

Stromversorgungsverordnung (StromVV)

734.71

vom 14. März 2008 (Stand am 1. Januar 2026)

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 Bahnstromnetz nach Artikel 14a Absatz 2 StromVG. Es gelten insbesondere die Artikel 4 Absatz 1 Buchstaben a und b, 8, 9 und 11 StromVG, nicht jedoch Artikel 8a StromVG.²

³ Ein Frequenzumrichter innerhalb eines 50-Hz-Kraftwerks gilt nicht als Endverbraucher für den Teil der Elektrizität, den das 50-Hz-Kraftwerk erzeugt und zeitgleich in einer örtlich-wirtschaftlichen Einheit in das 16,7-Hz-Netz einspeist.³

^{3bis} Die mit dem 50-Hz-Übertragungsnetz verbundenen Ein- beziehungsweise Ausspeisepunkte des Bahnstromnetzes gelten als ein einziger Ein- beziehungsweise Ausspeisepunkt.⁴

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;

AS 2008 1223

¹ SR 734.7

² Fassung gemäss Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

³ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

⁴ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 30. Jan. 2013 (AS 2013 559). Fassung gemäss Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

- b.⁵ ...
 - c. *Ein- bzw. Ausspeisepunkt*: Netzpunkt, 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.

2. Kapitel: Versorgungssicherheit

1. Abschnitt: Netzanschluss⁸

Art. 3 ...⁹

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.

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).

⁸ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

⁹ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, mit Wirkung seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

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.¹⁰

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

2. Abschnitt: Grundversorgung¹¹

Art. 4¹² Grundversorgungstarife

¹ Die Verteilnetzbetreiber müssen die Grundversorgungstarife pro Kalenderjahr (Tarifjahr) festlegen.

² Das Entgelt für die in der Grundversorgung gelieferte Elektrizität (Art. 6 Abs. 5^{bis} Bst. d StromVG) darf die anrechenbaren Energiekosten nicht übersteigen.

³ Für die Berechnung der anrechenbaren Energiekosten gelten die folgenden Grundsätze:

- a. Als anrechenbare Energiekosten gelten:
 1. die Gestehungskosten einer effizienten Produktion abzüglich allfälliger Fördermittel;
 2. die durchschnittlichen Beschaffungskosten der zu angemessenen Bedingungen abgeschlossenen Bezugsverträge, die der Grundversorgung zugeordnet sind;
 3. die Vergütung nach Artikel 15 Absatz 1 des Energiegesetzes vom 30. September 2016¹³ (EnG), einschliesslich der allfälligen Vergütung des Herkunftsnachweises;
 4. die der Grundversorgung zuzuordnenden Vertriebs- und Verwaltungskosten;
 5. ein angemessener Gewinn, der maximal den jährlichen kalkulatorischen Zinsen auf dem betriebsnotwendigen Nettoumlaufvermögen entspricht; das Nettoumlaufvermögen ist auf Basis der anrechenbaren Kosten nach den Ziffern 1–4 und unter Berücksichtigung der Rechnungsperiodizität zu berechnen; es gilt der kalkulatorische Zinssatz nach Anhang 1.

¹⁰ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

¹¹ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

¹² Fassung gemäss Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

¹³ SR 730.0

- b. Als anrechenbare Gestehungskosten einer effizienten Produktion, einschliesslich des Wertes der Herkunftsnachweise, gelten:
 - 1. die Betriebskosten für die mit dem Betrieb der Erzeugungsanlagen direkt zusammenhängenden Leistungen; und
 - 2. die Kapitalkosten, höchstens bestehend aus den kalkulatorischen Abschreibungen und den kalkulatorischen Zinsen auf Basis der Restwerte der ursprünglichen Anschaffungs- oder Herstellkosten der bestehenden Erzeugungsanlagen per Ende des Geschäftsjahres; vor der Verzinsung sind die jährlichen Abschreibungen vorzunehmen; die Verzinsung erfolgt unter Anwendung des kalkulatorischen Zinssatzes nach Anhang 3 der Energieförderungsverordnung vom 1. November 2017¹⁴ (EnFV).
- c. Bei der Ermittlung der durchschnittlichen Gestehungskosten der Elektrizitäts-erzeugung aus eigenen Anlagen und aus beteiligungsbedingten Bezügen ist unerheblich, ob die erzeugten Elektrizitätsmengen in der Grundversorgung oder anderweitig abgesetzt werden.
- d. Die Verteilnetzbetreiber verwenden vorrangig Herkunftsnachweise, die aus ihrer erweiterten Eigenproduktion (Art. 4 Abs. 1 Bst. c^{bis} StromVG) stammen.
- e. Im Rahmen der Vergütung nach Artikel 15 Absatz 1 EnG sind die folgenden Kosten anrechenbar:
 - 1. mit Abnahme des Herkunftsnachweises: maximal die Gestehungskosten nach Artikel 4 Absatz 3 in der am 1. Juli 2024¹⁵ geltenden Fassung abzüglich allfälliger Fördermittel nach Artikel 4a in der am 1. Juli 2024¹⁶ geltenden Fassung;
 - 2. ohne Abnahme des Herkunftsnachweises: maximal der schweizweit harmonisierte Preis nach Artikel 15 Absatz 1 EnG zum Zeitpunkt der Einspeisung oder die Minimalvergütung.

⁴ Die Zuweisung nach Artikel 6 Absatz 5^{bis} Buchstabe b StromVG der Bezugsverträge muss jeweils per 31. August für das nächste Tarifjahr in der Kostenträgerrechnung ausgewiesen werden. Neu abgeschlossene Bezugsverträge dürfen nur soweit der Grundversorgung zugeordnet werden, wie sie für die Deckung des voraussichtlichen Verbrauchs in der Grundversorgung notwendig sind.

Art. 4a¹⁷ Mindestanteile aus erneuerbaren Energien

¹ Der Mindestanteil der erweiterten Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland (Art. 6 Abs. 5 Bst. a StromVG), der in der Grundversorgung abgesetzt werden muss, beträgt ab dem Tarifjahr 2026 50 Prozent. Solange mindestens 80 Prozent der in der Grundversorgung abgesetzten Elektrizität aus dieser erweiterten

¹⁴ SR 730.03

¹⁵ AS 2019 1381, 3479; 2022 772

¹⁶ AS 2019 1381; 2022 772

¹⁷ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019 (AS 2019 1381; 2022 772). Fassung gemäss Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

Eigenproduktion stammt, müssen die Verteilnetzbetreiber diesen Mindestanteil nicht einhalten.

² Der Mindestanteil aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland (Art. 6 Abs. 5 Bst. b StromVG) beträgt ab dem Tarifjahr 2026 20 Prozent der in der Grundversorgung abgesetzten Elektrizität. Ist zur Erreichung dieses Mindestanteils der Abschluss von Bezugsverträgen erforderlich, so müssen diese eine Laufzeit von mindestens drei Jahren haben.

³ Die Verteilnetzbetreiber legen die Prozentsätze gemäss den Absätzen 1 und 2 jeweils per 31. August für das nächste Tarifjahr in der Kostenträgerrechnung (Art. 6 Abs. 4 Satz 2 StromVG) fest.

⁴ Sie müssen der ElCom zum Nachweis der Einhaltung der Mindestanteile auf Verlangen die entsprechenden Beteiligungen und die mittel- und langfristigen Bezugsverträge vorlegen.

Art. 4b¹⁸ Standardstromprodukt

Die Verteilnetzbetreiber müssen bei der Stromkennzeichnung ab dem Tarifjahr 2028 gegenüber den Endverbrauchern, die mit dem Standardstromprodukt (Art. 6 Abs. 2^{bis} StromVG) versorgt werden, für mindestens zwei Drittel der in jedem Quartal gelieferten Elektrizität Herkunftsnachweise verwenden, die eine inländische und erneuerbare Herkunft des Stroms belegen.

Art. 4c¹⁹ Absicherung gegen Marktpreisschwankungen

Die Verteilnetzbetreiber müssen Strategien für eine strukturierte Beschaffung festlegen, umsetzen und dokumentieren, um sich gegen Marktpreisschwankungen abzusichern. Werden zur Sicherstellung der benötigten Elektrizität Bezugsverträge abgeschlossen, so sind diese zeitlich gestaffelt abzuschliessen.

Art. 4d²⁰ Kosten für Massnahmen zur Effizienzsteigerung

¹ Von den Kosten, die für Massnahmen zur Erreichung der Zielvorgaben zur Effizienzsteigerung anfallen, kann den Endverbrauchern mit Grundversorgung derjenige Anteil belastet werden, der ihrem Anteil am Referenzstromabsatz entspricht.

² Feste Endverbraucher und Endverbraucher, die auf den Netzzugang verzichtet haben und die für die Bestimmung des Referenzstromabsatzes nicht berücksichtigt werden (Art. 51a Abs. 2 der Energieverordnung vom 1. November 2017²¹ [EnV]), dürfen nicht mit Kosten belastet werden.

³ Die Kosten sind nur anrechenbar, wenn die Verteilnetzbetreiber:

¹⁸ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019 (AS **2019** 1381; **2022** 772). Fassung gemäss Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS **2024** 706).

¹⁹ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019 (AS **2019** 1381; **2022** 772). Fassung gemäss Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS **2024** 706).

²⁰ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS **2024** 706).

²¹ SR **730.01**

- a. die Massnahmen in einem transparenten, diskriminierungsfreien und markt-orientierten Verfahren in Auftrag gegeben haben;
- b. die Nachweise von Massnahmen höchstens zu marktüblichen Ansätzen erworben haben;
- c. die Massnahmen kostenbasiert, jedoch höchstens zu marktüblichen Ansätzen selber umgesetzt haben.

Art. 4e²² Mitteilung von Änderungen der Grundversorgungstarife

¹ Die Verteilnetzbetreiber müssen Erhöhungen oder Senkungen der Grundversorgungstarife gegenüber Endverbrauchern mit Grundversorgung begründen. Aus der Begründung muss hervorgehen, welche Kostenveränderungen zur Erhöhung oder zur Senkung der Tarife führen.

² Die Verteilnetzbetreiber müssen der ElCom Erhöhungen der Grundversorgungstarife mit der den Endverbrauchern mitgeteilten Begründung jeweils per 31. August melden.

Art. 4²³ 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 ElCom 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. 5²⁴

²² Eingefügt durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

²³ Ursprünglich: Art. 4d. Eingefügt durch Ziff. I der V vom 23. Nov. 2022, in Kraft vom 1. Jan. 2023 bis zum 31. Dez. 2030 (AS 2022 772).

²⁴ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, mit Wirkung seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

3. Abschnitt: Netzentwicklung²⁵

Art. 5a²⁶ 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 2023²⁷ (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 ElCom auf Verlangen nachzuweisen.

Art. 5a^{bis} 28 Szenariorahmen

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

Art. 5b²⁹ Grundsätze für die Netzplanung

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

²⁵ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

²⁶ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 31. Mai 2024, in Kraft seit 1. Juli 2024 (AS 2024 282).

²⁷ Der IKT-Minimalstandard kann kostenlos beim Bundesamt für Cybersicherheit unter www.ncsc.admin.ch > Informationen für > Informationen für IT-Spezialistinnen und -Spezialisten > Themen > Empfehlungen IKT-Minimalstandards abgerufen werden.

²⁸ Ursprünglich: Art. 5a. Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

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

Art. 5c³⁰ 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 ElCom³¹

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.³²

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. 6a³³ 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.

² Die Netzbetreiber müssen die Mehrjahrespläne für die Verteilnetze mit einer Nennspannung von über 36 kV innerhalb von zwölf Monaten nach Genehmigung des letzten Szenariorahmens durch den Bundesrat erstellen.³⁴

³⁰ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS **2019** 1381).

³¹ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2021 (AS **2019** 1381).

³² Fassung gemäss Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2021 (AS **2019** 1381).

³³ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2021 (AS **2019** 1381).

³⁴ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS **2024** 706).

Art. 6b³⁵ 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: Kostenrechnung und Rechnungsstellung³⁶****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},³⁷ die Kosten im Zusammenhang mit Stromreserve gemäss der Winterreserververordnung vom 25. Januar 2023³⁸ (WResV);

e^{ter},³⁹ Kosten nach Artikel 15a StromVG;

f.⁴⁰ Kosten für das Mess- und Informationswesen, namentlich die Betriebskosten und die kalkulatorischen Kapitalkosten der für das Messwesen erforderlichen Anlagen sowie die Anzahl der Messpunkte;

³⁵ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

³⁶ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

³⁷ 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).

³⁸ SR 734.722

³⁹ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

⁴⁰ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

fbis.⁴¹ Kosten für intelligente Messsysteme, namentlich die Betriebskosten und die kalkulatorischen Kapitalkosten sowie die Anzahl der Messpunkte;

fler.⁴² Kosten für die Nutzung der zentralen Datenplattform (Datenplattform) nach den Artikeln 17g–17i StromVG;

g. Verwaltungskosten;

h.⁴³ Kosten für Netzverstärkungen nach Artikel 15b StromVG;

i. Kosten für Netzanschlüsse und Netzkostenbeiträge;

j. weitere individuell in Rechnung gestellte Kosten;

k. Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen;

l. direkte Steuern;

m.⁴⁴ Kosten für intelligente Steuer- und Regelsysteme einschliesslich der Vergütungen;

n.⁴⁵ Kosten für innovative Massnahmen; und

o.⁴⁶ 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.⁴⁷

⁴¹ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017 (AS **2017** 7109). Fassung gemäss Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS **2024** 706).

⁴² Eingefügt durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS **2024** 706).

⁴³ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS **2024** 706).

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

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

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

⁴⁷ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 12. Dez. 2008, in Kraft seit 1. Jan. 2009 (AS **2008** 6467).

Art. 7a⁴⁸ Rechnungsstellung

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

1a. Abschnitt:⁴⁹ Informationspflichten**Art. 7b**

¹ Die Netzbetreiber müssen die Informationen nach Artikel 12 Absatz 1 StromVG sowie die gesamten Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen bis zum 31. August über eine einzige, frei zugängliche Adresse im Internet maschinenlesbar veröffentlichen.

² Sie müssen die Endverbraucher mindestens einmal pro Jahr in geeigneter Weise informieren über:

- a. die Entwicklung des Elektrizitätsbezugs im Vergleich zum Vorjahr;
- b. den Durchschnittsverbrauch und die Bandbreite des Verbrauchs der Endverbraucher der Kundengruppe, der sie angehören;
- c. Einsparmöglichkeiten.

**1b. Abschnitt:
Messwesen, Informationsprozesse und Datenplattformbetreiber⁵⁰****Art. 8 Messtarife⁵¹**

¹ Die Netzbetreiber legen die Messtarife pro Tarifjahr für die unterschiedlichen Anschlussleistungen fest und veröffentlichen die Tarife bis zum 31. August (Art. 7b).⁵²

^{1bis} Die ElCom führt jährlich ein Monitoring der Messtarife durch.⁵³

² Die Netzbetreiber legen bis spätestens Ende 2025 unter Mitwirkung der Vertreterinnen und Vertreter der Endverbraucher, der Erzeuger und der im Elektrizitätsbereich

⁴⁸ Ursprünglich: Art. 9

⁴⁹ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

⁵⁰ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

⁵¹ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

⁵² Fassung gemäss Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

⁵³ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

tätigen Dienstleister transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien für das Messwesen und die Informationsprozesse fest, insbesondere:⁵⁴

- a. zu den Pflichten der Beteiligten;
- b. zum zeitlichen Ablauf;
- c. zur Form und zur Qualität der zu übermittelnden Daten;
- d. zur Datenbekanntgabe über die Datenplattform;
- e. zu den Stammdaten nach Artikel 8a^{ter} Absatz 2.⁵⁵

³ Zur Sicherstellung einer ordnungsgemässen Elektrizitätsversorgung nach Artikel 17f Absatz 1 StromVG müssen die für die folgenden Aufgaben notwendigen Messdaten, Stammdaten und weiteren Daten bekannt gegeben werden:

- a. Netzbetrieb;
- b. Bilanzmanagement;
- c. Energielieferung;
- d. Anlastung der Kosten;
- e. Berechnung der Netznutzungsentgelte;
- f. Abrechnungsprozesse im Zusammenhang mit dem EnG⁵⁶ und der EnV⁵⁷;
- g. Direktvermarktung;
- h. Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen;
- i. Lieferantenwechsel; und
- j. Gewährleistung des Rechts der Endverbraucher, der Erzeuger und der Speicherbetreiber nach Artikel 8a^{ter} Absatz 2.⁵⁸

^{3bis} ...⁵⁹

⁴ Auf Begehren der betroffenen Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber liefern die Netzbetreiber Dritten gegen eine kostendeckende Abgeltung zusätzliche oder anders aufbereitete Mess- und Stammdaten. Es müssen alle in den letzten fünf Jahren erhobenen Daten geliefert werden.⁶⁰

⁵ ...⁶¹

⁵⁴ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS **2025** 139).

⁵⁵ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS **2024** 706).

⁵⁶ SR **730.0**

⁵⁷ SR **730.01**

⁵⁸ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS **2024** 706).

⁵⁹ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017 (AS **2017** 7109). Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, mit Wirkung seit 1. Jan. 2025 (AS **2024** 706).

⁶⁰ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS **2024** 706).

⁶¹ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, mit Wirkung seit 1. Jan. 2018 (AS **2017** 7109).

Art. 8a⁶² Anrechenbare Betriebskosten

¹ Als Betriebskosten gelten die Kosten für die Leistungen, die in direktem Zusammenhang mit dem Messwesen erbracht werden. Dazu zählen insbesondere:

- a. die Kosten für den Betrieb und die Wartung der Messmittel;
- b. die Kosten für die Erfassung, die Bearbeitung und die Übermittlung der Messdaten;
- c. die Kosten, die nach Artikel 17i Absatz 3 StromVG für die Nutzung der Datenplattform anfallen;
- d. die dem Messwesen zuzuordnenden Verwaltungskosten.

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

Art. 8a^{bis 63} Anrechenbare Kapitalkosten

¹ Die Kapitalkosten müssen auf der Basis der Anschaffungs- oder der Herstellkosten und der Installationskosten ermittelt werden. Als Kapitalkosten anrechenbar sind höchstens:

- a. die kalkulatorischen Abschreibungen;
- b. die kalkulatorischen Zinsen auf den für das Messwesen notwendigen Vermögenswerten.

² Die jährlichen kalkulatorischen Abschreibungen berechnen sich bei linearer Abschreibung über eine bestimmte Nutzungsdauer auf den Restwert Null.

³ Für die jährliche kalkulatorische Verzinsung gilt Folgendes:

- a. Zu den für das Messwesen notwendigen Vermögenswerten dürfen höchstens folgende Werte hinzugerechnet werden:
 1. die Anschaffungs- oder die Herstellrestwerte der für das Messwesen erforderlichen Anlagen, die sich aufgrund der Abschreibungen nach Absatz 2 per Ende des Geschäftsjahres ergeben,
 2. das für das Messwesen notwendige Nettoumlaufvermögen.
- b. Der kalkulatorische Zinssatz entspricht dem durchschnittlichen Kapitalkostensatz nach Anhang 1.

⁴ Die Netzbetreiber legen in transparenten und diskriminierungsfreien Richtlinien einheitliche und sachgerechte Nutzungsdauern für die Anlagen, die für das Messwesen erforderlich sind, fest.

⁶² Eingefügt durch Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

⁶³ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

Art. 8a^{ter} 64 Besondere Bestimmungen zu den anrechenbaren Messkosten

¹ Die Kapital- und Betriebskosten des Netzbetreibers für die Gewährleistung des Anspruchs auf den Abruf und das Herunterladen der Messdaten gelten als anrechenbare Messkosten.

² 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.⁶⁵

Art. 8a^{quater} 66 Deckungsdifferenzen im Bereich der Messkosten

¹ Stimmt die Summe des Messentgelts, das der Netzbetreiber während eines Tarifjahres erhoben hat, nicht mit den anrechenbaren Messkosten 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 nach Anhang 1;
- b. bei einer Überdeckung: mindestens dem Fremdkapitalkostensatz nach Anhang 1.

Art. 8a^{quinquies} 67 Konstituierung des Datenplattformbetreibers

¹ Das Gesuch um Genehmigung der Statuten des Datenplattformbetreibers (Art. 17h Abs. 2 StromVG) muss bis am 30. September 2025 eingereicht werden. Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) kann diese Frist einmalig um drei Monate verlängern.

² Es muss insbesondere folgende Angaben und Unterlagen enthalten:

- a. einen Entwurf der Statuten;
- b. eine Darlegung der ungedeckten Kosten des Gesuchstellers, die bis zur Gesuchseinreichung für die Errichtung der Datenplattform angefallen sind;
- c. eine Kostenplanung;
- d. ein organisatorisches und technisches Konzept.

⁶⁴ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

⁶⁵ Ursprünglich: Art. 8a^{sexies} Abs. 3^{ter}, dann Abs. 7. Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

⁶⁶ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

⁶⁷ Ursprünglich: Art. 8a. Eingefügt durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

³ Das UVEK kann weitere Vorgaben zur Gesuchseinreichung machen.

⁴ Werden die Statuten genehmigt, so muss der Datenplattformbetreiber dem Gesuchsteller die Kosten nach Absatz 2 Buchstabe b innerhalb von zehn Jahren ab Inbetriebnahme der Datenplattform zurückerstatten. Anrechenbar sind alle notwendigen und angemessenen Kosten zur Errichtung der Datenplattform einschliesslich eines Zinses in der Höhe des durchschnittlichen Kapitalkostensatzes nach Anhang 1. Das UVEK legt den rückzuerstattenden Betrag fest.

⁵ Das UVEK kann die Genehmigung der Statuten und die Rückerstattung der Kosten an Bedingungen knüpfen oder mit Auflagen verbinden. Es kann den spätesten Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Datenplattform festlegen.

Art. 8a^{sexies} 68 Organisation des Datenplattformbetreibers

¹ Im obersten Leitungs- oder Verwaltungsorgan des Datenplattformbetreibers sind die Interessen der Endverbraucher, der Netzbetreiber und der im Elektrizitätsbereich tätigen Dienstleister paritätisch jeweils zu einem Drittel zu vertreten.

² Der Datenplattformbetreiber und seine Anteilseigner müssen personell entflochten sein.

³ Die Anteile des Datenplattformbetreibers dürfen nicht an der Börse kotiert sein.

⁴ Die Mehrheit der Anteile und die Mehrheit der Stimmrechte müssen von Personen mit Wohnsitz oder Sitz in der Schweiz gehalten werden.

Art. 8a^{septies} 69 Allgemeine Aufgaben des Datenplattformbetreibers

¹ Der Datenplattformbetreiber muss einen sicheren, leistungsfähigen und effizienten Betrieb einer Datenplattform für den Datenaustausch nach Artikel 17g StromVG gewährleisten.

² Er muss den Endverbrauchern, den Erzeugern und den Speicherbetreibern die Möglichkeit bieten, ihre Stammdaten und die während der jeweils letzten fünf Jahre erfassten Messdaten in einem international üblichen Format herunterzuladen und den von ihnen berechtigten Dritten über die Datenplattform in maschinenlesbarer Form zugänglich zu machen.

³ Er muss die folgenden anonymisierten Mess- und Stammdaten pro Gemeinde und Kanton in maschinenlesbarer Form im Internet veröffentlichen:

- a. die Lastgangwerte von fünfzehn Minuten des Elektrizitätsbezugs pro Tag, Monat und Jahr;
- b. die Lastgangwerte von fünfzehn Minuten der Elektrizitätseinspeisung nach Erzeugungstechnologie pro Tag, Monat und Jahr;

⁶⁸ Ursprünglich: Art. 8a^{bis}, Eingefügt durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

⁶⁹ Ursprünglich: Art. 8a^{ter}, Eingefügt durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

- c. die Anzahl der per Ende Jahr installierten intelligenten Messsysteme und deren Anteil an den gesamthaft installierten Messeinrichtungen.

⁴ Er muss regelmässig die Qualität des Datenaustauschs analysieren, insbesondere die Einhaltung der Fristen und die Häufigkeit der nachträglichen Berichtigung von Daten. Er veröffentlicht die Analyse in anonymisierter Form.

⁵ Er muss auf Verlangen bekannt geben:

- a. der ElCom: die Mess- und Stammdaten sowie die Daten nach Absatz 4 in nicht anonymisierter Form für ihre Vollzugsaufgaben im Rahmen des StromVG;
- b. dem Bundesamt für Energie (BFE): die Mess- und Stammdaten sowie die Daten nach Absatz 4 in pseudonymisierter Form für statistische Auswertungen;
- b^{bis}.⁷⁰ der Organisation der wirtschaftlichen Landesversorgung und dem Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen: die Mess- und Stammdaten der Endverbraucher und die Stammdaten der Verteilnetzbetreiber in nicht anonymisierter Form für die Vorbereitung und den Vollzug von Massnahmen nach dem Landesversorgungsgesetz vom 17. Juni 2016⁷¹;
- c.⁷² den kantonalen Behörden: die Mess- und Stammdaten von Grossverbrauchern in nicht anonymisierter Form für ihre Vollzugsaufgaben nach Artikel 46 Absatz 3 EnG⁷³ und der Endverbraucher in pseudonymisierter Form für ihre sonstigen Vollzugsaufgaben nach Bundesrecht oder kantonalem Recht;
- d.⁷⁴ den kantonalen Universitäten, den Eidgenössischen Technischen Hochschulen (ETH), den Forschungsanstalten des ETH-Bereichs und den Fachhochschulen: die Mess- und Stammdaten in anonymisierter Form zum Zwecke der Forschung.

⁶ Er muss auf der Datenplattform speichern:

- a. die Stammdaten der Endverbraucher, der Erzeuger und der Speicherbetreiber in pseudonymisierter Form für seine Aufgaben gemäss Absatz 1 und 2;
- b. die Mess- und Stammdaten in anonymisierter Form für seine Aufgaben gemäss Absatz 3;
- c. die Messdaten in pseudonymisierter Form für seine Aufgaben gemäss Absatz 4.

⁷⁰ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 26. Nov. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 831).

⁷¹ SR 531

⁷² Fassung gemäss Ziff. I der V vom 26. Nov. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 831).

⁷³ SR 730.0

⁷⁴ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 26. Nov. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 831).

Art. 8a^{octies} 75 Aufgaben des Datenplattformbetreibers betreffend den Schutz und die Sicherheit der Daten

¹ Der Datenplattformbetreiber muss die Datensicherheit gewährleisten. Zur Sicherstellung eines angemessenen Schutzes gegen Cyberbedrohungen muss er die Empfehlungen des IKT-Minimalstandards⁷⁶ gemäss dem Schutzniveau für die Kategorie A nach Anhang 1a umsetzen.

² Er muss die Messdaten nach fünf Jahren vernichten, sofern sie nicht abrechnungsrelevant oder anonymisiert sind.

³ Stellt er den Betrieb ein oder wird über ihn der Konkurs eröffnet, so muss er sicherstellen, dass die für den Betrieb der Datenplattform notwendigen Daten kostenlos auf das UVEK oder auf eine von diesem bezeichnete Stelle übertragen werden. Er muss seine Daten anschliessend vernichten.

Art. 8a^{novies} 77 Kostenrechnung des Datenplattformbetreibers

¹ Der Datenplattformbetreiber erstellt eine Kostenrechnung.

² In der Kostenrechnung müssen alle für die Berechnung der Entgelte nach Artikel 17i Absatz 3 StromVG notwendigen Positionen separat ausgewiesen werden, insbesondere die Kapital- und Betriebskosten.

³ Als Betriebskosten gelten die Kosten für die mit dem Betrieb der Datenplattform direkt zusammenhängenden Leistungen. Dazu zählen insbesondere die Kosten für den Unterhalt der Informations- und Kommunikationstechnologie.

⁴ Als Kapitalkosten gelten die kalkulatorischen Abschreibungen und die kalkulatorischen Zinsen auf den für den Betrieb der Datenplattform notwendigen Vermögenswerten. Für die Berechnung der Kapitalkosten gilt Artikel 13 Absätze 2 und 3 sinngemäss.

⁵ Der Datenplattformbetreiber richtet die Einnahmen aus dem Entgelt für die kalkulatorischen Zinsen nach Absatz 4 den Anteilseignern proportional zu den geleisteten Einlagen aus. Die Anteilseigner haben keinen Anspruch auf weitere Entschädigungen und Leistungen.

⁶ Die Kostenrechnung ist der ElCom jährlich vorzulegen.

⁷⁵ Ursprünglich: Art. 8a^{quater}. Eingefügt durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

⁷⁶ Siehe Fussnote zu Art. 5a Abs. 1.

⁷⁷ Ursprünglich: Art. 8a^{quinquies}. Eingefügt durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

1c. Abschnitt: Intelligente Mess-, Steuer- und Regelsysteme⁷⁸

Art. 8a^{decies} 79 Intelligente Messsysteme

¹ Für das Messwesen und die Informationsprozesse sind bei Endverbrauchern, Erzeugungsanlagen und Speichern intelligente Messsysteme einzusetzen. Diese bestehen aus folgenden Elementen:⁸⁰

- a. einem beim Endverbraucher, bei der Erzeugungsanlage oder beim Speicher installierten elektronischen Elektrizitätszähler, der:⁸¹
 1. Wirkenergie und Blindenergie erfasst,
 2. Lastgänge mit einer Periode von fünfzehn Minuten ermittelt und mindestens sechzig Tage speichert,
 - 3.⁸² 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.⁸³

² Die Netzbetreiber müssen den Endverbrauchern, den Erzeugern oder den Speicherbetreibern auf Anfrage die technischen Spezifikationen der Schnittstellen ihres Elektrizitätszählers bekanntgeben.

³ Die Netzbetreiber legen bis zum 31. Januar 2026 transparente und diskriminierungs-freie Richtlinien für die nach Absatz 1 Buchstabe a Ziffer 3 zu verwendenden international üblichen Datenformate fest.

⁴ Die Elemente eines intelligenten Messsystems funktionieren so zusammen, dass:

- a.⁸⁴ zwecks Interoperabilität verschiedene Typen von Elektrizitätszählern identifiziert und verwaltet werden;

⁷⁸ Ursprünglich: vor Art. 8a^{sexies}. Eingefügt durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024 (AS **2024** 706).

⁷⁹ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS **2025** 139).

⁸⁰ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS **2019** 1381).

⁸¹ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS **2019** 1381).

⁸² Fassung gemäss Ziff. I der V vom 25. Nov. 2020, in Kraft seit 1. Jan. 2021 (AS **2020** 6141).

⁸³ Ursprünglich: Art. 8a Abs. 1, dann Art. 8a^{sexies} Abs. 1. Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS **2017** 7109).

⁸⁴ Ursprünglich: Art. 8a Abs. 2 Bst. a, dann Art. 8a^{sexies} Abs. 3 Bst. a. Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS **2017** 7109).

- b.⁸⁵ der Teil der Software der Elektrizitätszähler nach Absatz 1 Buchstabe a, der keine Auswirkungen auf messtechnische Eigenschaften hat, aktualisiert werden kann;
- c.⁸⁶ 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.⁸⁷ andere digitale Messmittel sowie intelligente Steuer- und Regelsysteme des Netzbetreibers eingebunden werden können; und
- e.⁸⁸ Manipulationen und andere Fremdeinwirkungen am Elektrizitätszähler erkannt, protokolliert und gemeldet werden.

⁵ Elektronische Elektrizitätszähler nach Absatz 1 Buchstabe a unterstehen der Messmittelverordnung vom 15. Februar 2006⁸⁹ und den entsprechenden Ausführungsvorschriften des Eidgenössischen Justiz- und Polizeidepartements, sofern sie in deren Geltungsbereich fallen.⁹⁰

⁶ Verlangt ein Zusammenschluss zum Eigenverbrauch, eine lokale Elektrizitätsgemeinschaft oder ein Speicherbetreiber die Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem, so muss der Netzbetreiber dieses innerhalb von drei Monaten installieren. Bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch bezieht sich dieser Anspruch auf alle Messpunkte des Zusammenschlusses gegenüber dem Netzbetreiber.

Art. 8a^{undecies}⁹¹ Ausnahmen von der Pflicht zum Einsatz
von intelligenten Messsystemen

¹ Keine intelligenten Messsysteme müssen eingesetzt werden bei:

- a. Bauten und Anlagen, die dem Bundesgesetz vom 23. Juni 1950⁹² über den Schutz militärischer Anlagen unterstehen;
- b. bei Anschlüssen am Übertragungsnetz.⁹³

⁸⁵ Ursprünglich: Art. 8a Abs. 2 Bst. b, dann Art. 8a^{sexies} Abs. 3 Bst. b. Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

⁸⁶ Ursprünglich: Art. 8a Abs. 2 Bst. c, dann Art. 8a^{sexies} Abs. 3 Bst. c. Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017 (AS 2017 7109). Fassung gemäss Ziff. I der V vom 25. Nov. 2020, in Kraft seit 1. Jan. 2021 (AS 2020 6141).

⁸⁷ Ursprünglich: Art. 8a Abs. 2 Bst. d, dann Art. 8a^{sexies} Abs. 3 Bst. d. Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

⁸⁸ Ursprünglich: Art. 8a Abs. 2 Bst. e, dann Art. 8a^{sexies} Abs. 3 Bst. e. Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

⁸⁹ SR 941.210

⁹⁰ Ursprünglich: Art. 8a Abs. 4, dann Art. 8a^{sexies} Abs. 8. Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

⁹¹ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

⁹² SR 510.518

⁹³ Ursprünglich: Art. 8a Abs. 3, dann Art. 8a^{sexies} Abs. 5. Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017 (AS 2017 7109). Fassung gemäss Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

² Die ElCom 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 unzuweckmässig 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.⁹⁴

Art. 8a^{duodecies 95} Installation von zusätzlichen Elektrizitätszählern

¹ Die Kosten, die ein Netzbetreiber für die Installation eines zusätzlichen Elektrizitätszählers übernehmen muss (Art. 17a^{bis} Abs. 7 StromVG), entsprechen den tatsächlichen Kosten, höchstens aber:

- a. für die Installationskosten: 250 Franken;
- b. für die mit dem Betrieb des Zählers verbundenen Kosten während höchstens zehn Jahren: 120 Franken pro Jahr.

² Die Netzbetreiber können zusätzlich installierte Elektrizitätszähler frühestens nach einem Jahr auf eigene Kosten wieder entfernen, sofern der Abruf der eigenen Messdaten gewährleistet ist.

Art. 8b⁹⁶ 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.⁹⁷

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

Art. 8c⁹⁸

⁹⁴ Ursprünglich: Art. 8a Abs. 3^{bis}, dann Art. 8a^{sexies} Abs. 6. Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS **2019** 1381).

⁹⁵ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS **2025** 139).

⁹⁶ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS **2017** 7109).

⁹⁷ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS **2024** 706).

⁹⁸ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017 (AS **2017** 7109). Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, mit Wirkung seit 1. Jan. 2026 (AS **2025** 139).

Art. 8⁹⁹ Umgang mit Daten aus intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen

¹ Netzbetreiber dürfen die Mess- und Stammdaten aus dem Einsatz von Mess-, Steuer- und Regelsystemen zu folgenden Zwecken bearbeiten:

- a. Personendaten und Daten juristischer Personen in pseudonymisierter Form, einschliesslich der Lastgangwerte von fünfzehn Minuten und mehr:
 - 1. für die Messung, die Steuerung und die Regelung,
 - 2. für den Einsatz von Tarifsystemen,
 - 3. für den sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb, einschliesslich im Rahmen der Nutzung von Flexibilität,
 - 4. für die Netzbilanzierung,
 - 5. für die Netzplanung;
- b. Personendaten und Daten juristischer Personen in nicht pseudonymisierter Form, einschliesslich der Lastgangwerte von fünfzehn Minuten und mehr für die Abrechnung:
 - 1. der Energielieferung,
 - 2. des Netznutzungsentgelts,
 - 3. der Vergütung für den Einsatz von Steuer- und Regelsystemen im Zusammenhang mit der Nutzung von Flexibilität.

² Sie dürfen die Mess- und Stammdaten aus dem Einsatz von Messsystemen folgenden Personen zu den nachstehenden Zwecken bekanntgeben:

- a. Personendaten und Daten juristischer Personen in pseudonymisierter oder geeignet aggregierter Form: den Beteiligten nach Artikel 17f Absatz 1 StromVG zu den Zwecken nach Artikel 8 Absatz 3;
- b. die Informationen zur Entschlüsselung der Pseudonyme: den Energielieferanten des betreffenden Endverbrauchers zu Abrechnungszwecken.

³ Personendaten und Daten juristischer Personen müssen nach fünf Jahren vernichtet werden, sofern sie nicht abrechnungsrelevant oder anonymisiert sind.

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

Art. 9 und 10¹⁰⁰

⁹⁹ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017 (AS **2017** 7109). Fassung gemäss Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS **2024** 706).

¹⁰⁰ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, mit Wirkung seit 1. Jan. 2025 (AS **2024** 706).

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.¹⁰¹

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 ...¹⁰²

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

¹⁰¹ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 23. Nov. 2022, in Kraft seit 1. Jan. 2023 (AS 2022 772).

¹⁰² 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:¹⁰³

- 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.¹⁰⁴ Der kalkulatorische Zinssatz entspricht dem Satz der durchschnittlichen Kosten des eingesetzten Kapitals (durchschnittlicher Kapitalkostensatz, Weighted Average Cost of Capital, WACC).

^{3bis} Das UVEK legt den WACC, basierend auf der Berechnung des BFE gemäss den Vorgaben von Anhang 1, jährlich fest. Es konsultiert dazu vorgängig die ElCom.¹⁰⁵

^{3ter} Es veröffentlicht den WACC für das Folgejahr jeweils bis Ende März im Internet und im Bundesblatt.¹⁰⁶

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.¹⁰⁷

¹⁰³ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 30. Jan. 2013, in Kraft seit 1. März 2013 (AS **2013** 559).

¹⁰⁴ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 30. Jan. 2013, in Kraft seit 1. März 2013 (AS **2013** 559).

¹⁰⁵ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 30. Jan. 2013 (AS **2013** 559). Fassung gemäss Ziff. I der V vom 12. Febr. 2025, in Kraft seit 1. März 2025 (AS **2025** 121).

¹⁰⁶ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 12. Febr. 2025, in Kraft seit 1. März 2025 (AS **2025** 121).

¹⁰⁷ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 12. Dez. 2008, in Kraft seit 1. Jan. 2009 (AS **2008** 6467).

Art. 13a¹⁰⁸ Kostenzuordnung für Massnahmen bei Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs

Die folgenden Kosten sind nicht als Kosten für Massnahmen bei Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs nach Artikel 20a Absatz 5 StromVG anrechenbar:

- a. von Verteilnetzbetreibern für Massnahmen, die zu ihren regulären Aufgaben nach Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe a StromVG gehören;
- b. von Erzeugern, Endverbrauchern und Speicherbetreibern für Massnahmen zur Unterstützung von Verteilnetzbetreibern nach Artikel 8 Absatz 1^{bis} erster Satz StromVG.

Art. 13a^{bis 109} Anrechenbare Kosten von Steuer- und Regelsystemen

¹ Als anrechenbare Kosten gelten die Kapital- und Betriebskosten von Steuer- und Regelsystemen, die für die netzdienliche Nutzung der Flexibilität nach Artikel 19a eingesetzt werden, einschliesslich der ausgerichteten Vergütung.

² Die Netzbetreiber legen transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien zu den Bestandteilen intelligenter Steuer- und Regelsysteme fest, insbesondere zu den installationstechnischen Vorbereitungen.

Art. 13b¹¹⁰ 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.

¹⁰⁸ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

¹⁰⁹ Ursprünglich: Art. 13a. Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017 (AS 2017 7109). Fassung gemäss Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

¹¹⁰ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

Art. 13c¹¹¹ 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.

Art. 13d¹¹² 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. 13e¹¹³ Erzeugungsbedingte Verstärkungen: Kosten

¹ Netzverstärkungen aufgrund von Anlagen, die auf der Transformationsebene zwischen dem Nieder- und dem Mittelspannungsnetz angeschlossen werden, fallen unter Artikel 15b Absatz 3 StromVG.

² Die pauschale Abgeltung nach Artikel 15b Absatz 4 StromVG beträgt 59 Franken pro kW neu installierte Erzeugungsleistung.

³ Die Vergütungen für Kosten für Verstärkungen von Anschlussleitungen nach Artikel 15b Absatz 5 StromVG betragen höchstens 50 Franken pro kW neu installierte Erzeugungsleistung.

¹¹¹ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

¹¹² Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

¹¹³ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

⁴ Verteilnetzbetreiber haben die Abgeltungen und Vergütungen für Netzverstärkungen nach Artikel 15b Absatz 3 und 4 StromVG vom regulatorischen Anlagevermögen in Abzug zu bringen.

Art. 13¹¹⁴ Erzeugungsbedingte Verstärkungen: Aufgaben

¹ Die Verteilnetzbetreiber müssen:

- a. die Geltendmachung der Abgeltung und der Vergütungen nach Artikel 13e Absätze 2 und 3 für ihr Netzgebiet melden:
 1. der nationalen Netzgesellschaft monatlich: Leistung, Standort und Inbetriebnahmedatum der neu angeschlossenen Erzeugungsanlagen,
 2. der ElCom jährlich: die Angaben nach Ziffer 1 sowie die Jahressumme der tatsächlich vorgenommenen Investitionen für erzeugungs- und verbrauchsbedingte Netzverstärkungen im Niederspannungsnetz;
- b. den Antrag für Vergütungen nach Artikel 13e Absatz 3 monatlich bei der nationalen Netzgesellschaft einreichen und den Produzenten die Vergütung erstatten;
- c. die erhaltenen Vergütungen, Abgeltungen und getätigten Netzverstärkungen jährlich in der Jahresrechnung des Netzes ausweisen;
- d. einheitliche Grundlagen für die Vergütungen nach Artikel 13e Absatz 3 erarbeiten.

² Die nationale Netzgesellschaft muss:

- a. die beantragten Abgeltungen und Vergütungen nach Artikel 15b Absätze 4 und 5 StromVG im Folgejahr an die Verteilnetzbetreiber auszahlen;
- b. der ElCom jährlich Bericht über ausgerichteten Abgeltungen und Vergütungen erstatten.

³ Die ElCom muss:

- a. die Anträge auf Vergütung nach Artikel 15b Absatz 3 StromVG prüfen und bewilligen;
- b. stichprobeweise den Vollzug von Artikel 15b Absätze 4 und 5 StromVG kontrollieren;
- c. regeln, wie die Abgeltungen und Vergütungen für Netzverstärkungen nach Artikel 13e Absatz 4 im Anlagevermögen der Netzbetreiber zu behandeln sind.

Art. 14 Grenzüberschreitende Netznutzung

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

¹¹⁴ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

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, die nicht einem bestimmten Verursacher zugeordnet werden können oder die aus einer Ausnahme beim Netzzugang für Netzkapazitäten im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz resultieren (Art. 17 Abs. 6 StromVG).¹¹⁵

Art. 15¹¹⁶ Anlastung von Kosten des Übertragungsnetzes

¹ Die nationale Netzgesellschaft stellt den Bilanzgruppen die Bezüge aus der Stromreserve nach der WResV¹¹⁷ individuell in Rechnung.

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

- a. die Kosten für das Systemmanagement, das Messdatenmanagement, die Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugern, die Spannungshaltung, die Primärregelung und die Anteile der Leistungsvorhaltung für die Sekundär- und Tertiärregelung, die nicht einer Bilanzgruppe zugeordnet werden können; die ElCom legt jährlich den Höchstbetrag fest;
- b. die Kosten im Zusammenhang mit der Stromreserve nach der WResV und die Kosten nach Artikel 15a Absatz 1 StromVG;
- c. die Kosten für Verstärkungen im Verteilnetz und von Anschlussleitungen nach Artikel 15b Absätze 3–5 StromVG.

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 die Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen wie folgt in Rechnung:

- a. zu 10 Prozent entsprechend der elektrischen Energie, die aus dem betreffenden Netz bezogen wurde:
 1. den von am Netz direkt angeschlossenen Endverbrauchern, und
 2. den an der tieferen Netzebenen angeschlossenen Endverbrauchern;
- b. zu 90 Prozent entsprechend dem jährlichen Mittelwert der monatlichen Höchstleistungen, die jeder direkt angeschlossene Endverbraucher und jedes Netz der tieferen Netzebene vom Übertragungsnetz beansprucht.

¹¹⁵ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

¹¹⁶ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

¹¹⁷ SR 734.722

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 10 Prozent entsprechend der elektrischen Energie, die aus dem betreffenden Netz bezogen wurde von:
 1. den am Netz direkt angeschlossenen Endverbrauchern, und
 2. den an der tieferen Netzebene angeschlossenen Endverbrauchern;
- b. zu 90 Prozent entsprechend dem jährlichen Mittelwert der tatsächlichen monatlichen Höchstleistungen, die jeder direkt angeschlossene Endverbraucher und jedes Netz der tieferen Netzebene vom betreffenden Netz beanspruchen.¹¹⁸

^{1bis} Bei der elektrischen Energie, die nach Absatz 1 Buchstabe a Ziffer 2 zur Anlastung der Kosten an die tiefere Netzebene massgebend ist, sind nach dem Nettoprinzip zusätzlich auch die Elektrizitätsmengen zu berücksichtigen, die in den tieferen Netzebenen eingespeist wurden. Diese Mengen werden über alle Übergangspunkte zwischen den Netzebenen zeitgleich ermittelt.¹¹⁹

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 oder von Speichern ohne Endverbrauch unverhältnismässige Mehrkosten, so sind diese nicht Teil der Netzkosten. Sie müssen in einem angemessenen Umfang von den Erzeugern und den Betreibern der Speicher ohne Endverbrauch getragen werden.¹²⁰

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

¹ 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.

² Für die Ermittlung der monatlichen Höchstleistung ist die Nettoleistung massgebend. Diese entspricht der von der höheren Netzebene bezogenen und über alle Übergangspunkte zwischen den Netzebenen zeitgleich ermittelten höchsten Leistung.¹²¹

¹¹⁸ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

¹¹⁹ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

¹²⁰ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

¹²¹ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

Art. 18¹²² Grundsätze für die Netznutzungstarife aller Netzebenen

¹ Die Netzbetreiber legen die Netznutzungstarife pro Tarifjahr fest.

² Innerhalb einer Spannungsebene bilden Endverbraucher mit ähnlichem Bezugsprofil eine Kundengruppe mit einem einheitlichen Angebot an Netznutzungstarifen.

³ Die Netzbetreiber legen für jede Kundengruppe einen Standardtarif fest und bezeichnen diesen als solchen. Sie dürfen den Endverbrauchern weitere Tarife zur Auswahl anbieten.

⁴ Sie sind im Rahmen der gesetzlichen Tarifgrundsätze (Art. 14 Abs. 3 StromVG) frei in der Bestimmung der einzelnen Tarifkomponenten; vorbehalten bleiben die besonderen Vorgaben nach Absatz 5 und nach Artikel 18a Absätze 2 und 4.

⁵ Für dynamische Netznutzungstarife gelten die folgenden Grundsätze:

- a. Sie müssen Anreize für ein netzdienliches Verhalten setzen, indem die Tarife aufgrund der für den Folgetag erwarteten Netzbelastungswerte festgelegt werden.
- b. Sie können in Abweichung von Absatz 2 aufgrund der Netzsituation lokal differenziert werden.
- c. Sie sind so auszugestalten, dass sie für ein Standardlastprofil einer Kundengruppe mit anderen Tarifen dieser Kundengruppe vergleichbar sind.
- d. Die Einsparungen für den Endverbraucher orientieren sich an den zu erwartenden Kostenvorteilen für den Netzbetreiber.
- e. Die Ausgestaltung der dynamischen Tarife muss transparent und nachvollziehbar sein.

⁶ Legt der Netzbetreiber einen dynamischen Netznutzungstarif als Standardtarif fest, so muss für die betroffene Kundengruppe mindestens ein Wahltarif ohne dynamische Tarifkomponente angeboten werden.

Art. 18a¹²³ Netznutzungstarife der Niederspannungsebene

¹ Auf der Niederspannungsebene gelten die folgenden Grundsätze für die Bildung der Kundengruppen:

- a. Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch unter 50 MWh gehören der Basiskundengruppe an.
- b. Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch unter 50 MWh, die noch nicht mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind, bilden zusammen eine eigene Kundengruppe.

² Für die Festlegung des Standardtarifs der Basiskundengruppe können die Netzbetreiber unter den drei folgenden Modellen für Netznutzungstarife wählen:

¹²² Fassung gemäss Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

¹²³ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

- a. Tarife mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 70 Prozent;
- b. dynamische Tarife;
- c. Tarife mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 50 Prozent und einer variablen Leistungskomponente (Rp./kW), deren Höhe sich nach den Netzlasten richtet und mindestens vier verschiedene Werte pro Tag aufweist.

³ Die Höhe der variablen Leistungskomponente nach Absatz 2 Buchstabe c muss sich an Zeitfenstern orientieren, die unter Abschätzung der zu erwartenden Netzlasten für das gesamte Tarifjahr festgelegt werden.

⁴ Bei Endverbrauchern nach Absatz 1 Buchstabe b müssen sämtliche Tarife eine nichtdegressive Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 70 Prozent enthalten.

Art. 18b¹²⁴ 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. 18c¹²⁵ Befreiung von der Pflicht zur Entrichtung des Netznutzungsentgelts

Die Befreiung von der Pflicht zur Entrichtung des Netznutzungsentgelts (Art. 14a Abs. 1 und 3 StromVG) umfasst auch die Kosten für die Systemdienstleistungen, die Stromreserve nach der WResV¹²⁶ und den Netzzuschlag nach Artikel 35 EnG sowie die Kosten im Zusammenhang mit den Artikeln 15a und 15b StromVG.

¹²⁴ Ursprünglich: Art. 18a. Eingefügt durch Ziff. I der V vom 23. Nov. 2022, in Kraft seit 1. Jan. 2023 (AS **2022** 772).

¹²⁵ Ursprünglich: Art. 18b. Eingefügt durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS **2024** 706).

¹²⁶ SR **734.722**

Art. 18d¹²⁷ Rückerstattung des Netznutzungsentgelts

¹ Die Netzbetreiber legen für Speicher mit Endverbrauch (Art. 14a Abs. 4 Bst. a StromVG) und Anlagen zur Umwandlung von Elektrizität (Art. 14a Abs. 4 Bst. b StromVG; Umwandlungsanlagen) einen Rückerstattungstarif fest.

² Die Rückerstattung für Pilot- und Demonstrationsanlagen (Art. 14a Abs. 4 Bst. c StromVG) umfasst das bezahlte Netznutzungsentgelt, einschliesslich der Kosten für die Systemdienstleistungen, die Stromreserve nach der WResV¹²⁸ und den Netzzuschlag nach Artikel 35 EnG¹²⁹ sowie der Kosten im Zusammenhang mit den Artikeln 15a und 15b StromVG.

³ Die Netzbetreiber erstatten den entsprechenden Betrag im Rahmen der nächsten Rechnungsstellung als Reduktion des Netznutzungsentgelts zurück.

⁴ Die Rückerstattung für Speicher mit Endverbrauch und für Umwandlungsanlagen darf nicht höher sein als die in Rechnung gestellte Arbeitskomponente (Rp./kWh) zuzüglich der Kosten nach Artikel 18e Absatz 1 Buchstabe b.

Art. 18e¹³⁰ Rückerstattungstarife

¹ Der Rückerstattungstarif für Speicher mit Endverbrauch und Umwandlungsanlagen entspricht der Summe aus:

- a. der für das Tarifjahr durchschnittlichen Arbeitskomponente (Rp./kWh) des Netznutzungstarifs am Ort der Einspeisung;
- b. den Kosten für:
 1. die Systemdienstleistungen,
 2. die Stromreserve nach der WResV¹³¹,
 3. den Netzzuschlag nach Artikel 35 EnG¹³², und
 4. die Massnahmen nach den Artikeln 15a und 15b StromVG.

² Kommt für Speicher mit Endverbrauch und Umwandlungsanlagen ein dynamischer Netznutzungstarif zur Anwendung, so erfolgt die Berechnung des Rückerstattungstarifs gestützt auf einen nicht-dynamischen Tarif der gleichen Kundengruppe.

³ Bei Speichern mit Endverbrauch, die Teilnehmer einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft (Art. 19e) sind und Elektrizität aus der Gemeinschaft zurückspeisen, wird für die Berechnung des Rückerstattungstarifs nur der reduzierte Tarif berücksichtigt.

¹²⁷ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

¹²⁸ SR 734.722

¹²⁹ SR 730.0

¹³⁰ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

¹³¹ SR 734.722

¹³² SR 730.0

Art. 18^{f133} Mit einem intelligenten Messsystem auszustattende Anlagen

¹ Betreiber der nachstehenden Anlagen, die von ihrem Recht auf Rückerstattung des Netznutzungsentgelts Gebrauch machen wollen, müssen diese unter den folgenden Voraussetzungen mit einem intelligenten Messsystem ausstatten lassen:

- a. Speicher mit Endverbrauch und Umwandlungsanlagen, die mit einer Erzeugungsanlage verbunden sind, die im Eigenverbrauch betrieben wird und der Bewilligungspflicht nach Artikel 6 der Niederspannungs-Installationsverordnung vom 7. November 2001¹³⁴ (NIV) unterliegt.
- b. Pilot- und Demonstrationsanlagen, bei denen nicht die gesamte bezogene Elektrizität für die Umwandlung verwendet wird.

² Die Kosten für die Messungen, die allein zum Nachweis der für die Rückerstattung massgeblichen Elektrizitätsmengen erforderlich sind, müssen von den Betreibern der Anlagen getragen werden.

Art. 18g¹³⁵ Bestimmung der für die Rückerstattung massgeblichen Elektrizitätsmenge

¹ Bei stationären Speichern mit Endverbrauch, die mit einer Erzeugungsanlage verbunden sind, die im Eigenverbrauch betrieben wird und der Bewilligungspflicht nach Artikel 6 NIV¹³⁶ unterliegt, ist zur Ermittlung der für die Rückerstattung massgeblichen Elektrizitätsmenge pro Rechnungsperiode wie folgt vorzugehen:

- a. Die folgenden Lastgangwerte von fünfzehn Minuten werden verglichen und die jeweils kleineren Werte zusammengezählt:
 1. die Werte der aus dem Netz bezogenen Elektrizitätsmenge und der gespeicherten Elektrizitätsmenge,
 2. die Werte der ausgespeicherten Elektrizitätsmenge und der zurückgespeisten Elektrizitätsmenge.
- b. Die kleinere der beiden Summen nach Buchstabe a Ziffern 1 und 2 gilt als die für die Rückerstattung massgebliche Elektrizitätsmenge.

² Bei stationären Speichern mit Endverbrauch, die mit keiner Erzeugungsanlage nach Absatz 1 verbunden sind, gilt die am entsprechenden Hausanschlusspunkt eingespeiste Elektrizitätsmenge als die für die Rückerstattung massgebliche Elektrizitätsmenge.

³ Bei mobilen Speichern mit Endverbrauch gilt die vom mobilen Speicher am Hausanschlusspunkt eingespeiste Elektrizitätsmenge als die für die Rückerstattung massgebliche Elektrizitätsmenge.

¹³³ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

¹³⁴ SR 734.27

¹³⁵ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

¹³⁶ SR 734.27

⁴ Die Betreiber von Umwandlungsanlagen und von Pilot- und Demonstrationsanlagen müssen die für die Rückerstattung massgebliche Elektrizitätsmenge mit Herkunftsnachweisen belegen.

Art. 18^{h137} Rückerstattung des Netznutzungsentgelts bei Pilot- und Demonstrationsanlagen

¹ Die Betreiber von Pilot- und Demonstrationsanlagen sind rückerstattungsberechtigt, wenn sie zusätzlich zu den Bedingungen nach Artikel 14a Absatz 4 Buchstabe c StromVG vom BFE als Pilot- und Demonstrationsanlage anerkannt sind.

² Eine Anlage wird vom BFE als Pilot- und Demonstrationsanlage anerkannt, wenn die Anlage neuartige technische oder betriebliche Eigenschaften aufweist und:

- a. die Anlage spätestens am 31. Dezember 2034 in Betrieb geht; und
- b. für die Anlage bereits ein Baubewilligungsgesuch eingereicht worden ist.

³ Massgebend für die Beurteilung, ob die Gesamtleistung von 200 MW (Art. 14a Abs. 4 Bst. c StromVG) bereits überschritten ist, ist das Datum des beim Netzbetreiber eingereichten Antrags auf Rückerstattung.

⁴ Die Netzbetreiber informieren das BFE über die Anträge auf Rückerstattung von Pilot- und Demonstrationsanlagenbetreibern.

⁵ Das BFE führt eine öffentlich zugängliche Liste mit den Angaben zur Gesamtleistung aller Pilot- und Demonstrationsanlagen, für die ein Antrag auf Rückerstattung eingereicht wurde, und aktualisiert die Liste laufend.

⁶ Der Anspruch von Pilot- und Demonstrationsanlagenbetreibern auf Rückerstattung endet spätestens nach 20 Jahren seit Inbetriebnahme der Anlage.

Art. 18ⁱ¹³⁸ Richtlinien für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts

Die Netzbetreiber legen unter Mitwirkung der Vertreterinnen und Vertreter der Endverbraucher, der Erzeuger und der im Elektrizitätsbereich tätigen Dienstleister transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien für die technische und organisatorische Umsetzung der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts fest.

Art. 19ⁱ¹³⁹ Effizienzvergleiche sowie Überprüfung der Netznutzungs- und Elektrizitätstarife oder einzelner Kostenkomponenten

¹ Zur Überprüfung der Netznutzungstarife und -entgelte sowie der Elektrizitätstarife oder einzelner Kostenkomponenten eines effizienten Netzes, einer effizienten Energielieferung an Endverbraucher in der Grundversorgung oder eines effizienten Mess-

¹³⁷ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

¹³⁸ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

¹³⁹ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

wesens in der Grundversorgung kann die ElCom die Kosten vergleichbarer Netzbetreiber heranziehen. Sie wendet bei Effizienzvergleichen soweit möglich statistisch-ökonomische Methoden an. Bei derartigen Effizienzvergleichen, die sich auf die gesamten Netzkosten beziehen, hört die ElCom die betroffenen Kreise vorgängig an.

² Der Vergleich hat nach sachgerechten Kriterien zu erfolgen. Dabei sind die wesentlichen Kostentreiber zu berücksichtigen.

³ Erweisen sich Kosten aufgrund des Vergleichs als ungerechtfertigt, so verfügt die Elcom, dass diese im Rahmen des Ausgleichs der Deckungsdifferenzen bei den Netznutzungs-, Elektrizitäts- oder Messtarifen gemäss den Artikeln 4f und 18a kompensiert werden.

2a. Abschnitt:¹⁴⁰

Netzdienliche Flexibilität sowie Steuer- und Regelsystem

Art. 19a Netzdienliche Flexibilität

Als netzdienlich gilt die Nutzung der Flexibilität, mit der ein Verteilnetzbetreiber:

- a. eine angespannte lokale Netzsituationen entlasten kann;
- b. einen Netzausbau vermeiden kann;
- c. Netzmassnahmen aufschieben kann; oder
- d. die Netzkosten im eigenen Netzgebiet verringern kann.

Art. 19b Vertragsinhalte bei der Nutzung der Flexibilität

¹ Der Vertrag zwischen dem Flexibilitätseinhaber und dem Verteilnetzbetreiber über die Nutzung von Flexibilität regelt mindestens:

- a. den Einsatz eines Steuer- und Regelsystems;
- b. den Umfang der geplanten Nutzung der Flexibilität;
- c. das Informationsmittel sowie die Häufigkeit, mit der der Verteilnetzbetreiber den Flexibilitätseinhaber über die Nutzung seiner Flexibilität informiert;
- d. die Vergütung;
- e. die Vertragslaufzeit;
- f. die Kündigungsmodalitäten.

² Der Verteilnetzbetreiber veröffentlicht jährlich die für einen Vertragsabschluss relevanten Informationen, insbesondere die Vergütungsansätze.

¹⁴⁰ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

Art. 19c Garantierte Nutzungen der Flexibilität

- ¹ Die garantierte Nutzung von Flexibilität wird nicht vergütet.
- ² Der Verteilnetzbetreiber muss den betroffenen Flexibilitätsinhabern auf Anfrage oder mindestens jährlich über die Gründe und den Umfang dieser Nutzungen informieren.
- ³ Er darf für die garantierten Nutzungen der Flexibilität ein intelligentes Steuer- und Regelsystem ohne die Zustimmung des betroffenen Flexibilitätsinhabers einsetzen.
- ⁴ Er darf höchstens 3 Prozent der jährlich erzeugten Energie am Anschlusspunkt abregeln.
- ⁵ Die Netzbetreiber legen unter Mitwirkung der betroffenen Akteure in transparenten und diskriminierungsfreien Richtlinien Regeln für die technische Umsetzung des Einspeisemanagements und die Informationsprozesse fest.

Art. 19d Bestehende Flexibilität

- ¹ Die Flexibilität gilt als bestehend, wenn der Verteilnetzbetreiber diese vor dem 1. Januar 2026 bei einem Flexibilitätsinhaber durch ein Steuer- und Regelsystem genutzt hat.
- ² Der Verteilnetzbetreiber muss die Flexibilitätsinhaber jährlich über mindestens folgende Elemente der bestehenden Flexibilität schriftlich informieren:
 - a. die in Artikel 19b Absatz 1 Buchstaben a–d genannten Inhalte;
 - b. die Folgen einer Untersagung nach Absatz 3.
- ³ Der Flexibilitätsinhaber kann die Weiternutzung seiner bestehenden Flexibilität untersagen. Er muss dies dem Verteilnetzbetreiber innerhalb von 30 Tagen ab Erhalt der Informationen nach Absatz 2 oder mit einer Frist von drei Monaten per Ende des Kalenderjahres schriftlich mitteilen.
- ⁴ Die Untersagung gibt dem Flexibilitätsinhaber keinen Anspruch auf die Entfernung eines bereits installierten Steuer- und Regelsystems.

2b. Abschnitt:¹⁴¹ Lokale Elektrizitätsgemeinschaften**Art. 19e** Bildung einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft

- ¹ Eine lokale Elektrizitätsgemeinschaft kann gebildet werden, wenn die Leistung der in der Gemeinschaft eingesetzten Erzeugungsanlagen mindestens 5 Prozent der Anschlussleistung aller teilnehmenden Endverbraucher beträgt.
- ² Erzeugungsanlagen, die während höchstens 500 Stunden pro Jahr betrieben werden, werden für die Bestimmung der Leistung der in der Gemeinschaft eingesetzten Erzeugungsanlagen nicht berücksichtigt.

¹⁴¹ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

³ Die Endverbraucher und die in die Gemeinschaft eingebrachten Erzeugungsanlagen und Speicher müssen sich im selben Netzgebiet befinden und dürfen nicht auf Spannungsebenen über 36 kV angeschlossen sein. Zudem dürfen diese Spannungsebenen für den Austausch der selbst erzeugten Elektrizität innerhalb der Gemeinschaft nicht in Anspruch genommen werden.

⁴ Endverbraucher dürfen pro Verbrauchsstätte nur an einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft teilnehmen. Erzeugungsanlagen und Speicher dürfen nur in eine Gemeinschaft eingesetzt werden.

⁵ Ist eine der Voraussetzung nach den Absätzen 1, 3 und 4 nicht mehr erfüllt, so darf der Verteilnetzbetreiber die lokale Elektrizitätsgemeinschaft nicht mehr als solche behandeln.

Art. 19f Verhältnis unter den Teilnehmern einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft

¹ Die Teilnehmer der lokalen Elektrizitätsgemeinschaft müssen schriftlich vereinbaren:

- a. die Vertretung der Gemeinschaft gegen aussen;
- b. die Vergütungsansätze für die intern erzeugte und verbrauchte Elektrizität;
- c. die Kostentragung für die interne Datenbearbeitung, Verwaltung und Abrechnung;
- d. die Voraussetzungen für den Eintritt in die und den Austritt aus der Gemeinschaft;
- e. die Aufteilung der Kostentragung für die Netznutzung und die Messung sowie für die Elektrizitätslieferungen innerhalb und ausserhalb der Grundversorgung.

² Elektrizität aus Erzeugungsanlagen der Gemeinschaft muss einschliesslich der dazugehörigen Herkunftsnachweise innerhalb der Gemeinschaft abgesetzt werden. Die Vollzugsstelle nach Artikel 64 EnG¹⁴² ist für die Überprüfung der innerhalb der Gemeinschaft abgesetzten Herkunftsnachweise zuständig.

Art. 19g Verhältnis zum Verteilnetzbetreiber

¹ Die Vertreterin oder der Vertreter der lokalen Elektrizitätsgemeinschaft muss dem Netzbetreiber Folgendes mitteilen:

- a. die Bildung und die Auflösung der Gemeinschaft, jeweils drei Monate im Voraus auf das Ende eines Monats;
- b. die Ein- und Austritte der Teilnehmer der Gemeinschaft jeweils einen Monat im Voraus auf das Ende eines Monats;
- c. die Vertretung der Gemeinschaft gegen aussen;

¹⁴² SR 730.0

- d. die technischen Daten der Erzeugungsanlagen, insbesondere die Art der Anlage und ihre elektrische Leistung;
- e. eine Unterschreitung des Werts nach Artikel 19e Absatz 1;
- f. die technische Daten der Speicher.

² Der Verteilnetzbetreiber räumt den Teilnehmern der Gemeinschaft eine angemessene Frist ein, um ihre Vertretung zu benennen. Läuft die Frist ungenutzt ab, kann der Verteilnetzbetreiber einen Teilnehmer der Gemeinschaft als Vertretung benennen.

³ Die Verteilnetzbetreiber sind zur Mitwirkung verpflichtet. Insbesondere müssen sie den an der Bildung einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft interessierten Personen, soweit dies für die Planung der Gemeinschaft erforderlich ist:

- a. spätestens innerhalb von fünfzehn Arbeitstagen nach der Anfrage die für die Bildung einer Elektrizitätsgemeinschaft relevante Netztopologie bekanntgeben;
- b. die Anschlusssituation der Endverbraucher, der Erzeugungsanlagen und der Speicher bekanntgeben.

⁴ Zur Ermittlung des Netznutzungsentgelts für die einzelnen Teilnehmer haben die Verteilnetzbetreiber wie folgt vorzugehen:

- a. Als selbst erzeugte und unter Inanspruchnahme des Verteilnetzes in der Gemeinschaft abgesetzte Elektrizitätsmenge gilt auf Basis der Lastgangwerte von fünfzehn Minuten die kleinere der beiden Summen von der gesamten innerhalb der Gemeinschaft eingespeisten Elektrizitätsmenge einerseits und der gesamten von der Gemeinschaft bezogenen Elektrizitätsmenge andererseits;
- b. Die nach Buchstabe a massgebliche Menge wird dem einzelnen Teilnehmer gemäss seinem Anteil an der gesamten von der Gemeinschaft bezogenen Elektrizitätsmenge zugeordnet.

⁵ Die Ermittlung des Entgelts für Elektrizitätslieferungen in der Grundversorgung sowie die Zuordnung der in der Gemeinschaft abgesetzten Elektrizitätsmenge richtet sich nach Absatz 4.

⁶ Die Ermittlung der Mengen, die jede einer Gemeinschaft zugeordneten Erzeugungsanlage entweder im Rahmen der Gemeinschaft an einen dritten Abnehmer oder im Rahmen der Abnahme- und Vergütungspflicht an den Verteilnetzbetreiber oder an einen Dritten Abnehmer abgibt, richtet sich nach Absatz 4.

⁷ Die Ermittlung des Messentgelts richtet sich nach den Bestimmungen über das Messwesen.

Art. 19h Reduktion des Netznutzungstarifs

¹ Der Abschlag auf dem Netznutzungstarif, den die Teilnehmer der Gemeinschaft für den Bezug von selbst erzeugter Elektrizität geltend machen können (Art. 17e Abs. 3 StromVG), beträgt 40 Prozent ihres Netznutzungstarifs nach Artikel 18 Absatz 3.

² Zum Abschlag berechtigt ist die Elektrizitätsmenge nach Artikel 19g Absatz 4 Buchstabe b.

³ Kann die in der Gemeinschaft selbst erzeugte Elektrizität aus netztopologischen Gründen und aufgrund der Anschlusssituation der verschiedenen Teilnehmer nicht ohne Transformation der Spannung von jeder Erzeugungsanlage zu einem beliebigen Endverbraucher der Gemeinschaft gelangen, verringert sich der Abschlag für alle Endverbraucher der Gemeinschaft auf 20 Prozent.

⁴ Die Speicher dürfen pro Abrechnungsperiode in der Summe nicht mehr Elektrizität innerhalb der Gemeinschaft absetzen, als sie von der Gemeinschaft beziehen. Für die Menge, die bei der Rückspeisung in die Gemeinschaft die Bezugsmenge aus der Gemeinschaft übersteigt, entfällt der Anspruch auf den Abschlag auf dem Netznutzungstarif.

⁵ Ohne Abschlag in Rechnung zu stellen sind:

- a. die Kosten für Systemdienstleistungen;
- b. die Kosten für die Stromreserve nach WResV¹⁴³;
- c. der Netzzuschlag nach Artikel 35 EnG¹⁴⁴;
- d. die Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen.

3. Abschnitt:

Engpässe bei grenzüberschreitenden Lieferungen, Ausnahmen beim Netzzugang und bei der Berechnung der anrechenbaren Netzkosten

Art. 20¹⁴⁵ 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.

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.

¹⁴³ SR 734.722

¹⁴⁴ SR 730.0

¹⁴⁵ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 30. Aug. 2017, in Kraft seit 1. Okt. 2017 (AS 2017 5001).

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.

3–5 ...¹⁴⁶

⁶ Sie erstattet der ElCom jährlich Bericht über die tatsächliche Erbringung und Anlasstung 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.

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 ...¹⁴⁷

Art. 24¹⁴⁸ 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 EnFV¹⁴⁹ fest.¹⁵⁰ Diese Richtlinien müssen vom BFE genehmigt werden.

¹⁴⁶ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, mit Wirkung seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

¹⁴⁷ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 2. Dez. 2016, mit Wirkung seit 1. Jan. 2017 (AS 2016 4629).

¹⁴⁸ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

¹⁴⁹ SR 730.03

¹⁵⁰ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381; 2022 772; 2025 139).

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 24b¹⁵¹

Art. 25¹⁵² 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 EnFV¹⁵³ 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 EnG¹⁵⁴ 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, 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.¹⁵⁵

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 EnG¹⁵⁶ oder zum Referenzmarktpreis nach den Artikeln 14 Absatz 1 oder 105 Absatz 1 EnFV¹⁵⁷ einspeist, die physisch gelieferte Elektrizität oder einen Teil davon der nationalen Netzgesellschaft als Regelenergie, so erhält er für diese Elektrizität weder eine Vergütung

¹⁵¹ 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).

¹⁵² Fassung gemäss Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS **2017** 7109).

¹⁵³ SR **730.03**

¹⁵⁴ SR **730.0**

¹⁵⁵ Fassung gemäss Ziff. III der V vom 23. Okt. 2019, in Kraft seit 1. Jan. 2020 (AS **2019** 3479).

¹⁵⁶ SR **730.0**

¹⁵⁷ SR **730.03**

nach Artikel 15 EnG noch den Referenzmarktpreis nach Artikel 25 Absatz 1 Buchstabe b EnFV.¹⁵⁸

4a. Kapitel:¹⁵⁹ 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.

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.

¹⁵⁸ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS **2017** 7109).

¹⁵⁹ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 23. Nov. 2022, in Kraft seit 1. Jan. 2023 (AS **2022** 772).

4b. Kapitel:¹⁶⁰ Informationen zum Elektrizitätsgrosshandelsmarkt

Art. 26a^{bis} 161 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)¹⁶² 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.

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.

¹⁶⁰ Ursprünglich: 4a. Kapitel. Eingefügt durch Ziff. I der V vom 30. Jan. 2013, in Kraft seit 1. Juli 2013 (AS 2013 559).

¹⁶¹ Ursprünglich: Art. 26a.

¹⁶² 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.

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.

4c. Kapitel:¹⁶³ Veröffentlichung von Qualitäts- und Effizienzvergleichen**Art. 26d**

¹ Die ElCom veröffentlicht die Ergebnisse der von ihr durchgeführten Qualitäts- und Effizienzvergleiche in den Bereichen nach Artikel 22a StromVG jährlich auf ihrer Webseite.

² Sie sorgt für die Vergleichbarkeit der Ergebnisse.

³ Beim Netzkostenvergleich kann das BFE bei der Evaluation der Ergebnisse statistisch-ökonomische Methoden verwenden. Die ElCom stellt dem BFE auf Anfrage alle Auskünfte und Unterlagen zur Verfügung, die es für die Durchführung der Evaluation braucht.

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, namentlich kann es:

- a. technische und administrative Mindestanforderungen an ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz festlegen; und
- b. internationale technische und administrative Bestimmungen und Normen sowie Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen für verbindlich erklären.¹⁶⁴

¹⁶³ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

¹⁶⁴ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

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 den Artikeln 3 Absatz 1, 7 Absatz 2, 8a Absatz 2, 8a^{bis} Absatz 4, 8b Absatz 2, 12 Absatz 2, 13 Absatz 1, 13a^{bis} Absatz 2, 17 und 23 Absatz 2 insbesondere die Vertreterinnen und Vertreter der Endverbraucher und der Erzeuger. Sie veröffentlichen die erwähnten Richtlinien und der Richtlinien nach Artikel 8 Absatz 2, 18i und 19c Absatz 5 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.¹⁶⁵

⁵ Für den Beizug von privaten Organisationen gilt Artikel 67 EnG¹⁶⁶ sinngemäss.¹⁶⁷

2. Abschnitt: Änderung bisherigen Rechts

Art. 28

Die Änderungen bisherigen Rechts werden im Anhang geregelt.

3. Abschnitt: Übergangsbestimmungen

Art. 29¹⁶⁸

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.

¹⁶⁵ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

¹⁶⁶ SR 730.0

¹⁶⁷ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

¹⁶⁸ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, mit Wirkung seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

4. Abschnitt:¹⁶⁹**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 ElCom 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 ElCom für das Jahr 2009 die Anwendung des Netznutzungsentgelts des Jahres 2008 genehmigen.

Art. 31b¹⁷⁰**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.

¹⁶⁹ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 12. Dez. 2008, in Kraft seit 1. Jan. 2009 (AS 2008 6467).

¹⁷⁰ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 30. Jan. 2013, mit Wirkung seit 1. März 2013 (AS 2013 559).

4a. Abschnitt:¹⁷¹**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^{decies} und 8b entsprechen. Die restlichen 20 Prozent dürfen bis zum Ende ihrer Funktionstauglichkeit im Einsatz stehen.¹⁷²

² Innerhalb der Übergangsfrist von Absatz 1 bestimmt der Netzbetreiber, wann er Endverbraucher und Erzeuger mit einem intelligenten Messsystem nach den Artikeln 8a^{decies} und 8b ausstatten will. Unabhängig davon sind mit einem solchen Messsystem auszustatten:¹⁷³

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

b.¹⁷⁴ ...

³ und ⁴ ...¹⁷⁵

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

Art. 31f¹⁷⁶**Art. 31g** Netznutzungstarife

Die Netznutzungstarife des Tarifjahres 2018 richten sich nach bisherigem Recht.

¹⁷¹ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, in Kraft seit 1. Jan. 2018 (AS 2017 7109).

¹⁷² Fassung gemäss Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

¹⁷³ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

¹⁷⁴ Aufgehoben durch Ziff. II der V vom 29. Nov. 2023, mit Wirkung seit 1. Jan. 2024 (AS 2023 762).

¹⁷⁵ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, mit Wirkung seit 1. Juni 2019 (AS 2019 1381).

¹⁷⁶ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, mit Wirkung seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

Art. 31/h 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 EnFV¹⁷⁷ einspeisen, bis zum 31. Dezember 2018 nach bisherigem Recht abnehmen und vergüten.

4b. Abschnitt:¹⁷⁸

Übergangsbestimmungen zur Änderung vom 3. April 2019

Art. 31/i 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. 31j¹⁷⁹

Art. 31k¹⁸⁰ 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.

¹⁷⁷ SR **730.03**

¹⁷⁸ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 3. April 2019, in Kraft seit 1. Juni 2019 (AS **2019** 1381).

¹⁷⁹ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 25. Nov. 2020, mit Wirkung seit 1. Jan. 2021 (AS **2020** 6141).

¹⁸⁰ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 23. Nov. 2022, in Kraft seit 1. Jan. 2023 (AS **2022** 772).

4c. Abschnitt:¹⁸¹**Übergangsbestimmungen zur Änderung vom 25. November 2020****Art. 31**¹⁸²

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^{decies} 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^{decies} 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^{decies} 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 Intelligente Messsysteme, die dem Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber den Abruf und das Herunterladen seiner Messdaten nicht so ermöglichen, wie in Artikel 8a^{decies} Absatz 1 Buchstabe a Ziffer 3 und Absatz 4 Buchstabe c vorgeschrieben, sind umgehend, spätestens aber bis zum 30. Juni 2021 nachzurüsten. Ausnahmen nach den Absätzen 1 und 2 bleiben vorbehalten.

4d. Abschnitt:¹⁸³**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.

¹⁸¹ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 25. Nov. 2020, in Kraft seit 1. Jan. 2021 (AS 2020 6141).

¹⁸² Fassung gemäss Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

¹⁸³ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 23. Nov. 2022, in Kraft seit 1. Jan. 2023 (AS 2022 772).

4e. Abschnitt:¹⁸⁴**Übergangsbestimmung zur Änderung vom 29. November 2023****Art. 31n**¹⁸⁵

Innerhalb der Übergangsfrist von Artikel 31e Absatz 1 bestimmt der Netzbetreiber, wann er Endverbraucher und Erzeuger mit einem intelligenten Messsystem nach den Artikeln 8a^{decies} 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 NIV¹⁸⁶ unterliegt.

4f. Abschnitt:¹⁸⁷**Übergangsbestimmung zur Änderung vom 20. November 2024****Art. 31o**

¹ Betreiber von Speichern ohne Endverbrauch, die vor dem 1. Januar 2025 in Betrieb genommen wurden, können innert einem Jahr seit Inkrafttreten dieser Bestimmung mit einer Frist von drei Monaten Anspruch auf Grundversorgung erheben.

² Erzeugungsbedingte Verstärkungen werden gemäss bisherigem Recht vergütet, wenn vor Inkrafttreten der Änderung vom 20. November 2024:

- a. der Netzbetreiber das technische Anschlussgesuch genehmigt hat; oder
- b. der Netzanschlussvertrag abgeschlossen wurde.

4g. Abschnitt:¹⁸⁸**Übergangsbestimmung zur Änderung vom 19. Februar 2025****Art. 31p**

Die Information nach Artikel 19d Absatz 2 hat erstmals innerhalb von 30 Tagen nach Inkrafttreten schriftlich zu erfolgen.

¹⁸⁴ Eingefügt durch Ziff. II der V vom 29. Nov. 2023, in Kraft seit 1. Jan. 2024 (AS 2023 762).

¹⁸⁵ Fassung gemäss Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

¹⁸⁶ SR 734.27

¹⁸⁷ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

¹⁸⁸ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 19. Febr. 2025, in Kraft seit 1. Jan. 2026 (AS 2025 139).

5. Abschnitt: Inkrafttreten¹⁸⁹**Art. 32** ...¹⁹⁰

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 ...¹⁹¹

¹⁸⁹ Eingefügt durch Ziff. I der V vom 12. Dez. 2008, in Kraft seit 1. Jan. 2009 (AS **2008** 6467).

¹⁹⁰ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 12. Dez. 2008, mit Wirkung seit 1. Jan. 2009 (AS **2008** 6467).

¹⁹¹ Aufgehoben durch Ziff. I der V vom 1. Nov. 2017, mit Wirkung seit 1. Jan. 2018 (AS **2017** 7109).

Anhang I¹⁹²(Art. 4 Abs. 3 Bst. a Ziff. 5, 4f Abs. 3, 8a Abs. 4, 13 Abs. 3^{bis} und 18a Abs. 3)

Bestimmung des WACC

1 WACC

- 1.1 Der WACC entspricht der Summe aus 40 Prozent des Eigenkapitalkostensatzes (Z_{EK}) und 60 Prozent des Fremdkapitalkostensatzes (Z_{FK}):

$$WACC = 0,4 \times Z_{EK} + 0,6 \times Z_{FK}$$

- 1.2 Der Z_{EK} entspricht der Summe aus dem risikolosen Zinssatz für das Eigenkapital (rlZ_{EK}) und dem Produkt aus der Marktrisikoprämie (MRP) und dem Marktrisiko (*Levered Beta*, β_i):

$$Z_{EK} = rlZ_{EK} + MRP \times \beta_i$$

- 1.3 Der Z_{FK} entspricht der Summe aus dem risikolosen Zinssatz für das Fremdkapital (rlZ_{FK}) und einem Bonitätszuschlag (BoZ), der auch die Emissions- und Beschaffungskosten berücksichtigt:

$$Z_{FK} = rlZ_{FK} + BoZ$$

2 Risikoloser Zinssatz für das Eigenkapital

- 2.1 Der risikolose Zinssatz für das Eigenkapital entspricht der für das vorangehende Kalenderjahr veröffentlichten durchschnittlichen Jahresrendite (Zero-Bond-Rendite) von Schweizer Bundesobligationen mit einer Restlaufzeit von zehn Jahren.
- 2.2 Fällt der so berechnete Wert zwischen zwei ganze Prozentzahlen, so wird der Mittelwert verwendet.

3 Marktrisikoprämie

- 3.1 Die Marktrisikoprämie entspricht der Differenz zwischen der erwarteten Aktienmarktrendite (*Total Market Return*) und dem risikolosen Zinssatz für das Eigenkapital (Ziff. 2).
- 3.2 Die erwartete Aktienmarktrendite entspricht der Summe aus der realen historischen Aktienmarktrendite und der aktuellen Inflationserwartung. Fällt der so berechnete Wert zwischen zwei ganze Prozentzahlen, so wird der Mittelwert verwendet.
- 3.3 Die reale historische Aktienmarktrendite wird aus dem Durchschnitt zwischen dem geometrischem und dem arithmetischen Mittel der realen Jahresrenditen

¹⁹² Eingefügt durch Ziff. II der V vom 30. Jan. 2013 (AS **2013** 559). Fassung gemäss Ziff. II der V vom 12. Febr. 2025, in Kraft seit 1. März 2025 (AS **2025** 121).

des Schweizer Aktienmarkts seit 1926 ermittelt. Massgebend sind die im Index für Aktienrealwerte veröffentlichten Renditen.

- 3.4 Die aktuelle Inflationserwartung entspricht der von der Schweizerischen Nationalbank im vorangehenden Kalenderjahr veröffentlichten langfristigen Inflationserwartung.

4 Marktrisiko

- 4.1 Das *Levered Beta* entspricht dem Produkt aus dem Marktrisiko unter Ausschluss der Verschuldung (*Unlevered Beta*) und einem Faktor, der den Einfluss des Verhältnisses von Eigen- und Fremdkapital auf die Eigenkapitalrendite abbildet (Leverage-Faktor).
- 4.2 Das *Unlevered Beta* wird mit Hilfe einer Peergroup aus vergleichbaren europäischen Netzbetreibern ermittelt. Dabei wird auf die Vergleichbarkeit der Peergroup mit Schweizer Netzbetreibern in Bezug auf den Umsatzanteil von Stromverteilung und -transport, den Regulierungsrahmen einschliesslich der Art der Preisregulierung und andere relevante Risikotreiber geachtet. Etwaige Unterschiede des Risikoprofils zwischen der Peergroup und Schweizer Netzbetreibern können mit unterschiedlichen Gewichtungen von Teilen der Peergroup oder einzelner Unternehmen der Peergroup oder mit direkten Korrekturen am *Unlevered Beta* berücksichtigt werden. Bei den erforderlichen Korrekturen wird der Fokus auf die europäischen Übertragungsnetzbetreiber gelegt.
- 4.3 Für die Bestimmung des WACC wird das *Unlevered Beta* wie folgt gerundet:

tatsächlicher Wert	gerundeter Wert
unter 0,025	0,00
von 0,025 bis unter 0,075	0,05
von 0,075 bis unter 0,125	0,10
von 0,125 bis unter 0,175	0,15
von 0,175 bis unter 0,225	0,20
von 0,225 bis unter 0,275	0,25
von 0,275 bis unter 0,325	0,30
von 0,325 bis unter 0,375	0,35
von 0,375 bis unter 0,425	0,40
von 0,425 bis unter 0,475	0,45
von 0,475 bis unter 0,525	0,50
von 0,525 bis unter 0,575	0,55
von 0,575 bis unter 0,625	0,60
von 0,625 bis unter 0,675	0,65
von 0,675 bis unter 0,725	0,70
von 0,725 bis unter 0,775	0,75
von 0,775 bis unter 0,825	0,80
von 0,825 bis unter 0,875	0,85
ab 0,875	0,90

5 Risikoloser Zinssatz für das Fremdkapital

- 5.1 Der risikolose Zinssatz für das Fremdkapital entspricht der für das vorangehende Kalenderjahr veröffentlichten durchschnittlichen Jahresrendite (Zero-Bond-Rendite) von Schweizer Bundesobligationen mit einer Restlaufzeit von fünf Jahren.
- 5.2 Fällt der so berechnete Wert zwischen zwei ganze Prozentzahlen, so wird der Mittelwert verwendet.

6 Bonitätszuschlag zuzüglich Emissions- und Beschaffungskosten

- 6.1 Als Bonitätszuschlag für das Ausfallrisiko gilt die Differenz zwischen der durchschnittlichen Verzinsung von Anleihen von Schweizer Unternehmen mit vergleichbarer Bonität wie jene der Peergroup und der durchschnittlichen Verzinsung von risikolosen Anleihen (Index-Differenz). Eigenheiten des Risikoprofils von Schweizer Stromnetzbetreibern und etwaige Unterschiede zur Peergroup sind bei der Ermittlung der Bonität zu berücksichtigen.
- 6.2 Für die Emissions- und Beschaffungskosten werden zusätzliche 0,5 Prozentpunkte angerechnet.
- 6.3 Der Bonitätszuschlag zuzüglich der 0,5 Prozentpunkte für Emissions- und Beschaffungskosten wird wie folgt gerundet:

tatsächlicher Wert	gerundeter Wert
unter 0,125 Prozent	0,00 Prozent
von 0,125 bis unter 0,375 Prozent	0,25 Prozent
von 0,375 bis unter 0,625 Prozent	0,50 Prozent
von 0,625 bis unter 0,875 Prozent	0,75 Prozent
von 0,875 bis unter 1,125 Prozent	1,00 Prozent
von 1,125 bis unter 1,375 Prozent	1,25 Prozent
von 1,375 bis unter 1,625 Prozent	1,50 Prozent
von 1,625 bis unter 1,875 Prozent	1,75 Prozent

Bei höheren Werten erfolgt die Rundung analog.

Anhang 1a¹⁹³
(Art. 5a Abs. 1 und 8a^{quater} 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 und < 800 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		

¹⁹³ Eingefügt durch Ziff. II Abs. 2 der V vom 31. Mai 2024 (AS 2024 282). Bereinigt gemäss Ziff. II der V vom 20. Nov. 2024, in Kraft seit 1. Jan. 2025 (AS 2024 706).

2 Mindestwerte

Für die nachstehenden Aufgaben müssen, soweit diese anwendbar sind, mindestens die folgenden Werte gemäss Ziffer 3.1.1 des IKT-Minimalstandards¹⁹⁴ der entsprechenden Kategorie erreicht und muss deren Erreichung auf Verlangen der ElCom 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	—

¹⁹⁴ 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 ²¹⁹⁵
(Art. 28)

Änderung bisherigen Rechts

Die nachstehenden Verordnungen werden wie folgt geändert:

...¹⁹⁶

¹⁹⁵ Ursprünglich: Anhang.

¹⁹⁶ Die Änderungen können unter AS **2008** 1223 konsultiert werden.

