



20. November 2024

---

# **Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Stromversorgungsverordnung mit Inkrafttreten am 1. Januar 2025**

## **Erläuternder Bericht**

---

## Inhaltsverzeichnis

1.	Ausgangslage .....	1
2.	Grundzüge der Vorlage.....	1
2.1	Ausgestaltung der Grundversorgung.....	1
2.2	Solidarisierung von Verstärkungskosten .....	5
2.3	Datenplattform .....	6
2.4	Sunshine-Regulierung .....	7
2.5	Befreiung vom Netznutzungsentgelt.....	8
3.	Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden .....	8
3.1	Datenplattform .....	8
3.2	Befreiung vom Netznutzungsentgelt.....	8
4.	Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft .....	9
4.1	Ausgestaltung der Grundversorgung.....	9
4.2	Sunshine-Regulierung .....	9
5.	Verhältnis zum EU-Recht.....	10
6.	Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen .....	10

# 1. Ausgangslage

Das Parlament hat am 29. September 2023 im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (BBI 2023 2301) das Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007 (StromVG; SR 734.7) geändert. In der Folge sind Änderungen der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV; SR 734.71) notwendig. Die Gesetzesrevision tritt gestaffelt auf den 1. Januar 2025 und auf den 1. Januar 2026 in Kraft. Mit der vorliegend erläuterten Verordnungsrevision werden die auf den 1. Januar 2025 in Kraft gesetzten Gesetzesänderungen auf Verordnungsstufe umgesetzt.

## 2. Grundzüge der Vorlage

### 2.1 Ausgestaltung der Grundversorgung

Das Parlament hat an der Teilmarktöffnung (für Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh) festgehalten. Die bestehende Ausgestaltung der Grundversorgung hat für gebundene Endverbraucherinnen und Endverbraucher verschiedene Nachteile, weshalb der Gesetzgeber Anpassungen vorgenommen hat, um diese zu beheben.

#### *Ablösung der Durchschnittspreismethodik*

Heute gibt es eine Quersubventionierung zugunsten des freien Markts auf Kosten der Grundversorgung. Mit der Revision von Artikel 6 StromVG wird dies behoben. Die sogenannte Durchschnittspreismethode (vgl. BGE 149 II 187) wird durch eine Trennung der Beschaffungsstrategien für die Grundversorgung einerseits und die freien Marktkunden andererseits ersetzt. Beibehalten wird die Gestehungskostenregulierung. Das heisst, dass die Eigenproduktion zu ihren Gestehungskosten in die Grundversorgungstarife einfliesst (einschliesslich eines angemessenen Gewinns). Damit nicht einseitig Elektrizität aus teuren Anlagen in die Grundversorgung eingebracht wird, müssen die Grundversorgungstarife nach Massgabe der durchschnittlichen Gestehungskosten eines Geschäftsjahres der gesamten Eigenproduktion festgelegt werden, unabhängig ihrer Zuweisung (zum freien Markt oder der Grundversorgung). Die Ermittlung des Durchschnitts erfolgt über alle Technologien (erneuerbar oder nicht erneuerbar). Wie bisher dürfen Verwaltungs- und Vertriebskosten in die Grundversorgungstarife eingerechnet werden. Neu soll sich die Angemessenheit des Gewinns – analog zum Netzbereich – am Finanzbedarf für die Grundversorgung und einem kalkulatorischen Zins orientieren.

#### *Stärkung der erneuerbaren Energien in der Grundversorgung und der Rolle von Gestehungskosten*

Weiter stärkte das Parlament die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in der Schweiz: In Zukunft sind in der Grundversorgung bestimmte Mindestmengen aus erneuerbarer Inlandproduktion abzusetzen. Diese Mindestanteile bewirken, dass Kundinnen und Kunden in der Grundversorgung effektiv eine gewisse Menge an erneuerbarem Strom erhalten und dass ihre Tarife zu einem substantiellen Anteil an die Gestehungskosten gekoppelt sind. Die Mindestanteile beziehen sich auf das Tarifjahr (und nicht auf Quartale oder Monate).

Der erste Mindestanteil betrifft die sogenannte erweiterte Eigenproduktion (Art. 4 Abs. 1 Bst. c<sup>bis</sup> StromVG) aus inländischen erneuerbaren Energien. Diese setzt sich aus zwei Elementen zusammen: Zum einen gehört dazu die Eigenproduktion im engeren Sinne: Elektrizität aus eigenen Anlagen und aus Partnerwerken (d.h. aus beteiligungsbedingten Bezügen). Hinzu kommt die im Netzgebiet aufgrund der Abnahmepflicht nach Artikel 15 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG; SR 730.0) abgenommene Elektrizität. Die Ausführungsvorschriften des Bundesrats sehen vor, dass von dieser erweiterten Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien pro Tarifjahr grundsätzlich mindestens die

Hälfte in der Grundversorgung abzusetzen (und damit kostenmässig der Grundversorgung anzurechnen) ist. Diese Vorgabe dämpft die Grundversorgungstarife in Zeiten hoher Marktpreise (falls die Marktpreise über den Gestehungskosten liegen). Gleichzeitig limitiert sie zu diesen Zeiten die Optimierungsmöglichkeiten der Grundversorger beim Verkauf ihrer Produktion am Markt. Zu Zeiten, in denen die Marktpreise unter den Gestehungskosten liegen, bietet die Absatzmöglichkeit in die Grundversorgung durch die Gestehungskostenregulierung hingegen einen Vorteil der Versorger.

Da Grundversorger mit einem vergleichsweise hohen Anteil an erneuerbarer Inlandproduktion – dies in Relation zu ihrem gesamten Elektrizitätsabsatz in der Grundversorgung – von dieser neuen Vorgabe stärker betroffen sind als Grundversorger mit wenig Eigenproduktion, gibt es eine Ausnahmebestimmung. Nach dieser darf die 50-Prozent-Marke dann unterschritten werden, wenn ansonsten mehr als 80 Prozent der gesamten Elektrizität, die in der Grundversorgung abgesetzt wird, aus dieser erweiterten Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland stammt. Grundversorger mit viel (erweiterter) Eigenproduktion erhalten folglich einen gewissen Spielraum. Eine weitergehende Ausnahmebestimmung wäre nicht angebracht, da sie Optimierungsmöglichkeiten zu Ungunsten der Endverbraucherinnen und Endverbraucher in der Grundversorgung schaffen würden.

Der zweite Mindestanteil betrifft die erneuerbare Inlandproduktion als Ganzes. Zu betrachten ist nicht die Produktionsseite des einzelnen Grundversorgers, sondern die Elektrizität, die er in der Grundversorgung absetzt (also die Menge die von den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern in der Grundversorgung bezogen wird). Die Ausführungsvorschriften des Bundesrats geben hierzu vor, dass das Energieportfolio in der Grundversorgung bezogen aufs Tarifjahr einen Mindestanteil an erneuerbarer Inlandproduktion im Umfang von mindestens 20 Prozent aufweisen muss. Wenn dieser Mindestanteil nicht bereits mit dem obligatorischen Absatz der Hälfte der «erweiterten Eigenproduktion» erreicht ist, ist dieser Anteil entsprechend zu erhöhen oder alternativ sind zusätzlich Mittel- bzw. Langfristverträge über inländische erneuerbare Energien abzuschliessen. Eine alleinige Beschaffung von Herkunftsnachweisen zur «Begrünung» eines ansonsten technologieunspezifischen Strombezugsvertrags (z.B. an der Börse) alleine reicht dabei nicht. Zur Erfüllung der gesetzlichen Vorgabe müssen effektiv Stromabnahmeverträge mit inländischen erneuerbaren Energiequellen abgeschlossen werden. Diese Verträge müssen eine Laufzeit von mindestens drei Jahren aufweisen. Ziel ist es dabei einerseits die Energiemengen für die Grundversorgung mittel- bis langfristig zu sichern. Dem Gesetzgeber ging es andererseits jedoch insbesondere auch darum, dass Produzentinnen und Produzenten von erneuerbaren Energien ihren Absatz längerfristig absichern können und dass Stromabnahmeverträge verknüpft mit der Grundversorgung ausserhalb der staatlichen Förderung zu einer neuen sicheren und planbaren Einnahmequelle werden. Zur konkreten Vertragsform äussert sich der Bundesrat nicht. Unter anderem sind sogenannte Power Purchase Agreements (PPA) denkbar. Auch in Bezug auf die Bündelung aus verschiedenen Kraftwerken macht er keine Einschränkung: Es sind kraftwerksscharfe Stromabnahmeverträge möglich oder solche, die erneuerbare Erzeugung in einem Portfolio bündeln. Es ist davon auszugehen, dass die mit dem Stromabnahmevertrag verknüpften erneuerbaren Herkunftsnachweise in der Regel auch an den Grundversorger gehen.

Dieser zweite Mindestanteil ist vor allem für Grundversorger mit vergleichsweise wenig Eigenproduktion relevant. Er wird vom Bundesrat in der Höhe von 20 Prozent so festgelegt, dass die Verfügbarkeit von solchen Vertragsangeboten in der Schweiz grundsätzlich gegeben ist. Die Verfügbarkeit steigt mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien. Gemäss den Angaben der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (EiCom), welche sie über die Kostenrechnung erhält, werden in der Grundversorgung (Absatz von rund 33 TWh) rund 22.5 TWh eingekauft, der Rest wird über die Eigenproduktion gespiesen. Das Ziel des Bundesrats, den zweiten Mindestanteil auf 20 Prozent zu setzen, bedeutet demnach grob abgeschätzt, dass weniger als 4.5 TWh<sup>1</sup> in der Grundversorgung durch langfristige Bezugsverträge abgedeckt werden müssen. Die durch den rasch voranschreitenden Zubau zunehmenden Mengen aus der

---

<sup>1</sup> Es sind weniger als 4.5 TWh, weil viele Unternehmen, welche einen grossen Teil der Energiemenge für ihre grundversorgten Kunden auf dem Markt beschaffen müssen, auch Eigenproduktion und Elektrizitätsmengen aus der Abnahmepflicht nach Artikel 15 EnG verfügen.

Abnahmepflicht (Art. 15 Energiegesetz) ermöglichen bei den allermeisten Netzbetreibern ein einfacheres Erreichen der 20%-Vorgabe, selbst wenn sie ansonsten über wenig Eigenproduktion verfügen. Bereits heute macht die aus der Abnahmepflicht gedeckte Menge für einen durchschnittlichen Verteilnetzbetreiber rund 10 Prozent seines Absatzes in der Grundversorgung aus. Der Bundesrat wird das Funktionieren des Marktes für Langfristverträge beobachten (Liquidität, Preisentwicklung) und mittelfristig, nach Möglichkeit, den zweiten Mindestanteil anheben.

### **Zahlenbeispiele zu den beiden Mindestanteilen**

#### Fall 1: Erweiterte Eigenproduktion etwa in der Grössenordnung wie der Verbrauch in der Grundversorgung

Annahmen:

- Erweiterte Eigenproduktion aus inländischen erneuerbaren Energien: 100 GWh
- Absatz in der Grundversorgung: 125 GWh

Berechnung der Mindestanteile für Fall 1:

- Gemäss Art. 4a Abs. 1 Satz 1 StromVV müssen mindestens 50 GWh der erweiterten Eigenproduktion aus inländischen erneuerbaren Energien der Grundversorgung zugerechnet werden (mindestens 50% von 100 GWh).
- Gemäss Art. 4a Abs. 2 StromVV muss der Verbrauch der Grundversorgung durch mindestens 25 GWh aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland abgedeckt werden (mindestens 20% von 125 GWh).

*Implikationen für den Verteilnetzbetreiber:* Indem der Mindestanteil nach Art. 4a Abs. 1 Satz 1 StromVV eingehalten ist, wird gleichzeitig auch der Mindestanteil nach Art. 4a Abs. 2 StromVV erfüllt. Keine zusätzlichen Implikationen ergeben sich in diesem Fall.

#### Fall 2: Erweiterte Eigenproduktion deutlich kleiner als der Verbrauch in der Grundversorgung

Annahmen:

- Erweiterte Eigenproduktion aus inländischen erneuerbaren Energien: 20 GWh
- Absatz in der Grundversorgung: 160 GWh

Berechnung der Mindestanteile für Fall 2:

- Gemäss Art. 4a Abs. 1 Satz 1 StromVV müssen mindestens 10 GWh der erweiterten Eigenproduktion aus inländischen erneuerbaren Energien der Grundversorgung zugerechnet werden (mindestens 50% von 20 GWh).
- Gemäss Art. 4a Abs. 2 StromVV muss der Verbrauch der Grundversorgung durch mindestens 32 GWh aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland abgedeckt werden (mindestens 20% von 160 GWh).

*Implikationen für den Verteilnetzbetreiber:* Durch das Einhalten des Mindestanteils nach Art. 4a Abs. 1 StromVV, wird der Mindestanteil nach Art. 4a Abs. 2 StromVV noch nicht erfüllt. Der Verteilnetzbetreiber könnte z.B. seine Quote der Zuteilung der erweiterten inländischen Eigenproduktion über dem Mindestanteil ansetzen, z.B. auf 75%, und entsprechend in diesem Fall 15 GWh der Grundversorgung zurechnen. Es verbleiben 17 GWh, die der Verteilnetzbetreiber in diesem Fall über langfristige Bezugsverträge aus inländischen erneuerbaren Produktionskapazitäten beschaffen muss.

Fall 3: Erweiterte Eigenproduktion deutlich grösser als der Verbrauch in der Grundversorgung

Annahmen:

- Erweiterte Eigenproduktion aus inländischen erneuerbaren Energien: 250 GWh
- Absatz in der Grundversorgung: 100 GWh

Berechnung der Mindestanteile für Fall 3:

- Gemäss Art. 4a Abs. 1 Satz 1 StromVV müssen mindestens 125 GWh der erweiterten Eigenproduktion aus inländischen erneuerbaren Energien der Grundversorgung zugerechnet werden (mindestens 50% von 250 GWh).
- Gemäss Art. 4a Abs. 2 StromVV muss der Verbrauch der Grundversorgung durch mindestens 20 GWh aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland abgedeckt werden (mindestens 20% von 100 GWh).

*Implikationen für den Verteilnetzbetreiber:* Das Einhalten des 50%-Mindestanteils nach Art. 4a Abs. 1 Satz 1 StromVV (125 GWh) ist nicht möglich, da die aus der Grundversorgung nachgefragte Menge (100 GWh) zu gering ist. In diesem Fall kommt der zweite Satz von Abs. 1 zur Anwendung. Die Zuteilung der erweiterten inländischen erneuerbaren Eigenproduktion an die Grundversorgung kann so lange reduziert werden, bis mengenmässig 80% der in der Grundversorgung nachgefragten Menge abgedeckt ist. Konkret kann der Verteilnetzbetreiber in diesem Beispiel 80 GWh seiner erweiterten erneuerbaren inländischen Eigenproduktion der Grundversorgung zurechnen. Logischerweise ist damit der Mindestanteil nach Art. 4a Abs. 2 StromVV eingehalten, und es müssen keine langfristigen Bezugsverträge abgeschlossen werden.

*Spezialfall: Anlagen im Einspeisevergütungssystem als Teil der erweiterten Eigenproduktion*

Für Anlagen im Einspeisevergütungssystem (EVS) ist der ökologische Mehrwert mit dem Vergütungstarif abgegolten, die entsprechenden Herkunftsnachweise (HKN) stehen dem Anlagenbetreiber deshalb nicht zu. In der Stromkennzeichnung wird der mit den EVS-Anlagen produzierte Strom auf sämtliche Schweizer Endkunden und Endkundinnen gleichmässig verteilt und als geförderter Strom ausgewiesen. Dies ist eine wesentliche Differenz zum neuen Fördersystem der gleitenden Marktprämie, da bei dieser der Anlagenbetreiber den ökologischen Mehrwert in Form des HKN zur Vermarktung ausgestellt erhält (und dafür eine reduzierte Prämie erhält).

Weil der ökologische Mehrwert für Anlagen im EVS bereits abgegolten ist, gilt auch aus Sicht der Grundversorgung die Elektrizität aus diesen Anlagen als Graustrom. Ist ein Verteilnetzbetreiber Eigentümer einer solchen Anlage, gehört die erzeugte Elektrizität demnach zwar zu seiner erweiterten inländischen Eigenproduktion, jedoch nicht mit dem Prädikat «erneuerbar». In Bezug auf die Erfüllung der beiden Mindestanteile ist diese Energie wie eigene Graustromproduktion zu behandeln und damit nicht zu berücksichtigen.

*Standardstromprodukt*

Mit der neuen gesetzlichen Regelung im Artikel 6 Absatz 2bis StromVG werden Verteilnetzbetreiber verpflichtet in der Grundversorgung als Standard ein Elektrizitätsprodukt anzubieten, welches insbesondere auf der Nutzung von inländischer erneuerbarer Energie beruht. Es steht den Verteilnetzbetreibern offen, neben dem Standardprodukt auch andere Elektrizitätsprodukte anzubieten. In Bezug auf die Vorgabe zum Standardprodukt war sich der Gesetzgeber bewusst, dass die Stromkennzeichnung, mit der die Herkunft nachgewiesen wird, per 2027 quartalsweise erfolgen wird. Deshalb und weil in den Winterquartalen inländische erneuerbare Herkunftsnachweise knapper verfügbar sein werden, ist mit dem

Wort «insbesondere» die Vorgabe der erneuerbaren Herkunft in gewisser Weise relativiert. Der Bundesrat konkretisiert nun in der StromVV, dass damit in jedem Quartal eine Mindestquote von zwei Dritteln gemeint ist.

#### *Reduktion von Risiken und stabilere Tarife*

Ferner gibt es neu eine explizite gesetzliche Pflicht zur strukturierten und längerfristig ausgerichteten Beschaffung der Elektrizität, die für die Grundversorgung benötigt wird. Dies mindert die Preisschwankungen. Das Ziel ist, den Strom für die grundversorgten Kundinnen und Kunden sicher und rechtzeitig zu beschaffen und dadurch Ausschläge bei den Tarifen zu minimieren. Damit wird die schon seit Inkrafttreten des StromVG bestehende Vorgabe, stets die «gewünschte Menge an Elektrizität zu *angemessenen* Tarifen» jederzeit zur Verfügung stellen zu können, besser erreicht. Anders als noch im Vorschlag für die Vernehmlassung verzichtet der Bundesrat auf konkrete Vorgaben zu sicherstellenden Anteilen. Er lässt den Verteilnetzbetreibern in der Umsetzung mehr Freiraum, konkretisiert jedoch, dass Verteilnetzbetreiber Beschaffungsstrategien definieren, dokumentieren und umsetzen müssen. Die zeitliche Staffelung der Beschaffung bildet eine Kernkomponente einer nachhaltigen Beschaffungsstrategie.

## **2.2 Solidarisierung von Verstärkungskosten**

Mit dem Umbau des Energiesystems nehmen die Elektrifizierung und der Ausbau der erneuerbaren Energien stark zu. Die zunehmend dezentrale Einspeisung erfordert eine weitere Verstärkung der Stromverteilnetze, um den erzeugten Strom abtransportieren und die Verbraucher zuverlässig mit Strom versorgen zu können.

Als Netzverstärkungen im Sinne von Artikel 15b Absätze 1 – 4 StromVG gilt die notwendigen Kapazitätsverstärkung bestehender Infrastruktur. Der Substanzerhalt oder der Netzausbau im Sinne einer Erweiterung der Netze stellen keine Netzverstärkungen in diesem Sinne dar.

In Bezug auf die durch dezentrale Erzeugung bedingten Netzverstärkungen im Verteilnetz ist davon auszugehen, dass die Kosten für die Verstärkungen in ländlichen Regionen höher ausfallen. Dies aufgrund der Umstände, dass das Land mehr Platz für erneuerbare Anlagen bietet, ländliche Netze gegenwärtig in der Regel weniger gut ausgebaut sind und die Ausbaurkosten innerhalb eines Netzgebietes auf weniger Haushalte verteilt werden können.

#### *Netzverstärkungen*

Um einer solchen ungleichen Belastung zwischen städtischen und ländlichen Gebieten entgegenzuwirken, wurde im Gesetz Artikel 15b Absätze 2 – 4 StromVG neu aufgenommen. Absatz 3 von Artikel 15b StromVG sieht vor, dass die Kosten für Netzverstärkungen, welche auf Mittelspannungsebene durch den Anschluss erneuerbarer Anlagen entstehen, auf Basis eines Gesuchs und nach Bewilligung durch die ElCom an die nationale Netzgesellschaft weitergegeben werden können. Dadurch werden diese Kosten mittels Solidarisierung über das Übertragungsnetz auf alle Netznutzerinnen und -nutzer in der Schweiz verteilt.

Für die Niederspannungsebene sieht der Gesetzgeber in Absatz 4 von Artikel 15b StromVG dagegen mit Hinblick auf die Anzahl der möglichen Anlagen und dem daraus folgenden Vollzugsaufwand eine vereinfachte pauschalisierte Abgeltung vor. Die Pauschale, welche als eine einmalige Abgeltung zu verstehen ist, wird pro Anschluss entrichtet und deren Höhe bestimmt sich nach der Leistung der angeschlossenen Anlage. Der Zeitpunkt der Netzverstärkung fällt in der Regel nicht mit dem Anschluss der Anlage zusammen.

Die Höhe der Pauschale orientiert sich entsprechend den gesetzlichen Vorgaben an den durchschnittlichen Netzverstärkungskosten je kW neu angeschlossener Anlageleistung. Es handelt sich somit um

die durch den Zubau von erneuerbarer Erzeugung verursachten Kapazitätserweiterungen der Niederspannungsebene und den in der selbigen zugebauten Anschlussleistung.

Im Rahmen der parlamentarischen Debatten wurde betont, dass die Höhe der Pauschale so festzusetzen ist, dass unverhältnismässig teure Verstärkungen begrenzt oder verhindert werden.

Für den Ausgangswert der Pauschale wurde die Studie «Auswirkungen der Elektrifizierung und des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze» von Consentec/Polynomics und EBP (2022) herangezogen. Hierfür wurden die Investitionen für Kapazitätserweiterungen auf Netzebene 7 herangezogen, wobei angenommen wurde, dass diese zur Hälfte erzeugungsgetrieben sind. Diese wurden durch die Leistung zugebauter erneuerbarer Anlagen geteilt. Hierbei wird davon ausgegangen, dass der Grossteil der Anlagen der Netzebene 7 zuzuordnen ist und der Anlagenzubau entsprechend dem Verhältnis der entsprechenden Investitionen auf Netzausbau und Kapazitätserweiterungen aufgeteilt wird. Dem Willen des Gesetzgebers in Bezug auf eine niedrige Pauschale wird durch einen Abschlag von 25 Prozent Rechnung getragen.

Die aktuelle Datenlage erlaubt keine akkurate Definition der Pauschale, eine Anpassung der Pauschale, nachdem erste Erfahrungen gesammelt wurden, ist daher voraussichtlich notwendig. Die Reportinganforderungen in der Verordnung sollen hierbei ihren Beitrag leisten. Auf Basis dieser Daten und im Rahmen des Monitorings wird der Wert regelmässig und systematisch überprüft und bei Bedarf angepasst (inkl. etwaiger unterschiedlicher Werte für städtische und ländliche Gebiete). Es ist davon auszugehen, dass mit den ersten Praxiserfahrungen allenfalls grössere Anpassungen der Verordnungsbestimmungen notwendig sein werden.

#### *Verstärkung von Anschlussleitungen*

Bisher trägt beim Anschluss von Produktionsanlagen der Produzent die Kosten bis zum Netzanschlusspunkt, der Netzbetreiber die Kosten ab diesem. Dies ist heute in Artikel 10 der Energieverordnung vom 1. November 2017 (EnV; SR 730.01) geregelt. Dies gilt bisher auch für notwendige Verstärkungen dieser Anschlussleitungen. Mit dem Artikel 15b Absatz 5 StromVG passt der Gesetzgeber dieses Prinzip ausschliesslich für die Verstärkung von bestehenden Anschlussleitungen, welche durch die zusätzlichen Anlagen erneuerbarer Produktion hinter dem Hausanschlusspunkt nötig sind, an. Dies z.B. um Leitungen von Bauernhöfen zu verstärken, wenn dort beispielsweise eine Solaranlage auf einem Scheunendach installiert wird. Für diese Fälle sieht der Gesetzgeber für Anlagen mit einer Leistung über 50 kW ab der Parzellengrenze eine Solidarisierung der Kosten durch Anlastung an die Kosten des Übertragungsnetzes vor. Massgeblich ist dabei die Anlagenleistung gemäss Artikel 13 EnV. Dabei hat der Gesetzgeber dem Bundesrat die Kompetenz einräumt, für diese Kosten eine Obergrenze festzulegen. Der Bundesrat macht von dieser Möglichkeit Gebrauch und definiert ausgehend von Annahmen von einer mittleren Entfernung von 100 m, durchschnittlichen Verstärkungskosten von 100 Fr./m und einer mittleren Anlagengrösse von 200 kW die Obergrenze bei 50 Fr./kW. Dies entspricht bei dieser Anlagengrösse etwa 5 Prozent der gesamten Investitionskosten.

Artikel 10 Absatz 3 zweiter Satz der Energieverordnung gilt damit nicht mehr für die Verstärkung bestehender Leitungen auf Grund eines Anschlusses einer Anlage erneuerbarer Energie.

Diese neue Regelung soll insbesondere die Belegung der Dächer durch Photovoltaikanlagen in ländlichen Gebieten verbessern. Die Kosten für den Teil der Anschlussleitung auf dem Grundstück verbleiben dagegen beim Produzenten.

## **2.3 Datenplattform**

Die Verordnung regelt den Prozess zur Konstituierung und zum Aufbau der nationalen Datenplattform für den Austausch von energiewirtschaftlichen Daten. Die Regelung umfasst Vorgaben in Bezug auf die Konstituierung des Datenplattformbetreibers wie beispielsweise Vorgaben zu den Statuten und der



Neutralität des Betreibers sowie zur technischen und organisatorischen Konzeptplanung. Ebenfalls werden Vorgaben hinsichtlich der Organisation des Datenplattformbetreibers festgehalten, welche eine grösstmögliche Neutralität und den Einbezug der Endverbraucherinnen und Endverbraucher sowie von Dienstleisterinnen und Dienstleistern sicherstellen. Dies soll den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern den Zugang zu ihren Daten über die Datenplattform erleichtern und so ihre Stellung im Prozess der digitalen Transformation des Stromsystems stärken. Nicht zuletzt soll damit die digitale Innovation und der Energiedienstleistungsmarkt gestärkt werden, indem Dienstleister oder Dritte ebenfalls vereinfachten und standardisierten Zugang über die Plattform zu den Daten der Endverbraucher erhalten, sofern sie durch diese berechtigt werden. Der Aufbau wird in Phasen gegliedert mit eindeutigen Vorgaben zur Anbindung von Messpunkten an die nationale Datenplattform.

#### *Datenaustauschprozesse, Aufgaben und Verantwortlichkeiten*

Des Weiteren werden Vorgaben erlassen im Hinblick auf die Prozesse und die Fristen des Datenaustausches und diesbezüglich auch zum Inhalt der für die Datenaustauschprozesse wichtigen Stammdaten, die in der Datenplattform vorzuhalten sind. Diese Stammdaten sollen möglichst rasch durch die Netzbetreiber definiert werden, unter Berücksichtigung der Anforderungen, welche sich aus den über die Datenplattform zu organisierenden Informationsprozessen ergeben. Die Brancherichtlinie zum standardisierten Datenaustausch (SDAT-CH) muss dabei als Ausgangsbasis dienen. Sie bestimmt bereits wichtige Stammdaten wie die des Messpunkts sowie deren Attribute, wie etwa die Verbindung mit dem Eidgenössischen Gebäude- und Wohnungsregister. Die Stammdaten sollen insbesondere eine nationale Sicht auf die erneuerbaren Energien und deren Marktintegration, auf die Elektromobilität und auf die strombasierte Energieversorgung ermöglichen. Hinsichtlich der Datenaustauschprozesse fordert die Verordnung zudem die Weiterentwicklung der einschlägigen Branchenrichtlinien durch die Branche zur Abbildung der nationalen Datenplattform in den Informations- und Datenaustauschprozessen, für eine wesentlich weitergehende und zentralisiertere Prozessautomatisierung, beispielsweise im Bereich der Wechselprozesse, und nicht zuletzt eine langfristige Kompatibilität mit den europäischen Referenzmodellen zur Interoperabilität und zum Datenzugang in Strommärkten. Damit wird rechtlich sichergestellt, dass die Datenplattform in die Branchenrichtlinie langfristig adäquat integriert wird. Sollte die Integration nicht sachgerecht sein – beispielsweise indem es sich erweist, dass es Differenzen zwischen Netzbetreiber und Datenplattformbetreiber gibt – kann der Bundesrat über das Verordnungsrecht eingreifen. Ferner werden die Aufgaben und Verantwortlichkeiten des Datenplattformbetreibers konkretisiert, um die Verantwortlichkeiten gegenüber den anderen Akteuren im energiewirtschaftlichen Datenaustausch abzugrenzen. Dies umfasst etwa Vorgaben für einen leistungsfähigen, effizienten und sicheren Betrieb der Infrastruktur, die Bereitstellung und den Betrieb von digitalen und standardisierten Schnittstellen oder insbesondere die Gewährleistung des Datenzugangs berechtigter Dritter durch die betroffenen Personen und die Bereitstellung von gewissen Datenaggregaten im öffentlichen Interesse wie etwa Informationen pro Gemeinde oder Kanton.

Letztlich erlässt die Verordnung gewisse Rahmenbedingungen zur Finanzierung und Kostendeckung der nationalen Datenplattform, so insbesondere Vorgaben hinsichtlich Kostenrechnung und zur Entschädigung von Kosten, welche dem Gründerkonsortium entstanden sind, wie beispielsweise Zinskosten.

## **2.4 Sunshine-Regulierung**

Mit der sog. «Sunshine-Regulierung» wird ein Transparenzinstrument eingeführt, das helfen soll, die Netzbetreiber zu einer höheren Effizienz und qualitativ guten Dienstleistungen anzuleiten. Damit das Instrument eine möglichst grosse Wirkung erzielen kann, ist es wichtig, dass geeignete Vergleichsgrößen herangezogen und auch geeignete Methoden verwendet werden. Insbesondere sind geeignete Vergleichsgruppen zu wählen, damit ein Vergleich der Netzkosten ausreichend belastbar ist. Dieser steht aus wirtschaftlicher Sicht im Zentrum der Regulierung. Die EICom soll hierbei ergänzend zu den

Kennziffern fundierte ökonomische Methoden verwenden dürfen, vor allem auch um die Gesamtnetzkosten geeignet vergleichen zu können und damit die Eignung der Kennziffern. Zudem soll sie dem BFE geeignete jährliche Daten liefern, damit eine belastbare Evaluation der Regulierung in der gesetzlich vorgesehenen Zeit möglich ist, dies v.a. da durch die Sunshine-Regulierung kein unmittelbarer finanzieller Kostensenkungsdruck ausgeht und die Netzkosten in den Verteilnetzen erheblich steigen werden. Dies vor dem Hintergrund, dass die Schweiz im europäischen Quervergleich ein Land hohen Netzkosten ist. Deshalb ist auch eine jährliche Durchführung von Sunshine notwendig, um eine minimale Wirksamkeit des Transparenzinstruments zu erreichen.

Zugleich wird – im Zusammenhang mit einer angestrebten wirksamen Sunshine Regulierung – der gesetzliche Rahmen möglicher Kostenprüfungen und -kürzungen verbessert. Dies ist sinnvoll, da die Ergebnisse aus der Sunshine-Regulierung keine finanziellen Folgen haben. Bei solchen Kostenprüfungen der Netznutzungs-, Elektrizitäts- bzw. Messtarife soll die ECom grundsätzlich vergleichbare effiziente Netzbetreiber heranziehen. Sie kann sich auch auf einzelne Kostenkomponenten beschränken. Unge-rechtfertigte Gewinne, die aus zu hohen Kostenansätzen entstehen, sind wie bisher über den Mechanismus der Deckungsdifferenzen auszugleichen.

## **2.5 Befreiung vom Netznutzungsentgelt**

Die Verordnung präzisiert die Regelung zur Netznutzungsentgeltbefreiung. Davon betroffen sind die Kraftwerke im Falle des Eigenbedarfs, der Betrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken, die Speicheranlagen ohne Endverbrauch sowie das Bahnstromnetz (Eigenbedarf Kraftwerk, Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerk und sog. Wassertausch). Die Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen bleiben in der Kompetenz der Kantone / Gemeinden. Nach bisheriger Praxis waren Pumpspeicherkraftwerke von der Zahlung der Abgaben und Leistungen befreit. Es wäre sinnvoll, wenn in diesem Bereich weiterhin eine harmonisierte Praxis gelten würde.

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

Die ECom schliesst aufgrund der Änderungen nicht aus, dass ein noch zu beziffernder Mehraufwand in Bezug auf Personal- und Investitionskosten anfallen könnte. Unter Vorbehalt der folgenden Hinweise hat die Ordnungsrevision keine wesentlichen Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden.

### **3.1 Datenplattform**

Bund, Kantone und Gemeinden werden über die modernisierten Datenaustauschprozesse, einen modernen einheitlichen digitalen Datenzugang der Endverbraucherinnen und Endverbraucher sowie Dritter und die Bereitstellung gewisser Datenaggregate einen grossen Nutzen ziehen können. Die Erstellung von Statistiken und Auswertungen werden auf den jeweiligen Niveaus unterstützt und vereinfacht werden können. Monitoringaufgaben, welche derzeit auf den verschiedenen Staatsebenen jeweils unabhängig erfolgen, werden von den standardisierten und qualitativ hochwertigen Datenprodukten profitieren können. Mittelfristig ist so eine Effizienzsteigerung bei der Erfüllung der staatlichen Aufgaben zu erwarten.

Im Weiteren hat die Ordnungsrevision keine wesentlichen Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden.

### **3.2 Befreiung vom Netznutzungsentgelt**

Die vorgesehenen Änderungen bezüglich des Umgangs mit der neuen Speicherregulierung haben für den Bund weder finanzielle noch personelle noch anderweitige Auswirkungen. Die Umsetzung dieses

Artikels bedeutet einen gewissen Mehraufwand bei den Verteilnetzbetreibern, was indirekte Auswirkungen für die Kantone und die Gemeinde generieren kann, sofern diese Eigentümer der Unternehmen sind.

## 4. Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft

Die Verordnungsrevision hat die folgenden Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft.

### 4.1 Ausgestaltung der Grundversorgung

Gestützt auf das heutige StromVG hat die ECom die sogenannte «Durchschnittspreismethode» entwickelt. Gemäss dieser Methode werden die Grundversorgungstarife auf Basis der durchschnittlichen Produktions- und Beschaffungskosten des ganzen Energieportfolios des Grundversorgers berechnet. Das Parlament hat die Durchschnittspreismethode 2016 bzw. 2019 relativiert, indem es ermöglicht hat, dass die *vollen* Gestehungskosten von im Inland aus erneuerbaren Energien erzeugtem Strom in die Grundversorgungstarife eingerechnet werden dürfen. Dies führte zu Preisverzerrungen und benachteiligt systematisch die grundversorgten Kundinnen und Kunden: Im Falle tiefer Marktpreise besteht ein Anreiz, den Kundinnen und Kunden in der Grundversorgung die höheren Gestehungskosten der eigenen Produktion in Rechnung zu stellen. Bei höheren Marktpreisen besteht umgekehrt die Möglichkeit, den Absatz bei Marktkunden auszuweiten. Der Strom, den die mit der Grundversorgung betrauten Verteilnetzbetreiber ausschliesslich für die Marktkunden (teuer) beschafft haben, kann den grundversorgten Kundinnen und Kunden anteilmässig belastet werden. Die Abschaffung der Durchschnittspreismethode und die Vorgabe, eine separate Beschaffungsstrategie für die Kundinnen und Kunden in der Grundversorgung einerseits und die freien Marktkunden andererseits zu führen, behebt die heutigen Preisverzerrungen zwischen den Kunden in der Grundversorgung und den freien Marktkunden.

Die Kundinnen und Kunden in der Grundversorgung werden durch die neue Regelung vor hohen Marktpreisen bzw. den Schwankungen der Marktpreise wie folgt geschützt:

- Der vom Bundesrat festgelegte erste Mindestanteil bewirkt, dass ein Anteil der erneuerbaren Eigenproduktion im Inland zu Gestehungskosten an die grundversorgten Kundinnen und Kunden geht.
- Preisrisiken werden minimiert, indem diese durch eine zeitliche Staffelung der Beschaffung grundsätzlich zu minimieren sind. Die Beschaffung soll zu verschiedenen Zeitpunkten und in Teilmengen erfolgen. Durch eine höhere Anzahl dieser Teilmengen wird das Preisrisiko grundsätzlich reduziert und die Preise in der Grundversorgung geglättet. Auch Profilverträge schützen die Kundinnen und Kunden vor Preisvolatilität, indem diese entsprechend ihrem Verbrauchsprofil im Vorfeld ein definiertes Lastprofil zu einem Fixpreis erhalten. Gleichzeitig würden Profilverträge es ihnen ermöglichen durch Lastverschiebungen und Lastsenkungen zusätzliche Erlöse zu erwirtschaften.

Einen gewissen Anteil an mittel- bis langfristigen Stromabnahmeverträgen im Portfolio zu haben, ist gerade für Grundversorger ohne oder mit wenig Eigenproduktion aus Gründen der Versorgungssicherheit und der Diversität gut. Die Energiemengen für die Versorgung der Kundinnen und Kunden in der Grundversorgung werden dadurch langfristig gesichert. Ein wesentliches Element bei dieser Festlegung dürfte die Verfügbarkeit von solchen Vertragsangeboten in der Schweiz sein. Die Verfügbarkeit steigt grundsätzlich mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien.

### 4.2 Sunshine-Regulierung

Mit der Sunshine-Regulierung soll ein Anreiz zu effizienteren Elektrizitätsnetzen gesetzt werden. Damit diese Transparenzmassnahme auch wirksam ist, werden zugleich die Möglichkeiten der ECom zur

Kostenprüfung verbessert. Der Umfang der Effekte dieser sich ergänzenden Massnahmen ist unbestimmt. Fallen sie gering aus, so unterbreitet der Bundesrat dem Parlament einen Erlassentwurf für die Einführung einer Anreizregulierung (Art. 22a Abs. 3 StromVG).

## 5. Verhältnis zum EU-Recht

Die vorliegende Ausgestaltung der nationalen Datenplattform steht im Einklang mit den Rechtsvorschriften in der EU und deren perspektivischer Anwendung. Durch die Schaffung eines einheitlichen Datenzugangs für Endverbraucherinnen und Endverbraucher sowie von ihnen berechtigter Dritter implementiert die Verordnung wichtige Teile der Vorgaben der EU zu Energiedaten. Bereits die Clean Energy Package-Regeln zum Binnenmarkt (Richtlinie 2019/944<sup>2</sup>) enthalten Vorgaben zu Energiedaten, dem Zugang zu diesen Daten und deren Interoperabilität. Auf Basis des vorgelegten Aktionsplanes zur Digitalisierung der Energie und in Umsetzung der Elektrizitätsrichtlinie hat die Europäische Kommission eine Durchführungsverordnung zu Interoperabilitätsanforderungen und zum diskriminierungsfreien Zugang der Endverbraucherinnen und Endverbraucher zu ihren Mess- und Verbrauchsdaten, zur Flexibilität und dem Lieferantenwechsel erlassen (Durchführungsverordnung 2023/1162<sup>3</sup>). Diese Vorschriften bilden eine wichtige Grundlage für den europäischen Green Deal und das Programm REPowerEU, da sie die Verbraucher in die Lage versetzen, sich aktiv an der Energiewende zu beteiligen. Zudem unterstützen diese Vorgaben die Bildung und Ausgestaltung von vertrauenswürdigen Datenräumen im Energiesektor. Es ist zu erwarten, dass alsbald die EU-Mitgliedsländer ihren energiewirtschaftlichen Datenaustausch aufgrund der Durchführungsverordnung wesentlich weiterentwickeln werden. Die vorliegende Verordnungsrevision sorgt dafür, dass die Schweiz in diesem Bereich den Anschluss nicht verliert und sich in eine ähnlich gelagerte Richtung entwickelt.

## 6. Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen

### Art. 1 Abs. 2 – 3<sup>bis</sup>

*Absatz 2* der Verordnung wurde aufgrund des neuen Artikels 14a StromVG redaktionell angepasst. Mit Artikel 14a StromVG wird das Bahnstromnetz nun bereits auf Gesetzesstufe definiert. Dabei wird das Kriterium der Spannung nicht mehr erwähnt, da noch nicht das gesamte Bahnstromnetz auf 132 kV umgestellt wurde. Die Verordnungsbestimmung von *Absatz 2* dehnt wie bisher den Geltungsbereich des Gesetzes respektive einzelner Bestimmungen auf das Bahnstromnetz aus. Hierzu sei auf den erläuternden Bericht des BFE zum Vernehmlassungsentwurf der StromVV vom 27. Juni 2007 verwiesen (Kommentar zu Art. 1 Abs. 2, S. 5).

*Absatz 3*: Der Wortlaut von *Absatz 3*, der die Befreiung vom Netznutzungsentgelt bei Vorhandensein eines Frequenzumrichters in einem 50-Hz-Kraftwerk vorsieht, wurde infolge der Definition des Bahnstromnetzes in Artikel 14a StromVG redaktionell angepasst. Zur Sonderregelung für den Frequenzumrichter wird mit Vorteil der erläuternde Bericht des BFE vom 2. Oktober 2012 zur Änderung der StromVV konsultiert (Kommentar zu Art. 1 Abs. 3, S. 2 – 5).

Die Formulierung von *Absatz 3<sup>bis</sup>* wurde aufgrund der neuen Regelung von Artikel 14a StromVG angepasst.

Die ElCom kann aufgrund ihrer umfassenden Kompetenz die Einhaltung der für das Bahnstromnetz massgeblichen Bestimmungen überprüfen (Art. 22 Abs. 1). Die benötigten Unterlagen kann sie gestützt auf Artikel 25 StromVG erhältlich machen. Namentlich müssen ihr die Partner eines Kraftwerks, von

<sup>2</sup> Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung), Fassung gemäss ABl. L 158 vom 14.06.2019, S. 125

<sup>3</sup> Durchführungsverordnung (EU) 2023/1162 der Kommission vom 6. Juni 2023 über Interoperabilitätsanforderungen und diskriminierungsfreie und transparente Verfahren für den Zugang zu Mess- und Verbrauchsdaten, Fassung gemäss ABl. L 154 vom 15.6.2023, S. 10–40.

denen der eine Partner 50 Hz und der andere 16.7 Hz-Strom produziert auf Verlangen nachweisen können, dass das geplante Pumpen, für welches eine Ausnahme von der Zahlung des Netznutzungsentgelts nach Artikel 14a Absatz 3 Buchstabe c StromVG geltend gemacht wird, gleichzeitig mit der Turbinierung erfolgen würde und die gleichen Mengen betroffen sind. In diesem Zusammenhang sind die Kraftwerkspartner insbesondere verpflichtet der ECom auf Verlangen die von ihnen erstellte hydraulische Buchhaltung, die Daten der Frequenzumrichter, sowie alle anderen Daten und Informationen auszuhändigen, die zum entsprechenden Nachweis erforderlich sind.

#### Art. 4 Grundversorgungstarife

**Absatz 1** stellt klar, dass die Tarife für die Dauer eines Kalenderjahrs festzulegen sind, so wie dies auch bei den Netznutzungstarifen der Fall ist, bzw. bei den Messtarifen ab dem Tarifjahr 2026 der Fall sein wird.

**Absatz 2** stellt den Zusammenhang zwischen dem Entgelt für die Grundversorgung und den anrechenbaren Energiekosten her.

**Absatz 3:** Die anrechenbaren Energiekosten sind in den Grundzügen bereits auf Gesetzesebene geregelt (vgl. Art. 6 Abs. 5<sup>bis</sup> Bst. d StromVG), werden in diesem Absatz jedoch und werden präzisiert.

**Buchstabe a** zählt die fünf Bestandteile der anrechenbaren Energiekosten auf und konkretisiert weiter folgt:

**Ziffer 1: Gestehungskosten:** nur die Gestehungskosten einer effizienten Produktion sind anrechenbar. Zudem wird klargestellt, dass erhaltene Fördermittel aus den Gestehungskosten rausgerechnet werden müssen. Diese Subtraktion hat die Art der Förderung zu berücksichtigen. Bei einmaligen Zahlungen, wie bei Investitionsbeiträgen oder Einmalvergütungen wird dieser einmalige Beitrag subtrahiert. Bei einer wiederkehrenden Subvention, wie bei der neu eingeführten gleitenden Marktprämie muss der effektiv erhaltene Subventionsbetrag berücksichtigt werden. Da dieser Betrag erst *ex-post* nach Ablauf jedes Kalenderjahres feststeht, wird es Abweichungen von der bei der Tariffestlegung geplanten Förderhöhe geben. Solche Differenzen sind ordentlich im Rahmen der Deckungsdifferenzen zu behandeln.

**Ziffer 2: Bezugsverträge:** Konkretisiert, dass Verträge zu angemessenen Bedingungen abgeschlossen sein müssen. Es ist grundsätzlich auf die durchschnittlichen Kosten eines Geschäftsjahres abzustellen. Zur Beurteilung der Angemessenheit sind Marktpreise, sofern solche existieren, als Vergleichswerte beizuziehen (z.B. vierteljährlicher Referenzmarktpreis und Durchschnittspreise für Herkunftsnachweise).

Auch in Bezug auf die Zuordnung der Verträge an die Grundversorgung ist Ziffer 2 relevant: insbesondere im Fall einer «Überdeckung», wenn also der Grundversorgung mehr Elektrizität aus Bezugsverträgen zugeordnet ist, als in der Grundversorgung letztlich abgesetzt wird. Dies zeigt sich freilich erst im Nachgang zum Tarifjahr. Allfällige Korrekturen sind im Rahmen der Tarife der folgenden Tarifjahre auszugleichen.

**Ziffer 3: Abnahme- und Vergütungspflicht:** Konkretisiert wird, dass im Zusammenhang mit den Vergütung nach Artikel 15 Absatz 1 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) ebenfalls die allfällig abgenommenen und vergüteten Herkunftsnachweise anrechenbar sind. Grundsätzlich sei in Bezug auf die Anrechenbarkeit von Vergütungen nach Art. 15 EnG zudem präzisiert: Ergeben sich aufgrund der Abnahme- und Vergütungspflicht beim Verteilnetzbetreiber mengenmässige Überschüsse, die er aufgrund der Nachfragemenge nicht in die Grundversorgung absetzen kann, so darf er die mit diesem Mengenüberhang zusammenhängenden Abnahmekosten nicht in die Grundversorgung einrechnen.

**Ziffer 4: Vertriebs- und Verwaltungskosten:** zu den anrechenbaren Energiekosten gehören auch die Vertriebs- und Verwaltungskosten. Anrechenbar sind die tatsächlich angefallenen Vertriebs- und Verwaltungskosten, sofern sie der Grundversorgung zuzuordnen sind. Diese Kosten können einem Effizienzvergleich gemäss Artikel 19 StromVV unterzogen werden.

**Ziffer 5: Angemessener Gewinn:** regelt die angemessene Gewinnkomponente (vgl. Art. 6 Abs. 5<sup>bis</sup> Bst. d Einleitungssatz StromVG). Bis anhin gab es hierzu keine spezifischen Vorgaben in Gesetz und Verordnung. Die bestehende Gesetzeslücke wurde in der Praxis der EICom und der Rechtsmittelinstanzen geschlossen (vgl. etwa Urteil 2C\_828/2019 des Bundesgerichts vom 16 Juli 2020, E. 5). Für die Beurteilung der Angemessenheit der Verwaltungs- und Vertriebskosten (inklusive Gewinn) im Energievertrieb in der Grundversorgung hat die EICom bisher einen Schwellenwert berechnet. Eine separate Überprüfung bzw. Berechnung des Gewinns im Energievertrieb der Grundversorgung nahm sie nur vor, wenn der von ihr in festgelegte Schwellenwert überschritten wird. Ob die Höhe des Schwellenwerts angemessen ist, überprüfte die EICom in regelmässigen Abständen. Wenn nötig, passte sie den Schwellenwert an (vgl. aktuelle Weisung der EICom 3/2022, «60-Franken-Regel»; Verfügung 211-00300 der EICom vom 7. November 2023, Rz. 108). Die Angemessenheit des Gewinns soll sich nunmehr – analog zum Netzbereich und entsprechend der Praxis der EICom – am Finanzbedarf für die Grundversorgung und einem kalkulatorischen Zins orientieren. Namentlich soll zur Gewinnermittlung das Nettoumlaufvermögen, das für die Vornahme der Grundversorgung erforderlich ist, mit dem durchschnittliche Kapitalkostensatz (sog. WACC) gemäss Anhang 1 der Verordnung verzinst werden.

**Buchstabe b** konkretisiert die in Buchstabe a Ziffer 1 genannten anrechenbaren Gestehungskosten. Zunächst ist festgehalten, dass der Wert der Herkunftsnachweise (HKN) integraler Bestandteil der Gestehungskosten ist. Weiter wird sodann differenziert zwischen den Betriebskosten und den Kapitalkosten. Zu den Kapitalkosten wird präzisiert, dass die jährlichen Abschreibungen vor der Verzinsung vorzunehmen sind und welcher kalkulatorische Zinssatz angewendet werden muss.

**Buchstabe c** verdeutlicht die Vorgabe, die in Artikel 6 Absatz 5<sup>bis</sup> Buchstabe d Ziffer 1 StromVG enthalten ist. Dabei zu beachten ist, dass der Durchschnitt gestützt auf sämtlichen Gestehungskosten der Elektrizitätserzeugung aus eigenen Anlagen und aus beteiligungsbedingten Bezügen zu berechnen ist. Zusätzlich sei festgehalten, dass der Durchschnitt sowohl über erneuerbare als auch nicht erneuerbare Anlagen zu bilden ist. Dadurch wird vermieden, dass Energie aus teuren Produktionsanlagen der Grundversorgung zugeordnet wird, während die Energie aus günstigeren Produktionsanlagen an freie Endverbraucher verkauft wird.

**Buchstabe d** präzisiert, welche HKN prioritär der Grundversorgung zugewiesen werden müssen: Die Verteilnetzbetreiber verwenden in der Grundversorgung prioritär diejenigen Herkunftsnachweise, die ihnen für die Elektrizitätserzeugung aus eigenen Anlagen oder im Rahmen von beteiligungsbedingten Bezügen ausgestellt worden sind, sowie solche Herkunftsnachweise, welche sie im Rahmen der Abnahme- und Vergütungspflicht nach Artikel 15 EnG von Produzenten in ihrem Netzgebiet übernehmen. Die priorisierte Zuteilung «eigener» HKN ist daher geboten, weil der Wert der HKN in den Gestehungskosten bereits enthalten ist und ebendiese Gestehungskosten, allerdings als Durchschnitt und nicht Kraftwerksscharf, in die Tarife der Grundversorgung eingehen.

**Buchstabe e:** präzisiert die in Bst. a Ziffer 3 genannten Vergütungen der im Netzgebiet abgenommenen Mengen gemäss Art. 15 Abs. 1 EnG. Um angemessene Grundversorgungstarife nach Artikel 6 Absatz 1 StromVG zu gewährleisten, muss die maximal anrechenbare Höhe der nach Art. 15 Abs. 1 EnG zwischen Netzbetreiber und Produzent vereinbarten Vergütungen festgelegt werden. Die Abnahme- und Vergütungspflicht gemäss Artikel 15 EnG bezieht sich wie bisher nur auf den eingespeisten «Graustrom», d.h. eine Abnahme der HKN ist damit nicht geregelt und die Netzbetreiber sind frei, diese ebenfalls abzunehmen und zu vergüten. In diesem Fall darf die vereinbarte Vergütung für Graustrom und Herkunftsnachweis gemäss Ziffer 1 maximal die Gestehungskosten einer Referenzanlage betragen und zwar abzüglich allfälliger Fördermittel. In Ziffer 1 wird für Feststellung der Gestehungskosten auf den bisherigen Artikel 4 Absatz 3 StromVV (Stand am 1. Juli 2024) und für die Herausrechnung der Fördermittel auf den bisherigen Artikel 4a StromVV (Stand am 1. Juli 2024 verwiesen). Wird der Herkunftsnachweis nicht abgenommen, gilt die Vorgabe aus Ziffer 2.

**Absatz 4:** Die Trennung der Energieportfolien zwischen dem Segment der Grundversorgung und dem Segment der Endverbraucher des freien Marktes ist rein buchhalterisch zu vollziehen. Es sind keine

weiteren Entflechtungsinstrumente einzusetzen. Die Zuordnung ist der EICom in der Kostenträgerrechnung bzw. einem entsprechenden Nachtrag auszuweisen. Neu abgeschlossene Bezugsverträge dürfen nur soweit der Grundversorgung zugeordnet werden, wie sie für die Deckung des voraussichtlichen Verbrauchs in der Grundversorgung notwendig sind. Es ist nicht gestattet, Verträge, welche bisher dem freien Markt zugeordnet waren und teurer sind als aktuelle Verträge, in die Grundversorgung zu verschieben. Es ist nicht gestattet, Verträge, welche günstigere Konditionen als neu eingekaufte Verträge oder als Verträge im freien Markt haben, aus der Grundversorgung heraus zu verschieben, ausser der Stromabsatz hätte sich verringert.

**Art. 4a** Mindestanteile an Eigenproduktion und Elektrizität aus erneuerbaren Energien

**Absatz 1 Satz 1:** Der erste Mindestanteil (Art. 6 Abs. 5 Bst. a StromVG) bezieht sich auf die erweiterte Eigenproduktion (Art. 4 Abs. 1 Bst. c<sup>bis</sup> StromVG) aus inländischen erneuerbaren Energien. Von dieser müssen die Verteilnetzbetreiber im Grundsatz mindestens die Hälfte in ihrer Grundversorgung absetzen. Diese Vorgabe muss am Ende jedes Tarifjahrs erfüllt sein. Unterjährige Abweichungen sind mit anderen Worten unschädlich; es gilt die durchschnittliche Produktion des Geschäftsjahrs. Zu welchen Anteilen die Verteilnetzbetreiber dabei auf eigene Erzeugungsanlagen, auf Elektrizitätsbezüge aus Beteiligungen oder auf Elektrizität aus der Abnahmepflicht nach Artikel 15 EnG abstellen, ist ihnen freigestellt. Es wäre also zulässig, wenn sie zur Erfüllung dieser Vorgabe beispielsweise prioritär die Elektrizität nach Artikel 15 EnG einsetzen. Ob aus der Abnahmepflicht übernommene Elektrizität als erneuerbar oder nicht erneuerbar zu gelten hat, wird grundsätzlich mittels HKN festgelegt. Wird Elektrizität im Rahmen der Abnahmepflicht ohne HKN abgenommen gilt sie nicht als erneuerbar und ist für den Mindestanteil irrelevant. Ebenfalls als nicht erneuerbar gilt die Produktionsmenge aus Anlagen im Einspeisevergütungssystem EVS, da der ökologische Mehrwert für diese Anlagen mit der Förderung bereits abgegolten ist.

**Absatz 1 Satz 2:** Die Energieportfolien der rund 600 Grundversorger der Schweiz gestalten sich sehr unterschiedlich. Bei Grundversorgern mit einem vergleichsweise hohen Anteil an erneuerbarer Inlandproduktion fällt der Mindestanteil stärker ins Gewicht. Um diesen Ungleichheiten und möglichen Marktverzerrungen gebührend Rechnung zu tragen, können die Verteilnetzbetreiber dann weniger als die Hälfte ihrer erweiterten Eigenproduktion in der Grundversorgung absetzen, wenn diese ansonsten mehr als 80 Prozent der in der Grundversorgung abgesetzten Elektrizität decken würde.

**Absatz 2:** Der zweite Mindestanteil (Art. 6 Abs. 5 Bst. b StromVG) ist für Verteilnetzbetreiber mit vergleichsweise wenig erneuerbarer Inlandproduktion relevant. Über ein bestimmtes Quantum an erweiterter Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien verfügen aufgrund der Abnahmepflicht nach Artikel 15 EnG sämtliche Verteilnetzbetreiber (sofern sie die HKN mit abnehmen). Verlangt ist, dass die Grundversorgung zu mindestens 20 Prozent mit Elektrizität aus erneuerbaren Energien aus Erzeugungsanlagen im Inland bestritten wird (sei es kraftwerksscharf oder über ein Portfolio). Diese Anforderung muss am Ende eines jeden Tarifjahres erfüllt sein. Einige Verteilnetzbetreiber werden diesem Anspruch schon mit dem hälftigen Absatz der erweiterten Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien im Inland gemäss Absatz 1 genügen. Ist dies nicht der Fall, so hat der Verteilnetzbetreiber zwei Möglichkeiten, die Lücke zu schliessen. Entweder erhöht er den Anteil der erweiterten Eigenproduktion, die er in der Grundversorgung absetzt. Oder er schliesst entsprechende Beschaffungsverträge mit einer Laufzeit von mindestens drei Jahren ab. Freilich kann er diese beiden Instrumente auch miteinander kombinieren.

Damit die Beschaffungsverträge effektiv an den Mindestanteil angerechnet werden können, müssen sie den Strombezug aus einer inländischen erneuerbaren Produktionsanlage oder einem Pool von inländischen erneuerbaren Produktionsanlagen beinhalten. Für die Erfüllung des Mindestanteils nicht hinreichend ist eine Beschaffung eines (auch längerfristigen) Graustromprodukts (z.B. an einer Börse), welches lediglich mit inländischen erneuerbaren HKN «begrünt» wird.

Der im Rahmen des Einspeisevergütungssystems (KEV) «geförderte Strom» ist für den zweiten Mindestanteil nach Absatz 2 nicht anrechenbar. Der KEV-Strom wird zwar wie bisher in der Stromkennzeichnung im Lieferantenmix ausgewiesen, darf aber nicht mit dem zweiten Mindestanteil vermischt werden. Beim zweiten Mindestanteil geht es um effektiv abgeschlossene langfristige Beschaffungsverträge.

*Absatz 3:* Die Verteilnetzbetreiber müssen der EICom im Voraus und verbindlich bekanntgeben, ob sie lediglich die Mindestvorgaben erfüllen wollen oder ob sie höhere Mindestanteile anstreben. Was den Mindestanteil nach *Absatz 1* anbelangt, ist es auch zulässig, anstelle eines bestimmten Anteils an Eigenproduktion die 80 %-Marke gemäss Absatz 1 Satz 2 anzustreben. Wie die bei der Zuordnung der Bezugsverträge (Art. 4 Abs. 3) erfolgt die Bekanntgabe der vom Verteilnetzbetreiber angestrebten Zielmarke auch hier über die Kostenträgerrechnung.

Ergeben sich Ende Jahr Abweichungen von der ursprünglich angenommenen Absatzmenge in die Grundversorgung (aufgrund Mehr- oder Minderverbrauch der Endverbraucherinnen und Endverbraucher während des Tarifjahrs) bzw. von der ursprünglich angenommenen absoluten Menge der erweiterten Eigenproduktion (z.B. aufgrund witterungsbedingter Produktionsschwankung, Kraftwerksausfällen, Revisionen, veränderter Abnahmemenge aus der Abnahmepflicht, etc.) werden die sich dadurch in den anrechenbaren Kosten ergebenden Abweichungen über Deckungsdifferenzen behandelt.

*Absatz 4* dient der Überwachung dieser Vorgaben zu den Mindestanteilen durch die EICom.

#### *Art. 4b* Standardstromprodukt

*Artikel 4b* stellt klar, dass es bei den Anforderungen des Standardstromprodukts (Art. 6 Abs. 2<sup>bis</sup> StromVG) im Unterschied zu den Mindestanteilen gemäss Artikel 4a nicht auf den Abschluss von bestimmten Energiegeschäften, sprich auf die kaufmännische Zuordnung der entsprechenden Elektrizitätsmengen ankommt. Beim Standardstromprodukt geht es vielmehr um den Erwerb von Herkunftsnachweisen (HKN), die anschliessend für die Stromkennzeichnung verwendet werden. Der Artikel konkretisiert die Gesetzesvorgabe («insbesondere auf der Nutzung von inländischer erneuerbarer Energie») dahingehend, dass im Minimum ein inländischer «Grünstromanteil» von zwei Dritteln während jedem Quartal zu erreichen ist.

#### *Art. 4c* Absicherung gegen Marktpreisschwankungen

Um sich gegen extreme Marktpreisschwankungen abzusichern, bedarf es eines gesicherten Zugriffs auf bestimmte Elektrizitätsmengen.

Der Artikel konkretisiert die gesetzliche Vorgabe, wonach Verteilnetzbetreiber die erforderliche Elektrizität mit Beschaffungsstrategien zu beschaffen haben, welche sie möglichst gegen Marktpreisschwankungen absichern sollen (Art. 6 Abs. 5bis Bst. a StromVG). Konkret müssen Verteilnetzbetreiber entsprechende Strategien vorab definieren und implementieren. Die Umsetzung ist zu dokumentieren. Der Bundesrat lässt den Verteilnetzbetreibern also einen unternehmerischen Spielraum in der Definition ihrer Strategie. Erwartet wird, dass Verteilnetzbetreiber in ihrer Beschaffungsstrategie Markt-, Mengen-, Liquiditäts- und Kreditrisiken berücksichtigen. Es gibt ein breites Spektrum an Beschaffungsmöglichkeiten. Eine strukturierte Beschaffung kann beispielsweise zeitlich diversifizierte Standardprodukte (typischerweise über drei Jahre) beinhalten, so dass die Beschaffungskosten geglättet werden. Auch andere Formen sind möglich: So kann eine Ein-Lieferanten-Strategie mit zeitlichen Tranchen und Formelpreis (Vollversorgung) oder eine Mehr-Lieferanten-Strategie mit Fest- oder scharfen Spotpreisen für Mehr- oder Mindermengen festgelegt werden. Sofern und soweit die Verteilnetzbetreiber auf Bezugsverträge setzen, sind sie zu einer sog. strukturierten Beschaffung angehalten. Im Hinblick auf mögliche Marktpreisschwankungen ist es ihnen mit anderen Worten untersagt, die erforderlichen Elektrizitätsmengen alle im selben Moment zu beschaffen. Zur Konkretisierung dieser zeitlichen Staffelung kann die EICom Weisungen erlassen.



#### Art. 4d Kosten für Massnahmen zur Effizienzsteigerung

Endverbraucher in der Grundversorgung sollen nach Artikel 6 Absatz 1 StromVG jederzeit die gewünschte Menge an Elektrizität zu angemessenen Tarifen erhalten können. Neu ist vorgesehen, dass Massnahmen zur Effizienzsteigerung von den Elektrizitätslieferanten in der Schweiz ausgelöst oder deren Nachweise erworben werden müssen (Art. 46b Abs. 2 EnG). Vor diesem Hintergrund ist es richtig, dass die Verteilnetzbetreiber den Endverbrauchern in der Grundversorgung nur Kosten belasten können, die maximal Marktansätzen entsprechen (Abs. 3). Insbesondere Verteilnetzbetreiber ohne Kunden im freien Markt haben nicht zwingend einen Anreiz, die Kosten möglichst tief zu halten. Wenn Verteilnetzbetreiber die Massnahmen selbst durchführt, können nur die effektiven Kosten und höchstens zu marktüblichen Ansätzen angerechnet werden. Ein zusätzlicher Gewinnanteil ist nicht vorzusehen, da die Umsetzung der Effizienzmassnahmen im Rahmen des Energievertriebs erfolgt und dort ein Gewinnanteil regulatorisch bereits vorgesehen ist (Bst. c). Alternativ, wenn die Verteilnetzbetreiber die Massnahmen an externe Dienstleister in Auftrag geben wollen, müssen sie ein transparentes, diskriminierungsfreies und marktorientiertes Verfahren durchführen (Bst. a). Eine Beschaffung von bereits umgesetzten Massnahmen kann ebenfalls nur höchstens zu marktüblichen Ansätzen erfolgen (Bst. b). Damit soll verhindert werden, dass übermässig teurere Massnahmen erworben werden.

Die Verteilnetzbetreiber dürfen die Kosten, die im Zusammenhang mit dem Erfüllen der Zielvorgaben zur Steigerung der Effizienz nach Artikel 46b EnG entstehen, nur anteilmässig den Endverbrauchern in der Grundversorgung und den Endverbrauchern, die auf den Netzzugang verzichten, belasten (Art. 6 Abs. 1 StromVG). Absatz 1 klärt somit diese Anrechenbarkeit, welche nach dem Referenzstromabsatz gemäss Artikel 51a EnV bestimmt wird<sup>4</sup>: Verteilnetzbetreiber dürfen den Endverbrauchern in der Grundversorgung jenen Anteil der Kosten sämtlicher anrechenbarer Massnahmen (Massnahmen bei Kunden im freien Markt und Endverbrauchern in der Grundversorgung) belasten, der ihrem Anteil am Referenzstromabsatz des Verteilnetzbetreibers in kWh entspricht. Die Anlastung erfolgt über den Grundversorgungstarif.

Verteilnetzbetreiber dürfen die festen Endverbraucher und Endverbraucher, die auf den Netzzugang verzichtet haben und die für den Referenzstromabsatz nicht berücksichtigt werden, nicht mit Kosten belasten (Abs. 2).

#### Art. 4e Mitteilung von Änderungen der Grundversorgungstarife

Der aktuelle Artikel 4b wird aus gesetzessystematischen Gründen an diese Stelle verschoben. Die Änderungen im Wortlaut sind rein redaktioneller Natur.

#### Art. 6a Abs. 2

Die Frist zur Erstellung der Mehrjahrespläne für die Verteilnetze mit einer Nennspannung über 36 kV wird angepasst, da die entsprechende Frist für die nationale Netzgesellschaft gemäss Artikel 9d Absatz 1 StromVG nunmehr auf 12 Monate festgelegt ist.

#### Art. 7 Abs. 3 Bst. e<sup>ter</sup>, f, f<sup>er</sup> und h

In der Kostenrechnung sind neu die Kostenpositionen für Kosten nach Artikel 15 des Gesetzes sowie für die Datenplattform auszuweisen (Bst. e<sup>ter</sup> und f<sup>er</sup>).

Weil die Messkosten fortan nicht mehr Teil der Netzkosten sind und stattdessen mittels der Messtarife über ein Messentgelt in Rechnung gestellt werden, ist dazu in der Kostenrechnung analog zu den Netzkosten eine detailreichere Aufschlüsselung der Kosten erforderlich (Bst. f). Bei der Überprüfung der anrechenbaren Messkosten ist die EICom auf diese Informationen angewiesen.

---

<sup>4</sup> Der Referenzstromabsatz entspricht dem Stromabsatz an Endverbraucher während dem letzten gemeldeten Kalenderjahr abzüglich einzelner Lieferungen gemäss Absatz 2 Artikel 51a EnV.

Die erzeugungsbedingten Netzverstärkungen werden neu in Artikel 15b StromVG geregelt; der Verweis in *Buchstabe h* ist entsprechend anzupassen.

#### Art. 7a

Der bisherige Artikel 9 ist aufgrund der geänderten bzw. ergänzten Struktur der Verordnung neu der Artikel 7a.

#### Art. 7b

*Absatz 1* entspricht dem aktuellen Artikel 10. Zusätzlich wird nun vorgegeben, dass die Publikation der Daten in einer maschinenlesbaren Form und einem nicht proprietären Format auf einer Internetseite erfolgen sollen. Dies soll deren Wiederverwendung erleichtern und zusätzliche Aufwände (bspw. Extraktionen und Datentransformationen) verhindern.

Die Informationen nach *Absatz 2* sollen den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern im Sinne von Artikel 17a<sup>bis</sup> Absatz 5 StromVG ein Ansporn zur Senkung ihres Elektrizitätsbezugs sein. Die Informationen sind mindestens einmal pro Jahr in geeigneter Weise den Kundinnen und Kunden mitzuteilen. Dies kann beispielsweise über ein Webkundenportal geschehen, wie das bereits gewisse Netzbetreiber anbieten. Die Vergleichsmöglichkeiten auf dem Webkundenportal müssen jedoch so ausgestaltet sein, dass die Kundin und der Kunde taugliche Rückschlüsse auf ihren Elektrizitätsbezug ziehen können. Die Vergleiche der Kundengruppe sollten daher anhand der H- und C-Profile gemäss der EICom erfolgen.

#### Art. 8 Abs. 2–4

*Absatz 2:* Die Richtlinien zu den Datenaustauschprozessen müssen infolge der Einführung der zentralen Datenplattform angepasst werden. Darin müssen namentlich die entsprechenden Mess- und Stammdaten für den Datenaustausch über die Datenplattform sowie die dort zu speichernden Stammdaten festgelegt werden. Die Stammdaten werden wie bis anhin in der Branchenrichtlinie Standardisierter Datenaustausch Schweiz (SDAT-CH) näher definiert. Sie umfassen die entsprechenden Informationen über eine Messpunktnummer, insbesondere die Messmethode, die Abrechnungsart und die Ablesefrequenz oder auch entsprechende Informationen über den zuständigen Verteilnetzbetreiber, Energielieferanten oder Bilanzgruppenverantwortlichen. Daneben sollten sie weitere wichtige Attribute beispielsweise den Eidgenössischen Gebäude-Identifikator (EGID) aufgreifen, die gemäss SDAT-CH bereits verfügbar sind. Die zentrale Verfügbarkeit von Stammdaten in der Datenplattform soll insbesondere die neueren Entwicklungen im Strommarkt berücksichtigen, beispielsweise die Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch nach Artikel 17 EnG, die Elektromobilität oder die strombasierte Wärmeversorgung. Zur Stärkung der Rechte der von der Regelung besonders betroffenen Akteure (Endverbraucher, Erzeuger und Elektrizitätsdienstleister) wird vorliegend vorgesehen, dass deren Vertreter an der Erarbeitung der neuen Richtlinien mitzuwirken haben. Die betroffenen Akteure verfügen damit über ein Beteiligungsrecht, das ihnen ermöglicht, sich bei den entsprechenden Arbeiten einzubringen und dabei ihre Interessen zu vertreten. Dabei sollten die Vorgaben der europäischen Durchführungsverordnung zu Interoperabilitätsanforderungen und diskriminierungsfreiem Zugang von Endverbrauchern zu ihren Mess- und Verbrauchsdaten möglichst berücksichtigt werden<sup>5</sup>. Sofern die Richtlinien nicht sachgerecht sind oder nicht innert vorgegebener Frist erarbeitet werden, kann das BFE gestützt auf Artikel 27 Absatz 4 entsprechende Ausführungsbestimmungen erlassen.

*Absatz 3:* Die Bestimmung entspricht im Wesentlichen der bisherigen Regelung, deren Kernaussage neu auf Gesetzesstufe gehoben wurde (Art. 17f Abs. 1 StromVG). Neu werden die Mess- und Stammdaten von den weiteren Daten unterschieden. Letztere sind alle Daten, bei denen es sich nicht um personenbezogene Daten handelt. Sowohl bei den Mess- und Stammdaten wie auch bei den weiteren Daten ist eine Datenbekanntgabe im Rahmen der ordnungsgemässen Elektrizitätsversorgung im Sinne

---

<sup>5</sup> Durchführungsverordnung (EU) 2023/1162 der Kommission vom 6. Juni 2023 über Interoperabilitätsanforderungen und diskriminierungsfreie und transparente Verfahren für den Zugang zu Mess- und Verbrauchsdaten.

von Artikel 17f Absatz 1 StromVG nur zulässig, sofern diese für die in den Buchstaben a bis j aufgezählten Sachbereiche notwendig sind. Die aufgelisteten Sachbereiche werden zudem ergänzt mit der Abwicklung der Lieferantenwechsel sowie der Datenbekanntgabe nach Artikel 8a<sup>ter</sup> Absatz 2 (Bst. i und j).

*Absatz 3<sup>bis</sup>* wird aufgehoben, zumal die entsprechenden Daten gemäss Art. 17f Abs. 1 StromVG unentgeltlich zur Verfügung zu stellen sind.

*Absatz 4* entspricht im Wesentlichen der bisherigen Regelung. Die Bestimmung ist fortan indes nur noch in jenen Fällen von Bedeutung, in denen ein Endverbraucher, ein Erzeuger oder ein Speicherbetreiber um Herausgabe seiner Daten ersucht, die er nicht bereits gestützt auf Absatz 3 Buchstabe j (bzw. Art. 8a<sup>ter</sup> Abs. 2) kostenlos via Datenplattform herunterladen oder weitergeben kann. Dabei ist zum einen an Fälle zu denken, in denen andere Daten als Mess- und Stammdaten betroffen sind. Zum anderen ist an jene Fälle zu denken, in denen Mess- oder Stammdaten in anderer Aufbereitung (bspw. andere Aggregation, andere Auflösung, anderes Format oder auch anderer lokaler Bezug) verlangt werden.

#### *Art. 8a*      Konstituierung des Datenplattformbetreibers

Die Bestimmung von *Artikel 8a* regelt die Konstituierung des Datenplattformbetreibers nach Artikel 17h Absatz 2 StromVG. Ein Gesuch um Genehmigung der Statuten kann nach Absatz 1 bis zum 30. September 2025 beim UVEK eingereicht werden. Die Frist zur Gesuchseinreichung kann vom UVEK auf Gesuch hin oder von Amtes wegen einmalig um drei Monate verlängert werden. Falls die Konstituierung nicht zustande kommen sollte, hat der Bundesrat gemäss Artikel 17h Absatz 3 StromVG die Aufgaben der Errichtung und des Betriebs der Datenplattform einer öffentlich-rechtlichen Stelle zu übertragen (subsidiäre Lösung). Die dazu notwendigen Vorgaben würden in einem separaten Änderungserlass geregelt. Zur Gesuchseinreichung berechtigt sind sowohl Teilnehmende des Elektrizitätsmarktes als auch Unternehmen, die nicht Teil der Elektrizitätswirtschaft sind. Dabei ist indes zu berücksichtigen, dass das Gesetz nur einen Datenplattformbetreiber vorsieht. Es ist daher nicht möglich, die Statuten mehrerer Betreiber zu genehmigen.

*Absatz 2:* Die Aufzählung der einzureichenden Unterlagen ist nicht abschliessend. Das UVEK kann weitere Unterlagen und Informationen fordern, sofern dies zur Prüfung des Gesuchs notwendig ist. Der Gesuchsteller muss einen ausformulierten, detaillierten Entwurf der Statuten vorlegen (*Bst. a*), welcher die entsprechenden Vorgaben berücksichtigt (bspw. Unabhängigkeit des Datenplattformbetreibers). Da der Gesuchsteller bis zur Einreichung des Gesuchs gewisse Errichtungskosten (Konzeptionierung, Projektierung, Software, Hardware usw.) bereits geleistet haben könnte, sind diese entsprechend auszuweisen. Sofern sein Gesuch um Statutengenehmigung gutgeheissen wird, erhält der Gesuchsteller diese bei ihm bis zur Gesuchseinreichung angefallenen Errichtungskosten zurückerstattet (vgl. Abs. 4). *Buchstabe b* sieht daher vor, dass er die entsprechenden Kosten darzulegen hat (Verträge, Belege usw.). Nicht als Kosten im Sinne der Bestimmung gelten Aufwände, die bereits anderweitig gedeckt wurden, beispielsweise durch Anrechnung in die Tarife, durch Verkauf des entsprechenden Vermögenswerts oder durch Einbringung in die Gesellschaft des Datenplattformbetreibers. Kosten, die nach der Gesuchseinreichung beim Gesuchsteller anfallen, werden nicht zurückerstattet. Ab diesem Zeitpunkt werden allenfalls noch notwendige Investitionen zwecks Errichtung der Datenplattform nicht mehr vom Gesuchsteller, sondern durch den Datenplattformbetreiber zu tätigen sein. Wird das Gesuch um Statutengenehmigung abgelehnt, werden dem Gesuchsteller keine Kosten zurückerstattet. Der Gesuchsteller hat nach *Buchstabe c* eine detaillierte Kostenplanung einzureichen, welche den weiteren Aufbau der Datenplattform nach der Gesuchseinreichung sowie die angenommenen jährlichen Betriebskosten vor dem Hintergrund des technischen Konzeptes darlegt. Hinsichtlich des technischen Konzeptes nach *Buchstabe d* ist auf den aktuellen Stand der Technik der entsprechenden Infrastruktur, auf eine möglichst hohe Prozessautomatisierung und Standardisierung und die Anwendung moderner Kommunikationstechnik, beispielsweise APIs für wichtige Schnittstellen, zu achten. Das technische Konzept muss zudem darlegen welche Funktionen die Datenplattform leisten soll, wie sie künftig funktional und technisch erweitert werden kann und wie die Migration der heute dezentral verwalteten Stammdaten der Messpunkte auf die Datenplattform erfolgen wird. Weiter soll das Konzept darstellen, wie die Qualität

des Datenaustausches über die Datenplattform und der Daten beobachtet und laufend verbessert werden kann. Dazu sollen geeignete Indikatoren entwickelt werden. Ebenfalls muss es darlegen, wann und wie (gegebenenfalls) von Dritten bezogene Dienstleistungen erneut ausgeschrieben werden, um jeweils auf dem neuesten Stand der Technik zu bleiben und Betriebskosten zu minimieren. Zudem wird darzulegen sein, wie sichergestellt wird, dass bei Einstellung des Betriebs oder Konkurs des Datenplattformbetreibers die entsprechenden Daten auf das UVEK oder eine von diesem bezeichnete Stelle übertragen werden (Art. 8a<sup>quater</sup> Abs. 3).

*Absätze 3-4:* Das UVEK wird die entsprechenden Vorgaben zur Gesuchseinreichung im Internet publizieren. Es kann zur Beurteilung des Gesuchs externe Sachverständige beiziehen. Sofern es Nachbesserungen oder weitergehende Informationen verlangt, hat es dafür eine angemessene Frist anzusetzen. Es entscheidet mit Verfügung über das Gesuch. Sofern das UVEK die Statuten genehmigt bzw. das Gesuch bewilligt, legt es den Betrag zur Rückerstattung der Kosten nach Artikel 17h Absatz 4 StromVG fest. Massgebend sind sämtliche zur Errichtung der Datenplattform notwendigen und angemessenen Kosten des Gestalters zur Errichtung der Datenplattform, die er gemäss Absatz 2 Buchstabe b entsprechend nachzuweisen hat. Bei der Beurteilung der Angemessenheit der Kosten werden namentlich ausländische Referenzprojekte zu berücksichtigen sein. Auf den zurückzuerstattenden Kosten wird ein Zins in der Höhe des durchschnittlichen Kapitalkostensatzes nach Anhang 1 gewährt. Die geleisteten Einlagen für die Anteile am Datenplattformbetreiber gelten nicht als ungedeckte Kosten und können zudem ohnehin aufgrund des Verbots der Einlagenrückgewähr nicht zurückgezahlt werden. Sie werden daher bei der Berechnung der ungedeckten Kosten nicht berücksichtigt (vgl. aber Art. 8a<sup>quinquies</sup> Abs. 5). Der entsprechende Betrag ist vom Datenplattformbetreiber gemäss Absatz 4 innert Frist von 10 Jahren ab Inbetriebnahme zu vergüten. Die Statuten dürfen nach der Konstituierung nur noch mit Genehmigung des UVEK geändert werden (Art. 17h Abs. 2 StromVG).

*Absatz 5:* Die Bestimmung ermöglicht es dem UVEK, durch entsprechende Nebenbestimmungen sicherzustellen, dass die Datenplattform nach der Genehmigung der Statuten möglichst zeitnah in Betrieb genommen wird. Es ist vorgesehen, dass die Datenplattform spätestens Anfang 2027 mit einem relevanten Anteil der Messpunkte in Betrieb gehen wird.

#### Art. 8a<sup>bis</sup> Organisation des Datenplattformbetreibers

Die *Absätze 1 bis 4* legen die organisatorischen Anforderungen des Datenplattformbetreibers fest, womit ein möglichst unabhängiger und damit diskriminierungsfreier Betrieb sichergestellt werden soll. Es soll insbesondere gewährleistet sein, dass es Unternehmen mit gleichgerichteten Interessen (bspw. Netzbetreibern) nicht möglich ist, die Entwicklung und das Angebot entsprechender Datendienstleistungen zu verhindern. Die Konzeptionierung der Datenplattform soll möglichst den Bedürfnissen der Endverbraucher und der unabhängigen Energiedienstleister entsprechen. Die personelle Entflechtung nach Absatz 2 stellt sicher, dass keine Interessenkonflikte entstehen sowie wirtschaftlich sensible Informationen zu nicht berechtigten Marktteilnehmern fliessen. Auf weitergehende Entflechtungsvorgaben auf Verordnungsstufe kann verzichtet werden, zumal der Datenplattformbetreiber bereits nach gesetzlicher Konzeption als eigenständige Gesellschaft organisatorisch verselbständigt ist und er sich bei der Wahrnehmung seiner Aufgaben an die entsprechenden Vorgaben zum Datenschutz und der Datensicherheit zu halten hat. Bereits aufgrund dieser Vorgaben ist der Datenplattformbetreiber dazu verpflichtet, zu verhindern, dass unbefugte Dritte (insbesondere im Energiebereich tätige Unternehmen) Zugang zu den über die Plattform gesammelten Daten erhalten. Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, erscheint es geboten, dass der Datenplattformbetreiber eine separate Infrastruktur nutzt. Der Gestalter nach Artikel 8a Absatz 1 wird nachzuweisen haben, dass die Anforderungen an die Organisation des Datenplattformbetreibers erfüllt sind.

**Art. 8a<sup>ter</sup>** Allgemeine Aufgaben des Datenplattformbetreibers

**Absatz 1:** Der Datenplattformbetreiber ist zuständig für einen sicheren, leistungsfähigen und effizienten Betrieb der entsprechenden Dateninfrastruktur zwecks Abwicklung der in Gesetz und Verordnung regulierten Datenaustauschprozesse. Er hat mithin sowohl technisch als auch organisatorisch sicherzustellen, dass die entsprechenden Mess- und Stammdaten (oder deren Aggregate) über die Datenplattform ausgetauscht werden können. In technischer Hinsicht hat er dazu namentlich für einen permanenten Unterhalt seiner Informations- und Kommunikationstechnik und, sofern notwendig, für deren technologische Weiterentwicklung zu sorgen. In organisatorischer Hinsicht muss er insbesondere für die Authentifizierung der entsprechenden Akteure (Netzbetreiber, Endverbraucher, Dienstleister, etc.) besorgt sein. Er muss auch sicherstellen, dass ihm Änderungen der Stammdaten zeitnah mitgeteilt werden.

**Absatz 2:** Diese Vorgabe gewährleistet, dass die Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber ihr Recht auf Datenherausgabe und -übertragung wahrnehmen können (Art. 17g Abs. 4 Bst. e StromVG). Hierzu können sie Dritten via Datenplattform jeweils im Einzelfall entsprechende kostenlose Zugangsrechte zu ihren Mess- und Stammdaten einräumen und bei Bedarf später auch wieder entziehen. Die Bereitstellung der Daten muss für eine reibungslose Weiterverarbeitung in einem maschinenlesbaren und einheitlichen Format über eine digitale Schnittstelle der Datenplattform (bspw. eine API) erfolgen. Der Datenplattformbetreiber wird technisch und organisatorisch sicherstellen müssen, dass bereits ab seiner Inbetriebnahme die entsprechenden Daten – aktuelle Stammdaten und viertelstündliche Messdaten der letzten fünf Jahre ab dem Folgetag der Messung – im entsprechenden Format (vgl. Art. 8 Abs. 2 Bst. c) herausgegeben und übertragen werden können.

**Absatz 3:** Die Publikation der anonymisierten Mess- und Stammdatenaggregate stützt sich auf Artikel 17g Absatz 4 Buchstabe c StromVG. Damit wird mehr Transparenz und Effizienz im Elektrizitätsmarkt geschaffen, was insbesondere dem Dienstleistungsmarkt und datenbasierten Innovationen dienen soll. Ferner wird damit auch die Versorgungssicherheit gestärkt, da der erleichterte Zugang der Versorger zu den entsprechenden Daten eine Verbesserung der Prognosequalität ermöglicht. Die Bezugs- und Einspeisedaten sind mit einer viertelstündlichen Auflösung jeweils täglich (d.h. am Folgetag), monatlich und jährlich zu publizieren. Die Daten zu den installierten Messsystemen müssen jährlich publiziert werden. Der Zugang zur entsprechenden Webseite muss frei sein, das heisst er darf nicht durch Logins oder dergleichen erschwert werden. Die Publikation der Daten in einer maschinenlesbaren Form, also beispielsweise im Format «.csv», einem definierten und kommentierten Datenmodell und einem nicht proprietären Format auf einer einzigen Internetseite, erleichtert die Wiederverwendung der Daten durch Datennutzende. Wiederkehrende, aufwändige Extraktionen und Transformationen werden so verhindert.

**Absatz 4:** Ein wichtiger Zweck der Datenplattform besteht darin, die Qualität des Datenaustausches und der ausgetauschten Daten zu verbessern. Der Datenplattformbetreiber hat daher regelmässig zu untersuchen, ob die Daten in der gebotenen Qualität und innert der in der Branchenrichtlinie vorgegebenen Frist über die Datenplattform zur Verfügung gestellt werden. Soweit notwendig, kann er dazu die entsprechenden Daten speichern (vgl. Abs. 6 Bst. c).

**Absatz 5:** Der Absatz konkretisiert die Zugangsrechte der Behörden nach Artikel 17g Absatz 3 StromVG. Den Behörden sind die Daten über die Datenplattform zur Verfügung zu stellen, sofern sie dazu berechtigt sind. Die EICom (Bst. a) benötigt die Mess- und Stammdaten sowie die Daten nach Absatz 4 für ihre Vollzugsaufgaben (Art. 22 StromVG). Dem BFE (Bst. b) sind die entsprechenden Daten in pseudonymisierter Form für statistische Auswertungen bekannt zu geben, welche es zur Vorbereitung und Umsetzung energiepolitischer Entscheidungen, Erlasse und Programme zu erarbeiten hat (vgl. Art. 9 Abs. 3 Bst. a OV-UVEK). Die Kantone (Bst. c) haben namentlich gemäss Artikel 30 Absatz 1 StromVG Vollzugsaufgaben, für die ihnen im entsprechenden Umfang Zugang zu pseudonymisierten Mess- und Stammdaten (etwa pro EGID-Nummer) gewährleistet werden muss.

**Absatz 6:** Die Bestimmung hält fest, welche Daten zu welchen Zwecken auf der Datenplattform gespeichert werden. Für die Datenaustauschprozesse nach Absatz 1 und 2 werden die Stammdaten, die in der Branchenrichtlinie nach Artikel 8 Absatz 2 näher zu definieren sind auf der Datenplattform in pseudonymisierter Form (d.h. verschlüsselt nach der Messpunktnummer) gespeichert. Im Gegensatz dazu werden die Messdaten grundsätzlich nicht auf der Datenplattform gespeichert. Diese Daten bleiben bei den erhebenden Akteuren, wie etwa den Verteilnetzbetreibern. Ein Austausch dieser Daten über die Datenplattform erfolgt via Datenrouting. In Ausnahme zu diesem Grundsatz werden gemäss Buchstaben b und c gewisse Messdaten auf der Datenplattform gespeichert. Zum einen sind für die Datenbekanntgaben nach Absatz 3 die entsprechenden Messdaten in anonymisierter Form zu speichern, beispielsweise aggregierte Daten pro Gemeinde (*Abs. 6 Bst. b*). Zum anderen kann der Datenplattformbetreiber gewisse Messdaten in pseudonymisierter Form für seine Aufgaben nach Absatz 4 speichern (*Abs. 6 Bst. c*). So kann er beispielsweise auf Basis von Lieferanten-, Grundversorger- und Bilanzgruppenaggregaten und deren nachträglicher Korrekturen im Rahmen der Plausibilisierung die Qualität des Datenaustauschs untersuchen. Bei den pseudonymisierten Daten kann allein der jeweilige Endverbraucher entscheiden, wem er diese Daten zur Verfügung stellen will. Das UVEK stellt weitere Anforderungen an die Pseudonymisierung im Rahmen der Gesucheinreichung gemäss Artikel 8a.

**Art. 8a<sup>quater</sup>** Aufgaben des Datenplattformbetreibers betreffend den Schutz und die Sicherheit der Daten

**Absatz 1:** Der Datenplattformbetreiber hat die Datensicherheit zu gewährleisten. Er hat namentlich entsprechende Massnahmen zu treffen, die es ermöglichen, die Verletzung der Datensicherheit zu vermeiden (Art. 8 Abs. 2 DSG). Das betrifft insbesondere die Daten, die auf der Datenplattform gespeichert werden, daneben aber auch jene, die lediglich über die Datenplattform ausgetauscht werden (Datenrouting). Zur Sicherstellung eines angemessenen Schutzes gegen Cyberbedrohungen werden für den Datenplattformbetreiber die Massnahmen des IKT-Minimalstandards gemäss dem höchsten Schutzprofil A nach Anhang 1a für verbindlich erklärt. Dies entspricht den Anforderungen, die für die wichtigsten Akteure der Elektrizitätsversorgung vorgesehen ist (vgl. Art. 5a Abs. 1 i.V.m. Anhang 1a). Dies umfasst u.a. regelmässige Audits.

**Absatz 2:** Die Messdaten müssen nach 5 Jahren vernichtet werden, sofern sie nicht anonymisiert oder für den Datenplattformbetreiber abrechnungsrelevant sind (vgl. für die Netzbetreiber Artikel 8d Absatz 3). Nicht vernichtet werden müssen die (ohnehin überwiegend abrechnungsrelevanten) Stammdaten, da diese für den Datenaustausch nach Absatz 1 und 2 auf der Datenplattform vorgehalten werden.

**Absatz 3** stellt sicher, dass die für den Betrieb der Datenplattform notwendigen Daten nicht verloren gehen, wenn der Datenplattformbetreiber den Betrieb einstellt oder in Konkurs gehen sollte. Diesfalls müsste der Betreiber die entsprechenden Daten auf das UVEK übertragen, damit dieses den Weiterbetrieb der Datenplattform (oder ggf. die Errichtung einer neuen Datenplattform) möglichst rasch in die Wege leiten kann (vgl. Art. 17h Abs. 3 StromVG). Nach der Übertragung hat der Datenplattformbetreiber die bei ihm gespeicherten Daten zu vernichten, sofern sie für den Zweck des Datenaustausches nicht mehr erforderlich sind. Dadurch wird insbesondere sichergestellt, dass die Daten nicht via Konkursmasse auf Dritte übergehen, die mit dem Betrieb der Datenplattform nichts zu tun haben.

**Art. 8a<sup>quinquies</sup>** Kostenrechnung des Datenplattformbetreibers

**Absatz 1 und 2:** Der Datenplattformbetreiber deckt seine Kosten nach gesetzlicher Vorgabe über Entgelte, die er pro Messpunkt von den Verteilnetzbetreibern erhebt. Diese Entgelte haben verursachergerecht und kostendeckend zu sein. Die der Entgeltberechnung zugrunde liegenden Kosten hat der Datenplattformbetreiber in der Kostenrechnung darzulegen.

Die **Absätze 3-5** enthalten Vorgaben für die Berechnung der Betriebs- und Kapitalkosten. Für die Berechnung der Kapitalkosten gelten nach **Absatz 4** die Vorgaben von Artikel 13 Absatz 2 und 3 sinngemäss. Die Einnahmen aus dem Entgelt für die Verzinsung der für den Betrieb der Datenplattform notwendigen Vermögenswerte geht an die Anteilseigner im Verhältnis ihrer Einlagen (*Abs. 5*). Hintergrund

dieser Vorgabe bildet der Umstand, dass der Datenplattformbetreiber nach gesetzlicher Vorgabe nicht gewinnorientiert ist und demnach keine geldwerten Leistungen an die Anteilseigner (bspw. Dividenden) ausrichtet (*Satz 2 von Absatz 5*). Darüber hinaus können den Anteilseignern die von ihnen geleisteten Einlagen aufgrund des Verbots der Einlagenrückgewähr auch nicht zurückerstattet werden. Die vorge-sehene Zahlung an die Anteilseigner soll daher sicherstellen, dass ihnen zumindest der entgangene Nutzen des mit der Einlage gebundenen Kapitals entschädigt wird.

*Absatz 6:* Die Kostenrechnung ist der EICom jährlich vorzulegen. Die EICom prüft gestützt auf Art. 22 Abs. 2 Bst. g StromVG die Kosten und Entgelte des Plattformbetreibers. Letzterer ist verpflichtet, der EICom dazu die notwendigen Unterlagen zur Verfügung zu stellen (Art. 25 Abs. 1 StromVG). Die EICom kann im Rahmen ihrer Aufsichtstätigkeit bestimmen, welche Form diese Unterlagen erfüllen müssen, also ob beispielsweise eine elektronische Übermittlung in einem bestimmten Format oder das Hochladen eines solchen auf einer besonderen Internetmaske der EICom notwendig ist.

#### *Art. 8a<sup>sexies</sup> Intelligente Messsysteme*

Da der bisherige Artikel 8a neu zum Artikel 8a<sup>sexies</sup> wird und einen zusätzlichen Absatz erhält wurden die bisherigen Absätze neu durchgehend nummeriert.

Nach dem neuen *Absatz 9 Satz 1* haben die Netzbetreiber drei Monate Zeit, um den gesetzlichen Anspruch auf Installation eines intelligenten Elektrizitätszählers zu erfüllen. Die Frist beginnt mit der Geltendmachung des Anspruchs beim Netzbetreiber zu laufen. Dies betrifft namentlich die Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) und die Betreiber von Speicheranlagen. *Satz 2* nimmt sich einer Klärung an, die sich bei ZEV aufdrängt. Nach der bisherigen Regelung durften solche Zusammenschlüsse nur einen einzigen Messpunkt aufweisen. Auf diesen beschränkte sich die Messpflicht des Netzbetreibers, was den Elektrizitätsverbrauch angeht. Hinter diesem Punkt fällt die Erfassung der Elektrizitätsverbräuche und ihre Zuordnung zu den einzelnen Teilnehmenden in die Verantwortung des ZEV. Daran ändert sich nichts. Entsprechend resultiert für die einzelnen Teilnehmenden hinter dem bereits bestehenden Messpunkt des ZEV kein Anrecht auf die Installation eines intelligenten Messsystems. Dies betrifft sozusagen die ZEV-internen Verbrauchszähler. Neu ist es aber möglich, dass ein ZEV mehrere Messpunkte aufweist. Ist dies der Fall, weitet sich die Messpflicht des Netzbetreibers auf diese zusätzlichen Messpunkte aus. Es ist vom virtuellen ZEV die Rede, weil der Netzbetreiber gehalten ist, die gemessenen Verbräuche zusammenzuzählen und den ZEV ungeachtet der Mehrzahl an Messpunkten wie einen einzigen Endverbraucher zu behandeln. In diesem Zusammenhang kann es zum Beispiel bei Mehrfamilienhäusern auch die Konstellation geben, dass eine Partei nicht am ZEV teilnimmt und deren Verbräuche folglich herauszurechnen sind. Da die Absicht des Gesetzgebers im Zusammenhang mit diesen virtuellen ZEV darin bestand, die Umsetzung von gemeinschaftlichem Eigenverbrauch zu «erleichtern» (BBI 2021 1666, S. 55), können die Grundeigentümer des Zusammenschlusses selbst darüber befinden, ob ihr ZEV mehr als einen Messpunkt aufweisen soll, an dem die Messung vom Verteilnetzbetreiber nach Massgabe der gesetzlichen Vorschriften vorgenommen werden muss.

#### *Art. 8d Umgang mit Daten aus intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen*

Vorab ist festzuhalten, dass sich der Umfang der allfälligen Bearbeitung von Personendaten aus dem jeweiligen Zweck der Bearbeitung ergibt und nur die Daten, und die nur in dem Umfang bearbeitet werden dürfen, wie es für ebendiesen Zweck notwendig ist.

In Absatz 1 wird festgelegt, wer Daten aus intelligenten Messsystemen bearbeiten darf. Hierbei ist klarzustellen, dass die Netzbetreiber im datenschutzrechtlichen Sinne als Bundesorgane nach Artikel 2 Absatz 1 Buchstabe b in Verbindung mit Artikel 33 ff. DSGVO zu verstehen sind. Das BFE teilt somit die Auffassung des Bundesverwaltungsgerichts in diesem Punkt (BVGE A-2372/2021 E. 4.2), wonach an-

gesichts des öffentlich-rechtlichen Grundverhältnisses zwischen dem Netzbetreiber und der Endverbraucherin bzw. dem Endverbraucher<sup>7</sup> die für die Bundesorgane und nicht die für Private geltenden Bestimmungen des DSG anzuwenden sind.<sup>8</sup>

Um den Datenschutz zu gewährleisten, ist eine formelle Rechtsgrundlage erforderlich, wenn ein Bundesorgan besonders schützenswerte Personendaten bearbeitet oder ein Profiling vornimmt oder wenn die Bearbeitung zu einem schwerwiegenden Eingriff in die Grundrechte führt. Folglich und e contrario kann die Bearbeitung von Personendaten in der Verordnung geregelt werden, wenn es sich nicht um einen der oben explizit erwähnten Fälle handelt.

Gemäss Artikel 8d Absatz 1 Buchstaben a und b sowie Absatz 4 StromVV zählen und registrieren intelligente Messsysteme den Strom kontinuierlich. Das intelligente Messsystem misst den Stromverbrauch pro Viertelstunde und speichert die Messdaten während mindestens 60 Tagen. In der Regel werden diese Daten einmal täglich automatisch an die Netzbetreiber weitergeleitet. Die Personendaten sind daher die Mess- und Stammdaten nach Anhang 1a. Dabei handelt es sich weder um besonders schützenswerte Daten noch um Profiling. Der Begriff der besonders schützenswerten Personendaten ist in Artikel 5 Buchstabe c DSG umfassend definiert. Wie bisher auch gehören dazu Daten über religiöse, weltanschauliche, politische oder gewerkschaftliche Ansichten und Tätigkeiten, über die Gesundheit, die Intimsphäre oder die Zugehörigkeit zu einer Rasse oder Ethnie, über verwaltungs- und strafrechtliche Verfolgungen oder Sanktionen oder über Massnahmen der sozialen Hilfe. Unter Profiling im Sinne von Artikel 5 Buchstabe f DSG wird jede Art der automatisierten Bearbeitung von Personendaten verstanden, die darin besteht, dass diese Daten verwendet werden, um bestimmte persönliche Aspekte, die sich auf eine natürliche Person beziehen, zu bewerten, insbesondere um Aspekte bezüglich Arbeitsleistung, wirtschaftlicher Lage, Gesundheit, persönlicher Vorlieben, Interessen, Zuverlässigkeit, Verhalten, Aufenthaltsort oder Ortswechsel dieser natürlichen Person zu analysieren oder vorherzusagen. Eine Bewertung der persönlichen Aspekte oder ein Profiling im Sinne des DSG wird bei der Übermittlung von Daten aus dem intelligenten Messsystem nicht vorgenommen.

In den Absätzen 1 und 2 wurde der Ausdruck «ohne Einwilligung der betroffenen Person» gestrichen, da er ungenau ist. Die Datenbearbeitung ist in diesem Fall zulässig, da mit Artikel 34 Absätze 1 und 2 DSG eine gesetzliche Grundlage besteht. Vorbehalten bleiben Fälle, in denen eine spezialrechtliche Einwilligung vorgeschrieben ist (z. B. Art. 8e Abs. 2 Bst. j oder h), die auch entsprechend eingeholt werden muss.

Zudem werden die bestehenden Bestimmungen an die gesetzlichen Änderungen im Zusammenhang mit der Nutzung von Flexibilität angeglichen.

Mit Absatz 2 Buchstaben a und b werden die zulässigen Zwecke der Datenbekanntgabe gemäss der Datenschutzgesetzgebung in der Verordnung festgelegt.

**Absatz 3:** Die Aufbewahrungsfrist für die Daten beträgt neu fünf Jahre. Als «abrechnungsrelevant» werden hier vor allem Messdaten wie kumulierte Verbrauchswerte und individuelle 15-Minuten Lastgangwerte erachtet. Des Weiteren ist unter «anonymisiert» zu verstehen, dass diese Daten keine Personendaten im Sinne von Artikel 5 Buchstabe a DSG mehr darstellen. Das DSG gilt nämlich nicht für anonymisierte Daten, wenn eine Reidentifizierung durch Dritte unmöglich ist (die Daten wurden vollständig und endgültig anonymisiert) oder wenn dies nur mit einem hohen Aufwand möglich wäre, den kein Interessent auf sich nehmen würde. Diese Regelung findet auch auf pseudonymisierte Daten Anwendung<sup>9</sup>.

Der Verweis auf Artikel 8 Absatz 3 wird angepasst, da der Kerngehalt dieser Bestimmung neu in Artikel 17f Absatz 1 StromVG geregelt ist.

---

<sup>7</sup> Siehe E. 4.1.2.

<sup>8</sup> Siehe Spielmann, Art. 17c StromVG, E. 12 ff.; allgemein BGE 2012/14 E. 4.2 ff.

<sup>9</sup> Botschaft zum Bundesgesetz über die Totalrevision des Bundesgesetzes über den Datenschutz und die Änderung weiterer Erlasse zum Datenschutz, BBl 2017 6941.



Absatz 5: Dieser Absatz wurde aufgehoben, da sich die Pflicht der Bundesorgane zur Gewährleistung einer angemessenen Datensicherheit direkt aus Artikel 1 der Datenschutzverordnung vom 31. August 2022 (DSV; SR 235.11) ergibt.

#### *Art. 9 und 10*

Die aktuell in Artikel 9 enthaltene Bestimmung zur Rechnungsstellung wird in Artikel 7a Absatz 1 verschoben, jene zur Veröffentlichung bestimmter Informationen (Art. 10) in Artikel 7b.

#### *Art. 13a* Kostenzuordnung für Massnahmen bei Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs

Soweit die zu ergreifenden Massnahmen nach Artikel 20a StromVG den üblichen Aufgaben eines Verteilnetzbetreibers nach Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe a StromVG entsprechen, hat er die anfallenden Kosten zu tragen. Es ist nicht gerechtfertigt, diese Kosten neu mittels Zuordnung an das Übertragungsnetz auf sämtliche Endverbraucher zu überwälzen (Art. 20a Abs. 5 erster Satz StromVG). Bei diesen Massnahmen handelt es sich insbesondere um Schalten, Regeln und Überwachen sowie das Optimieren von Lasten über Lastmanagement und Rundsteueranlagen.

Dasselbe gilt im Grundsatz auch für die Kosten, die Erzeugern, Endverbrauchern und Speicherbetreibern für die Vorbereitung und Durchführung von Massnahmen nach Artikel 20a StromVG entstehen. Fallen solche Kosten in Wahrnehmung der allgemeinen Pflicht dieser Netznutzer an, ihren Verteilnetzbetreiber bei Massnahmen zu unterstützen, die der Gewährleistung des sicheren Verteilnetzbetriebs dienen (Art. 8 Abs. 1<sup>bis</sup> erster Satz StromVG), ist es sachgerecht, wenn eine allfällige Solidarisierung über die anrechenbaren Kosten auf Ebene Verteilnetz erfolgt. Da die meisten netzdienlichen Massnahmen, die bei Netznutzern ergriffen werden können, in erster Linie oder zumindest auch im Interesse des Verteilnetzes liegen, betrifft dies die überwiegende Mehrheit der möglichen Massnahmen.

Werden hingegen bei einem Erzeuger, Endverbraucher oder Speicherbetreiber Kosten einzig aus dem Grund verursacht, dass er die nationale Netzgesellschaft bei ihrer Aufgabe der Gewährleistung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs unterstützt und mit dieser eine zur Vermeidung oder zur Beseitigung einer Gefährdung dessen Betriebs notwendige Massnahme vereinbart (Art. 20a Abs. 1 StromVG), ist hingegen die Anrechnung der Kosten auf Ebene Übertragungsnetz nach Art. 20a Abs. 5 StromVG sachgerecht. Dies gilt unabhängig davon, an welche Netzebene der betreffende Netznutzer angeschlossen ist. Dementsprechend hält die Botschaft zum revidierten StromVG zur Unterstützungspflicht nach Artikel 8 Absatz 1<sup>bis</sup> erster Satz fest, dass es keine Rolle spielt, ob die verpflichteten Netznutzerinnen direkt oder indirekt an das Netz ihres Netzbetreibers angeschlossen sind und der Umfang der Unterstützungspflicht im Einzelfall vom konkreten Akteur und dessen möglichem Einfluss auf die Netzsicherheit abhängig ist (siehe Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 18. Juni 2021, BBl 2021 1666 S. 79).

Eine Kostenanrechnung im Übertragungsnetz rechtfertigt sich sodann, wenn einem Netznutzer Kosten entstehen, weil er eine Anweisung befolgt, die im Rahmen der Umsetzung einer Anordnung der nationalen Netzgesellschaft bei einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs ergeht (Art. 8 Abs. 1<sup>bis</sup> zweiter Satz i.V.m. Art. 20a Abs. 3 StromVG). Falls durch eine solche Anweisung zum Beispiel Kosten für Ausgleichsenergie anfallen, dann sind diese im Übertragungsnetz anrechenbar sofern sie für dessen sicheren, leistungsfähigen und effizienten Betrieb notwendig sind.

Dabei ist hervorzuheben, dass es sich bei den entsprechenden Gefährdungen um Ausnahmesituationen handeln muss, die, wenn überhaupt, sehr selten auftreten und nicht durch den Normalbetrieb verursacht werden (siehe dazu auch Rz. 110 der ElCom-Verfügung 212-00402 vom 4. April 2024 und die dort erwähnten Beispiele; abrufbar unter [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Dokumentation > Verfügungen > Verfügungen 2024).

**Art. 13e** Erzeugungsbedingte Verstärkungen: Kosten

Der Gesetzgeber unterscheidet für den Solidarisierungsmechanismus von erzeugungsbedingten Netzverstärkungen, ob die Erzeugungsanlagen im Nieder- oder im Mittelspannungsnetz (bzw. darüber) angeschlossen sind. Offengelassen hat er jedoch, welches Solidarisierungsregime zur Anwendung kommen soll für Erzeugungsanlagen, welche direkt an der Transformationsebene zwischen dem Nieder- und Mittelspannungsnetz angeschlossen sind. *Absatz 1* weist diese Anlagen, welche direkt an die Transformatorebene angeschlossen sind, dem Mittelspannungsnetz zu (sie folgen demnach der Systematik von Art. 15b Abs. 3 StromVG), da eine pauschalisierte Abgeltung nach Artikel 15b Absatz 4 StromVG aufgrund der geringen Anzahl Fälle bei solchen Verstärkungen nicht angebracht ist.

Die Abwicklung in der Mittelspannung erfolgt analog zum bisher bestehenden Prozess im Rahmen der Ausnahmeregelung von Artikel 22 Absatz 3 StromVV, welcher nun durch die neue Regelung ersetzt wird.

Gemäss *Absatz 2* beträgt die pauschale Abgeltung einmalig 59 Franken pro kW neu installierter Erzeugungsleistung. Neben der gesetzlich vorgesehenen pauschalen Abgeltung bleibt kein Platz für weitere Abgeltungen, z.B. haben die vorgelagerten Netzbetreiber kein Anrecht auf eine Abgeltung für Netzkosten, welche durch den Anschluss der Erzeugungsanlage im Niederspannungsnetz entstanden sind.

Die Obergrenze für die Verstärkung von Anschlussleitungen nach Artikel 15b Absatz 5 StromVG beträgt 50 Franken pro kW neu installierter Erzeugungsleistung (*Abs. 3*). Die Vergütung kann in jedem Fall die ausgewiesenen Investitionskosten nicht überschreiten.

Artikel 15 Absatz 3 StromVG definiert die Kapitalkosten als Teil der anrechenbaren Netzkosten. Die Kapitalkosten setzen sich dabei aus den kalkulatorischen Abschreibungen (Art. 15 Abs. 3 Bst. a StromVG) und den kalkulatorischen Zinsen (Art. 15 Abs. 3 Bst. b StromVG) zusammen. Die Vergütungen sind vom regulatorischen Anlagevermögen in Abzug zu bringen (vgl. auch Erläuterungen zu Art. 13f Abs. 3 Bst. c nachfolgend). Ziel dieser Regelung ist, dass nur die um die Vergütung reduzierten Anlagewerte verzinst werden. Abschreibungen können vorgenommen werden, sobald eine Netzverstärkung realisiert worden ist. Die EICom wird regeln, wie diese Vorgabe umzusetzen sein wird.

**Art. 13f** Erzeugungsbedingte Netzverstärkungen und Verstärkungen von Anschlussleitungen: Aufgaben

Die Verteilnetzbetreiber haben gestützt auf Artikel 15b StromVG verschiedene Aufgaben: Gemäss Artikel 13f *Absatz 1* rechnen sie monatlich und gestützt auf die Inbetriebnahmeprotokolle mit der nationalen Netzgesellschaft die pauschalen Abgeltungen für die Netzverstärkungen ab (*Bst. a*). Sie sammeln die einzelnen Gesuche der Produzenten für die Verstärkung der Anschlussleitungen, reichen sie gebündelt monatlich der nationalen Netzgesellschaft ein und erstatten die Vergütung den Produzenten. Durch diesen Ablauf kann die nationale Netzgesellschaft ihren Prozess effizient ausgestalten. Sie melden ausserdem jährlich der EICom Informationen zu den angeschlossenen Erzeugungsanlagen sowie die Jahressumme der vorgenommenen Investitionen im Niederspannungsnetz (*Bst. a Ziffer 2*). Diese Informationen dienen dem Monitoring sowie der Ermittlung der Höhe der pauschalen Abgeltung. Dies erlaubt es der EICom und dem BFE, ihrerseits ihre Vollzugsaufgaben wahrzunehmen und die Umsetzung von Artikel 15b StromVG zu beobachten und die Ordnungsbestimmungen gegebenenfalls anzupassen. Schliesslich weisen die Verteilnetzbetreiber die getätigten Netzverstärkungen und die erhaltenen Vergütungen jährlich in der Jahresrechnung nach Art. 11 Abs. 1 StromVG aus (*Bst. c*). Dies schafft eine minimale Transparenz, welche ohne wesentlichen Aufwand abgedeckt werden kann. Der Endverbraucher, der die entsprechenden sozialisierten Mehrkosten zu tragen hat, wird somit darüber informiert werden, welcher Netzbetreiber in welchem Umfang von den gewünschten neuen erneuerbaren Energien profitiert, da zunehmend auch Dritte an der Stromproduktion und dem gewünschten Umbau beteiligt werden und mit den neuen Vergütungspauschalen den Netzbetreibern in grossem Umfang Geld zur Verfügung gestellt wird.

Die Aufwände der Netzbetreiber im Zusammenhang mit dem Vollzug von Artikel 15b StromVG sind anrechenbare Kosten.

Die Verteilnetzbetreiber erarbeiten schweizweit harmonisierte Grundlagen (*Bst. d*), um bei den Produzenten die relevanten Daten (so zum Beispiel Leistung und Technologie der die Verstärkung verursachenden erneuerbaren Erzeugungsanlage, Gesamtkosten der Verstärkung, für Artikel 15b StromVG relevante Kosten [Verstärkung der Leitung von Parzellengrenze bis Netzanschlusspunkt] und förderberechtigte Kosten unter Berücksichtigung der Obergrenze, Netzebene sowie betroffene Länge der Anschlussleitung) abzufragen und diese dann in einheitlicher Form an die nationale Netzgesellschaft weiterzugeben und abzuwickeln. Dies erlaubt der nationalen Netzgesellschaft eine effizientere Abwicklung und der EICom die Durchführung von Stichproben.

Gemäss Artikel 13f Absatz 2 zahlt die nationale Netzgesellschaft die beantragten Vergütungen für die pauschal abzugeltenden Netzverstärkungen sowie für die Verstärkung der Anschlussleitung (*Bst. a*) und sie erstattet der EICom jährlich Bericht über die ausgerichteten Vergütungen und Abgeltungen (*Bst. b*). Die Aufwände der nationalen Netzgesellschaft im Zusammenhang mit dem Vollzug von Artikel 15b StromVG sind anrechenbare Kosten.

Die EICom ist gemäss Artikel 13f Absatz 3 zuständig für die Prüfung und Bewilligung der Gesuche für Netzverstärkungen im Mittelspannungsnetz und der Transformationsebene (*Bst. a*), sie führt Stichproben durch bei den pauschal abgegoltenen Netzverstärkungen und der Vergütung der Verstärkung der Anschlussleitungen (*Bst. b*) und regelt, wie die Netzbetreiber die vergüteten resp. abgegoltenen Netzverstärkungen bzw. die entsprechenden Vermögenswerte im Anlagevermögen zu behandeln haben (*Bst. c*): Die Verteilnetzbetreiber passivieren die von der nationalen Netzgesellschaft erhaltenen Vergütungszahlungen resp. Abgeltungen mittels negativer Beträge im regulatorischen Anlagevermögen und schreiben diese zusammen mit den Netzverstärkungen über einen vorgegebenen Zeitraum ab. Dies stellt sicher, dass die Netzbetreiber auf den Teil der Investitionen, für welchen sie eine Vergütung resp. Abgeltung erhalten, keinen Ertrag erwirtschaften können.

#### *Art. 15 Abs. 1 Bst. c und Abs. 2 Bst. b*

Die vorliegende Revision der StromVV wird genutzt, um eine falsche Interpunktion in Absatz 1 Buchstabe c zu korrigieren. Eine materielle Änderung erfährt diese Bestimmung nicht.

Absatz 2: Die erzeugungsbedingten Netzverstärkungen werden neu in Artikel 15b StromVG geregelt, der Verweis ist entsprechend anzupassen.

#### *Art. 16 Abs. 3*

Analoge Anwendung des Artikels auf den Anschluss und Betrieb von Speichern ohne Endverbrauch. Dies entspricht der heutigen Auslegung der EICom, nimmt dies nun aber auch explizit im Verordnungsartikel auf.

#### *Art. 18b* Befreiung von der Pflicht zur Entrichtung des Netznutzungsentgelts

Gewisse Elektrizitätsbezüge von Kraftwerken (u.a. Pumpspeicherkraftwerke) und dem Bahnstromnetz waren bereits nach bisheriger Regelung von der Pflicht zur Entrichtung eines Netznutzungsentgelts befreit. Bisher ergab sich diese Befreiung vom Netznutzungsentgelt, indem die Akteure von der Endverbraucherdefinition ausgenommen wurden. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien entfällt nun diese Ausnahme, womit sie neu als Endverbraucher gelten. Endverbraucher zahlen grundsätzlich ein Netznutzungsentgelt (Art. 14 Abs. 2 StromVG), sie werden im Normalfall mit weiteren Kosten wie etwa dem Netzzuschlag für die Förderung der erneuerbaren Energien belastet. Es war jedoch nicht Wille des Gesetzgebers, mit der neuen Regelung für bisher befreite Anlagen neue Belastungen einzuführen, die Zweckrichtung von Artikel 14a StromVG ist eine «Befreiung». In diesem Sinne stellt die Verordnung klar, dass diese Elemente nach wie vor nicht geschuldet

sind, sofern eine Netzentgeltbefreiung vorliegt. Dasselbe gilt nun auch für Speicher ohne Endverbrauch, die neu ebenfalls von der Entrichtung des Netznutzungsentgelts befreit sind.

**Art. 19**      Effizienzvergleiche, Überprüfung der Netznutzungs- und Elektrizitätstarife oder einzelner  
Kostenkomponenten

*Absatz 1:* Nach wie vor kann die EICom zur Überprüfung der Netznutzungstarife und -entgelte sowie der Elektrizitätstarife Effizienzvergleiche durchführen. Dabei kann sie die Kosten vergleichbarer Netzbetreiber heranziehen. Die EICom kann sich aber auch auf einzelne Kostenkomponenten eines effizienten Netzes, einer effizienten Energielieferung an Endverbraucher in der Grundversorgung oder eines effizienten Messwesens in der Grundversorgung beschränken.

Zur Absicherung der Sachgerechtigkeit etwaiger statistisch-ökonomischer Effizienzvergleiche der gesamten Netzkosten sollen die betroffenen Kreise per Anhörung einbezogen werden, um die Besonderheiten besser zu erfassen. Dies bedeutet, dass sie insbesondere die Strombranche über die verwendeten Methoden informiert. Die letztendliche Entscheidung über deren Verwendung liegt bei der EICom.

*Absatz 2:* Der Vergleich hat nach sachgerechten Kriterien zu erfolgen. Dies bedeutet v.a. auch, dass Unterschiede, die nicht durch einen effizienten Betrieb zu verantworten sind, zu berücksichtigen sind (bspw. erheblich unterschiedliche Netzstrukturen, unterschiedliche Qualitätsniveaus oder unterschiedliche Abschreibungsgrade der Anlagen). Im Gegensatz zum bisherigen Artikel 19 Absatz 1 wird aber nicht mehr gefordert, dass bei den Effizienzvergleichen internationale Vergleichswerte herangezogen werden, da sich das Regulierungssystem der Schweiz von anderen Regulierungssystemen unterscheidet. Dadurch erhöht sich die Anwendbarkeit dieser Regelung.

*Absatz 3:* Mit Artikel 4f und 18b zu Deckungsdifferenzen wurde der bisherige Artikel 19 Absatz 2 obsolet. Korrekturen von ungerechtfertigten Netznutzungs-, Elektrizitäts- bzw. Messtarifen erfolgen über die Deckungsdifferenzen. Hierdurch werden die Kosten, die sich aufgrund des Vergleichs als ungerechtfertigt erweisen, durch Senkung der betreffenden Tarife kompensiert. Dieser Ausgleich soll wie üblich innerhalb drei Tarifjahre erfolgen.

**Art. 22 Abs. 3–5**

Aufgrund des neuen Artikels 15b StromVG sowie der Ausführungsbestimmung in Artikel 13e und 13f der Verordnung sind die bisherigen Absätze 3–5 von Artikel 22 hinfällig.

**Art. 26d**

*Absatz 1:* Um die Entwicklung der Transparenz für die Endverbraucherinnen und Endverbraucher zu quantifizieren und so zu einer angemessenen Qualität und einer erhöhten Effizienz der Leistungen beizutragen, sind die gestützt auf Artikel 22a StromVG von der EICom erzielten Ergebnisse jährlich zu veröffentlichen.

Aus datenschutzrechtlicher Perspektive wird die EICom ermächtigt, Personendaten im Sinne von Artikel 36 Absatz 5 des Datenschutzgesetzes vom 25. September 2020 (DSG; SR 235.1) durch ein Abrufverfahren zugänglich zu machen.

*Absatz 2:* Um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu garantieren, ist es wesentlich, dass die EICom eine gewisse Kohärenz bei der Durchführung der verschiedenen Vergleiche in den Bereichen nach Artikel 22a Absatz 2 StromVG gewährleistet. Insbesondere müssen beim Vergleich der Netzkosten die Verteilnetzbetreiber mit Verteilnetzbetreibern ähnlicher struktureller Merkmale verglichen werden (Art. 19 StromVV). Dabei muss die EICom insbesondere die in den Tarifen des Übertragungsnetzes enthaltenen und von der nationalen Netzgesellschaft vergüteten Kosten berücksichtigen, die durch den Anschluss einer Anlage zur Verstärkung des Netzes entstanden sind (Art. 15b StromVG). Für bestimmte Vergleiche kann es zudem sinnvoll sein, dass die EICom nur bestimmten Verteilnetzbetreibern Rechnung trägt. Um die Aussagekraft der Vergleiche zu erhöhen kann sie zu den verwendeten Kennziffern

vorab der Veröffentlichung die Branche anhören. Um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse bei den Netzkosten zu verbessern, kann die ECom insbesondere auch statistisch-ökonomische Methoden für den Vergleich der gesamten Netzkosten einsetzen, um die Unterschiede zwischen den Netzbetreibern besser als über die netzebenenspezifische Kennziffern zu erfassen.

*Absatz 3:* Artikel 22a Absatz 3 hält den Grundsatz fest, dass die Sunshine-Regulierung im Netzbereich durch eine Anreizregulierung ersetzt werden muss, wenn keine genügenden Effizienzsteigerungen mit entsprechenden Auswirkungen auf die Netzkosten feststellbar sind. Diesbezüglich soll das BFE alle vier Jahre einen Bericht erstellen, um diese Entwicklung quantitativ zu bewerten. Dazu berücksichtigt das BFE die von der ECom veröffentlichten Ergebnisse und kann zusätzlich ökonomische Effizienzvergleiche durchführen. Der Vorteil solcher Vergleiche besteht darin, dass sie den Unterschieden zwischen den Versorgungsgebieten der Netzbetreiber wesentlich umfassender Rechnung tragen, als dies mit den Kostenindikatoren im Rahmen der Sunshine-Regulierung möglich ist. Dafür muss die ECom allerdings dem BFE alle nötigen Informationen für einen solchen Vergleich zur Verfügung stellen, einschliesslich diejenigen, die nicht unter dem Blickwinkel der vorliegenden Reglementierung erhoben wurden.

#### *Art. 27*

*Absatz 2:* Der Regelungsgehalt des aufgehobenen Artikel 5 Absatz 6 wird hier aufgenommen. Zum einen ist dieser Regelungsgehalt weiter notwendig, zum anderen gehört er thematisch in Artikel 27.

*Absatz 4:* An der Richtlinie nach Artikel 8 Absatz 2 haben die Vertreter der Endverbraucher, der Erzeuger und der im Elektrizitätsbereich tätigen Dienstleister mitzuwirken. Aufgrund dieser eigenständigen Regelung ist die Konsultationspflicht nach Satz 1 für diese Richtlinie nicht angezeigt, Absatz 4 wird entsprechend angepasst.

#### *Art. 31o*

*Absatz 1:* Gemäss heutiger Praxis der ECom haben Speicher ohne Endverbrauch keinen Anspruch auf Grundversorgung. Aufgrund der geänderten Definition in Art. 4 Abs. 1 Bst. b des revidierten StromVG, welche die Eigenschaft als Endverbraucher ausdrücklich auch für die Entnahme zu Speicherzwecken stipuliert, wird sich mit Inkrafttreten dieser Bestimmung die Praxis in diesem Fall ändern. Um einen Rahmen und eine gewisse (Rechts-)Sicherheit für Netzbetreiber und Speicherbetreiber zu schaffen, ist eine Übergangsbestimmung zur Geltendmachung des Rechts auf Grundversorgung erforderlich. Da es sich allenfalls um grössere Mengen handelt, wird eine dreimonatige Frist für die Wirksamkeit des Grundversorgungsanspruchs vorgesehen.

#### *Ziff. III*

Im Zuge der Strategie Stromnetze ist am 1. Juni 2019 bei den Artikeln 4–4c für die Dauer von ursprünglich knapp 4 Jahren eine temporäre Änderung in Kraft getreten (AS 2019 1381). Die Geltungsdauer dieser Fassung der Artikel 4–4c wurde mit der StromVV-Änderung vom 23. November 2022 (AS 2022 772) bis Ende 2030 verlängert. Dieser befristeten Geltungsdauer unterworfen wurde in dieser Änderung versehentlich auch der aktuelle Artikel 4d (Deckungsdifferenzen in der Grundversorgung). Parallel zu den Artikeln 4–4c steht während derselben Befristung überdies auch bei Artikel 24 Absatz 2 erster Satz eine leicht andere Fassung in Kraft. Letzteres ist rein formal begründet: Wie Artikel 24 Absatz 2 erster Satz verweisen auch die temporären Fassungen der Artikel 4–4c auf die Energieförderverordnung vom 1. November 2017 (EnFV; SR 730.03). Mit einer temporären Anpassung in Artikel 24 Absatz 2 erster Satz wurde deshalb sichergestellt, dass die Abkürzung des Erlassstitels der Energieförderverordnung am jeweils richtigen Ort eingeführt wird.

Da die Artikel 4–4c nunmehr neu gestaltet werden, fällt deren Befristung dahin. Dasselbe gilt für die (versehentliche) Befristung von Artikel 4d, weil diese Bestimmung neu unter Artikel 4f eingereiht ist. Im selben Zug erübrigt sich die Befristung von Artikel 24 Absatz 2 erster Satz, zumal die Abkürzung des

Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien:  
Änderung der Stromversorgungsverordnung mit  
Inkrafttreten am 1. Januar 2025

Erlasstitels der Energieförderverordnung mit den vorliegenden Änderungen bereits in Artikel 4 Absatz 2 Buchstabe d eingeführt wird.