



21. Februar 2024

Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Energieverordnung

Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage

Inhaltsverzeichnis

1.	Ausgangslage	1
2.	Grundzüge der Vorlage.....	1
2.1	Nationales Interesse.....	1
2.2	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch	2
2.3	Abnahme- und Vergütungspflicht.....	3
2.3.1	Vergütung zum Referenzmarktpreis.....	4
2.3.2	Minimalvergütung für Photovoltaikanlagen.....	5
2.3.3	Minimalvergütung bei Kleinstwasserkraftanlagen	9
2.4	Effizienzsteigerungen durch Elektrizitätslieferanten.....	9
2.5	Weiterer Anpassungsbedarf aufgrund Änderungen auf Gesetzesstufe	10
2.6	Herkunftsnachweissystem für Brenn- und Treibstoffe	10
3.	Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden	11
4.	Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft	11
5.	Verhältnis zum EU-Recht.....	12
6.	Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen	12
7.	Erläuterungen zum Anhang	4
1.	Mineralölsteuerverordnung vom 20. November 1996 (MinöStV; SR 641.611).....	4
2.	Geoinformationsverordnung vom 21. Mai 2008 (GeoIV; SR 510.620).....	5
3.	Verordnung vom 22. November 2006 über Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich (GebV-En; SR 730.05).....	5
4.	Verordnung des UVEK vom 1. November 2017 über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV; SR 730.010.1).....	5

1. Ausgangslage

Das Parlament hat am 29. September 2023 im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (BBI 2023 2301) u.a. Artikel 10 (Richtpläne der Kantone), Artikel 12 (nationales Interesse), Artikel 15 (Abnahme- und Vergütungspflicht), die Artikel 16 und 17 (Eigenverbrauch) sowie Artikel 32 (wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen) des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG; SR 730.0) geändert und die neuen Artikel 18a (Energieeinspeisung durch den Bund) und 37a (Tresoreriedarlehen) eingefügt.

In der Folge sind Anpassungen der Energieverordnung vom 1. November 2017 (EnV; SR 730.01) notwendig, insbesondere Änderungen von Artikel 12 (Vergütungspflicht) sowie der Artikel 14, 16 und 18 (Eigenverbrauch) sowie die neuen Artikel 3a (Herkunftsnachweise des Bundes), 7b (Ausscheidung von geeigneten Gebieten), 9a (nationales Interesse Solaranlagen), 20a (schweizweite Programme Effizienz), 36a (Tresoreriedarlehen) und 51a bis 51k (Effizienzsteigerungen durch Elektrizitätslieferanten).

Zudem hat das Parlament in der gleichen Vorlage u.a. die neuen Artikel 9a (Zubau Stromproduktion im Winter) und 15b (Netzverstärkungen) in das Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007 (StromVG; SR 734.7) aufgenommen. In der Folge wird eine Anpassung von Artikel 10 sowie ein neuer Artikel 9a^{bis} EnV – der die Ausgleichsmassnahmen zum Schutz von Biodiversität und Landschaft regelt – notwendig.

Im Weiteren wird mit der vorliegenden Revision der EnV ein Herkunftsnachweis (HKN) für flüssige und gasförmige biogene Brenn- und Treibstoffe sowie für nicht biogenen Wasserstoff eingeführt. Diese Verordnungsanpassung steht nicht im Zusammenhang mit den genannten Gesetzesänderungen, erfolgt im Sinne der Verfahrenseffizienz aber zusammen den Anpassungen in Folge der Gesetzesrevision.

2. Grundzüge der Vorlage

2.1 Nationales Interesse

Das Parlament hat in Artikel 12 Absatz 4 EnG bestimmt, dass der Bundesrat – zusätzlich zu Wasserkraft- und Windenergieanlagen – neu auch für Solaranlagen die erforderliche Grösse und Bedeutung festlegt. Dies setzt der Bundesrat in der EnV um.

Wie bisher bezeichnen die Kantone im Richtplan Eignungsgebiete für Wasser- und Windkraftanlagen. Neu bezeichnen sie auch Eignungsgebiete für Solaranlagen von nationalem Interesse (Art. 10 Abs. 1 EnG). Bei der Festlegung der Gebiete für Solar- und Windkraftanlagen müssen sie die Interessen des Landschafts- und Biotopschutzes, der Walderhaltung sowie die Interessen der Landwirtschaft (Kulturlandschutz und Schutz der Fruchtfolgeflächen) berücksichtigen (Art. 10 Abs. 1^{ter} EnG). Solar- und Windenergieanlagen von nationalem Interesse geniessen in diesen Eignungsgebieten materiellrechtliche Vorteile (vgl. Art. 9a Abs. 4 StromVG). Aufgrund dieser Vorteile konzentriert sich die Planung und Umsetzung von Solar- und Windenergieanlagen auf die Eignungsgebiete. Dadurch wird die Landschaft ausserhalb der Eignungsgebiete geschont.

Der grundsätzliche Vorrang in den Eignungsgebieten gilt nicht für Wasserkraftanlagen. Bei der Wasserkraft erhalten hingegen die Projekte des Runden Tisches Wasserkraft sowie das Projekt Chlus einen grundsätzlichen Vorrang. Auf die Projekte des Runden Tisches haben sich Vertreterinnen und Vertreter wichtiger Akteure im Bereich der Wasserkraft (Schutzverbände, Betreiber, Kantone und Bund) verständigt und eine entsprechende gemeinsame Erklärung unterzeichnet. Für diese Projekte sind zusätzliche Ausgleichsmassnahmen zum Schutz von Biodiversität und Landschaft vorzusehen

(Art. 9a Abs. 3 Bst. e StromVG), welche ebenfalls in dieser Verordnung präzisiert werden (Art. 9a^{qua-}ter).

Der grundsätzliche Vorrang gegenüber anderen nationalen Interessen bedeutet nicht, dass die Anlage in jedem Fall bewilligt wird. Eine Einzelfallbetrachtung inkl. Interessenabwägung findet weiterhin statt.

Der absolute Ausschluss von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien in Biotopen sowie Wasser- und Zugvogelreservaten greift gemäss Artikel 12 Absatz 2^{bis} Buchstabe c EnG dann nicht, wenn sich einzig die Restwasserstrecke einer Anlage im Schutzobjekt befindet. Die Bestimmung besagt, dass in solchen Fällen eine Interessenabwägung neu möglich sein soll. Aus den parlamentarischen Beratungen ergibt sich aber klar, dass die Schutzziele unvermindert weitergelten sollen und nicht ausgehöhlt werden dürfen (vgl. AB 2023 N 1501). Die bestehenden Biotope von nationaler Bedeutung bleiben entsprechend ihrer Schutzziele (Funktion, Qualität, Grösse, vielfältige Funktionen und Prozesse sowie schützenswerte Lebensräume) erhalten. Dazu braucht es in der Verordnung keine Ausführungsbestimmungen. Es ist zudem davon auszugehen, dass es nur wenige Standorte bzw. Anlagen geben wird, bei denen die Gesetzesbestimmung zum Tragen kommen wird.

Schliesslich hat der Gesetzgeber im letzten Satz von Artikel 12 Absatz 3 EnG festgehalten, dass das nationale Interesse den kantonalen, regionalen und kommunalen Interessen vorgeht. Diesbezüglich ist festzuhalten, dass die nationalen bzw. kantonalen, regionalen und kommunalen *Interessen* vom kantonalen (und gestützt darauf allenfalls auch kommunalen) *Recht* zu unterscheiden sind. Diesbezüglich gilt nach wie vor: 'Das eigenständige kantonale Recht ist gegenüber dem Bundesrecht nicht völlig ungebunden; es darf «nicht gegen den Sinn und Geist des Bundesrechts verstossen und dessen Zwecke nicht beeinträchtigen oder gar vereiteln»' (Ruch Alexander, in: Ehrenzeller Bernhard/Schindler Benjamin/Schweizer Rainer J./Vallender Klaus A. (Hrsg.), Die schweizerische Bundesverfassung, St. Galler Kommentar, 3. Aufl., Zürich/St. Gallen 2014, Art. 49 N 17). Doch auch Interessen, die sich als solche nicht direkt aus dem kantonalen Recht ergeben, sind im Rahmen der Interessenabwägung (vgl. Art. 3 Abs. 1 Bst. c der Raumplanungsverordnung vom 28. Juni 2000 [RPV; SR 700.1]) und gestützt auf den Grundsatz der Verhältnismässigkeit dann zu berücksichtigen, wenn sie das nationale Interesse nicht oder nicht unverhältnismässig einschränken.

2.2 Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Im Zusammenhang mit Eigenverbrauch und Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) hat der Gesetzgeber das EnG in drei Punkten angepasst, was zu den folgenden Anpassungen der EnV führt:

- Erstens kann der Bundesrat den Ort der Produktion (d.h. den Perimeter, innerhalb welchem Eigenverbrauch stattfinden darf) weiter als bisher definieren, indem er die Benutzung von Anschlussleitungen erlaubt (Art. 16 Abs. 1 EnG). Von dieser Kompetenz macht der Bundesrat nun Gebrauch, indem er für Zusammenschlüsse auf einer Spannungsebene unter 1 kV die Benutzung von Anschlussleitungen für den Eigenverbrauch zulässt, dies inklusive der elektrischen Infrastruktur am Anschlusspunkt.
- Zweitens müssen ZEV nicht wie bisher *einen* physischen Messpunkt als Schnittstelle zum Netzbetreiber aufweisen, sondern es sind neu auch mehrere Messpunkte zulässig (Art. 17 Abs. 1 EnG). Letzteres setzt der Bundesrat um, indem die Netzbetreiber neu verpflichtet werden, so genannte «virtuelle ZEV» zuzulassen. Dies bedeutet, dass bestehende intelligente Messsysteme des Netzbetreibers bei der Einrichtung eines ZEV weiterhin verwendet werden können, indem sie einerseits vom Netzbetreiber als ein virtueller Messpunkt des ZEV behandelt werden und der Netzbetreiber andererseits dem ZEV die Messdaten für die ZEV-interne Abrechnung des Eigenverbrauchs zur Verfügung stellt (siehe Art. 8 Abs. 4 und Art. 8e der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 [StromVV; SR 734.71] zu den Pflichten bzgl. der Installation intelligenter Messsysteme bei ZEV und der Datenlieferung). Die Möglichkeit von virtuellen Messpunkten ändert nichts an den Voraussetzungen für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch nach Artikel 15 Absatz 1 EnV. Die gesamte Produktionsleistung

des Zusammenschlusses muss mindestens 10 Prozent der gesamten Anschlussleistung des Zusammenschlusses betragen.

- Drittens ist neu zugelassen, dass die Kosten für die Einrichtung des ZEV (z.B. für ein allfälliges Netz für die interne Stromverteilung) über den Strompreis an die Teilnehmenden des ZEV weitergereicht werden (Art. 17 Abs. 4 EnG). Die Verordnung sieht nun vor, dass diese Kosten anteilmässig den Kosten des im ZEV produzierten Stroms und den Kosten der extern bezogenen Elektrizität angelastet werden können. Falls in den externen Kosten solch ein Zuschlag für ein Netz für die interne Stromverteilung enthalten ist, so dürfen diese Kosten in Summe nicht mehr betragen, als die ZEV-Teilnehmerinnen und -teilnehmer beim Netzbetreiber für das Standardstromprodukt zu zahlen hätten. Der Klarheit halber werden die bisher in Artikel 16 EnV aufgeführten Bestimmungen zur Kostenanlastung bei Teilnahme von Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern neu in die Artikel 16a und 16b ausgelagert.

Zusätzlich zu den Änderungen der EnV, die sich aus der Gesetzesanpassung ergeben, werden die Netzbetreiber – analog zu den Bestimmungen für lokale Elektrizitätsgemeinschaften – verpflichtet, ZEV-Betreiberinnen und -Betreibern innerhalb von 14 Tagen die für die Einrichtung des (virtuellen) ZEV nötigen Informationen bezüglich der Beschaffenheit des dafür relevanten Verteilnetzes mitzuteilen. Zudem wird klargestellt, dass in Fällen, bei denen sich im Perimeter des ZEV Endverbraucherinnen bzw. Endverbraucher befinden, die nicht am ZEV teilnehmen (z.B. in einem Mehrfamilienhaus), der Netzbetreiber die Elektrizitätsbezüge und Einspeisungen des ZEV sowie der anderen Endverbraucherinnen und Endverbraucher rechnerisch bestimmt, so dass keine zusätzlichen Installationen nötig werden.

2.3 Abnahme- und Vergütungspflicht

Die Abnahme- und Vergütungspflicht der Netzbetreiber gemäss Artikel 15 EnG hat das Parlament insbesondere hinsichtlich der Höhe der Vergütung für aus erneuerbaren Energien erzeugte und ins Verteilnetz eingespeiste Elektrizität geändert. Über die Höhe der Vergütung können sich Anlagenbetreiberinnen bzw. -betreiber und Verteilnetzbetreiber wie bisher einigen (Abs. 1). Für den Fall, dass keine Einigung gelingt, hat der Gesetzgeber einen Paradigmenwechsel vollzogen. So ist neu vorgesehen, dass sich die Vergütungshöhe am vierteljährlich gemittelten Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung orientiert. Der Bundesrat legt den vierteljährlich gemittelten Marktpreis laut EnG als den Referenzmarktpreis gemäss Artikel 15 Absatz 1 der Energieförderungsverordnung vom 1. November 2017 (EnFV; SR 730.03) fest. Er bestimmt ihn damit als 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. Damit werden gegenüber dem bisher geltenden Recht schweizweit einheitliche Bedingungen für die Vergütung geschaffen. Zudem werden die Produzenten durch die vierteljährliche Mittelung des Marktpreises vor dessen kurzfristigen Schwankungen geschützt. Um die Produzenten zusätzlich vor tiefen Marktpreisen zu schützen, hat der Gesetzgeber in Artikel 15 Absatz 1^{bis} EnG Minimalvergütungen für Anlagen bis zu einer Leistung von 150 kW eingeführt. Diese sollen auch bei sehr tiefen Quartalsmarktpreisen eine Amortisation von Referenzanlagen über ihre Lebensdauer sicherstellen. Wie bisher bezieht sich die Abnahme- und Vergütungspflicht gemäss Artikel 15 EnG nur auf den eingespeisten «Graustrom», d.h. eine Abnahme der Herkunftsnachweise (HKN) ist damit nicht geregelt und die Netzbetreiber sind frei, diese ebenfalls abzunehmen und zu vergüten.

Die Abnahme- und Vergütungspflicht für Strom aus Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen und für Biogas wurde nicht geändert.

2.3.1 Vergütung zum Referenz-Marktpreis

Um die Auswirkungen der neuen Regelung auf die Vergütung von Einspeisungen aus Photovoltaikanlagen zu illustrieren, wird beispielhaft die Periode seit 2018 herangezogen. Es wird aufgezeigt, wie sich die bisher geltenden Marktpreise auf die Vergütung gemäss dem neuen Artikel 15 EnG ausgewirkt hätten.

Der vierteljährliche Referenz-Marktpreis wird seit 2018 für die Photovoltaik sowie andere Technologien vom Bundesamt für Energie (BFE) getrennt erhoben und veröffentlicht¹. Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der beiden Referenz-Marktpreise. Nachdem in den Jahren 2018 bis 2020 ein eher niedriges Niveau der Marktpreise beobachtet wurde, gab es seitdem starke Ausschläge zu sehr hohen Preisen und ab 2023 eine Stabilisierung. Insgesamt hätten Betreiber von Photovoltaikanlagen über die Periode der letzten sechs Jahre eine mittlere Vergütung von 10,3 Rp./kWh für die eingespeiste Energie erhalten (ohne die Berücksichtigung der Mehrwertsteuer (MWST), die zu diesem Betrag hinzuzurechnen wäre).

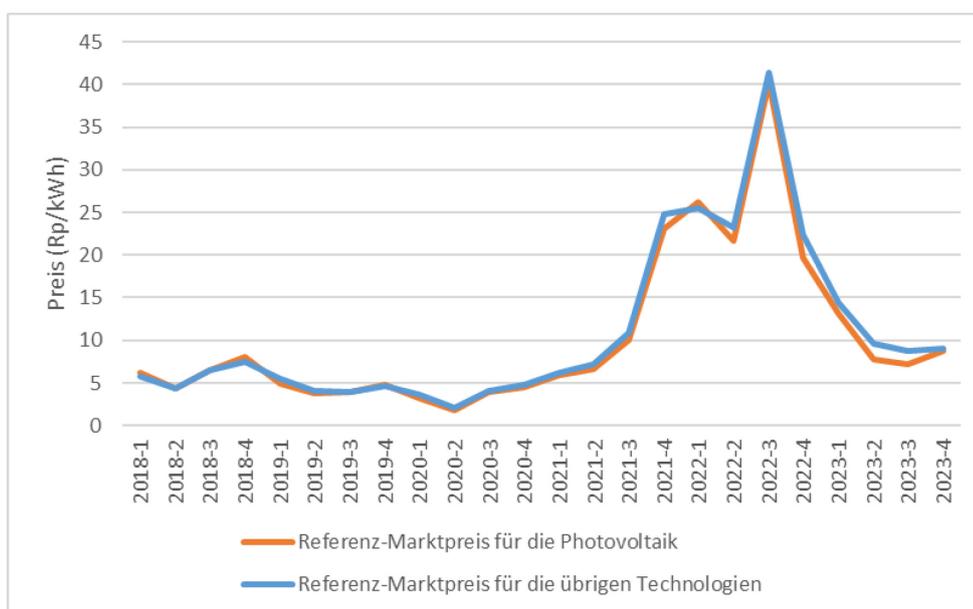


Abbildung 1: Entwicklung des vierteljährlich ermittelten Referenz-Marktpreises für die Photovoltaik seit 2018.

Dazu kommen Erträge aus der Veräusserung von HKN für den ökologischen Mehrwert der Elektrizität, der für die Abnahme- und Vergütungspflicht gemäss Artikel 15 EnG nicht gilt. Die meisten Netzbetreiber nahmen 2023 die HKN in ihrem Netzgebiet jedoch freiwillig ab, wie die jährliche Erhebung des Verbands unabhängiger Energieerzeuger (VESE) zeigt². Für Anlagen unter 30 kW Leistung betrug der HKN-Preis 2023 demnach 2,9 Rp./kWh³. Dabei können 2023 84 Prozent der Schweizer Bevölkerung von dieser freiwilligen Abnahme durch die Netzbetreiber profitieren. Für Anlagen mit einer Leistung zwischen 30 und 150 kW betrug der Preis 2023 2,4 Rp./kWh bei einer Abdeckung von 80 Prozent der Bevölkerung.

Die Entwicklung der Abnahme von HKN und deren Vergütung über die letzten Jahre ist in Tabelle 1 dargestellt. Demnach hätten die Anlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW über die letzten sechs Jahre im gewichteten Mittel 3,2 Rp./kWh für die HKN erhalten, diejenigen zwischen 30 und 150 kW 2,4 Rp./kWh.

¹ www.bfe.admin.ch > Förderung > Einspeisevergütung > Marktpreis > [Referenz-Marktpreise gemäss Art. 15 EnFV](#)

² www.vese.ch > pvtarif.ch > Experten Modus > [API Interface](#), die Daten wurden vom BFE analysiert

³ Gewichtetes Mittel gemäss Anzahl der je versorgten Kundinnen und Kunden

	2019	2020	2021	2022	2023
Abdeckung der HKN-Abnahme für Anlagen < 30 kW (Anteil der Bevölkerung)	57%	61%	74%	76%	84%
Mittlerer HKN-Abnahmepreis für Anlagen < 30 kW (Rp./kWh)	3,4	3,4	3,3	3,2	2,9
Abdeckung der HKN-Abnahme für Anlagen 30-150 kW (Anteil der Bevölkerung)	44%	53%	63%	66%	80%
Mittlerer HKN-Abnahmepreis für Anlagen 30-150 kW (Rp./kWh)	2,5	2,6	2,3	2,6	2,4

Tabelle 1: Entwicklung der Bedingungen der freiwilligen Abnahme und Vergütung von HKN durch Netzbetreiber: Anteil der Bevölkerung, die von der Abnahme profitiert und nach Anzahl versorgter Kundinnen und Kunden gewichtete Abnahmepreise für zwei Leistungsklassen.

Zusammen mit dem Referenz-Marktpreis hätten sich in Netzgebieten mit HKN Abnahme somit mittlere Vergütungen von 13,5 Rp./kWh bzw. 12,7 Rp./kWh für diese beiden Leistungsklassen über die letzten sechs Jahre ergeben. Diese Betrachtung erfolgt ohne die Berücksichtigung der MWST, die zu diesem Betrag hinzuzurechnen wäre. Insgesamt liegen diese Beträge deutlich höher als die effektiven Vergütungen nach bisherigem Recht, die in diesem Zeitraum im Mittel bei 10,2 Rp./kWh für kleine Anlagen mit einer Leistung bis 10 kW betragen⁴.

2.3.2 Minimalvergütung für Photovoltaikanlagen

Im Folgenden werden die Rahmenparameter für die Wirtschaftlichkeit von Referenzanlagen aufgezeigt und Annahmen dazu hergeleitet. Anhand dieser Parameter wird schliesslich die Höhe der verschiedenen Minimalvergütungen bestimmt. Bei der Photovoltaik werden drei Referenzanlagen und folglich drei Minimalvergütungen definiert. Dazu wird in Anlehnung an die Leistungsklassen der Einmalvergütung zwischen zwei Leistungsklassen unterschieden: von 0 bis unter 30 kW sowie zwischen 30 kW und 150 kW. Zusätzlich wird für die Leistungsklasse 30-150 kW unterschieden zwischen Anlagen mit und solchen ohne Eigenverbrauch. Die Annahmen für die drei verschiedenen Referenzanlagen sind in Tabelle 2 zusammengefasst, die einzelnen Annahmen werden im Anschluss begründet.

Annahmen für Referenzanlagen

Leistung	kW	15	90	90
Betreiber mehrwertsteuerpflichtig		Nein	Ja	Ja
Eigenverbrauchsanteil	Prozent	40	60	0
Stromtarif	Rp./kWh	29,0 (inkl. MWST)	23,6 (exkl. MWST)	Irrelevant, da kein Eigenverbrauch
spez. Installationskosten	CHF/kW	2'650 (inkl. MWST)	1'554 (exkl. MWST)	1'554 (exkl. MWST)
Gesamtkosten	CHF	39'750 (inkl. MWST)	139'860 (exkl. MWST)	139'860 (exkl. MWST)
Einmalvergütung	CHF	5'700	28'800	40'500
WACC	Prozent	4,55	4,55	4,55

⁴ www.vese.ch > Medien / Downloads > Medienmitteilungen > 19. September 2022 > [Vergütungen von Solarstrom 2015-2023](#)

Steuerabzug	CHF	6'810	22'212	19'872
Spezifischer Ertrag zu Betriebsbeginn	kWh/kW	1'000	1'000	1'000
Degradation der Module	Prozent pro Jahr	0,15	0,15	0,15
Unterhaltskosten	Rp./kWh	3	2	2
Lebensdauer	Jahre	25	25	25
Ertrag HKN	Rp./kWh	2,4 (inkl. MWST)	1,7 (exkl. MWST)	1,7 (exkl. MWST)

Tabelle 2: Annahmen für die Wirtschaftlichkeit Referenzanlagen für die Bestimmung der Minimaltarife.

Leistung und Mehrwertsteuer

Anlagen mit einer Leistung von 15 kW bzw. 90 kW sind typische Anlagengrößen innerhalb der beiden Leistungsklassen. Dabei entspricht eine Leistung von 15 kW der mittleren Leistung der für die Förderung angemeldeten Anlagen bis zu einer Leistung von weniger als 30 kW und 90 kW der mittleren Leistung der Anmeldungen in der Leistungsklasse zwischen 30 und 150 kW. Daher werden Anlagen mit diesen Leistungen als Referenzanlagen verwendet. Anlagen mit 15 kW Leistung werden aufgrund ihrer Grösse vor allem auf Einfamilienhäusern installiert. Die Betreiber sind typischerweise Privatpersonen, denen die MWST auf der Investition in eine Photovoltaikanlage oder auf anderen Kosten (z.B. für den Strombezug) in Rechnung gestellt wird. Da sie selber in der Regel nicht mehrwertsteuerpflichtig sind, können sie keinen Vorsteuerabzug geltend machen und die Steuerlast fällt bei ihnen an. Eine Anlage mit 90 kW Leistung hat eine Modulfläche von ca. 450 Quadratmetern. Daher wird angenommen, dass sie in der Regel von einem Unternehmen betrieben wird. Solche Betreiber können – im Gegensatz zu nicht mehrwertsteuerpflichtigen Privatpersonen – auf ihren Investitionen für eine Photovoltaikanlage oder sonstigen Kosten einen Vorsteuerabzug geltend machen. Dementsprechend werden für die Berechnung der Minimalvergütungen je Referenzanlage unterschiedliche Annahmen bezüglich der MWST getroffen.

Eigenverbrauchsanteil

Für die Bestimmung der Eigenverbrauchsanteile wurden bei Pronovo gespeicherte Messdaten verwendet. Für Eigenverbrauchsanlagen ab 30 kVA Netzanschlussleistung des Wechselrichters wird die Produktion sowie die Einspeisung vom Netzbetreiber gemessen und an Pronovo übermittelt. Daraus lässt sich der Eigenverbrauch direkt bestimmen. Unter 30 kVA Netzanschlussleistung wird jedoch lediglich die Einspeisung gemessen und an Pronovo gemeldet. Für die Ermittlung der Eigenverbrauchsquote wurde deswegen die Jahresproduktion pro Anlage ermittelt, indem die jeweilige installierte Leistung mit dem in der Schweiz pro Jahr beobachteten mittleren spezifischen Ertrag multipliziert wurde. Im Mittel der Jahre 2020 bis 2022 wiesen die Anlagen unter 30 kW Leistung eine Eigenverbrauchsquote von 37 Prozent auf, die Anlagen zwischen 30 und 150 kW eine von 60 Prozent. Eine Erhebung des BFE⁵ hat für Anlagen ab 30 kW eine Quote von ebenfalls 60 Prozent festgestellt. Für die Anlagen bis 30 kW Leistung wurde in der Erhebung hingegen eine Eigenverbrauchsquote von 45 Prozent gefunden, weswegen für diese Anlagen hier insgesamt von einem Wert von 40 Prozent ausgegangen wird. Ab einer Leistung von 30 kW kann zudem angenommen, dass Anlagen auch ohne Eigenverbrauch realisiert werden. Das zeigen auch die ansteigenden Anmeldungen bei Pronovo für die hohe Einmalvergütung⁶ für diese Art von Anlagen. Da diese Anlagen ähnlich wie Kleinstwasserkraftanlagen (siehe nächster Abschnitt) nicht von den Erträgen aus Eigenverbrauch profitieren können, erhalten sie einen eigenen Minimaltarif. Für Anlagen unter 30 kW wird auf diese Unterscheidung verzichtet, da diese praktisch immer mit Eigenverbrauch realisiert werden.

⁵ [Externe Evaluation der Einmalvergütungen für Photovoltaik-Anlagen und der Zusammenschlüsse zum Eigengebrauch \(ZEV\) 2018 bis 2020](#)

⁶ [Berichte und Publikationen – Pronovo AG](#) → Cockpit EIV

Stromtarife

Für die Bestimmung der Erträge aus Eigenverbrauch wurden die mittleren Stromtarife typischer Endverbraucherinnen und Endverbraucher über die letzten drei Jahre (2022 bis 2024) laut Eidgenössischer Elektrizitätskommission (EiCom)⁷ herangezogen. Bei der 15 kW-Anlage wurden die Tarife von Endverbraucherinnen und Endverbrauchern mit H4-Tarif inklusive MWST verwendet, für die 90 kW-Anlagen Endverbraucher mit C3-Tarif exklusive MWST.

Spezifische Installationskosten, Einmalvergütung und WACC (kalkulatorischer Zinssatz, Weighted Average Cost of Capital)

Die Kosten entsprechen den mittleren beobachteten Kosten gemäss den Preiserhebungen des BFE für die Jahre 2018 bis 2022⁸. Für die 15 kW Anlage werden die Preise inklusive MWST und für die 90 kW Anlagen ohne MWST herangezogen. Die Einmalvergütung entspricht den Sätzen ab 1. April 2025 für angebaute Anlagen unter Berücksichtigung der Anpassung der Sätze gemäss dieser Vorlage. Der WACC (Kapitalkosten) wurde den Erhebungen des BFE⁹ entnommen.

Steuerabzug

Privatpersonen können die Investition in Photovoltaikanlagen auf bestehenden Bauten als Liegenschaftsunterhalt vom steuerbaren Einkommen abziehen. Laut einer Studie des VESE macht die Steuerersparnis je nach Wohnort (Steuersatz) und steuerbares Einkommen ca. 15–30 Prozent der Investitionskosten aus¹⁰, vorliegend wird für die 15 kW Anlage vereinfachend von 20 Prozent ausgegangen. Für die 90 kW Anlage wird der gleiche Betrag angenommen, auch wenn er in Realität etwas tiefer liegt¹¹. Dieser Betrag bezieht sich je auf die Kosten der Anlage ohne Förderung.

Spezifischer Ertrag, Degradation, Unterhaltskosten und Lebensdauer

Der spezifische Ertrag pro kW installierter Leistung, die Annahmen zur Degradation (Leistungsverlust der Module) sowie zu den Unterhaltskosten basieren auf einer wissenschaftlichen Studie des Paul Scherrer Instituts (PSI)¹². Die Lebensdauer wird hingegen branchenüblich mit 25 Jahren angenommen (das PSI kommt in seiner Studie auf 30 Jahre).

Ertrag aus HKN

Die Werte für die Erträge aus HKN entsprechen den mittleren Werten aus Tabelle 1. Zudem wurde für Netzgebiete ohne die freiwillige Abnahme der HKN durch die Netzbetreiber ein Preis von 0,5 Rp./kWh angenommen, der nach Einschätzung des BFE aktuell am Markt für HKN erzielt werden kann.

Nicht berücksichtigte Erträge

Zusätzliche Erträge aus dem Verkauf von Elektrizität zu Preisen, die über dem Minimaltarif liegen, werden nicht berücksichtigt. Das heisst, dass eine Anlage, welche sich z.B. aufgrund der Referenzmarktpreise bereits in der Hälfte ihrer Lebensdauer amortisiert, trotzdem weiterhin Anrecht auf einen Minimaltarif hat für den Rest ihrer Lebensdauer.

Wirtschaftlichkeit und Minimaltarife

⁷ www.elcom.admin.ch > Strompreis-Übersicht

⁸ [Photovoltaikmarkt: Preisbeobachtungsstudie 2022. Abschlussbericht](#), BFE 2023

⁹ www.bfe.admin.ch > Förderung > Erneuerbare Energien > WACC – [Kalkulatorischer Zinssatz](#)

¹⁰ [Besteuerung von Solarstrom-Anlagen. Schlussbericht aktualisiert](#), BFE 2023

¹¹ [Steuerstandort / Unternehmensbesteuerung - Ansiedlung Schweiz \(ansiedlung-schweiz.ch\)](#)

¹² [Stromspeicherung und Wasserstoff – Technologien, Kosten und Auswirkungen auf das Klima. Einschliesslich Aufdatierung der Kosten und Potenziale von Photovoltaik und Windenergie](#), BFE 2022

Auf Basis der Annahmen wurden mittels dem Wirtschaftlichkeitsrechner von Swissolar¹³ die für die Amortisation der Referenzanlagen nötigen Minimaltarife bestimmt. Tabelle 3 zeigt die Amortisationsdauern für verschiedene Vergütungshöhen. Mit den Vergütungen, die sich in den letzten sechs Jahren aus dem Referenz-Marktpreis und der Abnahme von HKN ergeben hätten, amortisiert sich die Referenzanlage mit 15 kW Leistung innerhalb von 16 Jahren. Mit dem Referenz-Marktpreis allein, d.h. ohne die Abnahme der HKN, würde die Amortisation in 19 Jahren erfolgen. Für eine Amortisation innerhalb der Lebensdauer von 25 Jahren ergibt sich für diese Referenzanlage unter den Annahmen oben (insbes. der Abnahme der HKN zu 2,4 Rp./kWh) ein Minimaltarif von 5 Rp./kWh inkl. MWST. **Der Minimaltarif bis 30 kW beträgt folglich 4,6 Rp./kWh ohne MWST.** Im Fall einer 90 kW-Anlage mit Eigenverbrauch erfolgt die Amortisation wesentlich schneller aufgrund der geringeren Investitionskosten und des höheren Eigenverbrauchanteils. **So kann die Investition auch bei einer Vergütung von 0 Rappen innerhalb von acht Jahren amortisiert werden, weshalb der Minimaltarif hier 0 Rp./kWh beträgt.** Für eine Amortisation dieser Anlage innerhalb ihrer Lebensdauer würde sich theoretisch ein Minimaltarif von -6,6 Rp/kWh ergeben, aus Vollzugsgründen¹⁴ wird dieser aber auf 0 Rp/kWh festgelegt. **Für den Fall der 90 kW-Anlage ohne Eigenverbrauch beträgt der Minimaltarif 6,7 Rp./kWh ohne MWST.**

15 kW-Anlage	Mittlerer Referenz-Marktpreis und mittlerer HKN-Preis 2018-23	Mittlerer Referenz-Marktpreis 2018-23	Minimalvergütung und mittlerer HKN-Preis 2018-23
Vergütung Graustrom	11,1 Rp./kWh	11,1 Rp./kWh	Minimalvergütung: 5 Rp./kWh
Vergütung HKN	2,4 Rp./kWh	0 Rp./kWh	2,4 Rp./kWh
Gesamtvergütung	13,5 Rp./kWh	11,1 Rp./kWh	7,4 Rp./kWh
Amortisationsdauer	16 Jahre	19 Jahre	25 Jahre

Tabelle 3: Amortisationsdauern der Referenzanlage mit 15 kW Leistung für verschiedene Szenarien der Vergütung (Betrachtung inkl. MWST).

90 kW-Anlage mit Eigenverbrauch	Mittlerer Referenz-Marktpreis und mittlerer HKN-Preis 2018-23	Mittlerer Referenz-Marktpreis 2018-23	Minimalvergütung und mittlerer HKN-Preis 2018-23
Vergütung Graustrom	10,2 Rp./kWh	10,2 Rp./kWh	Minimalvergütung: 0 Rp./kWh
Vergütung HKN	1,7 Rp./kWh	0 Rp./kWh	1,7 Rp./kWh
Gesamtvergütung	11,9 Rp./kWh	10,2 Rp./kWh	1,7 Rp./kWh
Amortisationsdauer	6 Jahre	6 Jahre	8 Jahre

Tabelle 4: Amortisationsdauern der Referenzanlage mit 90 kW Leistung mit Eigenverbrauch für verschiedene Szenarien der Vergütung (Betrachtung exkl. MWST).

¹³ www.swissolar.ch > Wissen > Wirtschaftlichkeit > [Wirtschaftlichkeitsrechner](#)

¹⁴ Bei einem negativen Minimaltarif im Fall müssten die Anlagenbetreiber dem Netzbetreibern für die Einspeisung eine Vergütung zahlen.

90 kW-Anlage ohne Eigenverbrauch	Mittlerer Referenz-Marktpreis und mittlerer HKN-Preis 2018-23	Mittlerer Referenz-Marktpreis 2018-23	Minimalvergütung und mittlerer HKN-Preis 2018-23
Vergütung Graustrom	10,2 Rp./kWh	10,2 Rp./kWh	Minimalvergütung: 6,7 Rp./kWh
Vergütung HKN	1,7 Rp./kWh	0 Rp./kWh	1,7 Rp./kWh
Gesamtvergütung	11,9 Rp./kWh	10,2 Rp./kWh	8,4 Rp./kWh
Amortisationsdauer	12 Jahre	16 Jahre	25 Jahre

Tabelle 5: Amortisationsdauern der Referenzanlage mit 90 kW Leistung ohne Eigenverbrauch für verschiedene Szenarien der Vergütung (Betrachtung exkl. MWST).

Falls sich in der Zukunft die Annahmen zu diesen Parametern signifikant ändern sollten, behält sich der Bundesrat die Möglichkeit vor, die Minimaltarife anzupassen. Dabei wird zu berücksichtigen sein, dass sich die Bedingungen für Bestandsanlagen nicht zu stark ändern.

2.3.3 Minimalvergütung bei Kleinstwasserkraftanlagen

Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung¹⁵ unter 300 kW werden nicht in der Statistik der Wasserkraftanlagen des BFE erfasst. 2019 wurde mit der Statistik Kleinstwasserkraft für diese Anlagen ein Überblick gegeben. Es gibt schweizweit ca. 900 Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung unter 300 kW. 382 Anlagen erhalten eine kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) und ungefähr 330 Anlagen erhalten eine Mehrkostenfinanzierung (sog. «15-Räppler»). Für die restlichen 200 Anlagen ist keine Förderung bekannt. Ihre jährliche Einspeisung beträgt ca. 70 GWh. Vor allem für diese Anlagen hätte die Minimalvergütung kurz- und mittelfristig Relevanz, da die Mehrkostenfinanzierung 2035 ausläuft und auch KEV-Anlagen erst in den 30er-Jahren aus ihrer Vergütung kommen. Die Charakteristik von Wasserkraftanlagen unterscheidet sich von jener von Solaranlagen. Einerseits liegen die Installationskosten höher, andererseits ist die Produktion meist ausgeglichener. Die für die Ermittlung der Minimalvergütung für Photovoltaikanlagen gemachten Kostenminderungen können bei den Kleinstwasserkraftwerken nicht vorgenommen werden. Diese wurden und werden nicht mit Einmalvergütungen gefördert und profitieren auch nicht in nennenswertem Umfang von Eigenverbrauch. Gemäss der bisherigen Förderung mittels KEV würde der niedrigste Satz (höchste Energieproduktion, höchste Fallhöhe, kein Wasserbaubonus) in der betrachteten Klasse (0-150 kW) bei 21 Rp./kWh liegen. Dieser Wert entspricht auch dem Median der Gestehungskosten der 76 Anlagen, welche in der Gestehungskostendatenbank des BFE (u.a. aus Grobanalysen) unter 150 kW installierter Leistung liegen. Da der Minimaltarif keinen Bau von Neuanlagen beanreizen, sondern den Weiterbetrieb sicherstellen soll, muss die Minimalvergütung signifikant tiefer liegen. Der Bundesrat legt den Wert daher so fest, dass die 20 Prozent effizientesten Anlagen in der Datenbank darüber liegen (20%-Quantil), was einem Wert von 12 Rp./kWh entspricht.

2.4 Effizienzsteigerungen durch Elektrizitätslieferanten

Das Parlament legte im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien das Ziel fest, bis 2035 mit Effizienzmassnahmen 2 TWh Strom einzusparen. Um dieses Ziel zu erreichen, hat das Parlament die Einführung eines neuen Instruments für die Stromeffizienz beschlossen: Effizienzsteigerungen durch Elektrizitätslieferanten.

¹⁵ Für Wasserkraftanlagen ist gemäss Artikel 13 EnV die mechanische Bruttoleistung massgebend.

Elektrizitätslieferanten erhalten neu Zielvorgaben für die Energieeffizienz, welche über die Umsetzung von verschiedenen Massnahmen bei den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern in der Schweiz (d.h. bei Unternehmen und privaten Haushalten) erreicht werden sollen. Konkret müssen die Elektrizitätslieferanten nachweisen, dass bei bestehenden Endverbraucherinnen und Endverbrauchern Massnahmen für die Stromeffizienz umgesetzt wurden, so z.B. in den Bereichen elektrische Antriebe, Beleuchtungen, Lüftungen, Kälteanlagen oder ähnlichen Anlagen und Geräten. Dabei ist es wichtig zu erwähnen, dass die Zielvorgabe für Effizienzsteigerungen den Stromverkauf explizit nicht einschränkt. Elektrizitätslieferanten können weiterhin unbeschränkt Strom verkaufen.

Die Nachfrage nach Strom wird in den kommenden Jahren und Jahrzehnten in verschiedenen Bereichen zunehmen: Die Elektrizität wird bei der Raumheizung, der Warmwasseraufbereitung sowie der Mobilität zunehmend fossile Energieträger ersetzen. Mit dem neuen Geschäftsfeld der Effizienzdienstleistungen werden die Elektrizitätslieferanten einen Beitrag zur Steigerung der Stromeffizienz leisten. Damit werden sowohl die Versorgungssicherheit als auch der Klimaschutz gestärkt.

Mit dem neuen Instrument wird ein quantitatives Ziel für zusätzliche Effizienzsteigerungen gesetzt. Die genaue Höhe dieser Zielvorgabe legt der Bundesrat im Verhältnis zum jährlichen Elektrizitätsabsatz eines Lieferanten an Endverbraucherinnen und Endverbraucher in der Schweiz fest. Bei einer Zielvorgabe von beispielsweise 2 Prozent können im Jahr 2035 somit rund 1 TWh Strom eingespart werden¹⁶. Massgebend für die Zielvorgabe sind zudem nur Lieferungen an Endverbraucherinnen und Endverbraucher. Der Zwischenhandel ist von der Zielvorgabe nicht betroffen.

Für die Elektrizitätslieferanten werden durch die Umsetzung des neuen zusätzlichen Instrumentes Kosten anfallen, so beispielsweise u.a. für die Durchführung von Energieberatungen oder für neue Geräte und Anlagen. Diese Kosten können von den Elektrizitätslieferanten über die Energiekomponente des Strompreises weitergegeben werden und werden damit von den Kundinnen und Kunden in der Grundversorgung und im freien Markt getragen. Für die Elektrizitätslieferanten entsteht so ein Anreiz, die Effizienzdienstleistungen möglichst kostengünstig zu erbringen und dadurch die Kosten so tief wie möglich zu halten.

2.5 Weiterer Anpassungsbedarf aufgrund Änderungen auf Gesetzesstufe

Im Weiteren haben die folgenden Anpassungen auf Gesetzesstufe Änderungen bzw. Ergänzungen der EnV zur Folge:

- Anpassungen von Artikel 10 EnG (Richtpläne der Kantone)
- Ermöglichung von schweizweiten Programmen für Effizienzmassnahmen (Art. 32 Abs. 2 EnG)
- neue Bestimmung zur Energieeinspeisung durch den Bund (Art. 18a EnG)
- Verschuldungsmöglichkeit des Netzzuschlagsfonds mittels Tresoreriedarlehen (Art. 37a EnG)
- Anpassung von Artikel 53 Absatz 2 erster Satz, Absatz 2^{bis} und 3 Buchstabe a EnG (Forschung, Entwicklung und Demonstration) als Fremderlassänderung im Rahmen des Bundesgesetzes vom 30. September 2022 über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG; BBl 2022 2403)

2.6 Herkunftsnachweissystem für Brenn- und Treibstoffe

Artikel 9 Absatz 5 EnG sieht vor, dass der Bundesrat «auch für andere Bereiche [als Strom] einen Herkunftsnachweis und eine Kennzeichnung vorsehen» kann, insbesondere für Biogas. Mit der vorliegenden Revision der EnV macht der Bundesrat von dieser Kompetenz Gebrauch. Er führt neu einen HKN für flüssige und gasförmige biogene Brenn- und Treibstoffe sowie für nicht biogenen Wasserstoff (gesammelt als Brenn- und Treibstoffe bezeichnet) ein. Diese Stoffe spielen je nach Herkunft eine

¹⁶ Die Schätzung geht von einer mittleren Wirkungsdauer der Massnahmen von zehn Jahren und einem zukünftigen mittelfristigen Stromabsatz von 60 TWh/Jahr aus.

wichtige Rolle, um eine erneuerbare Energieversorgung sicherzustellen, Treibhausgasemissionen zu vermindern und das Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 gemäss KIG zu erreichen.

Im neuen HKN-System werden die Brenn- und Treibstoffe ab Produktion beziehungsweise Import erfasst und bis zum Verbrauch nachverfolgt. Werden sie an klima- oder energiepolitische Instrumente angerechnet, kann das auf dem HKN vermerkt und der HKN als Beleg verwendet werden. Das neue HKN-System soll so wesentlich dazu beitragen, den ökologischen Mehrwert der erfassten Brenn- und Treibstoffe sichtbar zu machen und Doppelzahlungen zu verhindern. Damit soll es einerseits eine glaubwürdige Vermarktung dieser Stoffe ermöglichen und andererseits den Vollzug der klima- und energiepolitischen Instrumente vereinfachen, sowohl für die verpflichteten Akteure als auch für die Verwaltung.

Das neue HKN-System löst per 1. Januar 2025 die Biogas-Clearingstelle der Gasbranche ab und übernimmt deren Funktion vollständig. Die Gasbranche betreibt diese Clearingstelle auf Basis von Artikel 45e der Mineralölsteuerverordnung vom 20. November 1996 (MinöStV; SR 641.611) im Auftrag des Bundesamts für Zoll und Grenzsicherheit (BAZG). Dieser Artikel bestimmt weiterhin die Pflichten von Herstellerbetrieben sowie von Gasversorgern und -händlern hinsichtlich der Erhebung der Mineralölsteuer. Dies mit dem Unterschied, dass zukünftig das HKN-System die Funktion der Clearingstelle übernimmt.

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

Auf Ebene Bund ist für den Vollzug der vorgesehenen Regelungen zum HKN-System für Brenn- und Treibstoffe mit einem höheren finanziellen und personellen Aufwand zu rechnen. Der Vollzug wird von der Pronovo AG als Vollzugsstelle gemäss Artikel 64 EnG vorgenommen. Für den Vollzug im BFE ist hingegen mit keinem personellen Mehrbedarf zu rechnen. Gleichzeitig vereinfacht sich der Vollzug von Instrumenten der Klima- und Energiepolitik durch die Einführung des HKN-Systems, was den Vollzugsaufwand in diesem Bereich reduziert. Auf Kantone und Gemeinden haben die Bestimmungen keine besonderen finanziellen, personellen oder weiteren Auswirkungen.

Aus den übrigen Ordnungsänderungen ergeben sich keine Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden.

4. Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft

Das neue HKN-System ermöglicht eine effiziente und (insbesondere auch für die Endverbraucherinnen und Endverbraucher) transparente Vermarktung von flüssigen und gasförmigen biogenen Brenn- und Treibstoffen sowie von nicht biogenem Wasserstoff. Es vereinfacht den Vollzug der klima- und energiepolitischen Instrumente sowohl für die verpflichteten Akteure als auch für die Verwaltung. Die Einführung des HKN-Systems führt bei Unternehmen (Energieproduzenten, -importeuren, -händlern und -lieferanten) zu einem neuen Vollzugsaufwand, vor allem in den Bereichen, die der Clearingstelle der Gasbranche keine Daten melden mussten. Das neue HKN-System finanziert sich über Gebühren, die bei der Ausstellung bzw. beim Import von HKN und für die Registrierung einer Produktionsanlage erhoben werden. Die Unternehmen entscheiden, welchen Anteil der Kosten sie dann auf die nächsten Stufen der Lieferkette überwälzen wollen.

Aus den übrigen Ordnungsänderungen ergeben sich keine Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft.

5. Verhältnis zum EU-Recht

Wie bereits im Strombereich wird das schweizerische HKN-System für Brenn- und Treibstoffe die europäischen Vorgaben gemäss Erneuerbaren Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II)¹⁷ erfüllen.

Die vorliegende Verordnungsanpassung lehnt sich an die seit 2012 geltende EU-Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU) an¹⁸. Diese verpflichtet jeden Mitgliedstaat Endenergieeinsparungen innerhalb des geltenden Verpflichtungszeitraums umzusetzen. Es steht den Mitgliedstaaten offen, wie sie die Einsparungen erreichen möchten. Eine Alternative stellt die Einführung eines Energieeffizienzverpflichtungssystems für Energieverteiler und/oder Energieeinzelhandelsunternehmen dar, welche im Hoheitsgebiet des jeweiligen Mitgliedstaats tätig sind. Bisher haben mehrere Mitgliedstaaten – unter anderem Frankreich, Italien und Österreich – ein solches Instrument für die Erreichung ihrer Einsparziele eingeführt.

Die EU-Energieeffizienzrichtlinie hat sich über die Jahre bewährt und die unbefristete Fortsetzung der Verpflichtungszeiträume belegt die Relevanz und Schlüsselrolle der vorliegenden Vorschriften innerhalb der Energiestrategie der EU. Die für die Schweiz neu eingeführten Effizienzziele für Elektrizitätslieferanten entsprechen damit insgesamt einem im EU-Raum bereits erprobten Verpflichtungssystem für Energieversorgungsunternehmen und lehnen sich dem europäischen Recht an.

Auch aus den übrigen Verordnungsänderungen ergeben sich keine Inkompatibilitäten mit dem EU-Recht.

6. Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen

Art. 1 Bst. a, a^{bis} und h^{bis}

Bst. a und a^{bis}: Neu regelt die EnV nicht nur den HKN für Elektrizität, sondern auch die HKN für flüssige und gasförmige biogene Brenn- und Treibstoffe sowie für nicht biogenen Wasserstoff, die gesammelt als Brenn- und Treibstoffe bezeichnet werden (vgl. Art. 4a). Wasserstoff wird von Beginn an aus sämtlichen biogenen und fossilen Produktionsarten (also jegliche «Farben» von Wasserstoff) erfasst, wohingegen bei den übrigen flüssigen und gasförmigen Brenn- und Treibstoffen nur die biogenen Stoffe erfasst werden. Zu einem späteren Zeitpunkt könnten auch fossile Brenn- und Treibstoffe erfasst werden. Weitere Ausführungsbestimmungen finden sich in einer neuen Departementsverordnung, analog zur Verordnung des UVEK vom 1. November 2017 über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV; SR 730.010.1) im Bereich Strom.

Bst. h^{bis}: Die Ausführungsbestimmungen zum neuen Instrument der Effizienzsteigerungen durch Elektrizitätslieferanten werden in die EnV aufgenommen.

Art. 3a Herkunftsnachweise des Bundes

Da der Bund gestützt auf Artikel 45b EnG vermehrt selber Elektrizität produzieren wird, steigt die Wahrscheinlichkeit, dass er diese Elektrizität nicht immer vollständig selber verbrauchen, sondern einen gewissen Überschuss ins Netz einspeisen wird. In diesen Fällen hat der Bund die Möglichkeit, die entsprechenden HKN zu veräussern.

Art. 4a Geltungsbereich

Bst. a: Das HKN-System für Brenn- und Treibstoffe erfasst biogene Brenn- und Treibstoffe, worunter diese Verordnung flüssige oder gasförmige Brenn- und Treibstoffe, die aus Biomasse oder anderen

¹⁷ Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung)

¹⁸ Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinie 2009/125/EG und 2012/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG.

erneuerbaren Energieträgern hergestellt werden, versteht. Diese Definition von «biogen» richtet sich nach der Mineralölsteuergesetzgebung und bezieht analog dazu auch Brennstoffe mit ein (vgl. auch Art. 7 Abs. 9 des Umweltschutzgesetzes vom 7. Oktober 1983 [USG; SR 814.01]). In der Mineralölsteuergesetzgebung wird biogener Treibstoff als «Treibstoff, der aus Biomasse oder anderen erneuerbaren Energieträgern hergestellt wird» definiert (Art. 2 Abs. 3 Bst. d des Mineralölsteuergesetzes vom 21. Juni 1996 [MinöStG; SR 641.61]). Die Begriffe «biogen» und «erneuerbar» haben also die gleiche Bedeutung. Für biogene Brennstoffe besteht in der Mineralölsteuergesetzgebung keine Definition, da sie nicht der Mineralölsteuer unterliegen. Mit der Revision des CO₂-Gesetzes für die Zeit nach 2024 (BBI 2022 2652) ist vorgesehen, den Begriff «biogen» durch «erneuerbar» zu ersetzen. Im Rahmen des HKN-Systems wird Wasserstoff als biogener Treib- und Brennstoff angesehen, wenn er aus Biomasse oder anderen erneuerbaren Energieträgern hergestellt wird. Nebst dem Einsatz als Energieträger kann Wasserstoff auch als Rohstoff für die stoffliche Nutzung dienen, beispielsweise in der chemischen oder pharmazeutischen Industrie. Solange der Verwendungszweck des Wasserstoffs unbekannt ist, kann er jedoch auch als Brenn- oder Treibstoff eingesetzt werden und muss deshalb im Herkunftsnachweissystem bzw. im Register für Brenn- und Treibstoffe von den Akteuren erfasst werden. Ist ein Einsatz als Energieträger ausgeschlossen, muss das von der betreffenden Anlagebetreiberin respektive dem Importeur belegt werden.

Bst. b: In Ergänzung zum biogenen Wasserstoff unter Buchstabe a erfasst das HKN-System für Brenn- und Treibstoffe auch alle anderen Wasserstoffarten unabhängig von ihrer Herstellungsmethode und Energiequellen.

Art. 4b Pflichten

Abs. 1: Produzenten im Inland müssen die Produktionsanlagen nach deren Inbetriebnahme im schweizerischen HKN-System registrieren und darin regelmässig die produzierten Brenn- und Treibstoffe erfassen. In der vorliegenden Revision der EnV und in der neuen Departementsverordnung über den Herkunftsnachweis für Brenn- und Treibstoffe wird der Begriff «Produzenten» deckungsgleich mit dem Begriff «Herstellerbetriebe» in der Mineralölsteuergesetzgebung verwendet. Von dieser Registrierungspflicht betroffen sind alle Produktionsanlagen im Inland. Das betrifft also auch Anlagen, welche Biogas verstromen und daher bereits für den Strom, jedoch nicht für die Wärme, im Strom-HKN-System registriert sind. Ebenso sind auch solche Anlagen betroffen, die Biogas selber verbrauchen und nicht veräussern (z.B. Abwasserreinigungsanlagen). Die Erfassung der gesamten Biogasproduktion erfolgt aus zwei Gründen: Erstens kann das BFE so künftig auf das Register als Datenquelle für die Gesamtenergiestatistik zurückgreifen und somit teilweise auf eine gesonderte Erhebung verzichten, welche es heute für diese Anlagen durchführt. Zweitens kann so zukünftig die Infrastruktur des Registers dafür genutzt werden, um die Überprüfung der ökologischen Anforderungen für die Inverkehrbringung von erneuerbaren Brenn- und Treibstoffen abzuwickeln. Diese Anforderungen sind im Zuge der Revision des CO₂-Gesetzes für die Zeit nach 2024 (BBI 2022 2652) in Artikel 35d USG vorgesehen. Um den Aufwand für die Anlagen, die bereits im Strom-HKN-System registriert sind, gering zu halten, wird geprüft, ob die Registrierungsdaten automatisch übertragen werden können. Es werden keine neuen Gebühren für das Registrieren dieser Anlage erhoben. Weiter sollen Anlagen, die die HKN nicht veräussern, keine Gebühr für die Ausstellung von HKN bezahlen (Anhang 3 der Revision der Verordnung über Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich). Zudem sollen die Gas-HKN automatisch im System entwertet werden, wenn sie für die Stromproduktion eingesetzt werden.

Abs. 2: Für Importeure gilt grundsätzlich dasselbe wie für Produzenten im Inland. Sie (und nicht die ausländischen Produzenten) müssen die Produktionsanlagen, von denen sie Treib- und Brennstoffe importieren, einmalig im schweizerischen HKN-System erfassen. Anschliessend sind sie beim Import dafür verantwortlich, dass die Importmenge im HKN-System erfasst wird. Diese Daten werden in der Praxis durch das BAZG geliefert werden. Die vom BAZG gelieferten Daten werden sich auf die Einfuhrzollanmeldung stützen. Im Fall von Gemischen aus biogenen und fossilen Brenn- und Treibstoffen beziehen sich diese Pflichten auf die biogenen Anteile.

Derzeit ist in der RED II eine sogenannte Unionsdatenbank basierend auf Artikel 31a der RED II im Aufbau, um die Transparenz und Rückverfolgbarkeit von nachhaltigen Brenn- und Treibstoffen und eine Harmonisierung der Datenströme zwischen den Mitgliedstaaten und ihren Datenbanken sicherzustellen. Wenn diese Lösung der EU in Betrieb ist und ein Zugang für Drittländer möglich ist, könnten Schweizer Akteure zukünftig allenfalls über das HKN-System auch mit der Unionsdatenbank arbeiten. Massenbilanzierte Brenn- und Treibstoffe¹⁹ können jedoch auch ohne Unionsdatenbank von Anfang an im HKN-System erfasst werden und die Begleitdokumentationen der massenbilanzierten Lieferungen können im HKN-System dokumentiert werden (siehe nächster Abschnitt).

Abs. 3: Massenbilanzierte Importe von biogenen Brenn- oder Treibstoffen zeichnen sich dadurch aus, dass die Ware mit unterschiedlichen Nachhaltigkeitseigenschaften und aus verschiedenen Anlagen gemischt werden kann. Es würde deshalb einen unverhältnismässigen Aufwand darstellen, wenn in diesen Fällen alle Produktionsanlagen registriert werden müssten. In einem HKN-System ist die Herkunft der Ware zwar eine grundlegende Information, entscheidend für massenbilanzierte Importe sind jedoch vor allem die ökologischen Qualitäten der Ware, welche im massenbilanzierten System nach einem freiwilligen System gemäss Artikel 30 Absatz 4 der RED II nachgewiesen werden. Auf die Pflicht zur Registrierung der Produktionsanlagen wird für diese Fälle deshalb verzichtet.

Abs. 4: Mit dieser Bestimmung wird vermieden, dass die Gültigkeit des HKN während der Zeit der Einlagerung und bevor die Brenn- und Treibstoffe genutzt werden, abläuft (siehe auch Art. 4c Abs. 1 Bst. e).

Abs. 5: Es gelten Ausnahmen von den Pflichten zur Registrierung der Produktionsanlage und der produzierten beziehungsweise importierten Brenn- und Treibstoffe. Diese Pflichten entfallen bei der inländischen Produktion von kleinen Mengen von Wasserstoff, der nicht als Treibstoff verwendet wird, oder von biogenen Brennstoffen (*Bst. a*). Die Ausnahme gilt nicht für die inländische Produktion von biogenen Treibstoffen, da für den Vollzug der Mineralölsteuergesetzgebung jegliche Mengen (also auch sehr kleine) erfasst werden müssen. Die festgelegte Grenzmenge von 20 kg bezweckt einerseits, sehr kleine Produktionsanlagen administrativ nicht zu belasten. Andererseits sollen alle relevanten Mengen im System erfasst werden. Importeure sind in den folgenden Fällen von diesen Pflichten ausgenommen (*Bst. b*). *Erstens* wenn Treibstoffe nur als Betriebsmittel im Fahrzeugtank oder in einem Reservekanister gemäss Artikel 17 MinöStG eingeführt werden. In Analogie dazu ist *zweitens* die Einfuhr von Wasserstoff als Betriebsmittel in Brennstoffzellenfahrzeugen ausgenommen. *Drittens* kann es Situationen geben, in denen Brenn- und Treibstoffe physisch importiert werden, deren Produktionsanlage und Menge in einem ausländischen HKN-System bereits erfasst sind. In diesem Fall kann die entsprechende Menge an HKN direkt ins schweizerische HKN-System übertragen werden. Ein Beispiel wäre der Import von verflüssigtem Biogas, für welches im Exportland bereits HKN ausgestellt wurden.

Art. 4c Entwertung

Abs. 1: HKN müssen grundsätzlich dann entwertet werden, wenn der zugehörige Brenn- oder Treibstoff das «System» verlässt, indem er verbraucht, exportiert oder eingelagert wird. Das ist der Fall, wenn der Treib- oder Brennstoff an Endverbraucherinnen oder Endverbraucher oder an Tankstellen geliefert wird (*Bst. a*). Tankstellenbetreiber müssen nicht selber entwerten, sondern ihre Lieferanten führen die Entwertung durch. Wenn für eine Wasserstoffmenge HKN ausgestellt worden sind und diese Menge anschliessend als Rohstoff z.B. in der pharmazeutischen- oder chemischen Industrie verwendet wird, gilt dies als Verbrauch und führt zur Entwertung der entsprechenden HKN. Bei Eigenverbrauch müssen ebenfalls HKN entwertet werden (*Bst. b*). Beispiele sind der Verbrauch von Treibstoff vor Ort oder die Umwandlung in Wärme, welche vor Ort verbraucht wird. Auch bei einer Um-

¹⁹ Eine Massenbilanz gemäss RED II erlaubt, Lieferungen von biogenen Roh- oder Treibstoffen mit unterschiedlichen Nachhaltigkeitseigenschaften zu mischen. Dabei hat die Summe sämtlicher Lieferungen, die dem Gemisch entnommen werden, dieselben Nachhaltigkeitseigenschaften in denselben Mengen wie die Summe sämtlicher Lieferungen, die dem Gemisch zugefügt werden.

wandlung in einen anderen Energieträger müssen HKN entwertet werden (*Bst. c*), was z.B. bei Verstromung oder Umwandlung in Wärme, welche nicht vor Ort verbraucht wird, der Fall ist. Bei allen Entwertungen betreffend Abgabe von biogenen Gasen als Treibstoff oder als Brennstoff müssen auch die verbrauchten Mengen in Kilogrammen angegeben werden. Wird ein Brenn- oder Treibstoff ins Ausland exportiert, muss sichergestellt werden, dass die zugehörigen HKN entweder mittransferiert oder entwertet werden (*Bst. d*). Damit kann ausgeschlossen werden, dass der HKN des exportierten Brenn- oder Treibstoffs für ein schweizerisches klima- oder energiepolitisches Instrument verwendet wird. Aktuell werden schweizerische Strom-HKN in der EU nicht akzeptiert, weshalb sie beim Export der Energiemenge nicht transferiert, sondern entwertet werden müssen. Wird ein flüssiger Brenn- oder Treibstoff mindestens zwölf Monate physisch in einem Pflichtlager an Lager genommen, müssen die zugehörigen HKN entwertet werden (*Bst. e*). Bei der Auslagerung des Brenn- oder Treibstoffs aus dem Lager werden dann auf Basis des entwerteten HKN neue HKN ausgestellt (siehe Art. 4b Abs. 4). So wird vermieden, dass die Gültigkeit des HKN während der Zeit der Einlagerung abläuft. In der Praxis gibt es momentan keine anderen Fälle, in denen Brenn- oder Treibstoffe vor der Zuführung zum Verbrauch für mehr als zwölf Monate physisch eingelagert werden. Bei der Entwertung muss der Verwendungszweck angegeben werden.

Ebenfalls müssen Erdgaslieferanten und -verkäufer basierend auf Artikel 45e Absatz 3 MinöStV die als Treibstoff an einer Tankstelle abgegebenen Mengen quartalsweise dem Register melden. Da Erdgas nicht mittels HKN erfasst wird, führt das nicht zu einer Ausstellung bzw. Entwertung von HKN. Die rechtliche Basis für diese Meldung bildet die MinöStV.

Abs. 2: Die Eigentümer der HKN nehmen die Entwertung in der Datenbank der Vollzugsstelle einmal im Monat vor. Bei Abgabe als Treib- oder als Brennstoff von biogenen Gasen muss die Entwertung bis am 25. Tag des Folgemonats geschehen.

Art. 5 Abs. 1 Bst. a, b und e

Die technischen Anforderungen an die HKN für Brenn- und Treibstoffe sowie die verschiedenen Verfahren (z.B. Erfassung der Anlage, Ausstellung des HKN usw.) regelt das UVEK in einer neuen Departementsverordnung über den Herkunftsnachweis für Brenn- und Treibstoffe.

Art. 7b

Gemäss Artikel 10 Absatz 1 EnG bezeichnen die Kantone Eignungsgebiete. Dabei müssen sie die Interessen des Landschafts- und Biotopschutzes und der Walderhaltung sowie die Interessen der Landwirtschaft (Kulturlandschutz und Schutz der Fruchtfolgefleichen) berücksichtigen (Art. 10 Abs. 1^{ter} EnG). Solar- und Windenergieanlagen von nationalem Interesse, die sich nicht in Objekten nach Artikel 5 des Bundesgesetzes vom 1. Juli 1966 über den Natur- und Heimatschutz (NHG; SR 451) befinden, geniessen in diesen Eignungsgebieten Vorteile (vgl. Art. 9a Abs. 4 StromVG). Als Folge dieser Vorteile konzentrieren sich die Planung und Umsetzung von Windenergieanlagen und von grossflächigen Solaranlagen auf die Eignungsgebiete. Dadurch werden die Landschaft und die Lebensräume ausserhalb der Eignungsgebiete geschont.

Aufgrund dieser Vorteile gewinnen die Eignungsgebiete und insbesondere die zu ihrer Ermittlung führende Interessenabwägung stark an Bedeutung. Aus diesem Grund ist es wichtig, bereits auf Richtplanstufe die relevanten Anliegen zu kennen und stufengerecht zu berücksichtigen. Deshalb werden in den Ausführungsvorschriften die entsprechenden Anforderungen an die Planung von Eignungsgebieten präzisiert.

Zur Bestimmung von Eignungsgebieten werden innerhalb von sogenannten Potenzialgebieten Perimeter für mögliche Standorte ermittelt. Diese werden anhand einer ersten Interessenabwägung stufengerecht bzw. grob auf die Realisierbarkeit von Anlagen hin beurteilt.²⁰

²⁰ Christoph Jäger/Andrea Schläppi, Raumplanungsrechtliche Pflichten aus Art. 10 EnG, Rechtsgutachten für das ARE, Bern 2020, N 46 und 54. Potenzialgebiete werden dabei als Gebiete verstanden, die sich aus technischer Sicht für die Produktion

Bei der Interessenabwägung müssen die Kantone unter anderem berücksichtigen, dass der Ausbau erneuerbarer Energie mit bestimmten Ausbauzielen vorgesehen ist und dass der Nutzung erneuerbarer Energie und ihrem Ausbau ein nationales Interesse zukommt.²¹ Diesem Nutzungsinteresse sind die weiteren Interessen, insbesondere die Schutzinteressen, gegenüberzustellen. Das Parlament hat im neuen Artikel 10 Absatz 1^{ter} EnG einige dieser Interessen explizit angeführt. Auch wenn die Bestimmung verschiedene Interessen explizit aufzählt, so geht doch aus den parlamentarischen Beratungen hervor, dass der Gesetzgeber nur die ihm besonders wichtig erscheinenden Interessen aufgezählt hat. In Artikel 7b wird die Aufzählung in nicht abschliessender Weise erweitert, um klarzustellen, dass alle auf Richtplanstufe (und damit für die Erleichterungen nach Art. 9a Abs. 4 StromVG) relevanten Interessen berücksichtigt werden müssen.

Dass die Kantone im Hinblick auf die Festlegung von Eignungsgebieten Grundlagen erarbeiten müssen, wird bereits in Artikel 6 Absatz 2 Buchstabe b^{bis} des Raumplanungsgesetzes vom 22. Juni 1979 (RPG; SR 700) festgehalten. Angesichts der Erwartungen des Parlaments an hinreichende Erhebungen und eine ausgewogene Interessenabwägung präzisiert Artikel 7b jedoch, dass die Festlegung von Eignungsgebieten auf Grundlagen beruhen muss, die eine (stufengerechte) Berücksichtigung aller relevanten Interessen erlaubt. Insbesondere in den bei solchen Anlagen häufig umstrittenen Bereichen Naturschutz (einschliesslich des Artenschutzes) und Landschaftsschutz müssen gute Grundlagen und Erhebungen für die notwendige Interessenabwägung vorliegen. Solche Grundlagen und Erhebungen müssen nicht in jedem Fall neu erarbeitet werden; wenn bereits vorhandene Grundlagen den Anforderungen genügen, kann der Kanton bei der Festlegung der Eignungsgebiete darauf abstellen.

Auch wenn der Gesetzgeber in Artikel 10 Absatz 1^{ter} EnG nunmehr einzelne Interessen explizit benennt, die bei der Festlegung von Eignungsgebieten zu berücksichtigen sind, ergeben sich hieraus keine grundsätzlich neuen Anforderungen an solche Planungen. Schon bisher galt, dass bei der Festlegung von Eignungsgebieten nach Artikel 10 Absatz 1 EnG²² eine umfassende und stufengerechte Interessenabwägung vorzunehmen ist. Dafür sind die relevanten Belange aufgrund hinreichend detaillierter Grundlagen zu ermitteln.

Ob diese Anforderungen erfüllt sind, hat der Bund bereits vor der neusten EnG-Revision jeweils im Rahmen der Genehmigung der betreffenden Eignungsgebiete (sowohl für die Windenergie als auch für die Wasserkraft) im Richtplan geprüft. Die Anforderungen an den Richtplaninhalt und die Interessenabwägung wurden dabei jeweils relativ hoch angesetzt, sollten doch die Eignungsgebiete gleichzeitig auch den Anforderungen von Artikel 8 Absatz 2 RPG genügen und damit ein zweites Richtplanverfahren für die konkreten Anlagenstandorte unnötig machen. Es ist daher gerechtfertigt, dass die Erleichterungen nach Artikel 9a Absatz 4 StromVG auch für Windenergieanlagen von nationalem Interesse nach Artikel 12 EnG gelten können, die in einem bereits genehmigten Eignungsgebiet für die Nutzung der Windkraft vorgesehen sind. Voraussetzung ist, dass die Eignungsgebiete in der Richtplankarte mit Koordinationsstand Festsetzung ausgewiesen sind und dass die Interessenabwägung nachvollziehbar in den Erläuterungen dargelegt wird. Dort beziehungsweise im Richtplan selber sind zudem die erforderlichen Vorgaben für die nachfolgende Nutzungsplanung festzuhalten.

Das Festlegen von Eignungsgebieten hat sowohl für den Natur- und Landschaftsschutz als auch für die Produktion wesentliche Vorteile. Für Projektanten steigt die Wahrscheinlichkeit, eine Baubewilligung zu erhalten. Sie haben deshalb einen Anreiz, in Eignungsgebieten zu planen. Aus der entsprechenden räumlichen Konzentration grosser Anlagen dürfte wiederum eine Entlastung für die übrigen Gebiete resultieren. So profitieren auch der Natur- und Landschaftsschutz. Im Übrigen können die Kantone auch Gebiete und Gewässerstrecken ausscheiden, die grundsätzlich freizuhalten sind.

von Elektrizität aus erneuerbaren Energien eignen (bspw. hinreichende Windstärke; bei der Solarenergie ist die klare Abgrenzung von Potenzialgebieten schwieriger). Bei der Ausscheidung konkreter Eignungsgebiete wird auch zu prüfen sein, wie die Solarenergie im entsprechenden Gebiet genutzt werden soll, ob also ein Gebiet für die Nutzung von Solarthermie oder für Photovoltaik als geeignet erachtet wird.

²¹ Jäger/Schläppi, N 45.

²² Nach bisherigem Recht wurden Eignungsgebiete für Wasserkraft und Windenergie ausgeschieden. Hinzu kommen neu Eignungsgebiete für die Solarenergie.

Art. 9a Solaranlagen von nationalem Interesse

Gemäss Artikel 12 Absatz 4 EnG hat der Bundesrat neu auch für Solaranlagen die erforderliche Grösse und Bedeutung festzulegen. Der Begriff der «Solaranlage» umfasst sowohl Photovoltaikanlagen, die Elektrizität erzeugen, als auch Solarthermieanlagen, die Wärme produzieren. Diese Bestimmung ist somit technologieneutral.

Der Bundesrat geht davon aus, dass die Module von Solaranlagen in der für das Erreichen des nationalen Interesses erforderlichen Grössenordnung (vgl. Abs. 2 und 3) nicht immer lückenlos installiert werden können bzw. eine lückenlose Installation nicht sinnvoll wäre. Der Grund dafür ist, dass die Gebiete, in denen solche Anlagen in Frage kommen, typischerweise natürliche Hindernisse (z.B. Gräben, Steilwände, Wälder, Biotopzone inklusive Pufferzonen usw.) oder bestehende Infrastrukturen (Strassen, Skilifte, Gebäude, bestehende Stromleitungen usw.) aufweisen. *Absatz 1* sieht deshalb vor, dass für die Beurteilung des nationalen Interesses einer Solaranlage die Modulfelder massgebend sind, die in einer geringen Distanz zueinander stehen. Die Modulfelder müssen in jedem Fall in einer nahen räumlichen Anordnung stehen und allfällige Lücken zwischen den Modulfeldern sind überdies nur dann zulässig, wenn diese Lücken sachlich gerechtfertigt sind, sprich die Lücken müssen durch die oben erwähnten Umstände bedingt sein. Mit diesen beiden Vorgaben wird klargestellt, dass nur dann mehrere Modulfelder zusammen betrachtet werden können, wenn trotz der Lücken der Charakter einer Anlage nicht verloren geht und dass es nicht zulässig ist, weit verteilte Modulfelder nur aus dem Grund zusammenzufassen, damit das nationale Interesse erreicht wird.

Die *Absätze 2 und 3* legen die Schwellenwerte für das Erreichen des nationalen Interesses von Solaranlagen fest. Um dem hohen Interesse an der Strom- bzw. Wärmeproduktion im Winter Rechnung zu tragen, wird als Bemessungskriterium die Produktion im Winterhalbjahr (Oktober bis März) zu Grunde gelegt.

Für neue Anlagen liegt der Schwellenwert bei einer mittleren erwarteten Produktion von 5 GWh im Winterhalbjahr (*Abs. 2*). Dies entspricht einer Jahresproduktion von 10 bis 12 GWh in den Alpen und einer Jahresproduktion von 15 bis 17 GWh im Mittelland. Für Solarthermie gilt ebenfalls der Wert von 5 GWh Winterproduktion (thermische Energie). Dies entspricht einem Flächenbedarf von 5 bis 8 Hektaren und einem Jahresertrag von 15 bis 20 GWh. Erneuerte Anlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie nach der Erneuerung den Schwellenwert für eine Neuanlage erreichen. Eine Erneuerung liegt dann vor, wenn die bestehenden Module am Ende ihrer Nutzungsdauer durch neue ersetzt werden.

Werden zusätzliche Module installiert, liegt eine Erweiterung der Anlage vor. Eine solche ist dann im nationalen Interesse, wenn durch sie eine Produktionssteigerung von mindestens 20 Prozent oder 2.5 GWh erzielt wird (*Abs. 3*). Dies trägt dem Umstand Rechnung, dass jede Erweiterung, d.h. jede Vergrösserung, mit einem zusätzlichen technischen Eingriff in die Natur verbunden ist und sich das nationale Interesse in solchen Fällen nur bei einem substantiellen Ausbau der Solaranlage rechtfertigt.

Art. 9a^{bis} Vorhaben in einem Inventar von Objekten von nationaler Bedeutung

Die Vornahme von Schutz-, Wiederherstellungs-, Ersatz- oder Ausgleichsmassnahmen soll die Regel bleiben (AB 2023 N 423). Artikel 9a^{bis} präzisiert den Ausnahmecharakter der neuen gesetzlichen Bestimmung in Artikel 12 Absatz 3^{bis} EnG. Es ist davon auszugehen, dass für Schutz- und Wiederherstellungsmassnahmen i.d.R. Raum besteht und ein gänzlicher Verzicht nicht notwendig ist. Ein Verzicht auf eine Ersatzmassnahme ist nur dann angezeigt, wenn eine solche im Rahmen des Vorhabens nicht adäquat vorgenommen werden kann oder kein Raum für eine solche besteht. Die Ausgleichsmassnahmen betreffen ausschliesslich die Speicherwasserkraftwerke gemäss Anhang 2 StromVG. Diese

Ausgleichsmassnahmen sind nicht auf den Standort des Vorhabens beschränkt (vgl. Art. 9a^{quater} Abs. 2), weshalb für diese ein Verzicht i.d.R. ebenfalls nicht notwendig sein sollte.

2a. Abschnitt Zubau für die Stromproduktion im Winter

Art. 9a^{ter} Speicherwasserkraftwerke für den Zubau für die Stromproduktion im Winter

Im Umkehrschluss aus Artikel 9a Absatz 3 Buchstabe a StromVG, ergibt sich, dass dann keine Planungspflicht besteht, wenn ein Kraftwerk nicht an einem neuen Standort geplant ist, sondern lediglich beispielsweise eine Erhöhung der Staumauer vorgesehen ist. Die für solche Projekte teilweise notwendigen Infrastrukturen, wie z.B. Erschliessungsstrassen oder deren Verlegung, werden im Anhang 2 des StromVG bei den entsprechenden Ausbauprojekten zum Teil explizit aufgeführt und damit von der Planungspflicht ausgenommen. Diese Aufzählung in Anhang 2 StromVG kann jedoch unvollständig sein. Mit Artikel 9a wird deshalb klargestellt, dass auch im Anhang 2 nicht aufgeführte Infrastrukturen, die mit dem Kraftwerksausbau in Zusammenhang stehen, von der Planungspflicht ausgenommen sind, damit die Umsetzung eines vom Gesetzgeber in Anhang 2 des StromVG vorgesehenen Projekts nicht daran scheitert.

Art. 9a^{quater} Ausgleichsmassnahmen

Gemäss der Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft vom 13. Dezember 2021 soll durch die zusätzlichen Ausgleichsmassnahmen zum Schutz von Biodiversität und Landschaft, die neu in Artikel 9a Absatz 3 Buchstabe e StromVG vorgesehen sind, ein *«möglichst grosser Mehrwert der Biodiversität und der Landschaft erbracht werden und allfällige, nicht durch Ersatzmassnahmen gedeckte, kumulative ökologische und landschaftliche Schäden ausgeglichen werden. Sie sollen zusätzlich zu den gemäss dem Gewässerschutzgesetz vom 24. Januar 1991 (GSchG; SR 814.20) und dem Bundesgesetz vom 1. Juli 1966 über den Natur- und Heimatschutz (NHG; SR 451) notwendigen Massnahmen (wie z.B. Revitalisierungen, Ersatzmassnahmen nach NHG, angemessene Restwassermengen, Sanierung Wasserkraft) zusammen mit der Konzessionserteilung resp. Bewilligung für die Nutzung festgelegt werden. Diese zusätzlichen Ausgleichsmassnahmen sollen dabei Gegenstand von projektspezifischen Verhandlungen zwischen betroffenen Kantonen, Betreibern und Umweltverbänden sein»*.²³

Die Naturschutzgesetzgebung kennt den Begriff der Ausgleichsmassnahmen nicht. Es handelt sich somit um neue Massnahmen, die über die bisher bestehenden gesetzlichen Vorschriften hinausgehen und ausschliesslich in Verbindung mit den in Artikel 9a Absatz 3 StromVG namentlich angeführten Projekten zu sehen sind. Absatz 1 hält diese neu eingeführte Pflicht fest. Die Massnahmen sollen darauf abzielen, allfällige kumulative ökologische und landschaftliche Schäden auszugleichen.

Die Ausgleichsmassnahmen betreffen raumplanerische Aspekte bzw. die Schnittstellen zwischen dem Ausbau der Energieproduktion aus erneuerbaren Energien und dem Schutz insbesondere von Umwelt und Biodiversität. Deshalb passen die Ausführungsbestimmungen zu den Ausgleichsmassnahmen besser in die EnV (als in die StromVV). Artikel 9a^{quater} präzisiert die Kriterien, anhand welcher die Ausgleichsmassnahmen festzulegen sind.

Der Nutzen einer Ausgleichsmassnahme, die zu einer ökologischen oder landschaftlichen Aufwertung eines Perimeters führt, kann beispielsweise anhand der Fläche oder des Gewässerabschnitts beurteilt werden, auf der oder auf dem die Massnahme ihre Wirkung entfalten soll. Das Potenzial für die Biodiversität und die Landschaft kann anhand des im Perimeter potenziell realisierbaren ökologischen oder landschaftlichen Mehrwerts beurteilt werden. Weiter lässt sich der Nutzen der Ausgleichsmassnahme danach beurteilen, wie stark eine aufgrund eines bestehenden Eingriffs vorliegende Beeinträchtigung durch die Massnahme reduziert werden kann, indem man den heutigen Zustand mit dem zukünftigen Zustand nach Umsetzung der Massnahme vergleicht.

²³ vgl. Ziffer 3 der Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft

Im Gegensatz zu den bekannten Ersatzmassnahmen der Naturschutzgesetzgebung besteht für die Ausgleichsmassnahmen eine grössere Flexibilität in Bezug auf die räumlichen, instrumentellen und funktionalen Möglichkeiten und Anforderungen (*Abs. 2*). In erster Linie wird bei Ausgleichsmassnahmen an Aufwertungen der Biodiversität und der Landschaft durch die Betreiber der Speicherwasserkraftwerke gedacht. Diese müssen örtlich jedoch nicht auf die Anlage beschränkt werden, sondern können auch in einem anderen Gebiet umgesetzt werden. Neben Aufwertungen können auch Unterschutzstellungen vorgenommen werden. Diese sind durch die Behörden zu planen und können auch andere Lebensraumtypen umfassen als diejenigen, die durch das Projekt betroffen sind. Ein Beispiel für Unterschutzstellungen ist das im Kanton Uri im Schutz- und Nutzungskonzept Erneuerbare Energien an die Konzession gekoppelte Schutzreglement.

Die Ausgleichsmassnahmen müssen die Anforderungen des Verhältnismässigkeitsprinzips erfüllen. Das betrifft insbesondere auch die Kosten der Ausgleichsmassnahmen. Die Kosten umfassen sowohl direkte für die Behörden oder den Anlagenbetreiber entstandene Kosten als auch indirekte Kosten wie beispielsweise ein entgangener Gewinn oder nicht realisierte Wasserzinsen durch die Reduktion des Energieproduktionspotenzials. Insgesamt sollen die direkten und indirekten Kosten der Ausgleichsmassnahmen in einem angemessenen Verhältnis zum volkswirtschaftlichen Nutzen und zum Eingriff des Energieprojekts in Biodiversität und Landschaft stehen (*Abs. 3*), d.h. je grösser der volkswirtschaftliche Nutzen oder der Eingriff des Projektes in die Umwelt ist, desto grösser muss der Nutzen der Ausgleichsmassnahmen sein

Art. 10 Abs. 3

Die Kosten und die Vergütung für notwendige Netzverstärkungen werden neu in Artikel 13e und 13f StromVV geregelt, der letzte Satz von Absatz 3 von Artikel 10 wird daher gelöscht.

Art. 12 Abs. 1 und 1^{bis}

Der vierteljährlich gemittelte Marktpreis gemäss Artikel 15 EnG entspricht dem gemittelten Marktpreis gemäss Artikel 23 EnG im Einspeisevergütungssystem (*Abs. 1*). Es liegen keine Gründe vor, diese beiden gemittelten Marktpreise unterschiedlich herzuleiten.

Absatz 1^{bis} legt die Höhe der gesetzlich vorgesehenen Minimalvergütungen fest (vgl. für die Herleitung der Vergütungshöhen oben Ziff. 2.3). Die Minimalvergütung soll sicherstellen, dass Anlagenbetreiber bei Verwerfungen am Markt, die die gemittelten Marktpreise sehr tief absacken lassen, ihre Anlage trotzdem amortisieren können. Da die mit erneuerbaren Energien Elektrizität produzierenden Anlagen in aller Regel eine Förderung in Anspruch nehmen und zumindest teilweise auch Eigenverbrauch machen können, fallen die Minimalvergütungen für Photovoltaikanlagen sehr tief aus, wenn sie denn überhaupt notwendig sind. Insbesondere für den Fall der Anlagen ab 30 kW und mit Eigenverbrauch auch ohne Minimalvergütung ist eine Amortisation deutlich unter der Lebensdauer möglich.

Bei der Kleinstwasserkraft sind von der Minimalvergütung vor allem bisher nicht mittels Einspeisevergütungen und Mehrkostenfinanzierung geförderte Anlagen betroffen, weshalb die Minimalvergütung hier höher liegt. Es handelt sich momentan um eine kleine Energiemenge, wobei teilweise die Verteilnetzbetreiber selbst Anlagenbetreiber sind. Ab 2035 würden auch Anlagen, die heute in der Mehrkostenfinanzierung sind, darunterfallen.

Art. 14 Abs. 3

Durch die Nutzung der Anschlussleitung und des jeweiligen Netzanschlusspunktes (in den Branchendokumenten auch Verknüpfungspunkt genannt) wird es insbesondere auch Grundeigentümerinnen und Grundeigentümern von bereits bestehenden Gebäuden ermöglicht, untereinander und ohne zusätzliche Leitungsverlegung einen ZEV zu bilden, sofern sich dieser auf einer Spannungsebene unter 1 kV befindet (Niederspannungsebene). Damit dies gewährleistet ist, umfasst die Nutzung sowohl den

Netzanschlusspunkt als solchen (Abgangsklemme der Niederspannungsverteilung in der Transformatorstation, die Abgangsklemmen in der Verteilkabine oder die Abzweigklemmen auf Frei- oder Kabelleitungen) als auch die Sammelschienen und Schutzeinrichtungen in einer Verteilkabine oder ähnliche Verteilnetzelemente, die an der gleichen Sammelschiene des Transformators liegen.

Art. 16 Teilnahme von Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen sowie Pächtern am Zusammenschluss

Zur besseren Übersicht werden die bisher in Artikel 16 aufgeführten Regelungen bezüglich der Abrechnung der Elektrizitätslieferung bei Teilnahme von Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern am Zusammenschluss in die beiden neuen Artikel 16a und 16b ausgelagert. Artikel 16 umfasst somit nur noch die unverändert übernommenen ehemaligen *Absätze 4 bis 7*.

Art. 16a Abrechnung der externen Kosten

Artikel 16a regelt die Abrechnung der externen Kosten. Als externe Kosten gelten nach *Absatz 1* wie bisher alle Kosten, welche für die extern bezogene Elektrizität und die Messung des Zusammenschlusses vom Energieversorger respektive vom Verteilnetzbetreiber in Rechnung gestellt werden (*Bst. a*). Umfasst der Zusammenschluss mehrere durch den Netzbetreiber betriebene Messpunkte, so zählen diese alle zu den externen Kosten. *Buchstabe b* regelt den Umgang mit den Kosten, die in sehr grossen ZEV für ein Netz für die ZEV-interne Stromverteilung anfallen können (vgl. oben Ziff. 2.2). Da ein solches Netz sowohl der Verteilung der extern bezogenen wie auch der intern produzierten und bezogenen Elektrizität dient, sollen dessen Kosten auch anteilmässig, das heisst entsprechend der jeweiligen bezogenen Strommengen, den externen respektive internen Kosten angelastet werden können. Ein Netz für die ZEV-interne Stromverteilung ist dabei klar zu unterscheiden von der Infrastruktur zur Elektrizitätsverteilung innerhalb eines Gebäudes (Niederspannungs-Installation). Für die Sicherheit und die Vermeidung von Störungen bei Letzterer bleibt, unabhängig von der Kostenverteilung, die Eigentümerin bzw. der Eigentümer alleine verantwortlich (vgl. Art. 20 des Elektrizitätsgesetzes vom 24. Juni 1902 [EleG; SR 734.0] bzw. Art. 5 Abs. 1 der Niederspannungs-Installationsverordnung vom 7. November 2001 [NIV; SR 734.27]). Grenzstelle sind typischerweise die Eingangsklemmen am Anschlussüberstromunterbrecher.

Die Kosten sind den Mieterinnen und Mietern bzw. Pächterinnen und Pächtern wie bisher verbrauchsabhängig in Rechnung zu stellen (*Abs. 2*).

Die externen Kosten werden, sofern sie Kosten für ein Netz für die interne Stromverteilung umfassen (*Abs. 1 Bst. b*), gemäss *Absatz 3* neu ebenfalls gedeckelt: Sie dürfen für eine Teilnehmerin bzw. einen Teilnehmer des ZEV, bezogen auf die entsprechende Menge an extern bezogener Elektrizität, nicht höher sein, als wenn sie oder er nicht am ZEV teilnehmen würde. Für Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer dürfte das in aller Regel kein Problem darstellen, weil der ZEV aufgrund seiner Grösse regelmässig in einer anderen Kundengruppe sein dürfte, als es die einzelne Teilnehmerin bzw. der einzelne Teilnehmer wäre, und entsprechend von tieferen Netzkosten profitiert. Zudem steht es Grundeigentümerinnen und Grundeigentümern offen, die Kosten für ein Netz für die interne Stromverteilung wie bisher (d.h. vor der Änderung von Art. 17 Abs. 4 EnG) in den Baukosten bzw. der Miete geltend zu machen. Es versteht sich von selbst, dass in diesem Fall die Kosten nicht zusätzlich über den Strompreis weiterverrechnet werden dürfen.

Art. 16b Abrechnung der internen Kosten

Neben den externen Kosten nach Artikel 16a fallen in einem Zusammenschluss auch interne Kosten an.

Absatz 1 führt auf, welche Kosten als interne Kosten gelten. Wie bisher gehören zu den internen Kosten die Kosten für die intern produzierte Energie (*Bst. a*) und die Kosten für die interne (private) Messung, die Datenbereitstellung und die Abrechnung des Zusammenschlusses (*Bst. b*). Es versteht sich

von selbst, dass die Kosten für die Messung nur dann als interne Kosten in Rechnung gestellt werden dürfen, wenn es sich um (private) Messungen innerhalb des ZEV handelt. Messkosten für die Messung des ZEV selbst, auch wenn dieser aus mehreren Messpunkten besteht, gehören zu den externen Kosten nach Artikel 16a. Neu kommt analog zu Artikel 16a Absatz 1 Buchstabe b hinzu, dass Kosten für ein allfälliges Netz für die interne Stromverteilung in einem grossen ZEV in dem Umfang, in dem das Netz der Verteilung der intern produzierten und verbrauchten Elektrizität dient, ebenfalls als interne Kosten gelten können (*Bst. c*); wie bisher können diese Kosten auch über die Miete abgerechnet werden.

Absatz 2 übernimmt, redaktionell leicht angepasst, den bisherigen Regelungsgehalt bezüglich der pauschalen Abrechnung der internen Kosten. Den Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächter darf als interne Kosten somit maximal 80 Prozent des Betrages in Rechnung gestellt werden, der im Falle einer Nichtteilnahme am Zusammenschluss beim Bezug des externen Standardstromprodukts für die entsprechende Strommenge zu entrichten wäre. Allfällige Kosten nach Absatz 1 Buchstabe c (anteilmässige Kosten für ein Netz zur internen Stromverteilung) sind in der Pauschale von 80 Prozent enthalten.

Alternativ ist es den Grundeigentümerinnen und Grundeigentümern nach *Absatz 3* auch freigestellt, den Teilnehmenden des Zusammenschlusses wie bisher die effektiv angefallenen internen Kosten in Rechnung zu stellen, wobei die Erlöse aus der Einspeisung zu berücksichtigen sind (*Bst. a*). Als Obergrenze gelten wie bisher die Kosten, die den einzelnen Teilnehmenden beim Bezug der entsprechenden Menge Elektrizität anfallen würden, wenn sie nicht Teil des Zusammenschlusses wären. Der Deckel für die internen Kosten gilt unverändert auch dann, wenn diese anteilmässige Kosten für ein Netz für die interne Stromverteilung enthalten. Sofern die internen Kosten (inkl. allfälliger Kosten nach Abs. 1 Bst. c) tiefer sind als die Kosten, die den einzelnen Mieterinnen und Mietern und Pächterinnen und Pächtern im Falle einer Nichtteilnahme am Zusammenschluss beim Bezug der entsprechenden Menge Elektrizität anfallen würden, so darf die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer wie bisher zusätzlich zu den internen Kosten höchstens die Hälfte der erzielten Einsparung in Rechnung stellen (*Bst. b*).

Art. 18 Abs. 5 und 6

Analog zur Regelung für lokale Energiegemeinschaften teilen Netzbetreiber den Grundeigentümerinnen und Grundeigentümern innert 14 Tagen die für die Bildung eines ZEV notwendigen Informationen mit (*Abs. 5*). Dazu gehört beispielsweise, dass sie die Netztopologie, die Netzanschlussituation und die betroffenen Endverbraucher, Erzeugungsanlagen und Speicher bekanntgeben.

Die Gründung eines ZEV soll nicht daran scheitern, dass eine Endverbraucherin bzw. ein Endverbraucher nicht am ZEV teilnehmen will (*Art. 17 Abs. 3 erster Satz EnG*). Aus diesem Grund sind die Netzbetreiber gehalten, diese Endverbraucherinnen bzw. -verbraucher weiterhin zu beliefern und dem ZEV die Daten zur Verfügung zu stellen, die für dessen interne Abrechnung nach Artikel 16a und 16b notwendig sind (*Abs. 6*). Dies betrifft typischerweise Mehrfamilienhäuser, in welchen bei Nichtteilnahme von einzelnen Endverbraucherinnen oder Endverbrauchern bisher unter Umständen aufwändige separate Verkabelungen erforderlich waren, welche die Realisierung eines ZEV unattraktiv machten.

Art. 20a Schweizweite Programme

Mit Artikel 20a setzt der Bundesrat die in Artikel 32 Absatz 2 EnG neu vorgesehenen schweizweiten Programme um.

Gemäss Artikel 20a Absatz 1 sollen solche Programme für Massnahmen durchgeführt werden, für welche noch vorhandenes Einsparpotenzial durch die bestehenden wettbewerblichen Verfahren nach Artikel 32 Absatz 1 EnG nicht ausreichend erschlossen wird. Mit den schweizweiten Programmen werden somit Förderlücken in den «klassischen» wettbewerblichen Ausschreibungen gezielt mit schweiz-

weiten Programmen geschlossen. Eine weitere Anforderung an die in den neuen schweizweiten Programmen enthaltenen Massnahmen ist, dass es sich um Massnahmen handelt, die in identischer oder sehr ähnlicher Form in einer Vielzahl von Haushalten oder Unternehmen umgesetzt werden können und dadurch die Einsparwirkung mit einer standardisierten einfachen Berechnungsformel (Wirkungsmodell) berechnet werden kann. Durch das standardisierte Wirkungsmodell können die Massnahmen mit nur wenigen und einfach erhebbaren technischen Angaben von den betroffenen Haushalten, Unternehmen bzw. Dritten (z.B. Energieberater) im Programm angemeldet werden. Dadurch sollen die Eintrittshürden für die Umsetzung eines solchen Programms tief, das Einsparpotential hoch und der Vollzugsaufwand in einem angemessenen Rahmen gehalten werden. Ein Beispiel für eine mögliche Massnahme, die im Rahmen von schweizweiten Programmen gefördert werden könnte, ist der Ersatz von Umwälzpumpen in Unternehmen und Haushalten.

Die schweizweiten Programme kommen gemäss Absatz 1 Buchstabe a insbesondere auch für solche Massnahmen zum Zug, die sich in den wettbewerblichen Ausschreibungen aufgrund der höheren Kostenwirksamkeit nicht durchsetzen können. Schweizweite Programme dürften daher in der Regel eine schlechtere Kostenwirksamkeit haben als Programme in den herkömmlichen wettbewerblichen Ausschreibungen. Gemäss Artikel 20a Absatz 2 soll sich die Kostenwirksamkeit (inklusive Vollzugsaufwand) der neuen schweizweiten Programme an der Kostenwirksamkeit (inklusive Vollzugsaufwand) der wettbewerblichen Ausschreibungen gemäss Artikel 32 Absatz 1 EnG orientieren. Damit gibt der Verordnungsgeber vor, dass die Kostenwirksamkeit nicht beliebig tief sein kann, sondern namentlich durch eine standardisierte Umsetzung und eine mengenmässig angemessene Skalierung möglichst positiv ausgestaltet werden muss.

Art. 22 Abs. 1 Einleitungssatz

Der Einleitungssatz wird um die schweizweiten Programme ergänzt.

Art. 36 Abs. 1

Der Ausdruck «Richtwerte» wird ersetzt durch «Zielwerte», wie das EnG dies in Artikel 2 und 3 vorgibt.

Art. 36a Tresoreriedarlehen

Gemäss Artikel 37a EnG kann die Eidgenössische Finanzverwaltung (EFV) dem Netzzuschlagsfonds Tresoreriedarlehen von höchstens dem Zweifachen einer über fünf Jahre gemittelten Jahreseinnahme aus dem Netzzuschlag gewähren, um Finanzierungsspitzen zu überbrücken. Da diese Bevorschussung mit liquiden Mitteln nicht der Schuldenbremse unterliegt, ist das jeweilige Tresoreriedarlehen innerhalb von sieben Jahren aus den Erträgen des Netzzuschlags zurückzuzahlen (Art. 37a Abs. 3 EnG). Zudem sind die Darlehen zu einem marktüblichen Zins zu verzinsen (Art. 37a Abs. 4 EnG).

Artikel 36a hält fest, dass das BFE und die EFV die Einzelheiten zur Darlehensgewährung bzw. -rückzahlung einvernehmlich regeln.

Art. 51a Zielvorgabe

Absatz 1 legt fest, dass Elektrizitätslieferanten pro Kalenderjahr Stromeinsparungen durch Effizienzsteigerungen im Umfang von 2 Prozent ihres Referenzstromabsatzes erreichen müssen. Der Referenzstromabsatz ist definiert als Durchschnittswert des Stromabsatzes der drei letzten gemeldeten Kalenderjahre. Die Absatzmengen pro Kalenderjahr müssen dabei jährlich dem BFE rapportiert werden (siehe Art. 51f). Elektrizitätslieferanten mit einem Referenzstromabsatz von weniger als 10 GWh pro Jahr sind von den Zielvorgaben befreit. Bei diesen Elektrizitätslieferanten wäre der Aufwand für die Festlegung eines Effizienzziels und für die Bearbeitung der Nachweise im Verhältnis zu den erzielten Einsparungen unverhältnismässig hoch. Es sind keine Angaben über die Anzahl der betroffenen Elektrizitätslieferanten verfügbar. Das BFE geht aufgrund der kleinräumigen Versorgungsstruktur in

der Schweiz von insgesamt rund 350 bis 400 Elektrizitätslieferanten aus, die mit einer Absatzgrenze von 10 GWh zukünftig eine Zielvorgabe für die Einsparungen erhalten. Die Elektrizitätslieferanten mit Zielvorgaben dürften aber über 95 Prozent des Stromverbrauchs in der Schweiz abdecken.

Zur Bestimmung des Referenzstromabsatzes und somit der Zielvorgabe werden die Stromlieferungen an Endverbraucherinnen und Endverbraucher nicht berücksichtigt, deren Elektrizitätskosten mindestens 20 Prozent der Bruttowertschöpfung (Stromintensität) ausmachen (*Bst. a*). Damit wird im Sinn des Gesetzgebers (Art. 46b Abs. 6 EnG) sichergestellt, dass Elektrizitätslieferanten keine Kosten auf einzelne stromintensive Endverbraucherinnen und Endverbraucher abwälzen. Insgesamt repräsentieren diese stromintensiven Endverbraucherinnen und Endverbraucher weniger als 5 Prozent des jährlichen Stromverbrauchs der Schweiz. Zusätzlich zu den Absatzmengen an stromintensive Endverbraucherinnen und Endverbraucher werden Stromlieferungen, welche nach Artikel 14a Absatz 1 StromVG vom Netznutzungsentgelt befreit sind, d. h. für den Eigenverbrauch von Kraftwerken, für den Antrieb von Pumpen bei Pumpspeicherkraftwerken sowie für Speicher ohne Endverbrauch, auch abgezogen (*Bst. b*).

Art. 51b *Massnahmen*

Die Effizienzsteigerungen erfolgen mit einem massnahmenbasierten Ansatz, vergleichbar mit dem heute bei den Zielvereinbarungen für Unternehmen im Rahmen der Umsetzung des EnG oder des Grossverbraucherartikels angewendeten Ansatz. Damit eine Massnahme zulässig ist und somit angerechnet werden kann, muss (*Abs. 1*):

- a. sie sich an den besten verfügbaren Technologien orientieren; es muss sich also um eine energieeffizientere Lösung handeln als eine branchenübliche Lösung; *und*
- b. ihre Stromeinsparungen plausibel und nachvollziehbar beziffert werden können; das Vorgehen zum Bestimmen der Stromeinsparungen kann auf einem messtechnischen oder auf einem rechnerischen Ansatz basieren.

Die durch die Massnahmen ausgelösten Stromeinsparungen werden über die typische Wirkungsdauer der jeweiligen Massnahmen oder über die Lebensdauer der jeweiligen Geräte oder Anlagen errechnet (*Abs. 2*).

Zum Verhindern von Mitnahmeeffekten ist es erforderlich, dass Massnahmen, welche vor dem Inkrafttreten dieser Verordnung umgesetzt wurden, nicht anrechenbar sind (mit Ausnahme von Massnahmen, welche von den Übergangsbestimmungen gemäss Art. 80b betroffen sind).

Art. 51c *Standardisierte Massnahmen*

Standardisierte Massnahmen sind Massnahmen, die bei mehreren Endverbrauchern einheitlich umsetzbar sind. Es handelt sich somit um branchentypische Massnahmen, welche systematisch und in hoher Anzahl in der gleichen oder in einer sehr ähnlichen Form umgesetzt werden. Standardisierte Massnahmen werden vom BFE festgelegt und brauchen somit keine vorgängige Prüfung und Zulassung vom BFE, um an die Zielvorgabe angerechnet werden zu können.

Die Stromeinsparungen der jeweiligen standardisierten Massnahmen werden mittels eines vom Bund erstellten Einsparprotokolls ex ante berechnet und nachgewiesen. Neben der Stromeinsparungsbeurteilung legt das Einsparprotokoll auch die technischen Anforderungen sowie die erforderlichen Nachweisunterlagen fest. Das BFE publiziert jährlich den Katalog von standardisierten Massnahmen sowie die dazugehörigen Einsparprotokolle und passt diese bei Bedarf an.

Art. 51d Nicht standardisierte Massnahmen

Im Gegensatz zu den standardisierten Massnahmen, unterliegen die nicht standardisierten Massnahmen einer vorgängigen Prüfung und Zulassung durch den Bund und müssen mindestens die Anforderungen gemäss Artikel 51b und 51e erfüllen. Für die Prüfung und Zulassung sind dem BFE folgende Dokumente einzureichen (*Abs. 1*):

- a. eine detaillierte Beschreibung der Massnahme, unter anderem
 - des Ist-Zustands; sowie
 - des Soll-Zustands, der sich an der besten verfügbaren Technologie orientiert (siehe Art. 51b Abs. 1 Bst. a);
- b. eine detaillierte Beschreibung des Vorgehens, wie die Stromeinsparung gemessen oder berechnet wird (siehe Art. 51b Abs. 1 Bst. b).

Aufgrund von Unklarheiten und/oder unvollständiger Informationen bzw. Daten kann das BFE nach erfolgter Prüfung der eingereichten Dokumente eine nicht standardisierte Massnahme nur unter Auflagen und Bedingungen zulassen (*Abs. 2*). Um die erzielten Stromeinsparungen nach der Umsetzung pflichtgemäss zu melden (siehe Art. 51h), stellt das BFE dem Elektrizitätslieferanten für die zugelassene Massnahme ein entsprechendes Einsparprotokoll zur Verfügung (*Abs. 3*). Die allfälligen Auflagen und Bedingungen sind in diesem auch zusammengefasst.

Art. 51e Nicht anrechenbare Massnahmen

Nicht alle Massnahmen sind zum Erreichen der Zielvorgabe anrechenbar. Nicht anrechenbar sind Massnahmen, die aufgrund einer rechtlichen Vorschrift in der gleichen oder in einer ähnlichen Form umgesetzt werden müssen. Ebenfalls nicht anrechenbar sind Massnahmen, für welche der Bund oder ein Kanton Finanzhilfen ausgerichtet hat (*Bst. a und b*).

Der Stromabsatz bei stromintensiven Enderbraucherinnen und Endverbraucher wird für die Bestimmung des Referenzstromabsatzes nicht berücksichtigt (Art. 51a Abs. 2 Bst. a). Folgerichtig sind Massnahmen bei ebendiesen Enderbraucherinnen und Endverbrauchern nicht anrechenbar (*Bst. c*).

Zielvereinbarungen mit dem Bund oder einem Kanton umfassen wirtschaftliche Massnahmen gemäss Artikel 39 Absatz 1^{bis}. Solche Massnahmen bei Endverbraucherinnen und Endverbrauchern, die eine Zielvereinbarung abgeschlossen haben, sind daher nicht zusätzlich an die Zielvorgabe von Elektrizitätslieferanten anrechenbar (*Bst. d*). Nicht wirtschaftliche Massnahmen bei Enderbraucherinnen und Endverbrauchern, die eine Zielvereinbarung abgeschlossen haben, sind jedoch anrechenbar.

Nicht anrechenbar sind sodann Massnahmen, die nicht dauerhaft sind (*Bst. e*), oder solche, die auf eine reine Verhaltensänderung einer oder mehrerer Enderbraucherinnen und Endverbraucher zielen (*Bst. f*).

Art. 51f Meldepflicht

Die Elektrizitätslieferanten müssen dem BFE gemäss *Absatz 1* jährlich bis spätestens am 30. April mehrere Kennzahlen zu den Absatzmengen und Kosten des vergangenen Kalenderjahres melden. Unter anderem muss der Stromabsatz in MWh an Endverbraucherinnen und Endverbraucher in der Schweiz im vergangenen Kalenderjahr gemeldet werden (*Bst. a*). Dabei ist die Menge des Stromabsatzes in der Grundversorgung (*Bst. b*) und an stromintensive Endverbraucherinnen und Endverbraucher gemäss Artikel 51a Absatz 2 (*Bst. c*) separat auszuweisen. Weiter müssen die Kosten in Franken, die im vergangenen Kalenderjahr für die Umsetzung von Massnahmen bei Endverbraucherinnen und Endverbraucher in der Schweiz entstanden sind, gemeldet werden. Diese Kosten umfassen unter anderem die finanziellen Aufwendungen für administrative Arbeiten zur Umsetzung der Effizienzmassnahmen, die Kosten für flankierende Massnahmen (Kommunikation, Schulungen, Beratungen usw.) sowie mögliche Förderbeiträge für Effizienzmassnahmen an Endverbraucherinnen und Endverbraucher. Diese Angaben dienen der Prüfung der Einhaltung von Artikel 6 Absatz 5^{er} StromVG und werden

an die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) weitergeleitet. Die Meldepflicht gilt auch für Elektrizitätslieferanten, welche einen Referenzstromabsatz bis zu 10 GWh nach Artikel 51a Absatz 1 haben.

Bei der erstmaligen Meldung der Absatzmengen nach Absatz 1 müssen zusätzlich die im vorherigen Abschnitt erwähnten Kennzahlen der drei letzten Kalenderjahre gemeldet werden (*Abs. 2*). Abbildung 2 zeigt die zeitliche Abfolge des Meldungs- und Verfügungsprozesses.

Art. 51g Festlegung der Zielvorgabe

Das BFE legt jedes Jahr bis zum 30. November für jeden Elektrizitätslieferanten den Referenzstromabsatz in MWh (*Bst. a*) sowie die Zielvorgabe in MWh (*Bst. b*) für das folgende Kalenderjahr fest (siehe Abbildung 2).

Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien:
 Änderung der Energieverordnung



Abbildung 2: Zeitliche Darstellung des Meldungs- und Verfügungsprozesses

Art. 51h Erfüllung der Zielvorgabe

Die Elektrizitätslieferanten melden dem BFE die umgesetzten oder erworbenen Massnahmen mittels Einsparprotokoll in dem Jahr, in dem sie sich diese an die Zielvorgabe anrechnen lassen wollen (*Abs. 1*, siehe Abbildung 2). Es besteht keine Pflicht, eine umgesetzte Massnahme unverzüglich nach deren Umsetzung dem BFE zu melden. Bei einer späteren Meldung - z.B. zwei Jahre nach Massnahmenumsetzung – wird die festgelegte Wirkungsdauer und somit die erzielten Stromeinsparungen der Massnahme nicht reduziert.

Die Umsetzung der Massnahmen und die Einhaltung der Anforderungen an die Massnahmen müssen durch Nachweisunterlagen belegt werden. Die Meldung muss somit insbesondere das vom BFE publizierte, korrekt und vollständig ausgefüllte Einsparprotokoll umfassen (*Bst. a*). Ebenfalls zu den Nachweisunterlagen gehören die im Einsparprotokoll festgelegten technischen Unterlagen, welche die Stromeinsparungen belegen (*Bst. b*), sowie die Belege, welche den Zeitpunkt und die erfolgte Umsetzung der Massnahme dokumentieren (*Bst. c*).

Erfüllen Elektrizitätslieferanten die Zielvorgabe nicht, wird die Zielvorgabe des übernächsten Kalenderjahres um die zu wenig erzielten Stromeinsparungen erhöht. Der fehlende Teil muss innerhalb der folgenden drei Jahren zusätzlich erfüllt werden (*Art. 46b Abs. 4 EnG*). Übertreffen Elektrizitätslieferanten hingegen die Zielvorgabe, werden die zu viel erzielten Stromeinsparungen für die übernächste Zielvorgabe angerechnet (*Abs. 3*). Die folgende Tabelle 4 illustriert die beiden möglichen Fälle einer Zielverfehlung bzw. Zielübererfüllung.

	Fall A	Fall B
Zielvorgabe nach Referenzstromabsatz für Jahr J	100 GWh	100 GWh
Einsparungen nach gemeldeten Massnahmen für Jahr J	80 GWh	115 GWh
Zielvorgabe nach Referenzstromabsatz für Jahr J+2	105 GWh	105 GWh
Differenz zwischen Zielvorgabe und Einsparungen für Jahr J	+ 20 GWh	- 15 GWh
Zielvorgabe für Jahr J+2	125 GWh	90 GWh

Tabelle 6: Beispiele Abschluss der Zielvorgabenperiode

Art. 51i Kontrollen

Das BFE kontrolliert, ob die gesetzlichen Anforderungen eingehalten werden (*Abs. 1*). Dazu kann es insbesondere Zugang zu Unterlagen und Informationen verlangen, die für die Kontrolle erforderlich sind (*Bst. a*) sowie Gebäude, Betriebe und sonstige Infrastrukturen während der üblichen Arbeitszeit betreten (*Bst. b*).

Ergibt die Kontrolle, dass gemeldete Massnahmen die festgelegten technischen und rechtlichen Anforderungen nicht einhalten und somit dem Elektrizitätslieferanten nicht angerechnet werden können, werden die Stromeinsparungen nachträglich abgezogen (*Abs. 3*). Falls das Kalenderjahr in dem die nicht anfechtbare Massnahme gemeldet wurde bereits abgeschlossen ist, müssen die Stromeinsparungen im folgenden Kalenderjahr zusätzlich erfüllt werden.

Gemäss Artikel 6 Absatz 5^{ter} StromVG dürfen die Verteilnetzbetreiber Kosten aufgrund von Zielvorgaben zur Steigerung der Effizienz nach Artikel 46b EnG nur anteilmässig den festen Endverbrauchern und den Endverbrauchern, die auf den Netzzugang verzichten, belasten. Für die Einhaltung dieser

Bestimmung kann die EICom die Daten und Angaben zu den Lieferungen an die Endverbraucherinnen und Endverbraucher überprüfen (*Abs. 2*).

Art. 51j Publikation

Das BFE publiziert jährlich die Anzahl der Elektrizitätslieferanten mit Zielvorgaben sowie die Summe aller Zielvorgaben (*Bst. a*). Weiter wird auch der Anteil der Elektrizitätslieferanten publiziert, welche ihre Zielvorgabe verfehlt, erreicht oder übertroffen haben (*Bst. b*). Schliesslich werden die Anzahl und die Art der umgesetzten Massnahmen sowie die dadurch realisierten Stromeinsparungen ebenfalls jährlich veröffentlicht (*Bst. c*).

Art. 51k Strafbestimmung

Die Bestimmungen zu Effizienzsteigerungen durch Elektrizitätslieferanten enthalten eine Strafbestimmung. 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.

Art. 54 Pilot- und Demonstrationsanlagen sowie Pilot- und Demonstrationsprojekte

Die Anpassungen bezwecken eine präzisere Formulierung, welche eine bessere Übereinstimmung mit der aktuellen und bewährten Förderpraxis im Bereich der Pilot- und Demonstrationsanlagen sowie -projekte bringen.

Neu wird explizit der Begriff der «Innovation» aufgeführt, der eine Kerneigenschaft von Pilot- und Demonstrationsprojekten darstellt, jedoch bisher nicht namentlich erwähnt wurde (*Abs. 1 Bst. a Ziff. 1*). In *Absatz 1 Buchstabe a Ziffer 2* erfolgt eine Präzisierung betreffend die Eigenschaften eines Pilotprojektes (auch in Abgrenzung zu einem Demonstrationsprojekt); diese präzisere Umschreibung der Unterschiede wird künftig relevanter, da der revidierte Artikel 53 EnG eine höhere Förderquote für Pilotprojekte vorsieht.

In *Absatz 1 Buchstabe b Ziffer 1* wird präzisiert, dass bei Demonstrationsanlagen und -projekten der Nachweis der Funktionstüchtigkeit in einem realen Massstab (d.h. in realer Grösse, wie später in der Praxis) im marktnahen Umfeld dienen muss. *Ziffer 2* enthält eine Präzisierung der Eigenschaften eines Demonstrationsprojektes, auch als Abgrenzung zu einem Pilotprojekt.

Absatz 2 betreffend Leuchtturmprojekte wird mit dem Begriff der «Ausstrahlung» ergänzt, da dies eine Kerneigenschaft eines Leuchtturmprojektes und für dessen erfolgreiche Kommunikation entscheidend ist.

Art. 61 Abs. 1 und 3

Die Anpassungen bezwecken eine präzisere Formulierung, welche eine bessere Übereinstimmung mit der aktuellen und bewährten Förderpraxis im Bereich der Pilot- und Demonstrationsanlagen sowie Pilot- und Demonstrationsprojekte bringen.

In *Absatz 1* wird eine Anpassung der Reihenfolge und Präzisierung der Hauptkriterien für Pilot- und Demonstrationsprojekte vorgenommen, so dass sich deren Vollzug vereinfacht (es können daraus einfacher Beurteilungskriterien für konkrete Gesuche abgeleitet werden) und diese kongruenter sind mit der aktuellen Energiepolitik und den jüngsten Revisionen des EnG:

- *Bst. a*: Es wird präzisiert, dass aus den Projekten ein konkreter Beitrag erwartet wird und dass die Energiepolitik unweigerlich auch die Klimapolitik miteinschliesst (Dekarbonisierung, CO₂-Abscheidung, Kreislaufwirtschaft usw.).
- *Bst. b*: Analog zu Artikel 54 Absatz 1 Ziffer 1 erfolgt eine Ergänzung zum Aspekt der Innovation und es wird präzisiert, dass Projekte üblicherweise Entwicklungs- und vor allem Erprobungsaktivitäten umfassen und dass sich aus den Projekten ein konkreter Erkenntnisgewinn ergibt (der Teil des vorgängig erwähnten Beitrages nach *Bst. a* ist).

- *Bst. c:* Es wird präzisiert, dass hier das Marktpotenzial der zu entwickelnden Technologie gemeint ist, die Erfolgswahrscheinlichkeit jedoch das Projekt selber umfasst (also z.B. die Kompetenzen der Projektanten oder die Vorgehensweise im Projekt).
- *Bst. d:* Es erfolgt eine Anpassung des Kriteriums, dass rein die Zugänglichkeit garantiert werden muss, aber nicht, dass die Projektanten gezwungen sind, die Ergebnisse auch aktiv zu verbreiten.
- *Bst. e:* Bereits jetzt ein wichtiger Aspekt im Vollzug und aufgrund des revidierten Artikel 53 EnG künftig noch relevanter ist, dass die Kosten des Projekts in einem angemessenen Verhältnis zu den Kriterien gemäss den Buchstaben a bis d des Projekts stehen.

In *Absatz 3* werden die Kriterien für die Bestimmung der Höhe der Finanzhilfe angepasst. Die bisherigen Kriterien haben sich als wenig praktikabel erwiesen (v.a. weil sich die Projekte diesbezüglich kaum unterscheiden). Neu soll primär das Verhältnis nach Absatz 1 Buchstabe e ausschlaggebend sein, weil es eine gesamtheitliche Betrachtung der Qualität ermöglicht und es eine Beurteilung der Vorgaben des revidierten Artikel 53 EnG erlaubt.

Art. 69b Räumliche Übersicht der Brenn- und Treibstoffproduktionsanlagen

Es ist von allgemeinem Interesse, eine räumliche Übersicht über sämtliche Anlagen zu haben, die in der Schweiz biogene flüssige oder gasförmige Brenn- und Treibstoffe und nicht biogenen Wasserstoff herstellen. So kann insbesondere die Energieversorgung nachverfolgt werden. Ziel ist es, alle Produktionsanlagen zu erfassen, wodurch auch das Verhältnis der verschiedenen Energieträger ersichtlich wird. Analog zur räumlichen Übersicht für Elektrizitätsproduktionsanlagen gemäss Artikel 69a soll das BFE daher auch Daten für inländische Produktionsanlagen von biogenen Brenn- und Treibstoffen sowie nicht biogenem Wasserstoff in einer räumlichen Übersicht publizieren (Geodaten).

Art. 70. Sachüberschrift und Abs. 2

Für die Bearbeitung von Vollzugsdaten ist eine rechtliche Grundlage notwendig. Dies gilt sowohl für Personendaten als auch für Daten von juristischen Personen.

Verschiedene Stellen innerhalb des Bundes, namentlich das BFE, das BAFU und das BAZL, erhalten Zugang zu den Daten aus der Datenbank für HKN der Vollzugsstelle zwecks Unterstützung und Vereinfachung des Vollzugs klimapolitischer Instrumente. Dadurch wird der Aufwand für die Betroffenen gesenkt, da sie keine zusätzlichen Informationen mehr liefern müssen. Diese Daten sollen auch dem BAZG für den Vollzug der Mineralölsteuergesetzgebung und den Kantonen für den Vollzug ihrer Aufgaben aus Artikel 45 EnG (Vorschriften der Kantone im Gebäudebereich) und Artikel 9 des CO₂-Gesetzes (Berichterstattung der Kantone über Massnahmen zur Verminderung der CO₂-Emissionen bei Gebäuden) weitergeleitet werden. Die erhobenen Daten können auch für statistische Zwecke verwendet werden. Die Verwendung richtet sich nach Artikel 39 des Datenschutzgesetzes vom 25. September 2020 (DSG; SR 235.1) und Artikel 4 des Bundesstatistikgesetzes vom 9. Oktober 1992 (BstatG; SR 431.01).

Art. 80a Übergangsbestimmung zu den Herkunftsnachweisen für Brenn- und Treibstoffe

Das neue HKN-System soll die Clearingstelle der Gasbranche per 1. Januar 2025 ablösen. Die Daten aus der Clearingstelle müssen dafür in das Register übertragen werden (*Abs. 1*). Aufgrund der zeitlichen Verzögerung zwischen Produktion und Meldung der Mengen wird die Clearingstelle ihren Betrieb bis Ende Februar 2025 aufrecht erhalten und bis dahin die letzten Datenmeldungen basierend auf den Produktionsdaten von 2024 verarbeiten und anschliessend dem Register melden. Für die bis 31. Dezember 2024 produzierten und bis am 28. Februar 2025 der Clearingstelle gemeldeten inländischen Biogasmengen stellt die Vollzugsstelle in ihrer Datenbank neue HKN aus (*Abs. 2*). Ebenfalls stellt sie für die von der Clearingstelle ab dem 1. April 2021 bis 31. Dezember 2024 dokumentierten ausländischen Biogaszertifikate HKN aus (*Abs. 3*). Für ausländische Biogaszertifikate, die bis zum 31. März

2021 dokumentiert wurden, stellt die Vollzugsstelle nur HKN aus, wenn die Eigentümer nachweisen, dass die ab dem 1. April 2021 geltenden ökologischen Anforderungen der Biogasgrundsätze der Branche²⁴ eingehalten wurden (*Abs. 4*).

Die ausgestellten HKN basierend auf ausländischen Zertifikaten erhalten die reguläre Gültigkeit von zwölf Monaten. Die HKN für die in der Schweiz produzierten Biogasmengen erhalten eine spezielle Gültigkeit von 60 Monaten. Diese unterschiedliche Behandlung rechtfertigt sich aus folgenden Gründen: Die ausländischen Biogaszertifikate unterlagen in der Vergangenheit keiner staatlichen Kontrolle, da es sich einzig um eine Übertragung von Zertifikaten ohne gleichzeitigen Import des Brenn- oder Treibstoffs handelt, während das Schweizer Biogas im Inland produziert wurde und im Auftrag des BAZG und unter dessen Aufsicht in der Clearingstelle ein- und ausgebucht wurde. Auf den neu ausgestellten HKN wird ersichtlich sein, dass die physische Menge mit dem HKN nicht importiert wurde. Der Hinweis, dass das Zertifikat aus der bestehenden Clearingstelle der Gasbranche übertragen wurde, wird ebenfalls auf dem neu ausgestellten HKN stehen.

Art. 80b Übergangsbestimmung zur Effizienzsteigerungen durch Elektrizitätslieferanten

Elektrizitätslieferanten nach Artikel 51a Absatz 1 können bis zum 30. April 2025 Massnahmen, welche sie ab dem 1. Januar 2022 bis zum 31. Dezember 2024 umgesetzt haben, dem BFE zur Zulassung einreichen (*Abs. 1*, siehe Abbildung 2). Das BFE prüft im Anschluss die Anrechenbarkeit der eingereichten Massnahmen gemäss Artikel 51b und 51e. Anrechenbare Massnahmen werden an die Zielvorgaben des ersten bis höchstens dritten Jahres angerechnet (*Abs. 2*).

7. Erläuterungen zum Anhang

1. Mineralölsteuerverordnung vom 20. November 1996 (MinöStV; SR 641.611)

Art. 2a Zusammenarbeit mit der Vollzugsstelle

Dieser Artikel stellt den notwendigen Datenaustausch zwischen der Steuerbehörde BAZG und der Vollzugsstelle für den Betrieb des HKN-Registers auf eine rechtliche Grundlage.

Art. 41 Abs. 1^{bis}

Bei vom BAZG bewilligten Herstellungsbetrieben von biogenen Treibstoffen mit Steuererleichterung zur Stromerzeugung, wird auf eine periodische Steueranmeldung verzichtet. Dieser Absatz bildet die gängige Praxis im Recht ab.

Art. 45e

Das HKN-System für Brenn- und Treibstoffe übernimmt die Aufgaben und Funktionen der Clearingstelle der Gasbranche vollumfänglich. Die Meldungen gemäss Artikel 45e der MinöStV laufen deshalb neu nicht mehr über die Clearingstelle, sondern über das HKN-System (der Vollzugsstelle nach Art. 64 EnG). Zudem werden neu nicht nur die Hersteller von Biogas, Biowasserstoff oder synthetischem Gas verpflichtet, die hergestellten Mengen sowie die Steueranmeldung über das HKN-System dem BAZG zu melden, sondern auch die Hersteller von flüssigen biogenen Treibstoffen. Sämtliche inländische Herstellung von biogenen Treibstoffen wird also neu zuerst dem HKN-System gemeldet und dieses

²⁴ Biogas-Grundsätze (gazenergie.ch). Damit erfüllen die importierten Zertifikate ab dem 1. April 2021 vergleichbare Anforderungen wie Schweizer Biogas.

leitet anschliessend die notwendigen Daten ans BAZG weiter. Die Begriffe «Biogas, Biowasserstoff oder synthetisches Gas» werden deshalb ersetzt durch «biogene Treibstoffe».

Der neue *Absatz 6* wurde aus der Vereinbarung der damaligen Oberzolldirektion (OZD; heute BAZG) mit der Clearingstelle übernommen. Er regelt die Pflichten der Vollzugsstelle in Bezug auf die Weiterleitung der gemeldeten Daten und den Umfang der Kontrollpflichten. Die Aufgaben der Vollzugstelle im Bereich der Besteuerung werden nicht in der EnV oder der neuen Departementsverordnung über den Herkunftsnachweis für Brenn- und Treibstoffe geregelt, da die gesetzliche Grundlage für diese Aufgaben nicht im EnG liegt.

2. Geoinformationsverordnung vom 21. Mai 2008 (GeoIV; SR 510.620)

Anhang 1

Die Daten gemäss Artikel 69b stellen Geoinformationsdaten dar und sind im Anhang 1 der GeoIV aufzunehmen.

3. Verordnung vom 22. November 2006 über Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich (GebV-En; SR 730.05)

Anhang 3

Der Vollzug des HKN-Systems wird über Gebühren finanziert. Der rechtliche Rahmen ist durch die Verordnung über Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich (Art. 14b) gegeben: Die Vollzugsstelle erhebt für ihre Kosten im Vollzug des HKN-Wesens Gebühren nach Aufwand. Am einfachsten und verursachergerecht sind Gebühren pro Transaktion für Stoffe, die erfasst werden. Zu Beginn sollen neben den Registrierungsgebühren nur Gebühren für die Ausstellung bzw. den Import von HKN erhoben werden. Berechnungen haben gezeigt, dass ein Gebührenmaximum von 20 Rp./MWh für die Ausstellung bzw. den Import von HKN ausreicht. Für Anlagen, die schon im HKN-System für Strom angemeldet sind, wird keine Gebühr für die Registrierung der Anlage erhoben. Weiter sollen Anlagen, die die HKN nicht veräussern (Verbrauch vor Ort), keine Gebühr für die Ausstellung von HKN bezahlen.

4. Verordnung des UVEK vom 1. November 2017 über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSIV; SR 730.010.1)

Art. 8 Abs. 1, Art. 9c und Anhang 1

In der Debatte zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien hat das Parlament entschieden, auf die vollständige Strommarktöffnung zu verzichten. Dies bedeutet, dass gefangene Kunden wie Haushalte weiterhin keine freie Wahl des Stromanbieters haben. Bezüglich Stromkennzeichnung bedeutet dies, dass diese Kunden nur zwischen den angebotenen Produkten des lokalen Lieferanten wählen können.

Die Stromkennzeichnung dient der Transparenz gegenüber den Endkunden. Gemäss geltender HKSIV muss die Stromkennzeichnung einmal pro Jahr mit der Rechnung versandt werden und die Zusammensetzung des Stroms muss minimal entsprechend den Tabellen im Anhang der HKSIV dargestellt werden. Diese tabellarische Darstellung wurde vor mehr als 15 Jahren eingeführt und entspricht nicht mehr einer zeitgemässen Kommunikation gegenüber Endkunden. Sie soll deshalb angepasst werden. Neu soll zwingend der Vergleich des bestellten Produkts mit dem Lieferantenmix des Elektrizitätsversorgungsunternehmens grafisch ansprechend dargestellt werden. Bisher machen nur wenige Elektrizitätsversorgungsunternehmen ein eigentliches Marketing für die Produkte bzw. das Marketing erfolgt über Kundenbroschüren oder das Internet, aber nicht auf der Rechnung. Im Sinne der Transparenz

Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien:
Änderung der Energieverordnung

soll aber gerade auf der Rechnung klar ersichtlich sein, welches Produkt die Kundin bzw. der Kunde bezieht. Neu soll deshalb mit der Rechnung ein grafischer Vergleich des gewählten Produkts mit dem Lieferantenmix erfolgen.

Weiter sollen neu Angaben zu den durch die Stromproduktion direkt verursachten Emissionen an CO₂ sowie zu der Menge anfallender radioaktiver Abfälle gemäss HKN ausgewiesen werden.