

Bundesamt für Energie
3003 Bern

Elektronisch an: verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

28. Mai 2024

Cornelia Abouri, cornelia.abouri@strom.ch, +41 62 825 25 15

Umsetzung des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien auf Verordnungsstufe und weitere Änderungen der betroffenen Verordnungen

Sehr geehrte Damen und Herren

Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) dankt Ihnen für die Möglichkeit, zur Umsetzung des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien auf Verordnungsstufe sowie weiteren zur Vernehmlassung unterbreiteten Änderungen der betroffenen Verordnungen Stellung nehmen zu können. Der VSE nimmt diese Gelegenheit gern wahr.

Der VSE stellt sich klar hinter das Stromgesetz als wichtigen Beitrag an eine sichere und nachhaltige Stromversorgung unseres Landes in den nächsten zehn bis fünfzehn Jahren und engagiert sich stark in der Kampagne für ein JA zum Stromgesetz am 9. Juni. Die ausserordentlich breite Unterstützung im Parlament sowie von Verbänden und Organisationen wertet er als starkes Bekenntnis zum Stellenwert einer ausreichenden inländischen Stromproduktion und sicheren Energieversorgung mit erneuerbaren Energien. Das verabschiedete Stromgesetz ist ein pragmatischer und breitgetragener Kompromiss.

Die zum Stromgesetz zugehörigen Verordnungsentwürfe sind sehr umfangreich. Es ist auch festzustellen, dass teilweise viel zu detailliert reguliert werden soll. Dem pragmatischen Sinn und Geist des Gesetzes wird dabei zu wenig Rechnung getragen, die Verordnungen dürfen daher den Blick aufs Ganze nicht verlieren. Die Defizite, die eine effiziente Umsetzung verunmöglichen, müssen beseitigt werden. Der VSE erwartet praxistauglichere Ansätze, allein aufgrund des Umsetzungsaufwands für die Branche und jedes einzelne Energieversorgungsunternehmen.

Der VSE beantragt, die Inkraftsetzung des Gesetzes leicht nach hinten zu verschieben, z.B. auf den 1. März 2025 um für die notwendigen Anpassungen und die Ausarbeitung ausgereifter Lösungen ausreichend Zeit zu haben und Nachbesserungen zu vermeiden.

Die Stellungnahme des VSE gliedert sich in mehrere Teile. Nachfolgend werden nach allgemeinen Bemerkungen zur Vernehmlassungsvorlage die wichtigsten Anliegen des VSE kommentiert. Sämtliche Änderungs-

anträge mit Begründungen zu diesen Anliegen sowie weiteren Themen finden sich aufgrund des grossen Umfangs in den beiliegenden Synopsen, welche integraler Bestandteil der vorliegenden Stellungnahme sind.

1 Allgemeine Bemerkungen

1.1 Das Stromgesetz ist ein wichtiger Schritt und ein ausgewogener Kompromiss

Eine sichere und bezahlbare Stromversorgung ist die Grundlage unserer hohen Lebensqualität und unseres Wohlstands. Das Stromgesetz schafft entscheidende Rechtsgrundlagen für die zukünftige Versorgungssicherheit der Schweiz. Es treibt den Ausbau von erneuerbarem Schweizer Strom im Einklang mit dem Natur- und Landschaftsschutz voran, es stärkt die Winterversorgung durch einen gezielten Ausbau von Winterproduktion und es trägt zur Erreichung der Klimaziele und zu einer effizienten Nutzung von Strom bei. In der Gesamtheit seiner Massnahmen ist das Stromgesetz ein ausgewogener Kompromiss, weshalb es auch von einer ausnehmend breiten Allianz aus Politik, Gesellschaft und Wirtschaft einschliesslich des VSE getragen wird.

Im Bereich des Ausbaus erneuerbarer Energien bringt das Stromgesetz für Anlagen aller Grössen konkrete Verbesserungen. Insbesondere werden die Bewilligungsfähigkeit von Infrastrukturanlagen und deren wirtschaftliche Realisierungschancen verbessert.

Diese Verbesserungen müssen nun auf Verordnungsstufe mit Blick auf die Ausbauziele konsequent umgesetzt werden. Bei den aktuellen Entwürfen sieht der VSE wesentlichen Anpassungsbedarf. Insbesondere braucht es mehr Investitionssicherheit auf Seite der Projektanten durch Abbau von Komplexität und Intransparenz. Zudem gilt es durch eine schlanke, pragmatische Ausgestaltung der neuen Regulierung die Kosten für die Stromunternehmen möglichst gering zu halten. Solche Kosten werden letztlich zulasten der Endverbraucher und des Zubaus erneuerbarer Energie gehen.

1.2 Keine Stromproduktion ohne Netz

Die Klimaziele und die Versorgungssicherheit stellen ein nationales Interesse dar. Daher präzisiert das Stromgesetz das nationale Interesse am Ausbau der erneuerbaren Energien. Es fehlt jedoch, dass auch die Bereitstellung der notwendigen Netzinfrastrukturen im nationalen Interesse liegt. Die anvisierten Ziele werden ihre Wirkung nur dann entfalten, wenn zeitgleich mit dem Produktionszubau auch die benötigten Netze zur Einspeisung, zum Abtransport und zur Verteilung der Energie bereitgestellt werden können. Es braucht daher, nebst dem Stromgesetz und dem Beschleunigungserlass für die erneuerbaren Energien, dringend auch Verbesserungen für den Um- und Ausbau der Stromnetze, z.B. bezüglich der Statuierung des nationalen Interesses, der Definition der Standortgebundenheit im Raumplanungsrecht sowie der Straffung und Vereinfachung des Plangenehmigungsverfahrens für den Ausbau der Netze.

Auch muss sichergestellt werden, dass für den Aus- und Umbau des Netzes genügend Kapital zur Verfügung steht. Das Bundesamt für Energie geht davon aus, dass bis 2050 allein im Verteilnetz zusätzlicher Investitionsbedarf von bis zu 80 Mrd. Franken anfällt.¹ Der Einsatz des Kapitals steht in einem internationalen

¹ Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze, BFE, 2022, <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/74145.pdf>

Wettbewerb. Er folgt grundsätzlich höheren Renditen und risikoarmen Bedingungen. Diese Kriterien sind bei Infrastrukturinvestitionen im Energiesektor nicht von vornherein erfüllt, da diese sehr langfristig ausgelegt sind (bis zu 80 Jahre) und auch im Monopol Risiken bestehen (aufgrund der Regulierung oder der Veränderung der Versorgungsaufgabe trotz Investitionsdruck). Um den Zugang zum benötigten Kapital und die Investitionssicherheit zu gewährleisten, ist eine angemessene und vor allem verlässliche Entschädigung des Kapitals nötig. Das seit 2013 geltende und bewährte WACC-Konzept stellt dies sicher. Für den VSE ist eine Änderung des WACC resp. des Modells daher nicht akzeptabel. Die Schweiz kann es sich nicht leisten, dass Kapital, das für den Umbau des Energiesystems und für kritische Infrastrukturen benötigt wird, ins Ausland fließt.

1.3 Klare und pragmatische Umsetzung des Stromgesetzes auf Verordnungsstufe nötig

Beim Stromgesetz handelt es sich um eine umfangreiche Gesetzesvorlage mit vielen, auch gänzlich neuen Themenfeldern. Der Umsetzungsaufwand ist vor allem auch für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen beträchtlich, zudem bringen die Verordnungen viele neue Meldepflichten für die Unternehmen mit sich, die erheblichen zusätzlichen administrativen Aufwand bedeuten.

Der VSE anerkennt, dass durch das Stromgesetz weitreichender Regelungsbedarf entsteht, welcher einerseits auf Verordnungsstufe und andererseits auf subsidiärer Ebene durch Branchenregelungen auszugestaltet ist. Der VSE begrüsst, dass Raum für subsidiäre Lösungen besteht und ist schon daran, zu den verschiedenen Themen Branchenregelungen zu verfassen.² Diese Arbeiten erfolgen unter Einbezug betroffener Stakeholder.

In diesem Sinn ist auch bei vom Gesetz- und Verordnungsgeber regulierten Themen möglichst ein unternehmerischer Gestaltungsfreiraum offenzuhalten. Entsprechend ist die auf Verordnungsstufe vorgesehene Überregulierung abzubauen, zum Beispiel bei der Überinterpretation der Sunshine Regulierung (das Gesetz schafft keine Grundlage für eine Anreizregulierung) oder bei der Einführung von Tarifobergrenzen bei Mess-tarifen.

Der VSE sieht in verschiedenen Belangen wesentlichen Anpassungsbedarf:

- Um Rechtsfälle möglichst zu vermeiden ist es relevant, dass die Bestimmungen auf der Verordnungsstufe ausreichend klar sind. Es sind verschiedene Präzisierungen vorzunehmen, zum Beispiel im Bereich der Grundversorgungstarife.
- Bei den neuen Regelungen müssen zunächst Erfahrungen gesammelt und erst dann höhere Zielvorgaben oder weitere Kriterien definiert werden. So ist z. B. bei den neuen Effizienzverpflichtungen mit einer deutlich tieferen Zielvorgabe zu beginnen und der Austausch von Nachweisen ist durch ein zentrales Register zu ermöglichen.
- Damit die neuen Regelungen mit vertretbarem Aufwand umsetzbar sind, fordert der VSE pragmatische (Zwischen)-Lösungen, zum Beispiel für die Rückerstattung des Netzentgelts bei Speichern mit Endverbrauch.

Der VSE geht davon aus, dass wie bei früheren bedeutenden Gesetzesvorlagen (Energiesstrategie 2050, Strategie Stromnetze) wiederum Erläuterungen zu den finalen Verordnungen publiziert werden. Dies ist für

² Dazu gehören insbesondere die Themen lokale Elektrizitätsgemeinschaften, Flexibilität, Messwesen, Netzverstärkungen, Kostenwälzung oder Rückerstattung des Netznutzungsentgelts für Speicher mit Endverbrauch.

die Rechtssicherheit und konkrete Umsetzung des Stromgesetzes von grösster Bedeutung. Entsprechend müssen die vorliegenden erläuternden Berichte unbedingt in allen Abschnitten angepasst werden, wo die Verordnungen im Vergleich zur Vernehmlassungsversion angepasst werden.

1.4 Übergangsfristen für alle tarif- und produktwirksamen Regelungen notwendig

Die Verordnungsentwürfe weisen grosse Lücken bei den Übergangsfristen auf (*Art. 31n StromVV und Art. 80b EnV*). Es ist ausgeschlossen, die tarif- und produktwirksamen Regelungen im Bereich der Netze und des Messwesens bereits per 1.1.2025 umzusetzen, da nicht nur die finalen Verordnungen erst Ende 2024 bekannt sein werden, sondern auch die entsprechende Tarifikaskade mit den dazugehörigen Entscheidungsprozessen und Veröffentlichungen noch eingehalten werden müssen. Zudem ist für die Umstellung der Beschaffung im Hinblick auf den neuen Mindestanteil in der Grundversorgung etwas mehr Zeit einzuräumen.

Folgende Anpassungen bei den Übergangsfristen sind unabdingbar:

- **Grundversorgung:** Für die Vorgabe, 20% heimische erneuerbare Produktion zu gewährleisten, ist die Übergangsbestimmung zu kurz (*Art. 4a StromVV*). Es wird Unternehmen geben, die die Vorgabe bereits mit Inkrafttreten des Gesetzes erfüllen können und möchten. Für alle anderen muss indes die Möglichkeit bestehen, diese Vorgabe erst im Jahr 2027 zu erfüllen. Grundversorger, welche bereits heute über mehrjährige Beschaffungsverträge verfügen, werden per Ende Jahr schon grosse Mengen an Energie beschafft haben, zudem haben auch viele Produzenten ihre Energie bereits auf Jahre im Voraus verkauft. Die schon abgeschlossenen Verträge müssen Gültigkeit behalten, der Bestandschutz ist aus Gründen der Rechtssicherheit zwingend zu gewährleisten. Ein vorzeitiger Ausstieg löst nur vermeidbare Schadensersatzforderungen aus.
- Alle tarif- und produktwirksamen Regelungen sind erstmals für das Tarifjahr 2026 anzuwenden:
 - Die Bestimmungen zur **Rechnungsstellung** (*Art. 7a und 7b StromVV*), bzw. sind diese erst dann anzuwenden, wenn die Kosten zur Datenplattform erstmals publiziert werden.
 - Die Bestimmungen zu den **Messtarifen** (*Art. 8 StromVV*).
 - Die Bestimmungen zur geänderten **Kostenwälzung** (*Art. 16 und 17 StromVV*).
 - Die Bestimmungen zu den Grundsätzen für die **Netznutzungstarife** aller Netzebenen sowie für die Netznutzungstarife der Niederspannungsebene (*Art. 18 und 18a StromVV*).
 - Die Bestimmungen zur Rückerstattung des Netznutzungsentgelts für **Speicher** (*Art. 18d und 18e StromVV*).
 - Die Bestimmungen zur Inanspruchnahme von **Flexibilität** (*Art. 19c StromVV*).
 - Die Bestimmungen über die **lokalen Elektrizitätsgemeinschaften** (*Art. 19e ff StromVV*).
 - Die Bestimmungen zur **Effizienzverpflichtung** für Elektrizitätslieferanten (*7a. Kapitel EnV*).
 - Die Bestimmungen zur **Abnahme- und Vergütungspflicht** der Verteilnetzbetreiber (*Art. 12 EnV*).

Die erwähnten Übergangsfristen setzen voraus, dass das Stromgesetz per 1. Januar 2025 in Kraft tritt. Bei einem späteren Inkraftsetzungszeitpunkt wären die Übergangsfristen entsprechend anzupassen.

2 Spezifische Bemerkungen zu einzelnen Themen

2.1 Stromeffizienzverpflichtung stufenweise und praxistauglich aufbauen

Der VSE begrüsst, dass sich der Bundesrat bei seinem Regulierungsansatz zur Stromeffizienzverpflichtung für Elektrizitätslieferanten vor allem auf das WAS fokussiert, und das WIE der Branche überlässt, in Abstimmung mit dem BFE. So kann eine gewisse Flexibilität gewährleistet werden, welche zur Effizienz des Systems und zur Zielerreichung beiträgt. Positiv hervorgehoben werden kann auch, dass Übererfüllungen in einem Jahr zu einer entsprechenden Reduktion der Zielvorgabe im Folgejahr führen und dass umgesetzte Massnahmen auch bei einer verspäteten Meldung vollumfänglich anrechenbar bleiben. Gleichwohl gibt es an verschiedenen Stellen Anpassungsbedarf.

Bislang fehlt die Evidenz, dass die vom Gesetz vorgesehenen Ziele erreicht werden können. In der EU sind die Lieferanten zu *Energieeffizienzmassnahmen* verpflichtet und nicht allein zur Stromeffizienz. Für das «Hochfahren» eines neuen Modells muss genügend Zeit eingeräumt werden. Dieses muss sich zuerst etablieren. Daher ist nicht von Beginn an mit dem maximalen Zielwert von 2 Prozent³ zu arbeiten (*Art. 51a EnV*). Stattdessen ist mit einer tieferen Zielvorgabe von maximal 0,5 Prozent zu starten. Sobald erste Erfahrungen gesammelt werden konnten, kann nach zwei bis drei Jahren damit begonnen werden, die Vorgabe schrittweise zu erhöhen. Änderungen sind jeweils mit genügend Vorlauf anzukündigen. Bei steigendem Stromverbrauch sind die Vorgaben im Übrigen ggf. auch wieder zu senken, solange die Erreichung des Versorgungssicherheitsziels (2 TWh bis 2035 gem. Art. 9a^{bis} StromVG) gewährleistet ist.

Das Potenzial an vielversprechenden standardisierten Massnahmen wird stark eingeschränkt (*Art. 51e EnV*), da diese einerseits durch die Zielvereinbarungen von Industrie- und Dienstleistungsunternehmen mit dem Bund und den Kantonen weitgehend erschlossen werden und andererseits die gleichen Potenziale auch durch die wettbewerblichen Ausschreibungen des Bundes abgedeckt werden. Es findet eine Kannibalisierung statt. Angesichts dieser bereits starken Einschränkungen muss insbesondere sichergestellt sein, dass die Zielvorgaben mit den zulässigen Massnahmen auch erfüllbar sind. Daher dürfen Massnahmen, bei denen Effizienzgewinne durch Optimierungen resultieren (Energieberatungen z.B. zur Optimierung von Produktionsabläufen, Anpassung von organisatorischen Strukturen, Schulungen für effizientes Verhalten), nicht auch ausgeschlossen werden, sofern ihre Stromeinsparung plausibel und nach wissenschaftlichen Gütekriterien quantifiziert werden können. Des Weiteren dürfen die Hürden für nicht standardisierte Massnahmen nicht prohibitiv sein (*Art. 51d EnV*).

Die Befreiung kleinerer Elektrizitätslieferanten von der Effizienzverpflichtung darf nicht zu Wettbewerbsverzerrungen führen (*Art. 51a EnV*). Insbesondere dürfen Stromlieferanten, die Marktkunden beliefern, nicht von der Zielvorgabe befreit werden, ebenso wenig wie die Lieferanten von grossen Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch oder lokalen Elektrizitätsgemeinschaften. Zur Festlegung des Schwellenwerts ist auf das bestehende System der Stromkennzeichnung aufzubauen. Dieses gilt für Lieferanten ab einer Liefermenge von 500 MWh (*Art. 4 Abs. 4 EnV*). Die Senkung des Schwellenwerts hat gleichzeitig den Vorteil, dass mehr Marktteilnehmer am System beteiligt sind und dadurch die Liquidität des Markts für den Handel von Nachweisen erhöht wird. Der Aufwand für die Festlegung des Effizienzziels ist kein stimmiges Argument für die Höhe des Schwellenwerts.

³ Bei der vom Parlament beschlossenen Stromeffizienzverpflichtung handelt es sich um eine deutlich vereinfachte Version des vom Nationalrat anfänglich eingeführten Modells. Dieses sah in Art. 46b Abs. 3 EnG vor, dass der Bundesrat den Anteil für alle Elektrizitätslieferanten einheitlich auf höchstens 2 Prozent festlegt. S. Beschlussfahne vom 16.3.2024, <https://www.parlament.ch/centers/eparl/curia/2021/20210047/N22%20D.pdf>

Um einen effizienten Austausch von Effizienznachweisen zu verhältnismässigen Transaktionskosten zu gewährleisten, braucht es zwingend ein unabhängiges, webbasiertes, zentrales Register (*Art. 51f EnV*). Nur so wird das System praktikabel und kann sich ein ausreichend liquider Markt für Effizienzmassnahmen entwickeln. Eine jährliche Verfügung für jeden Lieferanten ist ebenfalls nicht praxistauglich. Daher sollte auch die Deklaration des Stromabsatzes durch den Lieferanten direkt im Register vorgenommen werden. Ein solches Register ist in Anlehnung an das Herkunftsnachweissystem (*Art. 9 EnG*) zu gestalten. Es soll die Zielvorgaben pro Lieferanten ausweisen und ermöglichen, dass Massnahmen eingereicht sowie Nachweise ausgestellt und transferiert werden können. Auch Frankreich hat beispielsweise für sein Zertifikatesystem ein Register aufgebaut, welches dort gemäss Erfahrungswerten massgeblich zur Funktionsfähigkeit des Systems beiträgt. Alle Meldungen finden über dieses Register statt.

2.2 Zulässigkeit verschiedener Beschaffungsverträge zugunsten der Grundversorgung klären

Der VSE begrüsst ausdrücklich die Abkehr von der Durchschnittspreismethode. Die definierten Mindestanteile für die Grundversorgung sind jedoch sehr ambitioniert, und sollten aus Gründen der Planbarkeit in den nächsten Jahren nicht erhöht werden. Die Umsetzung der neuen Regelungen frühestens ab Tarifjahr 2026 gewährleistet genügend Vorlaufzeit für die Vorbereitung und Implementierung in den entsprechenden Branchendokumenten. Allerdings kann die 20%-Vorgabe aufgrund laufender Verträge erst ab dem Tarifjahr 2027 verpflichtend umgesetzt werden (s. a. Ausführungen im Kapitel 1.4).

Mit der neuen Regelung wird insbesondere eine neue Verpflichtung zur langfristigen Beschaffung von inländischer erneuerbarer Energie im Umfang von mindestens 20% eingeführt. Bezüglich der Langfristigkeit von Verträgen besteht aus Sicht des VSE Klärungsbedarf (*Art. 4a StromVV*): Der Erläuterungsbericht suggeriert, dass diese langfristigen Bezugsverträge ausschliesslich PPA sein dürfen. Dies greift viel zu kurz und ist abzulehnen. PPA⁴ sind eine Option für diese Art der Beschaffung, jedoch bei Weitem nicht die einzige. Es muss daher in den Erläuterungen ausdrücklich klargestellt werden, dass jeder «inländische» Vertrag ab einer gewissen Laufzeit (s.u.), der neben der Energielieferung auch die HKN beinhaltet, gesetzeskonform und damit für die Erfüllung des Mindestanteils zulässig ist.⁵ Insbesondere müssen Pool-Lösungen erlaubt sein, da eine Stromlieferung physisch nur einem Pool (resp. einer Bilanzgruppe) zugeordnet werden kann, in welchen das Kraftwerk einspeist. Die Vorstellung, dass der an die Endverbraucher gelieferte Strom aus einem spezifischen Kraftwerk stammt, welches das Verbrauchsprofil bedienen würde, wäre vollkommen realitätsfern.

Die Mindestlaufzeit für langfristige Bezugsverträge ist von mindestens drei auf mindestens zwei 2 Jahre zu senken. Der VSE hatte sich immer gegen eine lange Laufzeit ausgesprochen, insbesondere solange der Markt noch nicht etabliert ist. Dies entspricht auch der Berichterstattung aus der vorberatenden Kommission im Parlament: Die «Meinung der Kommission und auch des BFE – in der Kommission wurde das so bestätigt – war klar, dass man unter mittel- und langfristigen Beschaffungen, die möglich werden sollen, eher zwei bis drei Jahre versteht, nicht länger, und dass diese Anteile anfangs gering sein sollen».⁶

⁴ Unter einem PPA ist ein Vertrag zu verstehen, der Strom aus einem Kraftwerkspool in der Schweiz in die entsprechende Bilanzgruppe ausstellt, in Kombination mit HKN aus dem Kraftwerk, welches zu dieser Bilanzgruppe gehört.

⁵ Unter Elektrizität aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland sind Verträge zu verstehen, die Strom aus einem Kraftwerkspool in der Schweiz in die entsprechende Bilanzgruppe ausstellen, in Kombination mit HKN aus Anlagen in der Schweiz.

⁶ Debatte im Nationalrat vom 11.9.2023, AB 2023 N 1495, <https://www.parlament.ch/fr/ratsbetrieb/amtliches-bulletin/amtliches-bulletin-die-verhandlungen?SubjectId=61534#votum44>

2.3 Anrechenbarkeit und Mindestanteile erneuerbarer Energie in der Grundversorgung praxistauglich machen

Ein Teil der in die Grundversorgung abzusetzenden erweiterten Eigenproduktion ist gemäss Art. 4 StromVG auch die aufgrund der gesetzlichen Abnahmepflicht (Art. 15 EnG) vom Verteilnetzbetreiber übernommene Energie aus erneuerbaren Energien. Diesbezüglich ist zu präzisieren, zu welchem Abnahmepreis diese Energie in der Grundversorgung verrechnet werden kann. Aus Sicht VSE hat der anrechenbare Preis der jeweils höhere der beiden Werte aus Referenzmarktpreis und Mindestvergütungssatz zu sein. Dies fördert die angestrebte schweizweite Harmonisierung der Rückliefervergütungen. Die entsprechenden Herkunftsnachweise (HKN) dürfen zuzüglich zu diesem Abnahmepreis zum effektiv bezahlten Preis angerechnet werden. Für bestehende Anlagen, für welche vor Inkrafttreten des Gesetzes eine Vergütung vereinbart wurde, muss im Sinn des Bestandsschutzes eine Übergangsregelung getroffen werden.

Bei Grundversorgern mit viel Eigenproduktion ist die Erfüllung des Mindestanteils aus erweiterter Eigenproduktion (Art. 4a StromVV) auf 70% zu senken (statt 80%, wie vom Bundesrat vorgeschlagen). Ohne diese Senkung wäre die Vorgabe für Unternehmen mit viel Eigenproduktion weit strenger als für die anderen Grundversorger.

Sowohl bei den vorgegebenen Mindestanteilen aus erneuerbaren Energien bzw. aus Eigenproduktion (Art. 4a StromVV) als auch beim vorgegebenen Standardstromprodukt aus heimischer, erneuerbarer Energie (Art. 4b StromVV) ist klarzustellen, dass es sich bei diesen Werten um Jahresmengen handelt.

Zudem ist beim Standardstromprodukt (Art. 4b StromVV) ein tieferer Ansatz festzulegen. Die Vorgabe von 75% ist zu hoch. Sie ist auf 65% zu senken. Somit kann beim Standardstromprodukt der Anteil in einem Quartal, in dem witterungsbedingt weniger Produktion aus inländischer erneuerbarer Energie anfällt, unterhalb des Mindestanteils liegen, und in einem anderen Quartal mit grösserem Angebot inländischer erneuerbare Energie entsprechend höher. Andernfalls bräuchte es zwingend Ausnahmeregelungen beim Standardstromprodukt, auch zur Vermeidung eines starken Kostenanstiegs in der Grundversorgung. Insbesondere in den Winterquartalen werden die 75% wahrscheinlich nicht immer erfüllt werden können, da neben den grundversorgten Kunden auch Marktkunden HKN aus heimischer, erneuerbarer Energie nachfragen.

2.4 Gesetzliche Aufträge dürfen kein Verlustgeschäft sein

Der VSE spricht sich bereits seit Langem für einen Systemwechsel aus, mit welchem die Abnahme- und Vergütungspflicht an eine unabhängige zentrale Stelle übertragen würde.⁷ Entgegen dieser Forderung verbleibt nun diese Pflicht beim Verteilnetzbetreiber. Der Gesetzgeber hat zur Abfederung dieser Pflicht in Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG vorgesehen, dass die Kosten für die Abnahme dieses Stroms in der Grundversorgung anrechenbar sind. Diese Anrechenbarkeit muss sichergestellt bleiben. Zudem weist der VSE darauf hin, dass die Verteilnetzbetreiber aufgrund des rasanten Zubaus von Photovoltaik in der Monatsbilanz im Sommer schon bald mit mehr Produktion als Verbrauch konfrontiert sein werden. Strom, welcher nicht verwendet werden kann, wird die Verteilnetzbetreiber stark belasten. Um die verpflichteten Marktakteure schadlos zu halten und die Endverbraucher in einem Netzgebiet nicht über Gebühr mit Kosten zu belasten, müssten mindestens überschüssige Mengen, welche nicht an die Grundversorgung abgegeben werden könnten, über eine zentrale Stelle vermarktet und die Kosten über die Bilanzgruppen solidarisiert werden.

⁷ Stellungnahme des VSE vom 23.1.2019 zur Revision des StromVG, <https://www.strom.ch/de/dokument/stellungnahme-zur-revision-des-stromversorgungsgesetzes>

Für den Grundversorger muss der gesetzliche Grundversorgungsauftrag kostendeckend sein und auch einen angemessenen Gewinn ermöglichen. Der VSE begrüsst daher den Willen des Bundesrates, die geltende Praxis der ElCom fortzuführen (*siehe Erläuterungen zu Art. 4 StromVV*). Die konkrete Umsetzung der sog. 60-Franken-Regel⁸ im Wortlaut der Verordnung ist offensichtlich fehlerhaft und daher abzulehnen und zu korrigieren, denn die unklare Begriffswahl droht zu einer weiteren Verschlechterung der Situation zu führen. Zudem beantragt der VSE, die von der ElCom Mitte 2022 verfügte, nicht sachgerechte Senkung der als angemessen definierten Kosten für Verwaltung und Vertrieb (inkl. sonstige Kosten) sowie Gewinn pro Rechnungsempfänger und Jahr in der Grundversorgung aufzuheben und die Verordnung auf die bis dahin angewendete Praxis (75-Franken-Regel) abzustützen. Dies ist auch angesichts der Tatsache gerechtfertigt, dass das Stromgesetz zu höheren Verwaltungs- und Vertriebskosten für den Grundversorger führt.

2.5 Ausdehnung von Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch präzisieren

Die neue Möglichkeit zur Bildung von virtuellen Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch (ZEV) führt ohne Präzisierungen der Umsetzungsbestimmungen zu einer starken geografischen Ausweitung, was zu höheren Aufwänden bei den Netzbetreibern und zu einer noch ausgedehnteren Umverteilung der Kosten zulasten einer immer kleiner werdenden Anzahl von Endverbrauchern führt. Dies war nicht der Wille des Gesetzgebers.

Die Kombination dreier unterschiedlicher Modelle – ZEV, ZEV mit Nutzung Anschlussleitung, lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) – führt zu hoher und unnötiger Komplexität und Überschneidungen. Den Produzenten stehen mit dem bisherigen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch und der neuen lokalen Elektrizitätsgemeinschaft ausreichend Varianten zur Verfügung, die die möglichen Konfigurationen zum lokalen Verkauf ihrer Produktion abdecken. Die erst in der parlamentarischen Beratung eingefügten LEG machen aus Sicht des VSE den virtuellen ZEV unnötig. Da die Möglichkeit zur Nutzung der Anschlussleitung zur Bildung einer ZEV im Gesetz als Kann-Bestimmung formuliert ist, ist von deren Einführung zugunsten von klaren Regelungen zu verzichten (*Art. 14 EnV*).

Falls der Bundesrat an der Möglichkeit zur Bildung virtueller ZEV festhalten sollte, ist durch geeignete Definitionen sicherzustellen, dass ein virtueller ZEV tatsächlich ausschliesslich lokale Netzanschlussleitungen nutzt. Die Definition der Anschlussleitung ist von der lokalen Netztopologie abhängig und kann sich daher von Fall zu Fall unterscheiden. Eine Ausbreitung über die Niederspannungs-Verteilung bzw. Niederspannungs-Sammelschiene einer Transformatorenstation (Netzebene 6) hinaus ist ausdrücklich auszuschliessen. Ein virtueller Zusammenschluss soll ausschliesslich auf der Netzebene 7 mittels Anschlussleitungen, die sich ausserhalb einer Transformatorenstation befinden, gebildet werden können. Ebenfalls zu unterstreichen ist, dass die Bildung eines virtuellen ZEV gemäss übereinstimmender Meinung des VSE und des BFE in einem gemufften Netz nicht möglich ist, da andernfalls auch das Verteilnetz über die Anschlussleitung hinaus genutzt würde.

2.6 Vorgeschlagene Abschläge und Kostenschlüssel bei lokalen Elektrizitätsgemeinschaften beibehalten

Bezüglich der Umsetzung der lokalen Elektrizitätsgemeinschaften begrüsst der VSE ausdrücklich die vom Bundesrat vorgeschlagene Höhe der Abschläge (*Art. 19h StromVV*). Der VSE begrüsst ebenso, dass keine

⁸ Schwellenwert für die Beurteilung der Angemessenheit von Kosten und Gewinn im Energievertrieb in der Grundversorgung durch die ElCom. S. Weisung 3/2022 der ElCom «60-Franken-Regel», 13.06.2022, https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/Weisungen/Weisung_3-2022_-_60-Franken-Regel.pdf.download.pdf/Weisung_3-2022_-_60-Franken-Regel.pdf

Abschläge auf den Messtarifen und den Kosten für die Datenplattform eingeführt werden. Ergänzend dazu sind die Abschläge auf die Arbeitskomponente zu beschränken.

Der Bundesrat stellt in den Erläuterungen richtigerweise fest, dass der lokale Elektrizitätsverbrauch nur geringe Auswirkungen auf die tatsächlich verursachten Netzkosten hat. Eine Erhöhung der Abschläge wäre ungerechtfertigt und würde in erster Linie den Umverteilungseffekt bei den Netzkosten zu Lasten derjenigen Endkunden, welche nicht an einer LEG oder an einem ZEV teilnehmen können oder wollen, zusätzlich erhöhen. Gleiches gilt für die vom Bundesrat zu Recht nicht genutzte Möglichkeit, eine Aufteilung der Verwaltungs- und Vertriebskosten zwischen Verteilnetzbetreiber und Gemeinschaft vorzusehen. LEG sind auch beim Kundendienst sehr aufwendig und eine Reduktion der Kostentragung bei den Verwaltungs- und Vertriebskosten wäre weder verursachergerecht noch sachlich gerechtfertigt.

2.7 Prozesse der Datenplattform klären und auf etablierten Branchenmodellen aufbauen

Die Branche ist fest entschlossen, die Datenplattform zu betreiben. Sie wird demnächst ein Konsortium gründen, an welchem sich alle Verteilnetzbetreiber beteiligen können. Dieses Konsortium bildet die Grundlage für die Gründung der neuen Gesellschaft, welche nach Inkrafttreten des Stromgesetzes erfolgen wird.

Der VSE begrüsst, dass die Datenplattform nur Stammdaten der Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber speichert, die Speicherung (nicht aggregierter) Messdaten jedoch beim Verteilnetzbetreiber verbleibt (*Art. 8h StromVV*). Dem Informationsanlass vom 5. März 2024 zufolge sollen Datenaggregate zentral bei der Datenplattform gespeichert werden können. Der für die zentrale Speicherung von Stammdaten und aggregierten Messdaten nötige Prozess muss geklärt werden, idealerweise subsidiär durch die Branche in einer Richtlinie. Die Stammdatenhaltung ist dabei auf die Anwendungsfälle auszurichten und aus Effizienzgründen ist auch in diesem Bereich eine subsidiäre Lösung anzuwenden. Eine Vielzahl der in Anhang 1a StromVV gelisteten Stammdaten werden von den Verteilnetzbetreibern gar nicht oder nicht nach einer einheitlichen Vorgabe erfasst. Zudem ist der Mehrwert für die beabsichtigte Datensammlung nicht erkennbar. Der vorgeschlagene Anhang 1a ist daher zu streichen. Es ist auf dem bestehenden und etablierten Branchendatenmodell aufzubauen.

Zur Finanzierung der Datenplattform ist nicht nur Fremdkapital, nötig, sondern auch Eigenkapital (*Art. 8i StromVV*). Dieses muss zwingend angemessen verzinst werden. Ansonsten besteht ein erhebliches Risiko, dass die erforderlichen Investitionen nicht akquiriert werden können.

2.8 Obergrenzen für Messtarife sind nicht angebracht

Der VSE lehnt die vorgesehenen Tarifobergrenzen für intelligente Messsysteme ab (*Art. 8 StromVV*). Diese sind nicht angebracht. Diese stehen grundsätzlich im Widerspruch zum Prinzip der geltenden Cost-plus-Regulierung. Zudem ist deren Höhe nicht nachvollziehbar, da die verwendete Datenbasis nicht transparent ist. Die vom Bundesrat vorgeschlagene Höhe der Obergrenzen reflektiert die Messkosten nicht. Sie unterschlagen zudem den laufenden Smart Meter Rollout und würden diesen letztlich behindern. Bis zu dessen Abschluss fehlen Erfahrungswerte, welche erst eine fundierte Beurteilung angemessener Messtarife erlauben würden.

Sollte der Bundesrat an der Einführung von Tarifobergrenzen festhalten, müssen diese höher angesetzt werden und die Kosten widerspiegeln. Zudem müsste die Berechnungsgrundlage in nachvollziehbarer Weise publiziert werden.

2.9 Es ist endlich mehr Spielraum bei der Netztarifierung zu schaffen

Der VSE fordert seit Jahren, dass die Netztarifierung an die heutige Realität angepasst werden muss.⁹ Die aus den Anfängen der Stromversorgungsgesetzgebung stammenden Vorgaben zur Netztarifierung behindern die politisch gewünschte Entwicklung zu mehr Dezentralität. Sie muss an die heutige Realität angepasst werden, um eine verursachergerechte Netzkostentragung sicher zu stellen. Der Leistungsbedarf muss stärker gewichtet werden. Der VSE hat sich daher stets für mehr Tarifierungsfreiheit ausgesprochen, um den Veränderungen im Energiesystem gerecht werden zu können.

Die vorgeschlagene Einführung einer Variantenwahl mit drei möglichen Optionen anerkennt der VSE als Willen des Bundesrates, das rigide Tarifierungskorsett endlich etwas zu lockern (*Art. 18a StromVV*). Jedoch wird durch die drei Modelle wiederum ein einschränkender Rahmen geschaffen, welcher allenfalls regionalen und lokalen unterschiedlichen Bedürfnissen nicht gerecht wird. Der VSE begrüsst somit grundsätzlich, dass für die Netztarifierung mehr Möglichkeiten offenstehen. Er erachtet es als notwendig, den Netzbetreibern ergänzend zu den drei Wahlmodellen weiteren Spielraum einzuräumen, indem mittels Branchenrichtlinien weitere Modelle unter Einhaltung der Leitplanken von Art. 14 StromVG definiert werden können. So kann den unterschiedlichen Gegebenheiten aller Verteilnetzbetreiber in der Schweiz am besten Rechnung getragen werden. Zudem müssen innerhalb des gleichen Netzes differenzierte Tarife zulässig sein. Dies trifft vor allem für dynamische Tarife zu, die nur dann netzdienlich umzusetzen sind, wenn deren räumliche Differenzierung innerhalb eines Netzgebietes zulässig ist.

2.10 Rückerstattung Netzentgelt pragmatisch lösen, auf Änderung für Pumpspeicherkraftwerke verzichten

Der VSE unterstützt pragmatische Lösungen für das bidirektionale Laden (*Art. 18d StromVV*). Bezüglich der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts für (mobile) Speicher mit Eigenverbrauch konnte für eine Übergangszeit eine entsprechende Lösung gemeinsam in einer Arbeitsgruppe unter Leitung des Bundesamts für Energie entwickelt werden. Diese sieht vor, dass an den Grundprinzipien des Messwesens festgehalten wird. Die Rückerstattung der Netznutzungsentgelte bei Speichern mit Endverbrauch basiert gemäss dieser Übergangslösung auf einem Rückerstattungstarif, welcher vom Verteilnetzbetreiber jeweils im August publiziert werden kann. Mit einem solchen publizierten Rückerstattungstarif kann für alle Beteiligten Planbarkeit und Rechtssicherheit geschaffen werden.

Der Eigenbedarf von Kraftwerken und der Strombezug von Pumpspeichern war bislang vom Netznutzungsentgelt befreit (inkl. Netzzuschlag, SDL, Stromreserve, Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen). Die vom Parlament vorgenommene redaktionelle Anpassung als Folge der neuen, allgemeinen Regelung zur Befreiung der Speicher von den Netznutzungsentgelten darf nicht dazu führen, dass Pumpspeicher zukünftig Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen zahlen müssen (*Art. 18c StromVV*). Gemäss erläuterndem Bericht soll es den Standortkantonen/-gemeinden obliegen, zu entscheiden, ob die Speicher (inkl. Pumpspeicher) von Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen befreit werden oder nicht. Der Verzicht auf eine generelle

⁹ Stellungnahmen des VSE vom 23.1.2019 zur Revision StromVG, <https://www.strom.ch/de/dokument/stellungnahme-zur-revision-des-stromversorgungs-gesetzes>, und vom 6.7.2020 zur Revision des Energiegesetzes, <https://www.strom.ch/de/dokument/stellungnahme-zur-revision-des-energiegesetzes>

Befreiung resp. Zufallstreffer aufgrund bestehender kantonaler oder kommunaler Regelungen würde zu einer deutlichen wirtschaftlichen Verschlechterung insbesondere für Pumpspeicherkraftwerke gegenüber dem Status quo führen. Es könnte auch zu suboptimalem Speichereinsatz führen und damit die Versorgungssicherheit wesentlich schwächen. Dies widerspricht dem Willen des Gesetzgebers und ist abzulehnen. Die Befreiung von Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen sollte daher einheitlich auf Bundesebene geregelt werden. Der VSE ist der Ansicht, dass der Bund durch eine Präzisierung des für Abgaben relevanten Endverbrauchs nicht in die Kompetenz der Kantone eingreifen würde.

2.11 Abläufe bei pauschaler Abgeltung von Netzverstärkungskosten vereinfachen

Das Parlament hat sich mit der Einführung der Möglichkeit, Netzverstärkungen mittels Pauschalen abzugelten, klar für eine unbürokratische Abwicklung dieses Kostenübernahmeinstruments ausgesprochen. In diesem Sinn sind auch die Umsetzungsbestimmungen auf Verordnungsstufe unbürokratisch zu halten (*Art. 13f StromVV*).

Insbesondere sind die Datenlieferpflichten zu vereinfachen. Die Abwicklung der Rückerstattung erfordert Daten, welche teilweise bereits heute der Vollzugsstelle Pronovo im Zusammenhang mit den Herkunftsnachweisen zugestellt werden oder vorliegen. So ist die Vollzugsstelle ohnehin für die Zertifizierung der Erzeugungsanlagen zuständig und könnte deshalb auch die pauschale Abgeltung der Netzverstärkungen und die allfällig erfolgte Verstärkung von Anschlussleitungen beglaubigen. Somit könnte die Vollzugsstelle den Prozess unterstützen und Doppelspurigkeiten könnten vermieden werden.

Da es sich um Pauschalen handelt, ist eine spezifische Kontrolle und Einzelfallüberprüfung der Abgeltungen und Vergütungen nicht nötig und auch nicht sinnvoll. Es ist aus Effizienzgründen insbesondere davon abzu- sehen, Swissgrid entsprechende Kontrollpflichten aufzuerlegen und umfangreiche Datenlieferungen durch die Verteilnetzbetreiber an Swissgrid vorzusehen.

Die Verordnung sieht für die pauschalen Abgeltungen fixe Beträge für neu installierte Erzeugungsleistung vor (*Art. 13e StromVV*). Der VSE ist der Ansicht, dass die vorgeschlagene Höhe der Pauschalen zu tief ist. Insbesondere scheint nicht berücksichtigt worden zu sein, dass der Anschluss von Anlagen auf Netzebene 7 nicht nur Netzverstärkungen auf derselben Netzebene, sondern auch solche auf den vorgelagerten Netzebenen nötig machen kann, welche ebenfalls gedeckt werden müssen. Es ist ein Austausch zwischen BFE, EICom und Branche über die allgemein anerkannten Grundlagen vorzusehen, damit der Abgeltungsmechanismus belastbar wird.

2.12 Einspeisemanagement stärker fokussieren, längere Vertragsdauer bei netzdienlichen Flexibilität ermöglichen

Mit dem Umbau der Stromversorgung hin zu dezentraleren Strukturen und verstärkt fluktuierender Einspeisung nimmt die Bedeutung der Flexibilitätsnutzung stark zu. Der netzdienlichen Flexibilitätsnutzung kommt eine zentrale Bedeutung zu, damit der Netzbetreiber sein Netz nicht nur bedarfsgerecht, sondern auch effizient und damit zu vertretbaren Kosten bereitstellen kann. Die Reduktion von Einspeisespitzen ist dabei nach allgemeiner, auch vom Bundesrat geteilter Auffassung eine besonders effiziente Lösung.¹⁰

¹⁰ Botschaft des Bundesrates zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 18.6.2021, BBL 2021 1666, <https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2021/1666/de>

Der VSE begrüsst daher ausdrücklich, dass mit dem Stromgesetz die Möglichkeit zur garantierten unentgeltlichen Abregelung von Einspeisespitzen eingeführt wird. Die Umsetzung auf Verordnungsstufe bedarf nach Ansicht des VSE indes einer Klärung (*Art. 19d StromVV*). Der Fokus ist auf die Abregelung der dezentralen Photovoltaik-Einspeisung zu legen, da diese die stärksten Auswirkungen auf den Um- und Ausbau der Verteilnetze hat. Dies entspricht auch dem Willen des Gesetzgebers und vermeidet entsprechend, dass andere Produktionsanlagen wie z.B. steuerbare Wasserkraftwerke oder Windkraftwerke von den Bestimmungen getroffen würden. Durch die Festlegung eines Grössenkriteriums von max. 1 MW kann vermieden werden, dass grössere Photovoltaik-Freiflächenanlagen oder Anlagen nach dem Solar-Express, welche erheblich zur Winterstromproduktion beitragen, betroffen wären. Auch das widerspiegelt die Absicht des Gesetzgebers.

Im Unterschied zum Vorschlag des Bundesrates soll für diese Anlagen zudem eine leistungsmässige Abregelung vorgesehen werden. Eine Abregelung gestützt auf die Jahresproduktion (gemäss Vorschlag des Bundesrates 3% der jährlich produzierten Energie) ist nicht praktikabel. Für die Dimensionierung und den Ausbau der Netze ist zudem nicht die produzierte bzw. eingespeiste Energie massgebend, sondern die Leistung am Netzanschlusspunkt. Entsprechend ist in der Verordnung zu definieren, dass bei den oben genannten Anlagen die Einspeiseleistung auf maximal 70% reduziert werden darf. Analysen haben ergeben, dass bei einer solchen Abregelung rund 3% der Jahresproduktion nicht ins Netz eingespeist werden können¹¹, so dass mit einem einfacheren Verfahren das gleiche Ziel eingehalten werden kann. Da die Abregelung nicht auf die Produktionsleistung der Anlage bezogen ist, kann der lokale Eigenverbrauch trotzdem optimiert werden. Gleichzeitig entstehen wesentliche Vorteile: Dank der Vermeidung von Einspeisespitzen wird weniger Netzausbau nötig sein, und damit verbunden können die Ausbaukosten zulasten der Allgemeinheit reduziert werden. Zudem können mit der gleichen Netzinfrastruktur mehr PV-Anlagen an das Netz angeschlossen werden, was insbesondere im Winter einen relevanten Beitrag an die Versorgung leisten kann. Ausserdem kann die Zahl langwieriger Plangenehmigungsverfahren für den Netzausbau und -ausbau reduziert werden. Der Umgang mit Bestandsanlagen ist bezogen auf die Anwendbarkeit des Einspeisemanagements durch den Bundesrat zu klären.

Damit die netzdienliche Flexibilitätsnutzung tatsächlich dazu beitragen kann, Netzausbauten zu vermeiden, müssen sich die Netzbetreiber die Flexibilitäten auch längerfristig sichern können. Daher müssen für die Nutzung von netzdienlicher Flexibilität längere Kündigungsfristen als jeweils auf Ende eines Quartals sowie längere Vertragslaufzeiten zulässig sein (*Art. 19c StromVV*). Für die Kunden ergeben sich daraus keinerlei Nachteile. Sie sind nicht verpflichtet, einen solchen Vertrag mit dem Netzbetreiber abzuschliessen, wenn sie keine langfristige Verpflichtung eingehen möchten.

2.13 Kostenwälzung verursachergerecht regeln

Zur Anlastung der Kosten des Verteilnetzes ist beabsichtigt, das sogenannte Betragsnettoprinzip einzuführen (*Art. 16 StromVV*). Dass dabei auch Rückflüsse, die durch Produktionsanlagen bedingt sind, aus einem nachgelagerten Netz ins vorgelagerte Netz berücksichtigt werden sollen (Betragsnettoprinzip, *Art. 16 Abs. 1^{bis} StromVV*) erachtet der VSE nicht als verursachergerecht.

Kraftwerke verursachen Rückflüsse aus dem Netz, in welches sie einspeisen, in das vorgelagerte Netz. Gemäss dem Ausspeiseprinzip bezahlen diese Kraftwerke jedoch kein Netznutzungsentgelt. Die durch die Energierückspeisung resultierenden Kostenanteile müssen von den Endverbrauchern getragen werden. Kommt es zu einer Rückspeisung, werden mit dem Betragsnettoprinzip dem Netz (und seinen Endkunden),

¹¹ <https://www.bkw.ch/de/energie/stromnetz/die-energiezukunft-im-stromnetz/die-politischen-positionen-der-bkw/netzkosten-vermeiden>

in welches ein Kraftwerk einspeist, mehr Kosten überwälzt als ohne das Betragsnettoprinzip. Der Netznutzungstarif in diesem Netz steigt somit, obwohl die Kosten von den Produzenten verursacht wurden. Dies würde Verteilnetze, in welchen viel dezentrale Einspeisung stattfindet, zusätzlich benachteiligen und würde dem Sinn und Zweck des Stromgesetzes zuwiderlaufen. Die Details zur Anlastung dieser Kosten werden in einem Branchendokument geregelt.

2.14 Eingriff und Kompensation bei der verpflichtenden Wasserkraftreserve in Balance bringen

Das Parlament hat im Rahmen des Stromgesetzes entschieden, die Teilnahme an der Wasserkraftreserve künftig verpflichtend vorzuschreiben und dafür eine Pauschalabgeltung vorzusehen. Der VSE erachtet Ausschreibungen weiterhin als den volkswirtschaftlich effizientesten Weg zur Beschaffung der Reserve. Die Speicherkraftwerksbetreiber wären weiterhin bereit, im Rahmen von Ausschreibungen an dieses wichtige Instrument beizutragen. Die Aussagen im erläuternden Bericht zu den Kosten der Reserve erachtet der VSE als irreführend bis tendenziös. Diese sind zu korrigieren. Die hohen Kosten der Wasserkraftreserve für den Winter 2022/23 waren der ausserordentlichen Marktsituation in der Energiekrise 2022 und dem späten Ausschreibungszeitpunkt geschuldet. Dies bestätigt auch die ElCom: «Parallel zum Ausschreibungsprozess erstellte Analysen zeigen, dass sich die Gesamtkosten für die Vorhaltung der Reserve im Umfang von 296 Mio. EUR durch die Preiserwartungen am Strommarkt erklären lassen.»¹² Für den Winter 2023/24 waren die Marktpreise deutlich tiefer und damit auch die Kosten für die Allgemeinheit.¹³ Dies zeigt, dass eine Ausschreibung funktioniert und auch zu günstigen Angeboten führt, sofern sie frühzeitig gestartet und in mehreren Runden durchgeführt wird.

Die Verpflichtung zur Teilnahme an der Wasserkraftreserve ist ein erheblicher Eingriff in die Eigentums-garantie und die Wirtschaftsfreiheit der Betreiber. Eingegriffen wird damit auch in die erwarteten Erträge der Anlagen, welche zur Amortisation der teils sehr hohen Investitionskosten solcher Projekte verwendet werden. Die durch den Eingriff der Vorhaltepflcht entstehenden Kosten respektive entgangenen Erträge müssen daher und in Einklang mit der Bundesverfassung vollständig kompensiert werden. Die Ausgestaltung auf Verordnungsstufe muss diesem Sachverhalt Rechnung tragen und die Verordnungsbestimmungen sind entsprechend zu überarbeiten (*Art. 5a WResV*). Die darin vorgeschlagene Pauschalabgeltung ist deutlich zu tief und berücksichtigt den Wert der Flexibilität viel zu wenig. So wird nur das Day-Ahead Profil der Anlagen berücksichtigt. Weitere Lang- und Kurzfristmärkte, wo die Flexibilität ihren Wert entfalten kann, werden ausgeklammert.

Dabei ist auch das Zusammenspiel der Pauschalabgeltung mit der Abrufentschädigung zu beachten.¹⁴ Die Abrufentschädigung der Wasserkraftreserve sollte dem Marktpreis zum Zeitpunkt des Abrufs entsprechen und nicht administrativ tiefer angesetzt werden. Dies entspricht dem Wert des Wassers und liegt näher beim Preis, den die Bilanzgruppen (deren Energie teilweise auch in der Wasserkraftreserve gebunden ist) für einen Abruf entrichten müssen. Ohne eine Änderung der Abrufentschädigung ist die entsprechende Differenz in der moderaten Pauschalabgeltung zu entschädigen. Die Verordnung sollte mit einer entsprechenden Vorgabe für die Abrufentschädigung ergänzt werden.

Die Wasserkraftreserve stellt letztlich auch einen substanziellen Eingriff in den Markt dar: dem Markt wird Energie entzogen, auf welche erst bei einem Marktversagen zugegriffen werden kann. Die Dimensionierung

¹² Medienmitteilung der ElCom vom 25.10.2022, <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-90876.html>

¹³ Medienmitteilungen von Swissgrid vom 20.3.2024, <https://www.swissgrid.ch/de/home/newsroom/newsfeed/20240320-01.html>, und der ElCom vom 14.09.2023, <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-97726.html>

¹⁴ Stellungnahme des VSE vom 17.6.2022 zur Verordnung über die Errichtung einer Wasserkraftreserve, <https://www.strom.ch/de/dokument/stellungnahme-zur-verordnung-ueber-die-errichtung-einer-wasserkraftreserve>

der Wasserkraftreserve oder eine nachträgliche Erhöhung und Leistungsvorhaltung beeinflussen somit auch die Wahrscheinlichkeit eines Marktversagens und beschleunigen dieses im schlimmsten Fall. Vor diesem Hintergrund sollten der Entscheidungskompetenz der ElCom gewisse Grenzen gesetzt oder es sollten ihr mindestens qualitative Anforderungen vorgegeben werden (*Art. 3 WResV*). Beispielsweise sollte die Vorhaltemenge nur so hoch angesetzt werden, wie es die Versorgungslage zwingend und nachweislich, z.B. durch eine transparente System Adequacy Analyse, verlangt. Auch ist auf eine nachträgliche Erhöhung der Verpflichtungsmenge und auf eine Leistungsvorhaltung zu verzichten. Eine Leistungsvorhaltung schränkt die Möglichkeiten der Stromversorgung massiv ein. Eine für Notsituationen ausreichende Leistung kann durch die Beibehaltung der geltenden Möglichkeit zur Aufteilung auf verschiedene Seen sichergestellt werden.

Im Erläuterungsbericht kündigt der Bundesrat an, dass das «Verpflichtungsmodell erstmals für den Winter 2024/25 zu Anwendung kommen» soll. Eine derartige Vorwirkung in der Anwendung des Verpflichtungsmodells ist juristisch fragwürdig, was der VSE klar ablehnt. Das Verpflichtungsmodell kann frühestens für den Winter 2025/26 zur Anwendung kommen, da die Vorhalteverpflichtung und das Entschädigungs-Modell sonst bereits ab Oktober 2024 greifen würden, also bevor die Verordnung und auch das Gesetz überhaupt in Kraft tritt.

2.15 Verordnungsumsetzung konsequent auf Zubau-Ziele ausrichten

Produzenten in der Direktvermarktung erhalten ein Bewirtschaftungsentgelt zur Deckung von Vermarktungs- und Ausgleichsenergiekosten. Erst 2023 wurde die Methodik angepasst und das Entgelt wurde an die Marktpreise (Ausgleichsenergiepreise) angeglichen. Mit der vorliegenden Verordnungsrevision will der Bundesrat nun erneut eine Änderung vornehmen und dazu den Basisbetrag des variablen Ausgleichsenergiekostenteils halbieren (*Art. 26 EnFV*). Die Begründung für diese Änderung ist nicht nachvollziehbar. Insbesondere führt der in den Erläuterungen erwähnte Einsatz von künstlicher Intelligenz bei den Wettermodellen noch nicht zu den erhofften Verbesserungen, so dass bei Prognoseabweichungen weiterhin hohe Ausgleichsenergiekosten entstehen. Zudem fehlen Erfahrungswerte aufgrund der erst vor einem Jahr erfolgten Änderung der Verordnung. Der VSE erachtet die bestehenden Vorgaben als angemessen und lehnt eine neuerliche Änderung ab. Diese behindert die weitere Marktentwicklung der erneuerbaren Energien und greift in bestehende Vermarktungsverträge ein.

Der VSE hat sich schon mehrfach gegen die Förderobergrenze bei Biomasseanlagen ausgesprochen (*Art. 71 EnFV*).¹⁵ Dieser stellt Biomasseanlagen gegenüber anderen Anlagen mit erneuerbaren Energien schlechter und bremst insbesondere Grossanlagen aus, welche Skaleneffekte aufweisen können. Biomasseanlagen wären indes ein wichtiges Element der Sektorkopplung, sie tragen zur Flexibilität und zur Winterproduktion bei. Zudem besteht nachweislich ein hohes Interesse an Investitionen in Biomasseanlagen.¹⁶ Bereits heute verhindert der Höchstbeitrag von 12 Millionen Franken einen Ausbau von Kraftwerken. Eine Absenkung des Beitrags und Ausweitung auf Biogasanlagen verschärft diese Problematik noch zusätzlich. Die vom Gesetzgeber gewünschte finanzielle Begrenzung soll auch hier über die insgesamt zur Verfügung stehende Förder-summe erfolgen.

¹⁵ Stellungnahmen des VSE vom 5.7.2023 zu Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar 2024, <https://www.strom.ch/de/dokument/verordnungsänderungen-im-bereich-des-bundesamts-fuer-energie-bfe-mit-inkrafttreten-am-1-und-vom-7.7.2022-zur-umsetzung-der-änderung-vom-1-oktober-2021-des-energiegesetzes-auf-verordnungsstufe-und-weitere-änderungen-der-energieverordnung,-der-energieeffizienzverordnung,-der-energieförderungsverordnung-und-der-stromversorgungsverordnung-mit-inkrafttreten-anfang-2023>,

¹⁶ <https://www.strom.ch/de/dokument/umsetzung-der-aenderung-vom-1-oktober-2021-des-energiegesetzes-auf-verordnungsstufe-und>
<https://energieplus.com/2024/04/17/investitionsbeträge-für-biomasseanlagen-sind-gefragt/>

Der VSE begrüsst, dass ergänzend zur am 1. Oktober 2021 beschlossenen Änderung des Energiegesetzes im Bereich der Förderinstrumente nun auch die vom Bundesrat vorgeschlagenen Projektierungsbeiträge für Wasserkraft-, Windenergie- und Geothermieranlagen eingeführt werden. Diese unterstützen die Initialisierung von Projekten, deren Machbarkeit nicht von vornherein feststeht und bei denen bereits in der Projektierungsphase hohe Kosten anfallen. Projektierungsbeiträge können somit das Risiko reduzieren, dass aufgrund von hohen Unsicherheiten in Bezug auf den erfolgreichen Projektabschluss immer weniger Winterstromprojekte initiiert werden. Die auf Verordnungsstufe vorgesehene Umsetzung der Beiträge ist insgesamt zielführend (Art. 35a ff EnFV). Der VSE unterstützt diese.

2.16 System der Marktpremie für die systemrelevante Grosswasserkraft nicht überstürzt anpassen

Der VSE versteht das Anliegen des Bundesrates, die Regelung der Marktpremie für Grosswasserkraftwerke anzupassen (Art. 89 ff EnFV). Es ist dem VSE allerdings nicht möglich, mit den vorhandenen Informationen (Komplexität des Modells und fehlende Detailinformationen) nachzuvollziehen, wie sich die vorgesehene Systemumstellung auswirken würde. Da das bestehende System in einem mehrjährigen Prozess etabliert und geschärft sowie in den internen Prozessen der Unternehmen effizient aufgesetzt wurde, spricht sich der VSE dafür aus, dieses vorderhand noch beizubehalten. Eine Anpassung zum jetzigen Zeitpunkt ohne Austausch ist überstürzt. Bevor Anpassungen vorgenommen werden, erwartet der VSE vonseiten des Bundes einen lösungsorientierten und transparenten Austausch mit der Branche, damit der prozessuale Anpassungsbedarf abgestimmt und eine angemessene Übergangsfrist ermittelt werden kann.

2.17 Planungs- und Investitionssicherheit für alpine Solaranlagen schaffen

Der per 1. Oktober 2022 lancierte Solar-Express befindet sich in der Halbzeit. Es bestätigt sich nun, dass die von Anfang an sehr ambitionierte Frist zur Teilinbetriebnahme der Anlagen bis Ende 2025 extrem kurz ist. Es wird sehr viele Projekte geben, welche die Frist nicht einhalten können, z.B. weil die Bewilligungen für die nötigen Netze, die nicht Bestandteil des Solar-Expresses sind (welche ebenfalls geplant, mit Stakeholdern erörtert und vom ESTI bewilligt werden müssen) noch fehlen, oder welche in den Bewilligungsprozessen durch Einsprachen verzögert werden. Die Planungs- und Investitionssicherheit ist für die Projekte von entscheidender Bedeutung. Andernfalls drohen Verzögerungen oder Projektabbrüche, was ineffizient wäre, zumal der Bedarf nach Anlagen mit Winterstromproduktion auch nach 2025 bestehen wird.

Aufgrund der eng getakteten Projektzeitpläne und der im alpinen Raum nur kurz offenstehenden Zeitfenster für Bauarbeiten ist eine Anschlusslösung in Aussicht zu stellen, wie dies Bundesrat Rösli angekündigt hat.¹⁷ Diese ist dringend notwendig und im Rahmen der vorliegenden Verordnungsanpassungen vorzunehmen. Dies würde bereits Ende 2024 Klarheit über das zukünftige Förderregime für alpine Solaranlagen schaffen und damit den Projektanten die notwendige Sicherheit für das Vorantreiben der Projekte bieten. Hingegen könnte eine spätere Verordnungsanpassung dazu führen, dass Projekte allenfalls abgebrochen oder die Arbeiten pausiert werden müssen.

Als Förderinstrument ist die Einführung von Spezial-Auktionen anstelle des bestehenden Höhenbonus zu prüfen. Eine solche Auktion scheint einfacher umsetzbar zu sein und wäre gestützt auf das Energiegesetz möglich. Alternativ wäre ein spezieller Höhenbonus einzuführen, wie dies der VSE bereits früher gefordert

¹⁷ Debatte im Nationalrat vom 21.12.2023 zum Beschleunigungserlass, <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/amtliches-bulletin/amtliches-bulletin-die-verhandlungen?SubjectId=63117#votum40>

hat.¹⁸ Der geltende Höhenbonus ist für alpine PV-Anlagen viel zu tief, so dass die Wirtschaftlichkeit bei weitem nicht gegeben sein wird. Im Fokus der Förderung soll die Winterstromproduktion stehen, was die Ausgestaltung des Bonus widerspiegeln soll.

2.18 Geeigneten Schwellenwert für das nationale Interesse von Photovoltaik und Elektrolyse festlegen

Der VSE unterstützt, dass neu auch Photovoltaikanlagen ein nationales Interesse erlangen können. Der in der Verordnung vorgeschlagene Schwellenwert ist jedoch zu hoch (*Art. 9a EnV*). Dieser ist auf eine mittlere Produktion für den Zeitraum Oktober – März von 3 GWh festzulegen. Mit einem solchen Schwellenwert würden die Chancen von erneuerbaren Energieprojekten im Rahmen der Güterabwägung umfassender erhöht. Erfahrungen haben gezeigt, dass hohe Auflagen bezüglich Natur- und Umweltschutz die Realisierung grösserer Anlagen stark erschweren.

Der Gesetzgeber hat festgelegt, dass auch Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen ein nationales Interesse darstellen können. Die Verordnungen enthalten allerdings keinen entsprechenden Schwellenwert. Ein solcher ist zu ergänzen. Dazu schlägt der VSE eine Definition anhand von zwei Kriterien vor (*neuer Art. 8a EnV*). Sie sollen von nationalem Interesse sein, wenn sie eine installierte Leistung von 10 MW aufweisen oder von 2 MW, sofern noch keine industrielle Anlage von mind. 2 MW im Umkreis von 40 km in Betrieb ist. Der tiefere Schwellenwert in Kombination mit einem Distanzkriterium erscheint in der Anfangsphase als geeigneter Ansatz, da in absehbarer Zeit noch kein Wasserstoffnetz in Aussicht ist und die Verteilung namentlich in peripheren Gebieten entsprechend anspruchsvoll ist.

2.19 Sunshine-Regulierung soll Sunshine-Regulierung bleiben

Die Ergänzung des bestehenden Regulierungsmodells durch die Sunshine-Regulierung zur Erhöhung der Transparenz ist grundsätzlich positiv zu werten. Voraussetzung ist jedoch, dass der Aufwand für die Verteilnetzbetreiber verhältnismässig ist, die spezifischen strukturellen Verhältnisse der Unternehmen berücksichtigt werden und die Veröffentlichungen einen Mehrwert darstellen.

Der Zweck der Sunshine-Regulierung besteht darin, dass Netzbetreiber aufgrund ihrer Kostenkennzahlen untereinander verglichen werden und diese Vergleiche publiziert werden. Der VSE nimmt mit Erstaunen zur Kenntnis, dass sich die Verordnungsentwürfe nun stärker an eine Anreizregulierung als an die vom Gesetzgeber vorgesehene Sunshine-Regulierung anlehnen und damit weit übers Ziel hinausschiessen (*Art. 19 StromVV*). So ist die Ableitung der Effizienz mit statistisch-ökonomischen Modellen Basis einer Anreizregulierung. Dafür besteht keine genügende gesetzliche Grundlage und der VSE lehnt diese daher ab. Auch die Kompetenz zur Ableitung von Vorgaben aus Effizienzvergleichen für Grundversorger und Netzbetreiber ist neu und es erschliesst sich dem VSE nicht, weshalb die bewährten Benchmarks geändert werden sollen. Unterjährige Kostensenkungen sind aus Sicht des VSE nicht gesetzeskonform.

Für die Netzbetreiber ist zudem von Bedeutung, dass sie die Effizienzvergleiche vorgängig den Unternehmen zur Plausibilisierung erhalten. Fehlerhafte Vergleichsresultate oder irreführende Schlussfolgerungen

¹⁸ Stellungnahme des VSE vom 7.7.2022 zur Umsetzung der Änderung vom 1. Oktober 2021 des Energiegesetzes auf Verordnungsstufe und weitere Änderungen der Energieverordnung, der Energieeffizienzverordnung, der Energieförderungsverordnung und der Stromversorgungsverordnung mit Inkrafttreten Anfang 2023, <https://www.strom.ch/de/dokument/umsetzung-der-aenderung-vom-1-oktober-2021-des-energiegesetzes-auf-verordnungsstufe-und>

aus den Vergleichen könnten den betroffenen Unternehmen einen erheblichen Reputationsschaden zufügen.

2.20 Rechtsgrundlage für OSTRAL schaffen

OSTRAL, die Krisenorganisation der Strombranche für ausserordentliche Lagen, ist durch den Bund im Rahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung beauftragt, die nötigen Vorbereitungen zur Bewältigung einer Strommangellage zu treffen. Am 22.11.2023 wurde der VSE mit Weisung des Fachbereichs Energie der wirtschaftlichen Landesversorgung beauftragt, bereits in der Krisenvorsorge Vorkehrungen und Massnahmen zu treffen. Damit der VSE bzw. OSTRAL diese Massnahmen umsetzen kann und über die Kommunikations- und Führungsfähigkeit sowohl in der Krisenvorbereitung als auch in der Bewältigung einer Strommangellage verfügt, ist indes eine Rechtsgrundlage nötig. Diese ist entweder auf Gesetzes- (Landesversorgungsgesetz) oder Verordnungsstufe (VOEW) oder allenfalls durch ein Delegationsrecht des BWL an den VSE in Form einer Weisung zu schaffen. Der VSE hat bereits früher auf diese Notwendigkeit hingewiesen.¹⁹ Die notwendigen Kontroll- und Überwachungstätigkeiten sowie Kommunikations- und Führungsaufgaben müssen durch die VOEW abgedeckt sein (*Art. 1 VOEW*). Dasselbe gilt für das Monitoring, bei welchen OSTRAL Aufgaben im Bereich der Marktbeobachtung und Analyse wahrnimmt und für welches sie ebenfalls zu Kontroll- und Überwachungstätigkeiten ermächtigt sein muss (*Art. 1b VOEW*).

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen für allfällige Rückfragen oder eine Diskussion gern zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Michael Frank
Direktor



Nadine Brauchli
Bereichsleiterin Energie



Thomas Marti
Bereichsleiter Netze

Beilage: Synopsen pro Verordnung mit Anträgen und Begründungen

- Energieverordnung (EnV)
- Stromversorgungsverordnung (StromVV)
- Energieförderungsverordnung (EnFV)
- Winterreserveverordnung (WResV)
- Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis für Brenn- und Treibstoffe (VHBT)
- Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW)

¹⁹ Stellungnahme des VSE vom 20.3.2024 zur Teilrevision des Landesversorgungsgesetzes, <https://www.strom.ch/de/document/vernehmlassung-ueber-die-teilrevision-des-landesversorgungsgesetzes-sr-531>

Energieverordnung EnV

28.5.2024

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
1. Kapitel: Gegenstand			
Art. 1 Diese Verordnung regelt: <ul style="list-style-type: none"> a. den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung; b. die Raumplanung im Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien; c. die Einspeisung netzgebundener Energie und den Eigenverbrauch; d. die wettbewerblichen Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen; e. die Geothermie-Garantien; f. die Entschädigung für Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftanlagen; g. den Netzzuschlag; h. die sparsame und effiziente Energienutzung in Gebäuden und Unternehmen; i. die Fördermassnahmen im Energiebereich; j. die internationale Zusammenarbeit im Anwendungsbereich des EnG; k. die Untersuchung der Wirkungen und die Datenbearbeitung. 	Art. 1 Bst. a, a^{bis} und h^{bis} Diese Verordnung regelt: <ul style="list-style-type: none"> a. den Herkunftsnachweis für Elektrizität und die Stromkennzeichnung; a^{bis}. Den Herkunftsnachweis für Brenn- und Treibstoffe nach Artikel 4a; h^{bis}. Die Effizienzsteigerungen durch Elektrizitätslieferanten; 		<p>Es fehlt die Definition des "Elektrizitätslieferanten"</p> <p>Ein Elektrizitätslieferant gilt als Lieferant im Sinne des Energiehandels – unabhängig von einer zusätzlichen Rolle als Verteilnetzbetreiber. Der Sitz des Elektrizitätslieferanten ist nicht wesentlich (auch Elektrizitätslieferanten mit Sitz im Ausland sind mitgemeint). Es dürfen keine Wettbewerbsverzerrungen und Preisnachteile entstehen.</p>
2. Kapitel: Herkunftsnachweis und Stromkennzeichnung 1. Abschnitt: Herkunftsnachweis	<i>Gliederungstitel vor Art. 2</i> 2. Kapitel: Herkunftsnachweise und Stromkennzeichnung		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	1. Abschnitt: Herkunftsnachweis für Elektrizität		
	<i>Einfügen vor dem Gliederungstitel des 2. Abschnitts</i> Art. 3a Herkunftsnachweise des Bundes Der Bund kann Herkunftsnachweise für von ihm produzierte und eingespeiste Elektrizität dem Abnehmer der Elektrizität oder einem Dritten verkaufen.		
	<i>Gliederungstitel nach Art. 4</i> 2a. Abschnitt: Herkunftsnachweis für Brenn- und Treibstoffe		
	Art. 4a Geltungsbereich Dieser Abschnitt gilt für: a. flüssige oder gasförmige Brenn- und Treibstoffe, die aus Biomasse oder anderen erneuerbaren Energieträgern hergestellt werden (biogene Brenn- und Treibstoffe); b. Wasserstoff, der nicht aus Biomasse oder anderen erneuerbaren Energieträgern hergestellt wird (nicht biogener Wasserstoff).		
	Art. 4b Pflichten 1 Produzenten von Brenn- und Treibstoffen müssen die Produktionsanlage im System der Vollzugsstelle registrieren und die produzierten Brenn- und Treibstoffe mittels Herkunftsnachweis bei der Vollzugsstelle erfassen lassen. 2 Importeure von Brenn- und Treibstoffen müssen die ausländische Produktionsanlage im System der Vollzugsstelle registrieren und die importierten Brenn- und Treibstoffe mittels Herkunftsnachweis bei der Vollzugsstelle erfassen lassen. 3 Importeure von massenbilanzierten Brenn- und Treibstoffen müssen die Produktionsanlagen nicht registrieren.	3 Importeure von massenbilanzierten Brenn- und Treibstoffen müssen <u>die Herkunftsnachweise bei der Vollzugsstelle erfassen</u>	Die Begriffe sind im Folgenden dem Geltungsbereich entsprechend konsequent anzupassen, z.B. Abs. 1 «...Brenn- und Treibstoffe, die unter Art. 4a fallen, ...». Oder sollen auch nicht erneuerbare Brenn- und Treibstoffe im neuen Register erfasst werden? Abs. 3: Präzisierung zur Vermeidung von Missverständnissen.

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>4 Halter von Pflichtlagern, die flüssige biogene Brenn- und Treibstoffe mindestens 12 Monate in das Pflichtlager aufnehmen, müssen das Pflichtlager registrieren und die aus dem Pflichtlager freigegebenen flüssigen biogenen Brenn- und Treibstoffe mittels Herkunftsnachweis bei der Vollzugsstelle erfassen lassen.</p> <p>5 Von den Pflichten nach den Absätzen 1–2 ausgenommen sind:</p> <p>a. Produzenten, die pro Kalenderjahr weniger als 20 Kilogramm biogenen Brennstoff oder nicht biogenen Wasserstoff, der nicht als Treibstoff verwendet wird, produzieren;</p> <p>b. Importeure, die:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Treibstoffe als Betriebsmittel im Fahrzeugtank oder in einem Reservekanister importieren; 2. Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen als Betriebsmittel im Fahrzeugtank oder in einem Reservekanister importieren; 3. für die importierten Brenn- und Treibstoffe über einen ausländischen Herkunftsnachweis verfügen. 	<p><u>lassen, nicht aber</u> die Produktionsanlagen nicht registrieren.</p>	<p>(Zur Klärung: Unter Massenbilanzierung wird verstanden, dass der physische Gasfluss nachgewiesen werden muss, d.h. dass die Einspeisung und Ausspeisung von erneuerbarem Gas in einem zusammenhängenden System (z.B. das europäische Gasnetz) erfolgen muss.)</p>
	<p>Art. 4c Entwertung</p> <p>1 Eigentümerinnen und Eigentümer von Herkunftsnachweisen für Brenn- oder Treibstoffe müssen diese entwerten, wenn der zugehörige Brenn- oder Treibstoff:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. den Endverbraucherinnen oder Endverbrauchern oder einer Tankstelle geliefert wird; b. selber verbraucht wird; c. in einen anderen Energieträger umgewandelt wird; d. ins Ausland exportiert wird und der schweizerische Herkunftsnachweis im Ausland nicht anerkannt ist; e. für mindestens zwölf Monate in einem Pflichtlager an Lager genommen wird. <p>2 Sie müssen die Entwertung innerhalb eines Monats vornehmen.</p>	<p>2 <i>Streichen</i></p>	<p>Abs. 2: Dieser Absatz ist zu streichen. So könnten alle Versorger gemäss ihrem Ablese-rhythmus die Entwertung vornehmen.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
			<p>In den Erläuterungen steht: «HKN müssen dann entwertet werden, wenn der Treib- oder Brennstoff an Endverbraucher oder Tankstellen geliefert wird.»</p> <p>Sachverhalt: Gas ist bekanntlich nicht etwas, das innerhalb eines Monats zum Zeitpunkt x geliefert wird. Es fliesst stetig. Die Menge wird erst nachträglich mittels Vergleich der Zählerstände zu zwei Zeitpunkten ermittelt. Die Periodizität wird durch den Ableserhythmus bestimmt. Je nach Bezugsmenge und Versorger kann dieser Rhythmus monatlich, quartalsweise, halbjährlich oder jährlich erfolgen. Eine Entwertung innerhalb eines Monats ist nicht praktikabel.</p>
3. Abschnitt: Technische Anforderungen, Verfahren und Meldepflicht			
<p>Art. 5 Technische Anforderungen und Verfahren</p> <p>1 Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) regelt insbesondere:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Anforderungen an den Herkunftsnachweis und dessen Gültigkeitsdauer; b. die Verfahren für die Erfassung, die Ausstellung, die Überwachung der Übertragung des Herkunftsnachweises und dessen Entwertung; c. die Anforderungen an die Registrierung der Anlagen, für deren Produktion die Herkunft nachgewiesen werden muss, sowie das entsprechende Verfahren; d. die Anforderungen an die Stromkennzeichnung. <p>2 Es orientiert sich dabei an internationalen Normen, insbesondere an denjenigen der Europäischen Union und der Association of Issuing Bodies (AIB).</p>	<p>Art. 5 Abs. 1 Bst. a, b und e</p> <p>1 Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) regelt insbesondere:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Anforderungen an die Herkunftsnachweise und deren Gültigkeitsdauer; b. die Verfahren für die Erfassung, die Ausstellung, die Überwachung der Übertragung der Herkunftsnachweise und deren Entwertung; <p>e. die Anforderungen an die Verwendung von Herkunftsnachweisen.</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
3. Kapitel: Raumplanung im Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien			
	<p><i>Gliederungstitel vor Art. 7b</i></p> <p>1b. Abschnitt: Ausscheidung von geeigneten Gebieten für Windkraft- und Solaranlagen</p>		
			<p>Einbezug der Netzinfrastruktur: Die Realisierung von Produktionsanlagen für Elektrizität aus erneuerbaren Energien macht nur Sinn, wenn gleichzeitig der Ausbau der für die Abführung des erzeugten Stroms notwendigen Netzinfrastruktur sichergestellt wird. Es ist deshalb unabdingbar, dass die Netzinfrastruktur in jeglichem Kontext (sei es bei der Definition des nationalen Interesses, im Raumplanungsrecht, z.B. bei der Definition der Standortgebundenheit etc.) miteinbezogen wird. Ausserdem sind die für die Verfahrensleitung verantwortlichen Instanzen auf Bundes- und Kantonsebene im Hinblick auf eine zügige Verfahrensdurchführung auf ihre Pflicht zur Koordination der verschiedenen Verfahrensbeteiligten hinzuweisen. Diesen Aspekten ist spätestens im Rahmen der kommenden Vorlagen zur Verfahrensbeschleunigung Netze («Netzexpress») und der für 2025 in Aussicht gestellten Vorlagen zu RPG und RPV Rechnung zu tragen.</p>
	<p>Art. 7b</p> <p>Zur Festlegung der Gebiete, die für die Nutzung von Windkraft- und Solaranlagen von nationalem Interesse geeignet sind, stützen sich die Kantone auf Grundlagen ab, die insbesondere die stufengerechte Berücksichtigung folgender Interessen erlauben:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Landschaftsschutz; b. Naturschutz einschliesslich Artenschutz; c. Kulturlandschutz einschliesslich Schutz der Fruchtfolgeflächen; d. Walderhaltung; e. Gewässerschutz. 	<p><i>Streichen</i></p> <p><u>Eventualiter:</u></p> <p>Art. 7b</p> <p>Zur Festlegung der Gebiete, die für die Nutzung von Windkraft- und Solaranlagen von nationalem Interesse geeignet sind, stützen sich die Kantone auf Grundlagen ab, die insbesondere die stufengerechte Berücksichtigung folgender Interessen erlauben:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Landschafts- und Biotopschutz; 	<p>Die vorgesehene Regelung von Art. 7b ist bereits mit den Vorgaben von Art. 10 Abs. 1^{ter} EnG abgedeckt. Der vorgesehene abweichende Wortlaut in der Verordnung schafft Unsicherheit und Verwirrung, ohne zusätzlichen Mehrwert. Zudem greift die Regelung ohne Not in die kantonale raumplanerische Kompetenz ein. Der Gesetzgeber hat für die Stufe Richtplan das Prüfprogramm hinreichend vorgegeben.</p> <p>Eventualantrag: Falls Art. 7b EnV nicht insgesamt gestrichen wird, so ist der Wortlaut zu-</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
		<p>b. <i>Streichen</i></p> <p>c. <u>Landwirtschaft, insbesondere des Kulturlandschutzes und des Schutzes der Fruchtfolgeflächen</u> Kulturlandschutz einschliesslich Schutz der Fruchtfolgeflächen;</p> <p>d. Walderhaltung;</p> <p>e. <i>Streichen</i></p>	<p>mindest dahingehend anzupassen, dass er übereinstimmt mit dem Wortlaut von Art. 10 Abs. 1^{ter} EnG.</p>
			<p>Generelle Bemerkung (insbesondere im Hinblick auf die Revision von RPG und RPV):</p> <p>Um Gebiete zu bestimmen, die für den Betrieb von Wind- und Solaranlagen von nationalem Interesse geeignet sind, stützen sich die Kantone auf die in Art. 6 RPG vorgesehenen Grundlagenstudien. Im Rahmen der Anpassung der raumplanerischen Vorgaben ist ein vereinfachtes Verfahren für geringfügige Anpassungen des Richtplans vorzusehen (z.B. die Entfernung oder Hinzufügung eines Standorts auf einem Planungsblatt).</p>
			<p>Generelle Bemerkung zur Interessenabwägung (Nutzungs- versus Schutzinteressen):</p> <p>Bei der Ausscheidung neuer Schutzzonen ist das spezifische Nutzungsinteresse (Interesse an der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien) gleichermassen in die Interessenabwägung mit einzubeziehen, so wie die spezifischen Schutzinteressen bei der Interessenabwägung berücksichtigt werden, wenn es um die Ausscheidung von geeigneten Gebieten für Produktionsanlagen von nationalem Interesse für die Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien geht. Die Interessenabwägung sollte in beide Richtungen gleichermassen stattfinden (gleich lange Spiesse in der Abwägung von Nutzungs- und Schutzinteressen). Unter anderem aus historischen Gründen enthalten sektorale Gesetze Verzerrungen bei der Interessenabwägung (siehe BPUK-Bericht 2017). Es ist wichtig,</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
			sich an der Entwicklung der entsprechenden Umsetzungshilfen beteiligen zu können, um eine echte Interessenabwägung wiederherstellen zu können.
2. Abschnitt: Nationales Interesse			
		<p><i>Einfügen nach dem Gliederungstitel des 2. Abschnitts</i></p> <p><u>Art. 7c (neu) Biotop von nationaler Bedeutung sowie Wasser- und Zugvogelreservaten nach Art. 12 Abs. 2^{bis} EnG</u></p> <p><u>Art. 29 Abs. 1 Bst. a NHV ist im Rahmen des Art. 12 Abs. 2^{bis} EnG nicht anwendbar, soweit es sich um Gletschervorfelder oder alpine Schwemmebenen handelt.</u></p>	<p>Art. 29 Abs. 1 lit. a NHV sieht vor, dass für Biotope, die noch nicht inventarisiert sind, von den Kantonen ggf. Schutzmassnahmen ergriffen werden müssen. Es schafft Unsicherheit für den Projektträger, wenn Gletschervorfelder oder alpine Schwemmebenen trotz ihrer Nichtaufnahme in das nationale Inventar vom Bauverbot erfasst sein könnten. Ausserdem widerspricht die Anwendbarkeit von Art 29 NHV der eindeutigen Bestimmung in Art 12 Abs 2^{bis} EnG, die insoweit ausschliesslich auf Art 18a Abs. 1 NGH verweist.</p>
		<p><u>Art. 8a (neu)</u></p> <p><u>Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen sind von einem nationalen Interesse, wenn eines der folgenden beiden Kriterien erfüllt ist:</u></p> <p><u>a. Grösse: installierte Leistung von mindestens 10 MW; oder</u></p> <p><u>b. Distanz: Ist noch keine industrielle Anlage von mindestens 2 MW im Umkreis von 40 km in Betrieb, so ist jede neue Anlage von nationalem Interesse, die eine Kapazität von mindestens 2 MW aufweist.</u></p>	<p>Die Verordnungen zum Mantelerlass enthalten keine Angaben dazu, ab welcher Grösse und Bedeutung Elektrolyseure von einem nationalen Interesse sein sollen. Daher wird eine Definition anhand von zwei Kriterien im Sinne einer ODER-Regelung vorgeschlagen, d.h. nur eines der beiden Kriterien muss erfüllt sein:</p> <p>1. Grösse: Anlagen ab 10 MW installierter Leistung kommt nationales Interesse zu. Dieser Schwellenwert bleibt herausfordernd (und verhindert damit, dass pauschal alle Anlagen von nationalem Interesse sind), aber dennoch für realistisch erreichbar.</p> <p>ODER</p> <p>2. Distanz: Ist noch keine industrielle H2-Anlage bzw. Anlage von mind. 2 MW im Umkreis von 40 km in Betrieb, so ist jede neue H2-Anlage von nationalem Interesse, die eine Kapazität von mindestens 2 MW aufweist.</p> <p>Begründung: In absehbarer Zeit ist kein H2-Netz in Aussicht, und die Verteilung entsprechend anspruchsvoll. Um dennoch eine ausreichende Versorgung in der ganzen Schweiz sicherstellen zu können, ist die Erstellung von</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
			lokalen/regionalen H2-Anlagen notwendig. Daher erscheint das Distanzkriterium im Verbund mit einer geringen Mindestkapazität ein geeigneter Ansatz. Namentlich in peripheren Gebieten erscheint es schwierig, einen Absatz für Anlagen mit grösserer Kapazität zu generieren
	<i>Einfügen vor dem Gliederungstitel des 2a Abschnitts</i>		
	<p>Art. 9a Solaranlagen von nationalem Interesse</p> <p>1 Bei der Beurteilung, ob eine Solaranlage von nationalem Interesse ist, können mehrere Modulfelder gesamthaft berücksichtigt werden, wenn die Distanz zwischen den Feldern gering ist, die Felder eine gemeinsame Anordnung aufweisen und die Lücken zwischen den Feldern sachlich begründet sind.</p> <p>2 Neue und erneuerte Solaranlagen sind von nationalem Interesse, wenn die mittlere erwartete Produktion von Oktober bis März mindestens 5 GWh beträgt.</p> <p>3 Werden Solaranlagen erweitert, so sind diese von nationalem Interesse, wenn der Schwellenwert nach Absatz 2 nach der Erweiterung erreicht wird und sich die mittlere erwartete Produktion von Oktober bis März um mindestens 20 Prozent oder 2,5 GWh erhöht.</p>	<p>1 Bei der Beurteilung, ob eine Solaranlage von nationalem Interesse ist, können mehrere Modulfelder gesamthaft berücksichtigt werden, wenn die Distanz zwischen den Feldern gering ist, die einzelnen Felder eine gemeinsame Anordnung <u>sowie einen funktional-betrieblichen Zusammenhang</u> aufweisen und <u>allfällige</u> die Lücken zwischen den Feldern sachlich begründet sind.</p> <p>2 Neue und erneuerte Solaranlagen sind von nationalem Interesse, wenn die mittlere erwartete Produktion von Oktober bis März mindestens <u>3 GWh</u> 5 GWh beträgt.</p> <p>3 <i>Streichen</i></p> <p>Eventualiter: (Anpassung des Wortlauts von Abs. 3 in Analogie zu Art. 8 Abs. 2^{bis} EnV):</p> <p>3 Werden <u>bestehende</u> Solaranlagen <u>erneuert oder</u> erweitert, so sind diese <u>auch dann</u> von nationalem Interesse, wenn der Schwellenwert nach Absatz 2 <u>nur vor oder nach der Erneuerung oder der</u></p>	<p>Abs. 1: Die Formulierung «geringe Distanz» verunmöglicht je nach Projekt eine gesamtgesellschaftliche Betrachtung, welche den konkreten Umständen des Projekts in sinnvoller Weise Rechnung tragen kann.</p> <p>Abs. 2: Der Schwellenwert von 5 GWh Winterstrom ist zu hoch. Die Erfahrungen aus dem Solarexpress zeigen, dass die dort geltende Schwelle von 10 GWh Jahresproduktion die Errichtung von Anlagen erschweren, weil die lokale Akzeptanz mit der Grösse der Anlage abnimmt. Zudem steigt mit zunehmender Anlagengrösse die erforderliche Grösse des Netzanschlusses und damit die Kosten.</p> <p>Abs. 3: Es macht Sinn, dass Solaranlagen (unabhängig davon ob neu, erneuert oder erweitert) dann von nationalem Interesse sind, wenn sie den relevanten Schwellenwert erreichen. Insbesondere dürfte der vorgeschlagene Wortlaut von Abs. 3 nicht dahingehend ausgelegt werden, dass Solaranlagen, die bereits vor der Erweiterung von nationalem Interesse waren, einer erneuten Prüfung hinsichtlich Qualifikation für ein nationales Interesse unterzogen werden.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
		Erweiterung erreicht wird nach der Erweiterung erreicht wird und sich die mittlere erwartete Produktion von Oktober bis März um mindestens 20 Prozent oder 2,5 GWh erhöht.	Eventualantrag: Anpassung des Wortlauts von Abs. 3 in Analogie zu Art. 8 Abs. 2 ^{bis} EnV. Damit würde man sich für Erneuerungen und Erweiterungen auf bestehende Regeln und Formulierungen abstützen, was umso angemessener erscheint, als der bauliche Eingriff für eine PV-Anlage gegenüber einer Wasserkraftanlage geringer sein dürfte.
		<p><i>Einfügen vor dem Titel des 3. Abschnitts</i></p> <p>Art. 9a⁰ (neu)</p> <p><u>1 Im Rahmen der Überwachung der Erreichung der Ziele für die erneuerbare Erzeugung nach Art. 2 EnG bewertet der Bundesrat periodisch die Angemessenheit der Produktionsschwellen für die Produktionsanlagen im nationalen Interesse.</u></p> <p><u>2 Das Monitoring des Bundesrates gemäss Art. 2 Abs. 4 EnG wird veröffentlicht.</u></p>	<p>Abs. 1: Zur Sicherstellung der Energiestrategie 2050 bedarf es einer periodischen Überprüfung der Schwellenwerte.</p> <p>Abs. 2: Eine Veröffentlichung des Monitorings gemäss Art. 2 Abs. 4 EnG dient der Transparenz und Akzeptanz der Zielvorgaben.</p>
	<p><i>Gliederungstitel nach Art. 9a</i></p> <p>2a. Abschnitt: Zubau für die Stromproduktion im Winter</p>		
		<p>Art. 9a¹ (neu) Interessensabwägung</p> <p><u>1 Ein Abweichen von der ungeschmälernten Erhaltung von Biotopen von nationaler Bedeutung nach Art. 18a NHG durch Vorhaben, die unter die Ausnahmebestimmung von Art. 12 Abs. 2^{bis} Bst. a bis c EnG fallen, darf in Erwägung gezogen werden, wenn sie anderen gleich- oder höherwertigen Interessen von ebenfalls nationaler Bedeutung dienen.</u></p> <p><u>2 Wer einen Eingriff vornimmt oder verursacht, ist zu bestmöglichen Schutz-, Wiederherstellungs- oder ansonst angemessenen Ersatzmassnahmen verpflichtet.</u></p>	<p>Art. 12 Abs. 2 EnG enthält ein absolutes Bauverbot für Neuanlagen in Biotopen von nationaler Bedeutung nach Art. 18a NHG und in Wasser- und Zugvogelreservaten nach Art. 11 JSG. Diese Bestimmung wird mit dem neuen Art. 12 Abs. 2^{bis} EnG – in Bezug auf Restwasserstrecken zur Schaffung von Rechtssicherheit – um konkrete Ausnahmen ergänzt. Die Erläuterungen in der Energieverordnung zu Art. 12 Abs. 2^{bis} EnG sind missverständlich. Zwar wird korrekt festgehalten, dass Art. 12 Abs. 2^{bis} EnG besagt, dass in den Fällen, in denen sich einzig die Restwasserstrecke einer Anlage im Schutzobjekt befindet, neu eine Interessenabwägung möglich sein soll. Weiter wird jedoch ausgeführt, dass die bestehenden Biotope von nationaler Bedeutung «entsprechend ihrer Schutzziele erhalten» bleiben. Das erweckt den Eindruck, dass die Regelung in Art. 12 Abs. 2^{bis} EnG restriktiver ist, als bei</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
			anderen Eingriffen in Objekte von nationaler Bedeutung. Dies ist jedoch nicht der Fall und ergibt sich so nicht aus Art. 12 EnG. Aufgrund dessen ist zur Klärung ein neuer Artikel 9a ¹ in die EnV aufzunehmen, in welchem die Eingriffsvoraussetzungen – in Übereinstimmung mit den Regelungen in anderen Erlassen der Umweltschutzgesetzgebung – umschrieben werden.
	Art. 9a^{bis} Vorhaben in einem Inventar von Objekten von nationaler Bedeutung 1 Auf Schutz-, Wiederherstellungs-, Ersatz- oder Ausgleichsmassnahmen kann insbesondere dann verzichtet werden, wenn deren Umsetzung ein Vorhaben verhindern oder dessen Erstellung oder Betrieb übermässig beeinträchtigen würde.		
	Art. 9a^{ter} Speicherwasserkraftwerke für den Zubau für die Stromproduktion im Winter Zu den Speicherwasserkraftwerken gehören auch Anlagen und Installationen, die für die Realisierung und den Betrieb der Speicherwasserkraftwerke nach Artikel 9a Absatz 3 StromVG notwendig sind.	Zu den Speicherwasserkraftwerken gehören auch Anlagen, und Installationen <u>und Anschlussleitungen</u> , die für die Realisierung und den Betrieb der Speicherwasserkraftwerke nach Artikel 9a Absatz 3 StromVG notwendig sind.	Es ist wichtig, dass neben den Produktionsanlagen die entsprechende Netzinfrastruktur ebenfalls miteinbezogen wird.
	Art. 9a^{quater} Ausgleichsmassnahmen 1 Für die Speicherwasserkraftwerke nach Artikel 9a Absatz 3 StromVG sind zusätzliche Ausgleichsmassnahmen zum Schutz von Biodiversität und Landschaft nach Artikel 9a Absatz 3 Buchstabe e des StromVG vorzusehen.	1 Für die Speicherwasserkraftwerke nach Artikel 9a Absatz 3 StromVG sind zusätzliche Ausgleichsmassnahmen zum Schutz von Biodiversität und Landschaft nach Artikel 9a Absatz 3 Buchstabe e des StromVG vorzusehen. <u>Mit der Bewilligung sind die Ausgleichsmassnahmen verbindlich festzulegen.</u> 1 ^{bis} (neu) <u>Die zusätzlichen Ausgleichsmassnahmen sollen allfällige, nicht durch Ersatzmassnahmen gedeckte, kumulative ökologische und landschaftliche Eingriffe ausgleichen.</u>	Abs. 1 Die Ausgleichsmassnahmen sind verbindlich festzulegen. Abs. 1 ^{bis} : Definition aus der gemeinsamen Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft. Hier wird der Begriff des kumulativen Schadens eingeführt, der die Ausgleichsmassnahmen von den Ersatzmassnahmen unterscheidet. Diese Begriffsbestimmung ist zentral für die Einordnung des möglichen Inhalts und der

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>2 Die zusätzlichen Ausgleichsmassnahmen können am Standort der Anlage oder an einem anderen Standort im Kanton durch eine ökologische oder landschaftliche Aufwertung oder die Unterschutzstellung eines Perimeters umgesetzt werden.</p> <p>3 Die direkten und indirekten Kosten der Ausgleichsmassnahmen müssen in einem angemessenen Verhältnis zum volkswirtschaftlichen Nutzen und zum neuen Eingriff des Projekts in die Biodiversität und die Landschaft stehen.</p>	<p>3 Die direkten und indirekten Kosten der Ausgleichsmassnahmen müssen in einem angemessenen Verhältnis zum volkswirtschaftlichen Nutzen und zum neuen Eingriff des Projekts in die Biodiversität und die Landschaft stehen. <u>Die Kosten sind begrenzt auf den Betrag, der erforderlich ist, um den nach Abs. 1^{bis} beschriebenen Ausgleich herzustellen. Des Weiteren dürfen die Kosten für die zusätzlichen Ausgleichsmassnahmen X% der Kosten für die erforderlichen Ersatzmassnahmen nicht überschreiten.</u></p>	<p>Reichweite der Ausgleichsmassnahmen. (Ein Beispiel: Es gibt drei Wasserkraftwerke in einem Wassereinzugsgebiet, die jeweils eine Auswirkung von 10 (Wirkungseinheiten) auf die Wassermenge haben. Der gemäss NHG erforderliche Ausgleich beträgt 10 (Wirkungseinheiten) für jedes der Projekte. Die Kumulierung der drei Projekte führt jedoch de facto zu einer grösseren tatsächlichen Auswirkung als die einfache Summe der Auswirkungen (Schwelleneffekte, kumulative Verstärkung der Auswirkungen). Ergebnis: Die drei Projekte zusammengekommen führen zu einer Auswirkung von 35 Wirkungseinheiten und nicht von 30. Die kumulierten Auswirkungen der drei Projekte führen zu zusätzlichen Ausgleichsmassnahmen von 5 Wirkungseinheiten, die über die Ersatzmassnahmen hinausgehen.)</p> <p>Abs. 3: Der mit den zusätzlichen Ausgleichsmassnahmen zu kompensierende Eingriff ist durch die Begriffsbestimmung in Abs.1^{bis} nunmehr eindeutig definiert. Daraus ergibt sich in der Folge eine faktische Begrenzung der möglichen Kosten, was angesichts der vom Bundesrat vorgeschlagenen Formulierung klargestellt werden sollte. Die vom Bundesrat in Abs. 3 vorgeschlagene Formulierung wurde mit identischem Wortlaut aus der Gemeinsamen Erklärung des Rundes Tisches übernommen. Vor diesem Hintergrund sollte sie nicht verändert werden, obgleich die Formulierung diverse Auslegungsfragen aufwirft.</p>
<p>Art. 9a Bauten und Anlagen zur Abklärung der Standorteignung von Windenergieanlagen</p> <p>1 Bauten und Anlagen zur Abklärung der Standorteignung von Windenergieanlagen</p>	<p>Art. 9a^{quinquies} Bisheriger Art. 9a</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>dürfen für eine Dauer von maximal 18 Monaten ohne Baubewilligung errichtet oder geändert werden.</p> <p>2 Die Kantone können ein Meldeverfahren vorsehen.</p>			
<p>4. Kapitel: Einspeisung netzgebundener Energie und Eigenverbrauch</p> <p>1. Abschnitt: Pflicht zur Abnahme und zur Vergütung von Energie nach Artikel 15 EnG</p>			
<p>Art. 10 Anschlussbedingungen</p> <p>1 Die Produzentinnen und Produzenten von Energie nach Artikel 15 EnG und die Netzbetreiber legen die Anschlussbedingungen vertraglich fest. Sie regeln insbesondere:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Anschlusskosten; b. die maximale Einspeiseleistung; c. ob ein Teil der produzierten Energie nach den Artikeln 16 und 17 EnG am Ort der Produktion verbraucht wird; d. die Vergütung. <p>2 Die Produzentinnen und Produzenten sind verpflichtet, auf eigene Kosten Massnahmen zu ergreifen, um störende technische Einwirkungen auf den Netzanschlusspunkt zu vermeiden.</p> <p>3 Ist Absatz 2 erfüllt, so sind die Netzbetreiber verpflichtet, die Energieerzeugungsanlage mit dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzanschlusspunkt so zu verbinden, dass die Einspeisung und der Bezug von Energie sichergestellt sind. Die Produzentin oder der Produzent trägt die Kosten für die Erstellung der dazu notwendigen Erschliessungsleitungen bis zum Netzanschlusspunkt sowie allfällig notwendige Transformationskosten. Die Vergütung der Kosten für notwendige Netzverstärkungen richtet sich nach Artikel 22 Absatz 3 StromVV.</p> <p>4 Die Produzentinnen und Produzenten können dem Netzbetreiber unter Einhaltung</p>	<p>Art. 10 Abs. 3</p> <p>3 Ist Absatz 2 erfüllt, so sind die Netzbetreiber verpflichtet, die Energieerzeugungsanlage mit dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzanschlusspunkt so zu verbinden, dass die Einspeisung und der Bezug von Energie sichergestellt sind. Die Produzentin oder der Produzent trägt die Kosten für die Erstellung der dazu neu notwendigen Erschliessungsleitungen bis zum Netzanschlusspunkt sowie allfällig notwendige Transformationskosten.</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
einer Frist von einem Monat auf ein Quartalsende hin melden, ob sie ihren Anspruch auf die Abnahme und Vergütung der von ihnen produzierten Energie geltend machen wollen oder nicht.			
<p>Art. 12 Vergütung</p> <p>1 Können sich Produzentin oder Produzent und Netzbetreiber nicht einigen, so richtet sich die Vergütung nach den Kosten des Netzbetreibers für den Bezug gleichwertiger Elektrizität bei Dritten sowie den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen; die Kosten für allfällige Herkunftsnachweise werden nicht berücksichtigt. Die Gleichwertigkeit bezieht sich auf die technischen Eigenschaften der Elektrizität, insbesondere auf die Energiemenge und das Leistungsprofil sowie auf die Steuer- und Prognostizierbarkeit.</p> <p>2 Bei der Vergütung für Elektrizität aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärmekraft-Kopplungsanlagen ergibt sich der Marktpreis aus den Stundenpreisen am Spotmarkt im Day-ahead-Handel für das Marktgebiet Schweiz.</p> <p>3 Für Elektrizitätserzeugungsanlagen, deren Installation nicht der Bewilligungspflicht nach Artikel 6 der Niederspannungs-Installationsverordnung vom 7. November 2001 unterliegen und die nicht mit einem intelligenten Messsystem nach Artikel 8a StromVV ausgestattet sind, kann der Netzbetreiber abweichend von Artikel 11</p>	<p>Art. 12 Abs. 1 und 1^{bis}</p> <p>1 Der für die Festlegung der Vergütung erforderliche vierteljährlich gemittelte Marktpreis entspricht dem Referenz-Marktpreis nach Artikel 15 Absätze 1 und 3 der Energieförderungsverordnung vom 1. November 2017.</p> <p>1^{bis} Die Minimalvergütung beträgt:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. für Solaranlagen mit einer Leistung unter 30 kW: 4,6 Rp./kWh; b. für Solaranlagen mit Eigenverbrauch und einer Leistung von 30 bis 150 kW: 0 Rp./kWh; c. für Solaranlagen ohne Eigenverbrauch mit einer Leistung von 30 bis 150 kW: 6,7 Rp./kWh; d. für Wasserkraftanlagen bis zu einer Leistung von 150 kW: 12 Rp./kWh. 		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
und den Absätzen 1 und 2 eine angemessene jährliche Pauschale für die Vergütung der eingespeisten Elektrizität vorsehen.			
2. Abschnitt: Eigenverbrauch			
Art. 14 Ort der Produktion 1 Als Ort der Produktion gilt das Grundstück, auf dem die Produktionsanlage liegt. 2 Der Ort der Produktion kann weitere Grundstücke umfassen, sofern die selber produzierte Elektrizität auch auf diesen Grundstücken ohne Inanspruchnahme des Verteilnetzes verbraucht werden kann.	Art. 14 Abs. 3 3 Befindet sich ein Zusammenschluss zum Eigenverbrauch auf einer Spannungsebene unter 1 kV, kann die Anschlussleitung sowie der entsprechende Netzanschlusspunkt für den Eigenverbrauch genutzt werden.	3 Streichen <u>Eventualiter:</u> 3 Für die Netzebene 7 kann die Anschlussleitung für den Eigenverbrauch genutzt werden. Befindet sich ein Zusammenschluss zum Eigenverbrauch auf einer Spannungsebene unter 1 kV, kann die Anschlussleitung sowie der entsprechende Netzanschlusspunkt für den Eigenverbrauch genutzt werden.	Abs. 3: Die Verwendung von Anschlussleitungen für einen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) ist eine «kann-Regelung» auf Gesetzesstufe. Der VSE macht beliebt, die Nutzung von Anschlussleitungen nicht zu regeln und de facto die Nutzung der Anschlussleitungen für eine ZEV nicht zuzulassen. Während die Nutzung der Anschlussleitungen bereits in der Botschaft des Mantelerlasses enthalten ist, wurde innerhalb des parlamentarischen Prozesses die «Lokale Elektrizitätsgemeinschaft» als neue Form des Austausches lokal erzeugter Elektrizität etabliert und ausführlich geregelt. Ein Nebeneinander von drei Modellen (ZEV, ZEV mit Anschlussleitung, LEG) wird hierdurch zugunsten von klaren Regelungen vermieden. Eventualantrag: Es soll sichergestellt werden, dass ein virtueller ZEV nicht über die Niederspannungs-Verteilung bzw. Niederspannungs-Sammelschiene (Netzebene 6) einer Transformatorstation gebildet werden kann, sondern ausschliesslich mit Anschlussleitungen, die ausserhalb einer Transformatorstation der Netzebene 7 zugeordnet sind.

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
			<p>Eigenverbraucher im Praxismodell dürfen nicht von der Nutzung der Anschlussleitung ausgeschlossen werden.</p> <p>Die Definition der Anschlussleitung ist von der Netztopologie (Verteilerkasten, Muffennetz) abhängig, welche für jedes Netz unterschiedlich ist und sich durch den Anschluss von weiteren Anschlussnehmer sogar ändern kann. Es benötigt daher auf Stufe Verordnung eine Klarstellung, was zur Anschlussleitung dazu zählt.</p> <p>Gemäss BFE ist die Bildung eines virtuellen ZEV in einem gemufften Netz nicht möglich. Der VSE ist ebenfalls dieser Meinung.</p> <p>Die Nutzung der Anschlussleitung stellt de facto die Nutzung von Verteilnetzinfrastruktur für einen ZEV dar. (Anschlussleitungen sind im Eigentum des VNB und über einen Anschlussbeitrag teilweise vom Anschlussnehmer finanziert.) In der Konsequenz wäre zu regeln, dass die Anschlussleistungen innerhalb der ZEV künftig von den Teilnehmern der ZEV Instand zu halten sind. Aktuell werden diese Kosten von allen Netznutzern getragen.</p>
<p>Art. 16 Teilnahme von Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern am Zusammenschluss</p> <p>1 Die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer stellt den einzelnen Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern gemäss den folgenden Grundsätzen Rechnung:</p> <p>a. Für die extern bezogene Elektrizität sind die Kosten verbrauchsabhängig anzulasten; dazu gehören, einschliesslich aller Abgaben, die Kosten der Energie, der Netznutzung und der Messung am Messpunkt des Zusammenschlusses.</p> <p>b. Für die intern produzierte Elektrizität und die Kosten der internen Messung,</p>	<p>Art. 16 Teilnahme von Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen sowie Pächtern am Zusammenschluss</p> <p>1 Beim Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist mindestens schriftlich festzuhalten:</p> <p>a. wer den Zusammenschluss gegen aussen vertritt;</p> <p>b. die Art und Weise der Messung des internen Verbrauchs, der Datenbereitstellung, der Verwaltung und der Abrechnung;</p> <p>c. das Stromprodukt, das extern bezogen werden soll, sowie die Modalitäten bei einem Wechsel dieses Produkts.</p> <p>2 Mieterinnen und Mieter sowie Pächterinnen und Pächter können ihre Teilnahme am Zusammenschluss nur dann beenden, wenn:</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>der Datenbereitstellung, der Verwaltung und der Abrechnung des Zusammenschlusses (interne Kosten) darf pauschal maximal 80 Prozent des Betrags in Rechnung gestellt werden, der im Falle einer Nichtteilnahme am Zusammenschluss beim Bezug des externen Standardstromprodukts für die entsprechende Strommenge zu entrichten wäre.</p> <p>1^{bis} ...</p> <p>2 Für die internen Kosten kann die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer anstelle der Pauschale nach Absatz 1 Buchstabe b auch die Kosten in Rechnung stellen, die effektiv angefallen sind, abzüglich der Erlöse aus der eingespeisten Elektrizität.</p> <p>2^{bis} ...</p> <p>3 Werden die internen Kosten nach Absatz 2 abgerechnet, so darf die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer maximal den Betrag in Rechnung stellen, der für die entsprechende Strommenge beim Bezug des externen Standardstromprodukts zu entrichten wäre. Sind die internen Kosten tiefer als die Kosten dieses externen Standardstromprodukts, so darf zusätzlich zu den internen Kosten höchstens die Hälfte der erzielten Einsparung in Rechnung gestellt werden.</p> <p>4 Beim Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist mindestens schriftlich festzuhalten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. wer den Zusammenschluss gegen ausen vertritt; b. die Art und Weise der Messung des internen Verbrauchs, der Datenbereitstellung, der Verwaltung und der Abrechnung; c. das Stromprodukt, das extern bezogen werden soll, sowie die Modalitäten für einen Wechsel dieses Produkts. <p>5 Mieterinnen und Mieter und Pächterinnen und Pächter können ihre Teilnahme am</p>	<ul style="list-style-type: none"> a. sie Anspruch auf Netzzugang (Art. 17 Abs. 3 EnG) haben und diesen für sich geltend machen wollen; oder b. die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer entweder keine angemessene Versorgung mit Elektrizität gewährleisten kann oder die Vorgaben nach Artikel 16a und 16b nicht einhält. <p>3 Die Beendigung der Teilnahme am Zusammenschluss ist der Grundeigentümerin oder dem Grundeigentümer drei Monate im Voraus schriftlich und begründet mitzuteilen.</p> <p>4 Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer, die für die Versorgung von Mieterinnen und Mietern sowie Pächterinnen und Pächtern zuständig sind, sind von der Pflicht, die Tarife zu veröffentlichen und eine Kostenträgerrechnung nach Artikel 4 StromVV zu führen, befreit.</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>Zusammenschluss nur dann beenden, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. sie Anspruch auf Netzzugang (Art. 17 Abs. 3 EnG) haben und diesen für sich geltend machen wollen; oder b. die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer entweder die angemessene Versorgung mit Elektrizität nicht gewährleisten kann oder die Vorgaben der Absätze 1–3 nicht einhält. <p>6 Die Beendigung ist der Grundeigentümerin oder dem Grundeigentümer drei Monate im Voraus schriftlich und begründet mitzuteilen.</p> <p>7 Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer, die für die Versorgung von Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern zuständig sind, sind von der Pflicht, die Tarife zu veröffentlichen und eine Kostenträgerrechnung nach Artikel 4 StromVV zu führen, befreit.</p>			
	<p>Art. 16a Abrechnung der externen Kosten</p> <p>1 Als externe Kosten gelten die Kosten, die anfallen für:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die extern bezogene Elektrizität einschliesslich aller Abgaben sowie der Kosten der Netznutzung und der Messung des Zusammenschlusses; b. ein Netz für die interne Stromverteilung in dem Umfang, in dem das Netz der Verteilung der extern bezogenen Elektrizität dient. <p>2 Die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer stellt den Mieterinnen und Mietern sowie Pächterinnen und Pächtern die externen Kosten verbrauchsabhängig in Rechnung.</p> <p>3 Fallen Kosten nach Absatz 1 Buchstabe b an, so darf die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer der Mieterin oder dem Mieter oder der Pächterin oder dem Pächter nicht mehr in Rechnung stellen, als für die entsprechende Menge Elektrizität bei Nichtteilnahme am Zusammenschluss anfallen würde.</p>		<p>Die Artikel 16a und 16b sind sehr kompliziert und könnten vereinfacht werden (z.B. Begrenzung der internen Tarife auf 80% der externen Tarife).</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>Art. 16b Abrechnung der internen Kosten</p> <p>1 Als interne Kosten gelten die Kosten, die anfallen für:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die intern produzierte Energie; b. die interne Messung, die Datenbereitstellung und die Abrechnung des Zusammenschlusses; c. ein Netz für die interne Stromverteilung in dem Umfang, in dem das Netz der Verteilung der intern produzierten Elektrizität dient. <p>2 Die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer kann die internen Kosten der Mieterin oder dem Mieter sowie der Pächterin oder dem Pächter pauschal in der Höhe von höchstens 80 Prozent der Kosten, die dieser oder diesem für die entsprechende Menge Elektrizität bei Nichtteilnahme am Zusammenschluss anfallen würden, in Rechnung stellen.</p> <p>3 Stellt die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer der Mieterin oder dem Mieter oder der Pächterin oder dem Pächter die effektiv angefallenen internen Kosten verbrauchsabhängig in Rechnung, so gilt:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Erlöse aus der Einspeisung von intern produzierter Energie sind von den Kosten abzuziehen; b. Die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer darf als interne Kosten nicht mehr in Rechnung stellen, als für die entsprechende Menge Elektrizität bei Nichtteilnahme am Zusammenschluss anfallen würde. Sind die internen Kosten tiefer als dieser Betrag, so darf die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer zusätzlich zu den internen Kosten höchstens die Hälfte der erzielten Einsparung in Rechnung stellen. 	<p>a. die Erlöse aus der Einspeisung von intern produzierter Energie <u>in das Netz des Verteilnetzbetreibers</u> sind von den Kosten abzuziehen;</p>	<p>Abs. 3 Bst. a: Zur Präzisierung – es geht nicht um Einspeisung ins Arealnetz.</p>
<p>Art. 18 Verhältnis zum Netzbetreiber</p> <p>1 Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer haben dem Netzbetreiber je drei Monate im Voraus Folgendes mitzuteilen:</p>	<p>Art. 18 Abs. 5 und 6</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>a. die Bildung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch, die Vertreterin oder den Vertreter dieses Zusammenschlusses sowie daran teilnehmende Mieterinnen und Mieter oder Pächterinnen und Pächter, die nach der Bildung des Zusammenschlusses nicht mehr als Endverbraucherinnen oder Endverbraucher auftreten;</p> <p>b. die Auflösung eines Zusammenschlusses;</p> <p>c. den Einsatz eines Speichers und dessen Verwendungsart;</p> <p>d. die Unterschreitung des Wertes nach Artikel 15 Absatz 1.</p> <p>2 Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer haben eine allfällige Beendigung der Teilnahme einer Mieterin oder eines Mieters oder einer Pächterin oder eines Pächters am Zusammenschluss dem Netzbetreiber unverzüglich mitzuteilen. Der Netzbetreiber hat die betreffenden Mieterinnen und Mieter und Pächterinnen und Pächter innert drei Monaten in die Grundversorgung nach Artikel 6 oder 7 des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007 (StromVG) aufzunehmen.</p> <p>3 Ist die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer nicht in der Lage, die Mitglieder und Teilnehmerinnen und Teilnehmer des Zusammenschlusses mit Elektrizität zu versorgen, so hat der Netzbetreiber die Versorgung umgehend sicherzustellen.</p> <p>4 Die dem Netzbetreiber aufgrund der Absätze 2 und 3 anfallenden Kosten hat die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer zu tragen.</p>	<p>5 Der Netzbetreiber teilt der Grundeigentümerin oder dem Grundeigentümer innert 14 Tagen die für die Bildung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch notwendigen Informationen mit.</p>	<p>c. den Einsatz eines Speichers und dessen Verwendungsart, <u>technische Daten der Erzeugungsanlagen sowie Speicher, insbesondere die Art der Anlage, Betriebskonzept und ihre elektrische Leistung</u>;</p> <p>5 Der Netzbetreiber teilt der Grundeigentümerin oder dem Grundeigentümer innert <u>20 Arbeitstagen</u> 14 Tagen die für Bildung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch notwendigen Informationen mit.</p>	<p>Abs. 1 Bst. c: Durch die ausgeweiteten Pflichten des VNB bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch sind die Informationspflichten der ZEV-Teilnehmer analog zur LEG gem. Art. 19g StromVV auch beim ZEV zu melden.</p> <p>Abs. 5: Insbesondere über Feiertage reichen 14 Tage nicht aus, um die Auskünfte zu erteilen.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	6 Er rechnet den Verbrauch der Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die nicht an einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauchs teilnehmen, separat ab und stellt der Grundeigentümerin oder dem Grundeigentümer die für die Abrechnung notwendigen Daten zur Verfügung.	6 Er rechnet den Verbrauch der Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die nicht an einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauchs teilnehmen, separat ab und stellt der Grundeigentümerin oder dem Grundeigentümer die für die Abrechnung notwendigen <u>Lastgangdaten der Gesamtmessung des ZEV exkl. der Nichtteilnehmer Daten</u> zur Verfügung.	Abs. 6: Die «Daten» sind zu spezifizieren. Die VNB können keine Messdaten der Endverbraucher, die nicht teilnehmen, an den Zusammenschluss weitergeben.
5. Kapitel: Wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen, Geothermie-Garantien und Entschädigung für Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftwerken 1. Abschnitt: Wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen			
	Art. 20a Schweizweite Programme 1 Das BFE kann eine spezifische Massnahme separat ausschreiben, wenn sie: a. im Rahmen der Ausschreibungen nach Artikel 19 nicht oder nur in geringem Umfang umgesetzt wird; und b. in schweizweiten Programmen standardisiert und skalierbar umsetzbar ist. 2 Es orientiert sich dabei an der Kostenwirksamkeit der bisherigen Ausschreibungen nach Artikel 19.		Zusätzliche Programme dürfen das Massnahmenpotenzial zur Erfüllung der Zielvorgaben gemäss Art. 51a nicht mindern.
Art. 22 Publikation 1 Das BFE publiziert zu den wettbewerblichen Ausschreibungen jährlich folgende Angaben: a. die Anzahl der geförderten Programme und Projekte; b. die bei Programmen und Projekten erwartete und realisierte Stromeinsparung; c. die pro eingesparte Kilowattstunde eingesetzten Fördermittel (Kostenwirksamkeit). 2 Es kann zudem die von Projekt- und Programmträgern eingereichten Eingaben sowie die verfassten Zwischen- und	Art. 22 Abs. 1 Einleitungssatz 1 Das BFE publiziert zu den wettbewerblichen Ausschreibungen und den schweizweiten Programmen jährlich folgende Angaben:		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
Schlussberichte unter Wahrung des Geschäfts- und Fabrikationsgeheimnisses publizieren.			
6. Kapitel: Netzzuschlag 1. Abschnitt: Erhebung und Verwendung			
Art. 36 Verwendung 1 Die Zuteilung der verfügbaren Mittel richtet sich nach dem Mittelbedarf und den Vollzugskosten der einzelnen Verwendungen, den anteilmässigen Kosten für die Rückerstattung des Netzzuschlags nach Artikel 39 EnG, der Gesamtliquidität des Netzzuschlagsfonds sowie dem Beitrag, den die einzelnen Verwendungen zur Verwirklichung des Gesetzeszwecks und zur Erreichung der Richtwerte gemäss den Artikeln 2 und 3 EnG leisten. 2 Die gesetzlich vorgesehenen Höchstanteile für die Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen, für die Investitionsbeiträge für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW und für die Entschädigungen nach Artikel 34 EnG werden ausgeschöpft, sofern dies aufgrund des Mittelbedarfs notwendig ist.	Art. 36 Abs. 1 1 Die Zuteilung der verfügbaren Mittel richtet sich nach dem Mittelbedarf und den Vollzugskosten der einzelnen Verwendungen, den anteilmässigen Kosten für die Rückerstattung des Netzzuschlags nach Artikel 39 EnG, der Gesamtliquidität des Netzzuschlagsfonds sowie dem Beitrag, den die einzelnen Verwendungen zur Erreichung der Zielwerte nach den Artikeln 2 und 3 EnG leisten.		
	<i>Einfügen vor dem Gliederungstitel des 2. Abschnitts</i>		
	Art. 36a Tresoreriedarlehen Das BFE und die Eidgenössische Finanzverwaltung legen die Einzelheiten der Tresoreriedarlehen einvernehmlich fest, insbesondere den Umfang und die Dauer der Darlehen, die Verzinsung und die Modalitäten.		
	<i>Gliederungstitel vor Art. 51a</i> 7a. Kapitel: Effizienzsteigerungen durch Elektrizitätslieferanten		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>Art. 51a Zielvorgabe</p> <p>1 Elektrizitätslieferanten, die in den vorangegangenen drei Kalenderjahren durchschnittlich 10 GWh oder mehr Elektrizität an ihre Endverbraucherinnen und Endverbraucher abgesetzt haben (Referenzstromabsatz), müssen jährlich Stromeinsparungen durch Effizienzsteigerungen im Umfang von 2 Prozent ihres Referenzstromabsatzes realisieren.</p>	<p>1 Elektrizitätslieferanten, die in den vorangegangenen drei Kalenderjahren <u>Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die vom Netzzugang Gebrauch gemacht haben, beliefert oder</u> durchschnittlich <u>500 MWh</u> 10 GWh oder mehr Elektrizität an ihre Endverbraucherinnen und Endverbraucher abgesetzt haben (Referenzstromabsatz), müssen jährlich Stromeinsparungen durch Effizienzsteigerungen im Umfang von <u>0.5 Prozent</u> 2 Prozent ihres Referenzstromabsatzes realisieren.</p>	<p>Abs. 1: Bemerkungen zum Schwellenwert:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Es muss sichergestellt werden, dass eine Befreiung von Zielvorgaben nicht zu Wettbewerbsverzerrungen führt. Stromlieferanten, die Endverbraucherinnen und Endverbraucher beliefern, die vom Netzzugang Gebrauch gemacht haben, dürfen zur Vermeidung von Marktverzerrungen nicht von der Zielvorgabe befreit werden. - Die Höhe des Schwellenwerts soll auf einem bestehenden System basieren und nicht willkürlich gesetzt werden. Gemäss EnV Art. 4, Abs. 4 werden aus Gründen der Verhältnismässigkeit, Lieferanten mit einer Liefermenge unter 500 MWh von der Stromkennzeichnung ausgenommen. - Zudem sollen auch Elektrizitätslieferanten bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch (ZEV) und neuen lokalen Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) Zielvorgaben erfüllen. Kleinere ZEVs wären durch die Grenze von 500 MWh ausgenommen. - Durch mehr Marktteilnehmer im System, kann die Liquidität des Markts für den Handel von Nachweisen erhöht werden. - Der Aufwand ist kein stimmiges Argument für die Höhe eines Schwellenwerts. Das Festlegen eines Effizienzziels dürfte keinen grossen Aufwand verursachen. Das Erbringen von Nachweisen kann effizient erfolgen. Den Elektrizitätslieferanten steht es frei, die Massnahmen selbst zu erbringen oder bei Dritten, in Form von Zertifikaten zu beschaffen. Ähnlich wie bei Strombeschaffungen können Elektrizitätslieferanten auch die benötigten Nachweise gemeinsam beschaffen, ev. sogar gemeinsam erbringen. <p>Bemerkungen zur Höhe der Zielvorgabe:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Aufgrund von Erfahrungswerten sind 2 Prozent zu hoch. Es liegen keine Studien vor, die die Realisierbarkeit von 2 Prozent stützen würden. - Gemäss Beschluss des Nationalrates vom

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
			<p>14.3.2023 zu Art. 46b EnG soll der Bundesrat den Anteil auf höchstens 2 Prozent bezogen auf den Absatz des Winterhalbjahres festlegen. Bei der Einführung eines neuen Systems sollte nicht mit dem Maximalwert gestartet werden.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Daher ist nicht von Beginn an mit dem maximalen Zielwert von 2 Prozent zu arbeiten (Art. 51a EnV). Stattdessen ist mit einer tieferen Zielvorgabe von maximal 0,5 Prozent zu starten. Sobald erste Erfahrungen gesammelt werden konnten, kann nach 2 bis 3 Jahren damit begonnen werden, die Vorgabe schrittweise zu erhöhen. Es muss möglich sein, die Zielvorgaben wieder zu senken. - Die Kostenwirksamkeit (Aufwand/Nutzen) des Systems ist noch nicht bekannt. Vor diesem Hintergrund braucht es dringend eine Lernkurve. - Das Massnahmenpotenzial wird durch Einschränkungen gemäss Art. 51e stark reduziert. Viele standardisierte Massnahmen in der Industrie / DL weisen zwar ein hohes Einsparpotenzial aus, sind jedoch bereits durch Zielvereinbarungen mit dem Bund oder dem Kanton abgedeckt (z.B. im Bereich Sportanlagen oder Rechenzentren). Zudem werden viele standardisierte Massnahmen über Programme der wettbewerblichen Ausschreibungen gefördert. - Des Weiteren erschwert die geplante Berücksichtigung eines restriktiven Reduktionsfaktors von 0.75 (Technologieverbesserungsfaktor) bei der Berechnung der anrechenbaren Einsparwirkung die Zielerreichung zusätzlich. <p>Gemäss Art.46b Abs. 4 EnG entspricht die Zielvorgabe einem bestimmten Anteil des Absatzes des Vorjahres und nicht aufgrund von drei Jahren. Sollte dies in der Verordnung nachträglich auch so umgesetzt werden, müssten Witterungs- und Konjunkteinflüsse entsprechend berücksichtigt werden.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>2 Bei der Berechnung des Referenzstromabsatzes nicht berücksichtigt werden Lieferungen an:</p> <p>a. Endverbraucherinnen und Endverbraucher, deren Elektrizitätskosten mindestens 20 Prozent der Bruttowertschöpfung ausmachen;</p>	<p><u>1^{bis} (neu) Der Referenzstromabsatz bezieht sich auf die effektive Lieferung an Endverbraucher auf Basis der dem Elektrizitätslieferanten an den Endverbraucher zugeordneten Messpunkte.</u></p> <p>a. Endverbraucherinnen und Endverbraucher, deren Elektrizitätskosten mindestens <u>10 Prozent</u> 20 Prozent der Bruttowertschöpfung ausmachen;</p> <p><u>a^{bis}. (neu) Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die mit dem Bund oder einem Kanton eine Zielvereinbarung abgeschlossen haben, ausser der Strom-</u></p>	<p>Abs. 1^{bis}: Es braucht eine einheitliche praktikable Regelung für die Zuteilung der Liefermengen auf die Lieferanten. Dies ist insbesondere bei Endverbrauchern mit mehreren Lieferanten (strukturierte Beschaffung) elementar. Auch bei der Stromkennzeichnung durch HKN ist der Lieferant verantwortlich, bei dem der Messpunkt in der Bilanz zugeordnet ist. Der Referenzstromabsatz bezieht sich auf die effektive Lieferung des Elektrizitätslieferanten an den Endverbraucher oder die Endverbraucherin auf Basis der Messpunkte. Hinweis: Endverbraucher mit mehreren Lieferanten werden gemäss Messpunkt dem Endlieferanten zugeordnet. Der Endlieferant muss so eine höhere Menge Effizienzmassnahmen bescheinigen, als er tatsächlich Liefermenge gemäss Verträgen hat (Summe der Messpunkte ist nicht gleich Summe der Verträge). Dies kann aufgrund der «anteilmässigen» Anrechnung in die Grundversorgung (gemäss Art. 4d Abs. 1 StromVV) dazu führen, dass nicht alle Kosten den Endverbrauchern auf Basis der Messpunkte (Grundversorgungs- und Marktkunden) weiterverrechnet werden können. Solche Verzerrungen gilt es zu verhindern, ihnen ist entsprechend unter Art. 4d Abs. 1 StromVV entgegenzuwirken.</p> <p>Abs. 2 Bst. a: Gemäss Art. 39, Abs. 1 EnG erhalten Endverbraucherinnen und Endverbraucher, deren Elektrizitätskosten mindestens 10 Prozent der Bruttowertschöpfung ausmachen, auf Antrag den bezahlten Netzzuschlag vollumfänglich zurückerstattet. Die Definition von stromintensiven Unternehmen sollte auf das bestehende Instrument der Zielvereinbarungen mit Rückerstattung Netzzuschlag abstützen.</p> <p>Abs. 2 Bst. a^{bis}: Gemäss Art. 51e Bst. d sind Massnahmen nicht anrechenbar, wenn die Endverbraucherin oder der Endverbraucher mit dem Bund oder einem Kanton eine Ziel-</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>b. Kraftwerke und Speicher ohne Endverbrauch nach Artikel 14a Absatz 1 StromVG.</p>	<p><u>lieferant hat Anreizwirkungen geschaffen, die zum Abschluss einer Zielvereinbarung geführt haben.</u></p> <p><u>3 (neu) Änderungen der Zielvorgabe (in Prozent) nach Absatz 1 werden 3 Jahre im Voraus bekannt gegeben.</u></p>	<p>vereinbarung abgeschlossen hat. Um die Konsistenz zu wahren, sollte die Lieferung an Endverbraucherinnen und Endverbraucher mit einer Zielvereinbarung mit dem Bund oder einem Kanton bei der Berechnung des Referenzstromabsatzes ebenfalls nicht berücksichtigt werden. Andernfalls führt dies zu einer Benachteiligung der Lieferanten, die es noch schwieriger macht, die hohen Zielvorgaben zu erfüllen. Unternehmen mit Zielvereinbarungen mit dem Bund oder einem Kanton haben kaum mehr Potenzial für weitere Effizienzmassnahmen. (s. a. Antrag zu Art. 51e Bst. d)</p> <p>Abs 3: Änderungen von Zielvorgaben nach Art. 51a Absatz 1 sollten jeweils drei Jahre im Voraus bekannt gegeben werden, damit der Lieferant die entsprechenden Mengen einplanen kann.</p>
	<p>Art. 51b Massnahmen</p> <p>1 Massnahmen zur Effizienzsteigerungen sind zulässig, wenn:</p> <p>a. sie sich an den besten verfügbaren Technologien orientieren; und</p> <p>b. ihre Stromeinsparung gemessen oder berechnet werden kann.</p> <p>2 An die jährliche Zielvorgabe wird die gesamte Stromeinsparung, die eine gemeldete Massnahme während ihrer Wirkungs-dauer erzielt, angerechnet.</p>	<p>a. <i>Streichen</i></p> <p>2 An die jährliche Zielvorgabe wird die gesamte Stromeinsparung, die eine gemeldete Massnahme während ihrer Wirkungs-dauer erzielt, angerechnet. <u>Die Wirkungs-dauern sind im Standardkatalog aufgeführt.</u></p>	<p>Abs. 1 Bst. a: Die Vorschrift ist unnötig, auch zweitbeste Technologien können zu Effizienzsteigerungen führen und dabei kostengünstiger als die besten Technologien sein. Zum Erläuterungsbericht zu Abs. 1 Bst. a: Auch eine branchenübliche Lösung kann die «beste verfügbare Technologie» beinhalten, sodass dies in den Erläuterungen anzupassen ist. Ansonsten könnten praktisch nur neu entwickelte Massnahmen angerechnet werden, was das Massnahmenpotential erneut senken würde.</p> <p>Abs. 2: Die Wirkungs-dauern sollten klar und einheitlich definiert werden.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	Art. 51c Standardisierte Massnahmen Das BFE stellt Einsparprotokolle zur Verfügung, die dem Nachweis für die Stromeinsparung der standardisierten Massnahmen dienen.	Das BFE stellt Einsparprotokolle zur Verfügung, die dem Nachweis für die Stromeinsparung der standardisierten Massnahmen dienen. <u>Änderungen werden ein Jahr im Voraus bekannt gegeben.</u>	Es braucht eine Vorlaufzeit von einem Jahr für die Planung. Zudem wäre eine vorgängige Ankündigung, welche Massnahmen angepasst werden, hilfreich.
	Art. 51d Nicht standardisierte Massnahmen 1 Der Antrag auf Zulassung einer nicht standardisierten Massnahme muss mindestens folgende Angaben enthalten: a. die Beschreibung der Massnahme; b. das Vorgehen, wie die Stromeinsparung gemessen oder berechnet wird. 2 Das BFE kann eine Massnahme unter Auflagen und Bedingungen zulassen. 3 Es stellt dem Elektrizitätslieferanten für die zugelassene Massnahme ein entsprechendes Einsparprotokoll zur Verfügung.	<u>2^{bis} (neu) Das BFE entscheidet innerhalb von 30 Tagen nach Vorliegen des vollständigen Antrages über die Zulassung.</u>	Abs. 2 ^{bis} : Lieferanten sind auf schnelle Entscheide angewiesen. Sollte ein Antrag abgelehnt werden, müssten Lieferanten genügend Zeit haben, Alternativen zu suchen.
	Art. 51e Nicht anrechenbare Massnahmen Nicht anrechenbar sind Massnahmen: a. die aufgrund einer rechtlichen Vorschrift umgesetzt werden müssen; b. für die der Bund oder ein Kanton Finanzhilfen ausgerichtet hat; c. die bei Endverbraucherinnen und Endverbrauchern umgesetzt werden, deren Elektrizitätskosten mindestens 20 Prozent der Bruttowertschöpfung ausmachen;	a. die aufgrund einer <u>gesetzlich verankerten technologischen</u> rechtlichen Vorschrift umgesetzt werden müssen; b. für die der Bund, oder ein Kanton <u>oder eine Gemeinde</u> Finanzhilfen ausgerichtet hat; c. die bei Endverbraucherinnen und Endverbrauchern umgesetzt werden, deren Elektrizitätskosten mindestens <u>10 Prozent</u> 20 Prozent der Bruttowertschöpfung ausmachen;	Bst. a: Rechtliche Vorschriften beziehen sich auf Vorschriften zu technologischen Anforderungen an Geräte und Anlagen. Das ist zu präzisieren. Bst. b: Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb Finanzhilfen von Gemeinden anders behandelt werden. Im Sinne der Gleichbehandlung sollten auch Gemeinden davon ausgenommen werden. Bst. c: Analog zu Art. 51a Abs. 2 Bst. a.

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>d. nach Artikel 39 Absatz 1^{bis}, wenn die Endverbraucherin oder der Endverbraucher mit dem Bund oder einem Kanton eine Zielvereinbarung abgeschlossen hat;</p> <p>e. die nicht dauerhaft sind;</p> <p>f. welche die Stromeinsparung durch eine Verhaltensänderung der Endverbraucherinnen und Endverbraucher erzielen.</p>	<p>d. <u>wenn die Massnahme Bestandteil einer Zielvereinbarung der Endverbraucherin oder des Endverbrauchers mit dem Bund oder einem Kanton ist, ausser der Stromlieferant hat Anreizwirkungen geschaffen, die zum Abschluss einer Zielvereinbarung geführt haben. In diesem Fall muss die anrechenbare Massnahmenwirkung mit dem BFE im Einzelfall ermittelt werden nach Artikel 39 Absatz 1^{bis}, wenn die Endverbraucherin oder der Endverbraucher mit dem Bund oder einem Kanton eine Zielvereinbarung abgeschlossen hat;</u></p> <p>e. <u>deren erwartete Wirkungsdauer weniger als ein Jahr beträgt die nicht dauerhaft sind;</u></p> <p>f. <i>Streichen</i></p>	<p>Bst. d: Gemäss Erläuterungsbericht sind nicht wirtschaftliche Massnahmen bei Endverbraucherinnen und Endverbrauchern, die eine Zielvereinbarung abgeschlossen haben, anrechenbar. Das bedeutet, dass Massnahmen, die nicht Bestandteil einer Zielvereinbarung sind, angerechnet werden können. Dies ist zwingend zu präzisieren.</p> <p>Im speziellen Fall, dass der Lieferant Anreizwirkungen geschaffen hat, dass Zielvereinbarungen abgeschlossen wurden, sollten die Massnahmen einer Zielvereinbarung für den Lieferanten anrechenbar sein. In diesem Fall muss die anrechenbare Massnahmenwirkung mit dem BFE im Einzelfall ermittelt werden. Entsprechend ist diese Menge dem Referenzstromabsatz wieder hinzuzurechnen (s. Art. 51a Abs. 2 Bst. a^{bis}).</p> <p>Art. 39 Abs. 1^{bis} bezieht sich nur auf Zielvereinbarungen mit Rückerstattung des Netzzuschlags. Zielvereinbarungen mit Bund oder Kanton sind Zielvereinbarungen zur CO₂-Abgabebefreiung und zur Erfüllung des kantonalen Grossverbraucherartikels. Es ist nicht klar, welche Zielvereinbarungen gemeint sind. Zudem ist dieser Artikel nicht kompatibel mit dem Erläuterungsbericht zu Art. 51e.</p> <p>Bst. e: Es braucht eine klare Definition was unter «dauerhaft» verstanden wird. Die Wirkung von Massnahmen, bei denen keine andauernde Einsparung berechnet werden kann, geht nicht über ein Jahr hinaus. Alternativ ist dieser Absatz zu streichen.</p> <p>Bst. f: Massnahmen, bei denen keine technische Veränderung im Vordergrund steht, sondern die Optimierung von z.B. Produktionsabläufen, die Anpassung von organisatorischen Strukturen, Schulungen für energieeffizientes Verhalten oder auf Verbrauchsfeedback basierende Stromsparprogramme sind relevante Massnahmen im Rahmen einer Energieberatung, die nicht ausgeschlossen werden dürfen.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
			<p>Gemäss Art. 51b, Abs. 1, Ziff. b sind Massnahmen zulässig, sofern ihre Stromeinsparung berechnet werden kann. Es ist möglich, Einsparungen aufgrund von Verhaltensänderungen plausibel zu berechnen. Einerseits können über die Spezifikation von Standardmassnahmen Anforderungen an die Berechnung der Einsparungen gestellt werden (insb. zur Wirkungsdauer der Massnahme, da diese in der Regel kurz ist). Andererseits können Zulassungskriterien für Nicht-standardisierte Massnahmen definiert werden. Beispiel: Auf Verbrauchsfeedback basierende Stromsparprogramme. Diese Massnahmen weisen ein grosses Potenzial aus. So zeigen Erfahrungen aus der Branche, dass private Haushalte allein durch eine anwenderfreundliche Stromsparapp durchschnittlich 5 bis 8 Prozent Strom einsparen können. Die Elemente erfolgreicher Konzepte für Feedback zur Stromverbrauchsreduktion wurden zudem in der Studie «Smart Metering Roll Out – Kosten und Nutzen» im Auftrag des BFE 2015 hervorgehoben. Für die Zulassung von Stromsparprogrammen bei Haushalten können beispielsweise folgende Anforderungen definiert werden:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Darstellung von personalisiertem und verhaltenswissenschaftlich fundiertem Verbrauchsfeedback (z.B. basierend auf individuellen Lastgangdaten und Haushaltseigenschaften) 2. Jährlicher Nachweis der aktiven Teilnahme am Programm für jeden angerechneten Haushalt (z.B. über Log-Dateien) 3. Einmalige Bestimmung der Wirksamkeit des Programms durch Quantifizierung der Einsparungen oder Feldstudien nach wissenschaftlichen Gütekriterien <p>Auch der Erläuterungsbericht (S. 10) erwähnt die Möglichkeit zur Durchführung von Energieberatungen und Anrechenbarkeit dieser Massnahmen.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>Art. 51f Meldepflichten</p> <p>1 Elektrizitätslieferanten melden dem BFE jedes Jahr bis am 30. April:</p> <p>a. den Stromabsatz in MWh im vergangenen Kalenderjahr an Endverbraucherinnen und Endverbraucher;</p> <p>b. den Stromabsatz in MWh im vergangenen Kalenderjahr an Endverbraucherinnen und Endverbraucher in der Grundversorgung;</p> <p>c. den Stromabsatz in MWh im vergangenen Kalenderjahr an Endverbraucherinnen und Endverbraucher nach Artikel 51a Absatz 2;</p> <p>d. die Kosten, die im vergangenen Kalenderjahr für die Umsetzung der Massnahmen bei Endverbraucherinnen und Endverbraucher entstanden sind.</p> <p>2 Bei der erstmaligen Meldung muss der Stromabsatz der drei letzten Kalenderjahre an Endverbraucherinnen und Endverbraucher gemeldet werden.</p>	<p>1 Elektrizitätslieferanten <u>deklarieren in einem zentralen Register</u> melden dem BFE jedes Jahr bis am 30. April:</p> <p>c. den Stromabsatz in MWh im vergangenen Kalenderjahr an Endverbraucherinnen und Endverbraucher nach Artikel 51a Absatz 2 <u>basierend auf der Deklaration des Endverbrauchers</u>;</p> <p>e. <u>(neu) die umgesetzten oder erworbenen Massnahmen.</u></p>	<p>Abs. 1:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Damit das System praktikabel und mit möglichst wenig Transaktionsaufwand funktioniert, ist das Ausstellen/Transferieren von Nachweisen zwingend in einem unabhängigen, zentralen Register vorzunehmen. Dies in Anlehnung an Art. 9 EnG zu den Herkunftsnachweisen. Aus Effizienzgründen wird vorgeschlagen, auch die Deklaration des Stromabsatzes durch den Lieferanten im Register vorzunehmen. - Auch Frankreich hat für ihr Zertifikatesystem ein Register aufgebaut, welches gemäss Erfahrungswerten dort massgeblich zur Funktionsfähigkeit des Systems beiträgt. Alle Meldungen finden über das Register statt. <p>Abs. 1 Bst. c: Der Stromabsatz an Endverbraucherinnen und Endverbraucher nach Art. 51a Absatz 2 ist den Elektrizitätslieferanten in der Regel nicht bekannt. Die Endverbraucherinnen und Endverbraucher sind verpflichtet, dem Lieferanten zu deklarieren, wenn sie stromintensiv sind oder eine Zielvereinbarung mit dem Bund oder Kanton haben.</p> <p>Abs. 1 Bst. e: Der Stromlieferant meldet die Massnahmen, die er erworben oder umgesetzt hat, selbst.</p>
	<p>Art. 51g Festlegung der Zielvorgabe</p> <p>Das BFE legt jedes Jahr bis zum 30. November für jeden Elektrizitätslieferanten fest:</p> <p>a. den Referenzstromabsatz;</p> <p>b. die Zielvorgabe.</p>	<p><i>Streichen</i></p>	<p>Der Referenzstromverbrauch wird durch den Elektrizitätslieferanten in einem Register erfasst. Darauf basierend wird die Zielvorgabe im Register berechnet. Aus Effizienzgründen soll die Deklaration nur via Register erfolgen. Die Zielvorgabe kann im Register einfach berechnet und durch das BFE im Register bestätigt werden. Verfügungen sind dazu nicht notwendig.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>Art. 51h Erfüllung der Zielvorgabe</p> <p>1 Die Elektrizitätslieferanten reichen dem BFE die umgesetzten oder erworbenen Massnahmen in dem Jahr ein, in dem sie sich diese an die Zielvorgabe anrechnen lassen wollen.</p> <p>2 Die Meldung muss insbesondere enthalten:</p> <ol style="list-style-type: none"> das ausgefüllte Einsparprotokoll; die im Einsparprotokoll festgelegten technischen Unterlagen, welche die Stromeinsparung belegen; ein Beleg über den Zeitpunkt und die Umsetzung der Massnahme. <p>3 Übertreffen Elektrizitätslieferanten die Zielvorgabe, so wird die Vorgabe für das nächste Kalenderjahr im entsprechenden Mass reduziert.</p>	<p><u>1^{bis} (neu) Die Meldung an das BFE erfolgt über ein zentrales Register. Das BFE bestätigt die anrechenbare Massnahmenwirkung zur Erfüllung der Zielvorgabe im Register. Die Nachweise können gehandelt und übertragen werden.</u></p> <p>2 Die Meldung einer Massnahme im Register muss insbesondere enthalten:</p>	<p>Abs. 1^{bis} und 2:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Damit das System praktikabel und mit möglichst wenig Transaktionsaufwand funktioniert, ist das Ausstellen/Transferieren der Nachweise in einem unabhängigen zentralen Register vorzunehmen. Dies in Anlehnung an Art. 9 EnG zu den Herkunftsnachweisen. - Das Register muss durch eine Stelle betrieben werden, deren Unabhängigkeit geregelt wird. Es braucht eine behördliche Garantie für die Gültigkeit der ausgestellten Nachweise. - Der Erläuterungsbericht erwähnt, dass die Meldung einer Massnahme in einem späteren Jahr als deren Umsetzung, die Wirkungsdauer und somit die erzielte Stromeinsparung nicht reduziert. Dies ist zu begrüssen. <p>Abs. 3 wird ausdrücklich begrüsst</p>
	<p>Art. 51i Kontrollen</p> <p>1 Das BFE kontrolliert die Grundlagen zur Festsetzung der Zielvorgabe sowie die Umsetzung der Massnahmen. Es kann zu diesem Zweck insbesondere:</p> <ol style="list-style-type: none"> Zugang zu Unterlagen und Informationen verlangen, die für die Kontrolle erforderlich sind; Gebäude, Betriebe und sonstige Infrastrukturen während der üblichen Arbeitszeit betreten. 	<p>1 Das BFE kontrolliert die Grundlagen zur Festsetzung der Zielvorgabe sowie die Umsetzung der Massnahmen <u>stichprobenweise</u>. Es kann zu diesem Zweck insbesondere:</p> <p>b. <i>Streichen</i></p>	<p>Abs. 1: Die Kontrolle ist stichprobenweise durchzuführen, um den Aufwand in Grenzen zu halten. Es stellt sich zudem die Frage, ob die Prüfung nicht auch durch Zertifizierungsstellen durchgeführt werden könnte.</p> <p>Abs. 1 Bst. b: Ein pauschales Zutrittsrecht verletzt die Privatsphäre und geht zu weit (Verhältnismässigkeit nicht gegeben). Falls dennoch daran festgehalten werden soll, muss es auf begründete Verdachtsfälle beschränkt werden und die betroffenen Personen/Unternehmen vorgängig informiert werden.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>2 Die Eidgenössische Elektrizitätskommission kann zur Überprüfung der Einhaltung von Artikel 6, Absatz 5^{ter} StromVG die Daten und Angaben zu den Lieferungen an die Endverbraucherinnen und Endverbraucher kontrollieren.</p> <p>3 Ergibt die Kontrolle, dass gemeldete Massnahmen nicht angerechnet werden können, werden die Stromeinsparungen dem Elektrizitätslieferanten nachträglich abgezogen.</p>		
	<p>Art. 51j Publikation</p> <p>Das BFE veröffentlicht jährlich folgende Angaben:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Anzahl der Elektrizitätslieferanten mit Zielvorgaben und die Höhe der Zielvorgaben; b. den Anteil der Elektrizitätslieferanten mit Zielvorgaben, welche diese erreicht, übertroffen oder verfehlt haben. c. die Anzahl und Art der umgesetzten Massnahmen sowie die damit realisierten Stromeinsparungen. 		
	<p>Art. 51k Strafbestimmung</p> <p>Nach Artikel 70 Absatz 1 Buchstabe g EnG wird bestraft, wer den Stromabsatz vorsätzlich nicht meldet oder dazu oder zu den gemeldeten Massnahmen falsche Angaben macht.</p>	<p>Nach Artikel 70 Absatz 1 Buchstabe g EnG wird bestraft, wer den Stromabsatz vorsätzlich nicht meldet oder dazu oder zu den gemeldeten Massnahmen <u>vorsätzlich</u> falsche Angaben macht. <u>Davon ausgenommen sind Meldungen nach Art. 51f Abs. 1 Bst. c.</u></p>	<p>Der Absatz gemäss Art. 51f Abs. 1 Bst. c ist den Elektrizitätslieferanten nicht bekannt. Bei Falschangaben von Seiten Endverbraucherinnen und Endverbrauchern dürfen für den Stromlieferanten keine Strafbestimmungen gelten.</p>
<p>8. Kapitel: Förderung</p> <p>1. Abschnitt: Massnahmen</p>			
<p>Art. 54 Pilot- und Demonstrationsanlagen sowie Pilot- und Demonstrationsprojekte</p> <p>1 Unterstützt werden können:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Pilotanlagen und -projekte, die: <ul style="list-style-type: none"> 1. der technischen Erprobung von Energiesystemen, -methoden oder -konzepten dienen, und 2. in einem Massstab realisiert werden, der die Bestimmung wissenschaftli- 	<p>Art. 54 Pilot- und Demonstrationsanlagen sowie Pilot- und Demonstrationsprojekte</p> <p>1 Unterstützt werden können:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Pilotanlagen und -projekte, die: <ul style="list-style-type: none"> 1. der technischen Erprobung von innovativen Energiesystemen, -methoden oder -konzepten dienen, und 2. als Prototypen oder Teilsysteme realisiert werden, welche die Bestimmung 		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>cher, technischer, wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Daten erlaubt;</p> <p>b. Demonstrationsanlagen und -projekte, die:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. dem Nachweis der Funktionstüchtigkeit im marktnahen Umfeld dienen, und 2. eine umfassende technische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Beurteilung im Hinblick auf die effektive Markteinführung von innovativen Energietechnologien oder -lösungen ermöglichen. <p>2 Demonstrationsanlagen und -projekte können vom BFE als Leuchtturmprojekte anerkannt werden, wenn diese der Bekanntmachung von neuen, wegweisenden Konzepten und Technologien dienen und den Energiedialog in der breiten Bevölkerung unterstützen.</p>	<p>wissenschaftlicher und technischer Daten erlauben;</p> <p>b. Demonstrationsanlagen und -projekte, die:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. dem Nachweis der Funktionstüchtigkeit im realen Massstab und im marktnahen Umfeld dienen, und 2. eine umfassende technische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Beurteilung im Hinblick auf die effektive Markteinführung von innovativen Energietechnologien, -lösungen und -ansätzen ermöglichen. <p>2 Demonstrationsanlagen und -projekte können vom BFE als Leuchtturmprojekte anerkannt werden, wenn diese der Bekanntmachung von neuen, wegweisenden Konzepten und Technologien dienen sowie eine hohe Ausstrahlung entfalten.</p>		
<p>3. Abschnitt: Finanzhilfen an Einzelprojekte</p>			
<p>Art. 61 Finanzhilfen an Pilot- und Demonstrationsanlagen und -projekte sowie an Feldversuche und Analysen</p> <p>1 Finanzhilfen können an Pilot- und Demonstrationsanlagen und -projekte (Art. 49 Abs. 2 Bst. a und Abs. 3 EnG) geleistet werden, sofern:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. diese der sparsamen und effizienten Energieverwendung oder der Nutzung erneuerbarer Energien dienen; b. das Anwendungspotenzial und die Erfolgswahrscheinlichkeit genügend gross sind; c. diese der Energiepolitik des Bundes entsprechen; und d. die gewonnenen Resultate der Öffentlichkeit zugänglich sind und interessier- 	<p>Art. 61 Abs. 1 und 3</p> <p>1 Finanzhilfen können an Pilot- und Demonstrationsanlagen und -projekte (Art. 49 Abs. 2 Bst. a und Abs. 3 EnG) geleistet werden, sofern:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. diese einen relevanten Beitrag zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele des Bundes leisten; b. sich diese mit der Entwicklung und Erprobung von innovativen Technologien, Lösungen und Ansätzen befassen und sie einen Erkenntnisgewinn generieren; c. das Anwendungspotenzial der involvierten Technologien, Lösungen und Ansätze sowie die Erfolgswahrscheinlichkeit des Vorhabens genügend gross sind; d. die gewonnenen Resultate der Öffentlichkeit zugänglich sind; und 		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>ten Kreisen bekannt gemacht werden.</p> <p>2 Für die Unterstützung von Feldversuchen und Analysen (Art. 49 Abs. 2 Bst. b EnG) gelten diese Anforderungen sinngemäss.</p> <p>3 Das BFE legt die Höhe der Finanzhilfe auf der Grundlage der anrechenbaren Kosten fest und berücksichtigt dabei insbesondere:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Art des Vorhabens; b. die Nähe zum Markt; c. die finanzielle Situation der Gesuchstellenden; und d. das Potenzial zur Entfaltung nationaler Ausstrahlung des Projekts. 	<p>e. die Kosten des Projekts in einem angemessenen Verhältnis zu den Kriterien gemäss den Buchstaben a – d des Projekts stehen.</p> <p>3 Das BFE legt die Höhe der Finanzhilfe auf der Grundlage der anrechenbaren Kosten fest und berücksichtigt dabei insbesondere das Verhältnis gemäss Absatz 1 Buchstabe e.</p>		
10. Kapitel: Untersuchung der Wirkungen, Geodaten und Datenbearbeitung⁶⁶			
<p>Art. 69a Räumliche Übersicht der Elektrizitätsproduktionsanlagen</p> <p>1 Die Vollzugsstelle dokumentiert gemäss den Vorgaben des BFE sämtliche registrierten Elektrizitätsproduktionsanlagen in Form von Geodaten und stellt die Geodaten dem BFE zu.</p> <p>2 Das BFE erstellt und publiziert eine Gesamtsicht, die insbesondere folgende Angaben zu den einzelnen Elektrizitätsproduktionsanlagen enthält:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Standort; b. Technologie; c. Anlagenkategorie; d. Leistung; e. Inbetriebnahmedatum. <p>3 Wird eine Elektrizitätsproduktionsanlage erweitert, so enthält die Gesamtsicht zudem die Angaben zu Anlagenkategorie, Leistung und Inbetriebnahmedatum der Erweiterung.</p>	<p>Art. 69a Abs. 2 Bst. f</p> <p>2 Das BFE erstellt und publiziert eine Gesamtsicht, die insbesondere folgende Angaben zu den einzelnen Elektrizitätsproduktionsanlagen enthält:</p> <p>f. ob sie im nationalen Interesse ist oder nicht.</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
4 Bei Photovoltaikanlagen publiziert das BFE zudem Angaben zur Ausrichtung und Neigung der Module, soweit diese Angaben bei der Vollzugsstelle vorhanden sind.			
	<p>Art. 69b Räumliche Übersicht der Brenn- und Treibstoffproduktionsanlagen</p> <p>1 Die Vollzugsstelle dokumentiert gemäss den Vorgaben des BFE die Geodaten der registrierten Brenn- und Treibstoffproduktionsanlagen und übermittelt sie an das BFE.</p> <p>2 Das BFE erstellt und publiziert eine Gesamtsicht, die insbesondere folgende Angaben zu den einzelnen Brenn- und Treibstoffproduktionsanlagen enthält:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Standort; b. Technologie; c. Produktionskapazität und jährliche Energieproduktion; d. Datum der Inbetriebnahme; e. produzierter Brenn- oder Treibstoff. 		
<p>Art. 70 Bearbeitung von Personendaten sowie Daten juristischer Personen</p> <p>Personendaten sowie Daten juristischer Personen, einschliesslich besonders schützenswerter Daten über verwaltungs- und strafrechtliche Verfolgungen oder Sanktionen, dürfen während höchstens zehn Jahren aufbewahrt werden.</p>	<p>Art. 70 Sachüberschrift und Abs. 2 Bearbeitung von Personendaten und von Daten juristischer Personen</p> <p>2 Die Vollzugsstelle gewährt den folgenden Behörden für die nachstehenden Vollzugsaufgaben Zugang zu den im Rahmen der Artikel 4b und 4c erhobenen Personendaten und Daten juristischer Personen:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. dem Bundesamt für Energie: für seine Vollzugsaufgaben: <ul style="list-style-type: none"> 1. im Rahmen der Förderung von Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus Biomasse (Art. 19, 27, 33a EnG), 		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<ul style="list-style-type: none"> 2. im Rahmen der Verminderung der CO₂-Emissionen bei Gebäuden (Globalbeiträge) (Art. 34 des CO₂-Gesetzes vom 23. Dezember 2011), 3. im Rahmen der Kennzeichnungspflicht (Energieetikette) bei Inverkehrbringungen und Abgeben von Personenwagen, Lieferwagen und leichten Sattelschleppern (Art. 10-12a der Energieeffizienzverordnung vom 1.°November 2017), 4. im Rahmen des Monitorings nach Artikel 55 EnG; b. dem Bundesamt für Umwelt: für seine Vollzugsaufgaben: <ul style="list-style-type: none"> 1. im Emissionshandelssystem (Art. 15–21 des CO₂-Gesetzes), 2. im Rahmen der Kompensation bei Treibstoffen (Art. 26–28 des CO₂-Gesetzes), 3. im Rahmen der Verpflichtung zu Verminderung der Treibhausgasemissionen (Art. 31–32 des CO₂-Gesetzes); c. dem Bundesamt für Zivilluftfahrt: für seine Vollzugsaufgaben im Rahmen des Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation der Internationalen Zivilluftfahrtorganisation ICAO; d. dem Bundesamt für Zoll und Grenzsicherheit (BAZG): für den Vollzug der Mineralölsteuergesetzgebung und die Erhebung und Rückerstattung der CO₂-Abgabe; e. den Kantonen: soweit sie diese für den Vollzug der kantonalen Vorschriften im Gebäudebereich benötigen (Art. 45 EnG und Art. 9 des CO₂-Gesetzes). 		
13. Kapitel: Schlussbestimmungen			
	Art. 80a Übergangsbestimmung zu den Herkunftsnachweisen für Brenn- und Treibstoffe		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>1 Die von der Gasbranche eingesetzte Clearingstelle muss die nach Artikel 45e der Mineralölsteuerverordnung in der Fassung vom 1. Januar 2022 bearbeiteten Daten bis 1. Januar 2025 der Vollzugsstelle nach Artikel 64 EnG übermitteln.</p> <p>2 Die Vollzugsstelle stellt für die bis am 31. Dezember 2024 produzierten und bis spätestens am 28. Februar 2025 der Clearingstelle nach Artikel 45e der Mineralölsteuerverordnung in der Fassung vom 1. Januar 2022 gemeldeten Mengen an schweizerischem Biogas, Biowasserstoff und synthetischem Gas Herkunftsnachweise aus. Diese sind 60 Monate gültig.</p> <p>3 Sie stellt für die von der Clearingstelle vom 1. April 2021 bis 31. Dezember 2024 erfassten ausländischen und noch nicht verwendeten Biogaszertifikate Herkunftsnachweise aus. Diese sind 12 Monate gültig.</p> <p>4 Sie stellt für die ausländische Biogaszertifikate, die die Clearingstelle vor dem 31. März 2021 erfassten hat und die noch nicht verwendet wurden, Herkunftsnachweise aus, wenn die Eigentümerinnen und Eigentümer nachweisen, dass die geltenden ökologischen Anforderungen der Grundsätze der Schweizer Gasindustrie für Biogas und andere erneuerbare Gase vom 1. April 2021 eingehalten wurden.</p>		
	<p>Art. 80b Übergangsbestimmung zur Effizienzsteigerung durch Elektrizitätslieferanten</p> <p>1 Elektrizitätslieferanten können dem BFE bis zum 30. April 2025 Massnahmen zur Zulassung einreichen, die sie vom 1. Januar 2022 bis zum 31. Dezember 2024 umgesetzt haben und welche die Anforderungen nach Artikel 51b und 51e erfüllen.</p> <p>2 Die Zielvorgabe der Elektrizitätslieferanten reduziert sich in den ersten drei Jahren nach Inkrafttreten der Änderung vom im Umfang der Stromeinsparungen der nach Absatz 1 zugelassenen Massnahmen.</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
		<p><u>3 (neu) Lieferungen aus Verträgen von Elektrizitätslieferanten mit Endverbraucherinnen und Endverbrauchern, die von ihrem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch gemacht haben und deren Vertragsabschluss vor Inkrafttreten der Änderung vom ... liegt, sind für die gesamte Laufzeit von der Berechnung des Referenzstromabsatzes ausgenommen. Ebenfalls ausgenommen sind diese Lieferungen bei der Kostenanlastung nach Art. 6, Abs. 5^{ter} StromVG.</u></p> <p><u>4 (neu) Die Zielvorgabe gilt erstmalig für das Kalenderjahr 2026.</u></p>	<p>Abs. 3: Aus Gründen der Vertragssicherheit sollen bestehende Verträge nicht durch die anteilmässige Kostenanlastung nach Artikel 6 Absatz 5^{ter} StromVG belastet werden</p> <p>Abs. 4: Einzig die Abbildung 2 des Erläuterungsberichts liefert eine Information über den Start des Systems mit den Effizienzvorgaben, wobei dies zusätzlich in der Verordnung klarzustellen ist.</p>
		<p>Art. 80c (neu) <u>Die Bestimmungen gemäss Art. 14 Abs. 3 gelten erstmals für das Tarifjahr 2026.</u></p>	<p>Sofern Art. 14 Abs. 3 nicht gestrichen wird, braucht es hier ebenfalls eine Übergangsfrist.</p>
		<p>Art. 80 d (neu) <u>Die Bestimmungen gemäss Art. 12 Abs. 1 und 1^{bis} gelten erstmals für das Tarifjahr 2026.</u></p>	<p>Hier benötigt es ebenfalls eine Übergangsbestimmung im Sinne, dass alle tarif- und produktrelevanten Bestimmungen frühestens per 2026 umgesetzt werden können.</p>
	Änderung anderer Erlasse		
	1. Mineralölsteuerverordnung vom 20. November 1996		
1. Kapitel: Allgemeine Bestimmungen 1. Abschnitt: Begriffe und administrative Bestimmungen			
	<p>Art. 2a Zusammenarbeit mit der Vollzugsstelle Die Steuerbehörde und die Vollzugsstelle gemäss Artikel 64 des Energiegesetzes vom 30.</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	September 2016 (EnG) können Daten zu Bewilligungsinhabern nach dem Mineralölsteuergesetz und Daten aus Meldungen, welche Steuerpflichtige, Exporteure und Rückerstattungsberechtigte erstatten, austauschen.		
4. Kapitel: Steuererhebung 1. Abschnitt: Steueranmeldung			
Art. 41 Verfahren bei periodischer Steueranmeldung 1 Die steuerpflichtige Person muss die periodische Steueranmeldung bis zum 10. Tag des Monats abgeben, der auf den Tag folgt, an dem die Steuerforderung entsteht. 2 Die periodische Steueranmeldung ist in der vorgeschriebenen Form abzugeben und umfasst die Gesamtmengen je Warenart (Zolltarifnummer, statistische Nummer) und je Steuersatz, getrennt für: a. die provisorischen Steueranmeldungen; b. jedes zugelassene Lager; und c. die Pflichtlager ausserhalb von zugelassenen Lagern. 3 Ändern die Steuersätze, so müssen vor und nach der Änderung getrennte Steueranmeldungen abgegeben werden.	Art. 41 Abs. 1^{bis} 1 ^{bis} Von den Pflichten nach Absatz 1 ausgenommen sind Herstellungsbetriebe von biogenen Treibstoffen zur Stromerzeugung.		
	<i>Gliederungstitel nach Art. 45d</i> 4. Abschnitt: Besondere Bestimmungen für biogene Treibstoffe sowie für Erdgas, welches über am Erdgasnetz angeschlossene Tankstellen abgegeben wird		
	Art. 45e 1 Biogas, Biowasserstoff und synthetisches Gas müssen bei der Vollzugsstelle nach Artikel 64 EnG angemeldet werden, wenn sie:		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>a. den Bestimmungen der Richtlinie des Schweizerischen Vereins des Gas- und Wasserfaches vom März 2016 für die Einspeisung von erneuerbaren Gasen (Richtlinie G13) entsprechen und über eine feste Verbindung ins Erdgasnetz eingespeist und gemessen werden; oder</p> <p>b. zu Treibstoffqualität aufbereitet und direkt an einer Tankstelle abgegeben werden.</p> <p>2 Herstellungsbetriebe von biogenen Treibstoffen müssen der Steuerbehörde über die Vollzugsstelle einreichen:</p> <p>a. die periodische Steueranmeldung nach Artikel 20 MinöStG;</p> <p>b. die periodische Meldung nach Artikel 31 MinöStG.</p> <p>3 Erdgaslieferanten und -verkäufer müssen Meldungen, wonach eine Steuerdifferenz nach Artikel 4 Absatz 2 Buchstabe a MnöStG entstanden ist, der Steuerbehörde über die Vollzugsstelle einreichen.</p> <p>4 Herstellungsbetriebe von biogenen Treibstoffen sowie die Erdgaslieferanten und -verkäufer müssen Aufzeichnungen führen über:</p> <p>a. die Abnahme von biogenen Treibstoffen aufgeteilt nach Lieferanten;</p> <p>b. die Abgabe von biogenen Treibstoffen aufgeteilt nach Empfängern.</p> <p>5 Die Importeure, Exporteure und Zwischenhändler müssen alle eingeführten, ausgeführten und gehandelten Mengen von biogenen Treibstoffen der Vollzugsstelle melden.</p> <p>6 Die Vollzugsstelle leitet die Daten umgehend an das Bundesamt für Zoll und Grenz-sicherheit weiter. Sie überprüft insbesondere, ob die gemeldeten Mengen vollständig abgerechnet und nicht mehrfach verwendet oder verrechnet wurden.</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE																																																																		
	2. Geoinformationsverordnung vom 21. Mai 2008																																																																				
Anhang 1	Anhang 1 (Art. 1 Abs. 2)																																																																				
Katalog der Geobasisdaten des Bundesrechts	Katalog der Geobasisdaten des Bundesrechts																																																																				
https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2008/389/de#annex_1/lv_u1	<div>Folgenden Eintrag am Ende der Tabelle von Anhang 1 einfügen:</div> <table><tr><th>Bezeichnung</th><th>Rechtsgrundlage</th><th>Zuständige Stelle (SR 510.62 Art. 8 Abs. 1) [Fachstelle des Bundes]</th><th>Georeferenzialität</th><th>OREB-Kataster</th><th>Zugangsbeschränkung</th><th>Download-Dienst</th><th>Identifikator</th></tr><tr><td>Produktionsanlagen von biogenen Brennstoffen und Treibstoffen sowie Wasserstoff</td><td>SR 730.01 Art. 69b</td><td>BFE</td><td></td><td></td><td>A</td><td>X</td><td>?</td></tr></table>	Bezeichnung	Rechtsgrundlage	Zuständige Stelle (SR 510.62 Art. 8 Abs. 1) [Fachstelle des Bundes]	Georeferenzialität	OREB-Kataster	Zugangsbeschränkung	Download-Dienst	Identifikator	Produktionsanlagen von biogenen Brennstoffen und Treibstoffen sowie Wasserstoff	SR 730.01 Art. 69b	BFE			A	X	?																																																				
Bezeichnung	Rechtsgrundlage	Zuständige Stelle (SR 510.62 Art. 8 Abs. 1) [Fachstelle des Bundes]	Georeferenzialität	OREB-Kataster	Zugangsbeschränkung	Download-Dienst	Identifikator																																																														
Produktionsanlagen von biogenen Brennstoffen und Treibstoffen sowie Wasserstoff	SR 730.01 Art. 69b	BFE			A	X	?																																																														
	3. Verordnung über die Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich vom 22. November 2006																																																																				
Anhang 3 (Art. 14b)	Anhang 3 (Art. 14b)																																																																				
<div>Gebührenrahmen im Bereich des Herkunftsnachweiswesens</div> <table><tr><th></th><th>Gebühr in Franken</th><th>Einheit</th></tr><tr><td>1. Registrierung und Erfassung</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Grundgebühr für eine Stromproduktionsanlage (je nach Anlagentyp)</td><td>max. 200</td><td>pro Jahr</td></tr><tr><td>Grundgebühr für ein Benutzerkonto (je nach Kontotyp)</td><td>max. 200</td><td>pro Jahr</td></tr></table>		Gebühr in Franken	Einheit	1. Registrierung und Erfassung			Grundgebühr für eine Stromproduktionsanlage (je nach Anlagentyp)	max. 200	pro Jahr	Grundgebühr für ein Benutzerkonto (je nach Kontotyp)	max. 200	pro Jahr	<div>Gebührenrahmen im Bereich des Herkunftsnachweiswesens</div> <table><tr><th></th><th>Gebühr in Franken</th><th>Einheit</th></tr><tr><td>1. Registrierung und Erfassung</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Grundgebühr für eine Produktionsanlage, nach Anlagentyp</td><td>max. 200</td><td>pro Jahr</td></tr><tr><td>Grundgebühr für ein Benutzerkonto, nach Kontotyp</td><td>max. 200</td><td>pro Jahr</td></tr><tr><td>Erfassung der produzierten Elektrizitätsmenge, nach Anlagentyp</td><td>max. 0.03</td><td>pro MWh</td></tr><tr><td>2. Transaktionen im Elektrizitätsbereich</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Ausstellung von Herkunftsnachweisen, nach Anlagentyp</td><td>max. 0.03</td><td>pro MWh</td></tr><tr><td>Weitergabe von Herkunftsnachweisen im Inland</td><td>max. 0.03</td><td>pro MWh</td></tr><tr><td>Import und Export von Herkunftsnachweisen</td><td>max. 0.03</td><td>pro MWh</td></tr><tr><td>Erstellung von Daueraufträgen</td><td>max. 200</td><td>pro Geschäftsfall</td></tr><tr><td>3. Transaktionen im Brenn- und Treibstoffbereich</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Ausstellung von Herkunftsnachweisen, nach Anlagentyp</td><td>max. 0.2</td><td>pro MWh</td></tr><tr><td>Weitergabe von Herkunftsnachweisen im Inland</td><td>max. 0.2</td><td>pro MWh</td></tr><tr><td>Import und Export von Herkunftsnachweisen</td><td>max. 0.2</td><td>pro MWh</td></tr><tr><td>Erstellung von Daueraufträgen</td><td>max. 200</td><td>pro Geschäftsfall</td></tr><tr><td>4. Entwertung</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Entwertung von Herkunftsnachweisen</td><td>max. 0.03</td><td>pro MWh</td></tr><tr><td>Erstellung einer Entwertungsbestätigung</td><td>max. 100</td><td>pro Geschäftsfall</td></tr></table>		Gebühr in Franken	Einheit	1. Registrierung und Erfassung			Grundgebühr für eine Produktionsanlage, nach Anlagentyp	max. 200	pro Jahr	Grundgebühr für ein Benutzerkonto, nach Kontotyp	max. 200	pro Jahr	Erfassung der produzierten Elektrizitätsmenge, nach Anlagentyp	max. 0.03	pro MWh	2. Transaktionen im Elektrizitätsbereich			Ausstellung von Herkunftsnachweisen, nach Anlagentyp	max. 0.03	pro MWh	Weitergabe von Herkunftsnachweisen im Inland	max. 0.03	pro MWh	Import und Export von Herkunftsnachweisen	max. 0.03	pro MWh	Erstellung von Daueraufträgen	max. 200	pro Geschäftsfall	3. Transaktionen im Brenn- und Treibstoffbereich			Ausstellung von Herkunftsnachweisen, nach Anlagentyp	max. 0.2	pro MWh	Weitergabe von Herkunftsnachweisen im Inland	max. 0.2	pro MWh	Import und Export von Herkunftsnachweisen	max. 0.2	pro MWh	Erstellung von Daueraufträgen	max. 200	pro Geschäftsfall	4. Entwertung			Entwertung von Herkunftsnachweisen	max. 0.03	pro MWh	Erstellung einer Entwertungsbestätigung	max. 100	pro Geschäftsfall		
	Gebühr in Franken	Einheit																																																																			
1. Registrierung und Erfassung																																																																					
Grundgebühr für eine Stromproduktionsanlage (je nach Anlagentyp)	max. 200	pro Jahr																																																																			
Grundgebühr für ein Benutzerkonto (je nach Kontotyp)	max. 200	pro Jahr																																																																			
	Gebühr in Franken	Einheit																																																																			
1. Registrierung und Erfassung																																																																					
Grundgebühr für eine Produktionsanlage, nach Anlagentyp	max. 200	pro Jahr																																																																			
Grundgebühr für ein Benutzerkonto, nach Kontotyp	max. 200	pro Jahr																																																																			
Erfassung der produzierten Elektrizitätsmenge, nach Anlagentyp	max. 0.03	pro MWh																																																																			
2. Transaktionen im Elektrizitätsbereich																																																																					
Ausstellung von Herkunftsnachweisen, nach Anlagentyp	max. 0.03	pro MWh																																																																			
Weitergabe von Herkunftsnachweisen im Inland	max. 0.03	pro MWh																																																																			
Import und Export von Herkunftsnachweisen	max. 0.03	pro MWh																																																																			
Erstellung von Daueraufträgen	max. 200	pro Geschäftsfall																																																																			
3. Transaktionen im Brenn- und Treibstoffbereich																																																																					
Ausstellung von Herkunftsnachweisen, nach Anlagentyp	max. 0.2	pro MWh																																																																			
Weitergabe von Herkunftsnachweisen im Inland	max. 0.2	pro MWh																																																																			
Import und Export von Herkunftsnachweisen	max. 0.2	pro MWh																																																																			
Erstellung von Daueraufträgen	max. 200	pro Geschäftsfall																																																																			
4. Entwertung																																																																					
Entwertung von Herkunftsnachweisen	max. 0.03	pro MWh																																																																			
Erstellung einer Entwertungsbestätigung	max. 100	pro Geschäftsfall																																																																			

Geltendes Recht			Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE																									
<table><tr><td>Erfassung der produzierten Elektrizitätsmenge (je nach Anlagentyp)</td><td>max. 0.03</td><td>pro MWh</td></tr><tr><td>2. Transaktionen</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Ausstellung von Herkunftsnachweisen (je nach Anlagentyp)</td><td>max. 0.03</td><td>pro MWh</td></tr><tr><td>Weitergabe von Herkunftsnachweisen im Inland</td><td>max. 0.03</td><td>pro MWh</td></tr><tr><td>Import und Export von Herkunftsnachweisen</td><td>max. 0.03</td><td>pro MWh</td></tr><tr><td>Erstellung von Daueraufträgen</td><td>max. 200</td><td>pro Geschäftsfall</td></tr><tr><td>3. Entwertung</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Entwertung von Herkunftsnachweisen</td><td>max. 0.03</td><td>pro MWh</td></tr><tr><td>Erstellung einer Entwertungsbestätigung</td><td>max. 100</td><td>pro Geschäftsfall</td></tr></table>	Erfassung der produzierten Elektrizitätsmenge (je nach Anlagentyp)	max. 0.03	pro MWh	2. Transaktionen			Ausstellung von Herkunftsnachweisen (je nach Anlagentyp)	max. 0.03	pro MWh	Weitergabe von Herkunftsnachweisen im Inland	max. 0.03	pro MWh	Import und Export von Herkunftsnachweisen	max. 0.03	pro MWh	Erstellung von Daueraufträgen	max. 200	pro Geschäftsfall	3. Entwertung			Entwertung von Herkunftsnachweisen	max. 0.03	pro MWh	Erstellung einer Entwertungsbestätigung	max. 100	pro Geschäftsfall			
Erfassung der produzierten Elektrizitätsmenge (je nach Anlagentyp)	max. 0.03	pro MWh																												
2. Transaktionen																														
Ausstellung von Herkunftsnachweisen (je nach Anlagentyp)	max. 0.03	pro MWh																												
Weitergabe von Herkunftsnachweisen im Inland	max. 0.03	pro MWh																												
Import und Export von Herkunftsnachweisen	max. 0.03	pro MWh																												
Erstellung von Daueraufträgen	max. 200	pro Geschäftsfall																												
3. Entwertung																														
Entwertung von Herkunftsnachweisen	max. 0.03	pro MWh																												
Erstellung einer Entwertungsbestätigung	max. 100	pro Geschäftsfall																												
	4. Verordnung des UVEK vom 1. November 2017 über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV)																													
2. Abschnitt: Stromkennzeichnung																														
<p>Art. 8</p> <p>1 Die Stromkennzeichnung nach Artikel 9 Absatz 3 Buchstabe b EnG muss mindestens einmal pro Kalenderjahr auf der Elektrizitätsrechnung oder zusammen mit dieser erfolgen und folgende Angaben enthalten:</p>	<p>Art. 8 Abs. 1</p> <p>1 Die Stromkennzeichnung nach Artikel 9 Absatz 3 Buchstabe b EnG muss mindestens einmal pro Kalenderjahr auf der Elektrizitätsrechnung oder zusammen mit dieser erfolgen. Die Stromkennzeichnung enthält eine grafische Gegenüberstellung des gelieferten Produkts mit dem Lieferantenmix</p>	<p>1 Die Stromkennzeichnung nach Art. 9 Absatz 3 Buchstabe b EnG und <u>die Kommunikation derselben an die Endverbraucher</u> muss mindestens einmal pro Kalenderjahr <u>erfolgen, auf der Elektrizitätsrechnung oder zusammen mit dieser erfolgen. Die Stromkennzeichnung enthält eine grafische Gegenüberstellung des gelieferten Produkts</u></p>	<p>Abs. 1: Die Stromkennzeichnung ist unter Berücksichtigung der heutigen Kommunikations-Realität weiterzuentwickeln. Die EVU sollen selber entscheiden können, wie und wann sie innerhalb des Kalenderjahres die Endverbraucher informieren (Brief, Rechnungsbeilage, Kundenportal, Kundenmagazin etc.). Zudem</p>																											

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	des stromkennzeichnungspflichtigen Unternehmens mit jeweils folgenden Angaben:	mit dem Lieferantenmix des stromkennzeichnungspflichtigen Unternehmens. Mittels Stromkennzeichnung informiert das stromkennzeichnungspflichtige Unternehmen, unter Hinweis auf die entsprechende Webseite, die Endverbraucher mindestens zum Lieferantenmix des stromkennzeichnungspflichtigen Unternehmens mit jeweils folgenden Angaben:	werden Rechnungen heute oft per e-Bill bezahlt und durch die Endverbraucher gar nicht mehr (im Detail) angesehen. Die Lieferantenmixe aller Schweizerischen EVU inkl. Vergleich untereinander (sortierbar nach verschiedenen Kriterien: Alphabetisch nach EVU, nach Energieträger oder gefördertem Strom) und der Vergleich mit dem CH-Durchschnittslieferantenmix findet sich einfach, einheitlich, zeitgemäss und kundenfreundlich unter https://www.strom.ch/de/service/stromkennzeichnung . Ein Hinweis auf der Stromkennzeichnung der einzelnen EVU auf die obgenannte Webseite erscheint daher deutlich zielführender als die aktuell vorgeschlagene Lösung der «grafischen Gegenüberstellung geliefertes Produkt/Lieferantenmix». Wichtig für die Transparenz ist es, den Endverbrauchern die Inhalte gemäss Bst. a bis e zu vermitteln. Die Form der Vermittlung soll den EVU überlassen werden. Die vorgeschlagene Streichung der Tabellen gemäss HKSV-Anhang 1, Ziff. 2.4 und 2.5 sowie Figur 1 und 2 wird dabei klar begrüsst. Der Aufwand zur Stromkennzeichnung muss für die EVU sinnvoll bewältigbar bleiben, gerade auch vor dem Hintergrund der ab Anfang 2027 greifenden quartalsscharfen Stromkennzeichnung. EVU, welche über dies hinausgehen wollen, sollen dies weiterhin tun können, daher das Wort «mindestens»
a. die prozentualen Anteile der eingesetzten Energieträger an der gelieferten Elektrizität;	a. die prozentualen Anteile der eingesetzten Energieträger an der gelieferten Elektrizität;	a. die prozentualen Anteile der eingesetzten Energieträger an der gelieferten Elektrizität, <u>eingeteilt mindestens in die Hauptkategorien gemäss Tabelle 1.1 in Anhang 1</u> ;	Abs. 1 Bst. a: Als Mindestanforderung macht es Sinn sich auf die Hauptkategorien Erneuerbare Energien, geförderter Strom, Kernenergie und Fossile Energieträger zu fokussieren. Die Unterscheidung zwischen Wasserkraft und übrige erneuerbare Energien scheint nicht mehr zeitgemäss. Es nützt den Endverbraucher mehr, wenn sie eine klare anstelle eine allzu detaillierte und in Folge unübersichtliche Information erhalten.
b. die prozentualen Anteile der Elektrizität, die im Inland und im Ausland produziert wurden;	b. die prozentualen Anteile der Elektrizität, die im Inland und im Ausland produziert wurden;		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>c. das Bezugsjahr; d. den Namen und die Kontaktstelle des kennzeichnungspflichtigen Unternehmens.</p> <p>2 Das kennzeichnungspflichtige Unternehmen ist auch dann für die Information der Endverbraucherinnen und Endverbraucher verantwortlich, wenn die Elektrizitätsrechnung von einem anderen Unternehmen zugestellt wird.</p> <p>3 Im Übrigen ist die Stromkennzeichnung gemäss Anhang 1 vorzunehmen.</p>	<p>c. Angaben zu den durch die Stromproduktion direkt verursachten Emissionen an CO₂ sowie zu der Menge anfallender radioaktiver Abfälle gemäss Herkunftsnachweis; d. das Bezugsjahr; e. den Namen und die Kontaktstelle des kennzeichnungspflichtigen Unternehmens.</p>	<p><u>1^{bis} (neu) Das Bundesamt für Energie stellt sicher, dass die erforderlichen Informationen für die Erfüllung der Angaben nach Abs. 1 Bst. c jährlich bis zum 31. Dezember veröffentlicht werden.</u></p>	<p>Abs. 1^{bis}: Es muss sichergestellt werden, dass alle kennzeichnungspflichtigen Unternehmen die gleichen Grundlagen zur Berechnung der gemäss Art. 8 Abs. 1 Bst. c erforderlichen CO₂-Emissionen verwenden. Das BFE stellt sicher, dass diese Informationen zur Verfügung stehen. Dabei sollte beachtet werden, dass die Vorgaben zur Berechnung der direkt verursachten Emissionen an CO₂ (Scope 1) mit anderen Vorgaben im Bereich der Berichterstattung zu Klimabelangen übereinstimmen müssen. Der VSE wird diesbezüglich Empfehlungen machen.</p>
3. Abschnitt: Schlussbestimmungen			
	<p>Art. 9c Übergangsbestimmung zur Änderung vom 2024</p> <p>Die neuen Vorgaben in Artikel 8 und Anhang 1 gelten erstmals für das Lieferjahr 2025.</p>		
Anhang 1 (Art. 1 und 8)	Anhang 1 (Art. 1 und 8)		
Anforderungen an die Stromkennzeichnung	Anforderungen an die Stromkennzeichnung		
1 Energieträger und Zuordnung			

Verordnungen Stromgesetz – EnV

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>1.1 Die Energieträger müssen wie folgt benannt werden:</p> <p>Obligatorische Hauptkategorien</p> <p>Erneuerbare Energien</p> <ul style="list-style-type: none"> - Wasserkraft - Übrige erneuerbare Energien - Geförderter Strom <p>Nicht erneuerbare Energien</p> <ul style="list-style-type: none"> - Kernenergie - Fossile Energieträger 	-	<p>Obligatorische Hauptkategorien:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Erneuerbare Energien - Wasserkraft - Übrige erneuerbare Energien - Geförderter Strom - Nicht erneuerbare Energien - Kernenergie - Fossile Energieträger 	<p>Es braucht eine neue Einteilung. Die Unterscheidung zwischen Wasserkraft und übrige erneuerbare Energien scheint nicht mehr zeitgemäss.</p> <p>Als Mindestanforderung macht es Sinn sich auf folgende Hauptkategorien zu fokussieren:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Erneuerbare Energien, - geförderter Strom, - Kernenergie und - fossile Energieträger <p>Unterkategorien bleiben freiwillig.</p>
2 Kennzeichnung			
2.4 Die Kennzeichnung erfolgt mittels Tabelle, entsprechend dem Beispiel in Figur 1 oder Figur 2. Deren Masse müssen mindestens 10 × 7 cm betragen.	Ziff. 2.4 <i>Aufgehoben</i>		
2.5 Wird in der Tabelle der Produktemix nach Artikel 4 Absatz 2 EnV angegeben (Beispiel: Figur 2), so ist auch auf den Fundort der gemeinsamen Veröffentlichung nach Artikel 4 Absatz 3 hinzuweisen. Beispiel einer Tabelle zur Kennzeichnung von Elektrizität nach den Mindestanforderungen für die Angabe des Lieferantenmixes:	Ziff. 2.5 <i>Aufgehoben</i>		
https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2017/764/de#annex_1/lvl_u1/lvl_2	Figur 1 <i>Aufgehoben</i>		
https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2017/764/de#annex_1/lvl_u1/lvl_2	Figur 2 <i>Aufgehoben</i>		

Stromversorgungsverordnung StromVV

28.5.2024

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
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 Das mit der Frequenz 16,7 Hz und auf der Spannungsebene 132 kV betriebene Übertragungsnetz der schweizerischen Eisenbahnen untersteht dem StromVG, soweit dieses bezweckt, die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung zu schaffen. Anwendbar sind insbesondere Artikel 4 Absatz 1 Buchstaben a und b, 8, 9 und 11 StromVG. 3 Das mit der Frequenz 16,7 Hz und auf der Spannungsebene 132 kV betriebene Übertragungsnetz der schweizerischen Eisenbahnen gilt als Endverbraucher im Sinne von Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe b StromVG und dieser Verordnung. Nicht als Endverbraucher gilt ein Frequenzumrichter innerhalb eines 50-Hz-Kraftwerks für den Teil der Elektrizität, den das 50-Hz-Kraftwerk: a. erzeugt und zeitgleich in einer örtlich-wirtschaftlichen Einheit in das 16,7-Hz-Netz einspeist; b. für den Eigenbedarf und den Antrieb der Pumpen (Art. 4 Abs. 1 Bst. b zweiter Satz StromVG) bezieht. 3 ^{bis} Die mit dem 50-Hz-Übertragungsnetz verbundenen Ein- beziehungsweise Ausspeisepunkte des mit der Frequenz 16,7 Hz und auf der Spannungsebene 132 kV betriebenen Übertragungsnetzes gelten als	Art. 1 Abs. 2 – 3^{bis} 2 Das Bahnstromnetz (Art. 14a Abs. 2 StromVG) untersteht dem StromVG, soweit dieses bezweckt, die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung zu schaffen. Anwendbar sind insbesondere Artikel 4 Absatz 1 Buchstaben a und b, 8, 9 und 11 StromVG. 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 ^{bis} Die mit dem 50-Hz-Übertragungsnetz verbundenen Ein- beziehungsweise Ausspeisepunkte des Bahnstromnetzes gelten als ein einziger Ein- beziehungsweise Ausspeisepunkt.		

Verordnungen Stromgesetz – StromVV

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>ein einziger Ein- beziehungsweise Aus- speisepunkt.</p> <p>4 Das StromVG und diese Verordnung gelten auch für grenzüberschreitende Elektrizitätsleitungen des Übertragungsnetzes, die mit Gleichstrom betrieben werden, und die erforderlichen Nebenanlagen.</p>			
2. Kapitel: Versorgungssicherheit	<p><i>Gliederungsartikel vor Art. 3</i></p> <p>2. Kapitel: Versorgungssicherheit</p> <p>1. Abschnitt: Netzanschluss</p>		
<p>Art. 3 Netzanschluss</p> <p>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.</p> <p>2 Sie legen entsprechende Richtlinien für die Abgeltung beim Wechsel von Anschlüssen fest.</p> <p>2^{bis} 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.</p> <p>3 Über Streitfälle betreffend die Zuordnung von Endverbrauchern, Elektrizitätserzeugern und Netzbetreibern sowie die Abgeltung beim Wechsel von Anschlüssen entscheidet die Elektrizitätskommission (El-Com).</p>	<p>Art. 3 Sachüberschrift</p> <p><i>Aufgehoben</i></p>		
	<p><i>Gliederungstitel vor Art. 4</i></p> <p>2. Abschnitt: Grundversorgung</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>Art. 4 Lieferung von Elektrizität an Endverbraucher mit Grundversorgung</p> <p>1 Der Tarifanteil für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung orientiert sich an den Gestehungskosten einer effizienten Produktion und an langfristigen Bezugsverträgen des Verteilnetzbetreibers.</p> <p>2 Soweit der Verteilnetzbetreiber seine Endverbraucher mit Grundversorgung nach Massgabe von Artikel 6 Absatz 5bis StromVG mit inländisch produzierter Elektrizität aus erneuerbaren Energien beliefert, darf er höchstens die Gestehungskosten der einzelnen Erzeugungsanlagen in den Tarifanteil für die Energielieferung einrechnen. Dabei dürfen die Gestehungskosten einer effizienten Produktion nicht überschritten werden und allfällige Unterstützungen sind abzuziehen. Stammt die Elektrizität nicht aus eigenen Erzeugungsanlagen, so bestimmt sich der Abzug nach Artikel 4a.</p> <p>3 Soweit der Verteilnetzbetreiber die Elektrizität für Lieferungen nach Artikel 6 Absatz 5bis StromVG aus Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von höchstens 3 MW oder einer jährlichen Produktion, abzüglich eines allfälligen Eigenverbrauchs, von höchstens 5000 MWh beschafft, rechnet er in Abweichung zum Gestehungskostenansatz (Abs. 2) die Beschaffungskosten, einschliesslich der Kosten für Herkunftsnachweise, ein, und zwar bis höchstens zum jeweils massgeblichen Vergütungssatz gemäss den Anhängen 1.1–1.5 der Energieförderungsverordnung vom 1. November 2017 (EnFV). Massgeblich sind für:</p> <p>a. vor dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommene Erzeugungsanlagen: die per 1. Januar 2013 geltenden Vergütungssätze;</p> <p>b. Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW: die Vergütungssätze gemäss Anhang 1.2 der</p>	<p>Art. 4 Grundversorgungstarife</p> <p>1 Die Verteilnetzbetreiber müssen die Grundversorgungstarife pro Kalenderjahr (Tarifjahr) festlegen.</p> <p>2 Die Höhe der Grundversorgungstarife (Art. 6 Abs. 5^{bis} Bst. d StromVG) richtet sich nach den anrechenbaren Energiekosten. Für deren Berechnung gelten die folgenden Grundsätze:</p> <p>a. Bei der Ermittlung der durchschnittlichen Gestehungskosten der Elektrizitätserzeugung aus eigenen Anlagen und aus beteiligungsbedingten Bezügen ist unerheblich, ob die erzeugten Elektrizitätsmengen in der Grundversorgung oder anderweitig abgesetzt werden.</p> <p>b. Bei den Bezugsverträgen gelten als anrechenbare Energiekosten die durchschnittlichen Beschaffungskosten aller Verträge, die nach Absatz 3 der Grundversorgung zugeordnet sind.</p> <p>c. Als anrechenbare Energiekosten gelten auch die Vertriebskosten und die der Grundversorgung zuzuordnenden Verwaltungskosten.</p>	<p>2 Die Höhe der Grundversorgungstarife (Art. 6 Abs. 5^{bis} Bst. d StromVG) richtet sich nach den anrechenbaren Energiekosten. Für deren Berechnung gelten die folgenden Grundsätze:</p> <p>a. <i>s. neuer Buchstabe e.</i></p> <p>a. <i>(neu) Bei den Gestehungskosten, die gemäss Art. 4a Abs. 1 StromVV in die Grundversorgung einzurechnen sind, handelt es sich um die Gestehungskosten der erweiterten Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland.</i></p> <p>c. <i>s. neuer Buchstabe f.</i></p> <p>c. <i>(neu) Die Beschaffungskosten der nach Art. 15 Absatz 1 EnG abgenommenen Energie können für alle Anlagen, die ab Inkrafttreten dieser Verordnung in Betrieb genommen werden, maximal zu den Kosten gemäss Art. 15 Abs. 1^{bis} und</i></p>	<p>Abs. 2: Das Grundverständnis des VSE ist, dass es bei der Kostenbetrachtung verschiedene Kategorien gibt (Eigenproduktion, Bezugsverträge, etc.). Diese werden je für sich betrachtet, d.h. jede Kategorie hat ihre Kosten. Zusammen ergeben sich die Gesamtkosten. Für die Nachkalkulation gilt dasselbe.</p> <p>Abs. 2 Bst. a (neu): Im Absatz 2 fehlt bisher eine Präzisierung dahingehend, dass beim ersten Mindestanteil gem. Art. 4a Abs. 1 ausschliesslich die erneuerbare inländische Eigenproduktion, die erneuerbaren inländischen beteiligungsbedingten Bezüge sowie die Elektrizität aus der Abnahmepflicht gemäss Art. 15 EnG, sofern sie die HKN enthält, relevant sind. Dass dies so vorgesehen ist, geht zwar aus den Erläuterungen zur StromVV eindeutig hervor (s. S. 14: «Der vom Bundesrat festgelegte erste Mindestanteil bewirkt, dass ein Anteil der erneuerbaren Eigenproduktion im Inland zu Gestehungskosten an die grundversorgten Kundinnen und Kunden geht.»). Um unnötigen Interpretations-/ Auslegungsspielraum zu vermeiden, ist eine Ergänzung in Form eines neuen Bst. a in der StromVV notwendig. Der bisherige Bst. a ist neu als Bst. e aufzuführen. Der Grundversorger kann abgenommenen Strom gemäss Art. 15. EnG, zu welchem er keine HKN erhält, in die Grundversorgung absetzen. Dieser gilt aber nicht als inländisch erneuerbar im Sinne der erweiterten erneuerbaren Eigenproduktion.</p> <p>Abs. 2 Bst. c (neu): Es ist ein neuer Buchstabe (Bst. c) zu den Rückliefermengen aufzunehmen, da diese bisher nirgends in diesem Artikel erwähnt sind (in Art. 15 Abs. 3 EnG ist lediglich festgehalten, dass die VNB die nach</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>Energieverordnung vom 7. Dezember 1998 in der am 1. Januar 2017 gelenden Fassung.</p> <p>4 Soweit der Verteilnetzbetreiber seine Endverbraucher mit Grundversorgung nach Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG beliefert, verwendet er für die Stromkennzeichnung die für diese Elektrizität ausgestellten Herkunftsnachweise.</p> <p>5 Nicht nach Artikel 6 Absatz 5bis StromVG eingerechnet werden dürfen die Kosten von Elektrizität aus Erzeugungsanlagen, die im Einspeisevergütungssystem sind, von einer Mehrkostenfinanzierung oder von vergleichbaren kantonalen oder kommunalen Unterstützungen profitieren.</p>	<p>d. Der angemessene Gewinn ist unter Anwendung des kalkulatorischen Zinssatzes nach Anhang 3 der Energieförderungsverordnung vom 1. November 2017 (EnFV) auf der Grundlage des Kapitals zu berechnen, das der Verteilnetzbetreiber zur Vornahme der Grundversorgung eingesetzt hat.</p>	<p><u>1^{ter} EnG in der Grundversorgung angerechnet werden. Die Kosten für die Herkunftsnachweise werden hinzugerechnet. Vergütungen aus bestehenden Abnahmeverträgen für Anlagen nach Art. 15 sind bis höchstens zum Kündigungs termin, aber maximal während 5 Jahren anrechenbar.</u></p> <p>d. s. <i>neuer Buchstabe g</i></p> <p>d. (neu) <u>Die Kosten und Erlöse, die aus notwendigen Mengenanpassungen für die Energielieferung in der Grundversorgung entstehen, sind anrechenbar.</u></p>	<p>den Absätzen 1–1^{ter} übernommene und vergütete Elektrizität für die Belieferung ihren festen Endverbraucher verrechnen können). Anrechenbar in der Grundversorgung sollte nur der höhere Wert aus Referenzmarktpreis und Mindestvergütungssatz sein. Dies fördert eine Schweizweite Harmonisierung der Rückliefervergütungen. HKN dürfen zum vereinbarten Preis angerechnet werden. Zudem soll eine priorisierte Zuordnung von bestimmten Rücklieferungen (insbesondere jene mit Minimalvergütungen) in der Grundversorgung ermöglicht werden. Denn die Pflicht zur Vergütung von Minimalbeträgen kann bei den Verteilnetzbetreibern Verluste erzeugen, was politisch nicht gewollt und sowohl volkswirtschaftlich wie auch betriebswirtschaftlich nachteilig ist. Zu den Beschaffungskosten zählen auch Bewirtschaftungskosten bzw. Verwaltungs- und Vertriebskosten für die Abwicklung der Rücklieferungen. Eine Ausnahme soll für bestehende Abnahmeverträge und für eine begrenzte Zeit (5 Jahre) gelten.</p> <p>Art. 4 Abs. 2 Bst. d (neu): Es ist ein neuer Buchstabe zu den zwingend zu beschaffenden oder zu verkaufenden Energiemengen aufzunehmen, die für die effektive Belieferung der grundversorgten Endverbraucher nötig sind, da diese bisher nirgends erwähnt sind. Beispielsweise müssen Ausgleichsenergie und Ersatzbeschaffungen bei ungeplanten Kraftwerksausfällen zwingend kurzfristig (während des Tariffjahres und damit nach der Deadline in Abs. 3) beschafft werden, um die Versorgungssicherheit nicht zu gefährden. Es muss daher auch möglich sein, solche Energiemengen und die damit verbundenen Kosten resp. Erlöse in der Grundversorgung zu verrechnen. Die Kosten und Erlöse sollen dabei möglichst verursachergerecht zugewiesen werden. Ist dies nicht möglich, dann soll eine mengengeteilte und damit anteilige Zuweisung erfolgen.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
		<p>e. <i>(bisher Bst. a)</i> Bei der Ermittlung der durchschnittlichen <u>Gestehungskosten der Elektrizitätserzeugung aus eigenen Anlagen und aus beteiligungsbedingten Bezügen für die den Mindestanteil übersteigende Menge, die in der Grundversorgung abgesetzt wird</u>, ist unerheblich, ob die erzeugten Elektrizitätsmengen in der Grundversorgung oder anderweitig abgesetzt werden. <u>Zur Ermittlung der Gestehungskosten für die Grundversorgung kommt der kalkulatorische Zinssatz nach Anhang 3 der Energieförderverordnung vom 1. November 2017 (EnFV) zur Anwendung.</u></p> <p>f. <i>(bisher Bst. c)</i> Als anrechenbare Energiekosten gelten auch die Vertriebskosten und die der Grundversorgung zuzuordnenden Verwaltungskosten.</p> <p>g. <i>(bisher Bst. d)</i> <u>Die anrechenbaren Verwaltungs- und Vertriebskosten zusammen mit einem angemessenen Gewinn dürfen den Schwellenwert im Regelfall von 75 CHF pro Rechnungsempfänger nicht überschreiten. Übersteigen die anrechenbaren Verwaltungs- und Vertriebskosten 75 CHF je Rechnungsempfänger, so ermittelt sich der anrechenbare Gewinn unter Anwendung des kalkulatorischen Zinssatzes nach Anhang 3 der EnFV vom 1. November 2017 auf das eingesetzte Kapital im Vertrieb.</u> Der an-</p>	<p>Falls ein VNB weniger Grundversorgungs- menge hat als Rückliefermenge, bleibt unge- löst, wohin der überschüssige Strom verkauft werden soll. Die vom VSE bereits mehrfach geforderte zentrale Abnahme- und Vergü- tungsstelle sollte dies übernehmen.</p> <p>Art. 4 Abs. 2 Bst. e (bisher Bst. a): Um Konsis- tenz mit der Gesetzesvorgabe (Art. 6 Abs. 5^{bis} Bst. d Ziff. 1 StromVG) herzustellen und unnö- tigen Interpretationsspielraum auszuräumen, ist eine Ergänzung vorzunehmen, dass dies le- diglich für die verbleibende Menge, die in der Grundversorgung abgesetzt wird, gilt (siehe hierzu die Erläuterungen zu Art. 4 Abs. 2 Bst. a). Da bereits auf Gesetzesstufe (Art. 6 Abs. 5^{bis} Bst. d Ziff. 1) verankert ist, dass die durch- schnittlichen Gestehungskosten zu berücksich- tigen sind, ist der Hinweis darauf an dieser Stelle nicht mehr notwendig. Der Gewinn auf dem für die Grundversorgungskraftwerke ein- gesetzten Kapital muss weiterhin anrechenbar sein, andernfalls würden Grundversorger mit eigenen Kraftwerken bestraft. Da in Bst. g eine Formulierung vorgeschlagen wird, welche die geltende Praxis effektiv widerspiegelt, ist eine Präzisierung notwendig.</p> <p>Abs. 2 Bst. g (bisher Bst. d): Grundsätzlich ist eine Trennung zwischen Kosten und Gewinn zu begrüssen, sodass die Buchstaben neu f. und g. separat aufgeführt werden. Für den Grundversorger muss die gesetzliche Aufgabe kostendeckend sein. Allerdings ist der Begriff des Kapitals in diesem Kontext nicht eindeutig. Gemäss Aussagen des Bundes und gemäss Erläuterungsbericht sollen die Buchstaben neu f. und g. die geltende Praxis widerspiegeln. Auch wir befürworten, dass die bestehende geltende Praxis grundsätzlich weitergeführt wird und schlagen vor, den Buchstaben neu g.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>3 Die Zuordnung der Bezugsverträge (Art. 6 Abs. 5^{bis} Bst. b StromVG), die zur Trennung der Beschaffungskosten zwischen der Grundversorgung und dem Marktsegment der Endverbraucher, die von ihrem Netzzugang Gebrauch machen, erforderlich ist, muss mit Wirkung für das nächste Tarifjahr jeweils per Ende des Kalenderjahres in der Kostenträgerrechnung (Art. 6 Abs. 4 Satz 2 StromVG) ausgewiesen werden.</p>	<p>gemessene Gewinn ist unter Anwendung des kalkulatorischen Zinssatzes nach Anhang 3 der Energieförderungsverordnung vom 1. November 2017 (EnFV) auf der Grundlage des Kapitals zu berechnen, das der Verteilnetzbetreiber zur Vornahme der Grundversorgung eingesetzt hat.</p> <p>h. (neu) <u>Dieser Schwellenwert wird jährlich der Teuerung angepasst.</u></p> <p>3 <u>Die der Grundversorgung zugeordneten Bezugsverträge (Art. 6 Abs. 5^{bis} Bst. b StromVG) müssen Die Zuordnung der Bezugsverträge (Art. 6 Abs. 5^{bis} Bst. b StromVG), die zur Trennung der Beschaffungskosten zwischen der Grundversorgung und dem Marktsegment der Endverbraucher, die von ihrem Netzzugang Gebrauch machen, erforderlich ist, muss mit Wirkung für das nächste Tarifjahr jeweils per Ende des Kalenderjahres in der Kostenträgerrechnung (Art. 6 Abs. 4 Satz 2 StromVG) ausgewiesen werden.</u></p>	<p>entsprechend anzupassen. Jedoch sollte das Aufgreifkriterium von 60 auf 75 Franken erhöht werden. Einerseits, da die Senkung des Aufgreifkriteriums von 75 Franken auf 60 Franken durch die ElCom (7. Juni 2022) nicht sachgerecht, sondern vor allem politisch motiviert war und andererseits die mit der aktuellen Vorlage einhergehenden zusätzlichen Aufwände und Herausforderungen zu höheren Verwaltungs- und Vertriebskosten des Grundversorgers führen. Ein Aufgreifkriterium von 60 Franken wäre das absolute Minimum.</p> <p>Abs. 2 Bst. h: Es braucht eine Anpassung an die Teuerung. Allenfalls ist eine allgemeine Regelung für alle Artikel mit fixen Frankenbeträgen vorzusehen (s.a. Art. 13e Abs. 5).</p> <p>Abs. 3: Es ist klarzustellen, dass Marktverträge nicht der ElCom gemeldet werden müssen; (Marktverträge, die oft auch back-to-back-Verträge sind, wären sehr aufwendig zu melden). Mit der Trennung der Portfolien sind daher nur die Beschaffungskosten der Grundversorgung meldepflichtig; Verträge auch für das Marktsegment müssen per Gesetz (Art. 6 Abs. 5^{bis} Bst. b) dokumentiert (aber nicht gemeldet) werden, d.h. auf Nachfrage könnte die ElCom diese Verträge einsehen.</p> <p>Da das Gesetz bereits vorgibt, dass jeder Vertrag einmalig über seine gesamte Laufzeit zugeordnet werden soll, ist die Präzisierung «mit Wirkung für das nächste Tarifjahr» nicht nötig.</p>
<p>Art. 4a Abzug von Unterstützungen bei der Einrechnung von Beschaffungskosten in den Tarifanteil für die Energielieferung</p> <p>1 Stammt die nach Artikel 6 Absatz 5bis StromVG gelieferte Elektrizität nicht aus Erzeugungsanlagen des Verteilnetzbetreibers, so berücksichtigt er Einmalvergütungen oder Investitionsbeiträge bei der Bestimmung der höchstens einrechenbaren Kosten wie folgt:</p>	<p>Art. 4a Mindestanteile an Elektrizität aus erneuerbaren Energien</p> <p>1 Die Verteilnetzbetreiber setzen pro Tarifjahr mindestens 50 Prozent ihrer erweiterten Eigenproduktion (Art. 4 Abs. 1 Bst. c^{bis} StromVG) aus erneuerbaren Energien aus dem Inland in der Grundversorgung ab. Solange mindestens 80 Prozent der in der</p>	<p>1 Die Verteilnetzbetreiber setzen pro Tarifjahr mindestens 50 Prozent ihrer erweiterten Eigenproduktion (Art. 4 Abs. 1 Bst. c^{bis} StromVG) aus erneuerbaren Energien aus dem Inland <u>inklusive der entsprechenden Herkunftsnachweise</u> in der Grundversor-</p>	<p>Es ist klarzustellen, dass es sich bei der Eigenproduktion und bei der Elektrizität aus dem Inland um Jahresmengen handelt und nicht um 15-Minuten-scharfe Werte.</p> <p>Abs. 1: Für die Erfüllung der Mindestanteile ist neben der Zuweisung der entsprechenden Energiemenge auch die Einbringung der jeweiligen Herkunftsnachweise erforderlich. Die Herkunftsnachweise sind das Produkt, mit denen die Stromeigenschaft belegt wird. Die Vor-</p>

Verordnungen Stromgesetz – StromVV

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>a. Einmalvergütungen für Photovoltaikanlagen:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Wurde die Einmalvergütung vor der Beschaffung definitiv festgesetzt, so wird dieser Betrag abgezogen. 2. Wurde die Einmalvergütung noch nicht definitiv festgesetzt, so wird ein Abzug vorgenommen, sobald das Projekt in die Warteliste aufgenommen wird; die Höhe des Abzugs bestimmt sich nach den Artikeln 7 und 38 EnEV. 3. Werden die Beschaffungskosten eingerechnet (Art. 4 Abs. 3), so werden unabhängig davon, ob eine Einmalvergütung zugesprochen worden ist, abgezogen: <ul style="list-style-type: none"> – bei Anlagen, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden und die gesamte produzierte Elektrizität einspeisen: 40 Prozent des jeweils massgeblichen Vergütungssatzes; – bei den übrigen Anlagen: 20 Prozent des jeweils massgeblichen Vergütungssatzes. <p>b. Investitionsbeiträge für Wasserkraft- und Biomasseanlagen:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Wurde der Investitionsbeitrag vor der Beschaffung definitiv festgesetzt, so wird dieser Betrag abgezogen. 2. In den übrigen Fällen wird ab Zusage dem Grundsatz nach ein Abzug in der Höhe des verfügbaren Höchstbetrags (Art. 54 Bst. b und 75 Bst. b EnEV) vorgenommen. <p>2 Wird eine Einmalvergütung oder ein Investitionsbeitrag später abweichend vom nach Absatz 1 abgezogenen Betrag festgesetzt, so kann der Abzug mit Wirkung ab dem Zeitpunkt dieser Festsetzung entsprechend angepasst werden. Dies gilt nicht, sofern ein Pauschalabzug gemäss Absatz 1 Buchstabe a Ziffer 3 vorzunehmen ist.</p> <p>3 Weitere vergleichbare Unterstützungen, einschliesslich kantonale oder kommunale</p>	<p>Grundversorgung abgesetzten Elektrizität aus dieser erweiterten Eigenproduktion stammt, dürfen sie diesen Mindestanteil auch unterschreiten.</p> <p>2 Die Verteilnetzbetreiber legen den Prozentsatz gemäss Absatz 1 jeweils per 31. August mit Wirkung für das nächste Tarifjahr in der Kostenträgerrechnung (Art. 6 Abs. 4 Satz 2 StromVG) fest.</p> <p>3 Mindestens 20 Prozent der Elektrizität, die für die Grundversorgung benötigt wird, muss aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland stammen. Ist dieser Mindestanteil nicht bereits mit dem nach Absatz 1 gebotenen Absatz der erweiterten Eigenproduktion in der Grundversorgung erreicht und schliessen die Verteilnetzbetreiber deshalb zur Erreichung dieses Mindestanteils Bezugsverträge ab, so müssen diese eine Laufzeit von mindestens drei Jahren haben.</p>	<p>gung ab. Solange mindestens <u>70 Prozent</u> 80 Prozent der in der Grundversorgung abgesetzten Elektrizität aus dieser erweiterten Eigenproduktion stammt, dürfen sie diesen Mindestanteil auch unterschreiten.</p> <p>2 <i>Streichen</i></p> <p>3 Mindestens 20 Prozent der Elektrizität, die für die Grundversorgung benötigt wird, muss aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland stammen. Ist dieser Mindestanteil nicht bereits mit dem nach Absatz 1 gebotenen Absatz der erweiterten Eigenproduktion in der Grundversorgung erreicht und schliessen die Verteilnetzbetreiber deshalb zur Erreichung dieses Mindestanteils Bezugsverträge ab, so müssen diese eine Laufzeit von mindestens <u>zwei Jahren</u> drei Jahren haben. <u>Die Bezugsverträge können mit einer einzelnen Anlage oder einem Anlagenpool geschlossen werden und müssen neben der Stromlieferung auch die Übertragung der Herkunftsnachweise aus den entsprechenden Anlagen zum Gegenstand haben.</u></p>	<p>gabe betreffend Grundversorgungsmenge aus erweiterter Eigenproduktion ist zu hoch. Ohne diese Senkung wäre die Vorgabe für Unternehmen mit viel Eigenproduktion weit strenger als für die anderen Grundversorger.</p> <p>Abs. 2: Eine vorgängige genaue Festlegung des Anteils nach Abs. 1 ist aufgrund verschiedener Faktoren wie Produktionsschwankungen oder -ausfälle bspw. aufgrund der Witterung schwer möglich. Sollte der Abs. 2 nicht gestrichen werden, muss der per 31.8. festzulegende Mindestanteil zumindest innerhalb einer angemessenen Bandbreite erfüllt werden dürfen, da eine „Punktlandung“ bzgl. des Anteils aus den genannten Gründen kaum möglich ist.</p> <p>Abs. 3: Der Erläuterungsbericht suggeriert hierzu, dass diese Bezugsverträge ausschliesslich PPAs sein dürfen. Jedoch muss klargestellt werden, dass jeder «inländische» Vertrag, der neben der Energie auch die HKN beinhaltet, gesetzeskonform und damit für die Erfüllung des Mindestanteils zulässig ist.</p> <p>Unter einem PPA ist ein Vertrag zu verstehen, der Strom aus einem Kraftwerkspool in der Schweiz in die entsprechende Bilanzgruppe ausstellt, in Kombination mit HKN aus dem Kraftwerk, welches zu dieser Bilanzgruppe gehört.</p> <p>Unter Elektrizität aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland sind Verträge zu verstehen, die Strom aus einem Kraftwerkspool in der Schweiz in die entsprechende Bilanzgruppe ausstellen, in Kombination mit HKN aus Anlagen in der Schweiz.</p> <p>Auch ist die Mindestlaufzeit auf mindestens 2 Jahre zu senken. Der VSE hatte sich immer gegen eine lange Laufzeit ausgesprochen, insbesondere solange der Markt noch nicht etabliert ist. Dies entspricht auch der Diskussion in der parlamentarischen Kommission (gem. Amtl. Bulletin: AB 2023 N 1495): Die «Meinung</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
Unterstützungen, werden sinngemäss berücksichtigt.	4 Die Verteilnetzbetreiber müssen der ElCom zum Nachweis der Einhaltung der Mindestanteile auf Verlangen die entsprechenden Beteiligungen und die mittel- und langfristigen Bezugsverträge vorlegen.		der Kommission und auch des BFE – in der Kommission wurde das so bestätigt – war klar, dass man unter mittel- und langfristigen Beschaffungen, die möglich werden sollen, eher zwei bis drei Jahre versteht, nicht länger, und dass diese Anteile anfangs gering sein sollen.»
Art. 4b Mitteilung von Änderungen der Elektrizitätstarife 1 Der Verteilnetzbetreiber ist verpflichtet, gegenüber Endverbrauchern mit Grundversorgung Erhöhungen oder Senkungen der Elektrizitätstarife zu begründen. Aus der Begründung muss hervorgehen, welche Kostenveränderungen zur Erhöhung oder Senkung führen. 2 Der Verteilnetzbetreiber ist verpflichtet, der ElCom Erhöhungen der Elektrizitätstarife mit der den Endverbrauchern mitgeteilten Begründung bis spätestens zum 31. August zu melden.	Art. 4b Standardstromprodukt 1 Die Verteilnetzbetreiber müssen bei der Stromkennzeichnung gegenüber den Endverbrauchern, die mit dem Standardstromprodukt (Art. 6 Abs. 2 ^{bis} StromVG) versorgt werden, für mindestens 75 Prozent der gelieferten Elektrizität Herkunftsnachweise verwenden, die eine inländische und erneuerbare Herkunft des Stroms belegen. 2 Die Verteilnetzbetreiber müssen dabei prioritär diejenigen Herkunftsnachweise verwenden, die ihnen für die Elektrizitätserzeugung aus eigenen Anlagen oder im Rahmen von beteiligungsbedingten Bezügen ausgestellt werden.	1 Die Verteilnetzbetreiber müssen bei der Stromkennzeichnung gegenüber den Endverbrauchern, die mit dem Standardstromprodukt (Art. 6 Abs. 2 ^{bis} StromVG) versorgt werden, <u>pro Kalenderjahr</u> für mindestens <u>65 Prozent</u> 75 Prozent der gelieferten Elektrizität <u>Herkunftsnachweise</u> Herkunftsnachweise verwenden, die eine inländische und erneuerbare Herkunft des Stroms belegen. 2 Die Verteilnetzbetreiber müssen dabei prioritär diejenigen Herkunftsnachweise verwenden, die ihnen für die Elektrizitätserzeugung aus <u>eigenen Anlagen oder im Rahmen von beteiligungsbedingten Bezügen der erweiterten Eigenproduktion</u> ausgestellt werden.	Abs. 1: Die Vorgabe von 75% ist zu hoch. Sie ist auf 65% zu senken. Zudem muss der Grundsatz sein, dass die Prozentvorgabe im Durchschnitt eines Jahres erfüllt sein muss. Somit kann der Anteil in einem Quartal, in dem witterungsbedingt weniger Produktion aus inländischer erneuerbarer Energie anfällt, unterhalb der Prozentvorgabe liegen, und in einem anderen Quartal mit höherem Angebot inländischer erneuerbare Energie entsprechend höher. Andernfalls bräuchte es zwingend Ausnahmeregelungen, da insbesondere in den Winterquartalen die Prozentvorgabe nicht immer erfüllt werden kann (insbesondere da auch die Marktkunden inländische erneuerbare HKN kaufen). Dann müssten zusätzlich (günstigere) HKN aus Europa beschafft werden können, was auch zur Vermeidung eines starken Kostenanstiegs in der Grundversorgung beitragen würde. Abs. 2: Da zur erweiterten Eigenproduktion auch Elektrizität aus der Abnahmepflicht gemäss Art. 15 EnG zählt, sollen hierbei auch HKN prioritär verwendet werden dürfen, die für diese Elektrizitätserzeugung abgenommen werden. Allerdings besteht bei der Elektrizität, die nach Art. 15 EnG abgenommen werden muss, keine Pflicht zur Abgabe der HKN seitens der Produzenten, daher muss die Verwendung dieser HKN eine Kann-Bestimmung bleiben.

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>Art. 4c Nachweis- und Meldepflicht im Zusammenhang mit der Lieferung von Elektrizität nach Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG</p> <p>1 Der Verteilnetzbetreiber weist der ElCom auf Verlangen nach, dass bei der Lieferung von Elektrizität nach Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG sowohl für eigene als auch für andere Erzeugungsanlagen je Anlage höchstens die Kosten gemäss Artikel 4 Absatz 2 oder 3 in den Tarifanteil für die Energielieferung eingerechnet worden sind.</p> <p>2 Stammt die gelieferte Elektrizität nicht aus Erzeugungsanlagen des Verteilnetzbetreibers, so meldet dieser der ElCom zwecks Plausibilisierung jährlich je Erzeugungstechnologie die Liefermenge und den durchschnittlich in die Tarife eingerechneten Preis. In Bezug auf Grosswasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW meldet er diese Angaben für jede Erzeugungsanlage einzeln.</p>	<p>Art. 4c Absicherung gegen Marktpreisschwankungen</p> <p>1 Die Verteilnetzbetreiber müssen sich gegen Marktpreisschwankungen absichern, indem sie jeweils bis zum 31. August sicherstellen, dass ihnen die Elektrizität, die sie in den folgenden Tarifjahren für die Grundversorgung benötigen, zu einem bestimmten Anteil aus der erweiterten Eigenproduktion und Bezugsverträgen zur Verfügung steht.</p> <p>2 Der sicherzustellende Anteil beträgt:</p> <p>a. für das folgende Tarifjahr: mindestens 75 Prozent;</p> <p>b. für das übernächste Tarifjahr: mindestens 50 Prozent;</p> <p>c. für das überübernächste Tarifjahr: mindestens 25 Prozent.</p> <p>3 Der sicherzustellende Elektrizitätsmenge bemisst sich nach der Elektrizität, die im Mittel der drei vergangenen Geschäftsjahre in der Grundversorgung abgesetzt wurde. Für das folgende Tarifjahr (Abs. 2 Bst. a) dürfen auch Prognosewerte berücksichtigt werden, wenn sich eine erhebliche Veränderung der für die Grundversorgung benötigten Elektrizitätsmenge abzeichnet.</p> <p>4 Werden zur Sicherstellung der benötigten Elektrizität Bezugsverträge abgeschlossen, sind diese zeitlich gestaffelt abzuschliessen.</p> <p>5 Die Verteilnetzbetreiber erstatten der ElCom jährlich Bericht über die Einhaltung der Vorgaben zur Absicherung gegen Marktpreisschwankungen.</p>	<p>1 Die Verteilnetzbetreiber müssen sich gegen Marktpreisschwankungen absichern, indem sie jeweils bis zum <u>30. November</u> 31. August sicherstellen, dass ihnen die Elektrizität, die sie in den folgenden Tarifjahren für die Grundversorgung benötigen, zu einem bestimmten Anteil aus der erweiterten Eigenproduktion und Bezugsverträgen zur Verfügung steht.</p> <p><u>2^{bis} (neu) Nach Art 15 EnG abzunehmende Elektrizitätsmengen können auf Basis von Prognosewerten berücksichtigt werden.</u></p> <p>3 Der sicherzustellende Elektrizitätsmenge bemisst sich nach der Elektrizität, die im Mittel der drei vergangenen Geschäftsjahre in der Grundversorgung abgesetzt wurde. Für <u>die folgenden Tarifjahre</u> das folgende Tarifjahr (Abs. 2 Bst. a) dürfen auch Prognosewerte berücksichtigt werden, wenn sich eine erhebliche Veränderung der für die Grundversorgung benötigten Elektrizitätsmenge abzeichnet.</p> <p>5 <i>Streichen</i></p>	<p>Abs. 1: Kunden können bis 31.10. den Antrag auf freien Netzzugang stellen. Dies kann zum Problem werden, wenn ein EVU einen Grosskunden nach dem 31.8. verliert, aber für das Folgejahr bereits 75% der Energie beschafft haben muss. Das Risiko eines solchen Überkaufs tragen dann die anderen Kundinnen und Kunden. Deshalb ist der Termin auf mindestens den 30.11. zu verschieben, eigentlich könnte er auch per 31.12. festgelegt werden.</p> <p>Abs 2^{bis}: Rückliefermengen sollten auf Basis von Prognosewerten berücksichtigt werden können</p> <p>Abs. 3: Basis für die Energiebeschaffung ist immer die Prognose. Diese umfasst die Vergangenheit, Korrekturen, ausserordentliche Effekte etc. Daher können jegliche Änderungen auf dieser Basis – nicht nur erhebliche Änderungen – die sicherzustellende Elektrizitätsmenge beeinflussen.</p> <p>Abs. 5: Da diese Angaben ohnehin Teil des Reportings an die ElCom sind, ist diese Vorgabe überflüssig. Effizienter wäre es, wenn die ElCom für diese Informationen auf die ihr ohnehin vorliegenden Daten zurückgreift und lediglich bei Bedarf auf die VNB zugeht.</p>
	<p>Art. 4d Kosten für Massnahmen zur Effizienzsteigerung</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>1 Die Verteilnetzbetreiber dürfen die Kosten, die ihnen durch Massnahmen zur Erreichung der Zielvorgaben zur Effizienzsteigerung (Art. 9a^{bis} StromVG und Art. 46b EnG) entstehen, den Endverbrauchern mit Grundversorgung nur anteilmässig anlasten (Art. 6 Abs. 5^{ter} StromVG). Dieser Anteil bestimmt sich nach Massgabe der Elektrizitätsmengen, die der betreffende Verteilnetzbetreiber einerseits in der Grundversorgung und andererseits im Marktsegment der Endverbraucher, die von ihrem Netzzugang Gebrauch machen, absetzt.</p>	<p><u>1^{bis} (neu) Bei den Elektrizitätsmengen im Marktsegment können die Lieferungen aus Verträgen von Elektrizitätslieferanten mit Endverbrauchern, die von ihrem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch gemacht haben</u></p>	<p>Abs. 1: Es besteht die Gefahr einer neuen Durchschnittspreismethode. Dies gilt es zu vermeiden.</p> <p>Es ist einerseits zu unterscheiden zwischen der Menge des Endverbrauchs eines VNB und der Liefermenge (gemäss Verpflichtung der Lieferanten). Bei den Effizienzverpflichtungen ist die Liefermenge massgebend.</p> <p>Die Verteilnetzbetreiber sind nicht identisch mit den Lieferanten. Diese Rollen sind getrennt voneinander. Nebst dem, dass die Massnahmen in diesen beiden Segmenten nicht identisch sein müssen, können diese Rollen auch vollkommen unabhängig voneinander sein. Es kann daher nicht sein, dass hier zwingend ein Durchschnittspreis pro VNB ermittelt werden muss, zumal die Massnahmen in der Grundversorgung auf Mandatsbasis an Dritte ausgelagert werden können.</p> <p>Gegen einen Durchschnittspreis-Ansatz pro VNB sprechen auch Mehrvertragsmodelle (Endverbraucher mit mehreren Lieferanten). Sollte bei der Kostenanrechnung für die Zertifikate bei solchen Modellen ein Durchschnittspreis-Ansatz zur Anwendung kommen, würde dies zu einer Wettbewerbsverzerrung führen, was zu vermeiden ist. Endverbraucher mit mehreren Lieferanten werden gemäss Messpunkt dem Endlieferanten zugeordnet. Der Endlieferant muss so eine höhere Menge Effizienzmassnahmen bescheinigen, als er tatsächlich Liefermenge gemäss Verträgen hat (Summe der Messpunkte ist nicht gleich Summe der Verträge). Dies kann dazu führen, dass nicht alle Kosten den Endverbrauchern auf Basis der Messpunkte (GV und Markt) weiterverrechnet werden können.</p> <p>Abs. 1^{bis}: Aus Gründen der Vertragssicherheit sollen bestehende Verträge nicht durch die anteilmässige Kostenanlastung nach Artikel 6 Absatz 5^{ter} StromVG belastet werden.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>2 Die Verteilnetzbetreiber dürfen den nach Absatz 1 ermittelten Anteil der Kosten nur insoweit in die Grundversorgungstarife einrechnen, als diese Kosten angemessen sind. Angemessen sind die Kosten, wenn sie aus einer transparenten, diskriminierungsfreien und marktorientierten Beschaffung resultieren oder, bei vom Verteilnetzbetreiber selbst durchgeführten Massnahmen, höchstens zu marktüblichen Ansätzen in die Grundversorgungstarife eingerechnet werden.</p>	<p><u>und deren Vertragsabschluss vor Inkrafttreten der Änderung vom ... liegt, ausgenommen werden.</u></p>	
	<p>Art. 4e Mitteilung von Änderungen der Grundversorgungstarife</p> <p>1 Die Verteilnetzbetreiber müssen Erhöhungen oder Senkungen der Grundversorgungstarife gegenüber Endverbrauchern mit Grundversorgung begründen. Aus der Begründung muss hervorgehen, welche Kostenveränderungen zur Erhöhung oder Senkung führen.</p> <p>2 Die Verteilnetzbetreiber müssen der ElCom Erhöhungen der Grundversorgungstarife mit der den Endverbrauchern mitgeteilten Begründung bis spätestens 31. August melden.</p>		
<p>Art. 4d Deckungsdifferenzen in der Grundversorgung</p> <p>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.</p>	<p>Art. 4f</p> <p><i>Bisheriger Art. 4d</i></p>		

Verordnungen Stromgesetz – StromVV

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>2 In begründeten Fällen kann die ElCom den Zeitraum zum Ausgleich einer Deckungsdifferenz verlängern.</p> <p>3 Der Zinssatz, den der Verteilnetzbetreiber gegenüber dem Endverbraucher anwenden muss, entspricht:</p> <p>a. bei einer Unterdeckung: höchstens dem Fremdkapitalkostensatz gemäss Anhang 1;</p> <p>b. bei einer Überdeckung: mindestens dem Fremdkapitalkostensatz gemäss Anhang 1.</p>			
<p>Art. 5 Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetriebs</p> <p>1 Die nationale Netzgesellschaft, die Netzbetreiber, die Erzeuger und die übrigen Beteiligten treffen vorbereitende Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs. Nebst verbindlichen Vorgaben berücksichtigen sie dabei:</p> <p>a. Regelwerke, Normen und Empfehlungen von anerkannten Fachorganisationen, insbesondere der «European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)»;</p> <p>b. Empfehlungen des Eidgenössischen Nuklearsicherheitsinspektorates.¹⁸</p> <p>2 Die nationale Netzgesellschaft vereinbart mit den Netzbetreibern, Erzeugern und den übrigen Beteiligten auf einheitliche Weise die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu treffenden Massnahmen, insbesondere eine Regelung des automatischen Lastabwurfs sowie der Produktionsanpassung bei Kraftwerken im Fall einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs.</p> <p>3 Weigert sich ein Netzbetreiber, ein Erzeuger oder einer der übrigen Beteiligten, eine Vereinbarung nach Absatz 2 abzuschliessen, so verfügt die ElCom den Vertragsabschluss.</p> <p>4 Bei einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs hat die nationale Netzgesellschaft von Gesetzes wegen alle Massnahmen zu</p>	<p>Art. 5 <i>Aufgehoben</i></p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>treffen oder anzuordnen, die für die Gewährleistung der Netzsicherheit notwendig sind (Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe c StromVG). Wird eine Anordnung der nationalen Netzgesellschaft nicht befolgt, so kann diese auf Kosten des Adressaten der Anordnung eine Ersatzmassnahme treffen.</p> <p>5 Pflichten aus Vereinbarungen nach den Absätzen 2 und 3 und die Überbindung von Kosten nach Absatz 4 werden auf dem Zivilweg durchgesetzt.</p> <p>6 Das Bundesamt für Energie (BFE) kann technische und administrative Mindestanforderungen an ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz festlegen und internationale technische und administrative Bestimmungen und Normen sowie Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen für verbindlich erklären.</p>			
	<p><i>Gliederungstitel vor Artikel 5a</i></p> <p>3. Abschnitt: Netzentwicklung</p>		
<p>Art. 5a Szenariorahmen</p> <p>Der Szenariorahmen (Art. 9a StromVG) ist mit einer Periodizität von vier Jahren nach seiner Genehmigung zu überprüfen und gegebenenfalls nachzuführen.</p>		<p><u>2 (neu) Der Bund aktualisiert die Grundlagen in zeitlicher Periodizität mit der Aktualisierungsvorgabe des Szenariorahmens.</u></p> <p><u>3 (neu) Das BFE koordiniert die nationalen Kennzahlen mit den Kantonen und publiziert diese auf Stufe Kantonsebene.</u></p>	<p>Abs. 2 und 3: Um den periodisch zu aktualisierenden Szenariorahmen auf möglichst verlässlichen Grundlagen erstellen zu können, ist es erforderlich, dass die nötigen Basisdaten (wie z.B. die Energieperspektiven 2050+) vor der jeweils nächsten Überarbeitung des Szenariorahmens durch den Bund aktualisiert werden. Die daraus resultierenden nationalen Kennzahlen sind durch das BFE mit den Energierichtplänen der Kantone zu koordinieren. Aus Sicht der Branche wäre es anschliessend notwendig, die abgestimmten nationalen Kennzahlen heruntergebrochen auf Kantonsebene zu publizieren, damit eine möglichst genaue Netzausbauplanung im Szenariorahmen möglich ist.</p>

[illegible]

Verordnungen Stromgesetz – StromVV

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>2 Die Netzbetreiber und Netzeigentümer erarbeiten eine einheitliche Methode für die Erstellung der Kostenrechnung und erlassen dazu transparente Richtlinien.</p> <p>3 In der Kostenrechnung müssen alle für die Berechnung der anrechenbaren Kosten notwendigen Positionen separat ausgewiesen werden, insbesondere:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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}. die Kosten im Zusammenhang mit Stromreserve gemäss der Winterreserververordnung vom 25. Januar 2023 (WResV); f. Kosten für das Mess- und Informationswesen; f^{bis}. Kosten für intelligente Messsysteme; g. Verwaltungskosten; h. Kosten für notwendige Netzverstärkungen zur Einspeisung von elektrischer Energie aus Anlagen nach den Artikeln 15 und 19 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG); i. Kosten für Netzanschlüsse und Netzkostenbeiträge; j. weitere individuell in Rechnung gestellte Kosten; k. Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen; l. direkte Steuern; m. Kosten für intelligente Steuer- und Regelsysteme einschliesslich der Vergütungen; n. Kosten für innovative Massnahmen; und o. Kosten für die Sensibilisierung im Bereich der Verbrauchsreduktion. <p>4 Jeder Netzbetreiber und Netzeigentümer muss die Regeln ausweisen, nach welchen Investitionen aktiviert werden.</p>	<p>3 In der Kostenrechnung müssen alle für die Berechnung der anrechenbaren Kosten notwendigen Positionen separat ausgewiesen werden, insbesondere:</p> <p>f. Kosten für das Mess- und Informationswesen, namentlich die Betriebskosten und die kalkulatorischen Kapitalkosten der für das Messwesen erforderlichen Anlagen;</p> <p>h. Kosten für Netzverstärkungen nach Artikel 15b StromVG:</p>		

Verordnungen Stromgesetz – StromVV

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>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.</p> <p>6 Die Netzeigentümer liefern dem Netzbetreiber die für die Erstellung der Kostenrechnung notwendigen Angaben.</p> <p>7 Die Netzbetreiber legen die Kostenrechnung der ElCom bis spätestens zum 31. August vor.</p>			
<p>Art. 9 Rechnungsstellung</p> <p>Auf Verlangen des Endverbrauchers stellt der Netzbetreiber die Rechnung für die Netznutzung dem Energielieferanten zu. Schuldner des Netznutzungsentgeltes bleibt der Endverbraucher.</p>	<p>Art. 7a Rechnungsstellung</p> <p>1 <i>Bisheriger Art. 9</i></p> <p>2 In der Rechnungsstellung müssen die Kosten für die Nutzung der Datenplattform gesondert ausgewiesen werden.</p>	<p>2 <i>Streichen</i></p>	<p>Abs. 2: Dies bringt dem Endverbraucher keinen Mehrwert. Die Kosten sind reguliert und schweizweit gleich.</p>
	<p><i>Gliederungstitel einfügen vor Art. 7b</i></p> <p>1a. Abschnitt: Informationspflichten</p>		
	<p>Art. 7b</p> <p>1 Die Netzbetreiber müssen die Informationen nach Artikel 12 Absatz 1 StromVG und die gesamten Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen bis 31. August über eine einzige frei zugängliche Adresse im Internet veröffentlichen.</p> <p>2 Sie müssen die Endverbraucher auf der Rechnung informieren über:</p>	<p>2 Sie müssen die Endverbraucher <u>einmal pro Jahr</u> auf der Rechnung informieren über.</p>	<p>Abs. 2: Aus ökologischen und ökonomischen Gründen sollten die Informationen über das Webportal zur Verfügung gestellt und die Rechnung schlanker gestaltet werden. Bei grösseren VNB wäre eine Seite mehr 4 mal pro Jahr über 1 Mio. mehr Blatt Papier! Diese Information ist einmal pro Jahr erforderlich und bezieht sich nicht zwingend auf das Kalenderjahr. (Hintergrund: Endkunden erhalten z.T. monatliche und vierteljährliche Rechnungen, aktuell auch Akontorechnungen.)</p> <p>Die Information muss auch nicht auf der Rechnung erfolgen. Diese wird ohnehin viel zu un-</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>a. die Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs im Vergleich zum Vorjahr;</p> <p>b. den Durchschnittsverbrauch und die Bandbreite des Verbrauchs der Endverbraucher der Kundengruppe, welcher sie angehören;</p> <p>c. Möglichkeiten zur Identifikation von Einsparpotenzialen.</p> <p>3 Sie können die Informationen nach den Absätzen 1 und 2 zusätzlich auf anderem Weg übermitteln.</p>	<p>a. die Entwicklung des <u>Elektrizitätsbezugs</u> Elektrizitätsverbrauchs im Vergleich zum Vorjahr</p> <p>b. <i>Streichen</i></p> <p>c. <i>Streichen</i></p> <p><u>Eventualiter</u>, wenn an Abs. 2 Bst. b und Bst. c festgehalten wird:</p> <p>3 Sie können die Informationen nach den Absätzen 1 und 2 zusätzlich auf anderem Weg übermitteln.</p>	<p>übersichtlich. Kundenportal, separates Schreiben etc. sollten auch möglich sein.</p> <p>Abs. 2 Bst. a: Die VNB wissen nicht, wie viel Energie in einer ZEV erzeugt und gleich wieder verbraucht wird.</p> <p>Abs. 2 Bst. b: Die Daten sind wenig aussagekräftig und es bestehen Bedenken hinsichtlich des Datenschutzes. Der Buchstabe ist zu streichen.</p> <p>Abs. 2 Bst. c: Mit den neuen Effizienzverpflichtungen werden die Kunden sowieso über Effizienzpotenziale informiert und angesprochen. Zudem besteht eine gewisse Gefahr der Ungleichbehandlung, falls ein Lieferant mit grundversorgten Kunden indirekt auf der Rechnung auf Angebote im Rahmen seiner Effizienzverpflichtung hinweisen kann. (Thema Unbundling)</p> <p>Eventualantrag Abs. 3: Die Rechnung ist nicht das richtige Kommunikationsmittel. Über ein Web-Kundenportal wäre dies viel effektiver.</p>
	1b. Abschnitt: Messwesen		
	<p>Art. 8 Messtarife</p> <p>1 Die Netzbetreiber müssen die Messtarife pro Kalenderjahr (Tarifjahr) festlegen.</p> <p>2 Für den Einsatz von intelligenten Messsystemen bei Endverbrauchern, Erzeugern und Speicherbetreibern gelten die folgenden Tarifobergrenzen pro Messpunkt:</p> <p>a. auf Spannungsebenen unter 1 kV (Niederspannungsebene):</p> <p>1. bis zu einer Netzanschlussleistung von höchstens 100 Ampere: monatlich höchstens 6.– Franken oder monatlich höchstens 6.50 Franken im Falle der</p>	<p>2 <i>Streichen</i></p>	<p>Abs. 2 und 3: Die vorgeschlagenen Obergrenzen für Messtarife sind nicht angebracht und in der Höhe nicht nachvollziehbar. Heute sind teilweise noch viele konventionelle Zähler im Einsatz, welche zu viel tieferen Kosten führen (Drückt den Durchschnitt). Die Kostenobergrenzen werden den Rollout behindern und schnellere Kommunikationswege (GSM, LWL) verhindern. Preisobergrenzen stehen grundsätzlich im Widerspruch zur geltenden Cost-</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>Teilnahme an einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft,</p> <p>2. ab einer Netzanschlussleistung von 100 Ampere (halbindirekte Messung): monatlich höchstens 12. – Franken;</p> <p>b. auf Spannungsebenen zwischen 1 kV und 36 kV (Mittelspannungsebene): monatlich höchstens 42.– Franken.</p> <p>3 Die Kosten, die den Verteilnetzbetreibern gemäss Artikel 17i Absatz 3 StromVG für die Nutzung der Datenplattform anfallen, fallen nicht unter die Tarifobergrenzen.</p>	<p>3 Die Kosten, die den Verteilnetzbetreibern gemäss Artikel 17i Absatz 3 StromVG für die Nutzung der Datenplattform anfallen, <u>werden separat in Rechnung gestellt</u> fallen nicht unter die Tarifobergrenzen.</p>	<p>plus-Regulierung.</p> <p>Falls trotzdem an Obergrenzen festgehalten werden soll, dann müssen diese zwingend die Kosten nachvollziehbar widerspiegeln. Zudem müsste in diesem Fall die Grenze bei 80A liegen statt bei 100A (gemäss Werkvorschriften-CH).</p>
	<p>Art. 8a Anrechenbare Betriebskosten</p> <p>1 Als Betriebskosten gelten die Kosten für die mit dem Messwesen direkt zusammenhängenden Leistungen. Dazu zählen insbesondere:</p> <p>a. die Kosten für den Einbau, den Betrieb und die Wartung der Messmittel;</p> <p>b. die Kosten für die Erfassung, Bearbeitung und Übermittlung der Messdaten;</p> <p>c. die Kosten, die nach Artikel 17i Absatz 3 StromVG für die Nutzung der Datenplattform anfallen;</p> <p>d. die dem Messwesen zuzuordnenden Verwaltungskosten.</p> <p>2 Die Netzbetreiber legen transparente, einheitliche und diskriminierungsfreie Richtlinien für die Ermittlung der Betriebskosten fest.</p>	<p>a. die Kosten für den Einbau, den Betrieb und die Wartung der Messmittel;</p>	<p>Abs. 1 Bst. a: Der Einbau der Messmittel gehört zu den Kapitalkosten, der Einbau ist mit dem Zähler verbunden und daher hier aus den Betriebskosten zu löschen. Diese sind unter Art. 8a^{bis} aufgeführt.</p>
	<p>Art. 8a^{bis} Anrechenbare Kapitalkosten</p> <p>1 Die Kapitalkosten müssen auf der Basis der Anschaffungs- beziehungsweise Herstellungskosten ermittelt werden. Als Kapitalkosten anrechenbar sind höchstens:</p> <p>a. die kalkulatorischen Abschreibungen;</p> <p>b. die kalkulatorischen Zinsen auf den für das Messwesen notwendigen Vermögenswerten.</p> <p>2 Die jährlichen kalkulatorischen Abschreibungen berechnen sich bei linearer Abschrei-</p>	<p>1 Die Kapitalkosten müssen auf der Basis der Anschaffungs- beziehungsweise Herstellungskosten <u>inkl. Installationskosten</u> ermittelt werden. Als Kapitalkosten anrechenbar sind höchstens:</p>	<p>Abs. 1: Der Einbau von aktivierbarer Infrastruktur ist immer Teil der Kapitalkosten.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>bung über eine festgelegte Nutzungsdauer auf den Restwert Null.</p> <p>3 Für die jährliche kalkulatorische Verzinsung gilt Folgendes:</p> <p>a. Als für das Messwesen notwendige Vermögenswerte dürfen höchstens berechnet werden:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. die Anschaffungs- bzw. Herstellrestwerte der für das Messwesen erforderlichen Anlagen, die sich aufgrund der Abschreibungen nach Absatz 2 per Ende des Geschäftsjahres ergeben, und 2. das für das Messwesen notwendige Nettoumlaufvermögen; <p>b. Der kalkulatorische Zinssatz entspricht dem durchschnittlichen Kapitalkostensatz gemäss Anhang 1.</p> <p>4 Die Netzbetreiber legen in transparenten und diskriminierungsfreien Richtlinien einheitliche und sachgerechte Nutzungsdauern fest für die verschiedenen Anlagen, die für das Messwesen erforderlich sind.</p>		<p>Abs. 3 Bst. a Ziff. 2: In der italienischen Version wurde «Nettoumlaufvermögen» mit «capitale netto d'esercizio» übersetzt. Die richtige Übersetzung ist «sostanza circolante netta».</p>
<p>Art. 8a Intelligente Messsysteme</p> <p>2^{bis} Die Kapital- und Betriebskosten des Netzbetreibers für die Gewährleistung des Anspruchs auf den Abruf und das Herunterladen der Messdaten gelten als anrechenbare Netzkosten.</p> <p>3^{ter} 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.</p>	<p>Art. 8a^{ter} Besondere Bestimmungen zu den anrechenbaren Messkosten</p> <p>1 <i>Bisheriger Art. 8a Abs. 2^{bis}</i></p> <p>2 <i>Bisheriger Art. 8a Abs. 3^{ter}</i></p> <p>3 Zur Überprüfung der anrechenbaren Messkosten müssen die Netzbetreiber in der Kostenrechnung die Anzahl der Messpunkte ihres Netzgebiets ausweisen, unter Angabe der Anzahl der Messpunkte, bei welchen intelligenten Messsystemen eingesetzt ist.</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>Art. 8a^{quater} Deckungsdifferenzen im Bereich der Messkosten</p> <p>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.</p> <p>2 In begründeten Fällen kann die ElCom den Zeitraum zum Ausgleich einer Deckungsdifferenz verlängern.</p> <p>3 Der Zinssatz, den der Verteilnetzbetreiber gegenüber dem Endverbraucher anwenden muss, entspricht:</p> <p>a. bei einer Unterdeckung: höchstens dem Fremdkapitalkostensatz gemäss Anhang 1;</p> <p>b. bei einer Überdeckung: mindestens dem Fremdkapitalkostensatz gemäss Anhang 1;</p>		
	<p><i>Gliederungstitel einfügen vor Art. 8a^{quinquies}</i></p> <p>1c. Abschnitt: Intelligente Mess-, Steuer- und Regelsysteme</p>		
<p>Art. 8a Intelligente Messsysteme</p> <p>1 Für das Messwesen und die Informationsprozesse sind bei Endverbrauchern, Erzeugungsanlagen und Speichern intelligente Messsysteme einzusetzen. Diese bestehen aus folgenden Elementen:</p> <p>a. einem beim Endverbraucher, bei der Erzeugungsanlage oder beim Speicher installierten elektronischen Elektrizitätszähler, der:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Wirkenergie und Blindenergie erfasst, 2. Lastgänge mit einer Periode von fünfzehn Minuten ermittelt und mindestens sechzig Tage speichert, 3. Schnittstellen aufweist, insbesondere eine für die bidirektionale Kommunikation mit einem Datenbearbeitungssystem und eine andere für den be- 	<p>Art. 8a^{quinquies} Intelligente Messsysteme</p> <p>1 <i>Bisheriger Art. 8a Abs. 1</i></p>		

Verordnungen Stromgesetz – StromVV

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>troffenen 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</p> <p>4. Unterbrüche der Stromversorgung erfasst und protokolliert;</p> <p>b. einem digitalen Kommunikationssystem, das die automatisierte Datenübermittlung zwischen dem Elektrizitätszähler und dem Datenbearbeitungssystem gewährleistet; und</p> <p>c. einem Datenbearbeitungssystem, mit dem die Daten abgerufen werden.</p> <p>¹^{bis} Der Netzbetreiber muss dem Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber auf Anfrage die technischen Spezifikationen der Schnittstellen seines Elektrizitätszählers bekanntgeben.</p> <p>2 Die Elemente eines solchen intelligenten Messsystems funktionieren so zusammen, dass:</p> <p>a. zwecks Interoperabilität verschiedene Typen von Elektrizitätszählern identifiziert und verwaltet werden;</p> <p>b. der Teil der Software der Elektrizitätszähler nach Absatz 1 Buchstabe a, der keine Auswirkungen auf messtechnische Eigenschaften hat, aktualisiert werden kann;</p> <p>c. 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;</p> <p>d. andere digitale Messmittel sowie intelligente Steuer- und Regelsysteme des Netzbetreibers eingebunden werden können; und</p>	<p>2 <i>Bisheriger Art. 8a Abs. 1^{bis}</i></p> <p>3 <i>Bisheriger Art. 8a Abs. 2</i></p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>e. Manipulationen und andere Fremdeinwirkungen am Elektrizitätszähler erkannt, protokolliert und gemeldet werden.</p> <p>4 Die Netzbetreiber liefern den Verantwortlichen von Bilanzgruppen sowie anderen Beteiligten im Einverständnis mit den betroffenen Endverbrauchern oder Erzeugern auf Begehren und gegen eine kostendeckende Abgeltung zusätzliche Daten und Informationen. Es müssen alle in den letzten fünf Jahren erhobenen Daten geliefert werden.</p>	<p>4 <i>Bisheriger Art. 8a Abs. 4</i></p> <p>5 Verlangt ein Teilnehmer eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch, einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft oder ein Speicherbetreiber nach der Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem (Art. 17a^{bis} Abs. 3 StromVG), so muss der Netzbetreiber dieses innerhalb von drei Monaten installieren. Bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch bezieht sich dieser Anspruch auf alle Messpunkte des Zusammenschlusses.</p>	<p>5 Verlangt ein Teilnehmer eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch, ein Teilnehmer einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft oder ein Speicherbetreiber nach der Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem (Art. 17a^{bis} Abs. 3 StromVG), so muss der Netzbetreiber dieses innerhalb von sechs Monaten installieren. Bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch bezieht sich dieser Anspruch auf alle Messpunkte des Zusammenschlusses, <u>die für den Verteilnetzbetreiber für die Abrechnung erforderlich sind. Ausgenommen hiervon sind die Teilnehmer eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch die vor der Änderung vom ...nach Art. 18 Abs. 1 EnG gegründet wurden.</u></p> <p>6 (neu) <u>In Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch (Eventualiter Zusatz, sofern der Streichungsantrag des VSE zu Art. 14 Abs. 3 EnV nicht berücksichtigt wird: In Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauche, deren Gründung ohne Benützung der Anschlussleitungen gemäss Art. 14 Abs. 3 EnV möglich ist und bei denen für die Abrechnung</u></p>	<p>Abs. 5: Es sollte ein ganzer ZEV umgerüstet werden, um interne und externe Probleme zu verhindern. Mit der vorgeschlagenen Anpassung passt es auch zum letzten Satz.</p> <p>Drei Monate können massive Mehrkosten verursachen aufgrund der hohen Komplexität. Ab 2028 ist die Frist von drei Monaten umsetzbar.</p> <p>Für interne (z.B. betriebliche) Messungen ist der VNB nicht zuständig.</p> <p>Es ist klarzustellen, dass bei den bestehenden Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch nach derzeit geltendem Recht gegenüber Netzbetreibern nur einen Messpunkt gibt und die Verbrauchstätten in diesen Zusammenschlüssen kein Anrecht auf intelligente Messsysteme der Netzbetreiber haben. Daneben sollte es (als Wahlfreiheit bei der Gründung eines ZEV) weiterhin möglich sein, Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch gemäss EnG Stand 31.12.2024 zu gründen.</p> <p>Abs. 6: Damit wird gewährleistet, dass bei ZEV nach bestehendem Gesetz (alle Anlagen müssen hinter einem einzigen Netzanschlusspunkt sein und alle Kunden hinter diesem Punkt müssen am ZEV teilnehmen) nicht die Verantwortung der Messung an den Netzbetreiber delegiert werden kann. Somit würde dieser verpflichtet, Smart Meter, die bei der Gründung</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
		<u>des Bezuges aus dem Netz kein intelligentes Messsystem erforderlich ist,)</u> verbleibt die Verantwortung der Messung der Verbräuche der einzelnen Teilnehmer beim Zusammenschluss zum Eigenverbrauch.	des ZEV ausgebaut wurden, wieder einzubauen.
<p>Art. 8a Intelligente Messsysteme</p> <p>3 Keine intelligenten Messsysteme müssen eingesetzt werden bei:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Bauten und Anlagen, die dem Bundesgesetz vom 23. Juni 1950 über den Schutz militärischer Anlagen unterstehen; b. bei Anschlüssen am Übertragungsnetz. <p>3^{bis} 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 unzweckmässig wäre. Solche Ausnahmen können sich in einer konkreten Situation beziehen:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. auf einzelne Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber oder auf Gruppen davon; b. auf das gesamte Messsystem oder auf einzelne Elemente und Eigenschaften des Messsystems. 	<p>Art. 8a^{sexies} Ausnahmen von der Pflicht zum Einsatz von intelligenten Messsystemen</p> <p>1 Bisheriger Art. 8a Abs. 3</p> <p>2 Bisheriger Art. 8a Abs. 3^{bis}</p>	<p>b. bei Anschlüssen am Übertragungsnetz und auf der Hochspannungsebene (Netzebene 3).</p>	<p>Abs. 1 Bst. b: Auf Netzebene 3 sind wie auf Netzebene 1 bereits fernausgelesene Zähler im Einsatz. Es gibt keinen Grund bzw. technischen Unterschied zw. Netzebene 1 und Netzebene 3, der die Ausnahme nur beschränkt auf das Übertragungsnetz rechtfertigt.</p>
	<p>Art. 8a^{septies} Installation von zusätzlichen Elektrizitätszählern</p> <p>1 Muss der Netzbetreiber gemäss Artikel 17a^{bis} Absatz 7 einen zusätzlichen Elektrizitätszähler installieren lassen, so muss er die tatsächlichen Kosten übernehmen, höchstens aber:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. für die Installationskosten: einmalig 250.– Franken; b. für die mit dem Betrieb des Zählers verbundenen und alle weiteren Kosten während höchstens zehn Jahren: 120.– Franken 	<p>1 ... gemäss Artikel 17a^{bis} StromVG Absatz 7 einen zusätzlichen ...</p> <p>b. für die mit dem Betrieb des Zählers verbundenen und alle weiteren Kosten während höchstens zehn Jahren: <u>72.–</u> 120.–</p>	<p>Abs. 1: Zum besseren Verständnis.</p> <p>Abs. 1 Bst. b: Es ist nicht einzusehen, warum für den jährlichen Betrieb von privaten Messstellen höhere Kosten zu tragen sind als die</p>

Verordnungen Stromgesetz – StromVV

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>ken pro Jahr.</p> <p>2 Die Netzbetreiber können zusätzlich installierte Elektrizitätszähler frühestens nach drei Jahren auf eigene Kosten wieder entfernen, wenn der Abruf der eigenen Messdaten gewährleistet ist.</p>	<p>Franken pro Jahr</p> <p>3 (neu) <u>Zusätzliche Zähler gemäss Abs. 1 müssen die Anforderungen dieser Verordnung erfüllen.</u></p>	<p>vom Bundesrat vorgeschlagene Tarifobergrenze gemäss Art. 8 Abs. 2 StromVV. Der VSE erachtet diese Tarifobergrenzen jedoch ohnehin nicht als sinnvoll (s. Antrag zu Art. 8).</p> <p>Abs. 3: Auch die zusätzlichen Zähler müssen alle Anforderungen erfüllen</p>
<p>Art. 8b Datensicherheitsprüfung</p> <p>1 Es dürfen nur intelligente Messsysteme eingesetzt werden, deren Elemente erfolgreich auf die Gewährleistung der Datensicherheit hin geprüft wurden.</p> <p>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.</p> <p>3 Die Prüfung wird vom Eidgenössischen Institut für Metrologie durchgeführt. Es kann Dritte mit der Erfüllung dieser Aufgabe oder Teilen davon betrauen.</p>	<p>Art. 8b Abs. 2</p> <p>2 Die Netzbetreiber und die Hersteller erlassen für diese Prüfung auf der Basis einer Schutzbedarfsanalyse des Bundesamts für Energie (BFE) Richtlinien, die die zu prüfenden Elemente, die Anforderungen an diese und die Art und Weise der Prüfung festlegen.</p>		
<p>Art. 8c Intelligente Steuer- und Regelsysteme für den Netzbetrieb</p> <p>1 Stimmt ein Endverbraucher, ein Erzeuger oder ein Speicherbetreiber zu, dass bei ihm ein intelligentes Steuer- und Regelsystem für den sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb zum Einsatz gelangt, so vereinbart er mit dem Netzbetreiber insbesondere:</p> <ol style="list-style-type: none"> die Installation des Systems; wie das System eingesetzt wird; wie der Einsatz des Systems vergütet wird. <p>2 Die Vergütung nach Absatz 1 Buchstabe c muss auf sachlichen Kriterien beruhen und darf nicht diskriminierend sein.</p> <p>3 Der Netzbetreiber macht die für einen Vertragsabschluss über Steuerung und Rege-</p>	<p>Art. 8c</p> <p><i>Aufgehoben</i></p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>lung relevanten Informationen, insbesondere die Vergütungsansätze, öffentlich zugänglich.</p> <p>4 ...</p> <p>5 Im Hinblick auf die Abwendung einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs darf der Netzbetreiber auch ohne Zustimmung des betroffenen Endverbrauchers, Erzeugers oder Speicherbetreibers ein intelligentes Steuer- und Regelsystem installieren.</p> <p>6 Im Fall einer solchen Gefährdung darf er dieses System auch ohne Zustimmung des betroffenen Endverbrauchers, Erzeugers oder Speicherbetreibers einsetzen. Ein solcher Einsatz hat Vorrang vor Steuerungen durch Dritte. Der Netzbetreiber informiert die Betroffenen mindestens jährlich sowie auf Anfrage über die nach diesem Absatz getätigten Einsätze.</p>			
<p>Art. 8d Umgang mit Daten aus intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen</p> <p>1 Netzbetreiber dürfen die Daten aus dem Einsatz von Mess-, Steuer- und Regelsystemen ohne Einwilligung der betroffenen Person zu folgenden Zwecken bearbeiten:</p> <p>1. Personendaten sowie Daten juristischer Personen in pseudonymisierter Form, einschliesslich Lastgangwerten von fünfzehn Minuten und mehr: für die Messung, Steuerung und Regelung, für den Einsatz von Tarifsystemen sowie für den sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb, die Netzbilanzierung und die Netzplanung;</p> <p>b. Personendaten sowie Daten juristischer Personen in nicht pseudonymisierter Form, einschliesslich Lastgangwerten von fünfzehn Minuten und mehr: für die Abrechnung der Energielieferung, des Netznutzungsentgelts und der Vergütung für den Einsatz von Steuer- und Regelsystemen.</p>	<p>Art. 8d Abs. 1 Bst. a und b und Abs. 2 Bst. a</p> <p>1 Netzbetreiber dürfen die Daten aus dem Einsatz von Mess-, Steuer- und Regelsystemen ohne Einwilligung der betroffenen Person zu folgenden Zwecken bearbeiten:</p> <p>a. Personendaten sowie Daten juristischer Personen in pseudonymisierter Form, einschliesslich Lastgangwerten von fünfzehn Minuten und mehr: für die Messung, Steuerung und Regelung, für den Einsatz von Tarifsystemen sowie für den sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb, einschliesslich im Rahmen der Nutzung von Flexibilität, für die Netzbilanzierung und für die Netzplanung;</p> <p>b. Personendaten sowie Daten juristischer Personen in nicht pseudonymisierter Form, einschliesslich Lastgangwerten von fünfzehn Minuten und mehr: für die Abrechnung der Energielieferung, des Netznutzungsentgelts und der Vergütung für den Einsatz von Steuer- und Regelsystemen im Zusammenhang mit der Nutzung von Flexibilität.</p>	<p>b. Personendaten sowie Daten juristischer Personen in nicht pseudonymisierter Form, einschliesslich Lastgangwerten von fünfzehn Minuten und mehr: für die Abrechnung der Energielieferung, des Netznutzungsentgelts und der Vergütung für den Einsatz von Steuer- und Regelsystemen im Zusammenhang mit der</p>	<p>Abs. 1 Bst. b: Wenn die VNB den Endverbrauchern die Daten für 5 Jahre visualisieren müssen, sollten sie diese Daten auch ohne dessen Einwilligung in nicht pseudonymisierter Form bearbeiten dürfen.</p> <p>Im Besonderen für die Beratung zur Verhaltensänderung von Endverbrauchern sind die Lastgangdaten von intelligenten Messsystemen</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>2 Sie dürfen die Daten aus dem Einsatz von Messsystemen ohne Einwilligung der betroffenen Person folgenden Personen weitergeben:</p> <p>a. Personendaten sowie Daten juristischer Personen in pseudonymisierter oder geeignet aggregierter Form: den Beteiligten nach Artikel 8 Absatz 3;</p> <p>b. die Informationen zur Entschlüsselung der Pseudonyme: den Energielieferanten des betreffenden Endverbrauchers.</p> <p>3 Die Personendaten sowie Daten juristischer Personen werden nach zwölf Monaten vernichtet, sofern sie nicht abrechnungsrelevant oder anonymisiert sind.</p> <p>4 Der Netzbetreiber ruft die Daten von intelligenten Messsystemen maximal einmal täglich ab, sofern der Netzbetrieb nicht eine häufigere Abrufung erfordert.</p> <p>5 Er gewährleistet die Datensicherheit von Mess-, Steuer- und Regelsystemen. Er beachtet dabei insbesondere die Artikel 1–5 der Datenschutzverordnung vom 31. August 2022 (DSV) sowie allfällige internationale Normen und Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen. Bei der Bearbeitung von Daten juristischer Personen kommen die Artikel 1–5 DSV sinngemäss zur Anwendung.⁶⁴</p>	<p>2 Sie dürfen die Daten aus dem Einsatz von Messsystemen ohne Einwilligung der betroffenen Person folgenden Personen weitergeben:</p> <p>a. Personendaten sowie Daten juristischer Personen in pseudonymisierter oder geeignet aggregierter Form: den Beteiligten nach Artikel 17f Absatz 1 StromVG;</p>	<p>Nutzung von Flexibilität, für die <u>Verbrauchsvisualisierung nach Art. 8a^{quinquies} Abs. 4, und für Effizienzsteigerungen gemäss Art. 51e Bst. f EnV.</u></p>	<p>erforderlich und sollten ohne Zustimmung der Endverbraucher verwendet werden dürfen.</p>
	<p><i>Gliederungstitel vor Art. 8e</i></p> <p>3. Abschnitt: Informationsprozesse und Datenplattformbetreiber</p>		
<p>Art. 8 Messwesen und Informationsprozesse</p> <p>1 Die Netzbetreiber sind für das Messwesen und die Informationsprozesse verantwortlich.</p> <p>2 Sie legen dazu transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien fest, insbesondere zu den Pflichten der Beteiligten, zum zeitlichen Ablauf und zur Form der zu</p>	<p>Art. 8e Informationsprozesse</p> <p>1 Die Netzbetreiber legen transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien für das Messwesen und die Informationsprozesse fest, insbesondere zu den Pflichten der Beteiligten, zum zeitlichen Ablauf, zur Form und zur Qualität der zu übermittelnden Daten sowie zum Datenaustausch über die zentrale Datenplattform.</p>	<p>1 Die Netzbetreiber legen transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien für das Messwesen und die Informationsprozesse fest, insbesondere zu den <u>Rechten und Pflichten der Marktpartner und der zentralen Datenplattform Beteiligten</u>, zum zeitlichen Ablauf, zur Form und zur Qualität der zu übermittelnden Daten <u>sowie zur Authentifizierung der Marktpartner für den Datenzu-</u></p>	<p>Abs. 1: Präzisierung, weil insbesondere auch die neue Rolle der Datenplattform im Kontext mit den bisherigen Rollen und Verantwortungen der Marktpartner abgeglichen werden muss. Unter Marktpartnern sind implizit auch Endkunden und Konsumenten zu verstehen.</p> <p>In den Branchenrichtlinien sind strenge Normen bezüglich Sicherheit und Datenschutz</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>übermittelnden Daten. Die Richtlinien müssen vorsehen, dass Dienstleistungen im Rahmen des Mess- und Informationswesens mit Zustimmung des Netzbetreibers auch von Dritten erbracht werden können.</p> <p>3 Die Netzbetreiber stellen den Beteiligten fristgerecht, einheitlich und diskriminierungsfrei die Messdaten und Informationen zur Verfügung, die notwendig sind für:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. den Netzbetrieb; b. das Bilanzmanagement; c. die Energielieferung; d. die Anlastung der Kosten; e. die Berechnung der Netznutzungsentgelte; f. die Abrechnungsprozesse im Zusammenhang mit dem EnG36 und der Energieverordnung vom 1. November 2017 (EnV); g. die Direktvermarktung; und h. den Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen. <p>3^{bis} Sie dürfen den Bezüglern die Leistungen nach Absatz 3 nicht zusätzlich zum Netznutzungsentgelt in Rechnung stellen. Werden Leistungen nach Absatz 3 von Dritten erbracht, so müssen sie diese angemessen entschädigen.</p>	<p>2 Die Datenbekanntgabe für eine ordnungsgemäße Elektrizitätsversorgung nach Artikel 17f Absatz 1 StromVG umfasst alle Daten, die notwendig sind für:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. den Netzbetrieb; b. das Bilanzmanagement; c. die Energielieferung; d. die Anlastung der Kosten; e. die Berechnung der Netznutzungsentgelte; f. die Abrechnungsprozesse im Zusammenhang mit dem EnG und der Energieverordnung vom 1. November 2017 (EnV); g. die Direktvermarktung; h. den Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen; i. den Lieferantenwechsel; und j. Die Gewährleistung des Rechts der Endverbraucher, der Erzeuger und der Speicherbetreiber nach Artikel 8h Absatz 5. <p>3 Die Netzbetreiber liefern den Verantwortlichen von Bilanzgruppen sowie anderen Beteiligten im Einverständnis mit den betroffenen Endverbrauchern oder Erzeugern auf Begehren und gegen eine kostendeckende Abgeltung zusätzliche Daten und Informationen. Es müssen alle in den letzten fünf Jahren erhobenen Daten geliefert werden.</p>	<p>griff sowie zum Datenaustausch über die zentrale Datenplattform.</p> <p>3 Die Netzbetreiber liefern den Verantwortlichen von Bilanzgruppen sowie anderen Beteiligten im Einverständnis mit den betroffenen Endverbrauchern oder Erzeugern auf Begehren und gegen eine kostendeckende Abgeltung <u>zusätzlich</u> zusätzliche Daten und Informationen. Es müssen alle in den letzten fünf Jahren erhobenen Daten geliefert werden.</p>	<p>festzulegen.</p> <p>Abs. 3: Präzisierung. Gemeint ist, dass im Einverständnis mit den betroffenen Endverbrauchern bestehende Mess- und Stammdaten <u>zusätzlich</u> an weitere Datenempfänger (z.B. an Berater etc.) geliefert werden können. Es geht nicht darum <u>zusätzliche Daten</u> (Zum Beispiel die Globalstrahlung für eine bestimmte Gemeinde, Prognosedaten etc.) zu liefern.</p>
	<p>Art. 8f Konstituierung des Datenplattformbetreibers</p> <p>1 Das Gesuch um Genehmigung der Statuten des Datenplattformbetreibers muss insbesondere folgende Angaben und Unterlagen enthalten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. einen Entwurf für die Statuten; b. eine Darlegung der ungedeckten Kosten des Gesuchstellers für die Errichtung der Datenplattform; c. eine Kostenplanung; d. ein organisatorisches und technisches Konzept. 	<p>1 Das Gesuch um Genehmigung der Statuten des Datenplattformbetreibers muss insbesondere folgende Angaben und Unterlagen enthalten <u>und muss spätestens 9 Monate nach Inkrafttreten beim BFE eingereicht werden:</u></p>	<p>Abs. 1 und 1^{bis}: Die Einreichungsfrist soll nicht nur im erläuternden Bericht dargelegt, sondern auch in der Verordnung verankert sein. Zusätzlich soll mit 1^{bis} geklärt werden, bis wann der Bescheid des BFE ergeht. Die Frist entspricht üblichen Submissionsfristen.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>2 Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) entscheidet mit Verfügung über das Gesuch.</p> <p>3 Es bestimmt den Betrag der Rückerstattung für die Errichtung der Datenplattform. Es berücksichtigt dabei die ungedeckten Kosten und gewährt einen Zins in der Höhe des Fremdkapitalkostensatzes nach Anhang 1.</p> <p>4 Der Datenplattformbetreiber muss dem Gesuchsteller den vom UVEK bestimmten Betrag innerhalb von 10 Jahren ab Inbetriebnahme der Datenplattform vergüten.</p> <p>5 Das UVEK kann die Genehmigung der Statuten und die Rückerstattung der Kosten an Bedingungen knüpfen oder mit Auflagen verbinden. Es kann insbesondere vorsehen, dass die Datenplattform innert einer gewissen Frist in Betrieb gehen muss.</p>	<p><u>e. ein Konzept zur Messung der Dienstleistungs- und der Daten-Qualität (Schlüsselkennzahlen bzw. KPIs).</u></p> <p><u>1^{bis} (neu) Das BFE erteilt die Genehmigung bis spätestens ein Jahr nach Inkrafttreten.</u></p> <p>3 Es bestimmt den Betrag der Rückerstattung für die Errichtung der Datenplattform. Es berücksichtigt dabei die <u>Gründungskosten</u> und die ungedeckten Kosten und gewährt einen Zins, <u>welcher dem durchschnittlichen Kapitalkostensatz in der Höhe des Fremdkapitalkostensatzes gemäss nach Anhang 1 entspricht.</u></p> <p>4 Der Datenplattformbetreiber muss dem Gesuchsteller bzw. seinen Anteilseignern den vom UVEK bestimmten Betrag innerhalb von <u>5 Jahren</u> 10 Jahren ab Inbetriebnahme der Datenplattform vergüten.</p>	<p>Abs. 1 Bst. e: Es bedarf eines Konzepts zur Messung der Schlüsselkennzahlen (Key Performance Indicators; KPIs).</p> <p>Abs. 3: Damit wird eine Rückzahlung des Aktienkapitals der Gründer ermöglicht und allenfalls auch eine Refinanzierung. Zur Finanzierung der Datenplattform ist auch Eigenkapital erforderlich, das zwingend angemessen zu verzinsen ist. Ansonsten besteht ein erhebliches Risiko, dass die erforderlichen Investitionen nicht akquiriert werden können. Daher ist bei den ungedeckten Kosten als Zins der Zinssatz der durchschnittlichen Kosten des eingesetzten Kapitals und damit der WACC zu verwenden und nicht nur der Zins in Höhe des Fremdkapitalkostensatzes.</p> <p>Abs. 4: Ein Abschreibungszeitraum von 5 Jahren ist bei IT-Investitionen gängiger und wird auch bei anderen Investitionen so gehandhabt (vgl. Branchenrichtlinie KRSV).</p>
	<p>Art. 8g Organisation des Datenplattformbetreibers</p> <p>1 Im obersten Leitungs- oder Verwaltungsorgan des Datenplattformbetreibers sind die Interessen der Endverbraucher, der Netzbe-</p>	<p>1 Im obersten Leitungs- oder Verwaltungsorgan des Datenplattformbetreibers sind die Interessen der Endverbraucher, der Netzbe-</p>	<p>Abs. 1: Grundsätzlich sollten die Eigentümer des Unternehmens auch die Mehrheit im Verwaltungsrat haben. Es soll keine fixe Regelung mit der Drittelsvertretung vorgegeben werden. Dies kann je nach Anzahl Verwaltungsräte</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>treiber und der im Elektrizitätsbereich tätigen Dienstleister paritätisch jeweils zu einem Drittel zu vertreten.</p> <p>2 Der Datenplattformbetreiber ist personell von seinen Anteilseignern zu entflechten.</p> <p>3 Die Anteile des Datenplattformbetreiber dürfen nicht an der Börse kotiert sein.</p> <p>4 Sie müssen mehrheitlich von Personen mit Wohnsitz oder Sitz in der Schweiz gehalten werden.</p>	<p>treiber und der im Elektrizitätsbereich tätigen Dienstleister paritätisch jeweils zu einem Drittel zu vertreten. <u>Die Mehrheit muss durch die Aktionäre gestellt werden.</u></p>	<p>auch gar nicht gewährleistet werden. Konsequenterweise ist auch die Bedingung der Parität zu streichen.</p> <p>Die Branche will diese Datenplattform betreiben und entsprechend wird in den kommenden Wochen auch ein Konsortium gegründet, an welchem sich alle VNBs beteiligen können. Dieses Konsortium bildet die Grundlage für die Gründung der neuen Gesellschaft, welche nach Inkrafttreten des Gesetzes erfolgen wird.</p>
	<p>Art. 8h Aufgaben des Datenplattformbetreibers</p> <p>1 Der Datenplattformbetreiber gewährleistet einen sicheren, leistungsfähigen und effizienten Betrieb der zentralen Datenplattform.</p> <p>2 Er gewährleistet die Datensicherheit. Bei der Bearbeitung von Daten juristischer Personen kommen die Artikel 1–6 DSV sinngemäss zur Anwendung.</p> <p>3 Er speichert die Stammdaten der Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber nach Anhang 1a, um den Datenaustausch zu gewährleisten.</p> <p>4 Er bildet die für die Datenaustauschprozesse notwendigen Datenaggregate und veröffentlicht die folgenden anonymisierten Mess- und Stammdaten pro Gemeinde und Kanton im Internet:</p> <p>a. die Lastgangwerte von fünfzehn Minuten des Elektrizitätsverbrauchs pro Tag, Monat und Jahr;</p>	<p>3 Er speichert die Stammdaten der Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber nach Anhang 1a, um den Datenaustausch zu gewährleisten. <u>Die erforderlichen Stammdaten sind von den Verteilnetzbetreibern in den Richtlinien zu definieren.</u></p> <p>4 Er bildet die für die Datenaustauschprozesse notwendigen Datenaggregate und veröffentlicht die folgenden anonymisierten Mess- und Stammdaten aggregiert pro Gemeinde und Kanton im Internet:</p> <p>a. die Lastgangwerte von fünfzehn Minuten <u>der Elektrizitätsausspeisung des Elektrizitätsverbrauchs</u> pro Tag, Monat und Jahr;</p>	<p>Abs. 3: Am Info-Anlass vom 5. März wurde präzisiert, dass die Messdaten beim Verteilnetzbetreiber bleiben, Aggregate aber zentral gebildet werden sollen. Der dafür nötige Prozess muss geklärt werden, idealerweise durch die Branche in den Richtlinien, was wiederum eine Delegationsnorm nötig macht.</p> <p>Abs. 4: Die Stammdatenhaltung soll an die Anwendungsfälle ausgerichtet und auf dem Branchendatenmodell aufgebaut werden. Die im Anhang aufgeführten Daten können zudem nicht alle vom VNB kommen. (Siehe daher auch Streichungsantrag zum Anhang 1a.)</p> <p>Die Prozesse und insbesondere die Datenlieferung werden gem. Art. 8e Abs 1. definiert und sind im Abs. 4 nicht relevant.</p> <p>Abs. 4 Bst. a: Man spricht hier von Elektrizitätsausspeisung, da diese Energie auch in einen Speicher fliessen kann.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>b. die Lastgangwerte von fünfzehn Minuten der Elektrizitätseinspeisung nach Erzeugungstechnologie pro Tag, Monat und Jahr;</p> <p>c. die Anzahl der per Ende Jahr installierten intelligenten Messsysteme und de-en Anteil an den installierten Messeinrichtungen.</p> <p>5 Er ermöglicht den Endverbrauchern, Erzeugern und Speicherbetreibern die während der jeweils letzten fünf Jahre erfassten Mess- und Stammdaten in einem international üblichen Format herunterzuladen und Dritten über die Datenplattform zugänglich zu machen.</p> <p>6 Er analysiert regelmässig die Qualität des Datenaustauschs, insbesondere die Einhaltung der Fristen und die Häufigkeit der nachträglichen Berichtigung von Daten. Er veröffentlicht die Analyse in anonymisierter Form.</p> <p>7 Er stellt die Daten der ElCom und dem BFE auf Verlangen in nicht anonymisierter Form zur Verfügung.</p> <p>8 Er stellt sicher, dass die für den Betrieb der Datenplattform notwendigen Daten auf den Bund übertragen werden, sofern er den Betrieb einstellt oder über ihn der Konkurs eröffnet wird.</p>	<p>b. die Lastgangwerte von fünfzehn Minuten der Elektrizitätseinspeisung nach Erzeugungstechnologie pro Tag, Monat und Jahr;</p> <p>c. die Anzahl der per Ende Jahr installierten intelligenten Messsysteme und der-en Anteil an den installierten Messeinrichtungen.</p> <p>5 <i>Streichen</i></p> <p>7 <i>Streichen</i></p>	<p>Abs. 4 Bst. b: Die Verhältnisse hinter dem Anschlusspunkt des VNB können nicht in der geforderten Granularität vom VNB abgebildet werden.</p> <p>Abs 5: Der VNB muss bereits nach geltendem Recht den Netznutzern gewähren, die Daten in einem international üblichen Format herunterzuladen.</p> <p>Abs. 7: Die bestehende Rechtsgrundlage reicht aus, um die Analysedaten unter Art. 6 einzufordern, falls der sichere und effiziente Betrieb der Stromversorgung und der Datenplattform gefährdet ist.</p>
	<p>Art. 8i Kostenrechnung des Datenplattformbetreibers</p> <p>1 Der Datenplattformbetreiber erstellt eine Kostenrechnung.</p> <p>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 der Datenplattform.</p> <p>3 Als Betriebskosten gelten die Kosten für die mit dem Betrieb der Datenplattform direkt</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>zusammenhängenden Leistungen. Dazu zählen insbesondere die Kosten für den Unterhalt der Informations- und Kommunikationstechnologie.</p> <p>4 Als Kapitalkosten anrechenbar sind höchstens die kalkulatorischen Abschreibungen und die kalkulatorischen Zinsen auf den für den Betrieb der Datenplattform notwendigen Vermögenswerten.</p> <p>5 Für die Berechnung der anrechenbaren Kapitalkosten gilt Artikel 13 Absätze 2 und 3 sinngemäss. Die für den Betrieb der Datenplattform notwendigen Vermögenswerte werden zum Fremdkapitalkostensatz nach Anhang 1 verzinst. Die Einnahmen aus der Verzinsung richtet der Datenplattformbetreiber den Anteilseignern proportional zu den geleisteten Einlagen aus.</p> <p>6 Darüber hinaus werden keine geldwerten Leistungen ausgerichtet.</p> <p>7 Die Kostenrechnung ist der ElCom jährlich vorzulegen. Die ElCom kann die Form der Kostenrechnung vorgeben.</p>	<p>5 Für die Berechnung der anrechenbaren Kapitalkosten gilt Artikel 13 Absätze 2 und 3 sinngemäss. Die für den Betrieb der Datenplattform notwendigen Vermögenswerte werden <u>entsprechend dem durchschnittlichen Kapitalkostensatz zum Fremdkapitalkostensatz</u> nach Anhang 1 verzinst. Die Einnahmen aus der Verzinsung richtet der Datenplattformbetreiber den Anteilseignern proportional zu den geleisteten Einlagen aus.</p> <p>7 Die Kostenrechnung ist der ElCom jährlich vorzulegen. <u>Die Branche legt die Grundsätze</u> Die ElCom kann die Form der Kostenrechnung <u>fest</u> vorgeben.</p>	<p>Abs. 5: Zur Finanzierung der Datenplattform ist auch Eigenkapital erforderlich, das zwingend angemessen zu verzinsen ist. Ansonsten besteht ein erhebliches Risiko, dass die erforderlichen Investitionen nicht akquiriert werden können. In Art. 13 Absatz 3 Bst. b ist festgehalten, dass der kalkulatorische Zinssatz dem Satz der durchschnittlichen Kosten des eingesetzten Kapitals und damit dem WACC entspricht.</p> <p>Abs. 7: Hier sollte die subsidiäre Regelung beibehalten werden, da diese Kosten in die einzelnen Kostenrechnungen der Netzbetreiber einfließen werden.</p>
<p>Art. 9 Rechnungsstellung Auf Verlangen des Endverbrauchers stellt der Netzbetreiber die Rechnung für die Netznutzung dem Energielieferanten zu. Schuldner des Netznutzungsentgeltes bleibt der Endverbraucher.</p> <p>Art. 10 Veröffentlichung der Informationen Die Netzbetreiber veröffentlichen die Informationen nach Artikel 12 Absatz 1 StromVG und die gesamten Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen bis spätestens am 31. August, unter anderem über eine einzige frei zugängliche Adresse im Internet.</p>	<p>Art. 9 und 10 <i>Aufgehoben</i></p>		
	<p><i>Gliederungstitel vor Artikel 11</i></p> <p>3a. Abschnitt: Netzzugang und Netznutzungsentgelt</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>Art. 13a Kostenzuordnung für Massnahmen bei Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs</p> <p>Nicht den Kosten des Übertragungsnetzes zuordnenbar sind die Kosten für Massnahmen, die zu den regulären Aufgaben nach Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe a StromVG eines Verteilnetzbetreibers gehören.</p>		
<p>Art. 13a Anrechenbare Kosten von Mess-, Steuer- und Regelsystemen</p> <p>Als anrechenbare Kosten gelten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Kapital- und Betriebskosten von Messsystemen nach dieser Verordnung; b. die Kapital- und Betriebskosten von Steuer- und Regelsystemen, die im Sinn von Artikel 8c eingesetzt werden, einschliesslich der ausgerichteten Vergütung (Art. 8c Abs. 1 Bst. c). 	<p>Art. 13a^{bis}, Bst. b</p> <p>Als anrechenbare Kosten gelten:</p> <ul style="list-style-type: none"> b. die Kapital- und Betriebskosten von Steuer- und Regelsystemen, die im Sinne von Artikel 17c StromVG eingesetzt werden, einschliesslich der ausgerichteten Vergütung. 		
	<p>Art. 13e Erzeugungsbedingte Netzverstärkungen und Verstärkungen von Anschlussleitungen: Kosten</p> <p>1 Verstärkungen auf der Transformationsebene zwischen dem Nieder- und Mittelspannungsnetz fallen unter Artikel 15b Absatz 3 StromVG.</p> <p>2 Die pauschale Abgeltung nach Artikel 15b Absatz 4 StromVG beträgt 59 Franken pro kW neu installierte Erzeugungsleistung.</p> <p>3 Vergütungen für Verstärkungen von Anschlussleitungen nach Artikel 15b Absatz 5 StromVG betragen höchstens 50 Franken pro kW neu installierte Erzeugungsleistung.</p> <p>4 Verteilnetzbetreiber haben die Abgeltungen und Vergütungen für Netzverstärkungen nach Artikel 15b Absatz 3 und 4 StromVG vom regulatorischen Anlagevermögen in Abzug zu bringen.</p>	<p><u>5 (neu) Diese Schwellenwerte werden jährlich der Teuerung angepasst.</u></p>	<p>Der VSE ist der Ansicht, dass die vorgeschlagenen Pauschalen zu tief sind und viele Kosten damit nicht abgedeckt werden können. Es ist ein Austausch zwischen BFE, ElCom und Branche über die allgemein anerkannten Grundlagen vorzusehen, damit der Abgeltungsmechanismus belastbar wird.</p> <p>Art. 13e (betrifft auch gleichermassen Art. 13f, 13f Abs. 2 Bst. b, 31n): In der italienischen Fassung wurde «Anschlussleitungen» mit «linee di raccordo dovute alla produzione» übersetzt, aber richtig ist «linee di allacciamento all'impianto di produzione» oder «linee di raccordo all'impianto di produzione».</p> <p>Abs. 4: In der italienischen Fassung wurde «Abgeltung und Vergütung» mit «remunerazioni» übersetzt. Es ist nicht falsch aber könnte aus unserer Sicht besser mit «indennizzi e compensi» bezeichnet werden.</p> <p>Abs. 5: Da die Verordnung fixe Frankenbeträge nennt, schlagen wir eine Anpassung an</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
			die Teuerung vor. Allenfalls ist eine allgemeine Regelung für alle Artikel mit fixen Frankenbeträgen vorzusehen (s. a. Art. 4 Abs. 2 Bst. h).
	<p>Art. 13f Erzeugungsbedingte Netzverstärkungen und Verstärkungen von Anschlussleitungen: Aufgaben</p> <p>1 Die Verteilnetzbetreiber nehmen folgende Aufgaben wahr:</p> <p>a. Sie melden der nationalen Netzgesellschaft bei der Geltendmachung der Abgeltung nach Artikel 13e Absatz 2 für ihr Netzgebiet jährlich:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Leistung, Standort und Inbetriebnahmedatum der neu angeschlossenen Erzeugungsanlagen, 2. die Jahressumme der tatsächlich vorgenommenen Investitionen für erzeugungs- sowie verbrauchsbedingte Netzverstärkungen im Niederspannungsnetz, 3. die Summe der Anlagenrestwerte im Niederspannungsnetz. <p>b. Sie reichen die Gesuche für Vergütungen nach Artikel 13e Absatz 3 jährlich bei der nationalen Netzgesellschaft ein und erstatten den Produzenten die Vergütung.</p> <p>c. Sie weisen die erhaltenen Vergütungen, Abgeltungen und getätigten Netzverstärkungen jährlich im Geschäftsbericht aus;</p> <p>d. Sie erarbeiten einheitliche Grundlagen für die Vergütungen nach Artikel 13e Absatz 3.</p>	<p>1 Die Vollzugsstelle nimmt Verteilnetzbetreiber nehmen folgende Aufgabe wahr:</p> <p>a. Sie meldet melden der nationalen Netzgesellschaft bei der für die Geltendmachung der Abgeltung nach Artikel 13e Absatz 2 für ihr Netzgebiet jährlich pro Netzgebiet Leistung, Standort und Inbetriebnahmedatum der neu angeschlossenen Erzeugungsanlagen.</p> <p>2. <i>Streichen</i></p> <p>3. <i>Streichen</i></p> <p><u>1^{bis} (neu) Die Verteilnetzbetreiber nehmen folgende Aufgaben wahr:</u></p> <p><u>a. (neu) Sie reichen das Gesuch für Abgeltungen nach Artikel 13e Absatz 2 einmalig bei der nationalen Netzgesellschaft ein;</u></p> <p>b. <i>(unverändert)</i> Sie reichen die Gesuche für Vergütungen nach Artikel 13e Absatz 3 jährlich bei der nationalen Netzgesellschaft ein und erstatten den Produzenten die Vergütung;</p> <p>c. Sie weisen die erhaltenen Vergütungen und Abgeltungen und getätigten Netzverstärkungen jährlich im Geschäftsbericht aus;</p> <p>d. <i>(unverändert)</i> Sie erarbeiten einheitliche Grundlagen für die Vergütungen nach Artikel 13e Absatz 3.</p>	<p>Abs. 1: Die benötigten Daten (Leistung, Standort und Inbetriebnahmedatum der neu angeschlossenen Erzeugungsanlagen pro Netzgebiet) liegen zentral bei der Vollzugsstelle (Pronovo) vor. Anstatt, dass jeder Netzbetreiber seine Daten melden muss, kann Pronovo der nationalen Netzgesellschaft einmal jährlich die erforderlichen Daten pro Netzgebiet zur Verfügung stellen. Auf Basis der gemeldeten Daten können die pauschalen Abgeltungen an die Netzbetreiber ausgezahlt werden. Ziffern 2 und 3 im Buchstaben a können gestrichen werden, da die darin geforderten Angaben für die Abgeltung nach Artikel 13e Absatz 2 StromVV nicht erforderlich sind. Es ist nicht ersichtlich, weshalb die nationale Netzgesellschaft Kenntnis zu verbrauchsbedingten Netzverstärkungen haben muss. Aus dem Artikel 15b StromVG kann nicht entnommen werden, dass dies erforderlich ist. Auch die Information zu Anlagenrestwerten im Niederspannungsnetz für die Abwicklung der Abgeltung ist nicht nötig.</p> <p>Abs. 1^{bis} Bst. a: Für die Abgeltung nach Artikel 13e Absatz 2 genügt seitens der Verteilnetzbetreiber ein einmaliges Gesuch. Nach der Verarbeitung der Gesuche durch die nationale Gesellschaft können die Abgeltungen automatisiert ausgelöst werden. Wiederkehrende Gesuche verursachen beidseits viel Aufwand ohne Nutzen.</p> <p>Bemerkung: Gemäss unserer Einschätzung erlauben die Bestimmungen des StromVG, dass die Pronovo die Aufgaben nach Art. 15b StromVG, bzw. einen Teil dieser Aufgaben abwickeln könnte. Einzig die effektive Auszahlung hat aufgrund des Wortlauts von Art. 15b</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>2 Die nationale Netzgesellschaft nimmt folgende Aufgaben wahr:</p> <p>a. Sie überprüft summarisch die beantragten Abgeltungen und Vergütungen nach Artikel 15b Absätze 4 und 5 StromVG und richtet diese an die Verteilnetzbetreiber aus.</p> <p>b. Sie erstattet der ElCom jährlich sowie dem BFE auf Anfrage Bericht über die von den Verteilnetzbetreibern vorgenommenen Verstärkungen, den Verstärkungen der Anschlussleitungen und die ausgerichteten Abgeltungen und Vergütungen.</p> <p>3 Die ElCom nimmt folgende Aufgaben wahr:</p> <p>a. Sie prüft und bewilligt Gesuche um Vergütung nach Artikel 15b Absatz 3 StromVG.</p> <p>b. Sie kontrolliert stichprobeweise die beantragten sowie abgegoltenen und vergüteten Verstärkungen nach Artikel 15b Absätze 4 und 5 StromVG.</p> <p>c. Sie regelt, wie die vergüteten Netzverstärkungen nach Absatz 4 im Anlagevermögen der Netzbetreiber zu behandeln sind.</p>	<p>2 Die nationale Netzgesellschaft nimmt folgende Aufgaben wahr:</p> <p><u>a. (neu) Sie richtet auf der Basis der Meldung nach Absatz 1^{bis} Abgeltungen und Vergütungen nach Artikel 15b Absatz 4 StromVG an die Verteilnetzbetreiber aus.</u></p> <p><u>b. a.</u> Sie überprüft summarisch die beantragten Abgeltungen und Vergütungen nach Artikel 15b Absatz 5 Absätze 4 und 5 StromVG und richtet diese an die Verteilnetzbetreiber aus.</p> <p><u>c. b.</u> Sie erstattet der ElCom jährlich sowie dem BFE auf Anfrage Bericht über die <u>nach Artikel 13e Absätze 2 und 3</u> von den Verteilnetzbetreibern vorgenommenen Verstärkungen, den Verstärkungen der Anschlussleitungen und die ausgerichteten Abgeltungen und Vergütungen.</p>	<p>StromVG zwingend durch Swissgrid zu erfolgen. Hingegen ist nicht sicher, ob das heutige Energiegesetz es erlaubt, dass die Pronovo diese Aufgabe wahrnehmen könnte (vgl. Art. 65 Abs. 1 EnG). Das BFE sollte beauftragt werden, dies zu überprüfen und ggf. eine Anpassung des Energiegesetzes anzustossen.</p> <p>Abs. 1^{bis} Bst. c: Die Netzverstärkungen können nicht im Detail zugewiesen werden. Aus diesem Grund werden bei Anschlüssen im Niederspannungsnetz die Verstärkungen auch mit Pauschalen und nicht mit einzelfallweisen Prüfungen abgegolten.</p>
<p>Art. 15 Anlastung von Kosten des Übertragungsnetzes</p> <p>1 Die nationale Netzgesellschaft stellt individuell in Rechnung:</p> <p>a. den Netzbetreibern und den direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Endverbrauchern die Kosten für den Ausgleich von Wirkverlusten und die Lieferung von Blindenergie, die sie verursacht haben;</p> <p>b. den Bilanzgruppen die verursachten Kosten für die Ausgleichsenergie, inklusive der Anteile der Leistungsvorhaltung für die Sekundär- und Tertiärregelung,</p>	<p>Art. 15 Abs. 2 Bst. b und 3</p>		

Verordnungen Stromgesetz – StromVV

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>und für das Fahrplanmanagement sowie die Bezüge aus der Stromreserve gemäss WResV;</p> <p>c. den Verursachern von Mindererlösen für die grenzüberschreitende Netznutzung den entsprechenden Betrag. Das UVEK kann für die Gewährung von Ausnahmen nach Artikel 17 Absatz 6 StromVG abweichende Regeln vorsehen.</p> <p>2 Sie stellt den Netzbetreibern und den am Übertragungsnetz direkt angeschlossenen Endverbrauchern entsprechend der bezogenen elektrischen Energie der Endverbraucher folgende Kosten in Rechnung:</p> <p>a. die Kosten für Systemmanagement, Messdatenmanagement, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugern, Spannungshaltung, Primärregelung und die Anteile der Leistungsvorhaltung für die Sekundär- und Tertiärregelung, welche nicht einer Bilanzgruppe zugeordnet werden können. Die ElCom legt jährlich den Höchstbetrag fest;</p> <p>a^{bis}. die Kosten im Zusammenhang mit der Stromreserve gemäss WResV;</p> <p>b. die Kosten für notwendige Netzverstärkungen zur Einspeisung von elektrischer Energie aus Anlagen nach den Artikeln 15 und 19 EnG.</p> <p>c. ...</p> <p>3 Sie stellt den am Übertragungsnetz direkt angeschlossenen Endverbrauchern und Netzbetreibern diskriminierungsfrei und zu einem für die Regelzone Schweiz einheitlichen Tarif die verbleibenden anrechenbaren Kosten sowie Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen wie folgt in Rechnung:</p> <p>a. zu 30 Prozent entsprechend der elektrischen Energie, die von am Netz direkt angeschlossenen Endverbrauchern bzw. von allen am Netz der tieferen Netzebenen angeschlossenen Endverbrauchern bezogen wurde;</p>	<p>2 Sie stellt den Netzbetreibern und den am Übertragungsnetz direkt angeschlossenen Endverbrauchern entsprechend der bezogenen elektrischen Energie der Endverbraucher folgende Kosten in Rechnung:</p> <p>b. die Kosten für Verstärkungen im Verteilnetz und von Erschliessungsleitungen gemäss Artikel 15b Absätze 3, 4 und 5 StromVG;</p> <p>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:</p> <p>a. zu 10 Prozent entsprechend der elektrischen Energie, die von am Netz direkt angeschlossenen Endverbrauchern bzw. von allen am Netz der tieferen Netzebenen angeschlossenen Endverbrauchern bezogen wurde;</p>		

Verordnungen Stromgesetz – StromVV

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>b. zu 60 Prozent entsprechend dem jährlichen Mittelwert der tatsächlichen monatlichen Höchstleistungen, die jeder direkt angeschlossene Endverbraucher und jedes Netz der tieferen Netzebene vom Übertragungsnetz beansprucht;</p> <p>c. zu 10 Prozent zu einem fixen Grundtarif pro Ausspeisepunkt im Übertragungsnetz.</p>	<p>b. zu 90 Prozent entsprechend dem jährlichen Mittelwert der tatsächlichen monatlichen Höchstleistungen, die jeder direkt angeschlossene Endverbraucher und jedes Netz der tieferen Netzebene vom Übertragungsnetz beansprucht.</p>		
<p>Art. 16 Anlastung von Kosten des Verteilnetzes</p> <p>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:</p> <p>a. zu 30 Prozent entsprechend der elektrischen Energie, die von am Netz direkt angeschlossenen Endverbrauchern bzw. von allen am Netz der tieferen Netzebenen angeschlossenen Endverbrauchern bezogen wurde;</p> <p>b. zu 70 Prozent entsprechend dem jährlichen Mittelwert der tatsächlichen monatlichen Höchstleistungen, welche direkt angeschlossene Endverbraucher und die Netze der tieferen Netzebene vom Netz der höheren Netzebene beanspruchen.</p> <p>2 Das Entgelt für die Netznutzung darf pro Netzebene die anrechenbaren Kosten so-</p>	<p>Art. 16 Abs. 1 und 1^{bis}</p> <p>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:</p> <p>a. zu 10 Prozent entsprechend der elektrischen Energie, die aus dem betreffenden Netz bezogen wurde von:</p> <p>1. den am Netz direkt angeschlossenen Endverbrauchern, und</p> <p>2. den Netzen der tieferen Netzebene;</p> <p>b. zu 90 Prozent entsprechend dem jährlichen Mittelwert der tatsächlichen monatlichen Höchstleistungen, welche direkt angeschlossene Endverbraucher und die Netze der tieferen Netzebene vom betreffenden Netz beanspruchen.</p> <p>1^{bis} Bei der elektrischen Energie, die nach Absatz 1 Buchstabe a Ziffer 2 zur Anlastung der Kosten an die tiefere Netzebene massgebend ist, sind zusätzlich auch die Elektrizitätsmengen zu berücksichtigen, die aus den tieferen Netzebenen hochtransformiert werden, soweit diese Elektrizitätsflüsse jene in umgekehrter Richtung im Zeitraum von jeweils 15 Minuten mengenmässig übersteigen.</p>	<p>2. den <u>an Netzen der tieferen Netzebenen angeschlossenen Endverbrauchern</u>;</p> <p>1^{bis} <i>Streichen</i></p>	<p>Abs. 1 Bst. a Ziff. 2: In Ziffer 1 wird das Bruttoprinzip angewendet, in Ziffer 2 das Nettoprinzip. Dieser Widerspruch muss aufgelöst werden.</p> <p>Abs. 1^{bis}: Das Betragsnettoprinzip ist nicht verursachergerecht, da die Kraftwerke, welche die Energierückspeisung ins vorgelagerte Netz verursachen gemäss dem Ausspeiseprinzip kein Netznutzungsentgelt bezahlen. Kommt es zu einer Rückspeisung, werden diesem Netz mehr Kosten überwält als ohne Betragsnettoprinzip. Der Netznutzungstarif in diesem Netz steigt, obwohl die Kosten von den Erzeugern verursacht wurden. Dies wäre ein zusätzliches Argument Erzeugungsanlagen, die zur</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>wie Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen dieser Netzebene nicht übersteigen.</p> <p>3 Entstehen in Verteilnetzen durch Anschluss oder Betrieb von Erzeugungsanlagen unverhältnismässige Mehrkosten, sind diese nicht Teil der Netzkosten, sondern sie müssen in einem angemessenen Umfang von den Erzeugern getragen werden.</p>			Erreichung der Ausbauziele notwendig sind, zu verhindern.
<p>Art. 17 Anlastung von Kosten zwischen Netzen und Ermittlung der Höchstleistung</p> <p>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.</p>	<p>Art. 17 Abs. 2</p> <p>2 Für die Ermittlung der monatlichen Höchstleistung ist die Nettoleistung massgebend. Diese entspricht der von der höheren Netzebene bezogenen und zeitgleich über alle Übergangspunkte ermittelten höchsten Leistung.</p>		Der erläuternde Bericht ist an die Verordnung anzupassen indem der Satz zu galvanisch verbundenen Netzen gelöscht wird.
<p>Art. 18 Netznutzungstarife</p> <p>1 Die Netzbetreiber sind verantwortlich für die Festlegung der Netznutzungstarife.</p> <p>2 Innerhalb einer Spannungsebene bilden Endverbraucher mit vergleichbarem Bezugsprofil eine Kundengruppe. Auf Spannungsebenen unter 1 kV gehören Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch bis zu 50 MWh derselben Kundengruppe an (Basiskundengruppe).</p> <p>3 Die Netzbetreiber müssen den Endverbrauchern der Basiskundengruppe einen Netznutzungstarif mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 70 Prozent anbieten.</p> <p>4 Sie können ihnen zusätzliche Netznutzungstarife zur Auswahl stellen, den End-</p>	<p>Art. 18 Grundsätze für die Netznutzungstarife aller Netzebenen</p> <p>1 Die Netzbetreiber müssen die Netznutzungstarife pro Kalenderjahr (Tarifjahr) festlegen.</p> <p>2 Innerhalb einer Spannungsebene bilden Endverbraucher mit ähnlichem Bezugsprofil eine Kundengruppe mit je einheitlichen Netznutzungstarifen.</p> <p>3 Die Netzbetreiber müssen für jede Kundengruppe einen Standardtarif festlegen und diesen als solchen bezeichnen. Sie dürfen den Endverbrauchern weitere Tarife zur Auswahl anbieten.</p> <p>4 Für die Festlegung der Tarife gelten zudem die folgenden Grundsätze:</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>verbrauchern mit Leistungsmessung auch solche mit einer nichtdegressive Arbeitskomponente (Rp./kWh) von weniger als 70 Prozent.</p>	<p>a. Die Netzbetreiber sind im Rahmen der gesetzlichen Tarifgrundsätze (Art. 14 Abs. 3 StromVG) frei in der Bestimmung der einzelnen Tarifkomponenten; vorbehalten bleiben die besonderen Vorgaben in Artikel 18a Absätze 2 und 4.</p> <p>b. Netznutzungstarife, die Anreize für ein netzdienliches Verhalten setzen, indem sich ihre Ausgestaltung aufgrund von netzbezogenen Werten mindestens stündlich ändert (dynamische Netznutzungstarife), sind zulässig.</p>	<p>b. Netznutzungstarife, die Anreize für ein netzdienliches Verhalten setzen, indem sich ihre Ausgestaltung aufgrund von netzbezogenen Werten mindestens stündlich <u>ändern kann</u> ändert (dynamische Netznutzungstarife) <u>und die räumlich differenziert sein können</u>, sind zulässig.</p>	<p>Abs. 4 Bst. b.: Die Tarife müssen räumlich differenziert werden können, da die Netzbelastung nicht im ganzen Netz gleich ist (z.B. unter/über dem Nebel oder Wohn- und Gewerbegebiet). Zudem müssen die Werte nicht zwingend jede Stunde ändern, wenn sich die Netzlast nicht verändert, wie dies die französische Version bereits widerspiegelt.</p> <p>Es gibt ein Unterschied zwischen der französischen und der deutschen Fassung: auf Französisch müsste es mindestens viertelstündlich ändern. Wir gehen aufgrund des erläuternden Berichts davon aus, dass «mindestens stündlich» dem Willen des Gesetzgebers entsprach und die französische Version entsprechend angepasst werden muss.</p>
	<p>Art. 18a Netznutzungstarife der Niederspannungsebene</p> <p>1 Auf der Niederspannungsebene gelten die folgenden Grundsätze für die Bildung der Kundengruppen:</p> <p>a. Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch bis 50 MWh gehören der Basis-kundengruppe an.</p> <p>b. Eine eigene Kundengruppe bilden alle Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch bis 50 MWh, die noch nicht mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind.</p>		<p>Abs. 1 Bst. b ist korrekt, da er nicht ganzjährig bewohnte Liegenschaften ausschliesst. Im erläuternden Bericht werden alle Bewohner, ausdrücklich unabhängig von der ganzjährigen Nutzung diesem Artikel unterstellt.</p> <p>Für nicht ganzjährig bewohnte Liegenschaften werden seit Jahren spezielle Tarife angewendet, welche auch von der ECom gestützt wurden. Dies erlaubt es Touristenorten mit vielen Zweitwohnungen, annehmbare Strompreise für die ganzjährigen Einwohner festzulegen. Wird dies geändert, hätte das extreme Energiekos-</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>2 Für die Festlegung des Standardtarifs der Basiskundengruppe bieten sich den Netzbetreibern die drei folgenden Tarifmodelle an:</p> <p>a. Tarife mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 70 Prozent;</p> <p>b. dynamische Netznutzungstarife;</p> <p>c. Tarife mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 50 Prozent und einer variablen Leistungskomponente (Rp./kW), deren Höhe sich an den Netzlasten orientiert.</p> <p>3 Die Höhe der variablen Leistungskomponente gemäss Absatz 2 Buchstabe c muss sich an Zeitfenstern orientieren, die unter Abschätzung der zu erwartenden Netzlasten für das gesamte Tarifjahr festgelegt werden.</p> <p>4 Endverbraucher mit Eigenverbrauch und Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch dürfen in der Basiskundengruppe gesamthaft betrachtet gegenüber den anderen Endverbrauchern nicht benachteiligt sein.</p> <p>5 Bei Endverbrauchern, die noch nicht mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind, müssen sämtliche Tarife eine nichtde-</p>	<p>2 Für die Festlegung des Standardtarifs der Basiskundengruppe bieten sich den Netzbetreibern <u>insbesondere</u> die drei folgenden Tarifmodelle <u>gem. Bst. a bis c</u> an:</p> <p>c. Tarife mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 50 Prozent und einer variablen Leistungskomponente (Rp./kW), deren Höhe sich an den <u>variablen</u> Netzlasten orientiert <u>orientieren kann</u>.</p> <p><u>d. (neu) die Branche kann zusätzlich zulässige Tarifmodelle, die den Kriterien gem. Art. 14 StromVG genügen, subsidiär in einer Richtlinie festlegen.</u></p> <p>5 Bei Endverbrauchern <u>gemäss Abs. 1 Bst. b, die noch nicht mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind</u>, müssen sämtliche</p>	<p>ten für ganzjährig bewohnte Liegenschaften zur Folge.</p> <p>Abs. 2 und Abs. 2 Bst. d: Der VSE begrüsst die Vorschläge in Richtung einer Verbreiterung der Möglichkeiten in der Netztarifierung ausdrücklich. Der Vorschlag geht aber nicht weit genug, um den Gegebenheiten aller Verteilnetzbetreiber in der Schweiz gerecht zu werden. Wir schlagen deshalb mit dem neuen Bst. d vor, die Möglichkeiten auf subsidiärer Basis zu erweitern.</p> <p>Abs. 2 Bst c: Die Möglichkeit zur höheren Leistungskomponente in der Basiskundengruppe ist ein wichtiges Element für eine verursachergerechte Tarifierung und damit zu begrüßen. Durch die zwingende Bindung der Höhe der Leistungskomponente an die Netzlast wird dieses Instrument aber unnötig komplex gestaltet. Daher sollte die Muss-Formulierung in eine Kann-Formulierung abgeschwächt werden, um mehr Tarifierungsmöglichkeiten zu erhalten.</p> <p>Abs. 5: Gemäss den Erläuterungen gilt dieser Absatz nicht für alle Endverbraucher. Diese Regelung soll nicht alle Endverbraucher betref-</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	gressive Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 70 Prozent enthalten.	Tarife eine nichtdegressive Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 70 Prozent enthalten.	fen, da insbesondere Gewerbekunden teilweise einen Leistungszähler aber keinen Smart Meter haben. Diese Kunden sollen weiterhin die bestehenden Tarife haben können.
Art. 18a 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. 18b <i>Bisheriger Art. 18a</i>		
	Art. 18c 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 WResV und den Netzzuschlag nach Artikel 35 EnG.	Die Befreiung von der Pflicht zur Entrichtung des Netznutzungsentgelts (Art. 14a Abs. 1 und 3) umfasst auch die Kosten für die Systemdienstleistungen, die Stromreserve nach WResV, <u>die Kosten nach Art. 15b StromVG und den Netzzuschlag nach Artikel 35 EnG sowie Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen.</u>	Der Eigenbedarf von Kraftwerken und der Strombezug von Pumpspeichern war bislang vom Netznutzungsentgelt befreit (inkl. Netzzuschlag, SDL, Stromreserve). Neu wird im Gesetz eine allgemeingültige Regelung für alle Speicher ohne Endverbrauch eingeführt. Es fehlen aber eindeutige diesbezügliche Bestimmungen hinsichtlich der Befreiung von Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen. Gemäss erläuterndem Bericht soll es den Standortkantonen/-gemeinden obliegen zu entscheiden, ob die Speicher (inkl. Pumpspei-

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
			cher) von Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen befreit werden oder nicht. Dies entspricht einer massiven wirtschaftlichen Verschlechterung insbesondere für Pumpspeicherkraftwerke gegenüber dem Status quo, was nicht dem Willen des Parlaments beim Beschluss des Stromgesetzes entspricht. Die Befreiung von Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen sollte daher auf Bundesebene geregelt werden. Zumindest müsste eine harmonisierte Regelung gelten.
	<p>Art. 18d Rückerstattung des Netznutzungsentgelts</p> <p>1 Die Höhe der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts (Art. 14a Abs. 4 StromVG) ergibt sich aus:</p> <p>a. der für das Tarifjahr durchschnittlichen Arbeitskomponente (Rp./kWh) des Netznutzungstarifs am Messpunkt;</p> <p>b. den anteilmässigen Kosten für die Systemdienstleistungen und die Stromreserve nach WResV und den Netzzuschlag nach Artikel 35 EnG.</p> <p>2 Das Entgelt, das gestützt auf die übrigen Tarifkomponenten erhoben wurde, wird nicht zurückerstattet.</p> <p>3 Die Netzbetreiber erstatten den entsprechenden Betrag im Rahmen der Rechnungsstellung zurück.</p> <p>4 Sie stellen ein standardisiertes und digitalisiertes Formular für den Antrag auf Rückerstattung zur Verfügung.</p>	<p>a. der für das Tarifjahr durchschnittlichen Arbeitskomponente (Rp./kWh) <u>des jeweils angewendeten</u> Netznutzungstarifs am Messpunkt;</p> <p>b. den anteilmässigen Kosten für die Systemdienstleistungen und die Stromreserve nach WResV, <u>den Kosten gemäss Art. 15b StromVG</u> und den Netzzuschlag nach Artikel 35 EnG</p>	<p>Generelle Bemerkung: Wir geben zu bedenken, dass in der jetzigen Version der Verordnung nicht gesetzeskonforme Lösungsvorschläge stehen. Der VSE kann sich damit im Interesse einer pragmatischen Übergangsregelung einverstanden erklären.</p> <p>Abs. 1 Bst. a: In der BFE AG Speicher wurde für eine Übergangszeit eine pragmatische Lösung entwickelt. Diese sieht einen Tarif für die Rückerstattung vor, der vom VNB im August publiziert werden kann.</p> <p>Abs. 1 Bst. b: Die Kosten gemäss Art. 15b StromVG müssen auch rückerstattet werden</p>
	<p>Art. 18e Rückerstattung des Netznutzungsentgelts bei Anlagen zur Umwandlung von Elektrizität</p> <p>1 Die Betreiber von Anlagen zur Umwandlung von Elektrizität in Wasserstoff, synthetische Gase oder Brennstoffe nach Artikel 14a Ab-</p>		<p>Allgemeine Anmerkung zum Artikel: Grundsätzlich ist die Rückerstattungsmöglichkeit zu begrüssen, sie muss aber auch praxistauglich ausgestaltet sein. Dafür darf das Kriterium «Pilot- und Demonstrationsanlagen» nicht zu restriktiv gehandhabt werden; insbesondere wäre es nicht zielführend, wenn stets nur die erste</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>satz 4 Buchstabe b StromVG müssen die Elektrizitätsmenge, die für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts relevant ist, mit Herkunftsnachweisen nachweisen.</p> <p>2 Das Netznutzungsentgelt einer Anlage zur Umwandlung von Elektrizität in Wasserstoff, synthetische Gase, Brenn- oder Treibstoffe nach Artikel 14a Absatz 4 Buchstabe c StromVG wird rückerstattet, wenn die Anlage:</p> <p>a. am 31. Dezember 2034 bereits in Betrieb ist;</p> <p>b. mit erneuerbaren Energien betrieben wird;</p> <p>c. vom Bund als Pilot- und Demonstrationsanlage anerkannt wird; und</p> <p>d. nicht dazu führt, dass die Leistung von schweizweit insgesamt 200 MW gemäss Artikel 14a Absatz 4 Buchstabe c StromVG überschritten wird.</p> <p>3 Eine Anlage wird als Pilot- und Demonstrationsanlage im Sinne von Absatz 2 Buchstabe c anerkannt, wenn sie neuartige technische oder betriebliche Eigenschaften aufweist.</p>	<p>3 Eine Anlage wird als Pilot- und Demonstrationsanlage im Sinne von Absatz 2 Buchstabe c anerkannt, wenn sie <u>der Erprobung von nicht bereits marktüblichen Anwendungsfällen kommerziellen Massstab dient neuartige technische oder betriebliche Eigenschaften aufweist. Das Kriterium der nicht bestehenden Marktüblichkeit kann sich dabei insbesondere aus den folgenden Charakteristiken ergeben:</u></p> <p>a. <u>Technische Eigenschaften oder Ausprägungen der Anlage, die sich in der Markteinführung befinden;</u></p> <p>b. <u>Fehlende Wirtschaftlichkeit von Anwendungsfällen, die systemisch sinnvoll sind, dem Ziel der Treibhausgasreduktion dienen und im Falle eines Markthochlaufs und einer Skalierung voraussichtlich wirtschaftlich sein werden;</u></p> <p>c. <u>Einbindung der Anlage in eine bestehende oder neu zu errichtende Infrastruktur mit dem Zweck der Erhöhung der Gesamtenergieeffizienz der Technologie, der Integration einer fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien oder der Nutzung von Nebenprodukten und der Abwärme</u></p>	<p>Anlage, die eine innovative Komponente einbringt, als P+D Anlage zur Rückerstattung berechtigt wäre.</p> <p>Abs. 3: Der Gesetzgeber hat in Art 14a Abs. 4 Bst. c StromVG eine Rückerstattungsmöglichkeit für P+D Anlagen im Umfang von bis zu 200 MW vorgesehen. Dieser hohe Wert macht nur Sinn, wenn das P+D Kriterium nicht zu restriktiv ausgelegt wird. Genau dies ist jedoch mit dem Abstellen auf die erforderlichen «neuartigen technischen oder betrieblichen Eigenschaften» der Fall. Zielführend und im Sinne des Gesetzgebers scheint es dagegen zu sein, dass P+D Kriterium auch dann als gegeben anzusehen, wenn nicht bereits marktübliche Anlageneigenschaften in der Praxis im Sinne von Reallabor-Anwendungen erprobt werden.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>4 Das BFE informiert über eine frei zugängliche Adresse im Internet über die Leistung aller rückerstattungsberechtigten Anlagen nach Absatz 2.</p> <p>5 Die Netzbetreiber informieren das BFE über die Anträge zur Rückerstattung des Netznutzungsentgelts von Pilot- und Demonstrationsanlagenbetreibern.</p> <p>6 Der Rückerstattungsanspruch der Anlagen nach Absatz 2 endet mit der Betriebseinstellung, spätestens jedoch nach 20 Jahren seit Inbetriebnahme einer Anlage.</p>	<p><u>7 (neu) Anlagen, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der Änderungen vom ... bereits in Betrieb sind, sind bei Einhaltung der Anforderungen nach Abs. 2 ebenfalls zur Rückerstattung berechtigt.</u></p>	<p>Abs. 7: Dient lediglich der Klarstellung, dass der Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlage abgesehen von Abs. 2 Bst. a. für die Berechtigung zur Antragstellung keine Rolle spielt.</p>
	<p>Art. 18f Übernahme der Kosten für die Messung der Elektrizitätsmengen</p> <p>1 Die Kosten für die Messungen, die allein zum Nachweis der Elektrizitätsmengen für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts nach Artikel 14a Absatz 4 StromVG erforderlich sind, einschliesslich der intelligenten Messsysteme, müssen von den Betreibern der Anlagen getragen werden.</p> <p>2 Speicher mit Endverbrauch müssen zur Messung der Elektrizitätsmengen mit einem intelligenten Messsystem ausgerüstet sein, wenn am gleichen Messpunkt eine Erzeugungsanlage installiert ist, deren Installation der Bewilligungspflicht nach Artikel 6 der Niederspannungs-Installationsverordnung vom 7. November 20017 unterliegt.</p> <p>3 Anlagen zur Umwandlung von Elektrizität nach Artikel 14a Absatz 4 Buchstaben b und c StromVG müssen zur Messung der Elektrizitätsmengen mit einem intelligenten Messsystem ausgerüstet sein, sofern dies für den Elektrizitätsnachweis erforderlich ist.</p>	<p>3 Anlagen zur Umwandlung von Elektrizität nach Artikel 14a Absatz 4 Buchstaben b und c StromVG müssen zur Messung der Elektrizitätsmengen mit einem intelligenten Messsystem ausgerüstet sein, sofern dies für den Elektrizitätsnachweis erforderlich ist</p>	<p>Abs. 3: Die Passage kann gestrichen werden, da eine Messung immer benötigt wird.</p>
	<p>Art. 18g Richtlinien für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts</p> <p>1 Die Netzbetreiber legen transparente und</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>diskriminierungsfreie Richtlinien für die technische und organisatorische Umsetzung der Rückerstattung fest.</p> <p>2 Sie arbeiten dazu mit den betroffenen Kreisen zusammen.</p>	<p><u>3 (neu) Die Richtlinien werden bis zum 31.12.2026 erarbeitet und publiziert.</u></p>	<p>Wenn die finalen Verordnungen Ende 2024 publiziert werden, braucht es Zeit, um die Richtlinien zu erarbeiten.</p>
<p>Art. 19 Effizienzvergleiche, Überprüfung der Netznutzungs- und Elektrizitätstarife</p> <p>1 Zur Überprüfung der Netznutzungstarife und -entgelte sowie der Elektrizitätstarife führt die ElCom Effizienzvergleiche zwischen den Netzbetreibern durch. Dabei arbeitet sie mit den betroffenen Kreisen zusammen. Sie berücksichtigt von den Unternehmen nicht beeinflussbare Unterschiede in den strukturellen Verhältnissen sowie die Qualität der Versorgung. Bei Vergleichen der anrechenbaren Kosten berücksichtigt sie zusätzlich den Amortisierungsgrad. Sie bezieht internationale Vergleichswerte in die Überprüfung ein.</p> <p>2 Sie verfügt, dass ungerechtfertigte Gewinne aus überhöhten Netznutzungs- bzw. Elektrizitätstarifen durch Senkung der Netznutzungs- bzw. Elektrizitätstarife kompensiert werden.</p>	<p>Art. 19 Effizienzvergleiche, Überprüfung der Netznutzungs- und Elektrizitätstarife oder einzelner Kostenkomponenten</p> <p>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 Messwesens in der Grundversorgung kann die ElCom die Kosten vergleichbarer Netzbetreiber heranziehen. Sie arbeitet bei möglichen statistisch-ökonomischen Effizienzvergleichen der gesamten Netzkosten mit den betroffenen Kreisen zusammen.</p> <p>2 Der Vergleich hat nach sachgerechten Kriterien zu erfolgen. Dabei sind die wesentlichen Kostentreiber zu berücksichtigen, wie von den Unternehmen nicht beeinflussbare Unterschiede in den strukturellen Verhältnissen, die Qualität der Versorgung oder den Amortisierungsgrad bei Vergleichen der anrechenbaren Kosten.</p> <p>3 Die ElCom berücksichtigt die Ergebnisse, die</p>	<p>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 Messwesens in der Grundversorgung <u>führt die ElCom eindimensionale Effizienzvergleiche zwischen den Netzbetreibern durch. Dabei arbeitet sie mit den betroffenen Kreisen zusammen. Sie berücksichtigt von den Unternehmen nicht beeinflussbare Unterschiede in den strukturellen Verhältnissen sowie die Qualität der Versorgung. Bei Vergleichen der anrechenbaren Kosten berücksichtigt sie zusätzlich den Amortisierungsgrad. Sie bezieht internationale Vergleichswerte in die Überprüfung ein. kann die ElCom die Kosten vergleichbarer Netzbetreiber heranziehen. Sie arbeitet bei möglichen statistisch-ökonomischen Effizienzvergleichen der gesamten Netzkosten mit den betroffenen Kreisen zusammen.</u></p> <p>2 <i>Streichen</i></p> <p>3 <i>Streichen</i></p>	<p>Abs. 1: Der Gesetzgeber hat keine Einführung von statistisch-ökonomischen Effizienzvergleichen («quasi-Anreizregulierung») vorgesehen. Entsprechend sind diese Methoden auch in der Verordnung nicht zulässig. Die Sunshine Regulierung veröffentlicht die Kennzahlenvergleiche der ElCom. Daher ist Abs. 1 nur um die Ausweitung der Sunshine-Regulierung auf die Grundversorgung und das Messwesen zu ergänzen und ansonsten die aktuelle Regelung beizubehalten. Elektrizitätstarife umfassen die Tarife der Netznutzung, der Grundversorgung und des Messwesens. Daher ist diese Begrifflichkeit obsolet. Es ist festzuhalten, dass mit «Effizienzvergleich» der Vergleich von eindimensionalen Kennzahlen im Sinne der aktuellen Praxis (Sunshine Regulierung) gemeint ist, daher neu der Begriff «eindimensional».</p> <p>Abs. 2: Der Absatz ist aufgrund der Änderungen in Abs. 1 und der entsprechenden Überlegungen obsolet.</p> <p>Abs. 3: Der Absatz ist trivial und ergibt sich be-</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>sich aus den Qualitäts- und Effizienz-vergleichen nach Artikel 22a StromVG ergeben.</p> <p>4 Die ElCom verfügt, dass Kosten, welche sich aufgrund des Vergleichs als überhöht erweisen, innerhalb eines Tarifjahres durch Senkung der Netznutzungs-, Elektrizitäts- bzw. Messtarife kompensiert werden.</p>	<p><u>3^{bis} (neu) Die ElCom stellt den Netzbetreibern die Vergleiche und die dazugehörenden Daten vor Veröffentlichung zur Konsultation zur Verfügung.</u></p> <p>4 Die ElCom verfügt, dass <u>ungerechtfertigte Gewinne aus überhöhten Netznutzungs-, Elektrizitäts- bzw. Messtarife Kosten, welche sich aufgrund des Vergleichs als überhöht erweisen, innerhalb eines Tarifjahres durch Senkung der Netznutzungs-, Elektrizitäts- bzw. Messtarife kompensiert werden.</u></p>	<p>reits aus den Vorgaben von Art. 22a StromVG.</p> <p>Abs. 3^{bis}: Vor der Veröffentlichung der Ergebnisse sind diese zwecks Plausibilisierung der Branche zuzustellen. Die Netzbetreiber sollten vor Veröffentlichung der Vergleiche genügend Zeit erhalten, um diese nachzurechnen und zu plausibilisieren. Dadurch können mögliche Fehler und Möglichkeiten der Fehlinterpretation vermieden werden. Dies dient auch der Vermeidung von juristischen Auseinandersetzungen.</p> <p>Abs. 4: Die Grundlage der Anreizregulierung fehlt, Abbau innerhalb des Tarifjahres entspricht nicht den vorgesehenen, üblichen Verfahren (Abbau Deckungsdifferenzen über drei Jahre, gemäss geltendem Recht).</p>
	<p><i>Gliederungstitel vor Art. 19a</i></p> <p>3b. Abschnitt: Flexibilität und intelligente Steuer- und Regelsysteme</p>		
	<p>Art. 19a Netzdienliche Flexibilität und bestehende Flexibilität</p> <p>1 Eine Nutzung von Flexibilität gilt als netzdienlich, wenn der Verteilnetzbetreiber darauf hinwirkt, angespannte lokale Netzsituationen zu entlasten und einen wirtschaftlich ineffizienten Netzausbau zu vermeiden, zu begrenzen oder aufzuschieben. Der Verteilnetzbetreiber darf die Flexibilität ausschliesslich zu diesem Zweck in Anspruch nehmen.</p> <p>2 Die Flexibilität gilt als bestehend, wenn der Verteilnetzbetreiber vor dem 1. Januar 2025 bei einem Flexibilitätsinhaber ein intelligentes Steuer- und Regelsystem installiert hat, um dessen Flexibilität in Anspruch zu nehmen.</p>	<p>1 Eine Nutzung von Flexibilität gilt als netzdienlich, wenn der Verteilnetzbetreiber darauf hinwirkt, angespannte lokale Netzsituationen zu entlasten, <u>und</u> einen wirtschaftlich ineffizienten Netzausbau zu vermeiden, <u>zu begrenzen oder auf eine andere Art die Netzkosten zu verringern oder Massnahmen aufzuschieben. Der Verteilnetzbetreiber darf die Flexibilität ausschliesslich zu diesem Zweck in Anspruch nehmen.</u></p>	<p>Abs. 1: Die Gesamtkosten der Energieversorgung sollten reduziert werden, was beispielsweise auch die Reduktion der Leistungsspitze gegenüber dem Vorlieger beinhaltet.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>Art. 19b Inanspruchnahme von neuer Flexibilitätsnutzungen</p> <p>1 Stimmt ein Flexibilitätsinhaber dem Einsatz eines intelligenten Steuer- und Regelsystems durch den Verteilnetzbetreiber zur Inanspruchnahme seiner Flexibilität zu, vereinbart er mit dem Verteilnetzbetreiber unter anderem Folgendes:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. den Umfang der geplanten Nutzung von Flexibilität; b. die allfällige Installation des intelligenten Steuer- und Regelsystems; c. wie das System eingesetzt wird; d. das Mittel, mit dem die Flexibilitätsinhaber über die effektive Nutzung ihrer Flexibilität informiert werden können, sowie die Häufigkeit der Information; e. die Vergütung auf der Grundlage objektiver und diskriminierungsfreier Kriterien. <p>2 Der Verteilnetzbetreiber muss die betroffenen Flexibilitätsinhaber nach den im Netznutzungsvertrag vorgesehenen Modalitäten über jede effektive Nutzung ihrer Flexibilität informieren, mindestens jedoch bei jeder Rechnungsstellung.</p> <p>3 Der Verteilnetzbetreiber macht die für einen Vertragsabschluss über Steuerung und Regelung relevanten Informationen, insbesondere die Vergütungsansätze, öffentlich zugänglich.</p>	<p>1 Stimmt ein Flexibilitätsinhaber <u>der Nutzung seiner Flexibilität dem Einsatz eines intelligenten Steuer- und Regelsystems</u> durch den Verteilnetzbetreiber <u>zur Inanspruchnahme seiner Flexibilität</u> zu, vereinbart er mit dem Verteilnetzbetreiber unter anderem Folgendes:</p> <ul style="list-style-type: none"> b. die allfällige <u>notwendige</u> Installation des intelligenten Steuer- und Regelsystems d. <i>Streichen</i> <p>2 <i>Streichen</i></p> <p>3 Der Verteilnetzbetreiber macht die für einen Vertragsabschluss <u>über Steuerung und Regelung</u> relevanten Informationen, insbesondere die Vergütungsansätze, öffentlich zugänglich.</p>	<p>Abs. 1: Die Nutzung der Flexibilität ist gemäss Gesetz unabhängig vom intelligenten Steuer- und Regelsystem. Zudem gilt, wie im erläuterten Bericht beschrieben, z. B. der Wechselrichter ebenfalls zum intelligenten Steuer- und Regelsystem.</p> <p>Abs. 1 Bst. d: Die Zustimmung betrifft die Nutzung der Flexibilität.</p> <p>Abs 2: Es macht keinen Sinn, dem Kunden zu schreiben, dass 365 mal im Jahr sein Boiler um 2:00 Uhr Nachts eingeschaltet wurde.</p> <p>Es muss vertraglich geregelt werden, aber nicht unbedingt im Netznutzungsvertrag. Diesen gibt es mit den Kraftwerken nicht.</p> <p>Wenn jeder Abruf bei jeder Rechnungsstellung aufgeführt werden muss, wird das viel zu kompliziert und umfangreich. Der Kunde hat ja dem Vertrag zugestimmt.</p> <p>Abs. 3: Es geht um einen Vertrag zur Nutzung der Flexibilität.</p>
	<p>Art. 19c Inanspruchnahme von bestehender Flexibilitätsnutzungen</p> <p>1 Bevor der Verteilnetzbetreiber die bestehende Flexibilität in Anspruch nehmen kann, muss er vorgängig seinen Netznutzungsvertrag mit den Flexibilitätsinhabern</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>anpassen. Dieser hat mindestens Bestimmungen über folgende Elemente zu enthalten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. den Umfang der geplanten Nutzung von Flexibilität; b. wie das intelligenten Steuer- und Regelsystem eingesetzt wird; c. das Mittel, mit dem die Flexibilitätsinhaber über die effektive Nutzung ihrer Flexibilität informiert werden können, sowie die Häufigkeit der Information; d. die Vergütung auf der Grundlage objektiver und diskriminierungsfreier Kriterien; e. die verschiedenen Akteure, die zur Nutzung von Flexibilität berechtigt sind; f. das Recht der Inhaber der bestehenden Flexibilität, den Einsatz eines intelligenten Steuer- und Regelsystems zu untersagen, und die Pflicht, diese Inhaber über die Auswirkungen dieses Untersagens zu informieren. <p>2 Will ein Inhaber von bestehender Flexibilität dem Verteilnetzbetreiber den Einsatz eines intelligenten Steuer- und Regelsystems zur Inanspruchnahme seiner Flexibilität untersagen, so muss er dies dem Verteilnetzbetreiber ausdrücklich mitteilen. Er kann dies bei der Aktualisierung des Netznutzungsvertrags oder mit einer Frist von einem Monat per Ende eines Quartals tun.</p> <p>3 Der Verteilnetzbetreiber muss die betroffenen Flexibilitätsinhaber nach den im Netznutzungsvertrag vorgesehenen Modalitäten, über jede effektive Nutzung ihrer Flexibilität informieren, mindestens jedoch bei jeder Rechnungsstellung.</p>	<p>e. <i>Streichen</i></p> <p><u>g. (neu) die Vertragslaufzeit und die Kündigungsfrist.</u></p> <p>2 Will ein Inhaber von bestehender Flexibilität dem Verteilnetzbetreiber den Einsatz eines intelligenten Steuer- und Regelsystems zur Inanspruchnahme seiner Flexibilität untersagen, so muss er dies dem Verteilnetzbetreiber ausdrücklich mitteilen. Er kann dies bei der Aktualisierung des Netznutzungsvertrags oder mit einer Frist <u>gemäss Abs. 1 Bst. g von einem Monat per Ende eines Quartals</u> tun.</p> <p>3 <i>Streichen</i></p>	<p>Abs. 1 Bst. e: Kein Bezug zur netzdienlich genutzten Flexibilität ersichtlich. Dieser Artikel betrifft ausschliesslich die Nutzung bestehender Flexibilität durch den VNB. Es ist davon auszugehen, dass andere Akteure als der VNB, die diese Flexibilität nutzen, ein Vertragsverhältnis mit dem Flexibilitätsinhaber haben.</p> <p>Abs. 1 Bst. g und Abs. 2: Flexibilitäten müssen langfristig gesichert werden können, damit unnötige Netzausbauten auch tatsächlich verhindert werden können. Die Kunden müssen keine Verträge abschliessen, wenn sie keine langfristige Verpflichtung wünschen.</p> <p>Abs. 3: Die Verteilnetzbetreiber stellen drei Akontorechnungen ohne Mengenangaben und eine Jahresrechnung. Es ist nicht sinnvoll, bei jeder Rechnungsstellung darüber zu berichten, wann die Flexibilität genutzt wurde, also wann die Boiler und Wärmepumpen geschaltet wurden.</p>
	<p>Art. 19d Inanspruchnahme von garantierten Flexibilitätsnutzungen</p> <p>1 Die garantierte Nutzung von Flexibilität durch</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>den Verteilnetzbetreiber im Sinne von Artikel 17c Absatz 4 StromVG wird nicht vergütet.</p> <p>2 Unter Angabe der Gründe für die Nutzung und des Umfangs der Nutzung informiert der Verteilnetzbetreiber den betroffenen Flexibilitätsinhaber:</p> <p>a. auf Anfrage über jede effektive Nutzung seiner Flexibilität zum Zwecke der Abregelung der Einspeisung, mindestens aber bei jeder Rechnungsstellung;</p> <p>b. sofort über jede effektive Nutzung seiner Flexibilität bei einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs.</p> <p>3 Der Verteilnetzbetreiber muss Dritte auf Anfrage über jede garantierte Nutzung von Flexibilität informieren, die im Widerspruch zu deren Rechten steht.</p> <p>4 Der Verteilnetzbetreiber muss zudem die betroffenen Flexibilitätsinhaber und die Dritten, deren Rechte unmittelbar eingeschränkt werden, auf Anfrage über die genutzte Energiemenge informieren, mindestens jedoch jährlich.</p> <p>5 Um die Flexibilität in Anspruch zu nehmen, darf der Verteilnetzbetreiber ohne die Zustimmung des betroffenen Flexibilitätsinhabers ein intelligentes Steuer- und Regelsystem installieren und einsetzen.</p> <p>6 Die Nutzung von Flexibilität wird für die Abregelung der Einspeisung in das öffentliche Netz garantiert. Der Umfang dieser Garantie ist auf einen Höchstanteil von 3 Prozent der</p>	<p>b. sofort über jede effektive Nutzung seiner Flexibilität bei einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs;</p> <p>c. <u>(neu) Information nach Buchstabe b erfolgt mindestens einmal jährlich.</u></p> <p>3 <i>Streichen</i></p> <p>6 Die Nutzung von Flexibilität wird für die Abregelung der Einspeisung in das öffentliche Netz garantiert. Der Umfang dieser Garantie</p>	<p>Abs. 2 Bst. b und c: Die Formulierung ist kritisch. Sofortige Kommunikation ist kaum möglich und wenig sinnvoll. Eine Kommunikation per SMS und Mail kann von Netzbetreibern nicht durchgeführt werden, dies unter anderen, weil Kunden ihre Mobilfunknummern sowie E-Mailadressen nicht mitteilen. Manche Unterbrechungen dauern zum Teil wenige Minuten und werden von Kunden kaum gemerkt. Es besteht auch von Kundensicht kein Bedarf für eine sofortige Information. Dafür den Aufwand zu betreiben, ist nicht erforderlich.</p> <p>Abs. 3: Datenschutz ist bei der Information von Dritten nicht korrekt umsetzbar, da die Berechtigung nicht in jedem Fall abgeklärt werden kann.</p> <p>Abs. 6 und 7: Die Formulierung ist technologie-neutral und deshalb auf die Energie bezogen, zielt aber aufgrund der gewählten Parameter klar auf die dezentrale Photovoltaik ab.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>durch die Anlage jährlich produzierten Energie beschränkt. Die Netzbetreiber legen in transparenten und diskriminierungsfreien Richtlinien Regeln für die technische Umsetzung des Einspeisemanagements fest. Dabei arbeiten sie mit den betroffenen Kreisen zusammen.</p>	<p>ist <u>beschränkt auf Einspeisung aus Photovoltaikanlagen mit einer maximalen Leistung von 1 MW und auf 70% der Leistung auf einen Höchstanteil von 3 Prozent der durch die Anlage jährlich produzierten Energie beschränkt.</u></p> <p>7 Die Netzbetreiber legen in transparenten und diskriminierungsfreien Richtlinien Regeln für die technische Umsetzung des Einspeisemanagements fest. Dabei arbeiten sie mit den betroffenen Kreisen zusammen.</p>	<p>Der VSE schlägt deshalb aus Gründen der Klarheit vor, dies in der Verordnung auch so zu formulieren. Die Einschränkung auf kleinere Anlagen bis 1 MW hat zum Ziel, dass grössere Freiflächenanlagen und insb. alpine Solaranlagen nicht tangiert werden sollen. Das Leistungskriterium ist dem Energiekriterium hinsichtlich Praktikabilität vorzuziehen. Eine leistungsmässige Abregelung ist einfacher und wirkungsvoller. Gerade kleinere Anlagen bis 30 kVA sind mit einer Überschussmessung (keiner Nettomessung) ausgerüstet, wodurch dem VNB die Jahresproduktion gar nicht bekannt ist. Die Forderung entspricht inhaltlich dem ursprünglichen Vorschlag mit dem Energiekriterium. Analysen haben ergeben, dass eine Abregelung der Leistung auf 70% dazu führt, dass lediglich 3% p.a. nicht ins Netz eingespiessen werden kann. Das Leistungskriterium bezieht sich auf die Modulleistung der PV-Anlage, nicht auf die Leistung des Wechselrichters.</p> <p>Da es sich bei der Abregelung um ein neues Instrument handelt, wäre zudem der Umgang mit bestehenden Anlagen zu regeln.</p>
	<p><i>Gliederungstitel vor Art. 19e</i> 3c. Abschnitt: Lokale Elektrizitätsgemeinschaften</p>		
	<p>Art. 19e Bildung einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft 1 Eine lokale Elektrizitätsgemeinschaft kann gebildet werden, wenn die Leistung der Erzeugungsanlagen, die in die Gemeinschaft eingebracht werden, mindestens 20 Prozent der Anschlussleistung aller an ihr teilnehmenden Endverbraucher beträgt. 2 Erzeugungsanlagen, die während höchstens 500 Stunden pro Jahr betrieben werden, werden für die Bestimmung der Anlagenleistung nicht berücksichtigt. 3 Die Endverbraucher und die in die Gemeinschaft eingebrachten Erzeugungsanlagen</p>	<p>3 Die Endverbraucher und die in die Gemeinschaft eingebrachten Erzeugungsanlagen</p>	<p>Die 20% werden als angemessen beurteilt und sollten nicht gesenkt werden.</p> <p>Abs. 3. Es soll klar sein, dass eine LEG gemäss Art. 17d Abs. 2 Bst. a StromVG nur im</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>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.</p> <p>4 Endverbraucher dürfen pro Verbrauchsstätte nur an einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft teilnehmen. Erzeugungsanlagen und Speicher dürfen nur in eine Gemeinschaft eingebracht werden.</p> <p>5 Ist eine der Voraussetzung zur Bildung einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft nicht mehr erfüllt, so hat der Verteilnetzbetreiber die lokale Elektrizitätsgemeinschaft nicht mehr als solche zu behandeln.</p>	<p>und Speicher müssen sich im selben Netzgebiet befinden und dürfen <u>nur auf Netzebene 7 und 5 nicht auf Spannungsebenen über 36 kV</u> angeschlossen sein. Zudem dürfen <u>nur diese Netzebenen</u> Spannungsebenen für den Austausch der selbst erzeugten Elektrizität innerhalb der Gemeinschaft in Anspruch genommen werden. <u>Die in Anspruch genommenen Netzebenen müssen durch denselben Netzbetreiber betrieben werden.</u></p>	<p>gleichen Netzgebiet, auf der gleichen Netzebene und örtlich nahe beieinander gebildet werden kann.</p> <p>LEG über die Netze des vorgelagerten VNB zu bilden, ist damit ausdrücklich nicht erlaubt. Ebenso muss die Verwendung der Hochspannungsebene ausdrücklich ausgeschlossen werden.</p>
	<p>Art. 19f Verhältnis unter den Teilnehmern</p> <p>1 Die Teilnehmer der lokalen Elektrizitätsgemeinschaft müssen schriftlich vereinbaren:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. wer die Gemeinschaft gegen aussen vertritt; b. die Vergütungsansätze für die intern erzeugte und verbrauchte Elektrizität; c. die Kostentragung für die interne Datenbearbeitung, Verwaltung und Abrechnung; d. die Voraussetzungen und Bedingungen für den Eintritt in die Gemeinschaft und den Austritt aus dieser; e. eine von der Rechnungsstellung abweichende Aufteilung der Kostentragung für die Netznutzung und die Messung sowie Elektrizitätslieferungen innerhalb und ausserhalb der Grundversorgung. <p>2 Elektrizität aus Erzeugungsanlagen der Gemeinschaft muss soweit wie möglich innerhalb der Gemeinschaft abgesetzt werden. Dem Verteilnetzbetreiber oder einem Dritten darf diese Elektrizität nur in dem Umfang veräussert werden, in dem die gesamte Elektrizitätseinspeisung den Elektrizitätsbezug aller Teilnehmer der Gemeinschaft im</p>		<p>Abs. 1 Bst. c: Wir verstehen Bst. c so, dass für die Abrechnung des innerhalb der LEG abgesetzten PV-Stroms der Produzent selbst verantwortlich ist.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	jeweiligen Zeitpunkt übersteigt.	<p><u>3 (neu) Nimmt ein Speicher an einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft teil, so darf der aus dem Netz in den Speicher gespeicherte Strom beim Entladevorgang nicht intern an die Teilnehmer der lokalen Elektrizitätsgemeinschaft geliefert werden.</u></p>	<p>Abs. 3: Entspricht der Vorgabe «selbst erzeugte Elektrizität innerhalb dieser Gemeinschaft absetzen», Art. 17d StromVG. Der intern an die Teilnehmer einer LEG gelieferte Strom kann nur aus Produktionsanlagen stammen, die Teilnehmer der LEG sind. Wird Strom aus dem Netz in einem Speicher zwischengespeichert, ist diese Voraussetzung nicht erfüllt.</p> <p>Der VSE begrüsst ausdrücklich, dass der Bundesrat keine Aufteilung der Verwaltungs- und Vertriebskosten gemäss Art. 17d Abs. 6 StromVG vornimmt. LEG sind auch beim Kundendienst sehr aufwendig und eine Reduktion der Verwaltungs- und Vertriebskosten für den VNB wäre nicht verursachergerecht.</p>
	<p>Art. 19g Verhältnis zum Verteilnetzbetreiber</p> <p>1 Die Vertreterin oder der Vertreter der lokalen Elektrizitätsgemeinschaft muss dem Netzbetreiber Folgendes mitteilen:</p> <p>a. die Bildung und Auflösung der Gemeinschaft, jeweils drei Monate im Voraus;</p> <p>b. die Teilnehmer der Gemeinschaft und, jeweils einen Monat im Voraus, Änderungen in der Zusammensetzung des Teilnehmerkreises;</p> <p>c. wer die Gemeinschaft gegen aussen vertritt;</p> <p>d. technischen Daten der Erzeugungsanlagen, insbesondere die Art der Anlage und ihre elektrische Leistung;</p> <p>e. eine Unterschreitung des Werts nach Artikel 19e Absatz 1.</p>	<p>a. die Bildung und Auflösung der Gemeinschaft, jeweils drei Monate im Voraus <u>auf den Beginn respektive das Ende eines Monats;</u></p> <p>b. die Teilnehmer der Gemeinschaft und, jeweils einen Monat im Voraus, Änderungen in der Zusammensetzung des Teilnehmerkreises, <u>bzw. nur auf Quartalsende, wenn der Teilnehmer noch kein intelligentes Messsystem installiert hat;</u></p> <p>d. technischen Daten der Erzeugungsanlagen, insbesondere die Art der Anlage und ihre elektrische Leistung <u>sowie die Grösse der Bezügersicherungen pro Verbraucher und Speicher;</u></p> <p><u>f. (neu) Die Willensbekundung der Teilnehmer der lokalen Elektrizitätsgemeinschaft</u></p>	<p>Abs. 1 Bst. a: Die Abrechnungsprozesse müssten aufwändig (und kostenintensiv) angepasst werden, wenn die Anpassungen auf jeden Tag gemacht werden könnten.</p> <p>Abs. 1 Bst. b: Der VNB benötigt mehr Zeit, falls er noch ein intelligentes Messsystem installieren muss.</p> <p>Abs. 1 Bst. d: Für die Berechnung der 20% Leistung müssen Endverbraucher herausgerechnet werden können, die nicht teilnehmen.</p> <p>Abs. 1 Bst. f.: Der Verteilnetzbetreiber benötigt die Sicherheit, dass der Beitritt bzw. Austritt</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>2 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 relevant ist:</p> <p>a. spätestens innerhalb von 14 Tagen ab einer entsprechenden Anfrage die Netztopologie offenlegen;</p> <p>b. die Anschlusssituation der Endverbraucher, Erzeugungsanlagen und Speicher bekanntgeben.</p> <p>3 Was die Elektrizitätsmengen anbelangt, die von der Gemeinschaft selbst erzeugt und unter Inanspruchnahme des Verteilnetzes in der Gemeinschaft abgesetzt wurden, haben die Verteilnetzbetreiber bei der Ermittlung und Zuordnung des Netznutzungsentgelts zu den einzelnen Teilnehmern in den folgenden Schritten vorzugehen:</p> <p>a. Es ist nach Massgabe der Lastgangwerte von 15 Minuten eine Gegenüberstellung aller Elektrizitätsbezüge und aller Elektrizitätseinspeisungen der Teilnehmer der Gemeinschaft vorzunehmen.</p> <p>b. Als selbst erzeugte und unter Inanspruchnahme des Verteilnetzes in der Gemeinschaft abgesetzt gilt die jeweils kleinere der beiden Elektrizitätsmengen.</p> <p>c. Diese Elektrizitätsmenge ist den einzelnen Teilnehmern nach Massgabe ihrer</p>	<p><u>über den Beitritt resp. Austritt aus der lokalen Elektrizitätsgemeinschaft.</u></p> <p><u>1^{bis} (neu) Kommt die Vertreterin oder der Vertreter der lokalen Elektrizitätsgemeinschaft den Pflichten nach Abs. 1 nicht nach, so muss der Verteilnetzbetreiber die lokale Elektrizitätsgemeinschaft nicht mehr als solche behandeln.</u></p> <p>2 Die Verteilnetzbetreiber sind zur Mitwirkung verpflichtet. Insbesondere müssen sie <u>den Verantwortlichen einer zu bildenden lokalen Elektrizitätsgemeinschaft an der Bildung einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft interessierten Personen, soweit dies die für die Planung der Gemeinschaft relevanten Netztopologie</u> mitteilen.:</p> <p>a. spätestens innerhalb von <u>20 Arbeitstagen</u> 14 Tagen ab einer entsprechenden Anfrage die <u>relevante</u> Netztopologie offenlegen;</p> <p>3 <u>ersetzen durch:</u> <u>Als selbst erzeugte und in der Gemeinschaft abgesetzte Energie gilt auf Basis von Lastgangdaten das Minimum der Summe aller Einspeisungen und der Summe aller Ausspeisungen.</u> <u>Diese Elektrizitätsmenge ist den einzelnen Teilnehmern nach Massgabe ihrer Elektrizitätsbezüge pro Rata anzurechnen.</u></p>	<p>auch tatsächlich dem Willen des Teilnehmers entspricht.</p> <p>Abs. 1^{bis}: Der Vertreter muss zahlreiche Aufgaben wahrnehmen. Es müsste festgelegt werden, dass im Fall einer Nichterfüllung dieser Aufgaben geschieht, insbesondere im Fall des Bst. e, welche die Auflösung der LEG zur Folge hat.</p> <p>Abs. 2: Die VNB können nicht hunderte Konstellationen auf Zuruf prüfen, sondern konkrete Projekte.</p> <p>Nur Daten zur Netztopologie müssen zur Verfügung gestellt werden und keine beliebigen Daten.</p> <p>Abs. 2 Bst. a: 14 Tage sind vor allem über Ostern oder die Weihnachtszeit eine sehr kurze Frist. Daher ist eine Verlängerung auf 20 Arbeitstage angebracht.</p> <p>Abs. 3: Die vom Bundesrat vorgeschlagene Formulierung ist schwer verständlich. Der VSE schlägt eine einfachere und klarere Formulierung vor, ohne den Inhalt zu ändern.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>Elektrizitätsbezüge mit dem gleichen Verteilschlüssel anzurechnen.</p> <p>4 Für die Ermittlung und Zuordnung des Entgelts für Elektrizitätslieferungen in der Grundversorgung ist Absatz 3 sinngemäss anzuwenden, wobei die Verteilnetzbetreiber nur die Elektrizitätsbezüge der Endverbraucher mit Grundversorgung berücksichtigen.</p> <p>5 Die Erhebung des Messentgelts richtet sich nach den Bestimmungen über das Messwesen.</p>		
	<p>Art. 19h Reduktion des Netznutzungstarifs</p> <p>1 Der Abschlag auf dem Netznutzungstarif, den die Teilnehmer der Gemeinschaft für den Bezug von selbst erzeugter Elektrizität beanspruchen können (Art. 17e Abs. 3 StromVG), beträgt 30 Prozent ihres Standardtarifs (Art. 18 Abs. 3 StromVV).</p> <p>2 Zum Abschlag berechtigt ist die jeweils kleinere Elektrizitätsmenge gemäss Artikel 19g Absatz 3 Buchstabe b.</p>	<p>1 Der Abschlag auf dem Netznutzungstarif, den die Teilnehmer der Gemeinschaft für den Bezug von selbst erzeugter Elektrizität beanspruchen können (Art. 17e Abs. 3 StromVG), beträgt 30 Prozent auf die Arbeitskomponente Standardtarifs (Art. 18 Abs. 3 StromVV).</p> <p>2 Zum Abschlag berechtigt ist die <u>selbst erzeugte und in der Gemeinschaft abgesetzte jeweils kleinere</u> Elektrizitätsmenge gemäss Artikel 19g Absatz 3 Buchstabe b.</p>	<p>Abs. 1: Der Abschlag soll auf dem vom Endverbraucher gewählten resp. dem gegebenen Netznutzungstarif basieren.</p> <p>Die Abschläge erscheinen aufgrund der geringen Auswirkungen der Gründung einer LEG auf die verursachten Netzkosten angemessen und sollten auf keinen Fall erhöht werden.</p> <p>Im Erläuterungsbericht zum Kapitel zur Rückerstattung des Netznutzungsentgelts hat der Bundesrat richtigerweise festgehalten, dass der Leistungstarif für die Vergütung der Anschlusskapazität dient. Da diese Kapazität bei einer Rückspeisung nicht entfällt, ist keine Rückerstattung erforderlich. Analoges gilt für die Grundpreise, die die strukturellen Netzkosten abdecken. Die Rückerstattung sollte sich somit auf die Arbeitskomponente des Tarifs beschränken. Die gleichen Grundsätze gelten auch für den Austausch des Stroms innerhalb einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft. Weder die Anschlussleistung noch die Systemkosten werden durch den Bezug von selbst erzeugter Elektrizität reduziert. Somit sollte den Teilnehmern auch kein Abschlag auf Leistungskomponente, Grundtarif und Blindenergie zustehen.</p> <p>Abs. 2: Präzisierung</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>3 Kann die 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 15 Prozent.</p> <p>4 Ohne Abschlag in Rechnung zu stellen sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Kosten von Systemdienstleistungen; b. die Kosten für die Stromreserve; c. der Netzzuschlag nach Artikel 35 EnG; d. Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen. 	<p>3 Kann die 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 <u>auf die Arbeitskomponente</u> für alle Endverbraucher der Gemeinschaft auf 15 Prozent.</p> <p><u>e. der Messtarif</u> <u>f. die Kosten für die Datenplattform</u></p>	<p>Abs. 4 Bst. e und f: Der Messtarif und die Kosten für die Datenplattform sind per Definition kein Netznutzungstarif.</p>
		<p><u>Art. 19i (neu) Umsetzung</u></p> <p><u>Die Netzbetreiber legen in transparenten und diskriminierungsfreien Richtlinien Regeln für die Umsetzung der lokalen Elektrizitätsgemeinschaften fest. Ausgenommen davon sind die Regelungen gemäss Art. 19f. Dabei arbeiten sie mit den betroffenen Kreisen zusammen.</u></p>	<p>Um Klarheit zu schaffen und um dem subsidiären Ansatz Rechnung zu tragen, werden die Regeln in transparenten und diskriminierungsfreien Richtlinien festgelegt. Davon ausgenommen sind Bestimmungen gemäss Art. 19f, weil diese Bestimmungen nicht die VNB, sondern das Verhältnis innerhalb der LEG betreffen.</p>
4. Kapitel: Systemdienstleistungen und Bilanzgruppen			
<p>Art. 22 Systemdienstleistungen</p> <p>1 Die nationale Netzgesellschaft beschafft die Systemdienstleistungen in einem marktorientierten, diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren, sofern sie diese nicht selber erbringt.</p> <p>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.</p>	<p>Art. 22 Abs. 3, 4 und 5</p> <p><i>Aufgehoben</i></p>		

Verordnungen Stromgesetz – StromVV

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>3 Die Netzverstärkungen, die notwendig werden zur Einspeisung von elektrischer Energie aus Anlagen nach den Artikeln 15 und 19 EnG, sind Teil der Systemdienstleistungen der nationalen Netzgesellschaft.</p> <p>4 Vergütungen für notwendige Netzverstärkungen nach Absatz 3 und Artikel 71a Absatz 4 EnG bedürfen einer Bewilligung der ElCom.</p> <p>5 Die nationale Netzgesellschaft vergütet dem Netzbetreiber gestützt auf die Bewilligung der ElCom die Kosten für die notwendigen Netzverstärkungen nach Absatz 3 und Artikel 71a Absatz 4 EnG.</p> <p>6 Sie erstattet der ElCom jährlich Bericht über die tatsächliche Erbringung und Anlastung der Kosten der Systemdienstleistungen.</p>			
	<p><i>Gliederungstitel vor Art. 26d</i></p> <p>4c. Kapitel: Veröffentlichung von Qualitäts- und Effizienzvergleichen</p>		
	<p>Art. 26d</p> <p>1 Die ElCom sorgt für die Vergleichbarkeit der Ergebnisse in den Bereichen nach Artikel 22a StromVG.</p> <p>2 Sie veröffentlicht die Ergebnisse ihrer Qualitäts- und Effizienzvergleiche jährlich auf ihrer Webseite.</p> <p>3 Für die Evaluation der Ergebnisse der ElCom beim Netzkostenvergleich kann das BFE statistisch-ökonomische Methoden verwenden. Die ElCom stellt dem BFE auf Anfrage alle Auskünfte und Unterlagen zur Verfügung, die es für die Erfüllung der Evaluation braucht.</p>	<p>3 <i>Streichen</i></p>	<p>Abs. 3: Siehe auch Art. 19.</p> <p>Gemäss Art. 22a Absatz 4 StromVG hat das BFE den Auftrag, alle vier Jahre Vergleiche nach Art. 22a Abs.2 StromVG zu evaluieren. Es fehlen gesetzliche Bestimmungen, die der ElCom erlauben würden, dem BFE Auskünfte und Unterlagen zu Vergleichen nach Art. 22a Abs.2 StromVG zu liefern. Auch der Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom Juni 2021 kann nicht entnommen werden, dass der Gesetzgeber die Absicht hatte, dem BFE Kompetenzen zur Evaluation der Ergebnisse der ElCom zu übertragen.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
5. Kapitel: Schlussbestimmungen 1. Abschnitt: Vollzug			
Art. 27 1 Das BFE vollzieht die Verordnung, soweit der Vollzug nicht einer anderen Behörde zugewiesen ist. 2 Es erlässt die notwendigen technischen und administrativen Vorschriften. 3 Es erstattet dem Bundesrat regelmässig, erstmals spätestens vier Jahre nach Inkrafttreten der Verordnung, Bericht über die Zweckmässigkeit, Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit der Massnahmen des StromVG und der Verordnung. 4 Die Netzbetreiber konsultieren vor dem Erlass von Richtlinien nach Artikel 3 Absätze 1 und 2, 7 Absatz 2, 8 Absatz 2, 8b, 12 Absatz 2, 13 Absatz 1, 17 und 23 Absatz 2 insbesondere die Vertreter der Endverbraucher und der Erzeuger. Sie veröffentlichen die Richtlinien über eine einzige frei zugängliche Adresse im Internet. Können sich die Netzbetreiber nicht innert nützlicher Frist auf diese Richtlinien einigen oder sind diese nicht sachgerecht, so kann das BFE in diesen Bereichen Ausführungsbestimmungen erlassen. 5 Für den Beizug von privaten Organisationen gilt Artikel 67 EnG sinngemäss.	Art. 27 Abs. 4 4 Die Netzbetreiber konsultieren vor dem Erlass von Richtlinien nach Artikel 3 Absatz 1, 7 Absatz 2, 8a Absatz 2, 8a ^{bis} Absatz 4, 8b, 8e Absatz 1, 12 Absatz 2, 13 Absatz 1, 17, 18g, 19d, Absatz 6 und 23 Absatz 2 insbesondere die Vertreter der Endverbraucher und der Erzeuger. Sie veröffentlichen die Richtlinien über eine einzige frei zugängliche Adresse im Internet. Können sich die Netzbetreiber nicht innert nützlicher Frist auf diese Richtlinien einigen oder sind diese nicht sachgerecht, so kann das BFE in diesen Bereichen Ausführungsbestimmungen erlassen.	4 Die Netzbetreiber konsultieren vor dem Erlass von Richtlinien nach Artikel 3 Absatz 1, 7 Absatz 2, 8a Absatz 2, 8a ^{bis} Absatz 4, 8b, 8e Absatz 1, 8h Absatz 3, 12 Absatz 2, 13 Absatz 1, <u>16 Absatz 1^{bis}</u> , 17, 18 Absatz 2 Buchstabe b, 18g, 19d, Absatz 6 19i und 23 Absatz 2 insbesondere die Vertreter der Endverbraucher und der Erzeuger. Sie veröffentlichen die Richtlinien über eine einzige frei zugängliche Adresse im Internet. Können sich die Netzbetreiber nicht innert nützlicher Frist auf diese Richtlinien einigen oder sind diese nicht sachgerecht, so kann das BFE in diesen Bereichen Ausführungsbestimmungen erlassen.	Abs. 4: Die Erarbeitung von Richtlinien unter Einbezug der Betroffenen ist für das Einspeisemanagement bereits in Art. 19d geregelt und kann hier daher gestrichen werden. Die «Androhung» sollte gestrichen werden. Die Branche nimmt den Auftrag/Verpflichtung ernst und wird die Richtlinien erstellen. Es wäre zu hinterfragen, ob das BFE über die genügende Praxiskenntnis und Expertise verfügt, um Richtlinien zu erarbeiten, die praktikabel und einheitlich sind und bei deren Umsetzung der administrative Aufwand möglichst gering anfallen würde.
4a. Abschnitt: Übergangsbestimmung zur Änderung vom 1. November 2017			
Art. 31f Einsatz intelligenter Steuer- und Regelsysteme für den Netzbetrieb Hat der Netzbetreiber bei Endverbrauchern vor Inkrafttreten der Änderung vom 1. November 2017 intelligente Steuer- und Regelsysteme installiert und eingesetzt, so darf er diese wie bisher so lange einsetzen, bis der Endverbraucher den Einsatz ausdrücklich un-	Art. 31f <i>Aufgehoben</i>	Aufhebung erst per 1.1.2026	Für die Einführung des Opt-outs für bestehenden Flexibilitäten ist eine Übergangsfrist nötig S. Antrag zu Art. 31n

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
tersagt. Nicht untersagen kann der Endverbraucher den Einsatz nach Artikel 8c Absatz 6.			
	<i>Gliederungstitel vor Art. 31n</i> 4e. Abschnitt Übergangsbestimmung zur Änderung vom ...		
	<p>Art. 31n</p> <p>1 Die Bestimmungen zum Absatz bestimmter Mindestanteile an Elektrizität aus erneuerbaren Energien in der Grundversorgung (Art. 4a) gelten erstmals für das Tarifjahr 2026.</p> <p>2 Die Bestimmungen zum Standardstromprodukt (Art. 4b) gelten erstmals für das Tarifjahr 2028.</p> <p>3 Die Sicherstellung von bestimmten Elektrizitätsmengen gemäss Artikel 4c Absatz 2 ist erstmals am 31. August des Tarifjahrs 2026 geboten.</p>	<p>1 Die Bestimmungen zum Absatz bestimmter Mindestanteile an Elektrizität aus erneuerbaren Energien in der Grundversorgung (Art. 4a) gelten erstmals für das Tarifjahr 2026. <u>Im Tarifjahr 2026 kann ausnahmsweise vom Mindestanteil von 20% gemäss Art. 4a Abs. 3 abgewichen werden.</u></p> <p>3 Die Sicherstellung von bestimmten Elektrizitätsmengen gemäss Artikel 4c Absatz 2 ist erstmals am 31. August des <u>Jahres Tarifjahrs</u> 2026 geboten.</p> <p><u>3^{bis} (neu) Die Vorgaben nach Art. 7 Abs. 3 Bst. f und h, Art. 7a, Art. 7b, Art. 8-8i, Art. 13-13f, Art. 15 Abs. 2 Bst. b und 3, Art. 16 Abs. 1 und 1^{bis}, Art. 17 Abs. 2, Art. 18-18g, Art. 19c, Art. 19e-19h sind erstmals für das Tarifjahr anwendbar, das auf das Inkrafttreten der Änderung des Stromversorgungsgesetzes vom 29. September 2023 folgt. Ist der Erlass einer Richtlinie vorgesehen, dann findet der Artikel erst mit Veröffentlichung der Richtlinie Anwendung. Die Frist zur Erstel-</u></p>	<p>Abs. 1: Die Fristen sind generell sehr knapp. Für die 20% heimische erneuerbare Produktion (physisch) ist die Übergangsbestimmung zu kurz, falls bestehende Verträge existieren:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Die finale Verordnung ist erst Ende 2024 bekannt und wird am 1.1.2025 in Kraft gesetzt. - Unternehmen, welche langfristig beschaffen, haben dann schon grosse Mengen an Energie beschafft. - Die schon abgeschlossenen Verträge sollen Gültigkeit behalten (bestehende Dreijahresverträge) / Bestandsschutz. <p>Abs. 3: Um Missverständnisse zu vermeiden, ist «Jahr» statt «Tarifjahr» zu schreiben (Präzisierung). Verständnis VSE ist, dass am 31.08.2026 75% der Energie für das Jahr 2027, 50% der Energie für das Jahr 2028 usw. beschafft ist.</p> <p>Abs. 3^{bis}: Das Jahr 2025 gilt als Übergangsjahr, nicht nur für die Tarife, sondern auch für die Messkosten und die Netzkosten. Dafür muss eine separate Übergangsbestimmung in einem zusätzlichen Absatz eingeführt werden.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Die Bestimmung zur Rechnungsstellung (Art. 7a und 7b) gelten erstmals für das Tarifjahr 2026, bzw. erst wenn die Kosten zur Datenplattform erstmals publiziert werden. • Die Bestimmung zu den Messtarifen (Art. 8) gelten erstmals für das Tarifjahr 2026.

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>4 Das Gesuch nach Artikel 8f Absatz 1 muss innerhalb von neun Monaten nach Inkrafttreten der Änderung vom ... eingereicht werden.</p> <p>5 Die Netzverstärkungskosten werden gestützt auf das bisherige Recht vergütet, sofern der Netzbetreiber das technische Anschlussgesuch (TAG) genehmigt hat oder der Netzananschlussvertrag bereits vor Inkrafttreten der Artikel 13 und 13f abgeschlossen wurde.</p> <p>6 Erzeugungsbedingte Netzverstärkungen und Verstärkungen von Anschlussleitungen werden nach altem Recht vergütet, wenn vor Inkrafttreten der Änderung vom ... das</p> <p>a. technische Anschlussgesuch vom Netzbetreiber angenommen wurde; oder</p> <p>b. der Netzananschlussvertrag abgeschlossen wurde.</p>	<p><u>lung der Richtlinie in Art. 27 ist dabei zu beachten.</u></p>	<ul style="list-style-type: none"> Die Bestimmungen zu den Grundsätzen für die Netznutzungstarife aller Netzebenen (Art. 18) gelten erstmals für das Tarifjahr 2026. Die Bestimmungen zu den Netznutzungstarifen der Niederspannungsebenen (Art. 18a) gelten erstmals für das Tarifjahr 2026. Die Bestimmungen zur Rückerstattung des Netznutzungsentgelts (Art. 18d&e) gelten erstmals für das Tarifjahr 2026. Die Bestimmungen zur Inanspruchnahme bestehender Flexibilität gelten erstmals für das Tarifjahr 2026 Die Bestimmungen des Abschnittes 3c betr. LEG gelten erstmals für das Tarifjahr 2026. <p>Bis zum Inkrafttreten der Verordnungen müssen auch Richtlinien neu erarbeitet werden.</p>
	<p>Anhang 1a Stammdaten Als Stammdaten gelten:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. die Messpunktnummer; 2. die Messmethode am Messpunkt; 3. die Abrechnungsart am Messpunkt; 	<p><i>Streichen</i></p>	<p>Eine Vielzahl der in Anhang 1a gelisteten Stammdaten werden von den VNB nicht oder nicht nach einheitlicher Vorgabe erfasst. Dazu gehören:</p> <ul style="list-style-type: none"> Die Anschlussleistung am Messpunkt in kVA Der Anschluss einer Ladestation für Elektro-

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>4. die Ablesefrequenz am Messpunkt; 5. der Verteilnetzbetreiber; 6. der Energielieferant; 7. der Bilanzgruppenverantwortliche; 8. der Systemdienstleistungsverantwortliche; 9. das Vorliegen von Eigenverbrauch nach Artikel 16 EnG; 10. die Teilnahme an einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch nach Artikel 17 EnG; 11. die Teilnahme an einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft nach Artikel 17d und 17e StromVG; 12. die Anschlussleistung am Messpunkt in kVA; 13. der Anschluss einer Ladestation für Elektrofahrzeuge und die Anschlussleistung in kVA; 14. der Anschluss einer Wärmepumpe und die Anschlussleistung in kVA; 15. der Anschluss einer Erzeugungsanlage und: 15.1. die Erzeugungstechnologie; 15.2. die Anlagenleistung; 15.3. das Datum der Inbetriebnahme; 16. das Vorliegen einer Registrierung der Erzeugungsanlage nach Artikel 2 Absatz 1 EnV; 17. der Anschluss eines Elektrizitätsspeichers und die Anschlussleistung in kVA; 18. die Postleitzahl; 19. die Gemeinde; 20. der Gebäudeidentifikator nach Artikel 8 Absatz 2 Buchstabe a der Verordnung vom 9. Juni 2017 über das eidgenössische Gebäude- und Wohnungsregister (VGWR); 21. der eidgenössische Wohnungsidentifikator nach Artikel 8 Absatz 3 Buchstabe a VGWR; 22. die Wirtschaftsklasse gemäss der Allgemeinen Systematik der Wirtschaftszweige.</p>		<p>fahrzeuge -> der VNB interessiert die vorhandene Ladeinfrastruktur und nicht die einzelne Ladestation</p> <ul style="list-style-type: none"> • die Wirtschaftsklasse gemäss der Allgemeinen Systematik der Wirtschaftszweige • Gebäude Identifikator und Wohnungs-Identifikator (ein grosser Teil der EW, insb. kleinere, führen diese nicht. Zusätzlich auch Kollision mit Datenschutz, keine Anonymisierung) <p>Allgemein: Viele Attribute sind nicht Messpunktbezogen, sondern Kunden- oder Anschlussbezogen. Das passt nur für Einfamilienhäuser.</p> <p>Die Anwendungsfälle und die Ziele, die mit diesen Daten verfolgt werden, sollten gemeinsam noch besser erörtert werden. Dabei ist insbesondere auf die Vereinbarkeit mit dem Datenschutzgesetz, den Schutz der Privatsphäre und den sparsamen Umgang mit Daten zu achten. Der Umgang mit Lastgangdaten ist zudem in Art. 8d StromVV bereits geregelt.</p> <p>Infolge der absehbaren dynamischen Entwicklungen sollen die Stammdaten nicht in einem Anhang zur Verordnung, sondern subsidiär im VSE-Branchen-Datenmodell für VNB definiert und laufend entlang der Bedürfnisse und Möglichkeiten weiterentwickelt werden.</p>

Energieförderungsverordnung EnFV

28.5.2024

Exkurs: Solar-Express

Planungs- und Investitionssicherheit für alpine Solaranlagen:

- Der Solar-Express enthält sehr ambitionierte Anforderungen an die Fristen. In der Nationalrats-Debatte vom 21.12.2023 zum Beschleunigungserlass hat BR Rösti eine Verordnungsanpassung in Aussicht gestellt, mit der die Förderung der speziell teuren alpinen Anlagen für die Zeit nach 2025 erreicht werden kann. Die Anpassung solle eine Erhöhung des Höhenbonus bei den gewöhnlichen Einmalvergütungen vorsehen, sodass die gleiche Vergütung, wie sie gemäss «Solar-Express» möglich ist, auch längerfristig möglich sein wird.
- Aufgrund umfangreicher Investitionen ist für die alpinen Solaranlagen die Planungs- und Investitionssicherheit von entscheidender Bedeutung. Um diese für die Projektanten zu erhöhen, ist die von BR Rösti angesprochene Anpassung der Verordnung dringend notwendig und möglichst sofort in Angriff zu nehmen, denn die eng getakteten Projektzeitpläne erfordern zum Beispiel für einen Baustart im Frühling 2025 in Kürze definitive Materialbestellungen.
- Im Weiteren ist davon auszugehen, dass es ohne gesicherte wirtschaftliche Perspektive mangels ausreichender Förderung schwieriger sein wird, die Bevölkerung in einer Gemeindeversammlung vom Projekt zu überzeugen.

Spezialauktion: Es ist die Einführung einer Spezialauktion für alpine Solaranlagen zu prüfen anstelle des Höhenbonus. Eine solche Auktion scheint einfacher umsetzbar zu sein. Die Gebotsrunden müssten mit genügend zeitlichem Vorlauf bekannt gegeben werden, damit die Projektanten genügend Zeit haben, sich vorzubereiten.

Alternativ ist der Höhenbonus anzupassen: Der Höhenbonus ist den heutigen Anforderungen anzupassen. Der VSE hatte schon in seiner Stellungnahme (Juli 2022) einen speziellen Höhenbonus gefordert. Der geltende Höhenbonus wurde vor seiner Einführung nicht vernehmlasst und der Erläuterungsbericht vom November 2022 liefert nur wenig sachlich begründete Informationen zur Festlegung der bestehenden Grenze von 1500 m. ü. M. gemäss Art. 38 Abs. 1^{quater} EnFV. Im Fokus der Förderung steht die Winterstromproduktion, weshalb das Kriterium nicht direkt an eine willkürliche Höhengrenze geknüpft sein soll, sondern analog zum Art. 71a Abs. 2 Bst. b EnG an die Winterstromproduktion. Demnach könnte für den Anspruch des Bonus das Kriterium der Grenze von 1500 m. ü. M. durch 500 kWh Winterstromproduktion pro 1 kW installierter Leistung ersetzt werden.

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
1. Kapitel: Allgemeine Bestimmungen			
Art. 2 Begriffe In dieser Verordnung bedeuten: a. Hybridanlage: Anlage, die mehrere erneuerbare Energieträger zur Elektrizitätsproduktion nutzt;	Art. 2 Bst. g In dieser Verordnung bedeuten:		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>b. Biomasse: sämtliches durch Photosynthese direkt oder indirekt erzeugtes organisches Material, das nicht über geologische Prozesse verändert wurde; dazu gehören auch sämtliche Folge- und Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle, deren Energiegehalt aus der Biomasse stammt;</p> <p>c. biogenes Gas: aus Biomasse hergestelltes Gas;</p> <p>d. Nettoproduktion: Elektrizitätsmenge nach Artikel 11 Absatz 2 der Energieverordnung vom 1. November 2017 (EnV);</p> <p>e. Abwärme: nach dem Stand der Technik nicht vermeidbare Wärmeverluste, die aus Energieumwandlungsprozessen oder aus chemischen Prozessen, beispielsweise in Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA), entstehen, ausgenommen Heizwärme aus Anlagen, welche die gekoppelte Produktion von elektrischer und thermischer Energie als primäre und gleichrangige Ziele haben;</p> <p>f. Wärme-Kraft-Kopplung (WKK): gleichzeitige Bereitstellung von Kraft und Wärme aus dem Umwandlungsprozess von Brennstoff in Gasturbinen, Dampfturbinen, Verbrennungsmotoren, anderen thermischen Anlagen und Brennstoffzellen.</p>	<p>g. steuerbare Wasserkraftanlage: Wasserkraftanlage die eine Flexibilität von mindestens sechs Volllaststunden aufweist.</p>	<p>g. steuerbare Wasserkraftanlage: Wasserkraftanlage die <u>bei Bedarf beziehungsweise bei Belieben eine Flexibilität von mindestens sechs Stunden am Stück auf Volllast betrieben werden kann</u> Volllaststunden aufweist.</p>	<p>Bst. g: Der Wortlaut ist nicht eindeutig. Er könnte auch bedeuten, dass eine Abregelung im Umfang von sechs Volllaststunden als steuerbar zu verstehen ist. Der Erläuterungsbericht ist insoweit aber klar, da er von der Möglichkeit spricht, die Anlage bei Bedarf bzw. bei Belieben sechs Stunden auf Volllast betreiben zu können. Der Verordnungstext sollte daher entsprechend präzisiert werden.</p>
<p>Art. 3 Neuanlagen</p> <p>1 Als Neuanlagen gelten:</p> <p>a. bei Wasserkraftanlagen: Anlagen, die ein hydraulisches Potenzial erstmals nutzen;</p>	<p>Art. 3 Abs. 2^{bis}</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>b. bei den übrigen Technologien: Anlagen, die erstmals an einem Standort erstellt werden.</p> <p>2 Als Neuanlage gilt ebenfalls eine Anlage, die eine bestehende Anlage komplett ersetzt. Ausgenommen davon sind Wasserkraftanlagen.</p> <p>3 Den Entscheid darüber, ob eine Neuanlage vorliegt oder nicht, trifft die Vollzugsstelle in Absprache mit dem Bundesamt für Energie (BFE).</p>	<p>2^{bis} Eine Windenergieanlage gilt als komplett ersetzt, wenn mindestens der Rotor, die Konversionseinrichtung und der Turm ersetzt werden.</p>		
<p>Art. 4 Anlagenleistung</p> <p>Die Leistung einer Anlage bestimmt sich nach Artikel 13 EnV.</p>	<p>Art. 4 Abs. 2</p> <p>2 Bei Holzkraftwerken bestimmt sich die Leistung nach der vom Hersteller in der Liefervereinbarung genannten Leistung. Ist die Leistung unklar, wird sie von der Vollzugsstelle in Absprache mit dem BFE unter Berücksichtigung aller Anlagenkomponenten festgelegt.</p>		
<p>Art. 8 (Aufgehoben)</p>	<p>Art. 8 Ausübung des Wahlrechts nach Artikel 29b EnG</p> <p>1 Steht dem Betreiber einer Anlage gestützt auf Artikel 29b EnG das Recht zu, zwischen der Teilnahme am System der gleitenden Marktprämie und einem Investitionsbeitrag zu wählen, so ist dieses Recht wie folgt auszuüben:</p> <p>a. bei Wasserkraftanlagen: spätestens 30 Tage ab Erhalt der Mitteilung der voraussichtlichen Höhe des Vergütungssatzes und des Investitionsbeitrags (Art. 30b^{quinquies});</p> <p>b. bei Photovoltaikanlagen: mit der Einreichung eines Gebots;</p>	<p>a. bei Wasserkraftanlagen: spätestens 60 Tage <u>30 Tage</u> ab Erhalt der Mitteilung der voraussichtlichen Höhe des Vergütungssatzes und des Investitionsbeitrags (Art. 30b^{quinquies});</p> <p>b. bei Photovoltaikanlagen: mit der Einreichung eines Gebots, <u>wobei die Wahl keine bindende Wirkung für zukünftige Ausschreibungen hat, falls der Betreiber</u></p>	<p>Abs. 1 Bst. a: Eine Frist von 60 Tagen ist realistischer und näher an der tatsächlichen Dauer für einen solchen Investitionsentscheid.</p> <p>Abs. 1 Bst. b: Damit wird klargestellt, dass der Wahl keine bindende Wirkung für zukünftige Ausschreibungen zukommt, falls der Betreiber bei der Ausschreibung keinen Zuschlag erhält.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>c. bei Wind- und Biomasseanlagen: mit der Einreichung des Gesuchs.</p> <p>2 Die für eine Anlage getroffene Wahl gilt auch für weitere erhebliche Erneuerungen oder Erweiterungen dieser Anlage.</p>	<p><u>ber keinen Zuschlag erhalten sollte;</u></p>	<p>ten hat.</p>
<p>2. Kapitel: Einspeisevergütungssystem</p> <p>2. Abschnitt: Direktvermarktung und Einspeisung zum Referenz-Marktpreis</p>			
<p>Art. 15 Referenz-Marktpreis</p> <p>1 Der Referenz-Marktpreis für Elektrizität aus Photovoltaik-, Wasserkraft-, Biomasse-, Windkraft- und Geothermieanlagen entspricht dem Durchschnitt der Preise, die an der Strombörse jeweils für den Folgetag für das Marktgebiet Schweiz festgesetzt werden, gewichtet nach der tatsächlichen viertelstündlichen Einspeisung der lastganggemessenen Anlagen der jeweiligen Technologie.</p> <p>2 Für Anlagen, deren Produktion monatlich gemeldet wird, gilt der monatliche Durchschnitt.</p> <p>3 Für Anlagen, deren Produktion vierteljährlich gemeldet wird, gilt der vierteljährliche Durchschnitt.</p> <p>4 Das BFE berechnet und veröffentlicht die Referenz-Marktpreise vierteljährlich.</p>		<p>4 Das BFE berechnet und veröffentlicht die Referenz-Marktpreise <u>nach Absatz 2 monatlich und nach Absatz 3 vierteljährlich.</u></p>	<p>Abs. 4: Um die Abrechnungsprozesse der Unternehmen effizienter zu gestalten und die Planbarkeit der Unternehmen zu erhöhen, sind die Referenz-Marktpreise möglichst frühzeitig zu veröffentlichen. Für das BFE dürfte der Mehraufwand sehr gering ausfallen, weil der Referenz-Marktpreis für Anlagen nach Abs. 2 ohnehin dem volumengewichteten durchschnittlichen Day-Ahead-Preis pro Monat entspricht. Lediglich die tatsächliche Ausführung der Berechnung und Publikation erfolgt bisher vierteljährlich.</p>
<p>2. Kapitel: Einspeisevergütungssystem</p> <p>4. Abschnitt: Gesuchsverfahren</p>			

[illegible]

Verordnungen Stromgesetz – EnFV

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>6 Reicht der Betreiber die für die Auszahlungen nach Absatz 1 notwendigen Informationen nicht vollständig und fristgerecht ein oder anerkennt er die vom BFE genehmigten Richtlinien der Bilanzgruppe für erneuerbare Energien nicht, so entfällt der Anspruch auf Vergütung, bis diese Informationen oder die Anerkennung vorliegen.</p> <p>7 Bezieht eine Anlage mehr Elektrizität aus dem Netz, als sie einspeist, so stellt die Vollzugsstelle in Rechnung:</p> <ol style="list-style-type: none"> Betreibern von Anlagen in der Direktvermarktung: die Einspeiseprämie; Betreibern, die die Elektrizität zum Referenz-Marktpreis einspeisen: die Einspeiseprämie und den Referenz-Marktpreis. 			
<p>Art. 26 Bewirtschaftungsentgelt</p> <p>1 Produzenten in der Direktvermarktung erhalten von der Vollzugsstelle pro kWh eingespeiste Elektrizität vierteljährlich ein Bewirtschaftungsentgelt, das sich aus einem fixen Anteil für die Vermarktungskosten und einem variablen Anteil für die Ausgleichsenergiekosten zusammensetzt.</p> <p>2 Die Höhe des fixen Anteils für die Vermarktungskosten beträgt für alle Technologien 0,11 Rp./kWh.</p> <p>3 Der variable Anteil für die Ausgleichsenergiekosten berechnet sich als Produkt aus:</p> <ol style="list-style-type: none"> dem Verhältnis des Durchschnitts der Ausgleichsenergiepreise für einen Monat zum Durchschnitt der Ausgleichsenergiepreise der Jahre 2013–2015; und dem Basisbetrag nach Absatz 4. <p>4 Der Basisbetrag entspricht:</p> <ol style="list-style-type: none"> bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen: 0,44 Rp./kWh; bei Wasserkraftanlagen: 0,17 Rp./kWh; bei KVA: 0,05 Rp./kWh; bei den übrigen Biomasseanlagen: 0,17 Rp./kWh. 	<p>Art. 26 Abs. 4</p> <p>4 Der Basisbetrag entspricht:</p> <ol style="list-style-type: none"> bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen: 0,22 Rp./kWh; bei Wasserkraftanlagen: 0,09 Rp./kWh; bei KVA: 0,03 Rp./kWh; bei den übrigen Biomasseanlagen: 0,09 Rp./kWh. 	<p>4 <i>gem. geltendem Recht</i></p>	<p>Abs. 4: Das aktuelle Bewirtschaftungsentgelt ist angemessen. Der Basisbetrag soll nun halbiert werden. Die Begründung ist nicht nachvollziehbar. Es fehlen auch noch die Erfahrungswerte, weil die Berechnung des Bewirtschaftungsentgelts erst vor einem Jahr (01.04.2023) geändert wurde.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
		<p>5 (neu) Die Vollzugsstelle veröffentlicht das Bewirtschaftungsentgelt monatlich.</p>	<p>Die Gründe für die Anpassung des Bewirtschaftungsentgelts bleiben unklar. Am 1. Juli 2023, hat bereits eine Angleichung des Bewirtschaftungsentgelts an die Marktpreise (Ausgleichsenergie-Preise) stattgefunden. Eine Modifikation durch den Mantelerlass stellt eine erhebliche Belastung dar.</p> <p>Es fehlt an einer transparenten Begründung für diese Anpassungen, die zudem auch Anpassungen bestehender Verträge bedingen sowie die weitere Marktentwicklung für Erneuerbare Energien (EE) behindern.</p> <p>Die angesprochenen Fortschritte der Prognose («Künstliche Intelligenz») können wir nicht nachvollziehen. Bei den Wettermodellen sind schon lange Ansätze von künstlicher Intelligenz im Einsatz, aber trotzdem sind sie in etlichen Fällen in der nötigen Granularität (zeitlich und örtlich) nur bedingt brauchbar. Genau in den Fällen, bei denen die Wetterprognose nicht zutrifft, entstehen auch hohe Ausgleichsenergiekosten.</p> <p>Das erwähnte Beispiel der BG-EE (Bilanzgruppe EE) ist aus unserer Sicht wenig aussagekräftig und reflektiert nicht die tatsächliche Marktentwicklung, da nach Einführung der Direktvermarktung eine Umstrukturierung innerhalb der BG-EE stattgefunden hat.</p> <p>Die Prognosegüte selbst ist zudem auch nicht alleinig ausschlaggebend für die Vermarktungskosten, da auch weitere Marktentwicklungen die Ausgleichsenergiepreise treiben und die Vermarktung belasten.</p> <p>Zusammenfassend entspricht eine Reduktion des variablen Anteils des Bewirtschaftungsentgelts nicht den Markterfordernissen und den Interessen eines EE-Ausbaus sowie der EE-Vermarktung.</p> <p>Abs 5: Ab der Produktionsperiode Q2/2023 wird das Bewirtschaftungsentgelt monatlich festgelegt aber nur vierteljährlich publiziert. Ein Angleich der Publikations- an die Berechnungsperiodizität ist deshalb wünschenswert.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p><i>Gliederungstitel nach Art. 30</i></p> <p>2a. Kapitel: Gleitende Marktprämie</p> <p>1. Abschnitt: Allgemeine Bestimmungen</p>		
	<p>Art. 30a Allgemeine Anforderungen</p> <p>Für die Anschlussbedingungen und die zu vergütende Elektrizität gelten die Artikel 10 und 11 EnV sinngemäss auch für Betreiber von Anlagen im System der gleitenden Marktprämie.</p>		
	<p>Art. 30a^{bis} Nachträgliche Erweiterungen oder Erneuerungen</p> <p>1 Der Betreiber einer Anlage, für die er eine gleitende Marktprämie erhält, hat der zuständigen Behörde Erweiterungen oder Erneuerungen mindestens einen Monat vor der Inbetriebnahme zu melden. Er hat alle Änderungen anzugeben, die an der bisherigen Anlage im Zusammenhang mit dieser Erweiterung oder Erneuerung vorgenommen werden sollen.</p> <p>2 Die Vergütungsdauer wird durch eine nachträgliche Erweiterung oder Erneuerung nicht verlängert.</p> <p>3 Der Anteil der mit der gleitenden Marktprämie zu vergütenden Elektrizität wird nach einer nachträglichen Erweiterung oder Erneuerung überprüft und den neuen Verhältnissen angepasst.</p> <p>4 Erfolgt die Meldung nach Absatz 1 nicht oder nicht fristgerecht, so hat der Betreiber der Vollzugsstelle oder dem BFE die Differenz zwischen der erhaltenen Vergütung und der Vergütung, die ihm gestützt auf die Anpassung nach Absatz 3 zusteht, ohne Zins zurückzuerstatten.</p>		
	<p>Art. 30a^{ter} Folgen des Nichteinhaltens von Anspruchsvoraussetzungen oder Mindestanforderungen</p> <p>1 Werden Anspruchsvoraussetzungen oder Mindestanforderungen nicht eingehalten,</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>so besteht für die Dauer der Nichteinhaltung kein Anspruch auf die gleitende Marktprämie. Ist eine Beurteilungsperiode vorgesehen, so entfällt der Anspruch auf die gleitende Marktprämie rückwirkend für die gesamte Periode. Die zu viel erhaltene Vergütung ist zurückzuerstatten. Sie kann mit künftigen Leistungen verrechnet werden.</p> <p>2 Werden sämtliche Anspruchsvoraussetzungen und Mindestanforderungen wieder eingehalten, so besteht ab diesem Zeitpunkt wieder Anspruch auf die gleitende Marktprämie. Ist eine Beurteilungsperiode vorgesehen, besteht der Anspruch rückwirkend für die gesamte Periode in der die Voraussetzungen wieder eingehalten wurden. All-fällige Nachzahlungen werden nicht verzinst.</p> <p>3 Liegen für das Nichteinhalten von Anspruchsvoraussetzungen oder von Mindestanforderungen Gründe vor, für die der Betreiber nicht einzustehen hat, so kann er gegenüber der zuständigen Behörde darlegen, mit welchen Massnahmen er erreichen will, dass sie wieder eingehalten werden. Die zuständige Behörde kann ihm eine angemessene Frist für die Umsetzung dieser Massnahmen einräumen und Auflagen machen. Bis zum Ablauf dieser Frist bleibt der Anspruch auf die gleitende Marktprämie bestehen, sofern allfällige Auflagen erfüllt werden.</p> <p>4 Werden nach Ablauf der Frist weiterhin nicht sämtliche Anspruchsvoraussetzungen und Mindestanforderungen eingehalten, so entfällt der Anspruch auf die gleitende Marktprämie mit Ablauf der Frist</p>		
	<p>Art. 30a^{quater} Ausschluss und Austritt aus dem System der gleitenden Marktprämie</p> <p>1 Die zuständige Behörde verfügt den Ausschluss eines Betreibers aus dem System</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>der gleitenden Marktprämie, wenn Anspruchsvoraussetzungen oder Mindestanforderungen:</p> <p>a. wiederholt nicht eingehalten werden und die gleitende Marktprämie deswegen in drei Kalenderjahren in Folge nicht ausbezahlt wurde (Art. 30a^{ter} Abs. 1);</p> <p>b. nach Ablauf der Frist nach Artikel 30a-ter Absatz 3 nicht während eines ganzen Kalenderjahres eingehalten worden sind.</p> <p>2 Ein Austritt aus dem System der gleitenden Marktprämie ist nicht zulässig</p>		
	<p>Art. 30a^{quinquies} Referenz-Marktpreis</p> <p>1 Der Referenz-Marktpreis für die gleitende Marktprämie entspricht dem Referenz-Marktpreis nach Artikel 15, zuzüglich eines vierteljährlichen Durchschnittspreises von Herkunftsnachweisen, die an etablierten Handelsplattformen gehandelt werden.</p> <p>2 Das BFE berechnet und veröffentlicht die Referenz-Marktpreise sowie die Durchschnittspreise für die Herkunftsnachweise vierteljährlich.</p> <p>3 Für steuerbare Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW berechnet sich der Referenz-Marktpreis abweichend von Absatz 1 jährlich individuell für jede Anlage nach Anhang 6.1. Das BFE teilt dem betroffenen Betreiber den so berechneten jährlichen Referenz-Marktpreis mit.</p>	<p>1 Der Referenz-Marktpreis für die gleitende Marktprämie entspricht dem Referenz-Marktpreis nach Artikel 15, zuzüglich eines vierteljährlichen Durchschnittspreises von einem Pauschalbetrags für Herkunftsnachweisen, die an etablierten Handelsplattformen gehandelt werden.</p> <p>Eventualiter:</p> <p>1 Der Referenz-Marktpreis für die gleitende Marktprämie entspricht dem Referenz-Marktpreis nach Artikel 15, zuzüglich eines vierteljährlichen Durchschnittspreises Herkunftsnachweisen, die an etablierten Handelsplattformen gehandelt werden.</p> <p>2 <i>Streichen</i></p>	<p>Abs. 1 und Abs. 2: Für Herkunftsnachweise (HKN) gibt es im Gegensatz zu Strom keinen vergleichbaren Markt, da die Produkte unterschiedlich sind und HKN vor allem Over-the-counter (OTC) gehandelt werden. Daher dürfte die Festlegung eines aussagekräftigen Referenzmarktpreises schwierig sein. Daher ist eine Pauschale für die HKN einzusetzen.</p> <p>Eventualantrag: Gemäss Art. 15 EnG muss nur der angebotene «graue» Strom abgenommen und vergütet werden. Für HKN gilt die Abnahme- und Vergütungspflicht nicht. Vielmehr beruht die Abnahme und Vergütung von HKN auf einer freiwilligen vertraglichen Basis. Daher kann der Zuzug eines vierteljährlichen Durchschnittspreises gestrichen werden.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>Art. 30a^{sexies} Reduktion der gleitenden Marktprämie bei mehrwertsteuerpflichtigen Betreibern</p> <p>Die gleitende Marktprämie reduziert sich bei Betreibern, die nach den Artikeln 10–13 MWSTG steuerpflichtig sind, um den Faktor gemäss Artikel 16 Absatz 4.</p>	<p>Die gleitende Marktprämie reduziert sich bei Betreibern, die nach den Artikeln 10–13 MWSTG steuerpflichtig sind, um den Faktor gemäss Artikel 16 Absatz 4. <u>Dies gilt nicht für Technologien, bei denen der Vergütungssatz nicht durch Auktionen festgesetzt wird.</u></p>	<p>Bei dieser Bestimmung ist danach zu differenzieren, ob die Vergütungssätze für eine Technologie auf Basis einer Auktion oder im Einzelfall auf Basis der anrechenbaren Kosten festgelegt werden.</p> <p>Während bei Auktionen die Wirkung des Art 30a^{sexies} eingepreist werden kann, ist dies bei Festlegung des Vergütungssatzes im Einzelfall nicht möglich.</p> <p>Um nicht zu einem Cost-Minus-System (unvollständige Deckung der in Ansatz zu bringenden Kosten) zu gelangen, müssen entweder die Technologien, bei denen der Vergütungssatz nicht mittels Auktion bestimmt wird, aus Art. 30a^{sexies} ausgeschlossen werden oder dieser Effekt muss über die anrechenbaren Kosten ausgeglichen werden (Hinzurechnung eines Betrags in den Kosten, der Art. 30a^{sexies} ausgleicht und die effektiven Kosten deckt).</p>
	<p>Art. 30a^{septies} Vergütungsdauer und Mindestanforderungen</p> <p>1 Die Vergütungsdauer beträgt 20 Jahre.</p> <p>2 Sie beginnt mit der tatsächlichen Inbetriebnahme der Anlage, der erheblichen Erweiterung oder der erheblichen Erneuerung und kann nicht unterbrochen werden. Sie beginnt auch dann zu laufen, wenn der Betreiber für die Anlage noch keine Vergütung erhält.</p> <p>3 Die Mindestanforderungen für Biomasseanlagen sind in Anhang 6.3 festgelegt.</p>	<p>1 Die Vergütungsdauer beträgt <u>40 Jahre für Wasserkraftanlagen sowie 20 Jahre für die sonstigen Technologien.</u></p>	<p>Abs. 1: Für Wasserkraftwerke sind 20 Jahre zu kurz und stehen nicht in Relation zur in Ansatz gebrachten Nutzungsdauer für diese Anlagen (vgl. Anhang 6.1 Ziff. 4.1.1)</p>
	<p>Art. 30a^{octies} Auszahlung der gleitenden Marktprämie</p> <p>1 Die Vollzugsstelle zahlt die gleitende Marktprämie vierteljährlich aus.</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>2 Für steuerbare Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW wird die gleitende Marktprämie jährlich vom BFE ausbezahlt.</p> <p>3 Die zuständige Behörde fordert vom Betreiber Beträge, die im Verhältnis zur effektiven Produktion zu viel ausbezahlt wurden, ohne Zins zurück. Sie kann sie auch in der folgenden Zahlungsperiode verrechnen.</p> <p>4 Die Vergütung wird bis und mit dem vollen Monat ausbezahlt, in dem die Vergütungsdauer ausläuft.</p> <p>5 Reicht der Betreiber die Inbetriebnahmemeldung oder andere für die Auszahlungen nach Absatz 1 oder 2 notwendige Informationen nicht vollständig und fristgerecht ein, so entfällt der Anspruch auf Vergütung, bis diese Informationen vorliegen.</p> <p>6 Bezieht eine Anlage mehr Elektrizität aus dem Netz, als sie einspeist, so stellt die zuständige Behörde den Betreibern dafür die gleitende Marktprämie in Rechnung.</p> <p>7 Speist eine Anlage weniger Elektrizität ins Netz ein, als der Anteil der Produktion, der mit der gleitenden Marktprämie vergütet wird, ausmachen würde, so wird nur für die tatsächlich eingespeiste Elektrizität die gleitende Marktprämie vergütet.</p>	<p>2 Für steuerbare Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW wird die gleitenden Marktprämie jährlich vom BFE ausbezahlt. <u>Im laufenden Jahr erfolgt vierteljährlich eine Akontozahlung auf Basis der Werte des Vorjahres.</u></p>	<p>Abs. 2: Die Akontozahlungen sollen eine gleichmässige Auszahlung der Fördermittel ermöglichen. Insbesondere zu Beginn der Förderdauer ist eine frühzeitige Auszahlung relevant.</p>
	<p>Art. 30a^{novies} Übersteigender Teil</p> <p>1 Übersteigt der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so stellt die Vollzugsstelle den Betreibern den übersteigenden Teil vierteljährlich in Rechnung.</p> <p>2 Für steuerbare Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW wird der übersteigende Teil jährlich vom BFE in Rechnung gestellt.</p> <p>3 Übersteigt der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so kann der Betreiber in den Monaten Dezember bis März 10 Prozent des übersteigenden Teils einbehalten.</p>	<p>3 Übersteigt der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so kann der Betreiber in den Monaten Dezember bis März 10 Prozent des übersteigenden Teils einbehalten. <u>Bei Photovoltaikanlagen beträgt der</u></p>	<p>Abs. 3: Die Ausführungen im Erläuterungsbericht, wonach eine Erhöhung dieses Prozentsatzes bei PV-Anlagen lediglich zu Mitnahmeeffekten führen würde, ist nicht zutreffend. Das Gegenteil ist der Fall. Eine Erhöhung dieses</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>4 Der übersteigende Teil wird auch für die Dauer, während der Anspruchsvoraussetzungen oder Mindestanforderungen nicht eingehalten werden, in Rechnung gestellt.</p>	<p><u>Wert 40 Prozent.</u></p>	<p>Werts setzt gerade einen Anreiz, die Anlagen auf eine Winterproduktion hin auszurichten. Genau dieser Effekt war auch die Intention des Gesetzgebers und sollte daher hinreichend berücksichtigt werden.</p> <p>Die Erhöhung des Wertes auf 40 % führt nicht zu Mitnahmeeffekten, weil es sich um eine Auktion handelt, bei der die möglichen Mehreinnahmen beim Angebot eingepreist werden. So wird ein Anreiz für zusätzliche Winterproduktion gesetzt. (Wenn man Winterstrom fördern will, dann muss man auch Anreize für Winterstrom setzen).</p>
	<p><i>Gliederungstitel nach Art. 30a^{novies}</i></p> <p>2. Abschnitt: Gleitende Marktprämie für Wasserkraftanlagen</p>		<p>Der VSE begrüsst, dass ein Investor zwischen den Instrumenten Investitionsbeitrag und gleitender Marktprämie wählen kann.</p>
	<p>Art. 30b Vergütungssätze für Wasserkraftanlagen</p> <p>1 Die Höhe der Vergütungssätze für Wasserkraftanlagen wird einzelfallweise bestimmt.</p> <p>2 Das Vorgehen zur Bestimmung der Vergütungssätze wird in Anhang 6.1 festgelegt.</p> <p>3 Der Vergütungssatz für eine Wasserkraftanlage beträgt höchstens:</p> <p>a. für Neuanlagen und erhebliche Erweiterungen: 30 Rp./kWh;</p> <p>b. für erhebliche Erneuerungen: 10 Rp./kWh.</p>		<p>Im Falle von erheblichen Erweiterungen schlägt der VSE vor, dass für die massgebliche Mehrproduktion auf die zusätzlichen Winterproduktion abzustellen ist (vgl. Anhang 6.1. Ziffer 4.3). Sollte diesem Vorschlag Folge gegeben werden, bedürfen die Höchstwerte in Abs. 3 einer Überprüfung.</p>
	<p>Art. 30b^{bis} Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung</p> <p>Ob die Erweiterung oder die Erneuerung einer Wasserkraftanlage erheblich ist, bestimmt sich nach Artikel 47.</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>Art. 30b^{ter} Zur Verfügung stehende Mittel</p> <p>1 Die Mittel, die für die gleitende Marktpremie für Wasserkraftanlagen zugeteilt werden (Art. 36 Abs. 1 EnV), werden im Zweijahresrhythmus verpflichtet..</p> <p>2 Die Gesuche sind jeweils bis zu einem Stichtag einzureichen. Die Stichtage sind der 30. Juni 2026, der 30. Juni 2028, der 30. Juni 2030, der 30. Juni 2032 und der 30. Juni 2034.</p> <p>3 Können alle bis zu einem Stichtag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden und stehen danach noch Mittel zur Verfügung, so werden auch später eingereichte Gesuche nach ihrem Einreichdatum berücksichtigt, bis die Mittel für diese zwei Jahre ausgeschöpft sind.</p>		
	<p>Art. 30b^{quater} Reihenfolge der Berücksichtigung</p> <p>1 Können nicht alle bis zu einem Stichtag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte zur Realisierung einer Neuanlage oder einer Erweiterung zuerst berücksichtigt, die voraussichtlich den tiefsten Vergütungssatz erhalten. Für die Bestimmung der Reihenfolge wird bei Anlagen mit neuer Speicherenergie die neu saisonal speicherbare Energiemenge zur Produktion hinzugezählt.</p> <p>2 Berücksichtigt werden alle Gesuche, die vollständig aus den zugeteilten Mitteln finanziert werden können.</p> <p>3 Können alle bis zu einem Stichtag eingereichten Gesuche um gleitende Marktpremie für Neuanlagen und Erweiterungen berücksichtigt werden und stehen danach noch Mittel zur Verfügung, so werden Projekte zur Realisierung von Erneuerungen berücksichtigt. Dabei werden diejenigen Projekte zuerst berücksichtigt, die voraussichtlich den tiefsten Vergütungssatz erhalten.</p> <p>4 Werden Mittel, die für ein Projekt reserviert wurden, nicht verwendet, so werden sie</p>	<p>1 Können nicht alle bis zu einem Stichtag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte zur Realisierung einer Neuanlage oder einer Erweiterung zuerst berücksichtigt, die voraussichtlich den tiefsten Vergütungssatz erhalten. Für die Bestimmung der Reihenfolge wird bei Anlagen mit neuer Speicherenergie die neu saisonal speicherbare Energiemenge zur Produktion hinzugezählt. Die Projekte nach Anhang 2 zum StromVG haben Vorrang.</p> <p>3 <i>Streichen</i></p>	<p>Abs. 1 und 3: Im Sinne einer effizienten Förderung sollen alle Projekte – auch Erneuerungen – gleichberechtigten Zugang zur Förderung erhalten. Insbesondere auch, weil die zusätzlichen Einwirkungen auf Umwelt und Landschaft bei Erneuerungsprojekten gegenüber Neuanlagen oder Erweiterungen kleiner sind.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	bis zum nächsten Stichtag für die Berücksichtigung weiterer Projekte in der Reihenfolge nach den Absätzen 1 und 3 eingesetzt		
	Art. 30b^{quinqies} Gesuch 1 Das Gesuch um Teilnahme am System der gleitenden Marktprämie ist beim BFE einzureichen. 2 Es kann erst gestellt werden, wenn eine rechtskräftige Baubewilligung vorliegt oder, bei Projekten, für die keine Baubewilligung erforderlich ist, wenn die Bau-reife des Projekts nachgewiesen ist. 3 Es hat sämtliche Angaben und Unterlagen nach Anhang 6.1 Ziffer 2 zu enthalten. Das BFE kann bei Bedarf weitere Informationen und Angaben verlangen.		
	Art. 30b^{sexies} Mitteilung für die Ausübung des Wahlrechts Übt ein Betreiber sein Wahlrecht (Art. 8 Abs. 1 Bst. a) nicht bereits mit der Gesuchseinreichung aus, teilt ihm das BFE die voraussichtliche Höhe des Vergütungssatzes und des Investitionsbeitrags mit.		
	Art. 30b^{septies} Zusicherung dem Grundsatz nach Sind die Anspruchsvoraussetzungen voraussichtlich erfüllt, stehen genügend Mittel zur Verfügung und wurde das Wahlrecht zugunsten der gleitenden Marktprämie ausgeübt, so sichert das BFE die Teilnahme der Anlage am System der gleitenden Marktprämie mit einer Verfügung dem Grundsatz nach zu und setzt Folgendes fest: a. die voraussichtliche Höhe des Vergütungssatzes; b. die maximal anrechenbaren Investitions- und Jahreskosten; c. den voraussichtlichen Anteil der produzierten Elektrizität, für den die gleitende Marktprämie gewährt wird;		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	d. die Frist, innerhalb der mit dem Bau zu beginnen ist; e. die Frist, innerhalb der die Anlage in Betrieb zu nehmen ist.		
	Art. 30b^{octies} Fristerstreckung für den Baubeginn und die Inbetriebnahme Kann die gesuchstellende Person die Frist für den Baubeginn oder die Inbetriebnahme aus Gründen, für die sie nicht einzustehen hat, nicht einhalten, so kann das BFE diese auf Gesuch hin verlängern. Das Gesuch ist vor Ablauf der Frist schriftlich einzureichen.		
	Art. 30b^{novies} Inbetriebnahmemeldung 1 Die Pflicht zur Einreichung der Inbetriebnahmemeldung richtet sich sinngemäss nach Artikel 55. 2 Die gesuchstellende Person muss die vollständige Inbetriebnahmemeldung spätestens einen Monat ab der Inbetriebnahme einreichen.		
	Art. 30b^{decies} Entscheid 1 Erfüllt die Anlage auch nach der Inbetriebnahme die Anspruchsvoraussetzungen, so verfügt das BFE namentlich: a. den Eintritt ins System der gleitenden Marktprämie; b. den Anteil der Nettoproduktion, für den die gleitende Marktprämie gewährt wird: 1. bei nicht steuerbaren Anlagen und Anlagen mit einer Leistung von 3 MW oder weniger: für die ganze Vergütungsdauer; 2. bei steuerbaren Anlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW: gemäss Anhang 6.1 Ziffer 4.3. c. die tatsächlich angefallenen Investitionskosten; und d. die Parameter für die jährliche Berechnung der Höhe des Vergütungssatzes. 2 Das BFE widerruft die Zusicherung nach Artikel 30b ^{sexies} und weist das Gesuch um		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	Teilnahme am System der gleitenden Marktprämie ab, wenn: a. die Anspruchsvoraussetzungen nicht erfüllt sind; b. die Inbetriebnahmefrist nicht eingehalten wird; c. der Standort der Anlage nicht dem im Gesuch angegebenen entspricht.		
		Art. 30b^{undecies} (neu) Bei Wasserkraftwerken, für die eine gleitende Marktprämie ausgerichtet wird, gelten die folgenden Ermässigungen: a. Für eine Neuanlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 1 EnG) dürfen während der für den Bau bewilligten Frist und während zehn Jahren ab der Inbetriebnahme auf der gesamten Bruttoleistung keine Wasserzinsen erhoben werden. b. Bei der erheblichen Erweiterung oder Erneuerung einer bestehenden Anlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2 EnG) dürfen während zehn Jahren ab der Inbetriebnahme der erweiterten oder erneuerten Anlage auf der zusätzlichen Bruttoleistung keine Wasserzinsen erhoben werden.	Analoge Regelung zu Art. 50a WRG für die gleitende Marktprämie. Ohne diese Ergänzung besteht eine Ungleichbehandlung zwischen Anlagen mit Investitionsbeitrag gegenüber solchen mit gleitender Marktprämie, welche faktisch zu einer Einschränkung der Wahlfreiheit der Projektanten führen wird.
	<i>Gliederungstitel nach Art. 30b^{decies}</i> 3. Abschnitt: Gleitende Marktprämie für Photovoltaikanlagen	<i>Gliederungstitel nach Art. 30b^{undecies}</i> Art. 30b^{decies}	
			Der VSE begrüsst den Ansatz, die Höhe der Vergütungssätze durch Auktionen zu bestimmen. Allerdings fällt der Höhenbonus für alpine Solaranlagen zu gering aus, so dass die Wirtschaftlichkeit nicht gegeben sein wird, insbesondere weil der Winterbonus auf das gesetzliche Minimum gesetzt wird.
	Art. 30c Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen 1 Die Höhe der Vergütungssätze für Photo-		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>voltaikanlagen wird durch Auktionen einzelfallweise bestimmt.</p> <p>2 Erfüllt eine Anlage die Voraussetzungen für den Erhalt von Boni nach Artikel 38 Absätze 1^{bis}–1^{quingies}, so werden diese Boni auch im System der gleitenden Marktprämie zusätzlich zum Ansatz, der im Gebot angegeben wurde, gewährt.</p> <p>3 Die Höhe der Boni beträgt:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Neigungswinkelbonus für integrierte Anlagen: 2,2 Rp./kWh; b. Neigungswinkelbonus für angebaute und freistehende Anlagen: 1 Rp./kWh; c. Höhenbonus: 0,7 Rp./kWh; d. Parkflächenbonus: 1 Rp./kWh. 	<p><u>1^{bis} (neu) Für Photovoltaikanlagen von nationalem Interesse gemäss Art. 9a EnV, die mindestens 500 kWh/kWp im Winterhalbjahr erzeugen, werden jährlich separate Spezialauktionen durchgeführt.</u></p>	<p>Abs. 1^{bis}: Es ist die Einführung einer Spezialauktion für alpine Solaranlagen zu prüfen anstelle des Höhenbonus. Eine solche Auktion scheint einfacher umsetzbar zu sein. Die Gebotsrunden müssten mit genügend zeitlichem Vorlauf bekannt gegeben werden, damit die Projektanten genügend Zeit haben, sich vorzubereiten.</p>
	<p>Art. 30c^{bis} Zuständigkeiten und Teilnahmevoraussetzungen</p> <p>Für die Zuständigkeiten und die Teilnahmevoraussetzungen sind die Artikel 46a und 46b sinngemäss anwendbar.</p>		
	<p>Art. 30c^{ter} Auktionsverfahren</p> <p>1 Die Vollzugsstelle gibt die Auktionsbedingungen sowie die mit dem Gebot einzureichenden Angaben und Unterlagen in der Ausschreibung bekannt.</p> <p>2 Sie erteilt für diejenigen Gebote einen Zuschlag die:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Teilnahmevoraussetzungen erfüllen; b. den günstigsten Ansatz pro Kilowattstunde aufweisen; und c. innerhalb des ausgeschriebenen Auktionsvolumens Platz finden. <p>3 Unterschreitet die gesamte Leistung der Gebote, die die Teilnahmevoraussetzungen erfüllen, das ausgeschriebene Aukti-</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>onsvolumen, so wird das Auktionsvolumen nachträglich automatisch auf 90 Prozent dieser angebotenen Leistung gekürzt.</p>		
	<p>Art. 30c^{quater} Inbetriebnahmefrist, Fristerstreckung und Inbetriebnahmemeldung</p> <p>1 Die Anlage ist spätestens 24 Monate, nachdem die Zuschlagserteilung in Rechtskraft erwächst, in Betrieb zu nehmen.</p> <p>2 Kann die Frist für die Inbetriebnahme aus Gründen, für die die gesuchstellende Person nicht einzustehen hat, nicht eingehalten werden, so kann die Vollzugsstelle diese auf Gesuch hin erstrecken. Das Gesuch ist vor Ablauf der Frist einzureichen.</p> <p>3 Die Inbetriebnahme ist der Vollzugsstelle spätestens einen Monat ab der Inbetriebnahme zu melden.</p> <p>4 Die Inbetriebnahmemeldung hat die Angaben und die Unterlagen nach Anhang 2.1 Ziffer 4.2 zu enthalten.</p>	<p><u>1^{bis} (neu) Anlagen von nationalem Interesse gemäss Art. 9a EnV, die mindestens 500 kWh/kWp im Winterhalbjahr erzeugen, sind spätestens 60 Monate, nachdem die Zuschlagserteilung in Rechtskraft erwächst, in Betrieb zu nehmen.</u></p>	<p>Abs. 1^{bis}: Für grosse alpine Solaranlagen ist eine Frist von 24 Monaten wenig realistisch, da sich die Bauzeit auf wenige Monate im Jahr beschränkt und die Zubringerlogistik sehr anspruchsvoll ist.</p>
	<p>Art. 30c^{quinquies} Entscheid</p> <p>1 Erfüllt die Anlage auch nach der Inbetriebnahme die Anspruchsvoraussetzungen, so verfügt die Vollzugsstelle den Eintritt ins System der gleitenden Marktprämie.</p> <p>2 Ist die Leistung der Anlage grösser als im Gebot angegeben, so wird nur für den Anteil der Produktion eine gleitende Marktprämie ausgerichtet, die der im Gebot angegebenen Leistung entspricht. Die Vollzugsstelle verfügt diesen Anteil im Entscheid.</p>		
	<p>Art. 30c^{sexies} Widerruf des Zuschlags</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>Die Vollzugsstelle widerruft den Zuschlag, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. nach der Inbetriebnahme nicht alle Anspruchsvoraussetzungen erfüllt sind; b. die Inbetriebnahme nicht fristgerecht erfolgt; c. der Standort der Anlage nicht dem im Gebot angegebenen Standort entspricht. 		
	<p>Art. 30c^{septies} Publikation zu den Auktionen</p> <p>Zu den Auktionen für die gleitende Marktpremie publiziert die Vollzugsstelle folgende Angaben:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. den Gebotstermin; b. den Preismechanismus; c. die Anzahl der eingereichten Gebote; d. die eingereichte Gebotsmenge in kW; e. die Anzahl der Zuschlüsse; f. die Anzahl der ausgeschlossenen Gebote; g. die Gebotsmenge der ausgeschlossenen Gebote in kW; h. den zulässigen Gebotshöchstwert in Rappen pro kWh; i. den niedrigsten und den höchsten Gebotswert in Rappen pro kWh; j. den durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswert in Rappen pro kWh; k. den niedrigsten und den höchsten Gebotswert, für den ein Zuschlag erteilt wurde, in Rappen pro kWh; l. die niedrigste und die höchste gebotene Leistung in kW; m. die niedrigste und die höchste gebotene Leistung, für die ein Zuschlag erteilt wurde, in kW; n. die durchschnittliche Leistung, für die ein Zuschlag erteilt wurde, in kW. 		Hinweis zum französischen Text: Fehler im Titel («relative» statt «relatives»)
	<p>4. Abschnitt: Gleitende Marktpremie für Windenergieanlagen</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	Art. 30d Vergütungssätze für Windenergieanlagen 1 Die Höhe der Vergütungssätze wird anhand des Referenzanlagenprinzips bestimmt. 2 Die Vergütungssätze und die Berechnung je Kategorie und Leistungsklasse sind in Anhang 6.2 festgelegt.		
	Art. 30d^{bis} Reihenfolge der Berücksichtigung 1 Massgebend für die Berücksichtigung eines Gesuchs um Teilnahme am System der gleitenden Marktprämie ist das Einreichdatum. 2 Können nicht alle am gleichen Tag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte mit der grössten Leistung zuerst berücksichtigt.	2 Können nicht alle am gleichen Tag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte mit <u>der grössten Produktionsmenge der grössten Leistung</u> und zuerst berücksichtigt.	Abs. 2: Für einen effizienten Einsatz der Fördermittel sollte die Produktionsmenge entscheidend sein, nicht die installierte Leistung der Windanlage. Bei Windenergieanlagen ist der Standort für die Produktion entscheidend. Es kann gut sein, dass eine Anlage mit geringerer Leistung an einem guten Standort mehr produziert als eine Anlage mit höherer Leistung an einem weniger guten Standort.
	Art. 30d^{ter} Warteliste 1 Reichen die Mittel nicht für eine sofortige Berücksichtigung aller Gesuche aus, so werden die Projekte in eine Warteliste aufgenommen, es sei denn, sie erfüllen die Anspruchsvoraussetzungen offensichtlich nicht. 2 Die Vollzugsstelle teilt der gesuchstellenden Person mit, dass ihr Projekt in die Warteliste aufgenommen wird.		
	Art. 30d^{quater} Abbau der Warteliste 1 Stehen wieder Mittel zur Verfügung, so legt das BFE Kontingente fest, in deren Umfang Anlagen auf der Warteliste berücksichtigt werden können. 2 Die Anlagen auf der Warteliste werden in der Reihenfolge nach Artikel 30dbis berücksichtigt		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>Art. 30d^{quinquies} Gesuch</p> <p>1 Das Gesuch um Teilnahme am System der gleitenden Marktprämie ist bei der Vollzugsstelle einzureichen.</p> <p>2 Es kann erst gestellt werden, wenn die Resultate von Windmessungen für den Standort einer neuen Anlage oder die Betriebsdaten bestehender Windenergieanlagen sowie ein Gutachten zum Energieertrag am Standort der Windenergieanlage vorliegen. Die Messungen und das Ertragsgutachten müssen die Mindestanforderungen nach Anhang 6.2 erfüllen.</p> <p>3 Das Gesuch hat sämtliche Angaben und Unterlagen nach Anhang 6.2 zu enthalten.</p>		
	<p>Art. 30d^{sexies} Zusicherung dem Grundsatz nach</p> <p>Sind die Anspruchsvoraussetzungen voraussichtlich erfüllt und stehen genügend Mittel zur Verfügung, so sichert die Vollzugsstelle die Teilnahme der Anlage am System der gleitenden Marktprämie mit einer Verfügung dem Grundsatz nach zu.</p>		
	<p>Art. 30d^{septies} Projektfortschritt, Inbetriebnahme, Fristerstreckung und Meldepflichten</p> <p>1 Die gesuchstellende Person muss nach Erhalt der Verfügung nach Artikel 30d^{sexies} innerhalb der Fristen nach Anhang 6.2 einen Projektfortschritt nach Anhang 6.2 Ziffer 4.1 erzielen und die Anlage in Betrieb nehmen.</p> <p>2 Die Fristen für den Projektfortschritt und die Inbetriebnahme stehen für die Dauer von planungs-, konzessions- oder baurechtlichen Rechtsmittelverfahren still.</p> <p>3 Kann die gesuchstellende Person die Fristen für den Projektfortschritt und die Inbetriebnahme aus anderen Gründen, für die sie nicht einzustehen hat, nicht einhalten,</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>so kann die Vollzugsstelle diese auf Gesuch hin um maximal die Dauer der vorgesehenen Frist verlängern. Das Gesuch ist vor Ablauf der jeweiligen Frist schriftlich einzureichen.</p> <p>4 Die gesuchstellende Person muss den erreichten Projektfortschritt innert zwei Wochen schriftlich melden.</p> <p>5 Die Inbetriebnahme ist der Vollzugsstelle spätestens einen Monat ab der Inbetriebnahme zu melden.</p> <p>6 Die Inbetriebnahmemeldung hat die Angaben und die Unterlagen nach Anhang 6.2 Ziffer 4.3 zu enthalten</p>		
	<p>Art. 30d^{octies} Entscheid</p> <p>1 Erfüllt die Anlage auch nach der Inbetriebnahme die Anspruchsvoraussetzungen, so verfügt die Vollzugsstelle namentlich:</p> <ol style="list-style-type: none"> den Eintritt ins System der gleitenden Marktprämie; und die Parameter für die Berechnung der Höhe des Vergütungssatzes. <p>2 Die Vollzugsstelle widerruft die Zusage nach Artikel 30d^{sexies} und weist das Gesuch um Teilnahme am System der gleitenden Marktprämie ab, wenn:</p> <ol style="list-style-type: none"> die Anspruchsvoraussetzungen nicht erfüllt sind; die Fristen für den Projektfortschritt oder die Inbetriebnahme nicht eingehalten werden; der Standort der Anlage nicht dem im Gesuch angegebenen entspricht. 	<p>c. der Standort der Anlage <u>wesentlich vom nicht dem</u> im Gesuch angegebenen <u>abweicht</u> entspricht.</p>	<p>Abs. 2 Bst. c: Der genaue Standort der Windanlagen kann sich im Verlaufe der Projektumsetzung, die teilweise über zehn Jahre dauert, noch verändern.</p>
	<p>5. Abschnitt: Gleitende Marktprämie für Biomasseanlagen</p>		
	<p>Art. 30e Kategorien</p> <p>Die einzelnen Kategorien der Biomasseanlagen sind in Artikel 67 definiert.</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>Art. 30e^{bis} Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung</p> <p>Ob die Erweiterung oder Erneuerung einer Biomasseanlage erheblich ist, bestimmt sich nach Artikel 68.</p>		
	<p>Art. 30e^{ter} Vergütungssätze für Biomasseanlagen</p> <p>1 Die Höhe der Vergütungssätze wird anhand des Referenzanlagenprinzips bestimmt.</p> <p>2 Die Vergütungssätze und die Berechnung je Kategorie und Leistungsklasse sind in Anhang 6.3 festgelegt.</p> <p>3 Für erhebliche Erweiterungen und Erneuerungen beträgt der Vergütungssatz 70 Prozent der Vergütungssätze nach Anhang 6.3.</p>		
	<p>Art. 30e^{quater} Anteil der zu vergütenden Elektrizität bei erheblichen Erweiterungen und Erneuerungen</p> <p>Bei erheblichen Erweiterungen und Erneuerungen bestimmt sich der Anteil der Nettoproduktion der Anlage, der mit der gleitenden Marktprämie vergütet wird, wie folgt:</p> <p>a. bei erheblichen Erweiterungen: aus dem Verhältnis der aufgrund der Erweiterung erzielten Mehrproduktion zur Gesamtproduktion nach der Erweiterung;</p> <p>b. bei erheblichen Erneuerungen: aus dem Verhältnis der aufgrund der Erneuerung anfallenden anrechenbaren Investitionskosten zu den Investitionskosten für eine neue Referenzanlage; er darf jedoch höchstens 70 Prozent der Nettoproduktion nach der Erneuerung betragen.</p>		
	<p>Art. 30e^{quinquies} Reihenfolge der Berücksichtigung</p> <p>1 Massgebend für die Berücksichtigung eines Gesuchs um Teilnahme am System</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>der gleitenden Marktprämie ist das Einreichdatum.</p> <p>2 Können nicht alle am gleichen Tag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte mit der grössten Leistung zuerst berücksichtigt.</p>		
	<p>Art. 30e^{sexies} Warteliste</p> <p>1 Reichen die Mittel nicht für eine sofortige Berücksichtigung aller Gesuche aus, so werden die Projekte in eine Warteliste aufgenommen, es sei denn, sie erfüllen die Anspruchsvoraussetzungen offensichtlich nicht.</p> <p>2 Die Vollzugsstelle teilt der gesuchstellenden Person mit, dass ihr Projekt in die Warteliste aufgenommen wird.</p>		
	<p>Art. 30e^{septies} Abbau der Warteliste</p> <p>1 Stehen wieder Mittel zur Verfügung, so legt das BFE Kontingente fest, in deren Umfang Anlagen auf der Warteliste berücksichtigt werden können.</p> <p>2 Die Anlagen auf der Warteliste werden in der Reihenfolge nach Artikel 30e^{quinquies} berücksichtigt.</p>		
	<p>Art. 30e^{octies} Gesuch</p> <p>1 Das Gesuch um Teilnahme am System der gleitenden Marktprämie ist bei der Vollzugsstelle einzureichen.</p> <p>2 Es kann erst gestellt werden, wenn eine rechtskräftige Baubewilligung vorliegt oder, bei Projekten, für die keine Baubewilligung erforderlich ist, die Baureife des Projekts nachgewiesen ist.</p> <p>3 Es hat sämtliche Angaben und Unterlagen nach Anhang 6.3 Ziffer 6 zu enthalten</p>		
	<p>Art. 30e^{novies} Zusicherung dem Grundsatz nach</p> <p>Sind die Anspruchsvoraussetzungen voraussichtlich erfüllt und stehen genügend Mittel zur Verfügung, so sichert die Vollzugsstelle die Teilnahme der Anlage am System</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	der gleitenden Marktprämie mit einer Verfügung dem Grundsatz nach zu und legt dabei den voraussichtlichen Anteil der zu vergütenden Elektrizität aufgrund der im Gesuch gemachten Angaben fest.		
	<p>Art. 30e^{decies} Inbetriebnahmefrist, Fristerstreckung und Inbetriebnahmemeldung</p> <p>1 Die Anlage, die erhebliche Erweiterung oder die erhebliche Erneuerung ist innerhalb von drei Jahren ab Erhalt der Verfügung nach Artikel 30e^{novies} in Betrieb zu nehmen.</p> <p>2 Kann die gesuchstellende Person die Inbetriebnahmefrist aus Gründen, für die sie nicht einzustehen hat, nicht einhalten, so kann die Vollzugsstelle diese auf Gesuch hin um maximal drei Jahre verlängern. Das Gesuch ist vor Ablauf der Frist schriftlich einzureichen.</p> <p>3 Die Inbetriebnahme ist der Vollzugsstelle spätestens einen Monat ab der Inbetriebnahme zu melden.</p> <p>4 Die Inbetriebnahmemeldung muss mindestens folgende Angaben und Unterlagen enthalten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. das Inbetriebnahmedatum; b. die Beglaubigung der Anlagedaten gemäss Artikel 2 Absatz 2 der Verordnung des UVEK vom 1. November 2017 über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKS); c. allfällige Änderungen gegenüber den im Gesuch gemachten Angaben. 	<p>2 Kann die gesuchstellende Person die Inbetriebnahmefrist aus Gründen, für die sie nicht einzustehen hat, nicht einhalten, so kann die Vollzugsstelle diese auf Gesuch hin um maximal drei Jahre verlängern. Das Gesuch ist vor Ablauf der Frist schriftlich einzureichen.</p>	<p>Abs. 2: Es macht keinen Sinn die Verlängerung auf 3 Jahre zu beschränken. Ein allfälliges Gerichtsverfahren kann schnell von längerer Dauer sein.</p>
	<p>Art. 30e^{undecies} Entscheid</p> <p>1 Erfüllt die Anlage auch nach der Inbetriebnahme die Anspruchsvoraussetzungen, so verfügt die Vollzugsstelle namentlich:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. den Eintritt ins System der gleitenden Marktprämie; b. den Anteil der Nettoproduktion für den die gleitende Marktprämie gewährt wird; und 		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>c. die Parameter für die jährliche Berechnung der Höhe des Vergütungssatzes.</p> <p>2 Für erhebliche Erweiterungen wird der Anteil nach Absatz 1 Buchstabe b vorläufig festgesetzt. Nach drei vollen Kalenderjahren wird der Anteil für den Rest der Vergütungsdauer aufgrund der durchschnittlichen jährlichen Nettoproduktion festgesetzt.</p> <p>3 Die Vollzugsstelle widerruft die Zusage nach Artikel 30e^{novies} und weist das Gesuch um Teilnahme am System der gleitenden Marktprämie ab, wenn:</p> <p>a. die Anspruchsvoraussetzungen nicht erfüllt sind;</p> <p>b. die Inbetriebnahmefrist nicht eingehalten wird;</p> <p>c. der Standort der Anlage nicht dem im Gesuch angegebenen entspricht.</p>		
3. Kapitel: Allgemeine Bestimmungen zur Einmalvergütung und zu den Investitionsbeiträgen	<p><i>Gliederungstitel vor Artikel 31</i></p> <p>3. Kapitel: Allgemeine Bestimmungen zu den Projektierungsbeiträgen, zur Einmalvergütung und zu den Investitionsbeiträgen</p>		
<p>Art. 31 Ausschluss des Investitionsbeitrags</p> <p>1 Solange der Betreiber für eine Anlage eine Mehrkostenfinanzierung nach Artikel 73 Absatz 4 EnG oder eine Einspeisevergütung erhält, kann ihm weder eine Einmalvergütung noch ein Investitionsbeitrag zugesprochen werden.</p> <p>2 Hat ein Betreiber mit einem Teil seiner Photovoltaikanlage bereits am Einspeisevergütungssystem teilgenommen, so kann er für diesen Teil der Anlage keine Einmalvergütung beantragen.</p>	<p>Art. 31 Abs. 1</p> <p>1 Solange der Betreiber für eine Anlage eine Mehrkostenfinanzierung nach Artikel 73 Absatz 4 EnG oder eine Einspeisevergütung oder eine gleitende Marktprämie erhält, kann ihm weder ein Projektierungsbeitrag noch eine Einmalvergütung noch ein Investitionsbeitrag zugesprochen werden.</p>		
Art. 33 Anforderungen an den Betrieb und die Betriebstüchtigkeit der Anlage	Art. 33 Anforderungen an den Betrieb und die Betriebstüchtigkeit der Anlage		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>1 Eine Anlage, für die eine Einmalvergütung oder ein Investitionsbeitrag ausbezahlt wurde, muss ab Inbetriebnahme der Anlage, der Erweiterung oder der Erneuerung während mindestens der folgenden Dauer so gewartet werden, dass ein regulärer Betrieb sichergestellt ist:</p> <p>a. 15 Jahre bei Photovoltaikanlagen, KVA, Schlammverbrennungs-, Windenergie- und Wasserkraftanlagen;</p> <p>b. 10 Jahre bei Biogasanlagen, Holzkraftwerken, Klärgas- und Deponiegasanlagen.</p> <p>2 Photovoltaikanlagen sind zudem während mindestens 15 Jahren so zu betreiben, dass eine Mindestproduktion, wie sie aufgrund des Standorts und der Ausrichtung zu erwarten ist, nicht unterschritten wird.</p> <p>3 Die Betreiber von Photovoltaikanlagen, für die eine Einmalvergütung gemäss Artikel 25 Absatz 3 EnG (hohe Einmalvergütung) gewährt wurde, dürfen während mindestens 15 Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage nicht vom Eigenverbrauch gemäss Artikel 16 EnG Gebrauch machen.</p>	<p>1 Eine Anlage, für die eine Einmalvergütung oder ein Investitionsbeitrag ausbezahlt wurde, muss ab der Inbetriebnahme der Anlage, der erheblichen Erweiterung oder der erheblichen Erneuerung während mindestens der folgenden Dauer so gewartet werden, dass ein regulärer Betrieb sichergestellt ist:</p> <p>a. 20 Jahre bei Photovoltaik-, Geothermie- und Windenergieanlagen;</p> <p>b. 15 Jahre bei KVA, Schlammverbrennungs- und Wasserkraftanlagen;</p> <p>c. 10 Jahre bei Biogasanlagen, Holzkraftwerken, Klärgas- und Deponiegasanlagen.</p> <p>2 Photovoltaikanlagen sind zudem während mindestens 20 Jahren so zu betreiben, dass eine Mindestproduktion, wie sie aufgrund des Standorts und der Ausrichtung zu erwarten ist, nicht unterschritten wird.</p> <p>3 Die Betreiber von Photovoltaikanlagen, für die eine Einmalvergütung gemäss Artikel 25 Absatz 3 EnG (hohe Einmalvergütung) gewährt wurde, dürfen während mindestens 20 Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage nicht vom Eigenverbrauch gemäss Artikel 16 EnG Gebrauch machen.</p>		
<p>Art. 34 Rückforderung der Einmalvergütung und der Investitionsbeiträge</p> <p>1 Für die Rückforderung der Einmalvergütung und der Investitionsbeiträge sind die Artikel 28–30 des Subventionsgesetzes vom 5. Oktober 1990 sinngemäss anwendbar.</p> <p>2 Die Einmalvergütung oder der Investitionsbeitrag wird insbesondere ganz oder teil-</p>	<p>Art. 34 Sachüberschrift und Abs. 1 und 1^{bis}</p> <p>Rückforderung der Projektierungsbeiträge, der Einmalvergütung und der Investitionsbeiträge</p> <p>1 Für die Rückforderung der Projektierungsbeiträge, der Einmalvergütung und der Investitionsbeiträge sind die Artikel 28–30 des Subventionsgesetzes vom 5. Oktober 1990 sinngemäss anwendbar.</p> <p>1^{bis} Der Projektierungsbeitrag wird zurückgefordert, wenn eine neue Anlage oder die erhebliche Erweiterung einer Anlage trotz Erhalt einer Baubewilligung nicht realisiert wird.</p>	<p>1^{bis} Streichen</p>	<p>Abs. 1^{bis}: Die Projektierungsbeiträge sollen generell gegen Risiken absichern und nicht nur gegen Risiken im Zusammenhang mit der Baubewilligung.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>weise zurückgefordert, wenn die Anforderungen an den Betrieb und die Betriebstüchtigkeit nach Artikel 33 nicht oder nicht mehr erfüllt sind.</p> <p>3 Die Einmalvergütung oder der Investitionsbeitrag wird zudem ganz oder teilweise zurückgefordert, wenn die Bedingungen des Energiemarkts zu einer übermässigen Rentabilität führen.</p>			
	<p><i>Gliederungstitel nach Artikel 35</i></p> <p>3a. Kapitel: Projektierungsbeiträge</p> <p>1. Abschnitt: Allgemeine Bestimmungen</p>		Der VSE begrüsst im Generellen die Umsetzungsvorgaben zu den Projektierungsbeiträgen.
	<p>Art. 35a Ansatz und Mindestbeitrag</p> <p>1 Der Projektierungsbeitrag beträgt 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten.</p> <p>2 Ein Projektierungsbeitrag wird nur gewährt, wenn er mindestens 30 000 Franken beträgt.</p>		Der VSE erachtet die Untergrenze von CHF 30'000 als angemessen.
	<p>Art. 35b Projektierungsbeitrag für Windenergieprojekte</p> <p>1 Der Projektierungsbeitrag für Windenergieanlagen wird pro Projekt und nicht pro Anlage gewährt.</p> <p>2 Der Höchstbeitrag für Windenergieprojekte beträgt 780 000 Franken</p>	<p>2 Der Höchstbeitrag für Windenergieprojekte beträgt <u>1'560'000</u> Franken 780 000 Franken.</p>	<p>Der VSE begrüsst, dass Projektierungsbeiträge pro Projekt und nicht pro Anlage gewährt werden.</p> <p>Abs. 2: Der Beitrag sollte erhöht werden, damit auch grössere Windparks beanreizt werden.</p>
	<p>2. Abschnitt: Reihenfolge der Berücksichtigung und Warteliste</p>		
	<p>Art. 35c Reihenfolge der Berücksichtigung</p> <p>1 Massgebend für die Berücksichtigung eines Gesuchs ist das Einreichdatum.</p> <p>2 Können nicht alle am gleichen Tag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte zuerst berücksich-</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>tigt, die voraussichtlich die grösste Mehrproduktion an Elektrizität im Verhältnis zum Projektierungsbeitrag aufweisen.</p> <p>3 Gesuche für Anlagen nach Artikel 9a Absatz 3 StromVG werden vor allen am gleichen Tag eingereichten Gesuchen zuerst berücksichtigt.</p>		
	<p>Art. 35d Warteliste</p> <p>1 Reichen die Mittel nicht für die sofortige Berücksichtigung eines Gesuchs aus, so wird das Projekt in eine Warteliste aufgenommen, es sei denn, es erfüllt die Anspruchsvoraussetzungen offensichtlich nicht.</p> <p>2 Das BFE teilt der gesuchstellenden Person mit, dass ihr Projekt in die Warteliste aufgenommen wurde.</p> <p>3 Stehen wieder Mittel zur Verfügung, so werden die Projekte in der Reihenfolge nach Artikel 35c berücksichtigt.</p>		
	3. Abschnitt: Gesuchsverfahren		
	<p>Art. 35e Gesuch</p> <p>1 Das Gesuch um einen Projektierungsbeitrag ist beim BFE einzureichen.</p> <p>2 Für Geothermieranlagen kann es erst eingereicht werden, wenn im betreffenden Gebiet vorgängig eine Erschliessung durchgeführt wurde und ein Erschliessungsbericht über die erwartete Produktion des Geothermiereservoirs vorliegt.</p> <p>3 Das Gesuch um einen Projektierungsbeitrag hat sämtliche Angaben und Unterlagen gemäss Anhang 2.2, 2.4 oder 2.6 zu enthalten.</p>	<p>2 <i>Streichen</i></p> <p>3 <i>Streichen</i></p>	<p>Abs. 2 und 3: Bei Geothermie bedeutet dies eine Probebohrung, welche massive Kosten verursacht. Diese sollten Teil der Projektierung oder einer separaten Förderung wie bis anhin sein.</p>
	<p>Art. 35f Zusicherung dem Grundsatz nach</p> <p>Ergibt die Prüfung des Gesuchs, dass die Anspruchsvoraussetzungen erfüllt sind, und stehen Mittel zur Berücksichtigung des Gesuchs zur Verfügung, so sichert das BFE den Projektierungsbeitrag dem Grundsatz</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	nach zu und setzt insbesondere Folgendes fest: a. den Höchstbetrag, den der Projektierungsbeitrag nicht überschreiten darf; b. den Zahlungsplan gemäss Artikel 35k.		
	Art. 35g Jährliche Entwicklungsmeldungen 1 Dem BFE ist jährlich eine Entwicklungsmeldung einzureichen. 2 Die Meldung muss mindestens folgende Angaben und Unterlagen enthalten: a. den Entwicklungsstand; b. den Kostenstand, mit einer detaillierten Auflistung der anrechenbaren und nicht anrechenbaren Projektierungskosten; c. einen aktualisierten Zeitplan.		
	Art. 35h Meldung des Projektierungsabbruchs 1 Wird die Projektierung einer Anlage abgebrochen, so ist dies dem BFE zu melden. 2 Die Meldung muss mindestens folgende Angaben und Unterlagen enthalten: a. den Entwicklungsstand; b. eine detaillierte Kostenabrechnung mit der Auflistung der anrechenbaren und der nicht anrechenbaren Projektierungskosten; c. die Gründe für den Abbruch.		
	Art. 35i Baubewilligungsmeldung 1 Nach Eintritt der Rechtskraft der Baubewilligung ist dem BFE eine Baubewilligungsmeldung einzureichen. 2 Die Meldung muss folgende Angaben und Unterlagen enthalten: a. eine Kopie der rechtskräftigen Baubewilligung; b. eine detaillierte Kostenabrechnung mit der Auflistung der anrechenbaren und der nicht anrechenbaren Projektierungskosten; c. einen Zeitplan für die Realisierung.		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>Art. 35j Definitive Festsetzung des Projektierungsbeitrags</p> <p>Sind die Anspruchsvoraussetzungen zum Zeitpunkt der Meldung des Projektierungsabbruchs oder der Baubewilligungsmeldung noch erfüllt, so setzt das BFE den Projektierungsbeitrag anhand der tatsächlich angefallenen Projektierungskosten definitiv fest.</p>		
	<p>Art. 35k Gestaffelte Auszahlung des Projektierungsbeitrags</p> <p>1 Der Projektierungsbeitrag wird in mehreren Tranchen ausbezahlt.</p> <p>2 Das BFE setzt den Zeitpunkt für die Auszahlung der einzelnen Tranchen und die Höhe der Beträge, die pro Tranche ausbezahlt werden, einzelfallweise in der Zusage nach Artikel 35f fest (Zahlungsplan).</p> <p>3 Die letzte Tranche darf erst nach der definitiven Festsetzung des Projektierungsbeitrags ausbezahlt werden. Bis dahin dürfen maximal 80 Prozent des in der Zusage nach Artikel 35f festgesetzten Höchstbetrags ausbezahlt werden.</p>	3 Streichen	<p>Abs. 3: Die Projektierungsbeiträge sollen gemäss Erläuterungsbericht (S. 10) anfängliche Realisierungsrisiken senken. Die definitive Festsetzung des Projektierungsbeitrages erfolgt gem. Art. 35j erst nach der Baubewilligungsmeldung. Zu diesem Zeitpunkt ist das Projekt allerdings schon sehr weit fortgeschritten. Demnach soll im frühen Stadium des Projektes der volle Projektierungsbeitrag ausbezahlt werden können. Nur so kann der Projektierungsbeitrag seine angedachte Wirkung entfalten.</p>
	<p>4. Abschnitt: Anrechenbare Projektierungskosten</p>		
	<p>Art. 35l</p> <p>Für die Berechnung des Projektierungsbeitrags sind Projektierungskosten sowie die Projektierungsleistungen der gesuchstellenden Person anrechenbar, sofern sie:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. in Zusammenhang mit einem Projekt anfallen, das grundsätzlich Anspruch auf einen Investitionsbeitrag hat; b. angemessen sind; 		<p>Es fehlt eine Regelung zum Prozess zur Zurerstattung der Projektierungsbeiträge, wenn man eine gleitende Marktprämie bezieht.</p>

[illegible]

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>wurden, gelten die Ansätze für die angebauten und freistehenden Anlagen, auch wenn sie der Kategorie der integrierten Anlagen angehören.</p> <p>4 Für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen wird nur ein Leistungsbeitrag im Umfang der Leistungssteigerung entrichtet, die mit der Erweiterung oder Erneuerung erreicht wird. Es wird kein Grundbeitrag entrichtet.</p> <p>5 Wird eine Anlage bereits vor Erhalt der Einmalvergütung erweitert, so werden der Grundbeitrag für den zuerst in Betrieb genommenen Anlagenteil und der Leistungsbeitrag entsprechend dem Inbetriebnahmedatum der einzelnen Anlagenteile ausbezahlt.</p> <p>6 Besteht eine Anlage aus mehreren Modulfeldern, die verschiedenen Kategorien nach Artikel 6 angehören, so berechnet sich der Grundbeitrag nach dem nach Leistung gewichteten Mittelwert der Ansätze und der Leistungsbeitrag entsprechend den Anteilen der Leistung pro Kategorie.</p>			
<p>Art. 38a Festsetzung der Einmalvergütung durch Auktionen</p> <p>1 Für Projekte zur Erstellung neuer Photovoltaikanlagen ohne Eigenverbrauch ab einer Leistung von 150 kW wird die Höhe der Einmalvergütung durch Auktionen bestimmt.</p> <p>2 Für Photovoltaikanlagen, die ausserhalb von Bauzonen erstellt werden sollen und die gewisse zusätzliche Kriterien erfüllen, können separate Spezialauktionen durchgeführt werden.</p>	<p>Art. 38a Abs. 6</p>	<p><u>2^{bis} (neu) Für Photovoltaikanlagen von nationalem Interesse gemäss Art. 9a EnV, die mindestens 500 kWh/kWp im Winterhalbjahr erzeugen, werden jährlich separate Spezialauktionen durchgeführt.</u></p>	<p>Abs. 2^{bis}: Begründung vgl. oben Art. 30c Abs. 1^{bis}.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>3 Die mittels Auktionen bestimmte Einmalvergütung besteht aus einem Leistungsbeitrag pro Kilowatt installierte Leistung.</p> <p>4 Weist eine Anlage einen Neigungswinkel von mindestens 75 Grad auf, so wird zusätzlich zum Ansatz, der im Gebot angegeben wurde, der Neigungswinkelbonus gemäss Artikel 38 Absatz 1^{bis} oder 1^{ter} gewährt.</p> <p>5 Erfüllt eine Anlage die Voraussetzungen gemäss Artikel 38 Absatz 1^{quater}, so wird zusätzlich zum Ansatz, der im Gebot angegeben wurde, der Höhenbonus gewährt.</p>	<p>6 Erfüllt eine Anlage die Voraussetzungen gemäss Artikel 38 Absatz 1^{quinqies}, so wird zusätzlich zum Ansatz, der im Gebot angegeben wurde, der Parkflächenbonus gewährt.</p>		
5. Abschnitt: Auktionen für die Einmalvergütung			
<p>Art. 46b Teilnahmevoraussetzungen</p> <p>1 Mit dem Bau der Anlage darf nicht vor dem Zuschlag begonnen werden.</p> <p>2 Pro Grundstück und Auktionsrunde darf nur ein Gebot abgegeben werden.</p>	<p>Art. 46b Abs. 3 und 4</p> <p>3 Mit der Gebotsabgabe ist eine Teilnahmegebühr von 300 Franken zu entrichten.</p> <p>4 Wurde für ein Gebot ein Zuschlag erteilt und wurde die Anlage anschliessend nicht gebaut, ist für Anlagen auf demselben Grundstück die Teilnahme an Auktionen für die Einmalvergütung oder die gleitende Marktprämie für Photovoltaikanlagen während fünf Jahren, nachdem die Zuschlagserteilung in Rechtskraft erwachsen ist, ausgeschlossen.</p>	<p>5 (neu) <u>Kann ein bezuschlagtes Gebot aus anderen Gründen, für die sie nicht einzustehen hat, nicht gebaut werden, so wird auf den befristeten Ausschluss einer erneuten Zuschlagserteilung gemäss Abs. 4 verzichtet.</u></p>	<p>Abs. 5: Analog zu den möglichen Fristverlängerungen bei Projektfortschritten, Inbetriebnahmen und Meldepflichten gemäss Art. 23 EnFV soll es auch hier eine Ausnahmeregelung geben, falls berechnigte Gründe den Bau der Anlage verunmöglichen.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
5. Kapitel: Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen 1. Abschnitt: Allgemeine Bestimmungen			
Art. 47 Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung 1 Die Erweiterung einer Anlage ist erheblich, wenn durch bauliche Massnahmen: a. die Ausbauwassermenge aus dem bereits genutzten Gewässer um mindestens 20 Prozent erhöht wird und die erweiterte Anlage über einen Speicher verfügt, mit dessen Inhalt während sechs Vollaststunden Elektrizität produziert werden kann; b. die mittlere Bruttofallhöhe um mindestens 10 Prozent erhöht wird; c. zusätzliches Wasser im Umfang von mindestens 10 Prozent des Durchschnitts der in den letzten fünf vollen Betriebsjahren vor der Inbetriebnahme der Erweiterung genutzten Jahreswassermenge genutzt wird; d. das nutzbare Speichervolumen sowohl um mindestens 15 Prozent als auch um 150 000 Kubikmeter vergrössert wird; oder e. die durchschnittliche jährliche Nettoproduktion gegenüber dem Durchschnitt der letzten fünf vollen Betriebsjahre vor der Einreichung des Gesuchs um einen Investitionsbeitrag um mindestens 20 Prozent oder 30 GWh gesteigert wird. 2 Die Erneuerung einer Anlage ist erheblich, wenn: a. mindestens eine Hauptkomponente wie Wasserfassung, Zubringerpumpen, Wehr, Speicher, Druckleitung, Maschinen oder elektromechanische Ausrüstung der Anlage ersetzt oder totalsaniert wird; und b. die Investition im Verhältnis zur Nettoproduktion, die innerhalb der letzten		d. das nutzbare Speichervolumen sowohl um mindestens 15 Prozent als auch um 150 000 Kubikmeter vergrössert wird <u>oder um mindestens 20 GWh</u> ; oder	Abs. 2 Bst. d: Im Falle von grossen Speichersseen sind 15 Prozent in der Regel nicht zu erreichen.

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
fünf vollen Betriebsjahre durchschnittlich in einem Jahr erzielt wurde, mindestens 14 Rp./kWh beträgt.			
3. Abschnitt: Reihenfolge der Berücksichtigung von Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW			
Art. 51 Zur Verfügung stehende Mittel 1 Die Mittel, die für Investitionsbeiträge für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW verwendet werden können (Art. 36 Abs. 2 EnV), werden im Zweijahresrhythmus zugeteilt. 2 Die Zweijahresperiode beginnt am 1. Januar des Jahres, in das ein Stichtag fällt. Die Stichtage sind der 30. Juni 2018, der 31. August 2020, der 31. August 2022, der 30. Juni 2024, der 30. Juni 2026, der 30. Juni 2028 und der 30. Juni 2030. 3 Können alle bis zu einem Stichtag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden und stehen danach noch Mittel zur Verfügung, so können auch später eingereichte Gesuche laufend berücksichtigt werden, bis die Mittel für diese zwei Jahre ausgeschöpft sind.	Art. 51 Abs. 2 2 Die Zweijahresperiode beginnt am 1. Januar des Jahres, in das ein Stichtag fällt. Die Stichtage sind der 30. Juni 2018, der 31. August 2020, der 31. August 2022, der 30. Juni 2024, der 30. Juni 2026, der 30. Juni 2028, der 30. Juni 2030, der 30. Juni 2032 und der 30. Juni 2034.		
5. Abschnitt: Bemessungskriterien			
Art. 62 Nicht anrechenbare Kosten 1 Nicht anrechenbar sind insbesondere Kosten: a. die im Zusammenhang mit Anlagenteilen entstehen, die dem Umwälzbetrieb dienen; b. die anderweitig vergütet werden, namentlich die Kosten für Massnahmen nach Artikel 83a GSchG und Artikel 10 BGF.	Art. 62 Abs. 1 Bst. c 1 Nicht anrechenbar sind insbesondere Kosten: c. für Anlagenteile, die primär der Wasserversorgung dienen und die zusätzlich auf die Produktion von Elektrizität ausgerichtet sind, wenn keine Zusiche-		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
2 Dient ein Anlagenteil nicht ausschliesslich dem Umwälzbetrieb, so können nur die Kosten nicht angerechnet werden, die auf den Umwälzbetrieb entfallen.	<p> rung dem Grundsatz nach oder keine Bewilligung des früheren Baubeginns nach Artikel 32 erteilt wurde.</p>		
6. Kapitel: Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen 1. Abschnitt: Anspruchsvoraussetzungen			
Art. 67 Kategorien 1 Als Biogasanlagen gelten Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität und Wärme aus biogenem Gas, das entweder am Standort des WKK-Moduls oder an einem mit einer betriebseigenen Gasleitung erschlossenen Standort durch die Vergärung von Biomasse erzeugt wird. 2 Als Holzkraftwerke gelten Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität und Wärme aus Holz. 3 Als KVA gelten Anlagen zur thermischen Behandlung von Siedlungsabfällen nach den Artikeln 31 und 32 der Abfallverordnung vom 4. Dezember 2015 (VVEA). 4 Als Schlammverbrennungsanlagen gelten Anlagen zur thermischen Behandlung von Abfällen aus Biomasse insbesondere Klärschlämme, Papierschlämme und Schlämme aus der Lebensmittelindustrie nach den Artikeln 31 und 32 VVEA. 5 Als Klärgasanlagen gelten Anlagen zur Nutzung von Klärgas aus Abwasserreinigungsanlagen des Gemeinwesens zur Erzeugung von Elektrizität und Wärme, unabhängig davon, ob in diesen Anlagen auch angelieferte Co-Substrate vergärt werden. 6 Als Deponiegasanlagen gelten Anlagen zur Nutzung des Gases aus Deponien nach	Art. 67 Abs. 4 4 Als Schlammverbrennungsanlagen gelten Anlagen zur thermischen Behandlung von Abfällen aus Biomasse insbesondere Klärschlämme, Papierschlämme und Schlämme aus der Lebensmittelindustrie nach den Artikeln 31 und 32 VVEA, auch wenn in diesen Anlagen zusätzlich andere Biomasse eingesetzt wird.		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
den Artikeln 35–43 VVEA zur Erzeugung von Elektrizität.			
Art. 68 Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung 1 Die Erweiterung einer Anlage ist erheblich, wenn durch bauliche Massnahmen die jährliche Elektrizitätsproduktion gegenüber dem Durchschnitt der letzten drei vollen Betriebsjahre vor der Inbetriebnahme der Erweiterung um mindestens 25 Prozent gesteigert wird. 2 Die Erneuerung einer Anlage ist erheblich, wenn die anrechenbaren Investitionskosten der Erneuerung mindestens folgende Beträge erreichen: a. 100 000 Franken bei Biogasanlagen und Holzkraftwerken; b. 15 Millionen Franken bei KVA und Schlammverbrennungsanlagen; c. 250 000 Franken bei Klärgasanlagen mit einem Einwohnerwert ab 50 000; d. 100 000 Franken bei Klärgasanlagen mit einem Einwohnerwert von weniger als 50 000 und bei Deponiegasanlagen.	Art. 68 Abs. 1 und 2 Bst. a 1 Die Erweiterung einer Anlage ist erheblich, wenn durch bauliche Massnahmen die jährliche Elektrizitätsproduktion gegenüber dem Durchschnitt der letzten fünf vollen Betriebsjahre vor der Inbetriebnahme der Erweiterung um mindestens 25 Prozent gesteigert wird. 2 Die Erneuerung einer Anlage ist erheblich, wenn die anrechenbaren Investitionskosten der Erneuerung mindestens folgende Beträge erreichen: a. 250 000 Franken bei Biogasanlagen und Holzkraftwerken;	1 Die Erweiterung einer Anlage ist erheblich, wenn durch bauliche Massnahmen die jährliche Elektrizitätsproduktion gegenüber dem Durchschnitt der letzten fünf vollen Betriebsjahre vor der Inbetriebnahme der Erweiterung um mindestens <u>15 Prozent</u> 25 Prozent gesteigert wird.	Abs. 1: 25 Prozent ist in absoluten Zahlen eine sehr hohe Schwelle für Erweiterungen und macht diese unter Umständen nicht rentabel. 15 Prozent wären ein vernünftiger Kompromiss.
2. Abschnitt: Investitionsbeitrag			
Art. 70 Ansätze Der Investitionsbeitrag beträgt: a. 50 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten für Biogasanlagen b. 40 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten für Holzkraftwerke; c. 20 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten für KVA, Schlammverbrennungs-, Klärgas- und Deponiegasanlagen.	Art. 70 Ansätze 1 Der Investitionsbeitrag für KVA, Schlammverbrennungs- und Deponiegasanlagen wird im Einzelfall bestimmt und beträgt 20 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten. 2 Der Investitionsbeitrag für Biogasanlagen, Holzkraftwerke und Klärgasanlagen wird nach dem Referenzanlagenprinzip gestützt auf die Ansätze in Anhang 2.3 bestimmt.		
Art. 71 Höchstbeitrag Der Investitionsbeitrag darf die folgenden Beträge nicht überschreiten:	Art. 71 Höchstbeitrag Der Investitionsbeitrag darf die folgenden Beträge nicht überschreiten:	<i>Streichen</i>	Wie der VSE schon mehrfach gefordert hat (vgl. VSE-Stellungnahme zur Verordnungsänderungen im Bereich des Bundesamts für Energie (BFE) mit Inkrafttreten am 1. Januar

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>a. 12 Millionen Franken für Holzkraftwerke;</p> <p>b. 6 Millionen Franken für KVA und Schlammverbrennungsanlagen;</p> <p>c. 1 Million Franken für Klärgas- und Deponiegasanlagen.</p>	<p>a. 8 Millionen Franken für Biogasanlagen und Holzkraftwerke;</p> <p>b. 6 Millionen Franken für KVA und Schlammverbrennungsanlagen;</p> <p>c. 1 Million Franken für Klärgas- und Deponiegasanlagen.</p>		<p>2024) verhindert der Höchstbeitrag von 12 Millionen Franken bereits heute einen Ausbau von Kraftwerken. Eine Absenkung des Betrags und Ausweitung der Regelung auf Biogasanlagen verhindert den Ausbau von diesen Anlagen.</p>
4. Abschnitt: Gesuchsverfahren	<p><i>Gliederungstitel vor Artikel 74</i></p> <p>4. Abschnitt: Gesuchsverfahren für KVA, Schlammverbrennungs- und Deponiegasanlagen</p>		
	<p><i>Gliederungstitel nach Artikel 80</i></p> <p>4a. Abschnitt: Gesuchsverfahren für Biogasanlagen, Holzkraftwerke und Klärgasanlagen</p>		
	<p>Art. 80a Gesuch</p> <p>1 Das Gesuch um einen Investitionsbeitrag ist bei der Vollzugsstelle einzureichen.</p> <p>2 Es kann erst gestellt werden, wenn eine rechtskräftige Baubewilligung vorliegt oder, sofern für ein Projekt keine Baubewilligung erforderlich ist, die Baureife des Projekts nachgewiesen ist.</p> <p>3 Es hat sämtliche Angaben und Unterlagen nach Anhang 2.3 zu enthalten.</p>		
	<p>Art. 80b Zusicherung dem Grundsatz nach</p> <p>Sind die Anspruchsvoraussetzungen voraussichtlich erfüllt und stehen genügend Mittel zur Verfügung, so sichert die Vollzugsstelle den Investitionsbeitrag dem Grundsatz nach zu und setzt Folgendes fest:</p> <p>a. die voraussichtliche Höhe des Investitionsbeitrags aufgrund der geplanten Anlagenleistung anhand der Ansätze nach Anhang 2.3 und unter Beachtung der Höchstbeiträge nach Artikel 71;</p> <p>b. den voraussichtlichen Anteil der Anlagenleistung für den ein Investitionsbeitrag gewährt wird;</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	c. den Höchstbetrag, den der Investitionsbeitrag nicht überschreiten darf; er entspricht dem nach Buchstabe a festgesetzten Betrag.		
	Art. 80c Inbetriebnahmefrist, Fristerstreckung und Inbetriebnahmemeldung 1 Die Anlage, die erhebliche Erweiterung oder die erhebliche Erneuerung ist innerhalb von drei Jahren ab Erhalt der Verfügung nach Artikel 80b in Betrieb zu nehmen. 2 Für die Fristerstreckung und die Inbetriebnahmemeldung gilt Artikel 30edecies Absätze 2–4 sinngemäss		
	Art. 80d Bauabschlussmeldung 1 Spätestens vier Jahre nach der Inbetriebnahme ist der Vollzugsstelle eine Bauabschlussmeldung einzureichen. 2 Diese muss folgende Angaben und Unterlagen enthalten: a. eine detaillierte Baukostenabrechnung; b. für Erneuerungen: eine Auflistung der anrechenbaren und der nicht anrechenbaren Investitionskosten anhand der in Anhang 2.3 aufgeführten Anlagenbestandteile; c. die installierte Leistung und; d. die Nettoproduktion zweier voller Betriebsjahre. 3 Kann die gesuchstellende Person die Bauabschlussmeldung aus Gründen, für die sie nicht einzustehen hat, nicht fristgerecht einreichen, so kann die Vollzugsstelle die Frist auf Gesuch hin erstrecken. Das Gesuch ist vor Ablauf der Frist schriftlich einzureichen.		
	Art. 80e Definitive Festsetzung des Investitionsbeitrags Sind die Anspruchsvoraussetzungen zum Zeitpunkt der Bauabschlussmeldung noch erfüllt, so setzt die Vollzugsstelle den Inves-		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	titionsbeitrag unter Beachtung des in der Zusicherung nach Artikel 80b festgesetzten Höchstbetrags nach den Vorgaben von Artikel 85 definitiv fest.		
	<p>Art. 80f Gestaffelte Auszahlung des Investitionsbeitrags</p> <p>Der Investitionsbeitrag wird in drei Tranchen ausbezahlt:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. 40 Prozent des Höchstbetrags nach Artikel 80b Buchstabe c: bei Baubeginn; b. 30 Prozent des Höchstbetrags nach Artikel 80b Buchstabe c: nach Einreichen der Inbetriebnahmemeldung; c. Differenz der Beträge nach den Buchstaben a und b zum definitiven Investitionsbeitrag: nach Eintritt der Rechtskraft der definitiven Festsetzung des Investitionsbeitrags. 		
	<p>Gliederungstitel vor Artikel 81</p> <p>5a. Abschnitt: Bemessungskriterien für Biogasanlagen, Holzkraftwerke und Klärgasanlagen</p>		
	<p>Art. 84 Anteil bei erheblichen Erweiterungen und Erneuerungen</p> <p>1 Bei erheblichen Erweiterungen und Erneuerungen wird der Anteil der Anlagenleistung nach der Erweiterung oder Erneuerung, für den ein Investitionsbeitrag gewährt wird, wie folgt bestimmt:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. bei erheblichen Erweiterungen: aus dem Verhältnis der Leistungssteigerung, die aufgrund der Erweiterung zu erwarten ist, zur Gesamtleistung nach der Erweiterung; b. bei erheblichen Erneuerungen: aus dem Verhältnis der anrechenbaren Investitionskosten, die aufgrund der Erneuerung anfallen, zu den Investitionskosten für eine neue Referenzanlage; er darf jedoch höchstens 70 Prozent der Anlagenleistung betragen 		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>Art. 85 Berechnung des Investitionsbeitrags</p> <p>1 Der Investitionsbeitrag berechnet sich wie folgt:</p> <p>a. für Neuanlagen: pro kW Leistung;</p> <p>b. für erhebliche Erweiterungen und Erneuerungen: pro kW des nach Artikel 84 berechneten Anteils der Leistung nach der Erweiterung oder Erneuerung.</p> <p>2 Die Ansätze sind in Anhang 2.3 Ziffer 7 festgelegt.</p> <p>3 Für erhebliche Erweiterungen und Erneuerungen beträgt der Ansatz 70 Prozent der Ansätze nach Anhang 2.3 Ziffer 7.</p> <p>4 Bei Biogas- und Klärgasanlagen ist die äquivalente Leistung massgebend.</p>		
<p>6a. Kapitel: Investitionsbeitrag für Windenergieanlagen</p> <p>1. Abschnitt: Ansatz</p>			
<p>Art. 87a</p> <p>Der Investitionsbeitrag beträgt 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.</p>	<p>Art. 87a</p> <p>1 Der Investitionsbeitrag wird nach dem Referenzanlagenprinzip bestimmt.</p> <p>2 Die Ansätze je Kategorie sind in Anhang 2.4 festgelegt.</p>		
<p>2. Abschnitt: Reihenfolge der Berücksichtigung und Warteliste</p>			
<p>Art. 87c Warteliste</p> <p>1 Reichen die Mittel nicht für eine sofortige Berücksichtigung aus, so werden die Projekte in eine Warteliste aufgenommen, es sei denn, sie erfüllen die Anspruchsvoraussetzungen offensichtlich nicht.</p> <p>2 Das BFE teilt der gesuchstellenden Person mit, dass ihr Projekt in die Warteliste aufgenommen wurde.</p> <p>3 Stehen wieder Mittel zur Verfügung, so werden die Projekte entsprechend dem Einreichdatum des Gesuchs berücksichtigt.</p>	<p>Art. 87c Abs. 2</p> <p>2 Die Vollzugsstelle teilt der gesuchstellenden Person mit, dass ihr Projekt in die Warteliste aufgenommen wurde.</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
3. Abschnitt: Gesuchsverfahren			
Art. 87d Gesuch 1 Das Gesuch um einen Investitionsbeitrag ist beim BFE einzureichen. 2 Es kann erst gestellt werden, wenn die Resultate von Windmessungen für den Standort einer neuen Anlage oder die Betriebsdaten bestehender Windenergieanlagen und ein Gutachten zum Energieertrag am Standort der Windenergieanlage vorliegen. Die Messungen und das Ertragsgutachten müssen die Mindestanforderungen nach Anhang 2.4 erfüllen. 3 Das Gesuch hat sämtliche Angaben und Unterlagen nach Anhang 2.4 zu enthalten.	Art. 87d Abs. 1 1 Das Gesuch um einen Investitionsbeitrag ist bei der Vollzugsstelle einzureichen.		
Art. 87e Zusicherung dem Grundsatz nach Ergibt die Prüfung des Gesuchs, dass die Anspruchsvoraussetzungen erfüllt sind, und stehen Mittel zur Berücksichtigung des Gesuchs zur Verfügung, so sichert das BFE den Investitionsbeitrag dem Grundsatz nach zu und setzt Folgendes fest: a. die Höhe des Investitionsbeitrags in Prozent der anrechenbaren Investitionskosten; b. den Höchstbetrag, den der Investitionsbeitrag nicht überschreiten darf; c. bis wann spätestens mit dem Bau zu beginnen ist; d. den Zahlungsplan gemäss Artikel 87j; e. die Frist, innerhalb der die Anlage in Betrieb zu nehmen ist.	Art. 87e Zusicherung dem Grundsatz nach Sind die Anspruchsvoraussetzungen voraussichtlich erfüllt und stehen genügend Mittel zur Verfügung, so sichert die Vollzugsstelle den Investitionsbeitrag dem Grundsatz nach zu und setzt Folgendes fest: a. die voraussichtliche Höhe des Investitionsbeitrags aufgrund der geplanten Anlagenleistung; b. den Höchstbetrag, den der Investitionsbeitrag nicht überschreiten darf; er entspricht dem nach Buchsstabe a festgesetzten Betrag.		
Art. 87f Inbetriebnahmemeldung Die Pflicht zur Einreichung der Inbetriebnahmemeldung richtet sich sinngemäss nach Artikel 55.	Art. 87f Projektfortschritt, Inbetriebnahme, Fristerstreckung und Meldepflichten 1 Die gesuchstellende Person muss nach Erhalt der Verfügung nach Artikel 87e innerhalb der Fristen nach Anhang 6.2 einen Projektfortschritt nach Anhang 6.2 Ziffer 4.1 erzielen und die Anlage in Betrieb nehmen.		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	2 Artikel 30d ^{septies} Absätze 2–5 gelten sinngemäss.		
Art. 87h Erstrecken von Fristen Das BFE kann die Fristen für die Inbetriebnahme und für das Einreichen der Bauabschlussmeldung auf Gesuch des Antragstellers erstrecken, wenn: <ol style="list-style-type: none"> die Frist aus Gründen, für die der Antragsteller nicht einzustehen hat, nicht eingehalten werden kann; und das Gesuch vor Ablauf der Frist eingereicht wird. 	Art. 87h Einleitungssatz Die Vollzugsstelle kann die Fristen für die Inbetriebnahme und für das Einreichen der Bauabschlussmeldung auf Gesuch des Antragstellers erstrecken, wenn:		
Art. 87i Definitive Festsetzung des Investitionsbeitrags Sind die Anspruchsvoraussetzungen zum Zeitpunkt der Bauabschlussmeldung noch erfüllt, so setzt das BFE den Investitionsbeitrag anhand der tatsächlich angefallenen Investitionskosten definitiv fest.	Art. 87i Definitive Festsetzung des Investitionsbeitrags Sind die Anspruchsvoraussetzungen zum Zeitpunkt der Bauabschlussmeldung noch erfüllt, so setzt die Vollzugsstelle den Investitionsbeitrag anhand der tatsächlich installierten Anlagenleistung definitiv fest.		
Art. 87j Gestaffelte Auszahlung des Investitionsbeitrags 1 Der Investitionsbeitrag wird in mehreren Tranchen ausbezahlt. 2 Das BFE setzt den Zeitpunkt für die Auszahlung der einzelnen Tranchen und die Höhe der pro Tranche auszahlenden Beträge einzelfallweise in der Zusicherung nach Artikel 87e fest (Zahlungsplan). 3 Die erste Tranche darf frühestens bei Baubeginn ausbezahlt werden. 4 Die letzte Tranche darf erst nach der definitiven Festsetzung des Investitionsbeitrags ausbezahlt werden. Bis dahin dürfen maximal 80 Prozent des in der Zusicherung nach Artikel 87e festgesetzten Höchstbetrags ausbezahlt werden.	Art. 87j Gestaffelte Auszahlung des Investitionsbeitrags Der Investitionsbeitrag wird in drei Tranchen ausbezahlt: <ol style="list-style-type: none"> 30 Prozent des Höchstbetrags nach Artikel 87e Buchstabe b: bei Baubeginn; 30 Prozent des Höchstbetrags nach Artikel 87e Buchstabe b: nach Einreichen der Inbetriebnahmemeldung; Differenz der Beträge nach den Buchstaben a und b zum definitiven Investitionsbeitrag: nach Eintritt der Rechtskraft der definitiven Festsetzung des Investitionsbeitrags 		
4. Abschnitt: Bemessungskriterien	Gliederungstitel nach Artikel 87j 4. Abschnitt: Berechnung des Investitionsbeitrags		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
Art. 87k Anrechenbare Investitionskosten Anrechenbar sind die Investitionskosten nach Artikel 61.	Art. 87k Der Investitionsbeitrag berechnet sich gestützt auf die Kategorie, die Anlagenleistung und die in Anhang 2.4 festgelegten Ansätze		
Art. 87l Nicht anrechenbare Kosten Nicht anrechenbar sind insbesondere Kosten: a. für den Erwerb von Grundeigentum; b. für Verfahren und die anwaltliche Vertretung im Zusammenhang mit Einsprachen und Beschwerden. Art. 87m Berechnung der ungedeckten Kosten und des Investitionsbeitrags im Einzelfall 1 Gibt es Anhaltspunkte, dass bei einer Anlage keine ungedeckten Kosten (Art. 29 Abs. 3 Bst. b ^{bis} EnG) vorliegen, so ist gemäss Anhang 4 zu berechnen, ob ungedeckte Kosten vorliegen. 2 Übersteigt der Investitionsbeitrag die ungedeckten Kosten, so wird er entsprechend gekürzt. 3 Das BFE stellt die nötigen Grundlagen und Formulare für die Berechnung der ungedeckten Kosten zur Verfügung. ⁸³	Art. 87l und 87m Aufgehoben		
6b. Kapitel: Investitionsbeiträge für die Prospektion und die Erschliessung von Geothermiereservoirien und für neue Geothermieranlagen 3. Abschnitt: Gesuchsverfahren			
Art. 87y Definitive Festsetzung des Investitionsbeitrags für Geothermieranlagen Sind die Anspruchsvoraussetzungen im Zeitpunkt der Bauabschlussmeldung noch erfüllt, so setzt das BFE den Investitionsbeitrag anhand der tatsächlich angefallenen Investitionskosten definitiv fest.	Art. 87y Abs. 2 2 Das BFE kürzt den Investitionsbeitrag im Umfang eines allfällig gewährten Projektierungsbeitrags.		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
7. Kapitel: Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen 1. Abschnitt: Allgemeine Bestimmungen			<p>Der VSE versteht das Anliegen des Bundesrates. Bevor das System jedoch angepasst wird, sollte ein lösungsorientierter und transparenter Austausch mit der Branche stattfinden, damit der prozessuale Anpassungsbedarf abgestimmt und eine angemessene Übergangsfrist ermittelt werden kann. Eine Anpassung zum jetzigen Zeitpunkt ohne Austausch ist überstürzt.</p> <p>Falls an der Umstellung der Methode festgehalten wird, sind die Hedging-Anteile in einer Übergangsphase tief anzusetzen. In Zeiten der Marktverwerfungen haben die grossen Produzenten aufgrund von Liquiditätsengpässen weniger abgesichert. Folglich können sie in den nächsten Jahren auch nicht die hohen vergangenen Preise erreichen.</p> <p>Auch bräuchte es eine Übergangsbestimmung: Die Anpassung der bestehenden Prozesse sowie die Praktikabilität der neuen Methodik muss gewährleistet sein und bei Bedarf angepasst werden können. Zudem hätte die Einführung der neuen Berechnungsmethodik zum 1. Januar 2025 einen rückwirkenden Effekt, da im Jahr 2025 auf das Referenzjahr 2024 abzustellen ist. Mit dem neuen Ansatz werden sodann Annahmen getroffen, wie beispielsweise für das Hedging, die nicht der historischen Realität im Jahr 2024 entsprechen können. Gleichzeitig hätte der Antragsteller nicht mehr die Möglichkeit, seine Hedging-Praxis an die Annahmen aus der neuen Methodik anzupassen.</p> <p>Die Bestimmungen des 7. Kapitels dürften erstmals für das Antragsjahr 2026 gelten.</p>
Art. 89 Markterlös 1 Ertragsseitig wird nur der Erlös berücksichtigt, der aus dem Verkauf von Elektrizität am Markt stammt (Markterlös). Nicht berücksichtigt werden übrige Erträge, insbesondere Erlöse aus Systemdienstleistungen und Herkunftsnachweisen.	Art. 89 Erlöse 1 Ertragsseitig werden die Erlöse gemäss den nachfolgenden Quellen und Annahmen berücksichtigt: a. Handel von Strom für den folgenden Tag (Day-Ahead-Markt): Der Erlös wird auf der Basis des Marktpreises ermittelt; Grundlage ist das Profil, das		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>2 Der Markterlös wird auf der Basis des Marktpreises ermittelt, anhand des mit der Anlage stündlich gefahrenen Profils beziehungsweise mit der Summe dieser Profile bei einem Anlagenverbund. Bei einer Partneranlage wird das ermittelte Profil anteilmässig auf die Partner aufgeteilt.</p> <p>3 Als Marktpreis gilt, auch für ausserbörsliche gehandelte Elektrizität, der stündliche Spotpreis für die Preiszone Schweiz, zu einem durchschnittlichen Monatskurs.</p> <p>4 ...</p> <p>5 Gehört zu einem Anlageverbund eine Einzelanlage im Einspeisevergütungssystem, so ist als deren Erlös die Einspeisevergütung massgebend.</p>	<p>mit der Anlage stündlich gefahren wird, oder die Summe dieser Profile bei einem Anlagenverbund; Absicherungen am Terminmarkt werden dabei gemäss Anhang 6.1 Ziffer 4.2.4 berücksichtigt; bei einer Partneranlage wird das ermittelte Profil anteilmässig auf die Partner aufgeteilt.</p> <p>b. Systemdienstleistungen: Der Erlös wird gemäss Anhang 6.1 Ziffer 4.2.5, jedoch ohne Abzug der Opportunitätskosten ermittelt.</p> <p>c. Herkunftsnachweise: Der Erlös wird gemäss Anhang 6.1 Ziffer 4.2.6 ermittelt.</p> <p>d. Winterreserve: Der Erlös wird gemäss Anhang 6.1 Ziffer 4.2.7 ermittelt.</p> <p>2 Als Marktpreis des Day-Ahead-Marktes gilt der stündliche Spotpreis für die Preiszone Schweiz, zu einem durchschnittlichen Monatswechsellkurs. Dieser Preis gilt auch für ausserbörslich gehandelte Elektrizität.</p> <p>3 Gehört zu einem Anlageverbund eine Einzelanlage im Einspeisevergütungssystem, so ist für den Erlös dieser Anlage die Einspeisevergütung massgebend.</p>		
<p>Art. 90 Gestehungs- und andere Kosten</p> <p>1 Als Gestehungskosten werden die für eine effiziente Produktion unmittelbar nötigen Betriebskosten berücksichtigt, nicht aber andere Kosten, insbesondere nicht Aufwendungen für gesamtbetriebliche Leistungen. Berücksichtigt werden auch:</p> <p>a. der Wasserzins;</p> <p>b. Mindererlöse aufgrund von Elektrizität, die dem Gemeinwesen kostenlos oder vergünstigt abzugeben ist;</p> <p>c. die direkten Steuern, die Gewinnsteuer jedoch nur, wenn sie einem tatsächlichen Gewinn entspricht, nicht aber, soweit sie zugunsten des lokalen Gemeinwesens, aufgrund einer Abmachung und gewinnunabhängig geschuldet ist.</p>	<p>Art. 90 Abs. 1 Einleitungssatz und Bst. d</p> <p>1 Zur Berechnung der Gestehungskosten werden die für eine effiziente Produktion unmittelbar nötigen Betriebskosten berücksichtigt. Berücksichtigt werden auch:</p>		<p>Hinweis: Bei der bestehenden Methodik werden nicht sämtliche Erlösmöglichkeiten bei der Berechnung der Marktprämie berücksichtigt. Das gleiche gilt im Gegenzug für die Kostenseite. Wenn mit der neuen Berechnungsmethodik nun sämtliche Erlöse berücksichtigt werden sollen, so muss auch die Kostenseite entsprechend angepasst werden. Insoweit ist es nicht sachgerecht weiterhin lediglich auf die «unmittelbar nötigen Betriebskosten einer effizienten Produktion» abzustellen. Stattdessen sind sämtliche Betriebskosten entsprechend dem Geschäftsbericht zu berücksichtigen.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>2 Als Gestehungskosten ebenfalls berücksichtigt werden die kalkulatorischen Kapitalkosten. Massgebend ist der Zinssatz nach Anhang 3. Abschreibungen sind grundsätzlich gemäss der bisherigen Praxis für die jeweilige Anlage vorzunehmen.</p> <p>3 Das BFE legt in einer Richtlinie die anrechenbaren Betriebs- und Kapitalkosten fest.</p>	<p>d. die Aufwendungen für gesamtbetriebliche Leistungen und die Vermarktung in der Höhe von:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 0,63 Rp./kWh für Laufwasserkraftwerke, 2. 0,78 Rp./kWh für Speicher-, Pumpspeicher- und Umwälzkraftwerke. 		
<p>7a. Kapitel: Betriebskostenbeitrag für Biomasseanlagen</p> <p>1. Abschnitt: Ausschlussgrund und Beitragssätze</p>			
<p>Art. 96a Ausschlussgrund</p> <p>Solange der Betreiber für eine Anlage eine Mehrkostenfinanzierung nach Artikel 73 Absatz 4 EnG oder eine Einspeisevergütung erhält, kann für diese Anlage kein Betriebskostenbeitrag gewährt werden.</p>	<p>Art. 96a Ausschlussgrund</p> <p>Kein Betriebskostenbeitrag gewährt wird:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. für eine Anlage, für die ein Betreiber noch eine Mehrkostenfinanzierung nach Artikel 73 Absatz 4 EnG oder eine Einspeisevergütung erhält; b. für den Anteil der Produktion, für die ein Betreiber eine gleitende Marktprämie erhält. 		
<p>8. Kapitel: Auswertung, Publikation, Auskünfte, Weitergabe von Daten an das Bundesamt für Zoll und Grenzsicherheit (BAZG), Kontrolle und Massnahmen</p>			
<p>Art. 98 Publikation</p> <p>1 Zur Einspeisevergütung publiziert das BFE bei Anlagen mit einer Leistung ab 30 kW folgende Angaben:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. den Namen oder die Firma des Betreibers sowie den Standort der Anlage; 	<p>Art. 98 Abs. 1 Einleitungssatz und 2</p> <p>1 Zur Einspeisevergütung und zur gleitenden Marktprämie publiziert das BFE bei Anlagen mit einer Leistung ab 30 kW folgende Angaben:</p>		

Verordnungen Stromgesetz – EnFV

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<ul style="list-style-type: none"> b. den verwendeten Energieträger; c. die Anlagenkategorie und den Anlagentyp; d. die Höhe der Vergütung; e. das Gesuchsdatum; f. das Inbetriebnahmedatum; g. die Menge der vergüteten Elektrizität; h. die Vergütungsdauer. <p>2 Bei Anlagen von weniger als 30 kW erfolgt die Publikation zur Einspeisevergütung nach Absatz 1 anonymisiert.</p> <p>3 Zu den Einmalvergütungen und den Investitionsbeiträgen publiziert es je Erzeugungstechnologie:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Anzahl der Investitionsbeitragsempfänger; b. das Total der Investitionsbeiträge; c. die durchschnittliche Höhe der Investitionsbeiträge im Verhältnis zu den durchschnittlich anrechenbaren Investitionskosten; d. die durchschnittliche Höhe der Investitionsbeiträge im Verhältnis zur durchschnittlichen Mehrproduktion. <p>4 Zur Marktprämie für Grosswasserkraftanlagen publiziert es:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Anzahl der Marktprämienempfänger; b. das Total der Marktprämien; c. die Anzahl der Anlagen und die gesamte Elektrizitätsmenge, für die die Marktprämie entrichtet wird; d. die gesamte Menge und den Durchschnittspreis der im Zusammenhang mit der Marktprämie in der Grundversorgung verkauften Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen. <p>5 Zu den Betriebskostenbeiträgen publiziert es folgende Angaben:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. den Namen oder die Firma des Betreibers sowie den Standort der Anlage; b. die Anlagenkategorie und den Anlagentyp; c. die Höhe des Betriebskostenbeitrags; d. die Menge der vergüteten Elektrizität. 	<p>2 Bei Anlagen von weniger als 30 kW erfolgen die Publikationen nach Absatz 1 anonymisiert</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>6 Bei Anlagen von weniger als 30 kW erfolgt die Publikation zu den Betriebskostenbeiträgen nach Absatz 5 anonymisiert.</p> <p>7 Zu den Einmalvergütungen für Anlagen nach Artikel 71a EnG publiziert das BFE pro Anlage:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. den Namen oder die Firma des Betreibers sowie den Standort der Anlage; b. die Anlagenleistung; c. das Inbetriebnahmedatum; d. die bei Gesuchseinreichung erwartete jährliche Stromproduktion und die erwartete Stromproduktion im Winterhalbjahr; e. die zum Zeitpunkt der definitiven Festsetzung der Einmalvergütung effektiv gemessene durchschnittliche jährliche Stromproduktion und die Stromproduktion im Winterhalbjahr; f. die Höhe der definitiven Einmalvergütung; g. den Förderanteil im Verhältnis zu den anrechenbaren Investitionskosten. 			
9. Kapitel: Schlussbestimmungen			
	<p>Art. 108b Übergangsbestimmung zur Änderung vom ...</p> <p>1 Wurde einem Betreiber vor Inkrafttreten des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Änderung des Energiegesetzes und des Stromversorgungsgesetzes) vom 29. September 2023 für eine Anlage in Bezug auf einen Investitionsbeitrag eine Bewilligung des früheren Baubeginns erteilt, so gilt diese Bewilligung auch in Bezug auf die Gewährung einer gleitenden Marktprämie.</p> <p>2 Will der Betreiber die gleitende Marktprämie in Anspruch nehmen, muss er dies der zuständigen Behörde bis zum 1. Juni 2025 mitteilen.</p>	<p>2 Will der Betreiber die gleitende Marktprämie in Anspruch nehmen, muss er dies der zuständigen Behörde bis zum <u>1. Januar 2026</u> 1. Juni 2025 mitteilen.</p>	<p>Abs. 2: Es braucht für die Betreiber eine genügend lange Übergangszeit für die Entscheidung des Förderinstruments.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
			Um die Kongruenz mit der zweijährigen Eingabefrist bei der gleitenden Marktprämie herzustellen, könnte auch der 30. Juni 2026 gewählt werden.
	II 1 Die Anhänge 1.2, 1.3, 2.1–2.3, 2.6 und 5 werden gemäss Beilage geändert. 2 Anhang 2.4 erhält die neue Fassung gemäss Beilage. 3 Diese Verordnung erhält neu die Anhänge 6.1–6.3 gemäss Beilage.		
	III Diese Verordnung tritt am 1. Januar 2025 in Kraft.		
Anhang 1.2 (Art 16, 17, 21 und 23)	Anhang 1.2 (Art. 16, 17, 21 und 23)		
Photovoltaikanlagen im Einspeisevergütungssystem	Photovoltaikanlagen im Einspeisevergütungssystem		
4 Gesuchsverfahren			
4.3 Inbetriebnahmemeldung Die Inbetriebnahmemeldung hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten: a. Inbetriebnahmedatum; b. Abnahmeprotokoll mit detaillierter Beschreibung oder Sicherheitsnachweis nach Artikel 37 der Niederspannungsinstallationsverordnung vom 7. November 2001 (NIV) inklusive Mess- und Prüfprotokollen; c. allfällige Änderungen gegenüber den im Gesuch gemachten Angaben;	Ziff. 4.3 Bst. d 4.3 Inbetriebnahmemeldung Die Inbetriebnahmemeldung hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten:		

[illegible]

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>übertragen, wenn diese andere Windkraftanlage:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. ... b. die Anspruchsvoraussetzungen voraussichtlich erfüllt; c. für das Einspeisevergütungssystem angemeldet worden ist; und d. der Betreiber dem übernehmenden Betreiber für die Übertragung maximal die Hälfte der ihm tatsächlich entstandenen Kosten für Windmessungen, Umweltstudien und technische Abklärungen in Rechnung stellt. <p>5.2.2 Das BFE entscheidet auf Gesuch des übertragenden Betreibers und nach Anhörung des Standortkantons über die Übertragung. Die Modalitäten der Übertragung sind dem BFE offenzulegen.</p> <p>5.2.3 Die Fristen für Projektfortschrittsmeldungen (Ziff. 5.3) und die Inbetriebnahme (Ziff. 5.4) beginnen mit dem Datum der neuen Zusicherung dem Grundsatz nach neu zu laufen.</p> <p>5.3 Projektfortschrittsmeldungen</p> <p>5.3.1 Bei Anlagen, die der Umweltverträglichkeitsprüfung unterliegen, ist spätestens vier Jahre nach der Zusicherung dem Grundsatz nach (Art. 22) eine Projektfortschrittsmeldung einzureichen. Diese hat das vom Standortkanton genehmigte Pflichtenheft für den Umweltverträglichkeitsbericht zu enthalten.</p> <p>5.3.2 Spätestens zehn Jahre nach Eröffnung der Zusicherung dem Grundsatz nach (Art. 22) ist eine zweite Projektfortschrittsmeldung einzureichen. Diese hat mindestens folgende Angaben zu enthalten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. rechtskräftige Baubewilligung; 	<p>5.2.2 Aufgehoben</p> <p>5.2.3 Aufgehoben</p>		

Verordnungen Stromgesetz – EnFV

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>b. die Meldung des Projekts beim Netzbetreiber sowie dessen Stellungnahme dazu;</p> <p>c. allfällige Änderungen gegenüber den im Gesuch gemachten Angaben;</p> <p>d. geplantes Inbetriebnahmedatum.</p> <p>5.4 Inbetriebnahme</p> <p>5.4.1 Die Anlage ist spätestens zwölf Jahre nach der Zusicherung dem Grundsatz nach (Art. 22) in Betrieb zu nehmen.</p> <p>5.4.2 Anlagen, die nach Artikel 20 Absatz 3 Buchstabe a aufgrund der vollständigen zweiten Projektfortschrittsmeldung auf der Warteliste vorgerückt sind, sind spätestens drei Jahre nach der Zusicherung dem Grundsatz nach (Art. 22) in Betrieb zu nehmen.</p> <p>5.5 Inbetriebnahmemeldung</p> <p>Die Inbetriebnahmemeldung hat mindestens folgende Angaben zu enthalten:</p> <p>a. Typenbezeichnung der Anlage;</p> <p>b. Leistung;</p> <p>c. Nabenhöhe;</p> <p>d. Extraausrüstungen, z. B. Rotorblattheizung;</p> <p>e. Inbetriebnahmedatum;</p> <p>f. allfällige Änderungen gegenüber den im Gesuch und in der Projektfortschrittsmeldung gemachten Angaben.</p>			
Anhang 1.4 (Art. 16, 17, 21, 22 und 23)	Anhang 1.4 (Art. 16, 17, 21, 22 und 23)		
Geothermieranlagen im Einspeisevergütungssystem	Geothermieranlagen im Einspeisevergütungssystem		
	<i>Klammerverweis unter Anhangnummer</i> (Art. 16, 17, 21 und 23)		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
Anhang 1.5 (Art. 16, 17, 21, 22 und 23)	Anhang 1.5 (Art. 16, 17, 21, 22 und 23)		
Biomasseanlagen im Einspeisevergütungssystem	Biomasseanlagen im Einspeisevergütungssystem		
	<i>Klammerverweis unter Anhangnummer</i>		
	(Art. 16, 17, 21, 23 und 28)		
3 Vergütungssatz 3.1 Berechnung des Vergütungssatzes Der Vergütungssatz setzt sich aus einer Grundvergütung und, sofern die Voraussetzungen erfüllt sind, aus einem Bonus nach Ziffer 3.3 oder Ziffer 3.4 zusammen. Der Vergütungssatz wird jährlich neu berechnet. 3.1.2 Für die Berechnung der Sätze für die Grundvergütung und die Boni ist die äquivalente Leistung der Anlage massgebend. Diese entspricht dem Quotienten aus der Nettoproduktion in kWh und der Stundensumme des jeweiligen Kalenderjahres. Für das Jahr, in dem die Anlage in Betrieb genommen oder stillgelegt wird, werden bei der Bestimmung der äquivalenten Leistung die vollen Stunden vor der Inbetriebnahme oder nach der Stilllegung der Anlage abgezogen. 3.1.3 Die Sätze der Grundvergütung und der Boni werden anteilmässig nach den Leistungsklassen gemäss den Ziffern 3.2–3.4 berechnet. 3.1.4 Werden in einem Holzkraftwerk auch problematische Holzabfälle verwendet, die gemäss Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe a der Verordnung vom 22. Juni 2005 über den Verkehr mit Abfällen als Sonderabfälle bezeichnet sind, wird der Anteil der Elektrizität, der aufgrund der	Ziff. 3.1.4		

Verordnungen Stromgesetz – EnFV

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>Verwendung dieser problematischen Holzabfälle erzielt wurde, mit dem halben Vergütungssatz vergütet. Der Anteil berechnet sich aufgrund der verwendeten Energieinhalte.</p> <p>3.1.4 Werden in einem Holzkraftwerk auch problematische Holzabfälle verwendet, die gemäss Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe a der Verordnung vom 22. Juni 2005 über den Verkehr mit Abfällen als Sonderabfälle bezeichnet sind, wird der Anteil der Elektrizität, der aufgrund der Verwendung dieser problematischen Holzabfälle erzielt wurde, mit dem halben Vergütungssatz vergütet. Der Anteil berechnet sich aufgrund der verwendeten Energieinhalte.</p>	3.1.4 <i>Aufgehoben</i>		
Anhang 2.1 (Art. 7, 38, 41–43, 45 und 46d)	Anhang 2.1 (Art. 7, 38, 41–43, 45, 46d, 46i und 46l)		
Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen	Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen		
<p>2 Ansätze für die Einmalvergütung</p> <p>2.7 Neigungswinkel- und Höhenbonus</p> <p>2.7.1 Der Bonus für integrierte Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens 75 Grad beträgt 250 Franken pro kW.</p> <p>2.7.2 Der Bonus für angebaute oder freistehende Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens 75 Grad beträgt 100 Franken pro kW.</p> <p>2.7.3 Der Bonus für Anlagen, die ab einer Höhe von 1500 m ü. M installiert werden, beträgt 250 Franken pro kW. Der Nachweis, dass die Anlage nicht an ein Gebäude angebaut oder in ein Gebäude integriert wurde, ist mittels Fotos zu erbringen.</p>	<p>Ziff. 2.7</p> <p>2.7 Boni</p> <p>2.7.1 Der Bonus für integrierte Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens 75 Grad beträgt 400 Franken pro kW.</p> <p>2.7.2 Der Bonus für angebaute oder freistehende Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens 75 Grad beträgt 200 Franken pro kW.</p>	<p>2.7.1 Der Bonus für integrierte Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens <u>55 Grad</u> 75 Grad beträgt 400 Franken pro kW.</p> <p>2.7.2 Der Bonus für angebaute oder freistehende Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens <u>55 Grad</u> 75 Grad beträgt 200 Franken pro kW.</p> <p>2.7.3 Der Bonus für Anlagen <u>mit einer Produktion von mindestens 500 kWh/kWp im Winterhalbjahr, die ab einer Höhe von 1500 m ü. M installiert werden</u>, beträgt 250 Franken pro kW. Der Nachweis, dass die Anlage nicht an ein Gebäude angebaut oder in ein Gebäude</p>	<p>Ziff. 2.7.1 und 2.7.2: Mit einem steilen Neigungswinkel steigt die Winterproduktion. Die maximale Winterproduktion liegt jedoch bei einem Neigungswinkel zwischen 55 und 60 Grad. Es soll keinen Anreiz geben, suboptimale Anlagen zu bauen, nur damit der Bonus geholt werden kann.</p> <p>Ziff. 2.7.3: Der Höhenbonus wurde vor der Einführung nicht vernehmlasst und der Erläuterungsbericht vom November 2022 liefert nur sehr wenig sachlich begründete Informationen zur Festlegung der bestehenden Grenze von 1500 m. ü. M. gemäss Art. 38 Abs. 1^{quater} EnFV. Im Fokus der Förderung steht beim Höhenbonus die Winterstromproduktion, weshalb</p>

Geltendes Recht				Entwurf vom 21.02.2024				Antrag VSE				Bemerkung VSE																																														
								integriert wurde, ist mittels Fotos zu erbringen.				das Kriterium nicht direkt an eine willkürliche Höhengrenze geknüpft sein sollte, sondern analog zum Art. 71a Abs. 2 Bst. b EnG an die Winterstromproduktion. Demnach könnte für den Anspruch auf den Bonus das Kriterium der Grenze von 1500 m. ü. M durch 500 kWh/kWp im Winterhalbjahr ersetzt werden.																																														
2.8 Für integrierte Anlagen, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen wurden, gelten die folgenden Ansätze:				2.8 Für integrierte Anlagen, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen wurden, gelten die folgenden Ansätze:																																																						
<table><tr><td></td><td>Leistungs-klasse</td><td>1.1.2023–31.03.2024</td><td>Ab 1.4.2024</td></tr><tr><td>Grundbeitrag (Fr.)</td><td>2–5 kW</td><td>200</td><td>0</td></tr><tr><td></td><td>>5 kW</td><td>0</td><td>0</td></tr><tr><td>Leistungsbeitrag (Fr./kW)</td><td><30 kW</td><td>440</td><td>420</td></tr><tr><td></td><td>30–<100 kW</td><td>330</td><td>330</td></tr></table>					Leistungs-klasse	1.1.2023–31.03.2024	Ab 1.4.2024	Grundbeitrag (Fr.)	2–5 kW	200	0		>5 kW	0	0	Leistungsbeitrag (Fr./kW)	<30 kW	440	420		30–<100 kW	330	330	<table><tr><td colspan="2">Leistungs-kategorie</td><td>1.1.2023–31.03.2024</td><td>1.4.2024–31.03.2025</td><td>Ab 1.4.2025</td></tr><tr><td rowspan="2">Grundbeitrag (Fr.)</td><td>2–5 kW</td><td>200</td><td>0</td><td>0</td></tr><tr><td>>5 kW</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr><tr><td rowspan="2">Leistungsbeitrag (Fr./kW)</td><td><30 kW</td><td>440</td><td>420</td><td>400</td></tr><tr><td>30–<100 kW</td><td>330</td><td>330</td><td>330</td></tr></table>				Leistungs-kategorie		1.1.2023–31.03.2024	1.4.2024–31.03.2025	Ab 1.4.2025	Grundbeitrag (Fr.)	2–5 kW	200	0	0	>5 kW	0	0	0	Leistungsbeitrag (Fr./kW)	<30 kW	440	420	400	30–<100 kW	330	330	330								
	Leistungs-klasse	1.1.2023–31.03.2024	Ab 1.4.2024																																																							
Grundbeitrag (Fr.)	2–5 kW	200	0																																																							
	>5 kW	0	0																																																							
Leistungsbeitrag (Fr./kW)	<30 kW	440	420																																																							
	30–<100 kW	330	330																																																							
Leistungs-kategorie		1.1.2023–31.03.2024	1.4.2024–31.03.2025	Ab 1.4.2025																																																						
Grundbeitrag (Fr.)	2–5 kW	200	0	0																																																						
	>5 kW	0	0	0																																																						
Leistungsbeitrag (Fr./kW)	<30 kW	440	420	400																																																						
	30–<100 kW	330	330	330																																																						
2.9 Für angebaute und freistehende Anlagen, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen wurden, gelten die folgenden Ansätze:				2.9 Für angebaute und freistehende Anlagen, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen wurden, gelten die folgenden Ansätze																																																						
<table><tr><td></td><td>Leistungs-klasse</td><td>1.1.2023–31.03.2024</td><td>Ab 1.4.2024</td></tr><tr><td>Grundbeitrag (Fr.)</td><td>2–5 kW</td><td>200</td><td>0</td></tr></table>					Leistungs-klasse	1.1.2023–31.03.2024	Ab 1.4.2024	Grundbeitrag (Fr.)	2–5 kW	200	0	<table><tr><td colspan="2">Leistungs-kategorie</td><td>1.1.2023–31.03.2024</td><td>1.4.2024–31.03.2025</td><td>Ab 1.4.2025</td></tr><tr><td rowspan="2">Grundbeitrag (Fr.)</td><td>2–5 kW</td><td>200</td><td>0</td><td>0</td></tr><tr><td>>5 kW</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr><tr><td rowspan="3">Leistungsbeitrag (Fr./kW)</td><td><30 kW</td><td>400</td><td>380</td><td>360</td></tr><tr><td>30–<100 kW</td><td>300</td><td>300</td><td>300</td></tr><tr><td>≥100 kW</td><td>270</td><td>270</td><td>250</td></tr></table>				Leistungs-kategorie		1.1.2023–31.03.2024	1.4.2024–31.03.2025	Ab 1.4.2025	Grundbeitrag (Fr.)	2–5 kW	200	0	0	>5 kW	0	0	0	Leistungsbeitrag (Fr./kW)	<30 kW	400	380	360	30–<100 kW	300	300	300	≥100 kW	270	270	250																
	Leistungs-klasse	1.1.2023–31.03.2024	Ab 1.4.2024																																																							
Grundbeitrag (Fr.)	2–5 kW	200	0																																																							
Leistungs-kategorie		1.1.2023–31.03.2024	1.4.2024–31.03.2025	Ab 1.4.2025																																																						
Grundbeitrag (Fr.)	2–5 kW	200	0	0																																																						
	>5 kW	0	0	0																																																						
Leistungsbeitrag (Fr./kW)	<30 kW	400	380	360																																																						
	30–<100 kW	300	300	300																																																						
	≥100 kW	270	270	250																																																						

Verordnungen Stromgesetz – EnFV

Geltendes Recht				Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE		Bemerkung VSE
	>5 kW	0	0				
Leistungsbeitrag (Fr./kW)	<30 kW	400	380				
	30–<100 kW	300	300				
	≥100 kW	270	270				
6 Nutzungsdauertabelle für Anlagen nach Artikel 71a EnG							
Für die Berechnung der ungedeckten Kosten bei Anlagen nach Artikel 71a EnG wird von der folgenden Nutzungsdauer der einzelnen Anlagenbestandteile ausgegangen:							
Anlagenbestandteil		Jahre		Anlagenbestandteil		Jahre	
Fundamente und Verankerungen		80		Fundamente und Verankerungen		<u>30</u> 80	
Metallstahlbau, Montagesysteme, Unterkonstruktion		50		Metallstahlbau, Montagesysteme, Unterkonstruktion		<u>30</u> 50	
Photovoltaikmodule		30		Photovoltaikmodule		30	
Wechselrichter		15		Wechselrichter		15	
Generatoren, Transformatoren		40		Generatoren, Transformatoren		<u>30</u> 40	
Kraftwerksleittechnik		15		Kraftwerksleittechnik		15	
Elektroinstallationen		30		Elektroinstallationen		30	
Hochspannungsausrüstung, Schaltanlagen		30		Hochspannungsausrüstung, Schaltanlagen		30	
Hoch- und Mittelspannungsleitungen		50		Hoch- und Mittelspannungsleitungen		<u>30</u> 50	
Bauten für Transportwege und Erschliessung (Strassen, Brücken, Stützmauern, etc.)		60		Bauten für Transportwege und Erschliessung (Strassen, Brücken, Stützmauern, etc.)		<u>30</u> 60	
Betriebsgebäude		40		Betriebsgebäude		<u>30</u> 40	
							Sämtliche Anlagenbestandteile sollen in der vorgesehenen Betriebsdauer auf null abgeschrieben werden können; ein Restwert, welcher in die Wirtschaftlichkeitsrechnung einfließen kann, ist unrealistisch, da kaum ein Wiederverkaufswert vorliegen wird (max. 20 Prozent der gemäss Berechnungsvorschrift vorliegenden Werte). Der Restwert wird mithilfe der Lebensdauer der einzelnen Elemente der Anlagen accounting-technisch mit linearer Abschreibungsmethodik ermittelt. Der resultierende Wert entspricht jedoch nicht dem ökonomischen Restwert. Da alpine Solaranlagen auch bei einem blossen Repowering hohe Gestehungskosten im Vergleich zu den am Markt zu erzielenden Preisen aufweisen, liegt der ökonomische Restwert ca. 80 Prozent% (Annahme: keine Subventionen bei Repowering) tiefer als der accounting-technisch ermittelte Wert.

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
Anhang 2.2 (Art. 53 und 61)	Anhang 2.2 (Art. 53 und 61)		
Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen	Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen		
	<i>Klammerverweis bei Anhangnummer</i> (Art. 35e und 53)		
	Titel Projektierungsbeitrag und Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen		
	Ziffer 2 2 Inhalt des Gesuchs um einen Projektierungsbeitrag Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten: <ul style="list-style-type: none"> a. Angaben zur Anlage, insbesondere den Namen der berechtigten Person und den Standort der Zentrale, der Wasserfassungen, der Reservoirs und der Wasserrückgabe; b. Vorstudie, die das Vorhaben beschreibt und die Machbarkeit aufzeigt; c. Kostenschätzung sowie Termin- und Finanzierungsplan; d. für Erweiterungen: Unterlagen, die aufzeigen, dass die Erweiterung erheblich sein wird; e. mittlere mechanische Bruttoleistung des Wassers vor und nach der Investition; f. installierte Leistung vor und nach der Investition; g. Nutzwassermenge in m³ gemittelt über je fünf volle Kalenderjahre vor und nach der Investition; h. Elektrizitätsproduktion in kWh pro Kalenderjahr vor und nach der Investition; i. mittlere Brutto-Fallhöhe in m vor und nach der Investition; 		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<ul style="list-style-type: none"> j. mittlere Netto-Fallhöhe in m vor und nach der Investition; k. Ausbauwassermenge vor und nach der Investition; l. nutzbares Speichervolumen vor und nach der Investition; m. Angaben über anderweitige Finanzhilfen. 		
<p>2 Inhalt des Gesuchs</p> <p>Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Angaben zur Anlage, insbesondere den Namen der berechtigten Person und den Standort der Zentrale, der Wasserfassungen, der Reservoirs und der Wasserrückgabe; b. Projektbeschreibung, der aufzeigt, dass sämtliche Voraussetzungen für die Ausrichtung eines Investitionsbeitrags erfüllt werden; c. technische Beschreibung der Anlage; d. für Erweiterungen oder Erneuerungen: Unterlagen, die aufzeigen, dass die Erweiterung oder Erneuerung erheblich ist; e. mittlere mechanische Bruttoleistung des Wassers vor und nach der Investition; f. installierte Leistung vor und nach der Investition; g. Nutzwassermenge in m³ gemittelt über je fünf volle Kalenderjahre vor und nach der Investition; h. Elektrizitätsproduktion in kWh pro Kalenderjahr vor und nach der Investition; i. mittlere Brutto-Fallhöhe in m vor und nach der Investition; j. mittlere Netto-Fallhöhe in m vor und nach der Investition; k. Ausbauwassermenge vor und nach der Investition; l. nutzbares Speichervolumen vor und nach der Investition; 	<p>Ziff. 3</p> <p>3 Inhalt des Gesuchs um einen Investitionsbeitrag</p> <p>Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Angaben zur Anlage, insbesondere den Namen der berechtigten Person und den Standort der Zentrale, der Wasserfassungen, der Reservoirs und der Wasserrückgabe; b. Projektbeschreibung, der aufzeigt, dass sämtliche Voraussetzungen für die Ausrichtung eines Investitionsbeitrags erfüllt werden; c. technische Beschreibung der Anlage; d. für Erweiterungen oder Erneuerungen: Unterlagen, die aufzeigen, dass die Erweiterung oder Erneuerung erheblich ist; e. mittlere mechanische Bruttoleistung des Wassers vor und nach der Investition; f. installierte Leistung vor und nach der Investition; g. Nutzwassermenge in m³ gemittelt über je fünf volle Kalenderjahre vor und nach der Investition; h. Elektrizitätsproduktion in kWh pro Kalenderjahr vor und nach der Investition; i. mittlere Brutto-Fallhöhe in m vor und nach der Investition; j. mittlere Netto-Fallhöhe in m vor und nach der Investition; k. Ausbauwassermenge vor und nach der Investition; 		

Verordnungen Stromgesetz – EnFV

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE																														
<div>m. geplantes Baubeginn- und Inbetriebnahmedatum; n. Nachweis über die Gültigkeit des Wassernutzungsrechts und die rechtskräftige Baubewilligung; o. detaillierte Auflistung der Investitionskosten, aufgeteilt in anrechenbare und nicht anrechenbare Kosten; p. Angaben über anderweitige Finanzhilfen.</div>	<div>l. nutzbares Speichervolumen vor und nach der Investition; m. geplantes Baubeginn- und Inbetriebnahmedatum; n. Nachweis über die Gültigkeit des Wassernutzungsrechts und die rechtskräftige Baubewilligung; o. detaillierte Auflistung der Investitionskosten, aufgeteilt in anrechenbare und nicht anrechenbare Kosten; p. Angaben über anderweitige Finanzhilfen.</div>																																
<div><div><div>3 Nutzungsdauertabelle</div><div>Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wird von der folgenden Nutzungsdauer der einzelnen Anlagenbestandteile ausgegangen:</div><table><tr><td>Anlagenbestandteil</td><td>Jahre</td></tr><tr><td>Staumauern, Staudämme</td><td>80</td></tr><tr><td>Wehranlagen, Fassungen, Entsanderanlagen, Freispiegelstollen</td><td>80</td></tr><tr><td>Rechen inkl. Rechenreinigung</td><td>40</td></tr><tr><td>Triebwasserweg, Druckstollen, Wassertürschlösser, Druckschächte</td><td>80</td></tr><tr><td>Stollen, Kavernen, Ober- und Unterwasserkanäle, Ausgleichsbecken</td><td>80</td></tr><tr><td>Absperrorgane (Schützen und Schieber, Drosselklappen und Kugelschieber)</td><td>40</td></tr><tr><td>Turbinen, Pumpen</td><td>40</td></tr><tr><td>Hebezeuge und Hilfseinrichtungen</td><td>30</td></tr><tr><td>Generatoren, Transformatoren</td><td>40</td></tr><tr><td>Kraftwerksleittechnik</td><td>15</td></tr><tr><td>Eigenbedarfs- und Notstromanlagen</td><td>30</td></tr><tr><td>Hochspannungsausrüstung, Schaltanlagen</td><td>30</td></tr><tr><td>Batterien, Schutzeinrichtungen</td><td>20</td></tr><tr><td>Hoch- und Mittelspannungsleitungen</td><td>50</td></tr></table></div></div>	Anlagenbestandteil	Jahre	Staumauern, Staudämme	80	Wehranlagen, Fassungen, Entsanderanlagen, Freispiegelstollen	80	Rechen inkl. Rechenreinigung	40	Triebwasserweg, Druckstollen, Wassertürschlösser, Druckschächte	80	Stollen, Kavernen, Ober- und Unterwasserkanäle, Ausgleichsbecken	80	Absperrorgane (Schützen und Schieber, Drosselklappen und Kugelschieber)	40	Turbinen, Pumpen	40	Hebezeuge und Hilfseinrichtungen	30	Generatoren, Transformatoren	40	Kraftwerksleittechnik	15	Eigenbedarfs- und Notstromanlagen	30	Hochspannungsausrüstung, Schaltanlagen	30	Batterien, Schutzeinrichtungen	20	Hoch- und Mittelspannungsleitungen	50	<div><div>Ziff. 4</div><div>Bisherige Ziff. 3</div></div>		
Anlagenbestandteil	Jahre																																
Staumauern, Staudämme	80																																
Wehranlagen, Fassungen, Entsanderanlagen, Freispiegelstollen	80																																
Rechen inkl. Rechenreinigung	40																																
Triebwasserweg, Druckstollen, Wassertürschlösser, Druckschächte	80																																
Stollen, Kavernen, Ober- und Unterwasserkanäle, Ausgleichsbecken	80																																
Absperrorgane (Schützen und Schieber, Drosselklappen und Kugelschieber)	40																																
Turbinen, Pumpen	40																																
Hebezeuge und Hilfseinrichtungen	30																																
Generatoren, Transformatoren	40																																
Kraftwerksleittechnik	15																																
Eigenbedarfs- und Notstromanlagen	30																																
Hochspannungsausrüstung, Schaltanlagen	30																																
Batterien, Schutzeinrichtungen	20																																
Hoch- und Mittelspannungsleitungen	50																																

Geltendes Recht		Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE												
<table><tr><td>Schleusen</td><td>80</td></tr><tr><td>Fischauf- und Abstiegsanlagen</td><td>40</td></tr><tr><td>Bauten für Transportwege und Erschliessung (Strassen, Brücken, Stützmauern, etc.)</td><td>60</td></tr><tr><td>Seilbahnen</td><td>20</td></tr><tr><td>Betriebsgebäude</td><td>40</td></tr><tr><td>Verwaltungsgebäude</td><td>50</td></tr></table>		Schleusen	80	Fischauf- und Abstiegsanlagen	40	Bauten für Transportwege und Erschliessung (Strassen, Brücken, Stützmauern, etc.)	60	Seilbahnen	20	Betriebsgebäude	40	Verwaltungsgebäude	50			
Schleusen	80															
Fischauf- und Abstiegsanlagen	40															
Bauten für Transportwege und Erschliessung (Strassen, Brücken, Stützmauern, etc.)	60															
Seilbahnen	20															
Betriebsgebäude	40															
Verwaltungsgebäude	50															
Anhang 2.3 (Art. 69, 74 und 83)		Anhang 2.3 (Art. 69, 74 und 83)														
Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen		Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen														
		Klammerverweis bei Anhangnummer (Art. 69, 74, 80a, 80b, 80d und 85)														
2 Biogasanlagen 2.3 Inhalt des Gesuchs Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten: a. Angaben zur Anlage, insbesondere den Namen der berechtigten Person und den Standort; b. Baubewilligung oder Nachweis der Baureife des Projekts, sofern keine Baubewilligung erforderlich ist; c. Projektbeschreibung, der aufzeigt, dass sämtliche Voraussetzungen für die Ausrichtung eines Investitionsbeitrags erfüllt werden; d. detaillierte Auflistung der Investitionskosten, aufgeteilt in anrechenbare und nicht anrechenbare Kosten; e. installierte elektrische Leistung (kW _{el}) vor und nach der Investition;		Ziff. 2.3 2.3 Inhalt des Gesuchs Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten: a. Angaben zur Anlage, insbesondere den Namen der berechtigten Person und den Standort; b. Baubewilligung oder Nachweis der Baureife des Projekts, sofern keine Baubewilligung erforderlich ist; c. Projektbeschreibung, der aufzeigt, dass sämtliche Voraussetzungen für die Ausrichtung eines Investitionsbeitrags erfüllt werden; er hat mindestens Angaben zur Ausgangslage, zu den Inputsubstraten, einen Anlagenbeschrieb und Ausführungen zur Energieproduktion zu beinhalten; d. Übersichtsplan; e. Auflistung der Investitionskosten;														

Geltendes Recht		Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE																						
f. Brutto-Elektrizitäts- und Wärmeproduktion (kWh) pro Kalenderjahr vor und nach der Investition; g. Netto-Elektrizitätsproduktion sowie extern genutzte Wärme pro Kalenderjahr vor und nach der Investition; h. geplantes Inbetriebnahmedatum.		f. installierte und äquivalente elektrische Leistung in kW _{el} vor und nach der Investition; g. Brutto-Elektrizitäts- und Wärmeproduktion in kWh pro Kalenderjahr vor und nach der Investition; h. Netto-Elektrizitätsproduktion sowie extern genutzte Wärme pro Kalenderjahr vor und nach der Investition; i. geplantes Inbetriebnahmedatum.																								
2.4 Anlagenbestandteile Die Kosten der folgenden Anlagenbestandteile gelten als anrechenbare Investitionskosten:		Ziff. 2.4 2.4 Anlagenbestandteile Für die Berechnung der Kosten einer Referenzanlage werden insbesondere die folgenden Anlagenbestandteile mit der aufgeführten Nutzungsdauer berücksichtigt; dies gilt auch für die Berechnung der anrechenbaren Investitionskosten bei erheblichen Erneuerungen:																								
<table><tr><td>Anlagenbestandteil</td><td>Nutzungsdauer in Jahren</td></tr><tr><td>Gebäudeteile Vorgrube, Zwischenlager, Lagerbehälter, Gärrestlager, Fermenter, Gasspeicher, Gebäudeanteil Blockheizkraftwerk (BHKW), Rohrleitungen, betriebseigene Gasleitungen bis 300 m, Isolationen, Armaturen</td><td>25</td></tr><tr><td>Zerkleinerer, Querstromzerspanner, Siebe, Hygienisierung, Mischeinrichtung, Separation</td><td>15</td></tr><tr><td>Gasaufbereitung, Wärmeauskopplung, Abgassystem, Druckluftsystem, Lüftungssystem</td><td>10</td></tr><tr><td>BHKW inkl. Notkühlung, Mikrogasturbine, Druckanpassung, Generator, Transformator, Kondensatsystem, Notfackel</td><td>10</td></tr></table>		Anlagenbestandteil	Nutzungsdauer in Jahren	Gebäudeteile Vorgrube, Zwischenlager, Lagerbehälter, Gärrestlager, Fermenter, Gasspeicher, Gebäudeanteil Blockheizkraftwerk (BHKW), Rohrleitungen, betriebseigene Gasleitungen bis 300 m, Isolationen, Armaturen	25	Zerkleinerer, Querstromzerspanner, Siebe, Hygienisierung, Mischeinrichtung, Separation	15	Gasaufbereitung, Wärmeauskopplung, Abgassystem, Druckluftsystem, Lüftungssystem	10	BHKW inkl. Notkühlung, Mikrogasturbine, Druckanpassung, Generator, Transformator, Kondensatsystem, Notfackel	10	<table><tr><td>Anlagenbestandteil</td><td>Nutzungsdauer in Jahren</td></tr><tr><td>Gebäudeanteile, Vorgrube, Zwischenlager, Lagerbehälter, Gärrestlager, Fermenter, Gasspeicher, Rohrleitungen, betriebseigene Gasleitungen bis 300 m, Isolationen, Armaturen</td><td>25</td></tr><tr><td>Zerkleinerer, Siebe, Mischeinrichtung, Separation</td><td>15</td></tr><tr><td>Gasaufbereitung, Wärmeauskopplung, Abgassystem, Druckluftsystem, Lüftungssystem</td><td>10</td></tr><tr><td>BHKW inkl. Notkühlung, Mikrogasturbine, Druckanpassung, Generator, Transformator, Kondensatsystem, Notfackel</td><td>10</td></tr><tr><td>Leittechnik (Elektrische Mess-, Steuerungs- und Regeltechnik, EMSR)</td><td>15</td></tr></table>	Anlagenbestandteil	Nutzungsdauer in Jahren	Gebäudeanteile, Vorgrube, Zwischenlager, Lagerbehälter, Gärrestlager, Fermenter, Gasspeicher, Rohrleitungen, betriebseigene Gasleitungen bis 300 m, Isolationen, Armaturen	25	Zerkleinerer, Siebe, Mischeinrichtung, Separation	15	Gasaufbereitung, Wärmeauskopplung, Abgassystem, Druckluftsystem, Lüftungssystem	10	BHKW inkl. Notkühlung, Mikrogasturbine, Druckanpassung, Generator, Transformator, Kondensatsystem, Notfackel	10	Leittechnik (Elektrische Mess-, Steuerungs- und Regeltechnik, EMSR)	15		
Anlagenbestandteil	Nutzungsdauer in Jahren																									
Gebäudeteile Vorgrube, Zwischenlager, Lagerbehälter, Gärrestlager, Fermenter, Gasspeicher, Gebäudeanteil Blockheizkraftwerk (BHKW), Rohrleitungen, betriebseigene Gasleitungen bis 300 m, Isolationen, Armaturen	25																									
Zerkleinerer, Querstromzerspanner, Siebe, Hygienisierung, Mischeinrichtung, Separation	15																									
Gasaufbereitung, Wärmeauskopplung, Abgassystem, Druckluftsystem, Lüftungssystem	10																									
BHKW inkl. Notkühlung, Mikrogasturbine, Druckanpassung, Generator, Transformator, Kondensatsystem, Notfackel	10																									
Anlagenbestandteil	Nutzungsdauer in Jahren																									
Gebäudeanteile, Vorgrube, Zwischenlager, Lagerbehälter, Gärrestlager, Fermenter, Gasspeicher, Rohrleitungen, betriebseigene Gasleitungen bis 300 m, Isolationen, Armaturen	25																									
Zerkleinerer, Siebe, Mischeinrichtung, Separation	15																									
Gasaufbereitung, Wärmeauskopplung, Abgassystem, Druckluftsystem, Lüftungssystem	10																									
BHKW inkl. Notkühlung, Mikrogasturbine, Druckanpassung, Generator, Transformator, Kondensatsystem, Notfackel	10																									
Leittechnik (Elektrische Mess-, Steuerungs- und Regeltechnik, EMSR)	15																									

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<div> <div>Leittechnik (Elektrische Mess-, Steuerungs- und Regeltechnik, EMSR)</div> <div>15</div> </div>			
3 Holzkraftwerke 3.1 Allgemeine Anforderungen Die allgemeinen Anforderungen richten sich nach Anhang 1.5 Ziffern 2.1.1 und 2.1.2.	Ziff. 3.1 3.1 Allgemeine Anforderungen 3.1.1 Die allgemeinen Anforderungen richten sich nach Anhang 1.5 Ziffern 2.1.1 und 2.1.2. 3.1.2 Eine Anlage gilt nur dann als Holzkraftwerk, wenn darin Holz als einziger Energieträger eingesetzt wird.	3.1.2 Eine Anlage gilt nur dann als Holzkraftwerk, wenn darin Holz als einziger Energieträger eingesetzt wird. <u>Fossile Redundanzanlagen bleiben davon unberührt.</u>	Ziff. 3.1.2: Auch reine Holzkraftwerke haben oftmals fossile Redundanzanlagen; diese sollten kein Ausschlusskriterium sein.
3.3 Inhalt des Gesuchs Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten: a. Angaben zur Anlage, insbesondere den Namen der berechtigten Person und den Standort; b. Projektbeschreibung, der aufzeigt, dass sämtliche Voraussetzungen für die Ausrichtung eines Investitionsbeitrags erfüllt werden; c. detaillierte Auflistung der Investitionskosten aufgeteilt in anrechenbare und nicht anrechenbare Kosten; d. installierte elektrische Leistung (kW _{el}) vor und nach der Investition; e. Brutto-Elektrizitäts- und Wärmeproduktion (kWh) pro Kalenderjahr vor und nach der Investition; f. Netto-Elektrizitätsproduktion sowie extern genutzte Wärme pro Kalenderjahr vor und nach der Investition; g. geplantes Inbetriebnahmedatum.	Ziff. 3.3 3.3 Inhalt des Gesuchs Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten: a. Angaben zur Anlage, insbesondere den Namen der berechtigten Person und den Standort; b. Baubewilligung oder Nachweis der Baureife des Projekts, sofern keine Baubewilligung erforderlich ist; c. Projektbeschreibung, der aufzeigt, dass sämtliche Voraussetzungen für die Ausrichtung eines Investitionsbeitrags erfüllt werden; er hat mindestens Angaben zur Ausgangslage, zu den Inputsubstraten, einen Anlagenbeschreibung und Ausführungen zur Energieproduktion zu beinhalten; d. Übersichtsplan; e. Auflistung der Investitionskosten; f. installierte elektrische Leistung in kW _{el} vor und nach der Investition; g. Brutto-Elektrizitäts- und Wärmeproduktion in kWh pro Kalenderjahr vor und nach der Investition; h. Netto-Elektrizitätsproduktion sowie extern genutzte Wärme pro Kalenderjahr vor und nach der Investition;		

Geltendes Recht		Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE																								
		i. geplantes Inbetriebnahmedatum.																										
3.4 Anlagenbestandteile Die Kosten der folgenden Anlagenbestandteile gelten als anrechenbare Investitionskosten:		Ziff. 3.4 3.4 Anlagenbestandteile Für die Berechnung der Kosten einer Referenzanlage werden insbesondere die folgenden Anlagenbestandteile mit der aufgeführten Nutzungsdauer berücksichtigt; dies gilt auch für die Berechnung der anrechenbaren Investitionskosten bei erheblichen Erneuerungen:																										
<table><tr><td>Anlagenbestandteil</td><td>Nutzungsdauer in Jahren</td></tr><tr><td>Gebäudeteile, Silo, Krananlagen</td><td>25</td></tr><tr><td>Feuerung, Brennstofftransport, Entaschung, Luftventilatoren, Luftkanäle, Rauchgasventilator, Ascheförderung, Strahlungszüge, Kesseltrommel, Verdampfer, Eco, Rauchgasreinigung, Organic Rankine Cycle, Holzvergaseranlage</td><td>15</td></tr><tr><td>Überhitzer</td><td>10</td></tr><tr><td>Turbine, Generator, Hydraulikanlage, Transformator, Kühlkreislauf (Turbine, Generator), Speisewasserpumpen, Speisewasserbehälter, Luftkondensator, Rohrleitungen und Armaturen, Druckreduzierstation, Kondensatsystem, Speisewasservorwärmung, Starkstromanschluss</td><td>25</td></tr><tr><td>Leittechnik (EMSR)</td><td>15</td></tr></table>		Anlagenbestandteil	Nutzungsdauer in Jahren	Gebäudeteile, Silo, Krananlagen	25	Feuerung, Brennstofftransport, Entaschung, Luftventilatoren, Luftkanäle, Rauchgasventilator, Ascheförderung, Strahlungszüge, Kesseltrommel, Verdampfer, Eco, Rauchgasreinigung, Organic Rankine Cycle, Holzvergaseranlage	15	Überhitzer	10	Turbine, Generator, Hydraulikanlage, Transformator, Kühlkreislauf (Turbine, Generator), Speisewasserpumpen, Speisewasserbehälter, Luftkondensator, Rohrleitungen und Armaturen, Druckreduzierstation, Kondensatsystem, Speisewasservorwärmung, Starkstromanschluss	25	Leittechnik (EMSR)	15	<table><tr><td>Anlagenbestandteil</td><td>Nutzungsdauer in Jahren</td></tr><tr><td>Anteilig: Gebäude, Silo, Krananlagen</td><td>25</td></tr><tr><td>Anteilig: Feuerung, Brennstofftransport, Entaschung, Luftventilatoren, Luftkanäle, Rauchgasventilator, Ascheförderung, Strahlungszüge, Kesseltrommel, Verdampfer, Eco, Rauchgasreinigung, Organic Rankine Cycle, Holzvergaseranlage</td><td>15</td></tr><tr><td>Überhitzer</td><td>10</td></tr><tr><td>Turbine, Generator, Hydraulikanlage, Transformator, Kühlkreislauf (Turbine, Generator), Speisewasserpumpen, Speisewasserbehälter, Luftkondensator, Rohrleitungen und Armaturen, Druckreduzierstation, Kondensatsystem, Speisewasservorwärmung, Starkstromanschluss</td><td>25</td></tr><tr><td>Leittechnik (EMSR)</td><td>15</td></tr></table>	Anlagenbestandteil	Nutzungsdauer in Jahren	Anteilig: Gebäude, Silo, Krananlagen	25	Anteilig: Feuerung, Brennstofftransport, Entaschung, Luftventilatoren, Luftkanäle, Rauchgasventilator, Ascheförderung, Strahlungszüge, Kesseltrommel, Verdampfer, Eco, Rauchgasreinigung, Organic Rankine Cycle, Holzvergaseranlage	15	Überhitzer	10	Turbine, Generator, Hydraulikanlage, Transformator, Kühlkreislauf (Turbine, Generator), Speisewasserpumpen, Speisewasserbehälter, Luftkondensator, Rohrleitungen und Armaturen, Druckreduzierstation, Kondensatsystem, Speisewasservorwärmung, Starkstromanschluss	25	Leittechnik (EMSR)	15		
Anlagenbestandteil	Nutzungsdauer in Jahren																											
Gebäudeteile, Silo, Krananlagen	25																											
Feuerung, Brennstofftransport, Entaschung, Luftventilatoren, Luftkanäle, Rauchgasventilator, Ascheförderung, Strahlungszüge, Kesseltrommel, Verdampfer, Eco, Rauchgasreinigung, Organic Rankine Cycle, Holzvergaseranlage	15																											
Überhitzer	10																											
Turbine, Generator, Hydraulikanlage, Transformator, Kühlkreislauf (Turbine, Generator), Speisewasserpumpen, Speisewasserbehälter, Luftkondensator, Rohrleitungen und Armaturen, Druckreduzierstation, Kondensatsystem, Speisewasservorwärmung, Starkstromanschluss	25																											
Leittechnik (EMSR)	15																											
Anlagenbestandteil	Nutzungsdauer in Jahren																											
Anteilig: Gebäude, Silo, Krananlagen	25																											
Anteilig: Feuerung, Brennstofftransport, Entaschung, Luftventilatoren, Luftkanäle, Rauchgasventilator, Ascheförderung, Strahlungszüge, Kesseltrommel, Verdampfer, Eco, Rauchgasreinigung, Organic Rankine Cycle, Holzvergaseranlage	15																											
Überhitzer	10																											
Turbine, Generator, Hydraulikanlage, Transformator, Kühlkreislauf (Turbine, Generator), Speisewasserpumpen, Speisewasserbehälter, Luftkondensator, Rohrleitungen und Armaturen, Druckreduzierstation, Kondensatsystem, Speisewasservorwärmung, Starkstromanschluss	25																											
Leittechnik (EMSR)	15																											
6 Klärgas- und Deponiegasanlagen 6.2 Inhalt des Gesuchs Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten:		Ziff. 6.2 6.2 Inhalt des Gesuchs Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten:																										

Geltendes Recht		Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>a. Angaben zur Anlage, insbesondere den Namen der berechtigten Person und den Standort;</p> <p>b. Baubewilligung oder Nachweis der Baureife des Projekts, sofern keine Baubewilligung erforderlich ist;</p> <p>c. Projektbeschreibung, der aufzeigt, dass sämtliche Voraussetzungen für die Ausrichtung eines Investitionsbeitrags erfüllt werden;</p> <p>d. detaillierte Auflistung der Investitionskosten, aufgeteilt in anrechenbare und nicht anrechenbare Kosten;</p> <p>e. installierte elektrische Leistung (kW_{el}) vor und nach der Investition;</p> <p>f. erwartete Elektrizitätsproduktion pro Kalenderjahr vor und nach der Investition;</p> <p>g. geplantes Inbetriebnahmedatum;</p> <p>h. Einwohnerwerte der Kläranlage.</p> <p>6.3 Anlagenbestandteile</p> <p>Die Kosten der folgenden Anlagenbestandteile gelten als anrechenbare Investitionskosten:</p>		<p>a. Angaben zur Anlage, insbesondere den Namen der berechtigten Person und den Standort;</p> <p>b. Baubewilligung oder Nachweis der Baureife des Projekts, sofern keine Baubewilligung erforderlich ist;</p> <p>c. Projektbeschreibung, der aufzeigt, dass sämtliche Voraussetzungen für die Ausrichtung eines Investitionsbeitrags erfüllt werden; er hat mindestens Angaben zur Ausgangslage, zu den Inputsubstraten, einen Anlagenbeschrieb und Ausführungen zur Energieproduktion zu beinhalten;</p> <p>d. Übersichtsplan;</p> <p>e. Auflistung der Investitionskosten;</p> <p>f. installierte und äquivalente elektrische Leistung in kW_{el} vor und nach der Investition;</p> <p>g. Brutto-Elektrizitäts- und Wärmeproduktion in kWh pro Kalenderjahr vor und nach der Investition;</p> <p>h. Netto-Elektrizitätsproduktion sowie extern genutzte Wärme pro Kalenderjahr vor und nach der Investition;</p> <p>i. geplantes Inbetriebnahmedatum;</p> <p>j. Einwohnerwerte der Kläranlage.</p> <p>6.3 Anlagenbestandteile</p> <p>Für die Berechnung der Kosten einer Referenzanlage werden insbesondere die folgenden Anlagenbestandteile mit der aufgeführten Nutzungsdauer berücksichtigt; dies gilt auch für die Berechnung der anrechenbaren Investitionskosten bei erheblichen Erneuerungen und für die Berechnung des Investitionsbeitrags für Deponiegasanlagen:</p>		
Anlagenbestandteil	Nutzungsdauer in Jahren			

Geltendes Recht		Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE										
Gebäude Gasometer, Gebäudeanteil für BHKW, Gasmessraum, Leitungen	25													
BHKW inkl. Notkühlung	10													
Gasometer, Armaturen, Kiesfilter, Gasdruckerhöhungsgebläse, Gas- kühlung, Gasreinigung, Siloxanent- fernung, Notfackel	15													
Leittechnik (EMSR)	15													
		<p>Ziff. 7</p> <p>7 Ansätze für Biogasanlagen, Holzkraft- werke und Klärgasanlagen</p> <p>7.1 Berechnung der Ansätze</p> <p>7.1.1 Die äquivalente Leistung von Bio- gas- und Klärgasanlagen entspricht dem Quotienten aus der Nettoproduk- tion in kWh und der Stundensumme des jeweiligen Betriebsjahres. Für die Berechnung der definitiven Höhe des Investitionsbeitrags sind zwei volle Be- triebsjahre der neuen, erneuerten oder erweiterten Anlage massgebend.</p> <p>7.1.2 Für die Berechnung der Ansätze für Holzkraftwerke ist die Anlagenleistung massgebend.</p> <p>7.1.3 Die Ansätze werden anteilmässig nach den Leistungsklassen gemäss Ziffer 7.2 berechnet.</p> <p>7.2 Ansätze</p> <p>7.2.1 Die Ansätze für Biogasanlagen be- tragen je Leistungsklasse:</p>												
		<table><tr><th>Leistungsklasse</th><th>Ansatz in Fr./kWäq-el</th></tr><tr><td>≤ 50 kW</td><td>18 500</td></tr><tr><td>≤100 kW</td><td>18 000</td></tr><tr><td>≤500 kW</td><td>16 000</td></tr><tr><td>>500 kW</td><td>14 000</td></tr></table>	Leistungsklasse	Ansatz in Fr./kWäq-el	≤ 50 kW	18 500	≤100 kW	18 000	≤500 kW	16 000	>500 kW	14 000		
Leistungsklasse	Ansatz in Fr./kWäq-el													
≤ 50 kW	18 500													
≤100 kW	18 000													
≤500 kW	16 000													
>500 kW	14 000													
		7.2.2 Die Ansätze für Holzkraftwerke betra- gen je Leistungsklasse:												

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE												
	<table><tr><td>Leistungsklasse</td><td>Ansatz in Fr./kW_{el}</td></tr><tr><td>≤ 50 kW</td><td>5000</td></tr><tr><td>≤100 kW</td><td>4600</td></tr><tr><td>≤500 kW</td><td>3800</td></tr><tr><td>≤ 5 MW</td><td>3100</td></tr><tr><td>> 5 MW</td><td>2200</td></tr></table>	Leistungsklasse	Ansatz in Fr./kW _{el}	≤ 50 kW	5000	≤100 kW	4600	≤500 kW	3800	≤ 5 MW	3100	> 5 MW	2200		
Leistungsklasse	Ansatz in Fr./kW _{el}														
≤ 50 kW	5000														
≤100 kW	4600														
≤500 kW	3800														
≤ 5 MW	3100														
> 5 MW	2200														
	7.2.3 Die Ansätze für Klärgasanlagen betragen je Leistungsklasse														
	<table><tr><td>Leistungsklasse</td><td>Ansatz in Fr./kW_{äq-el}</td></tr><tr><td>≤ 50 kW</td><td>2500</td></tr><tr><td>≤100 kW</td><td>1300</td></tr><tr><td>≤500 kW</td><td>400</td></tr><tr><td>>500 kW</td><td>200</td></tr></table>	Leistungsklasse	Ansatz in Fr./kW _{äq-el}	≤ 50 kW	2500	≤100 kW	1300	≤500 kW	400	>500 kW	200				
Leistungsklasse	Ansatz in Fr./kW _{äq-el}														
≤ 50 kW	2500														
≤100 kW	1300														
≤500 kW	400														
>500 kW	200														
Anhang 2.4 (Art. 87d)	Anhang 2.4 (Art. 35e und 87d)														
Investitionsbeitrag für Windenergieanlagen	Projektierungsbeitrag und Investitionsbeitrag für Windenergieanlagen														
1 Anlagendefinition Die Definition der Windenergieanlage richtet sich nach Anhang 1.3 Ziffer 1.	1 Anlagendefinition und Kategorien 1.1 Anlagendefinition Die Definition der Windenergieanlage richtet sich nach Anhang 1.3 Ziffer 1.														
	1.2 Kategorien 1.2.1 Die Windenergieanlagen werden gestützt auf die Höhenlage, auf der sie errichtet werden, in drei Kategorien eingeteilt: a. Kategorie I: < 1000 m über Meer; b. Kategorie II: 1000–1700 m über Meer; c. Kategorie III: >1700 m über Meer. 1.2.2 Massgebend für die Bestimmung der Höhenlage ist die Oberkante des Fundaments der Anlage.														

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
3 Mindestanforderungen an Windmessungen, Windmessdaten und Ertragsgutachten	2 Mindestanforderungen an Windmessungen, Windmessdaten und Ertragsgutachten		
<p>3.1 Mindestanforderungen an Windmessungen für den Standort einer neuen Anlage Bei Windmessungen sind mindestens folgende Anforderungen einzuhalten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Der Windmessmast ist innerhalb des Parkperimeters zu errichten. b. Die Höhe des Windmessmastes muss mindestens 2/3 der Nabenhöhe der Windenergieanlage oder mindestens 100 m betragen. Ist der Windmessmast kleiner, so müssen ergänzende LiDAR- oder SODAR-Messungen im Parkperimeter durchgeführt werden. c. Die Messung ist mit Windrichtungssensoren und kalibrierten Windgeschwindigkeitssensoren auf mindestens zwei Höhen vorzunehmen, wobei der oberste Messpunkt höchstens 2 m unter der Mastspitze liegen darf. d. Die Windmessung muss während mindestens 12 Monaten ohne Unterbruch durchgeführt werden. e. Die Windmessdaten müssen über mindestens 80 Prozent der Zeit verfügbar sein. 	<p>2.1 Mindestanforderungen an Windmessungen für den Standort einer neuen Anlage Bei Windmessungen sind mindestens folgende Anforderungen einzuhalten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Der Windmessmast ist innerhalb des Parkperimeters zu errichten. b. Die Höhe des Windmessmastes muss mindestens 2/3 der Nabenhöhe der Windenergieanlage oder mindestens 100 m betragen. Ist der Windmessmast kleiner, so müssen ergänzende LiDAR- oder SODAR-Messungen im Parkperimeter durchgeführt werden. c. Die Messung ist mit Windrichtungssensoren und kalibrierten Windgeschwindigkeitssensoren auf mindestens zwei Höhen vorzunehmen, wobei der oberste Messpunkt höchstens 2 m unter der Mastspitze liegen darf. d. Die Windmessung muss während mindestens 12 Monaten ohne Unterbruch durchgeführt werden. e. Die Windmessdaten müssen über mindestens 80 Prozent der Zeit verfügbar sein. 		
<p>3.2 Mindestanforderungen an Windmessungen von bestehenden Windenergieanlagen (Betriebsdaten) Bei Windmessdaten von bestehenden Windenergieanlagen sind folgende Anforderungen einzuhalten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Die Windenergieanlage muss sich im Parkperimeter befinden. b. Die Windmessdaten müssen auf Nabenhöhe der Windturbine gemessen werden. c. Die Windmessdaten müssen für einen Zeitraum von mindestens 12 Monate ohne Unterbruch vorliegen. 	<p>2.2 Mindestanforderungen an Windmessungen von bestehenden Windenergieanlagen (Betriebsdaten) Bei Windmessdaten von bestehenden Windenergieanlagen sind folgende Anforderungen einzuhalten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Die Windenergieanlage muss sich im Parkperimeter befinden. b. Die Windmessdaten müssen auf Nabenhöhe der Windturbine gemessen werden. c. Die Windmessdaten müssen für einen Zeitraum von mindestens 12 Monate ohne Unterbruch vorliegen. 		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
d. Die Windmessdaten müssen über mindestens 80 Prozent der Zeit verfügbar sein.	d. Die Windmessdaten müssen über mindestens 80 Prozent der Zeit verfügbar sein.		
<p>3.3 Mindestanforderungen an Ertragsgutachten</p> <p>Ertragsgutachten haben mindestens folgende Informationen zu enthalten:</p> <p>a. Dokumentation der Windmessung oder der Betriebsdaten;</p> <p>b. Anzahl der geplanten Windenergieanlagen sowie deren Dimensionen und Nennleistung;</p> <p>c. Ertragsprognosen für alle geplanten Anlagenstandorte mit dem geeignetsten Windenergieanlagentyp.</p>	<p>2.3 Mindestanforderungen an Ertragsgutachten</p> <p>Ertragsgutachten haben mindestens folgende Informationen zu enthalten:</p> <p>a. Dokumentation der Windmessung oder der Betriebsdaten;</p> <p>b. Anzahl der geplanten Windenergieanlagen sowie deren Dimensionen und Nennleistung;</p> <p>c. Ertragsprognosen für alle geplanten Anlagenstandorte mit dem geeignetsten Windenergieanlagentyp</p>		
	<p>3 Inhalt des Gesuchs um einen Projektierungsbeitrag</p> <p>Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten:</p> <p>a. Nachweis, dass der Standort des Projekts im kantonalen Richtplan für die Windenergienutzung vorgesehen ist;</p> <p>b. Vorstudie zum Projekt, die folgende Angaben und Unterlagen beinhaltet:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Übersichtskarte mit Perimeter des kantonalen Richtplans, - Projektperimeter, - Anzahl und Standorte der geplanten Windenergieanlagen, - Projektbeschreibung mit Angaben zur Projektträgerschaft, zum Projektmanagement, zur geplanten Windmessung, zu geplanten umwelt- und bautechnischen Studien, zur Projektplanung (Netzanschluss, Erschliessung, Nutzungsplanung, Umweltverträglichkeitsprüfung, Baubewilligung, Informationsarbeit) und zum Zeitplan für die Projektierung; <p>c. Verantwortliche Kontaktperson mit Adress- und Kontaktinformationen (inklusive E-Mailadresse und Telefonnummer).</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
2 Inhalt des Gesuchs Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten: a. Angaben zur Anlage, insbesondere Angaben über den Perimeter des Projekts, den Standort der geplanten Windenergieanlage und den Namen der berechtigten Person; b. Projektbeschreibung mit Zeitplan der aufzeigt, dass sämtliche Voraussetzungen für die Ausrichtung eines Investitionsbeitrags erfüllt werden; c. technische Beschreibung der Anlage, insbesondere Angaben zum geplanten Windenergieanlagentyp und zum geplanten Netzanschluss (Netzbetreiber, Netzebene, Planskizze); d. Ertragsgutachten, das die Anforderungen nach Ziffer 3.3 erfüllt; e. detaillierte Auflistung der Investitionskosten, aufgeteilt in anrechenbare und nicht anrechenbare Kosten.	4 Inhalt des Gesuchs um einen Investitionsbeitrag Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten: a. Angaben zur Anlage, insbesondere Angaben über den Perimeter des Projekts, den Standort der geplanten Windenergieanlage und den Namen der berechtigten Person; b. Projektbeschreibung mit Zeitplan der aufzeigt, dass sämtliche Voraussetzungen für die Ausrichtung eines Investitionsbeitrags erfüllt werden; c. technische Beschreibung der Anlage, insbesondere Angaben zum geplanten Windenergieanlagentyp und zum geplanten Netzanschluss (Netzbetreiber, Netzebene, Planskizze); d. Ertragsgutachten, das die Anforderungen nach Ziffer 2.3 erfüllt.	 	

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>Titel</p> <p>Projektierungsbeitrag und Investitionsbeitrag für Geothermieranlagen</p>		
	<p>Ziff 3</p> <p>3 Inhalt des Gesuchs um einen Projektierungsbeitrag</p> <p>Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten:</p> <p>a. Vorstudie zum Projekt, die mindestens folgende Angaben und Unterlagen beinhaltet:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Übersichtsplan mit Projektperimeter und Anlagenstandorten; - Projektbeschreibung mit Angaben zu Projektträgerschaft, zum Projektmanagement, zu den geplanten Projektierungsarbeiten, zur Kostenschätzung und zum Zeitplan für die Projektierung. <p>b. Nachweis, dass sämtliche Voraussetzungen für die Ausrichtung eines Projektierungsbeitrags erfüllt werden.</p>		
<p>3 Inhalt des Gesuchs</p> <p>Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten:</p> <p>a. Angaben zur Anlage, insbesondere den Namen des Betreibers und den Standort der Anlage;</p> <p>b. Zustimmung der Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer;</p> <p>c. elektrische und thermische Nennleistung;</p> <p>d. projektierte jährliche Brutto- und Nettoproduktion von Elektrizität und Wärme;</p> <p>e. projektierte Wärmenutzung und Zustimmung der voraussichtlichen Wärmeabnehmerinnen und Wärmeabnehmer;</p> <p>f. Rückkühlmedium;</p> <p>g. Anlagenplan;</p> <p>h. Monitoring und Reporting-Plan, insbesondere betreffend Seismizität, Reservoirzustand und Produktivität;</p>	<p>Ziff 4</p> <p>4 Inhalt des Gesuchs um einen Investitionsbeitrag</p> <p>Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten:</p> <p>a. Angaben zur Anlage, insbesondere den Namen des Betreibers und den Standort der Anlage sowie den Konzessionsperimeter;</p> <p>b. technische Beschreibung der Anlage;</p> <p>c. installierte elektrische und thermische Leistung in MW;</p> <p>d. projektierte jährliche Brutto- und Nettoproduktion von Elektrizität und Wärme in MWh;</p> <p>e. projektierte Wärmenutzung und Zustimmung der voraussichtlichen Wärmeabnehmerinnen und Wärmeabnehmer;</p> <p>f. Ressourcen-Managementplan insbesondere den Monitoringplan betreffend</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>i. Projektbeschreibung, der aufzeigt, dass sämtliche Voraussetzungen für die Ausrichtung eines Investitionsbeitrags erfüllt werden;</p> <p>j. detaillierte Terminpläne und Kostenschätzungen mit Abweichungen von höchstens 20 Prozent.</p>	<p>den Reservoirzustand, die Produktivität, die Seismizität und die Zusammensetzung des geförderten Wassers, sowie allfällige Ausbaupläne;</p> <p>g. Projektbeschreibung, der aufzeigt, dass sämtliche Voraussetzungen für die Ausrichtung eines Investitionsbeitrags erfüllt werden;</p> <p>h. detaillierte Terminpläne und Kostenschätzungen mit Abweichungen von höchstens 20 Prozent;</p> <p>i. Finanzierungsnachweis für die Bau-, Betriebs- und Rückbauphasen.</p>		
<p>Anhang 4 (Art. 46t, 63, 83, 87m und 87z^{ter})</p>			<p>Zum Auszahlungszeitpunkt EIV: Im Excel-Tool des BFE zur Wirtschaftlichkeitsrechnung entspricht die Einmalvergütung dem NPV 2024, wobei die Auszahlung der Einmalvergütung nicht im 2024 erfolgt und die Einmalvergütung entsprechend zu verzinsen ist.</p> <p>Bei der Berechnung der Auszahlung der Investitionsbeiträge wird zwar eine Abdiskontierung vorgesehen, jedoch fehlt eine Verzinsung für Auszahlungen in späteren Jahren. Der VSE erachtet dieses Manko als Beeinträchtigung des Förderinstruments Investitionsbeitrag, da es zu falschen Berechnungen führt mit verbreitet spürbaren Auswirkungen. Dies betrifft zudem nicht nur alpin PV, sondern auch Projekte anderer Bereiche.</p> <p>Der VSE weist darauf hin, dass alpine Solaranlagen aufgrund ihrer Lage deutlich höhere Kosten haben als andere Freiflächenanlagen: Bau, Absicherung gegen Naturgefahren und schwierige Witterungsverhältnisse tragen massgeblich dazu bei. Der Bau von alpinen Anlagen ist daher nur möglich, wenn sie entsprechende Fördergelder erhalten.</p> <p>Der Gesetzgeber hat dies erkannt und im Rahmen des Solar-Expresses höhere Investitionsbeiträge vorgesehen. Daher erachtet der VSE es als wichtig, dass die Höhe der Beiträge auf</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
			Verordnungsstufe nicht mit zusätzlichen Hürden geschmälert wird. Gemäss Anhang 4, Ziff. 3.2 sind sämtliche Geldflüsse anzurechnen, die aufgrund der Investition erzielt werden können, sowie die Einsparungen aufgrund von Eigenverbrauch. Diese Geldflüsse sollten sich auf direkte Geldflüsse und Einsparungen des Investors beschränken und keinesfalls auf Geldflüsse und Einsparungen Dritter ausgeweitet werden.
<p>3 Berechnung bei Photovoltaikanlagen nach Artikel 71a EnG</p> <p>3.1 Bei Anlagen nach Artikel 71a EnG setzen sich die anrechenbaren Geldabflüsse zusammen aus:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. den anrechenbaren Investitionskosten; b. den Kosten für den Anlagenbetrieb und den Unterhalt sowie den übrigen Betriebskosten von jährlich maximal 1 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten; c. den Ersatzinvestitionen; d. maximal 1 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten, höchstens aber 200 000 Franken, für eine wissenschaftliche Begleitung, deren Erkenntnisse in geeigneter Form frei zugänglich publiziert werden; e. Rückstellungen für den Rückbau im Umfang von maximal 15 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten. <p>3.2 Als anzurechnende Geldzuflüsse gelten sämtliche Geldzuflüsse, die aufgrund der Investition erzielt werden können, sowie die Einsparungen aufgrund von Eigenverbrauch. Für die Berechnung der Geldzuflüsse wird die Degradation der Photovoltaikmodule mit einem Faktor von 0,5 Prozent pro Jahr berücksichtigt.</p>		<ul style="list-style-type: none"> b. den Kosten für den Anlagenbetrieb und den Unterhalt sowie den übrigen Betriebskosten von jährlich maximal <u>3 Prozent</u> 1 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten; e. Rückstellungen für den Rückbau im Umfang von maximal <u>30 Prozent</u> 15 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten. 	<p>Ziff. 3.1 Bst. b: Die Betriebskosten sind wegen Abgaben an Grundeigentümer und Versicherungen deutlich höher.</p> <p>Ziff. 3.1 Bst. e: Die Rückbaukosten sind deutlich höher, da eine erneute Baustelleninstallation für den Rückbau notwendig ist.</p> <p>Ziff. 3.2: Teilweise nominale Preiskurve in realem Modell; Das BFE-Modell ist grundsätzlich als reales Modell aufgebaut. Dies bedingt, dass sämtliche Inputs inflationsbereinigt sind. Die im Modell als «real» verwendete Preiskurve entspricht den Werten im Kurzbericht «Preisszenarien für die Einmalvergütung von Photovoltaik-Grossanlagen (Art. 71a EnG bzw. Art. 46p EnFV)» der AFRY Management Consulting AG. Gemäss dem Kurzbericht wird für die Jahre 2024 bis 2028 der Marktpreis «EEX German Power Futures» volumengewichtet</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>3.3 Die anrechenbaren Geldabflüsse und die anzurechnenden Geldzuflüsse sind bis zum Ende der Nutzungsdauer der zuletzt in Betrieb genommenen Photovoltaikmodule zu berücksichtigen.</p> <p>3.4 Investitionen werden über ihre Nutzungsdauer linear abgeschrieben, und allfällige Restwerte werden am Ende der Nutzungsdauer der zuletzt in Betrieb genommenen Photovoltaikmodule als Geldzuflüsse berücksichtigt.</p>			<p>über den Handelszeitraum vom 15.02.2023 bis zum 15.03.2023 verwendet. Für die Jahre 2029 bis 2032 erfolgt ein linearer Übergang auf den modellierten Preis des Szenarios «Mittel» Base. Marktpreise bzw. die «EEX German Power Futures» enthalten immer die Markterwartung für die zukünftige Inflation. Dies gilt somit auch für die verwendete Preiskurve für die Jahre 2024-2032. Um die Preiskurve der AFRY Management Consulting AG im realen BFE-Modell verwenden zu können, müssten die Jahre 2024-2032 um die Inflation korrigiert werden. Ansonsten werden zu hohe Preise verwendet, was die Einmalvergütung fälschlicherweise senkt.</p>
Anhang 5 (Art.96b, 96e und 96h)	Anhang 5 (Art. 96b, 96e und 96h)		
Betriebskostenbeitrag für Biomasseanlagen	Betriebskostenbeitrag für Biomasseanlagen		
3 Beitragssatz			
<p>3.1 Berechnung des Beitragssatzes</p> <p>3.1.1 Der Beitragssatz setzt sich aus einem Grundbeitrag und, sofern die Voraussetzungen erfüllt sind, aus einem Bonus nach Ziffer 3.3, 3.4 oder 3.5 zusammen. Der Beitragssatz wird jährlich</p>	Ziff. 3.1.4		

Verordnungen Stromgesetz – EnFV

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE																								
<p>neu berechnet.</p> <p>3.1.2 Für die Berechnung der Sätze für den Grundbeitrag und die Boni ist die äquivalente Leistung der Anlage massgebend. Diese entspricht dem Quotienten aus der Nettoproduktion in kWh und der Stundensumme des jeweiligen Kalenderjahres. Für das Jahr, in dem die Anlage in Betrieb genommen oder stillgelegt wird, werden bei der Bestimmung der äquivalenten Leistung die vollen Stunden vor der Inbetriebnahme oder nach der Stilllegung der Anlage abgezogen.</p> <p>3.1.3 Die Sätze des Grundbeitrags und der Boni werden anteilmässig nach den Leistungsklassen gemäss den Ziffern 3.2–3.5 berechnet.</p> <p>3.1.4 Werden in einem Holzkraftwerk auch problematische Holzabfälle verwendet, die gemäss Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe a der Verordnung vom 22. Juni 2005 über den Verkehr mit Abfällen als Sonderabfälle bezeichnet sind, so wird der Anteil der Elektrizität, der aufgrund der Verwendung dieser problematischen Holzabfälle erzielt wurde, mit dem halben Beitragssatz vergütet. Der Anteil berechnet sich aufgrund der verwendeten Energieinhalte.</p>	<p>3.1.4 Aufgehoben</p>																										
<p>3.2 Grundbeitragssatz</p> <p>Der Satz für den Grundbeitrag beträgt je Leistungsklasse:</p>	<p>Ziff. 3.2</p> <p>3.2 Grundbeitragssatz</p> <p>Der Satz für den Grundbeitrag beträgt je Leistungsklasse:</p>																										
<table><tr><th>Leistungsklasse</th><th>Grundbeitrag (Rp./kWh)</th></tr><tr><td>≤ 50 kW</td><td>13</td></tr><tr><td>≤100 kW</td><td>12</td></tr><tr><td>≤500 kW</td><td>11</td></tr><tr><td>≤ 5 MW</td><td>10</td></tr><tr><td>> 5 MW</td><td>8</td></tr></table>	Leistungsklasse	Grundbeitrag (Rp./kWh)	≤ 50 kW	13	≤100 kW	12	≤500 kW	11	≤ 5 MW	10	> 5 MW	8	<table><tr><th>Leistungsklasse</th><th>Grundbeitrag (Rp./kWh)</th></tr><tr><td>≤ 50 kW</td><td>13</td></tr><tr><td>≤100 kW</td><td>12</td></tr><tr><td>≤500 kW</td><td>12</td></tr><tr><td>≤ 5 MW</td><td>11</td></tr><tr><td>> 5 MW</td><td>10</td></tr></table>	Leistungsklasse	Grundbeitrag (Rp./kWh)	≤ 50 kW	13	≤100 kW	12	≤500 kW	12	≤ 5 MW	11	> 5 MW	10		
Leistungsklasse	Grundbeitrag (Rp./kWh)																										
≤ 50 kW	13																										
≤100 kW	12																										
≤500 kW	11																										
≤ 5 MW	10																										
> 5 MW	8																										
Leistungsklasse	Grundbeitrag (Rp./kWh)																										
≤ 50 kW	13																										
≤100 kW	12																										
≤500 kW	12																										
≤ 5 MW	11																										
> 5 MW	10																										

Verordnungen Stromgesetz – EnFV

Geltendes Recht		Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE																								
3.3 Bonus für Holzkraftwerke 3.3.1 Der Bonus für Holzkraftwerke wird gewährt, wenn in einer Anlage Holz als einziger Energieträger eingesetzt wird. 3.3.2 Der Satz für den Bonus für Holzkraftwerke beträgt je Leistungsklasse:		Ziff. 3.3 3.3 Bonus für Holzkraftwerke 3.3.1 Der Bonus für Holzkraftwerke wird gewährt, wenn in einer Anlage Holz als einziger Energieträger eingesetzt wird. 3.3.2 Er wird nur für die von Oktober bis März (Winterhalbjahr) eingespeiste Elektrizität gewährt. 3.3.3 Der Satz für den Bonus für Holzkraftwerke beträgt je Leistungsklasse:																										
<table><tr><td>Leistungsklasse</td><td>Holzbonus (Rp./kWh)</td></tr><tr><td>≤ 50 kW</td><td>3</td></tr><tr><td>≤100 kW</td><td>2</td></tr><tr><td>≤500 kW</td><td>2</td></tr><tr><td>≤ 5 MW</td><td>1</td></tr><tr><td>> 5 MW</td><td>1</td></tr></table>		Leistungsklasse	Holzbonus (Rp./kWh)	≤ 50 kW	3	≤100 kW	2	≤500 kW	2	≤ 5 MW	1	> 5 MW	1	<table><tr><td>Leistungsklasse</td><td>Holzbonus (Rp./kWh)</td></tr><tr><td>≤ 50 kW</td><td>3</td></tr><tr><td>≤100 kW</td><td>2</td></tr><tr><td>≤500 kW</td><td>2</td></tr><tr><td>≤ 5 MW</td><td>2</td></tr><tr><td>> 5 MW</td><td>2</td></tr></table>	Leistungsklasse	Holzbonus (Rp./kWh)	≤ 50 kW	3	≤100 kW	2	≤500 kW	2	≤ 5 MW	2	> 5 MW	2		
Leistungsklasse	Holzbonus (Rp./kWh)																											
≤ 50 kW	3																											
≤100 kW	2																											
≤500 kW	2																											
≤ 5 MW	1																											
> 5 MW	1																											
Leistungsklasse	Holzbonus (Rp./kWh)																											
≤ 50 kW	3																											
≤100 kW	2																											
≤500 kW	2																											
≤ 5 MW	2																											
> 5 MW	2																											
3.4 Bonus für landwirtschaftliche Biomasse mit maximal 20 Prozent Co-Substraten 3.4.1 Der Bonus für landwirtschaftliche Biomasse mit maximal 20 Prozent Co-Substraten wird gewährt, wenn: a. Hofdünger, insbesondere Gülle und Mist aus der Tierhaltung, oder Hofdünger zusammen mit Ernterückständen, Reststoffen aus der landwirtschaftlichen Produktion oder deklassierten landwirtschaftlichen Produkten eingesetzt werden; b. der Anteil nicht landwirtschaftlicher Co-Substrate ≤ 20 Prozent, bezogen auf Frischmasse, beträgt; und c. keine Energiepflanzen eingesetzt werden. 3.4.2 Organische Hilfsstoffe, die zur Behebung von Prozessstörungen eingesetzt werden, werden bis zu einem Anteil von 0,2 Prozent der gesamten eingesetzten Frischmasse pro Jahr nicht als nicht landwirtschaftliche Co-Substrate		Ziff. 3.4.3																										

Geltendes Recht		Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE																								
angerechnet. Ihr Einsatz muss dokumentiert und begründet werden. 3.4.3 Der Satz für den Bonus für landwirtschaftliche Biomasse mit maximal 20 Prozent Co-Substraten beträgt je Leistungsklasse:		3.4.3 Der Satz für den Bonus für landwirtschaftliche Biomasse mit maximal 20 Prozent Co-Substraten beträgt je Leistungsklasse:																										
<table><tr><td>Leistungsklasse</td><td>Bonus max. 20 Prozent Co-Substrate (Rp./kWh)</td></tr><tr><td>≤ 50 kW</td><td>8</td></tr><tr><td>≤100 kW</td><td>7</td></tr><tr><td>≤500 kW</td><td>6</td></tr><tr><td>≤ 5 MW</td><td>2</td></tr><tr><td>> 5 MW</td><td>0</td></tr></table>		Leistungsklasse	Bonus max. 20 Prozent Co-Substrate (Rp./kWh)	≤ 50 kW	8	≤100 kW	7	≤500 kW	6	≤ 5 MW	2	> 5 MW	0	<table><tr><td>Leistungsklasse</td><td>Bonus max. 20 Prozent Co-Substrate (Rp./kWh)</td></tr><tr><td>≤ 50 kW</td><td>9</td></tr><tr><td>≤100 kW</td><td>9</td></tr><tr><td>≤500 kW</td><td>8</td></tr><tr><td>≤ 5 MW</td><td>2</td></tr><tr><td>> 5 MW</td><td>0</td></tr></table>	Leistungsklasse	Bonus max. 20 Prozent Co-Substrate (Rp./kWh)	≤ 50 kW	9	≤100 kW	9	≤500 kW	8	≤ 5 MW	2	> 5 MW	0		
Leistungsklasse	Bonus max. 20 Prozent Co-Substrate (Rp./kWh)																											
≤ 50 kW	8																											
≤100 kW	7																											
≤500 kW	6																											
≤ 5 MW	2																											
> 5 MW	0																											
Leistungsklasse	Bonus max. 20 Prozent Co-Substrate (Rp./kWh)																											
≤ 50 kW	9																											
≤100 kW	9																											
≤500 kW	8																											
≤ 5 MW	2																											
> 5 MW	0																											
Anhang 6.1 (Art. 30a ^{quinquies} , 30b, 30b ^{quater} und 89)		Anhang 6.1 (Art. 30a ^{quinquies} , 30b, 30b ^{quater} und 89)																										
		Gleitende Marktprämie für Wasserkraftanlagen																										
		1 Anlagendefinition Die Definition der Wasserkraftanlage richtet sich nach Anhang 2.2 Ziffer 1.																										
		2 Inhalt des Gesuchs Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten: a. Angaben zur Anlage, insbesondere den Namen der berechtigten Person und den Standort der Zentrale, der Wasserfassungen, der Reservoirs und der Wasserrückgabe; b. Projektbeschreibung, der aufzeigt, dass sämtliche Voraussetzungen für die Inanspruchnahme einer gleitenden Marktprämie erfüllt werden;																										

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>c. technische Beschreibung der Anlage, insbesondere die SDL-Fähigkeit (Primärregelung, positive Sekundärregelung, negative Sekundärregelung, positive Tertiärregelung, negative Tertiärregelung) der Turbinen und Pumpen;</p> <p>d. für Erweiterungen oder Erneuerungen: Unterlagen, die aufzeigen, dass die Erweiterung oder Erneuerungen erheblich sind;</p> <p>e. mittlere mechanische Bruttoleistung des Wassers vor und nach der Investition;</p> <p>f. installierte Leistung vor und nach der Investition;</p> <p>g. Nutzwassermenge in m³ gemittelt über je fünf volle Kalenderjahre vor und nach der Investition;</p> <p>h. stündliche Verteilung der Elektrizitätsproduktion in kWh gemittelt über je fünf volle Kalenderjahre vor und nach der Investition;</p> <p>i. stündliche Verteilung des Zubringerpumpenstroms in kWh gemittelt über je fünf volle Kalenderjahre vor und nach der Investition;</p> <p>j. mittlere Brutto-Fallhöhe in m vor und nach der Investition;</p> <p>k. mittlere Netto-Fallhöhe in m vor und nach der Investition;</p> <p>l. Ausbauwassermenge vor und nach der Investition;</p> <p>m. nutzbares Speichervolumen vor und nach der Investition;</p> <p>n. Anlagenschema der bestehenden Anlage mit integriertem Projekt mit folgenden Angaben pro Kraftwerk: Leistung Turbinen P_{genmax} in MW, Durchfluss Turbinen $\text{Flow}_{\text{pumpmax}}$ in m³/s, Leistung Pumpen P_{pumpmax} in MW, Durchfluss Pumpen $\text{Flow}_{\text{pumpmax}}$ in m³/s, Kapazität E_{cap} der Speicher und Ausgleichbecken in m³;</p> <p>o. geplantes Baubeginn- und Inbetriebnahmedatum;</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>p. Nachweis über die Gültigkeit des Wassernutzungsrechts und die Rechtskraft der Baubewilligung;</p> <p>q. Nachweis über die Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen;</p> <p>r. detaillierte Auflistung der Investitionskosten, aufgeteilt in anrechenbare und nicht anrechenbare Kosten;</p> <p>s. Nachweis über die Betriebskosten;</p> <p>t. Angaben über anderweitige Finanzhilfen.</p>		
	<p>3 Vergütungssatz und Referenz-Marktpreis</p> <p>3.1 Vergütungssatz Der Vergütungssatz in Rp./kWh entspricht den jährlichen Kosten für die Elektrizität (Jahreskosten), die von einer Neuanlage produziert wird oder die von einer bestehenden Anlage nach einer erheblichen Erweiterung zusätzlich produziert wird (jährliche Mehrproduktion) oder von einer bestehenden Anlage aufgrund einer erheblichen Erneuerung weiterhin produziert wird.</p> <p>3.2 Referenz-Marktpreis für steuerbare Anlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW Der Referenz-Marktpreis in Rp./kWh für steuerbare Anlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW entspricht dem jährlichen Erlös für die Mehrproduktion (Jahreserlös).</p>		
	<p>4 Jahreskosten, Jahreserlös und jährliche Mehrproduktion</p>		
	<p>4.1 Jahreskosten</p> <p>4.1.1 Die Jahreskosten setzen sich zusammen aus:</p> <p>a. den sich aufgrund der Investition ergebenden Kapitalkosten; diese werden auf Komponentenebene mit deren jeweils standardisierten Nutzungsdauern und einem durchschnittlichen Kapi-</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>talkostensatz gemäss Anhang 3 annuitätisch berechnet;</p> <p>b. den Betriebskosten; diese werden bis zu einem Betrag von höchstens 2 Prozent der anrechenbaren Investitionen berücksichtigt, sie beinhalten auch die Unternehmensführungs-, Kraftwerksbewirtschaftungs-, Energiebewirtschaftungs- und Energieverwertungskosten auf Stufe der Betreibergesellschaft;</p> <p>c bei steuerbaren Anlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW dürfen höchstens folgende Energiebewirtschaftungs- und Verwaltungskosten angerechnet werden:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. bei Laufwasserkraftwerken: 0,25 Rp./kWh; 2. bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken 0,4 Rp./kWh. <p>d. den bezahlten Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen.</p> <p>4.1.2 Die mit dem Entscheid nach Artikel 30b^{novies} festgelegten Jahreskosten werden nur angepasst, wenn:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. der kantonale Wasserzins ändert; b. die Anlage jährliche Stromkosten für die Zubringerpumpen aufweist; oder c. der durchschnittliche Kapitalkostensatz ändert. 	<p>b. den Betriebskosten; diese werden bis zu einem Betrag von höchstens 2 Prozent der anrechenbaren Investitionen berücksichtigt, sie beinhalten auch die Unternehmensführungs-, Kraftwerksbewirtschaftungs-, Energiebewirtschaftungs- und Energieverwertungskosten, <u>sowie alle Steuererhöhungen</u> auf Stufe der Betreibergesellschaft;</p> <p>e. (neu) <u>Die Kosten aufgrund einer Heimfallverzichtsentschädigung.</u></p>	<p>Ziff. 4.1.1 Bst. b: Die tatsächlichen Kosten müssen gedeckt werden, einschliesslich etwaiger Steuererhöhungen. Im Wortlaut ist daher klarzustellen, dass jede Steuererhöhung ebenfalls zu den anrechenbaren Kosten gehört</p> <p>Ziff. 4.1.1 Bst. e: Es werden vermehrt Konzessionen mit flexibler Abgeltung der Heimfallverzichtsentschädigung abgeschlossen. In diesen Fällen ist der 2 Prozent-Cap zu tief, der Fall sollte daher separat berücksichtigt werden können.</p>
	<p>4.2 Jahreserlös</p> <p>4.2.1 Bei nicht steuerbaren Anlagen und Anlagen mit einer Leistung von 3 MW oder weniger entspricht der Jahreserlös der Vergütung der Mehrproduktion zum Referenz-Marktpreis.</p> <p>4.2.2 Bei steuerbaren Anlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW setzt sich der Jahreserlös aus folgenden Erlösmöglichkeiten, die mit der jährlichen</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>Mehrproduktion erzielt werden können, zusammen:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Teilnahme am Day-Ahead- und dem Intraday-Markt; b. Teilnahme am Terminmarkt; c. Teilnahme am Systemdienstleistungsmarkt; d. Verkauf der Herkunftsnachweise; e. Teilnahme an der Winterreserve. <p>4.2.3 Als Erlösmöglichkeiten aus der Teilnahme am Day-Ahead- und dem Intraday-Markt gelten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. bei Speicherkraftwerken: der Betrag, den der Verkauf der produzierten Elektrizität zu den besten am Day-Ahead-Markt erhältlichen Preisen einbringen würde; als produzierte Elektrizität gilt dabei die Menge Elektrizität, die aus den monatlichen mittleren Seewasserstand- und Zuflussverläufen und den maximalen Durchflussmengen der Turbinen berechnet werden kann; bei komplexen Projekten oder Projekten in komplexen Anlagen kann für die Abschätzung des Erlöses eine Kraftwerkseinsatzoptimierungssoftware eingesetzt werden. b. bei Laufwasserkraftwerken: der Betrag, den der Verkauf der produzierten Elektrizität zu den monatlichen Durchschnittspreisen am Day-Ahead-Markt einbringen würde, abzüglich 2 Prozent; als produzierte Elektrizität gilt dabei die Menge Elektrizität, die mit den monatlichen Wasserzuflüssen produziert werden kann. <p>4.2.4 Als Erlösmöglichkeiten aus der Teilnahme am Terminmarkt gelten im Ver-</p>	<ul style="list-style-type: none"> a. bei Speicherkraftwerken: der Betrag, den der Verkauf der produzierten Elektrizität zu den besten am Day-Ahead-Markt erhältlichen Preisen einbringen würde; als produzierte Elektrizität gilt dabei die Menge Elektrizität, die aus den monatlichen mittleren Seewasserstand- und Zuflussverläufen und den maximalen Durchflussmengen der Turbinen berechnet werden kann; bei komplexen Projekten oder Projekten in komplexen Anlagen kann für die Abschätzung des Erlöses eine Kraftwerkseinsatzoptimierungssoftware eingesetzt werden. <u>Auf Verlangen des Betreibers ist eine Kraftwerkseinsatzoptimierungssoftware zu verwenden, welche unter anderem die vom Betreiber zu melden den Zuflussverläufe und Verfügbarkeiten berücksichtigt;</u> 	<p>Ziffer 4.2.3 Bst. a: Viele der Projekte des Runden Tisches sind komplex (mehrere Kaskaden, kleine Zwischenbecken, besondere hydrologische Bedingungen, Projekte, die sowohl als erhebliche Erweiterung als auch als Erneuerung zu qualifizieren sind). Die Verwendung von Heuristiken erlaubt es nicht, die daraus resultierende zusätzliche Produktion mit ausreichender Genauigkeit zu berechnen. In der Folge besteht das Risiko, dass auf Grundlage dieser Methodik (ungefähre Berechnungen) keine Investitionen getätigt werden können. Die Verwendung einer Optimierungssoftware scheint die einzige praktikable Lösung.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>gleich zu den Day-Ahead- und Intraday-Erlösen, mögliche Absicherungserlöse oder -verluste. Dabei wird von der folgenden Absicherungsstrategie ausgegangen: 80 Prozent der erwarteten Produktion werden am schweizerischen und am ausländischen Terminmarkt über 3 Jahre mit je einem Drittel der erwarteten Produktion abgesichert; der Absicherungspreis entspricht dem Durchschnittspreis auf dem Terminmarkt auf der Grundlage des kontinuierlichen Handels im Absicherungsjahr, wobei die massgebenden Schweizer und die europäischen Terminmarktpreise berücksichtigt werden.</p> <p>4.2.5 Als Erlösmöglichkeiten aus der Teilnahme am Systemdienstleistungsmarkt gelten die Vergütungen, die eine Anlage, die Systemdienstleistungen (SDL) erbringen kann, am Systemdienstleistungsmarkt erzielen kann. Die Verteilung der von der nationalen Netzgesellschaft total geleisteten Vergütungen für die schweizweit erbrachten Systemdienstleistungen wird nach einer vom BFE erstellten Vollzugsrichtlinie geregelt. Die Erlöse pro Anlage entsprechen ihrem Leistungsanteil innerhalb der Gesamtleistung des Kraftwerktyps; es wird von einer ganzjährigen Teilnahme während 52 Wochen mit gleicher Leistung ausgegangen; die Opportunitätskosten werden anhand der Differenz der Day-Ahead-Erlöse mit und ohne Leistungsvorhaltung geschätzt.</p> <p>4.2.6 Als Erlösmöglichkeit aus dem Verkauf der Herkunftsnachweise gilt der Betrag, der durch den Verkauf der Herkunftsnachweise zum jährlichen Durchschnittspreis auf schweizerischen und europäischen Handelsplattformen, auf denen die Betreiber verkaufen können, erzielt werden kann.</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>4.2.7 Die Erlösmöglichkeit aus der Teilnahme an der Winterreserve bestimmt sich gemäss der Winterreserveverordnung vom 25. Januar 2023 (WResV).</p> <p>4.2.8 Bei Erweiterungen, Erneuerungen sowie bei Neuanlagen, welche technisch und wirtschaftlich in bestehende Anlagen eingebettet sind, wird der Jahreserlös einmal für die Anlage vor und einmal für die Anlage nach der Erweiterung, Erneuerung respektive mit der Neuanlage gemäss Ziffer 4.2.2 berechnet. Die Differenz zwischen diesen beiden Werten entspricht dem Jahreserlös der erweiterten oder erneuerten Anlage, respektive der Neuanlage. Bei Erneuerungen wird aufgrund erneuerten Elemente abgeschätzt, wieviel Produktion durch die Erneuerungsinvestition erhalten werden kann. Die erhaltene Produktion samt einer allfälligen Produktionssteigerung und ein allfälliger Portfolioeffekt entsprechen dem Jahreserlös der Erneuerung.</p>		
	<p>4.3 Jährliche Mehrproduktion bei erheblichen Erweiterungen</p> <p>4.3.1 Die jährliche Mehrproduktion entspricht dem Anteil der Gesamtproduktion, der dem Verhältnis des Jahreserlöses aus der Investition zum Gesamterlös entspricht.</p> <p>4.3.2 Bei steuerbaren Anlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW wird die</p>	<p>4.3 Jährliche Massgebliche Mehrproduktion bei erheblichen Erweiterungen <u>Die massgebliche Mehrproduktion bei erheblichen Erweiterungen entspricht der zusätzlichen Elektrizitätsmenge (in GWh), die im Zeitraum von Oktober bis März produziert werden kann. Die so zu ermittelnde Mehrproduktion wird zum Zeitpunkt der Zusicherung dem Grundsatz nach (Art. 30b^{septies}) festgelegt und gilt sodann für die gesamte Vergütungsdauer.</u></p> <p>4.3.1 <i>Streichen</i></p> <p>4.3.2 <i>Streichen</i></p>	<p>Ziff. 4.3: Bei erheblichen Erweiterungen ist für die massgebliche Mehrproduktion auf die sich aus der Erweiterung ergebende zusätzliche Winterproduktion abzustellen. Zur Stärkung der Versorgungssicherheit benötigt die Schweiz insbesondere zusätzliche Produktion im Winter. Dies ist sowohl im Stromgesetz als auch in der gemeinsamen Erklärung zum Runden Tisch ausdrücklich verankert. Des Weiteren hat das Abstellen auf die zusätzliche Winterproduktion den entscheidenden Vorteil gegenüber dem vorgeschlagenen Ansatz, dass die für die gleitende Marktprämie massgebliche Energiemenge zum Zeitpunkt der Zusicherung feststeht und nicht jedes Jahr neu berechnet werden muss. Denn genau dieser Umstand führt zu einer erheblichen Unsicherheit für den Projektanten und widerspricht letztlich auch der Intention einer gleitenden Marktprämie als Förderinstrument. Denn diese</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>jährliche Mehrproduktion jährlich neu festgelegt.</p> <p>4.3.3 Bei nicht steuerbaren Anlagen und Anlagen mit einer Leistung von 3 MW oder weniger gilt für die ersten fünf Jahre die im Zeitpunkt der Zusicherung dem Grundsatz nach (Art. 30b^{septies}) festgelegte jährliche Mehrproduktion, für die restliche Vergütungsdauer der Durchschnitt der ersten 5 Betriebsjahre nach der Investition.</p>	<p>4.3.3 <i>Streichen</i></p> <p>Eventualiter:</p> <p>4.3.2 <u>Die massgebliche Mehrproduktion wird zum Zeitpunkt der Zusicherung dem Grundsatz nach (Art. 30b^{septies}) auf der Grundlage des Durchschnitts der geschätzten jährlichen Mehrproduktion basierend auf der Methodik nach Ziff. 4.3.1. über die Vergütungsdauer berechnet. Die so berechnete jährliche Mehrproduktion gilt sodann für die gesamte Vergütungsdauer.</u> Bei steuerbaren Anlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW wird die jährliche Mehrproduktion jährlich neu festgelegt.</p> <p>4.3.3 <i>Streichen</i></p>	<p>soll während der gesamten Vergütungsdauer die jährlich anfallenden Kosten aus der Investition decken und damit dem Anlagenbetreiber eine angemessene Rendite garantieren. Die jährliche Neuberechnung der zusätzlichen Produktion im Falle einer Erweiterung oder Erneuerung gibt dem Investor jedoch gerade keine Garantie hinsichtlich der Deckung seiner Investitionskosten. Die jährlichen Kosten sind nämlich über die Dauer der Vergütung fix, während nach dem vom Bundesrat vorgeschlagenen Ansatz die zusätzliche Produktion aus einer fiktiven Berechnung auf der Grundlage der auf dem Markt erzielten Einnahmen resultiert. Die dynamische Berechnung dieser zusätzlichen Produktion in Abhängigkeit von den Markteinnahmen kann dazu führen, dass der Vergütungssatz in manchen Jahren unter den jährlichen Kosten liegt, was eine effektive Kostendeckung nicht mehr gewährleistet.</p> <p>Eventualantrag: Wird der Vorschlag, für die massgebliche Mehrproduktion auf die zusätzliche Winterproduktion abzustellen, nicht übernommen, so sollte die jährliche Mehrproduktion auf der Grundlage des Durchschnitts der geschätzten jährlichen Mehrproduktion basierend auf der Methodik nach Ziff. 4.3.1. über die gesamte Vergütungsdauer berechnet werden. Die so berechnete jährliche Mehrproduktion hat sodann für die gesamte Vergütungsdauer zu gelten.</p>
	5 Jährlich einzureichende Informationen für die Abrechnungsperiode		
	<p>5.1 Für steuerbare Wasserkraftwerke mit einer Leistung von > 3 MW sind jährlich die folgenden Informationen einzureichen:</p> <p>a. für eine bestehende Anlage und jedes beantragte Projekt pro Speicher und pro Ausgleichsbecken: der Jahreszufluss in m³ und die zeitliche Zuflussverteilung über 12 Monate in m³/Monat;</p> <p>b. für die Kraftwerke einer Anlage:</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>1. die stündliche Verteilung des Zubringerpumpenstroms in kWh, und</p> <p>2. die stündliche Verteilung der Jahresproduktion in kWh;</p> <p>c. für die Wasserreserve: das reservierte Speichervolumen in kWh;</p> <p>d. die durchschnittliche Zuflussmenge der letzten 10 Jahre (soweit vorhanden);</p> <p>e. die Wasserzinskosten (mechanische Bruttoleistung in kWbr und Wasserzins in Fr./kWbr);</p> <p>f. Für erhebliche Erweiterungen und Neuanlagen innerhalb einer bestehenden Anlage sind für das Jahr der Inbetriebnahme sämtliche oben aufgeführte Daten für das entsprechende hydrologische Jahr einzureichen.</p> <p>5.2 Für nicht steuerbare Wasserkraftwerke mit einer Leistung von > 3 MW und für Wasserkraftwerke mit einer Leistung von ≤ 3 MW sind jährlich die folgenden Informationen einzureichen:</p> <p>a. für die Kraftwerke einer Anlage: die monatliche Verteilung der Jahresproduktion in kWh;</p> <p>b. die Wasserzinskosten (mechanische Bruttoleistung in kWbr und Wasserzins in Fr./kWbr).</p>		
	Anhang 6.2 (Art. 30d, 30d^{quinquies} und 30d^{septies})		
	Gleitende Marktprämie für Windenergieanlagen		
	<p>1 Anlagendefinition, Leistungsklassen und Kategorien</p> <p>1.1 Die Definition der Windenergieanlage richtet sich nach Anhang 1.3 Ziffer 1.</p> <p>1.2 Die Definition der Leistungsklassen richtet sich nach Anhang 1.3 Ziffer 2.</p> <p>1.3 Die Definition der Kategorien richtet sich nach Anhang 2.4 Ziffer 1.2.</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE								
	2 Inhalt des Gesuchs Der Inhalt des Gesuchs richtet sich nach Anhang 2.4 Ziffer 2.										
	3 Vergütungssätze 3.1 Vergütungssatz für Kleinwindanlagen Der Vergütungssatz beträgt bei Kleinwindanlagen während der gesamten Vergütungsdauer 13 Rappen pro kWh. 3.2 Vergütungssatz für Grosswindanlagen 3.2.1 Grundvergütung Der Satz für die Grundvergütung beträgt bei Grosswindanlagen während fünf Jahren ab dem Zeitpunkt der ordentlichen Inbetriebnahme:										
	<table><tr><td>Kategorie</td><td>Vergütungssatz in Rp./kWh</td></tr><tr><td>I</td><td>10</td></tr><tr><td>II</td><td>12</td></tr><tr><td>III</td><td>14</td></tr></table>	Kategorie	Vergütungssatz in Rp./kWh	I	10	II	12	III	14		
Kategorie	Vergütungssatz in Rp./kWh										
I	10										
II	12										
III	14										
	3.2.3 Absenkung des Vergütungssatzes Bei einer Grosswindanlage wird abhängig vom effektiven Ertrag nach frühestens fünf Jahren der Vergütungssatz für den Rest der Vergütungsdauer auf den Betrag nach Ziffer 3.2.5 abgesenkt. 3.2.4 Berechnung des Zeitpunkts der Absenkung des Vergütungssatzes 3.2.4.1 Nach fünf Jahren wird anhand des effektiven Ertrags der Zeitpunkt berechnet, zu dem der Vergütungssatz abgesenkt wird. 3.2.4.2 Der effektive Ertrag entspricht dem arithmetischen Jahresmittel der Elektrizitätsproduktion während des zweiten bis fünften Betriebsjahres, gemessen an der Übergabestelle zum Netzbetreiber. 3.2.4.3 Erreicht oder übersteigt der effektive Ertrag den Referenzertrag nach Ziffer 3.2.6, so wird der Vergütungssatz sofort bis zum Ende der										

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE								
	<p>Vergütungs-dauer auf den Vergütungssatz nach Ziffer 3.2.5 abgesenkt.</p> <p>3.2.4.4 Unterschreitet der effektive Ertrag den Referenzertrag, so erfolgt die Absenkung erst nach einer gewissen Dauer, die sich wie folgt berechnet:</p> <p>a. Dauer in Monaten = $\frac{\text{Referenzertrag} - \text{effektiver Ertrag}}{\text{Referenzertrag}} \times \frac{100}{0,15};$</p> <p>b. Die Dauer wird auf ganze Monate aufgerundet.</p>										
	3.2.5 Abgesenkter Vergütungssatz in Rp./kWh:										
	<table><tr><th>Kategorie</th><th>Vergütungssatz in Rp./kWh</th></tr><tr><td>I</td><td>7</td></tr><tr><td>II</td><td>8</td></tr><tr><td>III</td><td>9</td></tr></table>	Kategorie	Vergütungssatz in Rp./kWh	I	7	II	8	III	9		
Kategorie	Vergütungssatz in Rp./kWh										
I	7										
II	8										
III	9										
	<p>3.2.6 Der Referenzertrag wird auf der Basis der Leistungskennlinie und der Nabenhöhe der effektiv gewählten Windenergieanlage und mit den Merkmalen des Referenzstandorts nach Ziffer 3.2.7 berechnet.</p> <p>3.2.7 Die Referenzstandorte für die Kategorien I–III weisen folgende Merkmale auf:</p>										

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<div>Kategorie I</div> <div>Mittlere Windgeschwindigkeit auf 125 m über Grund 5,7 m/s</div> <div>Höhenprofil logarithmisch</div> <div>Weibull-Verteilung mit $k = 2,0$</div> <div>Rauigkeitslänge $l = 0,2 \text{ m}$</div> <div>Luftdichte $\rho = 1,190 \text{ kg/m}^3$</div> <div>Kategorie II</div> <div>Mittlere Windgeschwindigkeit auf 125 m über Grund 5,6 m/s</div> <div>Höhenprofil logarithmisch</div> <div>Weibull-Verteilung mit $k = 2,0$</div> <div>Rauigkeitslänge $l = 0,1 \text{ m}$</div> <div>Luftdichte $\rho = 1,124 \text{ kg/m}^3$</div> <div>Kategorie III</div> <div>Mittlere Windgeschwindigkeit auf 100 m über Grund 6,5 m/s</div> <div>Höhenprofil logarithmisch</div> <div>Weibull-Verteilung mit $k = 2,0$</div> <div>Rauigkeitslänge $l = 0,03 \text{ m}$</div> <div>Luftdichte $\rho = 1,045 \text{ kg/m}^3$</div>		
	3.2.8 Die Vollzugsstelle legt die detaillierte Berechnung des Referenzertrags in einer Richtlinie fest		
	4 Projektfortschrittsmeldung, Inbetriebnahme und Inbetriebnahmemeldung		
	<p>4.1 Projektfortschrittsmeldung</p> <p>Spätestens zehn Jahre nach der Eröffnung der Zusicherung dem Grundsatz nach (Art. 30d^{sexies}) ist eine Projektfortschrittsmeldung einzureichen. Diese hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die rechtskräftige Baubewilligung; b. die Meldung des Projekts beim Netzbetreiber sowie dessen Stellungnahme dazu; c. allfällige Änderungen gegenüber den im Gesuch gemachten Angaben; d. das geplante Inbetriebnahmedatum. 		
	<p>4.2 Inbetriebnahme</p> <p>Die Anlage ist spätestens zwölf Jahre nach der Zusicherung dem Grundsatz nach (Art. 30d^{sexies}) in Betrieb zu nehmen.</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>4.3 Inbetriebnahmemeldung Die Inbetriebnahmemeldung hat mindestens folgende Angaben zu enthalten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Typenbezeichnung der Anlage; b. die Leistung; c. die Nabenhöhe; d. die Extraausrüstungen, z. B. eine Rotorblattheizung; e. das Inbetriebnahmedatum; f. allfällige Änderungen gegenüber den im Gesuch und in der Projektfortschrittsmeldung gemachten Angaben. 		
	<p>Anhang 6.3 (Art. 30a^{septies}, 30e^{ter}, 30e^{octies})</p>		
	<p>Gleitende Marktpremie für Biomasseanlagen</p>		
	<p>1 Anlagendefinition Die Definition der Biomasseanlage richtet sich nach Anhang 1.5 Ziffer 1.</p>		
	<p>2 Mindestanforderungen</p> <p>2.1 Allgemeine Anforderungen Die allgemeinen Anforderungen richten sich nach Anhang 1.5 Ziffern 2.1.1 und 2.1.2.</p> <p>2.2 Energetische Mindestanforderungen</p> <p>2.2.1 Energetische Mindestanforderungen für Biogasanlagen Die energetischen Mindestanforderungen für Biogasanlagen richten sich nach Anhang 1.5 Ziffern 2.2.3 und 2.2.4 und nach Anhang 2.3 Ziffer 2.2.</p> <p>2.2.2 Energetische Mindestanforderungen für Holzkraftwerke</p> <p>2.2.2.1 Die energetischen Mindestanforderungen für Holzkraftwerke richten sich nach Anhang 1.5 Ziffern 2.2.3.</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>2.2.2.2 Sie sind spätestens ab Beginn des dritten vollen Kalenderjahrs nach der Inbetriebnahme der Anlage oder der erheblichen Erweiterung oder Erneuerung einzuhalten.</p> <p>2.2.2.3 Wenn gleichzeitig mit dem Bau oder der Erweiterung der Anlage ein Fernwärmenetz oder eine andere Einrichtung für die Nutzung der Wärme errichtet oder erweitert wird, müssen die energetischen Mindestanforderungen zum Zeitpunkt der definitiven Festsetzung der gleitenden Marktprämie nicht erfüllt sein; die energetischen Mindestanforderungen müssen aber innerhalb einer angemessenen Frist erfüllt werden.</p> <p>2.3 Beurteilungsperioden</p> <p>2.3.1 Die Beurteilungsperiode für die allgemeinen Anforderungen und die ökologischen Mindestanforderungen beträgt drei Monate.</p> <p>2.3.2 Die Beurteilungsperiode für die energetischen Mindestanforderungen beträgt das ganze Kalenderjahr.</p>		
	<p>3 Vergütungssatz</p> <p>3.1 Berechnung des Vergütungssatzes</p> <p>3.1.1 Der Vergütungssatz setzt sich aus einer Grundvergütung und, sofern die Voraussetzungen erfüllt sind, aus einem Bonus nach Ziffer 3.3 oder 3.4 zusammen. Der Vergütungssatz wird jährlich neu berechnet.</p> <p>3.1.2 Für die Berechnung der Sätze für die Grundvergütung und die Boni ist die äquivalente Leistung der Anlage massgebend. Diese entspricht dem Quotienten aus der Nettoproduktion in kWh und der Stundensumme des jeweiligen Kalenderjahres. Für das Jahr, in dem die Anlage in Betrieb genommen oder stillgelegt wird, werden bei der Bestimmung der äquivalenten</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE												
	<p>Leistung die vollen Stunden vor der Inbetriebnahme oder nach der Stilllegung der Anlage abgezogen.</p> <p>3.1.3 Die Sätze der Grundvergütung und der Boni werden anteilmässig nach den Leistungsklassen gemäss den Ziffern 3.2–3.4 berechnet.</p> <p>3.1.4 Der Bonus für Holzkraftwerke wird gewährt, wenn in einer Anlage Holz als einziger Energieträger eingesetzt wird.</p> <p>3.1.5 Der Bonus für Holzkraftwerke wird nur für die von Oktober bis März (Winterhalbjahr) eingespeiste Elektrizität gewährt.</p>														
	<p>3.2 Grundvergütung</p> <p>Der Satz für die Grundvergütung beträgt je Leistungsklasse:</p>														
	<table><tr><th>Leistungsklasse</th><th>Grundvergütung (Rp./kWh)</th></tr><tr><td>≤ 50 kW</td><td>28</td></tr><tr><td>≤100 kW</td><td>25</td></tr><tr><td>≤500 kW</td><td>22</td></tr><tr><td>≤ 5 MW</td><td>18,5</td></tr><tr><td>> 5 MW</td><td>17,5</td></tr></table>	Leistungsklasse	Grundvergütung (Rp./kWh)	≤ 50 kW	28	≤100 kW	25	≤500 kW	22	≤ 5 MW	18,5	> 5 MW	17,5		
Leistungsklasse	Grundvergütung (Rp./kWh)														
≤ 50 kW	28														
≤100 kW	25														
≤500 kW	22														
≤ 5 MW	18,5														
> 5 MW	17,5														
	<p>3.3 Bonus für Holzkraftwerke</p> <p>Der Satz für den Bonus für Holzkraftwerke beträgt je Leistungsklasse:</p>														
	<table><tr><th>Leistungsklasse</th><th>Holzbonus (Rp./kWh)</th></tr><tr><td>≤ 50 kW</td><td>8</td></tr><tr><td>≤100 kW</td><td>7</td></tr><tr><td>≤500 kW</td><td>6</td></tr><tr><td>≤ 5 MW</td><td>4</td></tr><tr><td>> 5 MW</td><td>3,5</td></tr></table>	Leistungsklasse	Holzbonus (Rp./kWh)	≤ 50 kW	8	≤100 kW	7	≤500 kW	6	≤ 5 MW	4	> 5 MW	3,5		
Leistungsklasse	Holzbonus (Rp./kWh)														
≤ 50 kW	8														
≤100 kW	7														
≤500 kW	6														
≤ 5 MW	4														
> 5 MW	3,5														
	<p>3.4 Bonus für landwirtschaftliche Biomasse</p> <p>3.4.1 Der Bonus für landwirtschaftliche Biomasse wird gewährt, wenn:</p> <p>a. Hofdünger, insbesondere Gülle und Mist aus der Tierhaltung, oder Hof-</p>														

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE												
	<p>dünger zusammen mit Ernterückständen, Reststoffen aus der landwirtschaftlichen Produktion oder deklassierten landwirtschaftlichen Produkten eingesetzt werden; und</p> <p>b. der Anteil nicht landwirtschaftlicher Co-Substrate und Energiepflanzen ≤10 Prozent, bezogen auf die Frischmasse, beträgt.</p> <p>3.4.2 Der Satz für den Bonus für landwirtschaftliche Biomasse beträgt:</p>														
	<table><tr><th>Leistungsklasse</th><th>Landwirtschaftsbonus (Rp./kWh)</th></tr><tr><td>≤ 50 kW</td><td>18</td></tr><tr><td>≤100 kW</td><td>17</td></tr><tr><td>≤500 kW</td><td>14</td></tr><tr><td>≤ 5 MW</td><td>4,5</td></tr><tr><td>> 5 MW</td><td>0</td></tr></table>	Leistungsklasse	Landwirtschaftsbonus (Rp./kWh)	≤ 50 kW	18	≤100 kW	17	≤500 kW	14	≤ 5 MW	4,5	> 5 MW	0		
Leistungsklasse	Landwirtschaftsbonus (Rp./kWh)														
≤ 50 kW	18														
≤100 kW	17														
≤500 kW	14														
≤ 5 MW	4,5														
> 5 MW	0														
	<p>4 Berechnung des zu vergütenden Anteils bei nachträglicher Erweiterung oder Erneuerung</p> <p>Für die Anpassung des Anteils der mit der gleitenden Marktpremie zu vergütenden Elektrizität nach einer nachträglichen Erweiterung oder Erneuerung (Art. 30abis Abs. 3) gilt Artikel 30equater sinngemäss.</p>														
	<p>5 Teilzahlungen und Abrechnung</p> <p>Die Vergütung wird per Ende des Kalenderjahres aufgrund des Vergütungssatzes für das betreffende Jahr und der erfassten Elektrizität abgerechnet. Vorherige Teilzahlungen werden aufgrund des Vergütungssatzes des Vorjahres geleistet, bei Anlagen, die noch nicht ein volles Kalenderjahr in Betrieb sind, aufgrund der Planungswerte nach Ziffer 6.</p>														
	<p>6 Inhalt des Gesuchs</p> <p>Das Gesuch hat mindestens folgende Angaben und Unterlagen zu enthalten:</p>														

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<ul style="list-style-type: none"> a. Angaben zur Anlage, insbesondere den Namen der berechtigten Person und den Standort; b. Baubewilligung oder Nachweis der Baureife des Projekts, sofern keine Baubewilligung erforderlich ist; c. Projektbeschreibung, der aufzeigt, dass sämtliche Voraussetzungen für die Ausrichtung einer gleitenden Marktprämie erfüllt werden; er hat mindestens Angaben zur Ausgangslage, zu den Inputsubstraten, einen Anlagen-beschrieb und Ausführungen zur Energieproduktion zu beinhalten; d. Übersichtsplan; e. Auflistung der Investitionskosten; f. installierte und äquivalente elektrische Leistung in kWel vor und nach der Investition; g. Brutto-Elektrizitäts- und Wärmeproduktion in kWh pro Kalenderjahr vor und nach der Investition; h. Netto-Elektrizitätsproduktion sowie extern genutzte Wärme pro Kalenderjahr vor und nach der Investition; i. geplantes Inbetriebnahmedatum. 		

Winterreserveverordnung WResV

28.5.2024

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>Erläuternder Bericht, S. 2: «Das Verpflichtungsmodell soll erstmals für den Winter 2024/25 zur Anwendung kommen.»</p> <p>Erläuternder Bericht, S. 3: «Gemäss diesen werden wettbewerbliche Beschaffungen gegenüber hoheitlich festgelegten Abgeltungen bevorzugt, da erstere zu tieferen Kosten und weniger Marktverzerrung führen sollten. Bei der Schweizer Wasserkraftreserve ist jedoch aufgrund der geringen Anzahl von Anbietern das Gegenteil der Fall, wie die Erfahrungen gezeigt haben.»</p> <p>Erläuternder Bericht, S. 3: «Der Wechsel von Ausschreibungen auf ein Verpflichtungsmodell dürfte die Kosten für die Wasserkraftreserve reduzieren. Für den Winter 2022/23 kostete die Vorhaltung durchschnittlich 740 EUR/MWh, für den Winter 2023/24 durchschnittlich 139 EUR/MWh. Die moderate Pauschalabgeltung bei der aktuellen Marktsituation würde rund 35 EUR/MWh betragen»</p>	Das Verpflichtungsmodell soll erstmals für den Winter <u>2025/2026</u> 2024/25 zur Anwendung kommen.	<p>Bemerkungen zum erläuternden Bericht:</p> <p>Die Vorhalteverpflichtung und das Entschädigungs-Modell würden bereits ab Oktober 2024 (und nicht wie erwähnt ab Februar 2025) greifen, also bevor die Verordnung und auch das Gesetz überhaupt in Kraft tritt.</p> <p>Sollte das Verpflichtungsmodell tatsächlich per 1. Februar 2025 in Kraft treten, bräuchte es eine andere Entschädigungs-Kalkulation.</p> <p>Dies ist eine tendenziöse Aussage. Die hohen Kosten waren auf eine extreme Marktsituation und nicht auf fehlenden Wettbewerb zurückzuführen.</p> <p>Der Text ist irreführend. Die grossen Kostenunterschiede sind auf die unterschiedlichen Marktsituationen zurückzuführen und haben nichts mit einem möglichen Wechsel von Ausschreibungen auf ein Verpflichtungsmodell zu tun.</p>
2. Abschnitt: Wasserkraftreserve			
Art. 2 Eckwerte 1 Die Elektrizitätskommission (ElCom) legt jährlich die Eckwerte und weitere Aspekte	Art. 2 Abs. 3 Bst. a, a^{bis} und e	1 Die Elektrizitätskommission (ElCom) legt jährlich die Eckwerte und weitere Aspekte	Abs. 1: Dies ist für die Planbarkeit der Betreiber der Wasserkraftwerke entscheidend.

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>der Wasserkraftreserve fest und veröffentlicht sie.</p> <p>2 Sie dimensioniert die Wasserkraftreserve so, dass mit ihrem Beitrag im Zusammenspiel mit demjenigen der ergänzenden Reserve die Stromversorgung im Knappheitsfall während weniger Wochen im Winter oder Anfang Frühling sichergestellt werden kann. Sie geht dafür vom ausserordentlichen Fall aus, dass der Import von Strom nur sehr beschränkt möglich ist und gleichzeitig die erzeugte Strommenge im Inland gering und der Strombedarf hoch sind.</p>		<p>der Wasserkraftreserve fest und veröffentlicht sie <u>spätestens bis Ende August</u>.</p> <p><u>1^{bis} (neu) Die ElCom legt die Vorhaltemenge, Zeitraum der Vorhaltung und die Pauschalabgeltung je Kraftwerk in einer Verfügung fest. Die Pauschalabgeltung ersetzt die aufgrund der Wasserkraftreserve entgangenen Erträge des jeweiligen Kraftwerks.</u></p>	<p>Bisher wurden die Auktionen der Wasserkraftreserve gemäss Art. 3 Abs. 3 WResV ebenfalls vor Beginn des hydrologischen Jahres durchgeführt.</p> <p>Die frühzeitige Festsetzung ist darüber hinaus von Wichtigkeit, um die Vereinbarungen zwischen Swissgrid und den Betreibern zeitgerecht erstellen zu können.</p> <p>Abs. 1^{bis}: Aufgrund der Eigentumsgarantie und des Eingriffs in das wohlerworbene Recht der Kraftwerksbetreiber durch die obligatorische Teilnahme an der Wasserkraftreserve muss es für jede Vorhaltemenge eine kraftwerksspezifische Verfügung geben, welche die kraftwerksspezifische Abgeltung und die spezifisch vorzuhaltende Menge verfügt. Die Verfügung muss zusätzlich darlegen, dass die Vorhaltemenge verhältnismässig ist. Die Festlegung von Eckwerten kann eine solche Verfügung nicht ersetzen.</p> <p>Der Bund muss aufgrund der Enteignung des wohlerworbenen Rechts der Kraftwerksbetreiber die volle Entschädigung an die Wasserkraftbetreiber leisten, auch wenn im StromVG das Wort «moderate Pauschalabgeltung» verwendet wird. Dies ergibt sich aus der verfassungsmässigen Eigentumsgarantie: Die Wasserkraftbetreiber müssen in der gleichen ökonomischen Situation sein, wie vor der Enteignung. Die Entschädigung ist aus diesem Grund auch spezifisch für jedes Wasserkraftwerk zu berechnen und zu leisten.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>3 Zu den Eckwerten und weiteren Aspekten gehören insbesondere:</p> <p>a. die folgenden Vorgaben für die Ausschreibung:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. die Energiemenge, 2. die Dauer und der Zeitraum der Reservevorhaltung, 3. weitere Grundvorgaben wie der Ausschreibungsmodus, 4. allfällige Obergrenzen für das Vorhalteentgelt für den Betreiber; <p>b. die Verteilung der Energie zum Beispiel auf mehrere Speicher;</p> <p>c. Vorgaben zur installierten Leistung;</p> <p>d. Vorgaben zum Abruf und zur Entschädigung für die abgerufene Energie;</p> <p>e. der Umgang mit Partnerwerken und ein allfälliges Pooling von Angeboten;</p> <p>f. die Voraussetzungen für eine Konventionalstrafe und Vorgaben zu deren Höhe;</p>	<p>3 Zu den Eckwerten und weiteren Aspekten gehören insbesondere:</p> <p>a. die Vorhaltemenge für die ganze Wasserkraftreserve; sie ist als prozentualer Anteil an der gesamten Energiemenge aller Schweizer Speicherwasserkraftwerke ab einer Speicherkapazität von 10 GWh festzulegen;</p> <p>a^{bis} der Zeitraum der Reservevorhaltung;</p> <p>e. der Umgang mit Partnerwerken;</p>	<p><u>2^{bis} (neu) Die maximale Vorhaltemenge wird anhand einer Versorgungssicherheitsstudie jährlich bedarfsgerecht unter Berücksichtigung der anderen Bestandteile der Stromreserve festgelegt.</u></p> <p>a. die Vorhaltemenge für die ganze Wasserkraftreserve; sie ist als prozentualer Anteil an der gesamten <u>verfügbaren</u> Energiemenge aller Schweizer Speicherwasserkraftwerke ab einer Speicherkapazität von 10 GWh <u>ohne Berücksichtigung von unterliegenden Kraftwerken und ohne staatsvertraglich anderweitig verpflichtete Speichervolumina</u> festzulegen;</p> <p>d. Vorgaben zum Abruf und zur Entschädigung für die abgerufene Energie;</p>	<p>Abs. 2^{bis}: Der Nachweis des Bedarfs ist obligatorisch bei einem tiefgreifenden Eigentums-eingriff, muss objektive Kriterien erfüllen und ist transparent auszuweisen. Bei der Dimensionierung müssen insbesondere auch die anderen Bestandteile der Stromreserve (insb. Reservekraftwerke) berücksichtigt werden. Die verpflichtende Wasserkraftreserve ist entsprechend auf ein Mindestmass zu beschränken.</p> <p>Abs. 3 Bst. a: Das Wasser innerhalb eines Speichers dient in der Regel mehreren Kraftwerken in einer Kaskade. Die Systemgrenze der 10 GWh ist deshalb eindeutig zu definieren. Auch ist klar zu regeln, dass staatsvertraglich anderweitig verpflichtete Speichervolumina von der Vorhaltemenge auszunehmen sind. Gemäss Erläuterungsbericht (S. 4) ist der Prozentwert der Vorhaltemenge «eins zu eins auf die einzelnen Teilnahmepflichtigen umzulegen». Der Verordnungstext widerspiegelt das so nicht und ist wie beantragt anzupassen.</p> <p>Es ist von Seiten Behörden eine Liste mit den Speicherseen zur Verfügung zu stellen. Diese ist vorgängig mit den Betreibern zu diskutieren.</p> <p>Abs. 3 Bst. d: s. auch Begründung zu Art. 20 Abs. 2. Wenn die Abrufentschädigung gemäss unserem Antrag zu Art. 20 Abs. 2 WResV dem Marktpreis zum Zeitpunkt des Abrufs entspricht, braucht die ElCom die Entschädigung für die abgerufene Energie nicht festzulegen.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>g. Vorgaben zur Vermeidung marktmanipulativen Verhaltens.</p> <p>4 Die EICom kann bei der Festlegung der Eckwerte und der weiteren Aspekte die nationale Netzgesellschaft (Netzgesellschaft) beiziehen.</p>		<p><u>h. (neu) die Bedingungen im Fall eines unvorhergesehenen Ausfalls der Anlagen.</u></p>	<p>Abs. 3 Bst. h: Die Eckwerte der EICom müssen auch in Zukunft vorsehen, wie im Fall eines unvorhergesehenen Ausfalls verpflichteter Anlagen zu verfahren ist. Die für die Wasserkraftreserve im Winter 2023/2024 geltenden Eckwerte regeln für den Fall einer entsprechenden Verletzung der Vorhaltepflcht oder der minimalen installierten und betriebsbereiten Leistung Folgendes: Anbieterinnen ohne Kompensationsmöglichkeit mit eigenen Anlagen a) können entweder die Vorhaltung in einem anderen Wasserkraftwerkskomplex oder bei einer anderen Speicherkraftwerkbetreiberin erfüllen oder b) wird die Vorhalteentschädigung entsprechend der Dauer des Ausfalls pro rata gekürzt. Die Anbieterin ist verpflichtet, die Dauer des Ausfalls zu minimieren. Diese Regelung ist entsprechend im Verpflichtungsmodell ebenfalls anzuwenden.</p>
<p>Art. 3 Ausschreibung</p> <p>1 Die Netzgesellschaft führt die Ausschreibung zur Bildung der Wasserkraftreserve durch. Sie legt vorgängig die Modalitäten der Ausschreibung fest und kann die Eignungs- und Zuschlagskriterien konkretisieren.</p> <p>2 An der Bildung der Reserve teilnehmen können die Betreiber von Speicherkraftwerken, die Strom in die Schweizer Regelzone einspeisen.</p> <p>3 Die Netzgesellschaft führt die Ausschreibungen vor Beginn des hydrologischen Jahres durch. Sie erteilt die Zuschläge so, dass die Reserve am kostengünstigsten und bedarfsgerecht gebildet werden kann.</p> <p>4 Die EICom kann weitere Ausschreibungen anordnen zur:</p> <p>a. Bildung der Reserve mit der erforderlichen Energiemenge, falls mit einer</p>	<p>Art. 3 Obligatorische Teilnahme und Umfang der Verpflichtung</p> <p>1 Die Wasserkraftreserve wird mit Speicherkraftwerken ab einer Speicherkapazität von 10 GWh, die Strom in die Regelzone Schweiz einspeisen, gebildet. Zur Teilnahme verpflichtet sind die folgenden Akteure (Reserveteilnehmer):</p> <p>a. bei Kraftwerken, die nicht als Partnerwerk organisiert sind: die Betreiber;</p> <p>b. bei Kraftwerken, die als Partnerwerk organisiert sind: die Teilhaber mit ihrem Anteil am Partnerwerk.</p> <p>2 Massgebend sind die Verhältnisse am 1. Oktober.</p>	<p>2 Massgebend sind die Verhältnisse <u>Ende August</u> am 1. Oktober.</p>	<p>Die Bildung der Wasserkraftreserve ist zum einen ein massiver Eingriff in die Wirtschaftsfreiheit und Eigentums-garantie der Betreiber. Zum anderen ist es aber auch ein Eingriff in den Markt: es wird dem Markt Energie entzogen, auf welche erst bei einem Marktversagen zugegriffen werden kann. Die Vorhaltemenge beeinflusst somit auch das Risiko eines Marktversagens.</p> <p>Vor diesem Hintergrund sollten der Entscheidungskompetenz der EICom mindestens in der Verordnung gewisse Grenzen gesetzt oder es sollten ihr qualitative Anforderungen vorgegeben werden. Beispielsweise sollte die Vorhaltemenge nur so hoch angesetzt werden, wie es die Versorgungslage zwingend und nachweislich verlangt.</p> <p>Abs. 2: Mit der Berücksichtigung der Verhältnisse per Ende August bleiben der Netz-</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>ersten Ausschreibung keine hinreichende Reserve gebildet werden kann;</p> <p>b. Aufstockung der Reserve für eine grössere Energievorhaltung;</p> <p>c. Vorhaltung von Leistung.</p> <p>5 Sie kann Angebote mit unangemessen hohen Vorhalteentgelten ausschliessen und die Ausschreibung abbrechen.</p>	<p>3 Die Reserveteilnehmer müssen bei ihren Speicherwasserkraftwerken einen Anteil vorhalten, der demjenigen an der gesamten Vorhaltemenge gemäss den Eckwerten der ECom entspricht. Die ECom kann die gesamte Vorhaltemenge und damit proportional den Anteil aller Reserveteilnehmer nötigenfalls nachträglich anpassen.</p> <p>4 Die ECom kann die Reserveteilnehmer ausnahmsweise zusätzlich zur Leistungsvorhaltung verpflichten, wenn die Aufrechterhaltung der Stromversorgung dies zwingend erfordert.</p> <p>5 Ist die Teilnahmepflicht oder der Umfang umstritten sind, so erlässt die ECom eine Verfügung.</p>	<p>3 Die Reserveteilnehmer müssen bei ihren Speicherwasserkraftwerken einen Anteil vorhalten, der demjenigen an der gesamten Vorhaltemenge gemäss den Eckwerten der ECom entspricht. Die ECom kann die gesamte Vorhaltemenge und damit proportional den Anteil aller Reserveteilnehmer nötigenfalls nachträglich anpassen.</p> <p>4 <i>Streichen</i></p>	<p>gesellschaft und den Reserveteilnehmern mehr Zeit, um die Vereinbarungen gemäss Art. 5 abzuschliessen.</p> <p>Abs. 3 und 4: Anpassung gemäss Art. 2</p> <p>Abs. 1. Die nachträgliche Verpflichtung sowie die Leistungsvorhaltung schränken die Möglichkeiten der Stromversorgung massiv ein und sind zu streichen.</p> <p>Eine nachträgliche Erhöhung ist per Gesetz nicht explizit vorgesehen. Statt auf eine nachträgliche Erhöhung der Vorhaltemenge ist im Bedarfsfall auf eine Aufstockung der Reserve über eine wettbewerbliche Ausschreibung abzustellen.</p> <p>Die Umsetzung einer allfälligen Leistungsvorhaltung ist völlig unklar (z.B. Vorhaltung über mehrere Monate oder nur in bestimmten Situationen) und sehr teuer. Wenn nicht genügend Leistung für die Erbringung der Wasserkraftreserve vorhanden ist, kann eine Leistungsreservation dazu führen, dass das Marktversagen überhaupt erst eintritt, da den Marktteilnehmern Leistung entzogen wird. Andernfalls ist eine Leistungsvorhaltung nicht notwendig.</p>
<p>Art. 4 Verpflichtung zur Teilnahme</p> <p>1 Ist zu erwarten, dass es mit einer weiteren Ausschreibung nicht gelingt, die Wasserkraftreserve mit der erforderlichen Energiemenge und zu angemessenen Entgelten zu bilden, so kann das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) in Absprache mit dem Eidgenössischen Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung (WBF) die Betreiber geeigneter Kraftwerke verpflichten, mit einer bestimmten Energiemenge an der Reserve teilzunehmen. Die ECom kann solche Verpflichtungen beantragen.</p> <p>2 Das UVEK legt auf Empfehlung der ECom das Vorhalteentgelt für die betreffenden</p>	<p>Art. 4 Verteilung auf verschiedene Seen und Abtausch von Vorhaltemengen</p> <p>1 Die Reserveteilnehmer können die Vorhaltemenge unter Einhaltung der Eckwerte nach Artikel 2 auf ihre Speicherwasserkraftwerke, auch auf geeignete Anlagen mit einer Speicherkapazität von weniger als 10 GWh, verteilen.</p> <p>2 Sie können unter Einhaltung der Eckwerte nach Artikel 2 mit anderen Reserveteilnehmern Abreden treffen, um ihre Vorhaltemenge abzutauschen. Die ursprünglichen Reserveteilnehmer bleiben für die Vorhaltung verantwortlich.</p> <p>3 Die geplanten Verteilungen und Abtausche sind der ECom zur Bewilligung vorzulegen.</p>	<p>3 Die geplanten Verteilungen und Abtausche sind der ECom <u>zu melden</u> zur Bewilligung vorzulegen. Die ECom kann Nachweise</p>	<p>Der VSE begrüsst, dass die Reserveteilnehmer die Vorhaltemenge auf geeignete Anlagen verteilen können.</p> <p>Abs. 3: Der Erläuterungsbericht, S. 5, erwähnt, dass «mit den Freiheiten, die das Gesetz gibt, nicht gemeint ist, dass jederzeit</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
Betreiber fest.	gen. Die ElCom kann Nachweise über die Abtauschabreden verlangen.	über die Abtauschabreden verlangen. <u>Ab-tausche sind auch während der Vorhalte-dauer möglich.</u>	<p>und während laufender Vorhalteperiode beliebig umdisponiert werden kann.»</p> <p>Ein Abtausch von Vorhaltemengen ist für eine volkswirtschaftlich effiziente Lösung von grosser Bedeutung und soll deshalb auch während der Vorhaltedauer möglich sein. So können sich zum Beispiel auch während der Vorhaltedauer die Rahmenbedingungen (z.B. Zuflüsse) ändern, die Einfluss auf die Kosten- und Erlösstrukturen der Wasserkraftwerke haben.</p> <p>Ein Kraftwerksbetreiber kann am besten abschätzen, wo im Kraftwerkspool die Reserve am besten vorzuhalten ist. Jedes Kraftwerk hat seine Eigenheiten, die sich unterjährig ändern können (z.B. während gewisse Speicherseen bereits im April leer sein sollten, um bei der Schneeschmelze keinen Überlauf zu verursachen, werden andere später abgesenkt).</p> <p>Vorschlag: Die ElCom gibt ein paar grundsätzliche (jedoch nicht zu restriktive) Rahmenbedingungen zur Verteilung und die Betreiber können innerhalb dieser Rahmenbedingungen täglich melden, falls sie ab dem nächsten Tag eine Änderung in der Vorhaltung ihrer Menge vornehmen. Dies würde die Effizienz der Massnahme deutlich steigern und die Kraftwerksoptimierung (welche im Interesse der Versorgungssicherheit ist) weniger stark beeinträchtigen.</p>
<p>Art. 5 Vereinbarung mit Betreibern von Wasserkraftwerken</p> <p>1 Die Netzgesellschaft schliesst mit jedem Betreiber, der an der Wasserkraftreserve teilnimmt, eine Vereinbarung über die Teilnahme ab. Die Vereinbarungen müssen einheitlich sein.</p> <p>2 In der Vereinbarung sind auf der Grundlage der Ausschreibung insbesondere festzulegen:</p> <p>a. die Energiemenge, mit der ein Betreiber an der Wasserkraftreserve teil-</p>	<p>Art. 5 Vereinbarung über die Teilnahme an der Wasserkraftreserve</p> <p>1 Die Netzgesellschaft schliesst mit jedem Reserveteilnehmer eine Vereinbarung über die Teilnahme an der Wasserkraftreserve ab. Die Vereinbarungen müssen einheitlich sein.</p> <p>2 Die Vereinbarung muss mindestens enthalten:</p> <p>a. die Vorgaben der ElCom betreffend:</p> <p>1. die Vorhaltemenge,</p> <p>2. den Zeitraum der Reservevorhaltung,</p>		<p>In eine Vereinbarung zwischen Swissgrid und Reservebetreiber sollten keine hoheitlichen Vorgaben einfließen. Wie unter Art. 2 Abs. 1^{bis} gefordert, braucht es eine Verfügung pro Kraftwerksbetreiber. Diese hat die Basis für die Vereinbarung zu sein.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>nimmt;</p> <p>b. die Dauer und der Zeitraum der Vorhaltung;</p> <p>c. das Vorhalteentgelt für den Betreiber;</p> <p>d. die Bedingungen des Abrufs;</p> <p>e. die Einzelheiten der folgenden Pflichten eines Betreibers gegenüber der Netzgesellschaft:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. die Auskünfte, die ein Betreiber erteilen muss, und die Unterlagen, die er zur Verfügung stellen muss (Art. 24 Abs. 1), 2. die Meldung der verfügbaren Leistung und Energie (Art. 18 Abs. 2); <p>f. der weitgehende Verzicht auf Revisionsarbeiten während der Vorhalte-dauer;</p> <p>g. eine Konventionalstrafe nach den Vorgaben der ElCom (Art. 2 Abs. 3 Bst. f).</p> <p>3 Verpflichtet das UVEK einen Betreiber zur Teilnahme an der Wasserkraftreserve, so wird der einheitliche Vereinbarungsinhalt zum Bestandteil der Verpflichtung.</p>	<p>3. die Pauschalabgeltung;</p> <p>b. die Bedingungen des Abrufs;</p> <p>c. die Bedingungen, unter denen Revisionsarbeiten möglich sind, und die Pflicht, Revisionsarbeiten der ElCom zu melden;</p> <p>d. die Einzelheiten betreffend die folgenden Pflichten gegenüber der Netzgesellschaft:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. die zu erteilenden Auskünfte und zur Verfügung zu stellenden Unterlagen nach Artikel 24 Absatz 1, 2. die Meldung der verfügbaren Leistung und Energie nach Artikel 18 Absatz 2 <p>3 Hat der Reserveteilnehmer ein Partnerunternehmen mit der Betriebsführung be-traut, so kann die Netzgesellschaft die Vereinbarung mit diesem betriebsführenden Partner-unternehmen abschliessen. Die betrieblichen Einzelheiten der Reservevorhaltung sind auch in den übrigen Fällen mit dem betriebsführenden Partnerunternehmen zu regeln.</p> <p>4 Die Netzgesellschaft kann die Vereinbarun-gen für mehrere Jahre abschliessen. Da-bei muss dem Umstand Rechnung getra-gen werden, dass Elemente wie die Vor-haltemenge und der Zeitraum der Vorhal-tung jährlich variieren; es muss möglich sein, die mehrjährigen Vereinbarungen bei Bedarf vorzeitig aufzulösen.</p>	<p>c. die Bedingungen, unter denen Revisi-onsarbeiten möglich sind und <u>die Kos-tenentschädigungen für Verschiebun-gen von Revisionen</u> die Pflicht, Revisi-onsarbeiten der ElCom zu melden;</p>	<p>Abs. 2 Bst. c: Der Erläuterungsbericht (S. 5-6) erwähnt eine Zurückhaltung bei Revisio-nen und eine mögliche Untersagung von Revisionen durch die ElCom. Allerdings sind Revisionen für die zuverlässige Funktionsfä-higkeit der Wasserkraftwerke und somit die Wasserkraftreserve von grosser Bedeutung. Deshalb sollen zumindest analog den bishe-rigen Ausschreibungen Revisionen von 5 Tagen in der Vorhalteperiode zugelassen werden (siehe ElCom-Weisung 3/2023 Ziff. 3.6 zu den Eckwerten für die Wasserkraftre-serve). Ansonsten sind die Kosten, die eine Verschiebung der Revisionen verursachen, zu entschädigen.</p> <p>Die Meldung von Revisionen an die ElCom ist ein bürokratischer Mehraufwand ohne er-sichtlichen Nutzen.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	5 Beruht die Teilnahme auf einer Verfügung der ElCom (Art. 3 Abs. 5), so wird der einheitliche Vereinbarungsinhalt zum Bestandteil der Verpflichtung.		
	<p>Art. 5a Pauschalabgeltung und Vergütung von Leistungsvorhaltung</p> <p>1 Die Reserveteilnehmer erhalten:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. eine moderate Pauschalabgeltung für die Energievorhaltung; b. eine Vergütung für eine allfällige Leistungsvorhaltung (Art. 3 Abs. 4). <p>2 Die ElCom berechnet und publiziert jährlich den Ansatz für die Pauschalabgeltung je vorgehaltene GWh Energie. Als Basiswert für den Ansatz dient die gemittelte Preisdifferenz zwischen dem ersten und zweiten Quartal des Jahres, in dem der Zeitraum für die Vorhaltung endet. Der Basiswert wird mit dem Faktor 1,3 multipliziert.</p>	<p>b. <i>Streichen</i></p> <p>2 Die ElCom berechnet und publiziert jährlich den Ansatz für die Pauschalabgeltung je vorgehaltene GWh Energie. Als Basiswert für den Ansatz dient die gemittelte Preisdifferenz zwischen dem ersten und zweiten Quartal des Jahres, in dem der Zeitraum für die Vorhaltung endet. <u>Die Pauschalabgeltung ist die Summe aus folgenden Teilen:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> a. dem Der Basiswert, welcher mit dem Faktor $(1,3 + x)$ – der den Wert der Flexibilität darstellt – multipliziert wird. 	<p>Allgemeine Bemerkung: Der VSE erachtet zur Bildung der Wasserkraftreserve, wie schon mehrfach betont, die wettbewerblichen Ausschreibungen und die damit verbundenen Abgeltungen als zielführend. Eine hoheitliche Verpflichtung lehnt er ab. Die Verpflichtung stellt einen Eingriff in die von der Bundesverfassung garantierten Rechte der Wirtschaftsfreiheit der Eigentumsgarantie dar und muss demnach vollständig entschädigt werden. Die Anpassungen unter Abs. 2 zeigen auf, wie die Entschädigung zu regeln ist.</p> <p>Abs. 1 Bst. b: Da die allfällige Leistungsvorhaltung in Art. 3 Abs. 4 gestrichen werden soll, ist hier auch der Buchstabe b zu streichen.</p> <p>Abs. 2 Bst. a: Die Methode zur Berechnung der Pauschalabgeltung erachten wir als klar unzureichend. Hierbei ist insbesondere die alleinige Betrachtung des Day-Ahead-Marktes unter Vernachlässigung aller anderen Märkte (Termin, Intraday, SRE, TRE...) zu nennen. Die weiteren Märkte stellen signifikante Erlösmöglichkeiten dar. Insbesondere in einem volatilen Marktumfeld mit unvorhergesehenen Ereignissen (welches eine drohende Mangellage per Definition darstellt) ergeben sich in diesen Märkten signifikante Erlösmöglichkeiten der Wasserkraft-Flexibilität. Zu diesen gehört insbesondere der Einsatz der Flexibilität auf dem Terminmarkt, der zur Marktberuhigung beiträgt und die Effizienz des Marktes erhöht (Delta-Hedging).</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
		<p><u>b. falls der Antrag zu Art. 20 Abs. 2 nicht aufgenommen wird (neu) einer Pauschale der Abrufentschädigung, welche sich anhand der Vorhaltemenge berechnet, multipliziert einerseits mit der Preisdifferenz zwischen der Preisobergrenze des Day-Ahead-Marktes und dem erwarteten Abrufpreis und andererseits mit der von</u></p>	<p>Zudem wäre bei Perfect Foresight eine Wasserkraftreserve, welche Energie nur verschiebt, obsolet. Aus diesem Grund ist auch die Anwendung des Perfect-Foresight-Modells zur Bestimmung entgangener Erlöse fehlerhaft. Bei hoher Unsicherheit können mit zusätzlicher Flexibilität ein grösserer Anteil der Höchstpreise realisiert werden. Somit entgehen mit weniger Flexibilität nicht «mittelhohe» Preise sondern explizit die höchsten. Daher dürfen nicht entgangene Gewinne im Kurzfristmarkt gegen die Anwendung eines Perfect-Foresight-Modells verrechnet werden..</p> <p>Weiterhin geht aus dem Erläuterungsbericht nicht hervor, mit welcher Datengrundlage der Faktor 1,3 hergeleitet wurde, wodurch das Modell selber nicht überprüfbar ist.</p> <p>Hier fordert der VSE eine überprüfbare Bestimmung des Gesamtfaktors $(1,3 + x)$, der den Wert der Flexibilität angemessen berücksichtigt. Der Faktor 1,3 entspricht – laut Erläuterungsbericht – lediglich dem Profilwert der vorgehaltenen Energiemenge im Day-Ahead-Markt. Darüber hinaus muss der Gesamtfaktor $(1,3 + x)$ jedoch auch den Flexibilitätswert der vorgehaltenen Energiemenge in den anderen Märkten (Termin-, Intraday, Sekundärregelung, Tertiärregelung, ...) enthalten.</p> <p>Der Gesamtfaktor ist anhand der vergangenen Winter 2022/2023 und 2023/2024 zu kalibrieren.</p> <p>Abs. 2 Bst. b: Grundsätzlich muss die Abrufentschädigung auf Verordnungsstufe geregelt werden und die Wasserkraftbetreiber, welche gleichzeitig auch Bilanzgruppenverantwortliche sind, bei einem Marktversagen schadlos halten (das heisst die Abrufentschädigung muss der Höhe des Day-Ahead-Marktpreises zum Zeitpunkt des Abrufs entsprechen. Bei Beibehaltung der bisherigen</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>3 Als Datengrundlage für den Basiswert verwendet sie die publizierten Abrechnungspreise der Base-Quartalsverträge am Terminmarkt Schweiz im Zeitraum von 90 Kalendertagen vor Beginn des Zeitraums für die Vorhaltung. Sind für das Berechnungsjahr nicht ausreichend Abrechnungspreise publiziert, so wendet die ElCom eine geeignete alternative Methodik an. Dafür kann sie insbesondere historische Preisinformationen oder Daten der Terminmärkte der Nachbarländer heranziehen.</p>	<p><u>der ElCom in den Eckwerten festzulegenden Eintrittswahrscheinlichkeit einer Mangellage.</u></p> <p><u>c. (neu) der Preisdifferenz der Herkunftsnachweise zwischen dem ersten und zweiten Quartal des Jahres.</u></p> <p>3 Als Datengrundlage für den Basiswert verwendet sie die publizierten Abrechnungspreise der Base Peak-Quartalsverträge am Terminmarkt Schweiz im Zeitraum von 30 Kalendertagen 90 Kalendertagen vor Bekanntgabe der Vorhaltemenge Beginn des Zeitraums für die Vorhaltung. Sind für das Berechnungsjahr nicht ausreichend Abrechnungspreise publiziert, so wendet die ElCom eine geeignete alternative Methodik an. Dafür kann sie insbesondere historische Preisinformationen oder Daten der Terminmärkte der Nachbarländer heranziehen.</p>	<p>Vorgehensweise der ElCom würde der Abrufpreis für Bilanzgruppen auch diesem Preis plus einem Aufschlag entsprechen). Erfolgt dies nicht, muss eine Berücksichtigung der Abrufkosten in der Vorhalteentschädigung erfolgen wie hier vorgeschlagen.</p> <p>Bei einer Abgeltung gemäss Absatz 2 Buchstabe b. ist die Eintrittswahrscheinlichkeit des Abrufs ein entscheidender Faktor. Dieser wird von der ElCom festgelegt, da anhand dieser Erwartung ebenfalls die Vorhaltemenge festgelegt wird.</p> <p>Abs. 2 Bst. c.: Die Differenz des Wertes der Herkunftsnachweise (bei einer quartalsweisen Abrechnung) muss ebenfalls abgegolten werden. Sie kann dabei pauschal festgesetzt werden. Bei einer allfälligen negativen Preisdifferenz darf allerdings nicht automatisch eine Rückzahlung der Herkunftsnachweiserlöse der Reserveteilnehmer erfolgen, da diese das Wasser auch ohne die Verpflichtung allenfalls erst im zweiten Quartal turbinieren hätten, denn nicht der Herkunftsnachweispreis ist für die Turbinierung ausschlaggebend, sondern der Erlös an den Märkten für (Regel-)Energie.</p> <p>Abs. 3: Bei der Berechnung der Erlöse der Speicherwasserkraftwerke sollten, statt wie bisher vorgesehen Base-Preise, neu Peak-Preise verwendet werden, da die flexiblen Speicherwasserkraftwerke hauptsächlich zu diesen Zeitfenstern Energie produzieren.</p> <p>Zudem ist das Wissen über die Höhe der Vorhalteentschädigung für die Optimierung des Speicherportfolios im Sinne der Effizienz entscheidend. Mit der bisherigen Methodik der 90 Tage vor der Vorhaltungsdauer und einer wiederum allfälligen Vorhaltungsdauer ab dem 1. Februar wäre die Höhe der Vorhalteentschädigung erst sehr spät bekannt. Mit der Verwendung von Preisen von 30 Tagen</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>4 Die EICom bestimmt die Vergütung für eine Leistungsvorhaltung situationsbezogen. Sie trägt dabei der konkreten Ausnahmesituation Rechnung; grundsätzlich bezweckt die Vergütung nicht, entgangene Erträge zu ersetzen.</p>	4 <i>Streichen</i>	<p>vor Bekanntgabe der Vorhaltemenge, welche gemäss Antrag zu Art. 2 Abs. 1 WResV spätestens bis Ende August erfolgen soll, wäre dieser Teil der Vorhalteentschädigung bereits früher bekannt. Die EICom hätte damit genaue Kostenannahmen zur Festlegung der Höhe der Vorhaltemenge. Des Weiteren soll zur Glättung der Preisausschläge analog zur Wasserkraftreserve 2023/2024 die Vorhaltemenge in Tranchen festgelegt werden. So könnte in Abstimmung mit dem Antrag zu Art. 2 Abs. 1 WResV per Ende Juli und per Ende August jeweils ein Teil der Vorhaltemenge mit Verwendung von Preisen 30 Tage vor Ende Juli bzw. vor Ende August festgelegt werden. Zu diesen Zeitpunkten sind bereits Preise für die ersten beiden Quartale des darauffolgenden Jahres vorhanden.</p> <p>In Fällen von besonderen Marktsituationen könnte für den Basiswert die Differenz der Peak-Quartalsverträge negativ werden, wobei in solchen Fällen keine Rückzahlung der verpflichteten Reserveteilnehmer geschuldet sein soll.</p> <p>Abs. 4: Da die allfällige Leistungsvorhaltung in Art. 3 Abs. 4 gestrichen werden soll, ist auch dieser Absatz zur Entschädigung der Leistungsvorhaltung zu streichen.</p>
	<p>Art. 5b Verwaltungssanktion und Gewinnerstattung</p> <p>1 Ein Reserveteilnehmer, der die Energie- oder die Leistungsvorhaltung nicht oder nicht vollständig vornimmt, wird von der EICom mit einer Verwaltungssanktion belegt, die je nach Schwere des Verstosses zwischen mindestens dem Doppelten und höchstens dem Fünffachen der Pauschalabgeltung liegt.</p> <p>2 Erzielt ein Reserveteilnehmer auf dem Markt dank der nicht vorgehaltenen Ener-</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>gie oder Leistung zudem Gewinne, so muss er diese der Netzgesellschaft erstatten.</p> <p>3 Die ElCom führt das Verfahren. Sie kann bei einem erstmaligen, entschuldbaren und geringfügigen Verstoß von einer Verfolgung im Hinblick auf eine Verwaltungssanktion absehen. Für das Verfahren bestehen gegenüber der ElCom die folgenden Mitwirkungspflichten:</p> <p>a. Die Netzgesellschaft meldet die ihr bekannten Verstöße gegen die Vorhaltepflcht.</p> <p>b. Die Reserveteilnehmer erteilen die notwendigen Auskünfte und stellen die erforderlichen Unterlagen zur Verfügung.</p> <p>4 Die ElCom fällt ihren Entscheid über eine Verwaltungssanktion oder Gewinnerstattung innerhalb von vier Jahren seit dem Verstoß. Die Publikation des Entscheids schliesst Firma und Sitz des Reserveteilnehmers ein.</p> <p>5 Vorbehalten bleibt eine Schadenersatzpflicht der Reserveteilnehmer, insbesondere wenn wegen ihres pflichtwidrigen Verhaltens die Stromversorgung gestört wird.</p>	<p>a. Die Netzgesellschaft meldet die ihr bekannten <u>Verdachtsfälle von Verstößen</u> gegen die Vorhaltepflcht.</p> <p>5 <i>Streichen</i></p>	<p>Abs. 3 Bst. a: Die Überwachung der Vorhaltepflcht ist Aufgabe der ElCom (vgl. Art. 25 Abs. 1 WResV). Swissgrid verfügt weder über die erforderlichen Daten noch die rechtliche Kompetenz, um Verstöße bei der Vorhaltepflcht festzustellen. Allenfalls kann sie Verdachtsfälle feststellen und diese der ElCom melden.</p> <p>Abs. 5: Dieser Absatz liefert keinen Mehrwert, schafft aber zusätzliche Unklarheiten.</p>
3. Abschnitt: Ergänzende Reserve			
<p>Art. 10 Vereinbarung mit Betreibern von Reservekraftwerken und Verfügbarkeitsentgelt</p> <p>1 Die Netzgesellschaft schliesst mit jedem Betreiber, der an der ergänzenden Reserve teilnimmt, eine Vereinbarung über den Einsatz des Reservekraftwerks ab.</p> <p>2 In der Vereinbarung sind insbesondere festzulegen:</p> <p>a. die für die Reserve einsetzbare Leistung;</p> <p>b. die Dauer und der Zeitraum der Verfügbarkeit;</p> <p>c. das Verfügbarkeitsentgelt und die Abrufentschädigung für den Betreiber;</p>	<p>Art. 10 Abs. 2 Bst. f und g</p> <p>2 In der Vereinbarung sind insbesondere festzulegen:</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>d. periodische Testbetriebe sowie Zeitfenster für die Revision und den Unterhalt;</p> <p>e. die betrieblichen Einzelheiten bei einem Einsatz wie das Fahrplanmanagement;</p> <p>f. die Inhalte nach Artikel 5 Absatz 2 Buchstaben d, e und g.</p> <p>3 Verpflichtet das UVEK einen Betreiber zur Teilnahme an der ergänzenden Reserve, so verfügt es nötigenfalls auch die Inhalte der Vereinbarung.</p> <p>4 Mit dem Verfügbarkeitsentgelt werden die fixen, einsatzunabhängigen Kosten des Betriebs vergütet wie die Verfügbarkeit der Anlage, die Beschaffung und Lagerung der Energieträger, die Personalkosten und die Netzanschlusskosten. Die Entgelthöhe muss angemessen sein.</p> <p>5 Das Verfügbarkeitsentgelt wird pro rata temporis gekürzt, wenn ein Betreiber das Reservekraftwerk für die betriebliche Eigennutzung einsetzt (Art. 11 Abs. 2bis).</p>	<p>f. die Inhalte nach Artikel 5 Absatz 2 Buchstaben b und d;</p> <p>g. eine Konventionalstrafe bei der Missachtung von Reservepflichten;</p>	<p>g. eine Konventionalstrafe bei der Missachtung von Reservepflichten <u>gemäss Vorgaben der ElCom</u>;</p>	<p>Abs. 2 Bst. g: Konventionalstrafen bzw. Vorgaben dazu sind von der ElCom festzulegen.</p>
<p>5. Abschnitt: Kosten, Finanzierung und Rückzahlungen an den Bund sowie Auskünfte und Überwachung</p>			
<p>Art. 20 Abrufentschädigung</p> <p>1 Bei einem Abruf erhalten die Betreiber von der Netzgesellschaft eine Abrufentschädigung.</p> <p>2 Bei der Wasserkraftreserve-berechnet die Netzgesellschaft nach den Vorgaben der ElCom (Art. 2 Abs. 3 Bst. d).</p>		<p>2 Bei der Wasserkraftreserve <u>entspricht die Entschädigung dem Marktpreis zum Zeitpunkt des Abrufs</u> berechnet die Netzgesellschaft nach den Vorgaben der ElCom (Art. 2 Abs. 3 Bst. d).</p>	<p>Abs. 2: Der VSE hatte bereits in seiner Stellungnahme zur Verordnung über die Errichtung einer Wasserkraftreserve (17.06.2022) gefordert, dass die Abrufentschädigung der Wasserkraftreserve dem Marktpreis zum Zeitpunkt des Abrufs entsprechen und nicht administrativ tiefer angesetzt werden soll. Je näher am Marktpreis zu diesem Zeitpunkt, umso geringer hat die Entschädigung für die Vorhaltung zu sein. So können die jährlichen Vorhaltekosten, welche auch in Jahren ohne</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>3 Bei den Reservekraftwerken werden mit der Abrufentschädigung vergütet:</p> <p>a. die einsatzabhängigen Kosten des Betriebs, wie die Kosten für:</p> <p>1. die Nutzung der Rohrleitungen, die Energieträger, die CO₂-Abgabe und die Emissionsrechte,</p>			<p>Reserveabruf anfallen, minimiert und die Endverbraucher entlastet werden.</p> <p>Für die Wasserkraftreserve 2022/2023 und 2023/2024 hat die ElCom die Abrufentschädigung gemäss ihren Kompetenzen von Art. 2 Abs. 3 Bst. d administrativ tiefer festgesetzt. Dies soll gemäss ElCom Fehlanreize vermeiden, eine Mangellage auszulösen, um als Reserveteilnehmer eine möglichst hohe Abrufentschädigung zu erhalten. Allerdings ist bereits heute unter REMIT und zukünftig auch unter BATE die absichtliche Zurückhaltung von Kapazitäten zur Preisbeeinflussung verboten. Demnach ist dieser Vorbehalt der ElCom unbegründet.</p> <p>Im Rahmen der Ausschreibungen konnte die niedrigere Abrufentschädigung im Auktionsgebot berücksichtigt werden. Im neuen System der Verpflichtung und der administrativ festgelegten Pauschalabgeltung für die Vorhalteentschädigung kann dies allerdings nicht mehr durch die Reserveteilnehmer erfolgen. Deswegen hat die Abrufentschädigung nun dem Marktpreis zum Zeitpunkt des Abrufes zu entsprechen. In besonderen Fällen des Abrufs gemäss Art. 19 WResV wie z.B. bei einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebes oder internationaler Solidaritätsvereinbarungen ist dies der «normale» Preis des Day-Ahead-Marktes, wobei zum Zeitpunkt der fehlenden Markträumung gemäss Art. 18 WResV die Abrufentschädigung dann dem Maximum des Day-Ahead-Marktes entspricht. Ohne eine Änderung der Abrufentschädigung sind die entsprechenden entgangenen Erlöse in der moderaten Pauschalabgeltung gemäss Antrag zu Art. 5a Abs. 2 Bst. b WResV zu entschädigen.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>2. den Einsatz des Personals und das für den Betrieb benötigte Wasser;</p> <p>b. eine Pauschale für die Tage, an denen die Anlagen in Betriebsbereitschaft sein müssen.</p> <p>4 Die Netzgesellschaft berechnet die Entschädigung nach Absatz 3 auf der Grundlage von durch die ElCom im Voraus festgelegten einheitlichen Parametern, insbesondere den Preisindizes für die Kosten für die Energieträger und die Emissionsrechte.</p> <p>5 Bei den Notstromgruppen und den WKK-Anlagen werden mit der Abrufentschädigung die einsatzabhängigen Kosten des Betriebs vergütet, wie die Kosten für die Energieträger, die Emissionsrechte oder die nationalen oder internationalen Bescheinigungen, die CO₂-Abgabe und weitere Betriebsmittel. Absatz 4 gilt sinngemäss.</p> <p>6 Die CO₂-Abgabe wird nur soweit vergütet, als der Betreiber keinen Rückerstattungsanspruch nach dem CO₂-Gesetz vom 23. Dezember 2011 geltend machen kann. Gleiches gilt für die Mineralölsteuer nach dem Mineralölsteuergesetz vom 21. Juni 1996.</p>			
<p>Art. 22 Kosten und Finanzierung</p> <p>1 Die Kosten für die Stromreserve setzen sich zusammen aus:</p> <p>a. dem Vorhalteentgelt an die Betreiber der Wasserkraftreserve;</p> <p>b. dem Verfügbarkeitsentgelt an die Betreiber von Reservekraftwerken, Notstromgruppen und WKK-Anlagen in der ergänzenden Reserve;</p> <p>c. der Abrufentschädigungen für die Betreiber;</p> <p>d. der Dienstleistungspauschale für die Aggregatoren;</p> <p>e. dem Anteil der Kosten für die Ausgleichsenergie, für den der Bund mit</p>	<p>Art. 22 Abs. 1 Bst. a und Abs. 2 Bst. b Ziff. 1^{bis} und 2</p> <p>1 Die Kosten für die Stromreserve setzen sich zusammen aus:</p> <p>a. der Pauschalabgeltung und einer allfälligen Vergütung für eine Leistungsvorhaltung an die Reserveteilnehmer der Wasserkraftreserve;</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>den Betreibern oder den Aggregatoren eine Übernahme vereinbart hat;</p> <p>f. den für die ergänzende Reserve notwendigen Kosten, für die der Bund mit Dritten eine Übernahme vereinbart hat;</p> <p>g. dem Ersatz von Kosten nach Artikel 8 Absatz 5.</p> <p>2 Die Finanzierung dieser Kosten erfolgt:</p> <p>a. als Teil des Netznutzungsentgelts für das Übertragungsnetz analog zu den Systemdienstleistungen (Art. 15 Abs. 2 Bst. a StromVG), wobei dieser Teil des Netznutzungsentgelts als eigenständige Position in Rechnung zu stellen ist;</p> <p>b. durch die Einnahmen aus:</p> <p>1. den Zahlungen der Bilanzgruppen nach Artikel 21 Absatz 1,</p> <p>2. den Konventionalstrafen nach Artikel 5 Absatz 2 Buchstabe g, 10 Absatz 2 Buchstabe f oder 15 Absatz 4.</p> <p>3 Die Netzgesellschaft führt für die Mittel nach Absatz 2 eine separate Sparte. Sie führt die Zahlungen an die Reserveteilnehmer, an die Aggregatoren und an weitere Akteure mit Bezug zur Stromreserve aus. Sie führt auf Anweisung des BFE an dessen Stelle die Zahlungen auch in denjenigen Fällen aus, in denen aufgrund von Verträgen oder dieser Verordnung der Bund Schuldner ist.</p> <p>4 Der Vollzugsaufwand, insbesondere derjenige der Netzgesellschaft, wird einschliesslich der Vorbereitungsarbeiten ebenfalls aus den Einnahmen nach Absatz 2 finanziert. Er berechnet sich bis zum Ende des Geschäftsjahrs 2023 nach den tatsächlichen Kosten.</p> <p>5 Ab dem Geschäftsjahr 2024 werden die anrechenbaren Kosten der Stromreserve analog zu Artikel 15 StromVG und die Deckungsdifferenzen nach Artikel 18a</p>	<p>2 Die Finanzierung dieser Kosten erfolgt:</p> <p>b. durch die Einnahmen aus:</p> <p>1^{bis}. den Verwaltungssanktionen und den Gewinnerstattungen nach Artikel 5b,</p> <p>2. den Konventionalstrafen nach 10 Absatz 2 Buchstabe f oder Artikel 15 Absatz 4.</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>Absatz 3 der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV) berechnet. Die Verzinsung der für die Stromreserve notwendigen Vermögenswerte erfolgt ab dem Geschäftsjahr 2024 mit dem Fremdkapitalkostensatz nach Anhang 1 StromVV.</p> <p>6 Entstehen der Netzgesellschaft für die Stromreserve unverschuldet tatsächliche Finanzierungskosten, die aufgrund von Absatz 5 nicht vollständig anrechenbar sind, so kann die ElCom diese ungedeckten Kosten auf Antrag für anrechenbar erklären und somit ausgleichen. Die Finanzierung erfolgt analog zu Absatz 4.</p> <p>7 Die ElCom achtet beim Entscheid nach Absatz 6 darauf, dass die Finanzierungskosten, die die Netzgesellschaft der Stromreserve zuweist, deren Anteil entsprechen und insgesamt angemessen sind. Sie bezieht auch eine in den Vorjahren über den tatsächlichen Finanzierungskosten liegende Verzinsung nach Absatz 5 mit ein.</p>			
6. Abschnitt: Straf- und Schlussbestimmungen			
<p>Art. 27 Strafbestimmungen</p> <p>1 Mit Busse bis 100 000 Franken wird bestraft, wer vorsätzlich:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Energie, die aus einem Reserveabruf stammt, mit Gewinn weiterverkauft oder ins Ausland verkauft, sei es direkt oder im Rahmen nachgelagerter Geschäfte (Art. 21 Abs. 2); b. im Zusammenhang mit der Stromreserve der ElCom oder der Netzgesellschaft Unterlagen mit falschen Angaben liefert, falsche Auskünfte erteilt oder Auskünfte verweigert (Art. 24 Abs. 1). <p>2 Die Strafverfolgung richtet sich nach Artikel 29 Absatz 3 StromVG.</p>	<p>Art. 27 <i>Aufgehoben</i></p>		

Verordnungen Stromgesetz – WResV

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
Art. 30 Inkrafttreten und Geltungsdauer 1 Diese Verordnung tritt am 15. Februar 2023 in Kraft. 2 Sie gilt unter Vorbehalt von Absatz 3 bis zum 31. Dezember 2026. 3 Die Artikel 4, 9 und 14 Absatz 3 gelten bis zum 31. Mai 2024.	Art. 30 Abs. 2 und 3 2 Sie gilt bis zum 31. Dezember 2026. 3 <i>Aufgehoben</i>		

Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis für Brenn- und Treibstoffe VHBT

28.5.2024

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	1. Abschnitt: Herkunftsnachweis		<p>Allgemeine Bemerkungen:</p> <p>Es fehlt eine Begriffsharmonisierung. Es sollten eigenständige Zolltarifnummern für nicht biogenen Wasserstoff einerseits und biogenen Wasserstoff andererseits eingeführt werden.</p> <p>Der Begriff «Biowasserstoff» ist durch «biogener Wasserstoff» zu ersetzen.</p>
	<p>Art. 1 Inhalt und Form des Herkunftsnachweises</p> <p>1 Der Herkunftsnachweis umfasst mindestens:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Warenbezeichnung des Brenn- oder Treibstoffs nach dem Anhang; b. die Menge des in der Schweiz produzierten oder in die Schweiz importierten Brenn- oder Treibstoffs in kWh; c. die Bezeichnung der Energieträger, die zur Produktion des Brenn- oder Treibstoffs eingesetzt wurden; d. die Angabe der Kohlenstoffquelle bei der Herstellung von Brenn- oder Treibstoffen, die aus anderen erneuerbaren Energieträgern als Biomasse hergestellt werden; e. die Angabe des Produktions- oder Importzeitraums; f. die Angaben zu den durch die Brenn- oder Treibstoffherstellung und -verwendung verursachten Emissionen an Treibhausgasen nach Artikeln 29a und 31 der Richtlinie (EU) 2018/2001; 	<p>f. <u>bei Wasserstoff</u>: die Angaben zu den durch die Brenn- oder Treibstoffherstellung und -verwendung zu den bei der Herstellung und Verwendung verursachten Emissionen an Treibhausgasen nach Artikeln 29a und 31 der Richtlinie (EU) 2018/2001</p>	<p>Abs. 1 Bst. f: Bei Wasserstoff sollten die CO₂-Emissionen auf dem HKN vermerkt werden, bei allen anderen Brenn & Treibstoffen nicht, weil dies den grenzüberschreitenden Handel erschwert. Zudem müssten die biogenen Brenn- & Treibstoffe ohnehin durch erneuerbare Energien hergestellt werden, damit sie im neuen HKN-System aufgenommen werden (Die Frage nach dem CO₂-Fussabdruck ist daher nicht relevant).</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>g. die Angabe des Volumens in Liter bei 15 °C für flüssige biogene Brenn- und Treibstoffe oder der Masse in Kilogramm für gasförmige biogene Brenn- und Treibstoffe sowie der jeweiligen Dichte, auf deren Basis die Menge nach Buchstabe b bestimmt wurde;</p> <p>h. die Angaben zur Produktionsanlage, insbesondere Bezeichnung, Standort, Datum der Inbetriebnahme, Name und Adresse des Betreibers;</p> <p>i. die Art der Anlage, die Produktionstechnologie und die Produktionskapazität;</p> <p>j. die Angabe, ob und in welchem Umfang der Produzent eine Finanzhilfe für die Herstellung des Brenn- oder Treibstoffs erhalten hat.</p> <p>2 Die Vollzugsstelle erlässt Richtlinien über die Form der Herkunftsnachweise; sie konsultiert vorgängig die interessierten Kreise.</p>	<p>2 Die Vollzugsstelle erlässt Richtlinien über die Form der Herkunftsnachweise <u>und stellt insbesondere Umrechnungsfaktoren für eine Umrechnung zwischen Energiewert (in kWh), Volumen (in Liter) und Masse (in kg) für jede Art von Brenn- und Treibstoffen zur Verfügung</u>; sie konsultiert vorgängig die <u>betroffenen</u> interessierten Kreise.</p>	<p>Die Ausnahme hiervon stellt allerdings Wasserstoff dar, weil auch nicht-erneuerbarer Wasserstoff in das neue HKN-System integriert werden soll. Ohne den Vermerk über die CO2-Emissionen auf dem HKN ist daher keine Unterscheidung zwischen erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Wasserstoff im HKN-System möglich.</p> <p>Abs. 1 Bst. g: Nach Art. 1 Abs. 1 Bst. b. ist die Menge bereits in kWh anzugeben. Es ist entweder in beiden Buchstaben eine Wahlmöglichkeit vorzusehen oder Bst. g ist zu streichen und sein Inhalt mit einer Wahlmöglichkeit unter Bst. b zu ergänzen. Die Umrechnung sollte automatisch im Register erfolgen (s. auch Antrag zu Abs. 2).</p> <p>Abs. 2: Die Umrechnung sollte automatisch im Register erfolgen. Zudem sind die betroffenen und nicht die interessierten Kreise zu konsultieren. Der Kreis der Interessierten lässt sich kaum bestimmen, der könnte unendlich gross sein.</p>
	<p>Art. 2 Gültigkeit</p> <p>1 Wird ein Herkunftsnachweis nicht innert 12 Monaten nach Ende des Produktions- oder Importzeitraums entwertet, so verliert er seine Gültigkeit.</p>	<p>1 Wird ein Herkunftsnachweis nicht innert <u>18 Monaten</u> 12 Monaten nach Ende des Produktions- oder Importzeitraums entwertet, so verliert er seine Gültigkeit. <u>Ein Herkunftsnachweis, dessen Produktions- oder Importzeitraum entweder der Monat Januar, Februar, März oder April oder das ganze erste Quartal ist, verliert seine Gültigkeit erst Ende Mai des Folgejahres.</u></p>	<p>Abs. 1: Es braucht eine Verlängerung der Gültigkeit von 12 auf 18 Monate. 12 Monate sind in der Praxis zu knapp. Gas ist bekanntlich nicht etwas, das innerhalb eines Monats zum Zeitpunkt x geliefert wird. Es fließt stetig. Die Menge wird erst nachträglich mittels Vergleich der Zählerstände zu zwei Zeitpunkten ermittelt. Die Periodizität wird durch den Ableserhythmus bestimmt. Je nach Bezugsmenge und</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>2 Ein gültiger Herkunftsnachweis kann während 18 Monaten nach Ende des Produktions- oder Importzeitraums als Nachweis für die Nutzung von Brenn- und Treibstoffen eingesetzt werden.</p>	<p>2 Ein gültiger Herkunftsnachweis kann während <u>24 Monaten</u> 18 Monaten nach Ende des Produktions- oder Importzeitraums als Nachweis für die Nutzung von Brenn- und Treibstoffen eingesetzt werden.</p>	<p>Versorger kann dieser Rhythmus monatlich, quartalsweise, halbjährlich oder jährlich erfolgen. Eine Entwertung innerhalb eines Jahres kann daher je nach dem zu kurz sein. Zudem besteht aufgrund der saisonalen Schwankungen des Verbrauchs ein gewisser Bedarf nach Lagerbestand von Zertifikaten. Ein Sicherheitspuffer wird daher in der Beschaffung angestrebt.</p> <p>Analog zu Art.1 Abs.4 HKSv sollte die Gültigkeitsdauer der HKN angepasst werden, um somit eine Konsistenz mit den Strom-HKN herbeizuführen und eine Gaskennzeichnung zu ermöglichen.</p> <p>Abs. 2: Die Formulierung der Gültigkeitsdauern schafft Verwirrung – eine Streichung des Wortes «gültig» räumt die Verwirrung aus. Die Gültigkeit sollte auf 18 + 6 Monate verlängert werden, analog Antrag auf Verlängerung unter Abs 1.</p>
	<p>Art. 3 Pflichten der Eigentümer von Herkunftsnachweisen</p> <p>1 Wer Brenn- oder Treibstoffe verkauft, muss die zugehörigen Herkunftsnachweise auf das Konto der Abnehmer übertragen, sofern die Herkunftsnachweise nicht entwertet werden müssen.</p> <p>2 Werden Gemische aus biogenen und nicht biogenen Brenn- und Treibstoffen verkauft, gilt die Pflicht nach Absatz 1 im Umfang des biogenen Anteils des Gemischs.</p> <p>3 Wer Herkunftsnachweise entwertet, muss Folgendes erfassen:</p> <p>a. bei Brenn- und Treibstoffen nach Artikel 4c Absatz 1 Buchstabe a EnV: den Gebäudeidentifikator nach Artikel 8 Absatz 2 Buchstabe a der Verordnung über das eidgenössische Gebäude und Wohnungsregister vom 9. Juni 2017 des belieferten Endverbrauchers und die belieferte Endverbrauchergruppe;</p>	<p>a. bei Brenn- und Treibstoffen nach Artikel 4c Absatz 1 Buchstabe a EnV: den Gebäudeidentifikator nach Artikel 8 Absatz 2 Buchstabe a der Verordnung über das eidgenössische Gebäude und Wohnungsregister vom 9. Juni 2017 des belieferten Endverbrauchers und die belieferte Endverbrauchergruppe;</p>	<p>Allgemeiner Hinweis zu Art. 3: Hier ist eine Harmonisierung mit EU-Standards, insbesondere mit der ISCC EU 203 <i>Traceability and Chain of Custody</i> anzustreben.</p> <p>Abs. 3 Bst. a: Eine derartige Erfassung eines jeden einzelnen Kunden, deren Anzahl pro Energieversorgungsunternehmen schnell in die Tausende gehen, wäre mit einem unverhältnismässigen Aufwand verbunden und sehr fehleranfällig. Dies insbesondere, weil die Situationen bei den einzelnen Objekten stark variieren: ein Zähler für einen Kunden in einem Objekt, ein Zähler für mehrere Kunden in ei-</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>b. bei Brenn- und Treibstoffen nach Artikel 4c Absatz 1 Buchstabe e EnV: einen Beleg für die physische Lieferung.</p>		<p>nem Objekt, mehrere Zähler für mehrere Kunden in einem Objekt etc. Wir schlagen deshalb vor, die Kunden für jedes Energieversorgungsunternehmen zusammenzufassen und als Gruppe zu erfassen. Zudem reicht die bestehende Praxis für den Nachweis bereits.</p>
	<p>2. Abschnitt: Meldung von Produktionsanlagen</p>		
	<p>Art. 4 Meldepflicht für inländische Produktionsanlagen</p> <p>1 Die Produzenten von Brenn- und Treibstoffen müssen der Vollzugsstelle inländische Produktionsanlagen mit den Angaben nach Artikel 1 Absatz 1 Buchstaben a, c, d, f und h–j melden.</p> <p>2 Bei Anlagen zur Produktion von biogenen Brennstoffen oder von Wasserstoff, der nicht als Treibstoff verwendet wird, müssen die Angaben nach Absatz 1 von einer für diesen Fachbereich akkreditierten Konformitätsbewertungsstelle beglaubigt werden.</p> <p>3 Bei Anlagen zur Produktion von biogenen Treibstoffen müssen die Produzenten zusätzlich zu den Angaben nach Absatz 1 die Bewilligung als Herstellungsbetrieb und die Gewährung einer Steuererleichterung (Art. 19b der Mineralölsteuerverordnung vom 20. November 1996) erfassen.</p> <p>4 Jede Änderung der Daten muss der Vollzugsstelle unverzüglich gemeldet werden.</p>		
	<p>Art. 5 Meldepflicht für ausländische Produktionsanlagen</p> <p>1 Die Importeure müssen der Vollzugsstelle Folgendes melden:</p> <p>a. die ausländischen Produktionsanlagen mit den Angaben nach Artikel 1 Absatz 1 Buchstaben a, c, d, f und h–j.;</p> <p>b. falls vorhanden: die Gewährung einer Steuererleichterung für biogene Treibstoffe.</p>	<p>1 Die Importeure müssen der Vollzugsstelle <u>bei nicht massenbilanzierten Brenn- und Treibstoffen</u> Folgendes melden:</p>	<p>Abs. 1: Klarstellende Formulierung im Hinblick auf Art 4b Abs. 3 EnV.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>2 Wurde keine Steuererleichterung gewährt, so muss der Importeur die Angaben nach Absatz 1 Buchstabe a von einer für diesen Fachbereich akkreditierten Konformitätsbewertungsstelle beglaubigen lassen.</p> <p>3 Jede Änderung der Daten muss der Vollzugsstelle unverzüglich gemeldet werden.</p>		
	3. Abschnitt: Erfassung und Meldung von Produktions-, Import- und Exportdaten		
	<p>Art. 6 Pflicht zur Erfassung und Meldung von Produktions-, Import- und Exportdaten</p> <p>1 Der Produzent von Brenn- oder Treibstoffen muss die Angaben nach Artikel 1 Absatz 1 Buchstaben b, e und g (Produktionsdaten) erfassen bis:</p> <p>a. zum 6. des Folgemonats: bei monatlicher Erfassung;</p> <p>b. Ende Februar des Folgejahrs: bei jährlicher Erfassung</p> <p>2 Wird in der Schweiz produziertes Gas ins Netz eingespeist, so muss die Menge am Einspeisepunkt erfasst werden.</p> <p>3 Das Bundesamt für Zoll und Grenzsicherheit meldet der Vollzugsstelle bis Ende des Folgemonats die Import- und Exportdaten.</p> <p>4 Importeure von massenbilanzierten Treib- oder Brennstoffen nach Artikel 30 der Richtlinie (EU) 2018/2001 müssen die Begleitdokumentation des Massenbilanzsystems erfassen.</p>	<p>a. zum 10. des Folgemonats <u>6. des Folgemonats</u>: bei monatlicher <u>oder quartalsweiser</u> Erfassung;</p>	<p>Abs. 1 Bst. a: Aufgrund von Wochenenden und Feiertagen kann eine Erfassung bis zum 6. des Folgemonats nicht in jedem Fall gewährleistet werden.</p>
	<p>Art. 7 Massgebender Produktions- und Importzeitraum</p> <p>1 Monatlich zu erfassen sind:</p> <p>a. die Brennstoffe, die nicht am Ort der Produktion zur Wärmeerzeugung verwendet werden;</p>	<p>1 <u>Quartalsweise</u> Monatlich zu erfassen sind:</p>	<p>Abs. 1 und 3: In den meisten Fällen ist eine quartalsweise Erfassung der Daten ausreichend. Um den Aufwand zu reduzieren ist daher die monatliche Erfassung nur auf Wunsch des Produzenten / Importeurs vorzusehen (in einigen Fällen kann die monatliche Erfassung für den Handel mit dem europäischen Ausland notwendig sein).</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>b. die Treibstoffe, die nicht am Ort der Produktion zur Stromerzeugung verwendet werden;</p> <p>c. die importierten Brenn- und Treibstoffe.</p> <p>2 Jährlich zu erfassen sind:</p> <p>a. die Brennstoffe, die am Ort der Produktion zur Wärmeerzeugung verwendet werden;</p> <p>b. die Treibstoffe, die am Ort der Produktion zur Stromerzeugung verwendet werden.</p>	<p><u>3 (neu) Abweichend zu Absatz 1 können die Produktions- und Importdaten auf Wunsch des Produzenten bzw. Importeurs auch monatlich erfasst werden.</u></p>	<p>Abs. 1 Bst. b: Betrifft französische Version: Es fehlt ein Wort «Art. 7 al. 1 let. b les carburants, sauf ceux <u>qui</u> sont utilisés sur leur lieu de production pour fournir de l'électricité; »</p>
	<p>Art. 8 Meldung zu statistischen Zwecken</p> <p>1 Produzenten, die das von ihnen produzierte Biogas nicht vollumfänglich ins Gasnetz einspeisen oder nicht vollumfänglich an einer Tankstelle verkaufen, müssen der Vollzugsstelle zu statistischen Zwecken die Brennstoffleistung sowie die installierte elektrische und thermische Nennleistung einschliesslich allfälliger Erweiterungen melden.</p> <p>2 Produzenten von Biogas, die über einen Wärmezähler verfügen, müssen der Vollzugsstelle jährlich Folgendes melden:</p> <p>a. die gesamte produzierte Wärme in kWh aus dem am Standort der Anlage hergestellten Biogas;</p> <p>b. an Dritte verkaufte Wärme in kWh, einschliesslich die Angabe der belieferten Endverbrauchergruppe.</p> <p>3 Handelt es sich bei den Energieträgern, die zur Produktion des Brenn- oder Treibstoffs eingesetzt wurden, um Primärenergieträger oder fossile Energieträger, so müssen die Produzenten der Vollzugsstelle die Mengen der zur Produktion eingesetzten Energieträger melden.</p>		
	<p>4. Abschnitt: Übertragung von ausländischen Herkunftsnachweisen für Biogas und anderen ausländischen Biogaszertifikaten</p>		

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>Art. 9</p> <p>1 Ein ausländischer Herkunftsnachweis für Biogas oder ein anderes ausländisches Biogaszertifikat kann in der Datenbank nach Artikel 11 Absatz 1 erfasst werden, wenn:</p> <p>a. nach dem Stand der Technik aus biogenen Abfällen oder Produktionsrückständen hergestellt wird; und</p> <p>b. das ausländische Biogaszertifikat von einem nationalen Register ausgegeben wurde, über das «European Renewable Gas Registry» gehandelt wurde oder auf dem europäischen Energiezertifikatsstandard der «Association of Issuing Bodies» beruht.</p> <p>2 Das BFE bezeichnet die Belege für den Nachweis der Anforderungen nach Absatz 1 Buchstabe a.</p>	<p>a. nach dem Stand der Technik aus biogenen Abfällen oder Produktionsrückständen hergestellt wird <u>oder nach dem Gütesiegel «Naturemade Star» zertifiziert ist</u>; und</p>	<p>Abs. 1 Bst. a: Auch das Label «naturemade star» ist auf die BFE Positivliste der Zertifizierungssysteme aufzunehmen. Aus historischen Gründen sind viele Anlagen im Ausland, die ihr Biogas über langfristige Verträge in die Schweiz liefern, nach dem Label «naturemade star» zertifiziert.</p>
	5. Abschnitt: Aufgaben der Vollzugstelle		
	<p>Art. 10 Kontrolle und Überwachung</p> <p>1 Die Vollzugsstelle plausibilisiert regelmässig:</p> <p>a. bei biogenen Brennstoffen und bei Wasserstoff, der nicht als Treibstoff verkauft wird: die Daten der registrierten Anlagen sowie die Import- und Produktionsdaten;</p> <p>b. bei in der Schweiz produzierten biogenen Brennstoffen: die Produktionsdaten.</p> <p>2 Sie kann zu diesem Zweck Kontrollen vor Ort durchführen und eine Erneuerung der Beglaubigung verlangen.</p> <p>3 Sind die Daten nach Absatz 1 nicht korrekt erfasst, so kann die Vollzugstelle die Berichtigung verlangen. Werden die Daten nicht berichtigt, so stellt die Vollzugsstelle den Herkunftsnachweis nicht aus oder löscht bereits ausgestellte Herkunftsnachweise.</p> <p>4 Sie überwacht die Weitergabe der von ihr erfassten Herkunftsnachweise in der Schweiz sowie den Export und Import von Herkunftsnachweisen.</p>	<p>a. bei biogenen Brennstoffen und bei Wasserstoff, der nicht als Treibstoff verkauft wird: die Daten der registrierten Anlagen sowie die Import- und Produktionsdaten, <u>soweit es sich nicht um massenbilanzierte Brennstoffe handelt</u>;</p>	<p>Abs. 1 Bst. a: Klarstellende Formulierung im Hinblick auf Art 4b Abs. 3 EnV.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
	<p>Art. 11 Weitere Aufgaben</p> <p>1 Die Vollzugsstelle betreibt für die Registrierung der Anlagen sowie für die Erfassung, die Ausstellung, die Überwachung der Übertragung und die Entwertung der Herkunftsnachweise eine Datenbank.</p> <p>2 Sie stellt auf Verlangen eine überprüfbare Bestätigung für die in der Datenbank getätigten Transaktionen in schriftlicher oder elektronischer Form aus.</p> <p>3 Sie stellt sicher, dass für die mit einem bestimmten Herkunftsnachweis bescheinigte Menge Brenn- oder Treibstoff keine weiteren Herkunftsnachweise ausgestellt werden.</p> <p>4 Sie erhebt für die Registrierung der Anlagen sowie für die Erfüllung ihrer weiteren Aufgaben nach diesem Abschnitt Gebühren.</p> <p>5 Sie stellt dem BFE alle zur Aufsicht notwendigen Unterlagen und Informationen zur Verfügung.</p> <p>6 Sie vertritt die Schweiz in der «Association of Issuing Bodies» und in weiteren internationalen Gremien.</p>		
	<p>6. Abschnitt: Inkrafttreten</p>		
	<p>Art. 12</p> <p>Diese Verordnung tritt am 1. Januar 2025 in Kraft.</p>		

Verordnung über die Vollzugsorganisation der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereiche der Elektrizitätswirtschaft VOEW

28.5.2024

Exkurs: Rechtsgrundlage für OSTRAL

Gemäss Weisungen des Fachbereichs Energie der wirtschaftlichen Landesversorgung vom 22.11.2023 an den VSE ist dieser in Ziffer 1 beauftragt, im Hinblick auf eine mögliche Strommangellage die notwendigen konzeptionellen, organisatorischen, administrativen und personellen Vorkehrungen und Massnahmen zu treffen. Um diese Massnahmen umsetzen zu können, bedarf es entweder einer gesetzlichen Grundlage für OSTRAL auf Gesetzes- und/oder auf Verordnungsstufe oder einem Delegationsrecht des BWL an den VSE in Form einer Weisung, um die unten aufgeführten Aufgaben erfüllen zu können.

Insbesondere benötigt OSTRAL, um die in Art 1 VOEW aufgeführten Tätigkeiten erfüllen zu können, eine entsprechende Rechtsgrundlage. Daher hat OSTRAL folgende Tätigkeiten aufgelistet, die sowohl für die Krisenvorbereitung als auch in einer Strommangellage benötigt werden, um die Kommunikations- und Führungsfähigkeit sicherstellen zu können.

Aufgaben OSTRAL in Kontroll- und Überwachungstätigkeiten

- Zur Verfügungstellung eines Kommunikations- und Führungsinformationssystems;
- Zur Verfügungstellung eines Kontingentierungstools;
- Erfassung der Personendaten um die Kommunikation zwischen dem Bund, OSTRAL und den Verteilnetzbetreibern in einer Krise sicherstellen zu können (nicht abschliessende Aufführung);
 - OSTRAL Verantwortlicher
 - Stellvertretung des OSTRAL Verantwortlichen
 - Leiter Netz
 - Geschäftsführer

Aufgaben OSTRAL in Vollzugstätigkeiten im Rahmen der Vorbereitungs- und Interventionsmassnahmen, die branchenspezifische Kenntnisse voraussetzen

- Vorkehrungen und Massnahmen im Bereich der Kontingentierung;
- Vorkehrungen und Massnahmen im Bereich der Netzabschaltungen;
- Vorkehrungen und Massnahmen im Bereich der Angebotslenkung.

Es ist sicherzustellen, dass die gesetzlichen Grundlagen in Art. 1 ff die vorgenannten Voraussetzungen abdecken.

OSTRAL benötigt, um die in Art 1b VOEW aufgeführten Tätigkeiten erfüllen zu können, eine entsprechende Rechtsgrundlage. Daher hat OSTRAL folgende Tätigkeiten aufgelistet, die sowohl für die Krisenvorbereitung benötigt werden, um die Kommunikations- und Führungsfähigkeit sicherstellen zu können.

Aufgaben OSTRAL in Kontroll- und Überwachungstätigkeiten

- Datenerhebung für den Bund und OSTRAL um die Führungsfähigkeit in einer Krise sicherstellen zu können (nicht abschliessende Aufführung);
 - Netztopologie
 - Verteilnetzbetreiber Typen
 - Versorgte Gebiete/Gemeinden der Verteilnetzbetreiber
 - Abschaltpläne der Verteilnetzbetreiber
 - Hochfrequenz-Telefonie und Fernübertragungseinrichtungen für Elektrizitätswerke
 - Kraftwerkslisten
 - Zuordnung zu einem Systemdienstleistungsverantwortlichen im Rahmen der Angebotslenkung
 - Fahrplandaten und Fahrpläne

Aufgaben OSTRAL in Marktbeobachtungen und Analysen (nicht abschliessende Aufführung)

- Kennzahlen der Fahrplantypen und Fahrpläne während der Angebotslenkung
- RPS - Reserve Responsible Party Schedule¹
- PPS - Production Responsible Party Schedule
- Spannungsfahrpläne
- Systemdienstleistungsabrufe (SDL-Abrufe)
- EGS – Einspeisegangsumme der Lieferanten/Erzeuger pro Bilanzgruppe
- LGS -Lastgangsumme der Lieferanten/Erzeuger pro Bilanzgruppe²

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
Art. 1b Monitoringsystem: Datenbearbeitung 1 Das Monitoringsystem enthält insbesondere Daten über die Produktion und den Verbrauch elektrischer Energie, die Import- und Exportkapazitäten sowie die Eigenversorgungsfähigkeit der Schweiz. 2 Die Daten stehen dem Fachbereich Energie ab dem Zeitpunkt der Erfassung während zwanzig Jahren zur Verfügung. 3 Die nationale Netzgesellschaft stellt mit organisatorischen und technischen Massnahmen sicher, dass die Datenbearbeitung automatisch protokolliert und unbefugte Datenbearbeitung verhindert wird.	Art. 1b Abs. 1, 2, 4 und 4^{bis} 1 Das Monitoringsystem enthält Daten über: a. die Produktion und den Verbrauch elektrischer Energie; b. die Import- und Exportkapazitäten; c. die Eigenversorgungsfähigkeit der Schweiz; d. den Füllstand der Speicherseen sowie deren Abfluss und Zufluss; e. die SPOT- und Terminpreise auf den Stromhandelsplätzen in Europa; f. die Temperaturen und die Niederschläge im Mitteleuropa sowie die Schnee-reserven in der Schweiz. 2 Die Daten stehen dem Fachbereich Energie ab dem Zeitpunkt der Erfassung zur Beobachtung der Versorgungslage und zur Analyse der Entwicklungen im Bereich der Elektrizitätswirtschaft während zwanzig Jahren zur Verfügung.	2 Die Daten stehen dem Fachbereich Energie ab dem Zeitpunkt der Erfassung zur Beobachtung der Versorgungslage und zur Analyse der Entwicklungen im Bereich der Elektrizitätswirtschaft während <u>zehn</u> zwanzig Jahren zur Verfügung.	Abs.1 Bst. d: Bei Zu- und Abflüssen gibt es zahlreiche verschiedene Definitionen. In der Annahme, dass es sich hier um Grössenordnungen von Zu- und Abflüssen handeln soll, ist die Formulierung in Ordnung. Ansonsten müssten die Begriffe präzisiert werden. Abs. 2: Es ist nicht ersichtlich, weshalb die Daten so lange zur Verfügung stehen sollen. Zehn Jahre sind ausreichend.

¹ Swissgrid (2024). Anhang: Anforderungen an Fahrplandaten und den elektronischen Datenaustausch. Online unter: <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/customers/topics/ancillary-services/prequalification/1/Anhang-05-Anforderungen-Fahrplandaten-de.pdf>

² VSE (2022). Metering Code Schweiz. Technische Bestimmungen zu Messung und Messdatenbereitstellung. Online unter: <https://www.strom.ch/de/media/13608/download>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>Sie hält die Massnahmen in einem Datenbearbeitungsreglement fest.</p> <p>4 Die Weitergabe von Daten ist nicht zulässig. Ausgenommen ist die Weitergabe durch den Fachbereich Energie an die ElCom, an das Bundesamt für Energie, an weitere Behörden des Bundes oder eines Kantons sowie an den VSE oder an seine Organisation zur Sicherstellung der Versorgung des Landes mit Elektrizität (Art. 1 Abs. 4), wenn diese Stellen die Daten zur Erfüllung ihres gesetzlichen Auftrags benötigen.</p> <p>5 Die Empfänger der Daten stellen mit organisatorischen und technischen Massnahmen sicher, dass die Daten ausschliesslich für den angegebenen Zweck verwendet werden.</p> <p>6 Die nationale Netzgesellschaft, der Fachbereich Energie und der VSE unterstehen hinsichtlich der Beobachtung der Elektrizitätsversorgungslage sowie der damit zusammenhängenden Informationen der Verschwiegenheitspflicht (Art. 63 LVG). Sie dürfen die Daten aus dem Monitoringssystem ausschliesslich für die Zwecke der wirtschaftlichen Landesversorgung verwenden.</p>	<p>4 Die Weitergabe aggregierter oder anonymisierter Daten durch die nationale Netzgesellschaft an die ElCom, an das Bundesamt für Energie, an weitere Behörden des Bundes oder eines Kantons sowie an den VSE oder an seine Organisation zur Sicherstellung der Versorgung des Landes mit Elektrizität (Art. 1 Abs. 4) ist zulässig, wenn diese Stellen die Daten zur Erfüllung ihres gesetzlichen Auftrags benötigen.</p> <p>4^{bis} Die Daten nach Absatz 1 Buchstabe d dürfen auch in nicht aggregierter oder nicht anonymisierter Form an die ElCom weitergegeben werden.</p>	<p>4 Die Weitergabe aggregierter oder anonymisierter Daten durch die nationale Netzgesellschaft an die ElCom, an das Bundesamt für Energie, an weitere Behörden des Bundes oder eines Kantons sowie an den VSE oder an seine Organisation zur Sicherstellung der Versorgung des Landes mit Elektrizität (Art. 1 Abs. 4) ist zulässig, wenn diese Stellen die Daten zur Erfüllung ihres gesetzlichen Auftrags benötigen. <u>Der Fachbereich Energie entscheidet über die Freigabe zur Weitergabe.</u></p>	<p>Abs. 4: Gemäss bisherigem Wortlaut von Abs. 4 erfolgte die Weitergabe der Daten durch den Fachbereich Energie. Implizit beinhaltet dies auch, dass der Entscheid (Freigabe) dieser Weitergabe durch den Fachbereich erfolgte. Letzteres ist beizubehalten. D.h. eine Weitergabe von Daten durch Swissgrid erfordert eine vorgängige Freigabe durch den Fachbereich Energie.</p>
<p>Art. 4 Entschädigung</p> <p>1 Das Eidgenössische Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung legt im Rahmen der bewilligten Mittel die Entschädigung des VSE und der nationalen Netzgesellschaft für die Erfüllung der Aufgaben nach den Artikeln 1–1b fest.</p> <p>2 Die Kosten der einzelnen Unternehmen zur Vorbereitung und zum Vollzug von Massnahmen nach Artikel 1 gelten im Sinne von Artikel 15 StromVG als anrechenbare Netzkosten.</p>	<p>Art. 4 Entschädigung</p> <p>1 Das Eidgenössische Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung legt im Rahmen der bewilligten Mittel die Entschädigung des VSE für die Erfüllung der Aufgaben nach Artikel 1 fest.</p> <p>2 Die Kosten der nationalen Netzgesellschaft sowie der einzelnen Unternehmen zur Vorbereitung und zum Vollzug der Massnahmen nach den Artikeln 1–1b gelten als anrechenbare Netzkosten nach Artikel 15a StromVG.</p>	<p>2 Die Kosten der nationalen Netzgesellschaft sowie der einzelnen Unternehmen zur Vorbereitung und zum Vollzug der Massnahmen nach den Artikeln 1–1b gelten als anrechenbare Netzkosten nach Artikel 15a</p>	<p>Abs. 2: Gemäss Art. 15a Abs. 3 StromVG regelt der Bundesrat wie die dem Übertragungsnetz zugeordneten Kosten auszuweisen sind. Weder in der StromVV noch der VOEW finden sich hierzu Ausführungen.</p>

Geltendes Recht	Entwurf vom 21.02.2024	Antrag VSE	Bemerkung VSE
<p>3 Für die Aufsicht über die Kosten nach Absatz 2 ist die ElCom zuständig.</p>	<p>3 Das Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung (BWL) prüft und überwacht die Anrechenbarkeit der Kosten nach Absatz 2. Es prüft insbesondere regelmässig, ob eine Kostendeckung der Vorbereitungs- und Vollzugsmassnahmen durch andere Finanzierungsinstrumente möglich ist.</p> <p>4 Es arbeitet zur Prüfung und Überwachung der Kosten mit der ElCom zusammen und hört diese vor seinen Entscheidungen an. Das BWL und die ElCom können zur Koordination und Kontrolle der Unternehmensangaben die notwendigen Daten und Informationen austauschen.</p>	<p><u>StromVG. Die Netzgesellschaft führt für die Mittel ein separates Konto.</u></p>	<p>Wie der Name von Art. 15a StromVG sagt, handelt es sich um «besondere Kosten des Übertragungsnetzes...». Diese Kosten sind somit nicht als Teil der Kosten nach Art. 15 StromVG auszuweisen. Stattdessen sind sie separat auszuweisen.</p> <p>In den Erläuterungen zu Art. 4 bleibt nach wie vor unklar, wie die Entschädigung der Kraftwerksbetreiber geschieht, welche Kosten haben, um das Monitoringsystem mit Daten zu beliefern. Die Berechnung und Kontrolle der anfallenden Kosten einerseits durch das BWL und andererseits durch die ElCom bewilligt zu lassen, schafft Doppelspurigkeiten und ist ineffizient.</p> <p>Der Vorschlag des VSE ist, dass die Kontrolle der Kosten und die Entschädigung von einer Instanz – ElCom – unter einer möglichen Konsultation/Beizug des BWL entschieden wird.</p> <p>Art. 15a Abs. 2 StromVG weist die Kompetenz dem BWL zu.</p>