht. Deshalb und weil unter Umständen wenig Zeit zur Verfügung steht und der Wettbewerb nicht unbedingt spielt, kann eine Vorhalteverpflichtung ohne vorherige Ausschreibung angeordnet werden. Die EICom ist es, die eine solche Verpflichtung verfügen müsste (Art. 25 Abs. 2), dies aus den erwähnten Gründen (weniger einschneidend, dringlich). Sie macht ganz generell alle nötigen Festlegungen, u.a. betreffend die vorzuhaltende Energiemenge, die Verteilung auf die verschiedenen Betreiber und Speicherseen und Modalitäten. Es können so auch Betreiber einbezogen werden, die im betreffenden Jahr ansonsten nicht bereits an der Wasserkraftreserve teilnehmen.

Die Kriterien für eine solche Aufstockung der Wasserkraftreserve sind sehr restriktiv angesetzt und sind in der Praxis auch so zu handhaben, da ansonsten die Reservekraftwerke ohne eigentliche Not laufen würden und damit geeignetere, marktbasiertere Massnahmen verdrängen würden, wie beispielsweise die Reduktion des Stromverbrauchs oder Investitionen in neue (erneuerbare) Stromproduktion. Der Ent-

scheid für einen vorzeitigen Einsatz der Reservekraftwerke obliegt der ECom. Sie kann sich auf Ergebnisse von Kurzfristanalysen zur Versorgungssicherheit stützen und auch Kriterien wie länger anhaltende sehr hohe Preise auf den Terminmärkten beiziehen.

Art. 20 Abrufentschädigung

Absatz 1 nennt die Abrufentschädigung, die die Betreiber individuell erhalten, je nach bei ihnen erfolgtem Abruf. Sie ist für alle Reservearten Teil der Vereinbarung mit den Anlagebetreibern (Art. 5 Abs. 2 Bst. d, Art. 10 Abs. 2 Bst. c und Art. 15 Abs. 3). Für die Wasserkraftreserve wird die Abrufentschädigung nach der Methodik berechnet, die die ECom in den Eckwerten vorgibt (*Abs. 2*). Die *Absätze 3 bis 5* behandeln die Abrufentschädigung für die ergänzende Reserve. Bei dieser werden mit der Abrufentschädigung die variablen Kosten der Stromproduktion vergütet. Dazu gehören insbesondere die Kosten für den Energieträger und die Emissionsrechte oder Bescheinigungen (vgl. Art. 2 CO₂-Gesetz, wo u.a. definiert ist, was Emissionsrechte und Bescheinigungen sind), die Mineralölsteuer (vgl. unten bei Abs. 6) wie auch der Verschleiss der Anlage. Bei den Reservekraftwerken umfasst die Abrufentschädigung auch die durch einen Einsatz zusätzlich verursachten Personalkosten (soweit sie nicht zu den Personalkosten gehören, die schon durch die Fixkosten abgedeckt sind) und die Kosten für die grossen Mengen des benötigten Wassers; dieses wird in die Gasturbinen gespritzt, um die Temperatur der Verbrennung und so die Emissionen namentlich von Stickstoffoxiden zu reduzieren. Reservekraftwerke, die als fossil-thermische Kraftwerke nach Artikel 96b CO₂-Verordnung gelten, erhalten eine teilweise Rückerstattung der CO₂-Abgabe durch das Bundesamt für Zoll und Grenzsicherheit (BAZG). Die Vergütung nach Absatz 3 umfasst die nicht bereits zurückerstattete CO₂-Abgabe (vgl. auch Abs. 6) und die Kosten der Emissionsrechte. Bei Notstromgruppen, die mit fossilen Energieträgern betrieben werden, wird die bisherige Rückerstattung der CO₂-Abgabe durch das BAZG unverändert weitergeführt. Die Vergütung nach Absatz 5 umfasst die Kosten für Emissionsrechte für Notstromgruppen und WKK-Anlagen, die im EHS eingebunden sind, oder die Kosten für nationale oder internationale Bescheinigungen für die Betreiber mit Kompensationspflicht. Bei WKK-Anlagen erfolgt zudem die Vergütung der nicht bereits zurückerstatteten CO₂-Abgabe. Ausserdem wird bei den Reservekraftwerken für den Bereitschaftsbetrieb eine Tagespauschale vergütet, unabhängig davon, ob es tatsächlich zu einem Einsatz kommt oder nicht. Mit dieser werden die zusätzlichen Kosten für eine unmittelbare Betriebsbereitschaft entschädigt, beispielsweise die Aktivierung des Gasvertrags oder die Personalverfügbarkeit rund um die Uhr. Dort, wo es zur Berechnung standardisierte Parameter braucht, werden diese durch die ECom festgelegt. Sie kann zudem auch Parameter festlegen, um übermässige Gewinne zu begrenzen.

Swissgrid obliegt es, die Abrufentschädigung zu berechnen, was auch eine Festsetzung impliziert. «Berechnen» bringt aber zum Ausdruck, dass es um einen ausführenden, mechanischen Akt innerhalb von klaren Vorgaben geht, wo kein Spielraum besteht, wertende Elemente hineinzubringen. Bei der Wasserkraftreserve (*Abs. 2*) stammen die Vorgaben von der ECom. Bei den Anlagen in der ergänzenden Reserve (*Abs. 3 und 4 bzw. 5*) sind es die Vereinbarungen, die die Kostenposten gemäss Artikel 20 genauer detaillieren, und Parameter der ECom zu den akzeptierten Preisansätzen. Falls Swissgrid die betreffenden Vereinbarungen nicht selber abgeschlossen hat, hat ihr das BFE siezugänglich zu machen. Die Berechnung hat auch in den Fällen von Absatz 5 anhand der Elemente nach Absatz 4 zu erfolgen; dies drückt der letzte Satz von Absatz 5 zur sinngemässen Anwendung aus.

Absatz 6 will Doppelzahlungen verhindern. CO₂-Abgabe und Mineralölsteuer können über die Abrufentschädigung nur in dem Umfang vergütet werden, in dem die Betreiber nach den jeweiligen Gesetzen keinen Rückerstattungsanspruch haben (vgl. z.B. Art. 17, 31, 31a, 32a-32c CO₂-Gesetz). Gestützt auf Artikel 18 Absatz 3 des Mineralölsteuergesetzes (MinöStG, SR 641.61) kann beim BAZG eine teilweise Rückerstattung der Mineralölsteuer für Treibstoffe für bestimmte stationäre Verwendungen beantragt werden (insbesondere für den Antrieb von stationären Stromerzeugungsanlagen oder für den Antrieb von Motoren für WKK-Anlagen).

Art 21 Aufgeld bei einem Abruf und Weiterverkauf der Energie

Für die Bilanzgruppen soll ein Abruf der Stromreserve unattraktiv sein, da sie nicht dazu da ist, Situationen zu überbrücken, die der Markt noch meistern kann. Deshalb werden bereits mit der Wasserkraftreserve deutliche negative finanzielle Anreize gesetzt (*Abs. 1*). Das Aufgeld soll (zusammen mit dem hohen Marktpreis) abschreckend wirken; die ECom kann dazu eckwertartige Vorgaben machen. Damit der Zweck der Reserve nicht untergraben wird, werden ein Arbitrageverbot (kein Weiterverkauf mit Gewinn) und ein Verbot eines Verkaufs ins Ausland stipuliert (*Abs. 2*), wie dies bei der Wasserkraftreserve schon gilt. Entsprechend sei für weitere Ausführungen zu den ersten beiden Absätzen auf die «Erläuterungen WResV I» verwiesen. Daran anknüpfend wird in *Absatz 3* neu auch geregelt, dass Gewinne abgegeben werden müssen, wenn sie durch Missachtung der Regeln nach Absatz 2 erzielt wurden. Eine solche Erstattungspflicht deckt sich z.B. mit Artikel 41 LVG, wo vorgesehen ist, dass unzulässig erlangte Vermögenswerte abzugeben sind. Art. 41 LVG ist einschlägig, da sich die Stromreserve nebst Artikel 9 StromVG auch auf das LVG stützt (Vorbereitungsmassnahme). Bei einem Verkauf ins Ausland greift die gleiche Rückerstattungspflicht. Es wird in einem solchen Fall zu errechnen sein, von welchem Gewinn auszugehen ist. Falls Swissgrid bei der Anwendung von Absatz 3 bei den fehlbaren Akteuren auf Widerstand stösst, müsste die ECom eine entsprechende Verfügung erlassen. Zusätzlich zur Erstattungspflicht sind Verstösse gegen die Vorgaben von Absatz 2 strafbar (Art. 27).

Art. 22 Kosten und Finanzierung

Abs. 1 und 2: Artikel 22 reiht die Zahlungen im Zusammenhang mit der Stromreserve auf (vgl. auch die Sonderausgaben nach Art. 23). Die erwähnten Verfügbarkeitsentgelte umfassen selbstverständlich auch den Fall, dass diese als Pauschalen entrichtet werden (Art. 16 Abs. 3). Die Finanzierung Stromreserve erfolgt hauptsächlich, gleich wie bisher bei der Wasserkraftreserve, als Teil des Netznutzungsentgelts für das Übertragungsnetz, analog zu den Systemdienstleistungen. Mit der ergänzenden Reserve wird zwar zusätzliche Energie ins Stromsystem gebracht, dies aber nicht einfach so, sondern nur für eng definierte Knappheitssituationen. In diesen Situationen dient die gesamte Stromreserve letztlich auch der Netzstabilität. Deshalb ist die Kostenanlastung über das Netznutzungsentgelt angezeigt. Somit wird die ganze Stromreserve schwergewichtig über das Netznutzungsentgelt des Übertragungsnetzes getragen. Wirtschaftlich werden alle Stromverbraucherinnen und Stromverbraucher belastet (Art. 14 Abs. 2 StromVG). Beim Übertragungsnetz wird der Netznutzungstarif jeweils lange vor Beginn eines Kalenderjahres festgelegt. Für die Finanzierung der Reservekraftwerke ab deren Betriebsaufnahme im Februar 2023 wird die Erhöhung deshalb erst im Nachhinein erfolgen können. Swissgrid wird dies für das Folgejahr tun und sich entsprechend mit Deckungsdifferenzen, die hoch ausfallen dürften, behelfen müssen. Bei der Wasserkraftreserve verhält es sich im Übrigen gleich.

Zu den Einnahmen aus dem Netznutzungsentgelt können die hohen Zahlungen hinzukommen, die die Bilanzgruppen im Falle eines Abrufs leisten müssten; möglich sind sodann Einkünfte aus Konventionalstrafen. All diese Einnahmen vermischen sich in einem Topf (*Abs. 3*) und stehen als Ganzes zur Verfügung, um die verschiedenen Ausgaben (*Abs. 1*) zu bestreiten, also die Vorhalte- und Verfügbarkeitsentgelte und die Abrufentschädigungen für die Betreiber sowie die Dienstleistungspauschale für die Pooler.

Abs. 3: Swissgrid hat die Gelder der Stromreserve gesondert zu führen. Im Übrigen soll die Regelung von Absatz 3 einerseits eine ausreichende Grundlage bilden, damit die Gelder von Swissgrid zu den Berechtigten gehen können und andererseits genug Flexibilität bieten, damit die Finanzflüsse so praxistauglich wie möglich organisiert werden können. Zu denken ist z.B. an den speziellen Fall, dass Abgeltungen an die Standortgemeinden von Reservekraftwerken geleistet werden (vgl. Art. 23 Abs. 4). Hier könnte Swissgrid die Gelder nötigenfalls direkt auszahlen oder sie an die Schuldner der Abgeltungen weiterleiten.

Abs. 4-5: Von den Aufwendungen für die Zahlungen an die an der Stromreserve Beteiligten sind die Vollzugskosten zu unterscheiden, die bei Swissgrid für ihre Abwicklungsaufgaben für die Reserve anfallen. Sie werden aus dem gleichen Topf an Mitteln finanziert.

Am 1. Januar 2023 sind neue Bestimmungen der StromVV zum Thema Deckungsdifferenzen in Kraft getreten. Damit fällt das von der ECom mit Swissgrid vereinbarte Spezialverzinsungsregime für das SDL-Untersegment Leistungsvorhaltung weg, auf welches in den Erläuterungen zur WResV I verwiesen wird. Die Vorgaben der revidierten StromVV kommen erstmals für die Deckungsdifferenzen 2024 zur Anwendung (Art. 31m StromVV).

Bei der Stromreserve soll der Vollzugaufwand für das Geschäftsjahr 2023, wie dies die bisherige WResV für die Wasserkraftreserve für das Geschäftsjahr 2022 bereits vorsieht, gestützt auf die tatsächlichen Kosten berechnet werden und auch die Fremdfinanzierungskosten umfassen. Anstelle der in der StromVG-Regulierung üblichen kalkulatorischen Berechnung der Finanzierungskosten (Verzinsung der betriebsnotwendigen Vermögenswerte, Verzinsung des Nettoumlaufvermögens und Verzinsung der Deckungsdifferenzen – jeweils mit dem kalkulatorischen Zinssatz [WACC]) kommen die tatsächlichen Kosten im Zusammenhang mit der Kapitalbeschaffung und der Liquiditätsverwaltung zur Anwendung. Swissgrid erhält also die tatsächlichen Zinsen für das aufgenommene Kapital, allfällige Negativzinsen für die Verwahrung bei der Bank (allfällige Zinserträge wären kostenmindernd einzurechnen), Kosten für benötigte Kreditlinien etc. Würde die Aufnahme von zusätzlichem Fremdkapital nachweislich zu einer Verschlechterung der Bonität von Swissgrid führen, könnten auch diese Kosten abgerechnet werden. Deckungsdifferenzen werden nicht separat verzinst. Die entsprechenden Finanzierungskosten sind Teil des Vollzugaufwandes. Die Deckungsdifferenz der Winterreserve ergibt sich aus der Differenz zwischen den Einnahmen aus dem Tarif Winterreserve und den Ist-Kosten gemäss Art. 22 Abs. 1 WResV plus die Ist-Kosten des Vollzugaufwandes von Swissgrid.

Werden die Deckungsdifferenzen der Winterreserve ab dem Geschäftsjahr 2024 mit dem Fremdkapitalkostensatz gemäss Anhang 1 der StromVV verzinst, ist der Vollzugaufwand ab dem Geschäftsjahr 2024 konsequenterweise analog nach StromVG resp. StromVV zu berechnen. Die Finanzierungskosten werden demnach ab 2024 rein kalkulatorisch berechnet. Als für die Winterreserve notwendiger Vermögenswert wird auch ein Nettoumlaufvermögen verzinst. Das betriebsnotwendige Nettoumlaufvermögen berechnet sich aus den Kosten gemäss Art. 22 Abs. 1 Bst. a (Vorhalteentgelt) und b (Verfügbarkeitsentgelt) etc. sowie dem Vollzugaufwand von Swissgrid. Die jährliche Verzinsung der für die Winterreserve notwendigen Vermögenswerte erfolgt mit dem Fremdkapitalkostensatz gemäss Anhang 1 StromVV. Würde der WACC gemäss Art. 13 Abs. 3 StromVV verwendet, würde bei der Netzgesellschaft ein Gewinn resultieren. Dies ist nicht die Idee der Winterreserve. Die Netzgesellschaft soll jedoch schadlos gehalten werden. Die Verzinsung der Deckungsdifferenzen wird ab 2024 nicht mehr als Teil des Vollzugaufwandes betrachtet.

Die Berechnung des Vollzugaufwandes und der Deckungsdifferenzen gestützt auf Artikel 15 StromVG und Artikel 18a StromVV ab dem Geschäftsjahr 2024 erleichtert die Überprüfbarkeit der Kosten, da die Verzinsung der Vermögenswerte und der Deckungsdifferenzen in einem durch StromVG und StromVV festgelegten Rahmen erfolgt und nicht über teilweise schwierig überprüfbare effektive Kosten. Dies ist auch im Sinne der Endverbraucherinnen und Endverbraucher, welche die Kosten über das Netznutzungsentgelt tragen.

Art. 23 Rückzahlungen an den Bund

Artikel 23 greift auf, dass in der Vorbereitungsphase zur WResV ab Sommer 2022 gewisse Leistungen durch den Bund vorfinanziert wurden, so die Verbringung in die Schweiz von Modulen für das Reservekraftwerk in Birr (AG). Gleiches gilt für Mietkosten in diesem Zusammenhang. Diese verschiedenen Aufwände sollen dem Bund zurückbezahlt werden nach der gleichen Regelung, wie sie für die Zeit ab Inkrafttreten der neuen WResV für die Winter-Stromreserve generell gilt – also grundsätzlich über das Netznutzungsentgelt. Die gleiche Kostentragungsregel gilt für analoge Aufwände des Bundes im Zusammenhang mit Notstromgruppen. Die Rückzahlung an den Bund soll nicht auf einen Schlag erfolgen. Da die Netztarife für 2023 beim Inkrafttreten der neuen WResV schon längst festgesetzt waren, kann eine Erhöhung erst ab 2024 einsetzen. Ausserdem ist die Belastung über drei Jahre zu glätten, da in

der gegenwärtigen Situation mit stark gestiegenen Strompreisen zusätzliche einmalige und übermässige Belastungen der Stromverbraucherinnen und Stromverbraucher zu vermeiden sind. Der Dreijahreszeitraum deckt sich mit der Befristung der WResV per 31. Dezember 2026 (vgl. Art. 30 Abs. 2). Da die Erhöhung des Netznutzungsentgelts erst ab 2024 möglich ist, wird auch die Rückzahlung an den Bund erst ab 2024 beginnen können, dies ebenfalls gestaffelt auf drei Jahre.

Die *Absätze 2 und 3* regeln einen weiteren Fall, der zwar unwahrscheinlich, aber regelungsbedürftig ist. Wie erwähnt, mussten in der Vorbereitungsphase Anlagemodule in die Schweiz gebracht werden. Deren Eigner boten sich aber nicht als Betreiber eines Reservekraftwerks an, weshalb dafür ein anderer Akteur zu suchen war. Das ist zwar nun im Fall Birr (AG) gelungen. Trotzdem braucht's die Regelung weiterhin (z.B. bei einem Ausfall). Falls die Anlagen praktisch «brachliegen» würden, weil nicht genug rasch eine andere Verwendung ausserhalb der Reserve (in der Schweiz oder im Ausland) gefunden wird, müsste der Inhaber der Anlageteile abgegolten werden. Absatz 3 setzt inhaltlich und zeitlich den Rahmen für diese Abgeltung (Art. 38 Abs. 2 LVG; dessen Nennung im Ingress der WResV bezieht sich einzig auf deren Art. 23 Abs. 2 und 3). Absatz 2 stellt klar, dass die Abgeltung auch über das Netznutzungsentgelt bezahlt würde bzw. dass ein durch den Bund geleisteter Vorschuss aus solchen Mitteln zurückerstattet werden müsste. Der Verweis in Absatz 2 auf Absatz 1 ist beschränkt auf die Finanzierung als solche (über das Netznutzungsentgelt) zu verstehen. Dazu, wann Zahlungen zu leisten sind, bräuchte es im Vollzug eine sachgerechte Lösung.

Eine nochmals andere Art von Abgeltung regelt *Absatz 4*. Dabei geht es um eine Zahlung wie sie z.B. laut § 20 des aargauischen Energiegesetzes zugunsten der Standortgemeinde, in der eine «grosse Energieerzeugungsanlage» gebaut wird, möglich ist. Gemeint sind in Absatz 4 nur kantonale oder kommunale Rechtsgrundlagen, die bei der Eröffnung der Vernehmlassung zu dieser Verordnung (WResV) schon bestanden haben. Erfasst sind aber nicht bloss Zahlungen an die Gemeinde, wo ein Kraftwerk effektiv steht, sondern auch weitere Gemeinden im Umfeld, wenn in deren Fall eine solche Abgeltung angezeigt ist. Die Finanzierung würde ebenfalls über das Netznutzungsentgelt für das Übertragungsnetz erfolgen. Dies könnte auch erst nachträglich so bewerkstelligt werden, nach einer allfälligen Bevorschussung durch den Bund (was hiermit aber nicht präjudiziert werden soll). Auch für diesen Kostenposten wäre eine über mehrere Jahre verteilte Erhebung bzw. der Erhöhung der Netzkosten möglich.

Art. 24, 25 und 27

Die Artikel 24 (Auskünfte, Daten, Zugang und Offenlegung), 25 (Überwachung und Anordnungen ElCom) und 27 (Strafbestimmung) erfahren gegenüber der ersten WResV-Fassung nicht viele Anpassungen. In Artikel 24 werden auch die Betreiber von Rohrleitungen als auskunftspflichtig erklärt, dies für den Fall, dass das BFE erwägt, nach Artikel 12 einen kostenbasierten Tarif festzusetzen. Erwähnenswert ist ferner eine Ergänzung zur Grundkompetenz der ElCom: Bei der Wasserkraftreserve hatten bisher die ElCom und Swissgrid Aufgaben, wobei die Kompetenz für verbindliche Entscheide gegenüber den Reservebeteiligten bei der ElCom liegt und nicht bei Swissgrid. Bei der nun dazukommenden ergänzenden Reserve kommen namentlich auch dem BFE Aufgaben und Befugnisse zu, mindestens in einer Übergangsphase beim Start der ergänzenden Reserve. Das wird in Artikel 25 als Vorbehalt relativierend angemerkt. Von Artikel 25 unberührt sind sodann die Befugnisse des Bundesamts für Landesversorgung (BWL), die diesem nach dem LVG zukommen.

Absatz 4 von Artikel 25 soll eine gewisse Abstimmung mit Massnahmen nach LVG oder ähnlichen Massnahmen der Kantone ermöglichen. Eine Verzahnung von LVG-Massnahmen mit der Abrufordnung ist nicht möglich, da die Reserve bereits knapp vor einer Mangellage zum Einsatz kommen soll, nicht zuletzt um eine solche abzuwenden. Hingegen ist es sinnvoll und geboten, das Potenzial niederschwelliger und v.a. freiwilliger Massnahmen auszuschöpfen, bevor die Reserve abgerufen wird.

Art. 26 Monitoring

Die Einrichtung der Stromreserve für den Winter hat eine beträchtliche Publizität erlangt. Deshalb und weil die durch die Stromverbraucherinnen und Stromverbraucher zu tragenden Aufwendungen für die

Reserve hoch sind, ist ein periodisches Monitoring und eine Berichterstattung gegenüber der Öffentlichkeit angezeigt. Die ElCom wird den Rhythmus bestimmen; sinnvoll scheint eine jährliche Berichterstattung. Falls es effektiv zu Reserveabrufen kommt, wären Informationen dazu besonders gefragt.

Art. 28 Aufhebung und Änderung anderer Erlasse

Die Änderung anderer Erlasse, v.a. der CO₂-Verordnung, ist in einem Anhang geregelt (vgl. sogleich).

Art. 29 Übergangsbestimmung

Swissgrid ist wie bei der Wasserkraftreserve auch bei den Anlagen der ergänzenden Reserve als die Stelle vorgesehen, die die Ausschreibungen durchführt. Übergangsmässig soll jedoch noch (wie in der Vorbereitungsphase im Sommer/Herbst 2022) das BFE dies tun, sowohl dort, wo direkt Betreiber gesucht werden (Reservekraftwerke) wie auch dort, wo es um die Aggregatoren geht (v.a. Notstromgruppen). Dafür, ob noch das BFE oder bereits Swissgrid zuständig ist, ist darauf abzustellen, ob mit den Ausschreibungen vor Ende September 2023 begonnen wurde. Falls dem so ist, bleibt das BFE zuständig, um die betreffenden Ausschreibungen noch zu Ende zu führen.

Auch Ausschreibungen nach Artikel 13 für neue Reservekraftwerke macht zunächst noch das BFE. Die Kraftwerke würden jedoch erst später in die Reserve aufgenommen. Abgesehen von diesen Fällen, schliesst das BFE im Anschluss an die Ausschreibungen auch die nötigen Vereinbarungen. Das sind also Vereinbarungen mit Reservekraftwerksbetreibern (Art. 10) und Verträge mit Aggregatoren (Art. 15 Abs. 1). Wenn Swissgrid in all diesen Fällen direkte Verträge mit den Betreibern zum Betriebstechnischen für den Reserveeinsatz braucht, steht es ihr frei, solche Verträge zu schliessen.

Art. 30 Inkrafttreten und Geltungsdauer

Die WResV ist befristet. Die erste WResV-Fassung enthielt auch bereits eine Befristung. Die wird nun verlängert, da die Betreiber der Reservekraftwerke, mit denen der Bund Verhandlungen geführt hat, nicht zu einem kürzeren Betrieb als bis Ende Frühjahr 2026 bereit waren. Somit ist, auch mit Blick auf Artikel 23 Absatz 1, neu eine Befristung bis Ende 2026 angezeigt. Falls das Parlament zügig die gesetzliche Regelung zu einer Winterreserve verabschiedet, könnte die vorliegende Übergangsverordnung frühzeitig in eine normale Ausführungsverordnung zum Gesetz überführt werden.

Abs. 3: Die Möglichkeit, Betreiber zur Reserveteilnahme zu verpflichten, ist befristet, und zwar bis Mai 2024. Da ein solcher Zwang ein starker Eingriff ist, soll er mit Bedacht angewandt werden (vgl. auch «Erläuterungen WResV I»). Braucht es ihn über Mai 2024 hinaus, wäre eine Verlängerung nötig.

Anhang

1. CO₂-Verordnung vom 30. November 2012

Art. 41 Abs. 1^{ter} und Abs. 3

Die Reservekraftwerke, also die mit Gas oder anderen Energieträgern betriebenen Kraftwerke, nehmen aufgrund ihrer hohen Gesamtfeuerungsleistung verpflichtend am Emissionshandelssystem (EHS) teil (Anhang 6 CO₂-Verordnung; SR 641.711). Der Einbezug in den Emissionshandel stellt sicher, dass die Mehremissionen dieser Anlagen innerhalb des Emissionshandelssystems (EHS) ausgeglichen werden. Anlagen, die weniger als 25'000 Tonnen CO₂ ausstossen, können gemäss Artikel 41 der heutigen CO₂-Verordnung eine Ausnahme vom EHS beantragen, bezahlen dann aber die CO₂-Abgabe von gegenwärtig 120 Franken pro Tonne CO₂. Damit die Kraftwerke so betrieben werden, dass sie die CO₂-Bilanz gesamthaft nicht belasten, soll keine Ausnahme von der Teilnahmepflicht möglich sein. Gleichzeitig mit der vorliegenden Verordnung zu den Reservekraftwerken wird deshalb die CO₂-Verordnung als Fremderlassänderung angepasst. Damit bis zum Inkrafttreten keine rechtliche Lücke entsteht, verpflichten sich die Betreiber in den Verträgen, für die Anlage keine Ausnahme nach Artikel 41 CO₂-Verordnung zu beantragen. Zudem wird sichergestellt, dass Betreiber von Notstromgruppen oder WKK-Anlagen, die von der Teilnahme am EHS ausgenommen wurden (Opt-Out), nicht aufgrund einer durch

den Abruf der Reserve nach der Winterreserveverordnung verursachten Überschreitung von 25'000 Tonnen CO₂ am EHS teilnehmen müssen (Abs. 3).

Art. 146w

Für Betreiber von Anlagen, die bis zum Ende der Verpflichtungsperiode 2024 infolge eines Reserveabrufs gemäss Winterreserveverordnung mehr Strom produzieren und somit mehr CO₂-Emissionen ausstossen, werden diese Mehremissionen im Umfang der abgegebenen nationalen oder internationalen Bescheinigungen bei der Beurteilung, ob das Emissionsziel oder Massnahmenziel eingehalten wird, nicht berücksichtigt.

2. Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008

Die Änderungen bringen eine rein redaktionelle Angleichung an die neue WResV-Terminologie.