

Öffentlich

Swissgrid AG
Bleichemattstrasse 31
Postfach
5001 Aarau
Schweiz

T +41 58 580 21 11
info@swissgrid.ch
www.swissgrid.ch

Workstream Report PV4Balancing Erkenntnisse des Pilotprojektes

1	Einleitung / Management Summary	3
2	Produktdesign	4
2.1	Produkteigenschaften Regelleistung und Regelenergie	4
2.2	Vorhaltung und Abrufmenge	5
2.3	Vergütung	5
2.3.1	Vergütung Vorhaltung	5
2.3.2	Vergütung Energieabruf	5
3	Erkenntnisse aus dem Pilotprojekt	6
3.1	Präqualifikation	6
3.2	Leistungsvorhaltung	7
3.3	Energieangebote	8
3.4	Aktivierung	9
3.5	Ex-post Fahrplanabstimmung	10
3.6	Monitoring	10
4	Absehbare Entwicklungen	11
5	Empfehlungen für Marktintegration	11
5.1	Zusammengefasste Empfehlungen aus dem Pilotversuch	12

1 Einleitung / Management Summary

Die installierte PV-Kapazität in der Schweiz erreichte Ende 2024 einen Wert von 8,2 GW. Es wird davon ausgegangen, dass die installierte PV-Kapazität bis 2040 auf bis zu 30 GW ansteigen könnte. Im Vergleich dazu beträgt die durchschnittliche Netzlast in der Schweiz ca. 7 GW.

Die Integration der schnell wachsenden PV-Produktion in das Schweizer Stromnetz ist in den Bereichen Prognosegüte, Steuerbarkeit der Anlagen und Qualität der verfügbaren Informationen allerdings noch mangelhaft. Bereits heute häufen sich Situationen mit massiven Unausgeglichheiten der Schweizer Regelzone aufgrund falscher PV-Prognosen. Seit 2023 wurden beispielsweise mehrfach Regelenergie-Aktivierungen von über 1 GW benötigt.

Dieser Ausbau stellt die Regelung des Stromnetzes vor zwei grosse Herausforderungen: Aufgrund der eingeschränkten Prognosegenauigkeit für die solare Stromerzeugung besteht ein Risiko für Unausgeglichheiten und entsprechenden Bedarf an TRL-Reserven. Andererseits stellt die Beschaffung negativer Regelreserven insbesondere an Tagen mit niedrigem Verbrauch und hoher PV-Erzeugung eine Herausforderung dar, da viele konventionelle Anbieter von Flexibilitäten in diesem Fall nicht produzieren und entsprechend auch keine rückfahrbare Leistung aufweisen.

Der naheliegendste und doch noch kaum genutzte Ansatz, um dieses Defizit zu decken, ist eine weitreichendere Integration von PV-Anlagen in den SDL-Markt. Bei einem Zuschlag im Tertiärregelleistungsmarkt (TRL) verpflichtet sich ein Anbieter heute, mit einer verbindlichen Menge und über den gesamten Zeitraum von vier Stunden entsprechende Angebote im Tertiärregelenergiemarkt (TRE) abzugeben. Vergütet wird dabei sowohl die verbindliche Leistungsvorhaltung als auch der Energieabruf. Bereits heute können PV-Anlagen via Pooling am TRL/TRE-Markt teilnehmen. Aufgrund der verpflichtenden Leistungsvorhaltung über mehrere Stunden wird dies allerdings nur selten und auch nur in Kombination mit anderen Energieträgern gemacht.

Um die Teilnahme von PV-Anlagen am TRL/TRE-Markt zu vereinfachen, hat Swissgrid 2024/25 ein erstes Grobkonzept für ein Produkt mit angepassten Anforderungen erarbeitet («PV4Balancing»). Um einerseits die Praxistauglichkeit dieses Produktes selbst und andererseits die Integration in den SDL-Markt zu prüfen, wird im Zeitraum von Juni 2025 bis Juni 2026 ein Pilotprojekt mit mehreren SDVs durchgeführt, bei dem das PV-Produkt im regulären Systembetrieb genutzt wird. Die Erkenntnisse des Pilotprojektes wurden in diesem Dokument strukturiert dokumentiert.

Der Pilotversuch zeigt deutlich, dass die Integration von PV möglich, aber herausfordernd ist. Prozesse, Prognosen, Datengrundlagen und Steuerungswege müssen weiter verbessert werden, um PV-Anlagen zuverlässig für den Systembetrieb einsetzen zu können. Grosse Herausforderungen bestehen insbesondere bezüglich Prognosequalität, Steuerung/Kommunikation, konsistenter Bilanzierung, fehlender Standardisierung und wirtschaftlicher Skalierbarkeit. Dennoch ist PV bereits heute eine relevante Ressource für die Systemregelung zu Zeiten, in denen wenig konventionelle Tertiärregelenergie zur Verfügung steht. Dieser Effekt wird sich in Zukunft mit einem schnell steigenden Anteil von PV-Erzeugung noch deutlich verstärken, sodass eine Integration von PV in den Regelmarkt nicht nur unumgänglich ist, sondern im Sinne eines effizienten Marktdesigns auch priorisiert werden sollte.

Wenn PV künftig einen relevanten Beitrag im Regelmarkt leisten soll, wird dies zwangsläufig mit einem gewissen Mass an Unsicherheit verbunden sein. Ohne die Bereitschaft, diese Risiken kontrolliert einzugehen, lässt sich eine effiziente und zeitnahe Integration kaum erreichen. Gleichzeitig birgt auch ein Verzicht auf die Integration Risiken: Die Herausforderungen für die Systemregelung, die mit dem wachsenden PV-Anteil einhergehen, verschwinden nicht – sie werden eher grösser.

2.2 Vorhaltung und Abrufmenge

Für den Pilotversuch wurden Anlagen im Umfang von rund 50 MW_p Nominalleistung angebunden.

Im Abruffall muss die Produktion der Anlage entsprechend der Abrufmenge reduziert werden. Dies kann sowohl auf die Anlagenproduktion oder auch auf die Einspeisung bezogen werden, wobei für den Pilotversuch bewusst beide Varianten zugelassen sind¹.

Die voraussichtliche Produktion (Einspeisung oder Anlagenproduktion) wird in der Angebotsmenge der PV_TRE- Gebote abgebildet und kann bis 25 min vor Lieferperiode angepasst werden. Abrufe von PV_TRE werden basierend auf den Angebotsmengen getätigt und entsprechend in der Regelung und Bilanzierung berücksichtigt.

2.3 Vergütung

2.3.1 Vergütung Vorhaltung

In der Pilotphase wird für die zugesprochene Leistung (angebundene Nominalleistung des PV-Pools) ein Fixpreis vergütet. Dieser basiert auf historischen TRL-Preisen, wobei der Faktor Effektivleistung/Nominalleistung (knapp 10%²) mitberücksichtigt ist. Die Vergütung für die Pilotphase wurde auf 3 CHF/MW_ph festgelegt; das ergibt für die Anbindung von 1MW_p pro Kalenderjahr

$$3 \text{ CHF/MW}_p\text{h} \times 1 \text{ MW}_p \times 8760 \text{ h} = 26'280 \text{ CHF}$$

Basierend auf den TRL-Preisen von 2025 wäre bei gleichbleibender Methodologie aktuell ein Preis von 1.3 CHF/MW_ph³ angemessen.

2.3.2 Vergütung Energieabruf

Die Vergütung für den Energieabruf ist gebotsbasiert, wobei die Zuschläge im Rahmen der regulären Tertiärregelenergieauktion gemäss einer kombinierten TRE- und PV_TRE- MOL erteilt werden.

Im Rahmen des Pilotversuchs wurde ein spezifischer Anreiz für die Preissetzung definiert, um PV-Abrufe sicherzustellen und so einerseits die Aussagekraft des Pilotversuchs zu verbessern und andererseits der fixen Vergütung für die angebundene Leistung gerecht zu werden. Dazu wurde ein Zielwert für die Anzahl Abrufe definiert, der Angebote im Preisbereich von -200 bis -300 CHF/MW motivieren sollte:

«Das Ziel der Projektphase 1 ist es, in den Viertelstunden, in denen TRE- Angebote aktiviert werden und der Marktpreis unter -200 EUR/MWh liegt, 60% der angebotenen PV-Leistung abzurufen. Die SDVs sind angestrebt durch ihre Angebote die Zielsetzung zu unterstützen.»

¹ Eine Reduktion der **Einspeisung** ist aus Sicht Energiestrategie und Endkunde sinnvoller und nachvollziehbarer. Es wird weniger Energie vernichtet und der Anreiz, den Eigenverbrauch auf die Produktionszeiten zu verschieben, bleibt bestehen. Eine Reduktion der **Anlagenproduktion** bringt hingegen einen grösseren Effekt, da damit eine grössere Menge TRE- geliefert werden kann. Die abgerufene Menge hängt von weniger Faktoren ab und ist damit einfacher zu ermitteln.

² Basierend auf Daten der Gesamtenergiestatistik (BFE) [11796-GES-Stat_2023_Web.pdf](#)

³ Berücksichtigt wurden Daten von Januar – August 2025.

3 Erkenntnisse aus dem Pilotprojekt

Mit dem Pilotprojekt soll die Praxistauglichkeit des neuen PV-Regelproduktes geprüft werden. Die durchlaufenen und getesteten Prozesse orientieren sich entsprechend sehr nah an den existierenden Standard-Prozessen für den TRL-Markt. Die einzelnen Prozessschritte sind in der folgenden Grafik schematisch dargestellt.



Die einzelnen Teilprozesse werden im Folgenden im Kontext des Pilotprojektes beschrieben und um die zentralen Erkenntnisse des Pilotprojektes ergänzt.

3.1 Präqualifikation

Aktuell gibt es keine klaren Präqualifikationsbedingungen für die Teilnahme von PV am Systemdienstleistungsmarkt, was eine der grössten Hürden für die Teilnahme von PV am Regelmarkt darstellt. Insbesondere gibt es nur implizite Präqualifikationsbedingungen mit sehr eingeschränkten Möglichkeiten betreffend Baselineing, die mit hohen Kosten (Sensoren) oder hoher Komplexität (Anlagensplitting) verbunden sind und daher für einen Grossteil der Anlagen nicht sinnvoll umsetzbar sind. Für das Pilotprojekt wurde daher eine vereinfachte Präqualifikation mit spezifischen Anforderungen in Bezug auf den Pilotversuch durchgeführt. Dabei wurden deutlich mehr Methoden für Baselineing erlaubt, um mit verschiedenen Ansätzen Erfahrungen sammeln zu können. Andererseits wurde von den teilnehmenden SDV ein PV-only-Pool verlangt, um sicherzustellen, dass die im Pilotversuch abgerufene PV_TRE- auch effektiv über PV-Anlagen erbracht wird.

Erkenntnisse und Herausforderungen

Stammdaten sind schlecht zugänglich. Es ist schwierig, Information über die Messpunkte der Anlagen zu finden. Information über die Bilanzgruppe und Lieferanten der Anlagen sind oft und nicht systematisch verfügbar (keine DB). Es fehlt ein Informationsfluss zwischen SDV, BGV und VNB bezüglich Teilnahme von Anlagen am SDL-Markt, auch wenn dieser im Rahmen der Präqualifikation eigentlich vorgesehen ist. All das erschwert die Präqualifikation und macht sie insbesondere für kleine Anlagen verhältnismässig aufwändig, was die Teilnahme von neuen Playern und verteilten Ressourcen am SDL-Markt entsprechend einschränkt. Dieses Problem sollte künftig durch Datahub und entsprechende Prozesse gelöst werden (ca. 2028).

Es gibt bisher keinen standardisierten Baselineing-Prozess. Im Rahmen des Pilotversuchs wurden verschiedene Ansätze verwendet, die unterschiedliche Stärken und Schwächen aufweisen. Für eine Marktintegration sollten die Möglichkeiten für Baselineing-Methoden erweitert werden und klare Empfehlungen zur Verfügung gestellt werden. Dafür sollte die gewählte Baselineing-Methode dann im Betrieb bzw. in einer Testphase kalibriert und anhand eines Gütekriteriums evaluiert werden. Es wird empfohlen, als Gütekriterium für das Baselineing den n_RMSE (normalisierter quadratischer Mittelwertfehler) des Gesamtpools zu verwenden und diesen auf 10% zu begrenzen. Ein Qualitätskriterium auf Basis der einzelnen Erzeugungseinheit ist ebenfalls zu evaluieren. Zusätzlich soll das Baselineing des Lieferanten punktuell mit dem Baselineing von Swissgrid verglichen und ebenfalls eine Differenz unter 10% sichergestellt werden.

Offline-Daten zur Anlagenproduktion sind wesentlich zur Überprüfung der Energieerbringung. Im Rahmen des Pilotversuchs wurden Offline-Daten gefordert, die in einem unkomplizierten Prozess über Databricks geliefert und ausgewertet wurden. Dabei ist eine regelmässige Kontrolle der Daten erforderlich, was bei einer Skalierung des Prozesses klar definierte Verantwortlichkeiten und Ressourcenallokation erfordert.

3.2 Leistungsvorhaltung

Die aktuellen Rahmenbedingungen im Regelleistungsmarkt erlauben aufgrund der verpflichtenden Leistungsvorhaltung für Zeithorizonte von 4h oder länger nur eine sehr eingeschränkte Teilnahme von PV. Im Rahmen des Pilotprojektes wurde stattdessen die Vorhaltekompone PV_TRL- als eine pauschale Vergütung für die angebundene Nominalleistung des PV-Pools umgesetzt. Dies mit der Verpflichtung, die volle Anlagenleistung als Angebote im TRE-Markt zur Verfügung zu stellen. Im Pilotversuch haben Akteure mit einer Nominalleistung von insgesamt 51 MWp teilgenommen.

Erkenntnisse und Herausforderungen

Die Nominalleistung (MWp) ist eine willkürliche Referenz für das Vorhaltevolumen. Im Rahmen des Pilotversuchs wurde die Nominalleistung im Sinne einer Entschädigung für die Vorhalteleistung vergütet. Es hat sich aber gezeigt, dass diese Vereinfachung zu kurz greift und die Nachteile dieser Pauschalisierung gegenüber ihren Vorteilen (=ihrer Einfachheit) dominieren. Je nach Anlagenkonfiguration, Standort, Betriebsmodus etc. kann die tatsächliche Maximalleistung soweit (oder eben auch nicht) von der Nominalleistung abweichen, dass der Wert schlicht nichts mehr aussagt. Von den im Pilotversuch angebotenen 51 MWp wurden nie mehr als 24 MW PV_TRE- angeboten. Ausserdem hat die damit verbundene Verpflichtung, die volle Anlagenproduktion als PV_TRE- anzubieten, zu schlechten Energieangeboten geführt. Die Vorgabe aus dem Pilotversuch sieht nicht vor, dass die Energieangebote Sicherheitsmargen enthalten oder dass ein grösserer Pool hinter dem PV_TRE-Angebot steht, der allfällige Produktionsrisiken auffangen kann. Dieser Effekt erhöht das Risiko von Abweichungen zwischen Angebot und Erbringung. Entsprechend sollte die Vorhaltekompone auf einem Angebot des Anbieters basieren, das die Anlagenproduktion inkl. Berücksichtigung von Margen und konkurrierenden Prozessen (Eigenverbrauch, Preissignale etc.) realistischer abbildet.

Die verfügbare Leistung schwankt zeitlich und saisonal stark und korreliert mit den Preisen für TRL-. Im Pilotversuch wurden die grössten Angebotsvolumina zwischen 11 Uhr und 16 Uhr beobachtet, während die grössten Abrufvolumina zwischen 12 Uhr und 15 Uhr stattfanden. Ebenfalls wurde im Sommer ein deutlich höheres Angebot als im Winter beobachtet – die grössten Angebotsvolumina wurden nach einer ramp-up Phase im Juni, Juli und im August beobachtet, während die grössten Abrufvolumina im September stattfanden. Der Wert von PV_TRL- lag 2025 (Jan – Aug) im Durchschnitt bei knapp 1.3 CHF/MWh bzw. 5.4 CHF/MWh⁴. Er ist über Mittag, im Sommer und auch am Wochenende aber deutlich höher⁵, da zu diesen Zeiten weniger flexible Wasserkraft für negative Regelleistung verfügbar ist. Die Preise für TRL- korrelieren daher mit der verfügbaren PV-Leistung. PV stellt damit eine wichtige Ressource für den Systembetrieb dar und es wird erwartet, dass sich dieser Effekt mit höherer PV-Penetration und grösserer Teilnahme von PV am Regelmarkt verstärken wird. Die stark zeitlichen und saisonalen Muster legen nahe, PV_TRL- (nur) zu Zeiten mit relevanter PV-Verfügbarkeit zu beschaffen.

Für eine Marktintegration kommen mehrere Optionen infrage, die sich insbesondere hinsichtlich der Verbindlichkeit der Vorhaltung unterscheiden. Dabei gibt es einen Trade-Off zwischen der Verbindlichkeit der zugesagten Leistungsvolumina und der Ermöglichung einer breiteren Marktteilnahme insbesondere für neue Anbieter.

⁴ Durchschnittlicher bzw. marginaler Preis für TRL- bei Berücksichtigung eines PV-Kapazitätsfaktors (durchschnittliche Energieproduktion pro MWp und Jahr) von 11%. Der Kapazitätsfaktor von $1000/8760 \approx 11\%$ stellt dabei natürlich eine Vereinfachung dar.

⁵ Dabei ist ferner zu unterscheiden: Bei konstanter long-Position der Regelzone ist der Wert von PV_TRL- sehr hoch. Bei veränderlichem Wetter können die Preise zwar hoch und PV_TRE-Angebote vorhanden sein, aber die Erbringung ist aufgrund von Prognosefehlern häufig schlechter.

3.3 Energieangebote

Im Rahmen des Pilotprojektes wurde PV_TRE- als neues Produkt in SDL B&E eingerichtet. Die PV_TRE-Angebote der SDVs werden im regulären TRE-Markt platziert und entsprechend der Merit-Order-List (MOL) im Rahmen des normalen Regelprozesses abgerufen.

Erkenntnisse und Herausforderungen

Die Erbringung der abgerufenen Regelenergie ist noch ungenügend. Es gibt signifikante Abweichungen zwischen Abruf und erbrachter Regelenergie. Im Pilotversuch wurden insbesondere zu Beginn häufig zu hohe Mengen PV_TRE- angeboten, die dann nicht erbracht werden konnten. Im Verlauf des Pilotversuchs wurden die Volumina realistischer, aber die Erbringung bleibt eine Herausforderung. Dabei führen insbesondere Angebote basierend auf day-ahead Prognosen und ohne Margen zu schlechter Erbringung. Ein Teil der Herausforderung hängt im Pilotversuch auch direkt mit dem Produktdesign zusammen, das impliziert, dass die volle Anlagenleistung als PV_TRE- auf dem Markt platziert werden soll. Diese Restriktion sollte relativiert werden, um Sicherheitsmargen im Bidding zuzulassen, welche zusammen mit Angeboten basierend auf kurzfristigen Prognosewerten die Angebotsqualität deutlich verbessert. Um ein Bidding basierend auf kurzfristigen Prognosen und möglichst nahe an Echtzeit zu erlauben, sind viertelstündliche Gates insbesondere für PV sinnvoll.

Im Pilotversuch kommen unterschiedliche Baseline-Methoden zur Anwendung. Dabei werden u.a. die Meteo-Prognose vom Vortag, die Anlagenproduktion 15 min vor Lieferintervall, Backcasting, eine Referenzmessung der Globalstrahlung oder auch eine Kombination unterschiedlicher Methoden als Baseline für die Anlagenproduktion verwendet. Eine akkurate Produktionsprognose bleibt aber eine Herausforderung und auch zu Zeiten ohne PV_TRE-Abrufe gelingt es nicht immer, eine theoretische Produktion zu ermitteln, die der effektiven Produktion nahekommt.

Kurzfristige Prognosen sind herausfordernd und erfordern automatisierte Bidding-Prozesse. Obwohl sie für die Angebotsqualität und -erbringung sehr relevant sind, sind kurzfristige Prognosen noch keine Selbstverständlichkeit. Die 96 Gates, die im Pilotversuch für PV_TRE eingeführt wurden, werden bisher nur von wenigen SDVs genutzt. Gewisse SDVs haben die Teilnahme am Pilotversuch aus demselben Grund ganz abgesagt.

Die Gebotsgranularität von 1 MW hat sich bewährt. Eine höhere Granularität als 1 MW macht mit der aktuellen Genauigkeit des Biddings keinen Sinn. Die für PV_TRE definierten Mindestmenge und Angebotsschritt von 1 MW werden ab Mai 2026 auf den gesamten Markt ausgerollt.

PV_TRE- ist primär im Sommer und über Mittag kompetitiv und führt da zu deutlichen Einsparungen bei Tertiärregelung. Wie in Tabelle 1 ersichtlich, hat die Teilnahme von PV am Regelenergiemarkt im Rahmen von und unter den Bedingungen des Pilotversuchs zu signifikanten Einsparungen bei negativer Tertiärregelenergie geführt. Bei einer Skalierung des PV-Angebotes könnte dieser Effekt noch deutlicher ausfallen. Allerdings ist PV immer noch eine vergleichsweise teure Ressource für den Regelmarkt, bedingt durch Fixkosten für die Steuerung, Einspeisevergütungen, Eigenverbrauch, die Gewinnverteilung auf verschiedene Anspruchsteller (Anlagenbesitzer, Aggregator, SDV), subjektive Opportunitätskosten für die Vernichtung «sauberer» Energie sowie die Risikoprämie für mögliche Nicht-Erbringung und entsprechende Ausgleichsenergie. Die Preise bewegen sich in der Regel zwischen -400 und -500 EUR/MWh. Für den Pilotversuch wurde ein Preisanreizmechanismus definiert (siehe Abschnitt 2.3.2), weshalb die Preise aus dem Pilotversuch nicht direkt repräsentativ sind. Ein Tool zur Berechnung des Business Cases wäre ein sinnvoller Anreiz für PV.

Tabelle 1: Kosten für Aktivierung von negativer Tertiärregelenergie im Juni – November 2026. Vergleich von Szenarien mit unterschiedlich hoher Teilnahme von PV am Regelenergiemarkt.

	Juni	Juli	August	September	Oktober	November
Szenario 1: ohne PV	€ 7'278'255	€ -220'281	€ 1'127'250	€ 8'135'465	€ 1'245'011	€ -694'486
Tatsächliche Kosten	€ 7'112'399 (-2.3%)	€ -301'961 (-37.1%)	€ 1'002'988 (-11%)	€ 7'704'335 (-5.3%)	€ 1'121'590 (-9.9%)	€ -720'819 (+3.8%)

3.4 Aktivierung

Die Aktivierung von PV_TRE- erfolgte im Pilotprojekt im Rahmen des operativen Prozesses für Tertiärregelung. Sie wurde aber deutlich genauer ausgewertet und mit Offline-Daten über die Anlagenproduktion verglichen, um das Verhalten der PV-Regelpools möglichst gut zu verstehen.

Erkenntnisse und Herausforderungen

Die Steuerung von PV-Anlagen ist generell herausfordernd. Die Erbringung erreicht nicht das gewünschte Niveau (siehe auch Abschnitt 3.3), wobei die Ursachen divers sind. Diese umfassen Prognosefehler, fehlende Feedback-Loops, Kommunikationsprobleme, Ausfälle von Anlagen, Hardwareprobleme etc. Auch die üblicherweise hohe technologische Diversität innerhalb eines Anlagenpool erschwert das Aufsetzen stabiler Prozesse und führt zu aufwändiger Problembekämpfung, weil jedes Problem anders ist. Um die gewonnenen Erkenntnisse zu vertiefen und zentrale offene Fragen zu klären und so die Basis für eine solide Marktintegration zu schaffen, sollte der Pilotversuch über den Sommer 2026 hinaus weitergeführt werden.

Abweichende Erbringung führt nicht zwingend auch zu Problemen. Wenn die Bilanzgruppe des SDV den gleichen Forecast für ihre Netzbilanz nutzt wie für die Angebotsabgabe von PV_TRE, ist eine Anlagenproduktion und entsprechende Erbringung unter der Angebotsmenge insofern kein Problem, als dass die Bilanzgruppenposition auch entsprechend shorter wäre, was wiederum den Bedarf an Tertiärregelenergie reduzieren würde. Da beides nicht direkt messbar und in den Fahrplänen abgebildet ist, geht eine geringere Erbringung von PV_TRE- mit einer nicht verbuchten Short-Position der BG einher und am Ende ist die Bilanz ausgeglichen. Dieser Effekt ist genauer zu untersuchen, könnte aber ein entscheidendes Element in der Diskussion um die Erbringung von PV_TRE sein. Hierbei muss auch die Definition der erbrachten Energie geklärt werden: Ist die *Erbringung* die Differenz zwischen *Forecast*, *Angebot* oder *Backcast* (bzw. im Pilotversuch die als Offline-Daten übermittelte «*theoretische Produktion*»)⁶ und effektiver *Anlagenproduktion*?

Grössere Pools reduzieren das Risiko von Nicht-Erbringung. Ebenso können auch Backup-Anlagen zu einer besseren Erbringung der abgerufenen Regelenergie beitragen. Dadurch werden einerseits Prognosefehler tendenziell reduziert und können andererseits Ausfälle von und Kommunikationsprobleme mit einzelnen Anlagen aufgefangen werden. Dies ist aber eine Herausforderung primär für kleinere und neue Marktteilnehmer.

⁶ Folgende Definitionen werden verwendet:

Forecast: Die Vorhersage im Moment $t - x$ (z.B. $t-25$ min) über die Einspeisung einer Anlage im Moment t

Backcast: Die Einschätzung im Moment $t + x$ über die Einspeisung einer Anlage im Moment t (basierend auf machine learning, effektiven Wetterdaten etc.)

theoretische Produktion: Die im Pilotversuch übermittelten Daten über die um den Abruf korrigierte Einspeisung einer Anlage im Moment t (basierend auf der für den Pilotversuch akzeptierten Methodologie je nach SDV)

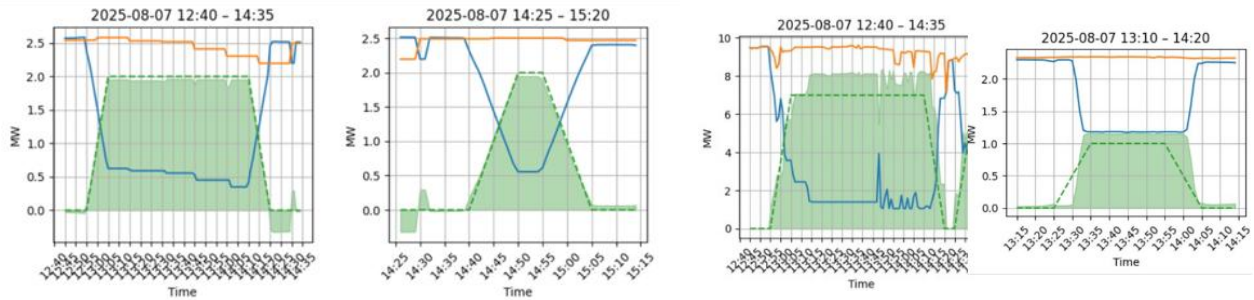


Abbildung 1: Überwachung der Erbringung von Regelenergie im Pilotversuch (beispielhafte Abrufe)

Es existiert eine breite Vielfalt technischer Ansätze zur Umsetzung von PV-Regelung – von unterschiedlichen Home-Energy-Management-Systemen (HEMS) über die direkte Steuerung des Wechselrichters via API bis hin zur Anbindung des Parkreglers an das Leitsystem. Diese Lösungen unterscheiden sich hinsichtlich Kosten, Reaktionsgeschwindigkeit und Zuverlässigkeit. Viele der heute verfügbaren Ansätze sind jedoch für Sekundärregelenergie nur bedingt geeignet und lassen sich wirtschaftlich meist erst bei grösseren Anlagen sinnvoll einsetzen.

Rampen sind eine Herausforderung. Insbesondere das Ramp-Up nach einer Aktivierung von PV_TRE- ist schwierig, da der Zielwert – also die Produktion der Anlage ohne Abregelung – nicht bekannt ist. Auch kontinuierliches Ramping ist technisch anspruchsvoll und erfordert häufig eine mehrstufige Umsetzung. Dicht aufeinanderfolgende Abrufe erschweren die Regelung zusätzlich.

3.5 Ex-post Fahrplanabstimmung

Die Ex-post Fahrplanabstimmung bezeichnet den Fahrplanabstimmprozess, der nach Aktivierung von Regelenergie stattfindet. In Bezug auf PV ist dabei insbesondere die korrekte Zuordnung von Regelpooling zu den entsprechenden Bilanzgruppen relevant.

Erkenntnisse und Herausforderungen

Im Fahrplanabstimmungsprozess fehlen Informationsflüsse. Die Bilanzgruppen erhalten bisher keine Informationen zu Anlagen- oder Technologie-spezifischen Aktivierungen. Die Integration von PV in den Regelmarkt erschwert so die Produktionsprognose der Bilanzgruppe zusätzlich. Ebenso erfolgt keine Information zu den INS an die Lieferanten und gibt es teilweise fehlerhafte Zuordnungen im DPS. Die Einführung eines separaten BusinessTypes im INS würde zumindest einen Teil dieses Problems lösen.

3.6 Monitoring

Aktuell wird im Schweizer Balancing-Markt primär die Leistungsvorhaltung überwacht. Im Rahmen des Pilotversuches wurde auch die Energielieferung systematisch anhand von Offline-Daten monatlich geprüft und ausgewertet⁷ und dabei wichtige Erkenntnisse über die Herausforderungen des neuen Produktes gewonnen.

⁷ Basierend auf Offline-Daten der SDV zur tatsächlichen Produktion und der «theoretischen Produktion», in-house Baseline basierend auf Produktionsdaten vor und nach Aktivierung sowie Aktivierungsvolumina aus SDL B&E wird die Erbringung beurteilt.

Erkenntnisse und Herausforderungen

Monitoring der Energielieferung ist bedeutsam, aber es gibt dafür noch keinen etablierten Prozess. Der im Pilotversuch umgesetzte Monitoring-Prozess ist einfach und aussagekräftig, bedarf aber für eine Skalierung entsprechende Ressourcen und Verantwortlichkeiten (siehe auch Abschnitt 3.1).

4 Absehbare Entwicklungen

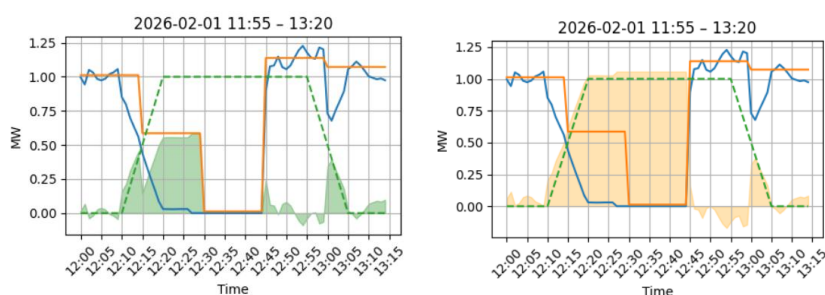
Die bessere Integration von PV in Markt- und System-Prozesse ist derzeit ein prioritäres Thema der Branche. Vor diesem Hintergrund laufen verschiedene parallele Markt- und Prozessentwicklungen, die die zukünftige Einbindung von PV in den Regelenergiemarkt massgeblich beeinflussen werden.

Einführung Einpreissystem: Anfang 2026 wurde ein Einpreissystem für Ausgleichsenergie eingeführt. Die konkreten Auswirkungen werden sich im Detail noch abzeichnen, aber sicher verstärkt dieses System den Anreiz für Bilanzgruppen, selbst zu regeln. Das sollte einerseits den Bedarf für Regelenergie reduzieren, andererseits ist es auch ein Konkurrenzprozess, der am Ende auf die gleichen Flexibilitäten zugreift.

Einführung von Marktpreisen für PV-Anlagen: PV-Anlagen grösser als 150 kW sind ab Mitte 2026 Marktpreisen ausgesetzt. Das schränkt das Potenzial für die Teilnahme von Grossanlagen an TRE-Markt ein insbesondere zu Zeiten, wo der Bedarf für PV_TRE- besonders gross ist. Bei Energieüberschuss der Regelzone (long-Position) führen negative Preise dazu, dass grosse PV-Anlagen tendenziell aufgrund der Preise vom Netz gehen und damit keine negative Tertiärregelenergie liefern können. Im Pilotversuch hatten nur rund 3-4% aller teilnehmenden Anlagen eine Nennleistung unter 150 kW. Umso wichtiger ist es, die Teilnahmebedingungen für den Regelmarkt dahin weiterzuentwickeln, dass insbesondere Kleinanlagen ökonomisch sinnvoll teilnehmen können.

5 Empfehlungen für Marktintegration

Der Pilotversuch zeigt deutlich, dass PV technisch grundsätzlich integrierbar ist, aber Prozesse, Prognosen, Datengrundlagen und Steuerungswege auch noch erheblich verbessert werden müssen. Grosse Herausforderungen bestehen insbesondere betreffend Prognosequalität, Steuerung/Kommunikation, konsistenter Bilanzierung, fehlender Standardisierung und wirtschaftlicher Skalierbarkeit. Gleichzeitig kann PV bereits heute zur Systemsicherheit beitragen und helfen, Kosten zu reduzieren – insbesondere in Zeitfenstern, in denen nur wenig konventionelle Tertiärregelenergie verfügbar ist.



blau: tatsächliche (realtime) Produktion, orange: theoretische Produktion, grün gestrichelt: Aktivierungsvolumen.
Die grüne Fläche (links) ist die Differenz zwischen tatsächlicher und theoretischer Produktion. Die orange Fläche (rechts) vergleicht stattdessen die tatsächliche Produktion mit der in-house Baseline-Methode.

5.1 Zusammengefasste Empfehlungen aus dem Pilotversuch

Ganz grundsätzlich hat der Pilotversuch gezeigt: Wenn PV künftig einen relevanten Beitrag im Regelmarkt leisten soll, wird dies zwangsläufig mit einem gewissen Mass an Unsicherheit verbunden sein. Ohne die Bereitschaft, diese Risiken kontrolliert einzugehen, lässt sich eine effiziente und zeitnahe Integration kaum erreichen. Gleichzeitig birgt auch ein Verzicht auf die Integration Risiken: Die Herausforderungen für die Systemregelung, die mit dem wachsenden PV-Anteil verbunden sind, verschwinden nicht – sie werden eher grösser.

Im Folgenden sind die Empfehlungen aus dem Pilotversuch nochmals zusammengefasst (siehe Abschnitt 3 für detaillierte Erläuterungen):

Präqualifikation (3.1)

- Stammdatenzugang verbessern: Bessere, systematische Datenflüsse zwischen SDV, BGV und VNB etablieren, künftig via Datahub
- Baselineing standardisieren: Baselineing-Methoden erweitern, klare Vorgaben definieren und die Qualität über ein einheitliches Gütekriterium (z. B. nRMSE \leq 10 %) sichern
- Baselineing kalibrieren: Methoden im Betrieb testen und mit einem In-house-Baselineing vergleichen, Abweichung ebenfalls \leq 10 %
- Offline-Datenprozess professionalisieren: Verantwortlichkeiten und Ressourcen klar festlegen, um regelmässige Datenprüfungen sicherzustellen

Leistungsvorhaltung PV_TRL- (3.2)

- Referenzgrösse für Vorhaltung überdenken: Statt Nominalleistung ein Angebot der SDV nutzen, das die tatsächliche Anlagenproduktion inkl. Margen besser widerspiegelt
- Zeitspezifische Beschaffung prüfen: PV_TRL- bevorzugt zu Zeitfenstern mit relevanter PV-Verfügbarkeit beschaffen
- Marktgestaltungsoptionen weiterentwickeln: Verschiedene Varianten prüfen, um ein Gleichgewicht zwischen Verbindlichkeit und Marktzugang neuer Anbieter zu erreichen. Fünf verschiedene Optionen werden in Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** erläutert und gegenübergestellt.

Energieangebote PV_TRE- (3.3)

- Sicherheitsmargen im Bidding ermöglichen: Die Vorgabe, die volle Anlagenproduktion anzubieten, lockern und Margen zulassen, um Overbidding zu vermeiden
- Kurzfristige Prognosen fördern: 96 Gates sind wichtig und sollten breit genutzt werden
- Automatisierung unterstützen: Die Nutzung von automatisierten Prozessen motivieren, um Erbringung zu verbessern
- Granularität beibehalten: Mindestgebot 1 MW hat sich bewährt und sollte auch künftig Standard bleiben

Aktivierung (3.4)

- Pilot verlängern: Weiterführung über Sommer 2026 hinaus, um Steuerungs-, Prognose- und Systemverhalten besser zu verstehen
- Definition der Energieerbringung klären: Einheitlich festlegen, ob Erbringung gegen Forecast, Angebot oder Backcast beurteilt werden soll
- Pooling stärken: Grössere Pools oder Backup-Anlagen fördern, um Ausfälle und Prognosefehler besser abzufedern

- Kommunikation verbessern: Klare Anforderungen an Kommunikationsqualität der Steuerungssysteme definieren
- Ramping-Thematik vertiefen: Prozess und technische Anforderungen insbesondere für Ramp-Up und sequentielle Abrufe weiter untersuchen

Ex-post Fahrplanabstimmung (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**)

- Informationsflüsse verbessern: BGs und Lieferanten sollten aktiv Informationen zu technologie-spezifischen Aktivierungen erhalten
- BusinessType im INS ergänzen: Neuer BusinessType für PV-Aktivierungen würde korrekte Zuordnungen unterstützen und Prognoseprozesse der BGs erleichtern

Monitoring (3.6)

- Energieerbringung systematisch überwachen: Ein Monitoring-Prozess für die Energieerbringung (analog zur Pilotlösung) einführen
- Verantwortlichkeiten definieren: Für eine Skalierung braucht es klare Rollen, Ressourcen und ein standardisiertes Verfahren.
- Produkt-Delivery-Validation integrieren: Monitoring-Prozess aufbauen