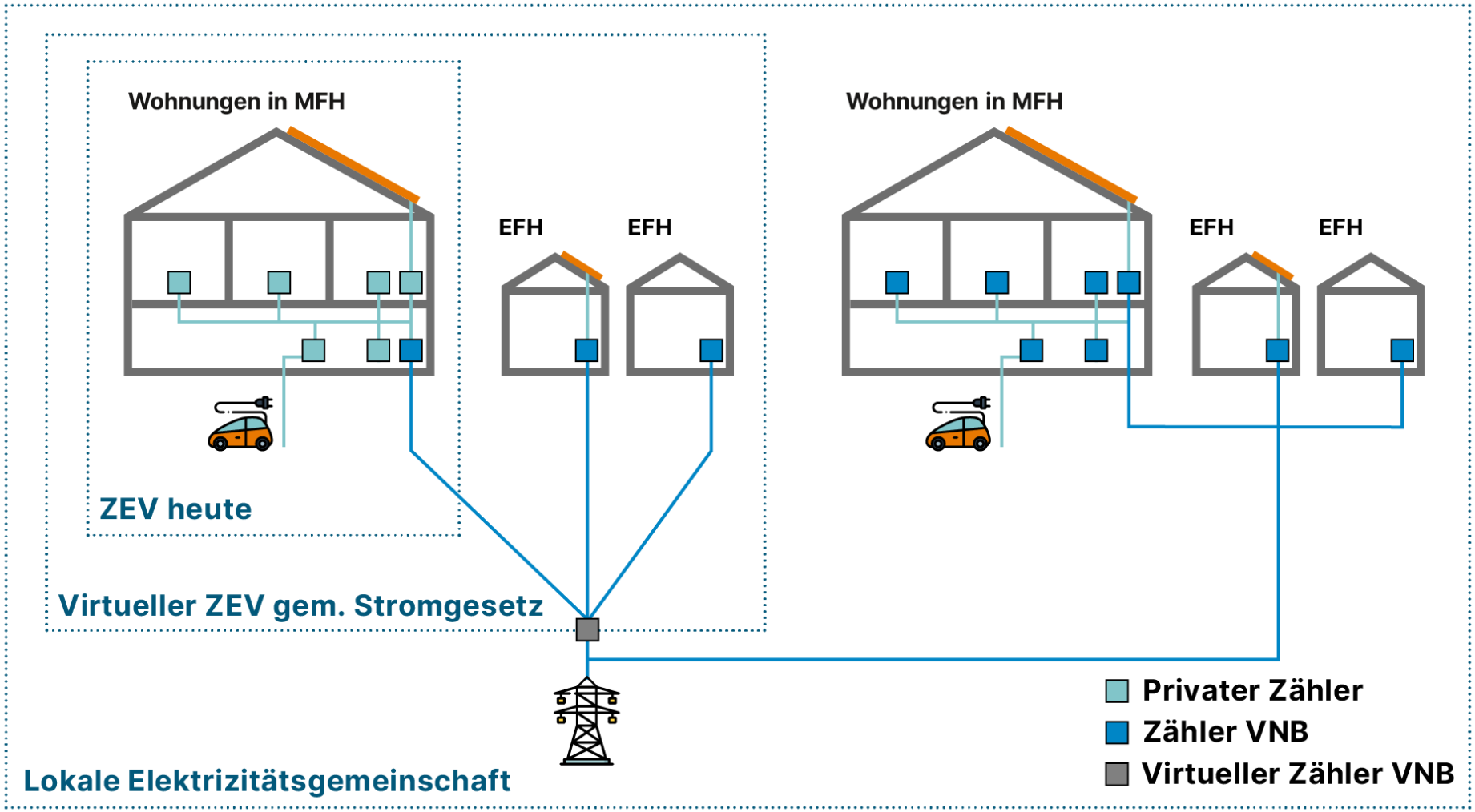
Politik: aktuelle und künftige Rahmenbedingungen

Walter Sachs, walter.sachs@sses.ch
Schweizerische Vereinigung für Sonnenenergie SSES

Inhalt

ZEV/vZEV
LEG
Netznutzungstarife
Messwesen
PV-Abnahmevergütungen: Spotmarktpreise
garantierte Flexibilität
Stromabkommen

Virtueller Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (vZEV) und Lokale Elektrizitätsgemeinschaft (LEG)



Quelle: Swissolar

Unterschiede ZEV - vZEV

- vZEV: Nutzung bestehender Infrastruktur und Leitungen
- theoretisch: Gründung rein auf dem Papier möglich
- kein Rückbau bestehender Leitungen
- Abrechnungszähler am Übergabepunkt ist virtuell
- Ausdehnung: alle Endverbraucher/Produzenten an einer Verteilkabine oder an gleicher Trafo-Sammelschiene
- Muffennetze nur, wenn an gleicher Muffe, d.h. keine Benutzung des Stammkabels
- VNB stellt die Zähler - aber: Messgebühr
- kein Aufwand, wenn einzelne Parteien nicht am vZEV teilnehmen wollen

(v)ZEV - Randbedingungen für Errichtung

- ZEV: gleicher Netzanschlusspunkt
- ZEV: private Leitungen und Zähler
- vZEV: alles, was an einer Verteilkabine oder einer Sammelschiene eines Trafos hängt, keine Muffennetze ausser Muffen ohne Inanspruchnahme Stammkabel
- Produktionsleistung mind. 10% der Anschlussleistung
- juristisch: ein Endverbraucher gegenüber VNB
- freier Marktzugang ab 100 MWh (ca. 20 EFH oder ca. 30 Wohnungen)

vZEV - Pflichten des VNB

- Datenauskunft - wer ist an welche Verteilkabine angeschlossen?
- VNB müssen innert 15 Arbeitstagen die für die Einrichtung des vZEVs nötigen Informationen liefern (Netztopologie, Endverbraucher, Erzeugungsanlagen und Speicher, welche für die Bildung eines vZEVs in Frage kommen)
- lokale Schnittstelle muss innert 10 Arbeitstagen freigeschaltet werden
- VNB hat die zur Abrechnung notwendigen Daten unentgeltlich bereitzustellen
- Anschlussleitungen, Verteilkabinen oder Niederspannungsverteilungen innerhalb einer Trafostation sind weiterhin Teil des Verteilnetzes des Netzbetreibers, dieser bleibt verantwortlich für den Unterhalt
- historische Daten der letzten fünf Jahre, z.B. für Planungszwecke: über Datenplattform (frühestens 2028) kostenfrei abrufbar. Bis dahin: VNB muss die Daten gegen eine kostendeckende Abgeltung liefern
- SmartMeter muss innert drei Monaten installiert werden, ansonsten kann auf Kosten des VNB ein Zähler installiert werden (bis Höchstgrenze)

(v)ZEV - Abrechnung

- max. 80% der Kosten, die bei Nichtteilnahme am ZEV anfallen würden, können in Rechnung gestellt werden
- Alternativ: efffektiv angefallene Kosten mit Höchstgrenze Nichtteilnnahme, bei Abrechnung nach effektiven Kosten zusätzlich verrechenbar die Hälfte der Differenz zu den Kosten, die bei einer Nichtteilnahme entstehen würden
- EnV, Art. 16a, Satz 2: unklar, wie dieser in Zusammenhang mit Leistungstarifen angewendet werden muss: *Der Grundeigentümer stellt den Mietern die externen Kosten mit Ausnahme der Kosten für die Messung des Zusammenschlusses verbrauchsabhängig in Rechnung.*

(v)ZEV - zu beachten

- ab 50 MWh/a andere Kundengruppe
- ab 100 MWh/a Möglichkeit freier Markt
- weiterer Solarzubau: was hat dies für Auswirkungen auf den Eigenverbrauch und auf die Amortisation der bisherigen Anlagen
- perspektivisch: dynamische Netz- und Energiepreise - Bsp. Vario+ : hier ist die vZEV teurer, das wird Diskussionen mit den Teilnehmern geben
- Umbau Verteilnetz mit anderer Zuordnung zu Verteilkabinen
- Debitorenrisiko - der ZEV-Betreiber, je nach Ausgestaltung auch die Strombezüger, haften für den kompletten Strombezug

Alternative (v)ZEV: “Praxismodell”

- Debitorenrisiko bei VNB
- VNB übernimmt Abrechnung und Administration
- einfacher Ein- und Ausstieg für Endverbraucher
- VNB übernimmt Inkasso für den eigenverbrauchten Strom und zahlt diesen, abzüglich eines Dienstleistungsentgelts, dem/den PV-Betreiber(n) aus
- Voraussetzung: Leistung der Produktionsanlagen muss mindestens 10% der Anschlussleistung der Teilnehmer betragen

Nicht jeder VNB bietet das Praxismodell an

vZEV - Rechenbeispiel im CKW-Gebiet 2025

Energie	9.19 Rp/kWh

Netzkosten bis 50'000 kWh

Grundtarif	3.03 CHF/Mt
Leistungstarif	1.62 CHF/kW/Mt
Einheitstarif	6.39 Rp/kWh
SDL+WR+NZ	3.33 Rp/kWh

Netzkosten ab 50'000 kWh

Grundtarif	52.97 CHF/Mt
Leistungstarif	9.73 CHF/kW/Mt
Einheitstarif	4.76 Rp/kWh
SDL+WR+NZ	3.14 Rp/kWh
zzgl. Blindenergie	4.86 Rp/kvarh

Einsparmöglichkeiten vZEV bis 50 MWh

Netzkosten: 9.72 Rp/kWh
Energie: 9.19 Rp/kWh
Total max.: 18.91 Rp/kWh abzüglich Leistungstarif
zzgl. eingespartem «Grundtarif» - dafür aber vZEV-Zählergebühr

Hinweis: vZEV Netzkosteneinsparung ab 50 MWh: 7.9 Rp/kWh aber: hoher Leistungstarif, Zählergebühr und Blindenergie

Lokale Elektrizitätsgemeinschaften LEG (StromVG 17d)

- Endverbraucher, EE-Erzeuger und Speicherbetreiber können sich zu einer LEG zusammenschliessen. Voraussetzungen: gleiches Netzgebiet (d.h. gleicher VNB), gleiche Netzebene (wird wahrscheinlich aufgehoben werden) und „örtlich nahe beieinander angeschlossen“ (max. Ausdehnung das Gebiet einer Gemeinde), alle ein intelligentes Messsystem haben (der VNB muss eines installieren, wenn nicht vorhanden) und sie gemeinsam ein Mindestverhältnis von 5% Erzeugungs- zu Anschlussleistung haben.
- Das Verteilnetz darf benutzt werden
- sind die 5% nicht mehr gegeben, so darf der VNB die LEG nicht mehr als solche behandeln (keine Übergangsfristen)
- Teilnehmer einer LEG bleiben Endkunden beim VNB, solche mit freiem Marktzugang behalten diesen Zugang. Die Teilnehmer beziehen vom VNB oder dem Elektrizitätslieferanten im freien Markt den Rest Strom, der nicht innerhalb der LEG produziert wurde
- Reduktion Netznutzungstarif: 40% ohne Trafo, 20% mit Trafo
- Aber 1: gemäss StromVV, Art. 19h Satz 1 gilt dies für den «Standardtarif», welcher jährlich vom VNB geändert werden kann
- Aber 2: ohne Abschlag zu zahlen sind: die Kosten für Systemdienstleistungen und die Stromreserve nach WResV ; der Netzzuschlag („2.3 Rp“); Abgaben an Gemeinwesen.
- Preisgestaltung: bisher keine abschliessenden Vorgaben

(v)ZEV und LEG: Chancen

- ZEV: Mehrfamilienhäuser und Areale mit neuen Mietverträgen
- LEG: wenn von Gemeinde oder VNB betreiben
- LEG: Rahmenvertrag mit Gemeinde zur Stromabnahme für alle gemeindeinternen Betriebe
- grosse, stabile Abnehmer (Heime, Schulen (Ferienproblematik), öffentliche Gebäude, Hallenbäder etc.
- soziologisch: Möglichkeiten, «urban communities» aufzubauen und mit vZEV/LEG Nachbarschaft und Quartiergedanken fördern - «wir, das Energiequartier»
- Bevölkerung wird für das Thema Energie sensibilisiert
- aber: Rebound-Effekte: «ich habe Solarstrom, also kaufe ich SUV (elektrisch) oder fliege»

vZEV / LEG - Wirtschaftlichkeit

die Amortisationsrechnung von PV braucht langfristige Planungsgrundlagen:

- wie entwickelt sich der Eigenverbrauch?
- wie entwickeln sich die Energiepreise?
- wie entwickeln sich die Netztarife?
  Bsp. CKW: Leistungstarif mit Monatsspitzenwert
- wenn ein Stromkunde aussteigt: finde ich einen neuen?
- Fusionierung Energieerzeuger, liberalisierter Markt?
- wie entwickeln sich die Preise für Abrechnungsdienstleistungen?
- unklar, wie sich Zählergebühren entwickeln werden - auch virtuelle Messpunkte kosten
- vZEV / LEG: (noch?) teilweise relativ hohe Einrichtungskosten
- Ausblick: BR-Entscheid ausstehend: *Kosten im Zusammenhang mit der Errichtung, der Fortführung und der Beendigung ZEV/LEG sind anrechenbare Netzkosten und dürfen nicht mehr individuell in Rechnung gestellt werden*

(v)ZEV und LEG: Herausforderungen

- alles fällt und steht mit dem Eigenverbrauch und den Strompreisen
- Teilnehmer springen ab
- Teilnehmer bauen selbst Solaranlage
- Verbrauch (absolut oder im Profil) innerhalb LEG ändert sich
- gesetzliche Rahmenbedingungen ändern sich
- Strompreise fallen stark
- dynamische Netztarife, dynamische Energiepreise
- schwieriger Businesscase: viele, kleine Konsumenten mit schlecht passenden Profilen - Bsp: LEG Kosteneinsparung 3 Rp/kWh, bei 3000 kWh Jahresverbrauch: CHF 90/Jahr, aber: „Überzeugungs-“ und Abwicklungskosten
- Solarzubau könnte stocken: «ich bin in einer LEG und brauche keine eigene Solaranlage mehr»

Netznutzungstarife, StromVV Art. 18

- Innerhalb einer Spannungsebene bilden Endverbraucher mit ähnlichem Bezugsprofil eine Kundengruppe mit einem einheitlichen Angebot an Netznutzungstarifen
- Die Netzbetreiber legen für jede Kundengruppe einen Standardtarif fest und bezeichnen diesen als solchen. Sie dürfen den Endverbrauchern weitere Tarife zur Auswahl anbieten.
- Niederspannungsebene: alle unter 50 MWh (auch die mit Eigenverbrauch) sind Basiskundengruppe, die ohne «intelligentes Messsystem» sind eine separate Kundengruppe
- VNB können den Standardtarif aus drei Optionen wählen:
  - Tarife mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 70 Prozent;
  - dynamische Tarife;
  - Tarife mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 50 Prozent und einer variablen Leistungskomponente (Rp./kW), deren Höhe sich nach den Netzlasten richtet und mindestens vier verschiedene Werte pro Tag aufweist.

Dies macht die Kalkulation von Eigenverbrauchslösungen schwieriger, da man
a) Annahmen treffen muss, wie der VNB die Netzkosten in Zukunft handhaben wird,
b) Annahmen darüber treffen muss, ob die Tarifmodelle so bestehen bleiben,
c) individuelle Berechnungen für jeden VNB durchführen muss.

Messwesen (StromVG 17a,b)

- Messkosten müssen separat ausgewiesen werden
- keine Liberalisierung des Messwesens, für das Messwesen ist weiterhin der VNB zuständig
- vZEVs und Speicherbetreiber haben Anspruch auf ein intelligentes Messsystem, welches innert drei Monaten installiert werden muss, ansonsten kann auf Kosten des VNB ein Messsystem installiert werden (Obergrenzen beachten, s. StromVV, Art. 8a^{duodecies})
- Messdaten müssen über eine lokale Schnittstelle in einem international üblichen Datenformat abgerufen werden können
- die Netzbetreiber sind verpflichtet, die Messung "costless" zu halten, er muss ausweisen, dass er wirklich diese Kosten hat -> z.B. Messung ohne LEG kostet x, Messung mit LEG kostet 50% mehr, das muss der Netzbetreiber gegenüber der ElCom im Zweifelsfall ausweisen können, damit die ElCom das prüfen kann
- die Verordnung setzt keine Obergrenze, hier soll die ElCom überwachen

Nutzung der garantierten Flexibilität (“3%”)

- es gilt StromVV, Art. 19c, Satz 3: *Der VNB darf höchstens 3 Prozent der jährlich erzeugten Energie am Anschlusspunkt abregeln.*
- wichtig: ein direkter Eingriff des VNB auf den Wechselrichter ist ohne Zustimmung des PV-Betreibers nicht zulässig. Denn ob der nicht abgenommene Strom abgeregelt oder für Eigenverbrauch genutzt wird, liegt im Ermessen des PV-Betreibers. Was "hinter dem Zähler" geschieht, liegt in der Hoheit des PV-Betreibers.
- Für Bestandsanlagen hält die ElCom fest, dass die VNB bei der nachträglichen Installation von Steuergeräten abwägen müssen, ob damit wirklich Netzengpässe beseitigt werden.
- Kostentragung gemäss Elcom: *Da die Leistungsreduktion der netzdienlichen Flexibilitätsnutzung diene, ist der VNB für die Kosten der Steuerung verantwortlich. Er kann diese auf die Netzkosten überwälzen.*

Quelle: Newsletter 12/2025 der ElCom

PV-Abnahmevergütungen: Prinzip

- Strom kann, muss aber nicht an den VNB verkauft werden, dieser hat Abnahme- und Vergütungspflicht
- Vergütungspflicht bedeutet: Vergütung zum vierteljährlich gemittelten Referenzmarktpreis für Produktionsprofil PV, Abnahme- und Vergütungspflicht für den HKN besteht nicht
- bis 150 kWp: Minimaltarife, darüber keine Minimaltarife
- freiwillige Vereinbarungen mit VNB bleiben möglich
- Minimaltarife werden in den Verordnungen geregelt, keine Garantie für langfristige Stabilität

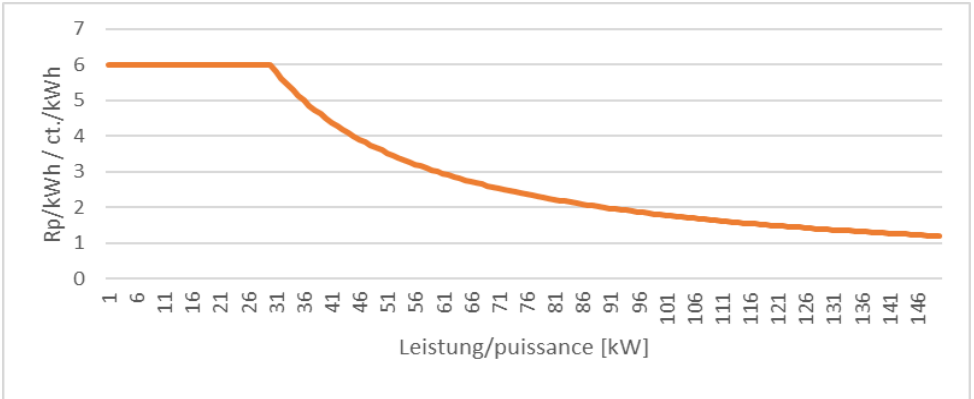
Details im VESE-Whitepaper:
Abnahmevergütungen ab 2026 - was ist auf die Grundversorgung anrechenbar?

PV-Abnahmevergütungen: Minimaltarife bis 150 kW

Fall*	Anlagetyp	Minimalvergütung
a)	< 30 kW	6 Rp/kWh (ohne HKN)
b)	ab 30 kW mit Eigenverbrauch	degressiv mit der Leistung, ausgehend von 6 Rp/kWh, Anteil über 30 kW wird mit 0 Rp/kWh gerechnet (ohne HKN)
c)	ab 30 kW ohne Eigenverbrauch	6.2 Rp/kWh (ohne HKN)

Beispiel: Minimalvergütung Anlagenleistung 130 kWp und Eigenverbrauch:
(6 Rp/kWh * 30 kW + 0 Rp/kWh * 100 kW)/130 kW = 1.38 Rp/kWh

Formel:
180 / Anlagenleistung [kWp]



<u>Hinweis ZEV:</u> die Minimalvergütung gilt pro Anlage, nicht für alle ZEV-Anlagen zusammengerechnet - in der EnV ist von «Leistung der Anlage» die Rede

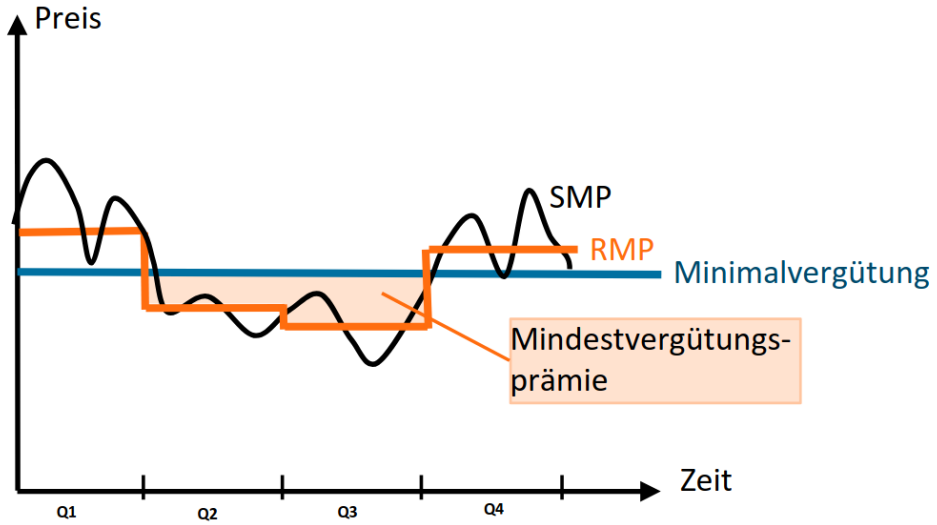
*gemäss EnV Art. 12 Abs. 1bis

PV-Abnahmevergütungen ab Januar 2027: Vergütung nach ”Spotpreis”

- EnG Art. 15 : *Die Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Energien richtet sich nach dem Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung. Der Bundesrat legt für Anlagen mit einer Leistung von weniger als 150 kW Minimalvergütungen fest. Diese orientieren sich an der Amortisation von Referenzanlagen über ihre Lebensdauer. Liegt der Referenz-Marktpreis nach Artikel 23 unter den Minimalvergütungen, hat der Produzent Anspruch auf den Differenzbetrag. Für Zeiten mit negativen Marktpreisen kann der Bundesrat abweichende Regelungen vorsehen.*

Erklärung:

1) Anlagenbetreiber speisen ihren Strom zu stündlichen Spot-Marktpreisen (SMP) ein
2) Ende Quartal wird geschaut, ob der Referenzmarktpreis (RMP) unter der Minimalvergütung liegt
3) Falls ja, erhalten die Betreiber eine Minimalvergütungsprämie pro eingespeiste kWh, die sich aus der Differenz zwischen RMP und Minimalvergütung berechnet



-> Übergangsfristen für PV-Anlagen ohne Smart Meter bis Ende 2027
-> jedem VNB steht es weiterhin frei, fixe Vergütungsmodelle anzubieten,
s. VESE-Whitepaper

Beispielrechnung

- **PV-Anlage 30 kWp:** Minimalvergütung 6 Rp/kWh, kein HKN
- **stündliche Vergütung:** eingespeiste kWh * Börsenstrompreis, Vergütung ist negativ, wenn Börsenstrompreis negativ
- **Referenzmarktpreis (RMP) Ende Quartal:** 4 Rp/kWh
- **Minimalvergütungsprämie:** 2 Rp/kWh (6 Rp - 4 Rp) auf jede eingespeiste kWh
- **Sinnvollste Regelstrategie:** Abregeln bei -2Rp/kWh
- **Aber:** RMP ist erst Ende Quartal bekannt. Wenn RMP bei 6 Rp, dann wäre Abregelung bei 0 Rp sinnvoll gewesen, wäre der RMP bei 1 Rp/kWh, wäre Abregelung bei -5/kWh Rp sinnvoll gewesen.

Abnahmevergütungen ab 2027 am Beispiel der BKW

- die BKW wenden ab Mitte 2026 das neue, gesetzliche Modell auf freiwilliger Basis und für alle ab 2027 neu ans Netz angeschlossene Anlagen verpflichtend an
- für bestehende Anlagen gewährt die BKW eine Übergangsfrist von einem Jahr mit der Vergütung via quartalsweisem Referenzmarktpreis
- der Spotmarktpreis wird in Form einer JSON-Datei maschinenlesbar von den BKW via API bereitgestellt - Link: https://api.bkw.ch/api/dyntariffs/swagger/index.html



Spotmarktpreise: Konsequenzen gegenüber der jetzigen Lösung

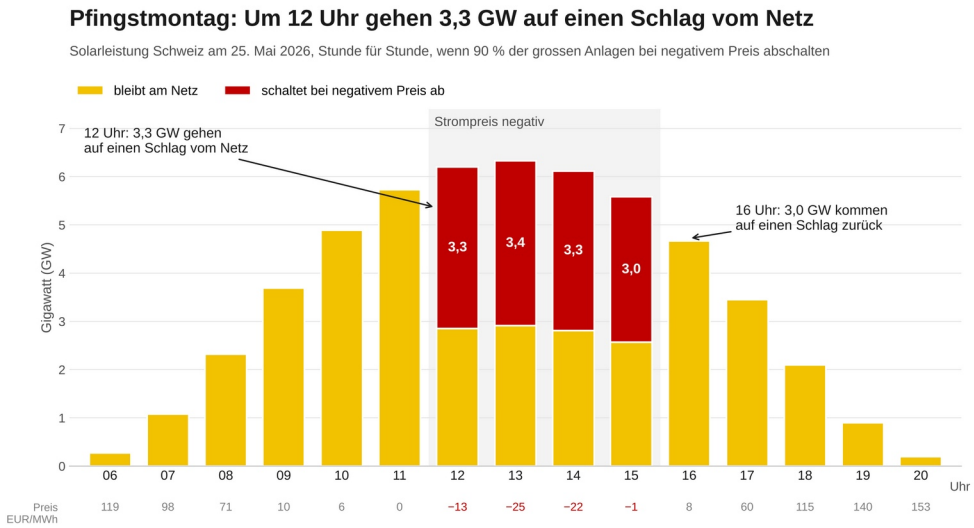
- ist Lösung rein auf Energiebasis, Netzflexibilität wird nicht berücksichtigt
- PV-Anlagen ohne Speicher oder anderer Flexibilität werden «bestraft», andere PV-Anlagen «belohnt»
- für nicht eingespeiste Energie gibt es auch keinen Minimaltarif …
- PV-Anlagen ab 150 kW ohne gleitende Marktprämie sind vollständig der europäischen Strombörse ausgesetzt (kein Minimalschutz durch quartalsweise Preise), Bestandsanlagen müssten umgebaut werden, um Einspeisung bei negativen Preisen zu verhindern
- Referenzmarktpreis: würde steigen, wenn lastganggemessene Anlagen bei negativen Börsenpreisen abschalten, das betrifft auch Anlagen unter 150 kWp
- Börsenpreis nicht prognostizierbar: Bsp. 6.1.25, 14h: 2.5 Ct/kWh, 11.5.25: 12h: -25 Ct, 18h: +13 Ct
- ist Laien nicht mehr vermittelbar - 80% sollen im Bestand zugebaut werden …

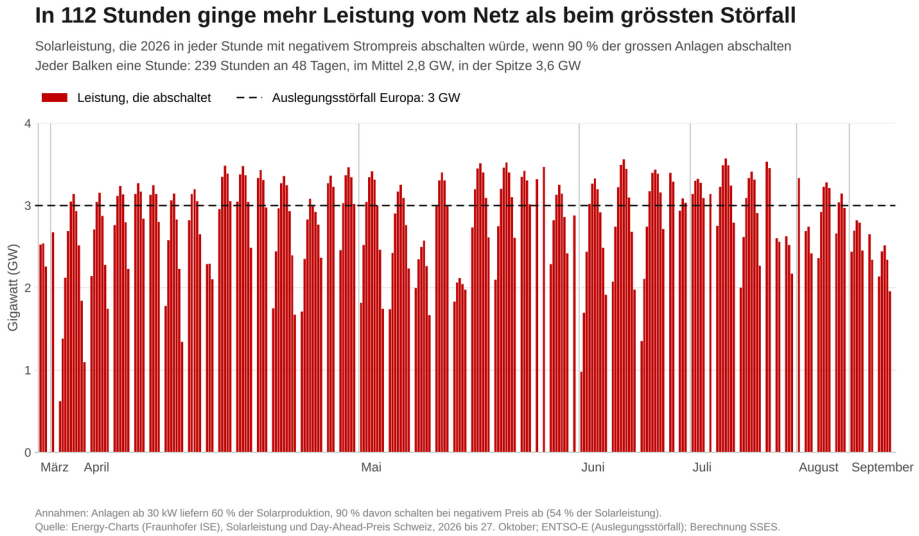
Netzstabilität mit Spotmarktpreisen I

- Die grobe Verteilung der Schweizer Anlagengrössen ist:
- < 30 kWp: ca. 290'000 Anlagen, ca. 2,9 GWp
- 30 – 100 kWp: ca. 31'000 Anlagen, ca. 2,5 GWp
- > 100 kWp: ca. 13'000 Anlagen, ca. 4,5 GWp
- Gleichzeitigkeit von Steuersignalen
- Netzwerkintegration der EMS-Geräte
- Protokolleigenschaften der OT-Geräte
- Lokaler Angriffsvektor
- Cloud-Angriffsvektor via Herstellercloud
- Cloud-Angriffsvektor via Börsenstrompreis-API
- statt auf die API selbst, u.a. auch in Form von DNS-Spoofing erfolgen.

Das Nationale Testinstitut für Cybersicherheit NTC teilt diese Einschätzung

Netzstabilität mit Spotmarktpreisen II - Bsp.

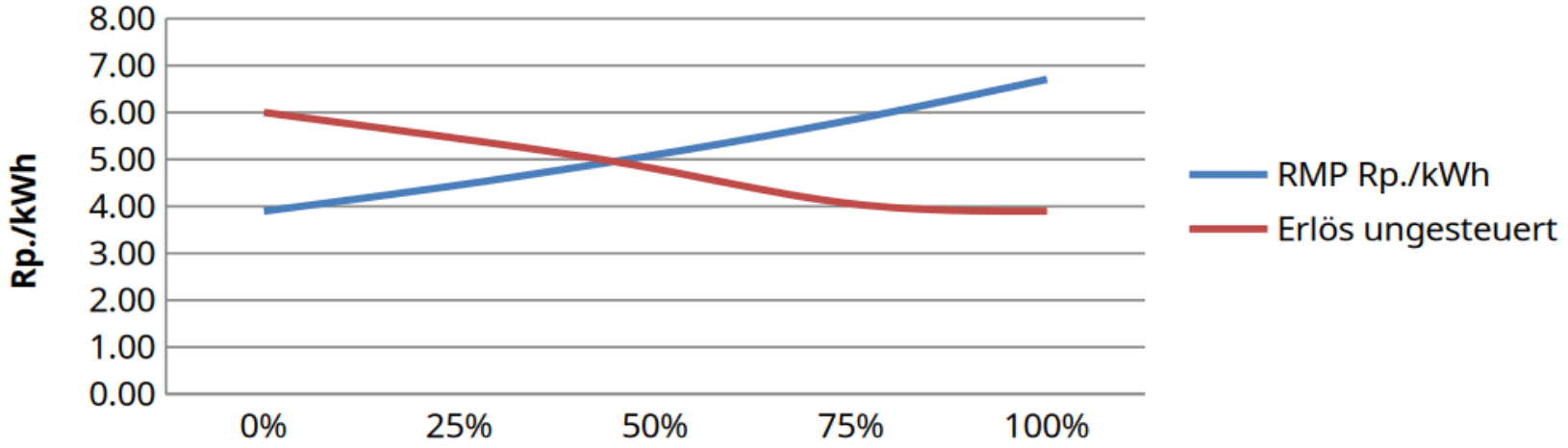




Referenzmarktpreis (RMP)

- **Bestimmung RMP:** alle PV-Anlagen, die an Pronovo melden, werden «in einen Topf geworfen» und die jeweilige Einspeisung wird mit dem aktuellen Börsenstrompreis multipliziert und aufaddiert, am Quartalsende dann durch das Total der Einspeisung dividiert, das ergibt einen Preis in Rp/kWh
- **RMP wird beeinflusst durch:** Ausrichtung, Neigung, Eigenverbrauchsprofil, Batterien, Abschaltung bei Negativpreisen
- **Auswirkungen des Regimes ab 2027 auf den RMP:** das weiss niemand, optimieren viele Anlagen, so steigt der RMP
- **Auswirkungen des RMP auf die PV-Vergütung:** steigt der RMP, wird die Minimalvergütungsprämie geringer. Grundsätzlich gilt: schlägt die eigene Anlage den Schnitt, so macht man vorwärts, sonst rückwärts in Bezug auf den Schnitt der Anlagen

RMP und Erlös ungesteuerte Anlage - Beispiel Q2 2026 für PV < 30 kWp



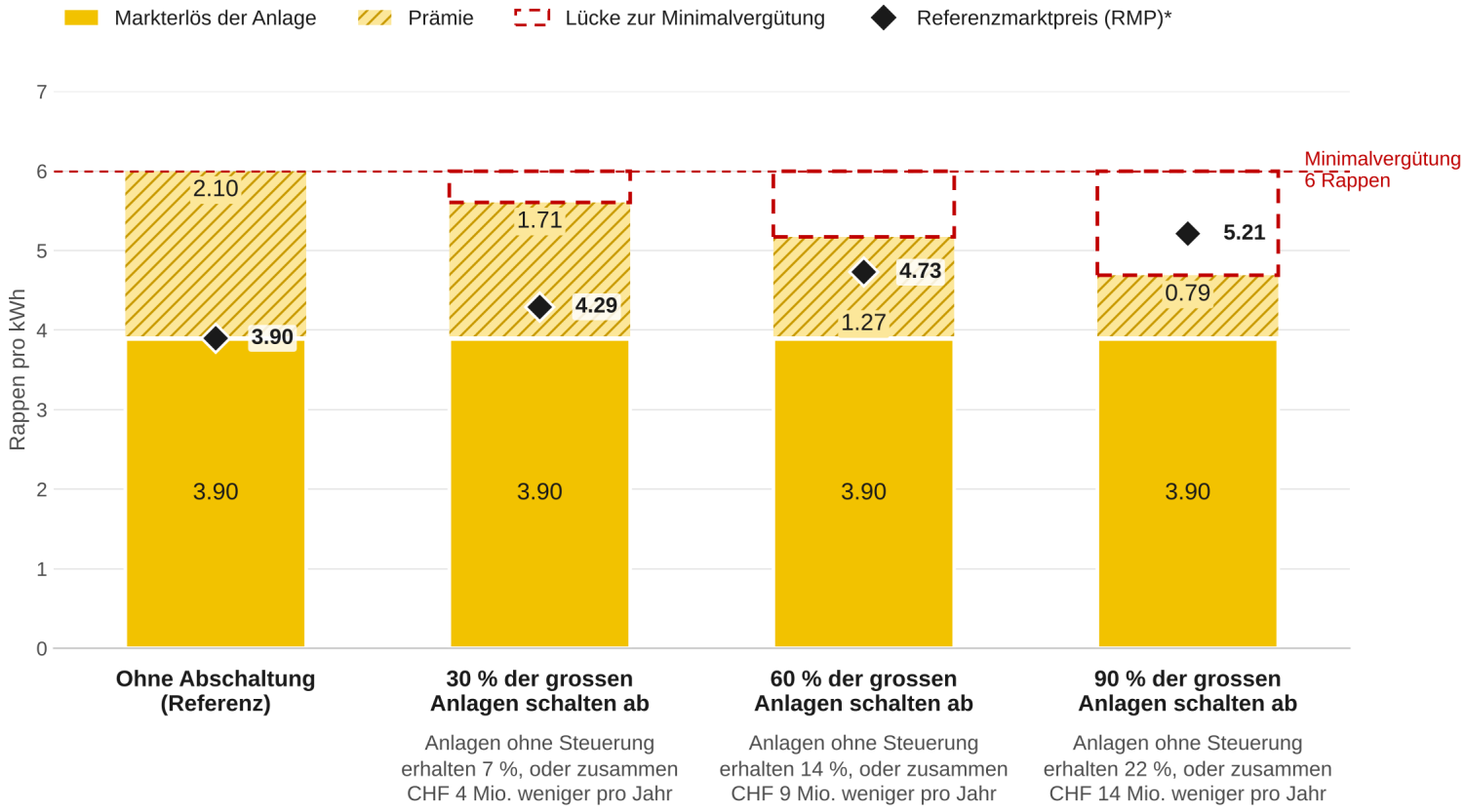
Anteil der Schweizer PV-Gesamtleistung, welcher bei Börsenstrom-preis <=0 abgeregelt wird, Eigenverbrauch der Anlagen > 30 kWp sowie Batterieoptimierungen sind nicht berücksichtigt

Anteil gesteuerte Leistung	RMP Rp./kWh	Prämie	Erlös ungesteuert	RMP-Anstieg
0%	3.90	2.10	6.00	0.0%
25%	4.46	1.54	5.44	14.4%
50%	5.10	0.90	4.80	30.8%
75%	5.84	0.16	4.06	49.9%
100%	6.71	0.00	3.90	72.2%

Minimalvergütung wirklich «sicher»?

Wer nicht abschalten kann, verliert über einen Fünftel

Vergütung einer Solaranlage ohne Steuerung, wenn grosse Anlagen bei negativen Strompreisen abschalten, 2. Quartal 2026



* Referenzmarktpreis: durchschnittlicher Börsenpreis des Schweizer Solarstroms im Quartal, gewichtet nach der Produktion.
Annahmen: Anlagen ab 30 kW stellen 60 % der Produktion, Kleinanlagen ohne Steuerung, 30 % Eigenverbrauch. Quelle: BFE, Energy-Charts (Fraunhofer ISE); Berechnung SSES.

Profitieren PV-Anlagen ab 150 kWp von der neuen Regelung?

PV ohne Eigenverbrauch:

- eindeutig ja: bekamen PV-Anlagen bisher den quartalsweise gemittelten Referenzmarktpreis (RMP) als das gesetzliche Minimum ausbezahlt, in welchen die negativen Marktpreise eingespreist sind, so können sie jetzt bei negativen Preisen abschalten oder in einer Batterie zwischenspeichern und nur noch die positiven Preise mitnehmen

PV mit Eigenverbrauch:

- hier muss das Eigenverbrauchsprofil angeschaut werden: wird z.B. bisher vor allem in den Morgen- und Abendstunden, also zu Zeiten tendenziell höherer Preise, Eigenverbrauch gemacht und die Einspeisung erfolgt zu Zeiten schlechter oder negativer Preise, dann steht diese Anlage schlechter da als vorher

Stellschrauben für Einspeiseprofil - bauseits

- Ausrichtung (Ost-West vs. Süd)
- Neigung (Flachdach vs. Fassade)
- DC:AC-Verhältnis (z.B. Modelle wie TOP-40 oder flexPV50)
- (Nach)installation eines Energiemanagementsystems (EMS) oder Wechselrichter-Update (verschiedene Hersteller haben angekündigt, Software-Updates für preisorientiertes Einspeisen zur Verfügung zu stellen)
- (Nach)installation einer Batterie - aber: Speicherkosten je nach Anwendung und Batterie zwischen 4 - 14 Rp/kWh

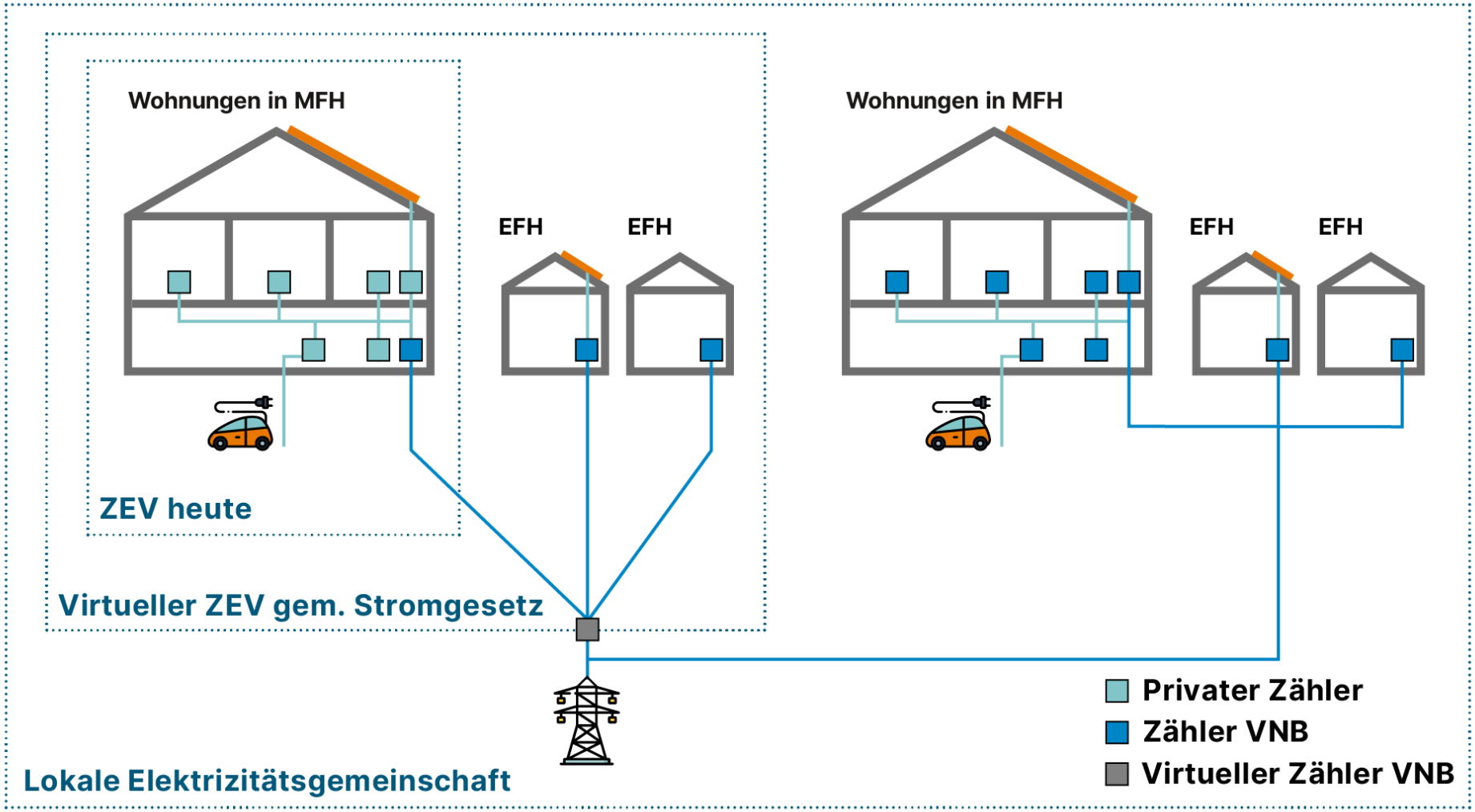
Stellschrauben für Einspeiseprofil - im Betrieb

- **Optimieren der Einspeisung auf Day-Ahead-Preise:** Eigenverbrauch oder Speicherung zu Zeiten niedriger Abnahmevergütungen -> rechnerisch verschlechtert dies allerdings auch die Amortisation, sobald die Bezugspreise auch dynamisch werden (z.B. Vario+ der Groupe E)
- (aus Batterie) einspeisen, wenn Abnahmevergütungen hoch
- allenfalls Abregeln, wenn Abnahmevergütungen negativ - aber RMP und HKN beachten
- Teilnahme bei einem Flexibilitätsanbieter

Besonderheit kleine Anlagen (ca. < 20 kWp)

- Eigenverbrauch verschieben, wenn einfach möglich
- einfach abwarten: es weiss keiner, wie lange die neuen Regelungen Bestand haben, die Anzahl Negativstunden ist nicht prognostizierbar
- genaues Abwägen Nachrüstkosten vs. potentielle Einsparungen
- kleine Anlagen sind bis zu einem gewissen Mass durch die Minimalvergütungsprämie «abgesichert», allerdings ist unklar, wie sich der Referenzmarktpreis entwickeln wird
- nicht einfach abregeln, wenn Börsenstrompreis leicht negativ: denn eine potentielle Minimalvergütungsprämie sowie HKN werden auf jede eingespiesene kWh ausbezahlt

Auswirkungen auf ZEV / vZEV / LEG



Quelle: Swissolar

ZEV: «Zusammenschluss zum Eigenverbrauch»

vZEV: «virtueller Zusammenschluss zum Eigenverbrauch»

LEG: «lokale Elektrizitätsgemeinschaft»

ZEV ab 2027

- **Umprogrammierung EMS/WR:** kein Einspeisen bei negativen Börsenstrompreisen (HKN berücksichtigen), allenfalls erst bei -x Rp/kWh abregeln, wenn ein RMP unter der Minimalvergütung erwartet wird, Batterien optimiert einbinden
- **Aufteilen der Abregelung:** bei mehreren PV-Anlagen Abregeln der einzelnen Anlagen nach einem festzulegenden Schema

vZEV/LEG ab 2027

- **Problem:** normalerweise keine Echtzeitinformationen zum Verbrauch verfügbar - unklar, wann abgeregelt werden muss
- **Bsp.**: PV 200 kW, Last 70 kW, Börsenpreis negativ -> Abregeln von 130 kW
- **Lösung:** Auslesen des Echtzeitverbrauchs an der lokalen Kundenschnittstelle der Smartmeters und Übertragen der Verbrauchsdaten in die Cloud des Energiemanagementsystems. Im EMS bilden eines virtuellen Übergabepunkts, auf diesen regeln, weiteres Vorgehen wie bei ZEV beschrieben
- **Aber:** administrativer und finanzieller Aufwand: jeder Teilnehmer muss die Freischaltung der lokalen Kundenschnittstelle beim VNB beantragen, Kosten der Echtzeitmessung berücksichtigen, erste Schätzungen für Nachrüstungen liegen zwischen 1 - 5 Rp/kWh

Hilfestellungen VESE

- **Vergütungsrechner:**
  vese.ch/pvtarif/#negativeprices
- **Aktion Eluva:**
  25% Rabatt auf einmalige Lizenz
- **Aktion Solar Manager:**
  10% Rabatt auf Hardware
- **Aktion Solar Log:**
  10% Rabatt auf Hardware
- **Aktion gPlug:**
  Rabatt auf Workshop
- **Fachreferate sowie telefonische und E-Mail-Beratung**
- **www.forumE.ch - Fachaustausch im Forum**

Details zu den Aktionen s. VESE-Webseite

Erlös pro kWh möglicher Einspeisung
Rp./kWh

Beitrag	Ohne Abschaltung	Mit Abschaltung	Differenz
Markt	7.110	7.564	+0.454
Prämie	0.904	0.674	-0.230
Markt + Prämie	**8.014**	**8.238**	+0.224
Einspeisung (kWh)	1.000	0.869	-0.131
Realisierter Erlös (Rp.)	**8.01**	**8.24**	+0.22

Änderungen mit dem Stromabkommen …

- allenfalls keine Minimalvergütungen mehr
- Abnahme- und Vergütungspflicht nur noch für PV-Anlagen bis 200 kWp, Vergütung nach Spotmarktpreisen
- kein Vorrang inländischer Energie mehr
- Pflicht für erneuerbare Energie nur in der Grundversorgung, diese ist aber auf 50 MWh/a beschränkt (statt bisher 100 MWh/a), ausserdem können Private in den freien Markt wechseln
- (v)ZEV: ab 50 MWh zwangsweise im freien Markt, zwischen 50 MWh und 100 MWh mit Übergangsfrist
- Ausländische Stromkonzerne können im Schweizer Markt Strom verkaufen
- allenfalls juristische Änderungen bei ZEV/LEG (s. Leiturteil in Deutschland, Quelle: ee-news.ch)

Quelle: Faktenblatt der SSES zum Stromabkommen

Sind AKW eine Alternative?

- zu teuer
- zu lang im Bau (die gleiche Menge Solarstrom wäre innert 6 Jahren gebaut)
- Klumpenrisiko
- Wirkungsgrad ca. 33% -> 200’000 l Öläquivalente Abwärme pro Stunde
- 50% Sommerstrom
- Brennstoff aus dem Ausland, nicht unbegrenzt vorhanden, Abbau sehr umweltschädlich
- gefährlich -> TPS, Sprödbruch Referenztemperatur, Druckwasserreaktor: 160 Bar, 320°C
- Rückbau, Stichwort «Freimessen»
- nicht katastrophensicher -> Fukushima
- wir hinterlassen den nachfolgenden Generationen einen grossen Müllhaufen -> 100’000 Jahre, Asse 2 (DE)

[Positionspapier AKW der SSES]

[Stellungnahme Blackout-Initiative]





Bilder: Endlager Asse 2 (DE)

Herzlichen Dank!

Walter Sachs, SSES
walter.sachs@sses.ch

Alle Fragen und Antworten rund um die Energiewende:
https://forumE.ch

forumE.ch Powered by sses
Das Energiewendeforum

Visitenkarte (vcf)
Walter Sachs