



21. Februar 2024

---

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

## **Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage**

---

## 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.....	3
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 .....	7
2.2.1	Anforderungen an den Betrieb .....	7
2.3	Projektierungsbeiträge .....	8
2.3.1	Ansätze und Mindestbeiträge .....	8
2.3.2	Verfahren .....	8
2.3.3	Rückzahlung .....	8
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 ..	9
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 .....	10
2.7	Marktprämie für Elektrizität aus bestehenden Grosswasserkraftanlagen .....	11
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.....	12
6.	Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen .....	12
7.	Erläuterungen zu den Anhängen .....	25

## 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<sup>bis</sup>, 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<sup>bis</sup> 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 grössere steuerbare Wasserkraftwerke wird der Vergütungssatz mit den aus der Investition resultierenden Jahreskosten bestimmt und es wird ein investitionspezifischer Umsatz bestimmt.

Die Marktprämie bzw. der Vergütungssatz für einzelne Anlagen wird bei Windenergie- und Biomasseanlagen anhand der Gestehungskosten von *Referenzanlagen* bestimmt, zuständig für den Vollzug ist die Vollzugsstelle. In Angleichung 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 Kehrriech- 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 und somit vom neuen einheitlichen Rücklieferarif (Referenz-Marktpreis gemäss Art. 15 EnFV) profitieren. 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. Das BFE bestimmt und publiziert quartalsweise die Referenz-Marktpreise sowie die HKN-Werte der einzelnen Technologien für das letzte Quartal. Dieser Wert resultiert aus einer Kombination von Preisen aus etablierten Handelsplattformen (wie Green-Power-Hub) und den europäischen Preisen aus der Strombörse EPEX Spot. Der Schweizer HKN-Markt ist derzeit nicht standardisiert und noch nicht sehr transparent. Ausserdem stehen Schweizer Anbieter im Wettbewerb mit EU-Anbietern, womit es notwendig ist, die europäischen Preise bei der Festsetzung einzubeziehen. Etablieren sich mit der Zeit neue Handelsplattformen, werden diese bei der Wertfestlegung zusätzlich herangezogen.

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 Tiefpreiszzeiten aus dem Netzzu-

schlagsfonds gefördert werden 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, Erneuerungen sowie bei Neuanlagen, welche technisch und wirtschaftlich in bestehende Anlagen eingebettet sind, wird der Jahreserlös einmal für die Anlage vor und einmal für die Anlage nach der Erweiterung, Erneuerung, respektive mit der Neuanlage berechnet/abgeschätzt. Die Differenz zwischen diesen beiden Werten entspricht dem Mehrerlös der erweiterten oder erneuerten 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 zusätzlich 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 gegenübergestellt. Die gerettete Produktion plus allfällige Produktionssteigerungen aufgrund verbesserter Effizienz sowie in Anlagenverbänden ein allfälliger Portfolioeffekt entsprechen dem Jahreserlös der Erneuerung.

Aufgrund der Individualität, insbesondere bei den grossen Wasserkraftwerken, werden bei der Behandlung der Gesuche zwei Kategorien unterschieden: 1) Steuerbare Kraftwerke mit einer mechanischen Bruttoleistung grösser als 3 MW und 2) Nicht steuerbare Kraftwerke mit einer mechanischen Bruttoleistung grösser als 3 MW und Kraftwerke mit einer mechanischen Bruttoleistung von höchstens 3 MW.

### ***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 die aus der Investition resultierenden Jahreskosten und im dritten Fall beides mitteilen. Im dritten Fall muss sich der Gesuchsteller nach der Mitteilung durch das BFE innerhalb von 30 Tagen definitiv entscheiden. Das BFE wird im Anschluss die Gesuchsteller benachrichtigen, ob ihr Gesuch berücksichtigt werden konnte. Die gleitende Marktprämie kann für Wasserkraftwerke der beiden oben genannten Kategorien an den für den Investitionsbeitrag für die Grosswasserkraft geltenden zweijährlichen Stichtagen beantragt werden, erstmals am 30. Juni 2026 und letztmals am 30. Juni 2034.

### ***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. Bei einer vierteljährlichen Abrechnung entspricht der Vergütungssatz dem Verhältnis der Quartalskosten zur entsprechenden Mehrproduktion des Quartals. Der Vergütungssatz wird bei der gleitenden Marktprämie nicht via Referenzanlagen, sondern projektspezifisch bestimmt.

Für nicht steuerbare Kraftwerke und Kraftwerke mit einer mechanischen Bruttoleistung von höchstens 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 Faustformeln (Heuristiken) 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).

gMP		Jahreskosten aus Investition	Erlös aus Investition	Mehrproduktion aus Investition	
Steuerbare > 3 MW	Neu	Kapitalkosten (Zins und Amortisation): Annuität aus Inv. Betriebskosten: bis max. 2% Inv. (einmalig am Anfang nachweisen) Abgaben: gemäss Konzession	Jahreserlösermittlung in CHF via «Referenzmarktpreis Heuristik» oder mit Kraftwerkeinsatzoptimierungssoftware*	Jahresproduktion der Anlage.**	
	Erw.	Anteil Erw.	Kapitalkosten (Zins und Amortisation): Annuität aus Inv. Betriebskosten: bis max. 2% Inv. (einmalig am Anfang nachweisen) Abgaben: gemäss Konzession	Jahreserlösermittlung in CHF via «Referenzmarktpreis Heuristik» oder mit Kraftwerkeinsatzoptimierungssoftware*	Via <u>jährlich bestimmten Prozentsatz</u> (Anteil Erlös aus Erweiterung zu Gesamterlös nach Inv.), welcher auf die Jahresproduktion nach Inv. angewendet wird.***
		Anteil Ern.	Dito Ern.	Dito Ern.	Dito Ern.
	Ern.	Kapitalkosten (Zins und Amortisation): Annuität aus Inv. Betriebskosten: via <u>einmalig bestimmten Prozentsatz</u> (Anteil des geretteten Erlöses inkl. Wirkungsradgewinne zum Gesamterlös), welcher auf die Betriebskosten vor Inv. angewendet wird. Abgaben: bleiben i.d.R. unverändert	Jahreserlösermittlung in CHF via «Referenzmarktpreis Heuristik» oder mit Kraftwerkeinsatzoptimierungssoftware*	Via <u>jährlich bestimmten Prozentsatz</u> (Anteil des geretteten Erlöses inkl. Wirkungsradgewinne zum Gesamterlös nach Inv.), welcher auf die Jahresproduktion nach Inv. angewendet wird.***	
Nicht Steuerbare > 3 MW & Alle <= 3 MW	Neu	Kapitalkosten (Zins und Amortisation): Annuität aus Inv. Betriebskosten: bis max. 2% Inv. (einmalig am Anfang nachweisen) Abgaben: gemäss Konzession	Via Referenzmarktpreis nach <u>Artikel 15 zuzüglich HKN</u> -> Rp/kWh multipliziert mit der Mehrproduktion aus der Inv.	Quartalsproduktion der Anlage	
	Erw.	Anteil Erw.	Kapitalkosten (Zins und Amortisation): Annuität aus Inv. Betriebskosten: bis max. 2% Inv. (einmalig am Anfang nachweisen) Abgaben: gemäss Konzession	Via Referenzmarktpreis nach <u>Artikel 15 zuzüglich HKN</u> -> Rp/kWh multipliziert mit der Mehrproduktion aus der Inv.	Via <u>einmalig bestimmten Prozentsatz</u> (Anteil Erlös aus Erweiterung zu Gesamterlös** nach Inv.), welcher auf die Quartalsproduktion nach Inv. angewendet wird
		Anteil Ern.	Dito Ern.	Dito Ern.	Dito Ern.
	Ern.	Kapitalkosten (Zins und Amortisation): Annuität aus Inv. Betriebskosten: via <u>einmalig bestimmten Prozentsatz</u> (Anteil des geretteten Erlöses inkl. Wirkungsradgewinne zum Gesamterlös), welcher auf die Betriebskosten vor Inv. angewendet wird. Abgaben: bleiben i.d.R. unverändert	Via Referenzmarktpreis nach <u>Artikel 15 zuzüglich HKN</u> -> Rp/kWh multipliziert mit der Mehrproduktion aus der Inv.	Via <u>einmalig bestimmten Prozentsatz</u> (Anteil des geretteten Erlöses inkl. Wirkungsradgewinne zum Gesamterlös** nach Inv.), welcher auf die Quartalsproduktion nach Inv. angewendet wird	

Vergütungssatz in Rp/kWh

Referenz/Marktpreis (für nicht Steuerbare > 3 MW & alle <= 3 MW) in Rp/kWh

Referenz/Marktpreis (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

\* Komplexe Projekte und Projekte in komplexen Anlagen können mit einer Kraftwerkeinsatzoptimierungssoftware bewertet werden. Der Gesuchsteller hat auf Verlangen BFE die dazu nötigen Daten zu liefern.

\*\* Gesamterlös wird nach den ersten 5 Betriebsjahren gemittelt. Bis dahin gilt der zum Zeitpunkt der Verfügung dem Grundsatz nach festgelegter Gesamterlös.

\*\*\* Die Mehrproduktion wird für Steuerbare > 3 MW zur Ermittlung der gMP nicht benötigt. Die gMP entspricht hier der Differenz von Jahreskosten und Jahreserlös.

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

Für die konkrete Berechnung sei auf Anhang 6.1 sowie die entsprechenden Erläuterungen verwiesen.

### 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, entfällt bei diesen Auktionen die Zahlung einer Sicherheitsleistung. 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 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 Windenergieanlagen<sup>1</sup>» 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

<sup>1</sup> Investitions- und Planungsbeiträge für Windenergieanlagen, New Energy Scout + EBP, 2020

facto 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- und Klärgasanlagen die äquivalente elektrische Leistung und nicht die installierte Leistung des Wärme-Kraft-Kopplungs-Moduls (WKK-Modul) massgebend. 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 sein und der Spitzenlastabdeckung im Winter dienen sollen, sollen sie nicht dazu gezwungen sein, übers ganze Jahr möglichst viel Elektrizität zu produzieren. Dies wäre der Fall, wenn man anstatt auf die Anlagenleistung auf die äquivalente Leistung abstellen würde.

Im Rahmen der gleitenden Marktprämie wird jedoch analog zur heutigen Regelung im Einspeisevergütungssystem für alle Anlagenkategorien auf die äquivalente Leistung abgestellt.

### ***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. Anlagen, die schon vor 2025 einen Investitionsbeitrag erhalten haben, aber noch nicht in Betrieb genommen worden sind (Art. 29a Abs. 2 EnG), können ihr Wahlrecht noch ausüben.

### ***Umgang mit erheblichen Erweiterungen und Erneuerungen***

Die Vergütungssätze für erhebliche Erweiterungen und Erneuerungen betragen 70 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 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 erreichte Steigerung wird ab dem vierten Kalenderjahr nach der Erweiterung für die restliche Vergütungsdauer als Prozentsatz für den zu vergütenden Anteil der gesamten Stromproduktion festgesetzt.

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.

#### Erhebliche Erneuerungen

Im System der gleitenden Marktprämie werden die effektiven Investitionskosten für eine Erneuerung mit den Kosten einer Referenz-Neuanlage verglichen. Das Verhältnis zwischen diesen Kosten ergibt den Prozentsatz (Anteil) des produzierten Stroms (Nettoproduktion), der mittels gleitender Marktprämie vergütet wird. Durch eine erhebliche Erneuerung können maximal 70 Prozent der Nettoproduktion über die gleitende Marktprämie vergütet werden. Diese Obergrenze soll verhindern, dass Anlagen durch teure, aber möglicherweise nicht effiziente Erneuerungen die gesamte gleitende Marktprämie erhalten. Bei einer Erneuerung, die mehr als 70 Prozent einer Neuanlage kostet, ist es sinnvoller, eine effiziente Neuanlage zu erstellen.

Für die Ermittlung der Höhe des Investitionsbeitrags wird das Verhältnis zwischen effektiven Investitionskosten und den Kosten einer Referenz-Neuanlage berechnet. Die Gesamtleistung nach Erneuerung wird mit diesem Prozentsatz und dem Investitionsbeitragssatz 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 Geothermieanlagen 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<sup>bis</sup>, 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.

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 die Entwicklung von Projekten beanreizt. 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 drei Windenergieanlagen definiert. Der maximale Projektierungsbeitrag für ein Windenergieprojekt beträgt somit 40 Prozent der totalen Planungskosten des Referenzprojekts von 1 950 000 Franken, also 780 000 Franken.

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 780 000 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<sup>bis</sup> 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. Der Einbau der eigentlichen Anlagenteile zur Produktion von Elektrizität (z.B. Turbine) und das Gesuch um einen Investitionsbeitrag erfolgt dann zu einem späteren Zeitpunkt.

Bei solchen Vorhaben sind nur die Investitionskosten anrechenbar, die der Produktion von Elektrizität dienen und entweder nach der Zusicherung des Investitionsbeitrags oder nach der Bewilligung des früheren Baubeginns getätigt wurden. Dies weil die Investoren die vorangehenden Investitionen ohne konkrete Förderaussicht ausgelöst haben.

## 2.6 Photovoltaik

### 2.6.1 Bonus für Anlagen auf dauerhaft installierten Parkplatzarealen

Photovoltaikanlagen auf Parkplätzen wurden in den vergangenen Jahren mittels zweier Studien<sup>2</sup> 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 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 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. Die GREIV für eine Anlage bis 500 kW Leistung beträgt ab dem 1. April 2025 264 Fr./kW installierter Leistung. Damit der Bonus nicht höher ausfällt als die Grundvergütung und um den Bau möglichst günstiger Anlagen zu fördern, wird der Bonus auf 250 Fr./kW bei einer Förderung mit einer GREIV oder HEIV festgelegt. Ausgehend 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

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

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 anfallen<sup>3</sup>. 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.

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 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: Im Jahr 2023 wurden 94 Prozent mehr Anlagenleistung zur Förderung angemeldet als im Vorjahr. Das BFE geht für das Jahr 2023 von einem Zubau von etwa 1,5 GW aus, für das Jahr 2024 wird mit einer weiteren Steigerung dieses Zubaus gerechnet. 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 reagiert<sup>4</sup>.

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

<sup>3</sup> 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](http://www.parlament.ch) > Ratsbetrieb > Curia Vista > 19.4157 > [Bericht in Erfüllung des parlamentarischen Vorstosses](#))

<sup>4</sup> [Wirkung der Subventionen an grosse Photovoltaikanlagen - Bundesamt für Energie – Eidgenössische Finanzkontrolle \(admin.ch\)](#)

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 Ordnungsänderungen 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 Ordnungsänderungen keine Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft.

### **5. Verhältnis zum EU-Recht**

Aus den Ordnungsänderungen ergeben sich keine Inkompatibilitäten mit dem EU-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 sechs Stunden auf Volllast betrieben werden zu können.

*Art. 3 Abs. 2<sup>bis</sup>*

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 neu nach dem Referenzanlagenprinzip pro kW Leistung gewährt wird, 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.

*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 30 Tage nach Erhalt der Mitteilung der voraussichtlichen Höhe der gleitenden Marktprämie und des Investitionsbeitrags auszuüben (*Abs. 1 Bst. a*).

Bei Photovoltaikanlagen muss das Wahlrecht zum Zeitpunkt der Einreichung des Gebots ausgeübt werden (*Abs. 1 Bst. b*), damit die einzelnen Auktionen durchgeführt werden können.

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

Hat sich ein Betreiber 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. 25 Abs. 4<sup>bis</sup>*

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 Marktprämie (Art. 30a<sup>novies</sup>) explizit 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 (Ad-

ministration, 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.

Aus diesem Grund wird der Basisbetrag des variablen Kostenanteils gemäss Artikel 26 Absatz 4 bei allen Technologien um 50 Prozent abgesenkt. Die Absenkung orientiert sich an den Kosten der BG-EE. Der fixe Anteil beträgt weiterhin 0,11 Rp./kWh.

## 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<sup>bis</sup> 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*).

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<sup>ter</sup> 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<sup>quater</sup> 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 dafür, dass sie für ihre Elektrizität über die Vergütungsdauer eine Vergütung erhalten, die die Gestehungskosten inkl. eine angemessene Rendite abdeckt. 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<sup>quinquies</sup>* Referenz-Marktpreis

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 des ebenfalls referenzmässig festgelegten Durchschnittspreises von Herkunftsnachweisen. 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*).

Das BFE berechnet und veröffentlicht diese beiden Werte vierteljährlich (*Abs. 2*). Die Durchschnittspreise für die Herkunftsnachweise werden aus Transparenzgründen separat ausgewiesen, sind in den Referenz-Marktpreisen jedoch enthalten.

Bei steuerbaren Wasserkraftanlagen bildet der Referenz-Marktpreis 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. 3*).

#### *Art. 30a<sup>sexies</sup>* 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.

#### *Art. 30a<sup>septies</sup>* Vergütungsdauer und Mindestanforderungen

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 (*Abs. 1 und 2*).

Die spezifischen Mindestanforderungen für Biomasseanlagen finden sich in Anhang 6.3 (*Abs. 3*).

#### *Art. 30a<sup>octies</sup>* Auszahlung 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*), die Folgen bei Nichteinreichung der nötigen Informationen durch den Betreiber (*Abs. 5*) sowie die Folgen, wenn eine Anlage mehr Elektrizität aus dem Netz bezieht, als sie einspeist (*Abs. 6*), gelten die gleichen Regeln wie in der Direktvermarktung. 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» die gleitende Marktprämie in Rechnung gestellt.

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. 7*).

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<sup>novies</sup>* Übersteigender 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 stellt das BFE jährlich Rechnung (*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.

## 2. Abschnitt: Gleitende Marktprämie für Wasserkraftanlagen

*Art. 30b* Vergütungssätze für Wasserkraftanlagen

Aufgrund ihrer Verschiedenheit wird der Vergütungssatz bei Wasserkraftanlagen für jede Anlage einzeln festgelegt (*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 bzw. der Jahreskosten. 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<sup>bis</sup>** Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung

Die Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung bestimmt sich wie bei den Investitionsbeiträgen.

**Art. 30b<sup>ter</sup>** Zur Verfügung stehende Mittel

Im Rahmen der gleitenden Marktprämie gilt für die zur Verfügung stehenden Mitteln 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<sup>quater</sup>** Reihenfolge der Berücksichtigung

Gehen mehr Gesuche ein als Mittel zur Verfügung stehen, werden Projekte für Neuanlagen oder Erweiterungen mit dem voraussichtlich tiefsten Vergütungssatz zuerst berücksichtigt (*Abs. 1*).

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

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. 3*).

*Absatz 4* sieht vor, dass nach einem Projektabbruch wieder frei werdende Mittel nach den Absätzen 1 und 3 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 eingegeben werden.

**Art. 30b<sup>quinquies</sup> bis 30b<sup>decies</sup>** Verfahren

Gesuche um eine gleitende Marktprämie für Wasserkraftanlagen beurteilt das BFE (*Art. 30b<sup>quinquies</sup> Abs. 1*).

Die Artikel 30b<sup>quinquies</sup> bis 30b<sup>decies</sup> regeln das Verfahren von der Gesucheinreichung 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.

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<sup>sexies</sup>*).

### **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* auf Artikel 38 Absätze 1<sup>bis</sup>–1<sup>quinquies</sup> verwiesen wird. Der im Gebot angegebene Ansatz wird um die in *Absatz 3* festgelegte Höhe der Boni erhöht, wenn die entsprechenden Voraussetzungen erfüllt sind.

**Art. 30c<sup>bis</sup>** 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 die Artikel 46a und 46b auch für die gleitende Marktprämie für anwendbar erklärt werden.

**Art. 30c<sup>ter</sup> bis 30c<sup>sexies</sup>** Verfahren

Das Auktionsverfahren der gleitenden Marktprämie für Photovoltaikanlagen ohne Eigenverbrauch wird in den Artikeln 30c<sup>ter</sup> bis 30c<sup>sexies</sup> analog zum Auktionsverfahren für die Einmalvergütung geregelt (vgl. Art. 46c<sup>ff.</sup>).

Die einzigen Unterschiede sind, dass die Gebote bei der gleitenden Marktprämie als Vergütungssatz in Rappen pro Kilowattstunde eingegeben werden (Art. 30c<sup>ter</sup> Abs. 2 Bst. b) und dass der Gesetzgeber für die Auktion der gleitenden Marktprämie keine Sanktion vorgesehen hat, weshalb die Zahlung einer Sicherheitsleistung vorliegend entfällt.

**Art. 30c<sup>septies</sup>** 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<sup>bis</sup>** 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<sup>ter</sup> und 30d<sup>quater</sup>** 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<sup>bis</sup>.

**Art. 30d<sup>quinqies</sup>** 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 Anforderung an das Gesuch sowie an die Abklärung der Windverhältnisse sind in Anhang 6.2 geregelt (*Abs. 3*).

**Art. 30d<sup>sexies</sup> bis 30d<sup>octies</sup> 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<sup>sexies</sup> bis 30d<sup>octies</sup> geregelt. Die einzelnen Verfahrensschritte entsprechen im Wesentlichen dem Verfahren bei der Einspeisevergütung.

**5. Abschnitt: Gleitende Marktprämie für Biomasseanlagen**

**Art. 30e und 30e<sup>bis</sup> Kategorien und Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung**

Im Rahmen der gleitenden Marktprämie sind die Biomasseanlagen in die gleichen Kategorien eingeteilt wie bei den Investitionsbeiträgen und die Erheblichkeit der Erweiterung oder Erneuerung bestimmt sich ebenfalls gleich wie bei den Investitionsbeiträgen (vgl. dazu Art. 67 und 68).

**Art. 30e<sup>ter</sup> Vergütungssätze**

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 sind in Anhang 6.3 festgelegt (*Abs. 2*).

Bei erheblichen Erweiterungen und Erneuerungen wird der Vergütungssatz auf 70 Prozent gekürzt, weil die Gestehungskosten für den aus Erweiterungen und Erneuerungen resultierenden Strom tiefer sind als bei Neuanlagen.

**Art. 30e<sup>quater</sup> 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. Da eine erhebliche Erneuerung i.d.R. nicht oder kaum zu einer Mehrproduktion führt, wird die Menge der zu vergütenden Elektrizität auf höchstens 70 Prozent der Nettoproduktion nach der Erneuerung begrenzt (*Bst. b*).

**Art. 30e<sup>quinquies</sup> 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<sup>sexies</sup> und 30e<sup>septies</sup> 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<sup>quinquies</sup>.

*Art. 30e<sup>octies</sup> bis 30e<sup>undecies</sup>* Verfahren

Zuständig für die Beurteilung von Gesuchen um eine gleitende Marktprämie ist die Vollzugstelle (Art. 30e<sup>octies</sup> Abs. 1).

Die Artikel 30e<sup>octies</sup> bis 30e<sup>undecies</sup> 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 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. Ist eine Anlage drei volle Kalenderjahre in Betrieb, wird der Anteil aufgrund der tatsächlichen durchschnittlichen jährlichen Nettoproduktion neu berechnet und für die restliche Vergütungsdauer festgesetzt (Art. 30e<sup>undecies</sup> Abs. 2).

### **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.

*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 und Abs. 1 und 1<sup>bis</sup>*

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

Gleich wie beim nationalen Interesse sind bei Windenergieprojekten für den Projektierungsbeitrag nicht die einzelne Anlage, sondern sämtliche Anlagen eines Projekts massgebend (*Abs. 1*).

Der Projektierungsbeitrag für Windenergieanlagen wird gemäss *Absatz 2* auf höchstens 780 000 Franken begrenzt. Dadurch 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 Einreichdatum 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** Warteliste

Der Abbau der Wartelisten erfolgt in der Reihenfolge nach Artikel 35c (*Abs. 1*).

### **3. Abschnitt: Gesuchsverfahren**

#### **Art. 35e bis 35k**

Gesuche um einen Projektierungsbeitrag beurteilt das BFE (*Art. 35e 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. 35e 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. 35f*). 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. 35g*). Schliesslich ist entweder der Projektierungsabbruch (*Art. 35h*) oder aber die Rechtskraft der Baubewilligung (*Art. 35i*) zu melden.

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

### **4. Abschnitt: Anrechenbare Projektierungskosten**

*Art. 35I*

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<sup>quinquies</sup> und 38a Abs. 6*

Neu gibt es im Rahmen der Einmalvergütung einen Parkflächenbonus für die Photovoltaikanlagen, die auf Parkplatzarealen im Freien, die auf Dauer angelegt sind, installiert werden. Die Höhe des Bonus wird in Anhang 2.1 Ziffer 2.7.4 auf 250 Franken pro kW festgelegt.

*Art. 46b Abs. 3 und 4*

Neu wird für die Auktionen für die Einmalvergütung eine Teilnahmegebühr von 300 Franken eingeführt, die mit der Gebotsabgabe zu entrichten ist (*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 (*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.

Diese Bestimmungen gelten dank des Verweises in Artikel 30c<sup>bis</sup> auch für die Auktionen für die gleitende Marktprämie.

*Art. 51 Abs. 2*

Die bisherigen Stichtage werden aufgrund der Verlängerung der Förderdauer bis 2036 (*Art. 38 Abs. 1 Bst. b EnG*) bis ins Jahr 2034 ergänzt.

*Art. 62 Abs. 1 Bst. c*

Bei Trinkwasserversorgungsanlagen 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.

*Art. 67 Abs. 4*

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

*Art. 68 Abs. 1 und 2 Bst. a*

Als Vergleichszeitraum sollen die letzten fünf vollen Betriebsjahre vor der Inbetriebnahme der Erweiterung herangezogen werden

Die Grenze für die Erheblichkeit von Erneuerungen bei Biogasanlagen und Holzkraftwerken wird von 100 000 Franken auf 250 000 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. 70 Ansätze

Der Ansatz des Investitionsbeitrags für Kehricht-, 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 werden soll, unnötig.

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

#### Art. 80a bis 80f

Für die Gesuche um einen Investitionsbeitrag für Biogasanlagen, Holzkraftwerke und Klärgasanlagen ist 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 zur definitiven Entscheidung 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 bei erheblichen Erweiterungen und Erneuerungen

Analog zur gleitenden Marktprämie (Art. 30e<sup>quater</sup>) 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 70 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.

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 Zusage dem Grundsatz nach, die Inbetriebnahme bis hin zur definitiven Entscheidung 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.

*Art. 87l und 87m*

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

*Art. 87y Abs. 2*

Wurde für ein Projekt, für das ein Investitionsbeitrag beantragt wird, bereits ein Projektierungsbeitrag gewährt, wird der Investitionsbeitrag um die Höhe des gewährten Projektierungsbeitrags gekürzt.

*Art. 89*                    Erlöse

Die bei der Marktprämie massgebenden Erlöse werden im Sinne einer exakteren Ermittlung und in Analogie zur gleitenden Marktprämie 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 Marktprämie 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 Marktprämie 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*). Das Gesuchsverfahren der Marktprämie ist als ex-post Verfahren ausgestaltet; die Berechnung der Marktprämie basiert jeweils auf den Zahlen des Vorjahres. Gemäss den allgemeinen intertemporalen Grundsätzen ist dasjenige Recht massgeblich, das im Zeitpunkt der Verwirklichung des Sachverhalts Geltung hat. Bei der im Jahr 2025 erfolgenden Berechnung der Marktprämie für das Jahr 2024 sind demzufolge namentlich für die aus der Winterreserve generierten Erlöse (*Bst. d*) die entsprechenden, im Jahr 2024 geltenden Regelungen der Winterreserververordnung vom 25. Januar 2023 (WResV; SR 734.722) massgeblich.

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 0.38 Rp./kWh. Bei Laufwasserkraftwerken werden folglich gesamtbetriebliche Leistungen in der Höhe von 0.63 Rp./kWh berücksichtigt, bei Speicherwasserkraftwerken betragen diese 0.78 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. 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*

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.

## **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 neu 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***

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. 38 Abs. 1<sup>quinquies</sup>) beträgt 250 Franken pro kW installierte Leistung.

In den Ziffern 2.8 und 2.9 werden 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 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.

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.

#### **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 5 Betriebskostenbeitrag für Biomasseanlagen**

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

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.

Dazu kommt der 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*).

In *Ziffer 3.4.3* wird der Landwirtschaftsbonus festgesetzt.

## **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 abgegeben werden muss.

### *Ziff. 3 Vergütungssatz und Referenzmarktpreis*

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<sup>quinquies</sup> 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 sowie den Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen.

- Die durch die Investitionen begründeten und anrechenbaren Kapitalkosten werden auf Komponentenebene mit deren jeweils standardisierten Nutzungsdauern und einem technologie-spezifisch hergeleiteten Gesamtkapitalzins (WACC<sup>5</sup>) annuitätisch berechnet (*Bst. a*). Bei Erneuerungen werden nur die Kapitalkosten und Abschreibungen der Erneuerungsinvestition berücksichtigt.
- Die jährlichen Betriebskosten werden projektspezifisch festgelegt, sind aber in jedem Fall mit 2 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten gedeckelt. Bei einer Erweiterung sind die zusätzlichen Betriebskosten abhängig vom Investitionsvorhaben. Bei einer Erneuerung entstehen i.d.R. keine zusätzlichen Betriebskosten. Da eine Erneuerung jedoch einen Anteil, er kann zwischen 0% und 100% liegen, der bestehenden Produktion rettet, werden die entsprechenden Betriebskosten berücksichtigt. Für Grosswasserkraftwerke werden die Betriebskosten in der Regel deutlich unter 2 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten liegen. Die jährlich resultierenden Betriebskosten sind vom Gesuchsteller nachzuweisen (*Bst. b*).
- Die Jahreskosten im Zusammenhang mit der Energie-Bewirtschaftung und -Vermarktung von steuerbaren Anlagen grösser als 3 MW betragen für Speicher und Pumpspeicherkraftwerke

<sup>5</sup> Weighted Average Cost of Capital (durchschnittlicher kalkulatorischer Kapitalkostensatz)

- 0.4 Rp./kWh und für Laufwasserkraftwerke 0.25 Rp./kWh und sind von der Branche<sup>6</sup> 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 Effekt<sup>7</sup> 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 bleiben die Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen i.d.R. unverändert und werden nur entsprechend dem Anteil der bestehenden Produktion, der durch die Erneuerung erhalten werden kann, berücksichtigt. 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 nachzuweisen (*Bst. d*).

Die so pro Gesuch ermittelten Jahreskosten bleiben bis auf die drei Ausnahmen in Ziffer 4.1.2 über die Vergütungsdauer konstant. Anpassungen erfolgen einerseits bei Änderungen des kantonalen Wasserzinsmaximums sowie andererseits bei Anlagen, welche jährlich Zubringerpumpenstrom einkaufen müssen. Zusätzlich wird zur Berechnung der Kapitalkosten der jeweils gültige WACC verwendet. Der aus den Jahreskosten resultierende Vergütungssatz in Rp./kWh ändert sich jährlich mit der sich aus der Investition jährlich ändernden Mehrproduktion.

#### Ziff. 4.2 Jahreserlös

Für nicht steuerbare Anlagen und für Anlagen mit einer Leistung von 3 MW oder weniger werden die Markterlöse<sup>8</sup> 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 Volllaststunden fahren kann. Zur Bestimmung der flexibel einsetzbaren Volllaststunden wird die Speichergrosse durch die maximale Ausbauwassermenge dividiert.

Bei grösseren (> 3 MW<sub>br</sub>) steuerbaren Wasserkraftwerken 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).

Für die Ermittlung der Markterlöse bei grösseren (> 3 MW<sub>br</sub>) steuerbaren Wasserkraftwerke werden vier Kraftwerkstypen definiert. Jeder Kraftwerkstyp hat aufgrund seiner technischen Parameter mehr oder weniger Möglichkeiten, in den einzelnen Märkten Erlöse zu generieren. Im Auftrag des BFE hat das Beratungsbüro SwissEconomics zusammen mit der ETHZ<sup>9</sup> pro Marktmöglichkeit und Kraftwerkstyp Heuristiken (Faustformeln) zur Abschätzung der Erlösmöglichkeiten erstellt.

Mit diesen Faustformeln können im Vollzug die Erlöse aufgrund der Leistung und Durchflussrate von Turbinen und Pumpen, der Speicherkapazität, der Jahresnettoproduktion, dem durchschnittlichen Füllstandsverlauf und der zeitlichen Zuflussverteilung abgeleitet werden. Zur Herleitung der Faustformeln

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

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

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

<sup>9</sup> [Bericht Erlösmöglichkeiten und Vermarktungskosten der Wasserkraft, swiss economics, ETH Zürich FEN, 7.11.23](#)

wurde der Kraftwerkseinsatz von verschiedenen Kraftwerkstypen mittels Kraftwerksoptimierung bestimmt. Die so ermittelten stundenscharfen Kraftwerkseinsatzfahrpläne sind realitätsnah, d.h. sie entsprechen grösstenteils dem Vorgehen der grossen Produzenten bei der Vermarktung ihrer Wasserkraftproduktion.

Die Abbildung 2 zeigt die sogenannte Erlösmatrix. Für jede Kombination ist eingetragen, ob dieser Kraftwerkstyp auf dem jeweiligen Markt aktiv ist (gekennzeichnet mit einem ✓) oder nicht (gekennzeichnet mit einem ✗).

	Laufwasser- kraftwerke	Speicherkraftwerke	Umwälzkraftwerke	Pumpspeicher
Day-Ahead Markt	✓	✓	✓	✓
Terminmarkt	✓	✓	✓	✓
Intraday-Markt	✗	✓	✓	✓
Systemdienstleistungen	Vereinzel möglich	✓	✓	✓
Herkunftsnachweise	100% vermarktbar	100% vermarktbar	✗	Nur zugeflossenes Wasser vermarktbar
Wasserkraftreserve	✗	Sehr kleine Speicher können nicht teilnehmen	✗	✓

Abbildung 2: Erlösmatrix mit Zuordnung von Marktmöglichkeiten (Zeile) und Kraftwerkstyp (Spalte)

Für die konkrete Berechnung der einzelnen Erlösbeiträge sei auf die oben erwähnte Studie von Swiss-Economics/ETHZ (siehe Fussnote 15) verwiesen.

Die einzelnen Positionen gemäss Ziffer 4.2.2 berechnen sich wie folgt:

*Ziff. 4.2.3:* Der Handel am Day Ahead-Markt stellt die Haupteinnahmequelle der Wasserkraftwerke dar. Die Erlöse aus dem Speicherbetrieb werden auf Basis von regional differenzierten durchschnittlichen Füllungsgraden der Speicherseen und der Zuflussmenge des Wasserkraftwerks im vergangenen Bewertungszeitraum ermittelt. Dabei wird in Zeitschritten von einem Monat vorgegangen. Aus den Füllständen am Anfang und am Ende des Monats und den Zuflüssen während des Monats wird mit der maximalen Durchflussmenge der Turbinen die Anzahl Volllastproduktionsstunden ermittelt. Diese Produktion wird mit den entsprechenden höchsten Preisen des Monats bewertet<sup>10</sup>. In der Realität können die Betreiber nicht alle Angebote wie geplant am Day Ahead-Markt unterbringen. Um diesen Effekt zu berücksichtigen, bräuchte es einen Korrekturfaktors für Prognoseunsicherheiten. Da dieser Korrekturfaktor die gleiche Grössenordnung (2-6 % je nach Kraftwerkstyp) hat wie die Erlöse am Intraday-Markt, werden sowohl der Korrekturfaktor wie auch die Intraday-Erlöse weggelassen. Nur bei Laufwasserkraftwerken, welche keine Optimierungsmöglichkeit am Intraday-Markt haben, wird ein Korrekturfaktor von 2 Prozent angewandt.

*Ziff. 4.2.4:* Die Berechnung der Absicherungserlöse bzw. -kosten aus Terminmärkten benötigt keine Heuristik. Hier 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 Termin-

<sup>10</sup> Entspricht die Anzahl der Volllastproduktionsstunden z. B. 100 Stunden, so wird der Erlös durch Multiplikation der entsprechenden Produktion mit dem Mittelwert der 100 höchsten Marktpreise des entsprechenden Monats ermittelt.

erlösen 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), 10 Prozent von Pumpspeicherkraftwerken, 50 Prozent von Speicherkraftwerken und 30 Prozent von 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 wird für die verschiedenen SDL-Produkte (PRL, SRL, TRL) unterschieden, für welche Kraftwerkstypen 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 HKN werden durch die Kombination von öffentlichen Preisen für HKN und der geschätzten Menge an Energie, die jedes Kraftwerk aus natürlichen Zuflüssen produziert, berechnet.

*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 (ElCom) berechneten Pauschale vergütet werden.

*Ziff. 4.2.8:* Bei Vorhaben, welche in bestehende Anlagen eingebettet sind bzw. bei denen diese ebenfalls profitieren, muss für die Behandlung eine Differenzbetrachtung angewendet werden. So kommt eine Speichervergrösserung in der obersten Stufe eines Speicherkraftwerks auch tiefer liegenden Stufen zu Gute, weshalb diese bei der Erlösermittlung berücksichtigt werden müssen. Für die Differenzbetrachtung muss dementsprechend der Erlös der Gesamtanlage zwei Mal berechnet werden, zum einen ohne das Projekt, zum anderen mit umgesetztem Projekt. Die Differenz von beiden Berechnungen entspricht dem dem Projekt zuzuordnenden Erlös. Da auch Neuanlagen gemäss Anlagendefinition der EnFV in bestehenden Anlagen eingebettet sein können, kommt diese Bestimmung nicht nur bei Erweiterungen zur Anwendung, sondern auch für betroffene Neuanlagen

#### *Ziff. 4.3* Jährliche Mehrproduktion

Bei Neuanlagen entspricht die aus der Investition resultierende Mehrproduktion naturgemäss der jeweiligen Jahresproduktion 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 die aus der Investition resultierende Mehrproduktion bei erheblichen Erweiterungen wie folgt berechnet: Sie entspricht der Multiplikation der jeweiligen Jahresproduktion 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 steuerbaren Anlagen mit einer Leistung von mehr als 3 MW wird die Mehrproduktion jährlich neu festgelegt (Ziff. 4.3.2).

Bei erheblichen Erweiterungen und Erneuerungen von nicht steuerbaren Anlagen und Anlagen kleiner oder gleich 3 MW wird die aus der Investition resultierende Mehrproduktion zum Zeitpunkt der Zusage dem Grundsatz nach festgelegt. Bei Erneuerungen ist auch hier massgebend, wieviel der bestehenden Produktion durch die Erneuerungsinvestition erhalten wird. Ab dem sechsten Betriebsjahr wird der Mittelwert der ersten fünf Betriebsjahre verwendet. Damit wird der auf die Produktion nach Investition anzuwendende Prozentsatz ab dem sechsten Betriebsjahr konstant bleiben. Die zur Bestimmung der gleitenden Marktprämie nötige Mehrproduktion kann sich, abhängig von der Gesamtproduktion der Anlage, nach Investition jährlich verändern.

#### *Ziff. 5 und 6*

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

Die bei einer erheblichen Erweiterung oder Erneuerung zu vergütende Energiemenge bestimmt sich nach Artikel 30a<sup>quater</sup> (*Ziff. 6*).

#### **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. 2.1.5).

#### **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:

Der Holzbonus wird im Rahmen der gleitenden Marktprämie (und der Betriebskostenbeiträge, vgl. Erläuterungen zu Anhang 5) nur noch in den Wintermonaten ausbezahlt; dies als Folge der zunehmenden Energieholzknappheit. Holz soll vorrangig zur Spitzenlastabdeckung im Winter eingesetzt werden und nicht ganzjährig als Bandenergie.

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 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 Anteil der zu vergütenden Energie bei nachträglichen Erweiterungen oder Erneuerungen bestimmt sich nach Artikel 30e<sup>quater</sup>.