

VERNEHMLASSUNGSBERICHT

DER REGIERUNG

BETREFFEND

DIE ABÄNDERUNG DES ENERGIEEFFIZIENZGESETZES (EEG)

**(Einführung einer Mindestvergütung für Strom
aus Photovoltaik-Anlagen)**

Ministerium für Inneres, Wirtschaft und Umwelt

Vernehmlassungsfrist: 22. April 2022

INHALTSVERZEICHNIS

	Seite
Zusammenfassung	5
Zuständiges Ministerium.....	6
Betroffene Stellen	6
1. Ausgangslage	7
1.1 Rückblick.....	7
1.2 Rolle der Photovoltaik (PV) in der Energiestrategie 2030	8
1.3 Preisentwicklung für PV-Dachanlagen in Liechtenstein.....	10
1.4 Fassadenanlagen	11
1.5 Strompreisentwicklung und Energiemanagement	12
1.6 Einspeisevergütung zu Marktpreisen.....	13
1.7 Eigenverbrauch und Einspeisung	14
1.8 Weiterbetriebskosten	15
1.9 Zusammenschluss zum Eigenverbrauch	16
1.10 Erkenntnisse aus der Verhaltensökonomie	17
1.11 KWK-Anlagen.....	18
2. Begründung der Vorlage.....	19
3. Schwerpunkte der Vorlage	21
3.1 Das neue Fördermodell im Überblick	21
3.2 Mindestvergütung zur Stärkung eines marktorientierten Verhaltens	23
3.3 Investitionsförderung für Photovoltaikanlagen.....	24
3.4 Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen.....	25
3.5 Innovative Doppelnutzungen.....	26
3.6 Wiederförderung nach 25 Jahren	26
3.7 Finanzierung der Förderung von Strom aus Photovoltaik und anderen erneuerbaren Quellen	27
4. Erläuterungen zu den einzelnen Artikeln	29
5. Verfassungsmässigkeit / Rechtliches.....	31
6. Auswirkungen auf Verwaltungstätigkeit und Ressourceneinsatz	32
6.1 Neue und veränderte Kernaufgaben	32

6.2	Personelle, organisatorische und räumliche Auswirkungen.....	32
6.3	Finanzielle Auswirkungen.....	32
7.	Vernehmlassungsvorlage.....	37

ZUSAMMENFASSUNG

Die Energiestrategie 2030 sieht einen jährlichen Zubau von mindestens 5 MWp Photovoltaikleistung pro Jahr vor. Bestehende Anlagen sollen zudem möglichst lange am Netz gehalten werden. Die im Energieeffizienzgesetz (EEG) enthaltene feste Einspeisevergütung ist befristet und läuft Ende 2022 aus. Die Investitionsförderung gemäss EEG ist davon nicht betroffen und kann weiter ausgerichtet werden.

Aktuell gibt es drei unterschiedliche Fördermodelle, mit und ohne feste Einspeisevergütung. Im Jahr 2021 haben bereits 85% der Anlagenersteller die höhere Investitionsförderung von 650 CHF/kWp gewählt und dafür auf eine garantierte Einspeisevergütung verzichtet. Die Stromvergütung richtet sich bei dieser Option nach dem Marktpreis. An diesem marktorientierten Modell soll daher festgehalten werden. Die Situation bei den Strommarktpreisen ist allerdings sehr dynamisch und für Bauwillige schwer kalkulierbar. Wie Forschungsergebnisse aus der Verhaltensökonomie zeigen, sind Planungssicherheit, eine kurze Amortisationsdauer und Verständlichkeit des Fördersystems wichtige Anreize, um in eine Anlage zu investieren.

Deshalb soll mit dieser Vorlage eine Mindestvergütung von 4 bis 8 Rp/kWh für ins Netz eingespeisenen Strom aus Photovoltaikanlagen eingeführt werden. Die effektive Höhe der Mindestvergütung soll von der Regierung auf Verordnungsstufe festgelegt werden.

Mit einer einfachen und einheitlichen Mindestvergütung werden drei Ziele verfolgt:

Erstens soll damit für grössere Anlagen die nötige Investitionssicherheit (Risikominimierung) hergestellt werden. Zweitens sollen die Weiterbetriebskosten für bestehende Anlagen gedeckt werden, zumal gut unterhaltene Anlagen wesentlich länger Strom einspeisen als ursprünglich angenommen. Und drittens soll die Komplexität des bestehenden Fördermodells und der damit einhergehende administrative Aufwand sowohl für Antragsteller wie auch Behörden reduziert werden (Ende 2021 waren 2'100 Photovoltaikanlagen am Netz).

Mit dieser Vorlage wird als zukünftiges Fördermodell eine Investitionsförderung kombiniert mit der Einführung einer Mindestvergütung für eingespeisenen Strom aus Photovoltaik vorgeschlagen. Die vorgeschlagene Mindestvergütung für Strom

aus Photovoltaikanlagen besteht aus zwei Teilen. Grundsätzlich erfolgt die Vergütung nach marktorientiertem Preis wie bis anhin. Hinzu kommt ein zweiter Teil der nur zur Anwendung kommt, wenn der nach Mengen gewichtete Marktpreis über ein Kalenderjahr unter einem festgelegten Wert liegt. Dieser zweite Teil wird als Ausgleichsbeitrag bezeichnet und jeweils zu Beginn des Folgejahres rückwirkend festgelegt und ausbezahlt. In Summe sollen die zwei Teile eine Mindestvergütung von 4 bis 8 Rp/kWh sicherstellen. Die Berechnung des Ausgleichsbetrages je kWh basiert auf den Erträgen einer typischen Referenzanlage. Damit bleibt der Anreiz eines Anlagenbetreibers bestehen, sich möglichst marktorientiert zu verhalten.

Den unterschiedlichen Investitionskosten für Anlagen auf Neubauten und bestehenden Bauten wird durch unterschiedlich hohe Investitionsförderungen Rechnung getragen.

Weiters sollen beim Ersatz von Bestandsanlagen, die älter als 25 Jahre sind, neue Anlagen wieder im vollen Umfang, also inklusive Investitionsförderung, gefördert werden.

Die gegenständliche Vorlage sieht zudem die Möglichkeit vor, die Mindestvergütung auf andere erneuerbare Stromerzeugungen wie Kleinwasserkraft, Biomasse oder Windenergie anzuwenden.

ZUSTÄNDIGES MINISTERIUM

Ministerium für Inneres, Wirtschaft und Umwelt

BETROFFENE STELLEN

Amt für Volkswirtschaft

Stabsstelle Finanzen

Liechtensteinische Kraftwerke

Vaduz, 8. März 2022

LNR 2022-276

P

1. AUSGANGSLAGE

1.1 Rückblick

Die derzeitige Photovoltaikförderung gründet auf dem Energieeffizienzgesetz (EEG)¹ und auf der Energieeffizienzverordnung (EEV).² Im Jahre 2008 konnte damit die Grundlage gelegt werden, welche zu einem erfreulichen Zubau an Photovoltaik geführt hat. Liechtenstein hat heute weltweit die höchste installierte Photovoltaikleistung pro Kopf.

Die Stärken des bestehenden Systems, die es zu erhalten gilt, sind:

- einfaches, transparentes Fördersystem
- Photovoltaik-Anlagen sind finanzierbar und rentabel
- geringer administrativer Aufwand für Antragsteller und Behörden

Das geltende EEG bietet Bauwilligen die Möglichkeit, zwischen drei verschiedenen Möglichkeiten der Förderung auszuwählen:

- Option 1 ist eine Förderung mit derzeit 400 CHF/kWp und einer festen Einspeisevergütung von 10 Rp/kWh für die Überschusseinspeisung während 10 Jahren (Art. 17 Abs. 2 Bst. a EEG iVm Art. 11b Abs. 1 EEV).

1 Gesetz vom 24. April 2008 über die Förderung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien (Energieeffizienzgesetz; EEG) LGBl. 2008 Nr. 116.

2 Verordnung vom 27. Mai 2008 über die Förderung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien (Energieeffizienzverordnung; EEV), LGBl. 2008 Nr. 118.

- Option 2 ist eine höhere Einmalförderung von derzeit 650 CHF/kWp. Ein hoher Eigenverbrauch steigert die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Überschüsse werden ins Netz eingespeisen und nach Marktpreisen vergütet. Der Anlagenbetreiber trägt das Risiko steigender oder fallender Marktpreise für den eingespeisenen Strom. (Art. 17 Abs. 1 EEG iVm Art. 11b Abs. 2 EEV).
- Option 3 ist für Fassadenanlagen vorgesehen. Dabei profitiert man von einem Fördersatz von derzeit 750 CHF/kWp und zusätzlich einer festen Einspeisevergütung von 10 Rp/kWh für 10 Jahre (Art. 17 Abs. 2 Bst. a EEG iVm Art. 11b Abs. 3 EEV).

2015 wurde die zuvor schon einmal auf 5 Jahre (2008-2013) begrenzte Einspeisevergütung für Neuanlagen nochmals für einen Zeitraum von knapp 6 Jahren bis 31. Dezember 2020 ausgedehnt. Im Dezember 2020 wie auch im November 2021 hat der Landtag die Förderung durch Einspeisevergütung jeweils um ein weiteres Jahr bis Ende 2022 verlängert. Die aktuelle Regelung mit der festen 10-jährigen Einspeisevergütung nach Art. 17 EEG (Option 1 und 3) läuft damit Ende 2022 aus.

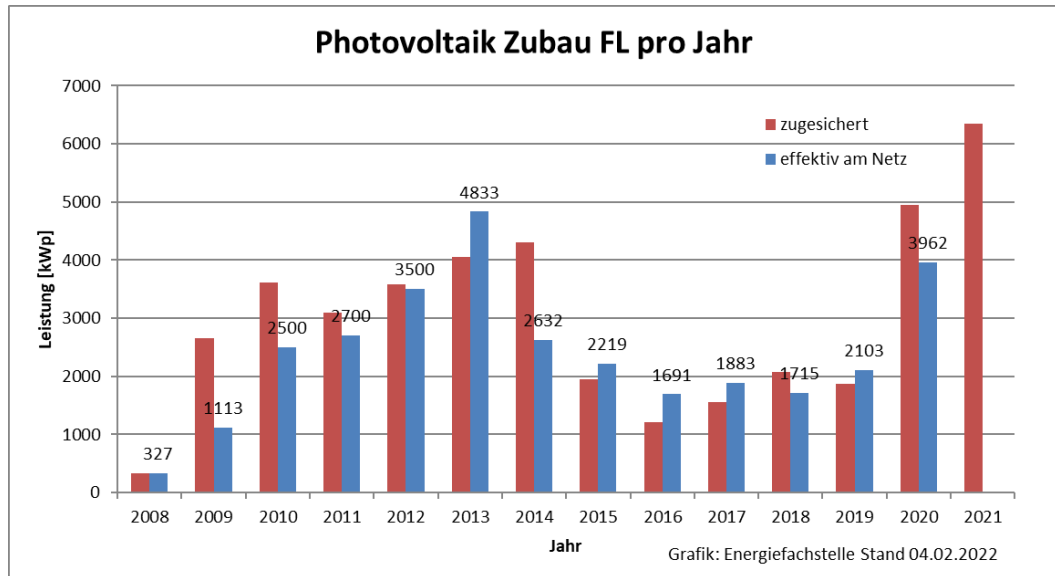
Die Investitionsförderung, die einmalig ausgerichtet wird, ist davon explizit nicht betroffen und kann gemäss EEG auch weiterhin ausgerichtet werden.

Die Gemeinden fördern Photovoltaikanlagen weiterhin nach ihren eigenen Förderbestimmungen zusätzlich. In der Regel beträgt die Gemeindeförderung 100% der einmaligen Landesförderung bis zur Höchstgrenze von CHF 10'000.

1.2 Rolle der Photovoltaik (PV) in der Energiestrategie 2030

Der Zubau an Photovoltaikleistung ist eine der wesentlichen Massnahmen der Energiestrategie 2030. Ziel ist ein Zubau von mindestens 5 MWp PV-Leistung pro Jahr ab dem Jahr 2021. Dieser Ausbauplan setzt somit eine erhebliche und dauernde Anstrengung aller Beteiligten voraus.

Nachfolgende Grafik zeigt die Entwicklung des Photovoltaikzubaues (Stand Ende 2021).



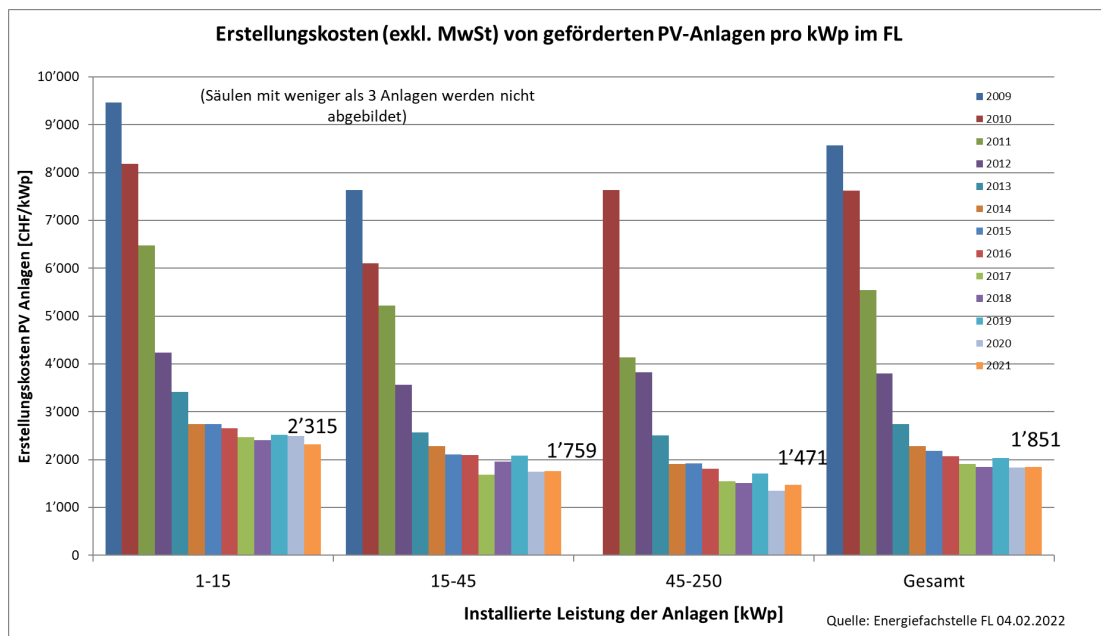
Per 31. Dezember 2021 konnte für das Jahr 2021 eine überdurchschnittliche Leistung von 6'350 kWp zugesichert werden. Die effektiv am Netz angeschlossene Leistung wird erst im Laufe des 2022 bekannt. Die hohe zugesicherte Leistung ist einerseits eine Folge der generell positiven Stimmung für den Bau von Photovoltaikanlagen und andererseits eine Reaktion auf das Auslaufdatum der festen Einspeisevergütung Ende 2022.

Schon heute deckt die Photovoltaik an einem sonnigen Sommersonntag – also bei höchster Produktion bei geringem Bedarf – den Strombedarf kurzzeitig zu nahezu 100%. 2020 konnten mit den 30 MWp Photovoltaik am Netz rund 7% des Stromverbrauches in Liechtenstein im Jahresmittel gedeckt werden. Bis 2030 sollen weitere 50 MWp dazu kommen, was die installierte Leistung auf 80 MWp ansteigen lassen wird. Dies entspricht der Grössenordnung der Maximallast im Liechtensteiner Stromnetz. Die Photovoltaik hat damit einen sehr grossen Einfluss auf den Betrieb des Stromnetzes. Es ist davon auszugehen, dass das gut ausgebaute Stromnetz Liechtensteins diese Leistungen verarbeiten kann. Punktuelle Anpassungen

werden notwendig sein und Massnahmen im Sinne eines Managements von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch erhalten künftig einen höheren Stellenwert.

1.3 Preisentwicklung für PV-Dachanlagen in Liechtenstein

Nachfolgende Grafik zeigt die Erstellungskosten geförderter und abgerechneter Photovoltaikanlagen in Liechtenstein. Es handelt sich um Mittelwerte, welche auch dachintegrierte Anlagen sowie Anlagen auf Neubauten und bestehenden Bauten beinhalten.



Seit 2008, als die ersten Anlagen über das EEG gefördert wurden, sind die Preise für Photovoltaikanlagen um den Faktor vier bis fünf gesunken. Nach anfänglichen sehr grossen Preissprüngen, hat sich die Kostensenkung verlangsamt. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Anlagenpreise weiter leicht fallen werden.

Die Preissenkung ist vorwiegend durch tiefere Preise für PV-Module und Wechselrichter bedingt. Die weiteren Kosten für Montagearbeiten, elektrischen Anschluss, Sicherheitsgerüste während der Bauzeit etc. blieben weitgehend gleich. Entsprechend hat sich der Preisunterschied zwischen grossen und kleinen Anlagen sowie

zwischen Anlagen auf Bestandsbauten und Neubauten akzentuiert, da jetzt die Unterschiede bei den baulichen Kosten verstärkt zum Tragen kommen. Diese Kostendifferenz ist bei einer Überarbeitung des Fördermodells zu berücksichtigen, ohne die Komplexität des Fördermodells zu erhöhen.

1.4 Fassadenanlagen

Der Ertrag einer Solarfassade beträgt über das gesamte Jahr betrachtet etwa zwei Drittel im Vergleich zu einer klassischen, schräg angebrachten PV-Anlage mit optimaler Dachausrichtung. Im Winter, wenn der Stromverbrauch besonders hoch und die Stromproduktion anderer Photovoltaikanlagen gering ist, liefert eine Fassadenanlage mit südlicher Ausrichtung hingegen vergleichsweise mehr Strom. Dieser Winterstrom ist im künftigen Stromgefüge von hohem Nutzen.

Festzustellen ist, dass Anlagen an Fassaden immer noch relativ selten gebaut werden. Sie machen weniger als 1% der installierten Leistung aus. Einer der Hauptgründe dafür sind die hohen Kosten. Insbesondere ästhetisch ansprechende und architektonisch gut integrierte Anlagen weisen im Vergleich zu konventionellen Dachanlagen einen deutlich höheren Preis auf. Ein Teil dieser Mehrkosten kann durch Kosteneinsparungen durch den Wegfall der konventionellen Fassadeneinkleidung kompensiert werden.

Die 2018 in der Energieeffizienzverordnung (EEV) neu geschaffene Option 3 hatte zum Ziel, mehr Interesse für Fassadenlösungen zu wecken. Diese im Vergleich zu konventionellen Anlagen erhöhte Förderung wird auch weiterhin notwendig sein, damit Fassadenanlagen vermehrt umgesetzt werden.

Nebst finanziellen Aspekten besteht auf Seite der Architekten und Architektinnen sowie der Bauherrschaften noch eine mangelnde Bereitschaft, sich auf diese neue Technologie mit eigenem architektonischem Ausdruck einzulassen. Hier besteht noch ein grosser Informationsbedarf.

1.5 Strompreisentwicklung und Energiemanagement

Ein grosser Anteil des Stromhandels beruht auf mittel- bis langfristigen Verträgen, was den Strompreisen gegenüber den Endabnehmern eine gewisse Stabilität verleiht. Stromnachfrage und Angebot lassen sich aber nicht längerfristig genau vorhersagen. Für diesen variablen Handelsanteil besteht ein Markt, bei dem sich der Preis aus Angebot und Nachfrage auf Stundenbasis bildet. Fehlt die entsprechende Nachfrage, sinken die Preise. Bei hoher Nachfrage bzw. geringem Angebot steigen diese. Der pandemiebedingte Wirtschaftseinbruch hat die Stromnachfrage und in der Folge die Strompreise in Europa auf sehr tiefe Werte nahe Null einbrechen lassen. Ende 2021 haben stark steigende Preise für Primärenergieträger wie Gas, welches auch zur Stromerzeugung verwendet wird, bei gleichzeitig zunehmender Nachfrage zu stark steigenden Preisen am Spotmarkt geführt.

Die Stromerzeugung aus Photovoltaik und Wind lässt sich nicht steuern. Das Wetter bestimmt den möglichen Ertrag. Bei viel Wind und Sonne wird viel geliefert und die Preise tendieren nach unten, wenn diese Wettersituation weite Teile Europas gleichzeitig betrifft. Mit zunehmendem Anteil von Strom aus variablen erneuerbaren Energiequellen werden die Strompreise stärker variieren und dies nicht nur saisonal, sondern auch stündlich im Verlauf des Tages. Starre quasi-variable Tarifmodelle mit Hoch- und Niedertarif zu fixen Zeiten werden längerfristig verschwinden. Am Morgen und Abend sind die Marktpreise heute tendenziell höher, an einem sonnigen Sommermittag tendieren sie nach unten. Je nach Wetter und damit Marktlage können aber auch ganz andere Tagesmuster auftreten.

Ein lokales Energiemanagementsystem für die Steuerung von Lasten, wie z.B. Wassererwärmern, Gebäudeheizung und die Zwischenspeicherung von Strom in Batterien, werden künftig an Bedeutung gewinnen. Ein solches System

berücksichtigt die absehbaren stündlichen Strompreise und den absehbaren Strombedarf. Betreiber von Photovoltaikanlagen können so ihren Eigenverbrauch und damit die Wirtschaftlichkeit ihrer Anlage erhöhen. Eine wichtige Rolle werden in diesem Zusammenhang auch Elektroautos spielen, welche künftig vermehrt zeitlich abhängig vom PV-Stromertrag geladen werden oder sogar Strom aus der Batterie ins Netz einspeisen.

Ein solches marktorientiertes Verhalten von Prosumern³ ist im Sinne der Umwelt, und der Gesamteffizienz der Stromversorgungsinfrastruktur. Ein Fördermodell für Photovoltaik sollte so ausgestaltet sein, dass diese Marktorientierung belohnt wird.

1.6 Einspeisevergütung zu Marktpreisen

Die Förderbedingungen wurden per 15. Juni 2018 auf Verordnungsstufe um Option 2 ergänzend angepasst. Ziel dieser Anpassung war es, einen Übergang vom mehrheitlich durch Einspeisevergütung geprägten Förderansatz hin zu mehr Investitionsförderung und Marktorientierung zu bewirken. Dass dies gelungen ist, zeigen die letzten beide Jahre. 2020 wurden nur noch rund 30% der Förderungen mit fester Einspeisevergütung (Option 1), aber schon rund 70% mit erhöhter Investitionsförderung und Marktpreisvergütung (Option 2) zugesichert. 2021 hat sich der Anteil nochmals auf 85% für Option 2 verschoben.

Die bisherige Vergütung zu Marktpreisen beruht auf einem gemittelten monatlichen Marktpreis. Zur Optimierung einer netzdienlichen marktorientierten Stromeinspeisung soll die Vergütung künftig nach der viertelstündlich gemessenen Einspeisung gemäss den jeweiligen Marktpreisen erfolgen.

³ Prosumer ist ein Begriff für Anlagenbesitzer, die gleichzeitig Stromlieferanten als auch Strombezüger sind. Das Wort Prosumer ist eine Kombination der Wörter Produzent und Konsument.

Liechtenstein ist eines der ersten Länder der Welt mit einer Energiemessung, welche flächendeckend auf Smartmetern⁴ beruht. Liechtenstein ist damit in der einmaligen Lage, ein solches Vergütungsmodell umsetzen zu können. Der Solarweltmeister Liechtenstein kann damit nicht nur quantitativ, sondern auch qualitativ eine international wegweisende Rolle übernehmen.

1.7 Eigenverbrauch und Einspeisung

Eigenverbraucher Strom erhöht die Wirtschaftlichkeit einer Anlage. Jede Kilowattstunde selbst verbrauchter Strom ist gleichzusetzen mit einer Vergütung zum aktuellen Strompreis, den man bezahlen würde. Dieser liegt meist deutlich über dem Marktpreis, den man bei Einspeisung erhalten würde. Die Differenz ergibt sich vor allem aus dem Netzentgelt, das beim Strombezug zusätzlich zum Energiepreis zu bezahlen ist.

Wird die Einspeisung von Strom nicht angemessen vergütet, besteht die Gefahr, dass Anlagen nur so gross dimensioniert werden, dass ein hoher Eigenverbrauch resultiert. Insbesondere Anlagen auf Dächern von Unterständen und Scheunen ermöglichen grosse Anlagen, haben aber praktisch keinen Eigenverbrauch.

Soll die Photovoltaik in Zukunft den gewünschten hohen Anteil zur Energieversorgung beitragen, müssen sowohl kleine als auch grosse Dachflächen möglichst maximal genutzt werden – unabhängig vom Eigenverbrauchsanteil im Gebäude.

Nur wenn sich aus der Kombination von Investitionsförderung und Stromvergütung eine angemessene Wirtschaftlichkeit erzielen lässt, werden solche Anlagen

⁴ Smartmeter sind intelligente, vernetzte Zähler für die Messung von Wasser-, Gas- oder Stromverbrauch. Als Stromzähler sind sie Teil des Smart Grid, des intelligenten Stromnetzes.

gebaut und Dachflächen maximal genutzt. Dies ist bei der Ausgestaltung des Fördermodells vor allem auch durch eine angemessene Stromvergütung zu gewährleisten.

1.8 Weiterbetriebskosten

Photovoltaikanlagen haben nach der Erstellung über die erwartete Lebensdauer von 25 bis 30 Jahren niedrige laufende Kosten. Dennoch gibt es für einen ertragreichen und sicheren Betrieb bis zum Ende der Lebensdauer wiederkehrende Kosten für Betrieb und Unterhalt. Diese Kosten bestehen aus Sicherheitschecks, Versicherung, Reinigung, Messung und Monitoring sowie der Erneuerung von Komponenten wie zum Beispiel der Wechselrichter.

Eine Abschätzung der Weiterbetriebskosten⁵ kommt erwartungsgemäss zum Schluss, dass die spezifischen Weiterbetriebskosten mit zunehmender Grösse abnehmen. Bei Kleinanlagen bis 5 kWp liegen diese bei 3 bis 6 ct/kWh und bei grösseren Dachanlagen von 100 bis 500 kWp bei 3 bis 4.5 ct/kWh.

Es ist davon auszugehen, dass die Weiterbetriebskosten auch in Liechtenstein zwischen 4 bis 6 Rp/kWh liegen dürften. Fällt die Einspeisevergütung unter diesen Betrag, so besteht die Gefahr, dass eine Anlage nach einem grösseren Defekt nicht repariert und damit stillgelegt wird.

Zunehmend mehr Anlagen in Liechtenstein haben ein Alter von 10 und mehr Jahren. Damit verlieren diese den Anspruch auf eine feste Einspeisevergütung. Bei niedrigen oder unsicheren Marktpreisen kann für diese Anlagen daher nicht immer von einem Weiterbetrieb nach einem Defekt ausgegangen werden.

⁵ Bosch und Partner, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II, c: Solare Strahlungsenergie, Zwischenbericht 2018, Seite 114.

Das neue Fördermodell soll auch diese Anlagen umfassen und einen finanziellen Anreiz geben, welcher zu einem langfristigen Betrieb aller Anlagen beiträgt. Dies wird erreicht, wenn eine garantierte mittlere Vergütung mindestens die Weiterbetriebskosten deckt. Das neue Fördermodell soll daher eine Mindestvergütung für alle Anlagen unabhängig von ihrem Alter vorsehen.

1.9 Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) gelten gemeinhin als wichtiger Anreizfaktor zum PV-Ausbau. Dabei handeln Erzeuger und Verbraucher ihren Strom aus Photovoltaikanlagen direkt untereinander. Nur der verbleibende Reststrombedarf wird vom öffentlichen Elektrizitätswerk bezogen. Bislang sind ZEV nur innerhalb eines Gebäudekomplexes wirtschaftlich, da hier keine Netzkosten anfallen.

Die Einführung des Konzepts sogenannter virtueller ZEV unter Nutzung des öffentlichen Stromnetzes (auf Gebäude, Quartier oder das ganze Land beschränkt) würde es ermöglichen, auf kostenintensive Anpassungsarbeiten und eigene Verkabelungen zu verzichten. Auch die eigene Nutzung des Stromes, welcher auf einem Gebäude A erzeugt und in Gebäude B bezogen wird, wäre damit denkbar. Entscheidend zur Wirtschaftlichkeit eines erweiterten ZEV ist die Frage der Netztarife.

Die Netzkosten stellen einen wesentlichen Anteil der Stromkosten dar. Dabei werden die Kosten für Erstellung und Unterhalt des Stromnetzes solidarisch auf den gesamten bezogenen Strom des Landes umgelegt – dies unabhängig von der effektiv genutzten Leitung oder Zeitlichkeit der Netznutzung. Eine Reduktion der Netznutzungskosten für eine bestimmte Nutzergruppe würde zwangsläufig zu ei-

ner Umlagerung auf die verbleibenden Netznutzer führen. Dies käme einer verdeckten zusätzlichen Abgabe auf sämtlichen Strombezug zur Förderung der ZEV gleich.

Eine Anpassung der Netztarife als Sonderlösung für virtuelle ZEV führt auf Basis von Untersuchungen des Schweizerischen Bundesamtes für Energie⁶ zu keiner wesentlich effizienteren Netznutzung, sondern lediglich zu einer Umverteilung der anfallenden Netzkosten. Dies ist nicht im Sinne einer diskriminierungsfreien, solidarischen Netznutzung.

Entgegen dem Trend einiger anderer Länder erachtet es die Regierung daher nicht als sinnvoll, ein drittes indirektes Förderelement in Form reduzierter Netztarife für ZEV einzuführen. ZEV unter Nutzung des öffentlichen Netzes sind weiterhin zulässig, es ist jedoch der einheitliche Netznutzungstarif zu entrichten.

Eine generelle Anpassung des Netztarifmodells aufgrund sich verändernder Bedingungen mit einer zunehmend dezentralen Einspeisung ist zu einem späteren Zeitpunkt separat zu prüfen und anzugehen. Dies muss zu gegebener Zeit durch den nationalen Regulator in Koordination mit den Entwicklungen in den übergeordneten länderübergreifenden Netzebenen erfolgen.

1.10 Erkenntnisse aus der Verhaltensökonomie

Verschiedene Studien aus der Verhaltensökonomie zeigen, dass Entscheide im Bereich der Energieeffizienz keineswegs nur rational getroffen werden. Der finanzielle Nutzen über den Gesamtlebenszyklus ist nicht der wichtigste Treiber. So hat sich gezeigt, dass Hauseigentümer selten die Rendite kalkulieren. Die Amortisati-

⁶ Studie zur Weiterentwicklung in der Tarifierung von Netz und Energie im Auftrag des BFE <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10513>

onszeit ist ein deutlich beliebteres und wichtigeres Kriterium. Aber auch bei Grossanlagen in kommerziellen Anwendungen ist eine kurze Amortisationsdauer von Bedeutung, da damit das wirtschaftliche Risiko generell gesenkt werden kann. Dies spricht stark für eine Beibehaltung einer gut ausgestatteten Investitionsförderung als wesentliches Fördererelement.

Dass es in Liechtenstein keine Wartelisten oder Kontingente gibt, bis Fördergelder ausbezahlt werden, erhöht die Bereitschaft in PV-Anlagen zu investieren signifikant.

Bei Hausbesitzern spielen zudem nicht-finanzielle Beweggründe wie Energieunabhängigkeit und 'eigener Strom' eine wesentliche Rolle im Entscheidungsprozess.

Bei kommerziellen Grossanlagen ist zudem die längerfristige Kalkulierbarkeit der Wirtschaftlichkeit ein Argument. Der Strommarkt bietet sowohl Chancen für hohe aber auch das Risiko für Perioden mit tiefen Marktpreisen. Ein Fördermodell, welches das Risiko nach unten absichert und gleichzeitig die Marktchancen nach oben offenhält, bietet eine gute Voraussetzung, dass auch viele Grossanlagen erstellt werden.

1.11 KWK-Anlagen

Neben Photovoltaikanlagen profitierten bisher auch hocheffiziente KWK⁷-Anlagen von einer 10-jährigen Einspeisevergütung. Die Förderung von KWK-Anlagen ist seit der Umsetzung der Richtlinie 2004/8/EG⁸ im EEG vorgesehen. Da KWK-Anlagen im Gegensatz zu Photovoltaikanlagen vor allem im Winter Strom produzieren und so

7 «Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)»: die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer und/oder mechanischer Energie in einem Prozess.

8 Gemäss Art. 1 Abs. 3 EEG dient es der Umsetzung der Richtlinie 2004/8/EG über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt.

der viel diskutierten sogenannten „Winterstromlücke“ entgegenwirken, sind diese im Kontext der Energievision 2050 von grosser Bedeutung.

Bei KWK-Anlagen bestehen die Betriebskosten im Wesentlichen aus Brennstoffkosten sowie Wartungs- und Servicekosten. Die resultierenden Stromgestehungskosten liegen über denjenigen von Photovoltaikanlagen. Ein langfristiger Betrieb von KWK-Anlagen ist nur wirtschaftlich möglich, wenn eine angemessene Vergütung gewährleistet ist. Deshalb soll im Zuge der Gesetzesanpassung auch die Regelung für die KWK-Anlagen auf das Modell des marktorientierten Preises mit einer Mindestvergütung umgestellt werden.

Die Mindestvergütung soll in Abhängigkeit der Technologie bzw. dem Brennstoff festgelegt werden. Zudem ist weiterhin der wärmegeführte Betrieb der Anlagen zu gewährleisten.

2. BEGRÜNDUNG DER VORLAGE

Die bisherige feste Einspeisevergütung für Strom aus Photovoltaik- und KWK-Anlagen wird nach geltendem Gesetz per Ende 2022 auslaufen. Die vorliegende Gesetzesanpassung ermöglicht eine nahtlose Fortführung attraktiver Förderungsbedingungen. Die Investitionsförderung ist davon nicht betroffen, da diese nicht an ein Auslaufdatum gebunden ist.

Die notwendige Gesetzesanpassung wird zum Anlass genommen, das Fördergesetz den heutigen Gegebenheiten anzupassen: Einerseits sind die Preise für Photovoltaikanlagen deutlich tiefer als noch vor einigen Jahren, andererseits hat sich auch der Strommarkt in Richtung deutlich volatilerer Preise verändert. Strom aus Photovoltaik hat sich von der Nische zu einem relevanten Beitrag im Liechtensteiner Strommix gewandelt. Ein aktualisiertes Fördersystem kommt nicht umhin,

diese Trends, welche sich noch auf längere Zeit fortschreiben werden, aufzugreifen.

Der Landtag hat am 6. November 2020 die Energiestrategie 2030 zur Kenntnis genommen (BuA 118/2020). Gleichzeitig hat er den Beschluss gefasst, die Förderbedingungen (im Antrag in Kapitel. II. unter Ziff. 3.1 Bst. b) für die Massnahme 4.1 der Energiestrategie «Stromgewinnung aus Photovoltaikanlagen» per Gesetzes- oder Verordnungsänderung so weiterzuentwickeln und zu optimieren, dass damit das Ausbauziel von mindestens 5 MWp/Jahr erreicht wird.

Dazu sollen die Rahmenbedingungen für den Bau von Anlagen auf Neubauten, auf bestehenden Bauten, an Fassaden, auf Doppelnutzungsflächen (z.B. grosse Parkplätze) und der Weiterbetrieb von bereits gebauten Anlagen erhalten oder verbessert werden.

Mit dieser Vorlage wird als zukünftiges Fördermodell eine Investitionsförderung kombiniert mit der Einführung einer Mindestvergütung für eingespeisten Strom aus Photovoltaik vorgeschlagen. Dieses Förderangebot erscheint nach eingehender Analyse geeignet, den erforderlichen Zubau von neuen Anlagen bei einem kostenoptimalen Einsatz der Fördermittel zu erreichen. Die Kombination mit der Investitionsförderung ermöglicht es auch, das bewährte Modell mit der ergänzenden Förderung durch die Gemeinden fortzuführen.

Das Modell zur Mindestvergütung für den eingespeisten Strom soll zudem dazu führen, dass sich aktive Prosumer marktgerecht verhalten und möglichst dann Strom einspeisen, wenn dieser am Markt benötigt wird.

3. SCHWERPUNKTE DER VORLAGE

3.1 Das neue Fördermodell im Überblick

Das neue Fördermodell führt bewährte Elemente fort und berücksichtigt die aktuelle Entwicklung von Markt, Technik und Regulierung im Bereich der erneuerbaren Energien, insbesondere der Photovoltaik. Die wesentlichen Elemente des Fördermodells für die Photovoltaik sind:

Eine solide **Investitionsförderung** zur Investitionsunterstützung wird als sinnvoll und effizient erachtet und soll entsprechend als wichtigstes Element erhalten bleiben. Dies ermöglicht es auch den Gemeinden weiterhin ihren Beitrag an die Förderung der Photovoltaik zu leisten. Photovoltaik-Anlagen an vertikalen Flächen (**Fassadenanlagen**) sind teurer in der Erstellung, erzeugen aber vorteilhafterweise vergleichsweise mehr Strom im Winter. Diese Anlagen erhalten weiterhin eine erhöhte Investitionsförderung. Neu wird bei der Investitionsförderung künftig unterschieden zwischen Anlagen auf **Neubauten und Anlagen auf bestehenden Bauten**, wobei Anlagen auf bestehenden Bauten aufgrund der höheren Investitionskosten eine etwas höhere Förderung erhalten sollen.

Die Kosten von Anlagen für eine **innovative Doppelnutzung** von Flächen zur Stromproduktion (z.B. Überdachung von Parkplätzen, faltbare PV-Anlagen, Freiflächen-PV, architektonisch vorbildliche Fassadenanlagen, Anlagen auf Lärmschutzwänden etc.) variieren zu stark, als dass sich ein fixer vorgegebener Förderansatz definieren liesse. Diese Anlagen sollen als 'Demonstrationsobjekte' gemäss Art. 14 EEG oder 'andere Anlagen' gemäss Art. 15 EEG im Rahmen der baurechtlichen Möglichkeiten individuell gefördert werden. Das Fördersystem zu den Standardfällen kann damit einfach gehalten werden.

Finanzielle Planungssicherheit ist einer der wichtigsten Treiber, um die Umsetzung von PV-Anlagen zu fördern. Mit steigendem Anteil PV-Strom ist ein marktorientiertes und damit tendenziell systemdienliches Verhalten zunehmend wichtig. Das Marktrisiko tiefer – wie auch negativer – Strompreise wird durch eine sogenannte **Mindestvergütung** begrenzt, welche eine minimale Vergütung für den ins Netz eingespeisene Strom garantiert. Diese wird für Photovoltaik im EEG mit einer Spanne zwischen 4 bis 8 Rappen pro Kilowattstunde vorgesehen und von der Regierung in der Verordnung konkret festgelegt. Es ist dabei zu berücksichtigen, dass die Mindestvergütung den theoretisch schlechtesten Fall am Strommarkt darstellt. Die effektive mittlere Vergütung wird abhängig vom Markt tendenziell höher liegen. Hinzu kommt, dass auch ein Eigenverbrauch die Wirtschaftlichkeit erhöht.

Die vorgeschlagene Mindestvergütung findet auch auf **bestehende Anlagen** Anwendung. Damit ist ein langfristiger Unterhalt und Betrieb bestehender Anlagen gewährleistet.

Anlagen auf Neubauten, auf bestehenden Bauten oder auch bestehende Anlagen (nach Ablauf allfälliger 10-jähriger Einspeisevergütungen) sollen eine einheitliche Mindestvergütung erhalten. Eine einheitliche Mindestvergütung vereinfacht die Kommunikation und administrative Abwicklung.

Beim **Ersatz von Bestandsanlagen**, die älter als 25 Jahre sind, sollen neue Anlagen wieder im vollen Umfang, also inklusive Investitionsförderung, gefördert werden.

Die Förderung von KWK-Anlagen nach der Richtlinie 2004/8/EG⁹ im EEG soll neu auch auf das System mit der Mindestvergütung umgestellt werden.

⁹ Gemäss Art. 1 Abs. 3 EEG dient das Energieeffizienzgesetz auch der Umsetzung der Richtlinie 2004/8/EG über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt.

Die **Festlegung einer PV-Pflicht** ist nicht Teil dieser Vorlage. Die Regierung wird diese im Rahmen der Umsetzung der EU-Gebäuderichtlinie 2010/31 über die MuKEn 2014, Modul 1, Teil E prüfen. Die Vernehmlassung hierzu soll im Sommer 2022 stattfinden.

3.2 Mindestvergütung zur Stärkung eines marktorientierten Verhaltens

Prosumer sind Strom**produzenten**, welche selber auch Strom**konsumenten** sind.

Die Mindestvergütung für Strom aus Photovoltaikanlagen soll aus zwei Teilen bestehen. Der erste ist die Vergütung nach marktorientiertem Preis wie bis anhin, der zweite kommt nur zur Anwendung, wenn der nach Mengen gewichtete Marktpreis über ein Kalenderjahr unter einem festgelegten Wert liegt. Dieser zweite Teil wird als Ausgleichsbeitrag bezeichnet und jeweils zu Beginn des Folgejahres festgelegt und rückwirkend ausbezahlt.

In Summe sollen die zwei Teile die Mindestvergütung im Jahresmittel sicherstellen. Gesetzlich soll für die Mindestvergütung eine Spanne von 4 bis 8 Rappen pro Kilowattstunde festgelegt werden. Diese ist auf Verordnungsstufe konkret zu definieren. Derzeit ist aufgrund der Überlegungen zu den Weiterbetriebskosten wie in Kapitel 1.8 ausgeführt, ein einheitlicher Wert von 6 Rappen pro Kilowattstunde angedacht.

Produzenten von Photovoltaikstrom und Prosumer sollen sich an den realen Strommarktpreisen orientieren. Das beginnt bei der Planung und dem Bau und setzt sich beim Betrieb von steuerbaren Lasten nach den Marktbedingungen fort.

Hierzu sollen die Vergütung nach dem effektiven dynamischen Marktpreis, in dem am Strommarkt üblichen 15-Minuten-Intervallen, berechnet und so individuell vergütet werden.

Die Berechnung des Ausgleichsbetrages je kWh basiert auf den Erträgen einer typischen Referenzanlage. Damit bleibt der Anreiz eines individuellen Anlagenbetreibers, sich möglichst marktoptimiert zu verhalten, vollständig erhalten.

Die Formulierung der Mindestvergütung und des Ausgleichsbetrages auf Gesetzesebene gibt einen Rahmen und damit auch die Möglichkeit, das Modell der Mindestvergütung auf andere erneuerbare Stromerzeugungen wie Kleinwasserkraft, Biomasse oder Windenergie anzuwenden. Die Regierung soll dies mit Verordnung nach Bedarf regeln.

Die Förderung von KWK-Anlagen, welche durch die im EEG umgesetzte Richtlinie 2004/8/EG mittels einer festen Einspeisevergütung erfolgt, soll ebenfalls auf die Mindestvergütung umgestellt werden. Die Regierung soll auch hierfür die Bedingungen auf Verordnungsstufe regeln.

3.3 Investitionsförderung für Photovoltaikanlagen

Auf Gesetzesebene ist heute eine maximale Investitionsförderung von CHF 750 pro Kilowatt festgelegt. In der Verordnung sind dann die entsprechenden Beiträge für die jeweiligen Anlagentypen definiert. Die Regierung schlägt vor, dass auf Verordnungsstufe künftig folgende drei Fälle für die Investitionsförderung bis 250 kWp unterschieden werden:

Fall 1: Neubauten – Investitionsförderung mit 500 CHF/kWp

Fall 2: Anlagen auf bestehenden Bauten – Investitionsförderung mit 650 CHF/kWp

Fall 3: Vertikale bzw. Fassadenanlagen (Neu- oder bestehenden Bauten) – Investitionsförderung mit 750 CHF/kWp

Für Photovoltaikanlagen grösser 250 kWp entscheidet die Energiekommission über die Investitionsförderung nach Art. 15 als «andere Anlagen» wie bisher.

In Zukunft soll die Energiekommission zudem eine Mindestvergütung für den eingespeisenden Strom festlegen können.

3.4 Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen

Die folgende Zusammenstellung zeigt eine vereinfachte Wirtschaftlichkeitsberechnung mit Betrachtung der Amortisationszeit. Im einen Fall wurde für die mittlere Vergütung der ungünstigste Fall angenommen, in dem im Mittel nur die Mindestvergütung von 6 Rappen pro Kilowattstunde vergütet wird. Im anderen Fall wird unter der Annahme höherer Marktpreise eine mittlere Vergütung von 8 Rappen pro Kilowattstunde angenommen. Es wurden keine Zins- und andere Betriebs- und Unterhaltskosten berücksichtigt. Bei Grossanlagen kann es aufgrund der EU-Beihilfavorschriften für Betriebe eine Einschränkung zur Förderung geben.

Die Anlagen haben unter diesen Annahmen eine Amortisationszeit zwischen fünf und dreizehn Jahren. Die Anlagen mit geringem Eigenverbrauch reagieren wie erwartet sensibler auf die Höhe der Mindestvergütung.

Neubau 500CHF/kWp

			EFH1	EFH2	MFH	Gewerbe	Industrie	Landw.
Installierte Leistung	kWp		10	20	30	60	250	250
Netzbezugstarif	Rp/kWh		22.1	22.1	22.1	20.2	12.0	20.2
Eigenverbrauchsanteil	%		40%	30%	60%	50%	80%	10%
Investition	Spezifische Kosten	CHF/kWp	2'100	1'600	1'450	1'300	1'100	1'000
	Investition	CHF	21'000	32'000	43'500	78'000	275'000	250'000
	Förderung Land	CHF	-5'000	-10'000	-15'000	-30'000	-125'000	-125'000
	Förderung Gemeinde	CHF	-5'000	-10'000	-10'000	-10'000	-10'000	-10'000
	Nettoinvestition	CHF	11'000	12'000	18'500	38'000	140'000	115'000
Amortisation bei 6 Rp/kWh	Jahre		13	8	5	7	8	10
Amortisation bei 8 Rp/kWh	Jahre		11	7	5	6	7	8

Nachrüstung Bestandsgebäude 650CHF/kWp

			EFH1	EFH2	MFH	Gewerbe	Industrie	Landw.
Installierte Leistung	kWp		10	20	30	60	250	250
Netzbezugstarif	Rp/kWh		22.1	22.1	22.1	20.2	12.0	20.2
Eigenverbrauchsanteil	%		40%	30%	60%	50%	80%	0%
Investition	Spezifische Kosten	CHF/kWp	2'500	1'900	1'750	1'600	1'300	1'200
	Investition	CHF	25'000	38'000	52'500	96'000	325'000	300'000
	Förderung Land	CHF	-6'500	-13'000	-19'500	-39'000	-162'500	-162'500
	Förderung Gemeinde	CHF	-6'500	-10'000	-10'000	-10'000	-10'000	-10'000
	Nettoinvestition	CHF	12'000	15'000	23'000	47'000	152'500	127'500
Amortisation bei 6 Rp/kWh	Jahre		14	10	7	8	8	12
Amortisation bei 8 Rp/kWh	Jahre		13	9	6	8	8	9

3.5 Innovative Doppelnutzungen

Neben dem Bau von Photovoltaikanlagen auf Dächern oder an Fassaden ist auch die Doppelnutzung von anderen Flächen anzustreben. So können neuartige Photovoltaiksysteme Parkplätze oder Infrastrukturanlagen überspannen. Auch ist es denkbar, solche Anlagen an Infrastrukturanlagen wie Brücken oder Stützmauern anzubringen. In einer Anfangsphase benötigen derartige Anlagen unter Umständen etwas mehr Förderung und haben Beispielcharakter. Die Energiekommission soll neu über die Förderung für solche Anlagen befinden können, auch wenn diese kleiner als 250 kWp sind.

3.6 Wiederförderung nach 25 Jahren

Photovoltaikanlagen wurden in Liechtenstein erstmals 1996 über das Energiespargesetz gefördert. Einige Anlagen von damals liefern noch heute Strom, was auch zeigt, dass Photovoltaikanlagen 25 bis 30 Jahre zuverlässig Strom liefern können. Nun kommen aber erste Anlagen an das Ende ihrer Lebensdauer. Nach Art. 4 Abs. 3 EEG dürfen Förderbeiträge für Massnahmen nur einmal ausgerichtet werden. Damit bestehende Anlagen durch neue ersetzt werden können, sollen Förderbeiträge nach Ablauf einer ordentlichen Lebensdauer von 25 Jahren möglich sein. Die

Förderung von Anlageerweiterungen ist bereits heute in Abhängigkeit der zusätzlich installierten Leistung möglich.

3.7 Finanzierung der Förderung von Strom aus Photovoltaik und anderen erneuerbaren Quellen

Die Investitionsförderungen für Photovoltaikanlagen und KWK-Anlagen werden seit Jahren aus dem Staatshaushalt finanziert. Daneben werden auch die verschiedenen anderen Massnahmen wie Wärmedämmung, Haustechnikanlagen, Wärmepumpenboiler, thermische Sonnenkollektoren und andere Anlagen aus dem Staatshaushalt finanziert.

Im Gegensatz dazu erfolgt die Finanzierung der Einspeisevergütungen über den Fonds für Einspeisevergütung. Dieser Fonds wird über eine Abgabe von 1.5 Rappen pro verbrauchte Kilowattstunde auf den Stromverbrauch (Netzzuschlag) gespeisen.

Länder wie Deutschland oder Österreich finanzieren die Photovoltaikförderung und KWK vollständig über einen Netzzuschlag. Auch die Schweiz finanziert die Investitionsförderung (Einmalvergütung genannt) über einen wesentlich höheren Netzzuschlag von derzeit 2.3 Rappen pro verbrauchte Kilowattstunde.

In Liechtenstein wird die Investitionsförderung bislang aus dem Staatshaushalt finanziert, während die Einspeisevergütung dem Fonds für Einseisevergütungen belastet wird. Diese Belastung des Fonds wird aufgrund des Auslaufens der festen Einseisevergütung sinken. Zwar hat die Mindestvergütung für Strom aus Photovoltaikanlagen auch Kosten für den Fonds für Einspeisevergütung zur Folge, aber die Belastung wird gemäss den Prognosen im Vergleich zu den früheren Jahren weit geringer sein.

Im Sinne der Kostenwahrheit im Energiebereich schlägt die Regierung deshalb vor, auch die Investitionsförderung für Photovoltaik und KWK sowie den eingespeisten Strom aus anderen erneuerbaren Quellen aus dem Fonds für Einspeisevergütung zu finanzieren. Die anderen Förderkategorien¹⁰ wären davon nicht betroffen und würden weiter aus dem Staatshaushalt finanziert.

Dazu soll die Netzabgabe aber nicht erhöht werden. Aufgrund der vielen nach zehn Jahren auslaufenden Verpflichtungen bei der festen Einspeisevergütung besteht der nötige Spielraum, die Investitionsförderung aus dem Fonds für Einspeisevergütungen zu finanzieren. Das hat den Vorteil, dass einerseits die Photovoltaik- und KWK-Förderung sachgerecht über den Energiesektor Strom erfolgt. Alle anderen Massnahmen des Energieeffizienzgesetzes werden im Sinne der Energiestrategie 2030 weiter aus dem Staatshaushalt finanziert.

Die heutigen eingespielten Strukturen der Zusicherung und Auszahlung bei Photovoltaik- und KWK-Anlagen sollen wie bisher beibehalten werden. Neu soll jedoch dem Fonds für Einspeisevergütung jährlich zusätzlich der Betrag der Investitionsförderungen von Photovoltaik- und KWK-Anlagen belastet werden.

Der Fonds für Einspeisevergütung wird gemäss geltender Gesetzesfassung per Ende 2032 geschlossen und ein allfälliger Überschuss an den Staat überwiesen. Neu soll der Fonds per Ende 2040 geschlossen werden.

¹⁰ Wärmedämmung von bestehenden Bauten, Haustechnikanlagen, Sonnenkollektoren, Wärmepumpenboilern, Minerale, KWK-Anlagen, andere Anlagen und andere Massnahmen, Demonstrationsobjekte.

4. ERLÄUTERUNGEN ZU DEN EINZELNEN ARTIKELN

Zu Art. 2 Abs. 1 Bst. v und w

Bst. v definiert neu den Ausgleichsbeitrag PV. Dieser errechnet sich aus der Differenz der jährlichen Mindestvergütung zum durchschnittlichen jährlichen marktorientierten Preis, welcher bei einer definierten Referenzproduktion in Liechtenstein erzielt werden konnte. Zur Ermittlung des durchschnittlichen jährlichen marktorientierten Preises ist der marktorientierte Preis mit den entsprechenden Produktionsmengen in identischen Zeitintervallen zu multiplizieren und durch die gesamte Produktionsmenge zu teilen. Ein negativer jährlicher Ausgleichsbeitrag PV wird mit Null bewertet. Die Definition unter Bst. w für den Ausgleichsbeitrag KWK ist analog formuliert.

Zu Art. 3 Abs. 1 Bst. g

Bst. g wird durch die Wortfolge «sowie andere Massnahmen der Energieeffizienz» ergänzt. Damit wird eine redaktionelle Anpassung vorgenommen.

Zu Art. 4 Abs. 3 und 5

Abs. 3 stellt klar, dass nach Ablauf von 25 Jahren jede Anlage als noch nicht gefördert gilt und daher eine neue Förderung beantragt werden darf.

Abs. 5 wird dahin ergänzt, dass neben Minergie-Bauten nach Art. 7 nun auch Ausgleichsbeiträge PV und KWK vom Grundsatz ausgenommen sind, dass der Anspruch auf Ausrichtung von Förderbeiträgen erlischt, wenn mit den Massnahmen begonnen wird, bevor eine rechtskräftige Zusicherung der Förderbeiträge vorliegt. Dadurch wird der Weg für eine gleichförmige Förderung aller eingespeisten Energie aus PV und KWK durch einen entsprechenden Ausgleichsbeitrag frei.

Zu Art. 16 Abs. 1

Die neue Regelung sieht vor, dass die Verpflichtung für Netzbetreiber, den Strom im Netz abzunehmen, nicht nur für neue Anlagen, sondern auch für bestehende

Anlagen gilt. Ebenfalls wird die Einschränkung auf 1 bis 250 Kilowatt elektrischer Leistung aufgehoben. Abs. 1 gilt dann neu für sämtliche Elektrizität aus erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen.

Zu Art. 17 Abs. 1, 2a, 2b und 5

Abs. 1 wird um die Ergänzung von Abs. 2a und 2b ergänzt.

Abs. 2a legt fest, dass für Elektrizität aus Photovoltaikanlagen von 1 bis 250 Kilowatt elektrischer Gleichstromleistung die Netzbetreiber zusätzlich zum marktorientierten Preis nach Abs. 1 einen Ausgleichsbeitrag PV entrichten, sofern der marktorientierte Preis eine in der Verordnung festgelegte Mindestvergütung zwischen 4 bis 8 Rappen pro erzeugte Kilowattstunde Elektrizität nicht erreicht.

Abs. 2b legt fest, dass für Elektrizität aus hocheffizienten, am Nutzwärmebedarf orientierten KWK-Anlagen von 1 bis 250 Kilowatt elektrischer Leistung die Netzbetreiber zusätzlich zum marktorientierten Preis nach Abs. 1 einen Ausgleichsbeitrag KWK entrichten, sofern der marktorientierte Preis eine in der Verordnung festgelegte Mindestvergütung zwischen 4 bis 20 Rappen pro erzeugte Kilowattstunde Elektrizität nicht erreicht. Die Kosten für Strom aus KWK-Anlagen sind direkt von schwankenden Brennstoffkosten abhängig, weshalb die mögliche Spanne für die Mindestvergütung auf 4 bis 20 Rappen festgelegt wurde.

Abs. 5 legt fest, dass die Regierung für Elektrizität aus anderen als in Abs. 2, 2a und 2b genannten erneuerbaren Energien anstelle des marktorientierten Preises nach Abs. 1 ebenfalls einen Ausgleichsbeitrag pro Kilowattstunde Elektrizität mit Verordnung festlegen kann. Der Mindestvergütung muss dann zwischen 4 – 20 Rappen pro erzeugte Kilowattstunde Elektrizität liegen.

Zu Art. 18 Abs. 1a, 2 Bst. b, Abs. 6 und 7

Der neue Abs. 1a regelt, dass die ausbezahlten Investitionsförderungen PV und KWK des Landes vom Fonds getragen werden. Ebenfalls wird festgehalten, dass das Land dafür einmal im Jahr eine Gesamtabrechnung an den Fonds stellt.

In Abs 2 Bst. b wird festgehalten, dass die Förderabgabe in Form eines Zuschlags auf den Durchleitungspreis vom 1. Februar 2015 bis zum 31. Dezember 2040 erhoben wird. Das Enddatum wird also von 2032 auf 2040 gesetzt.

Abs. 6 sieht vor, dass sofern ein Grund zur Annahme besteht, dass die Mittel des Fonds nicht mehr ausreichen werden, die Liechtensteinischen Kraftwerke die Regierung unverzüglich hierüber zu informieren haben. Aus dem Fonds werden nun auch der Ausgleichsbeitrag PV und KWK sowie die Investitionsförderungen finanziert. Der letzte Satz dieses Absatzes wird gestrichen, da dieser nicht mehr sachgerecht ist.

Abs. 7 nimmt die vorgesehene Änderung der Laufzeit der Förderabgabe von 2032 auf das Jahr 2040 auf und legt fest, dass der Fonds am 31. Dezember 2040 aufgelöst wird.

Zu III. – Inkrafttreten

Die Bestimmung regelt das Inkrafttreten des Gesetzes über die Abänderung des EEG. Auf das Inkrafttreten des Gesetzes werden zeitgleich auch die Verordnungsbestimmungen anzupassen sein. Das Inkrafttreten ist auf den 1. Januar 2023 vorgesehen.

5. VERFASSUNGSMÄSSIGKEIT / RECHTLICHES

Die Vernehmlassungsvorlage wirft keine verfassungsrechtlichen Fragen auf.

6. AUSWIRKUNGEN AUF VERWALTUNGSTÄTIGKEIT UND RESSOURCENEIN- SATZ

6.1 Neue und veränderte Kernaufgaben

Die Anpassungen beinhalten keine grundsätzlich neuen oder veränderten Kernaufgaben.

6.2 Personelle, organisatorische und räumliche Auswirkungen

Die Anpassungen haben auf die personellen und organisatorischen Abläufe positive Auswirkungen. Mit der gegenständlichen Vorlage soll die Komplexität des Fördermodells und der damit einhergehende administrative Aufwand sowohl für die Antragsteller wie auch die Behörden, trotz Verdoppelung des PV-Zubauziels auf 5 MWp, tief gehalten werden. Ende 2021 waren 2'100 Photovoltaikanlagen am Netz. Die Anzahl Photovoltaikanlagen soll weiter stark steigen und dabei ist es entscheidend, einfache und gut administrierbare Lösungen bereit zu haben. Es sind keine räumlichen Auswirkungen zu erwarten.

6.3 Finanzielle Auswirkungen

Auswirkungen auf den Fonds für Einspeisevergütung

Der Fonds für Einspeisevergütungen (Art. 18 EEG) wird aus einer fixen Abgabe von aktuell 1.5 Rappen pro Kilowattstunde auf sämtlichem aus dem Netz bezogenen Strom geäufnet. Aus diesen Einnahmen wird die derzeitige feste Einspeisevergütung finanziert. Die Anlagen aus den Jahren 2008-2013, die noch von wesentlich höheren Vergütungen je eingespiesener Kilowattstunde Strom profitieren, haben über die letzten Jahre wie erwartet einen negativen Saldo im Fonds verursacht.

Der Fonds für Einspeisevergütung schloss per 31. Dezember 2020 mit einem Defizit von CHF 5'732'067.13 ab. Die frühen Anlagen mit hoher Einspeisevergütung

sind amortisiert und fallen nun nach zehnjähriger Laufzeit zunehmend aus dem Fördermodell. Die noch laufenden Einspeisevergütungen der neueren Anlagen sind viel tiefer. Projektionen zeigen, dass sich das Defizit deshalb bis 2024 abbauen wird.

Bisher wurde die Investitionsförderung aus dem allgemeinen Staatshaushalt als Teil des Budgets der Fördermassnahmen gemäss dem EEG finanziert. Künftig sollen sowohl der Ausgleichsbeitrag zur Sicherstellung der Mindestvergütung als auch die Investitionsförderungen über den Fonds für Einspeisevergütung finanziert werden.

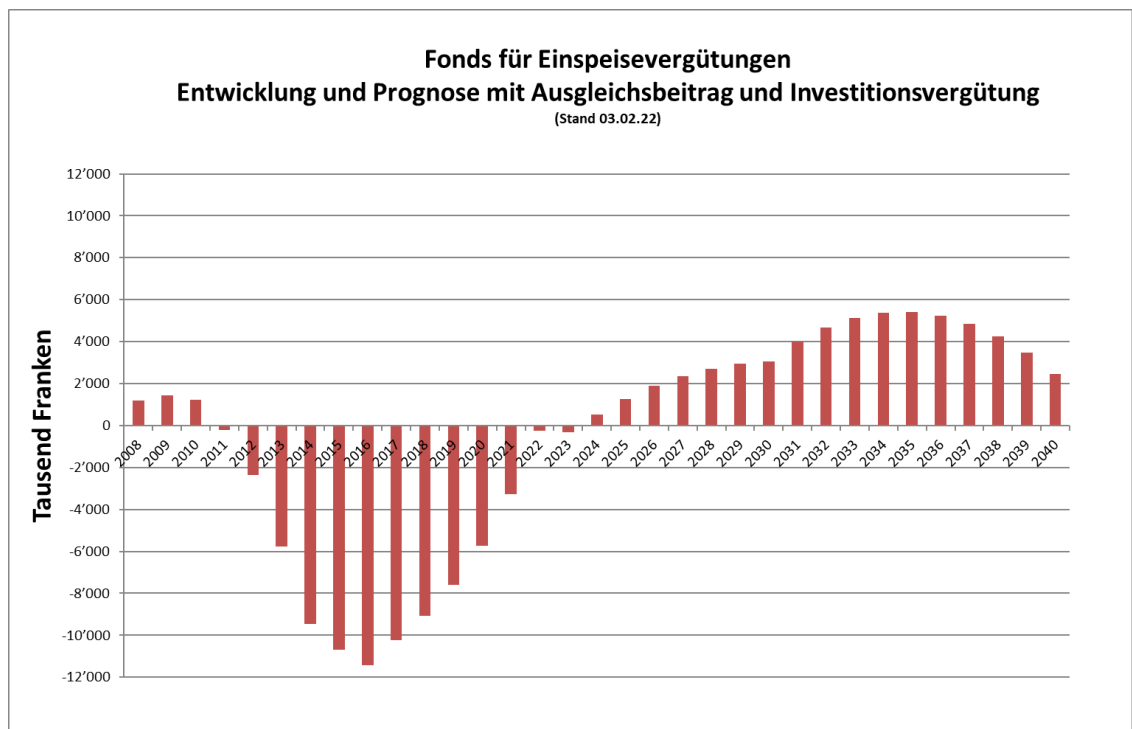
Dies hat Einfluss auf die Entwicklung des Fonds. Eine Projektion mit folgenden Annahmen zeigt, dass dazu die Netzabgabe nicht angehoben werden muss und sich das Defizit bis 2024 trotzdem abbauen wird:

- Einberechnung der noch bis Ende 2032 laufenden festen Einspeisevergütungen.
- Einberechnung des Ausgleichsbeitrages PV, dieser wird mit 3.5 Rappen pro Kilowattstunde für eine zunehmende Solarstrommenge geschätzt. Dabei wird angenommen, dass aus dem Zubau von 5 MWp (bis 2030) und 7.5 MWp (2031-2040) nach Abzug eines Eigenverbrauches von ca. 20% eine zusätzliche jährlich dazu kommende Strommenge von 4.0 GWh (bis 2030) bzw. 6.0 GWh (2031-2040) mit dem Ausgleichsbeitrag vergütet werden muss.
- Einberechnung des Ausgleichsbeitrages KWK: Dieser wird mit 12 Rappen pro Kilowattstunde für eine Strommenge von 1.6 auf 3.2 GWh pro Jahr steigend bis 2040 angenommen.
- Einberechnung von Investitionsförderungen PV für einen Zubau von **5 MWp** pro Jahr mit CHF 3 Mio. pro Jahr im Zeitraum 2023 bis 2030. (Dies entspricht

einer durchschnittlichen Investitionsförderung von CHF 600 pro Kilowatt installierter Gleichstromleistung)

- Einberechnung von Investitionsförderungen PV für einen Zubau von **7.5 MWp** pro Jahr mit CHF 2.25 Mio. pro Jahr im Zeitraum 2031 bis 2040. (Dies entspricht einer durchschnittlichen Investitionsförderung von CHF 300 pro Kilowatt installierter Gleichstromleistung)
- Einberechnung von Administrationsaufwendungen wie in den Vorjahren.

Nachfolgend die Projektion in grafischer Form:



Auswirkungen auf den Staatshaushalt

Das in der Energiestrategie 2030 festgelegte Ausbauziel hat unmittelbar finanzielle Auswirkungen auf das Förderbudget gemäss Energieeffizienzgesetz. Die Verdoppelung des Ausbauzieles auf 5 MWp pro Jahr bedeutet ein Mehrbedarf an finanziellen Mitteln in der Grössenordnung von CHF 1.5 Mio. pro Jahr. Dies wurde bereits

in das Budget 2022 eingerechnet und wird auch für das Budget 2023 kalkuliert. Durch die Übernahme der Kosten für die Investitionsförderung durch den Fonds für Einspeisevergütung kann das Staatsbudget entsprechend entlastet werden. Dadurch entsteht Spielraum für die weiteren vorgesehenen Massnahmen der Energiestrategie 2030, wie z.B. den Ersatz von fossilen Heizungen. Die finanziellen Auswirkungen können deshalb als positiv bewertet werden.

7. VERNEHMLASSUNGSVORLAGE

Gesetz

vom ...

über die Abänderung des Energieeffizienzgesetzes

Dem nachstehenden vom Landtag gefassten Beschluss erteile Ich Meine Zustimmung:

I.

Abänderung bisherigen Rechts

Das Gesetz vom 24. April 2008 über die Förderung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien (Energieeffizienzgesetz; EEG), LGBl. 2008 Nr. 116, in der geltenden Fassung, wird wie folgt abgeändert:

Art. 2 Abs. 1 Bst. v und w

1) Im Sinne dieses Gesetzes gelten als:

- v) "Ausgleichsbeitrag PV": Der Ausgleichsbeitrag PV errechnet sich aus der Differenz der jährlichen Mindestvergütung zum durchschnittlichen jährlichen marktorientierten Preis, welcher bei einer definierten Referenzproduktion in Liechtenstein erzielt werden konnte. Zur Ermittlung des durchschnittlichen jährlichen marktorientierten Preises ist der marktorientierte Preis mit

den entsprechenden Produktionsmengen in identischen Zeitintervallen zu multiplizieren und durch die gesamte Produktionsmenge zu teilen. Ein negativer jährlicher Ausgleichsbeitrag PV wird mit Null bewertet;

- w) "Ausgleichsbeitrag KWK": Der Ausgleichsbeitrag KWK errechnet sich aus der Differenz der jährlichen Mindestvergütung zum durchschnittlichen jährlichen marktorientierten Preis, welcher bei einer definierten Referenzproduktion in Liechtenstein erzielt werden konnte. Zur Ermittlung des durchschnittlichen jährlichen marktorientierten Preises ist der marktorientierte Preis mit den entsprechenden Produktionsmengen in identischen Zeitintervallen zu multiplizieren und durch die gesamte Produktionsmenge zu teilen. Ein negativer jährlicher Ausgleichsbeitrag KWK wird mit Null bewertet.

Art. 3 Abs. 1 Bst. g

- g) Energiegewinnung durch andere Anlagen sowie andere Massnahmen der Energieeffizienz.

Art. 4 Abs. 3 und 5

3) Förderbeiträge werden für jede Massnahme nur einmal ausgerichtet. Nach Ablauf von 25 Jahren gilt jede Anlage als noch nicht gefördert.

5) Der Anspruch auf Ausrichtung von Förderbeiträgen erlischt, wenn mit den Massnahmen begonnen wird, bevor eine rechtskräftige Zusicherung der Förderbeiträge vorliegt. Davon ausgenommen sind Minergie-Bauten nach Art. 7 und Ausgleichsbeiträge PV und KWK.

Art. 16 Abs. 1

1) Netzbetreiber sind verpflichtet, die Elektrizität, welche durch die Nutzung erneuerbarer Energien oder nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird, in einer für das Netz geeigneten Form abzunehmen. Das Recht, diese Elektrizität und ihren ökologischen Mehrwert zu verwerten, geht damit an die Netzbetreiber über.

Art. 17 Abs. 1, 2a und 5

1) Der Netzbetreiber hat dem Anlagebetreiber vorbehaltlich Abs. 2, 2a und 2b für die nach Art. 16 abgenommene Elektrizität auf der Grundlage marktorientierter Preise eine Vergütung zu entrichten.

2a) Für Elektrizität aus Photovoltaikanlagen von 1 bis 250 Kilowatt elektrischer Gleichstromleistung entrichten die Netzbetreiber zusätzlich zum marktorientierten Preis nach Abs. 1 einen Ausgleichsbeitrag PV, sofern der marktorientierte Preis eine in der Verordnung festgelegte Mindestvergütung zwischen 4 bis 8 Rappen pro erzeugte Kilowattstunde Elektrizität nicht erreicht.

2b) Für Elektrizität aus hocheffizienten, am Nutzwärmebedarf orientierten KWK-Anlagen von 1 bis 250 Kilowatt elektrischer Leistung entrichten die Netzbetreiber zusätzlich zum marktorientierten Preis nach Abs. 1 einen Ausgleichsbeitrag KWK, sofern der marktorientierte Preis eine in der Verordnung festgelegte Mindestvergütung zwischen 4 bis 20 Rappen pro erzeugte Kilowattstunde Elektrizität nicht erreicht.

5) Die Regierung kann für Elektrizität aus anderen als in Abs. 2, 2a und 2b genannten erneuerbaren Energien anstelle des marktorientierten Preises nach

Abs. 1 ebenfalls einen Ausgleichsbeitrag pro Kilowattstunde Elektrizität mit Verordnung festlegen, sofern der marktorientierte Preis eine in der Verordnung festgelegte Mindestvergütung zwischen 4 bis 20 Rappen pro erzeugte Kilowattstunde Elektrizität nicht erreicht. Abs. 2a und 2b gelten sinngemäss.

Art. 18 Abs. 1a, 2 Bst. b, 6 und 7

1a) Die ausbezahlten Investitionsförderungen PV und KWK des Landes werden vom Fonds getragen. Das Land stellt dafür einmal im Jahr eine Gesamtabrechnung an den Fonds.

2) Die Mittel des Fonds für Einspeisevergütungen setzen sich zusammen aus:

b) den Einnahmen der Netzbetreiber aus der Erhebung einer Förderabgabe auf den Elektrizitätsverbrauch aller Endverbraucher. Die Förderabgabe wird in Form eines Zuschlags auf den Durchleitungspreis vom 1. Februar 2015 bis zum 31. Dezember 2040 erhoben. Sie beträgt höchstens 1.5 Rappen pro verbrauchte Kilowattstunde. Die Regierung regelt das Nähere mit Verordnung.

6) Besteht Grund zur Annahme, dass die Mittel des Fonds nicht mehr ausreichen werden, um die Kosten für die Einspeisevergütungen, den Ausgleichsbeitrag PV und KWK, die Investitionsförderungen sowie den Aufwand der Liechtensteinischen Kraftwerke zu decken, haben die Liechtensteinischen Kraftwerke die Regierung unverzüglich hierüber zu informieren.

7) Die Regierung schliesst mit den Liechtensteinischen Kraftwerken eine Leistungsvereinbarung über die Verwaltung des Fonds für Einspeisevergütungen ab. Der Fonds wird am 31. Dezember 2040 aufgelöst. Ein positiver Endsaldo wird von den Liechtensteinischen Kraftwerken an das Land abgeführt.

II.

Übergangsbestimmungen

Auf zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Gesetzes hängige Gesuche findet das bisherige Recht Anwendung.

III.

Inkrafttreten

Dieses Gesetz tritt unter Vorbehalt des ungenutzten Ablaufs der Referendumsfrist am ... (1./Monat/Jahr) in Kraft, andernfalls am Tag nach der Kundmachung.