



31. März 2026

Stromreserve: Erläuternder Bericht zur Stromreserververordnung (SResV), zu Anpassungen der Verordnung zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW), der CO₂-Verordnung, der Energieverordnung (EnV) und der Stromversorgungsverordnung (StromVV)

Inhaltsverzeichnis

1.	Ausgangslage.....	1
2.	Einordnung der Stromreserve	2
3.	Grundzüge der Vorlage	4
4.	Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden	7
5.	Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft	8
6.	Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen.....	9

1. Ausgangslage

Zur Absicherung der Stromversorgung setzt die Schweiz auf eine im Stromversorgungsgesetz (StromVG)¹ verankerte Stromreserve. Sie leistet einen Beitrag zur Verhinderung und Bewältigung einer Strommangellage. Die Stromreserve besteht aus einer Wasserkraftreserve, einer thermischen Reserve bestehend aus Reservekraftwerken, Notstromgruppen und Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK-Anlagen) sowie einer Verbrauchsreserve. Die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) entscheidet in Absprache mit dem Bundesamt für Energie (BFE) über die Bildung und Dimensionierung einer Stromreserve.

Das Parlament hat am 20. Juni 2025 im Rahmen der Beratung der Vorlage 24.033 Änderungen des StromVG, des CO₂-Gesetzes² und des Energiegesetzes (EnG)³ beschlossen.⁴ Zur Umsetzung dieser Gesetzesänderungen werden eine neue Verordnung geschaffen und bestehende Verordnungen angepasst. Dabei handelt es sich um die Verordnung über die Errichtung einer Stromreserve, die sog. Stromreserveverordnung (SResV) mit Fremderlassänderungen in der Verordnung zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW)⁵, der CO₂-Verordnung⁶, der Energieverordnung (EnV)⁷ und der Stromversorgungsverordnung (StromVV).⁸ Gesetz und Verordnungen treten spätestens am 1. Juli 2027 in Kraft.

Das revidierte StromVG und die SResV werden auf diesen Zeitpunkt die bestehende Winterreserveverordnung (WResV)⁹ ablösen. Aufgrund der neuen gesetzlichen Grundlagen braucht es neue Bestimmungen oder Präzisierungen auf Verordnungsstufe, wobei einige Regelungen aus der WResV übernommen werden.

Stand der aktuellen Stromreserve

Die Betreiber von Speicherwasserkraftwerken müssen sich gemäss dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien obligatorisch und gegen eine Pauschalabgeltung an der Bildung der Wasserkraftreserve beteiligen. Die Bildung der Wasserkraftreserve erfolgt über die jährliche Bestimmung der insgesamt vorzuhaltenden Energiemenge durch die ElCom im Hinblick auf den kommenden Winter, mit einer anteilmässigen Verteilung auf alle Speicherwasserkraftwerke.

Während die Wasserkraftreserve die Energie in den Stauseen lediglich zurückhalten, bringen Reservekraftwerke zusätzliche Leistung und Energie ins Stromsystem. Die Verträge für die bestehenden Reservekraftwerke in Birr (AG), Cornaux (NE) und Monthey (VS) mit einer Gesamtleistung von 336 Megawatt (MW) laufen im Frühling 2026 aus. Das BFE hat deshalb eine Ausschreibung und später Direktverhandlungen für neue Reservekraftwerke durchgeführt. Der Bundesrat hat im Mai 2025 fünf Projekten mit einer Leistung von insgesamt 583 MW den Zuschlag erteilt. Alle fünf Projekte werden so betrieben, dass keine zusätzlichen fossilen CO₂-Emissionen entstehen. Die neuen Reservekraftwerke werden frühestens ab 2030 vollständig zur Verfügung stehen. Als Übergangslösung soll namentlich der Gasturbinen-Prüfstand der Firma Ansaldo Energia in Birr (AG) ab Februar 2027 als Reservekraftwerk mit einer Leis-

¹ SR 734.7

² SR 641.71

³ SR 730.0

⁴ BBI 2025 2036

⁵ SR 531.35

⁶ SR 641.711

⁷ SR 730.01

⁸ SR 734.71

⁹ SR 734.722

tung von 250 MW bereitstehen. Weiter steht ab dem Winter 2026/27 auch das Gas- und Dampfkombikraftwerk (GuD) von Energie Wasser Bern (EWB) mit einer elektrischen Leistung von 50 MW als Reservekraftwerk bereit.

Die Notstromgruppen und kleinere WKK-Anlagen können mittels Pooling an der Stromreserve teilnehmen. Notstromgruppen¹⁰ sind für einen kurzfristigen Einsatz von einigen Stunden bis Tagen konzipiert. Sie sind kostengünstig, aber nicht für den Dauerbetrieb geeignet. Für einen längeren Einsatz braucht es deshalb künftig ein Logistikkonzept für die Brennstofflieferung.

Auch eine verbrauchsseitige Reserve soll einen Beitrag zur Stromreserve leisten. Dies ist aber frühestens nach einer Ausschreibung für den Winter 2027/2028 möglich. Die dazu nötigen rechtlichen Grundlagen werden mit dem revidierten StromVG und der SResV geschaffen.

2. Einordnung der Stromreserve

Bildung und Dimensionierung der Stromreserve

Gemäss Artikel 8b Absatz 2 StromVG entscheidet die ECom in Absprache mit dem BFE über die Bildung und Dimensionierung einer Stromreserve. Ob und in welcher Dimensionierung diese zu bilden ist, ist insbesondere anhand von Risikobetrachtungen auf der Grundlage von System-Adequacy-Studien zu entscheiden. Die Dimensionierung der Stromreserve erfolgt auf Basis einer umfassenden Analyse, welche unter anderem die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit der Erzeugungskapazitäten, die prognostizierte Entwicklung der Nachfrage und die grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten berücksichtigt. Dies mit dem Ziel, ein angemessenes Sicherheitsniveau der Versorgung zu gewährleisten.

Die Herausforderung bei der Dimensionierung der Stromreserve besteht darin, trotz der grossen Unsicherheiten bei den Szenarien und den entsprechenden Annahmen die versorgungstechnisch notwendige und volkswirtschaftlich vernünftige Grössenordnung der Stromreserve zu eruieren. Bei den Reserven handelt es sich um eine Versicherung gegen eine unvorteilhafte Entwicklung. Dies vor dem Hintergrund, dass mangelnde Produktions- und /oder Importkapazitäten und die damit einhergehende fehlende Energie mit enormen volkswirtschaftlichen Kosten verbunden sind. Bei der Bildung und Dimensionierung der einzelnen Bestandteile der Stromreserve werden deren spezifische Eigenschaften entsprechend berücksichtigt, insbesondere: Verfügbarkeit, Energieinhalt, Dauerleistungsfähigkeit, Flexibilität, Kosten, Umweltverträglichkeit und Zuverlässigkeit. Um die Vergleichbarkeit der Reservebestandteile zu verbessern, können dafür geeignete Methoden angewendet werden.

Artikel 8b Absatz 7 StromVG gibt dem Bundesrat die Möglichkeit, Vorgaben zur minimalen und maximalen Dimensionierung der Stromreserve zu erlassen. Der Bundesrat verzichtet jedoch bis auf Weiteres darauf, da die Festlegung der Dimensionierung in Absprache mit dem BFE erfolgt. Die bisher in der WResV festgelegten Vorgaben zur Dimensionierung der Wasserkraftreserve (Art. 2 Abs. 2 WResV) werden in der neuen Verordnung nicht übernommen, da die Dimensionierung gemäss Artikel 8b StromVG vollständig in die Zuständigkeit der ECom fällt.

In Artikel 8b Absatz 3 StromVG hat der Gesetzgeber klare Kriterien vorgegeben, welche die ECom soweit möglich bei der Ausgestaltung der Stromreserve berücksichtigt: Demnach werden bestehende Infrastrukturen bevorzugt, die Wirksamkeit zur Absicherung gegen ausserordentliche Situationen muss gegeben sein, volkswirtschaftliche Kosten von Beschaffung und Betrieb sind möglichst tief zu halten, die umwelt- und klimaschädlichen Auswirkungen sind auf ein Minimum zu beschränken und die Stromreserve soll möglichst zweckmässig ausgestaltet sein. Diese Kriterien sind mehrheitlich aus dem Gesetz

¹⁰ Mit dem Begriff «Notstromgruppen» sind stationäre Verbrennungsmotoren für die Stromerzeugung mitgemeint. Ab 2027 sollen nur noch stationäre Verbrennungsmotoren gemäss Anhang 2 Ziffer 82 der Luftreinhalteverordnung vom 16. Dezember 1985¹⁰ (LRV) in die thermische Reserve aufgenommen werden.

direkt anwendbar und bedürfen keiner weiteren Bestimmungen auf Verordnungsebene. Zur Wirksamkeit präzisiert Artikel 9 Absatz 2 SResV, dass darunter eine hohe Verfügbarkeit und Flexibilität beim Abruf zu verstehen ist. Zudem soll die EICom bei der Ausgestaltung berücksichtigen, dass die verschiedenen Reservebestandteile optimal entsprechend ihren spezifischen Stärken genutzt werden.

Koordination mit Massnahmen nach dem Landesversorgungsgesetz (LVG)

Die Krisenorganisation des Bundes besteht gemäss Verordnung über die Krisenorganisation der Bundesverwaltung (KOBV) aus einem politisch-strategischen Krisenstab (PSK), einem operativen Krisenstab (OPK) und der Basisorganisation Krisenmanagement (BOK). Während die PSK im Krisenfall durch den Bundesrat und die OPK durch das federführende Departement eingesetzt wird, ist die BOK eine permanente Organisation des Bundesamtes für Bevölkerungsschutz (BABS), welche die federführenden Bundesstellen bei der Vorbereitung und Bewältigung einer Krise unterstützen soll.

Bei kritischen Versorgungssituationen im Strombereich koordiniert der Bundesrat gemäss Artikel 8r StromVG das Zusammenspiel zwischen der Stromreserve und den Massnahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung (WL). Auf politischer Ebene wird ein Steuerungsausschuss unter der Leitung des Eidgenössischen Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) und des Eidgenössischen Departements für Wirtschaft, Bildung und Forschung (WBF) aktiviert und auf strategischer Ebene stellt eine interdepartementale Steuerungsgruppe Energie unter Leitung des BFE den Informationsaustausch sicher, beurteilt laufend die Energieversorgungslage und koordiniert allfällige Massnahmen. Die Steuerungsgruppe Energie vereint die relevanten Akteure wie Bundesstellen, Kantone, Branchenverbände und grosse Energieunternehmen. Damit wird gewährleistet, dass alle relevanten Informationen zusammenfliessen und Handlungsbedarf frühzeitig erkannt wird.

Zur Unterstützung der Steuerungsgruppe führt die EICom einen Fachstab Versorgungssicherheit. Dieser beurteilt die aktuelle Entwicklung der Stromversorgungslage und liefert die fachlichen Grundlagen für Entscheide bezüglich der erforderlichen Massnahmen. Unter Führung der EICom sind darin u.a. die nationale Netzgesellschaft, das BFE und das Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung (BWL) vertreten. Der Fachstab ermöglicht die Früherkennung von Risiken, die Entwicklung von Szenarien und Handlungsoptionen sowie die Aufbereitung von Entscheidungsgrundlagen. Ein wesentliches Instrument zur Beurteilung der Versorgungslage ist das periodische Monitoring der nationalen Netzgesellschaft zuhanden der WL gemäss VOEW.

Im Falle einer sich abzeichnenden Strommangellage erfolgt die Koordination des Zusammenspiels der Stromreserve mit den Massnahmen der WL durch den Bundesrat (Art. 8r StromVG). Die Zuständigkeit für die WL liegt beim WBF. Entscheidend ist die integrierte Betrachtung: Die Stromreserve ist ein Element im Gesamtdispositiv, das auch Bewirtschaftungsmassnahmen wie Verbote und Einschränkungen der Verwendung elektrischer Energie, Kontingentierung und weitere Massnahmen nach dem Bundesgesetz über die wirtschaftliche Landesversorgung vom 17. Juni 2016¹¹ (LVG) umfassen kann. Die Reihenfolge und das Zusammenspiel der Massnahmen kann nicht im Voraus festgelegt werden; es ist vielmehr der Bundesrat, der dies in der konkreten Mangellage entscheidet.

Bestimmungen zur Abrufentschädigung

Die detaillierten Bestimmungen zur Abrufentschädigung, wie sie in Artikel 20 WResV enthalten waren, finden keinen Einlass in die vorliegende Verordnung. Dies ergibt sich aus der geänderten Kompetenzordnung: Gemäss Artikel 8b Absatz 2 StromVG obliegt es neu der EICom, im Rahmen der Festlegung der Eckwerte auch die Parameter für die Berechnung der Abrufentschädigung zu bestimmen. Die Regelung auf Verordnungsstufe erübrigt sich damit. Das bisherige Regime unter der WResV sah vor, dass

¹¹ SR 531

Betreiber bei einem Abruf von der nationalen Netzgesellschaft eine Abrufentschädigung erhielten, deren Höhe je nach Reserveart unterschiedlich bestimmt wurde. Bei der Wasserkraftreserve berechnete die nationale Netzgesellschaft die Entschädigung nach Vorgaben der EICom. Bei den Reservekraftwerken wurden die einsatzabhängigen Kosten des Betriebs vergütet, namentlich die Kosten für Energieträger, CO₂-Abgabe, Emissionsrechte, Personal und Betriebswasser, ergänzt durch eine Tagespauschale für die Bereitschaft. Bei Notstromgruppen und WKK-Anlagen erfolgte die Vergütung der variablen Betriebskosten einschliesslich allfälliger Bescheinigungen nach vergleichbarer Methodik. Die Berechnung stützte sich auf einheitliche, von der EICom im Voraus festgelegte Parameter, insbesondere Preisindizes für Brennstoffe und Emissionsrechte, wodurch Transparenz und Nachvollziehbarkeit gewährleistet wurden. Um Doppelzahlungen zu vermeiden, wurden CO₂-Abgabe und Mineralölsteuer nur insoweit vergütet, als die Betreiber keinen anderweitigen Rückerstattungsanspruch geltend machen konnten.

Stromabkommen mit der EU

Mit dem Stromabkommen wird die Integration der Schweiz ins europäische Stromsystem und insbesondere die Verfügbarkeit der Importkapazitäten für Strom völkerrechtlich abgesichert. Damit wird die Versorgungssicherheit gestärkt und der Bedarf für eine Stromreserve voraussichtlich reduziert. Unsicherheiten bzw. Versorgungsrisiken bleiben aber bestehen, u.a. die geopolitische Lage, die meteorologischen Bedingungen, die Entwicklung der Füllstände der Schweizer Speicherseen, die Entwicklung der Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke und die Entwicklung der Gasverfügbarkeit in Europa.

Der Aufbau bzw. die Weiterführung einer Stromreserve in der Schweiz ist auch mit dem Stromabkommen möglich. Das EU-Recht erlaubt nationale Massnahmen zur Versorgungssicherheit, wenn gewisse Voraussetzungen erfüllt sind. Bei der Analyse des Reservebedarfs kann die Schweiz ihre Besonderheiten berücksichtigen. Für bestehende Reserven, die unter dem Stromabkommen unzulässig sind, gibt es eine Übergangsfrist von sechs Jahren ab Inkrafttreten des Stromabkommens. Nach Ablauf dieser Frist können diese Reserven nur weiterbetrieben werden, sofern sie dem unter dem Stromabkommen anwendbaren Recht genügen. Mit einem Stromabkommen muss die Schweiz zur Berechnung der Reservekapazitäten (abgesehen von der Ausnahme zu den Schweizer Besonderheiten) der EU-Methodologie folgen, auf welche sich die EICom schon heute teilweise abstützt.

Im Zusammenhang mit der Gesetzesvorlage zur Umsetzung des Stromabkommens in der Schweizer Gesetzgebung werden auch die bei der Stromreserve nötigen Anpassungen ans EU-Recht, insbesondere an die EU-Regeln zu Kapazitätsmärkten, vorgenommen. Dabei geht es u.a. um den Reservebedarf, Zuständigkeiten, Technologieneutralität und grenzüberschreitende Teilnahme. Auf Stufe Verordnung werden diese Anpassungen dereinst ausgeführt werden müssen.

3. Grundzüge der Vorlage

Bestandteile, Teilnahmebedingungen und Abruf der Stromreserve

Die Stromreserve besteht gemäss Artikel 8c StromVG aus einer Wasserkraftreserve, einer thermischen Reserve bestehend aus Reservekraftwerken, Notstromgruppen und Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK-Anlagen), einer verbrauchsseitigen Reserve und allenfalls künftig einer Speicherreserve¹². Die SResV präzisiert diese Bestandteile und die Teilnahmebedingungen an der Stromreserve und beinhaltet Bestimmungen zur Dauer der Teilnahme. Es folgen Ausführungsbestimmungen zur Wasserkraftreserve, zur thermischen Reserve und zur verbrauchsseitigen Reserve. Die Durchführung und der Abruf

¹² Auf eine Speicherreserve wird bis auf Weiteres verzichtet: Für die saisonale Speicherung elektrischer Energie gibt es in der Schweiz im Vergleich zur Wasserkraft noch keine Technologie, die annähernd konkurrenzfähig wäre.

der Stromreserve werden mit Vorgaben für die Abrufordnung sowie mit Ausführungen zu besonderen Fällen des Abrufs präzisiert.

Verbrauchsseitige Reserve

Das revidierte StromVG führt eine verbrauchsseitige Reserve als Instrument ein. Diese beruht darauf, dass grosse – oder gebündelte kleinere – Stromverbraucher bei Knappheit ihren Verbrauch einschränken. Die Teilnahme ist freiwillig und wird mit einem Entgelt vergütet. Die Teilnehmenden und das Entgelt werden über Ausschreibungen ermittelt. Die ElCom legt Eckwerte zur Verbrauchsreserve fest. Die nationale Netzgesellschaft führt die Ausschreibungen durch. Da die Unternehmen in der verbrauchsseitigen Reserve ihren Strom am Markt beschaffen, ist diese nicht Teil der Abrufordnung, die erst greift, wenn auf dem Markt kein Strom mehr verfügbar ist.

Unternehmen, die an der Verbrauchsreserve teilnehmen, verpflichten sich, ihren Verbrauch auf eine bestimmte abgesicherte Leistung abzusenken, sobald und solange der Marktpreis für Strom eine festgelegte Schwelle (Preisschwelle) überschreitet. Sowohl die abgesicherte Leistung als auch die Preisschwelle können die Unternehmen selbst bestimmen. Je höher ein Unternehmen die abgesicherte Leistung wählt, desto geringer ist die reduzierbare Strommenge, für die das Unternehmen das Teilnahmeentgelt erhält. Entscheidend für die Preisschwelle ist, dass sie unter dem technischen Maximum der Strombörse für den Folgetag im Marktgebiet Schweiz liegt (derzeit bei 4000 Euro pro Megawattstunde [€/MWh]). Ein Unternehmen, das auch bei hohen Strompreisen möglichst nie abgerufen werden will, wird die Preisschwelle bei 3999.99 €/MWh ansetzen. Unternehmen, die die Gewinne aus dem Weiterverkauf des Stroms höher gewichten als die Verluste aus den Produktionseinbussen, können die Schwelle auch tiefer ansetzen. In jedem Fall würde die verbrauchsseitige Reserve abgerufen, bevor die Börse das Preismaximum erreicht und der Markt nicht mehr räumen könnte, d.h. wenn die Angebote nicht ausreichen, um die Nachfrage zu decken.

Kommt es zu einem Abruf, darf ein Unternehmen höchstens die abgesicherte Leistung vom Netz beziehen. Die frei gewordene Strommenge kann das Unternehmen zu hohen Preisen am Markt verkaufen. Eine zusätzliche, hoheitliche Abrufentschädigung erachtet der Bundesrat als kontraproduktiv: Die Bestimmung des abgerufenen Volumens ist nicht trivial und es würde ein Anreiz zu Mehrverbrauch kurz vor einem Abruf entstehen¹³. Der Bundesrat verzichtet deshalb auf die Möglichkeit einer Abrufentschädigung (Art. 80 Abs. 3 StromVG). Zusätzlich zum Entgelt für die Teilnahme erhalten die Unternehmen eine Rückerstattung des Stromreserve-Zuschlags im Umfang ihrer Teilnahme und in Abhängigkeit ihrer Stromintensität. Die Überwachung, ob die Unternehmen ihre Verpflichtung zur Lastreduktion tatsächlich umsetzen, obliegt der ElCom. Sie kann zu diesem Zweck Einsicht in die Verträge mit den Stromlieferanten verlangen und Testabrufe anordnen.

Rückbau und Weiterbetrieb der Reservekraftwerke

Wird ein für die Teilnahme an der Stromreserve errichtetes Reservekraftwerk nicht weiterbetrieben, muss es zurückgebaut werden, damit keine Kraftwerksruine zurückbleibt. Die Kosten für den Rückbau werden dem Betreiber zurückerstattet, sofern dieser kosteneffizient und zügig erfolgt (Art. 8j Abs. 1 StromVG). Zügig erfolgt der Rückbau, wenn dieser innerhalb zweier Jahre abgeschlossen ist (Art. 28 Abs. 2). Dauert der Rückbau länger als zwei Jahre, werden die danach anfallenden Kosten nur rückerstattet, wenn der Betreiber nachweist, dass er alles unternommen hat, um den Rückbau innert der genannten Frist abzuschliessen. Übersteigt der Nettoerlös aus dem Verkauf der Anlage Teile die Rückbaukosten, so hat der Betreiber den Überschuss an die nationale Netzgesellschaft zu überweisen (Art. 28 Abs. 4).

¹³ Siehe dazu die Studie im Auftrag des BFE «Ausgestaltung einer Schweizer Stromverbrauchsreserve», Consentec/ZHAW, Oktober 2025.

Falls das Kraftwerk nach der Teilnahme an der Stromreserve als reguläres Kraftwerk am Markt weiterbetrieben wird, muss der Betreiber einen angemessenen Teil der Entgelte, die er für den Bau erhalten hat, zurückerstatten (Art. 8j Abs. 2 StromVG). Damit werden ungerechtfertigte Wettbewerbsvorteile im freien Strommarkt vermieden, die zu einer unerwünschten Wettbewerbsverzerrung führen würden. Der «angemessene Teil der Entgelte» entspricht dem Restwert der Anlage und damit dem Marktwert der Anlage oder der Anlagenteile nach Ende der Teilnahme an der Stromreserve.

Kosten und Rückerstattung der Kosten der Stromreserve

Gemäss Artikel 14b StromVG können sich Endverbraucher, die an der verbrauchsseitigen Reserve teilnehmen, unter gewissen Voraussetzungen die Kosten der Stromreserve zurückerstatten lassen. Die Bestimmungen der SResV zur Rückerstattung der Kosten der Stromreserve sind eng an die Bestimmungen zur Rückerstattung des Netzzuschlags (Art. 37 ff. der Energieverordnung vom 1. November 2017¹⁴ [EnV]) angelehnt. Abweichungen ergeben sich nur dort, wo eine spezifische Regelung notwendig ist. Dies, um den zusätzlichen Aufwand für die Teilnehmer der verbrauchsseitigen Reserve durch das ihnen bereits aus der Rückerstattung Netzzuschlag bekannte Verfahren möglichst klein zu halten.

Übertragung der bestehenden Verträge für die thermische Reserve

Zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des revidierten StromVG und der SResV befindet sich die Stromreserve in einer Übergangsphase, da die bestehenden Reservekraftwerke und Notstromgruppen zuvor vom Bund akquiriert und kontrahiert worden sind. Die bestehenden Verträge für die thermische Reserve sollen mittelfristig auf die nationale Netzgesellschaft übertragen werden, da diese nach dem Inkrafttreten des revidierten StromVG für die operative Abwicklung der Stromreserve zuständig ist. Bis zur Übernahme der Verträge durch die nationale Netzgesellschaft bleibt der Bund Vertragspartner der Anbieter der Anlagen für die Stromreserve. Anfallende Rechnungen werden vom BFE beglichen. Das BFE stellt der nationalen Netzgesellschaft diese Kosten in Rechnung. Der Bund beschafft die dafür notwendigen Kredite und holt die Ausgaben über die Rechnungen an die nationale Netzgesellschaft wieder herein. Diese finanziert die Zahlungen über das Netznutzungsentgelt. Damit sind diese Vorgänge für den Bund haushaltsneutral.

CO₂-Emissionen

Das StromVG macht Vorgaben zum Ausgleich der CO₂-Emissionen, welche Anlagen der thermischen Stromreserve verursachen. Die SResV enthält dazu Bestimmungen zur CO₂-Kompensationspflicht und zum Betrieb der thermischen Reserve ohne zusätzliche fossile CO₂-Emissionen.

Die Revision der CO₂-Verordnung betrifft die Entschädigung von Betreibern von Zweistoffanlagen im Emissionshandelssystem (EHS), wenn diese zum Brennstoffwechsel verpflichtet werden (Art. 19b CO₂-Gesetz). Der neue Artikel 46c der Verordnung regelt die Abgeltung allfälliger Mehrkosten infolge des Brennstoffwechsels (in der Regel Heizöl anstelle von Erdgas). Verursacht dieser Brennstoffwechsel mehr Treibhausgasemissionen, werden Mehrkosten der zusätzlich benötigten Emissionsrechte unter gewissen Bedingungen erstattet. Weiter wird die Einführung eines neuen CO₂-Kompensationregimes für WKK-Anlagen für die strombedingten CO₂-Emissionen (Art. 32a CO₂-Gesetz) in den Artikeln 98a und 98b der CO₂-Verordnung geregelt. Anstelle einer Investitionspflicht wird für Betreiber mit WKK-Anlagen, die weder am EHS teilnehmen noch einer Verminderungsverpflichtung unterliegen, eine Kompensationspflicht eingeführt. Im Gegenzug wird dem Betreiber neu die gesamte CO₂-Abgabe auf den Brennstoffen, die zur Stromproduktion eingesetzt wurden, rückerstattet.

¹⁴ SR 730.01

Information der Öffentlichkeit

Ziel der gesetzlichen Grundlage von Artikel 55a EnG und Artikel 69c EnV ist es, die Schweizer Öffentlichkeit über den aktuellen Stand sowie die zeitliche Entwicklung der Energieversorgung zu informieren. Dazu werden wesentliche Informationen und Indikatoren systematisch erfasst, durch das BFE zusammengeführt und über ein digitales Informationsportal, das sog. Energiedashboard, öffentlich zugänglich gemacht. Die erhobenen Daten sollen einen kurz-, mittel- und langfristigen Überblick über die Versorgungslage ermöglichen. Damit trägt das Informationsportal sowohl zur frühzeitigen Identifizierung von Risiken in der Energieversorgung als auch zur Sensibilisierung von Bevölkerung, Wirtschaft und Politik in den Bereich Versorgungssicherheit, Energieeffizienz und erneuerbare Energien bei. Zudem schafft das Informationsportal eine Grundlage für eine transparente und faktenbasierte Kommunikation mit der Bevölkerung und unterstützt die politische und gesellschaftliche Diskussion über die Energieversorgung. Damit das BFE diese Aufgabe effizient wahrnehmen kann, sind ihm auf Anfrage Informationen und Daten in geeigneter Form, d.h. digital und in maschinenlesbarer Form, zu übermitteln. Diese Informationspflicht richtet sich in erster Linie an Betreiber von Energieinfrastrukturen, Netzbetreiber sowie andere datenhaltende Stellen, die bereits heute über wesentliche Teile der geforderten Daten verfügen. Wirtschaftlich sensible Einzeldaten werden nicht veröffentlicht, sondern ausschliesslich in aggregierter Form dargestellt oder zur Entwicklung von Modellen genutzt. Die Erhebung und Verarbeitung der Daten erfolgt zweckgebunden, soweit dies für die Umsetzung von Artikel 55a EnG erforderlich ist. Eine flächendeckende oder generelle Datensammlung findet nicht statt. Für die Veröffentlichung werden ausschliesslich aggregierte, anonymisierte und in der Regel zeitversetzte Informationen verwendet. Damit ist gewährleistet, dass die Informationspflicht nach Artikel 55a EnG die Transparenz gegenüber der Öffentlichkeit stärkt, ohne dabei schützenswerte Interessen von Marktteilnehmern oder Einzelpersonen zu verletzen.

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

In der ersten Phase der Etablierung der Stromreserve ist für den Vollzug der vorgesehenen Regelungen auf Bundesebene mit einem höheren finanziellen und personellen Aufwand zu rechnen. Die Mehrbelastungen fallen hauptsächlich bei der ECom an: Für die Festlegung der Dimensionierung der Stromreserve, für die Vorgaben zur Bildung der Stromreserve, für die Überwachung der Vorhaltung, für die Festlegung der Abrufordnung und für die periodische Berichterstattung. Auch beim BFE fällt ein höherer Vollzugsaufwand an, sei dies bezüglich Fragen der Dimensionierung und Ausgestaltung der Stromreserve oder der Unterstützung der Projektanten im Austausch mit den zuständigen kantonalen und kommunalen Behörden bei der Planung und beim Bau. Der finanzielle Mehrbedarf (Sachkredit) kann intern kompensiert werden. Der zusätzliche personelle Aufwand beim BFE kann mit den bestehenden Ressourcen abgedeckt werden. Bei der ECom entsteht ein zusätzlicher Bedarf von 1,5 Vollzeitäquivalenten. Die dafür notwendigen finanziellen Mittel werden intern kompensiert.

Die Reservekraftwerke haben Auswirkungen auf Raum und Umwelt, wobei die Kantone und Gemeinden, auf deren Territorium die Reservekraftwerke zu stehen kommen, besonders betroffen sind. Die Auswirkungen entstehen neben dem Flächenverbrauch insbesondere durch die Emissionen von Lärm, Luftschadstoffen und klimarelevanten Gasen, allesamt Bereiche, welche durch Bundesgesetze geregelt sind. Der Bund ist betreffend den neuen Reservekraftwerken mit den Standort-Kantonen und Gemeinden im Gespräch. Während allenfalls nötige Verstärkungen bezüglich des Netzanschlusses für Strom und Gas in Bundesverfahren bewilligt werden, werden Bau und Betrieb der Reservekraftwerke nach kantonalem Recht bewilligt. In finanzieller und personeller Hinsicht sind die Auswirkungen überschaubar, sowohl der Aufwand für die Bewilligungsverfahren und die Kommunikation wie auch die regional-

wirtschaftlichen Effekte. In den Gemeinden mit einem Standort für ein Reservekraftwerk fällt ein zusätzlicher Arbeitsaufwand bei den Behörden an. Ein Teil des Aufwands bei Gemeinden, Kantonen und dem Bund wird dabei über bestehende Gebührenordnungen abgegolten werden.

Bezüglich der Information der Öffentlichkeit (Energiedashboard) sind neben den bereits eingeplanten finanziellen Ressourcen zum Betrieb keine weiteren Ressourcen notwendig. Hingegen profitieren diverse Bundestellen, die Kantone und Gemeinden von der Datenbereitstellung durch den Bund. Sie können diese Erkenntnisse in ihre Planungen und politischen Prozesse einfließen lassen, woraus Kosteneinsparungen für Kantone und Gemeinden resultieren können.

Die Präzisierung in der CO₂-Verordnung, unter welchen Voraussetzungen es zur Abgeltung allfälliger Mehrkosten bei einem angeordneten Brennstoffwechsel kommt (Art. 46c), führt im Anwendungsfall zu einer Mehrbelastung im Bundeshaushalt. Dabei hängen die Kosten stark davon ab, wie lange der Wechsel verordnet wird und welche Preise für Brennstoffe sowie die Emissionsrechte zu diesem Zeitpunkt herrschen. Um künftig eine für den Bund kostenneutrale und verursachergerechte Finanzierung sicherzustellen, wird im Rahmen der Klimapolitik nach 2030 geprüft, wie die Kosten künftig beispielsweise über die Einnahmen aus der Versteigerung der Emissionsrechte gegenfinanziert werden können.

5. Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft

Die Stromreserve verbessert die Resilienz der Stromversorgung, indem sie dazu beiträgt, eine Strommangellage abzuwenden oder möglichst abzumildern, und ist daher als Versicherungslösung zu betrachten. Eine sichere Stromversorgung erhöht die Standortattraktivität der Schweiz. Mit der Umsetzung der Stromreserve werden Aufträge für Unternehmen und Lieferanten der Energiebranche erteilt. Die Kosten der Stromreserve werden mit dem Tarif Stromreserve als Teil des Entgelts für die Nutzung des Übertragungsnetzes auf die Stromkonsumentinnen und Stromkonsumenten überwält. Der Tarif wird von der nationalen Netzgesellschaft jährlich überprüft und jeweils im März für das Folgejahr neu festgelegt und publiziert. Grundlage für die Berechnung ist die Prognose der Kosten für das Tarifjahr plus eine Verrechnung der Über- oder Unterdeckungen der vergangenen drei Jahre. Die Verrechnung der Über- oder Unterdeckung über drei Jahre reduziert Tarifschwankungen. Die Kostenblöcke, welche dem Tarif Stromreserve angerechnet werden dürfen, bestehen heute aus zwei Teilen: der Wasserkraftreserve und der thermischen Reserve mit Notstromgruppen und Reservekraftwerken. Zukünftig werden auch die Verbrauchs- und ggf. die Speicherreserve als weitere Kostenpositionen anfallen. Für das Jahr 2026 beträgt der Tarif Stromreserve 0,41 Rappen pro Kilowattstunde. Für einen durchschnittlichen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 4500 Kilowattstunden entspricht dies einem Betrag von rund 18 Franken pro Jahr. Für ein stromintensives Unternehmen, das 10 Gigawattstunden pro Jahr verbraucht, bedeutet dies einen Mehraufwand von rund 41'000 Franken. Der Bundesrat erachtet die Kosten als vertretbar, insbesondere mit Blick auf das grosse Schadenspotenzial einer längeren Stromunterversorgung auf die schweizerische Volkswirtschaft. Energieintensive Unternehmen können eine (teilweise) Rückerstattung der Kosten der Stromreserven beantragen. Voraussetzung dazu ist unter anderem, dass sie an der Verbrauchsreserve teilnehmen.

Generell sind die Umweltauswirkungen gering, da die Anlagen im Sinne einer Versicherungslösung – abgesehen von gelegentlichen Tests – nur im Notfall laufen. Dennoch schreibt das Gesetz für den Betrieb der neuen Reservekraftwerke grundsätzlich die Verwendung eines «CO₂-neutralen Brennstoffes» vor. Dieser Begriff wird in der Stromreserveverordnung dahingehend präzisiert, indem gemeint ist, dass durch den Betrieb der Reservekraftwerke keine direkten CO₂-Emissionen verursacht werden oder dass diese durch Negativemissionen ausgeglichen werden. Für die fünf Projekte, welche im Mai 2025 einen Zuschlag erhalten haben, wird der primäre Brennstoff HVO/HEFA (Hydrotreated Vegetable Oil [HVO], auf Deutsch: hydriertes Pflanzenöl bzw. Hydroprocessed Esters and Fatty Acids [HEFA], auf Deutsch: hydrierte Ester und Fettsäuren) eingesetzt. Sollten in einer länger andauernden Strommangellage in

nützlicher Frist kein Nachschub von erneuerbarem Brennstoff beschafft werden können, kann von diesem Grundsatz abgewichen werden, jedoch müssen die emittierten CO₂-Emissionen durch Zukauf von CO₂-Zertifikaten kompensiert werden. Alle Anlagen der Stromreserve müssen sämtliche gesetzliche Vorschriften einhalten, insbesondere die Grenzwerte der Luftreinhalte¹⁵- und Lärmschutzverordnung¹⁶. Zur Reduktion der Stickoxid- und Feinstaubemissionen werden SCR-Katalysatoren (Selective Catalytic Reduction [SCR], auf Deutsch: selektive katalytische Reduktion) und Partikelfilter eingebaut. Die Abrufordnung der ElCom priorisiert beim Abruf diejenigen Anlagen, welche eine Minimierung der Schadstoff- und CO₂-Emissionen erlauben.

Die Einrichtung einer verbrauchsseitigen Reserve führt dazu, dass die Stromversorgung im Krisenfall nicht nur durch eine Mehrproduktion von Strom sichergestellt wird, sondern auch durch eine Reduktion des Verbrauchs. Die Möglichkeit zur Teilnahme an der verbrauchsseitigen Reserve bewirkt, dass sich grosse Stromverbraucher damit auseinandersetzen, wie sie ihren Stromverbrauch bei grosser Knappheit und entsprechend hohen Preisen drosseln können. Bei der Dimensionierung der verschiedenen Reservebestandteile wird der Beitrag der Verbrauchsreduktion entsprechend berücksichtigt. Dadurch wird die Reserve insgesamt diversifizierter aufgestellt und die Mittel können effizienter alloziert werden.

Die Information der Öffentlichkeit mit dem Instrument des Energiedashboard des Bundes bringt einen Nutzen für Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft. Die Transparenz reduziert Unsicherheiten für alle Marktteilnehmer. Sie kann zu fundierteren Investitionsentscheidungen beitragen und ermöglicht Verbesserungen und Einsparungen im Betrieb, beispielsweise da Daten oder Modelle nicht mehr individuell durch Unternehmen beschafft werden müssen. Weiter dient es den Krisenorganisationen des Bundes, der Kantone und der Wirtschaft. Die Informationen fördern das Wissen und die Sensibilisierung der Bevölkerung zur Transformation des Schweizer Energiesystems. Weiter können über die bereitgestellten Informationen einfacher Rückschlüsse auf die Wirkung der politischen Instrumente gezogen werden.

6. Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen

Stromreserveverordnung (SResV)

Art. 1

Diese Verordnung enthält hauptsächlich Ausführungsbestimmungen zu den Bestimmungen des Stromversorgungsgesetzes, die sich der Stromreserve widmen (Art. 8b ff. StromVG). Sie regelt die Ausgestaltung und den Vollzug der Stromreserve zur Sicherstellung der Stromversorgung in ausserordentlichen Situationen. In Absatz 2 werden beispielhaft die wichtigsten Regelungsbereiche aufgezählt (Bst. a-e).

Art. 2 *Mindestdauer der Teilnahme*

Die Festlegung der Mindestdauern für die Teilnahme an den verschiedenen Bestandteilen der Stromreserve orientiert sich primär an den erforderlichen Investitionen und den betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen der jeweiligen Anlagenkategorien.

Neu zu errichtende Reservekraftwerke erfordern Investitionen in der Grössenordnung von 1,5 Millionen bis 3 Millionen Franken pro Megawatt installierter Leistung. Diese erheblichen Kapitalaufwendungen können nur über einen längeren Zeitraum amortisiert werden. Die Festlegung auf 15 Jahre berücksichtigt die üblichen Abschreibungszeiten für Kraftwerksanlagen und gewährleistet den Investoren die notwendige Planungssicherheit.

¹⁵ SR 814.318.142.1

¹⁶ SR 814.41

Die fünfjährige Vertragsdauer für Notstromgruppen und WKK-Anlagen berücksichtigt die Komplexität der erforderlichen Logistikkonzepte, insbesondere für die Brennstoffversorgung. Kürzere Ausschreibungsintervalle würden zu ineffizienten Wechseln der Logistikdienstleister führen und die Versorgungssicherheit gefährden. Die fünfjährige Vertragslaufzeit ermöglicht den Aggregatoren, stabile Geschäftsbeziehungen zu den einzelnen Anlagenbetreibern aufzubauen, welche verpflichtet sind, über Aggregatoren an der thermischen Reserve teilzunehmen. Notstromgruppen müssen immer über einen Aggregator an der thermischen Reserve teilnehmen. WKK-Anlagen mit einer Leistung unter 30 MW ebenso. WKK-Anlagen mit einer Leistung über 30 MW können zur Teilnahme an der thermischen Reserve direkt mit der nationalen Netzgesellschaft einen Vertrag abschliessen.

Die ECom ist für die Festlegung der Eckwerte zuständig und kann auch längere Mindestdauern vorsehen.

Art. 3 Meldung von Verdachtsfällen

Die inhaltliche Regelung der bisherigen Verordnungsbestimmung zu Verwaltungssanktionen (Art. 5b WResV) ist neu grösstenteils auf Gesetzesstufe festgelegt. Gemäss Artikel 8f StromVG werden Teilnehmer der Stromreserve, die die Wasser- oder Leistungsvorhaltung bzw. deren Anlagen im vorgegebenen Zeitraum nicht oder nicht vollständig zur Verfügung stehen, mit einer Verwaltungssanktion belegt (Art. 8f Abs. 1 Bst. a und b StromVG). Dasselbe gilt für Teilnehmer der verbrauchsseitigen Reserve, die die Vorgaben zum Liefervertrag nicht erfüllen oder den Abruf nicht ordnungsgemäss vornehmen (Art. 8f Abs. 1 Bst. c StromVG). Hegt die nationale Netzgesellschaft den Verdacht, dass ein Teilnehmer gegen die gesetzlichen oder vertraglichen Vorgaben verstösst, ist sie verpflichtet, diesen Verdacht umgehend der ECom zu melden. Eine Meldepflicht für Verstösse gegen die Vorhaltepflcht (Wasserkraftreserve) war bis anhin in Artikel 5b Abs. 4 WResV verankert.

Art. 4 Eckwerte

Diese Bestimmung wurde teilweise aus Artikel 2 WResV übernommen. Zuständig für die Festlegung der Eckwerte ist die ECom.

Absatz 1 hält fest, dass die ECom jährlich die Eckwerte der Wasserkraftreserve festlegt und diese veröffentlicht. Bei diesen Festlegungen handelt es sich weder um etwas Rechtssatzmässiges noch um klassische Verfügungen, als vielmehr um einen Konkretisierungsschritt. Die Festlegungen haben somit hybriden Charakter und die ECom kann sie als Weisung erlassen. Die nationale Netzgesellschaft erfüllt eine öffentliche Aufgabe und ist somit an die Festlegungen bzw. Weisungen der ECom gebunden. Der Unterschied zu anderen Fällen mit dienstlichen Weisungen liegt darin, dass die nationale Netzgesellschaft nicht in eine allgemeine Hierarchiestruktur mit der ECom integriert ist.

Absatz 2 reiht die Eckwerte in einer nicht abschliessenden Liste auf, zunächst die Vorhaltemenge (Energie menge) für die ganze Wasserkraftreserve (*Bst. a*). Diese wird proportional zum jeweiligen Energieinhalt der einzelnen Speicherseen auf alle Speicherwasserkraftwerke verteilt, die an der Wasserkraftreserve teilnehmen (vgl. Art. 8f Abs. 1 StromVG). Wie die Verteilung vorzunehmen ist, war bisher in Artikel 2 Absatz 3 Buchstabe a WResV geregelt. Beim Zeitraum (*Bst. b*) geht es nicht um eine abstrakte Dauer, sondern darum, die konkreten Kalenderwochen im Winter mit den zugehörigen Reservemengen zu bezeichnen. Die kritischste Phase ist gegen Ende des hydrologischen Winterhalbjahrs, wenn die Seen leer sind, kurz bevor die Schneeschmelze einsetzt (ca. Ende April). Zusätzlich zur Absicherung dieser Phase ist eine Vorhaltung im Januar / Februar / März denkbar, wenn der Stromverbrauch höher und die Importe tendenziell unsicherer sind. Während dieser Phase sind die Seen voller und die Vorhaltung auch grösserer Energiemengen entsprechend günstiger. Weiter soll die ECom Vorgaben zur Verteilung der Energie auf mehrere Speicher (*Bst. c*), zur installierten Leistung (*Bst. d*) und zum Abruf und zur Entschädigung für die abgerufene Energie (*Bst. e*) machen. Zu den weiteren Aspekten gehören auch Regelungen zum Umgang mit Partnerwerken (*Bst. f*) und die Ersatzleistungen, welche die Kraftwerksbetreiber für den Fall eines unvorhergesehenen Ausfalls ihrer Anlagen erbringen müssen (*Bst. g*).

Schliesslich soll die ECom Vorgaben machen, um marktmanipulatives Verhalten zu verhindern (*Bst. h*). Dazu zählt beispielsweise das Zurückhalten von Kraftwerksleistung im Markt, um einen künstlichen Reserveabruf herbeizuführen.

Art. 5 Teilnehmer an der Wasserkraftreserve und Umfang der Verpflichtung

Diese Bestimmung zu den Reserveteilnehmern und der Umfang der Verpflichtung wurden teilweise aus Artikel 3a WResV übernommen. Die Kompetenz der ECom, die Reserveteilnehmer ausnahmsweise zusätzlich zur Leistungsvorhaltung verpflichten zu können (bisher in Art. 3a Abs. 4 WResV geregelt), wird neu im Gesetz statuiert (Art. 8f Absatz 5 StromVG). Dass die ECom bei umstrittener Teilnahmepflicht oder Umfang eine Verfügung erlassen kann, versteht sich von selbst (bisher in Art. 3a Abs. 5 WResV geregelt) und muss nicht explizit statuiert werden.

Absatz 1: Auch die Teilnahmepflicht (Obligatorium) ergibt sich aus dem Gesetz selbst (Art. 8c Abs. 2 StromVG). Sie muss jedoch präzisiert werden, was Partnerwerke betrifft. Nach *Absatz 1 Buchstabe b* sind alle Partner, d.h. die Teilhaber, teilnahmepflichtig. Das heisst, auch Kleinstpartner, z.B. Gemeinden, sind reservepflichtig.

Absatz 2: Der objektive Geltungsbereich des Obligatoriums bemisst sich nach dem maximalen Energieinhalt (Speicherkapazität). Dieser wird über die gesamte Kaskade eines hydraulisch zusammenhängenden und gemeinsam optimierten Anlagenverbunds gemessen. Die hydraulische Verknüpfung von Einzelanlagen ist dann gegeben, wenn die Einzelanlagen durch einen künstlichen Wasserweg miteinander verbunden sind. Für die gemeinsame Optimierung müssen die Einzelanlagen als eine Einheit betrieben und optimiert werden.

Der maximale Energieinhalt (Speicherkapazität) sowie die Eigentums- bzw. Beteiligungsverhältnisse dürften bei den meisten Speicherwasserkraftwerken stabil sein. Für den Fall, dass es doch Änderungen im maximalen Energieinhalt oder Veräusserungen oder Verschiebungen in Bezug auf die Eigentums- bzw. Beteiligungsverhältnisse gibt, klärt *Absatz 3*, dass auf die Verhältnisse jeweils am Anfang des aktuellen hydrologischen Jahres abzustellen ist. 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 Vorhaltdauer der neue Betreiber in die Pflicht eintritt. Das würde wohl den Erwerbspreis beeinflussen. Für eine abweichende Regelung im Innenverhältnis bleibt kaum Raum; gegenüber der Reserve ist jedenfalls der neue Eigner verantwortlich. Auch der maximale Energieinhalt eines Speicherwasserkraftwerks wird per Stichtag bestimmt.

Absatz 4: Bei Speicherwasserkraftwerken, die ein Gewässer nutzen, das die Landesgrenzen berührt, ist für die Berechnung der Speicherkapazität und der Eigentums- bzw. Beteiligungsverhältnisse nur der schweizerische Hoheitsanteil zu berücksichtigen.

Absatz 5: Die Dimensionierung der Wasserkraftreserve und die von den jeweiligen Reserveteilnehmern davon proportional vorzuhaltende Energie (Vorhaltungsmenge) werden von der ECom festgelegt (Art. 8b Abs. 2 StromVG). Veränderungen der Versorgungssituation können dazu führen, dass die dimensionierte Wasserkraftreserve voraussichtlich nicht ausreicht und folglich eine Anpassung der Vorhaltungsmenge nötig ist (als Nachtrag zur Eckwertfestlegung). Diese Anpassung kann gestützt auf Absatz 5 vorgenommen werden. Die ECom kann also eine Erhöhung oder Reduktion insbesondere auch während schon laufender Vorhaltdauer anordnen. Auch die Anpassung erfolgt bei den einzelnen teilnahmepflichtigen proportional und somit für alle gleichmässig. Ist die Teilnahmepflicht an der Wasserkraftreserve oder deren Umfang umstritten, so erlässt die ECom eine Verfügung (vgl. Art. 22 Abs. 1 StromVG).

Art. 6 Verteilung auf verschiedene Speicherwasserkraftwerke und Abreden über die Energievorhaltung

Die vorliegende Bestimmung regelt die Kriterien und die Bewilligungspflicht zur Verteilung der vorzuhaltenden Energie sowie die Abreden der Betreiber untereinander. Sie wurde mit einer Anpassung aus Artikel 4 WResV übernommen.

Absatz 1: Oft verfügen die teilnahmepflichtigen Betreiber bzw. Teilhaber von Partnerwerken gleichzeitig über mehrere Speicherwasserkraftwerke, die unter die obligatorische Wasserkraftreserve fallen. Das Gesetz lässt sie selbst entscheiden, wie sie ihr Vorhaltesoll auf ihre Speicherseen verteilen (vgl. Art. 8f Abs. 2 StromVG). Damit gemeint ist bei Partnerwerken auch die Verteilung innerhalb des gleichen Speichersees. Die Teilnehmer der Wasserkraftreserve können ihre Vorhaltepflcht gemäss Artikel 8f Absatz 2 auch mit Speicherseen unter 10 GWh erfüllen. Dafür müssen diese aber geeignet sein, was schweizweit insgesamt nur auf wenige Seen zutrifft; im Streitfall würde die EICom entscheiden. Der Bundesrat setzt dieser grundsätzlichen Freiheit gestützt auf Artikel 8f Absatz 3 Buchstabe a StromVG Schranken. Zu verhindern gilt es hauptsächlich, dass die Vorhaltung – über die ganze Wasserkraftreserve und pro Reserveteilnehmer – zu einseitig auf wenige Seen verteilt ist, was Risiken für eine optimale Verfügbarkeit im Abruffall birgt. Zur Verteilung hatte die EICom schon bisher Eckwerte festgelegt, z.B. mit einem Vorhaltemaximum pro hydrologisch zusammenhängenden Kraftwerkskomplex. Diese (oder ähnliche) Vorgaben sind als Begrenzung der grundsätzlichen Freiheit der Betreiber weiterhin notwendig.

Absatz 2: Wie in Artikel 8f Absatz 2 Satz 2 vorgesehen, können Teilnehmer der Wasserkraftreserve untereinander Abreden über die Energievorhaltung treffen. Die Verordnungsbestimmung hält klärend fest, dass die Verantwortlichkeit des ursprünglich Verpflichteten gegenüber der EICom auch im Falle einer Abrede bestehen bleibt. Dieser ist weiterhin für die gehörige Erfüllung der Reservepflichten verantwortlich. Falls Reservepflichten verletzt werden, hat er allfällige Interventionen der EICom zu gewärtigen und mit Verwaltungsanktionen nach Artikel 8f StromVG zu rechnen.

Absatz 3: Die Möglichkeit, über Abreden andere Teilnehmer der Wasserkraftreserve mit der Energievorhaltung zu beauftragen, bedeutet jedoch nicht, dass die Teilnehmer der Wasserkraftreserve jederzeit beliebig Vorhaltungsmengen verschieben können. Um das Funktionieren der Wasserkraftreserve zu gewährleisten, sind Einschränkungen nötig, deren Einhaltung durch die Bewilligungspflicht sichergestellt wird. Die vorliegende Bestimmung hält fest, dass die Teilnehmer der Wasserkraftreserve der EICom die geplanten Verteilungen der Energie und allfällige Abreden zur Bewilligung vorzulegen haben. Diese sind von der EICom grundsätzlich zu genehmigen. Die Verweigerung der Bewilligung wäre nur dann angebracht, wenn das reibungslose Funktionieren der Wasserkraftreserve gefährdet wäre, beispielsweise weil die Eckwerte zur Energieverteilung oder der minimal installierten Leistung nicht eingehalten würden (vgl. EICom, «Eckwerte für die Errichtung einer Wasserkraftreserve im hydrologischen Jahr 2025/2026», Ziff. 3.5 und 3.6).

Art. 7 Vereinbarung über die Teilnahme an der Wasserkraftreserve

Die Bestimmung zur Vereinbarung über die Teilnahme wurde im Wesentlichen aus Artikel 5 WResV übernommen. Die Pflicht der nationalen Netzgesellschaft, mit den Reserveteilnehmern eine Vereinbarung abzuschliessen, ergibt sich neu aus Artikel 8n Absatz 1 StromVG und damit aus dem Gesetz selbst. Es ist weiterhin möglich, mehrjährige Vereinbarungen abzuschliessen, obschon die Vorhaltung eine jährliche ist. Das trägt der Tatsache Rechnung, dass die Eigentums- und Beteiligungsverhältnisse grundsätzlich stabil sein dürften, mit nur wenigen bzw. seltenen Veränderungen.

Absatz 2: Die Vereinbarungen sind auch im Verpflichtungsmodell notwendig, weil es mit den Reserveteilnehmern zahlreiche operative und technische Details zu regeln gilt. Während sich die Details bei den meisten Punkten originär aus der Vereinbarung ergeben, enthält diese für die zentralen jährlich variierenden und somit dynamischen Elemente – Vorhaltungsmenge, -zeitraum und Pauschalabgeltung – bloss eine Wiedergabe dessen, was aufgrund behördlicher Festlegungen konkret gilt. Die Aufzählung in Absatz 2 ist nicht abschliessend, auch jene in Buchstabe a nicht. Zu regeln sind u.a. die Revisionsarbeiten (*Bst. c*), die zulässig sind, bei denen aber Zurückhaltung angezeigt ist. Beispielsweise 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 EICom zur Leistungsvorhaltung ergeben. Revisionen, die vereinbarungswidrig oder unter Beeinträchtigung der Re-

serve in Aussicht genommen werden, könnten durch die ECom – ihr sind die geplanten Revisionsarbeiten zu melden – aufgrund ihrer allgemeinen Aufsichtsrolle (Art. 22 StromVG) untersagt werden. Bei den nach Artikel 1b VOEW zur Verfügung zu stellenden Daten (*Bst. d Ziff. 1*) handelt es sich nicht um Personendaten im Sinne des Datenschutzgesetzes (DSG).¹⁷

Absatz 3 ist vom Motiv geleitet, den bei der nationalen Netzgesellschaft anfallenden administrativen Aufwand möglichst zu reduzieren. Die Bestimmung 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 in der Regel 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 durch *Abs. 3* gedeckt).

Wegen der Bedeutung des betriebsführenden Unternehmens ist es sinnvoll, wenn die nationale Netzgesellschaft 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 der nationalen Netzgesellschaft 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).

Art. 8 Pauschalabgeltung und Vergütung für die Leistungsvorhaltung

Absätze 1 und 2: Artikel 8e Absatz 1 StromVG hält fest, dass den Teilnehmern der Wasserkraftreserve für die Energievorhaltung eine Pauschalabgeltung erhalten. Das Gesetz legt fest, dass die Abgeltung für die Vorhaltung im Voraus festgelegt wird, angemessen sein soll und pauschal erfolgt, d.h. ohne Berücksichtigung individueller Besonderheiten der einzelnen Speicherkraftwerke. Zudem soll sie sich an den entgangenen Erlösen orientieren und die aktuelle Marktsituation, die Preisdifferenz zwischen Winter- und Sommermonaten sowie den Wert der Flexibilität berücksichtigen. Die bisherige Berechnungsmethodik erfüllt all diese Kriterien und wird unverändert beibehalten. Die Abgeltung 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 Speicherwasserkraftwerks 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 Vorhaltungsmenge multipliziert, woraus sich die individuelle Pauschalabgeltung ergibt.

¹⁷ SR 235.1

Absatz 3 legt die Bestimmung der Pauschalabgeltung für den Fall einer nachträglichen Anpassung der Vorhaltemenge fest. Bei der 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. Das frei gewordene Wasser steht für die reguläre Verwendung zur 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 4 handelt von der Höhe der Vergütung für eine allfällige Leistungsvorhaltung nach Artikel 8f Absatz 5 StromVG. Da eine Leistungsvorhaltung für den Betreiber eines Kraftwerks eine stärkere Einschränkung als eine reine Energievorhaltung darstellt, muss diese zusätzlich vergütet werden. Die ECom legt diese Vergütung nicht abstrakt im Voraus fest, sondern situationsbezogen. Wegen Verschiedenartigkeit von Gründen für eine Leistungsvorhaltung ist es schwierig, in der SResV konkrete Bemessungskriterien festzulegen. Wie die Pauschalabgeltung für die Energievorhaltung soll auch die Vergütung für eine allfällige Leistungsvorhaltung angemessen 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. 9 Eckwerte und Ausgestaltung

Die Bestimmung konkretisiert die Kompetenz der ECom zur Festlegung der Eckwerte für die thermische Reserve. Bei der Dimensionierung geht es um die Gesamtleistung der thermischen Reserve und deren Aufteilung auf die verschiedenen Bestandteile der thermischen Reserve. Die Teilnahmekriterien umfassen technische und betriebliche Anforderungen, die je nach Anlagenkategorie differenziert werden können. Dazu gehören etwa Mindestleistungen sowie die technische Verfügbarkeit. Die Verfügbarkeitsperiode definiert den Zeitraum, in dem die Anlagen für die Reserve bereitstehen müssen. Diese kann sich an den kritischen Wintermonaten orientieren. Die Mindestanforderungen an die Betriebsbereitschaft konkretisieren die technische Einsatzfähigkeit. Hierzu gehören maximale Anfahrzeiten, Mindestbetriebsdauer, Verfügbarkeitsgrad und Wartungsfenster, sowie Vorgaben zur Brennstofflagerung und -versorgung. Diese Parameter müssen die spezifischen Eigenschaften der verschiedenen Anlagenkategorien berücksichtigen. Die maximale Abruftdauer berücksichtigt die technischen Grenzen thermischer Anlagen, insbesondere bezüglich Brennstoffvorräten und Wartungsintervallen.

Absatz 2 konkretisiert den gesetzlichen Auftrag aus Artikel 8b Absatz 3 Buchstabe b StromVG. Die hohe Verfügbarkeit erfordert, dass die Anlagen während der gesamten Periode mit hoher Wahrscheinlichkeit abrufbar sind. Die hohe Flexibilität bezieht sich auf die Fähigkeit, innerhalb kurzer Zeit die volle Leistung bereitzustellen und diese bedarfsgerecht anzupassen.

Art. 10 Ausnahmen Zweistofffordernis

Es sind Fälle denkbar, in denen eine Anlage, die nicht über die Fähigkeit für einen Dual-Fuel-Betrieb verfügt, für die Versorgungssicherheit notwendig ist. So z.B. die Übergangslösung der GT26 von Ansaldo in Birr, die nur mit Gas betrieben werden kann.

Bei Anlagen, die mit flüssigem Brennstoff betrieben werden, erübrigt sich die Zweistofffähigkeit, wenn der Brennstoff in genügender Menge in der Schweiz eingelagert und die Transportlogistik gesichert ist. Dadurch ist die Versorgungssicherheit gewährleistet und die Vorgabe für einen zweiten Brennstoff würde nur höhere Kosten verursachen, ohne einen Mehrwert für die Versorgungssicherheit zu bringen.

Art. 11 Pflichten für die Betreiber von Rohrleitungsanlagen

Die Bestimmung führt Artikel 8i StromVG näher aus. Dieser verpflichtet Betreiber von Gasleitungen, an denen ein Reservekraftwerk angeschlossen ist, dem Kraftwerksbetreiber Netznutzungsbedingungen

anzubieten, die auf den Einsatz des Reservekraftwerks zugeschnitten sind. Unter zugeschnittenen Bedingungen sind Tagesprodukte zu verstehen, deren Verfügbarkeit den Betreibern von Reservekraftwerken garantiert werden muss.

Art. 12 Teilnahme von WKK-Anlagen an der thermischen Reserve

Absatz 1: Der Bundesrat legt gestützt auf Artikel 8k Absatz 3 StromVG fest, dass WKK-Anlagen mit einer Leistung unter 30 MW als «kleinere WKK-Anlagen» gelten. Diese müssen gemäss Gesetz über Aggregatoren an der Stromreserve teilnehmen.

Absatz 2: Die Betreiber von WKK-Anlagen ab 30 MW Leistung haben die Wahl zwischen einer direkten Vertragsbeziehung mit der nationalen Netzgesellschaft oder der Teilnahme über einen Aggregator. Diese Flexibilität ermöglicht es grossen Anlagen, je nach betrieblichen Gegebenheiten die für sie optimale Teilnahmeform zu wählen. Die direkte Teilnahme setzt voraus, dass der Anlagenbetreiber über eine Abrufvereinbarung mit der nationalen Netzgesellschaft verfügt.

Für Notstromgruppen besteht gemäss Gesetz unabhängig von ihrer Leistung die Pflicht zur Teilnahme über Aggregatoren.

Art. 13 Entgelt für Notstromgruppen und WKK-Anlagen bei Teilnahme über Aggregatoren

Die Bestimmung regelt die Vergütungsstruktur bei der Teilnahme von Notstromgruppen und WKK-Anlagen über Aggregatoren. Das Gesetz sieht zwei voneinander zu unterscheidende Vergütungskomponenten vor: das jährliche Entgelt nach Artikel 8e Absatz 2 StromVG, das den Betreibern der Anlagen zusteht, und die Dienstleistungspauschale nach Artikel 8f Absatz 4 StromVG, mit welcher der Aggregator für seine Aggregationsleistung entschädigt wird. Die nationale Netzgesellschaft richtet beide Vergütungen an den Aggregator aus, der das jährliche Entgelt an die Betreiber weiterleitet. Absatz 2 verlangt, dass die beiden Komponenten sowohl im Angebot als auch in der Abrechnung separat auszuweisen sind. Damit wird Transparenz geschaffen und sichergestellt, dass die Mittelflüsse nachvollziehbar bleiben. Soweit Nachrüstungsmassnahmen an Anlagen erforderlich sind, sind die entsprechenden Vergütungen ebenfalls gesondert auszuweisen. Die Höhe sämtlicher Vergütungen ergibt sich aus dem Ausschreibungsverfahren. Die Aggregatoren kalkulieren ihre Dienstleistungen einschliesslich der Akquisitionskosten für die Gewinnung von Produktionskapazitäten in ihr Angebot ein.

Um die Angebote entsprechend den Ausschreibungskriterien bewerten zu können, müssen die einzelnen Positionen das Entgelt für die Produzenten, die Vergütung für Aggregationsdienstleistung und die Kosten für Nachrüstungsmassnahmen in den Angeboten und Abrechnungen jeweils separat ausgewiesen werden.

Art. 14 Einsatz von Notstromgruppen und WKK-Anlagen während der Verfügbarkeitsperiode

Das Gesetz ermächtigt den Bundesrat in Artikel 8k Absatz 4 Buchstabe b StromVG, Ausnahmen vom grundsätzlichen Einsatzverbot während der Verfügbarkeitsperiode vorzusehen. Die vorliegende Bestimmung macht von dieser Ermächtigung Gebrauch. Nach Artikel 8k Absatz 4 Buchstabe a StromVG kann der Bundesrat vorsehen, dass WKK-Anlagen, die Unterstützungsleistungen erhalten, von der Teilnahme an der Stromreserve ausgeschlossen sind. Gegenwärtig bestehen keine rechtlichen Grundlagen für eine Unterstützung von WKK-Anlagen. Von der Kompetenz nach dem vorangehenden Artikel wird daher kein Gebrauch gemacht.

Die Eigennutzung wird nur in Ausnahmesituationen erlaubt, nämlich bei Netzzusammenbrüchen oder schweren Mangellagen. In solchen Situationen hat die Aufrechterhaltung kritischer Betriebsfunktionen Priorität. Bei WKK-Anlagen gilt als Eigennutzung nur die Stromerzeugung und nicht der wärmegeführte Betrieb. Da die Anlage während der Eigennutzung nicht für die Reserve zur Verfügung steht, erfolgt eine anteilmässige Kürzung des Entgelts. Dies stellt sicher, dass nur die tatsächliche Verfügbarkeit vergütet wird.

Systemdienstleistungen können erbracht werden, soweit die primäre Funktion für die Stromreserve nicht gefährdet wird. Die nationale Netzgesellschaft prüft im Einzelfall, ob die Erbringung von Systemdienstleistungen mit der jederzeitigen Abrufbereitschaft vereinbar ist. Bei Systemdienstleistungen erfolgt keine Kürzung des Entgelts, da die Anlage weiterhin für die Reserve verfügbar bleibt. Für die Verbrauchsreserve bedarf es keine solche Bestimmung, da die teilnehmenden Stromverbraucher ganz generell am Strommarkt tätig sein dürfen.

Art. 15 Vergütung der Kosten für die Nachrüstungen von Notstromgruppen

Die Bestimmung konkretisiert die Ermächtigung in Artikel 8m StromVG. Die Vergütung von Nachrüstungen dient dazu, die erforderliche Kapazität an umweltkonformen Notstromgruppen für die thermische Reserve sicherzustellen.

Die Nachrüstungsvergütung ist an zwei kumulative Voraussetzungen geknüpft: Die Massnahme muss umweltrechtlich erforderlich sein und zur Erreichung der Reservedimensionierung beitragen. Damit wird verhindert, dass Nachrüstungen vergütet werden, wenn bereits genügend konforme Anlagen zur Verfügung stehen. Diese Subsidiarität stellt einen effizienten Mitteleinsatz sicher.

Die vergütungsfähigen Nachrüstungsmaßnahmen umfassen primär SCR-Katalysatoren zur Reduktion der Stickoxidemissionen und Partikelfilter. Diese Technologien haben sich als wirksam erwiesen, um bestehende Notstromgruppen auf die geforderten Emissionsgrenzwerte für stationäre Verbrennungsmotoren zu bringen. Die Öffnungsklausel in *Absatz 2 Buchstabe c* ermöglicht die Vergütung weiterer technisch notwendiger Massnahmen.

Die fünfjährige Teilnahmeverpflichtung ist in Artikel 2 Absatz 1 Buchstabe c geregelt. Diese Dauer stellt sicher, dass die mit öffentlichen Mitteln finanzierten Investitionen langfristig der Versorgungssicherheit dienen.

Art. 16 Vereinbarung über die Teilnahme an der thermischen Reserve

Absatz 1: Grundlage für das Agieren der Teilnehmer in der thermischen Reserve ist neben den Vorgaben der SResV und den Eckwerten der EICom primär eine Vereinbarung, welche die nationale Netzgesellschaft mit jedem Teilnehmer abschliesst. Die Vereinbarungen sollen einheitlich sein; wegen der Verschiedenartigkeit der Anlagen (Reservekraftwerke, Notstromgruppen, WKK-Anlagen) können sich aber durchaus Abweichungen aufdrängen.

Absatz 2: Bei Notstromgruppen und WKK-Anlagen mit einer Leistung unter 30 MW schliesst die nationale Netzgesellschaft die Vereinbarung nicht mit den einzelnen Anlagenbetreibern, sondern mit dem Aggregator ab. Dies entspricht der Teilnahmevoraussetzung nach Artikel 15 Absatz 1.

Absatz 3: Die Bestimmung listet die wesentlichen Vereinbarungsinhalte auf. Die Liste macht zahlreiche Regelungen nötig. Das bedeutet beispielsweise, dass bei Dauer und Zeitraum der Verfügbarkeit (Bst. b und c) auch der entsprechende Energieträgerbedarf zu regeln ist und bei der Testbetriebsregelung (Bst. e) die Spezifika des jeweiligen Anlagentyps berücksichtigt werden sollen. Mit Buchstabe g wird explizit eine Regelung zu einem Mindestvorrat des bei der Anlage eingesetzten Energieträgers verlangt. Buchstabe h stellt sicher, dass die Auskunfts- und Meldepflichten gegenüber der Stelle nach Artikel 8u StromVG in der Vereinbarung verankert werden. Die Konventionalstrafe (Bst. i) dient der Absicherung der Reservepflichten; für deren Ausgestaltung können andere Gesichtspunkte relevant sein als bei der Wasserkraftreserve.

Absatz 4: Die Bestimmung bildet die zweite Stufe einer Kaskade von Vereinbarungen ab: Während Absatz 1 das Verhältnis zwischen der nationalen Netzgesellschaft und dem Aggregator regelt, handelt Absatz 4 vom Verhältnis zwischen dem Aggregator und den einzelnen Anlagenbetreibern. In diesem zweiten Verhältnis sind die Pflichten so weiterzugeben, dass die Betreiber die Anlagen korrekt im Dienst der Reserve einsetzen. Für diese Vereinbarungen sind im Wesentlichen die gleichen Inhalte relevant wie in Absatz 3, mitunter in angepasster Form. Die nationale Netzgesellschaft kann im Übrigen mit den Betreibern weitere Einzelheiten zum Betriebstechnischen regeln.

Absatz 5: Im Falle einer Verpflichtung durch das UVEK nach Artikel 8c Absatz 6 StromVG braucht es ebenfalls eine Arbeits- bzw. Rechtsbasis für alle Aspekte des Reserveeinsatzes. Der einheitliche Vereinbarungsinhalt wird zum Bestandteil der Verpflichtung. Können sich Betreiber und nationale Netzgesellschaft nicht einigen oder erfordern die Umstände eine abweichende Regelung, kann das UVEK nötigenfalls per Verfügung weitere Inhalte festlegen oder von der einheitlichen Vereinbarung abweichen.

Art. 17 Eckwerte

Analog zur etablierten Governance für die Wasserkraftreserve legt die EICom auch für die Verbrauchsreserve Eckwerte zur Umsetzung in Form einer Weisung fest. Nebst der Dimensionierung (*Bst. a*) ist hier die Festlegung von Teilnahmekriterien (*Bst. b*) zentral, wie beispielsweise einer Mindestgrösse für die reduzierbare Leistung bzw. Strommenge. Wird die Mindestgrösse unterschritten, muss das Angebot mit anderen gebündelt und über einen Aggregator eingereicht werden. Ebenfalls zu den Teilnahmekriterien gehören Mindestvorgaben über die Systemgrenze, die definiert, welche Messpunkte ein Gebot zu umfassen hat. So wäre es zum Beispiel wenig sinnvoll, wenn ein Gebot nur eine einzelne Produktionsanlage beinhalten dürfte, wenn es im selben Unternehmen eine Backup-Anlage gibt, die an der Reserve nicht teilnimmt. In einem solchen Fall könnte bei einem Abruf auf die Backup-Anlage umgestellt werden und es würde netto kein Minderverbrauch von Strom resultieren. Sinnvoll scheint eine Systemgrenze, die alle Messpunkte in der Schweiz derselben Sparte eines Unternehmens umfasst. Ebenfalls sinnvoll scheint der Ausschluss von Messpunkten, über die Strom von ausserhalb der Systemgrenze ins Unternehmen eingespeist werden könnte. Hier ist beispielsweise an einen Wagenpark von Elektrofahrzeugen zu denken, die im Abruffall ausserhalb des Unternehmens aufgeladen werden und den Strom lokal ins Unternehmen rückspeisen könnten. Ferner ist bei den Teilnahmekriterien zu regeln, ob, beziehungsweise unter welchen Bedingungen, ein Rückzug von Geboten möglich ist und ob allenfalls Messpunkte abgetauscht werden dürfen. Schliesslich gehören zu den Teilnahmekriterien auch die Vorgaben an den Vertrag mit dem Stromlieferanten. Dazu zählt beispielsweise die Pflicht, die (Vor-)Lieferanten über die freiwerdende Energiemenge im Fall eines Abrufs zu informieren. Weiter könnte es zweckmässig sein, dass nur Lieferverträge, die die Marktpreise in geeigneter Form weitergeben, zur Teilnahme berechtigten.

Ein weiterer wesentlicher Eckwert ist die Methodik zur Bestimmung des Referenzverbrauchs (*Bst. c*) und daraus folgend des abgesicherten Verbrauchs (siehe Art. 18). Der Referenzverbrauch ist ein Mass dafür, wie hoch der Stromverbrauch eines Unternehmens im Normalfall ist. Die reduzierbare Strommenge ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Referenzverbrauch und der vom Unternehmen gewählten abgesicherten Verbrauch. Dabei legt die EICom auch fest, ob die abgesicherte Leistung – während der Vorhaltdauer – einen konstanten Wert haben muss, oder ob ein (viertelstündliches) Profil ebenfalls zulässig ist, um beispielsweise Tag-/Nachtrhythmen im Strombezug abbilden zu können. Beim Referenzverbrauch wird vermutlich sowohl eine ex-ante Abschätzung aufgrund des historischen Verbrauchs, beispielsweise der letzten fünf Jahre, wie auch eine ex-post Abrechnung aufgrund des tatsächlichen Verbrauchs relevant sein. Die ex-ante Abschätzung wird gebraucht, um bei der Ausschreibung das verfügbare Reserve-Volumen bestimmen zu können. Die Abrechnung des Teilnahmeentgelts erfolgt dann sinnvollerweise ex-post aufgrund des tatsächlichen Verbrauchs. Zudem wird es vermutlich notwendig sein, eine Gewichtung des Referenzverbrauchs vorzunehmen. Im einfachsten Fall wird der Verbrauch in allen Wintermonaten gleich gewichtet. Allenfalls könnte aber auch eine komplexere, strompreisbasierte Gewichtung zielführend sein, weil damit der Anreiz geschwächt wird, möglichst viel Stromverbrauch in die Vorhalteperiode zu verschieben, um die reduzierbare Strommenge – und damit das Teilnahmeentgelt – zu erhöhen. Weitere Ausführungen zu diesem sogenannten «Derating» finden sich in der Studie zur Ausgestaltung der Verbrauchsreserve¹⁸.

¹⁸ Studie im Auftrag des BFE «Ausgestaltung einer Schweizer Stromverbrauchsreserve», Consentec/ZHAW, Oktober 2025.

Weiter sind Struktur und Inhalte der Ausschreibungsgebote festzulegen (*Bst. d*). Ein Gebot muss insbesondere die abgesicherte Leistung, Angaben zum Referenzverbrauch und den betroffenen Messpunkten sowie die Höhe des Teilnahmeentgelts enthalten.

Ebenfalls festzulegen sind die Modalitäten der Ausschreibung (*Bst. e*). Dazu gehören Häufigkeit und Zeitpunkte, an denen die Ausschreibung stattfindet, sowie das Verfahren zur Preisfestlegung (Gebotspreis- oder Einheitspreisverfahren). Die EICom kann vorab einen Zielwert oder eine Bandbreite für das zu beschaffende reduzierbare Energievolumen bekannt geben. Um ein möglichst günstiges Kosten-Nutzen-Verhältnis zu erzielen, kann sie das Beschaffungsvolumen jedoch auch abhängig von den gebotenen Kosten machen. Es steht der EICom frei, die Ergebnisse der Ausschreibung in anonymisierter Form zu veröffentlichen. Insbesondere die Bekanntgabe der Preisschwellen mit den entsprechenden Reduktionsmengen würde zu einer Erhöhung der Transparenz für alle Marktteilnehmenden führen.

In den Eckwerten legt die EICom zudem fest, während welcher Zeitdauer die Reserve verfügbar sein muss und wie lange ein Abruf maximal dauern kann (*Bst. f und g*). Typischerweise muss die Reserve in den kritischen Wintermonaten zur Verfügung stehen. Denkbar ist jedoch auch eine ganzjährige Verfügbarkeit, um den sehr unwahrscheinlichen, aber nicht gänzlich ausschliessbaren Fall einer kritischen Knappheit ausserhalb des Winters abzudecken. Dies wäre kongruent zur Rückerstattung des Reserve-Zuschlags, die über das ganze Jahr erfolgt.

Um sicherzustellen, dass die Verbrauchsreserve im Bedarfsfall zuverlässig funktioniert, kann es angezeigt sein, Testabrufe durchzuführen. Die EICom legt dazu die nötigen Bestimmungen fest (*Bst. h*). Wichtig ist, dass den Unternehmen dabei keine grösseren Ausfälle entstehen. So kann es beispielsweise sinnvoll sein, einen Testabruf auf ein paar wenige Stunden zu beschränken oder die Lastreduktion nur in dem Ausmass zu simulieren, das notwendig ist, um das Funktionieren der Abrufprozesse sicherzustellen, ohne dabei einen kompletten Unterbruch der Industrieproduktion herbeizuführen.

Art. 18 Strommenge, um die der Verbrauch reduziert werden kann, und Teilnahmeentgelt

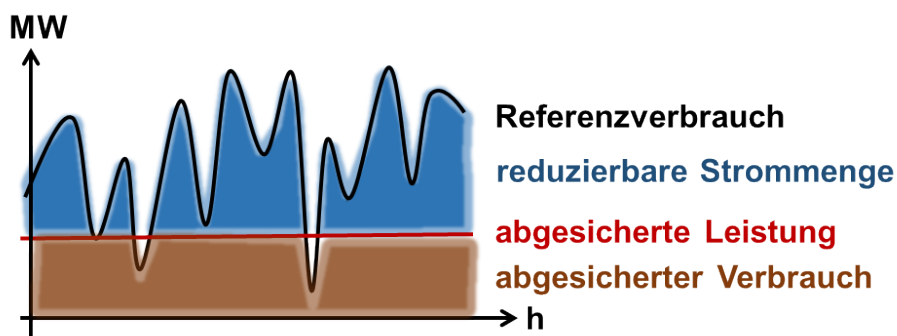


Abbildung: Mengenbestimmung für die Verbrauchsreserve

Unternehmen, die an der Ausschreibung der Verbrauchsreserve teilnehmen, bestimmen selbst, welche Energiemenge sie in die Reserve einbringen wollen. Im Extremfall erklären sie sich bereit, während eines Abrufs gar keinen Strom mehr aus dem Netz zu beziehen. Sie können sich aber auch dafür entscheiden, während eines Abrufs einen Minimal- oder Teilbetrieb aufrecht zu erhalten. In jedem Fall gibt ein Unternehmen die Leistung an, die es im Abruffall höchstens noch aus dem Netz beziehen darf (abgesicherte Leistung). Die Energiemenge, die ein Unternehmen in die Reserve einbringt (reduzierbare Strommenge), berechnet sich aus seinem üblichen Verbrauch (Referenzverbrauch) abzüglich des abgesicherten Verbrauchs (siehe obige Abbildung). Ist ein Unternehmen beispielsweise bereit, im Abruffall gar keinen Strom aus dem Netz zu beziehen (abgesicherte Leistung = 0), so nimmt es mit seinem ganzen üblichen Verbrauch an der Reserve teil. Um Fehlanreize zu vermeiden, kann eine Gewichtung des Referenzverbrauchs sinnvoll sein (siehe dazu die Erläuterungen zu Art. 17 Eckwerte). Weiter ist anzumerken, dass ein reduzierter Stromverbrauch aufgrund eines Reserveabrufs zur Erfüllung einer allfälligen Kontingentierung nach LVG beiträgt, da für die Bemessung des Kontingents der Abruf nicht

relevant ist (massgebend ist der Stromverbrauch des Vorjahresmonats, vgl. WBF-Faktenblatt zur Kontingentierung). Es ist allerdings nicht erlaubt, eine durch einen Reserveabruf entstandene Übererfüllung der Kontingentierung im Rahmen des Kontingenthandels weiterzuverkaufen, weil dadurch der Effekt der Reserve aufgehoben würde.

Der Preis für die Vorhaltung wird in der Ausschreibung ermittelt (in Franken pro Megawattstunde). Wird dieser Preis mit der reduzierbaren Strommenge (in Megawattstunden) multipliziert, ergibt sich das Entgelt, das ein Unternehmen für die Teilnahme an der Reserve erhält.

Art. 19 Für den Abruf relevante Marktpreise

Am sogenannten Day-Ahead-Markt der europäischen Strombörse EPEX SPOT werden täglich um 11 Uhr die Stundenblöcke für den Folgetag für das Marktgebiet Schweiz auktioniert. Übersteigt der resultierende Marktpreis in einem Stundenblock die im Vertrag zwischen Endverbraucher und Lieferanten festgelegte Preisschwelle, darf der Endverbraucher in dieser Stunde höchstens die abgesicherte Leistung aus dem Netz beziehen. Bei einer allfälligen künftigen Umstellung der Schweizer Börse auf viertelstündliche Handelsblöcke sind diese Preise massgebend, um festzustellen, ob die Preisschwelle überschritten ist.

Art. 20 Verbot der Kompensation der Verbrauchsreduktion

Die Verbrauchsreserve erzielt ihre Wirkung nur, wenn ein Abruf tatsächlich zu einer Einschränkung des Stromverbrauchs führt. Absatz 1 hält fest, dass es nicht gestattet ist, im Falle eines Abrufs die Einschränkung des Strombezugs aus dem Netz an einer anderen Stelle zu kompensieren. Durch die Festlegung geeigneter Teilnahmekriterien versucht die EICom bereits im Vorhinein, ein solches Verhalten auszuschliessen (beispielsweise mit einer Pflicht zur Offenlegung allfälliger Absicherungsverträge). Stellt sich im Nachhinein heraus, dass bei einem Abruf trotzdem der Stromverbrauch der teilnehmenden Messstellen andernorts (an Messstellen, die nicht an der Reserve teilnehmen) kompensiert wurde, so greifen die Verwaltungssanktionen nach Artikel 8f StromVG und die Bussen nach Artikel 29 StromVG.

Weiter führt Absatz 2 aus, dass Notstromgruppen oder WKK-Anlagen, die an der thermischen Reserve teilnehmen, nicht auch Teil der Verbrauchsreserve sein dürfen.

Art. 21 Abrufordnung

Diese Bestimmung wurde mit wenigen Anpassungen aus Artikel 17 WResV übernommen.

Die Vorgaben und Kriterien, welche beim Abruf der Stromreserve berücksichtigt werden, sind abzugrenzen von den Kriterien, welche gemäss Artikel 8b Absatz 3 StromVG bei der Ausgestaltung der Stromreserve zu berücksichtigen sind. Bei der der Abrufordnung handelt es sich dementsprechend um die Kaskade beim Abruf, bei den Kriterien zur Ausgestaltung um Vorgaben bei der Bildung der Stromreserve.

Der Abruf der einzelnen Bestandteile der Stromreserve ist anspruchsvoll. Es geht darum, für den Abruf, je nach Ausgangslage und Problemlage, eine sinnvolle Koordination bzw. Priorisierung zwischen den Reserveteilen aufzustellen. Die dafür nötigen Festlegungen im Detail wären in der Verordnung nicht stufengerecht untergebracht. Vielmehr soll die EICom diese anhand der genannten Vorgaben in einer Abrufordnung definieren. Bei den Vorgaben und Kriterien zum Abruf handelt es sich, gleich wie bei den Eckwert-Festlegungen nach Artikel 4, 9 und 17 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 nationale Netzgesellschaft richtet, die den Abruf vollzieht. Ausserhalb dieser Ordnung liegt der Abruf der Verbrauchsreserve. Diese wird durch ein Marktsignal abgerufen resp. deren Einsatz ausgelöst. Sobald die Marktpreise die im Vertrag zwischen Endverbraucher und Stromlieferanten festgelegte Preisschwelle überschreiten, muss der Endverbraucher seine Stromnutzung auf die vereinbarte Menge reduzieren (vgl. Art. 8g Abs. 1 StromVG). In aller Regel wird daher zunächst die Verbrauchsreserve "abgerufen", bevor ein Abruf der übrigen Reservebestandteile erfolgt.

Absatz 2 listet die Hauptanliegen und die Kriterien auf, die für die Abrufordnung zu beachten sind. Dabei spielt die Art der möglichen Knappheitssituation und die Verfügbarkeit der verschiedenen Energiereserven eine grosse Rolle. Ist beispielweise das Wasser in den Speicherseen knapp, sind die Brennstoffe 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, präferenzial abgerufen (vgl. dafür Abs. 2 Bst. c mit dem Kriterium «geringe Lärm- und Schadstoffemissionen sowie geringe Klimaauswirkungen»).

Die Abrufordnung wird auch unter den Reservekraftwerken deren unterschiedliches Emissionsverhalten zu berücksichtigen haben. Die bei der fossil-thermischen Herstellung von Elektrizität entstehenden Emissionen variieren stark, je nach der eingesetzten Technologie. 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 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.

Art. 22 Abruf bei fehlender Markträumung

In aller Regel gibt es genügend Angebote auf dem Markt, um die Nachfrage nach Elektrizität vollständig zu decken. In einer Knappheitssituation kann es jedoch vorkommen, dass für einzelne Stunden die Nachfrage das Angebot übersteigt (fehlende Markträumung). Bei einer fehlenden Markträumung ruft die nationale Netzgesellschaft die Stromreserve ab. In diesem Fall sind die Betreiber, die an der Reserve teilnehmen, verpflichtet, dieser die verfügbare Leistung und die verfügbare Energie zu melden (Abs. 1 Bst. a). Die Bilanzgruppen mit dem Reservebedarf melden ihren Bedarf an Elektrizität für den Folgetag (Bst. b). Diese Angaben dienen der nationalen Netzgesellschaft zur Berechnung der benötigten Abrufmenge. Die operative Abwicklung des Abrufs obliegt der nationalen Netzgesellschaft (Art. 8b Abs. 6 StromVG).

Art. 23 Besondere Fälle des Abrufs

Artikel 8p Absatz 6 Buchstabe a StromVG erteilt dem Bundesrat die Kompetenz, für die besonderen Fälle nach Ziffer 1-4 einen Abruf der Reserve auch ohne fehlende Markträumung vorzusehen. Der Bundesrat macht von dieser Kompetenz Gebrauch und präzisiert die Voraussetzungen für den Abruf in besonderen Fällen. Diese waren teilweise bereits in Artikel 19 Absatz 1-3 WResV vorgesehen. Neu hinzu kommt mit Absatz 2 Buchstabe c die Möglichkeit des Abrufs zu Testzwecken.

Absatz 1 sieht vor, dass die nationale Netzgesellschaft die Wasserkraftreserve und die thermische Reserve bei einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs abrufen kann. Die Ergreifung von Massnahmen zur Sicherstellung der Netzstabilität ist eine im StromVG verankerte Aufgabe der nationalen Netzgesellschaft (vgl. Art. 20 Abs. 2 Bst. c und Art. 20a StromVG).

Absatz 2 sieht vor, dass die ECom in den Fällen a-c den Abruf der Wasserkraftreserve und der thermischen Reserve anordnen kann. Die operative Abwicklung liegt auch in diesen Fällen in der Verantwortung der nationalen Netzgesellschaft.

Buchstabe a nennt den Fall der internationalen Solidaritätsvereinbarung. Aktuell verfügt die Schweiz über keine Solidaritätsabkommen im Strombereich, die eine solche Verpflichtung konkret und verbindlich enthalten. Für den Fall, dass künftig solche abgeschlossen werden, bietet diese Bestimmung die Grundlage für einen Abruf auch ohne fehlende Markträumung. Lag die Kompetenz für den Abruf in der WResV noch bei der nationalen Netzgesellschaft, so scheint es nun sachgerecht, dass die ECom den

Abruf anordnet. Der Grund liegt darin, dass eine Solidaritätsvereinbarung, insbesondere in Bezug auf die Voraussetzungen für die Auslösung des Solidaritätsmechanismus, auslegungsbedürftige Begriffe sowie prognostische Wertungen und Beurteilungen beinhalten dürfte. Diese Auslegung und Beurteilung soll vom Regulator vorgenommen werden.

Buchstabe b nennt den Abruf aus einem Reservekraftwerk, um der Wasserkraftreserve zusätzliche Energie zuzuführen. Es wird vorausgesetzt, dass die Wasserkraftreserve ohne diese Massnahme im späteren Verlauf des Winters zur Sicherung der Stromversorgung voraussichtlich nicht ausreicht. So ist denkbar, dass sich im Verlauf des Winters zeigt, dass aufgrund von Veränderungen der Versorgungssituation – beispielsweise einer massiven Reduktion der Importkapazitäten für ausländischen Strom – die dimensionierte Wasserkraftreserve nicht ausreicht. Um den Markt möglichst wenig zu verzerren, wird die zusätzliche Energie aus den Reservekraftwerken nicht am Markt verkauft, sondern den Betreibern der Speicherwasserkraftwerke, die an der Wasserkraftreserve teilnehmen, zugeführt. Der Strom, der in einem Speicherwasserkraftwerk produziert worden wäre, wird also durch Strom aus einem Reservekraftwerk ersetzt. Das dadurch «eingesparte» Wasser wird Teil der Wasserkraftreserve, diese wird damit vergrössert. Die Kriterien für eine solche Aufstockung der Wasserkraftreserve sind sehr restriktiv auszulegen, da ansonsten geeignetere, marktbasierende Massnahmen verdrängt würden (beispielsweise die Reduktion des Stromverbrauchs oder Investitionen in die (erneuerbare) Stromproduktion). Da die ECom für die Bildung und Dimensionierung der Stromreserve verantwortlich ist (Art. 8 Abs. 2 Satz 1 StromVG), ist es nur folgerichtig, dass der Abruf eines Reservekraftwerks zum beschriebenen Zweck von der ECom angeordnet wird. Sie kann sich auf Ergebnisse von Kurzfristanalysen zur Versorgungssicherheit stützen und auch Kriterien wie länger anhaltende sehr hohe Preise auf den Terminmärkten beziehen. Sie legt fest, wie zu verfahren ist, und weist die nationale Netzgesellschaft entsprechend an.

Gemäss *Buchstabe c* kann die ECom den Abruf der Wasserkraftreserve und der thermischen Reserve anordnen, um die Verfügbarkeit und die Einsatzbereitschaft von Anlagen, die an der Stromreserve teilnehmen, zu testen. Dies kann einerseits im Rahmen eines nationalen Tests erfolgen, andererseits auch, um einzelne Anlagen zu testen, sei es aus eigenem Bestreben oder auf Antrag der Betreiber. Ein solcher nationaler «Bereitschaftstest» wurde im Oktober 2023 (Prozesstest) resp. Februar 2024 (Energietest) erfolgreich durchgeführt.¹⁹ Die Durchführung eines solchen Tests ist äusserst komplex und erfordert Planung, Absprache und Koordination zwischen den verschiedenen Akteuren. So muss beispielsweise bei einem Energietest geregelt werden, wie die produzierte Energie verwendet wird. Die Kompetenz der ECom, solche Tests durchzuführen, einzelne Anlagen zu testen oder auch einen Test auf Antrag eines Betreibers zu bewilligen, ergibt sich aus ihrer Verantwortung für die Versorgungssicherheit (Art. 22 Abs. 4 StromVG), insbesondere für die Bildung und Dimensionierung der Stromreserve (Art. 8b Abs. 2 StromVG).

Art. 24 Vergütung von Kosten aus der Mitwirkungspflicht bei einem Abruf

Notstromgruppen und WKK-Anlagen erzeugen den Strom dezentral. Damit der Strom für die schweizweite Stromreserve zur Verfügung steht und die energiewirtschaftlichen Prozesse bei einem Abruf korrekt abgewickelt werden können, ist das Zusammenwirken verschiedener Akteure notwendig. Die Betreiber von Verteilnetzen, die Bilanzgruppen und die Stromlieferanten müssen die erforderlichen Daten aufbereiten und den beteiligten Akteuren bereitstellen (Art. 8q Abs. 1 StromVG). Es handelt sich dabei um verschiedene Arten von Daten, so zum Beispiel um Informationen zu den Energiebedarfsanforderungen und Rückmeldungen zu effektiv verfügbaren Leistungen. Während diese Daten bereits grösstenteils vollautomatisiert ausgetauscht werden, dürften in einigen Fällen, um diesen Datenaustausch zu gewährleisten, einmalige und wiederkehrende Aufwände anfallen, wie beispielsweise Kosten für die Datenübermittlung in der Treibstofflogistik oder das Installieren eines zusätzlichen geeichten Stromzählers zur Messung der Stromproduktion durch einen Verteilnetzbetreiber. Da mit dem Entgelt gemäss

¹⁹ Vgl. ECom, «Winterreserve: Bereitschaftstest 2024», Bericht der ECom, Bern Mai 2024, abrufbar unter www.elcom.admin.ch/Publikationen_und_Veranstaltungen/Berichte_zur_Versorgungssicherheit/Versorgungssicherheit/Winterreserve-Bereitschaftstest_2024.

Artikel 8e Abs. 2 StromVG nur die Verfügbarkeit entschädigt wird, können diese Kosten unter Umständen ungedeckt bleiben. Sie werden den Verteilnetzbetreibern, den Bilanzgruppen und den Stromlieferanten gegen Nachweis vergütet.

Nicht erfasst von dieser Bestimmung ist die Lieferung der Messdaten für die Verbrauchsreserve. Die Lieferung dieser Messdaten obliegt den Netzbetreibern im Rahmen ihrer Pflicht zum Datenaustausch (Art. 17f StromVG).

Art. 25 Berichterstattung

Artikel 25 erteilt der ECom den Auftrag, die Umsetzung der Stromreserve vertieft zu beobachten und auszuwerten. Die ECom erstellt hierzu periodisch einen öffentlich zugänglichen Bericht, indem sie insbesondere die Häufigkeit und die Dauer des Einsatzes der einzelnen Reservebestandteile auswertet (Mengen, Zeitpunkte, Ursachen), die angefallenen Kosten der Stromreserve darlegt, sowie den allfälligen Anpassungsbedarf bei Dimensionierung, Ausgestaltung und Weiterentwicklung der Stromreserve aufzeigt.

Art. 26 Finanzierung der Kosten der nationalen Netzgesellschaft für die Stromreserve

Absatz 1: Für die Stromreserve gilt eine Sonderregelung: Die notwendigen Vermögenswerte werden nur mit dem Fremdkapitalkostensatz nach Anhang 1 StromVV verzinst, nicht mit dem höheren WACC-Satz. Dies stellt sicher, dass die Netzgesellschaft keinen Gewinn mit der Stromreserve erzielt, aber ihre Kosten gedeckt werden. Zu den verzinsten Vermögenswerten gehört insbesondere das Nettoumlaufvermögen für die Reservevorhaltung und den Vollzugaufwand.

Absatz 2: Falls der Netzgesellschaft unverschuldet höhere Finanzierungskosten entstehen als die kalkulatorische Verzinsung abdeckt, stellt sie bei der ECom einen Antrag auf Anerkennung dieser Mehrkosten. Dies kann etwa bei ausserordentlichen Marktbedingungen oder unerwarteten Liquiditätsengpässen vorkommen. Die nationale Netzgesellschaft hat Anspruch auf eine entsprechende Entschädigung.

Absatz 3: Die ECom achtet bei der Prüfung darauf, dass die Stromreserve nur ihren fairen Anteil an den Gesamtfinanzierungskosten trägt. Zudem gleicht sie über die Jahre aus: Hat die Netzgesellschaft in früheren Jahren mehr kalkulatorische Verzinsung erhalten als tatsächlich angefallen ist, wird dies mit aktuellen Mehrkosten verrechnet. So wird eine Über- oder Unterkompensation über die Zeit verhindert.

Art. 27 Ausführung der Zahlungen

Diese Bestimmung regelt die operative Abwicklung der Zahlungsflüsse in der Stromreserve. Da sowohl die nationale Netzgesellschaft als auch der Bund (UVEK/BFE) Verträge mit Reserveteilnehmern abschliessen können und Betreiber zur Teilnahme verpflichtet werden können, bedarf es einer klaren Regelung der Zahlungsmodalitäten. Die Bestimmung stellt sicher, dass – unabhängig von der Art der Teilnahme – eine einheitliche und effiziente Zahlungsabwicklung gewährleistet ist.

Absatz 1: Die nationale Netzgesellschaft wickelt alle Zahlungen für Verträge ab, die sie selbst abgeschlossen hat oder als Vertragspartnerin eingetreten ist. Dies betrifft insbesondere Vereinbarungen mit Teilnehmern der Wasserkraftreserve gemäss Art. 8n Abs. 1 StromVG, Verträge aus Ausschreibungen für die thermische Reserve und die verbrauchsseitige Reserve nach Art. 8d StromVG, Vereinbarungen mit Aggregatoren für die Bündelung von Notstromgruppen und WKK-Anlagen sowie Abrufentschädigungen nach Art. 8p Abs. 3 StromVG. Die Zahlungen erfolgen direkt aus der separaten Sparte, die die nationale Netzgesellschaft für die Stromreserve führt.

Absatz 2: Der Bund schliesst in bedeutendem Umfang direkt Verträge mit Reserveteilnehmern ab. Dies betrifft insbesondere die fünf neuen Reservekraftwerke mit einer Gesamtleistung von 583 MW, deren Verträge in der ersten Jahreshälfte 2026 unter der noch geltenden WResV abgeschlossen werden und die eine Laufzeit von 15 Jahren haben. Die Betreiber tätigen Investitionen in dreistelliger Millionenhöhe,

was langfristige Vertragssicherheit durch den Bund als Vertragspartner erfordert. Hinzu kommen Übergangsverträge aus der bisherigen WResV. In all diesen Fällen führt das BFE die Zahlungen aus und stellt diese Kosten der nationalen Netzgesellschaft in Rechnung. Die Kosten sind anrechenbare Kosten der Stromreserve gemäss Art. 15a Abs. 1 Bst. b StromVG und werden über das Netznutzungsentgelt refinanziert. Es ist mittelfristig geplant, die Verträge, die der Bund abgeschlossen hat, auf die nationale Netzgesellschaft zu übertragen, da diese für die Bildung und den Abruf der thermischen Reserve zuständig ist. Sind die Verträge übertragen, laufen die Zahlungen selbstverständlich direkt über die nationale Netzgesellschaft und nicht mehr über das BFE.

Absatz 3: Wenn das UVEK Betreiber nach Artikel 8c Absatz 6 StromVG zur Teilnahme an der thermischen Reserve verpflichtet, entsteht kein klassisches Vertragsverhältnis, sondern eine hoheitliche Verpflichtung. Das UVEK legt in diesem Fall das Entgelt gemäss Artikel 8e Absatz 2 StromVG fest. Die operative Zahlungsausführung erfolgt durch die nationale Netzgesellschaft, um eine einheitliche Abwicklung sicherzustellen und die bestehende Zahlungsinfrastruktur zu nutzen. Die verpflichteten Betreiber erhalten ihre Entgelte somit auf demselben Weg wie die freiwilligen Teilnehmer.

Art. 28 Rückerstattung beim Rückbau

Absatz 1: Wird ein für die Teilnahme an der Stromreserve errichtetes Reservekraftwerk nicht weiterbetrieben, muss es zurückgebaut werden, damit keine Kraftwerksruine zurückbleibt (Wiederherstellung des früheren Zustands des Standorts). Der Rückbau umfasst nicht nur die Anlage selbst, sondern auch Hilfsanlagen wie Treibstofflager, Bürogebäude oder Trafostationen. Unklarheiten über die Rückbaupflicht können sich insbesondere in der Abgrenzung zwischen Kraftwerk und Stromnetz ergeben. Ist im Einzelfall der Umfang des Rückbaus strittig, entscheidet das UVEK nach Anhörung der nationalen Netzgesellschaft, der EICom und dem Betreiber.

Absatz 2: Die Betreiber erhalten die Rückbaukosten von der nationalen Netzgesellschaft zusätzlich zum Entgelt für die Teilnahme an der thermischen Reserve zurückerstattet (Art. 8j Abs. 1 StromVG). Es ist das UVEK, das die Höhe der Rückerstattung festlegt (Art. 8j Abs. 3 StromVG). Die Kosten werden zurückerstattet, wenn der Rückbau kosteneffizient und zügig vorgenommen wird. Zügig erfolgt der Rückbau, wenn dieser innert zwei Jahre abgeschlossen wird. Es liegt in der Verantwortung des Betreibers, für das fristgerechte Vorliegen der erforderlichen Bewilligungen und den fristgerechten Abschluss der Arbeiten zu sorgen. Auch der Verkauf der Anlageteile muss innert zwei Jahre erfolgen. Wenn der Rückbau länger als zwei Jahre dauert, dann werden die danach anfallenden Kosten nur rückerstattet, wenn der Betreiber nachweist, dass er alles unternommen hat, um den Rückbau innert der genannten Frist sicherzustellen.

Absatz 3: Die Prüfung des Gesuches erfolgt primär unter dem Kriterium der Kosteneffizienz. Als Rückbaukosten anrechenbar sind nur die effektiv angefallenen Kosten, die unmittelbar für die zweckmässige und rasche Ausführung der Rückbauarbeiten erforderlich sind. Von den effektiv angefallenen Kosten des Rückbaus in Abzug gebracht wird der Marktwert der Anlageteile zum Zeitpunkt der Beendigung der Stromreserve, wobei der Marktwert dem Restwert der Anlage entspricht. Der Marktwert besteht im Restwert der Anlage, wobei die Rückbaukosten mit dem Nettoerlös aus dem Verkauf der Anlage verrechnet wird. Damit werden ungerechtfertigte Wettbewerbsvorteile im freien Strommarkt vermieden, die zu einer unerwünschten Wettbewerbsverzerrung führen würden. Der Restwert ergibt sich durch den am Markt erzielbaren Erlös beim Verkauf der Anlage oder der einzelnen Anlageteile. Das UVEK hat im Rahmen der Gesuchsprüfung sowohl die Rückbaukosten als auch den aus dem Verkauf der Anlageteile geltend gemachten Nettoerlös zu prüfen. Insbesondere hat es zu plausibilisieren, ob der erzielte Verkaufspreis dem erzielbaren Marktwert entspricht. Zudem hat es die zur Berechnung des Nettoerlöses in Abzug gebrachten Kosten zu überprüfen. Ist das UVEK dazu nicht in der Lage, hat es einen Sachverständigen beizuziehen.

Absatz 4: Übersteigt der Nettoerlös aus dem Verkauf der Anlageteile die Rückbaukosten, so hat der Betreiber den Überschuss an die nationale Netzgesellschaft zu überweisen. Die nationale Netzgesell-

schaft muss den Betrag an den Tarif Stromreserve anrechnen. Diese Pflicht zur Rückzahlung des Überschusses fügt sich in die Logik der Anrechnung des erzielbaren Marktwertes ein resp. folgt dieser. Dadurch kann eine Marktverzerrung ausgeschlossen und ein «doppeltes» Profitieren des Betreibers des Reservekraftwerks verhindert werden. Durch die Verbuchung auf dem Tarif Stromreserve kommt dieser Überschuss den Endverbrauchern zugute.

Art. 29 Rückerstattung bei einem Weiterbetrieb

Falls das Kraftwerk mit einer entsprechenden Bewilligung als reguläres Kraftwerk am Markt weiterbetrieben wird, muss der Betreiber einen angemessenen Teil der Entgelte, die er für den Bau erhalten hat, zurückerstatten (Art. 8j Abs. 2 StromVG). Damit werden ungerechtfertigte Wettbewerbsvorteile im freien Strommarkt vermieden, die zu einer unerwünschten Wettbewerbsverzerrung führen würden. Folglich muss der «angemessene Teil der Entgelte» den Restwert der Anlage abgelten, den diese nach der Teilnahme an der Stromreserve aufweist. Wie in den Fällen nach Artikel 33 wird die Höhe der Rückerstattung vom UVEK festgelegt (Art. 8j Abs. 3 StromVG). Der Restwert entspricht dem Marktwert der Anlage oder der Anlageteile zu diesem Zeitpunkt. Dieser wird mit einer marktorientierten Schätzung bestimmt, die sich auf vergleichbare Transaktionen am Markt stützt oder durch einen unabhängigen Gutachter, auf den sich der Betreiber und die nationale Netzgesellschaft einigen. Eine technische Zustandsbewertung und ein Vergleich zum aktuellen Stand der Technik kann die Bewertung ergänzen.

Art. 30 Informationen über die Teilnehmer an der verbrauchsseitigen Reserve

Diese Bestimmung sieht vor, dass die nationale Netzgesellschaft dem BFE nach abgeschlossener Auktion resp. Vertragsschluss die Namen der Teilnehmenden der verbrauchsseitigen Reserve (*Bst. a*), deren UID-Nummer (*Bst. b*), deren Adresse (*Bst. c*) sowie, sobald bekannt, die Kosten der Stromreserve im Umfang ihrer Teilnahme (*Bst. d*) mitteilt. Diese Informationen dienen dem korrekten und effizienten Vollzug der Rückerstattung.

Art. 31 Anspruchsberechtigung von Endverbrauchern des öffentlichen oder des privaten Rechts

Keinen Anspruch auf Rückerstattung hat ein Endverbraucher, wenn er überwiegend eine gesetzlich oder vertraglich übertragene öffentlich-rechtliche Aufgabe wahrnimmt (Art. 14b Abs. 4 StromVG). Ob dies der Fall ist, bestimmt sich anhand des Ertrags. Dafür wird der Ertrag aus der Erfüllung öffentlich-rechtlicher Aufgaben demjenigen aus Verträgen mit Privaten gegenübergestellt.

Art. 32 Höhe der Rückerstattung der Kosten Stromreserve

Absatz 1: Diese Bestimmung hält fest, dass sich die Höhe der Rückerstattung nach dem Verhältnis der Elektrizitätskosten zur Bruttowertschöpfung (Stromintensität) der Endverbraucher sowie dem Umfang ihrer jeweiligen Teilnahme an der verbrauchsseitigen Reserve bemisst. Dabei werden drei Gruppen unterschieden (*Bst. a-c*). Die Formel für die Berechnung der Höhe der Rückerstattung an die Endverbraucher, die unter die Buchstaben b und c fallen, findet sich im Anhang 1 Ziffer 1 und 2. Selbstredend müssen für die Rückerstattung der Kosten die Voraussetzungen nach Artikel 14c StromVG erfüllt sein. So muss unter anderem der Rückerstattungsbetrag im betreffenden Geschäftsjahr mindestens 20'000 Fr. betragen (Art. 14c Bst. d StromVG).

In *Absatz 2* wird festgehalten, dass der Rückerstattungsbetrag vom Bund nicht verzinst wird.

Art. 33 Zielvereinbarung

Der Vorschlag für eine Zielvereinbarung ist dem BFE bis spätestens drei Monate vor Abschluss des Geschäftsjahres, für das der Endverbraucher die Rückerstattung beantragt, einzureichen. Die Erarbeitung erfolgt zusammen mit einem vom BFE zertifizierten Dritten. Das BFE ist für die Prüfung des Vorschlags zuständig, es kann aber Dritte mit der Prüfung beauftragen (Art. 46 Abs. 1 in Verbindung mit Art. 49 Abs. 1 Bst. b EnV). Voraussichtlich wird es diese Möglichkeit nutzen und externe Auditorinnen und Auditoren mandatieren. Der Entscheid, ob der vorgelegte Vorschlag für die Zielvereinbarung akzeptiert wird, verbleibt jedoch beim BFE.

Art. 34 Berichterstattung und Anpassung der Zielvereinbarung

Absatz 1: Der Endverbraucher hat dem BFE über die Umsetzung der Zielvereinbarung Bericht zu erstatten. Der Bericht soll Auskunft geben über die Daten, die für die Überprüfung der Einhaltung der Zielvereinbarung im betreffenden Kalenderjahr relevant sind und muss jeweils bis spätestens am 31. Mai des Folgejahres eingereicht werden. Mit der Gegenüberstellung der Ist- und Sollwerte der berechneten Energieeffizienz können Abweichungen erkannt werden und mit der Auflistung der Daten aus den Vorjahren (Zeitreihe) wird die Entwicklung über die Zeit ersichtlich. Zielabweichungen müssen begründet und Korrekturmassnahmen dargelegt werden. Die Bestimmung regelt bloss den Mindestgehalt der Berichterstattung. Soweit das BFE für die Überprüfung der Einhaltung der Zielvereinbarung weitere Angaben benötigt, kann es diese beim Endverbraucher einfordern.

Absatz 2: Das BFE kann sowohl von Amtes wegen als auch auf Antrag des Endverbrauchers hin prüfen, ob die Zielvereinbarung angepasst werden muss. Eine Überprüfung ist aber dann zwingend, wenn die Energieeffizienz des Endverbrauchers um mindestens 10 Prozent unter oder über dem für das betreffende Jahr festgelegten Energieeffizienzziel liegt und die Abweichung darauf zurückzuführen ist, dass sich Tatsachen, die als Grundlage für die Zielvereinbarung und die darin festgelegten jährlichen Zielwerte gedient haben, wesentlich geändert haben, soweit die Änderung nicht bloss vorübergehender Natur ist. Eine grössere und nicht korrigierbare Abweichung vom Zielwert kann aufgrund einer veränderten Geschäftstätigkeit, einer Veränderung der Produktionsmengen oder des Produktionssortiments zustande kommen. Eine Überprüfung der Zielvereinbarung kann auch notwendig werden bei Fusionen, Aufspaltungen oder Vermögensübertragungen.

Art. 35 Gesuch um Rückerstattung der Kosten der Stromreserve

Absatz 1 legt fest, dass das Gesuch um Rückerstattung der Kosten der Stromreserve bis spätestens sechs Monate nach Abschluss des Geschäftsjahres, für das die Rückerstattung beantragt wird, durch den Endverbraucher beim BFE einzureichen ist.

Absatz 2 verweist für die einzureichenden Nachweise und Unterlagen auf Artikel 42 Absatz 2 Buchstaben a-c EnV.

Absatz 3 hält fest, dass der Gesuchsteller zusätzlich zu den in Artikel 42 Absatz 2 Buchstaben a-c EnV genannten Nachweisen und Unterlagen dem Gesuch die in Buchstaben a und b genannten Unterlagen einzureichen sind. Der Gesuchsteller hat einen Nachweis der im letzten Jahr bezogenen Strommenge und der entrichteten Kosten der Stromreserve (Bst. a) sowie die Bestätigung der nationalen Netzgesellschaft über die Teilnahme an der verbrauchsseitigen Reserve und den Umfang der Teilnahme (Bst. b) beizulegen. Diese Unterlagen dienen dem Nachweis über die Teilnahme an der Stromreserve und der Berechnung der Rückerstattung.

Art. 36 Bruttowertschöpfung

Artikel 43 EnV hält fest, dass für die Ermittlung der Bruttowertschöpfung die ordentlich geprüfte Jahresrechnung des nach Artikel 957 Absatz 1 OR zur Buchführung und Rechnungslegung pflichtigen Unternehmens als Grundlage dient. Sind Unternehmen zur Erstellung eines Abschlusses nach einem anerkannten Rechnungslegungsstandard verpflichtet, ist die Bruttowertschöpfung auf der Grundlage dieses Abschlusses zu ermitteln. Anhang 5 der EnV enthält eine tabellarische Übersicht zur konkreten Berechnung der Bruttowertschöpfung.

Art. 37 Elektrizitätskosten, Strommenge und Kosten der Stromreserve

Absatz 1 legt explizit fest, dass die Elektrizitätskosten, die bezogene Strommenge und die Kosten der Stromreserve im betreffenden Geschäftsjahr auf der Grundlage von Rechnungsbelegen zu ermitteln sind.

Absatz 2 präzisiert die Definition der Elektrizitätskosten dahingehend, dass diese dem Endverbraucher von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen oder einem anderen Dritten in Rechnung gestellt werden müssen. Damit wird klargestellt, dass bei der Eigenproduktion von Strom entstandene Kosten nicht

als Elektrizitätskosten im Sinne dieser Bestimmung gelten. Der Strom aus Eigenproduktion ist nicht mit Kosten der Stromreserve beaufschlagt. Der Elektrizitätsverbrauch muss mit geeichten Messgeräten gemessen werden. In die Elektrizitätskosten eingeschlossen werden die Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen und die Kosten der Stromreserve im Umfang der jeweiligen Teilnahme an der verbrauchsseitigen Reserve.

Absatz 3: Sofern der Endverbraucher selbst ein Elektrizitätsnetz zur Verteilung der gekauften Elektrizität (Arealnetz) betreibt, gelten die dabei anfallenden Kosten für Netzbetrieb und Netzunterhalt - also jene Kosten, die dem Endverbraucher ohne eigenes Arealnetz vom Netzbetreiber in Rechnung gestellt würden - auch als Elektrizitätskosten. Davon ausgenommen sind Kosten für gebäudeinterne und anlage-spezifische Installationen unabhängig von der Spannungsebene, auf welcher diese betrieben werden.

Absatz 4 hält fest, dass nicht als Elektrizitätskosten gilt, was anderen Endverbrauchern weiterverrechnet werden kann.

Art. 38 Prüfung des Gesuchs

Über den Anspruch eines Endverbrauchers auf Rückerstattung entscheidet das BFE. Es stützt sich dabei auf das eingereichte Gesuch, die Zielvereinbarung, den Bericht über die Umsetzung der Zielvereinbarung sowie die Informationen und Unterlagen, die das für den Rückerstattungsanspruch massgebliche Verhältnis zwischen Elektrizitätskosten und Bruttowertschöpfung belegen. Die Rückerstattung erfolgt für das Geschäftsjahr, in dem die Verfügbarkeitsperiode liegt. Teilt sich die Verfügbarkeitsperiode in zwei Geschäftsjahre auf, so erfolgt die Rückerstattung anteilmässig.

Für Endverbraucher mit einem vom Kalenderjahr abweichenden Geschäftsjahr gilt eine besondere Regelung. Da sich die Angaben im Bericht gemäss Artikel 40 EnV jeweils auf ein Kalenderjahr beziehen, sind für die Überprüfung der Einhaltung der Zielvereinbarung in einem vom Kalenderjahr abweichenden Geschäftsjahr immer zwei Berichte massgebend. Bei Endverbrauchern mit einem vom Kalenderjahr abweichenden Geschäftsjahr, die das Gesuch um Rückerstattung vor dem Bericht einreichen müssen, liegen zum Zeitpunkt der Prüfung des Gesuchs folglich noch nicht beide zur Überprüfung der Einhaltung der Zielvereinbarung im betreffenden Geschäftsjahr notwendigen Berichte vor. Problematisch ist dies dann, wenn sich abzeichnet, dass die Einhaltung der Zielvereinbarung im zu beurteilenden Geschäftsjahr gefährdet ist. Dies kann namentlich der Fall sein, wenn die Energieeffizienz des Endverbrauchers bereits in den vorangegangenen zwei Jahren oder bereits in der Hälfte, der von der Zielvereinbarung umfassten Jahre unter den für die betreffenden Jahre festgelegten Energieeffizienzzielen lag. In diesem Fall ist es für den Anspruch auf Rückerstattung entscheidend, ob der Endverbraucher das Energieeffizienzziel im zu beurteilenden Jahr erreicht oder nicht. Ist die Einhaltung der Zielvereinbarung gefährdet, so kann das BFE mit dem Entscheid über den Anspruch auf Rückerstattung zuwarten, bis alle zur Überprüfung der Einhaltung der Zielvereinbarung im zu beurteilenden Geschäftsjahr notwendigen Berichte vorliegen und ausgewertet sind.

Das BFE kann Dritte mit der Prüfung der Unterlagen beauftragen (Art. 41 SResV in Verbindung mit Art. 49 Abs. 1 Bst. b EnV). Aktuell ist vorgesehen, dass damit ein Wirtschaftsprüfungsunternehmen beauftragt wird. Dessen Einschätzung hat den Charakter einer Empfehlung. Der Entscheid über den Anspruch auf Rückerstattung verbleibt beim BFE.

Art. 39 Auszahlung

Absatz 1: Ergibt die Prüfung des Gesuchs, dass der Endverbraucher im betreffenden Geschäftsjahr rückerstattungsberechtigt ist, so werden diesem die während des Geschäftsjahres entrichteten Kosten der Stromreserve im Umfang seiner Teilnahme an der verbrauchsseitigen Reserve rückerstattet (vgl. Art. 14b Abs. 1-3 StromVG).

Absätze 2 und 3: Das BFE legt die Höhe der Rückerstattung fest und weist die nationale Netzgesellschaft an, die Auszahlung vorzunehmen (Abs. 2). Dies im Unterschied zur Rückerstattung des Netzzuschlags, der vom BFE direkt aus dem von ihm verwalteten Netzzuschlagsfonds ausbezahlt wird. Da die nationale Netzgesellschaft die Kosten der Stromreserve als Teil des Netznutzungsentgelts, das für die

Nutzung des Übertragungsnetzes anfällt, in Rechnung stellt, verfügt sie über die entsprechenden Mittel. Es ist daher sachgerecht, dass sie die Auszahlungen gemäss den Verfügungen des BFE vornimmt. Sie bestätigt dem BFE die erfolgte Auszahlung (Abs. 3).

Art. 40 Rückzahlung unberechtigterweise erhaltener Rückerstattungen

Absatz 1: Es wird auf die Erläuterungen zu Artikel 48 Absatz 2 EnV verwiesen.

Absatz 2 hält fest, dass die Rückzahlung an die nationale Netzgesellschaft zurückfliesst. Das BFE kann – analog zu Artikel 32 Absatz 2 – auf der Rückzahlung der Rückerstattungsbeiträge keinen Zins verlangen.

Art. 41 Bezug Dritter

Artikel 49 EnV hält fest, dass das BFE geeignete private Organisationen oder Unternehmen mit Aufgaben im Verfahren zur Rückerstattung der Kosten der Stromreserve beauftragen kann. Die Endverbraucher sind zur Zusammenarbeit mit dem beauftragten Dritten verpflichtet.

Art. 42 Pflicht zur Kompensation von CO₂-Emissionen für Notstromgruppen und WKK-Anlagen

Dieser Artikel entstammt der WResV und regelt die CO₂-seitige Kompensation: Entweder sind die Betreiber im Emissionshandelssystem (EHS) eingebunden, oder sie müssen im Umfang der verursachten CO₂-Emissionen nationale oder internationale Bescheinigungen abgeben. Die Kompensationspflicht für die Reservekraftwerke ist im CO₂-Gesetz geregelt.

Art. 43 Betrieb der thermischen Reserve ohne zusätzliche CO₂-Emissionen

Die Bestimmung operationalisiert das gesetzliche Gebot aus Artikel 8s Absatz 2 StromVG zur bevorzugten Nutzung «CO₂-neutraler Brennstoffe». Die Formulierung verpflichtet die nationale Netzgesellschaft zu aktivem Handeln: Sie muss die Ausschreibungen so gestalten, dass Optionen, die keine zusätzlichen fossilen CO₂-Emissionen verursachen, tatsächlich zum Zug kommen, sofern sie wirtschaftlich tragbar sind.

Der in Artikel 8s Absatz 2 StromVG verwendete Begriff der Nutzung von CO₂-neutralen Brennstoffen ist streng genommen nichtzutreffend, da ein Produkt nur dann CO₂-neutral ist, wenn bei einer ganzheitlichen Betrachtung über den gesamten Lebenszyklus des Produkts insgesamt keine Nettozunahme an CO₂ in der Atmosphäre resultiert. In der vorliegenden Regulierung wird der Begriff daher nicht mehr verwendet. Artikel 43 Absatz 2 hält fest, dass für den Betrieb der thermischen Reserve erneuerbare Brennstoffe sowie Brennstoffe, deren direkte CO₂-Emissionen (Scope 1) durch Negativemissionen ausgeglichen werden, zugelassen sind. Damit wird der in Artikel 8s Absatz 2 StromVG festgehaltenen Absicht, dass der Betrieb der thermischen Reserve keine zusätzlichen CO₂-Emissionen verursachen soll, entsprochen.

Art. 44 Vergütung CO₂-Abgabe

Artikel 20 Absatz 6 der Winterreserververordnung (WResV) wird unverändert weitergeführt. Vergütungen werden nur einmalig gewährt. Sofern die CO₂-Abgabe bereits im Rahmen der CO₂-Gesetzgebung ganz oder teilweise zurückerstattet wurde, wird dieser Teil nicht nochmals vergütet. Dies gilt auch für Rückerstattungen der Mineralölsteuer gemäss Mineralölsteuergesetzgebung.

Art. 45 Übergangsbestimmungen

Die Übergangsbestimmungen stellen sicher, dass der Wechsel von der WResV zum neuen Stromreserveregime unter dem revidierten StromVG geordnet erfolgt. Die bestehenden Reservekraftwerke und Notstromgruppen wurden vom Bund akquiriert und kontrahiert. Nach dem Inkrafttreten des revidierten StromVG ist die nationale Netzgesellschaft für die operative Abwicklung der Stromreserve zuständig.

Die Vertragsverhandlungen für die neuen Reservekraftwerke erfolgen noch auf Grundlage der WResV, da das revidierte StromVG erst Mitte 2027 in Kraft tritt. Das BFE führt Direktverhandlungen, nachdem

frühere Ausschreibungen zu wirtschaftlich nicht tragfähigen Angeboten geführt hatten. Bei der Vertragsgestaltung werden, soweit möglich, die künftigen Anforderungen des StromVG antizipiert, insbesondere bezüglich des Betriebs der thermischen Reserve ohne zusätzliche CO₂-Emissionen. Die geplanten Kraftwerke sollen mit hydrierten pflanzlichen Ölen (HVO) oder tierischen Estern, Fettsäuren, Ölen und Altölen (HEFA) und perspektivisch mit E-Methanol betrieben werden.

In *Absatz 1* wird festgehalten, dass die bisherigen, über das Jahr 2026 weiter bestehenden Anlagen in die thermische Reserve aufgenommen werden und vom UVEK betreut werden, bis die entsprechenden Verträge an die nationale Netzgesellschaft übertragen worden sind.

Kontinuität der Vertragsverhältnisse (*Absatz 2*): Der umfassende Bestandsschutz ist rechtlich und wirtschaftlich geboten. Die Betreiber tätigen Investitionen in dreistelliger Millionenhöhe basierend auf 15-jährigen Verträgen. Diese langfristige Perspektive ist notwendig, um die erforderlichen Investitionen zu rechtfertigen. Bei der Ausarbeitung der Verträge wird das neu in Kraft tretende Recht soweit möglich berücksichtigt. Dies ist z. B. bei der Festlegung der Verfügbarkeitsperiode nicht möglich. Die Verfügbarkeitsperiode wurde bisher in der WResV geregelt und entsprechend wurden die Verträge abgeschlossen. Neu wird die Verfügbarkeitsperiode von der ECom festgelegt – steht also im Zeitpunkt der Vertragsschlüsse mit den Anbietern der neuen Reservekraftwerke noch nicht fest. Die Dauer der Verfügbarkeitsperiode hat z. B. Auswirkungen auf die Dauer des einzusetzenden Betriebspersonals und hat damit einen Einfluss auf die Kosten. In der Verordnung wird eine Übergangsfrist von fünf Jahren für die allfällige Anpassung der Verträge vorgesehen.

Die Verträge regeln komplexe technische und wirtschaftliche Sachverhalte: Verfügbarkeitsanforderungen, Vergütungsmechanismen, Abrufprozeduren, Brennstoffversorgung, Emissionshandel und Wartungsfenster. Diese auf die spezifischen Anlagen zugeschnittenen Regelungen können nicht ohne weiteres durch generell-abstrakte Verordnungsbestimmungen ersetzt werden.

Übergangsregelung für betriebliche Eigennutzung (*Absatz 3*): Die Möglichkeit zur betrieblichen Eigennutzung (ausserhalb und innerhalb der Verfügbarkeitsperiode) und für Systemdienstleistungen (ausschliesslich ausserhalb der Verfügbarkeitsperiode) war ein wichtiges Element in den Vertragsverhandlungen mit Betreibern von bestehenden Anlagen (RKW Cornaux und Monthey). Sie ermöglicht den Betreibern eine gewisse wirtschaftliche Flexibilität und reduziert das Investitionsrisiko. Ohne diese Option wären die Verhandlungen möglicherweise gescheitert oder hätten zu höheren Vergütungsforderungen geführt.

Die fünfjährige Übergangsfrist berücksichtigt betriebswirtschaftliche Realitäten. Bestehende Lieferverträge, Personalplanungen und technische Wartungszyklen basieren auf der vertraglich vereinbarten Flexibilität. Ein abrupter Wechsel würde erhebliche Mehrkosten verursachen. Die Frist ermöglicht eine geordnete Umstellung auf das strengere Regime der neuen Verordnung.

Die anteilmässige Kürzung des Verfügbarkeitsentgelts stellt sicher, dass keine Doppelvergütung erfolgt. Dies entspricht dem Grundsatz, dass nur die tatsächliche Bereitstellung für die Reserve vergütet wird. Die Regelung schafft einen fairen Ausgleich zwischen den berechtigten Interessen der Betreiber und dem öffentlichen Interesse an einer kosteneffizienten Reserve.

Zukünftig wird die nationale Netzgesellschaft Ausschreibungen durchführen, primär für Notstromgruppen, WKK-Anlagen und die verbrauchsseitige Reserve.

Das UVEK stellt sicher, dass die notwendigen budgetären Mittel für die Erfüllung der Verträge nach *Absatz 1* zur Verfügung stehen. Die Kosten gelten als anrechenbare Kosten der Stromreserve nach Artikel 15a Absatz 1 Buchstabe b StromVG.

Anhang 2: Aufhebung und Änderung anderer Erlasse

Ziff. I

Mit dem Inkrafttreten der Gesetzesänderung StromVG (Stromreserve) und der SResV wird eine neue rechtliche Grundlage für die Stromreserve geschaffen. Folglich verliert die WResV ihre Bedeutung und kann aufgehoben werden.

Ziff. II

Ziff. 1 **Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW)**

Ingress

Mit der Änderung des StromVG Fassung «Stromreserve» vom 20. Juni 2025 wurde Artikel 8c Absätze 1 und 2 zu Artikel 8u Absätze 1 und 2 StromVG. Folglich muss der Ingress der VOEW angepasst werden.

Art. 1b Abs. 4^{bis}

Zur Erfüllung ihrer gesetzlichen Aufgaben benötigen neben der EICom auch das BAFU (Gefahrenprävention, Abflussmodellierung) und das BFE (Oberaufsicht Talsperren, Energiestatistik und Wasserkraftstatistik) Daten zu Füllstand, Abfluss und Zufluss der Speicherseen. Diese Verwendungszwecke werden ergänzt. Folglich darf die nationale Netzgesellschaft im Einvernehmen mit der wirtschaftlichen Landesversorgung (WL) die nicht aggregierten oder nicht anonymisierten Daten nun auch den neu aufgeführten Stellen weitergeben.

Das BAFU benötigt die Daten für Verbesserung der Seestands- und Abflussvorhersagen und zum Management der grossen natürlichen Seen bei aussergewöhnlichen Lagen (Hochwasser, Schneeschmelze, usw.). Es stützt sich dabei auf Artikel 29 Absatz 2 des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte vom 22. Dezember 1916²⁰ (Wasserrechtsgesetz, WRG).

Das BFE benötigt die Daten im Bereich der Oberaufsicht Talsperren als Grundlage für die Anordnung von Massnahmen gemäss Artikel 32 der Stauanlagenverordnung vom 23. November 2022²¹ (StAV). Zudem dienen die Daten der Erstellung öffentlicher Statistiken gemäss Bundesstatistikgesetz vom 9. Oktober 1992²² (BstatG). Das BFE erstellt Statistiken zu den Füllständen der Speicherseen im Rahmen der Elektrizitätsstatistik (Anhang 1 Ziff. 03.02 der Verordnung über die Bundesstatistik vom 30. April 2025²³ [Bundesstatistikverordnung, BStatV]) und die Wasserkraftstatistik (Anhang 1 Ziff. 03.01 BStatV).

Die EICom und das BAFU erhalten bereits heute die wöchentlichen Füllstände der Speicherseen vom BFE, welches die entsprechenden Daten auf Grundlage des BstatG direkt bei den Kraftwerksbetreibern erhebt und mit deren Einverständnis an die genannten Stellen weitergibt. Mit der Datenerhebung für das Monitoring Versorgungssicherheit auf Grundlage der VOEW verzichtet das BFE künftig auf eine gesonderte Datenerhebung für die Energiestatistik und bezieht die Daten von der nationalen Netzgesellschaft. In der Folge stellt das BFE seinerseits die Datenlieferung an Dritte ein.

²⁰ SR 721.80

²¹ SR 721.101.1

²² SR 431.01

²³ SR 431.011

Art. 4a Abs. 2

Im revidierten StromVG ändert der Begriff «Energiereserve» zu «Stromreserve» und deren Kostenanrechnung wird neu in Artikel 15a anstelle von Artikel 15 geregelt. Diese Änderungen werden in der VOEW nachgeführt. Weiter wird im StromVG die Systematik angepasst, nach der die verschiedenen Bestandteile der Kosten des Übertragungsnetzes dem Endverbraucher in der Rechnung ausgewiesen werden müssen. Insbesondere gibt es neu eine Sammelposition, die kleinere Kostenblöcke zusammenfasst (Art. 12 Abs. 2 Bst. g StromVG). Die Kosten im Zusammenhang mit dem Monitoring und den weiteren Massnahmen, die nach dem LVG zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung notwendig sind, werden neu dieser Sammelposition zugewiesen.

Ziff. 2 Verordnung über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Verordnung)

Art. 41 Absätze 1^{ter} und 3

Da mit der SResV die WResV abgelöst wird, werden die Verweise angepasst. Zudem ist der Begriff des Reservekraftwerks in Artikel 8c Absatz 3 Buchstabe a Ziffer 1 des StromVG so definiert, dass für die EHS-Teilnahme keine Präzisierung mehr notwendig ist. Ansonsten bleiben die Absätze unverändert.

Art. 46c Rückerstattung der zusätzlichen Kosten bei Verpflichtung zur Verwendung eines bestimmten Energieträgers

Artikel 46c reguliert die Rückerstattung allfälliger Mehrkosten, wenn die Betreiber mit einer Zweistoffanlage gestützt auf das Landesversorgungsgesetz vom 17. Juni 2016²⁴ (LVG) verpflichtet werden, einen bestimmten Energieträger zu verwenden, in der Regel Heizöl anstelle von Erdgas. Verursacht dieser Brennstoffwechsel mehr Treibhausgasemissionen, werden Mehrkosten der zusätzlich benötigten Emissionsrechte unter gewissen Bedingungen erstattet.

Artikel 19b CO₂-Gesetz setzt als Bedingung einen gewichtigen nicht zumutbaren finanziellen Nachteil voraus. Ein solcher liegt vor, wenn die kostenlos zugeteilten Emissionsrechte im entsprechenden Jahr nicht ausreichen, um die Mehremissionen auszugleichen und die beim Erwerb zusätzlich benötigter Emissionsrechte anfallenden Kosten die Kosten des Betriebs ohne Brennstoffwechsels als Referenzszenario um mehr als 10 Prozent übersteigen (Abs. 1, Bst. a). Ein finanzieller Nachteil in Folge einer Kostensteigerung von weniger als 10 Prozent gilt als zumutbar. Teil des Szenarios sind auch die Kosten der Energieträger. Dies, da Erfahrungen bei vergangenen Mangellagen von Erdgas gezeigt haben, dass der Wechsel auf Heizöl rentabel sein kann und so kein finanzieller Nachteil vorliegt. Ein gewichtiger nicht zumutbarer finanzieller Nachteil liegt nur dann vor, wenn auch bei vergleichbaren Anlagen eines wirtschaftlich gesunden Betriebs der entsprechenden Branche die Mehrkosten nicht bezahlt werden können und kein Betriebsgewinn erzielt wird und somit der Betrieb der Anlage mittelfristig nicht sichergestellt ist. So wird verhindert, dass Rückerstattungen an nicht gut geführte Anlagen erfolgen (Bst. b).

Liegt eine Mangellage vor, publiziert das Bundesamt für Umwelt (BAFU) basierend auf Artikel 19b Absatz 2 CO₂-Gesetz den durchschnittlichen Preis der Emissionsrechte auf dem Sekundärmarkt in der Europäischen Union. Der Preis wird pro Kalenderjahr über den jeweiligen Zeitraum der Verpflichtung des Brennstoffwechsels berechnet. Der publizierte Preis ist unabhängig der realen individuellen Kosten des Betreibers zu verwenden (Abs. 2).

Um eine Rückerstattung der Mehrkosten zu erhalten, ist dem BAFU zusammen mit dem EHS-Monitoringbericht bis am 31. März des Folgejahres ein Gesuch einzureichen (Abs. 3). Die Abgeltung erfolgt pro Kalenderjahr. Teil des Gesuches sind die Art (in der Regel Heizöl extra leicht), die Menge und die Kosten (Rechnungsbeleg) des im Vorjahr eingesetzten Energieträgers, im Umfang wie dessen Einsatz

²⁴ SR 531

verordnet wurde (Bst. a). Als Angaben zum Betrieb ohne Brennstoffwechsel als Referenzszenario werden die Art (in der Regel Erdgas), Menge und Kosten des ersetzten Energieträgers (Bst. b) sowie die Dauer des angeordneten Brennstoffwechsels (Bst. c) benötigt. Weiter sind die dadurch zusätzlich ausgestossenen Treibhausgasemissionen (Bst. d) und die Menge der Emissionsrechte anzugeben, die für die zusätzlichen Treibhausgasemissionen zugekauft werden müssen (Bst. e). Daraus sind die Mehrkosten gegenüber dem Betrieb ohne Brennstoffwechsel als Referenzszenario zu berechnen und im Gesuch anzugeben (Bst. f). Um feststellen zu können, ob der finanzielle Nachteil gewichtig und nicht zumutbar ist, muss der Jahresabschluss eingereicht werden, der aufzeigt, ob im Vorjahr am Standort ein Betriebsgewinn erzielt wurde (Bst. g). Zudem sind dem BAFU die für eine Auszahlung notwendigen Angaben zu machen, bspw. die Bankverbindung (Bst. h).

Das BAFU prüft die Voraussetzungen und erstattet je nach Ergebnis der Prüfung dem Betreiber die Kosten für die zusätzlich zu erwerbenden Emissionsrechte im Umfang der publizierten Durchschnittspreise zurück. Die Rückerstattung erfolgt pro Kalenderjahr (Abs. 4). Das BAFU kann die mit dem Wechsel des Energieträgers verbundene Menge an Treibhausgasemissionen und die Höhe der Rückerstattung auf seiner Internetseite publizieren (Abs. 5).

Art. 98a

Anstelle einer Investitionspflicht wird für Betreiber mit WKK-Anlagen, die weder am EHS teilnehmen noch einer Verminderungsverpflichtung unterliegen, eine Kompensationspflicht eingeführt. Im Gegenzug wird dem Betreiber neu die gesamte CO₂-Abgabe auf den Brennstoffen, die zur Stromproduktion eingesetzt wurden, rückerstattet. Der Betreiber hat gemäss Artikel 32a CO₂-Gesetz Anspruch auf diese Rückerstattung, sofern er im Umfang der Treibhausgasemissionen, die aufgrund des Einsatzes von Brennstoffen für die Stromproduktion entstanden sind, nationale oder internationale Bescheinigungen im Emissionshandelsregister abgegeben hat. Die technischen Anforderungen an die WKK-Anlagen bleiben bestehen.

Art. 98b Abs. 1 Bst. g, Abs. 2 und Abs. 4

Der Artikel wird hinsichtlich der Kompensationspflicht angepasst. Da Angaben über geplante Massnahmen nicht mehr notwendig sind, wird Buchstabe g aufgehoben. Neu prüft das BAFU die Voraussetzungen nach Absatz 1 und bestätigt dem Betreiber der WKK-Anlage die Höhe der rückerstattungsberechtigten Brennstoffmenge und den Umfang der Kompensationspflicht, also die Anzahl der abzugebenden Bescheinigungen, damit der Betreiber der WKK-Anlage im Umfang der Kompensationspflicht nationale oder internationale Bescheinigungen im Emissionshandelsregister abgeben kann (Abs. 2). Da der Betreiber von WKK-Anlagen neu keine Massnahmen zur wirksamen Steigerung der Energieeffizienz mehr umsetzen muss, muss der Monitoringbericht neu keine Beschreibung der umgesetzten Massnahmen und Investitionen mehr enthalten, Absatz 4 wird somit aufgehoben. Die verbleibenden Inhalte des Monitoringberichts, wie die Menge der für die Stromproduktion verwendeten abgabebelasteten Brennstoffe oder die Angaben über die jährliche Entwicklung der CO₂-Emissionen, sind in Absatz 1 abschliessend geregelt.

Art. 98c Abs. 2

Artikel 98c wird hinsichtlich der Kompensationspflicht angepasst, neu umfasst sie die CO₂-Abgabe auf Brennstoffe, die zur Stromproduktion eingesetzt wurden.

Art. 98d

Der Artikel für die Nichterfüllung der bisherigen Investitionspflicht für Betreiber von WKK-Anlagen wird nicht mehr angewendet und deshalb aufgehoben. Für Betreiber, die vor Inkrafttreten der Verordnungsänderung das Rückerstattungsgesuch eingereicht haben, gilt gemäss Artikel 146ah dennoch bis zum 31. Dezember 2029 die Regulierung an die Investitionspflicht in der bisherigen Fassung.

Art. 146ah

Für Betreiber von WKK-Anlagen, die vor Inkrafttreten dieser Änderung das Rückerstattungsgesuch eingereicht haben, gilt bis zum 31. Dezember 2029 die Regulierung an die Investitionspflicht in der bisherigen Fassung.

Ziff. 3 **Energieverordnung (EnV)**

Art. 69c *Information der Öffentlichkeit*

Absatz 1: Dem BFE sind auf Anfrage insbesondere die Informationen und Daten nach Buchstaben a bis k in einer vom BFE als geeignet bestimmten digitaler Form und maschinenlesbar zu übermitteln.

Buchstaben a bis g: Mit der Formulierung «in einer zeitlichen Auflösung» ist die zeitliche Granularität der bereitgestellten Daten gemeint, d. h. die Zeitintervalle, in denen die Daten erfasst, aggregiert oder dargestellt werden (bspw. stündlich oder täglich).

Buchstabe a: Unter diese Bestimmung fallen Daten, die Informationen zur Produktion von Elektrizität einzelner Produktionstechnologien, beispielsweise aus Photovoltaik oder den Bestandteilen der Stromreserve (Wasserkraftreserve, thermische Reserve und verbrauchseitige Reserve), umfassen, in der Form von Zeitreihen mit einer zeitlichen Auflösung von bis zu einer Stunde. Ebenso umfasst sind Informationen zu Landes- und Endverbrauch und der Ein- und Ausspeisung elektrischer Energie in die Stromnetze (Netzseite).

Buchstabe b: Die Füllstände der Speicherseen in bis zu täglicher Auflösung pro Speichersee sind wichtige Informationen zur Einschätzung der kurz- bis mittelfristigen Versorgungssicherheit.

Buchstabe c: Unter diese Bestimmung fallen insbesondere Angaben zu Energieanlagen, die einen wesentlichen Beitrag zur Erzeugung, Speicherung oder Nutzung von Energie und damit zur Versorgungssicherheit leisten. Betroffene Anlagen können unter anderem Pumpspeicherkraftwerke, erneuerbare Energieanlagen, Batteriespeicher und Einrichtungen der Stromreserve sein. Weiter sind Anlagen des Energienetzes wie Umwandler und Transformatoren, Leitungen sowie Netzabgabestellen erfasst.

Buchstabe d: Schliesslich sind Angaben zu Einrichtungen betroffen, die Flexibilität bereitstellen, wie etwa Pumpspeicherkraftwerke oder Photovoltaikanlagen sowie steuerbare Verbrauchsanlagen wie Ladeinfrastrukturen, Wärmepumpen, oder Speicherwasserboiler oder ähnliches. Die Angaben umfassen relevante Informationen, soweit sie zur Beurteilung der Versorgungslage in einem zunehmend dezentral geprägten Energieversorgungssystem von Bedeutung sind. Darunter fallen bspw. Informationen zu vorhandenen Kapazitäten und deren Nutzung, etwa Produktions- bzw. Einspeisung und Verbrauch bzw. Ausspeisung in die Energienetze. Damit soll sichergestellt werden, dass sowohl klassische Energieproduktions- und Energiespeicher- und Energietransport sowie Energieverteilungsanlagen als auch neue, dezentrale und flexible Verbrauchseinrichtungen berücksichtigt werden, da deren Daten eine besondere Relevanz für die Versorgungssicherheit haben oder wie im Falle von Flexibilität zunehmend einnehmen. Neben technischen Kenngrössen sind auch Informationen über deren tatsächliche Nutzung von Interesse, bspw. um Flexibilitätspotentiale deren Nutzung gegenüberzustellen und sich so analytisch der Belastung des Schweizer Energiesystems anzunähern.

Buchstabe e: Daten aus den intelligenten Messsystemen nach Artikel 8a^{decies} StromVV und aus den digitalen Messeinrichtungen dienen insbesondere der Berechnung von Energieeinsparungen, Prognosen und Netzanalysen. Sie ermöglichen in pseudonymisierter Form eine verbesserte Einschätzung des tatsächlichen Verbrauchsverhaltens von Kundengruppen und der Wirkung von Effizienzmassnahmen. Das BFE erhält jedoch nicht den Schlüssel zur Rückführung dieser Informationen mit juristischen oder natürlichen Personen.

Buchstabe f: Hinsichtlich der nationalen Gasversorgung sind diese Informationen von besonderer Bedeutung, sei es, um die Wirkung von Aufrufen zu Gaseinsparungen der Regierung zu beobachten sowie Fortschritte der Transformation und Dekarbonisierung des Systems anschaulich zu machen.

Buchstabe g: Da die Schweiz über keine eigenen saisonalen Erdgasspeicher verfügt, werden im Ausland Reserven in Höhe von rund 15 Prozent des Jahresverbrauchs angelegt. Die Angaben zu Umfang und Speicherland sind erforderlich, um die Versorgungssicherheit einschätzen und die Erfüllung der gesetzlichen Speicherverpflichtung nachvollziehen zu können.

Buchstabe h: Diese Informationen ermöglichen einen Überblick über die Preisentwicklung im Strom- und Energiemarkt. Dazu gehören insbesondere die Preise auf den Grosshandelsmärkten sowie die Endkundenpreise. Ebenfalls umfasst sind die öffentlichen Netztarife der Netzbetreiber.

Buchstabe i: Wetterdaten und Wetterprognosen sind für die Beurteilung der aktuellen und zukünftigen Versorgungssituation relevant. Dazu gehören insbesondere Informationen zu Temperatur, Niederschlag, Wasserzufluss, Sonneneinstrahlung, Windgeschwindigkeit sowie weitere meteorologische Parameter, die Einfluss auf Produktion, Verbrauch oder Netzsituation haben.

Buchstabe j: Mit den einzelnen Geodaten zu Energieinfrastrukturen sind standortbezogene Informationen auf Ebene einzelner Anlagen oder Objekte gemeint. Dazu gehören etwa die Standortkoordinaten einer spezifischen Windkraftanlage oder eines Umspannwerks. Die Daten werden somit als individuelle Datensätze pro Anlage bereitgestellt und nicht aggregiert, anonymisiert oder regional zusammengefasst. Solche detaillierten Geodaten ermöglichen es, die Standorte relevanter Energieinfrastrukturen aufzuzeigen und damit die Wirkung politischer Instrumente wie beispielsweise Förderungen, lokale Energiegemeinschaften oder Bestandteile der Stromreserve zu veranschaulichen. Von der Informationspflicht ausgenommen sind militärische Anlagen, die gemäss den Vorgaben der Informationssicherheitsverordnung vom 8. November 2023 (ISV)²⁵ klassifiziert sind.

Buchstabe k: Darunter fallen beispielsweise zusätzliche Informationen, die für die Einschätzung der Versorgungslage in besonderen Situationen relevant sein können. Dazu gehören etwa kurzfristige Ausfälle grosser Erzeugungsanlagen, Indikatoren zur Netzengpasslage oder die aktuelle Verfügbarkeit wichtiger Primärenergieträger wie Erdgas oder Heizöl.

Absatz 2: Für die Veröffentlichung werden ausschliesslich aggregierte, anonymisierte oder in zeitversetzte Informationen verwendet. Das BFE betreibt dafür mit dem sogenannten Energie Dashboard (<https://energiedashboard.admin.ch/dashboard>) eine digitale Applikation, in der die relevanten Informationen der Bevölkerung interaktiv und leicht verständlich bereitgestellt werden.

Ziff. 4 **Stromversorgungsverordnung (StromVV)**

Art. 7 Abs. 3 Bst. e^{bis} und e^{ter}

Die beiden Verweise werden angepasst.

Art. 8 Abs. 3 Bst. h^{bis}

Zur Abwicklung der Verbrauchsreserve benötigt die nationale Netzgesellschaft die Einzellastgänge der teilnehmenden Messpunkte in viertelstündlicher Auflösung. Die Netzbetreiber müssen diese Daten der nationalen Netzgesellschaft unentgeltlich zur Verfügung stellen (Art. 17f Abs. 1 StromVG).

Art. 15 Abs. 1 und Abs. 2 Bst. b

²⁵ SR 128.1

Die beiden Verweise werden angepasst.

Art. 18c

Zwei Verweise werden angepasst.

Art. 18d Abs. 2

Zwei Verweise werden angepasst.

Art. 18e Abs. 1 Bst. b Ziff. 2 und 4

Die beiden Verweise werden angepasst.

Art. 19h Abs. 5 Bst. b

Der Verweis wird angepasst.