



per E-Mail als Word und PDF an:
vernehmlassung.paket-ch-eu@eda.admin.ch

Eidg. Departement für auswärtige Angelegenheiten EDA
3003 Bern

Bern, 30. Oktober 2025

Vernehmlassungsantwort zum Paket «Stabilisierung und Weiterentwicklung der Beziehungen Schweiz–EU»; Teil Stromabkommen

Sehr geehrte Damen und Herren

Auch wenn sie nicht zur Stellungnahme eingeladen worden ist, dankt die Schweizerische Vereinigung für Sonnenenergie SSES für die Möglichkeit, sich zum Stromabkommen im Paket zur Stabilisierung und Weiterentwicklung der Beziehungen Schweiz–EU zu äussern.

Die SSES mit rund 4000 Mitgliedern setzt sich seit über 50 Jahren für die Förderung der Sonnenenergie sowie die Energiewende ein. Der schweizweit in 11 Regional- und Fachgruppen organisierte Verein setzt seine Vision «Für eine Schweiz, 100% erneuerbar» mit Hilfe diverser Projekte um. Sie engagiert sich im Besonderen für den Ausbau der Solarenergie und den sparsamen Energieverbrauch.

Aus diesem Grund beschränkt sich die Stellungnahme der SSES auf das Stromabkommen und den Umsetzungserlass, da diese von Bedeutung für die Sonnenenergie und die Energiewende sind. Folglich verzichtet die SSES auf eine grundsätzliche europapolitische Positionierung ebenso wie auf Bemerkungen zu den anderen Teilen des Pakets.

Zusammenfassung

Aus Sicht der SSES bringen das Stromabkommen und die vorgeschlagenen Umsetzungsbestimmungen in der vorliegenden Form keine Verbesserung für die Sonnenenergie. Stattdessen schaffen sie neue Unsicherheiten. Die SSES erachtet aber das Stromabkommen in seiner jetzt vorliegenden Form für die kommenden politischen Debatte als gegebenen Rahmen.

Umso mehr kommt es im Umsetzungserlass darauf an, die Mängel des Abkommens nicht nur auszugleichen, sondern Fortschritte bei der Energiewende und dem Ausbau der Solarenergie zu erreichen. Dies ist angesichts der Klimaveränderung mit inzwischen massiven Folgen dringend nötig. Zudem hat das deutliche Ja zum Stromgesetz (Mantelerlass) vergangenes Jahr die mit der Energiestrategie 2050 im Jahr 2017 eingeschlagene Richtung klar bestätigt. Und nicht zuletzt verfolgt das Stromabkommen das Ziel, die erneuerbaren Energien auszubauen.

Die vom Bundesrat verfolgte Marktlogik bei der Umsetzung des Abkommens lehnt die SSES ab, da sie der Energiewende alles andere als förderlich ist. In diesem Zusammenhang bemängelt die SSES, dass im erläuternden Bericht nicht klar nachvollziehbar ist, welche Bestimmungen durch das Stromabkommen zwingend sind, welche Änderungen noch zu erwarten sind (z. B. nach Auslaufen von Übergangsfristen) und welcher politische Spielraum für Anpassungen des Umsetzungserlasses besteht.

Die SSES macht daher verschiedene Verbesserungsvorschläge, deren Umsetzung zu prüfen ist. Alle zielen darauf ab, die Sonnenenergie als kritische Infrastruktur zu betrachten. Entsprechend möchte



die SSES anregen, nicht mehr von der «Förderung der Sonnenenergie» zu sprechen, sondern von der «langfristigen Finanzierung kritischer Infrastruktur», um die Finanzierung der Energiewende, insbesondere der Sonnenenergie, den aktuellen Gegebenheiten anzupassen, damit der Ausbau rasch wieder Fahrt aufnimmt.

Die Vorschläge der SSES umfassen marktbasierte Modelle mit allen Risiken und Chancen für die Investorinnen und Investoren, sowie Modelle, die die Investitionssicherheit fördern. Letztere umfassen ein Kapazitätsmodell basierend auf dem Modell der Tolling-Verträge und ein Modell mit einer Reform der Gleitenden Marktprämie. Als stärker markt- und risikoorientierte Modelle werden eine Winter-KEV und ein Smart-Grid-Bonus-System vorgeschlagen. Weitere Angaben dazu finden sich am Schluss der Stellungnahme.

Einleitung

Diesen Sommer hat der Bundesrat die Zwischenziele 2030 für den Ausbau der erneuerbaren Energien bekannt gegeben. Damit wird die Umsetzung des im letzten Jahr in der Volksabstimmung deutlich angenommen Stromgesetzes konkreter. Die gute Nachricht wird allerdings getrübt durch die von Pronovo ebenfalls im Sommer publizierten Zahlen zu den Neuansmeldungen von Photovoltaik-Anlagen: Der Zubau geht massiv zurück und fällt deutlich hinter die Wachstumsraten der letzten Jahre.¹ Dabei müsste das Wachstum zunehmen.

Um die Ziele bis 2030 für Solarstrom zu erreichen, müssten ab jetzt jährlich 2 bis 2,5 GWp Photovoltaik zugebaut werden. Die Prognosen für dieses Jahr deuten auf ein Wachstum von nur 1,5 GWp hin. Das zeigt: Der Solarausbau ist derzeit ausgebremst. Der Grund dafür sind zahlreiche Unsicherheiten.² Und wer nicht sicher ist, dass sich die Solaranlage amortisiert, wird kaum investieren.

Um die Solarbremsen zu lösen, braucht es Planungssicherheit mit stabilen Förderbedingungen, Investitionssicherheit mit klaren Rahmenbedingungen für die Amortisation sowie massive Vereinfachungen in der Förder- und Finanzierungspolitik. Zudem braucht es Rechtssicherheit: Wer eine Solaranlage betreibt, muss Gewähr haben, dass die Bedingungen während der Laufzeit stabil bleiben.

Dies ist nicht gegeben, wenn die Marktregeln immer wieder ändern und laufend in Frage gestellt werden können. Doch genau dies droht mit der regelmässigen Überprüfung der Fördermassnahmen hinsichtlich Vereinbarkeit mit dem Beihilferecht. Hier stellt die SSES einen tiefen inneren Widerspruch und einen der wichtigen Mängel des Stromabkommens fest.

Dazu kommt, dass das Abkommen die Wasserkraft speziell absichert. So gelte die Autonomie bei der Festlegung des Strommixes gemäss erläuterndem Bericht (S. 621) «insbesondere für die Wasserkraft» und das Stromabkommen enthalte «keine Vorgaben zur Wasserkraft, also auch [nicht] hinsichtlich der Vergabe von Konzessionen oder des Wasserzinses.» Und da sie ein wesentlicher Teil der Stromreserve ist, die im Abkommen ebenfalls abgesichert wird, erhält die Wasserkraft zusätzlichen Schutz. Im Vergleich dazu fehlen Absicherungen für die Sonnenenergie. Dabei ist sie neben der Wasserkraft künftig der zweite Pfeiler der Energieversorgung unseres Landes und verfügt im Vergleich zur Wasserkraft über ein noch riesiges unausgeschöpftes Potential. Ausnahmeregelungen analog der besonderen Bestimmungen zur Wasserkraft für die Sonnenenergie hätten im Stromabkommen diesen Tatsachen Rechnung getragen.

Aus Sicht der SSES ist schliesslich nicht nachvollziehbar, weshalb das Ziel für den Anteil Erneuerbare bis 2030 nur indikativ im Stromabkommen verankert ist. Eine verbindliche Festlegung hätte

¹ Vgl. SSES-Medienmitteilung vom 21.08.2025:
www.sses.ch/de/bundesrat-muss-klare-zeichen-fuer-die-solarenergie-setzen/

² Vgl. SSES-Medienmitteilung vom 22.07.2025:
www.sses.ch/de/umsetzung-des-stromgesetzes-solarbremsen-verhindern-erreichen-der-ziele/



mehr Planungssicherheit geschaffen, böte dies doch die Möglichkeit, die Ausgestaltung der Massnahmen an der Zielerreichung festzubinden.

Die SSES bestreitet nicht, dass das Stromabkommen die Versorgungssicherheit stärkt und zur Netzstabilität sowie der Vereinfachung des Stromhandels beitragen kann. Für die Energiewende und den Ausbau der Sonnenenergie hätte es aber noch grosses Verbesserungspotential.

Vorteile und Risiken

Die SSES hat das Stromabkommen und den Umsetzungserlass analysiert und verschiedene Chancen und Risiken sowie Stärken und Schwächen identifiziert, die sie Mitte September dieses Jahres in einem Faktenblatt veröffentlicht hat.³ Im Folgenden werden die wesentlichen Punkte wiederholt. Aus Sicht der SSES sollen in der Debatte um den Umsetzungserlass die Gefahren gemindert oder ausgeglichen und die Vorteile gestärkt werden.

Ausbau der Erneuerbaren in der Schweiz

Generell erscheint das Stromabkommen als Risiko für den Ausbau der Erneuerbaren in der Schweiz. Der Mindestanteil an inländischen erneuerbaren Energien, eine der grossen Errungenschaften des Stromgesetzes, in der Grundversorgung entfällt. Stattdessen gilt ein allgemeiner Mindestanteil an Erneuerbaren – dieser kann auch mit ausländischem Strom erfüllt werden. Für Kundinnen und Kunden im freien Markt gibt es keine entsprechende Vorgabe. Dadurch entsteht eine Entsolidarisierung: Wer in den freien Markt wechselt, trägt möglicherweise nicht mehr zum Ausbau der erneuerbaren Energien bei. Dazu kommt: der Markt der Grundversorgung wird schrumpfen, da a) alle, auch die grundversorgten Kunden, in den freien Markt wechseln können und b) die Grundversorgung neu nur noch bis 50 MWh/a gilt (statt bisher 100 MWh/a), alle Verbraucher über 50 MWh/a müssen in den freien Markt wechseln (anders als bisher, wo sie in den freien Markt wechseln können; davon haben weniger als 2/3 der grossen Verbraucher bisher Gebrauch gemacht).

Auch die Vereinfachung der Stromimporte trägt nicht dazu bei, dass der Bedarf an inländischer erneuerbarer Energie zunimmt. Denn mit dem Stromabkommen hat die Schweiz garantierte 8 TWh Importmöglichkeit, was zwar den politischen Druck auf Betriebsverlängerungen von AKW und dem Zubau fossiler Kraftwerke senken kann. Dies konterkariert aber auch die Ausbauziele der Erneuerbaren in der Schweiz: Wird der Import gestärkt, so senkt dies den Druck auf den Ausbau der Erneuerbaren.

Förderung der erneuerbaren Energien

Einer der zentralen Punkte des Stromgesetzes, der Minimaltarif für PV-Abnahmevergütungen, droht nach nur wenigen Jahren wieder abgeschafft zu werden. Dies sieht zumindest der Bundesrat in der Vernehmlassungsvorlage vor.

Dazu kommt die Änderung der Abnahme- und Vergütungspflicht: Neu wäre der Grundversorger nur noch verpflichtet, den Strom von Anlagen bis 200 kWp Leistung abzunehmen und zu vergüten; es ist nicht geregelt, wie grössere Anlagen den Strom absetzen können, zumal diese dann neu «Bilanzkreisverantwortung»⁴ hätten.

³ Vgl. SSES-Medienmitteilung vom 12.09.2025:

www.sses.ch/de/sses-veroeffentlicht-faktenblatt-zum-stromabkommen/

⁴ gemäss Erläuterndem Bericht, S. 642: *Alle Marktteilnehmer sind grundsätzlich für die von ihnen im System verursachten Bilanzkreisabweichungen verantwortlich (Art. 5 der Strombinnenmarkt-Verordnung). Ausgenommen sind Stromproduktionsanlagen aus erneuerbaren Quellen bis zu einer Leistung 200 kW. In der Schweiz müssen bislang Netzbetreiber die Elektrizität aus erneuerbaren Energien oder fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK-Anlagen) mit einer Leistung von bis zu 3 MW abnehmen und vergüten; somit tragen die Betreiber dieser Anlagen keine Bilanzverantwortung. Die Abnahme- und Vergütungspflicht muss aufgrund von Artikel 5 der Strombinnenmarkt-Verordnung angepasst werden.*



Die Förderinstrumente sind zudem dem Damoklesschwert der neuen Schweizer «Überwachungsbehörde» ausgeliefert, die laufend prüft, ob die Förderung mit den Vorschriften für EU-Beihilfen (die die EU in Zukunft auch einseitig ändern kann) vereinbar ist. Dies mindert die Planungs- und Rechtssicherheit für die Amortisation von Anlagen. Dies gilt auch für Förderprogramme auf kantonaler oder Gemeindeebene.⁵

Schweizer Herkunftsnachweise (HKN) für erneuerbaren Strom werden von der EU mit dem Stromabkommen wieder anerkannt. HKN sind aber in der Schweiz wie in der EU fast wertlos. Ohne Abnahme durch den Verteilnetzbetreiber bringen sie am Markt nur rund 0.1 Rp/kWh.⁶ Ab 2027 gelten HKN zudem nur noch quartalsweise⁷ – Sommer-HKN sind im Winter nicht mehr gültig. Damit leisten sie kaum einen Beitrag zur Amortisation von Solaranlagen.

Preiswettbewerb

Mit der Marktöffnung wird der Druck auf die Energiepreise auch in der Grundversorgung zunehmen. Dies nicht zuletzt, wenn vermehrt Energieanbieter aus der EU in der Schweiz Strom verkaufen.⁸ Dadurch könnte mehr Geld für den Ausbau der Erneuerbaren frei gemacht werden, weil bei einem tieferen Preis pro kWh Geld übrig bleibt für Investitionen in Erneuerbare. Der Preisdruck könnte aber auch dazu führen, dass inländische Erneuerbare nicht mehr wirtschaftlich genug sind, um die benötigten Investitionen auszulösen. Denn grosse, ausländische Freiflächenanlagen (z.B. spanische PV) und norddeutsche Windkraftanlagen produzieren preisgünstiger als es die inländischen, eher kleinteiligen Erneuerbaren jemals können werden.

Versorgungssicherheit

Zweifellos verbessern die Möglichkeit von Stromimporten die Versorgungssicherheit. Das Risiko, in eine Strommangellage zu geraten, sinkt. Kommt es zu einer Strommangellage, ist allerdings der garantierte Import entscheidend. Da jedoch alle Nachbarländer ähnliche Strategien bezüglich der Energiewende verfolgen, ist eine gleichzeitige Mangellage wahrscheinlich. Wie bei Corona⁹ oder der Gas-krise¹⁰ gezeigt, sind Verträge in Krisen nicht garantiert. Daher ist Vorsicht bei Erwartungen an Lieferzusagen und «gleichlangen Spiessen» geboten. Sinnvoller wäre der Ausbau und die Stärkung der inländischen PV im Sinne einer «strategischen Infrastrukturaufgabe».

Grundversorgung

Es gibt weiterhin eine Grundversorgung, allerdings nur noch für einen Verbrauch bis 50 MWh/a, statt wie bisher bis 100 MWh/a. Haushalte und Unternehmen mit einem Verbrauch bis 50 MWh/a können zudem vom freien Markt wieder in die Grundversorgung wechseln. Fallen Kundinnen oder Kunden nach einer Lieferunfähigkeit oder einem Konkurs ihres freien Anbieters in die Grundversorgung zurück, müssen sie zu nicht näher präzisierten Bedingungen wieder aufgenommen werden. Das Risiko hoher Strompreise tragen dann die Grundversorger, die Strom langfristig und strukturiert einkaufen

⁵ Vgl. Erläuternder Bericht, S. 681: Beispielsweise haben Kantone und Gemeinden, welche die Installation von Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen finanziell fördern, bei der Ausgestaltung ihrer Förderprogramme die EU-Förderregeln zu beachten. Dies betrifft etwa kantonale Förderprogramme oder eigene Aktivitäten der Kantone bei der Nutzung erneuerbarer Energien. Die meisten kantonalen Förderprogramme dürften jedoch unter die mit der EU vereinbarten Mindestschwellen fallen.

⁶ flex-power.energy/de/ppa-plattform-powermatch/herkunftsnachweise/ - Umrechnung €/MWh in €/kWh : €/MWh / 10

⁷ www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/herkunftsnachweise-und-stromkennzeichnung.html

⁸ In der Theorie ist das jetzt auch schon möglich: Endkunden im freien Markt können bei einem ausländischen Anbieter einkaufen. In der Praxis findet dies aufgrund zweier Handelshemmnisse nicht statt: a) fehlendes Market Coupling mit der EU und b) frei verfügbare Grenzkapazitäten.

⁹ Masken, welche von einem in Deutschland gelegenen Auslieferungslager einer Schweizer Firma in die Schweiz gebracht werden sollten, wurden an der Grenze von den Deutschen gestoppt:

www.blick.ch/politik/streit-um-medizinprodukte-italien-und-deutschland-blockieren-lieferungen-id15791576.html

¹⁰ Deutschland hatte sich damals um Verträge focht und Gas aufgekauft, was schon anderen versprochen war:

www.klimareporter.de/gebaeude/europa-kauft-den-gasmarkt-leer-und-asien-schaut-in-die-roehre
www.infospirer.ch/politik/welt/europa-hamstert-fluessiggas-in-pakistan-gehen-die-lichter-aus/



müssen, ohne zu wissen, wie viele Kundinnen und Kunden und somit welchen Absatz sie haben werden, während Gewinne zuvor beim freien Markt lagen – eine asymmetrische Verteilung von Risiko und Ertrag. Damit steigt für die Grundversorger auch das Risiko in eigene Anlagen (Wasser, Wind und Solar) zu investieren, was den Ausbau der Erneuerbaren zusätzlich bremst.

Es stellt sich allerdings auch die Frage, inwiefern die Regulierung von Marktöffnung und Grundversorgung durch das Stromabkommen vorgegeben ist und welcher Handlungsspielraum für die Umsetzung im Inland besteht. Sowohl das Stromabkommen wie die zu Grunde liegende Strombinnenmarkt-Richtlinie sind diesbezüglich sehr offen formuliert ist. Die SSES würde ein Beibehalten der bestehenden Regelungen begrüßen, da dies für alle Akteure mehr Sicherheit schafft.

Umsetzungs- und Folgekosten

Die Umsetzung des Abkommens, insbesondere die weiterreichende Entflechtung für die 16 grossen Verteilnetzbetreiber und die Anpassungen im Zusammenhang mit der Marktöffnung für alle Endverbraucher, wird zu relevanten Anpassungskosten und Regulierungskosten¹¹ für die Strombranche führen, welche diese an die Endkunden weitergeben werden müssen. Daneben muss der Verwaltungsapparat zur Umsetzung und Kontrolle massiv ausgebaut werden. Diese Gelder wären sinnvoller in den Ausbau der Erneuerbaren investiert.

Ausgleichsenergie / Regelernergie

Im Zusammenhang mit der Entflechtung werden Verteilnetzbetreiber künftig keine (Batterie-) Speichereinrichtungen oder Ladestationen für Elektromobilität besitzen und betreiben dürfen. Mit Verweis auf die EU-Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie könnte der Bundesrat aber Ausnahmen zulassen. Allerdings ist unklar, welche Ausnahmen der Bundesrat beschliessen würde. Weder der erläuternde Bericht noch der Erlassentwurf machen dazu Angaben. Der Bundesrat muss daher in der Botschaft ans Parlament die Ausnahmen präzisieren, um weitere Unsicherheiten zu vermeiden. Dies nicht zuletzt, weil die Staaten bei der Umsetzung von EU-Richtlinien mehr Spielraum als bei EU-Verordnungen haben. Ausnahmen sollten insbesondere zu Gunsten der Netzsteuerung möglich sein. Dadurch lassen sich teure Netzausbauten und Ausgleichsenergiekosten vermeiden. Zur besseren Absicherung sollte diese Ausnahmeregelung bereits im Gesetz festgeschrieben werden.

Intraday-Handel und Ausgleichsenergie könnte neu EU-weit gekauft und verkauft werden – dies kann allenfalls die Preise für Energie senken, zumindest, wenn die Schweiz am börsenorientierten Handel für Ausgleichsenergie festhält, denn aufgrund der Öffnung der Grenzen für Strom könnte auch im Ausland Ausgleichsenergie beschafft werden. Die Preise für Ausgleichsenergie sind allerdings erst seit Einführung von Picasso (Mitte 2022), einem EU-Börseninstrument, massiv gestiegen.¹²

Durch den breiteren Regeler Energiemarkt wird der Druck auf Schweizer Speicherwasserkraft verringert, Wasser könnte länger für produktionsschwache Wintermonate gespeichert werden. Allenfalls braucht es insgesamt weniger Regeler Energie, weil die Schweiz wieder an den EU-Kapazitätsplanungen teilnehmen könnte und damit Stromflüsse besser planbar wären. Die Winterspeicherung ist allerdings jetzt schon mit der Winterreserve gewährleistet. Es ist fraglich, ob die Speicherwasserbetreiber wirklich

¹¹ Gemäss erläuterndem Bericht S. 859 und 861 : allein beim Bund 18 neue Vollzeitstellen und CHF 1.7 Mio mehr pro Jahr, für das Gesamtabkommen wird beim Bund mit 100 zusätzlichen Vollzeitstellen gerechnet, zusätzlich gibt es Teilnahmegebühren für ACER (S. 625, ca. 1.4 Mio CHF/Jahr), finanzielle Entschädigungen während max. sieben Jahren für Grenzkraftwerke, eine neu zu schaffende Schlichtungsstelle (S. 637) und einen neu zu schaffenden «Strommarktbetreiber» (NEMO, S. 629), weiterhin braucht es einen Regulator, der «Anschluss und Zugang zum Netz, inklusive Tarifierung» festlegt (S. 630).

¹² Vgl. Bericht EICOM, Picasso wurde 2023/24 eingeführt als Vorwegnahme des Stromabkommens, vorher gab es Kapazitätsverträge mit festen Preisen für Ausgleichsenergie, diese waren prognostizierbar und preiswerter:

www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2024/bericht-regelleistung-regelernergie-2023.pdf.download.pdf/Bericht%20E2%80%93Regelleistung%20und%20Regelernergie%202023.pdf
[www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/mitteilungen_2024/hohe-preise-fuer-sekundaerregelernergie.pdf.download.pdf/Hohe%20Preise%20f%C3%BCr%20Sekund%C3%A4rregelernergie%20\(SRE\).pdf](http://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/mitteilungen_2024/hohe-preise-fuer-sekundaerregelernergie.pdf.download.pdf/Hohe%20Preise%20f%C3%BCr%20Sekund%C3%A4rregelernergie%20(SRE).pdf)
www.beobachter.ch/geld/wirtschaft/nutzlose-reform-kostet-stromkonsumenten-millions-565465



freiwillig auf saisonale Speicherung umstellen oder weiterhin dann verkaufen, wenn der Strompreis gut ist, zumal sie neu wieder am EU-Intradayhandel teilnehmen könnten.

Die ungewollten Grenzflüsse und damit einhergehenden Redispatch¹³-Massnahmen und Netzsicherstellungen könnten auf technischer Ebene durch Phasenschieber oder einer künstlichen Begrenzung der Leitungskapazitäten entgegengewirkt werden. Abgesehen davon existiert für diese Problematik schon ein technisches Abkommen¹⁴ mit den EU-Nachbarländern, welches allerdings jährlich erneuert werden muss.

Verbesserungsvorschläge

Die Photovoltaik hat sich in den letzten 15 Jahren aus der Nische zur relevanten Infrastruktur für die Energieversorgung entwickelt. Die Herausforderungen sind bekannt: potentielle Überproduktionen an sonnenreichen Stunden, der vermehrte Bedarf an kurzfristiger Ausgleichsenergie sowie die zunehmenden Totzeiten im System aufgrund von z.B. privat gesteuerten Batterien und Eigenverbrauchsoptimierungen, die die Prognose des Strombedarfs erschweren.

Die Modalitäten zur Förderung und Finanzierung müssen dieser Entwicklung folgen und Sicherheit bei der Planung der Amortisation von Anlagen schaffen. Dazu stellen wir Vorschläge zur Diskussion, die im Rahmen des Umsetzungserlass zum Stromabkommen zu prüfen sind. Dabei sind im Sinne eines Zwei-Säulen-Systems zwei Typen von Modellen zu unterscheiden: marktbasierte Modelle mit allen Risiken und Chancen und Modelle, die eine planbare Amortisation bieten, bei denen aber auch die Möglichkeiten, Gewinne zu erwirtschaften, beschränkt sind. Wer in Photovoltaik investieren will, muss sich einmalig für den einen oder anderen Modell-Typ entscheiden.

Als neue Modelle mit Schwerpunkt Investitionssicherheit schlagen wir das Kapazitätsmodell mit Tolling-Vertrag und ein Modell basierend auf der Gleitenden Marktpremie vor:

Modell 1: Kapazitätsmodell mit Tolling-Vertrag

Bei diesem Modell erhalten die Produzenten von PV-Strom einen fixen Kapazitätspreis in Franken pro kWp bereitgehaltener Leistung und Jahr. Dafür gibt es kein Entgelt mehr für die eingespeiste Energie. Der Verteilnetzbetreiber darf zudem die aktuelle Einspeisung am Übergabepunkt zwischen 0-100% der momentanen Anlagenleistung steuern. Energie, welche der Verteilnetzbetreiber nicht bezieht, kann als Eigenverbrauch genutzt werden. Für Verteilnetzbetreiber sowie Investorinnen und Investoren ergibt sich so eine Win-Win-Lösung: netz- und energiedienliche Einbindung der PV-Anlagen für den Verteilnetzbetreiber und Planungssicherheit für die Investition. Zur Umsetzung schliessen Anlagenbesitzende und Verteilnetzbetreiber Vereinbarungen analog den Tolling-Verträgen¹⁵ im Bereich von Batterie-Energiespeichersystemen ab. Damit kann auf ein bewährtes Instrument abgestützt werden.

Modell 2: Reform der Gleitenden Marktpremie

Bei diesem Modell wird am Grundprinzip der Gleitenden Marktpremie festgehalten: Es gilt ein individuell auktionierter Preis pro kWh pro Anlage, ausgestaltet als Contract for difference. Neu erhält der

¹³ Redispatch bedeutet «Leistungsumlagerung» - wird gemacht, wenn ungeplant einer Leitung die Überlastung droht, Bsp. Die Übertragungsleitung von Nord nach Süd in der Schweiz droht zu überlasten. Swissgrid macht einen «Redispatch», indem einem Kraftwerk im Norden die Anweisung gegeben wird, entgegen dem Fahrplan weniger zu produzieren, einem Kraftwerk im Süden dann die Anweisung gegeben wird, mehr zu produzieren. Diese «Redispatch-Massnahmen» werden den Kraftwerken gesondert entschädigt. Typische, dafür geeignete Kraftwerke sind Wasserkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke, in (naher) Zukunft wohl auch grosse Batterien.

¹⁴ Vgl. www.swissgrid.ch/de/home/newsroom/newsfeed/20241112-01.html

¹⁵ Tolling-Verträge werden auch «Capacity Purchase Agreement (CPA)» genannt, vgl. www.interconnector.de/wissen/verguetungsmodell-capacity-purchase-agreement-cpa/



Verteilnetzbetreiber aber die Möglichkeit, am Übergabepunkt steuernd einzugreifen. Die Dauer der Vereinbarung wird entsprechend nicht mehr zeitlich, sondern hinsichtlich einer produzierten Menge Energie fixiert, allenfalls gestaltet mit «Mengenausgleich» nach einer Maximalzeit. Weiter gilt, dass wenn der Verteilnetzbetreiber nicht 100% der möglichen Leistung einfordert, der Rest für den Eigenverbrauch genutzt werden kann. Und schliesslich soll zur Vereinfachung der Herkunftsnachweis künftig im Preis eingeschlossen sein. Auch dies trägt zur Investitionssicherheit bei.

Als neue Modelle, die sich an Risikofreudige und an mehr an Gewinn Orientierte richten, schlagen wir das Modell einer Winter-KEV und das Modell des Smart-Grid-Bonus-System vor:

Modell 3: Winter-KEV

Bei diesem Modell gilt im Winter ein fixer, z.B. dreifacher Preis der durchschnittlichen Gestehungskosten, während im Sommer nur der Marktpreis für den PV-Strom bezahlt wird. Dieses Modell schafft einen Anreiz für Ost-West-Anlagen, steile Aufständungen, Fassaden- sowie einspeisebegrenzte Anlagen. Die Investitionssicherheit ist lediglich teilweise durch den Winterfixpreis gegeben. Im Sommer sind die Anlagen vollständig im freien Markt mit allen Risiken und Chancen.

Modell 4: Smart-Grid-Bonus-System

Dieses Modell beruht darauf, dass der Verteilnetzbetreiber Echtzeit-Preissignale gibt. Bei einem Netzengpass muss ein Malus für die Einspeisung bezahlt werden. Besteht Netzbedarf, dann wird ein Bonus ausgezahlt. Dabei wird der Malus als Bonus zurückbezahlt, sodass das Modell aufkommensneutral ausgestaltet ist. Mit diesem Modell reagiert der Markt automatisch auf Netzbedürfnisse. Als reines Marktmodell ist bei diesem Modell die Planbarkeit von Investitionen minimal.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme und stehen für weitere Auskünfte gerne zur Verfügung.

Mit sonnigen Grüßen

Walter Sachs

Präsident SSES

Urs Scheuss

Geschäftsleiter SSES

Für Rückfragen und weitere Auskünfte stehen Ihnen gerne zur Verfügung:

Urs Scheuss, Geschäftsführer SSES, Tel. [078 795 91 83](tel:0787959183), E-Mail: urs.scheuss@sses.ch

Walter Sachs, Präsident SSES, Tel. [076 528 09 36](tel:0765280936), E-Mail: walter.sachs@sses.ch