



20. November 2024

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

Erläuternder Bericht

Inhaltsverzeichnis

1.	Ausgangslage	1
2.	Grundzüge der Vorlage.....	1
2.1	Gleitende Marktprämie.....	1
2.1.1	Allgemeine Bestimmungen.....	1
2.1.2	Gleitende Marktprämie für Wasserkraftanlagen.....	2
2.1.3	Gleitende Marktprämie für Photovoltaikanlagen	4
2.1.4	Gleitende Marktprämie für Windenergieanlagen.....	5
2.1.5	Gleitende Marktprämie (und weitere Anpassungen) für Biomasseanlagen.....	6
2.2	Investitionsbeiträge	8
2.2.1	Anforderungen an den Betrieb	8
2.3	Projektierungsbeiträge	8
2.3.1	Ansätze und Mindestbeiträge	8
2.3.2	Verfahren	8
2.3.3	Rückzahlung	9
2.4	Windenergie: Weitere Änderungen.....	9
2.4.1	Festlegung der Höhe der Investitionsbeiträge	9
2.4.2	Projektierungsbeiträge für Windenergieanlagen	9
2.4.3	Keine Erweiterungen und Erneuerungen von Windanlagen	9
2.4.4	Aufhebung der Übertragbarkeit von positiven KEV-Bescheiden für Windenergieanlagen	10
2.5	Wasserkraft: Weitere Änderungen.....	10
2.6	Photovoltaik	10
2.6.1	Bonus für Anlagen auf dauerhaft installierten Parkplatzarealen	10
2.6.2	Anpassungen der Einmalvergütung	11
2.7	Marktprämie für Elektrizität aus bestehenden Grosswasserkraftanlagen	12
3.	Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden	12
4.	Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft	12
5.	Verhältnis zum EU-Recht.....	13
6.	Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen	13
7.	Erläuterungen zu den Anhängen	30

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. das neue Förderinstrument der *gleitenden Marktprämie* für Wasserkraft-, Photovoltaik-, Windenergie- und gewisse Biomasseanlagen eingeführt (Art. 29a ff. des Energiegesetzes vom 30. September 2016 [EnG; SR 730.0]). Dieses Instrument vergütet während einer gewissen Laufzeit die Differenz zwischen einem festgelegten Vergütungssatz und den Erlösen aus dem Stromverkauf. Damit wird im Gegensatz zum Investitionsbeitrag der jährliche Erlös für den ins Stromnetz eingespeisten Strom abgesichert. Für die Projektanten von gewissen neuen sowie erheblich erneuerten und erweiterten Stromerzeugungsanlagen besteht somit neu ein Wahlrecht zwischen den bestehenden Investitionsbeiträgen bzw. Einmalvergütungen und der gleitenden Marktprämie (Art. 29b EnG). Zur Regelung des Vollzugs der gleitenden Marktprämie sind neue Bestimmungen in der Energieförderungsverordnung vom 1. November 2017 (EnFV; SR 730.03) notwendig.

Im Weiteren hat das Parlament für Wasserkraft-, Windenergie- und Geothermieprojekte die Einführung von *Projektierungsbeiträgen* beschlossen (Art. 26 Abs. 3^{bis}, Art. 27a Abs. 3 und Art. 27b Abs. 3 EnG). Auch deren Vollzug wird in der EnFV geregelt.

In der parlamentarischen Beratung zum oben erwähnten Bundesgesetz hatte der Nationalrat für gewisse *Fahrzeugabstellplätze* eine Verpflichtung zur Erstellung von solaraktiven Überdachungen beschlossen (Art. 45a^{bis} E-EnG). Der Ständerat sprach sich dagegen aus. In der Differenzbereinigung verzichtete der Nationalrat auf die Bestimmung, u.a. weil (bereits unter geltendem Recht) ein Bonus für solche Anlagen möglich ist. Mit der vorliegenden Revision wird ein solcher Bonus eingeführt.

Die Vorlage enthält zudem *weitere Anpassungen*, welche teils keinen (direkten) Bezug zur Gesetzesrevision haben.

2. Grundzüge der Vorlage

2.1 Gleitende Marktprämie

2.1.1 Allgemeine Bestimmungen

Die Idee des Förderinstruments der gleitenden Marktprämie ist, über die Vergütungsdauer die aus der Investition resultierenden Jahreskosten abzusichern und damit für den Anlagenbetreiber eine angemessene Rendite zu gewährleisten. Beim Investitionsbeitrag kennt der Gesuchsteller bereits vor dem Investitionsentscheid die Höhe der Unterstützung. Beim System der gleitenden Marktprämie hängt die Unterstützung von der Marktpreisentwicklung ab; somit ist die Höhe der Unterstützung erst nach deren Laufzeit ersichtlich. Im Gegenzug sorgt die gleitende Marktprämie dafür, dass die Rendite während der Laufzeit in etwa konstant bleibt. Bei den Investitionsbeiträgen ist hingegen die effektive Rendite erst im Nachhinein ersichtlich.

Für Wasserkraftanlagen wird der Vergütungssatz bestimmt, indem die aus der Investition resultierenden Jahreskosten, die jährlichen Betriebskosten und die Abgaben durch die aus der Investition resultierende Mehrproduktion dividiert werden. Der Referenz-Marktpreis entspricht bei steuerbaren Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW dem investitionsspezifischen Jahreserlös pro kWh Mehrproduktion. Bei allen anderen Wasserkraftanlagen wird der Referenz-Marktpreis gemäss Art. 15 EnFV verwendet.

Der Vergütungssatz für einzelne Anlagen wird bei Windenergie- und Biomasseanlagen anhand der Gestehungskosten von *Referenzanlagen* bestimmt, zuständig für den Vollzug ist die Vollzugsstelle. In An-

gleichung an die gleitende Marktprämie werden neu auch die Investitionsbeiträge für Windenergie-, Biogas-, Klärgasanlagen und Holzkraftwerke nach dem Referenzanlagenprinzip bestimmt, zuständig ist auch hier nunmehr die Vollzugsstelle. Die Investitionsbeiträge für Kehricht- und Schlammverbrennungs- sowie Deponiegasanlagen werden weiterhin im Einzelfall bestimmt, der Vollzug verbleibt beim Bundesamt für Energie (BFE). Bei Wasserkraftanlagen werden die Vergütungssätze für die gleitende Marktprämie *einzelfallweise* bestimmt, zuständig für den Vollzug ist das BFE. Für steuerbare Anlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW ist das BFE auch für die Auszahlung und die Rechnungsstellung zuständig. Für die kleineren Anlagen und die nicht steuerbaren ist die Vollzugsstelle für die Auszahlung und die Rechnungsstellung zuständig. Bei Photovoltaikanlagen wird der Vergütungssatz im Einzelfall mittels Auktionen bestimmt, wobei das BFE die Vorgaben an die Auktionen festlegt und die Vollzugsstelle die Auktionen dann durchführt.

Bei der gleitenden Marktprämie gilt für alle das *Prinzip der Direktvermarktung* des eigenen produzierten Stroms. Die den Betreibern dadurch entstehenden Vermarktungskosten sind Teil des Vergütungssatzes. Sie werden – anders als beim Einspeisevergütungssystem – nicht mit einer separaten, zusätzlichen Komponente entschädigt. Betreiber von Anlagen bis 3 MW können die Abnahme- und Vergütungspflicht (Art. 15 EnG) in Anspruch nehmen. Für Anlagen ab 3 MW muss der Betreiber selbst einen Stromabnehmer suchen.

Immer wenn der Referenz-Marktpreis kleiner ist als der Vergütungssatz, wird dem Marktprämienberechtigten die Differenz aus dem Netzzuschlagsfonds erstattet. Liegen die Referenz-Marktpreise über den Vergütungssätzen, so wird den betroffenen Anlagenbetreibern der *übersteigende Teil* in Rechnung gestellt und dieser in den Netzzuschlagsfonds eingelegt. Eine Ausnahme bilden die Wintermonate Dezember bis März (Art. 29d Abs. 3 EnG). Damit ein Anreiz für die Produzenten besteht, möglichst viel Strom im Winter zu produzieren, dürfen sie während der vier Wintermonate einen gewissen Prozentsatz des allfälligen übersteigenden Teils behalten. Der Bundesrat legt diesen Satz beim gesetzlichen Minimum von 10 Prozent fest. Es ist davon auszugehen, dass die zusätzliche Anreizwirkung eher bescheiden ist. Bei flexiblen Kraftwerken (insb. Wasserkraft) dürften die Anlagen ohnehin in den Höchstpreisstunden produzieren. Bei den wetterabhängigen Kraftwerken dürfte selbst ein höherer Anteil kaum Wirkung erzielen. Bei der Photovoltaik lässt sich eine höhere Winterproduktion insbesondere durch eine Aufständigung der Module erreichen. Dabei würden die zusätzlichen 10%-Erlöse für Winterstrom gegenüber den verpassten Erlösen der Minderproduktion im Sommer kaum ins Gewicht fallen.

Der *ökologische Mehrwert* in Form der Herkunftsnachweise (HKN) bleibt beim Betreiber. Er kann die HKN somit frei handeln; die dabei erzielbaren Erlöse werden bei der Festlegung der Referenz-Marktpreise berücksichtigt.

Sollten nicht genügend Fördermittel zur Verfügung stehen, werden – wie schon bei den bisher bestehenden Förderinstrumenten der EnFV – *Wartelisten* geführt. Bei der Wasserkraft wird analog zu den Investitionsbeiträgen eine Stichtagregelung eingeführt. Diese gilt unabhängig von der Grösse des Kraftwerks.

Ein *Austritt* aus dem System der gleitenden Marktprämie ist nicht möglich. Die gleitende Marktprämie sichert den Betreibern während der Vergütungsdauer gegen die wesentlichen Marktrisiken ab und sorgt für stabile Geldflüsse (Einnahmen sinken nicht unter den Vergütungssatz). Gemäss Artikel 29d Absatz 2 EnG muss der Betreiber bei Marktpreisen über dem Vergütungssatz den übersteigenden Teil in den Netzzuschlagsfonds einzahlen. Dieses Prinzip der Symmetrie ist ein wesentliches Charakteristikum der gleitenden Marktprämie. Können Betreiber vor Ablauf der Vergütungsdauer aus dem System aussteigen, würde dieses Prinzip verletzt. Die Betreiber würden zu Tiefpreiszeiten aus dem Netzzuschlagsfonds gefördert und würden zu Hochpreiszeiten aussteigen, wenn sie davon ausgehen, dass sie über die Restvergütungsdauer mehr Geld zurückzahlen müssen, als sie aus dem Fonds erhalten.

2.1.2 Gleitende Marktprämie für Wasserkraftanlagen

Geltungsbereich

Die Förderung von Projekten für Wasserkraftanlagen mit der gleitenden Marktprämie steht Neuanlagen und erheblichen Erweiterungen und erheblichen Erneuerungen zur Verfügung. Dabei soll die gleitende Marktprämie die Rentabilität der Investition unterstützen. Um das möglichst sicherzustellen, werden die aus der Investition resultierenden Jahreskosten den aus der Investition resultierenden Mehrerlösen gegenübergestellt. Bei Erweiterungen und bei Neuanlagen, welche technisch und wirtschaftlich in bestehenden Anlagen eingebettet sind, wird der Jahreserlös einmal für die Anlage vor und einmal für die Anlage nach der Erweiterung respektive mit der Neuanlage berechnet. Die Differenz zwischen diesen beiden Werten entspricht dem Mehrerlös der erweiterten Anlage respektive der Neuanlage. Erlösbeiträge, welche aufgrund der Investition in einer bestehenden Anlage entstehen, werden damit auch berücksichtigt. Bei Erneuerungen wird aufgrund der zu erneuernden Elemente abgeschätzt, wieviel Produktion durch die Erneuerungsinvestition gerettet werden kann. Beispielsweise wird bei einer Anlage mit nur einer Turbine bei der Erneuerung der Turbine die gesamte Produktion gerettet. Zusätzlich werden allfällige Produktionssteigerungen aufgrund verbesserter Effizienz der erneuerten Anlage sowie Produktionssteigerungen, welche (aufgrund der Erneuerungsinvestition) in einer bestehenden Anlage entstehen berücksichtigt. Der Jahreserlös wird einmal mit der erneuerten Anlage und einmal mit den nicht erneuerten Anlagenteilen berechnet. Die Differenz zwischen diesen beiden Werten entspricht dem Mehrerlös der erneuerten Anlage.

Aufgrund der Individualität, insbesondere bei den grossen Wasserkraftwerken, werden bei der Behandlung der Gesuche zwei Kategorien unterschieden: 1) Steuerbare Kraftwerke mit einer mechanischen Bruttoleistung von mehr als 3 MW und 2) Nicht steuerbare Kraftwerke mit einer mechanischen Bruttoleistung von mehr als 3 MW und Kraftwerke mit einer mechanischen Bruttoleistung von bis zu 3 MW. Die Einteilung der Projekte in diese beiden Kategorien erfolgt aufgrund der mittleren mechanischen Bruttoleistung (Art. 13 Abs. 2 EnV). Bei erheblichen Erweiterungen und erheblichen Erneuerungen ist die mittlere mechanische Bruttoleistung nach der Erweiterung respektive der Erneuerung relevant.

Ausübung des Wahlrechts

Bei der Einreichung des Gesuches kann der Gesuchsteller auswählen, ob er den Investitionsbeitrag oder die gleitende Marktprämie wählen will oder ob er vorerst einen Antrag für beide Instrumente stellt. Das BFE wird dem Gesuchsteller im ersten Fall den Investitionsbeitrag, im zweiten Fall den voraussichtlichen Vergütungssatz und die aus der Investition resultierenden voraussichtlichen Jahreskosten und im dritten Fall beides mitteilen. Im dritten Fall muss sich der Gesuchsteller nach der Mitteilung durch das BFE innerhalb von 60 Tagen definitiv entscheiden. Das BFE wird im Anschluss die Gesuchsteller benachrichtigen, ob ihr Gesuch berücksichtigt werden konnte. Die gleitende Marktprämie kann für Wasserkraftwerke an den für den Investitionsbeitrag für die Grosswasserkraft geltenden zweijährlichen Stichtagen beantragt werden, erstmals am 30. Juni 2026 und letztmals am 30. Juni 2034. Die Stichtage gelten für alle Wasserkraftwerke unabhängig von Grösse oder Steuerbarkeit.

Ermittlung der gleitenden Marktprämie (gMP)

Die gleitende Marktprämie in Rp./kWh ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Vergütungssatz in Rp./kWh und dem Referenzmarktpreis in Rp./kWh. Bei erheblichen Erweiterungen und erheblichen Erneuerungen wird sie für die Menge der berechneten Mehrproduktion ausgerichtet, bei Neuanlagen für die Jahresproduktion.

Der Vergütungssatz in Rp./kWh entspricht dem Verhältnis der Jahreskosten der Neuanlage der erheblichen Erweiterung oder der erheblichen Erneuerung einer Anlage zur entsprechenden jährlichen Mehrproduktion. Der Vergütungssatz wird für Wasserkraftanlagen nicht via Referenzanlagen, sondern projektspezifisch bestimmt.

Für nicht steuerbare Kraftwerke und Kraftwerke mit einer mechanischen Bruttoleistung von bis zu 3 MW wird die gleitende Marktprämie unabhängig von den effektiven Erlösen ermittelt. Für steuerbare Kraftwerke mit einer mechanischen Bruttoleistung von mehr als 3 MW werden die Erlöse zur Ermittlung des Referenzmarktpreises in Rp./kWh mit Hilfe einer Software zur Kraftwerksoptimierung hergeleitet und anschliessend durch die aus der Investition resultierende Mehrproduktion dividiert (vgl. Anhang 6.1 Ziff. 4.2.2 ff.).

Die folgende Abbildung gibt eine Übersicht zur Anwendung und Berechnung der einzelnen Elemente der gleitenden Marktprämie (gMP).

Für die konkrete Berechnung sei auf Anhang 6.1, Ziffer 3 und 4, die nachfolgende Abb. 1, sowie die entsprechenden Erläuterungen verwiesen. In Ziffer 3 werden der Vergütungssatz und der Referenzmarktpreis definiert und in Ziffer 4 die zu deren Berechnung nötigen Parameter (siehe dazu die Formeln in der Abb.1 unten). Überall, wo nicht bezeichnet wird, ob die Aussage für steuerbare Anlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW oder für nicht steuerbare Anlagen und Anlagen mit einer Leistung von bis zu 3 MW gültig ist, gilt die Aussage für beide Anlagenkategorien.

Abb. 1: Übersicht der Elemente und grobe Beschreibung zur Berechnung der gleitenden Marktprämie

gMP		Jahreskosten aus Investition	Erlös aus Investition	Mehrproduktion aus Investition
Steuerbare > 3 MW	Neu	Kapitalkosten (Zins und Amortisation): Annuität aus Investition Betriebskosten: bis max. 2% Inv. (einmalig am Anfang nachweisen) Abgaben: gemäss Konzession	Jahreserlösermittlung in CHF mit Kraftwerkseinsatzoptimierungssoftware	Nettoproduktion der Anlage zuzüglich Speicherkapazität
	Erw.	Kapitalkosten (Zins und Amortisation): Annuität aus Investition Betriebskosten: bis max. 2% Inv. (einmalig am Anfang nachweisen) Abgaben: Zusätzliche Abgaben aufgrund Erweiterung	Jahreserlösermittlung in CHF mit Kraftwerkseinsatzoptimierungssoftware (Differenzbetrachtung)	Via jährlich bestimmten Prozentsatz, (Mehrerlös aus Investition/Gesamterlös nach Investition)*Nettoproduktion nach Investition zuzüglich zusätzlicher Speicherkapazität ¹⁾
			Dito Ern.	Dito Ern.
	Ern.	Kapitalkosten (Zins und Amortisation): Annuität aus Investition Betriebskosten: jährlich bestimmter Prozentsatz der Betriebskosten vor Investition; (Mehrerlös / Gesamterlös)* Betriebskosten vor Investition ¹⁾ Abgaben: jährlich bestimmten Prozentsatz der Abgaben vor Investition; (Mehrerlös / Gesamterlös)* Abgaben vor Investition ¹⁾	Jahreserlösermittlung in CHF mit Kraftwerkseinsatzoptimierungssoftware (Differenzbetrachtung)	Via jährlich bestimmten Prozentsatz, (Mehrerlös inkl. Wirkungsdarwinne/Gesamterlös nach Investition)*Nettoproduktion nach Investition zuzüglich geretteter Speicherkapazität ¹⁾
Nicht Steuerbare > 3 MW & Alle <= 3 MW	Neu	Kapitalkosten (Zins und Amortisation): Annuität aus Investition Betriebskosten: bis max. 2% Inv. (einmalig am Anfang nachweisen) Abgaben: gemäss Konzession	Via Referenzmarktpreis nach Artikel 15 zuzüglich HKN -> Rp/kWh multipliziert mit der Mehrproduktion aus der Investition	Nettoproduktion der Anlage
	Erw.	Kapitalkosten (Zins und Amortisation): Annuität aus Investition Betriebskosten: bis max. 2% Inv. (einmalig am Anfang nachweisen) Abgaben: Zusätzliche Abgaben aufgrund Erweiterung	Via Referenzmarktpreis nach Artikel 15 zuzüglich HKN -> Rp/kWh multipliziert mit der Mehrproduktion aus der Investition	Nettoproduktion – Durchschnittliche Nettoproduktion vor Erweiterung
			Dito Ern.	Dito Ern.
	Ern.	Kapitalkosten (Zins und Amortisation): Annuität aus Inv. Betriebskosten: Prozentsatz der Betriebskosten vor Investition; (Mehrproduktion inkl. Wirkungsdarwinne/ØNettoproduktion nach Investition)*Betriebskosten vor Investition ²⁾ Abgaben: Prozentsatz der Abgaben vor Investition; (Mehrproduktion/ØNettoproduktion nach Investition)* Abgaben vor Investition ²⁾	Via Referenzmarktpreis nach Artikel 15 zuzüglich HKN -> Rp/kWh multipliziert mit der Mehrproduktion aus der Investition	Prozentsatz der Nettoproduktion; (Mehrproduktion inkl. Wirkungsdarwinne/ØNettoproduktion nach Investition)* Nettoproduktion

Vergütungssatz in Rp/kWh
 Referenzmarktpreis (für nicht Steuerbare > 3 MW & alle <= 3 MW) in Rp/kWh
 Referenzmarktpreis (für Steuerbare > 3 MW) in Rp/kWh
 gMP in Rp/kWh
 gMP in CHF

= Jahreskosten aus Investition / Mehrproduktion aus Investition
 = Referenzmarktpreis nach Artikel 15 zuzüglich HKN
 = Jahreserlös aus Investition / Mehrproduktion aus Investition
 = (Vergütungssatz - Referenzmarktpreis)
 = (Vergütungssatz - Referenzmarktpreis) * Mehrproduktion aus Investition; + BFE an Antragsteller; - Antragsteller an BFE

¹⁾ Der Prozentsatz (Mehrerlös/Gesamterlös) wird mit einer Kraftwerkseinsatzoptimierungssoftware jährlich bestimmt.
²⁾ Der Prozentsatz (Mehrproduktion/Nettoproduktion nach Investition) wird aufgrund der Gesuchsunterlagen für die ersten 5 Betriebsjahre festgelegt und danach aufgrund der effektiven Produktion überprüft und wenn notwendig neu festgesetzt.

2.1.3 Gleitende Marktprämie für Photovoltaikanlagen

Die gleitende Marktprämie für die Photovoltaik steht Anlagen ohne Eigenverbrauch ab einer Leistung von 150 kW Leistung zur Verfügung. Die Vergütungssätze werden durch Auktionen bestimmt. Der Mechanismus zur Bestimmung funktioniert gleich wie bei den Auktionen für die hohe Einmalvergütung (HEIV), die seit 2023 stattfinden. Zukünftig ist vorgesehen, dass je zwei Auktionen parallel stattfinden, eine für die gleitende Marktprämie sowie eine für die bisherige HEIV. Das BFE legt die jeweiligen Gebotstermine, die Höchstgebote in Rp./kWh bzw. Fr./kW und die jeweiligen Volumina fest. Das Wahlrecht zwischen den beiden Fördermitteln wird also ausgeübt, indem das Gebot in der jeweiligen Auktion abgegeben wird. Es ist nicht zulässig, in der gleichen Auktionsrunde für das gleiche Projekt ein Gebot in der Auktion der gleitenden Marktprämie und der Auktion für die HEIV abzugeben. Da der Gesetzgeber bei den Auktionen für die gleitende Marktprämie keine Sanktionsmöglichkeit vorgesehen hat, muss bei diesen Auktionen die Zahlung einer Sicherheitsleistung entfallen. Um die Prozesse für die Auktionen der gleitenden Marktprämie und der HEIV für die Anbieter gleich zu gestalten, entfällt die Sicherheitsleistung zukünftig auch bei den Auktionen der HEIV. Dafür wird für beide Auktionen eine bei Gebotsabgabe zu entrichtende Teilnahmegebühr von 300 Franken eingeführt.

Wird eine Photovoltaikanlage, die sich im System der gleitenden Marktprämie befindet, nachträglich erweitert, wird der Anteil der Elektrizität, der mit der gleitenden Marktprämie gefördert wird, an die neuen Verhältnisse angepasst. Das heisst, die Marktprämie wird nur für den Anteil der installierten Leistung gewährt, für welchen in der Auktion eine Vergütung zugesprochen worden ist.

Wie im Fall der Auktionen für die HEIV können bei Inbetriebnahme von Anlagen, die die gleitende Marktprämie erhalten, Ansprüche für verschiedene zusätzliche Boni geltend gemacht werden. Diese bemessen sich wie die Marktprämie ebenfalls in Rp./kWh. Für die Bestimmung der jeweiligen Höhe der Boni für die Marktprämie wurden die Boni der Einmalvergütung gemäss Anhang 2.1 Ziffer 2.7 EnFV umgerechnet. Dabei wird davon ausgegangen, dass 1 kW installierte Leistung während der Lebensdauer einer Photovoltaikanlage im Mittelland (Dach- oder Parkplatzanlage) 25 000 kWh Elektrizität produziert, eine Fassadenanlage 18 500 kWh und eine alpine Anlage 37 500 kWh. Da diese Anlagentypen mittels der gleitenden Marktprämie und der Einmalvergütung gleichermassen gefördert werden sollen, werden die für die Einmalvergütung pro kW installierter Leistung festgesetzten Boni je nach Anlagentyp mittels der oben aufgeführten Annahmen der Produktionsmengen in einen Betrag in Rp./kWh umgerechnet. Dadurch ergeben sich:

- Bonus für angebaute Anlagen mit Neigungswinkel von mind. 75 Grad: 200 Fr./kW oder 1 Rp./kWh;
- Bonus für integrierte Anlagen mit Neigungswinkel von mind. 75 Grad: 400 Fr./kW oder 2,2 Rp./kWh;
- Bonus für Anlagen ab einer Höhe von mindestens 1500 m ü. M.: 250 Fr./kW oder 0,7 Rp./kWh;
- Bonus für grosse Anlagen auf dauerhaft installierten Parkplatzarealen: 250 Fr./kW oder 1 Rp./kWh.

Für den Vollzug der Auktionen für die gleitende Marktprämie wird, wie bereits heute für die Auktionen für die Einmalvergütungen, die Vollzugsstelle (Pronovo AG) zuständig sein.

2.1.4 Gleitende Marktprämie für Windenergieanlagen

Höhe des Vergütungssatzes

Der Bericht «Investitions- und Planungsbeiträge für Windenergieanlagen¹» zeigt auf, dass die spezifischen Investitionskosten (Fr./MW) wesentlich von den Erschliessungs- und Transportkosten abhängig sind: Je komplexer die Erschliessung mit Strasse und Stromnetz und je aufwändiger der Transport, umso höher liegen die spezifischen Investitionskosten. Dieser Zusammenhang wird bei der gleitenden Marktprämie für Windenergieanlagen berücksichtigt, indem die Schweiz in drei Höhenstufen («Kategorien I–III») eingeteilt wird. Die Höhenlage hat zudem auch einen wesentlichen Einfluss auf die Wahl des Typs der Windenergieanlage und somit auf die Gestehungskosten.

Die Betreiber von Windenergieanlagen erhalten während der ersten fünf Betriebsjahre einen fixen Vergütungssatz. In Anlehnung an das beim Einspeisevergütungssystem bewährte Prinzip wird nach den ersten fünf Betriebsjahren die tatsächliche mittlere Produktion einer Anlage mit einer Referenzproduktion verglichen. In Abhängigkeit des Verhältnisses der Referenzproduktion zur tatsächlichen Produktion wird dann die effektive Höhe des Vergütungssatzes über die 20 Jahre der Vergütungsdauer festgelegt.

Anforderungen an das Gesuch

Für die Einreichung eines Gesuchs um gleitende Marktprämie für Windenergieanlagen ist – im Gegensatz zu den anderen Technologien – keine Baubewilligung notwendig. Dies deshalb, weil aktuell vom Planungsbeginn bis zum Erreichen der Baubewilligung immer noch rund 15 Jahre oder mehr vergehen können. Die Voraussetzung einer rechtsgültigen Baubewilligung würde Windenergieprojekte de facto

¹ Investitions- und Planungsbeiträge für Windenergieanlagen, New Energy Scout + EBP, 2020

von der Förderung ausschliessen. Als Voraussetzung für die Einreichung eines Gesuchs um gleitende Marktprämie gilt daher – wie bisher schon für den Investitionsbeitrag – das Vorliegen einer mindestens 12 Monate dauernden Windmessung auf mindestens 2/3 der geplanten Nabenhöhe sowie dem daraus resultierenden Ertragsgutachten.

Projektfortschrittmeldungen

Analog zu den Regelungen bei der Einspeisevergütung wird auch bei der gleitenden Marktprämie verlangt, dass der Projektant den Projektfortschritt innerhalb einer bestimmten Frist nachweisen muss. Kann dieser Projektfortschritt nicht innerhalb der gesetzten Frist nachgewiesen werden, so wird die Zusicherung dem Grundsatz nach widerrufen und die reservierten Fördergelder stehen für andere Projekte zur Verfügung.

Im Gegensatz zur Einspeisevergütung entfällt die Projektfortschrittmeldung 1, für die das Pflichtenheft für die Umweltverträglichkeitsprüfung eingereicht werden musste. Dieser Nachweis war bei der Einspeisevergütung nötig, da für die Anmeldung für das Einspeisevergütungssystem nur minimale Anforderungen gestellt wurden. Ein Gesuch um gleitende Marktprämie kann hingegen erst gestellt werden, wenn gemäss den Anforderungen von Anhang 2.4 EnFV eine Windmessung durchgeführt wurde und ein Ertragsgutachten vorliegt. Mit diesen Anforderungen ist der Nachweis eines wesentlichen Projektfortschritts erbracht. Der nächste nachzuweisende Projektfortschritt, die Erteilung der Baubewilligung, ist innerhalb von zehn Jahren nach Erhalt der Zusicherung dem Grundsatz nach zu erreichen.

2.1.5 Gleitende Marktprämie (und weitere Anpassungen) für Biomasseanlagen

Referenzanlagenprinzip und Einzelfall

Die gleitende Marktprämie für Holzkraftwerke und Biogasanlagen wird über das Referenzanlagenprinzip bestimmt. Dies gilt neu auch für die Investitionsbeiträge, welche bislang im Einzelfall bestimmt wurden. Effiziente Technologien und Bauweisen werden damit bevorzugt. Für die Berechnung des Investitionsbeitrags ist bei Biogas-, Deponiegas- und Klärgasanlagen die äquivalente elektrische Leistung und nicht die installierte Leistung des Wärme-Kraft-Kopplungs-Moduls (WKK-Modul) massgebend, wobei die äquivalente elektrische Leistung der mittleren Jahresleistung einer Anlage entspricht. Dies soll verhindern, dass Anlagen allein aus dem Grund zu gross dimensioniert werden, um mehr Fördergelder zu erhalten. Bei Holzkraftwerken wird der Investitionsbeitrag hingegen anhand der Anlagenleistung berechnet, weil diese Anlagen möglichst wärmegeführt betrieben werden, und der Spitzenlastabdeckung im Winter dienen sollen. Eine Berechnung der Investitionsbeiträge gestützt auf die äquivalente Leistung würde die Anlagen dazu animieren, über das ganze Jahr möglichst viel Elektrizität zu produzieren, was aufgrund der aufkommenden Holzknappheit nicht zielführend wäre.

Im Rahmen der gleitenden Marktprämie werden analog zur heutigen Regelung im Einspeisevergütungssystem die Vergütungssätze für alle Anlagenkategorien gestützt auf die äquivalente Leistung berechnet.

Wahlrecht

Das Wahlrecht wird mit der Gesuchseinreichung entweder für Investitionsbeiträge oder für die gleitende Marktprämie ausgeübt. Die Wahl ist definitiv und gilt für die gesamte Anlage, auch bei zukünftigen erheblichen Erweiterungen und Erneuerungen. Betreiber von Anlagen, für die schon vor 2025 ein Investitionsbeitrag zugesichert wurde, die aber erst nach Inkrafttreten des Gesetzes, also nach dem 1. Januar 2025, in Betrieb gehen (Art. 29a Abs. 2 EnG), können ihr Wahlrecht noch bis zum 1. Juni 2025 ausüben.

Umgang mit erheblichen Erweiterungen und Erneuerungen

Die Vergütungssätze für erhebliche Erweiterungen und Erneuerungen betragen 75 Prozent der Vergütungssätze für Neuanlagen.

Sind sowohl die Erheblichkeitskriterien für eine erhebliche Erweiterung als auch für eine erhebliche Erneuerung erfüllt, kann der Betreiber wählen, nach welchem Regime die Anlage zu behandeln ist.

Erhebliche Erweiterungen

Bei der gleitenden Marktprämie wird in einem ersten Schritt berechnet, um wieviel Prozent die Nettoproduktion aufgrund der Erweiterung voraussichtlich gesteigert wird. Nach erfolgter Inbetriebnahme der Erweiterung wird dieser Anteil der effektiven Nettoproduktion mit dem Vergütungssatz vergütet, jedoch maximal die tatsächlich eingespeiste Elektrizitätsmenge. Zur Berechnung des Vergütungssatzes wird die gesamte Elektrizitätsproduktion der Anlage nach der Erweiterung betrachtet. Nach drei vollen Kalenderjahren wird überprüft, wie hoch die tatsächliche Stromproduktionssteigerung war. Die durchschnittlich, Volllaststunden-korrigierte, erreichte Steigerung wird für die gesamte Vergütungsdauer als Prozentsatz für den zu vergütenden Anteil der gesamten Stromproduktion festgesetzt. Für die bereits erfolgten Auszahlungen wird der Anteil rückwirkend korrigiert und allfällige Rückforderungen oder Nachzahlungen werden mit künftigen Leistungen verrechnet.

Beim Investitionsbeitrag wird die zusätzlich installierte bzw. die zusätzliche äquivalente elektrische Leistung mit dem Ansatz des Investitionsbeitrags (Fr./kW) vergütet. Zur Berechnung des Ansatzes wird die gesamte elektrische Leistung der Anlage betrachtet. Da Erweiterungen sehr unterschiedlich ausfallen können, und teilweise ein grosser Effekt mit relativ geringen Investitionen erreicht werden kann, wird der Investitionsbeitrag für die erhebliche Erweiterung auf maximal 60% der tatsächlich entstandenen und anrechenbaren Kosten begrenzt. Zudem wird zur Bestimmung der zusätzlichen Stromproduktion mit den Volllaststunden korrigiert.

Erhebliche Erneuerungen

Im System der gleitenden Marktprämie werden die effektiven Investitionskosten für eine Erneuerung mit den Kosten einer Referenz-Neuanlage verglichen, wobei die Kosten für eine Referenz-Neuanlage über die Ansätze zur Berechnung der Investitionsbeiträge gemäss Anhang 2.3 berechnet werden: der theoretische Investitionsbeitrag wird mit 2 multipliziert (da der Investitionsbeitrag so festgelegt ist, dass 50 Prozent der anrechenbaren Kosten einer Referenzanlage gedeckt sind). Das Verhältnis zwischen diesen Kosten ergibt den Prozentsatz (Anteil) des produzierten Stroms (Nettoproduktion), der mittels gleitender Marktprämie vergütet wird.

Für die Ermittlung der Höhe des Investitionsbeitrags wird das Verhältnis zwischen effektiven Investitionskosten und den Kosten einer Referenz-Neuanlage berechnet, wobei die Kosten für eine Referenz-Neuanlage über die Ansätze zur Berechnung der Investitionsbeiträge gemäss Anhang 2.3 berechnet werden: der theoretische Investitionsbeitrag wird mit 2 multipliziert. Die Gesamtleistung nach Erneuerung wird mit diesem Prozentsatz und dem Investitionsbeitragsatz multipliziert.

Vollzug

Die Vollzugsstelle Pronovo AG wird die Investitionsbeiträge und die gleitende Marktprämie für die Biomasseanlagen nach dem Referenzanlagenprinzip vollziehen. Für die Einzelfallprüfungen für Investitionsbeiträge von Kehrlicht-, Schlammverbrennungs- und Deponiegasanlagen bleibt unverändert das BFE zuständig.

2.2 Investitionsbeiträge

2.2.1 Anforderungen an den Betrieb

Die Mindestbetriebsdauer für Windenergie- und Photovoltaikanlagen, die einen Investitionsbeitrag erhalten (Art. 33), wird von 15 auf 20 Jahre angehoben, damit diese Dauer kongruent ist mit der Vergütungsdauer bei der gleitenden Marktprämie. Für Geothermieranlagen gilt neu ebenfalls eine Mindestbetriebsdauer von 20 Jahren.

Die Mindestbetriebsdauer für die anderen Technologien bleibt unverändert, namentlich auch bei Wasserkraftanlagen: Viele der bestehenden Konzessionen werden ab 2035 auslaufen. Nach Ablauf der Konzession steht es dem Konzessionsgeber frei, die Konzession einem Dritten zu erteilen, das Kraftwerk selbst zu nutzen oder auch keine Konzession zu erteilen und den Betrieb des Kraftwerks einzustellen. Das stellt für die Betreiber eine Unsicherheit für allfällige Erweiterungs- und Erneuerungsinvestitionen dar. Diese Unsicherheit würde verstärkt, wenn in der EnFV eine Mindestbetriebsdauer von 20 Jahren vorgeschrieben würde. Deshalb bleibt die Mindestbetriebsdauer für Wasserkraftanlagen unverändert bei 15 Jahren.

2.3 Projektierungsbeiträge

2.3.1 Ansätze und Mindestbeiträge

Die gesetzlichen Maximalbeiträge betragen für alle anspruchsberechtigten Technologien (Wind- und Wasserkraft sowie Geothermie) 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten (Art. 26 Abs. 3^{bis}, Art. 27a Abs. 3 und Art. 27b Abs. 3 EnG). In der Verordnung wird der Ansatz für alle Technologien auf den gesetzlichen Höchstansatz festgesetzt, da gegenwärtig neue Projekte nur mit Zurückhaltung aufgelegt werden. Grund für die Zurückhaltung sind die hohen Projektierungskosten und die mit den langwierigen (Einsprache-) Verfahren zusammenhängenden erheblichen Realisierungsrisiken.

Bei der Geothermie können Projektierungsbeiträge nur für die Planung von Geothermieranlagen beantragt werden. Für die Planung der Prospektions- und Erschliessungsphasen, die dem Bau von Geothermieranlagen vorausgehen, werden keine Projektierungsbeiträge gewährt. Für die Prospektion und die Erschliessung von Geothermiereservoirs können jedoch entsprechende Investitionsbeiträge beantragt werden.

Projektanten, deren Projektierungskosten nicht mindestens 75 000 Franken betragen, kann es zugemutet werden, die Kosten selber zu tragen. Um den Vollzugaufwand gering zu halten, legt Artikel 35 Absatz 1 deshalb einen Mindestbeitrag von 30 000 Franken (40 % der anrechenbaren Projektierungskosten von 75 000 Fr.) fest. Für kostengünstigere Projekte kann – sobald die Baubewilligung vorliegt – ein Investitionsbeitrag beantragt werden.

2.3.2 Verfahren

Die Gesuche um einen Projektierungsbeitrag werden nach dem Einreichdatum behandelt. Die mit dem Gesuch einzureichenden Angaben und Unterlagen werden in den jeweiligen technologiespezifischen Anhängen geregelt. Sollten nicht genügend Mittel vorhanden sein, wird je Technologie eine Warteliste geführt. Betreffend Gesuchsverfahren und anrechenbare Kosten gilt sinngemäss dasselbe wie für die jeweiligen Investitionsbeiträge für die einzelnen Technologien. Der Entwicklungsstand des Projekts ist jährlich in einem kurzen Bericht darzulegen, wobei die abgeschlossenen und die noch zu erledigenden Teilphasen mit den entsprechenden Phasenzielen aufzuführen sind.

Bei Wasserkraftanlagen und bei Geothermieranlagen, die neue Tiefbohrungen beinhalten, muss eine Vorstudie eingereicht werden, anhand derer geprüft werden kann, ob die grundlegenden technischen

Standards eingehalten werden und ob die Angaben plausibel sind. Bei Windenergieanlagen wird ebenfalls eine Vorstudie verlangt, die Informationen zur Lage des Parkperimeters sowie der Standorte der Windenergieanlagen enthalten muss.

2.3.3 Rückzahlung

Mit den Projektierungsbeiträgen wird ein Anreiz für die Entwicklung von Projekten gesetzt. Nach Erlangung der Baubewilligung steht es den Projektanten frei, das Projekt aus Wirtschaftlichkeitsgründen oder anderen Überlegungen nicht zu realisieren. Wenn ein Projektant für die Entwicklung eines Projekts öffentliche Mittel erhalten hat und sich – trotz Wegfall der Realisierungsrisiken – dazu entschliesst, eine Anlage nicht zu bauen, müssen die für die Entwicklung des Projekts erhaltenen Mittel wieder zurückbezahlt werden.

2.4 Windenergie: Weitere Änderungen

2.4.1 Festlegung der Höhe der Investitionsbeiträge

Für die Festlegung der Investitionsbeiträge für Windenergieanlagen wird neu – anstelle des Einzelfallprinzips – das Referenzanlagenprinzip angewendet. Die Umstellung bedeutet mehr Transparenz für die Gesuchsteller und eine deutliche Reduktion des Vollzugsaufwands.

Der Investitionsbeitrag für Windenergieprojekte wird mittels eines fixen Betrags in Franken pro installierte elektrische Leistung der Anlagen festgelegt. Analog zur gleitenden Marktprämie wird auch die Höhe des Investitionsbeitrags von der Höhenlage des Anlagenstandorts abhängig gemacht. Für die Investitionsbeiträge werden die gleichen Höhenstufen (Kategorie I–III) angewendet wie für die gleitende Marktprämie.

2.4.2 Projektierungsbeiträge für Windenergieanlagen

Da die Planung von Windenergieprojekten für ein Projekt als Ganzes und nicht pro einzelne Windenergieanlage durchgeführt wird, werden auch die Projektierungsbeiträge pro Projekt und nicht für einzelne Windenergieanlagen ausgerichtet.

Die Bemessung der Projektierungsbeiträge basiert auf dem Expertenbericht «Investitions- und Planungsbeiträge für Windenergieanlagen». So betragen die reinen Planungskosten bei Windenergieprojekten in der Schweiz rund 650 000 Franken pro Einzelanlage. Als Referenzprojekt wird ein Windpark mit vier Windenergieanlagen definiert. Der maximale Projektierungsbeitrag für ein Windenergieprojekt wird auf 1 000 000 Franken festgesetzt.

Die Auszahlung der Projektierungsbeiträge erfolgt auf der Basis der tatsächlich entstandenen und nachgewiesenen Kosten für die Projektplanung und ist limitiert auf 80 Prozent der maximal zugesicherten Summe von 1 000 000 Franken. Die verbleibenden 20 Prozent können erst beim Vorliegen der rechtskräftigen Baubewilligung oder bei Meldung des Abbruchs der Planungsarbeiten geltend gemacht werden.

2.4.3 Keine Erweiterungen und Erneuerungen von Windanlagen

Gemäss dem bereits geltenden Artikel 3 EnFV gilt eine Anlage als Neuanlage, wenn sie erstmals an einem Standort erstellt wird oder wenn sie eine bestehende Anlage komplett ersetzt. Für Windenergieanlagen wird neu in Absatz 2^{bis} präzisiert, dass sie als komplett ersetzt gelten, wenn mindestens der Rotor, die Konversionseinrichtung (Getriebe und Generator) sowie der Turm der Anlage ersetzt werden. Mit dieser Präzisierung wird klargestellt, dass in der Praxis keine Erneuerungen oder Erweiterungen von Windenergieanlagen vorkommen. Wird nämlich an einem bereits bestehenden Standort eine Anlage

ersetzt (Repowering), so gilt diese als Neuanlage. Wird ein bestehender Windpark mit weiteren Anlagen ergänzt, so gelten diese Anlagen als Neuanlagen. Die Erweiterung einer einzelnen Windenergieanlage ist technisch nicht möglich.

2.4.4 Aufhebung der Übertragbarkeit von positiven KEV-Bescheiden für Windenergieanlagen

Die Bestimmungen zur Übertragung von positiven KEV-Bescheiden («Zusicherung dem Grundsatz nach») wurden 2018 in die EnFV aufgenommen. Der Grund für diese Regelung war der Umstand, dass zahlreiche Windenergieanlagen, die seit 2008 einen positiven KEV-Bescheid erhalten hatten, in der Zwischenzeit aufgrund von Revisionen der kantonalen Richtpläne ihre planerische Grundlage verloren hatten und nicht realisiert werden konnten. Andere Gebiete zur Windenergienutzung waren hingegen in kantonale Richtpläne aufgenommen worden. Für Projekte in diesen neuen Gebieten standen jedoch keine KEV-Gelder mehr zur Verfügung. Um den Ausbau der Windenergie im geplanten Umfang fördern zu können, wurde deshalb die Möglichkeit geschaffen, unter bestimmten Bedingungen KEV-Bescheide von einer Windenergieanlage auf eine andere zu übertragen. Seit 2018 wurden dem BFE acht Gesuche zur Übertragung von positiven KEV-Bescheiden eingereicht. Sieben davon konnten bewilligt werden, eines wurde abgelehnt.

Mit dem Inkrafttreten der neuen Gesetzesbestimmungen werden für die finanzielle Förderung von Windenergieanlagen wahlweise Projektierungsbeiträge und Investitionsbeiträge oder die gleitende Marktprämie zur Verfügung stehen. Die Übertragung von positiven KEV-Bescheiden wird damit nicht mehr nötig sein und die entsprechenden Bestimmungen in der EnFV werden daher aufgehoben.

2.5 Wasserkraft: Weitere Änderungen

Gemeinwesen sind verpflichtet, die Bevölkerung mit Trinkwasser zu versorgen. Trinkwasserversorgungsanlagen müssen daher gebaut bzw. erneuert werden, wenn die Notwendigkeit dafür besteht. Vergleichbare Situationen kann es auch bei anderen Nebennutzungsanlagen geben. Dabei kann es sinnvoll sein, Anlagenteile (z.B. Druckleitungen) so auszuführen, dass sie bereits auf eine spätere Nebennutzung zur Produktion von Elektrizität ausgerichtet sind. Der Einbau der eigentlichen Anlagenteile zur Produktion von Elektrizität (z.B. Turbine) und das Gesuch um einen Investitionsbeitrag erfolgt dann meist zu einem späteren Zeitpunkt.

Bei Trinkwasserkraftwerken und weiteren Nebennutzungsanlagen sind nur die Investitions(mehr-)kosten anrechenbar, die der Produktion von Elektrizität dienen und entweder nach der Zusicherung des Investitionsbeitrags oder nach der Bewilligung des früheren Baubeginns getätigt wurden. Wurden Investitionen ohne konkrete Förderaussicht oder Bewilligung des früheren Baubeginns ausgelöst, sind sie nicht anrechenbar.

2.6 Photovoltaik

2.6.1 Bonus für Anlagen über dauerhaften, bisher unüberdachten Parkplatzarealen

Photovoltaikanlagen auf Parkplätzen wurden in den vergangenen Jahren mittels zweier Studien² untersucht. Demnach haben diese Anlagen den Vorteil, dass sie eine effiziente Lösung für die Mehrfachnutzung von Parkplatzflächen bieten: Fahrzeuge werden durch die Überdachung vor der Witterung geschützt, es kann Elektrizität produziert werden und ggf. mittels Ladestationen effizient vor Ort genutzt

² [Solarstrom auf Parkplatzüberdachungen \(energiezukunftschweiz.ch\)](#), 2022 und [Solarstrom auf Infrastruktur \(energiezukunftschweiz.ch\)](#), 2021

werden. Die Ladestationen für die Elektromobilität können zudem direkt in die Struktur integriert werden. Das Potenzial dieser Anlagen beträgt 2 bis 3 GW. Allerdings weisen sie mit 2 000 bis 3 500 Fr./kW installierter Leistung deutlich höhere Kosten auf als vergleichbar grosse Anlagen auf grossen Dachflächen. Um das Potenzial effizient zu erschliessen, sollen diese Anlagen ab einer Leistung von mindestens 100 kW (grosse Photovoltaikanlagen) mit einem speziellen Bonus gefördert werden. Dieser Bonus kommt entweder zur «Grundvergütung» der Einmalvergütung für grosse Anlagen (GREIV) hinzu, wenn bei der Anlage Eigenverbrauch vorliegt (z.B. durch Ladestationen), oder zur hohen Einmalvergütung (HEIV) oder der gleitenden Marktprämie (ab 150 kW Leistung), wenn die gesamte Elektrizität ins Verteilnetz eingespeist wird. Der Bonus für die Einmalvergütung beträgt 250 Fr./kW installierte Leistung. Damit kann ein Teil der zusätzlichen Kosten für die Unterkonstruktion gedeckt werden. Ausgehend vom Betrag von 250 Fr./kW bei der Einmalvergütung und von einer Produktion von 25 000 kWh pro kW installierter Leistung über die Lebensdauer einer solchen Anlage, ergibt sich im Fall einer Förderung mit der gleitenden Marktprämie ein Bonus in der Höhe von 1 Rp./kWh.

2.6.2 Anpassungen der Einmalvergütung

Die Sätze der Einmalvergütung (EIV) für Photovoltaikanlagen legt der Bundesrat in der EnFV fest. Das BFE prüft die Sätze regelmässig. Zum 1. April 2025 werden die Sätze der Neigungswinkelboni stark erhöht. Der Satz für stark geneigte integrierte Anlagen wird von 250 auf 400 Fr./kW installierter Leistung angehoben und derjenige für angebaute und freistehende Anlagen von 100 auf 200 Franken verdoppelt. Mit dieser starken Anhebung der Förderung soll ein Anreiz gesetzt werden, insbesondere das grosse Potenzial von Fassadenanlagen besser als bisher zu erschliessen. Diese Anlagen haben ein technisch-ökonomisches Potenzial von 17 TWh pro Jahr, wovon etwa 43 Prozent im Winterhalbjahr anfallen³. Das entspricht in etwa dem Fünffachen der Winterproduktion des stillgelegten KKW's Mühleberg und fällt vollständig in bereits überbautem Gebiet an. Aufgrund des höheren Aufwands bei der Installation dieser Anlagen und des im Gegensatz zu Dachanlagen bisher immer nötigen Baubewilligungsverfahrens, wurde dieses Potenzial jedoch bisher kaum ausgeschöpft. Im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wurde deswegen das Raumplanungsgesetz vom 22. Juni 1979 (RPG; SR 700) bezüglich Fassadenanlagen angepasst, so dass diese zukünftig grundsätzlich kein Baubewilligungsverfahren mehr benötigen. Damit hat der Gesetzgeber seinen Willen bekundet, den Bau solcher Anlagen zu vereinfachen und damit den Zubau in diesem Segment zu stärken. Im Einklang mit dieser Vereinfachung soll die erhöhte Förderung dem Zubau von Fassadenanlagen zu einem Durchbruch verhelfen. Des Weiteren sollen die Förderbedingungen für grosse integrierte Anlagen verbessert werden. In den letzten zwei Jahren hat sich der Zubau der integrierten Anlagen verdreifacht, im Segment 30-100 kW sogar vervierfacht. Damit wird klar, dass auch grössere Anlagen zunehmend integriert errichtet werden. Vor diesem Hintergrund ist es plausibel, dass auch integrierte Anlagen mit einer Leistung ab 100 kW realisiert würden, wenn diese nicht wie bisher für die ganze Leistung nur den Ansatz für angebaute und freistehende Anlagen bekämen. Neu erhalten deswegen integrierte Anlagen ab einer Leistung von 100 kW für die Leistung unter 100 kW wieder den Vergütungssatz für integrierte Anlagen.

Im Gegenzug sollen die Sätze der allgemeinen Einmalvergütung zum 1. April 2025 gesenkt werden. Die Leistungsbeiträge bis weniger als 30 kW werden um je 20 Franken gesenkt. Der Satz des Leistungsbeitrags für angebaute und freistehende Anlagen ab 100 kW wird ebenfalls um 20 Franken gesenkt. Auf eine Absenkung in der Leistungsklasse von 30–100 kW wird verzichtet, da dieses Segment kein so starkes Wachstum aufweist wie die anderen beiden. Mit der Absenkung der Leistungsbeiträge für den Anteil der Leistung unterhalb von 30 kW soll ein Anreiz gesetzt werden, grössere Anlagen zu bauen und möglichst die gesamte geeignete Dachfläche für die Stromerzeugung auszunutzen: Durch diese Absenkung sinkt die Gesamtvergütung für kleinere und somit teurere Anlagen im Verhältnis stärker als für

³ vgl. dazu den Bericht des Bundesrates vom 23. Juni 2021 «Stromerzeugung im Winter dank Fotovoltaik» in Erfüllung des Postulates 19.4157, Reynard, vom 25. September 2019 (abrufbar unter www.parlament.ch) > Ratsbetrieb > Curia Vista > 19.4157 > [Bericht in Erfüllung des parlamentarischen Vorstosses](#))

grössere Anlagen. Damit wird der Betrieb grösserer Anlagen im Vergleich zu demjenigen kleinerer finanziell attraktiver. Zudem entwickelt sich der Zubau von Photovoltaikanlagen momentan sehr stark: Für das Jahr 2023 wurde ein erneuter Rekordzubau von über 1,6 GW verzeichnet. Für das Jahr 2024 wird mit einer weiteren Steigerung gerechnet, da im ersten Halbjahr 2024 knapp 70 Prozent mehr Anlagenleistung zur Förderung angemeldet wurde als in den ersten sechs Monaten des Vorjahres. Vor diesem Hintergrund scheint die bisherige Förderung höher zu sein, als für den Zubau notwendig wäre. Daher erweist sich insbesondere die zusätzliche Absenkung des Leistungsbeitrags ab 100 kW als gerechtfertigt. Anlagen in diesem Segment sind am günstigsten und ihre Gestehungskosten deswegen im Umfeld der aktuell hohen Strompreise besonders wettbewerbsfähig. Mit der Absenkung der Einmalvergütung wird zudem auch auf den von der eidgenössischen Finanzkontrolle festgestellten Mitnahmeeffekte bei kleinen Anlagen reagiert⁴.

Schliesslich ermöglicht die Absenkung der Vergütungssätze die Förderung einer grösseren Anzahl von Anlagen. Da die zur Verfügung stehenden Mittel des Netzzuschlagsfonds beschränkt sind und die Nachfrage nach Förderung für Photovoltaikanlagen stetig stark zunimmt, soll mit der jährlichen Absenkung der Vergütungssätze Spielraum für die Förderung von noch mehr Anlagen geschaffen werden.

2.7 Marktprämie für Elektrizität aus bestehenden Grosswasserkraftanlagen

Zur Bestimmung der Höhe der Marktprämie wurde bisher aufgrund der komplexen Strukturen der Elektrizitätswirtschaft und um den Vollzugaufwand möglichst tief zu halten ein vereinfachender Ansatz gewählt. So wurden sowohl erlös- als auch kostenseitig gewisse Posten, die sich in etwa die Waage halten sollten, nicht berücksichtigt. Die Erfahrung hat gezeigt, dass der vereinfachende Ansatz zur Folge hatte, dass namentlich bei flexiblen Kraftwerken (Speicher-, Pumpspeicher- und Umwälzkraftwerke) die Erlöse teils unterschätzt wurden und die betroffenen Kraftwerke dadurch unproportional hohe ungedeckte Gestehungskosten auswiesen. Dadurch resultierten tendenziell zu hohe Marktprämien. Aus diesen Gründen werden neu sowohl die Erlöse als auch die Kosten genauer ermittelt, indem die bei der gleitenden Marktprämie für flexible Kraftwerke berücksichtigten Posten auch für die Marktprämie herangezogen werden.

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

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

4. Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft

Mit dem neuen Bonus für Photovoltaikanlagen auf Parkplatzarealen wird dieses Segment für den Ausbau der Photovoltaik erschlossen. Mit der Erhöhung der Boni für stark geneigte Photovoltaikanlagen wie an Fassaden wird dieses bisher kaum genutzte Potenzial innerhalb von Bauzonen stärker erschlossen. Der Anreiz zum Bau grösserer Photovoltaikanlagen durch die Absenkung des Leistungsbeitrags hat positive Auswirkungen auf den Zubau und trägt damit zur Erreichung des angestrebten Ausbaus der erneuerbaren Energien in der Schweiz bei. Ansonsten ergeben sich aus den Verordnungsänderungen keine Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft.

⁴ [Wirkung der Subventionen an grosse Photovoltaikanlagen - Bundesamt für Energie – Eidgenössische Finanzkontrolle \(admin.ch\)](https://www.admin.ch/gov/de/section/04613/allgemeines/initiatives/esta/ifk/wirkung-der-subventionen-an-grosse-photovoltaikanlagen)

5. Verhältnis zum EU-Recht

Durch die Verordnung wird das Verhältnis zum europäischen Recht nicht verändert, die vorgeschlagenen Verordnungsänderungen sind grundsätzlich mit dem EU-Recht kompatibel. Namentlich der neue Fördermechanismus der gleitenden Marktprämie ist mit den internationalen Verpflichtungen des Beihilferechts kompatibel, kennt doch die EU ebenfalls Fördermodelle gemäss den Grundsätzen contract for difference. Einzig die bereits im Gesetz vorgesehene Regelung, dass die gleitende Marktprämie auch dann ausbezahlt wird, wenn negative Marktpreise herrschen, steht in Widerspruch zu europäischem Recht.

6. Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen

Vorbemerkung zur Struktur der EnFV

Die Struktur der EnFV sieht aufgrund der beiden neuen Instrumente der gleitenden Marktprämie und der Projektierungsbeiträge wie folgt aus:

- Die gleitende Marktprämie wird im neuen 2a. Kapitel geregelt, der 1. Abschnitt (Art. 30a ff.) beinhaltet die allgemeinen Bestimmungen, der 2. Abschnitt (Art. 30b ff.) die Bestimmungen für die Wasserkraft, der 3. Abschnitt (Art. 30c ff.) die Bestimmungen für Photovoltaikanlagen, der 4. Abschnitt (Art. 30d ff.) die Bestimmungen für Windenergieanlagen und der 5. Abschnitt (Art. 30e ff.) die Bestimmungen für Biomasseanlagen.
- Zur gleitenden Marktprämie gibt es zudem für Wasserkraft-, Windenergie- und Biomasseanlagen je einen neuen Anhang (Anhänge 6.1–6.3).
- Die Projektierungsbeiträge werden für sämtliche berechtigten Technologien im neuen 3a. Kapitel behandelt; die technologiespezifischen Regelungen finden sich in den bereits bestehenden Anhängen für die jeweiligen Investitionsbeiträge.

Art. 2 Bst. g

Steuerbare Wasserkraftanlagen unterscheiden sich namentlich betreffend die Erlösmöglichkeiten stark von den nicht steuerbaren und werden daher bei den Förderinstrumenten zum Teil anders behandelt. Buchstabe g legt fest, dass eine Wasserkraftanlage dann als steuerbar gilt, wenn sie die Möglichkeit hat, bei Bedarf bzw. bei Belieben mindestens sechs Stunden auf Volllast betrieben werden zu können.

Art. 3

Wie bereits in den Ausführungsbestimmungen vom 1. November 2017 zur Energieförderungsverordnung erläutert, ist von einem kompletten Ersatz einer Anlage auszugehen, wenn die notwendige Investition annähernd so gross ist wie diejenige in eine vergleichbare, tatsächlich neue Anlage. Allenfalls verbleibende Anlagenteile dürfen zudem höchstens von untergeordneter Bedeutung sein.

Der Ersatz von Rotor, Konversionseinrichtung und Turm gilt bei Windenergieanlagen als kompletter Ersatz der Anlage, welche damit als Neuanlage zu behandeln ist (vgl. Ziff. 2.4.3).

Art. 4 Abs. 2

Bei Holzkraftwerken entspricht die Nennleistung des Stromgenerators nicht der Leistung, auf die die Gesamtanlage ausgerichtet ist. Der Stromgenerator ist so gross zu dimensionieren, dass er auch Leistungsspitzen aushalten kann. Da der Investitionsbeitrag für Holzkraftwerke nach dem Referenzanlagenprinzip pro kW installierter Leistung gewährt werden soll, wäre es nicht sachgerecht, für die Bestimmung der Anlagenleistung auf die Komponente abzustellen, die die grösste Leistung aufweist. Daher drängt sich eine Präzisierung der massgebenden Anlagenleistung auf. Die Hersteller geben in der Regel die Dauerleistung an, für die die Anlage ausgelegt ist. Diese entspricht der höchsten Leistung, die bei einem

bestimmungsgemässen Betrieb ohne zeitliche Einschränkung erbracht wird und die Lebensdauer und Sicherheit der Anlage nicht beeinträchtigt. Für die Investitionsbeiträge ist daher auf diese Leistung abzustellen. Für die Bestimmung der gleitenden Marktprämie wird jeweils die äquivalente Leistung herangezogen, damit ein wärmegeführter Einsatz der Holzheizkraftwerke nicht von Nachteil ist. Produziert ein HKW während wenigen Stunden, hat es eine niedrigere äquivalente Leistung und profitiert von einer höheren Marktprämie pro eingespeister Kilowattstunde.

Art. 7a Kategorien von Biomasseanlagen

Da die Kategorien von Biomasseanlagen für verschiedene Förderinstrumente verwendet werden, werden diese neu im 1. Kapitel: Allgemeine Bestimmungen geregelt. So ist klar, dass die Kategoriendefinition für die gesamte Verordnung gilt.

Die Definition der Schlammverbrennungsanlagen in Absatz 4 wird ergänzt, um eine klare Abgrenzung zu Holzkraftwerken zu erhalten.

Art. 8 Ausübung des Wahlrechts nach Artikel 29b EnG

Bei Wasserkraftanlagen können Betreiber zum Zeitpunkt der Gesuchseinreichung sowohl einen Investitionsbeitrag als auch die gleitende Marktprämie beantragen. Sie haben das Wahlrecht spätestens 60 Tage nach Erhalt der Mitteilung der voraussichtlichen Höhe des Vergütungssatzes der gleitenden Marktprämie und des Investitionsbeitrags auszuüben (*Abs. 1 Bst. a*).

Bei Photovoltaikanlagen muss das Wahlrecht zum Zeitpunkt der Einreichung des Auktionsgebots ausgeübt werden (*Abs. 1 Bst. b*), damit die einzelnen Auktionen durchgeführt werden können. Die Wahl hat keine bindende Wirkung für die Teilnahme des jeweiligen Projekts an anderen Auktionsrunden, falls das Gebot keinen Zuschlag erhalten sollte.

Bei Wind- und Biomasseanlagen ist das Wahlrecht mit Einreichung des Gesuchs auszuüben (*Abs. 1 Bst. c*).

Projektanten von Windenergieprojekten müssen bereits sehr früh in der Projektphase das Wahlrecht ausüben. Insofern mit dem Bau der Windenergieanlage noch nicht begonnen wurde, hat der Gesuchsteller die Möglichkeit auf die Zusicherung dem Grundsatz nach zu verzichten und ein neues Gesuch für das andere Förderinstrument einzureichen. Sollte beim neu gewählten Instrument jedoch eine Warteliste bestehen, würde das Gesuch mit dem neuen Einreichdatum auf die Warteliste gesetzt.

Hat sich ein Betreiber von Biomasseanlagen einmal für die eine oder die andere Förderung entschieden, kann bei einer allfälligen späteren erheblichen Erweiterung oder Erneuerung nicht auf das andere Förderinstrument gewechselt werden. Die definitive Wahlrechtsausübung dient dem effizienten Vollzug und vermindert die Gefahr einer Überförderung.

Art. 22 Abs. 2

Diese Bestimmung ist rein deklaratorisch, da der Bund keine Kompetenzen hat, in die kantonalen Bewilligungs- und Konzessionierungsverfahren einzugreifen. Daher wird Artikel 22 Absatz 2 aufgehoben.

Art. 25ff.

Die Sachüberschrift des Artikels 25 wird angepasst, damit auch die in dieser Bestimmung geregelte Rückforderung abgebildet ist. Die Absätze 4 und 7 des Artikels 25 werden neu in separate Artikel ausgelagert. Absatz 4 wird neu zu Artikel 25a Absatz 1 und Absatz 7 wird zu Artikel 25c.

Bereits heute wird bei Anlagen im Einspeisevergütungssystem, die Anspruchsvoraussetzungen oder Mindestanforderungen nicht einhalten, ein allfälliger übersteigender Teil in Rechnung gestellt. Dies soll nun zusammen mit der entsprechenden Bestimmung zu den Anlagen im System der gleitenden Markt-

prämie (Art. 30a^{novies} Abs. 4) explizit im neuen Artikel 25a Absatz 2 geregelt werden. Durch diese Handhabung wird verhindert, dass Anlagenbetreiber absichtlich gewisse Voraussetzungen oder Anforderungen nicht erfüllen, um den übersteigenden Teil nicht entrichten zu müssen.

Art. 26 Abs. 4

Das Bewirtschaftungsentgelt wird im Einspeisevergütungssystem an Anlagenbetreiber in der Direktvermarktung als Entschädigung für die Vermarktungskosten bezahlt. Es setzt sich aus Fixkosten (Administration, Vermarktung im Allgemeinen) und variablen Kosten (Ausgleichsenergiekosten) zusammen. Die Höhe des variablen Kostenanteils wurde auf Basis der Ausgleichsenergiekosten der Bilanzgruppe für Erneuerbare Energien (BG-EE) während den Jahren 2013 bis 2015 (Basisperiode) festgelegt.

Seit der erstmaligen Ermittlung des Bewirtschaftungsentgelts sind Lerneffekte eingetreten und die technologische Entwicklung ist weiter vorangeschritten. So können Fahrplanprognosen dank dem Einsatz neuer technischer Hilfsmittel, wie z.B. künstlicher Intelligenz, präziser erstellt werden. Diese Entwicklung zeigt sich am Beispiel der BG-EE, die ihre Fahrplanprognosen im Laufe der Zeit deutlich verbessern konnte.

Um der Kostenentwicklung Rechnung zu tragen, wird der Basisbetrag des variablen Kostenanteils gemäss Artikel 26 Absatz 4 bei allen Technologien um 30 Prozent abgesenkt. Die Absenkung orientiert sich an den Kosten der BG-EE. Der fixe Anteil beträgt weiterhin 0,11 Rp./kWh.

Art. 29 Abs. 1 und 2

Die Formulierung der Absätze 1 und 2 wird an diejenige des neuen Artikels 30a^{ter} angepasst.

Art. 30 Abs. 1 Bst. a

Massgebend ist, ob Anspruch auf die Einspeiseprämie bestand und nicht ob sie ausbezahlt wurde oder nicht. Die Formulierung wird an die Formulierung in Artikel 29 Absatz 1 angepasst.

2a. Kapitel: Gleitende Marktprämie

1. Abschnitt: Allgemeine Bestimmungen

Art. 30a Allgemeine Anforderungen

Da Artikel 10 und 11 der Energieverordnung vom 1. November 2017 (EnV; SR 730.01) nur für Produzentinnen und Produzenten von Energie nach Artikel 15 EnG gelten, werden diese Bestimmungen auch für Betreiber von Anlagen im System der gleitenden Marktprämie für anwendbar erklärt.

Art. 30a^{bis} Nachträgliche Erweiterungen oder Erneuerungen

Ist eine Anlage im System der gleitenden Marktprämie, so hat ihr Betreiber Erweiterungen oder Erneuerungen der zuständigen Behörde zu melden (Abs. 1). Dabei geht es nicht um erhebliche Erweiterungen und Erneuerungen, für die für sich gesehen wieder eine gleitende Marktprämie beantragt werden kann, sondern um «nicht erhebliche» Änderungen, die nachträglich an einer sich bereits im System der gleitenden Marktprämie befindenden Anlage vorgenommen werden sollen.

Die Vergütungsdauer einer einmal zugesprochenen gleitenden Marktprämie verlängert sich bei einer nachträglichen Erweiterung oder Erneuerung nicht (Abs. 2).

Erweiterungen und Erneuerungen haben Einfluss auf die Höhe der Elektrizitätsproduktion, weshalb nach einer solchen Erweiterung oder Erneuerung die zu vergütende Elektrizitätsmenge gegebenenfalls anzupassen ist (Abs. 3). Dadurch wird verhindert, dass eine mit einer nachträglichen Erweiterung oder Erneuerung erzielte Mehrproduktion auch teilweise mit der gleitenden Marktprämie einer früheren erheblichen Erweiterung oder Erneuerung vergütet wird.

Verpasst ein Betreiber die Frist nach Absatz 1, so muss er eine allfällige Differenz aufgrund der Anpassung nach Absatz 3 der Vollzugsstelle zurückbezahlen.

Art. 30a^{ter} Folgen des Nichteinhaltens von Anspruchsvoraussetzungen
oder Mindestanforderungen

Bei der gleitenden Marktprämie gelten bei Nichteinhalten von Anspruchsvoraussetzungen oder Mindestanforderungen die gleichen Regelungen wie beim Einspeisevergütungssystem (vgl. Art. 29). Die Unterschiede zu Artikel 29 sind rein sprachlicher und redaktioneller Natur.

Art. 30a^{quater} Ausschluss und Austritt aus dem System der gleitenden Marktprämie

Für den Ausschluss aus dem System der gleitenden Marktprämie gelten gemäss *Absatz 1* die gleichen Regelungen wie im Einspeisevergütungssystem (vgl. Art. 30).

Ein Austritt aus dem System der gleitenden Marktprämie ist hingegen nicht möglich (*Abs. 2*). Die Betreiber haben mit der gleitenden Marktprämie eine Garantie für einen Vergütungssatz über eine gewisse Vergütungsdauer. Dieser Vergütungssatz wurde unter Berücksichtigung der Gestehungskosten inkl. eine angemessene Rendite der jeweiligen Referenzanlage bestimmt. Im Gegenzug für diese Garantie müssen sie dem Netzzuschlagsfonds die Gelder zukommen lassen, die sie am Markt lösen und die höher sind als der Vergütungssatz für ihre Anlage. Wäre ein Austritt vor Ablauf der Vergütungsdauer möglich, würde das System zugunsten der Betreiber und zuungunsten des Netzzuschlagsfonds bzw. der Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die den Fonds alimentieren, ausfallen (vgl. dazu auch oben Ziff. 2.1.1).

Dass eine erneute Teilnahme am System der gleitenden Marktprämie nach einem Ausschluss nicht möglich ist, ist aufgrund der Anforderungen für den Eintritt ins System selbstverständlich. Ein Eintritt ist nur möglich, wenn neue Investitionen in eine Anlage getätigt werden.

Art. 30a^{quinqüies} Referenz-Marktpreis für die gleitende Marktprämie

Der Referenz-Marktpreis, der für die Bestimmung der gleitenden Marktprämie verwendet wird, entspricht dem Referenz-Marktpreis, der nach Artikel 15 für das Einspeisevergütungssystem berechnet wird, zuzüglich eines Preises für die Herkunftsnachweise. Anders als im Einspeisevergütungssystem gilt der ökologische Mehrwert bei Anlagen im System der gleitenden Marktprämie nicht als abgegolten und die Herkunftsnachweise können frei gehandelt werden. Deshalb sind diese Erlösmöglichkeiten Teil des für die gleitende Marktprämie massgebenden Referenz-Marktpreises (*Abs. 1*).

Bei grösseren steuerbaren Wasserkraftanlagen bildet der Referenz-Marktpreis nach Artikel 15 die Erlösmöglichkeiten nicht hinreichend genau ab (vgl. Ziff. 2.1.2), weshalb er bei diesen Anlagen je individuell erhoben wird; die Regelungen, wie dieser individuelle Referenz-Marktpreis zu ermitteln ist, finden sich in Anhang 6.1 (*Abs. 2*).

Der Preis für die Herkunftsnachweise für Photovoltaikanlagen wird jeweils für das ganze laufende Jahr aufgrund der Durchschnittspreise des Vorjahres berechnet und festgesetzt (*Abs. 3*). Da die allermeisten Photovoltaikanlagen, die von der gleitenden Marktprämie profitieren, eine Leistung von weniger als 3 MW aufweisen, fallen sie unter die Abnahme- und Vergütungspflicht der Verteilnetzbetreiber. Diese nehmen im Allgemeinen ebenso die Herkunftsnachweise der Einspeiser in ihrem Netzgebiet ab, weshalb diese Preise für die Photovoltaikanlagen in der gleitenden Marktprämie relevant sind. Die von den Netzbetreibern veröffentlichten Tarife für die HKN bilden die Grundlage für die Festsetzung des BFE.

Für die Wasserkraft-, Biomasse- und Windenergieanlagen sind keine verlässlichen Angaben zu den schweizerischen Durchschnittspreisen für Herkunftsnachweise verfügbar. Bei der Wasserkraft hat sich anhand der europäischen Börsenwerte der letzten Jahre jedoch eine starke Korrelation zwischen den Marktpreisen für Strom und den Marktpreisen für die Herkunftsnachweise gezeigt. Daher werden die

Preise für die Wasserkraft-, die Biomasse- und die Windenergieanlagen anhand eines Prozentsatzes der Referenz-Marktpreise nach Artikel 15 EnG berechnet (*Abs. 4*).

Dieser Prozentsatz wird für die Wasserkraftanlagen auf 5 Prozent und für die Biomasse- und Windenergieanlagen auf 10 Prozent festgesetzt (*Abs. 5*). Dieser Preis für Herkunftsnachweise gilt für alle Wasserkraftanlagen; auch für die steuerbaren mit einer Leistung von mehr als 3 MW, für die der Referenz-Marktpreis individuell berechnet wird.

Art. 30a^{sexies} Reduktion der gleitenden Marktprämie bei mehrwertsteuerpflichtigen Betreibern

Für die Reduktion bei mehrwertsteuerpflichtigen Betreibern gilt die gleiche Regelung wie in der Direktvermarktung gemäss Artikel 16 Absatz 4. Bei den Betreibern von Wasserkraftanlagen erfolgt hingegen keine Reduktion, weil bei Wasserkraftanlagen im Vergütungssatz berücksichtigt wird, ob die Anlage mehrwertsteuerpflichtig ist oder nicht. Bei mehrwertsteuerpflichtigen Wasserkraftanlagen werden zur Bestimmung des Vergütungssatzes die Investitions- und Betriebskosten ohne die Mehrwertsteuer berücksichtigt und bei nicht mehrwertsteuerpflichtigen Wasserkraftanlagen einschliesslich der Mehrwertsteuer (vgl. Anhang 6.1 Ziff. 4.1.2.1 und 4.1.2.2).

Art. 30a^{septies} Vergütungsdauer

Die gleitende Marktprämie wird über 20 Jahre – gerechnet ab Inbetriebnahme der Anlage, der erheblichen Erweiterung oder Erneuerung – ausgerichtet. Diese Dauer läuft auch dann, wenn ein Betreiber noch keine Vergütung erhält, weil er beispielsweise die Inbetriebnahmemeldung nicht fristgerecht eingereicht hat oder noch auf der Warteliste steht (*Abs. 1 und 2*).

Art. 30a^{octies} Auszahlung und Rückforderung der gleitenden Marktprämie

Die Vergütung wird vierteljährlich von der Vollzugsstelle ausbezahlt; einzig bei den steuerbaren Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW wird die Vergütung jährlich und vom BFE ausbezahlt (*Abs. 1 und 2*).

Für zu viel ausbezahlte Beträge (*Abs. 3*), die Auszahlungsdauer (*Abs. 4*) sowie die Folgen bei Nichteinreichung der nötigen Informationen durch den Betreiber (*Abs. 5*), gelten die gleichen Regeln wie im Einspeisevergütungssystem.

Bei erheblich erweiterten oder erneuerten Anlagen wird ein Prozentsatz festgelegt, der bestimmt, welcher Anteil der Nettoproduktion – und nicht der eingespeisten Elektrizität – mit der gleitenden Marktprämie vergütet wird. Ist bei diesen Anlagen der Eigenverbrauch grösser als der Anteil, der nicht mit der gleitenden Marktprämie zu vergüten ist, wird nur die eingespeiste Elektrizität (vgl. dazu Art. 30a i.V.m. Art. 11 EnV) mit der gleitenden Marktprämie vergütet. Würde tatsächlich immer der festgesetzte Anteil der Nettoproduktion mit der gleitenden Marktprämie vergütet, würde in solchen Fällen ein Teil des selbstverbrauchten Stroms mit der gleitenden Marktprämie vergütet (*Abs. 6*).

Rechenbeispiel:

Nettoproduktion der bestehenden Anlage: 600 000 kWh

Nettoproduktion der Erweiterung: 400 000 kWh

Nettoproduktion der Anlage nach der Erweiterung: 1 000 000 kWh

Anteil der mit der gleitenden Marktprämie zu vergütenden Nettoproduktion: 40% (400 000 kWh / 1 000 000 kWh)

Variante 1

Der Eigenverbrauch ist kleiner als der Anteil, der nicht mit der gleitenden Marktprämie vergütet wird:

Eigenverbrauch = 500 000 kWh

Mit der gleitenden Marktprämie werden 40% der Nettoproduktion und somit 400 000 kWh (1 000 000 kWh * 40%) vergütet.

Variante 2

Der Eigenverbrauch ist grösser als der Anteil, der nicht mit der gleitenden Marktprämie vergütet wird:

Eigenverbrauch = 700 000 kWh

Mit der gleitenden Marktprämie wird nur die ins Netz eingespeiste Elektrizität in Höhe von 300 000 kWh (1 000 000 kWh – 700 000 kWh) vergütet.

Art. 30a^{novies} Rechnungsstellung für den übersteigenden Teil

Ist der Referenz-Marktpreis höher als der Vergütungssatz (Art. 29d Abs. 2 EnG), wird diese Differenz von der Vollzugsstelle ebenfalls vierteljährlich in Rechnung gestellt (*Abs. 1*). Bei steuerbaren Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW wird der übersteigende Teil jährlich in Rechnung gestellt, da auch die Auszahlung der gleitenden Marktprämie jährlich erfolgt (*Abs. 2*).

Die Höhe des übersteigenden Teils, den die Betreiber in den Monaten Dezember bis März gestützt auf Artikel 29d Absatz 3 EnG einbehalten können, beträgt 10 Prozent (*Abs. 3*).

Um zu verhindern, dass Anspruchsvoraussetzungen oder Mindestanforderungen in Zeiten hoher Referenz-Marktpreise absichtlich nicht eingehalten werden, wird in *Absatz 4* geregelt, dass der übersteigende Teil auch dann geschuldet ist, wenn nicht alle Anspruchsvoraussetzungen oder Mindestanforderungen eingehalten sind.

Art. 30a^{decies} Rechnungsstellung für Mehrbezug

Gemäss Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe b des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007 (StromVG; SR 734.7) gilt der «Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerks» nicht als Endverbrauch, weshalb darauf weder das Netznutzungsentgelt noch der Netzzuschlag geschuldet sind. Daher wird für einen solchen «Elektrizitätsbezug» - also wenn eine Anlage mehr Elektrizität aus dem Netz bezieht, als sie einspeist - die gleitende Marktprämie in Rechnung gestellt. Dies entspricht der Regelung im Einspeisevergütungssystem.

2. Abschnitt: Gleitende Marktprämie für Wasserkraftanlagen

Art. 30b Vergütungssätze für Wasserkraftanlagen

Aufgrund ihrer Verschiedenheit wird der Vergütungssatz bei Wasserkraftanlagen für jede Anlage einzeln festgelegt. Der Vergütungssatz in Rp./kWh entspricht den Jahreskosten pro kWh Mehrproduktion (*Abs. 1*).

Diese Festlegung erfolgt gemäss den Vorgaben in Anhang 6.1 (*Abs. 2*).

Für die gleitende Marktprämie bei Wasserkraftanlagen sind die jeweiligen Kosten des Einzelprojekts massgebend zur Bestimmung des Vergütungssatzes. Damit nicht unangemessen teure Projekte gefördert werden und da durch die Berücksichtigung der Einzelprojektkosten die Effizianzanreize geringer sind, legt der Bundesrat in *Absatz 3* – gestützt auf Artikel 29e Absatz 5 Buchstabe a EnG – einen maximalen Vergütungssatz von 30 Rp./kWh für Neuanlagen und erhebliche Erweiterungen und von 10 Rp./kWh für erhebliche Erneuerungen fest.

Art. 30b^{bis} Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung

Die Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung bestimmt sich wie bei den Investitionsbeiträgen. Aus Gründen der Gesetzestechnik werden die Kriterien zur Bestimmung, ob eine Erweiterung oder Erneuerung erheblich ist, in diese Bestimmung verschoben und in Artikel 47 wird neu auf Artikel 30b^{bis} verwiesen.

Art. 30b^{ter} Zur Verfügung stehende Mittel und Stichtage

Im Rahmen der gleitenden Marktprämie gilt für die zur Verfügung stehenden Mittel, betreffend den Zweijahresrhythmus und die Stichtage die gleiche Regelung wie bei den Investitionsbeiträgen für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW (vgl. Art. 51).

Art. 30b^{quater} Berücksichtigung bei ausreichenden Mitteln

Gehen bis zu einem Stichtag weniger Gesuche ein als Mittel zur Verfügung stehen, können auch nach dem entsprechenden Stichtag eingereichte Gesuche berücksichtigt werden, bis die Mittel für diese zwei Jahre ausgeschöpft sind.

Art. 30b^{quinqüies} Reihenfolge der Berücksichtigung bei unzureichenden Mitteln

Gehen mehr Gesuche ein als Mittel zur Verfügung stehen, werden Projekte für Neuanlagen oder Erweiterungen mit dem voraussichtlich tiefsten Vergütungssatz zuerst berücksichtigt. Bei der Berechnung des Vergütungssatzes wird bei Neuanlagen die Speicherkapazität und bei Erweiterungen die zusätzliche Speicherkapazität zur Mehrproduktion hinzugezählt. Dadurch haben Projekte mit Speicherkapazität einen tieferen Vergütungssatz (*Abs. 1 Bst. a*).

Gesuche um eine gleitende Marktprämie für erhebliche Erneuerungen werden dann berücksichtigt, wenn nach Berücksichtigung der Gesuche für Neuanlagen und erhebliche Erweiterungen noch Mittel zur Verfügung stehen (*Abs. 1 Bst. b*).

Gesuche, für die die Mittel für eine vollständige Finanzierung nicht ausreichen, werden nicht berücksichtigt (*Abs. 2*).

Absatz 3 sieht vor, dass nach einem Projektabbruch wieder frei werdende Mittel nach Absatz 1 eingesetzt werden.

Wartelisten werden aufgrund des Zweijahresrhythmus nicht geführt. Für ein Projekt, dessen Gesuch an einem Stichtag nicht berücksichtigt wurde, kann für den nächsten Stichtag erneut ein Gesuch eingereicht werden.

Art. 30b^{sexies} bis 30b^{undecies} Verfahren

Gesuche um eine gleitende Marktprämie für Wasserkraftanlagen beurteilt das BFE (*Art. 30b^{sexies} Abs. 1*).

Die Artikel 30b^{sexies} bis 30b^{undecies} regeln das Verfahren von der Gesuchseinreichung über die Zusicherung dem Grundsatz nach, die Inbetriebnahme bis hin zum definitiven Entscheid und einem allfälligen Widerruf der gleitenden Marktprämie. Die einzelnen Verfahrensschritte entsprechen im Wesentlichen dem Verfahren bei der Einspeisevergütung.

Die Projekte müssen bei Einreichung des Gesuchs baureif sein. Darum muss mit dem Gesuch eine rechtskräftige Baubewilligung eingereicht werden (*Art. 30b^{sexies} Abs. 2*). Weiter muss das Gesuch alle Informationen und Angaben gemäss Anhang 6.1 Ziffer 2 enthalten. Die einzureichenden Unterlagen sind abhängig davon, ob es sich um ein Gesuch für eine steuerbare Anlage mit einer Leistung von mehr als 3 MW oder um eine nicht steuerbare Anlage oder eine steuerbare Anlage mit einer Leistung bis 3 MW handelt. Weiter gibt es bei den einzureichenden Unterlagen Unterschiede zwischen Neuanlagen, Erweiterungen und Erneuerungen (*Art. 30b^{sexies} Abs. 3*). Ein zusätzlicher Verfahrensschritt besteht darin, dass das BFE vor Erlass der Verfügung dem Grundsatz nach dem Gesuchsteller die voraussichtliche Höhe des Vergütungssatzes und des Investitionsbeitrags mitteilen muss, damit dieser, sofern nicht schon getan, sein Wahlrecht nach Artikel 8 Absatz 1 noch ausüben kann (*Art. 30b^{septies}*). Für diese Mitteilung wird die voraussichtliche Höhe aufgrund der eingereichten Unterlagen annäherungsweise bestimmt.

Wenn die Anspruchsvoraussetzungen erfüllt sind, genügend Mittel vorhanden sind und das Wahlrecht zugunsten der gleitenden Marktprämie ausgeübt wurde, wird dem Gesuchsteller mit der Zusicherung dem Grundsatz nach (*Art. 30b^{octies}*) die voraussichtliche Höhe des Vergütungssatzes mitgeteilt. Die Höhe des Vergütungssatzes ist von verschiedenen Parametern abhängig, die sich bis zum Entscheid (*Art. 30b^{undecies}*) noch ändern können (z.B. Investitionskosten), darum handelt es sich um die voraussichtliche Höhe (Bst. a). Für jedes Projekt, dem eine gleitende Marktprämie dem Grundsatz nach zugesichert wird, müssen die notwendigen Mittel reserviert werden. Darum ist es notwendig, für alle Parameter, welche in die Berechnung des Vergütungssatzes einfließen und die sich über die Vergütungsdauer nicht verändern, Maximalwerte festzulegen. Das BFE legt diese Maximalwerte aufgrund der Informationen im Gesuch fest. Diese Werte können dann mit dem Entscheid (*Art. 30b^{undecies}*) nicht überschritten werden. Es werden die maximal anrechenbaren Investitionskosten, die maximal anrechenbaren Betriebskosten und die maximalen strompreisunabhängigen Abgaben an das Gemeinwesen festgelegt. Bei den strompreisunabhängigen Abgaben an das Gemeinwesen sind Abgaben oder Leistungen an das konzedernde Gemeinwesen (in der Regel die Gemeinden) gemeint, die in der Konzession vorgesehen sind. Solche Abgaben und Leistungen können strompreisabhängig (z.B. Gratis- oder Vorzugsenergie) oder strompreisunabhängig sein (z.B. Schneeräumung, Unterhalt von Strassen oder Tunnels oder einmalig zu erstellende Bauten wie z.B. eine Brücke). Strompreisabhängige Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen können sich über die Vergütungsdauer verändern und müssen darum angepasst werden können. Diese strompreisabhängigen Abgaben und Leistungen werden darum weder in der Zusicherung dem Grundsatz nach noch im Entscheid festgelegt. Sind die Abgaben und Leistungen jedoch strompreisunabhängig, verändern sie sich über die Vergütungsdauer nicht und können mit der Zusicherung dem Grundsatz nach und dem Entscheid festgesetzt werden. In der Zusicherung dem Grundsatz nach wird auch für die Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen ein Maximalbetrag festgelegt. Der mit dem Entscheid (*Art. 30b^{undecies}*) festgesetzte definitive Wert kann den Maximalwert nicht überschreiten (Bst. b). Die hier erwähnten Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen sind zu unterscheiden von den Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen gemäss Artikel 6 Absatz 3 StromVG.

Die gleitende Marktprämie entspricht der Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Referenzmarktpreis und wird für die jährliche Mehrproduktion gewährt. Die jährliche Mehrproduktion entspricht der gesamten Nettoproduktion oder einem Anteil an der Nettoproduktion. Mit der Zusicherung dem Grundsatz nach wird der voraussichtliche Anteil der Nettoproduktion, für den die gleitende Marktprämie gewährt wird, festgelegt (Bst. c). Die Berechnung der jährlichen Mehrproduktion ist abhängig vom Typ der Anlage (steuerbare Anlage mit einer Leistung von mehr als 3 MW, nicht steuerbare Anlage oder Anlage mit einer Leistung von bis zu 3 MW, Neuanlage, Erweiterung, Erneuerung) und in Anhang 6.1 Ziffer 4.3 beschrieben.

Mit der Zusicherung dem Grundsatz nach werden auch die Fristen für den Baubeginn und die Inbetriebnahme festgelegt (Bst. d und e).

Spätestens einen Monat nach Inbetriebnahme der Anlage muss der Gesuchsteller dem BFE eine Inbetriebnahmemeldung einreichen. Diese soll mindestens das Inbetriebnahmedatum, das Abnahmeprotokoll und allfällige Änderungen gegenüber den im Gesuch gemachten Angaben enthalten (*Art. 30b^{decies}*).

Wenn die Anspruchsvoraussetzungen (siehe auch Art. 29a EnG) auch nach der Inbetriebnahme erfüllt sind, verfügt das BFE mit dem Entscheid (*Art. 30b^{undecies}*) den Eintritt ins System der gleitenden Marktprämie (Bst. a). Mit dem Entscheid wird auch der Anteil der Nettoproduktion, für den die gleitende Marktprämie gewährt wird, festgelegt (Bst. b). Weiter wird mit dem Entscheid die Höhe der anrechenbaren Investitionskosten festgelegt, wobei der Maximalbetrag aus der Zusicherung dem Grundsatz nach nicht überschritten werden kann (Bst. c). Wenn sich andere Parameter, welche zur Berechnung des Vergütungssatzes notwendig sind, gegenüber der Zusicherung dem Grundsatz nach verändert haben, werden diese mit dem Entscheid neu festgelegt (Bst. d). Gemeint sind hier insbesondere die Betriebskosten und die Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen, wenn diese tiefer sind, als die in der Zusicherung dem Grundsatz nach festgelegten Maximalwerte.

Wenn nicht alle Anspruchsvoraussetzungen erfüllt sind oder die Inbetriebnahme nicht fristgerecht erfolgt ist oder der Standort der Anlage nicht dem im Gesuch angegebenen entspricht, widerruft das BFE die Zusicherung dem Grundsatz nach und weist das Gesuch um Teilnahme an der gleitenden Marktprämie ab (*Art. 30b^{undecies} Abs. 2*).

3. Abschnitt: Gleitende Marktprämie für Photovoltaikanlagen

Art. 30c Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen

Für die Photovoltaikanlagen wird die Höhe der Vergütungssätze durch Auktionen bestimmt (*Abs. 1*).

Auch für Photovoltaikanlagen in der gleitenden Marktprämie können Boni in Anspruch genommen werden. Die Voraussetzungen sind die gleichen wie für den Erhalt von Boni bei der Einmalvergütung, weshalb in *Absatz 2* neu die Voraussetzungen aufgenommen werden, die eine Anlage erfüllen muss, damit Boni in Anspruch genommen werden können. Zu den bestehenden Boni kommt neu ein Parkflächenbonus für grosse Photovoltaikanlagen, die über dauerhaften bisher unüberdachten Parkplatzarealen installiert werden. In den Artikeln 38 und 38a wird neu auf Artikel 30c Absatz 2 verwiesen. Der im Gebot angegebene Ansatz wird um die in *Absatz 4* festgelegte Höhe der Boni erhöht, wenn die entsprechenden Voraussetzungen erfüllt sind.

Absatz 5 sieht vor, dass für Photovoltaikanlagen, die ausserhalb von Bauzonen erstellt werden sollen und die zusätzliche Kriterien erfüllen, separate Spezialauktionen durchgeführt werden können.

Art. 30c^{bis} und 30c^{ter} Zuständigkeiten und Teilnahmevoraussetzungen

Für die Zuständigkeiten und die Teilnahmevoraussetzungen gilt bei den Auktionen für die gleitende Marktprämie das Gleiche wie bei den Auktionen für die Einmalvergütung, weshalb der Inhalt der Artikel 46a und 46b neu in Artikel 30c^{bis} enthalten ist.

Neu wird für die Auktionen für die Einmalvergütung eine Teilnahmegebühr von 300 Franken eingeführt, die vor Ablauf der Frist für die Gebotsabgabe zu entrichten ist (*Art. 30c^{ter} Abs. 3*). Damit soll sichergestellt werden, dass nur Gebote für Projekte abgegeben werden, die auch tatsächlich realisiert werden sollen. Zudem soll der Verwaltungs- und Vollzugsaufwand, den die Abgabe und Beurteilung von Geboten zur Folge hat, gedeckt werden können.

Zudem soll mit einer Karenzfrist von fünf Jahren (*Art. 30c^{ter} Abs. 4*) verhindert werden, dass für Projekte, für die in einer Auktion ein Zuschlag erteilt wurde, in einer späteren Auktion ein neues Gebot eingereicht wird, in der Hoffnung, man erhalte einen Zuschlag für ein höheres Gebot.

Art. 30c^{quater} bis 30c^{sexies} Verfahren

Das Auktionsverfahren der gleitenden Marktprämie für Photovoltaikanlagen ohne Eigenverbrauch wird in den Artikeln 30c^{quater} bis 30c^{sexies} analog zum Auktionsverfahren für die Einmalvergütung geregelt (vgl. Art. 46c ff.).

Der einzige Unterschied ist, dass die Gebote bei der gleitenden Marktprämie als Vergütungssatz in Rappen pro Kilowattstunde eingegeben werden (*Art. 30c^{quater} Abs. 2 Bst. b*). Da der Gesetzgeber für die Auktion der gleitenden Marktprämie dem Bundesrat keine Möglichkeit eingeräumt hat, eine Sicherheitsleistung und eine Sanktion vorzusehen, entfällt die Zahlung einer Sicherheitsleistung. Die Sicherheitsleistung soll mit dieser Ordnungsänderung auch für die Einmalvergütung aufgehoben werden. Dadurch wird erreicht, dass die beiden Auktionsverfahren gleich ablaufen und so der Vollzug möglichst effizient erfolgen kann.

Art. 30c^{septies} Publikation zu den Auktionen

Die Publikation zu den Auktionen für die gleitende Marktprämie erfolgt analog zur Veröffentlichung der Ergebnisse der Auktionen für die Einmalvergütung gemäss Artikel 46h.

4. Abschnitt: Gleitende Marktprämie für Windenergieanlagen

Art. 30d Vergütungssätze für Windenergieanlagen

Bei den Windenergieanlagen wird die Höhe der Vergütungssätze anhand des Referenzanlagenprinzips bestimmt (*Abs. 1*). Das bedeutet, dass – wie beim Einspeisevergütungssystem – Vergütungssätze anhand vergleichbarer effizienter Anlagen (Referenzanlagen) in der Verordnung festgelegt werden. Die unterschiedlichen Vergütungssätze und die Berechnung für die verschiedenen Kategorien und Leistungsklassen sind in Anhang 6.2 festgelegt (*Abs. 2*).

Art. 30d^{bis} Reihenfolge der Berücksichtigung

Bei den Windenergieanlagen werden die Gesuche um gleitende Marktprämie nach dem Einreichdatum berücksichtigt (*Abs. 1*).

Gehen an einem Tag mehrere Gesuche ein, die nicht alle berücksichtigt werden können, hat das Projekt mit der grössten Leistung Vorrang (*Abs. 2*).

Art. 30d^{ter} und 30d^{quater} Warteliste und deren Abbau

Können Gesuche nicht sofort berücksichtigt werden, werden sie in eine Warteliste aufgenommen. Für den Abbau der Warteliste legt das BFE Kontingente fest. Der Abbau erfolgt in der Reihenfolge nach Art. 30d^{bis}.

Art. 30d^{quinqüies} Gesuch

Zuständig für Gesuche um eine gleitende Marktprämie für Windenergieanlagen ist die Vollzugsstelle (*Abs. 1*).

Ein Gesuch kann nach *Absatz 2* erst eingereicht werden, wenn die Windverhältnisse am Standort der geplanten oder bestehenden Anlage abgeklärt worden sind und ein Gutachten zum Energieertrag vorliegt. Die Mindestanforderungen an die Abklärung der Windverhältnisse sind in Anhang 2.4 Ziffer 2 geregelt.

Die Anforderung an das Gesuch sind in Anhang 6.2 geregelt (*Abs. 3*).

Art. 30d^{sexies} bis 30d^{octies} Verfahren

Das Verfahren von der Zusicherung dem Grundsatz nach über die Inbetriebnahme bis hin zum definitiven Entscheid und einem allfälligen Widerruf der Zusicherung dem Grundsatz nach ist in den Artikeln 30d^{sexies} bis 30d^{octies} geregelt. Die einzelnen Verfahrensschritte entsprechen im Wesentlichen dem Verfahren bei der Einspeisevergütung.

5. Abschnitt: Gleitende Marktprämie für Biomasseanlagen

Art. 30e Mindestanforderungen

Artikel 30e Absatz 1 verweist für die Mindestanforderungen für Biomasseanlagen auf Anhang 6.3 Ziffer 2.

Absatz 2 entspricht Artikel 69 Absatz 2 bei den Investitionsbeiträgen für Biomasseanlagen. Er stellt sicher, dass bei erheblichen Erneuerungen von Biomasseanlagen die Elektrizitätsproduktion aufrechterhalten bleibt.

Art. 30e^{bis} Vergütungssätze für Biomasseanlagen

Bei den Biomasseanlagen wird die Höhe der Vergütungssätze anhand des Referenzanlagenprinzips bestimmt (*Abs. 1*). Das bedeutet, dass – wie beim Einspeisevergütungssystem – Vergütungssätze anhand vergleichbarer effizienter Anlagen (Referenzanlagen) in der Verordnung festgelegt werden. Die unterschiedlichen Vergütungssätze und die Berechnung für die verschiedenen Kategorien und Leistungsklassen sowie die spezifischen Mindestanforderungen für Biomasseanlagen sind in Anhang 6.3 festgelegt (*Abs. 2*).

Bei erheblichen Erweiterungen und Erneuerungen wird der Vergütungssatz auf 75 Prozent gekürzt, weil die Gestehungskosten für den aus Erweiterungen und Erneuerungen resultierenden Strom tiefer sind als bei Neuanlagen.

Art. 30e^{ter} Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung

Die Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung bestimmt sich bei der gleitenden Marktprämie gleich wie bei den Investitionsbeiträgen. Aus gesetzestechnischen Gründen wird die Erheblichkeit für diejenigen Anlagen, die eine gleitende Marktprämie in Anspruch nehmen können (Holzkraftwerke und Biogasanlagen) in Artikel 30e^{ter} geregelt. Für die Bestimmung der Erheblichkeit bei diesen Kategorien wird in Artikel 68 daher neu auf Artikel 30e^{ter} verwiesen.

Da grosse Anlagen die Mehrproduktion von 25 Prozent praktisch nicht erreichen können, wurden die Anspruchskriterien für Holzkraftwerke und Biogasanlagen erweitert: neu reicht auch eine Steigerung der Elektrizitätsproduktion um mindestens 500'000 kWh pro Jahr. Dies entspricht der Jahresproduktion einer mittelgrossen Anlage. Die Steigerung der Elektrizitätsproduktion wird jeweils über die äquivalenten Volllaststunden bestimmt, um Produktionsschwankungen Rechnung zu tragen und den Effekt der Erweiterung auch bei einer gleichzeitigen Anpassung der Betriebsweise bestimmen zu können. Für die Steigerung der Elektrizitätsproduktion werden als Vergleichszeitraum die letzten fünf vollen Betriebsjahre vor der Inbetriebnahme der Erweiterung herangezogen.

Die Grenze für die Erheblichkeit von Erneuerungen bei Biogasanlagen und Holzkraftwerken wird von 100 000 Franken auf 200 000 Franken erhöht, da die bisherige Grenze fast in jedem Fall erreicht wurde und damit auch an sich kleine Erneuerungen als erheblich galten und eine Förderung in Anspruch nehmen konnten.

Art. 30e^{quater} Anteil der zu vergütenden Elektrizität bei erheblichen Erweiterungen und Erneuerungen

Wird eine Anlage erheblich erweitert oder erneuert, wird nur ein Teil der Nettoproduktion der Anlage mit der gleitenden Marktprämie vergütet. Bei einer erheblichen Erweiterung soll der Teil der Nettoproduktion mit der gleitenden Marktprämie vergütet werden, der dank der Erweiterung überhaupt erst produziert wird. Daher bestimmt sich dieser Anteil anhand des Verhältnisses der dank der Erweiterung erzielten Mehrproduktion zur Gesamtproduktion der Anlage nach der Erweiterung (*Bst. a*).

Wird eine Anlage erheblich erneuert, so bestimmt sich der Anteil anhand des Verhältnisses aus den anrechenbaren Investitionskosten der Erneuerung zu den Investitionskosten, die für den Bau einer neuen Referenzanlage anfallen würden. Die Kosten für eine neue Referenzanlage werden über die Ansätze zur Berechnung der Investitionsbeiträge gemäss Anhang 2.3 berechnet: der theoretische Investitionsbeitrag wird mit 2 multipliziert, da der Investitionsbeitrag so festgelegt ist, dass 50 Prozent der anrechenbaren Kosten einer Referenzanlage gedeckt sind (*Bst. b*).

Art. 30e^{quinquies} Reihenfolge der Berücksichtigung

Bei den Biomasseanlagen werden die Gesuche um gleitende Marktprämie nach dem Einreichdatum berücksichtigt (*Abs. 1*).

Gehen an einem Tag mehrere Gesuche ein, die nicht alle berücksichtigt werden können, hat das Projekt mit der grössten Leistung Vorrang (Abs. 2).

Art. 30e^{sexies} und 30e^{septies} Warteliste und deren Abbau

Können Gesuche nicht sofort berücksichtigt werden, werden sie in eine Warteliste aufgenommen. Für den Abbau der Warteliste legt das BFE Kontingente fest. Der Abbau erfolgt in der Reihenfolge nach Artikel 30e^{quinquies}.

Art. 30e^{octies} bis 30e^{undecies} Verfahren

Zuständig für die Beurteilung von Gesuchen um eine gleitende Marktprämie ist die Vollzugsstelle (Art. 30e^{octies} Abs. 1).

Die Artikel 30e^{octies} bis 30e^{undecies} regeln das Verfahren von der Gesuchseinreichung über die Zusicherung dem Grundsatz nach, die Inbetriebnahme bis hin zum definitiven Entscheid und einem allfälligen Widerruf der Zusicherung dem Grundsatz nach. Die einzelnen Verfahrensschritte entsprechen im Wesentlichen dem Verfahren bei der Einspeisevergütung.

Bei erheblichen Erweiterungen und Erneuerungen wird der Anteil der mit der gleitenden Marktprämie zu vergütenden Elektrizität zunächst nur vorläufig, gestützt auf die zum Zeitpunkt der Zusicherung dem Grundsatz nach getroffenen Annahmen, festgesetzt (Art. 30e^{undecies} Abs. 2). Ist eine erheblich erweiterte Anlage drei volle Kalenderjahre in Betrieb, wird der Anteil aufgrund der tatsächlichen Werte neu berechnet und für die gesamte Vergütungsdauer definitiv festgesetzt (Art. 30e^{undecies} Abs. 3). Bei den erheblichen Erneuerungen müssen der Vollzugsstelle alle nötigen Dokumente zur Verfügung gestellt werden, um die tatsächlichen anrechenbaren Kosten zu belegen. Sobald diese Dokumente vorliegen, wird der Anteil neu berechnet und für die gesamte Vergütungsdauer definitiv festgesetzt (Art. 30e^{undecies} Abs. 4).

3. Kapitel: Allgemeine Bestimmungen zu den Projektierungsbeiträgen, zur Einmalvergütung und zu den Investitionsbeiträgen

Art. 31 Abs. 1

Die Regelung in Artikel 31 Absatz 1 wird um die beiden neuen Instrumente der gleitenden Marktprämie und der Projektierungsbeiträge ergänzt. Ein Projektträger kann sich nach Erhalt eines Projektierungsbeitrags für die gleitende Marktprämie entscheiden; in diesem Fall ist der Projektierungsbeitrag zurückzuerstatten.

Art. 33 Anforderungen an den Betrieb und die Betriebstüchtigkeit der Anlage

Die Mindestbetriebsdauer für Windenergie- und Photovoltaikanlagen wird von 15 auf 20 Jahre angehoben und entspricht so der Vergütungsdauer bei der gleitenden Marktprämie. Für Geothermieanlagen gilt neu ebenfalls eine Mindestbetriebsdauer von 20 Jahren. Ansonsten erfährt Artikel 33 keine materielle Änderung.

Art. 34 Sachüberschrift sowie Abs. 1 und 1^{bis}

Absatz 1 wird um die Projektierungsbeiträge ergänzt. Projektierungsbeiträge zielen in erster Linie darauf ab, dass Projektierungen von Anlagen überhaupt in Angriff genommen werden. Kann eine Projektierung erfolgreich mit dem Erhalt einer rechtskräftigen Baubewilligung abgeschlossen werden, soll das mit einem Projektierungsbeitrag unterstützte Projekt aber auch tatsächlich umgesetzt werden. Wenn eine Anlage trotz erteilter Bewilligung nicht realisiert wird, sind die erhaltenen Projektierungsbeiträge zurückzuerstatten. So soll sichergestellt werden, dass nur für Projekte um einen Beitrag ersucht wird, die auch wirklich realisiert werden sollen.

3a. Kapitel: Projektierungsbeiträge

1. Abschnitt: Allgemeine Bestimmungen

Art. 35a Ansatz und Mindestbeiträge

Die Projektierungsbeiträge werden für alle berechtigten Technologien auf das gesetzlich vorgesehene Maximum von 40 Prozent festgelegt (*Abs. 1*).

Aus verfahrensökonomischen Gründen besteht kein Anspruch auf Projektierungsbeiträge, die weniger als 30'000 Franken betragen (*Abs. 2*).

Art. 35b Projektierungsbeitrag für Windenergieprojekte

Um ein Gesuch für einen Projektierungsbeitrag stellen zu können, muss eine Vorstudie mit einem Projektbeschrieb eingereicht werden. In den allermeisten Fällen reduziert sich im Verlaufe der Planungsphase die Anzahl der Windenergieanlagen in einem Projekt. Aus diesem Grund wird ein Projektierungsbeitrag nicht pro Windenergieanlage, sondern pro Projekt gemäss der eingereichten Vorstudie ausbezahlt. Ausserdem erhöhen sich die Planungskosten in der Regel nicht linear mit der Anzahl Windenergieanlagen. Für den Projektierungsbeitrag ist also nicht die einzelne Anlage, sondern sämtliche Anlagen eines Projekts massgebend (*Abs. 1*).

Der Projektierungsbeitrag für Windenergieanlagen wird gemäss *Absatz 2* auf höchstens 1 000 000 Franken begrenzt. Dieser Betrag entspricht rund 40% der Planungskosten eines mittleren Windparkprojektes in der Schweiz mit 3 bis 5 Windenergieanlagen. Mit der Begrenzung wird sichergestellt, dass überdimensionierte und nicht realistische Projekte nicht sehr hohe Projektierungsbeiträge erhalten können. Sollte ein sehr grosses Projekt bewilligt werden, bestünde selbstverständlich Anspruch auf Investitionsbeiträge für das ganze Projekt.

2. Abschnitt: Reihenfolge der Berücksichtigung und Warteliste

Art. 35c Reihenfolge der Berücksichtigung

Bei den Projektierungsbeiträgen werden die Gesuche nach dem Einreikedatum berücksichtigt (*Abs. 1*).

Gehen an einem Tag mehrere Gesuche ein, die nicht alle berücksichtigt werden können, hat das Projekt mit der voraussichtlich grössten Mehrproduktion im Verhältnis zum Projektierungsbeitrag Vorrang (*Abs. 2*).

In Abweichung zu *Absatz 2* haben die Anlagen, die unter Artikel 9a Absatz 3 StromVG fallen, in jedem Fall Vorrang (*Abs. 3*).

Art. 35d und 35e Warteliste und deren Abbau

Der Abbau der Wartelisten erfolgt in der Reihenfolge nach Artikel 35c (*Art. 35e Abs. 2*).

3. Abschnitt: Gesuchsverfahren

Art. 35f bis 35l

Gesuche um einen Projektierungsbeitrag beurteilt das BFE (*Art. 35f Abs. 1*).

Bei den Geothermieanlagen gilt für Projektierungsbeiträge dasselbe wie bei den Investitionsbeiträgen: Gesuche können erst eingereicht werden, wenn vorgängig eine Erschliessung durchgeführt worden ist (*Art. 35f Abs. 2*).

Nach der Prüfung des Gesuchs wird das BFE – im Rahmen der Zusicherung des Projektierungsbeitrags dem Grundsatz nach – den maximalen Projektierungsbeitrag sowie den Zahlungsplan festsetzen. Zudem kann das BFE projektspezifisch weitere Auflagen definieren mit dem Ziel, den Einsatz der finanziellen Mittel zu optimieren (Art. 35g). Dazu zählen beispielhaft Auflagen zur Abstimmung mit bestehenden Planungsinstrumenten oder Inhalt und Fristen von Meilensteinen und Lieferprodukten aus der Projektierung.

Anschliessend ist dem BFE jährlich der Entwicklungsstand der Projektierung zu melden (Art. 35h). Schliesslich ist entweder der Projektierungsabbruch (Art. 35i) oder aber die Rechtskraft der Baubewilligung (Art. 35j) zu melden.

Die übrigen Verfahrensschritte (definitive Festsetzung [Art. 35k] und Auszahlungsmodalitäten [Art. 35l]) entsprechen im Wesentlichen dem Verfahren bei den Investitionsbeiträgen.

4. Abschnitt: Anrechenbare Projektierungskosten

Art. 35m

Diese Bestimmung legt fest, welche Kosten für die Bemessung des Projektierungsbeitrags anrechenbar sind.

Als angemessen gelten Projektierungskosten, die in der Praxis bei vergleichbaren Projekten anfallen würden (*Bst. b*). Zu diesem Zweck können z.B. Kennzahlen wie der Stundenaufwand im Verhältnis zu den Investitionskosten oder Anteil der Projektierung zum Gesamtaufwand herangezogen werden. Sowohl Fremd- als auch Eigenleistungen sind nur anrechenbar, wenn sie mittels Arbeitsrapporten ausgewiesen werden können (*Bst. c*). Des Weiteren wird erwartet, dass die Projektierung effizient bzw. ohne (selbstverschuldete) Verzögerung vorangetrieben wird (*Bst. d*).

Art. 38 Abs. 1^{bis}–1^{quater} und 3 und Art. 38a Abs. 4–6

Neu werden die Boni in Artikel 30c Absatz 2 geregelt. Daher wird in den Artikeln 38 und 38a nun auf Art. 30c Absatz 2 verwiesen.

Die Höhe der Boni ist in Anhang 2.1 Ziffer 2.7 geregelt. Der neue Parkflächenbonus wird in Anhang 2.1 Ziffer 2.7.4 auf 250 Franken pro kW festgelegt.

In Artikel 38 Absatz 1^{ter} und Artikel 38a Absatz 6 wird präzisiert, dass die Boni nur für die Teile einer Anlage gewährt werden, die die zusätzlichen Voraussetzungen für einen Bonus erfüllen.

Seit 2013 wurde für grosse integrierte Photovoltaikanlagen in allen Leistungsklassen ausschliesslich auf die Ansätze für angebaute und freistehende Anlagen abgestellt. Für Anlagen, die ab dem 1. April 2025 in Betrieb genommen werden, soll für die Leistung unterhalb von 100 kW anteilmässig über die Leistungsklassen wieder der integrierte Ansatz gelten. Daher wird Artikel 38 Absatz 3 dahingehend präzisiert, dass die Einschränkung nur für Anlagen gilt, die ab dem 1. Januar 2013 und bis zum 31. März 2025 in Betrieb genommen wurden.

Art. 46a und 46b

Die Zuständigkeiten und Teilnahmevoraussetzungen werden aus Gründen der Gesetzestechnik neu in den Artikeln 30c^{bis} und 30c^{ter} geregelt, weshalb in Artikel 46a nur noch auf diese Bestimmungen verwiesen und Artikel 46b aufgehoben wird.

Art. 46c und Art. 46e–46g

Absatz 1 wird leicht umformuliert um klarzustellen, dass die mit dem Gebot einzureichenden Angaben und Unterlagen Teil der Auktionsbedingungen sind. Und in Absatz 2 Buchstabe a wird ebenfalls explizit

aufgenommen, dass ein Zuschlag nur erfolgt, wenn nebst den Teilnahmevoraussetzungen sämtliche Auktionsbedingungen erfüllt sind.

Zudem wird Buchstabe d aufgehoben, der vorsah, dass eine Sicherheitsleistung zu hinterlegen ist. Da der Gesetzgeber dem Bundesrat bei der gleitenden Marktprämie keine Kompetenz eingeräumt hat, Sicherheitsleistungen und Sanktionen vorzusehen, soll auch bei den Auktionen für die Einmalvergütung auf das Hinterlegen einer Sicherheitsleistung verzichtet werden. Als Folge daraus, sind auch die Artikel 46e-46g anzupassen.

Art. 47 Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung

Da die Erheblichkeitskriterien neu in Artikel 30b^{bis} geregelt werden, wird in Artikel 47 neu auf diese Bestimmung verwiesen.

Art. 51 Zur Verfügung stehende Mittel und Stichtage

Die Stichtage werden aufgrund der Verlängerung der Förderdauer bis 2036 (Art. 38 Abs. 1 Bst. b EnG) bis ins Jahr 2034 ergänzt. Zudem werden die Formulierung und der Aufbau an den neuen Artikel 30b^{ter} angepasst.

Art. 55 Inbetriebnahmemeldung

Da die Inbetriebnahmemeldung neu in Artikel 30b^{decies} Absätze 1 und 2 geregelt wird, wird in Artikel 55 neu auf diese Bestimmung verwiesen.

Art. 62 Abs. 1 Bst. c

Bei Nebennutzungsanlagen sind nur die Investitions(mehr-)kosten anrechenbar, die aufgrund der Produktion von Elektrizität entstehen und entweder nach der Zusicherung des Investitionsbeitrags oder nach der Bewilligung des früheren Baubeginns getätigt wurden.

Art. 67

Da die Kategorien neu im 1. Kapitel geregelt werden (Artikel 7a), wird Artikel 67 aufgehoben.

Art. 68 Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung

Da die Erheblichkeitskriterien der Erweiterung und Erneuerung von Biogasanlagen und Holzkraftwerken neu in Artikel 30e^{ter} geregelt sind, wird in Artikel 68 Absatz 1 neu auf diese Bestimmung verwiesen.

Die Absätze 2 und 3 regeln nur noch die Erheblichkeit der Erweiterung und der Erneuerung der anderen Biomasseanlagen.

Art. 70 Ansätze

Der Ansatz des Investitionsbeitrags für Kehrricht-, Schlammverbrennungs- und Deponiegasanlagen beträgt unverändert 20 Prozent (*Abs. 1*).

Für Biogasanlagen, Holzkraftwerke und Klärgasanlagen wird der Investitionsbeitrag neu nach dem Referenzanlagenprinzip bestimmt. Die entsprechenden Ansätze sind in Anhang 2.3 festgelegt (*Abs. 2*).

Art. 71 Höchstbeitrag

Die bis zum 30. Juni 2024 in Kraft stehende Formulierung soll wieder aufgenommen werden. Mit dem Wechsel zum Referenzanlagenprinzip wird der Höchstbeitrag pro kW elektrische äquivalente Leistung, der per 1. Juli 2024 eingeführt wurde, unnötig. Der Höchstbeitrag für Biogasanlagen wird auf 12 Millionen Franken angehoben, da sonst der Investitionsbeitrag für gewerblich-industrielle Anlagen grundsätzlich uninteressant wird.

4a. Abschnitt: Gesuchsverfahren für Biogasanlagen, Holzkraftwerke und Klärgasanlagen

Art. 80a bis 80f

Für die Gesuche um einen Investitionsbeitrag für Biogasanlagen, Holzkraftwerke und Klärgasanlagen ist neu die Vollzugstelle zuständig (Art. 80a Abs. 1). Gesuche um einen Investitionsbeitrag für Kehricht-, Schlammverbrennungs- und Deponiegasanlagen werden wie bisher vom BFE beurteilt (Art. 74).

Im Übrigen regeln die Artikel 80a bis 80f das Verfahren von der Gesuchseinreichung über die Zusicherung dem Grundsatz nach bis hin zum definitiven Entscheid und einem allfälligen Widerruf des Investitionsbeitrags. Die einzelnen Verfahrensschritte entsprechen im Wesentlichen dem Verfahren, das bei den Gesuchen um Investitionsbeiträge für die anderen Biomasseanlagen zur Anwendung kommt.

5a. Abschnitt: Bemessungskriterien für Biogasanlagen, Holzkraftwerke und Klärgasanlagen

Art. 84 Anteil der Anlagenleistung, für den bei erheblichen Erweiterungen und Erneuerungen ein Investitionsbeitrag gewährt wird

Analog zur gleitenden Marktprämie (Art. 30^{equater}) wird der Anteil der Anlagenleistung bestimmt, für den bei erheblichen Erweiterungen oder Erneuerungen ein Investitionsbeitrag gewährt wird.

Art. 85 Berechnung des Investitionsbeitrags

Für die neu nach dem Referenzanlagenprinzip festgelegten Ansätze für Biogasanlagen, Holzkraftwerke und Klärgasanlagen wird der Investitionsbeitrag pro kW Leistung entrichtet, wobei sich die Leistung, für die ein Investitionsbeitrag entrichtet wird, bei erheblichen Erweiterungen und Erneuerungen nach Artikel 84 berechnet wird. Die Ansätze pro kW Leistung sind in Anhang 2.3 Ziffer 7 festgelegt.

Bei erheblichen Erweiterungen und Erneuerungen beträgt der Ansatz 75 Prozent der Ansätze nach Anhang 2.3 Ziffer 7, weil die Gestehungskosten für den aus Erweiterungen und Erneuerungen resultierenden Strom tiefer sind als bei Neuanlagen.

Da erhebliche Erweiterungen sehr unterschiedlich sein können und insbesondere bei grossen Anlagen die Schwelle von 500'000 kWh pro Jahr bei äquivalenten Volllaststunden relativ schnell erreicht werden kann, werden die Investitionsbeiträge auf maximal 60% der tatsächlich entstandenen und anrechenbaren Kosten begrenzt.

Bei Biogas- und Klärgasanlagen ist die äquivalente Leistung, abhängig von der durchschnittlichen jährlichen Nettoproduktion, und nicht die installierte Leistung massgebend.

Art. 87a

Bei Windenergieanlagen wird der Vergütungssatz für den Investitionsbeitrag neu nach dem Referenzanlagenprinzip bestimmt (Abs. 1). Die Ansätze finden sich in Anhang 2.4 (Abs. 2).

Art. 87c bis 87k Gesuchsverfahren für Windenergieanlagen

Für die Beurteilung von Investitionsbeiträgen ist aufgrund des Wechsels zum Referenzanlagenprinzip neu die Vollzugstelle zuständig (Art. 87d Abs. 1).

Im Übrigen regeln die Artikel 87c bis 87k das Verfahren von der Gesuchseinreichung über die Zusicherung dem Grundsatz nach, die Inbetriebnahme bis hin zum definitiven Entscheid und einem allfälligen Widerruf des Investitionsbeitrags. Die einzelnen Verfahrensschritte entsprechen im Wesentlichen dem Verfahren, das bereits bisher bei Gesuchen um einen Investitionsbeitrag zur Anwendung kommt.

Neu wird in Artikel 87g jedoch nach dem Einreichen der Projektfortschrittsmeldung eine Aktualisierung der Zusicherung dem Grundsatz nach vorgesehen. Bei Windenergieanlagen kann das Gesuch um In-

vestitionsbeitrag bereits lange vor der Baureife eingereicht werden. Gestützt auf die ursprünglich projektierte Leistung wird die Zusicherung dem Grundsatz nach verfügt. Da im Laufe der weiteren Projektierung die Leistung oft kleiner wird, da beispielsweise weniger Windturbinen in einem Windpark realisiert werden können, ist es sinnvoll, die Zusicherung dem Grundsatz nach nach dem Erreichen der Projektfortschrittsmeldung zu aktualisieren. Denn basierend auf dem zu diesem Zeitpunkt festgesetzten Höchstbetrag werden die einzelnen Tranchen des Investitionsbeitrags ausbezahlt. Würde der Höchstbetrag nicht aktualisiert, ginge man in vielen Fällen von einer zu hohen Anlagenleistung aus und bei der ersten Auszahlung würde ein viel zu hoher Betrag ausbezahlt.

Auf die früher in Artikel 87g vorgesehene Bauabschlussmeldung kann wegen der Umstellung auf das Referenzanlagenprinzips verzichtet werden, da für die definitive Berechnung des Investitionsbeitrags nur noch die tatsächlich installierte Leistung massgebend ist und die tatsächlichen Investitionskosten keine Rolle mehr spielen.

Art. 87l und 87m

Die Artikel 87l und 87m werden aufgehoben, da diese Regelungen aufgrund des Referenzanlagenprinzips nicht mehr notwendig sind.

Art. 89 Erlöse

Die bei der Markprämie massgebenden Erlöse werden im Sinne einer exakteren Ermittlung und in Analogie zur gleitenden Marktpremie im neuen *Absatz 1* von Artikel 89 wie folgt geregelt: Die Erlöse aus dem Day Ahead-Markt werden wie bisher aus den effektiv gefahrenen Profilen ermittelt. Da die Marktpremie mit 1 Rp./kWh gedeckelt ist, ist nicht zu erwarten, dass damit Fehlanreize ausgelöst werden. Zusätzlich werden im Rahmen der Ermittlung des Markterlöses neu die von den Anlagenbetreibern getätigten Absicherungsstrategien am Terminmarkt berücksichtigt. Hierbei wird angenommen, dass 80 Prozent der erwarteten mittleren Produktion am schweizerischen und ausländischen Terminmarkt über drei Jahre abgesichert ist (*Bst. a*). Berücksichtigt werden zudem neu die Erlöse aus dem Verkauf von Systemdienstleistungen (SDL) (*Bst. b*). Abweichend zur gleitenden Marktpremie müssen bei der Ermittlung der SDL-Erlöse die Opportunitätskosten nicht abgezogen werden, da diese bereits in den effektiv gefahrenen Profilen enthalten sind. Zudem berücksichtigt werden neu die Erlöse aus dem Verkauf von HKN (*Bst. c*) sowie die aus der Winterreserve generierten Erlöse (*Bst. d*).

Die Regelung zur Ermittlung des Markterlöses (bisheriger Abs. 2) ist neu in *Absatz 1 Buchstabe a* enthalten.

Absatz 2 entspricht mit Ausnahme einer durch die Revision des Artikels notwendig gewordenen Präzisierung dem bisherigen Absatz 3.

Absatz 3 übernimmt den Inhalt des bisherigen Absatzes 5 unverändert.

Art. 90 Abs. 1 Einleitungssatz und Bst. d

Damit sich die erlös- und kostenseitig berücksichtigten Posten auch weiterhin in etwa die Waage halten, werden auf der Kostenseite neu auch die Aufwendungen für gesamtbetriebliche Leistungen (namentlich Unternehmensführungs-, Kraftwerksbewirtschaftungs-, Energiebewirtschaftungs- und Vermarktungskosten) berücksichtigt. Bei den Energiebewirtschaftungs- und Vermarktungskosten ist zwischen Laufwasserkraft und Speicherwasserkraft zu unterscheiden. Basierend auf der Literatur und auf Arbeiten aus der Branche werden für Laufwasserkraftwerke Energiebewirtschaftungs- und Vermarktungskosten von 0.25 Rp./kWh und für Speicher-, Pumpspeicher- und Umwälzkraftwerke von 0.4 Rp./kWh berücksichtigt. Für die Unternehmensführungs- und Kraftwerksbewirtschaftungskosten gilt für sämtliche Kraftwerke ein Wert von 0.15 Rp./kWh. Bei Laufwasserkraftwerken werden folglich gesamtbetriebliche Leistungen in der Höhe von 0.4 Rp./kWh berücksichtigt, bei Speicherwasserkraftwerken betragen diese 0.55 Rp./kWh.

Art. 96a **Ausschlussgrund**

Zusätzlich zum bereits bestehenden Ausschlussgrund ist zu präzisieren, dass ein Betriebskostenbeitrag für den Teil der produzierten Elektrizität ausgeschlossen ist, der bereits mit der gleitenden Marktprämie vergütet wird.

Art. 96j Abs. 1 Bst. a und Abs. 2

Massgebend ist, ob Anspruch auf den Betriebskostenbeitrag bestand und nicht ob dieser ausbezahlt wurde oder nicht. Die Formulierung wird an die Formulierung in Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe a angepasst.

Absatz 2 wird an die Bestimmung zum Austritt beim Einspeisevergütungssystem (Art. 30 Abs. 2) angepasst.

Art. 98 Abs. 1 Einleitungssatz und Abs. 2

Die gleitende Marktprämie und die Einspeisevergütung haben eine ähnliche Funktionsweise, weshalb bei beiden die gleichen Angaben publiziert werden.

Art. 108b **Übergangsbestimmung zur Änderung vom ...**

Die gleitende Marktprämie wird nur gewährt, wenn einem Projekt vor Baubeginn die gleitende Marktprämie zugesprochen oder der frühere Baubeginn bewilligt worden ist. Der frühere Baubeginn kann vor Inkrafttreten des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien gar nicht bewilligt werden. Für Projekte, bei denen sich der Betreiber erst nach Inkrafttreten der Bestimmungen zur gleitenden Marktprämie für die gleitende Marktprämie entscheiden kann und für die bereits vorher für einen Investitionsbeitrag entweder eine Zusicherung dem Grundsatz nach oder eine Bewilligung zum früheren Baubeginn erteilt wurde, gilt diese Bewilligung oder Zusicherung auch für die gleitende Marktprämie.

Die im Rahmen der vorliegenden Revision vorgenommenen Änderungen in den Artikeln 89 und 90 betreffend die Marktprämie für Elektrizität aus bestehenden Grosswasserkraftanlagen haben keine Änderung des Systems der Marktprämie an sich zur Folge. Es werden einzig die für die Berechnung der Marktprämie massgebenden Kosten und Erlöse neu exakter ermittelt, indem beidseitig mehr Positionen berücksichtigt werden, die sich in etwa die Waage halten. Mit dem bisherigen, vereinfachten Ansatz wurden die Erlöse teils unterschätzt und in diesen Fällen resultierten dadurch tendenziell zu hohe Marktprämien. Um dies möglichst schnell zu korrigieren, bestimmt Artikel 108b Absatz 3, dass die genauere Berechnungsweise ab 2025 gilt und somit aufgrund des ex-post Verfahrens der Marktprämie bereits auf Gesuche um Marktprämien für das Kalenderjahr 2024 oder für das hydrologische Jahr 2023/2024 (Oktober 2023 bis September 2024) Anwendung findet. Was die aus der Winterreserve generierten Erlöse (Art. 89 Abs. 1 Bst. b) betrifft, so werden diese gemäss der im jeweiligen Jahr, für welches um eine Marktprämie ersucht wird, geltenden Regelungen der Winterreserveverordnung vom 25. Januar 2023 (WResV; SR 734.722) berücksichtigt.

7. Erläuterungen zu den Anhängen

Anhang 1.2 *Photovoltaikanlagen im Einspeisevergütungssystem*

Ziffer 4.3 Buchstabe d wird nur deshalb geändert, weil die Abkürzung «HKSV» neu bereits weiter vorne in der Verordnung eingeführt wird.

Anhang 1.3 *Windenergieanlagen im Einspeisevergütungssystem*

Aufgrund der Änderung zum Referenzanlagenprinzip gibt es bei Windenergieanlagen neue Leistungsklassen und nicht mehr Kategorien (Titel von Ziff. 2).

Die Übertragung von Zusicherungen dem Grundsatz nach bei Windenergieanlagen wird aufgehoben (Ziff. 5.2), vgl. dazu oben Ziffer 2.4.4.

Anhang 1.5 Biomasseanlagen im Einspeisevergütungssystem

Ziffer 3.1.4 wird aufgrund des Urteils des Bundesverwaltungsgerichts A-2173/2022 vom 20. November 2023 aufgehoben.

Anhang 2.1 Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen

Seit 2013 wurde für grosse integrierte Photovoltaikanlagen in allen Leistungsklassen ausschliesslich auf die Ansätze für angebaute und freistehende Anlagen abgestellt. Für Anlagen, die ab dem 1. April 2025 in Betrieb genommen werden, soll für die Leistung unterhalb von 100 kW anteilmässig über die Leistungsklassen wieder der integrierte Ansatz gelten. Daher wird in Ziffer 2.5 der zweite Satz wieder aufgehoben. In Artikel 38 Absatz 3 war diese Regelung ebenfalls enthalten. Diese bleibt auch grundsätzlich bestehen, jedoch gilt die Einschränkung nur noch für Anlagen, die ab dem 1. Januar 2013 und bis zum 31. März 2025 in Betrieb genommen wurden.

Der Bonus für integrierte Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens 75 Grad beträgt neu 400 Franken pro kW und derjenige für angebaute oder freistehende Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens 75 Grad beträgt neu 200 Franken pro kW (Ziff. 2.7).

Der neu vorgesehene Parkflächenbonus im Rahmen der Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen (Art. 30c Abs. 2 Bst. d) beträgt 250 Franken pro kW installierte Leistung.

In den Ziffern 2.8 und 2.9 werden neu die Ansätze für die Einmalvergütung für Anlagen festgesetzt, die ab dem 1. April 2025 in Betrieb genommen werden. Die Ansätze für die Leistungsbeiträge in den Leistungsklassen von weniger als 30 kW und ab 100 kW werden je um 20 Franken gesenkt.

Anhang 2.2 Projektierungsbeitrag und Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen

Aufgrund des neuen Förderinstruments der Projektierungsbeiträge ist Anhang 2.2 zu ergänzen. Ziffer 2 regelt neu die Anforderungen an das Gesuch für die Projektierungsbeiträge für Wasserkraftanlagen. Die verlangten technischen Angaben sind provisorisch; sie können sich im Laufe der Projektierung ändern. Die bisherige Ziffer 2 erhält eine ergänzte Sachüberschrift und wird neu zu Ziffer 3. Die bisherige Ziffer 3 wird neu zu Ziffer 4.

Anhang 2.3 Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen

Im Rahmen der Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen stellt man bei Biogasanlagen, Holzkraftwerken und Klärgasanlagen auf das Referenzanlagenprinzip um (vgl. oben Ziff. 2.1.4). Dies erfordert für diese Anlagenkategorien Anpassungen bei den Anforderungen an die einzureichenden Gesuche (Ziff. 2.3, 3.3, und 6.2) sowie Präzisierungen zu den Anlagenbestandteilen der jeweiligen Referenzanlagen (Ziff. 2.4, 3.4 und 6.3).

In Ziffer 3.1.2 wird präzisiert, dass eine Anlage nur dann als Holzkraftwerk gilt, wenn darin Holz als einziger Energieträger eingesetzt wird. Dies ist wichtig, weil das Referenzanlagenprinzip nur auf solche Anlagen angewendet werden kann.

Die energetischen Mindestanforderungen von Holzfeuerungen werden zur besseren Lesbarkeit aus dem Anhang 1.5 hierher (Ziffer 3.2) verschoben. Inhaltlich werden sie erweitert, um der Produktion von Pflanzenkohle und anderen Produkten, wie zum Beispiel Wasserstoff, Rechnung zu tragen, welche einen Teil des Energiegehalts des Holzes beinhalten. Dieser Energiegehalt wird in Form eines eigenen Nutzungsgrads der Produkte berücksichtigt. Die Grafik wird durch die entsprechende ausformulierte Formel ersetzt und einige Begriffe vereinheitlicht, die Anforderungen bleiben sonst gleich und gewichten die Stromproduktion weiterhin höher als Wärme und neu auch die Produkte.

Es geht beim Nutzungsgrad der Produkte nur um beabsichtigte Produkte, nicht um «Abfallprodukte» welche in der Anlage nicht zu vermeiden sind. Voraussetzung ist also, dass diese Produkte gezielt produziert werden und ein positiver Teil des Geschäftsmodells der Anlage sind und als solche weiterverkauft oder weiterverwendet werden. Für Anlagen ohne Produktion von Pflanzenkohle oder anderen Brennstoffen o.ä. wird keine inhaltliche Anpassung vorgenommen.

Befindet sich ein Fernwärmenetz oder eine andere Anlage zur Nutzung der Wärme noch im Aufbau, so gibt es eine Übergangsfrist, bis die energetischen Mindestanforderungen eingehalten werden müssen. Ziffer 7.1 legt fest, wie die Ansätze für die Biogasanlagen, die Holzkraftwerke und die Klärgasanlagen berechnet werden und in Ziffer 7.2 werden die Vergütungssätze je Kategorie und Leistungsklasse festgelegt.

In Ziffer 7.1.1.2 wird präzisiert, dass der Einsatz von hochenergetischen Substraten, die nicht lokal verfügbar sind, bei der Bestimmung der Äquivalenzleistung nicht mitbeachtet wird. Dies soll verhindern, dass im Betrachtungszeitraum Substrate wie zum Beispiel Glycerin zugekauft werden, um die Förderung zu erhöhen. Auch hier gilt, dass die Anlage während 10 Jahren so betrieben werden muss, wie es im Gesuch beschrieben ist. Insbesondere der Glycerinmarkt ist sehr variabel und dessen Einsatz kann nicht über 10 Jahre garantiert werden.

Anhang 2.4 Projektierungsbeitrag und Investitionsbeitrag für Windenergieanlagen

Die Investitionsbeiträge für Windkraftanlagen werden neu nach dem Referenzanlagenprinzip berechnet. Die Beitragssätze in Fr./MW sind abgestuft in drei Kategorien entsprechend der Höhenlage der Anlagen festgelegt (vgl. oben Ziff. 2.4.1).

Anhang 2.4 wird totalrevidiert, weil mit den Projektierungsbeiträgen und der Umstellung der Investitionsbeiträge auch viele Umstellungen in der Struktur einhergehen. Die neue Ziffer 2 entspricht der bisherigen Ziffer 3. Die neue Ziffer 4 entspricht der bisherigen Ziffer 2, jedoch wird wegen der Umstellung auf das Referenzanlagenprinzip darauf verzichtet, den bisherigen Buchstaben e auch in die neue Ziffer 4 aufzunehmen.

Anhang 2.6 Projektierungsbeitrag und Investitionsbeitrag für Geothermieanlagen

Die Anforderungen an Gesuche um die neuen Projektierungsbeiträge werden in Ziffer 3 geregelt. Die Anforderungen an Gesuche um einen Investitionsbeitrag werden an die gemachten Praxiserfahrungen angepasst (Ziff. 4).

Anhang 4 Berechnung der ungedeckten Kosten

Ziff. 2.2

Für die Berechnung der ungedeckten Kosten wird in Ziffer 2.2 der Begriff «direkte Steuern» durch «kalkulatorische Gewinnsteuern» ersetzt. An der Berechnung der ungedeckten Kosten ändert sich nichts. Es werden wie bisher die Gewinnsteuer berücksichtigt, da es sich bei dieser um einen Geldfluss handelt. Da nicht effektiv bezahlte Steuern berücksichtigt werden können, werden diese mit einem schweizweit gemittelten Gewinnsteuersatz berechnet. Der Begriff «kalkulatorische Gewinnsteuern» beschreibt das Vorgehen besser und ist präziser als der bisher verwendete Begriff «direkte Steuern».

Ziff. 3.1

Bei der Berechnung der ungedeckten Kosten von Photovoltaik-Grossanlagen nach Artikel 71a EnG wird, gleich wie bei der Wasserkraft, die Gewinnsteuer als anrechenbarer Geldabfluss berücksichtigt. Dies ging bei der Einführung von Ziffer 3 vergessen und wird hier nun durch die Aufnahme von Buchstabe c^{bis} nachgeholt. Auch hier wird der Begriff «kalkulatorische Gewinnsteuern» verwendet, da dieser das Vorgehen präziser beschreibt als der Begriff «direkte Steuern».

Eine Anpassung wird ebenfalls bei Buchstabe d vorgenommen. Neu sollen die Kosten, welche für eine wissenschaftliche Begleitung der Anlage ausgewiesen werden können, in Höhe von gesamthaft maximal 5 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten, höchstens jedoch 1 Million Franken, als anrechenbare Geldabflüsse in die Berechnung der ungedeckten Kosten einfließen können. Mit dem Bau von alpinen PV-Anlagen betritt die Schweiz weitgehend Neuland und es fehlen Erfahrungen in Bezug auf die Auswirkungen von solchen Anlagen auf Natur und Umwelt, aber auch in Bezug auf technische Aspekte, beispielsweise im Zusammenhang mit Schneeansammlungen und verlässlichen Ertragsprognosen. Solche Untersuchungen können, gerade wenn sie über mehrere Jahre hinweg erfolgen, beträchtliche Mittel beanspruchen. Mit der Erhöhung wird ein zusätzlicher Anreiz für die wissenschaftliche Begleitung solcher Projekte geschaffen. Weiterhin gilt als Voraussetzung für die Anrechenbarkeit, dass die gewonnenen Erkenntnisse der Öffentlichkeit in geeigneter Form frei zugänglich gemacht werden.

Anhang 5 Betriebskostenbeitrag für Biomasseanlagen

In Anhang 5 finden sich die neu festgelegten Vergütungssätze für die Betriebskostenbeiträge für Biomasseanlagen.

Die energetischen Mindestanforderungen von Holzkraftwerken beziehen sich neu auf die in Anhang 2.3 beschriebenen Anforderungen. Inhaltlich werden sie erweitert, um der Produktion von Pflanzenkohle und anderen Produkten, wie Wasserstoff, Rechnung zu tragen (Erläuterungen s.o.). Für neue Anlagen, erhebliche Erweiterungen und erhebliche Erneuerungen, gelten dieselben Übergangsbestimmungen wie beim Investitionsbeitrag, wenn gleichzeitig ein thermisches Netz oder eine andere Anlage zur Nutzung der Wärme erstellt wird.

Eine Übergangslösung für Anlagen, welche aus der Mehrkostenfinanzierung (MKF) kommen, wird neu eingeführt. Anlagen, welche aus der KEV ausscheiden sollten die energetischen Mindestanforderungen bereits einhalten, bzw. durch eine wärmegeführte Betriebsweise einhalten können. Sie benötigen also keine Übergangslösung.

In *Ziffer 3.1.1* wird der Verweis angepasst, da neu ein Bonus für Wärmenutzung eingeführt wird.

Ziffer 3.1.4 wird aufgrund des Urteils des Bundesverwaltungsgerichts A-2173/2022 vom 20. November 2023 aufgehoben.

In *Ziffer 3.2* werden die Grundbeiträge, die alle Biomasseanlagen erhalten, je Leistungsklasse festgelegt. Der Grundbeitragssatz wird nachgesteuert, gleichzeitig werden die Boni leicht erhöht. Dies soll, insbesondere bei Holzkraftwerken, die Lenkungswirkung erhöhen damit die Ressourcen dort eingesetzt werden, wo sie sinnvoll und effizient genutzt werden können. In Zukunft könnte es nötig werden, diese Steuerungswirkung weiter zu akzentuieren, insbesondere wenn die verfügbare Menge der Energieträger bereits zu grossen Teilen ausgenutzt ist oder weite Transportwege für deren Beschaffung nötig sind.

Ziffer 3.3 regelt den Holzbonus, der neu nur noch von Oktober bis März gewährt wird, weil aufgrund der zunehmenden Energieholzknappheit Holz vorrangig zur Spitzenlastabdeckung im Winter eingesetzt und nicht ganzjährig als Bandenergie genutzt werden soll (*Ziff. 3.3*), gleichzeitig wird dieser erhöht, um die niedrigeren Grundbeiträge auszugleichen. Die Höhe ergibt sich aus einer Referenzberechnung der eine effiziente wärmegeführte Anlage zu Grunde liegt.

In *Ziffer 3.4.3* wird der Satz für den Bonus für landwirtschaftliche Biomasse mit maximal 20 Prozent Co-Substraten festgesetzt. Dieser erfährt eine relevante Anhebung, um den gestiegenen Betriebskosten von Biogasanlagen gerecht zu werden.

Mit *Ziffer 3.6* wird ein neuer Bonus für Wärmenutzung eingeführt. Dieser kann von allen Biogasanlagen bezogen werden, welche die Bedingungen zur Wärmenutzung erfüllen; also von Anlagen, die bislang nur Anrecht auf den Grundbeitrag hatten (gewerblich-industrielle Biogasanlagen), jedoch auch von landwirtschaftlichen Anlagen. Anlagen, die maximal 20% Co-Substrat verwenden, müssen einen geringeren Teil der Nettowärme verwerten als Anlagen, die mehr Co-Substrate einsetzen. Die Nettowärmeproduktion entspricht der Wärme, die mit der Anlage produziert wird (Bruttoproduktion), abzüglich der von der

Anlage selber verbrauchten Wärme (Hilfsspeisung); analog der Bezeichnungen für Netto- und Bruttoproduktion bei der Elektrizität (Art. 11 Abs. 2 EnV). Die extern genutzte Wärme bezeichnet die Wärme, die ausserhalb der Biogasanlage genutzt wird. Scheinnutzungen, wie zum Beispiel die Beheizung eines Whirlpools oder eines privaten Schwimmbekens werden bei der extern genutzten Wärme nicht berücksichtigt. Dieser neue Bonus soll bewirken, dass der Wärmenutzung verstärkt Beachtung geschenkt wird und somit die gesamte produzierte Energie verstärkt genutzt wird.

Anhang 6.1 Gleitende Marktprämie für Wasserkraftanlagen

Ziff. 1 und 2

Die für eine gleitende Marktprämie berechtigten Wasserkraftanlagen werden gleich definiert wie bei den Investitionsbeiträgen (*Ziff. 1*). *Ziffer 2* regelt, was im Rahmen des Gesuchs eingereicht und angegeben werden muss.

Ziff. 3 Vergütungssatz und Referenz-Marktpreis

Der Vergütungssatz in Rp./kWh entspricht dem Verhältnis der Jahreskosten der Neuanlage oder der erheblichen Erweiterung einer Anlage zur entsprechenden jährlichen Mehrproduktion. Rechnerisch bestimmt er sich somit aus den aus der Investition abgeleiteten Jahreskosten dividiert durch die aus der Investition resultierende Mehrproduktion.

Der Referenzmarktpreis in Rp./kWh für steuerbare Anlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW entspricht dem Verhältnis der jährlichen Erlöse der Neuanlage oder der zusätzlichen Erlöse aus der Erweiterung einer Anlage zur entsprechenden Mehrproduktion (*Ziff. 3.2*). Für nicht steuerbare Anlagen und für Anlagen mit einer Leistung von 3 MW oder weniger wird der Referenzmarktpreis gemäss Artikel 15 EnFV zuzüglich einem Herkunftsnachweiserlös in Rp./kWh ermittelt (*Art. 30a^{quinquies} Abs. 1*).

Ziff. 4 Jahreskosten, Jahreserlös und jährliche Mehrproduktion

Ziff. 4.1 Jahreskosten

Die Jahreskosten in Franken werden gemäss Ziffer 4.1.1 bei allen Gesuchen der Wasserkraft nach gleichem Vorgehen berechnet. Sie bestehen aus den Kapitalkosten, den Betriebskosten, den Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen sowie den Kosten für Pumpenstrom.

- Die durch die Investitionen begründeten und anrechenbaren Kapitalkosten werden auf Komponentenebene mit deren jeweils standardisierten Nutzungsdauern gemäss Anhang 2.2 Ziffer 3 und einem technologiespezifisch hergeleiteten Gesamtkapitalzins (WACC⁵) annuitätisch berechnet (*Bst. a*). Die Anrechenbarkeit von Investitionskosten richtet sich nach Art. 61 EnFV. Bei Erneuerungen werden nur die Kapitalkosten und Abschreibungen der Erneuerungsinvestition berücksichtigt. Bei mehrwertsteuerpflichtigen Betreibern werden die Investitionskosten exklusive Mehrwertsteuer berücksichtigt, da diese Betreiber die Mehrwertsteuer als Vorsteuer abziehen können. Bei nicht mehrwertsteuerpflichtigen Betreibern werden die Investitionskosten hingegen inklusive Mehrwertsteuer berücksichtigt, da diese Betreiber keinen Vorsteuerabzug machen können.
- Die jährlichen Betriebskosten werden projektspezifisch festgelegt, sind aber bei Neuanlagen und Erweiterungen in jedem Fall mit 2 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten gedeckelt. Bei einer Erweiterung sind die zusätzlichen Betriebskosten abhängig vom Investitionsvorhaben. Bei einer Erneuerung werden die Betriebskosten vor der Erneuerung anteilmässig berücksichtigt. Bei grossen steuerbaren Anlagen entspricht der Anteil dem Verhältnis von Mehrerlös zu Gesamterlös. Bei nicht steuerbaren und kleinen Anlagen dem Verhältnis von Mehrproduktion zu Nettoproduktion nach Erneuerung. Für Grosswasserkraftwerke werden die Betriebskosten

⁵ Weighted Average Cost of Capital (durchschnittlicher kalkulatorischer Kapitalkostensatz)

- in der Regel deutlich unter 2 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten liegen. Die jährlich resultierenden Betriebskosten sind vom Gesuchsteller in den Gesuchsunterlagen darzulegen (*Bst. b*).
- Die Jahreskosten im Zusammenhang mit der Energie-Bewirtschaftung und -Vermarktung von steuerbaren Anlagen grösser als 3 MW betragen für Speicher und Pumpspeicherkraftwerke 0,4 Rp./kWh und für Laufwasserkraftwerke 0,25 Rp./kWh und sind von der Branche⁶ in ihrer Höhe akzeptiert. Unternehmensführungs- und Kraftwerksbewirtschaftungskosten auf Stufe der Betreibergesellschaft (Aktionär, Partner) sind in den mit 2 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten gedeckelten Betriebskosten enthalten (*Bst. c*).
 - Die Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen werden projektspezifisch bestimmt. Wird durch das Projekt die bestehende mechanische Bruttoleistung verändert, wird der Effekt⁷ ab dem Jahr der Inbetriebnahme berücksichtigt. Eine Erhöhung der mechanischen Bruttoleistung führt zu Mehrkosten, eine Reduktion zu Kosteneinsparungen beim Wasserzins. Dabei kommt das gültige kantonale Wasserzinsmaximum zur Anwendung. Bei Erweiterungen sind die Änderungen je nach Projekt unterschiedlich, bei Erneuerungen werden die Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen anteilmässig berücksichtigt. Bei grossen steuerbaren Anlagen entspricht der Anteil dem Verhältnis von Mehrerlös zu Gesamterlös. Bei nicht steuerbaren und kleinen Anlagen dem Verhältnis von Mehrproduktion zu Nettoproduktion nach Erneuerung. Eine Mauererhöhung wird z.B. kaum eine Änderung der mechanischen Bruttoleistung mit sich bringen, eine neue Wasserfassung hingegen schon. Die jährlich resultierenden Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen sind vom Gesuchsteller aufzuzeigen (*Bst. d*).
 - Die Gewinnsteuern sind Teil der Gestehungskosten und werden darum berücksichtigt. Es werden jedoch nicht die effektiv bezahlten Gewinnsteuern berücksichtigt, sondern die mit einem schweizweit gemittelten Gewinnsteuersatz berechneten. Darum wird der Begriff «kalkulatorische Gewinnsteuer» verwendet (*Bst. e*).
 - Wenn Kosten für Pumpenstrom (Zubringerpumpen oder Speicherpumpen) anfallen, werden diese berücksichtigt. Der Pumpenstrom wird mit den Preisen am Day Ahead Markt für die Preiszone Schweiz bewertet. Dafür kann ein stündliches Profil oder auch monatliche Werte verwendet werden.

Die so pro Gesuch ermittelten Jahreskosten bleiben bis auf die vier Ausnahmen in Ziffer 4.1.3 über die Vergütungsdauer konstant. Anpassungen erfolgen bei Änderungen des kantonalen Wasserzinsmaximums, bei Anlagen, welche jährlich Zubringerpumpenstrom einkaufen müssen, wenn sich der zur Berechnung der Kapitalkosten jeweils gültige WACC ändert, wennvariable oder strompreisabhängige Abgaben oder Leistungen an das Gemeinwesen geschuldet sind und wenn sich der schweizweit durchschnittliche Gewinnsteuersatz ändert. Der aus den Jahreskosten resultierende Vergütungssatz in Rp./kWh ändert sich jährlich – auch dann wenn sich die Jahreskosten nicht ändern – da zur Berechnung des Vergütungssatzes die Jahreskosten durch die sich jährlich ändernde Mehrproduktion aus der Investition geteilt wird.

Ziff. 4.2 Jahreserlös

Für alle nicht steuerbare Anlagen und für steuerbare Anlagen mit einer Leistung von 3 MW oder weniger werden die Markterlöse⁸ durch die Multiplikation der aus der Investition resultierenden Mehrproduktion und dem Referenzmarktpreis ermittelt (Ziff. 4.2.1)). Dies entspricht dem Vorgehen bei der KEV. Berücksichtigt werden der Day Ahead-Markt (Stundenpreise Spotmarkt gemäss Art. 15 EnFV) sowie der Markt für HKN. Als «nicht steuerbar» gilt ein Wasserkraftwerk, wenn es weniger als sechs flexibel einsetzbare

⁶ [SWV: Wasser Energie Luft 4-2021: Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft in den Jahren 2011 bis 2020](#)

⁷ Die Ermässigung der Wasserzinsen nach Art. 50a Wasserrechtsgesetz ist nur im Zusammenhang mit Investitionsbeiträgen gültig.

⁸ Die Begriffe Erlös und Umsatz werden synonym verwendet. Sie bezeichnen die Einnahmen durch die verkauften Waren oder Dienstleistungen.

Volllaststunden fahren kann. Zur Bestimmung der flexibel einsetzbaren Volllaststunden wird die Speichergrosse durch die maximale Ausbauwassermenge dividiert.

Bei steuerbaren Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW würde mangels Vergleichbarkeit der verschiedenen Projekte in Bezug auf die erzielbaren Erlöse die Bewertung mit einem gemittelten Marktpreis die Kostendeckung der Anlagen zu ungenau widerspiegeln. Dies würde zu einem zu hohen bzw. zu tiefen Einsatz von Fördermitteln führen oder umgekehrt für bestimmte Projekte zur Umsetzung nicht reichen. Deshalb werden für diese Anlagen die Markterlöse individuell berechnet/abgeschätzt, d.h. projektspezifisch und abhängig vom Kraftwerkstyp (Ziff. 4.2.2).

Ziffer 4.2.2 nennt die einzelnen Positionen, die für den Jahreserlös von steuerbaren Anlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW berücksichtigt werden. Diese berechnen sich wie folgt:

Ziff. 4.2.3: Der Handel am Day Ahead-Markt stellt die Haupteinnahmequelle der Wasserkraftwerke dar. Zur Ermittlung der Erlöse am Day Ahead-Markt wird das mit einer Kraftwerkseinsatzoptimierungssoftware bestimmte stündliche Produktionsprofil mit den stündlichen Day Ahead Marktpreisen bewertet. Bei erheblichen Erweiterungen wird die Anlage einmal nach der Erweiterung modelliert und einmal vor der Erweiterung. Die Erlöse aus der Erweiterung entsprechen der Differenz. Wichtig ist, dass bei Erweiterungen alle Erlöse berücksichtigt werden, die in- und ausserhalb der Anlage erzielt werden können. Es wird also immer der ganze Kraftwerkskomplex berücksichtigt. Für erhebliche Erneuerungen wird eine Differenzbetrachtung zwischen der erneuerten Anlage und den nicht erneuerten Anlageteilen.

Ziff. 4.2.4: Für die Berechnung der Absicherungserlöse bzw. -kosten aus Terminmärkten wird davon ausgegangen, dass aufgrund von Prognoseungenauigkeit nur 80 Prozent der Produktion auf Termin abgesichert werden. Die Absicherung erfolgt bis drei Jahre im Voraus: Verkauf 33.3 Prozent im Handelszeitraum Oktober YY-3 bis September YY-2, Verkauf 33.3 Prozent im Handelszeitraum Oktober YY-2 bis September YY-1, Verkauf 33.3 Prozent im Handelszeitraum Oktober YY-1 bis September YY. Diese Absicherungsstrategie hat zur Folge, dass per Ende Quartal 3 des aktuellen Jahres die erwartete Produktion des hydrologischen Frontjahres 1 zu 80 Prozent, des hydrologischen Frontjahres 2 zu 53.3 Prozent und des hydrologischen Frontjahres 3 zu 26.6 Prozent verkauft wird. Bewertet werden die Terminverkäufe mit Quartals- und Jahresprodukten. Die effektiven Erlöse und Kosten der Absicherung werden sichtbar, wenn für den Bewertungszeitraum von den Terminerlösen die Kosten für den Rückkauf dieser Absicherungsenergie auf dem Day Ahead-Markt subtrahiert wird. Da der Schweizer Terminmarkt nur wenig liquide ist, insbesondere was den längeren Zeithorizont betrifft, werden für die Preisbestimmung auch ausländische Terminmärkte herangezogen. Momentan werden von den Betreibern vor allem der französische und deutsche Terminmarkt zu längerfristigen Absicherungsgeschäften genutzt.

Ziff. 4.2.5: Durch die Teilnahme am Systemdienstleistungsmarkt (SDL-Markt) kann ein Kraftwerk nicht voll am Day-Ahead-Markt partizipieren. Die Berechnung der spezifischen Erlöse für jedes Kraftwerk wird mithilfe der durchschnittlichen veröffentlichten Marktergebnisse von Swissgrid vorgenommen, welche gemäss einer Vollzugsrichtlinie des BFE auf die verschiedenen Kraftwerkstypen heruntergebrochen werden. Eine mögliche Verteilung der von der Netzgesellschaft total geleisteten Vergütungen für die schweizweit erbrachten Systemdienstleistungen könnte die Folgende sein: 85 Prozent der Systemdienstleistungen werden von einheimischen Wasserkraftwerken erbracht; von diesen 85 Prozent werden 10 Prozent von Laufwasserkraftwerken (nur für negative Sekundär- und Tertiärregelleistung), 50 Prozent von Speicherkraftwerken und 40 Prozent von Pumpspeicherkraftwerken und Umwälzkraftwerken erbracht. Hinsichtlich der Leistungsvorhaltung werden Opportunitätskosten berücksichtigt, da die vorgehaltene Leistung in anderen Märkten (i.d.R. temporär) nicht zur Verfügung steht. Es wird eine übers Jahr konstante Vorhaltung angenommen. Dabei wird berücksichtigt, dass Laufkraftwerke kaum am SDL-Markt teilnehmen. Ebenfalls werden die verschiedenen SDL-Produkte (PRL, SRL, TRL) nur bei den Kraftwerkstypen berücksichtigt, bei denen eine Teilnahme Sinn macht, weil die Opportunitätskosten über die Markterlöse mindestens ausgeglichen werden. Für jedes Kraftwerk werden so die Gesamtkosten für SDL von Swissgrid mit dem Anteil des Kraftwerkstyps sowie dem Leistungsanteil des Kraftwerks an der Gesamtleistung des Kraftwerkstyps multipliziert. Auf diese Weise ergeben sich pro

Kraftwerk die Einnahmen aus der Leistungsvorhaltung. Die Erlöse aus dem Abruf ergeben sich aus der Differenz zwischen den Preisen für SDL und jenen auf dem Day-Ahead-Markt für jede Stunde im Jahr.

Ziff. 4.2.6: Die Erlöse aus Herkunftsnachweisen werden durch die Bewertung der berücksichtigten Herkunftsnachweise mit dem Preis für Herkunftsnachweise gemäss Artikel 30a^{quinquies} Absatz 4 und Absatz 5 bestimmt.

Ziff. 4.2.7: Die Wasserkraftreserve nach Artikel 8a StromVG verfolgt das Ziel, Opportunitätskosten angemessen zu vergüten und so die Energieproduktion effizient zu steuern. Es ist zu erwarten, dass die Erlöse ausschliesslich in Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke fliessen. Zur Erlösbestimmung wird die WResV massgebend sein, deren Revision gleichzeitig mit der vorliegenden Revision der EnFV erfolgt. Die Wasserkraftreserve soll neu mit Speicherwasserkraftwerken ab 10 GWh gebildet werden. Die Teilnahme soll obligatorisch sein und soll mit einer von der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (EiCom) berechneten Pauschale vergütet werden.

Ziff. 4.3 Jährliche Mehrproduktion

Bei Neuanlagen entspricht die aus der Investition resultierende Mehrproduktion naturgemäss der jeweiligen Jahresnettoproduktion der Anlage. Für erhebliche Erweiterungen muss die Mehrproduktion anders bestimmt werden. Sowohl bei einer Mauererhöhung als auch bei einer Leistungserhöhung wird die gleiche Wassermenge verarbeitet. Damit drückt sich der Nutzen der Investition eher in einer Qualitätssteigerung der Produktion (und damit in einem Mehrerlös) als in einer Mehrproduktion, aus. Aus diesem Grund wird für steuerbare Anlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW die aus der Investition resultierende Mehrproduktion bei erheblichen Erweiterungen wie folgt berechnet: Sie entspricht der Multiplikation der jeweiligen Jahresnettoproduktion der Anlage nach Investition mit dem Verhältnis vom Mehrerlös und Gesamterlös der Anlage nach der Investition (Ziff. 4.3.1). Bei erheblichen Erneuerungen ist massgebend, wieviel der bestehenden Produktion durch die Erneuerungsinvestition erhalten wird. Dabei wird davon ausgegangen, dass ein erneuertes Anlagenteil ohne die Erneuerungsinvestition ausfällt.

Bei erheblichen Erweiterungen von nicht steuerbaren Anlagen und Anlagen kleiner oder gleich 3 MW entspricht die aus der Investition resultierende Mehrproduktion der Jahresnettoproduktion, von der die durchschnittliche Nettoproduktion vor der Erweiterung abgezogen wird. Für die Bestimmung der durchschnittlichen Nettoproduktion vor Erweiterung muss der Gesuchsteller mit dem Gesuch die durchschnittliche Nettoproduktion während den 5 Jahren, die dem Gesuchsjahr vorausgehen, liefern. Der entsprechende Anteil an der Jahresnettoproduktion wird zum Zeitpunkt der Zusicherung dem Grundsatz nach festgelegt. Bei Erneuerungen ist auch hier massgebend, wieviel der bestehenden Produktion durch die Erneuerungsinvestition erhalten wird. Zur Ermittlung der Mehrproduktion wird die Nettoproduktion der erneuerten Anlage mit der Nettoproduktion aus den nicht erneuerten Anlagenteilen verglichen. Es wird also davon ausgegangen, dass die erneuerten Anlagenteile vor der Erneuerung nicht mehr funktionsfähig waren. Zur Bestimmung der jährlichen Mehrproduktion wird das Verhältnis der so bestimmten Mehrproduktion zur Nettoproduktion der Anlage nach der Erneuerung verwendet. Das Verhältnis Mehrproduktion zu Nettoproduktion nach Erneuerung wird aufgrund der Angaben im Gesuch mit der Zusicherung dem Grundsatz nach, für die ersten 5 Betriebsjahre festgelegt. Danach wird das Verhältnis aufgrund der effektiven Nettoproduktion während den ersten 5 Betriebsjahren überprüft und wenn nötig angepasst. Die zur Bestimmung der gleitenden Marktprämie nötige Mehrproduktion kann sich, abhängig von der Jahresnettoproduktion der Anlage, nach Investition jährlich verändern.

Ziff. 5

Die Informationen, die die Betreiber jährlich dem BFE einreichen müssen, sind in *Ziffer 5* geregelt.

Anhang 6.2 Gleitende Marktprämie für Windenergieanlagen

Die gleitende Marktprämie ist analog zum Vergütungsmodell KEV aufgebaut: Während der ersten fünf Betriebsjahre erhält jede Anlage eine fixe Anfangsvergütung (Rp./kWh). Danach wird die tatsächliche

Produktion dieser Anlage mit einer Referenzproduktion verglichen. Das Verhältnis zwischen tatsächlicher Produktion und Referenzproduktion bestimmt die Höhe des Vergütungssatzes (Rp./kWh) über die gesamte Dauer von 20 Jahren.

Die Höhe der gleitenden Marktprämie ist in drei Kategorien, entsprechend der Höhenlage der Anlagen, unterschiedlich festgelegt (vgl. oben Ziff. 2.1.4).

Anhang 6.3 Gleitende Marktprämie für Biomasseanlagen

Die Regelungen in Anhang 6.3 der gleitenden Marktprämie für Biomasseanlagen sind sehr nahe an jenen des Einspeisevergütungssystems (Anhang 1.5) gehalten, mit folgenden Ausnahmen:

Die energetischen Mindestanforderungen von Holzfeuerungen beziehen sich auf die in Anhang 2.3 beschriebenen Anforderungen. Für Holzkraftwerke und den begrenzten Brennstoff Holz wird mit dem Referenzanlagenprinzip, jeweils die «effizienteste Technologie» als Referenz herangezogen. Effizient ist hier auf drei Arten zu verstehen: wirtschaftliche Verwertung des Energieholzes, möglichst hoher Nutzungsgrad des Holzes, möglichst effizienter Einsatz des Holzes in Bezug auf den Schweizer Bedarf an Wärme und Strom.

Daraus ergibt sich, dass die Anlage günstig sein muss, einen hohen Wirkungsgrad erzielen und vor allem im Winterhalbjahr produzieren sollte. Würde der «Holzbonus» das ganze Jahr über gezahlt, würden entweder die Wärme und der Strom nicht zum optimalen Zeitpunkt zur Verfügung gestellt, oder es würde eine «Überrendite» erwirtschaftet. Der Grundbeitragssatz wird nachgesteuert, gleichzeitig werden die Boni leicht erhöht, um den wärmegeführten Einsatz der Referenzanlage abzubilden. In Konsequenz wird der Holzbonus im Rahmen der gleitenden Marktprämie (und der Betriebskostenbeiträge, vgl. Erläuterungen zu Anhang 5) nur noch für den in den Wintermonaten eingespeisten Strom ausbezahlt; dies als Folge der zunehmenden Energieholzknappheit. Holz soll vorrangig zur Spitzenlastabdeckung im Winter eingesetzt werden und nicht ganzjährig als Bandenergie. Dies soll, insbesondere bei Holzkraftwerken, die Lenkungswirkung erhöhen damit die Ressourcen dort eingesetzt werden, wo sie sinnvoll und effizient genutzt werden können (analog zum Betriebskostenbeitrag im Anhang 5). In Zukunft könnte es nötig werden diese Steuerungswirkung weiter zu akzentuieren, insbesondere wenn die verfügbare Menge der Energieträger bereits zu grossen Teilen ausgenutzt ist oder weite Transportwege für eine Beschaffung nötig sind.

Der Landwirtschaftsbonus im Rahmen der gleitenden Marktprämie wird nur Anlagen gewährt, die maximal 10 Prozent Co-Substrat verwenden (Ziff. 3.4.1). Beim Einspeisevergütungssystem und den Betriebskostenbeiträgen gilt hingegen weiterhin ein Maximum von 20 Prozent Co-Substrat. Das ist eine Folge der zunehmenden Substratknappheit. Neue landwirtschaftliche Anlagen sollen zwar noch Co-Substrat verwenden können und damit ihre Wirtschaftlichkeit verbessern, jedoch nicht mehr im gleichen Umfang wie bisher.

Der Bonus für Wärmenutzung kann von allen Biogasanlagen bezogen werden, welche die Bedingungen zur Wärmenutzung erfüllen (Ziff. 3.5); also von Anlagen, die im Einspeisevergütungssystem nur Anrecht auf den Grundbeitrag hatten (gewerblich-industrielle Biogasanlagen), jedoch auch von landwirtschaftlichen Anlagen. Anlagen, die maximal 10% Co-Substrat verwenden, müssen einen geringeren Teil der Nettowärme verwerten als Anlagen, die mehr Co-Substrate einsetzen. Die Nettowärmeproduktion entspricht der Wärme, die mit der Anlage produziert wird (Bruttoproduktion), abzüglich der von der Anlage selber verbrauchten Wärme (Hilfsspeisung); analog der Bezeichnungen für Netto- und Bruttoproduktion bei der Elektrizität (Art. 11 Abs. 2 EnV). Die extern genutzte Wärme bezeichnet die Wärme, die ausserhalb der Biogasanlage genutzt wird. Scheinnutzungen, wie zum Beispiel die Beheizung eines Whirlpools oder eines privaten Schwimmbeckens werden bei der extern genutzten Wärme nicht berücksichtigt. Bei Anlagen, bei denen eine höhere Wärmenutzung erfolgt, sind die Stromgestehungskosten aufgrund komplexerer Installationen und der nötigen Abstimmung der Wärmeproduktion auf den Wärmebedarf deutlich höher als bei Anlagen mit «normaler» Wärmenutzung. Diese zusätzlichen Kosten wer-

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

den mit dem neuen Wärmenutzungsbonus abgegolten. Dieser neue Bonus soll bewirken, dass der Wärmenutzung verstärkt Beachtung geschenkt wird und somit die gesamte produzierte Energie verstärkt genutzt wird.

Der Anteil der zu vergütenden Energie bei nachträglichen Erweiterungen oder Erneuerungen bestimmt sich nach Artikel 30e^{quater}.