

Vorlage an den Landrat

Sammelvorlage betreffend drei Vorstössen zum Thema Vergütung von eigenproduziertem Solarstrom und Verbesserung der Rahmenbedingungen:

Bericht zur Motion 2021/627 «Vergütung von eigenproduzierter Energie durch den Netzbetreiber»

Bericht zum Postulat 2022/511 «Schaffung investitionsfreundlicher Rahmenbedingungen für Photovoltaikanlagen»

**Bericht zum Postulat 2021/144 «Solarenergie – Vergütungstarife harmonisieren»
2024/293**

vom 14. Mai 2024

1. Ausgangslage

1.1 Motion 2021/627 «Vergütung von eigenproduzierter Energie durch den Netzbetreiber»

Am 30. September 2021 reichte Hanspeter Weibel die Motion 2021/627 «Vergütung von eigenproduzierter Energie durch den Netzbetreiber» ein, welche vom Landrat am 3. November 2022 mit folgendem Wortlaut überwiesen wurde:

Das Energiegesetz Baselland (EnG BL) regelt in § 32, dass dezentral erzeugte Energie übernommen und abgegolten werden soll. Es bleibt aber den Netzbetreibern überlassen, zu welchem Preis diese Übernahme zu erfolgen hat.

Diese Rückspeisevergütungen bewegen sich im Kt. Basel-Landschaft aber in einem unteren Bereich:

- *Primeo 9,5 Rp./ kWh < 30 kVA (Netzleistung) resp. 5 Rp./ kWh \geq 30 kVA*
- *BKW (Laufen & Umgebung) 9,73 Rp./ kWh*
- *EBL 10 Rp./ kWh*
- *Mindestens ein Gemeinde EW (Elektra Sissach) vergütet auch 13 Rp./ kWh*

Andere Kantone sehen vor, dass der Regierungsrat die Höhe der Vergütung regelt (z.B. BS in §14 des Energiegesetzes). Auf dieser Basis hat der Regierungsrat BS verfügt, dass dieser Betrag 13 Rp./kWh beträgt. Nur mit einer Rückspeisevergütung, die sich am Niedertarifbezug orientiert, kann die Installation von Photovoltaik-Anlagen attraktiver gemacht werden.

Der Regierungsrat wird aufgefordert, das EnG BL wie folgt zu ergänzen:

§ 32 Übernahme und Abgeltung von Elektrizität

1 Die Netzbetreiber müssen die dezentral erzeugte elektrische Energie gemäss den Vorgaben des Bundesrechts in ihr Netz übernehmen und abgelden. Der Regierungsrat regelt die Höhe der Vergütung.

1.2 Postulat 2022/511 «Schaffung investitionsfreundlicher Rahmenbedingungen für Photovoltaikanlagen»

Am 15. September 2022 reichte Marco Agostini die Motion 2022/511 «Schaffung investitionsfreundlicher Rahmenbedingungen für Photovoltaikanlagen» ein, welche vom Landrat am 27. April 2023 mit folgendem Wortlaut als Postulat überwiesen wurde:

Eine wichtige Rolle um die Pariser Ziele zu erreichen, übernimmt die Solarenergie, doch der Ausbaupfad ist noch lange nicht auf der Zielgeraden. Eine starke Bremse bilden dabei die finanziellen Rahmenbedingungen für die Photovoltaik. Wegen der variablen und nicht prognostizierbaren Rücklieferarife ist es sehr schwer, die genaue Amortisationsdauer und die Kostendeckung einer PVA zu berechnen. Dadurch wird der Ausbau massiv gehemmt, denn das Marktpreisrisiko liegt damit voll beim Investor.

Meist ist heute nicht die Höhe des Rücklieferarifes das Problem, sondern die jährliche (oder sogar vierteljährliche) Volatilität. Dies hemmt Private und Firmen, welche die Investition in eine PVA einmalig tätigen, typischerweise auf dem eigenen Dach. Sie können keine Portfoliobetrachtung machen und z.B. durch PVA in verschiedenen Versorgungsgebieten das Risiko verteilen. Die Energiewende braucht aber die Investition von Privaten und Firmen. Gerade für das Gewerbe und die Industrie bietet die Investition in eine PVA die Chance, die Strom- und somit Betriebskosten zu senken und langfristig abzusichern.

Damit eine Anlage innerhalb von 10 bis 15 Jahren refinanziert werden kann, fordert dieser Auftrag die Einführung einer Solar-Risikoversicherung, um den Rücklieferarif (Energie und HKN) abzusichern. Dieser muss sich zwingend an den Gestehungskosten einer PVA im Verhältnis zu ihrer Grösse orientieren. Dabei kann der Kanton BL auf das Bundesamt für Energie zurückgreifen, dieses erhebt mittels Marktanalyse jährlich die effektiven Gestehungskosten von PVA in der Schweiz.

Es ist dem Regierungsrat überlassen, welche Grössen-Abstufungen er vornehmen will und wie die Solar-Risikoversicherung finanziert und im Detail ausgestaltet wird. Das Modell soll für alle Anlagenbetreiber gelten, also auch für Dritte (z.B. Solarcontractoren), die auf fremden Dächern PVA betreiben wollen. Die Solar-Risikoversicherung könnte ähnlich wie die Schweizerische Exportrisikoversicherung (SERV) (<https://www.serv-ch.com/>) ausgestaltet werden.

Der Regierungsrat wird beauftragt, die notwendigen Schritte einzuleiten, um gesamtkantonal einen minimalen und langfristig stabilen Rücklieferarif (Energie und Herkunftsnachweise [HKN]) für die Einspeisung von Solarstrom zu erarbeiten. Die Höhe des Rücklieferarifes muss sich an den durchschnittlichen Gestehungskosten der Solarenergie in Abhängigkeit zur Grösse der Photovoltaikanlage orientieren. Zur Info: Der Kantonsrat des Kantons Solothurn hat im September 2022 der Kantonsregierung den Auftrag erteilt eine entsprechende Solarversicherung zu realisieren.

1.3 Postulat 2021/144 «Solarenergie – Vergütungstarife harmonisieren»

Am 11. März 2021 reichte Andreas Bammatter das Postulat 2021/144 «Solarenergie – Vergütungstarife harmonisieren» ein, welches vom Landrat am 19. Mai 2022 mit folgendem Wortlaut überwiesen wurde:

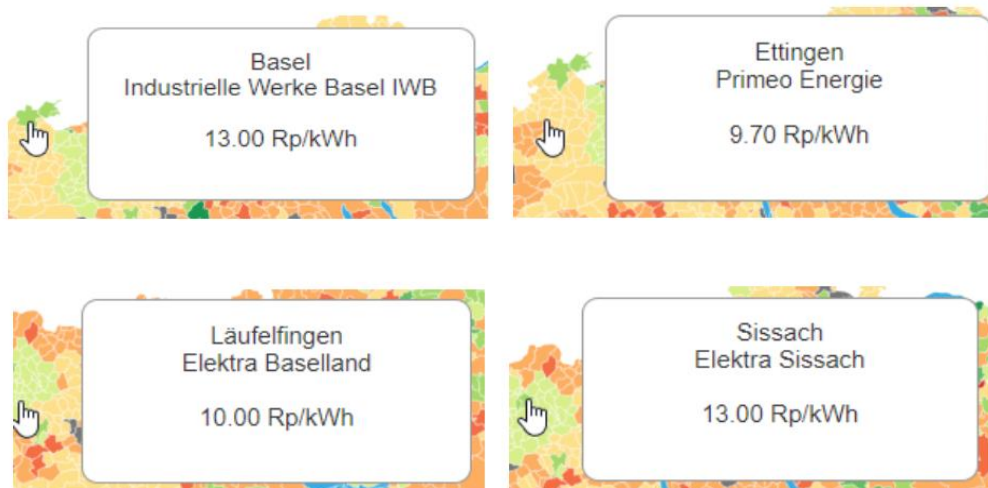
Im Statusbericht Klima des Kantons Basel-Landschaft steht zu/ unter Solarkataster: Um die Nutzung von Solarenergie im Kanton zu fördern, wurde das frei zugängliche Solarkataster erarbeitet und im GeoView BL15 veröffentlicht.

In der Fragestunde des Landrats vom 11. Februar beantwortete der Regierungsrat eine Frage zu den Bedingungen für die Solarstromproduktion im Kanton Baselland. In der Antwort auf diese

Frage, berichtete der Regierungsrat, dass die Vergütungstarife, welche die Netzbetreiber für den Strom anwenden, welche die Solarstromproduzenten selbst nicht nutzen können und stattdessen ins öffentliche Stromnetz einspeisen, regionale Unterschiede aufweisen. Die Netzbetreiber können die Vergütungstarife innerhalb der gesetzlich vorgegebenen Bandbreiten selber festlegen. Eine Übersicht über die Vergütungstarife findet sich auf der Homepage des Verbands unabhängiger Energieerzeuger (VESE – Verband unabhängiger Energieerzeuger).

Konkret bedeutet dies, dass grosse Unterschiede bzgl. Vergütungstarife bestehen – bis zu 34% – und dass der Standort für den Vergütungstarif des Anbieters bindend ist.

Beispiele aus dem Jahr 2020:



Die Frage sei erlaubt, warum auf so kleinem Raum so viele verschiedene Vergütungstarife bestehen. Werden dadurch regional Anreize zur Solarstromproduktion unterlaufen und somit das Erreichen der Klimaziele erschwert? Antrag Ich bitte den Regierungsrat zu prüfen und zu berichten, wie eine Harmonisierung der Vergütungstarife erreicht werden kann. Natürlich wäre es sehr wünschenswert, wenn dies überregional diskutiert werden könnte. Besten Dank für die schriftliche Antwort.

2. Stellungnahme des Regierungsrats

2.1 Geltende Rahmenbedingungen

2.1.1 Bund

Regeln zur Abnahme und Vergütung von PV-Strom

Netzbetreiber haben nach Art. 15 des eidgenössischen Energiegesetzes (EnG, SR 730.0) die ihnen in ihrem Netzgebiet angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien abzunehmen und angemessen zu vergüten. Die Einspeisevergütung (auch als Rücklieferarif oder Rückspeisetarif bezeichnet) steht für den Preis, welcher der Produzent (hier die Eigentümerin oder der Eigentümer der PV-Anlage) für den ins Netz eingespeisten Strom vom Netzbetreiber vergütet bekommt. Falls sich der Netzbetreiber und der Produzent über die Vergütung nicht einigen können, hat sich die Einspeisevergütung nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität zu richten (Abs. 3 Bst. a EnG, hier als «minimale» Einspeisevergütung bezeichnet).

Die eidgenössische Energieverordnung (EnV, SR 730.01) präzisiert, dass sich diese (minimale) Vergütung nach den Kosten des Netzbetreibers für den Bezug gleichwertiger Elektrizität bei Dritten sowie den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen zu richten hat und die Kosten für

allfällige Herkunftsnachweise nicht berücksichtigt werden (EnV Art. 12 Abs. 1). Der Begriff «Gleichwertigkeit» bezieht sich dabei auf die technischen Eigenschaften der Elektrizität, insbesondere auf die Energiemenge und das Leistungsprofil sowie auf die Steuer- und Prognostizierbarkeit. Damit gibt das nationale Recht die Grundlage vor, wie die «minimale» Einspeisevergütung, die der Netzbetreiber anbieten muss, berechnet wird. Das Bundesrecht regelt die «minimale» Einspeisevergütung abschliessend. Die Branche präzisiert diese Regeln im Handbuch «Rückspeisevergütung» des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE). Der Netzbetreiber darf zusätzliche Wahltarife anbieten, zum Beispiel auch, um die vorhandene Flexibilität zu nutzen¹. Stromproduzenten (z. B. Eigentümerinnen und Eigentümer von PV-Anlagen) dürfen den eingespeisten Strom («Graustrom») und allfällige Herkunftsnachweise auch einem anderen Anbietenden verkaufen.

Das im geltenden Bundesrecht festgelegte System hat zur Folge, dass sich die Höhe der Einspeisevergütung je nach Region und Energieversorger stark unterscheidet. Die Internetseite pvtarif | VESE verschafft einen Überblick über die geltenden Rücklieferatarife.

Eigentümerinnen und Eigentümer von PV-Anlagen, die den produzierten Strom nicht an den Verteilnetzbetreiber, sondern an einen anderen Anbietenden verkaufen, erhalten oft eine Einspeisevergütung, welche sich nach dem Referenzmarktpreis² richtet. Das Bundesamt für Energie (BFE) publiziert diesen quartalsweise. Nachfolgende Abbildung zeigt, wie sich der Referenzmarktpreis in den letzten Jahren verändert hat. Solarstromproduzenten können zusätzlich die Herkunftsnachweise verkaufen.

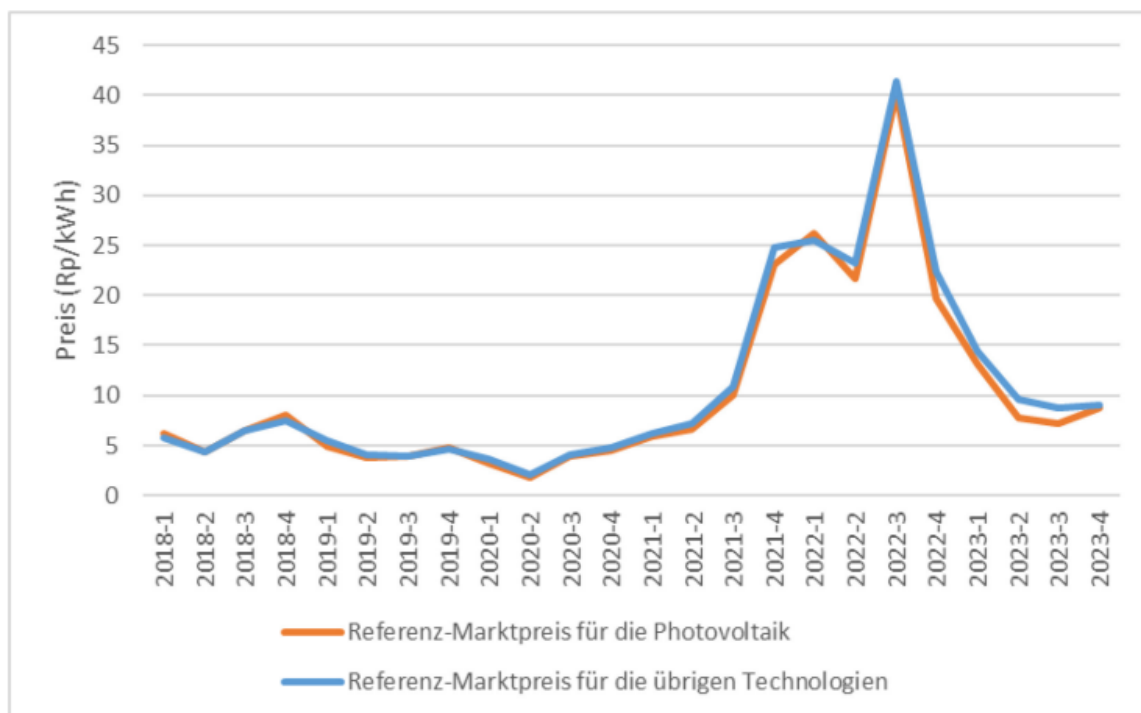


Abbildung 1 Entwicklung des vierteljährlich ermittelten Referenz-Marktpreise für die Photovoltaik seit 2018

¹ damit Strom primär dann eingespeist wird, wenn ein hoher Strombedarf besteht oder umgekehrt Strom primär dann verbraucht wird, wenn ein hohes Stromangebot besteht.

² Der Referenz-Marktpreis für Photovoltaikanlagen entspricht dem Durchschnitt der Preise, die an der Strombörse (Swissix) in einem Vierteljahr jeweils für den Folgetag (day-ahead) festgesetzt werden, gewichtet nach der tatsächlichen viertelstündlichen Einspeisung der lastganggemessenen Anlagen.

Förderung von PV

Der Bund regelt nicht nur die Vergütung von Strom, sondern ist in erster Linie auch für die Förderung von PV zuständig. Die Förderung von PV wird über den Netzzuschlag für die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, für die Energieeffizienz und für die ökologische Sanierung von Wasserkraftwerken finanziert (EnG Art. 35). Die Einmalvergütung deckt bei Anlagen mit Eigenverbrauch bis zu 30 Prozent der Investitionskosten ab (bezogen auf eine Referenzanlage). Je nach Neigungswinkel der PV-Anlage gibt es zusätzliche Boni, damit wird die Attraktivität z. B. Fassaden-PV-Anlagen erhöht. Die Einmalvergütung für Anlagen ohne Eigenverbrauch ist höher und erreicht – bezogen auf eine Referenzanlage – einen Anteil von bis zu 60 Prozent der Investitionskosten. Für Anlagen grösser 150 kW und ohne Eigenverbrauch führt der Bund zudem Auktionen durch.

2.1.2 Kanton Basel-Landschaft

Regeln zur Abnahme und Vergütung von PV-Strom

Nach § 32 EnG BL hat der Regierungsrat zwar die Möglichkeit, die Übernahme und Abgeltung von dezentral erzeugter elektrischer Energie festzulegen. Diese Kompetenz gilt – wie in § 32 Abs. 2 erster Satz explizit festgehalten ist – jedoch nur für Bereiche, welche durch das Bundesrecht nicht abschliessend geregelt sind.

Steuererleichterung für PV-Anlagen

Hauseigentümerinnen und Hauseigentümer profitieren beim Bau einer PV-Anlage an bestehenden Gebäuden von Steuerabzügen. Die Kosten von PV-Anlagen im Privatvermögen - inklusive der Aufwendungen für die Projektierung und Vorrichtungsarbeiten an der Liegenschaft sowie allfällige Batteriespeicher, jedoch abzüglich von Subventionen des Gemeinwesens wie bspw. Einmalvergütungen des Bundes - können i.d.R. vollumfänglich als Unterhaltskosten von den Steuern abgezogen werden (§ 29 Abs. 2bis StG BL). Soweit die PV-Anlage der Eigenbedarfsdeckung an Strom dient, wendet der Kanton Basel-Landschaft die Nettomethode an: Damit wird nur der Teil der Entschädigung aus der erzeugten Energie einer Besteuerung unterworfen, der nach Verrechnung mit dem Eigenbedarf übrigbleibt. Der Regierungsrat hat dem Landrat mit dem Bericht zum Postulat 2019/617 die steuerliche Situation im Kanton Basel-Landschaft aufgezeigt und festgehalten, dass die Besteuerung von PV-Anlagen im Kanton Basel-Landschaft den allgemeinen gesetzlichen Grundsätzen entspricht und moderat ausfällt.

2.2 Aktuelle Einspeisevergütungen von EBL und Primeo Energie

EBL und Primeo Energie verfügen über unterschiedliche Produktionsanlagen, über eine unterschiedliche Beschaffungsstruktur und über unterschiedliche Stromprodukte zuhanden ihrer Kundinnen und Kunden. Deswegen sind die Einspeisevergütungen, welche die beiden Netzbetreiber auf der Grundlage der geltenden Regeln (siehe 2.2.1) in ihrem Netzgebiet für PV entrichten, nicht identisch. Die Einspeisevergütungen, welche EBL und Primeo Energie aktuell entrichten, sind in Tabelle 1 zusammengestellt³.

Tabelle 1 Aktuelle Einspeisevergütungen von EBL und Primeo Energie für Photovoltaik.

Leistung	Inbetriebnahme*	Vergütung Strom Rp./kWh	Vergütung HKN Rp./kWh	Vergütung gesamt Rp./kWh
EBL				
bis und mit 150 kVA	ab 1.1.2015	12.00	3.00	15.00

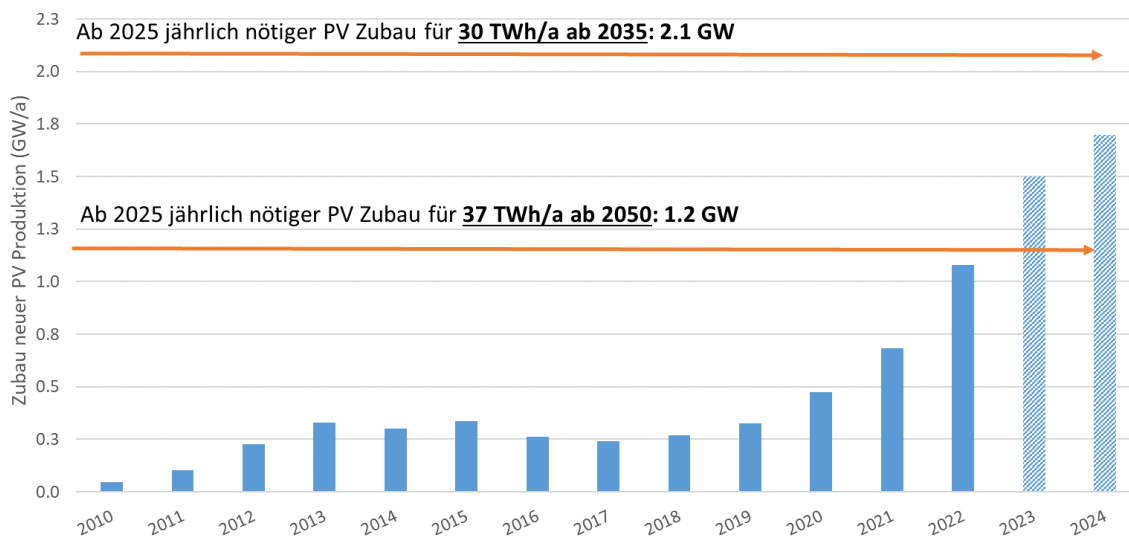
³ April 2024; tendenziell werden die Einspeisetarife infolge der gesunkenen Beschaffungskosten eher wieder leicht abnehmen.

ab 150 kVA bis und mit 500 kVA	ab 1.1.2015	11.00	3.00	14.00
Primeo Energie				
bis und mit 150 kVA	Minimalvergütung: Primeo Energie garantiert vom 01.07.2023 bis 31.12.2028 eine Rückliefervergütung von mindestens 9 Rp. pro Kilowattstunde. Die Minimalvergütung gilt nur im Rahmen der gesetzlichen Abnahme und Vergütungspflicht			
bis und mit 500 kVA	ab 01.01.2015	16	1.5* (* 4.50 Rp. bei Bezug Primeo Grün)	17.5

Das Bundesrecht gibt den Netzbetreibenden die Möglichkeit, über weitere (Wahl-) Tarifmodelle spezifische Anreize für die Nutzung von Flexibilität zu setzen (siehe 2.2.1). So bietet Primeo Energie im Rahmen der Rückspeisevergütung beispielsweise einen Wahltarif an, der einen speziellen Anreiz zur Einspeisung im Winter setzt, gemittelt über das Jahr aber wiederum den vermiedenen Beschaffungskosten entspricht. Bei diesem Wahltarif beträgt die Vergütung im Winter zwischen 15 Uhr nachmittags bis zum nächsten Mittag um 12 Uhr aktuell 32 Rp. pro kWh.

2.3 Aktueller PV-Zubau (Schweiz und Netzgebiete von EBL und Primeo Energie)

Der Zubau an neuen PV-Anlagen hat sich in den letzten Monaten schweizweit stark beschleunigt. Der PV-Zubau derzeit beinahe in der Grössenordnung, die erforderlich ist, um die vom Bund für die Schweiz für das Jahr 2050 gesetzten Zubauziele für den Solarstrom zu erreichen (siehe nachfolgende Grafik, Quelle: BFE).



Auch in den Netzgebieten von EBL und Primeo Energie hat der PV-Zubau seit dem Jahr 2020 massiv zugenommen.

Tabelle 2 PV-Zubau in den Netzgebieten von EBL und Primeo Energie im Kanton Basel-Landschaft (nach installierter Peak-Leistung ab Wechselrichter in MW).

	2020	2021	2022	2023
Primeo Energie	5 MWp	9 MWp	9 MWp	28 MWp
EBL	5 MWp	7 MWp	9 MWp	17 MWp

Derzeit noch nicht erreicht ist die stärkere Ausrichtung des PV-Zubaus auf die Winterstromproduktion. Das Stromgesetz würde diesbezüglich zusätzliche Anreize schaffen (vgl. 2.4). Zudem würde das Stromgesetz neue Ausbauziele definieren (vgl. Tabelle 2) und vor allem auch die netzdienliche Integration des PV-Stroms ins Stromnetz stärken (vgl. 2.4).

2.4 Vorgesehene Gesetzesänderungen auf Bundesebene

Der Bundesrat und das nationale Parlament haben die vorliegende Thematik adressiert und im Rahmen des Geschäfts 21.047 «Sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien. Bundesgesetz» eine grosse Revision des Energiegesetzes und des Stromversorgungsgesetzes vorgenommen. Die Änderungen werden unter dem Begriff «Mantelerlass» zusammengefasst. Das nationale Parlament hat der Vorlage am 29.09.2023 zugestimmt. Gegen das Gesetz wurde das Referendum ergriffen. Die Vorlage wird am 09.06.2024 unter dem Namen «Stromgesetz» dem Schweizer Stimmvolk zur Abstimmung unterbreitet. Das «Stromgesetz» beinhaltet eine Vielzahl an Änderungen und Massnahmen zur Erhöhung der Produktion von erneuerbarem Strom im Inland, zur Effizienzsteigerung und zur Erhöhung der Versorgungssicherheit. Im vorliegenden Zusammenhang sind folgende Änderungen speziell erwähnenswert:

- Die minimale Vergütung für eingespeisten Strom (Graustrom) durch den Netzbetreibenden wird schweizweit harmonisiert: Mit dem «Stromgesetz» soll sich die Vergütung für eingespeiste Elektrizität aus erneuerbaren Energien nicht mehr nach den vermiedenen Kosten des einzelnen Netzbetreibenden richten, sondern schweizweit vereinheitlicht werden. Dafür würde Art. 15 EnG angepasst. Neu würde sich die Vergütung nach dem vierteljährlich gemittelten Referenz-Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung richten (vgl. Abbildung 1 unter 2.2.1). Zudem legt der Bundesrat für Anlagen bis zu einer Leistung von 150 kW Minimalvergütungen fest. Diese orientieren sich an der Amortisation von Referenzanlagen über ihre Lebensdauer. Die Vergütungspflicht nach Artikel 15 EnG bezieht sich, wie bisher, nur auf den eingespeisten «Graustrom», d. h. die Abnahme und Vergütung der Stromqualität bzw. der Herkunftsnachweise (HKN) ist bundesrechtlich nicht geregelt. Die Netzbetreibenden sind frei, die HKN ebenfalls abzunehmen und zu vergüten.
- Die Förderinstrumente auf Bundesebene werden weiter optimiert:
 - A) Die Einmalvergütung (einmaliger Investitionsbeitrag) für Anlagen mit einer Leistung von weniger als 150 kW hat sich bewährt und wird auch mit dem Stromgesetz beibehalten. Die Sätze der Einmalvergütung (EIV) für PV-Anlagen legt der Bundesrat in der Energieförderungsverordnung (EnFV, SR 730.03) fest. Das BFE prüft die Sätze regelmässig. Der Bundesrat hat kürzlich die Vernehmlassung der Revision der Einmalvergütung gestartet. Gemäss Vorschlag des Bundesrats sollen die Sätze der EIV ab dem 1. April 2025 leicht gesenkt, der Neigungswinkelbonus gleichzeitig aber stark erhöht werden. PV-Anlagen mit einem hohen Winterstromanteil würden von dieser Anpassung demnach profitieren.
 - B) Mit dem neuen Bonus für grosse PV-Anlagen auf dauerhaft installierten Parkplatzarealen sollen Anreize geschaffen werden, damit Parkplätze zukünftig auch zur Stromproduktion genutzt werden (Mehrfachnutzung vorhandener Flächen). Die Ladestationen für die Elektromobilität können zudem direkt in die Struktur integriert werden. Um das Potenzial effizient zu erschliessen, sollen diese Anlagen erst ab einer Leistung von mindestens 100 kWp mit dem Bonus gefördert werden.
 - C) Neu steht für die PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch ab einer Leistung von 150 kW Leistung eine gleitende Marktprämie 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 für Anlagen > 150 kW stattfinden.
- Die Möglichkeiten zum Zusammenschluss zum Eigenverbrauch werden auf «Lokale Energiegemeinschaften» ausgeweitet: Bereits das geltende Recht erlaubt es Hausbesitzerinnen und Hausbesitzern und Wohnungsbesitzenden, sich zum Eigenverbrauch zusammenzuschliessen und auf diesem Weg Netznutzungsentgelte zu vermeiden. Das Stromgesetz

sieht nur vor, diese Möglichkeiten auszuweiten. Neu sollen Verbrauchende, die sich zusammenschliessen, um selbständig erneuerbaren Strom zu produzieren und zu verbrauchen, das lokale Verteilnetz nutzen dürfen. Gemäss Gesetz darf die lokale Energiegemeinschaft max. ein Gemeindegebiet erfassen. Bedingung ist eine Mindestgrösse an Elektrizitätserzeugung im Verhältnis zur Anschlussleistung (Art. 17d). Innerhalb der lokalen Energiegemeinschaft gilt ein Teil des gehandelten Stroms als selbst erzeugt, weshalb auf diesem Strom nicht die ordentlichen Netznutzungstarife, sondern nur ein reduziertes Netznutzungsentgelt zu entrichten ist. Die Reduktion bestimmt sich nach dem Umfang der genutzten Spannungsebenen.

- Die Kosten für die Netzverstärkung bis zum Anschlusspunkt werden solidarisiert: Mit Art. 15b werden die Kosten für die Netzverstärkung bei neuen PV-Anlagen über 50 kW Anschlussleistung zukünftig solidarisiert. Das bedeutet, dass die Kosten für notwendige Verstärkungen von Anschlussleitungen von der Parzellengrenze bis zum Netzanschlusspunkt (bis zu einem gewissen, vom Bundesrat festzulegenden Maximum) nicht vom Anlagebesitzenden bezahlt werden muss. Das ist insbesondere für ländliche Regionen eine wichtige Verbesserung. Der Zubau auf grossen, bestehenden Dachflächen ausserhalb des Siedlungsgebiets wird gestärkt.
- Neue Kompetenzen zur Abregelung dämpfen die Kosten für den Netzausbau: Neu dürfen Verteilnetzbetreibende in ihrem Netzgebiet einen bestimmten Anteil der Einspeisung am Anschlusspunkt begrenzen. Der Bundesrat wird die Einzelheiten regeln. Damit muss das Stromverteilnetz der Schweiz nicht auf die höchstmögliche Solarstromeinspeisung ausgelegt werden. Dies wirkt sich positiv auf die durch die Stromkonsumenten zu zahlenden Netznutzungsentgelte aus. Der damit verbundene Energieproduktionsverlust liegt in wenigen Prozentstellen und erfolgt i.d.R. dann, wenn ohnehin schon überdurchschnittlich viel Strom am Markt verfügbar ist. In der Vernehmlassung schlägt der Bundesrat vor, dass die Verteilnetzbetreibenden die Einspeisung bis zu 3 % der Jahresproduktion begrenzen dürfen, um die Kosten beim Netzausbau – und damit die Netznutzungskosten beim Strombezug – zu begrenzen.
- Solarpflicht für grosse Neubauten wird unbefristet weitergeführt: Das Bundesparlament hat im Rahmen des sog. «Solarexpress» bereits eine Pflicht zur Nutzung der Solarenergie bei grossen Neubauten beschlossen. Im Rahmen des Stromgesetzes wird diese bislang zeitlich befristete Solarpflicht unbefristet weitergeführt. Neubauten mit einer anrechenbaren Gebäudefläche von mehr als 300 m² müssen demnach seit dem 01.01.2023 auf den Dächern oder an den Fassaden eine Solaranlage, beispielsweise eine Photovoltaik- oder eine Solarthermieanlage, aufweisen. Der Landrat hat in den Beratungen zum Dekret zum kantonalen Energiegesetz (EnG BL) entschieden, dass diese Solarpflicht auf kleine Neubauten ausgeweitet wird. Das geänderte Dekret soll per 01.10.2024 in Kraft treten.
- Die künftige Gültigkeit von Herkunftsnachweisen setzt Anreize für einen hohen Winterstromanteil: Heute sind die Herkunftsnachweise (sprich der Nachweis für die Stromqualität) für ein Jahr gültig. Das heisst, ein im Sommer zur Mittagszeit produzierter Herkunftsnachweis (HKN) kann im Winter in der Nacht "eingelöst" werden. Mit dem Stromgesetz werden die HKN pro Quartal abgerechnet. Es ist anzunehmen, dass ein Herkunftsnachweis im Winter viel höher vergütet wird als im Sommer. Die künftige Gültigkeit von HKN setzt demnach Anreize, Strom vor allem im Winter zu produzieren.

2.5 Vorgesehene Gesetzesänderungen auf Kantonsebene

Der Landrat hat mit § 29 Abs. 1 Buchstabe e eine Gesetzesgrundlage geschaffen, dass der Regierungsrat (sofern das Stimmvolk am 09.06.2024 den Änderungen zustimmt) den Netzbetreibenden im Interesse der Endkunden künftig grundsätzlich auch einen Leistungsauftrag für einen definierten Zubau von Anlagen zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien erteilen könnte. Das

Gesetz regelt, dass die Kosten, die durch solche Leistungsaufträge anfallen, durch die Stromkonsumentinnen und Stromkonsumenten finanziert und auf den Stromrechnungen der Endkunden separat ausgewiesen werden.

Der Landrat hat mit § 35 Abs. 2 Buchstabe j eine Gesetzesgrundlage geschaffen, dass der Regierungsrat (sofern das Stimmvolk am 09.06.2024 den Änderungen zustimmt) künftig grundsätzlich auch Anlagen zur Produktion von Energie über das kantonale Förderprogramm fördern kann. Stimmt das Stimmvolk den Änderungen zu, wären (neben der Förderung durch den Bund, siehe 2.2.1) grundsätzlich auch ergänzende Förderbeiträge an neue PV-Anlagen durch den Kanton denkbar.

2.6 Würdigung

2.6.1 Massgebliche Rechtsgrundlagen

Wie in Kapitel 2.1.1 ausgeführt, haben Netzbetreibende Strom, der in ihrem Netzgebiet produziert wird, gemäss Bundesrecht abzunehmen und angemessen zu vergüten. Die Einspeisevergütung für Strom bemisst sich nach den im Bundesrecht festgehaltenen Regeln, auch jene für PV-Anlagen. Die Höhe der Einspeisevergütung wird nach Art. 15 EnG zwischen Betreibenden und Netzbetreibenden ausgehandelt. Können sich Betreibende und Netzbetreibende nicht einigen, hat sich die Einspeisevergütung nach Art. 15 EnG an den vermiedenen Beschaffungskosten zu richten ("minimale Einspeisevergütung"). Die Höhe der Rücklieferatarife ist damit abhängig davon, welchen Anteil des vom Energieversorgers verkauften Strom am Markt beschafft wird respektive von den Kosten der eigenen Produktionsanlagen und dem Strommarktpreis. Die bundesrechtliche Regelung der minimalen Einspeisevergütung ist abschliessend. Die Netzbetreibenden sind frei, die HKN ebenfalls abzunehmen und zu vergüten. Die Abnahme und Vergütung der Stromqualität bzw. der HKN ist bundesrechtlich nicht geregelt.

Nach § 32 EnG BL hat der Regierungsrat zwar die Möglichkeit, die Übernahme und Abgeltung von dezentral erzeugter elektrischer Energie festzulegen. Diese Kompetenz gilt – wie in § 32 Abs. 2 erster Satz explizit festgehalten ist – jedoch nur für Bereiche, welche durch das Bundesrecht nicht abschliessend geregelt sind.

2.6.2 Entwicklungen seit Einreichung der Vorstösse

Zum Zeitpunkt, als die Vorstösse eingereicht wurden, waren die Strompreise und in der Folge auch die Einspeisevergütungen tief und uneinheitlich. Der Eigenverbrauch von PV-Strom war zwar schon zum damaligen Zeitpunkt attraktiv (auf Eigenverbrauch wird keine Netznutzungsgebühr und keine Abgaben entrichtet). Die tiefen Einspeisevergütungen haben die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen damals aber zweifellos ungünstig beeinflusst. Vor diesem Hintergrund hat der Regierungsrat im Energieplanungsbericht 2022 angekündigt, dass er die vorliegende Thematik aufgreifen und in einem Dialog mit den Energieversorgungsunternehmen (EVU) diesbezüglich nach Lösungen suchen würde (Energieplanungsbericht 2022, Massnahme M13).

Infolge des Ukraine-Kriegs haben die Energie- und insbesondere auch die Strompreise in der Zwischenzeit deutlich angezogen. Nach Rekordwerten im August 2022 sind sie derzeit noch immer deutlich höher als im den Jahr 2020. Mit den Strompreisen haben auch die vermiedenen Beschaffungskosten zugenommen. Die Netzbetreibenden haben in der Folge auch die Einspeisevergütungen in ihrem Netzgebiet angehoben, so auch EBL und Primeo Energie (siehe 2.2). Der Eigenverbrauch von PV-Strom ist aufgrund der höheren Strompreise inzwischen ebenfalls noch einmal attraktiver geworden als damals.

Zusammen mit den Investitionsbeiträgen bzw. Einmalvergütungen des Bundes, den höheren Einspeisevergütungen und bestehenden Steuerabzugsmöglichkeiten (siehe 2.1.2) sind PV-Anlagen unter den aktuellen Marktbedingungen wirtschaftlich sehr attraktiv. Mit der hohen Wirtschaftlichkeit hat sich der PV-Zubau in den letzten Monaten denn auch stark beschleunigt. Die jährlichen

Wachstumsraten liegen seit 2019 bei über 40 %. Im Jahr 2023 wurde schweizweit ca. 1'500 MWp installiert. Die gesamte schweizweit installierte Leistung an Photovoltaik-Anlagen liegt bereits über 5 GW⁴. Das zeigt sich auch in den Netzgebieten von EBL und Primeo Energie. Hier liegt der PV-Zubau derzeit beinahe in der Grössenordnung, die erforderlich ist, um die vom Bund für die Schweiz für das Jahr 2050 gesetzten Zubauziele für den Solarstrom zu erreichen. Beim PV-Zubau sind die Schweiz und der Kanton Basel-Landschaft demnach aktuell beinahe auf Zielkurs (siehe Kapitel 2.3).

Das Bundesparlament hat die Problematik mit den tiefen und uneinheitlichen Einspeisevergütungen inzwischen gleichwohl adressiert. Die Regeln für die Bemessung der Einspeisevergütung sollen mit dem Stromgesetz angepasst werden. Treten die Änderungen von Art. 15 EnG in Kraft, hat sich die Vergütung künftig am vierteljährlich gemittelten Referenz-Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung zu orientieren, sofern sich die Vertragsparteien nicht anderweitig einigen (siehe hierzu Abbildung 1 in 2.4). Der Bundesrat legt für Anlagen bis zu einer Leistung von 150 kW zudem Minimalvergütungen fest⁵. Diese orientieren sich an der Amortisation von Referenzanlagen über ihre Lebensdauer. Mit änderndem Angebot und Nachfrage werden sich der Referenzmarktpreis und mit ihm die minimale Einspeisevergütung auch künftig verändern. Letztere bemessen sich künftig aber schweizweit einheitlich. In jedem Fall haben die Besitzerinnen und Besitzer von PV-Anlagen auch künftig die Möglichkeit, den produzierten Strom einem anderen Energieversorger zu verkaufen oder – falls ihr Netzbetreiber ein spezielles Tarifmodell anbietet – sich für einen für sie attraktiveren Wahltarif zu entscheiden.

2.6.3 Lagebeurteilung aus Sicht des Regierungsrats

Die von den Initianten bemängelten Unterschiede bei der Einspeisevergütung in den Netzgebieten ergeben sich aus den geltenden bundesrechtlichen Regeln (siehe 2.1.1). Die Problematik hat sich seit Einreichung der Vorstösse aus verschiedenen Gründen entschärft respektive verändert. Beim PV-Zubau sind die Schweiz und der Kanton aktuell beinahe auf Zielkurs (siehe Kapitel 2.3). Der Markt kann das Volumen derzeit bewältigen. Gewisse Anzeichen einer Überhitzung sind aber nicht zu übersehen.

Das Bundesparlament hat die vorliegende Thematik inzwischen gleichwohl adressiert. Mit dem Stromgesetz sollen diverse Regeln angepasst (siehe 2.4) werden. Die Vergütungshöhe hat sich künftig nach schweizweit einheitlichen Regeln mindestens am vierteljährlich gemittelten Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung zu orientieren. Treten diese Änderungen in Kraft, ist zu erwarten, dass die in den Vorstössen bemängelten Unterschiede zwischen den Einspeisevergütungen in den Netzgebieten künftig weiter abnehmen. Gleichzeitig treten auf Bundesebene weitere Änderungen in Kraft, um der Tatsache gerecht zu werden, dass der Anteil an Solarstrom im Schweizer Stromnetz eine systemrelevante Komponente bekommen hat.

Das zentrale Anliegen der Motion 2021/627 und jenes des Postulats 2021/144, im Kanton für eine Vereinheitlichung der PV-Einspeisetarife zu sorgen, ist damit bereits durch die Anpassungen auf eidgenössischer Ebene erfüllt, wie in Postulat 2022/511 gefordert auch für Solar-Contractoren. Mit dem Stromgesetz werden die Rahmenbedingungen für den Zubau von PV und die Integration von PV ins Stromnetz auch sonst verbessert (siehe 2.4). Es ist davon auszugehen, dass diese Verbesserungen sich in einer weiteren Zunahme des PV-Zubaus niederschlagen.

⁴ Die die maximale Last am Übertragungsnetz lag in den letzten Jahren je nach Monat zwischen 5.5 und 9.5 GW (<https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/grid-data/load.html#vertikale-netzlast>). Diese Leistung kann mit einer gewissen Marge vom Übertragungsnetz an die unteren Netzebenen weitergegeben werden ([Wie bringt man 50 GW ins Netz? - Bulletin DE](#)).

⁵ Weil die Amortisation vom Anlagentyp abhängt, schlägt der Bundesrat in der aktuellen Vernehmlassung für die einzelnen Anlagentypen unterschiedliche Minimalvergütungen vor. Die Minimalvergütung greift dann, wenn der Referenzmarktpreis tiefer ist als die Minimalvergütung.

Vor diesem Hintergrund und gestützt auf den Dialog mit den regionalen Energieversorgungsunternehmen empfiehlt der Regierungsrat, vorerst den Ausgang der Volksabstimmungen über Stromgesetz und kantonales Energiegesetz abzuwarten. Bevor über weitere Massnahmen entschieden wird (siehe 2.6.5 und 2.6.6), sollte ausserdem die weitere Entwicklung des PV-Zubaus engmaschig verfolgt und beobachtet werden, wie sich (bei einer Zustimmung durch das Stimmvolk) die angedachten Gesetzesänderungen auf Bundesebene insgesamt auswirken (z. B. der vorgesehene Neigungswinkelbonus, der auf mehr winterstromoptimierte Anlagen abzielt). Ansonsten besteht das Risiko, dass unnötige und für die Stromkonsumentinnen und Stromkonsumenten teure Doppelspurigkeiten entstehen. Die regionalen Energieversorger haben sich bereit erklärt, den Kanton beim Aufbau eines «Quartalsreporting Photovoltaik» zu unterstützen (siehe 2.6.4).

Aus Sicht des Regierungsrats gilt es sicherzustellen, dass Strom aus PV gut ins Stromnetz integriert werden kann und auch der Ausbau der übrigen erneuerbaren Energien voranschreitet. Für die Versorgungssicherheit und die jahreszeitliche Glättung der Solarstrom einspeisung ist wichtig, dass Anlagen mit unterschiedlichem Produktionsprofil zugebaut werden (auch solche mit Ost- / Westausrichtung oder zur Maximierung des Winterstromanteils in senkrechter Aufstellung). Im «Stromgesetz» sind, wie unter 2.4 erwähnt, verschiedene Mechanismen enthalten, von denen eine Verbesserung der Marktsituation von PV respektive deren Integration ins Energiesystem erwartet werden.

Der Regierungsrat wird spätestens im Energieplanungsbericht 2026 über die Entwicklungen beim Zubau der Stromproduktion aus PV-Anlagen berichten und dem Landrat – bei Bedarf – Vorschläge betreffend PV unterbreiten. Dabei berücksichtigt er, dass PV-Anlagen im Kanton bereits bisher moderat besteuert werden und für die Förderung von PV-Anlagen in erster Linie der Bund zuständig ist.

Wichtig sowohl für den PV-Zubau wie auch für die Integration des PV-Stroms in die Stromnetze wäre vorerst jedoch, dass sowohl das Stromgesetz wie auch die Änderungen des kantonalen Energiegesetzes tatsächlich in Kraft treten.

2.6.4 *Kurzfristige Konsequenzen*

Als Grundlage für spätere Entscheidungen baut der Regierungsrat mit Unterstützung von den regionalen Energieversorgern EBL und Primeo Energie derzeit ein «Quartalsreporting Photovoltaik» auf. Dies in der Absicht, den PV-Zubau engmaschig verfolgen und damit eine bessere Entscheidungsgrundlage zu schaffen. Das kantonale Amt für Daten und Statistik steht bereits im Austausch mit EBL und Primeo Energie. Die erste Ausgabe des Quartalsreportings sollte nach der Sommerpause 2024 vorliegen.

2.6.5 *Beurteilung der Vorstösse und denkbare Alternativen aus Sicht des Regierungsrats*

Die **Motion 2021/627** fordert eine Ergänzung von § 32 des EnG BL, die es dem Regierungsrat erlauben würde, den Netzbetreibern im Kanton Basel-Landschaft «die Höhe der Vergütung» und damit eine eigene «minimale» Einspeisevergütung vorzugeben. **Stellungnahme:** Aus Sicht des Regierungsrats ist die Regelung der Vergütung (des Graustroms) im Bundesrecht abschliessend und würde eine solche Bestimmung gegen das Bundesrecht verstossen. Bestünde bei einem Nein zum Stromgesetz im Kanton Basel-Landschaft weiterhin die Absicht, im Kanton auf die Vergütung von PV einzuwirken, müsste die Intervention (um einen Widerspruch zum Bundesrecht zu vermeiden) auf die Höhe der Vergütung für die HKN (also für die Stromqualität und nicht für den Graustrom) abzielen⁶. Eine solche Intervention hätte nach Auffassung des Regierungsrats nicht über § 32 EnG BL zu erfolgen, sondern über einen Leistungsauftrag nach § 29 EnG BL. Über einen Leistungsauftrag wäre sichergestellt, dass die Netzbetreiber die dafür anfallenden Kosten nach § 29 Abs. 2 EnG BL auf die Stromkonsumenten überwälzen können. Der Regierungsrat empfiehlt, eine

⁶ Denkbar wäre beispielsweise, mit dem Leistungsauftrag Anreize für den Zubau von Photovoltaik-Anlagen mit einem hohen Winterstromanteil zu erhöhen und Herkunftsnachweise für den Winter höher zu vergüten

solche Intervention nur in Betracht zu ziehen, wenn das Stromgesetz abgelehnt wird und der PV-Zubau wieder signifikant abnehmen würde. Ein solcher Leistungsauftrag würde in jedem Falle eine Ergänzung von § 29 EnG BL Abs. 1 um einen dafür bestimmten Buchstaben bedingen.

Das **Postulat 2022/511** «Schaffung investitionsfreundlicher Rahmenbedingungen für Photovoltaikanlagen» beauftragt den Regierungsrat, «die notwendigen Schritte einzuleiten, um gesamtkantonal einen minimalen und langfristig stabilen Rücklieferarif (Energie und Herkunftsnachweise [HKN]) für die Einspeisung von Solarstrom zu erarbeiten. Die Höhe des Rücklieferarifs habe sich an den durchschnittlichen Gestehungskosten der Solarenergie in Abhängigkeit zur Grösse der PV-Anlage zu orientieren». **Stellungnahme:** Die Vergütung von Solarstrom ist im Bundesrecht abschliessend geregelt. Treten die vorgesehenen Gesetzesänderungen auf Bundesebene in Kraft (siehe 2.4), richtet sich die Vergütung künftig nach dem vierteljährlich gemittelten Referenz-Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung. Von einer kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV), wie eine solche im Postulat aufgeworfen wird, ist das Bundesparlament bereits vor ein paar Jahren bewusst abgerückt. Eine fixe Vergütung würde den unterschiedlichen Wert, den Strom hat, in keiner Weise berücksichtigen. Auch der Kanton Solothurn verfolgt die Solar-Risikoversicherung nach eigenen Angaben derzeit nicht weiter und verweist u. a. auf die vorgesehene Einführung der gleitenden Marktprämie mit dem Stromgesetz.

Das Postulat **2021/144** «Solarenergie – Vergütungstarife harmonisieren» beauftragt den Regierungsrat zu prüfen und zu berichten, «wie eine Harmonisierung der Vergütungstarife erreicht werden kann, wünschenswerterweise überregional». **Stellungnahme:** Die Höhe der Einspeisevergütungen haben seit Einreichung des Vorstosses zugenommen und die Differenzen zwischen Einspeisevergütungen in den Netzgebieten abgenommen. Treten die vorgesehenen Gesetzesänderungen auf Bundesebene in Kraft (siehe 2.4), ist zu erwarten, dass die im Vorstoss bemängelten Unterschiede zwischen den Einspeisevergütungen in den Netzgebieten künftig weiter abnehmen. Zudem können die Stromproduzentinnen und -produzenten bereits heute ihren produzierten Strom und den Herkunftsnachweis einem anderen Anbietenden verkaufen.

2.6.6 Weitere Handlungsoptionen im Kanton

Der Regierungsrat hat im Energieplanungsbericht 2022 einen Förderbonus für Gebäudeeigentümerinnen und Gebäudeeigentümer vorgeschlagen, die eine Dach- oder Fassadensanierung mit dem Einbau einer PV-Anlage (und damit zwei sehr sinnvolle Massnahmen) kombinieren (siehe Energieplanungsbericht 2022, Massnahme M11). Der Regierungsrat entscheidet nach den Volksabstimmungen und Vorliegen des ersten Quartalreports PV, ob er dem Landrat in der auf Q1/2025 vorgesehenen Landratsvorlage zum Förderprogramm ab 01.01.2026 einen solchen Bonus weiterhin vorschlägt. Er berücksichtigt dabei die eingetrübten finanzhaushaltspolitischen Aussichten des Kantons und den Umstand, dass es möglicherweise Bereiche gibt, die für Förderbeiträge noch vorranglicher sind. Von Förderbeiträgen an PV-Anlagen, die bei Annahme der Änderung des EnG BL nach § 35 Abs. 2 Buchstabe j grundsätzlich ebenfalls möglich wären, sieht der Regierungsrat ab. Dies, weil in erster Linie der Bund für die Förderung der PV zuständig ist.

Sollte die Änderung des EnG BL angenommen werden, hätte der Regierungsrat dank des neuen § 29 Abs. 1 Bst. e künftig grundsätzlich auch die Kompetenz, den Netzbetreibenden einen Leistungsauftrag für einen definierten Zubau von Anlagen zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien, also auch für den Zubau der PV, zu erteilen (siehe 2.5).

Wie in Kapitel 2.6.3 bereits ausgeführt, empfiehlt der Regierungsrat, vorerst den Ausgang der Volksabstimmungen über Stromgesetz und kantonales Energiegesetz abzuwarten bevor über weitere Massnahmen entschieden wird. Ausserdem sollte die weitere Entwicklung des PV-Zubaus engmaschig verfolgt und beobachtet werden, wie sich (bei einer Zustimmung durch das Stimmvolk) die angedachten Gesetzesänderungen auf Bundesebene insgesamt auswirken.

3. Antrag

Gestützt auf die vorstehenden Ausführungen beantragt der Regierungsrat dem Landrat, die Motion 2021/327 «Vergütung von eigenproduzierter Energie durch den Netzbetreiber» und die Postulate 2021/144 «Solarenergie – Vergütungstarife harmonisieren» und 2022/511 «Schaffung investitionsfreundlicher Rahmenbedingungen für Photovoltaikanlagen» abzuschreiben.

Liestal, 14. Mai 2024

Im Namen des Regierungsrats

Die Präsidentin:

Monica Gschwind

Die Landschreiberin:

Elisabeth Heer Dietrich