

Stromversorgungsverordnung (StromVV)

734.71

vom 14. März 2008 (Stand am 1. Juli 2024)

Der Schweizerische Bundesrat,

gestützt auf Artikel 30 Absatz 2 des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007¹ (StromVG),

verordnet:

1. Kapitel: Allgemeine Bestimmungen

Art. 1 Gegenstand und Geltungsbereich

¹ Diese Verordnung regelt die erste Phase der Strommarktöffnung, in welcher die festen Endverbraucher keinen Anspruch auf Netzzugang nach Artikel 13 Absatz 1 StromVG haben.

² Die Bestimmungen des StromVG, mit denen die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung geschaffen werden, gelten auch für das mit der Frequenz 16,7 Hz und auf der Spannungsebene 132 kV betriebene Übertragungsnetz der schweizerischen Eisenbahnen. Es gelten insbesondere die Artikel 4 Absatz 1 Buchstaben a und b, 8, 9 und 11 StromVG, nicht jedoch Artikel 8a StromVG.²

³ Das mit der Frequenz 16,7 Hz und auf der Spannungsebene 132 kV betriebene Übertragungsnetz der schweizerischen Eisenbahnen gilt als Endverbraucher im Sinne von Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe b StromVG und dieser Verordnung. Nicht als Endverbraucher gilt ein Frequenzumrichter innerhalb eines 50-Hz-Kraftwerks für den Teil der Elektrizität, den das 50-Hz-Kraftwerk:

- a. erzeugt und zeitgleich in einer örtlich-wirtschaftlichen Einheit in das 16,7-Hz-Netz einspeist;
- b. für den Eigenbedarf und den Antrieb der Pumpen (Art. 4 Abs. 1 Bst. b zweiter Satz StromVG) bezieht.³

^{3bis} Die mit dem 50-Hz-Übertragungsnetz verbundenen Ein- beziehungsweise Ausspeisepunkte des mit der Frequenz 16,7 Hz und auf der Spannungsebene 132 kV betriebenen Übertragungsnetzes gelten als ein einziger Ein- beziehungsweise Ausspeisepunkt.⁴

AS 2008 1223

¹ SR 734.7

² Fassung gemäss Ziff. I der V vom 31. Mai 2024, in Kraft seit 1. Juli 2024 (AS 2024 282).

³ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 30. Jan. 2013, in Kraft seit 1. März 2013 (AS 2013 559).

⁴ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 30. Jan. 2013, in Kraft seit 1. März 2013 (AS 2013 559).

⁴ Das StromVG und diese Verordnung gelten auch für grenzüberschreitende Elektrizitätsleitungen des Übertragungsnetzes, die mit Gleichstrom betrieben werden, und die erforderlichen Nebenanlagen.

Art. 2 Begriffe

¹ In dieser Verordnung bedeuten:

- a. *Fahrplan*: in Leistungsmittelwerten vereinbarte Zeitreihe über die Lieferung bzw. den Bezug von elektrischer Energie in einem bestimmten Zeitraum;
- b.⁵ ...
- c. *Ein- bzw. Ausspeisepunkt*: Netzknoten, an welchem ein eingehender bzw. ausgehender Energiefluss erfasst und gezählt oder registriert wird (Messpunkt);
- d. *Bilanzmanagement*: Gesamtheit der technischen, organisatorischen und abrechnungstechnischen Massnahmen zur ständigen Aufrechterhaltung der elektrischen Energie- und Leistungsbilanz im Elektrizitätssystem; dazu gehören insbesondere Fahrplanmanagement, Messdatenmanagement und Bilanzausgleichsmanagement;
- e.⁶ ...
- f. *Endverbraucher mit Grundversorgung*: feste Endverbraucher und Endverbraucher, die auf den Netzzugang verzichten (Artikel 6 Absatz 1 StromVG).

² Zum *Übertragungsnetz* gehören insbesondere auch:

- a. Leitungen inklusive Tragwerke;
- b. Kuppeltransformatoren, Schaltanlagen, Mess-, Steuer- und Kommunikationseinrichtungen;
- c. gemeinsam mit anderen Netzebenen genutzte Anlagen, die mehrheitlich im Zusammenhang mit dem Übertragungsnetz genutzt werden oder ohne die das Übertragungsnetz nicht sicher oder nicht effizient betrieben werden kann;
- d.⁷ Schaltfelder vor dem Transformator beim Übergang zu einer anderen Netzebene oder zu einem Kraftwerk, ausgenommen Schaltfelder beim Übergang zu einem Kernkraftwerk, soweit sie für die Sicherheit des Betriebs dieses Kernkraftwerks von Bedeutung sind.

⁵ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 11. Nov. 2015, mit Wirkung seit 1. Jan. 2016 (AS 2015 4789).

⁶ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 11. Nov. 2015, mit Wirkung seit 1. Jan. 2016 (AS 2015 4789).

⁷ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

2. Kapitel: Versorgungssicherheit

Art. 3 Netzanschluss

¹ Die Netzbetreiber legen transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien für die Zuordnung von Endverbrauchern, Elektrizitätserzeugern und Netzbetreibern zu einer bestimmten Netzebene sowie für die minimale Qualität der Elektrizitätslieferung pro Netzebene fest.

² Sie legen entsprechende Richtlinien für die Abgeltung beim Wechsel von Anschlüssen fest.

^{2bis} Muss ein Netzbetreiber Anschlüsse aufgrund von Eigenverbrauch oder eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch wechseln, so werden die ihm verbleibenden Kapitalkosten der nicht mehr oder nur noch teilweise genutzten Anlagen von den Eigenverbrauchern beziehungsweise von den Grundeigentümern des Zusammenschlusses anteilmässig abgegolten.⁸

³ Über Streitfälle betreffend die Zuordnung von Endverbrauchern, Elektrizitätserzeugern und Netzbetreibern sowie die Abgeltung beim Wechsel von Anschlüssen entscheidet die Elektrizitätskommission (ElCom).

Art. 4⁹ Lieferung von Elektrizität an Endverbraucher mit Grundversorgung

¹ Der Tarifanteil für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung orientiert sich an den Gestehungskosten einer effizienten Produktion und an langfristigen Bezugsverträgen des Verteilnetzbetreibers.

² Soweit der Verteilnetzbetreiber seine Endverbraucher mit Grundversorgung nach Massgabe von Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG mit inländisch produzierter Elektrizität aus erneuerbaren Energien beliefert, darf er höchstens die Gestehungskosten der einzelnen Erzeugungsanlagen in den Tarifanteil für die Energielieferung einrechnen. Dabei dürfen die Gestehungskosten einer effizienten Produktion nicht überschritten werden und allfällige Unterstützungen sind abzuziehen. Stammt die Elektrizität nicht aus eigenen Erzeugungsanlagen, so bestimmt sich der Abzug nach Artikel 4a.

³ Soweit der Verteilnetzbetreiber die Elektrizität für Lieferungen nach Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG aus Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von höchstens 3 MW oder einer jährlichen Produktion, abzüglich eines allfälligen Eigenverbrauchs, von höchstens 5000 MWh beschafft, rechnet er in Abweichung zum Gestehungskostenansatz (Abs. 2) die Beschaffungskosten, einschliesslich der Kosten für Herkunftsnachweise, ein, und zwar bis höchstens zum jeweils massgeblichen Vergütungssatz gemäss den Anhängen 1.1–1.5 der Energieförderungsverordnung vom 1. November 2017¹⁰ (EnFV). Massgeblich sind für:

⁸ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

⁹ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft vom 1. Juni 2019 bis zum 31. Dez. 2030 (AS 2019 1381; 2022 772).

¹⁰ SR 730.03

- a. vor dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommene Erzeugungsanlagen: die per 1. Januar 2013 geltenden Vergütungssätze;
- b. Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW: die Vergütungssätze gemäss Anhang 1.2 der Energieverordnung vom 7. Dezember 1998 in der am 1. Januar 2017 geltenden Fassung^{11,12}

⁴ Soweit der Verteilnetzbetreiber seine Endverbraucher mit Grundversorgung nach Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG beliefert, verwendet er für die Stromkennzeichnung die für diese Elektrizität ausgestellten Herkunftsnachweise.

⁵ Nicht nach Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG eingerechnet werden dürfen die Kosten von Elektrizität aus Erzeugungsanlagen, die im Einspeisevergütungssystem sind, von einer Mehrkostenfinanzierung oder von vergleichbaren kantonalen oder kommunalen Unterstützungen profitieren.

Art. 4a¹³ Abzug von Unterstützungen bei der Einrechnung von Beschaffungskosten in den Tarifanteil für die Energielieferung

¹ Stammt die nach Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG gelieferte Elektrizität nicht aus Erzeugungsanlagen des Verteilnetzbetreibers, so berücksichtigt er Einmalvergütungen oder Investitionsbeiträge bei der Bestimmung der höchstens einrechenbaren Kosten wie folgt:

- a. Einmalvergütungen für Photovoltaikanlagen:
 1. Wurde die Einmalvergütung vor der Beschaffung definitiv festgesetzt, so wird dieser Betrag abgezogen.
 2. Wurde die Einmalvergütung noch nicht definitiv festgesetzt, so wird ein Abzug vorgenommen, sobald das Projekt in die Warteliste aufgenommen wird; die Höhe des Abzugs bestimmt sich nach den Artikeln 7 und 38 EnFV¹⁴.
 - 3.¹⁵ Werden die Beschaffungskosten eingerechnet (Art. 4 Abs. 3), so werden unabhängig davon, ob eine Einmalvergütung zugesprochen worden ist, abgezogen:
 - bei Anlagen, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden und die gesamte produzierte Elektrizität einspeisen: 40 Prozent des jeweils massgeblichen Vergütungssatzes;
 - bei den übrigen Anlagen: 20 Prozent des jeweils massgeblichen Vergütungssatzes.

¹¹ AS 1999 207; 2016 4617

¹² Fassung gemäss Ziff. III der V vom 23. Okt. 2019, in Kraft seit 1. Jan. 2020 (AS 2019 3479).

¹³ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft vom 1. Juni 2019 bis zum 31. Dez. 2030 (AS 2019 1381; 2022 772).

¹⁴ SR 730.03

¹⁵ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 23. Nov. 2022, in Kraft vom 1. Jan. 2023 bis zum 31. Dez. 2030 (AS 2022 772).

b. Investitionsbeiträge für Wasserkraft- und Biomasseanlagen:

1. Wurde der Investitionsbeitrag vor der Beschaffung definitiv festgesetzt, so wird dieser Betrag abgezogen.
2. In den übrigen Fällen wird ab Zusicherung dem Grundsatz nach ein Abzug in der Höhe des verfügbaren Höchstbetrags (Art. 54 Bst. b und 75 Bst. b EnFV) vorgenommen.

² Wird eine Einmalvergütung oder ein Investitionsbeitrag später abweichend vom nach Absatz 1 abgezogenen Betrag festgesetzt, so kann der Abzug mit Wirkung ab dem Zeitpunkt dieser Festsetzung entsprechend angepasst werden. Dies gilt nicht, sofern ein Pauschalabzug gemäss Absatz 1 Buchstabe a Ziffer 3 vorzunehmen ist.

³ Weitere vergleichbare Unterstützungen, einschliesslich kantonale oder kommunale Unterstützungen, werden sinngemäss berücksichtigt.

Art. 4b¹⁶ Mitteilung von Änderungen der Elektrizitätstarife

¹ Der Verteilnetzbetreiber ist verpflichtet, gegenüber Endverbrauchern mit Grundversorgung Erhöhungen oder Senkungen der Elektrizitätstarife zu begründen. Aus der Begründung muss hervorgehen, welche Kostenveränderungen zur Erhöhung oder Senkung führen.

² Der Verteilnetzbetreiber ist verpflichtet, der ElCom Erhöhungen der Elektrizitätstarife mit der den Endverbrauchern mitgeteilten Begründung bis spätestens zum 31. August zu melden.

Art. 4c¹⁷ Nachweis- und Meldepflicht im Zusammenhang mit der Lieferung von Elektrizität nach Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG

¹ Der Verteilnetzbetreiber weist der ElCom auf Verlangen nach, dass bei der Lieferung von Elektrizität nach Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG sowohl für eigene als auch für andere Erzeugungsanlagen je Anlage höchstens die Kosten gemäss Artikel 4 Absatz 2 oder 3 in den Tarifanteil für die Energielieferung eingerechnet worden sind.

² Stammt die gelieferte Elektrizität nicht aus Erzeugungsanlagen des Verteilnetzbetreibers, so meldet dieser der ElCom zwecks Plausibilisierung jährlich je Erzeugungstechnologie die Liefermenge und den durchschnittlich in die Tarife eingerechneten Preis. In Bezug auf Grosswasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW meldet er diese Angaben für jede Erzeugungsanlage einzeln.

¹⁶ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft vom 1. Juni 2019 bis zum 31. Dez. 2030 (AS 2019 1381; 2022 772).

¹⁷ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft vom 1. Juni 2019 bis zum 31. Dez. 2030 (AS 2019 1381; 2022 772).

Art. 4d¹⁸ Deckungsdifferenzen in der Grundversorgung

¹ Stimmt die Summe des Entgelts, das der Verteilnetzbetreiber für die Grundversorgung während eines Tarifjahres erhoben hat, nicht mit den anrechenbaren Energiekosten überein (Deckungsdifferenz), so muss er diese Abweichung innert der nächsten drei Tarifjahre ausgleichen. Bei einer Unterdeckung kann er auf den Ausgleich verzichten.

² In begründeten Fällen kann die EICom den Zeitraum zum Ausgleich einer Deckungsdifferenz verlängern.

³ Der Zinssatz, den der Verteilnetzbetreiber gegenüber dem Endverbraucher anwenden muss, entspricht:

- a. bei einer Unterdeckung: höchstens dem Fremdkapitalkostensatz gemäss Anhang 1;
- b. bei einer Überdeckung: mindestens dem Fremdkapitalkostensatz gemäss Anhang 1.

Art. 5 Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetriebs

¹ Die nationale Netzgesellschaft, die Netzbetreiber, die Erzeuger und die übrigen Beteiligten treffen vorbereitende Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs. Nebst verbindlichen Vorgaben berücksichtigen sie dabei:

- a. Regelwerke, Normen und Empfehlungen von anerkannten Fachorganisationen, insbesondere der «European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)»;
- b. Empfehlungen des Eidgenössischen Nuklearsicherheitsinspektorates.¹⁹

² Die nationale Netzgesellschaft vereinbart mit den Netzbetreibern, Erzeugern und den übrigen Beteiligten auf einheitliche Weise die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu treffenden Massnahmen, insbesondere eine Regelung des automatischen Lastabwurfs sowie der Produktionsanpassung bei Kraftwerken im Fall einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs.

³ Weigert sich ein Netzbetreiber, ein Erzeuger oder einer der übrigen Beteiligten, eine Vereinbarung nach Absatz 2 abzuschliessen, so verfügt die EICom den Vertragsabschluss.

⁴ Bei einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs hat die nationale Netzgesellschaft von Gesetzes wegen alle Massnahmen zu treffen oder anzuordnen, die für die Gewährleistung der Netzsicherheit notwendig sind (Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe c StromVG). Wird eine Anordnung der nationalen Netzgesellschaft nicht befolgt, so kann diese auf Kosten des Adressaten der Anordnung eine Ersatzmassnahme treffen.

¹⁸ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 23. Nov. 2022, in Kraft vom 1. Jan. 2023 bis zum 31. Dez. 2030 (AS 2022 772).

¹⁹ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 30. Jan. 2013, in Kraft seit 1. März 2013 (AS 2013 559).

⁵ Pflichten aus Vereinbarungen nach den Absätzen 2 und 3 und die Überbindung von Kosten nach Absatz 4 werden auf dem Zivilweg durchgesetzt.

⁶ Das Bundesamt für Energie (BFE) kann technische und administrative Mindestanforderungen an ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz festlegen und internationale technische und administrative Bestimmungen und Normen sowie Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen für verbindlich erklären.²⁰

Art. 5a²¹ Schutz vor Cyberbedrohungen

¹ Zur Sicherstellung eines angemessenen Schutzes von Anlagen vor Cyberbedrohungen, insbesondere mittels Schutz der Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT), sind die Empfehlungen des Minimalstandards zur Verbesserung der IKT-Resilienz von Mai 2023²² (IKT-Minimalstandard) gemäss dem jeweiligen Schutzniveau nach Anhang 1a verbindlich für:

- a. die Netzbetreiber;
- b. die Erzeuger, mit Ausnahme der Kernkraftwerksbetreiber, und die Speicherbetreiber, sofern sie Anlagen mit einer Leistung von insgesamt mindestens 100 MW betreiben und diese über ein einziges System steuern können;
- c. die Dienstleister, die dauerhaft steuern können:
 1. Anlagen von Netzbetreibern, oder
 2. Anlagen von Erzeugern, mit Ausnahme der Kernkraftwerksbetreiber, oder von Speicherbetreibern, sofern sie dadurch über ein einziges System auf eine Leistung von mindestens 100 MW Zugriff haben.

² Nicht verbindlich sind die im IKT-Minimalstandard genannten international anerkannten Standards.

³ Das Erreichen des jeweiligen Schutzniveaus ist der ECom auf Verlangen nachzuweisen.

Art. 5a^{bis 23} Szenariorahmen

Der Szenariorahmen (Art. 9a StromVG) ist mit einer Periodizität von vier Jahren nach seiner Genehmigung zu überprüfen und gegebenenfalls nachzuführen.

²⁰ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 30. Jan. 2013, in Kraft seit 1. März 2013 (AS 2013 559).

²¹ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 31. Mai 2024, in Kraft seit 1. Juli 2024 (AS 2024 282).

²² Der IKT-Minimalstandard kann kostenlos beim Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung unter www.bwl.admin.ch > Bereiche > IKT > IKT-Minimalstandard abgerufen oder per E-Mail an: info@bwl.admin.ch bezogen werden.

²³ Ursprünglich: Art. 5a. Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

Art. 5b²⁴ Grundsätze für die Netzplanung

Die Grundsätze für die Netzplanung beschreiben insbesondere die für die Bemessung der Stromnetze anzuwendende Methodik und die Beurteilungskriterien.

Art. 5c²⁵ Koordination der Netzplanung

Die für die Koordination der Netzplanung erforderlichen Informationen umfassen insbesondere Informationen zum bestehenden Netz, zu geplanten Netzprojekten sowie zu Prognosen über Produktion und Verbrauch.

Art. 6 Orientierung der ElCom²⁶

¹ Verteilnetzbetreiber sind für Netze mit einer Nennspannung von 36 kV und weniger von der Orientierungspflicht gegenüber der ElCom nach Artikel 8 Absatz 3 StromVG befreit.²⁷

² Alle Netzbetreiber haben der ElCom jährlich die international üblichen Kennzahlen zur Versorgungsqualität einzureichen, wie die durchschnittliche Unterbrechungsdauer («Customer Average Interruption Duration Index», CAIDI), die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit des Systems («System Average Interruption Duration Index», SAIDI) und die durchschnittliche Unterbrechungshäufigkeit («System Average Interruption Frequency Index», SAIFI).

Art. 6a²⁸ Mehrjahrespläne

¹ Die nationale Netzgesellschaft weist im Mehrjahresplan ihre Netzprojekte aus und legt Folgendes dar:

- a. die Projektbezeichnung;
- b. die Art der Investition, insbesondere ob es sich um eine Optimierung, eine Verstärkung oder einen Ausbau des Netzes handelt;
- c. den jeweiligen Stand der Planung, Bewilligung oder Realisierung;
- d. den Zeitpunkt der geplanten Inbetriebnahme;
- e. die geschätzten Projektkosten;
- f. den Bedarf für das Projekt mittels Nachweis der wirtschaftlichen und technischen Wirksamkeit des Projekts.

²⁴ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

²⁵ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

²⁶ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2021 (AS 2019 1381).

²⁷ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2021 (AS 2019 1381).

²⁸ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2021 (AS 2019 1381).

² Die Mehrjahrespläne der Verteilnetze mit einer Nennspannung von über 36 kV sind von den Netzbetreibern innerhalb von neun Monaten nach Genehmigung des letzten Szenariorahmens durch den Bundesrat zu erstellen.

Art. 6b²⁹ Öffentlichkeitsarbeit der Kantone

In der Leistungsvereinbarung nach Artikel 9e Absatz 2 StromVG kann nur für Öffentlichkeitsarbeit, die der Kanton über seinen eigenen Grundauftrag hinaus leistet, und für Öffentlichkeitsarbeit, die er in Erfüllung eines Auftrags des Bundes leistet, eine Entschädigung zugunsten des Kantons festgelegt werden.

3. Kapitel: Netznutzung

1. Abschnitt:

Jahres- und Kostenrechnung, Messwesen und Information

Art. 7 Jahres- und Kostenrechnung

¹ Die Betreiber und Eigentümer von Verteil- und Übertragungsnetzen können ihr Geschäftsjahr frei bestimmen. Als Geschäftsjahr kann insbesondere das Kalenderjahr oder das hydrologische Jahr festgesetzt werden.

² Die Netzbetreiber und Netzeigentümer erarbeiten eine einheitliche Methode für die Erstellung der Kostenrechnung und erlassen dazu transparente Richtlinien.

³ In der Kostenrechnung müssen alle für die Berechnung der anrechenbaren Kosten notwendigen Positionen separat ausgewiesen werden, insbesondere:

- a. kalkulatorische Kapitalkosten der Netze;
- b. Anlagen, die auf Basis der Wiederbeschaffungspreise bewertet werden (nach Artikel 13 Absatz 4);
- c. Betriebskosten der Netze;
- d. Kosten der Netze höherer Netzebenen;
- e. Kosten der Systemdienstleistungen;
- e^{bis},³⁰ die Kosten im Zusammenhang mit Stromreserve gemäss der Winterreserververordnung vom 25. Januar 2023³¹ (WResV);
- f. Kosten für das Mess- und Informationswesen;
- f^{bis},³² Kosten für intelligente Messsysteme;

²⁹ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

³⁰ Eingefügt durch Art. 12 der V vom 7. Sept. 2022 über die Errichtung einer Wasserkraftreserve (AS 2022 514). Fassung gemäss Anhang Ziff. II 2 der Winterreserververordnung vom 25. Jan. 2023, in Kraft vom 15. Febr. 2023 bis zum 31. Dez. 2026 (AS 2023 43).

³¹ SR 734.722

³² Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

- g. Verwaltungskosten;
 - h.³³ Kosten für notwendige Netzverstärkungen zur Einspeisung von elektrischer Energie aus Anlagen nach den Artikeln 15 und 19 des Energiegesetzes vom 30. September 2016³⁴ (EnG);
 - i. Kosten für Netzanschlüsse und Netzkostenbeiträge;
 - j. weitere individuell in Rechnung gestellte Kosten;
 - k. Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen;
 - l. direkte Steuern;
 - m.³⁵ Kosten für intelligente Steuer- und Regelsysteme einschliesslich der Vergütungen;
 - n.³⁶ Kosten für innovative Massnahmen; und
 - o.³⁷ Kosten für die Sensibilisierung im Bereich der Verbrauchsreduktion.
- 4 Jeder Netzbetreiber und Netzeigentümer muss die Regeln ausweisen, nach welchen Investitionen aktiviert werden.
- 5 Er muss dem Netz Einzelkosten direkt und Gemeinkosten über verursachergerechte Schlüssel zuordnen. Die zu Grunde gelegten Schlüssel müssen sachgerecht, nachvollziehbar und schriftlich festgehalten sein sowie dem Grundsatz der Stetigkeit entsprechen.
- 6 Die Netzeigentümer liefern dem Netzbetreiber die für die Erstellung der Kostenrechnung notwendigen Angaben.
- 7 Die Netzbetreiber legen die Kostenrechnung der ElCom bis spätestens zum 31. August vor.³⁸

Art. 8 Messwesen und Informationsprozesse

- ¹ Die Netzbetreiber sind für das Messwesen und die Informationsprozesse verantwortlich.
- ² Sie legen dazu transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien fest, insbesondere zu den Pflichten der Beteiligten, zum zeitlichen Ablauf und zur Form der zu übermittelnden Daten. Die Richtlinien müssen vorsehen, dass Dienstleistungen im Rahmen des Mess- und Informationswesens mit Zustimmung des Netzbetreibers auch von Dritten erbracht werden können.

³³ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

³⁴ SR 730.0

³⁵ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

³⁶ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

³⁷ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

³⁸ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 12. Dez. 2008, in Kraft seit 1. Jan. 2009 (AS 2008 6467).

³ Die Netzbetreiber stellen den Beteiligten fristgerecht, einheitlich und diskriminierungsfrei die Messdaten und Informationen zur Verfügung, die notwendig sind für:

- a. den Netzbetrieb;
- b. das Bilanzmanagement;
- c. die Energielieferung;
- d. die Anlastung der Kosten;
- e. die Berechnung der Netznutzungsentgelte;
- f. die Abrechnungsprozesse im Zusammenhang mit dem EnG³⁹ und der Energieverordnung vom 1. November 2017⁴⁰ (EnV);
- g. die Direktvermarktung; und
- h. den Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen.⁴¹

^{3bis} Sie dürfen den Bezüglern die Leistungen nach Absatz 3 nicht zusätzlich zum Netznutzungsentgelt in Rechnung stellen. Werden Leistungen nach Absatz 3 von Dritten erbracht, so müssen sie diese angemessen entschädigen.⁴²

⁴ Die Netzbetreiber liefern den Verantwortlichen von Bilanzgruppen sowie anderen Beteiligten im Einverständnis mit den betroffenen Endverbrauchern oder Erzeugern auf Begehren und gegen eine kostendeckende Abgeltung zusätzliche Daten und Informationen. Es müssen alle in den letzten fünf Jahren erhobenen Daten geliefert werden.

⁵ ...⁴³

Art. 8a⁴⁴ Intelligente Messsysteme

¹ Für das Messwesen und die Informationsprozesse sind bei Endverbrauchern, Erzeugungsanlagen und Speichern intelligente Messsysteme einzusetzen. Diese bestehen aus folgenden Elementen:⁴⁵

- a. einem beim Endverbraucher, bei der Erzeugungsanlage oder beim Speicher installierten elektronischen Elektrizitätszähler, der:⁴⁶
 1. Wirkenergie und Blindenergie erfasst,

³⁹ SR 730.0

⁴⁰ SR 730.01

⁴¹ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

⁴² Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

⁴³ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, mit Wirkung seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

⁴⁴ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

⁴⁵ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

⁴⁶ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

2. Lastgänge mit einer Periode von fünfzehn Minuten ermittelt und mindestens sechzig Tage speichert,
 - 3.⁴⁷ Schnittstellen aufweist, insbesondere eine für die bidirektionale Kommunikation mit einem Datenbearbeitungssystem und eine andere für den betroffenen Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber, die ihm mindestens ermöglicht, seine Messdaten im Moment ihrer Erfassung und gegebenenfalls die Lastgangwerte von fünfzehn Minuten, in einem international üblichen Datenformat abzurufen, und
 4. Unterbrüche der Stromversorgung erfasst und protokolliert;
- b. einem digitalen Kommunikationssystem, das die automatisierte Datenübermittlung zwischen dem Elektrizitätszähler und dem Datenbearbeitungssystem gewährleistet; und
 - c. einem Datenbearbeitungssystem, mit dem die Daten abgerufen werden.

^{1bis} Der Netzbetreiber muss dem Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber auf Anfrage die technischen Spezifikationen der Schnittstellen seines Elektrizitätszählers bekanntgeben.⁴⁸

² Die Elemente eines solchen intelligenten Messsystems funktionieren so zusammen, dass:

- a. zwecks Interoperabilität verschiedene Typen von Elektrizitätszählern identifiziert und verwaltet werden;
- b. der Teil der Software der Elektrizitätszähler nach Absatz 1 Buchstabe a, der keine Auswirkungen auf messtechnische Eigenschaften hat, aktualisiert werden kann;
- c.⁴⁹ der Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber seine Lastgangwerte von fünfzehn Minuten, die während der jeweils letzten fünf Jahre erfasst wurden, in verständlich dargestellter Form abrufen und in einem international üblichen Datenformat herunterladen kann;
- d. andere digitale Messmittel sowie intelligente Steuer- und Regelsysteme des Netzbetreibers eingebunden werden können; und
- e. Manipulationen und andere Fremdeinwirkungen am Elektrizitätszähler erkannt, protokolliert und gemeldet werden.

^{2bis} Die Kapital- und Betriebskosten des Netzbetreibers für die Gewährleistung des Anspruchs auf den Abruf und das Herunterladen der Messdaten gelten als anrechenbare Netzkosten.⁵⁰

³ Keine intelligenten Messsysteme müssen eingesetzt werden bei:

⁴⁷ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 25. Nov. 2020, in Kraft seit 1. Jan. 2021 (AS 2020 6141).

⁴⁸ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 25. Nov. 2020, in Kraft seit 1. Jan. 2021 (AS 2020 6141).

⁴⁹ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 25. Nov. 2020, in Kraft seit 1. Jan. 2021 (AS 2020 6141).

⁵⁰ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 25. Nov. 2020, in Kraft seit 1. Jan. 2021 (AS 2020 6141).

- a. Bauten und Anlagen, die dem Bundesgesetz vom 23. Juni 1950⁵¹ über den Schutz militärischer Anlagen unterstehen;
- b. bei Anschlüssen am Übertragungsnetz.⁵²

^{3bis} Die EICom kann befristete und unbefristete Ausnahmen von der Pflicht zum Einsatz intelligenter Messsysteme gewähren, wenn der Einsatz vom Aufwand her unverhältnismässig oder in Bezug auf die konkreten messtechnischen Anforderungen unzweckmässig wäre. Solche Ausnahmen können sich in einer konkreten Situation beziehen:

- a. auf einzelne Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber oder auf Gruppen davon;
- b. auf das gesamte Messsystem oder auf einzelne Elemente und Eigenschaften des Messsystems.⁵³

^{3ter} Kann ein intelligentes Messsystem nicht installiert werden, weil der Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber dessen Einsatz verweigert, so kann der Netzbetreiber die dadurch entstehenden Mehrkosten der Messung vom Zeitpunkt der Verweigerung an individuell in Rechnung stellen.⁵⁴

⁴ Elektronische Elektrizitätszähler nach Absatz 1 Buchstabe a unterstehen der Messmittelverordnung vom 15. Februar 2006⁵⁵ und den entsprechenden Ausführungsvorschriften des Eidgenössischen Justiz- und Polizeidepartements, sofern sie in deren Geltungsbereich fallen.

Art. 8b⁵⁶ Datensicherheitsprüfung

¹ Es dürfen nur intelligente Messsysteme eingesetzt werden, deren Elemente erfolgreich auf die Gewährleistung der Datensicherheit hin geprüft wurden.

² Die Netzbetreiber und die Hersteller erlassen für diese Prüfung auf der Basis einer Schutzbedarfsanalyse des BFE Richtlinien, die die zu prüfenden Elemente, die Anforderungen an diese und die Art und Weise der Prüfung festlegen.

³ Die Prüfung wird vom Eidgenössischen Institut für Metrologie durchgeführt. Es kann Dritte mit der Erfüllung dieser Aufgabe oder Teilen davon betrauen.

⁵¹ SR **510.518**

⁵² Fassung gemäss Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS **2019** 1381).

⁵³ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS **2019** 1381).

⁵⁴ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS **2019** 1381).

⁵⁵ SR **941.210**

⁵⁶ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS **2017** 7109).

Art. 8c⁵⁷ Intelligente Steuer- und Regelsysteme für den Netzbetrieb

¹ Stimmt ein Endverbraucher, ein Erzeuger oder ein Speicherbetreiber zu, dass bei ihm ein intelligentes Steuer- und Regelsystem für den sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb zum Einsatz gelangt, so vereinbart er mit dem Netzbetreiber insbesondere:⁵⁸

- a. die Installation des Systems;
- b. wie das System eingesetzt wird;
- c. wie der Einsatz des Systems vergütet wird.

² Die Vergütung nach Absatz 1 Buchstabe c muss auf sachlichen Kriterien beruhen und darf nicht diskriminierend sein.

³ Der Netzbetreiber macht die für einen Vertragsabschluss über Steuerung und Regelung relevanten Informationen, insbesondere die Vergütungsansätze, öffentlich zugänglich.

⁴ ...⁵⁹

⁵ Im Hinblick auf die Abwendung einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs darf der Netzbetreiber auch ohne Zustimmung des betroffenen Endverbrauchers, Erzeugers oder Speicherbetreibers ein intelligentes Steuer- und Regelsystem installieren.⁶⁰

⁶ Im Fall einer solchen Gefährdung darf er dieses System auch ohne Zustimmung des betroffenen Endverbrauchers, Erzeugers oder Speicherbetreibers einsetzen. Ein solcher Einsatz hat Vorrang vor Steuerungen durch Dritte. Der Netzbetreiber informiert die Betroffenen mindestens jährlich sowie auf Anfrage über die nach diesem Absatz getätigten Einsätze.⁶¹

Art. 8d⁶² Umgang mit Daten aus intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen

¹ Netzbetreiber dürfen die Daten aus dem Einsatz von Mess-, Steuer- und Regelsystemen ohne Einwilligung der betroffenen Person zu folgenden Zwecken bearbeiten:

- a. Personendaten sowie Daten juristischer Personen in pseudonymisierter Form, einschliesslich Lastgangwerten von fünfzehn Minuten und mehr: für die Messung, Steuerung und Regelung, für den Einsatz von Tarifsystemen sowie für

⁵⁷ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

⁵⁸ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

⁵⁹ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, mit Wirkung seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

⁶⁰ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

⁶¹ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

⁶² Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

den sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb, die Netzbilanzierung und die Netzplanung;

- b. Personendaten sowie Daten juristischer Personen in nicht pseudonymisierter Form, einschliesslich Lastgangwerten von fünfzehn Minuten und mehr: für die Abrechnung der Energielieferung, des Netznutzungsentgelts und der Vergütung für den Einsatz von Steuer- und Regelsystemen.⁶³

² Sie dürfen die Daten aus dem Einsatz von Messsystemen ohne Einwilligung der betroffenen Person folgenden Personen weitergeben:

- a.⁶⁴ Personendaten sowie Daten juristischer Personen in pseudonymisierter oder geeignet aggregierter Form: den Beteiligten nach Artikel 8 Absatz 3;
- b. die Informationen zur Entschlüsselung der Pseudonyme: den Energielieferanten des betreffenden Endverbrauchers.

³ Die Personendaten sowie Daten juristischer Personen werden nach zwölf Monaten vernichtet, sofern sie nicht abrechnungsrelevant oder anonymisiert sind.⁶⁵

⁴ Der Netzbetreiber ruft die Daten von intelligenten Messsystemen maximal einmal täglich ab, sofern der Netzbetrieb nicht eine häufigere Abrufung erfordert.

⁵ Er gewährleistet die Datensicherheit von Mess-, Steuer- und Regelsystemen. Er beachtet dabei insbesondere die Artikel 1–5 der Datenschutzverordnung vom 31. August 2022⁶⁶ (DSV) sowie allfällige internationale Normen und Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen. Bei der Bearbeitung von Daten juristischer Personen kommen die Artikel 1–5 DSV sinngemäss zur Anwendung.⁶⁷

Art. 9 Rechnungsstellung

Auf Verlangen des Endverbrauchers stellt der Netzbetreiber die Rechnung für die Netznutzung dem Energielieferanten zu. Schuldner des Netznutzungsentgeltes bleibt der Endverbraucher.

Art. 10 Veröffentlichung der Informationen

Die Netzbetreiber veröffentlichen die Informationen nach Artikel 12 Absatz 1 StromVG und die gesamten Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen bis spätestens am 31. August, unter anderem über eine einzige frei zugängliche Adresse im Internet.

⁶³ Fassung gemäss Anhang 2 Ziff. II 77 der Datenschutzverordnung vom 31. Aug. 2022, in Kraft seit 1. Sept. 2023 (AS 2022 568).

⁶⁴ Fassung gemäss Anhang 2 Ziff. II 77 der Datenschutzverordnung vom 31. Aug. 2022, in Kraft seit 1. Sept. 2023 (AS 2022 568).

⁶⁵ Fassung gemäss Anhang 2 Ziff. II 77 der Datenschutzverordnung vom 31. Aug. 2022, in Kraft seit 1. Sept. 2023 (AS 2022 568).

⁶⁶ SR 235.11

⁶⁷ Fassung des zweiten Satzes und dritter Satz eingefügt gemäss Anhang 2 Ziff. II 77 der Datenschutzverordnung vom 31. Aug. 2022, in Kraft seit 1. Sept. 2023 (AS 2022 568).

2. Abschnitt: Netzzugang und Netznutzungsentgelt

Art. 11 Netzzugang der Endverbraucher

¹ Massgebend für den Anspruch auf Netzzugang von Endverbrauchern ist der innerhalb der letzten 12 Monate vor der letzten Ablesung ausgewiesene Jahresverbrauch. Als Jahresverbrauch gilt die Summe der vom Endverbraucher pro Verbrauchsstätte und Jahr bezogenen elektrischen Energie und der selbst erzeugten elektrischen Energie. Eine Verbrauchsstätte ist eine Betriebsstätte eines Endverbrauchers, die eine wirtschaftliche und örtliche Einheit bildet und einen tatsächlichen eigenen Jahresverbrauch aufweist, unabhängig davon, ob sie über einen oder mehrere Ein- bzw. Ausspeisepunkte verfügt.

² Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh, die nicht bereits Elektrizität gestützt auf einen schriftlichen, individuell ausgehandelten Liefervertrag beziehen, können dem Betreiber des Verteilnetzes in ihrem Netzgebiet jeweils bis zum 31. Oktober mitteilen, dass sie von ihrem Anspruch auf Netzzugang ab 1. Januar des folgenden Jahres Gebrauch machen. Damit entfällt die Lieferpflicht des Betreibers des Verteilnetzes nach Artikel 6 StromVG endgültig.

^{2bis} Nimmt eine Verbrauchsstätte, für die zuvor bereits einmal vom Anspruch auf Netzzugang Gebrauch gemacht wurde, an einem bereits bestehenden oder neu zu gründenden Zusammenschluss zum Eigenverbrauch teil, so schliesst dies die Lieferpflicht des Betreibers des Verteilnetzes gegenüber dem Zusammenschluss nicht aus. Beansprucht der Zusammenschluss diese Lieferpflicht, so kann der Anspruch auf Netzzugang für die betreffende Verbrauchsstätte frühestens nach Ablauf von sieben Jahren seit ihrer Teilnahme am Zusammenschluss wieder ausgeübt werden.⁶⁸

³ Ein Endverbraucher mit einem geschätzten Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh, der neu an das Verteilnetz angeschlossen wird, teilt dem Netzbetreiber 2 Monate vor Inbetriebnahme seines Anschlusses mit, ob er von seinem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch macht.

⁴ Anspruch auf Netzzugang haben auch Endverbraucher, die an Elektrizitätsleitungen mit kleiner räumlicher Ausdehnung zur Feinverteilung nach Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe a StromVG angeschlossen sind, sofern sie einen Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh aufweisen. Die betroffenen Parteien vereinbaren die Modalitäten zur Nutzung dieser Elektrizitätsleitungen.

Art. 12 Anrechenbare Betriebskosten

¹ ...⁶⁹

² Die Netzbetreiber legen transparente, einheitliche und diskriminierungsfreie Richtlinien für die Ermittlung der Betriebskosten fest.

⁶⁸ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 23. Nov. 2022, in Kraft seit 1. Jan. 2023 (AS 2022 772).

⁶⁹ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, mit Wirkung seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

Art. 13 Anrechenbare Kapitalkosten

¹ Die Netzbetreiber legen in transparenten und diskriminierungsfreien Richtlinien für die verschiedenen Anlagen und Anlageteile einheitliche und sachgerechte Nutzungsdauern fest.

² Die jährlichen kalkulatorischen Abschreibungen berechnen sich aufgrund der Anschaffungs- bzw. Herstellkosten der bestehenden Anlagen bei linearer Abschreibung über eine festgelegte Nutzungsdauer auf den Restwert Null. Als Anschaffungs- bzw. Herstellkosten gelten nur die Baukosten der betreffenden Anlagen.

³ Für die jährliche Verzinsung der für den Betrieb der Netze notwendigen Vermögenswerte gilt Folgendes:⁷⁰

- a. Als betriebsnotwendige Vermögenswerte dürfen höchstens berechnet werden:
 1. die Anschaffungs- bzw. Herstellrestwerte der bestehenden Anlagen, die sich aufgrund der Abschreibungen nach Absatz 2 per Ende des Geschäftsjahres ergeben; und
 2. das betriebsnotwendige Nettoumlaufvermögen.
- b.⁷¹ Der kalkulatorische Zinssatz entspricht dem Satz der durchschnittlichen Kosten des eingesetzten Kapitals (durchschnittlicher Kapitalkostensatz, Weighted Average Cost of Capital, WACC).

^{3bis} Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) legt den WACC jährlich nach Anhang 1 fest.⁷²

⁴ Können die ursprünglichen Anschaffungs- bzw. Herstellkosten für bestehende Anlagen ausnahmsweise nicht mehr festgestellt werden, so sind sie wie folgt zu berechnen: Die Wiederbeschaffungspreise werden transparent mit sachgerechten, offiziell ausgewiesenen Preisindizes auf den Anschaffungs- bzw. Herstellzeitpunkt zurückgerechnet. Bereits in Rechnung gestellte Betriebs- und Kapitalkosten für betriebsnotwendige Vermögenswerte sind dabei in Abzug zu bringen. In jedem Fall ist höchstens der Wert einer vergleichbaren Anlage anrechenbar. Vom so ermittelten Wert sind 20 Prozent in Abzug zu bringen.⁷³

Art. 13a⁷⁴ Anrechenbare Kosten von Mess-, Steuer- und Regelsystemen

Als anrechenbare Kosten gelten:

- a. die Kapital- und Betriebskosten von Messsystemen nach dieser Verordnung;

⁷⁰ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 30. Jan. 2013, in Kraft seit 1. März 2013 (AS 2013 559).

⁷¹ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 30. Jan. 2013, in Kraft seit 1. März 2013 (AS 2013 559).

⁷² Eingefügt durch Ziff. I der V vom 30. Jan. 2013, in Kraft seit 1. März 2013 (AS 2013 559).

⁷³ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 12. Dez. 2008, in Kraft seit 1. Jan. 2009 (AS 2008 6467).

⁷⁴ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

- b.⁷⁵ die Kapital- und Betriebskosten von Steuer- und Regelsystemen, die im Sinn von Artikel 8c eingesetzt werden, einschliesslich der ausgerichteten Vergütung (Art. 8c Abs. 1 Bst. c).

Art. 13b⁷⁶ Anrechenbare Kosten von innovativen Massnahmen für intelligente Netze

¹ Als innovative Massnahme für intelligente Netze gilt das Erproben und Nutzen neuartiger Methoden und Produkte aus Forschung und Entwicklung zum Zwecke einer zukünftigen Erhöhung der Sicherheit, Leistungsfähigkeit oder Effizienz des Netzes.

² Die Kosten solcher Massnahmen gelten bis zu einem Betrag von höchstens 1 Prozent der anrechenbaren Betriebs- und Kapitalkosten des Netzbetreibers im betreffenden Jahr als anrechenbare Kosten, wobei jährlich höchstens die folgenden Beträge angerechnet werden dürfen:

- a. eine Million Franken für innovative Massnahmen der nationalen Netzgesellschaft; und
- b. 500 000 Franken für innovative Massnahmen der übrigen Netzbetreiber.

³ Die Netzbetreiber dokumentieren ihre innovativen Massnahmen und veröffentlichen die Dokumentation. Sie beschreiben namentlich das Projekt, die angewendete Methode, den erwarteten und den erzielten Nutzen sowie die Auslagen. Die ElCom kann Mindestanforderungen festlegen.

Art. 13c⁷⁷ Anrechenbare Kosten von Massnahmen zur Sensibilisierung im Bereich der Verbrauchsreduktion

¹ Als anrechenbare Kosten von Massnahmen zur Sensibilisierung im Bereich der Verbrauchsreduktion gelten die Kosten, die dem Verteilnetzbetreiber dadurch entstehen, dass er die Messdaten der Endverbraucher in seinem Netzgebiet so bearbeitet, dass diese ihren individuellen Elektrizitätsverbrauch während verschiedener Zeitperioden mit demjenigen anderer Endverbraucher mit gleichartiger Verbrauchscharakteristik vergleichen können.

² Die Kosten solcher Massnahmen gelten bis zu einem Betrag von höchstens 0,5 Prozent der anrechenbaren Betriebskosten des Netzbetreibers im betreffenden Jahr, höchstens aber bis zu einem Betrag von 250 000 Franken pro Jahr, als anrechenbare Betriebskosten.

⁷⁵ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

⁷⁶ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

⁷⁷ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

Art. 13^{d78} Anrechenbare Kosten von Informationsmassnahmen und von Öffentlichkeitsarbeit

¹ Als anrechenbare Kosten von Informationsmassnahmen gelten die Kosten des Netzbetreibers für die Bereitstellung von Informationen im Rahmen eines Vorhabens nach Artikel 15 Absatz 3^{bis} Buchstabe b StromVG, namentlich über Umfang, Notwendigkeit und zeitlichen Ablauf des Vorhabens sowie über dessen voraussichtliche Auswirkungen auf Umwelt, Raum und Betroffene, soweit diese Informationen notwendig sind, um den vom Vorhaben Betroffenen die Meinungsbildung und die allfällige Mitwirkung am Verfahren zu ermöglichen.

² Als anrechenbare Kosten von Öffentlichkeitsarbeit gelten die vom BFE bei den Netzbetreibern erhobenen Gebühren für die Öffentlichkeitsarbeit der Kantone nach Artikel 6b.

³ Die anrechenbaren Kosten nach diesem Artikel sind nach den Grundsätzen der Artikel 12 und 13 den Betriebs- und Kapitalkosten zuzuordnen.

Art. 14 Grenzüberschreitende Netznutzung

¹ Für die Berechnung der durch grenzüberschreitende Lieferungen nach Artikel 16 StromVG verursachten Kosten bleiben internationale Regelungen vorbehalten.

² Die Einnahmen aus der grenzüberschreitenden Nutzung des Übertragungsnetzes im Zusammenhang mit dem Ausgleich zwischen europäischen Übertragungsnetzbetreibern («Inter-Transmission System Operator-Compensation», ITC) sind nach Abzug der Aufsichtsabgabe nach Artikel 28 StromVG vollumfänglich für die Deckung der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes zu verwenden.

³ Bei der Berechnung der Einnahmen nach Absatz 2 können nur jene Mindererlöse abgezogen werden, welche nicht einem bestimmten Verursacher zugeordnet werden können oder welche aus einer Ausnahme beim Netzzugang für Netzkapazitäten im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz resultieren (Artikel 17 Absatz 6 StromVG). Die übrigen Mindererlöse werden den Verursachern nach Artikel 15 Absatz 1 Buchstabe c in Rechnung gestellt.

Art. 15 Anlastung von Kosten des Übertragungsnetzes

¹ Die nationale Netzgesellschaft stellt individuell in Rechnung:

- a. den Netzbetreibern und den direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Endverbrauchern die Kosten für den Ausgleich von Wirkverlusten und die Lieferung von Blindenergie, die sie verursacht haben;

⁷⁸ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

- b.⁷⁹ den Bilanzgruppen die verursachten Kosten für die Ausgleichsenergie, inklusive der Anteile der Leistungsvorhaltung für die Sekundär- und Tertiärregelung, und für das Fahrplanmanagement sowie die Bezüge aus der Stromreserve gemäss WResV⁸⁰;
- c. den Verursachern von Mindererlösen für die grenzüberschreitende Netznutzung den entsprechenden Betrag. Das UVEK kann für die Gewährung von Ausnahmen nach Artikel 17 Absatz 6 StromVG abweichende Regeln vorsehen.

² Sie stellt den Netzbetreibern und den am Übertragungsnetz direkt angeschlossenen Endverbrauchern entsprechend der bezogenen elektrischen Energie der Endverbraucher folgende Kosten in Rechnung:

- a.⁸¹ die Kosten für Systemmanagement, Messdatenmanagement, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugern, Spannungshaltung, Primärregelung und die Anteile der Leistungsvorhaltung für die Sekundär- und Tertiärregelung, welche nicht einer Bilanzgruppe zugeordnet werden können. Die ElCom legt jährlich den Höchstbetrag fest;
- a^{bis}.⁸² die Kosten im Zusammenhang mit der Stromreserve gemäss WResV;
- b.⁸³ die Kosten für notwendige Netzverstärkungen zur Einspeisung von elektrischer Energie aus Anlagen nach den Artikeln 15 und 19 EnG⁸⁴.
- c.⁸⁵ ...

³ Sie stellt den am Übertragungsnetz direkt angeschlossenen Endverbrauchern und Netzbetreibern diskriminierungsfrei und zu einem für die Regelzone Schweiz einheitlichen Tarif die verbleibenden anrechenbaren Kosten sowie Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen wie folgt in Rechnung:

- a. zu 30 Prozent entsprechend der elektrischen Energie, die von am Netz direkt angeschlossenen Endverbrauchern bzw. von allen am Netz der tieferen Netzebenen angeschlossenen Endverbrauchern bezogen wurde;
- b. zu 60 Prozent entsprechend dem jährlichen Mittelwert der tatsächlichen monatlichen Höchstleistungen, die jeder direkt angeschlossene Endverbraucher und jedes Netz der tieferen Netzebene vom Übertragungsnetz beansprucht;
- c. zu 10 Prozent zu einem fixen Grundtarif pro Ausspeisepunkt im Übertragungsnetz.

⁷⁹ Fassung gemäss Anhang Ziff. II 2 der Winterreserververordnung vom 25. Jan. 2023, in Kraft vom 15. Febr. 2023 bis zum 31. Dez. 2026 (AS 2023 43).

⁸⁰ SR 734.722

⁸¹ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 12. Dez. 2008, in Kraft seit 1. Jan. 2009 (AS 2008 6467).

⁸² Eingefügt durch Art. 12 der V vom 7. Sept. 2022 über die Errichtung einer Wasserkraftreserve (AS 2022 514). Fassung gemäss Anhang Ziff. II 2 der Winterreserververordnung vom 25. Jan. 2023, in Kraft vom 15. Febr. 2023 bis zum 31. Dez. 2026 (AS 2023 43).

⁸³ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

⁸⁴ SR 730.0

⁸⁵ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, mit Wirkung seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

Art. 16 Anlastung von Kosten des Verteilnetzes

¹ Die nicht individuell in Rechnung gestellten anrechenbaren Kosten, Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen sowie der Anteil für ein Netz der höheren Netzebene werden den am betreffenden Netz direkt angeschlossenen Endverbrauchern und Netzbetreibern wie folgt angelastet:

- a. zu 30 Prozent entsprechend der elektrischen Energie, die von am Netz direkt angeschlossenen Endverbrauchern bzw. von allen am Netz der tieferen Netzebenen angeschlossenen Endverbrauchern bezogen wurde;
- b. zu 70 Prozent entsprechend dem jährlichen Mittelwert der tatsächlichen monatlichen Höchstleistungen, welche direkt angeschlossene Endverbraucher und die Netze der tieferen Netzebene vom Netz der höheren Netzebene beanspruchen.

² Das Entgelt für die Netznutzung darf pro Netzebene die anrechenbaren Kosten sowie Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen dieser Netzebene nicht übersteigen.

³ Entstehen in Verteilnetzen durch Anschluss oder Betrieb von Erzeugungsanlagen unverhältnismässige Mehrkosten, sind diese nicht Teil der Netzkosten, sondern sie müssen in einem angemessenen Umfang von den Erzeugern getragen werden.

Art. 17 Anlastung von Kosten zwischen Netzen und Ermittlung der Höchstleistung

Die Netzbetreiber legen transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien für die Anlastung von Kosten zwischen direkt miteinander verbundenen Netzen der gleichen Netzebene und für die einheitliche Ermittlung des jährlichen Mittelwertes der tatsächlichen monatlichen Höchstleistung fest.

Art. 18⁸⁶ Netznutzungstarife

¹ Die Netzbetreiber sind verantwortlich für die Festlegung der Netznutzungstarife.

² Innerhalb einer Spannungsebene bilden Endverbraucher mit vergleichbarem Bezugsprofil eine Kundengruppe. Auf Spannungsebenen unter 1 kV gehören Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch bis zu 50 MWh derselben Kundengruppe an (Basiskundengruppe).

³ Die Netzbetreiber müssen den Endverbrauchern der Basiskundengruppe einen Netznutzungstarif mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 70 Prozent anbieten.

⁴ Sie können ihnen zusätzliche Netznutzungstarife zur Auswahl stellen, den Endverbrauchern mit Leistungsmessung auch solche mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von weniger als 70 Prozent.

⁸⁶ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

Art. 18a⁸⁷ Deckungsdifferenzen im Bereich der Netzkosten

¹ Stimmt die Summe des Netznutzungsentgelts, das der Netzbetreiber während eines Tarifjahres erhoben hat, nicht mit den anrechenbaren Netzkosten überein (Deckungsdifferenz), so muss er diese Abweichung innert der nächsten drei Tarifjahre ausgleichen. Bei einer Unterdeckung kann er auf den Ausgleich verzichten.

² In begründeten Fällen kann die ElCom den Zeitraum zum Ausgleich einer Deckungsdifferenz verlängern.

³ Der Zinssatz, den der Netzbetreiber gegenüber dem Endverbraucher anwenden muss, entspricht:

- a. bei einer Unterdeckung: höchstens dem Fremdkapitalkostensatz gemäss Anhang 1;
- b. bei einer Überdeckung: mindestens dem Fremdkapitalkostensatz gemäss Anhang 1.

Art. 19 Effizienzvergleiche, Überprüfung der Netznutzungs- und Elektrizitätstarife

¹ Zur Überprüfung der Netznutzungstarife und -entgelte sowie der Elektrizitätstarife führt die ElCom Effizienzvergleiche zwischen den Netzbetreibern durch. Dabei arbeitet sie mit den betroffenen Kreisen zusammen. Sie berücksichtigt von den Unternehmen nicht beeinflussbare Unterschiede in den strukturellen Verhältnissen sowie die Qualität der Versorgung. Bei Vergleichen der anrechenbaren Kosten berücksichtigt sie zusätzlich den Amortisierungsgrad. Sie bezieht internationale Vergleichswerte in die Überprüfung ein.

² Sie verfügt, dass ungerechtfertigte Gewinne aus überhöhten Netznutzungs- bzw. Elektrizitätstarifen durch Senkung der Netznutzungs- bzw. Elektrizitätstarife kompensiert werden.

3. Abschnitt:**Engpässe bei grenzüberschreitenden Lieferungen, Ausnahmen beim Netzzugang und bei der Berechnung der anrechenbaren Netzkosten****Art. 20⁸⁸** Handhabung der Vorrangregelung bei grenzüberschreitenden Lieferungen

Die nationale Netzgesellschaft erstattet der ElCom Bericht über die Handhabung der Vorrangregelung nach Absatz 17 Absatz 2 StromVG und stellt ihr einen Antrag für die Verwendung der Einnahmen nach Artikel 17 Absatz 5 StromVG.

⁸⁷ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 23. Nov. 2022, in Kraft seit 1. Jan. 2023 (AS 2022 772).

⁸⁸ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 30. Aug. 2017, in Kraft seit 1. Okt. 2017 (AS 2017 5001).

Art. 21 Ausnahmen beim Netzzugang und bei der Berechnung der anrechenbaren Netzkosten

¹ Das UVEK erlässt auf Vorschlag der nationalen Netzgesellschaft transparente und diskriminierungsfreie Regeln für die Gewährung von Ausnahmen nach Artikel 17 Absatz 6 StromVG.

² Die ElCom entscheidet mit Verfügung über die Gewährung von Ausnahmen.

4. Kapitel: Systemdienstleistungen und Bilanzgruppen

Art. 22 Systemdienstleistungen

¹ Die nationale Netzgesellschaft beschafft die Systemdienstleistungen in einem marktorientierten, diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren, sofern sie diese nicht selber erbringt.

² Sie legt die Preise für die Systemdienstleistungen so fest, dass deren Kosten gedeckt werden. Resultiert aus dem Verkauf von Systemdienstleistungen ein Gewinn oder ein Verlust, so ist er mit den Kosten nach Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe a zu verrechnen.

³ Die Netzverstärkungen, die notwendig werden zur Einspeisung von elektrischer Energie aus Anlagen nach den Artikeln 15 und 19 EnG⁸⁹, sind Teil der Systemdienstleistungen der nationalen Netzgesellschaft.⁹⁰

⁴ Vergütungen für notwendige Netzverstärkungen nach Absatz 3 und Artikel 71a Absatz 4 EnG bedürfen einer Bewilligung der ElCom.⁹¹

⁵ Die nationale Netzgesellschaft vergütet dem Netzbetreiber gestützt auf die Bewilligung der ElCom die Kosten für die notwendigen Netzverstärkungen nach Absatz 3 und Artikel 71a Absatz 4 EnG.⁹²

⁶ Sie erstattet der ElCom jährlich Bericht über die tatsächliche Erbringung und Anlastung der Kosten der Systemdienstleistungen.

Art. 23 Bilanzgruppen

¹ Alle einer Bilanzgruppe zugeordneten Ein- bzw. Ausspeisepunkte müssen sich in der Regelzone Schweiz befinden. Jeder Ein- bzw. Ausspeisepunkt muss einer einzigen Bilanzgruppe zugeordnet werden.

² Die nationale Netzgesellschaft legt in Richtlinien die Mindestanforderung an die Bilanzgruppen nach transparenten und diskriminierungsfreien Kriterien fest. Sie berücksichtigt dabei die Anliegen von kleinen Bilanzgruppen.

⁸⁹ SR 730.0

⁹⁰ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

⁹¹ Fassung gemäss Ziff. III der V vom 17. März 2023, in Kraft seit 1. April 2023 (AS 2023 144).

⁹² Fassung gemäss Ziff. III der V vom 17. März 2023, in Kraft seit 1. April 2023 (AS 2023 144).

³ Sie schliesst mit jeder Bilanzgruppe einen Vertrag ab.

⁴ Jede Bilanzgruppe hat einen beteiligten Teilnehmer zu bezeichnen, der die Bilanzgruppe gegenüber der nationalen Netzgesellschaft und Dritten vertritt (Bilanzgruppenverantwortlicher).

⁵ ...⁹³

Art. 24⁹⁴ Bilanzgruppe für erneuerbare Energien

¹ Das BFE bezeichnet nach Anhörung der nationalen Netzgesellschaft den Verantwortlichen der Bilanzgruppe für erneuerbare Energien.

² Der Verantwortliche der Bilanzgruppe für erneuerbare Energien legt in Richtlinien transparente und diskriminierungsfreie Regeln für die Einspeisung von Elektrizität zum Referenzmarktpreis nach Artikel 14 Absatz 1 oder 105 Absatz 1 EnFV⁹⁵ fest.⁹⁶ Diese Richtlinien müssen vom BFE genehmigt werden.

³ Er erstellt Fahrpläne und stellt diese der nationalen Netzgesellschaft zu.

⁴ Der Verantwortliche der Bilanzgruppe für erneuerbare Energien fordert die Kosten für die unvermeidbare Ausgleichsenergie seiner Bilanzgruppe und seine Vollzugskosten beim BFE zulasten des Netzzuschlagsfonds ein.

Art. 24a und 24b⁹⁷

Art. 25⁹⁸ Zuordnung der Einspeisepunkte

¹ Einspeisepunkte mit einer Anschlussleistung von höchstens 30 kVA, über die Elektrizität zum Referenzmarktpreis nach den Artikeln 14 Absatz 1 oder 105 Absatz 1 der EnFV⁹⁹ abgenommen wird und die nicht mit einer Lastgangmessung mit automatischer Datenübermittlung oder einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind, sowie Einspeisepunkte, über die Elektrizität nach Artikel 73 Absatz 4 EnG¹⁰⁰ abgenommen wird, sind im Umfang der abgenommenen Elektrizität der Bilanzgruppe zugeordnet, welche die festen Endverbraucher in diesem Netzgebiet beliefert.

² Einspeisepunkte, über die Elektrizität von Anlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW (Art. 14 Abs. 1 EnFV) oder von Anlagen mit einer Leistung ab 100 kW bis weniger als 500 kW, die bereits eine Vergütung nach bisherigem Recht erhalten,

⁹³ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 2. Dez. 2016, mit Wirkung seit 1. Jan. 2017 (AS **2016** 4629).

⁹⁴ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS **2017** 7109).

⁹⁵ SR **730.03**

⁹⁶ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft vom 1. Juni 2019 bis zum 31. Dez. 2030 (AS **2019** 1381; **2022** 772).

⁹⁷ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 2. Dez. 2016 (AS **2016** 4629). Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, mit Wirkung seit 1. Jan. 2018 (AS **2017** 7109).

⁹⁸ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS **2017** 7109).

⁹⁹ SR **730.03**

¹⁰⁰ SR **730.0**

zum Referenzmarktpreis abgenommen wird und die mit einer Lastgangmessung mit automatischer Datenübermittlung oder einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind, sind im Umfang der abgenommenen Elektrizität der Bilanzgruppe für erneuerbare Energien zugeordnet.¹⁰¹

Art. 26 Regel- und Ausgleichsenergie

¹ Die nationale Netzgesellschaft setzt für den Abruf von Regelenergie vorrangig Elektrizität aus erneuerbarer Energie ein.

² Die Beschaffung von Regelenergie kann, soweit technisch möglich, auch grenzüberschreitend erfolgen.

³ Verkauft ein Erzeuger, dessen Anlage Elektrizität nach Artikel 15 EnG¹⁰² oder zum Referenzmarktpreis nach den Artikeln 14 Absatz 1 oder 105 Absatz 1 EnFV¹⁰³ einspeist, die physisch gelieferte Elektrizität oder einen Teil davon der nationalen Netzgesellschaft als Regelenergie, so erhält er für diese Elektrizität weder eine Vergütung nach Artikel 15 EnG noch den Referenzmarktpreis nach Artikel 25 Absatz 1 Buchstabe b EnFV.¹⁰⁴

4a. Kapitel:¹⁰⁵ **Pilotprojekte**

Art. 26a

¹ Das Gesuch für ein Pilotprojekt ist beim UVEK einzureichen. Es muss alle Angaben enthalten, die für die Überprüfung der Voraussetzungen nach Artikel 23a StromVG erforderlich sind, insbesondere:

- a. den Gegenstand und das Ziel des Projekts;
- b. die Projektorganisation;
- c. die Modalitäten zur Teilnahme am Projekt;
- d. den Ort und die Dauer des Projekts;
- e. die Bestimmungen des StromVG, von denen abgewichen werden soll.

² Ergibt die Prüfung des Gesuchs, dass dieses bewilligt werden kann, so erlässt das UVEK eine Verordnung, in der die Rahmenbedingungen für das Projekt geregelt sind (Art. 23a Abs. 3 StromVG). Das UVEK kann zur Beurteilung der Gesuche Sachverständige beiziehen. Es entscheidet mit Verfügung über das Gesuch.

¹⁰¹ Fassung gemäss Ziff. III der V vom 23. Okt. 2019, in Kraft seit 1. Jan. 2020 (AS 2019 3479).

¹⁰² SR 730.0

¹⁰³ SR 730.03

¹⁰⁴ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

¹⁰⁵ Eingelegt durch Ziff. I der V vom 23. Nov. 2022, in Kraft seit 1. Jan. 2023 (AS 2022 772).

³ Gestützt auf eine Verordnung nach Absatz 2 können weitere Gesuche für entsprechende Pilotprojekte bewilligt werden.

⁴ Vergütungen für ungedeckte Netzkosten nach Artikel 23a Absatz 4 StromVG bedürfen einer Bewilligung des UVEK. Die nationale Netzgesellschaft vergütet dem Netzbetreiber gestützt auf die Bewilligung die ungedeckten Netzkosten.

⁵ Die Ergebnisse des Projekts sind vom Inhaber der Projektbewilligung in einem Schlussbericht auszuwerten. Der Schlussbericht und die zur Evaluation notwendigen Daten und Informationen sind dem UVEK zur Verfügung zu stellen.

⁶ Das BFE führt nach Abschluss des Projekts und im Hinblick auf den möglichen Erlass einer Gesetzesänderung zuhanden des UVEK eine Evaluation durch. Es informiert die Öffentlichkeit über die Projekte und über die gewonnenen Erkenntnisse.

4b. Kapitel:¹⁰⁶ Informationen zum Elektrizitätsgrosshandelsmarkt

Art. 26a^{bis} ¹⁰⁷ Informationspflicht

¹ Wer Sitz oder Wohnsitz in der Schweiz hat, an einem Elektrizitätsgrosshandelsmarkt in der EU teilnimmt und aufgrund der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 (EU-REMIT-Verordnung)¹⁰⁸ verpflichtet ist, den Behörden der EU oder der Mitgliedstaaten Informationen zu liefern, muss die gleichen Informationen gleichzeitig und in gleicher Form auch der ElCom liefern.

² Der ElCom zu liefern sind insbesondere Angaben:

- a. zu Transaktionen von Grosshandelsprodukten;
- b. über die Kapazität, die Verfüg- und Nichtverfügbarkeit und die Nutzung von Anlagen zur Produktion und zur Übertragung von Elektrizität.

³ Der ElCom sind überdies diejenigen Insiderinformationen zu liefern, die aufgrund der EU-REMIT-Verordnung veröffentlicht worden sind. Die ElCom kann den Zeitpunkt für die Lieferung dieser Daten bestimmen.

⁴ Zusätzlich sind gegenüber der ElCom Firma oder Name, Rechtsform sowie Sitz oder Wohnsitz anzugeben. Statt dieser Angaben kann auch der Datensatz geliefert werden, der in der EU gemäss der EU-REMIT-Verordnung für die Registrierung erforderlich ist.

⁵ Die ElCom kann Ausnahmen von der Informationspflicht gestatten, insbesondere wenn von den fraglichen Angaben zu erwarten ist, dass sie für die Elektrizitätsmärkte von marginaler Bedeutung sind.

¹⁰⁶ Ursprünglich: 4a. Kapitel. Eingefügt durch Ziff. I der V vom 30. Jan. 2013, in Kraft seit 1. Juli 2013 (AS 2013 559).

¹⁰⁷ Ursprünglich: Art. 26a.

¹⁰⁸ Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Okt. 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts, Fassung gemäss ABl. L 326 vom 8.12.2011, S. 1.

⁶ Als Grosshandelsprodukte gelten, unabhängig davon, ob sie an der Börse oder auf andere Weise gehandelt werden:

- a. Verträge betreffend die Übertragung und die Lieferung von Elektrizität, bei denen es nicht unmittelbar um die Nutzung durch Endverbraucher geht;
- b. Derivate betreffend die Erzeugung, den Handel, die Lieferung und den Transport von Elektrizität.

Art. 26b Bearbeitung durch die ElCom

¹ Die ElCom kann die von den informationspflichtigen Personen erhaltenen Daten bearbeiten.

² Sie bestimmt den Zeitpunkt der erstmaligen Datenlieferung.

Art. 26c Informationssystem

¹ Die ElCom betreibt für die Daten ein Informationssystem, das sie nach Artikel 26a Absätze 2 Buchstaben a und b sowie 3 und 4 gliedert.

² Sie gewährleistet einen sicheren Betrieb des Systems und schützt die Daten mit organisatorischen und technischen Mitteln vor unberechtigtem Zugriff.

³ Sie bewahrt die Daten so lange auf, wie sie sie braucht, längstens aber zehn Jahre nach der Datenlieferung. Danach bietet sie sie dem Bundesarchiv an. Daten, die das Bundesarchiv nicht für archivierungswürdig hält, werden gelöscht.

5. Kapitel: Schlussbestimmungen

1. Abschnitt: Vollzug

Art. 27

¹ Das BFE vollzieht die Verordnung, soweit der Vollzug nicht einer anderen Behörde zugewiesen ist.

² Es erlässt die notwendigen technischen und administrativen Vorschriften.

³ Es erstattet dem Bundesrat regelmässig, erstmals spätestens vier Jahre nach Inkrafttreten der Verordnung, Bericht über die Zweckmässigkeit, Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit der Massnahmen des StromVG und der Verordnung.

⁴ Die Netzbetreiber konsultieren vor dem Erlass von Richtlinien nach Artikel 3 Absätze 1 und 2, 7 Absatz 2, 8 Absatz 2, 8b, 12 Absatz 2, 13 Absatz 1, 17 und 23 Absatz 2 insbesondere die Vertreter der Endverbraucher und der Erzeuger. Sie veröffentlichen die Richtlinien über eine einzige frei zugängliche Adresse im Internet. Können sich die Netzbetreiber nicht innert nützlicher Frist auf diese Richtlinien einigen oder sind

diese nicht sachgerecht, so kann das BFE in diesen Bereichen Ausführungsbestimmungen erlassen.¹⁰⁹

⁵ Für den Beizug von privaten Organisationen gilt Artikel 67 EnG¹¹⁰ sinngemäss.¹¹¹

2. Abschnitt: Änderung bisherigen Rechts

Art. 28

Die Änderungen bisherigen Rechts werden im Anhang geregelt.

3. Abschnitt: Übergangsbestimmungen

Art. 29¹¹²

Art. 30 Anpassung bestehender Vertragsverhältnisse

¹ Verstossen Bestimmungen von bestehenden Verträgen gegen die Vorschriften über den Netzzugang oder das Netznutzungsentgelt, sind sie ungültig.

² Führt das Wegfallen von nicht mehr rechtmässigen Bestimmungen zu einer unverhältnismässigen Benachteiligung der einen Vertragspartei, so hat sie Anspruch auf einen Ausgleich in Form von Geldzahlungen oder anderen Gegenleistungen.

Art. 31

Die Verwendung von Einnahmen aus marktorientierten Zuteilungsverfahren gemäss Artikel 32 StromVG bedarf einer Bewilligung der ElCom. Der Antrag nach Artikel 20 Absatz 1 an die ElCom muss die weiteren Kosten im Übertragungsnetz ausweisen und darlegen, inwiefern diese nicht durch das Netznutzungsentgelt gedeckt sind.

¹⁰⁹ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

¹¹⁰ SR 730.0

¹¹¹ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

¹¹² Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, mit Wirkung seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

4. Abschnitt:¹¹³**Übergangsbestimmungen zur Änderung vom 12. Dezember 2008****Art. 31a** Zinssatz für die betriebsnotwendigen Vermögenswerte und Korrekturfaktor

¹ Der Zinssatz für die betriebsnotwendigen Vermögenswerte für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2004 in Betrieb genommen wurden, ist in den Jahren 2009–2013 um einen Prozentpunkt tiefer als der Zinssatz nach Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b. Für Investitionen, die nach dem 31. Dezember 2003 in solche Anlagen getätigt wurden, gilt der Zinssatz nach Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b.

² Betreiber von Anlagen nach Absatz 1, für die keine Neubewertung vollzogen wurde, oder die über eine nach Artikel 13 Absatz 1 festgelegte, einheitliche und sachgerechte Nutzungsdauer oder über einen längeren Zeitraum linear abgeschrieben wurden, können bei der ECom beantragen, dass für diese Anlagen der Zinssatz ohne die Reduktion nach Absatz 1 verrechnet werden darf.

³ Ist das Netznutzungsentgelt für das Jahr 2009 kleiner als das ausgewiesene Netznutzungsentgelt für das Jahr 2008, so kann die ECom für das Jahr 2009 die Anwendung des Netznutzungsentgelts des Jahres 2008 genehmigen.

Art. 31b¹¹⁴**Art. 31c** Anwendung der neuen Tarife, Veröffentlichung und Rückerstattung

¹ Die Netzbetreiber stellen für das erste Quartal 2009 Rechnung aufgrund der sich aus Artikel 13, 31a und 31b ergebenden voraussichtlichen Tarife.

² Sie veröffentlichen diese Tarife gemäss Artikel 10 bis spätestens zum 1. April 2009.

³ Sie erstatten die Differenz zu den bis Ende März 2009 in Rechnung gestellten Tarifen so schnell als möglich, spätestens mit der nach dem 1. Juli 2009 folgenden definitiven Abrechnung zurück.

Art. 31d Intertemporales Recht

¹ Die Artikel 13 Absatz 4, 15 Absatz 2 Buchstabe a, 31a–31c finden Anwendung auf im Zeitpunkt ihres Inkrafttretens vor Behörden oder gerichtlichen Instanzen hängige Verfahren.

² Verfügungen von Behörden, gegen die kein Rechtsmittel ergriffen wurde, können auf Antrag oder von Amtes wegen an die Artikel 13 Absatz 4, 15 Absatz 2 Buchstabe a, 31a–31c angepasst werden, wenn das öffentliche Interesse an der Anwendbarkeit dieser Bestimmungen das private Interesse am Bestand der Verfügung überwiegt.

¹¹³ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 12. Dez. 2008, in Kraft seit 1. Jan. 2009 (AS 2008 6467).

¹¹⁴ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 30. Jan. 2013, mit Wirkung seit 1. März 2013 (AS 2013 559).

4a. Abschnitt:¹¹⁵**Übergangsbestimmung zur Änderung vom 1. November 2017****Art. 31e** Einführung intelligenter Messsysteme

¹ Bis zehn Jahre nach Inkrafttreten der Änderung vom 1. November 2017 müssen 80 Prozent aller Messeinrichtungen in einem Netzgebiet den Anforderungen nach den Artikeln 8a und 8b entsprechen. Die restlichen 20 Prozent dürfen bis zum Ende ihrer Funktionstauglichkeit im Einsatz stehen.

² Innerhalb der Übergangsfrist von Absatz 1 bestimmt der Netzbetreiber, wann er Endverbraucher und Erzeuger mit einem intelligenten Messsystem nach Artikel 8a und 8b ausstatten will. Unabhängig davon sind mit einem solchen Messsystem auszustatten:

a. Endverbraucher, wenn sie von ihrem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch machen;

b.¹¹⁶ ...

³ und ⁴ ...¹¹⁷

⁵ Notwendige Sonderabschreibungen wegen des Ausbaus von noch nicht vollständig abgeschriebenen Messeinrichtungen des Netzbetreibers sind ebenfalls anrechenbare Kosten.

Art. 31f Einsatz intelligenter Steuer- und Regelsysteme für den Netzbetrieb

Hat der Netzbetreiber bei Endverbrauchern vor Inkrafttreten der Änderung vom 1. November 2017 intelligente Steuer- und Regelsysteme installiert und eingesetzt, so darf er diese wie bisher so lange einsetzen, bis der Endverbraucher den Einsatz ausdrücklich untersagt. Nicht untersagen kann der Endverbraucher den Einsatz nach Artikel 8c Absatz 6.

Art. 31g Netznutzungstarife

Die Netznutzungstarife des Tarifjahres 2018 richten sich nach bisherigem Recht.

¹¹⁵ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

¹¹⁶ Aufgehoben durch Ziff. II der V vom 29. Nov. 2023, mit Wirkung seit 1. Jan. 2024 (AS 2023 762).

¹¹⁷ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, mit Wirkung seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

Art. 31h Abnahme und Vergütung von Elektrizität aus Anlagen, die zum Referenz-Marktpreis einspeisen

Die Bilanzgruppe für erneuerbare Energien, die übrigen Bilanzgruppen und die Netzbetreiber müssen Elektrizität aus Anlagen, die zum Referenz-Marktpreis nach den Artikeln 14 Absatz 1 oder 105 Absatz 1 EnFV¹¹⁸ einspeisen, bis zum 31. Dezember 2018 nach bisherigem Recht abnehmen und vergüten.

4b. Abschnitt:¹¹⁹

Übergangsbestimmungen zur Änderung vom 3. April 2019

Art. 31i Übertragung von Schaltfeldern

¹ Die nationale Netzgesellschaft überträgt Schaltfelder beim Übergang zu einem Kernkraftwerk, die bei Inkrafttreten der Änderung vom 3. April 2019 in ihrem Eigentum stehen, die jedoch nach Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe d nicht zum Übertragungsnetz gehören, innerhalb von zwei Jahren gegen volle Entschädigung an den Eigentümer des Kraftwerks. Für die Abwicklung der Übertragung gilt Artikel 33 Absätze 5 und 6 StromVG sinngemäss.

² Wird der Leistungsbetrieb eines Kernkraftwerks innerhalb der Übergangsfrist von Absatz 1 endgültig eingestellt, so muss das Schaltfeld beim Übergang zu diesem Kraftwerk nicht mehr übertragen werden.

Art. 31j¹²⁰

Art. 31k¹²¹ Lieferung von Elektrizität nach Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG

Vom Recht, Endverbraucher mit Grundversorgung nach den Bedingungen von Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG mit Elektrizität zu beliefern, dürfen die Verteilnetzbetreiber erstmals für das Tarifjahr 2019 und letztmals für das Tarifjahr 2030 Gebrauch machen.

¹¹⁸ SR 730.03

¹¹⁹ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

¹²⁰ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 25. Nov. 2020, mit Wirkung seit 1. Jan. 2021 (AS 2020 6141).

¹²¹ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 23. Nov. 2022, in Kraft seit 1. Jan. 2023 (AS 2022 772).

4c. Abschnitt:¹²²**Übergangsbestimmungen zur Änderung vom 25. November 2020****Art. 31l**

¹ Der Netzbetreiber kann Messsysteme, die elektronische Messmittel mit Lastgangmessung der Wirkenergie, ein Kommunikationssystem mit automatisierter Datenübermittlung und ein Datenbearbeitungssystem aufweisen, aber den Artikeln 8a und 8b noch nicht entsprechen, bis zum Ende ihrer Funktionstauglichkeit den 80 Prozent nach Artikel 31e Absatz 1 zurechnen und verwenden, wenn:

- a. sie vor dem 1. Januar 2018 installiert wurden; oder
- b. ihre Beschaffung vor dem 1. Januar 2019 initiiert wurde.

² Solange noch keine Messsysteme erhältlich sind, die den Artikeln 8a und 8b entsprechen, kann der Netzbetreiber nötigenfalls Messsysteme nach Absatz 1 einsetzen und bis zum Ende ihrer Funktionstauglichkeit den 80 Prozent nach Artikel 31e Absatz 1 zurechnen.

³ Die Kosten der Messeinrichtungen, die den Artikeln 8a und 8b nicht entsprechen, aber nach den Absätzen 1 und 2 und nach Artikel 31e Absatz 1 zweiter Satz eingesetzt werden dürfen, bleiben anrechenbar.

⁴ Für den Einsatz von intelligenten Messsystemen bei Speichern gelten die Regeln von Artikel 31e über die Einführung von intelligenten Messsystemen sinngemäss.

⁵ Für den Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen bei Erzeugungsanlagen und Speichern gelten die Regeln von Artikel 31f sinngemäss.

⁶ Intelligente Messsysteme, die dem Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber den Abruf und das Herunterladen seiner Messdaten nicht so ermöglichen, wie in Artikel 8a Absatz 1 Buchstabe a Ziffer 3 und Absatz 2 Buchstabe c vorgeschrieben, sind umgehend, spätestens aber bis zum 30. Juni 2021 nachzurüsten. Ausnahmen nach den Absätzen 1 und 2 bleiben vorbehalten.

4d. Abschnitt:¹²³**Übergangsbestimmung zur Änderung vom 23. November 2022****Art. 31m**

Die neuen Bestimmungen zum Umgang mit Deckungsdifferenzen gelten erstmals für die Deckungsdifferenzen des auf das Inkrafttreten folgenden Geschäftsjahres.

¹²² Eingefügt durch Ziff. I der V vom 25. Nov. 2020, in Kraft seit 1. Jan. 2021 (AS 2020 6141).

¹²³ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 23. Nov. 2022, in Kraft seit 1. Jan. 2023 (AS 2022 772).

4e. Abschnitt:¹²⁴**Übergangsbestimmung zur Änderung vom 29. November 2023****Art. 31n**

Innerhalb der Übergangsfrist von Artikel 31e Absatz 1 bestimmt der Netzbetreiber, wann er Endverbraucher und Erzeuger mit einem intelligenten Messsystem nach Artikel 8a und 8b ausstatten will. Unabhängig davon sind Erzeuger mit einem solchen Messsystem auszustatten, wenn sie eine neue Erzeugungsanlage an das Elektrizitätsnetz anschliessen, deren Installation der Bewilligungspflicht nach Artikel 6 der Niederspannungs-Installationsverordnung vom 7. November 2001¹²⁵ unterliegt.

5. Abschnitt: Inkrafttreten¹²⁶**Art. 32** ...¹²⁷

¹ Diese Verordnung tritt unter Vorbehalt der Absätze 2–4 am 1. April 2008 in Kraft.

² Artikel 11 Absätze 1 und 4 tritt am 1. Januar 2009 in Kraft.

³ Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe d tritt am 1. Januar 2010 in Kraft.

⁴ ...¹²⁸

¹²⁴ Eingefügt durch Ziff. II der V vom 29. Nov. 2023, in Kraft seit 1. Jan. 2024 (AS **2023** 762).

¹²⁵ SR **734.27**

¹²⁶ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 12. Dez. 2008, in Kraft seit 1. Jan. 2009 (AS **2008** 6467).

¹²⁷ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 12. Dez. 2008, mit Wirkung seit 1. Jan. 2009 (AS **2008** 6467).

¹²⁸ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, mit Wirkung seit 1. Jan. 2018 (AS **2017** 7109).

*Anhang 1*¹²⁹
(Art. 4d Abs. 3, 13 Abs. 3^{bis} und 18a Abs. 3)

Bestimmung des durchschnittlichen Kapitalkostensatzes

1 Definition

- 1.1 Der durchschnittliche Kapitalkostensatz ist die Summe der mit 40 Prozent gewichteten Kosten für das Eigenkapital (Eigenkapitalkostensatz) und der mit 60 Prozent gewichteten Kosten für das Fremdkapital (Fremdkapitalkostensatz).
- 1.2 Berechnungsgrundlage bilden die folgenden Parameter:
 - a. risikoloser Zinssatz für das Eigenkapital;
 - b. Marktrisikoprämie;
 - c. levered Beta;
 - d. risikoloser Zinssatz für das Fremdkapital;
 - e. Bonitätszuschlag inklusive Emissions- und Beschaffungskosten.
- 1.3 Der Eigenkapitalkostensatz wird berechnet, indem der risikolose Zinssatz für das Eigenkapital und das Produkt aus Marktrisikoprämie und levered Beta addiert werden.
- 1.4 Der Fremdkapitalkostensatz wird berechnet, indem zum risikolosen Zinssatz für das Fremdkapital ein Bonitätszuschlag inklusive eines pauschalen Ansatzes für die Emissions- und Beschaffungskosten addiert wird.
- 1.5 Das BFE konkretisiert die Vorschriften zu den Parametern nach Ziffer 1.2.

2 Jährliche Berechnung und Festlegung

- 2.1 Das BFE ermittelt jährlich die Werte für die einzelnen Parameter und berechnet daraus den durchschnittlichen Kapitalkostensatz.
- 2.2 Veränderungen beim risikolosen Zinssatz für das Eigenkapital, bei der Marktrisikoprämie und beim unlevered Beta (Ziff. 5.2) sind nur zu berücksichtigen, wenn die jeweiligen Grenzwerte zwei Jahre in Folge über- oder unterschritten werden.
- 2.3 Veränderungen beim risikolosen Zinssatz für das Fremdkapital werden bereits bei einer einmaligen Über- oder Unterschreitung des jeweiligen Grenzwertes berücksichtigt. Der Bonitätszuschlag wird in Abhängigkeit von der Höhe des risikolosen Zinssatzes für das Fremdkapital festgelegt. Liegt dieser bei 0,5 Prozent oder darunter, so kommt für den Bonitätszuschlag ein 5-Jahres-Durchschnitt zur Anwendung. Liegt er über 0,5 Prozent, so wird der Bonitätszuschlag über den Jahresdurchschnitt des vorangegangenen Kalenderjahres ermittelt.

¹²⁹ Eingefügt durch Ziff. II der V vom 30. Jan. 2013 (AS 2013 559). Bereinigt gemäss Ziff. I der V vom 4. Dez. 2015 (AS 2015 5685) und Ziff. II Abs. 1 der V vom 31. Mai 2024, in Kraft seit 1. Juli 2024 (AS 2024 282).

- 2.4 Aufgrund der Berechnung des BFE und nach Konsultation der ElCom legt das UVEK den durchschnittlichen Kapitalkostensatz jährlich fest und veröffentlicht ihn im Internet und im Bundesblatt. Die Festlegung erfolgt jeweils bis Ende März, erstmals bis zum 31. März 2013 für das Jahr 2014.

3 Risikoloser Zinssatz für das Eigenkapital

- 3.1 Der risikolose Zinssatz für das Eigenkapital entspricht der für das vorangehende Kalenderjahr veröffentlichten durchschnittlichen Jahresrendite von Schweizer Bundesobligationen mit einer Restlaufzeit von zehn Jahren (Zero-Bond-Rendite).
- 3.2 Dabei gelten die folgenden pauschalen Werte:
- | | |
|-------------------------------|--------------|
| a. unter 3 Prozent: | 2,5 Prozent; |
| b. von 3 bis unter 4 Prozent: | 3,5 Prozent; |
| c. von 4 bis unter 5 Prozent: | 4,5 Prozent; |
| d. von 5 bis unter 6 Prozent: | 5,5 Prozent; |
| e. 6 Prozent oder mehr: | 6,5 Prozent. |
- 3.3 Die Grenzwerte, deren Über- oder Unterschreitung zu berücksichtigen ist (Ziff. 2.2), liegen bei 3, 4, 5 und 6 Prozent.

4 Marktrisikoprämie

- 4.1 Als Marktrisikoprämie gilt die Differenz zwischen der Aktienmarktrendite (Index), als Durchschnitt von arithmetischem und geometrischem Mittel, und der Rendite einer risikolosen Anlage, als arithmetisches Mittel.
- 4.2 Grundlage für die Ermittlung sind die veröffentlichten jeweiligen Zahlenreihen ab 1926, bei der Aktienmarktrendite der Index der Aktiennominalwerte und bei der risikolosen Anlage die Rendite von Schweizer Bundesobligationen mit einer Laufzeit von zehn Jahren.
- 4.3 Für die Marktrisikoprämie gelten die folgenden pauschalen Werte:
- | | |
|-----------------------------------|--------------|
| a. unter 4,5 Prozent: | 4,5 Prozent; |
| b. von 4,5 bis unter 5,5 Prozent: | 5,0 Prozent; |
| c. 5,5 Prozent oder mehr: | 5,5 Prozent. |
- 4.4 Die Grenzwerte, deren Über- oder Unterschreitung zu berücksichtigen ist (Ziff. 2.2), liegen bei 4,5 und 5,5 Prozent.

5 Levered Beta

- 5.1 Das levered Beta ist das Produkt aus dem unlevered Beta und dem Leveragefaktor. Der Leveragefaktor ergibt sich aus dem Eigenkapitalanteil von 40 Prozent beziehungsweise dem Fremdkapitalanteil von 60 Prozent am Gesamtkapital.

- 5.2 Das unlevered Beta wird mit Hilfe einer Peer Group aus vergleichbaren europäischen Energieversorgungsunternehmen ermittelt. Die Beta-Werte der Peer-Group-Unternehmen werden auf monatlicher Basis über einen Zeitraum von drei Jahren ermittelt. Die Peer Group wird jährlich überprüft und wenn möglich verbessert.
- 5.3 Für das unlevered Beta gelten die folgenden pauschalen Werte:
- | | |
|-----------------------------|------|
| a. unter 0,25: | 0,2; |
| b. von 0,25 bis unter 0,35: | 0,3; |
| c. von 0,35 bis unter 0,45: | 0,4; |
| d. von 0,45 bis unter 0,55: | 0,5; |
| e. 0,55 oder mehr: | 0,6. |
- 5.4 Die Grenzwerte, deren Über- oder Unterschreitung zu berücksichtigen ist (Ziff. 2.2), liegen bei 0,25, 0,35, 0,45 und 0,55.

6 Risikoloser Zinssatz für das Fremdkapital

- 6.1 Der risikolose Zinssatz für das Fremdkapital entspricht der für das vorangehende Kalenderjahr veröffentlichten durchschnittlichen Jahresrendite von Schweizer Bundesobligationen mit einer Restlaufzeit von fünf Jahren (Zero-Bond-Rendite).
- 6.2 Dabei gelten die folgenden pauschalen Werte:
- | | |
|-----------------------------------|---------------|
| a. unter 0,5 Prozent: | 0,50 Prozent; |
| b. von 0,5 bis unter 1,0 Prozent: | 0,75 Prozent; |
| c. von 1,0 bis unter 1,5 Prozent: | 1,25 Prozent; |
| d. von 1,5 bis unter 2,0 Prozent: | 1,75 Prozent; |
| e. von 2,0 bis unter 2,5 Prozent: | 2,25 Prozent; |
| f. von 2,5 bis unter 3,0 Prozent: | 2,75 Prozent; |
| g. von 3,0 bis unter 3,5 Prozent: | 3,25 Prozent; |
| h. von 3,5 bis unter 4,0 Prozent: | 3,75 Prozent; |
| i. von 4,0 bis unter 4,5 Prozent: | 4,25 Prozent; |
| j. von 4,5 bis unter 5,0 Prozent: | 4,75 Prozent; |
| k. 5,0 Prozent oder mehr: | 5,00 Prozent. |
- 6.3 Die Grenzwerte, deren Über- oder Unterschreitung zu berücksichtigen ist (Ziff. 2.3), liegen bei 0,5, 1,0, 1,5, 2,0, 2,5, 3,0, 3,5, 4,0, 4,5 und 5,0 Prozent.

7 Bonitätszuschlag inkl. Emissions- und Beschaffungskosten

- 7.1 Als Bonitätszuschlag für das Ausfallrisiko gilt die Differenz zwischen der durchschnittlichen Verzinsung von Anleihen von Schweizer Unternehmen mit guter Bonität und der durchschnittlichen Verzinsung von risikolosen Anleihen (Index-Differenz).
- 7.2 Für die Emissions- und Beschaffungskosten sind 50 Basispunkte anrechenbar, was 0,5 Prozent entspricht.

- 7.3 Für die Summe aus Bonitätszuschlag inklusive Emissions- und Beschaffungskosten gelten die folgenden pauschalen Werte:
- | | | |
|----|------------------------------------|---------------|
| a. | unter 0,625 Prozent: | 0,50 Prozent; |
| b. | von 0,625 bis unter 0,875 Prozent: | 0,75 Prozent; |
| c. | von 0,875 bis unter 1,125 Prozent: | 1,00 Prozent; |
| d. | von 1,125 bis unter 1,375 Prozent: | 1,25 Prozent; |
| e. | von 1,375 bis unter 1,625 Prozent: | 1,50 Prozent; |
| f. | von 1,625 bis unter 1,875 Prozent: | 1,75 Prozent; |
| g. | 1,875 Prozent oder mehr: | 2,00 Prozent. |
- 7.4 Die Grenzwerte, deren Über- oder Unterschreitung zu berücksichtigen ist (Ziff. 2.3), liegen bei 0,625, 0,875, 1,125, 1,375, 1,625 und 1,875 Prozent.

8 Übergangsbestimmung zur Änderung vom 4. Dezember 2015

Der durchschnittliche Kapitalkostensatz für das Tarifjahr 2016 bestimmt sich nach bisherigem Recht.

Anhang 1a¹³⁰
(Art. 5a Abs. 1)

Zu erreichendes Niveau beim Schutz vor Cyberbedrohungen

1 Zuweisung zu Kategorien

Die Netzbetreiber, Erzeuger, Speicherbetreiber und Dienstleister nach Artikel 5a werden abhängig vom Umfang der transportierten Elektrizität beziehungsweise der Leistung in folgende Kategorien eingeteilt:

	Kategorie A	Kategorie B	Kategorie C
1.1 Netzbetreiber mit einer in ihrem Netzgebiet transportierten Elektrizität von:			
1.2 Dienstleister, die dauerhaft Anlagen von Netzbetreibern steuern können, sofern sie dadurch über ein einziges System Zugriff haben auf eine transportierte Elektrizität von:	≥ 450 GWh/Jahr	≥ 112 GWh/Jahr und < 450 GWh/Jahr	< 112 GWh/Jahr
1.3 Erzeuger, mit Ausnahme der Kernkraftwerksbetreiber, und Speicherbetreiber, sofern sie Anlagen von insgesamt folgender Leistung betreiben und diese über ein einziges System steuern können:		≥ 100 MW	
1.4 Dienstleister, die dauerhaft Anlagen von Erzeugern, mit Ausnahme der Kernkraftwerksbetreiber, oder von Speicherbetreibern steuern können, sofern sie dadurch über ein einziges System Zugriff haben auf eine Leistung von:	≥ 800 MW	und < 800 MW	–

¹³⁰ Eingefügt durch Ziff. II Abs. 2 der V vom 31. Mai 2024, in Kraft seit 1. Juli 2024 (AS 2024 282).

2 Mindestwerte

Für die nachstehenden Aufgaben müssen, soweit diese anwendbar sind, mindestens die folgenden Werte gemäss Ziffer 3.1.1 des IKT-Minimalstandards¹³¹ der entsprechenden Kategorie erreicht und muss deren Erreichung auf Verlangen der ECom nachgewiesen werden (vgl. Art. 5a Abs. 3):

	Schutzniveau für Kategorie A	Schutzniveau für Kategorie B	Schutzniveau für Kategorie C
2.1 Identifizieren (ID = Identify)			
2.1.1 Inventar-Management (AM = Asset Management)			
ID.AM-1	4	3	3
ID.AM-2	4	3	2
ID.AM-3	3	3	2
ID.AM-4	3	3	–
ID.AM-5	3	3	–
ID.AM-6	4	4	3
2.1.2 Geschäftsumfeld (BE = Business Environment)			
ID.BE-1	3	2	–
ID.BE-2	3	2	–
ID.BE-3	3	3	–
ID.BE-4	3	3	–
ID.BE-5	3	2	–
2.1.3 Vorgaben (GV = Governance)			
ID.GV-1	4	4	3
ID.GV-2	4	3	3
ID.GV-3	4	4	3
ID.GV-4	3	3	–
2.1.4 Risikoanalyse (RA = Risk Assessment)			
ID.RA-1	3	2	–
ID.RA-2	4	3	–
ID.RA-3	4	3	–
ID.RA-4	4	3	–
ID.RA-5	3	2	–
ID.RA-6	3	2	–
2.1.5 Risikomanagementstrategie (RM = Risk Management Strategy)			
ID.RM-1	4	2	–
ID.RM-2	3	3	–
ID.RM-3	3	3	–

¹³¹ Siehe Fussnote zu Art. 5a Abs. 1.

	Schutzniveau für Kategorie A	Schutzniveau für Kategorie B	Schutzniveau für Kategorie C
2.1.6 Lieferketten-Risikomanagement (SC = Supply Chain Riskmanagement)			
ID.SC-1	3	3	–
ID.SC-2	3	3	–
ID.SC-3	3	3	3
ID.SC-4	3	2	–
ID.SC-5	3	2	–
2.2 Schützen (PR = Protect)			
2.2.1 Zugriffsmanagement und -steuerung (AC = Access Control)			
PR.AC-1	4	3	2
PR.AC-2	3	3	2
PR.AC-3	4	4	3
PR.AC-4	3	3	2
PR.AC-5	4	3	2
PR.AC-6	4	3	2
PR.AC-7	3	3	2
2.2.2 Sensibilisierung und Ausbildung (AT = Awareness and Training)			
PR.AT-1	4	3	3
PR.AT-2	4	3	3
PR.AT-3	3	3	–
PR.AT-4	4	3	3
PR.AT-5	3	3	–
2.2.3 Datensicherheit (DS = Data Security)			
PR.DS-1	3	2	–
PR.DS-2	4	4	2
PR.DS-3	3	3	–
PR.DS-4	3	2	–
PR.DS-5	3	2	–
PR.DS-6	3	2	–
PR.DS-7	3	2	–
PR.DS-8	3	2	–
2.2.4 Informationsschutzrichtlinien (IP = Information Protection Processes and Procedures)			
PR.IP-1	3	2	2
PR.IP-2	4	3	–
PR.IP-3	3	3	–
PR.IP-4	4	4	3
PR.IP-5	4	4	3
PR.IP-6	3	3	–
PR.IP-7	3	2	–
PR.IP-8	3	2	–

	Schutzniveau für Kategorie A	Schutzniveau für Kategorie B	Schutzniveau für Kategorie C
PR.IP-9	4	2	2
PR.IP-10	4	2	–
PR.IP-11	3	2	–
PR.IP-12	3	2	–
2.2.5 Unterhalt (MA = Maintenance)			
PR.MA-1	3	3	–
PR.MA-2	4	3	2
2.2.6 Einsatz von Schutztechnologie (PT = Protective Technology)			
PR.PT-1	3	2	–
PR.PT-2	4	4	3
PR.PT-3	4	3	–
PR.PT-4	4	3	3
PR.PT-5	3	2	–
2.3 Erkennen (DE = Detect)			
2.3.1 Auffälligkeiten und Vorfälle (AE = Anomalies and Events)			
DE.AE-1	3	2	–
DE.AE-2	3	2	–
DE.AE-3	3	2	–
DE.AE-4	3	2	–
DE.AE-5	3	2	–
2.3.2 Überwachung (CM = Security Continuous Monitoring)			
DE.CM-1	3	3	2
DE.CM-2	3	3	2
DE.CM-3	3	2	–
DE.CM-4	3	3	2
DE.CM-5	3	3	2
DE.CM-6	3	2	–
DE.CM-7	3	2	2
DE.CM-8	3	2	–
2.3.3 Detektionsprozess (DP = Detection Processes)			
DE.DP-1	4	4	2
DE.DP-2	3	2	–
DE.DP-3	3	3	–
DE.DP-4	3	2	–
DE.DP-5	3	2	–
2.4 Reagieren (RS = Respond)			
2.4.1 Reaktionsplanung (RP = Response Planning)			
RS.RP-1	3	3	2

	Schutzniveau für Kategorie A	Schutzniveau für Kategorie B	Schutzniveau für Kategorie C
2.4.2 Kommunikation (CO = Communications)			
RS.CO-1	3	3	2
RS.CO-2	4	4	2
RS.CO-3	3	2	–
RS.CO-4	3	2	–
RS.CO-5	3	2	–
2.4.3 Analyse (AN = Analysis)			
RS.AN-1	3	3	–
RS.AN-2	3	3	–
RS.AN-3	2	2	–
RS.AN-4	2	2	–
RS.AN-5	2	2	–
2.4.4 Schadensminderung (MI = Mitigation)			
RS.MI-1	3	3	2
RS.MI-2	3	2	2
RS.MI-3	3	2	2
2.4.5 Verbesserungen (IM = Improvements)			
RS.IM-1	3	3	–
RS.IM-2	3	3	–
2.5 Wiederherstellen (RC = Recover)			
2.5.1 Wiederherstellungsplanung (RP = Recovery Planning)			
RC.RP-1	3	3	2
2.5.2 Verbesserungen (IM = Improvements)			
RC.IM-1	3	2	–
RC.IM-2	3	2	–
2.5.3 Kommunikation (CO = Communications)			
RC.CO-1	2	1	–
RC.CO-2	2	1	–
RC.CO-3	2	1	–

Anhang ²¹³²
(Art. 28)

Änderung bisherigen Rechts

Die nachstehenden Verordnungen werden wie folgt geändert:

...¹³³

¹³² Ursprünglich: Anhang.

¹³³ Die Änderungen können unter AS **2008** 1223 konsultiert werden.

