



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössische Elektrizitätskommission EiCom

Analyse und Optimierung des Marktdesigns für die Regelleistung und -energie in der Schweiz

Studie im Auftrag der EiCom

Bern, 27. November 2025

Einleitung der ElCom

1 Ausgangslage

Systemdienstleistungen (SDL) dienen der Stabilität des gesamten Stromsystems. Dazu zählt auch der Einsatz von Regelenergie. Sie wird durch den Übertragungsnetzbetreiber beschafft, um kurzfristige Ungleichgewichte im Stromnetz zur Erhaltung der Systemstabilität auszugleichen. Im Rahmen ihrer Markt- und Netzüberwachungstätigkeit hat sich die ElCom seit 2022 verstärkt mit Systemdienstleistungen (SDL) bzw. mit den Regelenergiemärkten befasst. Dies besonders nachdem die Preise für Sekundärregelenergie (SRE) nach einer Umstellung des Beschaffungsregimes ab Mitte 2022 anstiegen. Bis Mitte 2022 beschaffte die Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid die Vorhaltung der dazu nötigen Leistung, die sog. Sekundärregelleistung (SRL), auf Basis eines Ausschreibungsverfahrens, während die gelieferte Energie SRE pauschal auf Basis eines 20%-Zu- bzw. Abschlags auf dem Spotmarktpreis vergütet wurde. Mit der Umstellung auf das Beschaffungsregime PICASSO im Juni 2022 wurde ergänzend auch für die SRE ein Ausschreibungsmodell eingeführt, wodurch nun auch die Abgeltung der SRE auf individuellen Gebotspreisen basiert. Damit erfolgt die Beschaffung von SRE mittels eines EU-kompatiblen Mechanismus. Allerdings besteht aufgrund des fehlenden bilateralen Abkommens zwischen der Schweiz und den Nachbarländern bzw. der EU weiterhin kein effektiver Zusammenschluss mit den benachbarten Regelmärkten, so dass der Beschaffungsmechanismus bislang lediglich isoliert im Inland zur Anwendung, aber die damit vorgesehene Vernetzung mit den ausländischen Märkten nicht zum Tragen kommen.

Mit der Umstellung des Beschaffungsregimes stiegen die SRE-Preise – bzw. die entsprechenden Zu- und Abschläge auf dem Spotmarktpreis und damit die Kosten für SRE – spürbar an. Anfang Sommer 2024 akzentuierte sich der Anstieg der SRE-Preise und diese verharren dann auf hohem Niveau. Das Fachsekretariat der ElCom analysierte die Preis- bzw. Gebotsentwicklungen für SRE und kam zum Schluss, dass dieser Preisanstieg ab Frühjahr 2024 nicht fundamental begründbar ist und die aktuelle Ausgestaltung des SRE-Marktes keine genügende Gewähr für effiziente Marktergebnisse bietet ([Link](#)). In diesem Zusammenhang prüfte das Fachsekretariat der ElCom mögliche Massnahmen und initiierte als kurzfristige Korrekturmassnahme mit Swissgrid und der Branche eine befristete, differenzierte Preisgrenze auf vertraglicher Basis. Diese Preisgrenze betrifft nicht alle SRE-Gebote, sondern lediglich verpflichtende SRE-Gebote, die einen Zuschlag und damit eine Abgeltung für die dazu vorgehaltene Leistung (SRL) erhalten haben. Die Preisgrenze für solche verpflichtende SRE-Gebote liegt bei 1'000 EUR/MWh und gilt für die Periode vom 03.03.2025 bis 28.12.2025.

Bei der Einführung der Preisgrenze hielt die ElCom bereits fest, dass mittel- und längerfristig ergänzende oder alternative Massnahmen nötig sind, um den SRE-Markt nachhaltig effizienter auszugestalten und den Bedarf an Regelenergie zu reduzieren ([Link](#)). Im Zusammenhang mit der Reduktion von Ausgleichs- und Regelenergie hat die ElCom in Abstimmung mit Swissgrid und der Branche Massnahmen eingeleitet, um die Verfügbarkeit und Qualität von Daten zu verbessern, welche für Verbrauchs- und Produktionsprognosen nötig sind. Ergänzend könnte die Anpassung des Mechanismus zur Berechnung des Ausgleichsenergiepreises, welche per Anfang 2026 umgesetzt wird, zur Reduktion des Regelenergiebedarfs beitragen. Das neue Ausgleichsenergie-Modell schafft bei den sog. Bilanzgruppen Anreize, sich aktiv am Ausgleich des Regelzonensaldos zu beteiligen. Solche Massnahmen adressieren die Nachfrage nach Regelenergie. Nötig sind aber auch Massnahmen, welche das Angebot bzw. generell die Funktionsweise und damit die Effizienz des SRE-Beschaffungsmechanismus verbessern. Generell stellt sich die Frage, ob die bestehenden Beschaffungsmechanismen für Regelenergie und -leistung – und besonders jener für SRE – grundsätzlich geeignet sind, um genügende Gewähr für effiziente Marktergebnisse zu bieten. Dies vor dem Hintergrund der relativ geringen Liquidität im schweizerischen Markt bzw. der weiterhin eingeschränkten marktlichen Integration in Europa bzw. der mangelnden Verbindung mit den ausländischen Märkten.

2 Durchführung und Erkenntnisse der Studie

Zur Untersuchung und Erarbeitung von weiteren längerfristigen Massnahmen als auch um die Analysen, einschliesslich der Wettbewerbsintensität auf den Märkten, zu vertiefen, hat die ElCom im Juni 2025 - nach Einholung verschiedener Offerten - ein von der Beratungsfirma Neon Neue Energieökonomik GmbH geleitetes Konsortium mit Takon GmbH und dem Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung ZEW beauftragt, eine Studie zur «Analyse und Optimierung des Marktdesigns für Regelleistung und -energie in der Schweiz» zu erstellen.

Im Rahmen dieser Studie sollte geprüft werden, inwiefern das aktuell angewandte Beschaffungsregime bzw. Auktionsdesign für Sekundärregelreserve sowie Tertiärregelreserve auch vor dem Hintergrund der beschränkten Liquidität (und potenziell geringen Wettbewerbsintensität) im schweizerischen Markt sowie dem fehlenden Zusammenschluss mit den benachbarten Märkten kosteneffiziente und unverzerrte marktliche Ergebnisse produzieren kann. Schliesslich wurde geprüft, ob und in welcher Weise die Beschaffungsregimes modifiziert oder grundsätzlich angepasst werden müssten. Hinsichtlich der Beschaffung von SRE sollte dabei auch die Möglichkeit einer Rückkehr in das Regime vor PICASSO evaluiert werden.

Für die Beurteilung der Funktionsweise der Regelenergiemärkte werden in der Studie Indikatoren für die Intensität des Wettbewerbs bzw. die Marktkonzentration erfasst sowie die konkreten Marktresultate analysiert. Dazu wurden die Auktionen für SRL, SRE sowie die Tertiärregelleistung (TRL) im Analysezeitraum für das gesamte Jahr 2024 sowie das Jahr 2025 bis zur Kalenderwoche 39 untersucht. Eine zentrale Erkenntnis der Studie ist, dass sich im Schweizer Regelenergiemarkt eine äusserst hohe Marktkonzentration zeigt. Konkret weisen gemäss dieser Analyse die Indikatoren auf «marktbeherrschende Stellungen der grossen Akteure» hin. Die Messung der Marktkonzentration erfolgt anhand der Marktanteile der grössten Anbieter (CRN-Index), dem Herfindahl-Hirschmann Index (HHI-Index) sowie der Messung der Häufigkeit, mit welcher ein Bieter pivotal ist, sein Angebot also zur Deckung der Nachfrage notwendig ist. Angesichts der ausserordentlich hohen Werte dieser Indikatoren kommt die Studie zum Schluss: «Die Indizes überschreiten die Schwellen bei weitem, welche allgemein anerkannt als einen hinreichenden Wettbewerb garantierend angesehen werden.» Dies ist gemäss der Studie im Kontext der hochfrequenten Regelenergieauktionen mit häufigen Anpassungsmöglichkeiten besonders kritisch. Die Studie folgert, dass dieser Kontext strategisches Gebotsverhalten und überhöhte Regelenergiepreise begünstigt.

Die Studie evaluiert unterschiedliche Ansätze zur Erhöhung der Effizienz der Regelmärkte. Konkret werden Massnahmen zur Begrenzung von Marktmacht, der Veränderung von Auktionsregeln, der Erhöhung des Angebots sowie zur Reduktion der Nachfrage (nach Regelleistung- und -energie) evaluiert. Im Rahmen der Massnahmen zur Begrenzung der Marktmacht werden Ansätze wie anlagenspezifische Gebote, ein Optionskontrakt-Modell, die finanzielle Langfristbeschaffung von Regelleistung und eine Verpflichtung zur Regelleistungserbringung untersucht. Bei der Veränderung von Auktionsregeln werden in der Studie einerseits mögliche Interventionen in den Preismechanismus wie etwa eine administrative Vergütung (u.a. indizierte Vergütung wie im Regime vor PICASSO) oder Preisgrenzen analysiert, anderseits Anpassungen beim Auktionsdesign, wie z.B. Anwendung eines Mischpreisverfahrens, einer kombinatorischen Auktion oder Uniform Pricing.

Bei der Angebotserhöhung geht es um die Einbindung neuer Anlagentypen, die erleichterte Teilnahme ausländischer Akteure sowie um die Möglichkeit einer Kürzung der Produktlängen, um Eintrittshürden für Technologien mit variablem Produktionsprofil zu reduzieren. Bei der Reduktion der Nachfrage werden Ansätze wie ein Grenzpreis-basierter Ausgleichsenergiepreis, oder der Einbezug des Intraday-Preises in die Formel des Ausgleichsenergiepreises diskutiert. Auf Basis der Analysen empfiehlt die Studie vor allem die Einführung eines Optionskontraktmodells. Dabei würde das bestehende Regelleistungsprodukt um eine finanzielle Zahlungsverpflichtung gegenüber Swissgrid erweitert, die die Form eines Optionskontrakts hat – dadurch würden nach Ansicht der Studienautoren die Gebote stärker kostenorientiert eingestellt werden. Daneben empfiehlt die Studie eine Reihe von Massnahmen, deren

Einführung unabhängig von der gewählten Umstrukturierung des Marktes ist. Sie zielen darauf ab, das Angebot zu erhöhen und damit die Preise zu reduzieren. Sie betreffen die Produktlänge, den Ausgleichsenergielpreis und das Potential aus dem Ausland.

3 Einordnung und weitere Schritte

Die Studie bestätigt die bisherigen Analysen der EiCom, wonach die aktuelle Ausgestaltung des SRE-Marktes keine genügende Gewähr für effiziente Marktergebnisse bietet. Auch wenn der bestehende – an europäische Standards angelehnte – SRE-Beschaffungsmechanismus grundsätzlich marktlich und wettbewerblich ausgestaltet ist, so fehlt im spezifischen und isolierten schweizerischen Kontext ohne Einbindung in die benachbarten Märkte ausreichend Liquidität für das Funktionieren des Marktes. Damit der aktuelle Mechanismus Gewähr für effiziente Marktergebnisse bieten könnte, ist nach Ansicht der EiCom eine effektive Einbindung in den europäischen Markt nötig. Bis eine solche Einbindung möglich wird – etwa im Zuge eines bilateralen Stromabkommens zwischen der Schweiz und der Europäischen Union – braucht es rasch Anpassungen am Marktdesign, um auch im Kontext der geringen Liquidität im schweizerischen Markt effiziente Ergebnisse sicherzustellen.

Der aktuell geltende Preis-Cap bei SRE läuft Ende 2025 aus. Sowohl die vorliegende Studie als auch die Analysen der EiCom (siehe «Wirkung der differenzierten Preisgrenze für Sekundärregelenergie», [Link](#)) illustrieren, dass der aktuelle Preis-Cap grundsätzlich so funktioniert, wie dies erwartet und beabsichtigt war. Als isolierte Massnahme aber kann er das unvollständige Funktionieren des SRE-Marktmechanismus nur partiell korrigieren. Das heisst, es sind weitergehende Massnahmen nötig, um den Beschaffungsmechanismus für SRE nachhaltig effizienter auszustalten. Auch aufgrund der Erkenntnisse der Studie hält es die EiCom daher für nötig, dass weitergehende Anpassungen an der Ausgestaltung des SRE-Marktes vorgenommen werden. Ein Grossteil der in der Studie diskutierten und empfohlenen Ansätze bedarf aber einer gewissen Zeit für die Umsetzung.

In Anbetracht der Erkenntnisse aus der Studie und mit Blick auf die zunehmenden Herausforderungen (ansteigende Kosten für Regel- und Ausgleichsenergie, weitere Zunahme stochastischer Produktion, erhöhter Bedarf an Redispatch) sowie der bis auf weiteres nicht möglichen Teilnahme an den internationalen Regelenergie-Plattformen erachtet es die EiCom als angezeigt, dass Swissgrid und die Marktakteure (Systemdienstleistungsverantwortliche, SDV) die aktuell bestehende und formell noch bis Ende 2025 geltende Preisgrenze freiwillig auf vertraglicher Basis weiterführen, bis weitere mittelfristige Massnahmen den SRE-Beschaffungsmechanismus nachhaltig effektiver machen. Auch in der Studie wird die Beibehaltung einer Preisgrenze als Übergangslösung empfohlen. Die vorliegende Studie bietet nach Ansicht der EiCom eine gute und fundierte Grundlage für die Diskussion über eine weitergehende Anpassung des SDL-Marktdesigns in der Schweiz. Parallel dazu wird die EiCom weiterhin Massnahmen verfolgen, um den Bedarf an Ausgleichs- und damit auch die nötige Regelenergie zu reduzieren – dies vor allem im Kontext der weiterhin wachsenden Einspeisung stochastischer Produktion. Dabei geht es nicht zuletzt um eine Verbesserung der Last- und Einspeiseprognosen bei den Bilanzgruppen.

Datum: 27. November 2025

Ort: Bern

Auftraggeberin:

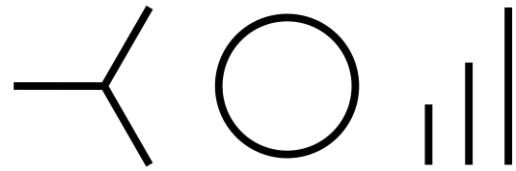
Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom
Christoffelgasse 5
CH-3003 Bern
www.elcom.admin.ch

Auftragnehmer:



Autorinnen und Autoren:

Ingmar Schlecht, Vlada Maksimova, Silvana Tiedemann, Alexander Neef (Neon Neue Energieökonomik GmbH)
Marion Ott (ZEW)
Karl-Martin Ehrhart, Julian Weidel (Takon GmbH)



GUTACHTEN

SDL-Marktdesign

Analyse und Optimierung des Marktdesigns für die
Regelleistung und -energie in der Schweiz

27. November 2025

Hinweis
Einige Stellen wurden als potentielle
Geschäftsgeheimnisse bzw. zum
Schutz des Marktes geschwärzt.

Im Auftrag der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ElCom

Autoren:

Ingmar Schlecht, Vlada Maksimova, Silvana Tiedemann, Alexander Neef (Neon)
Marion Ott (ZEW)
Karl-Martin Ehrhart, Julian Weidel (Takon)

neon neue
energieökonomik

Takon GmbH
SPIELTHEORETISCHE BERATUNG

ZEW

SDL-Marktdesign

Analyse und Optimierung des Marktdesigns für die Regelleistung und -energie in der Schweiz

Die vorliegende Studie ist ein Arbeitsergebnis des Projektes «Analyse und Optimierung des Marktdesigns für die Regelleistung und -energie in der Schweiz».

Diese Studie ist verfügbar unter neon.energy/sdl-marktdesign

Neon Neue Energieökonomik GmbH
Schönleinstr. 31
10967 Berlin

Kontakt
Dr. Ingmar Schlecht
schlecht@neon.energy
+49 177 86 33 526

In Kooperation mit:

TAKON GmbH
Schwalbenweg 5
95445 Bayreuth

**ZEW – Leibniz-Zentrum für Europäische
Wirtschaftsforschung GmbH**
L7 1, 68161 Mannheim

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungen und Definitionen	5
1 Einleitung	6
2 Analyse des Regelenergie- und Regelleistungsmarktes in der Schweiz.....	7
2.1 Anreize in Regelenergieauktionen	7
2.2 Marktmacht	8
2.3 Ergebnisse.....	9
3 Kurzanalyse möglicher Massnahmen.....	16
3.1 Marktmacht begrenzen	16
3.1.1 Anlagenspezifische Gebote	16
3.1.2 Optionskontrakt	17
3.1.3 Finanzielle Langfristbeschaffung von Regelleistung	19
3.1.4 Verpflichtung zur Regelleistungserbringung.....	20
3.2 Auktionsregeln verändern	21
3.2.1 Preisregulierung	21
3.2.2 Mischpreisverfahren	21
3.2.3 Kombinatorische Auktion.....	22
3.2.4 Uniform Pricing.....	23
3.3 Angebot erhöhen	24
3.3.1 Einbindung neuer Anlagentypen in der Schweiz	24
3.3.2 Erleichterte Teilnahme ausländischer Akteure.....	25
3.3.3 Produktlänge kürzen	25
3.4 Nachfrage reduzieren	27
3.4.1 Grenzpreis-basierter Ausgleichsenergiepreis	27
3.4.2 Intraday-Preis in die AEP-Formel einbeziehen	28
4 Vertiefte Analyse von Massnahmen	29
4.1 Preisregulierung	29
4.1.1 Vorüberlegungen: Vorteile freier Preisfindung	30
4.1.2 Administrative Vergütung.....	32
4.1.3 Preisdeckel.....	35
4.1.4 Rückwirkung auf andere Märkte	36
4.1.5 Fazit	38
4.2 Optionskontrakt	40
4.2.1 Grundidee	40
4.2.2 Wirkung auf Preise	42
4.2.3 Wirkung auf finanzielle Risiken.....	44
4.2.4 Unterschied zu Preisdeckel.....	45
4.2.5 Festlegung des Schwellenpreises	46
4.2.6 Bewertung des Optionskontrakts.....	47
4.3 Angebotserhöhung	48
4.3.1 Potenziale aus den Nachbarländern	48
5 Schlussfolgerung und Empfehlungen.....	51
5.1 Preisdeckel als Übergangslösung	51
5.2 Wesentliche Änderungen am SDL-Design	52

5.3 Zusätzliche No-Regret Massnahmen	53
Quellen	55
Anhang: Fallkonstellationen des Optionskontraktes	57

Abkürzungen und Definitionen

AEP	Ausgleichsenergiepreis
BG	Bilanzgruppe
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve
RR	Replacement Reserve
FCR	Frequency Containment Reserve
SRL	Sekundärregelleistung (= aFRR)
SRE	Sekundärregelenergie (= Regelenergie aus aFRR)
RE	Regelenergie (im Rahmen dieser Studie beziehen wir uns dabei nur auf SRE und TRE, nicht die Energie aus PRL)
RL	Regelleistung (im Rahmen dieser Studie beziehen wir uns dabei nur auf SRL und TRL, nicht PRL)
TRL	Tertiärregelleistung (= mFRR)
TRE	Tertiärregelenergie (= Regelenergie aus mFRR)
PRL	Primärregelleistung (= FCR)
SDV	Systemdienstleistungsverantwortliche

1 Einleitung

Hintergrund. Das Marktdesign für Systemdienstleistungen in der Schweiz steht unter Druck. Seit der Umstellung auf das PICASSO-kompatible Gebotsverfahren im Jahr 2022 sind die Preise für Sekundärregelenergie (SRE) deutlich gestiegen, mit einer Zuspitzung im Sommer 2024. Ein Teil dieser Entwicklung ist fundamental erklärbar: durch höhere Abrufmengen durch einen Zuwachs der PV und PV-Prognoseunsicherheiten, die auf eine kurze Schweizer Regelenergie-Merit-Order treffen. Vor dem Hintergrund einer geringen Marktliquidität und fehlender Preiskopplung zu Nachbarmärkten stellt sich aufgrund der hohen Preise jedoch die Frage nach unzureichendem Wettbewerb und möglicher Marktmachtausübung. Als Reaktion auf die beobachtete Preisentwicklung wurden bereits verschiedene Massnahmen ergriffen, u.a. eine Preisobergrenze für verpflichtende SRE-Gebote, die jedoch bis zum 28.12.2025 befristet ist.

Ziel. Diese Studie unterzieht die bestehenden Märkte für Sekundärleistung und -energie sowie Tertiärleistung einer grundlegenden Analyse und soll notwendige Anpassungen im Marktdesign aufzeigen. Im Mittelpunkt der Untersuchung steht die Frage, ob das bestehende Design in der Lage ist, unter den gegebenen Rahmenbedingungen wettbewerbliche, kosteneffiziente und unverzerrte Marktergebnisse zu generieren oder ob Anpassungen erforderlich sind.

Aufbau der Studie. Diese Studie ist wie folgt aufgebaut. Zuerst analysieren wir in Abschnitt 2 die bestehenden Märkte. Wir erklären auktionstheoretisch, welche Anreize der Markt für Bietende gibt und untersuchen empirisch, inwiefern sich aus Marktstruktur und Gebotsdaten Anhaltspunkte für ein nicht wettbewerbliches Verhalten identifizieren lassen. Daraus leiten wir ab, inwiefern ein Eingriff in den Markt gerechtfertigt ist. Darauf folgen in Abschnitt 3 Kurzanalysen möglicher Marktdesign-Änderungen, die wir jeweils kurz erklären, Vor- und Nachteile abwägen und eine Empfehlung aussprechen. Im Abschnitt 4 vertiefen wir drei der möglichen Massnahmen. Abschliessend ziehen wir Schlussfolgerungen und formulieren Empfehlungen zum weiteren Vorgehen.

2 Analyse des Regelenergie- und Regelleistungsmarktes in der Schweiz

2.1 ANREIZE IN REGELENERGIEAUKTIONEN

Wahrheitsgemäßes Bieten. Unter wahrheitsgemäßem Bieten versteht man, dass die Gebote den Kosten der Energiebereitstellung entsprechen. Unter Kosten werden auch Opportunitätskosten verstanden. Eine Auktion setzt nur dann Anreize für wahrheitsgemäßes Bieten, wenn mehrere Bedingungen gleichzeitig erfüllt sind (Krishna, 2009; Haufe und Ehrhart, 2018):

- die Auktion wird nur einmalig durchgeführt;
- es gilt das Einheitspreisverfahren (auch Uniform Pricing genannt), in dem der einheitliche Zuschlagspreis bzw. im Regelenergiemarkt der Abrufpreis durch das niedrigste nicht akzeptierte bzw. nicht abgerufene Gebot bestimmt wird;
- jeder Bieter reicht nur genau ein Gebot ein;
- die Güter sind homogen (d. h. Bieter sind indifferent gegenüber den im Auktionsverfahren angebotenen Gütern).

Unter diesen Bedingungen würden Teilnehmer an den Auktionen wahrheitsgemäß bieten und die Gebote ihrer Wettbewerber bzw. die Erwartungen bezüglich der Gebote ihrer Konkurrenten würden keine Rolle spielen. Alle Abweichungen von den vier Voraussetzungen generieren Anreize, Gebote oberhalb der wahren Kosten anzugeben.

Wiederholtes, hochfrequentes Spiel. In den Regelenergieauktionen sind die vier Bedingungen nicht erfüllt (Ocker et al., 2018a; Ehrhart und Ocker, 2021). Die Auktionen finden regelmässig alle 15 Minuten statt, Abrufe aus den Regelenergie-Merit-Orders noch häufiger: Das SRL-Regelsignal ist sekündlich. Dabei verändert sich die Anzahl der Bieter und ihre Angebotsvolumina sowie die Nachfrage nur geringfügig. Wenn Veränderungen entstehen, so sind diese zusätzlich häufig absehbar (z.B. aufgrund von Solarrampen). Somit sind die Auktionen ein wiederholtes Spiel und kein einmaliges Spiel für die Bieter. Bieter können ihre Strategien anhand von Informationen aus Vorrunden und Erwartungen optimieren oder durch Lernen über die Zeit anpassen (Hortaçsu und Puller, 2008). Dies gilt insbesondere dann, wenn Bieter eine marktbeherrschende Stellung einnehmen und die Möglichkeiten hätten, durch ihre Gebote das allgemeine Preisniveau zu erhöhen.

Preisregel, Multi-unit-Bieter, Homogenität. In den Auktionen gilt das Gebotspreisverfahren (pay-as-bid), bei dem jeder Bieter zu seinem eigenen Gebotspreis vergütet wird. Das allein würde schon ausreichen, damit Bieter ihre Erwartungen hinsichtlich der Kosten ihrer Konkurrenten mit in ihre Gebote einbeziehen. Zudem reichen Bieter mehrere Gebote gleichzeitig in

dieselbe Auktion ein – sie sind sogenannte Multi-Unit-Bieter – und die unterschiedlichen Positionen in der Merit-Order eröffnen unterschiedliche Aktivierungswahrscheinlichkeiten und Gewinnchancen, wodurch die gehandelten Güter heterogen werden. Das bedeutet, dass – anders als mitunter behauptet (z. B. [ACER, 2020, Paragraph 48](#)) – eine Umstellung der Preisregel auf Uniform Pricing allein keine hinreichende Bedingung darstellt, um Anreize zum wahrheitsgemäßen Bieten sicherzustellen.

Gebotsstrategien. Aus Sicht der Bieter ergeben sich folgende rationale Gebotsstrategien, die sich jeweils in Geboten oberhalb der wahren Kosten ausdrücken:

- (1) **Gebotsspreizung.** Alle Bieter treten mit mehreren Erzeugungseinheiten im Portfolio an. Wenn sie die Kosten ihrer teuersten Einheiten überhöhen, können Bieter mit einem hohen Marktanteil die vom System insgesamt zu tragenden Kosten steigern. Man spricht von einer Gebotsspreizung (Ehrhart et al., 2021; Haufe und Ehrhart, 2018; [Ausubel et al., 2014](#)). Da sich der Anreiz zur Überhöhung zwischen den Kosten verschiedener Einheiten unterscheidet, führt dieses Verhalten zu Ineffizienzen (Noussair, 1995; [Engelbrecht-Wiggans und Kahn, 1998](#)).
- (2) **Stillschweigende Kollusion.** Man spricht von einer stillschweigenden oder impliziten Kollusion, wenn Bieter durch ihre Gebote Signale an andere Bieter senden, um sich im Laufe der Zeit auf ein hohes Preisniveau zu koordinieren. Umgesetzt wird es von Bieter (oder deren algorithmischen Bots), indem sie ihre Gebotspreise systematisch über die gesamte Gebotskurve hinweg oder in einzelnen Bereichen erhöhen, eventuell in Verbindung mit einer Reduzierung der Angebotsmenge ([Ausubel et al., 2014](#)). Diese strategische Angebotsreduktion wird durch die hohe Frequenz und die geringe Gültigkeitsdauer der Gebote in Regelenergiemärkten grundsätzlich begünstigt: Falls ein hohes Gebot nicht zum Zug kommt oder kaum abgerufen wird, sind die Verluste überschaubar (Berninghaus und Ehrhart, 1998; Ehrhart et al., 2021).

Die unter (1) und (2) beschriebenen Anreize sind dann besonders stark bzw. haben besonders grosse unerwünschte Verzerrungseffekte, wenn der Markt klein oder durch wenig Wettbewerb gekennzeichnet ist ([Ausubel et al. 2014, Fabra, 2003](#)).

2.2 MARKTMACHT

Indikatoren. Ziel dieses Abschnittes ist es, zu bewerten, wie konzentriert der Schweizer Regelenergiemarkt ist und welche Wettbewerbsposition einzelnen Akteuren zukommt. Der Marktanteil einzelner Anbieter wird mit Bezug auf die angebotene und auf die zugeschlagene Leistung (SRL, TRL) bewertet. Zudem bestimmen wir die Marktanteile beim Abruf von SRE. Alle Indikatoren werden über die Zeit berechnet. Als Indikatoren für Marktkonzentration dienen Konzentrationsmasse aus der Wettbewerbsökonomie:

- (a) Die Konzentrationsraten der grössten N Unternehmen im Markt (CRN) geben an, welchen Prozentanteil die grössten N Anbieter gemeinsam an der Gesamtmenge haben.

Marktanteilen zwischen 40-50 % lassen eine marktbeherrschende Stellung vermuten¹.

- (b) Der Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) gibt die aufsummierten quadrierten Marktanteile der Anbieter eines Marktes an. Er liegt zwischen $10'000 / (\text{Anzahl Anbieter})$ und $10'000$. Ab einem Index von $1'800-2'000$ wird gemeinhin² von einer starken Konzentration ausgegangen und z.B. Fusionen zwischen Unternehmen verboten.

Pivotalität. Mithilfe der Pivotalitätsanalyse betrachten wir einen weiteren wettbewerblichen Aspekt. Auf dem Regelleistungs- und -energiemarkt ist die Anbieterzahl durch die präqualifizierte Leistung nach oben begrenzt. In Märkten mit Kapazitätsbeschränkungen (endlichem Angebot) ist die Analyse der Pivotalität von Anbietern essenziell. Ein Anbieter ist dann pivotal, wenn sein Angebot unverzichtbar ist, um die Nachfrage (Leistung oder Abrufmenge) zu decken. Auf dem Regelleistungsmarkt bedeutet dies, dass die Leistung des Bieters notwendig ist, um das nachgefragte Volumen zu decken. Auf dem Arbeitsmarkt fokussiert sich die Pivotalitätsanalyse auf die Abrufereignisse.

Langfristiger Wettbewerb. Die vorgestellten Indikatoren geben einen Hinweis darauf, inwiefern Unternehmen im aktuellen Wettbewerb eine marktbeherrschende Stellung innehaben können. Sie können jedoch keine direkten Rückschlüsse auf das tatsächliche wettbewerbliche Verhalten der Anbieter liefern. Die Ausübung von Marktmacht durch Anbieter mit hohen Marktanteilen kann beispielsweise im Fall von geringen Markteintrittshürden durch die Gefahr eines Markteintritts neuer Anbieter verhindert werden. Auch wenn Anbieter mit kleinen Marktanteilen in der Lage sind und einen Anreiz haben ihren Marktanteil auszubauen, kann dies der Ausübung von Marktmacht entgegenwirken. Momentan gibt es allerdings keine Anzeichen auf eine Verbesserung der Wettbewerbslage. Im Gegenteil: Unsere Analysen, die im nächsten Abschnitt vorgestellt werden, zeigen eine äußerst hohe Marktkonzentration und einen Anstieg der Anzahl pivotaler Anbieter im Zeitverlauf über den untersuchten Zeitraum.

2.3 ERGEBNISSE

Daten. Die empirische Analyse fokussiert sich auf die Auktionen für Sekundärregelleistung (SRL), Sekundärregelenergie (SRE) sowie die Tertiärregelleistung (TRL). Der Analysezeitraum

¹ Laut [EU-Leitlinien](#) können sehr hohe Marktanteile von mindestens 50 % allein eine beherrschende Marktstellung nachweisen. Die deutsche [Monopolkommission](#) vermutet bereits ab einem Marktanteil von mindestens 40 % eine Marktbeherrschung.

² Das [Glossar der Wettbewerbspolitik](#) der EU zum Kartellrecht und zur Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen ordnet die „Marktkonzentration bei einem HHI von unter 1'000 als niedrig, von 1'000 bis 1'800 als mittelmässig und über 1'800 als stark“ ein. Die [Fusionsrichtlinien der USA](#) verwenden dieselben Werte, und sehen einen Post-Fusions-HHI von über 1'800 kombiniert mit einem Anstieg um 100 durch die Fusion als bedenklich. In der [EU-Fusionskontrolle](#) gilt eine Unternehmensfusion mit einem HHI nach Fusion von unter 1'000 als unbedenklich sowie zwischen 1'000 und 2'000 als unbedenklich, wenn die Fusion den HHI um weniger als 250 erhöht (Europäische Union, 2004)

umfasst das gesamte Jahr 2024 und das Jahr 2025 bis KW39 (28.09.2025). Uns wurden für diesen Zeitraum pseudonymisierte Daten der bieterspezifischen Gebote von der ElCom zur Verfügung gestellt. Hier fassen wir die wesentlichen Aspekte und Erkenntnisse zusammen. Durch die Analyse individueller Gebotsdaten ergänzt unsere Analyse die der OMPEX, die in einer Second Opinion-Studie für die ElCom ([OMPEX, 2024](#)) bereits auf Basis einer Bottom-Up-Modellierung deutliche Abweichungen beobachteter Regelenergiepreise von modellierten Preisen aufzeigt.

Anzahl Akteure. Im Beobachtungszeitraum nehmen maximal 14 Anbieter am Regelenergiemarkt teil und werden abgerufen. Ein Bieter nimmt dabei nur über freie Gebote teil und tritt entsprechend nicht auf dem Leistungsmarkt auf. Die vorgezogene Beschaffung bei SRL zieht zwar im Durchschnitt mehr Anbieter an als die kurzfristige Beschaffung, beim Zuschlag ist es jedoch sowohl bei positiver als auch bei negativer SRL umgekehrt. So wurden beispielsweise in den vorgezogenen Beschaffungsauktionen im Jahr 2025 bei SRL- durchschnittlich nur 1.8 Anbieter bezuschlagt und in [REDACTED] der 14 Wochen ging der komplette Zuschlag an einen Anbieter.

Marktkonzentration. Die Indikatoren auf allen Märkten weisen auf marktbeherrschende Stellungen der grossen Akteure hin. Die Marktkonzentration auf dem SRL-Markt ist auf Basis der Konzentrationsraten und HHI als äusserst hoch einzustufen, sowohl bezüglich des Angebots als auch – noch stärker – im Zuschlag. [REDACTED]

[REDACTED] Die Indikatoren auf dem SRE-Markt sind ebenfalls klar oberhalb der Schwellen, die für einen effizienten Markt und wettbewerbliche Gebote erforderlich sind. Die freiwilligen Gebote wirken der Konzentration nur wenig entgegen. Auf beiden Märkten liegen die in der Schweizer gemessenen Indikatoren sogar über den Werten, die im deutschen Regelenergiemarkt beobachtet werden. Dies ist besonders hervorzuheben, weil bereits die niedrigeren Werte in Deutschland zu Untersuchungen der Marktkonzentration geführt haben. Die Marktkonzentration auf dem TRL-Markt wurde ebenfalls untersucht. Die Konzentrationsraten und der HHI sind hoch, liegen aber unter den Werten bei SRL. Innerhalb des TRL-Marktes sind die Anbieterzahlen für die 4h-Produkten geringer und die Marktkonzentration entsprechend höher.

Tabelle 1. SRL: Anbieter und Konzentrationsmasse als Wochendurchschnitte ohne vorgezogene Beschaffung

	NEG Angebot	NEG Zuschlag	POS Angebot	POS Zuschlag
Anzahl Anbieter insgesamt	13	12	12	12
Anzahl Anbieter durchschn.	8.5	5.6	8.3	5.6
Grösster Anbieter (CR1)				
Zwei grösste Anbieter (CR2)				
Drei grösste Anbieter (CR3)	9	9	9	9
Vier grösste Anbieter (CR4)	9	9	9	9
Fünf grösste Anbieter (CR5)	9	9	9	9
HHI	3'295	4'660	3'441	4'383

Tabelle 2. SRE: Anbieter und Konzentrationsmasse als Durchschnitte über die Auktionen 2024/25

	NEG Angebot	POS Angebot
Anzahl Anbieter insgesamt	14	13
Anzahl Anbieter durchschn.	6.9	6.9
Grösster Anbieter (CR1)		
Zwei grösste Anbieter (CR2)		
Drei grösste Anbieter (CR3)	9	9
Vier grösste Anbieter (CR4)	9	9
Fünf grösste Anbieter (CR5)	9	9
HHI	4'408	4'030

Tabelle 3. TRL: Wochenprodukte, Anbieter und Konzentrationsmasse als Wochendurchschnitte

	NEG Angebot	NEG Zuschlag	POS Angebot	POS Zuschlag
Anzahl Anbieter insgesamt	12	12	12	12
Anzahl Anbieter durchschn.	10	8	9	8
Grösster Anbieter (CR1)				
Zwei grösste Anbieter (CR2)				
Drei grösste Anbieter (CR3)	8	8	7	7
Vier grösste Anbieter (CR4)				
Fünf grösste Anbieter (CR5)				
HHI	2'785	3'052	2'091	2'367

Pivotalität. Pivotalität kommt bei SRL häufig vor, mehr bei SRL+ als bei SRL-, [REDACTED] [REDACTED]. Vor Mitte 2024 war Pivotalität kaum zu beobachten, danach tritt sie regelmässig auf. [REDACTED]

[REDACTED] Pivotalität zeigt sich zudem im Abruf: [REDACTED]. Für TRL wurde keine Pivotalitätsanalyse durchgeführt.

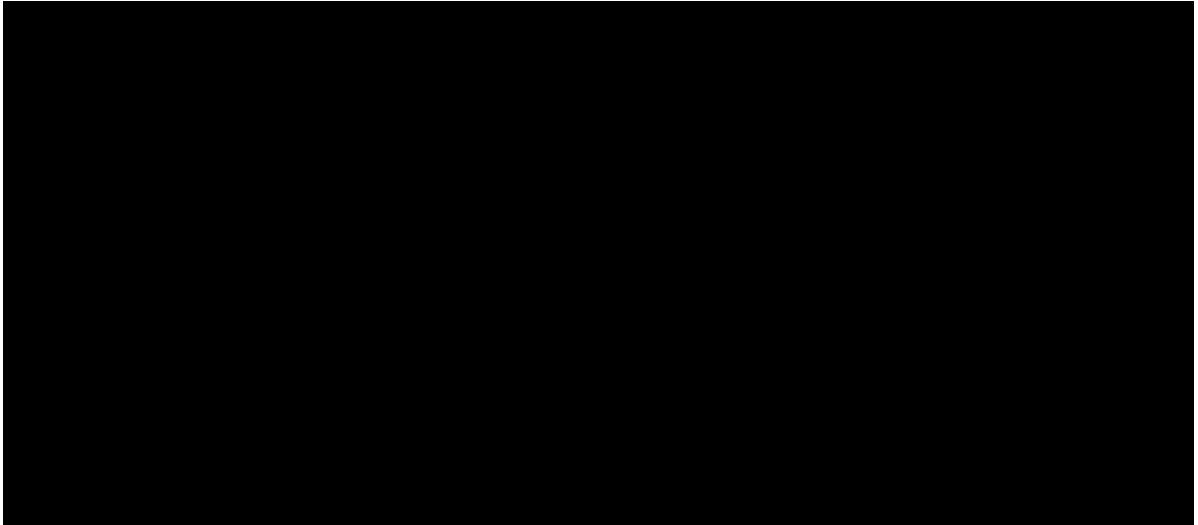
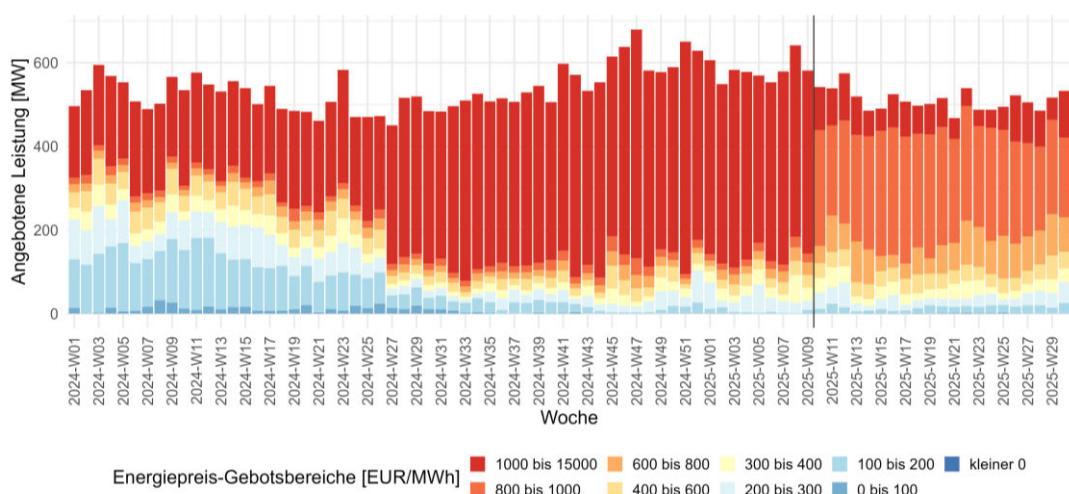
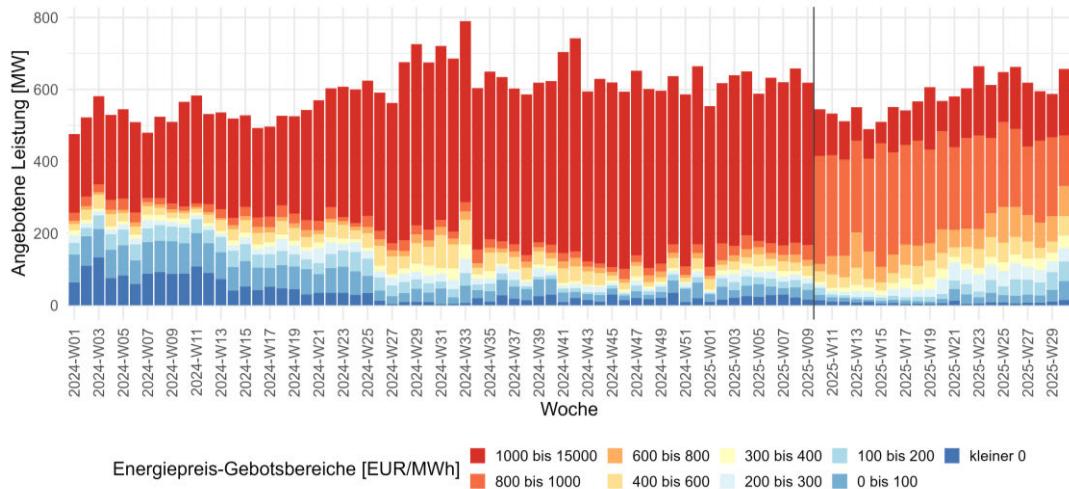


Abbildung 1. SRL: [REDACTED] pivotaler Anbieter im Zeitverlauf

Gebotshöhen. Vor dem Hintergrund der äusserst hohen Marktkonzentration und häufigen Pivotalität konzentrieren wir uns weiter auf die tatsächlichen Gebotshöhen. Wir beobachten, dass sowohl bei SRL als auch bei SRE die Gebotskurven im hinteren Bereich der Merit Order stark ansteigen. Wenn die bezuschlagten bzw. grössere Prozentanteile der abgerufenen Leistung in diese Bereiche kommen, hat dies sehr starke Effekte auf die Preise. Dies ist in den kritischen Wochen 2024 deutlich erkennbar geworden (siehe nächster Absatz). [REDACTED]

Nach Einführung der neuen Gebotspreisgrenze in KW10 2025 wird zunächst ein grosser Teil der Gebote, die zuvor über 1'000 Euro/MWh lagen, in den Bereich 900 bis 1'000 Euro/MWh knapp unter der neuen Grenze verschoben. In den folgenden Wochen bewegen sich Teile dieser Gebotsmengen wieder in niedrigere Bereiche, erreichen allerdings nicht mehr das Niveau, welches vor Mitte des Jahres 2024 existierte.



Kritische Wochen 2024. Die Kosten für Regelenergie steigen nicht gleichmäßig an, sondern erreichen Mitte des Jahres einen deutlichen Peak (ab KW32 2024). Besonders stark steigen die Kosten dabei in den für den Abruf relevanten Bereichen und halten sich lange auf hohem Niveau. Diese veränderten Angebotskurven treffen bei SRE- auf hohe Abrufe und bei SRE+ auf eine geringe Anbieterzahl sowie ein geringes Angebot. Bei einer individuellen Analyse der Bietern ist diese Veränderung im Gebotsverhalten bei ██████████ Anbietern zu beobachten. Die Gebotspreisgrenze ab KW 10 2025 kann dies im Bereich der Merit Order über 100 MW zwar eindämmen, das Preis-Niveau vor dem Anstieg wird im Beobachtungszeitraum jedoch nicht wieder erreicht.

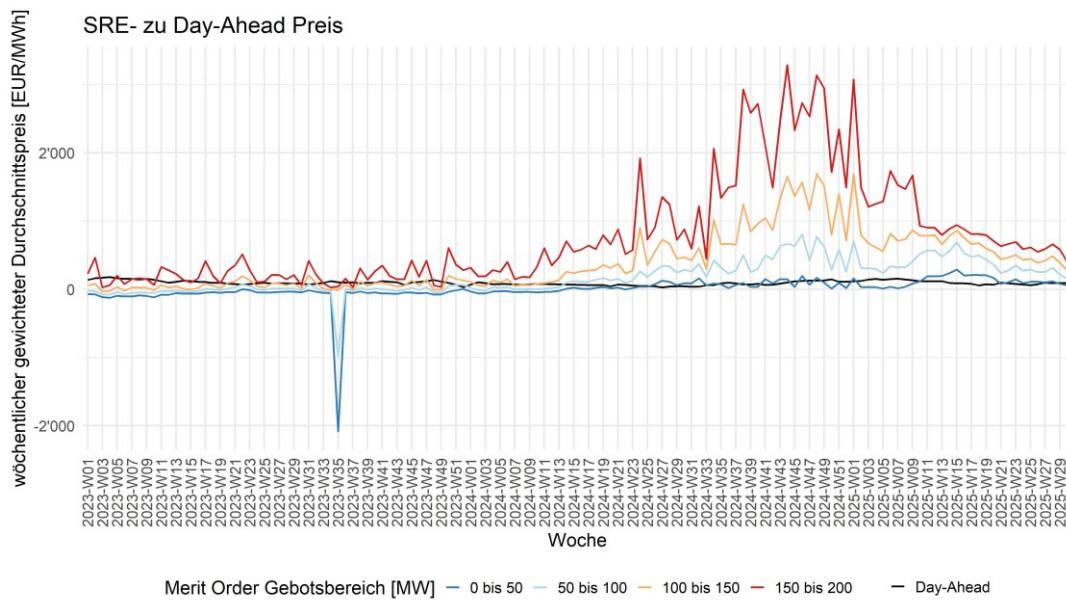


Abbildung 4. SRE-: Wöchentliche gewichtete Durchschnittspreise des Angebots (Gebotsbereiche zwischen 0 und 200 MW)

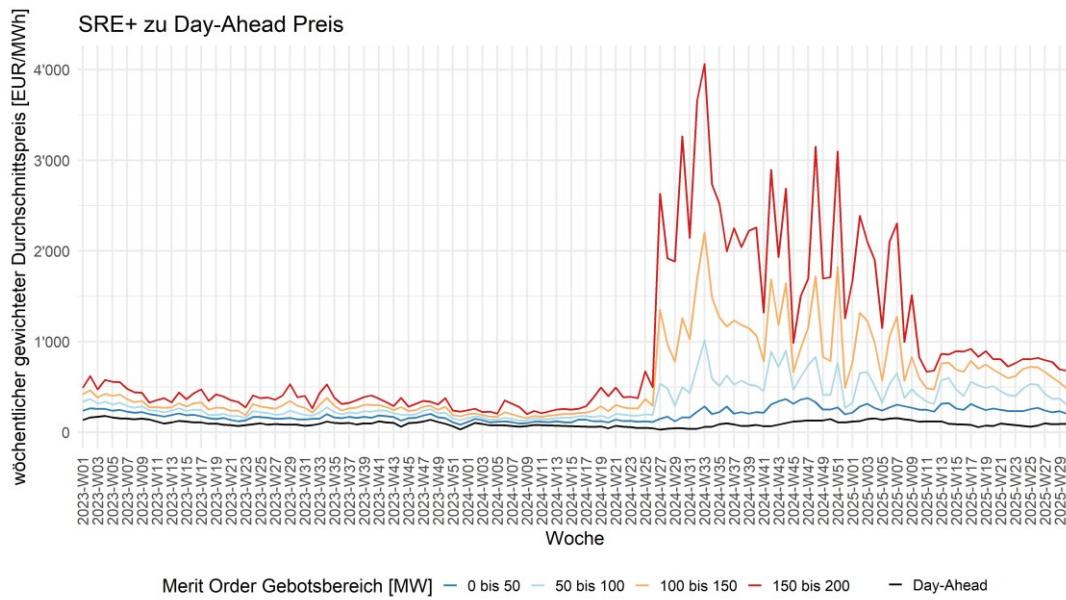


Abbildung 5. SRE+: Wöchentliche gewichtete Durchschnittspreise des Angebots (Gebotsbereiche zwischen 0 und 200 MW)

Externe Faktoren. Die Preisanstiege lassen sich teilweise durch fundamentale Faktoren erklären. Ein wesentlicher externer Auslöser für die Kostensteigerungen sind dabei Starkniederschläge und diverse Hochwasserereignisse. Diese traten von Anfang Juni (KW22/23) bis Juli 2024 in mehreren Regionen der Schweiz auf und führten zu Überschwemmungen. Der Füllungsgrad der Speicherseen stieg überdurchschnittlich und einzelne Kraftwerke fielen aufgrund von Geröll und Schutt aus. Die Füllstände normalisierten sich danach aber wieder, wohingegen das Gebotsverhalten nicht zu alten Niveaus und Mustern zurückkehrte. Es kann insofern nicht ausgeschlossen werden, dass die Juni-Ereignisse ein externes Ereignis darstellen, welches zu einer impliziten Koordination auf höhere Preise geführt hat.

Fazit. Eine geringe Anbieterzahl, eine hohe Marktkonzentration und das Auftreten von Pivotalität führen auf allen untersuchten Märkten zu einem grossen Risiko, dass Bieter ihre marktbeherrschende Stellung ausnutzen könnten. Zwei Mechanismen sind dabei zentral: Zum einen erleichtert das regelmässige Aufeinandertreffen ähnlicher Anbieter eine implizite Koordination auf Strategien, von denen alle Anbieter profitieren. Zum anderen können einzelne Bieter mit einer pivotalen Stellung unabhängig von anderen Akteuren Preise gezielt in ihrem Sinne beeinflussen.

Zwar könnten auch fundamentale Änderungen in den Kapazitäten oder den Kostenstrukturen zu einem veränderten Gebotsverhalten und steigenden Preisen beigetragen haben, eine Vorgängerstudie – eine auf einem Vergleichsmodell basierende Second Opinion-Studie der OMPEX – hält dies jedoch für eine unzureichende Erklärung. Darüber hinaus zeigen unsere auf Basis der Gebotsdaten durchgeföhrten Analysen typische Anzeichen für strategisches Gebotsverhalten wie eine starke Gebotsspreizung. Plausibel ist daher, dass überhöhte Gebote eine Ursache für die hohen Preise darstellen. Denkbar ist insbesondere, dass sich nach den wetterbedingten hohen Kosten im Sommer 2024 ein höheres Preisniveau etabliert hat, sei es durch eine implizierte Koordinierung oder durch eine verstärkte Nutzung individueller Marktmacht einzelner Bieter. Sicher ist, dass Bieter in vielen Fällen eine pivotale Stellung innehaben und aufgrund der speziellen Struktur der Regelenergieauktionen starke Anreize haben, diese auszunutzen. Wir empfehlen daher Massnahmen zu ergreifen, um in diesem Kontext eine effiziente Bereitstellung von Regelleistung und -energie zu gewährleisten. Im folgenden Kapitel stellen wir Möglichkeiten dafür vor.

3 Kurzanalyse möglicher Massnahmen

In diesem Abschnitt geben wir eine Übersicht über betrachtete Massnahmen und Analysieren diese in Kurzform. Die Auswahl der analysierten Massnahmen folgt einer Long List, sie stellt daher noch keine Vorauswahl empfohlener Massnahmen dar. Die Bewertung einer jeden Massnahme ist jeweils am Schluss der Abschnitte formuliert. Auf drei der Massnahmen (Preisregulierung, Optionskontrakt und Angebotserhöhung) wird in Kapitel 4 noch einmal vertieft eingegangen. Das übergeordnete Ziel aller Massnahmen ist, die Kosten für Balancing-Dienstleistungen zu senken. Die Übersicht gliedert sich nach den Wirkungskanälen, über die die Massnahmen auf das Ziel der Kostenreduktion wirken:

- Marktmacht begrenzen,
- Auktionsregeln verändern,
- Angebot erhöhen und
- Nachfrage reduzieren (nach Regelleistung- und -energie)

Bewertungsindikator. Wir bewerten die Massnahmen einerseits verbal, andererseits mit einem Ampel-Indikator, der aus unserer Sicht anzeigt, ob die Massnahme untauglich ist (rot), möglicherweise tauglich ist, jedoch weiterer Analyse Bedarf (gelb) oder ob wir die Massnahme zur konkreten Ausgestaltung und ggf. Einführung empfehlen würden (grün).



3.1 MARKTMACHT BEGRENZEN

In diesem Abschnitt analysieren wir Massnahmen, die über den Wirkungskanal der Marktmachtbegrenzung die Kosten von Regel-Dienstleistungen senken sollen.

3.1.1 Anlagenspezifische Gebote

Massnahme. Bei der Einführung anlagenspezifischer Gebote werden Anbieter verpflichtet, für jede Anlage separate Gebote einzustellen. Gebote, die aus einem diversen Anlagenpool bestehen, sind dann nicht mehr möglich.

Hintergrund. Aktuell müssen Anbieter von Systemdienstleistungen (SDV) in ihren Geboten nicht spezifizieren, mit welchen konkreten Anlagen sie die Balancing-Dienstleistung durchführen möchten; die Gebote sind somit heute *nicht* anlagenspezifisch, sondern Portfolio-basiert. Das ermöglicht viel Flexibilität auf Seiten der Anbieter, denn sie können innerhalb der Zeitperiode, für die sie im Regelleistungsmarkt einen Zuschlag erhalten haben, unterschiedliche Einheiten für die Erbringung heranziehen. Dies kann die Kosten für die Erbringung senken, da immer die zum jeweiligen Zeitpunkt günstigste Anlage des Anbieters genutzt werden kann, was sich häufig auch innerhalb eines Tages ändern kann. Gleichzeitig erschwert das heutige Portfolio-basierte Bieten jedoch die Marktmachtkontrolle, da die Gebotsberechnung intransparenter und schwerer zu objektivieren ist.

Ziel: Erleichterung der Marktmachtkontrolle. Das Ziel der Massnahme ist, mehr Kostentransparenz und somit die Marktmachtkontrolle zu erleichtern.

Gleichberechtigung kleiner Anbieter. Sekundär hätte die Massnahme eine Gleichberechtigung von Anbietern mit unterschiedlichen Portfoliogrössen zur Folge. Das könnte dazu führen, dass mit einer solchen Regelung auch grosse Anbieter ein Interesse an beispielsweise Marktdesignänderungen wie verkürzten Produktlängen und feingranular Angebotsgrössen hätten, die heute vor allem im Interesse von kleineren Anbietern liegen.

Wirkung auf Wettbewerb und Preise. Anlagenspezifische Gebote haben keine direkt Marktmacht-reduzierende Wirkung. Die Ausübung von Strategien marktmächtiger Akteure kann prinzipiell auch gestückelt über verschiedene anlagenspezifische Gebote hinweg erfolgen. Jedoch könnte die Pflicht zu anlagenspezifischen Geboten indirekt eine disziplinierende Wirkung entfalten, da sich die Angemessenheit solcher Gebote leichter extern überprüfen lässt.

Gewichtige Nachteile. Anlagenspezifische Gebote hätten – bei ansonsten gleichem Marktdesign wie heute – massive Effizienzeinbussen zur Folge. Denn mit den heutigen langen Produktlängen (Lieferperioden) von bis zu einer Woche bei SRL, aber auch bei kürzeren Lieferperioden wie 4h-Blöcken, müssten Anlagen bei einem Zuschlag die ganze Lieferperiode durchgehend für Regelleistung bereitstehen – eine Re-optimierung des Anlageneinsatzes innerhalb der Lieferperiode wäre nicht möglich. Anbieter hätten dann deutlich höhere Opportunitätskosten für Regelleistungsbereitstellung als heute, denn sie müssten die eine bezuschlagte Anlage durchgehend in einem Anlagenzustand betreiben, der die Erbringung der bezuschlagten Regelleistung ermöglicht. Das könnte zu hohen operativen Kosten führen, die über eine hohe Leistungsvergütung kompensiert werden müssten.

Bewertung. Aus unserer Sicht sind anlagenspezifische Gebote nicht empfehlenswert. Die Vorteile einer vereinfachten Marktmachtkontrolle können aus unserer Sicht die Effizienzeinbussen durch die verringerte anbieterseitige Flexibilität nicht ausgleichen. In jedem Fall müsste vor einer Einführung umfangreiche Änderungen an anderen Stellschrauben des Marktdesigns vorgenommen werden, damit anlagenspezifische Gebote möglich werden würden, wie verkürzte Produktlängen, verkleinerte Mindestangebotsgrössen, etc.



3.1.2 Optionskontrakt

Massnahme. Das bestehende Regelleistungsprodukt (die Massnahme wäre auf SRL und/oder TRL anwendbar) wird um eine finanzielle Zahlungsverpflichtung gegenüber Swissgrid erweitert, die die Form eines Optionskontrakts hat: Übersteigt der Marktpreis der Regelenergie eine festgelegte Preisschwelle S , müssen alle im Leistungsmarkt bezuschlagten Anbieter die Differenz $(P - S) \times \text{Leistungsmenge}$ an Swissgrid entrichten – unabhängig davon, ob sie im Regelenergie-Markt tatsächlich aktiviert werden. Damit handelt es sich um eine Call-Option zugunsten von Swissgrid auf den Regelenergiepreis. Die Preisschwelle wird vorab fixiert oder indexiert und ist bei Angebotsabgabe bekannt. Die Massnahme setzt voraus, dass die Preisregel auf Uniform Pricing umgestellt wird. Denn nur dann tritt die wünschenswerte Eigenschaft ein, dass alle Anbieter mit Geboten unterhalb des Schwellenpreises sicher sein können, dass

sie das Geld zur Begleichung der Optionszahlung am Markt auch sicher einnehmen werden und damit die Zahlung keinerlei zusätzliches Risiko für sie birgt. Wir analysieren den Optionskontrakt im Detail in Abschnitt 4.2.

Hintergrund. Das Anbieterfeld für Regelenergie in der Schweiz ist meist stark konzentriert: Wenige Anbieter stellen den Grossteil der verfügbaren Kapazitäten. Diese Struktur erleichtert strategisches Gebotsverhalten und begünstigt überhöhte Regelenergielpreise. Aus der Literatur und Praxis zu Kapazitätsmärkten ist das Konzept bekannt, Anbieter zu Optionsverträgen zu verpflichten (dort: Reliability Options genannt), die den Effekt haben, Anbietern den Anreiz zu überhöhten Spotmarkt-Geboten zu nehmen (Cramton & Stoft, 2008).

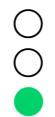
Ziel: Begrenzung strategischer Preisaufschläge. Der Optionskontrakt soll die Möglichkeit zur Marktmachtausübung im Regelenergiemarkt verringern. Anbieter mit Leistungszuschlag sollen keinen wirtschaftlichen Vorteil mehr daraus ziehen können, im Regelenergiemarkt (RE-Markt) Gebote oberhalb ihrer tatsächlichen Kosten abzugeben. Er reduziert damit Anreize für Preisaufschläge, ohne die Möglichkeit einzuschränken, in Geboten tatsächliche Kosten zum Ausdruck zu bringen, die bei der Abrufreihenfolge berücksichtigt werden.

Wirkung auf Wettbewerb und Preise. Da Preissteigerungen oberhalb der Schwelle direkt zu Zahlungsverpflichtungen führen, entfallen in dem Bereich Anreize für überhöhte Gebote. Die Gebote werden dadurch stärker kostenorientiert und der Wettbewerb intensiviert. Durch die tieferen Gebote der Leistungs-kontrahierten Anbieter wäre auch der Wettbewerb für Anbieter, die dem Optionskontrakt nicht unterliegen, intensiviert. In der Folge sinken die durchschnittlichen Regelenergielpreise, und extreme Preisausschläge werden unwahrscheinlicher.

Einfluss auf den Leistungsmarkt. Die erwarteten Zahlungen aus dem Optionskontrakt werden in die Leistungsgebote eingepreist. Da alle Anbieter der gleichen Regel unterliegen, erhöht sich das Kostenniveau gleichmässig (mit leichten Unterscheidungen je nach entstehendem Zahlungsrisiko), die Gebotsreihenfolge bleibt somit weitgehend unverändert. Für Swissgrid ist die Massnahme im Erwartungswert kostenneutral in Bezug auf Regelleistungsvorhaltung und Optionseinnahmen, da sich die höheren Regelleistungsvergütungen durch die Zahlungen aus dem Optionskontrakt ausgleichen. Die Regelenergiekosten sollten jedoch sinken, da Anreize zur Marktmachtausübung reduziert sind. Die Marktmacht auf dem Leistungsmarkt erhöht sich durch die Einführung des Optionskontraktes nicht, sodass aus theoretischer Sicht nicht davon auszugehen wäre, dass die Gebote dort bei Einführung des Optionskontraktes um mehr als die erwarteten Zahlungen aus dem Optionskontrakt ansteigen: Die Marktmacht hätte auch vorher schon ausgenutzt werden können. Jedoch ist in der Praxis ein Effekt auf Gebotsaufschläge im Leistungsmarkt aufgrund der hohen Anbieterkonzentration nicht auszuschliessen.

Auswirkungen auf Erlösrisiken. Der Optionskontrakt verändert die Risikoverteilung: Anbieter mit tiefen variablen Kosten profitieren von geringerer Erlösvolatilität, während Anbieter mit hohen Abrufkosten ein grösseres Risiko tragen, da sie auch ohne Abruf Zahlungen leisten müssen. Durch die Festlegung des Schwellenpreises S kann diese Risikobalance gezielt beeinflusst werden.

Bewertung. Der Optionskontrakt ist ein wirksames und marktorientiertes Instrument zur Eindämmung von Marktmacht im Regelenergiemarkt. Er senkt strategische Ge-
botsanreize, erhält die Preissignale des Marktes und vermeidet die Verzerrungen eines
administrativen Preisdeckels. Die Massnahme erscheint aussichtsreich, erfordert je-
doch eine sorgfältige Ausgestaltung insbesondere hinsichtlich der Festlegung und möglichen
Indexierung der Preisschwelle.



3.1.3 Finanzielle Langfristbeschaffung von Regelleistung

Massnahme. Swissgrid führt finanzielle Differenzverträge für Jahres- und Monatsbänder von Regelleistung ein, um diese frühzeitig vertraglich zu beschaffen. Im Differenzvertrag verpflichtet sich der Anbieter – wie bei einer Futures Short-Position – zur Zahlung der Differenz zwischen dem kurzfristigen Regelleistungspreis und dem Vertragspreis des Differenzvertrages. Falls die Differenz negativ ist, bekommt der Anbieter diese von Swissgrid ausgezahlt. Für die Einführung der Differenzverträge ist eine Umstellung der kurzfristigen Regelleistungsauktionen auf Uniform Pricing notwendig.

Hintergrund. Heute wird Regelleistung in wöchentlichen und vortägigen Auktionen beschafft. Anders als im Grosshandels-Energiemarkt gibt es für Regelleistung keine Futures-Märkte zur Absicherung von Erlösen. Aus der ökonomischen Literatur ist bekannt, dass die Existenz von Langfristmärkten Marktmacht eindämmen kann (Allaz & Vila, 1993).

Ziel. Die Massnahme dient drei Zielen: Verringerung von Marktmachtausübung in den Regelleistungsauktionen, langfristige Erlössicherheit für Anbieter von Regelleistung, und das Anlocken von Investitionen in neue Regelleistungs-Kapazitäten.

Wirkung auf Wettbewerb und Preise. Aus drei Gründen dürfte die Massnahme einen preissenkenden Effekt auf die Regelleistung haben. Erstens sind Langfristmärkte ein bewährtes Mittel zur Senkung von Marktmacht. Zweitens ist Erlössicherheit für Unternehmen ein wertvolles Gut, für das eine Zahlungspräferenz besteht: Value-at-risk wird reduziert und somit Finanzierungskosten gesenkt bzw. ansonsten gebundenes Eigenkapital für andere Anwendungszwecke freigesetzt. Drittens kann längerfristige Erlösstabilität neue Investitionen anreizen, die wiederum den Wettbewerb verstärken.

Nachteile. Die Einführung einer solchen vorgezogenen finanziellen Beschaffung ist mit administrativem Aufwand verbunden. Finanzielle Forward-Produkte erfordern zudem finanzielle Sicherheiten und einen Clearing-Mechanismus. Zudem ist fraglich, wie viele Bieter in einem solchen längerfristigen Markt anbieten würden. Falls der Initialaufwand dafür hoch ist, könnte der Wettbewerb in diesen Beschaffungen sogar verringert sein und die Massnahme gegenteilige Wirkung entfalten.

Bewertung. Ohne tiefergehende Analyse ist diese Massnahme kurzfristig nicht zu empfehlen, da sie komplex ist und mit Risiken einhergeht. Sie birgt jedoch das Potenzial, marktbasert die unerwünschten Folgen hoher Marktkonzentration einzudämmen und sollte langfristig erwogen werden. Wir empfehlen, die bisherige Praxis der vorgezogenen Beschaffung einer detaillierten Analyse zu unterziehen (sie kann theoretisch durch



Marktsegmentierung auch preiserhöhend wirken) und eine finanzielle Langfristbeschaffung zu evaluieren, da wir Potenzial in der Massnahme sehen, ohne sie jedoch zum aktuellen Analysestand definitiv empfehlen zu können.

3.1.4 Verpflichtung zur Regelleistungserbringung

Massnahme. Bei dieser Massnahme wird jeder Betreiber eines steuerbaren Kraftwerks dazu verpflichtet, einen gewissen Prozentsatz seiner Kraftwerksleistung für Regelleistung bereitzustellen. Diese Verpflichtung ist handelbar, sodass Kraftwerksbetreiber untereinander die Verpflichtung abtauschen und an andere Kraftwerksbetreiber weitergeben können. Der Handel wird zentral über Swissgrid abgewickelt. Anbieter informieren also Swissgrid, wenn sie die Verpflichtung nicht selbst erfüllen möchten, sodass Swissgrid Ersatz beschafft, der jedoch vom ursprünglich Verpflichteten bezahlt würde. Die verpflichteten Kraftwerksbetreiber werden über eine regulierte Vergütung entschädigt. Die Massnahme lehnt sich an die obligatorische jedoch handelbare Wasserkraft-Speicherreserve nach Artikel 8b des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) an. Für die Einführung der Verpflichtung ist eine Umstellung der kurzfristigen Regelleistungsauktionen auf Uniform Pricing notwendig.

Hintergrund. Der Schweizer SDL-Markt ist nicht nur im Bereich der Regelenergie, sondern auch im Bereich der Regelleistung stark konzentriert auf wenige Anbieter mit äusserst hohen Marktanteilen. Daher besteht die Gefahr überhöhter Preise. Wenn eine marktliche Beschaffung in dem Segment wegen mangelndem Wettbewerb grundsätzlich nicht effizient ist, kann eine regulatorische Verpflichtung zur Regelleistungserbringung nötig sein.

Ziel. Das Ziel der Massnahme ist die Verhinderung von Marktmacht bei der Bereitstellung von Regelleistung. Gleichzeitig zielt sie auf ein Beibehalten der effizienten Allokation, sodass die Anbieter mit den günstigsten Bereitstellungskosten die Regelleistung erbringen.

Wirkung auf Wettbewerb und Preise. Diese Massnahme erreicht ein verlässliches Vergütungsniveau, dessen Angemessenheit von der regulatorischen Parametrierung der Vergütung abhängt. Durch die Handelbarkeit der Verpflichtung stellt sich eine Allokation ein, bei der diejenigen die Regelleistung erbringen, die dies am günstigsten können. Das effiziente Marktresultat könnte somit weiterhin (oder gerade erst – wegen verringelter Marktmacht) erreicht werden.

Nachteile. Eine Verpflichtung mit regulierter Vergütung stellt einen tiefen regulatorischen Eingriff in den Marktmechanismus dar. Wenn die regulierte Vergütung unterhalb der Erbringungskosten (einschliesslich Opportunitätskosten) festgesetzt ist, könnte sie zudem Neuinvestitionen in die Art von Anlagen weniger attraktiv machen, die der Verpflichtung unterliegen.

Bewertung. Eine Verpflichtung zur Regelleistungserbringung kann ein adäquates letztes Mittel sein, wenn Marktmechanismen kein effizientes und volkswirtschaftlich wünschenswertes Resultat ergeben.



3.2 AUKTIONSREGELN VERÄNDERN

In diesem Abschnitt analysieren wir Massnahmen, deren Ziel es ist, über eine Veränderung von Auktionsregeln die Kosten von Regel-Dienstleistungen zu senken.

3.2.1 Preisregulierung

Das Themengebiet der Preisregulierung umfasst einerseits die administrative Vergütung (u.a. indizierte Vergütung) und andererseits Preisdeckel. Wir untersuchen diesen Massnahmenbereich im Abschnitt 4.1.

3.2.2 Mischpreisverfahren

Massnahme. Die Preise für Regelenergie lassen sich auch in den Regelleistungskontrakt integrieren, sodass Anbieter bereits bei ihrem Leistungsangebot einen Preis für die mit der Leistung verbundene Regelenergie anbieten müssen. Beim Mischpreisverfahren werden Leistungspreis und Energiepreis im Regelleistungs-Gebot gemeinsam berücksichtigt. Der Zuschlag im Regelleistungsmarkt erfolgt auf Basis eines Mischpreises, der sich beispielsweise zu 70 % aus dem Leistungspreis und aus 30 % nach dem Energiepreis zusammensetzt. Damit spielt der Energiepreis bereits bei der Vergabe der Leistung eine Rolle, anstatt – wie heute – erst im Regelenergiemarkt.

Hintergrund. In der Schweiz werden Regelleistung und Regelenergie seit der auf PICASSO/MARI-kompatible Gebote im Jahr 2022 getrennt auktioniert. Bezuschlagte Regelleistungs-Anbieter sind jedoch verpflichtet, Regelenergie-Gebote abzugeben. In einem konzentrierten Markt kann dies zu hohen Energieangeboten führen, da die Zuschlagserteilung im Leistungsmarkt nicht vom Energieangebot abhängt. Das Mischpreisverfahren soll diesen Zusammenhang enger knüpfen, um überhöhten Regelenergielpreisen vorzubeugen.

Ziel: Integration von Leistung und Energie. Die Kombination beider Preisbestandteile verändert die Zuschlagswahrscheinlichkeit im Leistungsmarkt. Diese hängt im Mischpreisverfahren von den Regelenergie-Preisen ab. Durch die Aussortierung von Geboten mit hohen Regelenergie-Preisen bereits im Leistungsmarkt sollen die durchschnittlichen Regelenergielpreise sinken, während gleichzeitig eine gewisse Differenzierung zwischen Anlagentypen erhalten bleibt.

Wirkung auf Wettbewerb und Preise. Das Mischpreisverfahren stärkt den Preiswettbewerb im Regelenergiemarkt, weil Anbieter nun auch über den Energiepreis miteinander konkurrieren müssen, um im Leistungsmarkt einen Zuschlag zu erhalten. Die Anreize, sehr hohe Regelenergielpreise zu bieten, werden dadurch abgeschwächt.

Gewichtige Nachteile. Das Verfahren hat erhebliche methodische Schwächen. Eine sachgerechte Berücksichtigung unterschiedlicher Abrufwahrscheinlichkeiten gelingt kaum – weswegen Abrufwahrscheinlichkeiten bei der Einführung des Mischpreisverfahrens in Deutschland unberücksichtigt blieben. Dies führt zu Fehlanreizen, systematisch sehr niedrige Energiepreise zu bieten, um über die Mischformel im Leistungsmarkt bevorzugt zu werden. In

der Folge werden Anbieter mit günstiger Vorhaltung und hohen Abrufkosten benachteiligt, obwohl sie volkswirtschaftlich sinnvoll wären. Die Verzerrung hin zu niedrigeren Energiepreisen senkt auch die Ausgleichsenergiepreise (AEP), was die Steuerungswirkung für Bilanzkreise schwächt, und grössere Systemungleichgewichte verursachen kann. Dies zeigt die Erfahrung in Deutschland zeigt, wo grosse Systemungleichgewichte im Juni 2019 beinahe zu einer massiven Netzinstabilität führten (Regelzonensaldo ca. 10 GW, Area Control Error rund 2 GW, mit Notimporten aus dem Ausland). Das Mischpreisverfahren wurde daraufhin ausser Kraft gesetzt.

Bewertung. Das Mischpreisverfahren ist nicht empfehlenswert. Zwar kann es kurzfristig zu tieferen Regelenergiepreisen führen und Marktmacht im Regelenergiemarkt reduzieren, doch entstehen erhebliche Verzerrungen, die die Systemstabilität gefährden. Die negativen Erfahrungen aus Deutschland zeigen, dass der Ansatz erhebliche operative Risiken birgt und deshalb kein geeignetes Instrument für eine nachhaltige Marktreform darstellt.



3.2.3 Kombinatorische Auktion

Massnahme. In kombinatorischen Auktionen werden Gebote logisch verknüpft oder die Gebote auf Güterkombinationen abgegeben. Im Kontext der Beschaffung von Regelleistung sind verschiedene Anwendungen denkbar. Beispielsweise könnte Swissgrid den Anbietern ermöglichen, wahlweise auf unterschiedliche Produktlängen zu bieten (siehe Abschnitt 3.3.3), oder explizit Komplementarität oder Substituierbarkeit zwischen Geboten anzugeben. Die Zuschlagserteilung erfolgt anschliessend auf Basis einer mathematisch optimierten Gesamtauswahl, welche die Systemkosten minimiert, indem Synergie- und Substitutionseffekte zwischen Geboten berücksichtigt werden. Hier beschreiben wir die grundsätzliche Methode – eine konkrete Anwendung auf unterschiedliche Produktlängen findet sich in Abschnitt 3.3.3.

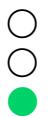
Hintergrund. Heute können Bieter von Regelleistung keine Substituierbarkeit oder Komplementarität zwischen Geboten angeben. Es werden zwar für SRL seit kurzem unterschiedliche Produktlängen angeboten (eine Woche und vier Stunden), diese werden jedoch in separaten Auktionen beschafft und somit nicht kombinatorisch zugeteilt. Damit können Kostenstrukturen und technische Präferenzen nicht vollständig in die Gebote einfließen. So haben flexible Erzeuger und Speicher häufig eine Präferenz für kurze Produkte (mit Angabe von Entweder/Oder-Geboten), während thermische Kraftwerke oder Grosswasserkraftwerke längere Einsatzdauern bevorzugen. Grosse Anbieter können das oft durch Optimierung innerhalb ihres Pools auffangen, kleine Anbieter sind jedoch benachteiligt.

Ziel: Effizienzsteigerung durch Abbildung realer Kostenstrukturen. Eine kombinatorische Auktion soll den Anbietern ermöglichen, ihre tatsächlichen Kosten und Präferenzen für verschiedene Bereitstellungsduauern präzise auszudrücken. Auf dieser Basis kann Swissgrid jene Kombination von Zuschlägen wählen, die die Gesamtkosten der Beschaffung minimiert. Gleichzeitig erweitert das Format das Teilnehmerfeld, da auch kleinere Anbieter wettbewerblich bieten könnten.

Wirkung auf Wettbewerb und Preise. Die Möglichkeit, differenzierte Gebote abzugeben, intensiviert den Wettbewerb und erhöht die Allokationseffizienz. Insgesamt ist eine Senkung der Beschaffungskosten und eine effizientere Nutzung der Systemressourcen zu erwarten. Die Marktmacht grosser Anbieter dürfte tendenziell sinken, da kleinere Anbieter weniger Einstiegshürden hätten und die Vorteile grosser Portfolien geringer würden, wenn Bieter ihre tatsächlichen Kosten granular abbilden können.

Geringe Nachteile. Kombinatorische Auktionen sind komplexer in der Umsetzung als klassische Formate. Sie erfordern mehr Rechenkapazität, ausgefeilte Optimierungsverfahren und eine angepasste Gebotslogik seitens der Anbieter. Auch die Zuschlagsentscheidungen sind algorithmisch weniger transparent und bedürfen einer sorgfältigen Kommunikation. Ein Einstieg in kombinatorische Formate könnte jedoch mit überschaubarer Komplexität erfolgen, wie wir in Abschnitt 3.3.3 am Beispiel von Produktlängen zeigen.

Bewertung. Eine kombinatorische Auktion ist grundsätzlich empfehlenswert. Sie erhöht die ökonomische Effizienz, stärkt den Wettbewerb und ermöglicht eine realistischere Abbildung der Kostenstrukturen verschiedener Technologien. Bei der Umsetzung muss eine Balance zwischen (theoretischer) Effizienzerhöhung und Komplexität gefunden werden, einfache Schritte in diesem Bereich sind aber möglich. So führen die deutschen ÜNB derzeit die Möglichkeit für Anbieter ein, Regelleistung wahlweise für lange (4h) als auch kurze (15min) Lieferperioden bereitzustellen ([Deutsche ÜNB, 2025](#)). Die Komplexität der Auktion seitens der ÜNB bleibt dabei überschaubar und transparent.



3.2.4 Uniform Pricing

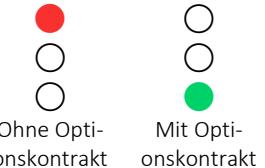
Massnahme. Mit dieser Massnahme sollen die Auktionen für Regelleistung und -energie auf einen einheitlichen Clearingpreis (uniform price) umgestellt werden.

Hintergrund. Heute gilt in der Schweiz das Gebotspreisverfahren (pay-as-bid), in dem jedes Gebot bei Zuschlag mit seinem gebotenen Preis vergütet wird. Das pay-as-bid-Verfahren induziert Gebote, die oberhalb der tatsächlichen Kosten liegen (sog. bid shading). Beim uniform pricing (pay-as-clear) haben Anbieter hingegen einen Anreiz zu ihren tatsächlichen Kosten zu bieten. Die Höhe des Aufschlags in der pay-as-bid Auktion und der Anreiz zu wahrheitsgemässem Bieten in der uniform pricing Auktion hängen von ähnlichen Faktoren ab. Darunter fällt die Einschätzung des Wettbewerbs, die Anzahl der Gebote eines Bieters sowie die Wiederholrate der Auktion.

Ziel. Das Ziel ist, die Gebotsaufschläge zu verringern, Gebotsstrategien zu vereinfachen sowie eine vereinfachte Marktmachtkontrolle.

Wirkung auf Wettbewerb und Preise. Theorie und Erfahrung zu regelmässig wiederholten Spielen mit hoher Wiederholfrequenz, wie es bei Regelenergieauktionen der Fall ist, zeigen, dass Marktmacht und manipulatives Verhalten weitgehend unabhängig von der Preisregel ausgeübt werden können. Vielmehr gibt es Indizien dafür, dass unter den vorliegenden Bedingungen mit einer geringen Anzahl von Anbietern, die multiple Gebote abgeben, pay-as-bid robuster gegenüber manipulativem Verhalten ist als uniform pricing.

Bewertung. Da uniform pricing unter den spezifischen Gegebenheiten von Balancing-Beschaffungsmärkten (häufig wiederholte Auktionen, Anbieter mit vielen Einheiten) empirisch weniger robust gegenüber manipulativem Verhalten ist als das pay-as-bid Preisverfahren, raten wir seiner Einführung ab. Einzig in Kombination mit dem Optionskontrakt empfehlen wir die Einführung von uniform pricing (für die Regelenergiearten, für die der Optionskontrakt gelten würde), denn dieser schränkt die Marktmacht ein und erhöht den Anreiz zum wahrheitsgemäßen Bieten.



3.3 ANGEBOT ERHÖHEN

In diesem Abschnitt analysieren wir Massnahmen, deren Ziel es ist, über eine Ausweitung des Angebots an Akteuren und Anlagen die Kosten für Regel-Dienstleistungen zu senken.

3.3.1 Einbindung neuer Anlagentypen in der Schweiz

Massnahme. Mit dieser Massnahme soll neuen Anlagentypen (Batterien, PV-Parks) die Teilnahme am Markt für Regeldienstleistungen erleichtert werden. Für Batterien könnte das durch eine Priorisierung der Netzanschlüsse umgesetzt werden und für PV-Parks durch eine vereinfachte Präqualifizierung.

Hintergrund. Batterien sind prädestiniert dafür, Regeldienstleistungen zu erbringen. Mit den stark gefallenen Batteriepreisen drängen immer mehr Batterien an den Markt, werden aber durch lange Wartezeiten auf einen Netzanschluss gebremst. PV-Anlagen hingegen sind aufgrund von Präqualifizierungsbedingungen und der Länge der Lieferperioden sehr eingeschränkt darin, negative Regelleistung bereitzustellen. Die Stunden mit viel PV-Einspeisung sind europaweit zu einem Hauptkostentreiber der Regelleistungsvorhaltung geworden. Dies liegt daran, dass konventionelle Kraftwerke selbst bei sehr niedrigen oder sogar negativen Grosshandelspreisen laufen müssen, um negative Regelleistung anzubieten. Dadurch fallen hohe Kosten an. Diese liessen sich vermeiden, wenn PV-Parks selbst einfacher Regelleistung anbieten könnten.

Ziel. Die Teilnahme neuer Anlagentypen soll das Angebot an Regeldienstleistungen erhöhen.

Wirkung auf Wettbewerb und Preise. Nehmen mehr Akteure am Markt für Regeldienstleistungen teil, wird der Wettbewerb gestärkt und die Preise sinken – einerseits direkt, durch den Merit-Order-Effekt, und andererseits indirekt durch gestärkten Wettbewerb, sofern die neuen Akteure als separate Anbieter in den Markt bieten. Wenn neue Anlagen jedoch durch bestehende Anbieter in deren Pool in den Markt bieten, bleibt der Wettbewerbseffekt aus und Marktmachtpotenziale bleiben erhalten. Daher ist es wichtig, Marktregeln so zu gestalten, dass sie auch kleinen neuen Anbietern direkten Zugang ohne Umweg über bestehende Pools ermöglichen.

Nachteile. Beschleunigte Netzanschlüsse für Batterien könnten Konflikte mit anderen Akteuren auslösen, deren Netzanschlüsse erst später erfolgen.

Bewertung. Eine Erhöhung des Angebots durch neue Anlagentypen ist eine no-regret Massnahme. Erfahrungen im europäischen Ausland zeigen, dass diese Massnahme auch das Potenzial hat, die Preise für Regeldienstleistungen nachhaltig zu senken. Initiativen wie das Pilotprojekt PV4Balancing (Swissgrid, 2025b) sind daher zu begrüßen. Die in Abschnitt 3.3.3 analysierte Massnahme kürzerer Produktlängen ist in diesem Kontext besonders relevant.



3.3.2 Erleichterte Teilnahme ausländischer Akteure

Massnahme. Bilaterale Stromabkommen könnten den grenzüberschreitenden Handel von Tertiärregelenergie ermöglichen und der Schweiz den Zugang zu substanzielten Reserven in den Nachbarländern geben. Aufgrund der technisch höheren Anforderungen bei SRE sind bilaterale Kooperationen im Bereich SRE schwieriger umsetzbar und daher unwahrscheinlicher. Zu betonen ist, dass aus technischer Sicht auch für SRE grenzüberschreitender Austausch möglich wäre und in Europa auch praktiziert wird. Für bilaterale Kooperationen, die einzeln ausgehandelt werden müssten, wäre jedoch TRE ein praktikablerer erster Schritt. Wir haben uns daher in unserer Analyse auf TRE beschränkt.

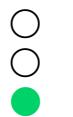
Hintergrund. Aufgrund fehlender Stromabkommen mit den Nachbarländern und weiterhin eines Auslaufens der TERRE-Plattform gegen Ende 2025, gibt es nur einen geringen grenzüberschreitenden Austausch von TRE, der sich ab 2026 nochmals verschärfen wird.

Ziel. Ziel der Massnahme ist eine Erhöhung des Angebots von TRE am Schweizer Regelenergiemarkt.

Wirkung auf Wettbewerb und Preise. Die Ausweitung des Angebots verspricht, die Schweizer TRE-Preise deutlich zu senken. Ausländische Akteure würden den Wettbewerb stärken und könnten speziell in kritischen Situationen Marktmacht eindämmen.

Nachteile. Betrachtet man nur die Erweiterung des Angebots am Schweizer Regelenergiemarkt, so ist diese Massnahme ein no-regret.

Bewertung. Unsere quantitative Analyse (Abschnitt 4.3.1) zeigt erhebliche Potenziale mit Preisreduktionen von 18-32 % bei der TRE+ und 5-78 % bei der TRE- bei grenzüberschreitendem Austausch mit einem einzelnen Nachbarland. Speziell bei Frankreich ist diese Massnahme ein no-regret mit grossem Einfluss auf die Preise der TRE-, da mit aktueller Regulierung ab 2026 zwar Schweizer Regelenergie am französischen Markt teilnehmen kann, aber französische nicht mehr am Schweizer Markt.



3.3.3 Produktlänge kürzen

Massnahme. Die Lieferperiode für Regelreserveprodukte wird deutlich verkürzt. Anbieter können dann – zusätzlich zu den bestehenden 4-Stunden-Produkten – auch Gebote für 15-minütige Lieferperioden abgeben, sowohl für Sekundärregelreserve (SRL) als auch für Tertiärregelreserve (TRL). Damit werden die Produkte zeitlich feingranularer, und Anbieter können

ihr Angebot flexibler an den tatsächlichen Anlagenzustand und die übrigen Strommärkte (Day-Ahead, Intraday) anpassen.

Hintergrund. Bisher wurden SRL-Produkte in der Schweiz für eine ganze Woche und neuerdings auch für 4h-Blöcke ausgeschrieben, während TRL generell in 4-Stunden-Blöcken beschafft wird. Diese langen Produktlaufzeiten schränken die Teilnahme von Technologien mit variablem Produktionsprofil ein – wie etwa Speicher, flexible Lasten oder erneuerbare Energien. In Deutschland ist eine Verkürzung der Produktlängen auf 15 Minuten bereits beschlossen und soll im kommenden Jahr umgesetzt werden, nachdem die Konsultation dort überwiegend positiv ausfiel (Deutsche ÜNB, 2025).

Ziel: Technologieoffenheit und kleine Anbieter. Die Verkürzung der Produktlängen soll den Marktzugang für Anbieter mit flexiblen, aber nicht dauerhaft verfügbaren Kapazitäten erleichtern. Insbesondere kleine Anbieter könnten davon profitieren, da sie auch mit wenigen Assets Regelleistung spezifisch für die Zeitperioden anbieten könnten, während derer sie dafür niedrige Opportunitätskosten haben. Bei langen Produktlängen kann ein grosser Anbieter innerhalb seines Pools immer die günstigste Anlage nutzen. Die Option steht kleinen Anbietern nicht zur Verfügung, weshalb sie besonders von kurzen Produktlängen profitieren würden.

Wirkung auf Wettbewerb und Preise. Kürzere Produkte erhöhen die Vielfalt an teilnehmenden Technologien und führen zu einer breiteren Anbieterbasis. Dies stärkt den Wettbewerb und reduziert potenzielle Marktmacht grosser Anbieter. Grosse Anbieter haben bisher aufgrund der Möglichkeit der Optimierung innerhalb ihres Portfolios einseitig Vorteile. Zwar wäre zu erwarten, dass die Wirkung auf die Angebotsstruktur erst allmählich sichtbar wird, doch die Massnahme könnte eine wichtige Stellschraube für mehr Marktdynamik und Effizienz sein.

Kaum Nachteile. Grosse thermische Kraftwerke bevorzugen lange Einsatzzeiträume, da häufige Starts und Stopps ineffizient oder technisch problematisch sind. Mit der Einführung kürzerer Produktlängen wäre es jedoch möglich, Gebote für lange Produktlängen offen zu halten, beispielsweise über eine kombinatorische Auktion (Abschnitt 3.2.3). Die mit der Veränderung der Produktlänge einhergehende höhere Produktanzahl könnte Transaktionskosten für Gebotsabgabe und -auswertung ansteigen lassen. Der damit verbundene Mehraufwand dürfte jedoch deutlich kleiner sein als die Effizienzgewinne.

Bewertung. Die Verkürzung der Produktlängen ist klar zu empfehlen. Sie erleichtert neuen Technologien den Marktzugang, verbessert die Markteffizienz und senkt Opportunitätskosten, während die potenziellen Nachteile gering und handhabbar bleiben. Die Massnahme würde durch den Eintritt von PV-Parks in den Regeldienstleistungs-Markt die Problematik von PV-Einspeisepitzen adressieren, da die Bereitstellung von negativer Regelleistung durch PV-Parks in solchen Situationen kostenoptimal und für die regelnden PV-Parks lukrativ wäre.

3.4 NACHFRAGE REDUZIEREN

In diesem Abschnitt analysieren wir Massnahmen, deren Ziel es ist, über eine Reduktion der Nachfrage nach Regelenergie die Systemkosten zu senken. Die wichtigste Marktdesign-Stellschraube zur Verkleinerung des Regelbedarfes ist die Formel zur Berechnung des Ausgleichsenergiepreises. Wir diskutieren diesbezüglich zwei mögliche Anpassungen.

3.4.1 Grenzpreis-basierter Ausgleichsenergiepreis

Massnahme. Die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises (AEP) in der neuen AEP-Formel (Swissgrid, 2025) wird vom Durchschnitts- auf den Grenzpreis der abgerufenen Regelenergie umgestellt – also den Preis des teuersten bezuschlagten Gebots. Konkret wird für die Ermittlung des relevanten Grenzpreises der Durchschnitt aller Grenzpreise der sekündlichen Aktivierungsintervalle von SRE sowie der Aktivierungen von TRE während der 15-minütigen Marktzeiteinheit gebildet. Damit entspricht der AEP den marginalen Kosten des Systemausgleichs: Jede unausgeglichene Bilanzgruppe trägt dann die Kosten, die durch die Aktivierung der letzten, teuersten Regelenergieangebote entstehen.

Hintergrund. Der bisherige AEP stellte für Bilanzgruppen einen Anreiz dar, ausgeglichen zu wirtschaften. Mit der Einführung des Einpreis-AEPs zum 1.1.2026 wird zudem regelzonendienliches Verhalten gefördert. Bilanzgruppen haben dann einen Anreiz bewusst in systemstützende Richtung vom Fahrplan abzuweichen. Der effiziente Anreiz für den Systemausgleich ist dann gegeben, wenn der AEP die Grenzkosten der Regelenergie (d.h. die Kosten, die eine zusätzliche MWh Unausgeglichenheit verursacht) widerspiegelt. Die von Swissgrid vorgesehene neue Formel des Einpreis-AEP basiert aber auf den Durchschnittskosten der abgerufenen Regelenergie. Der AEP bietet damit ein schwächeres Signal, als wenn er auf den Grenzkosten der Regelenergie basieren würde. Ein durchschnittspreisbasierter AEP schwächt die Anreize für Bilanzgruppen, eigene Unausgeglichenheiten aktiv zu reduzieren.

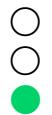
Ziel: Effizientere Anreize. Ziel der Umstellung ist, dass Bilanzgruppen die wahren Systemkosten ihrer Unausgeglichenheit tragen und dadurch stärkere Anreize erhalten, ihre Bilanzverantwortung wahrzunehmen und sich aktiv regelzonendienlich zu verhalten. Das führt zu einer effizienteren Aufteilung der Systemstabilisierungsaufgaben zwischen dezentralen Bilanzgruppen und zentral gesteuerter Regelenergie – also zwischen marktbasierter Ausgleich und technisch aktivierter Reserve.

Auswirkungen auf Wettbewerb und Preise. Durch die Umstellung sinkt der Bedarf an Regelenergie, was über den Merit-Order-Effekt auch die durchschnittlichen Regelenergiepreise reduziert. Ein geringerer Regelenergiebedarf reduziert zudem die Anzahl der Situationen, in denen einzelne grosse Akteure unverzichtbar sind (Pivotalität grosser Anbieter), was Marktmacht tendenziell abschwächt.

Geringe Nachteile. Die Umstellung führt zu volatileren Ausgleichsenergiepreisen. Für Bilanzgruppen, deren eigene Unausgeglichenheit aufgrund ungenauer Prognosen oder geringer Flexibilität stark mit dem Regelzonensaldo korreliert ist, steigen dadurch die Kosten. Dies

könnte beispielsweise für PV-dominierte Bilanzgruppen der Fall sein. Diese Mehrbelastung bildet die tatsächlichen Systemkosten korrekt ab. Der teils sehr hohe AEP erhöht den Anreiz zu verbesserten Prognosen und steigert die Bedeutung von Risikomanagement und Flexibilitätsoptionen.

Bewertung. Die Einführung eines Grenzpreis-AEP ist zu empfehlen. Der Grenzpreis-AEP stellt ökonomisch effiziente Anreize her, stärkt die Bilanzgruppenverantwortung und wirkt langfristig kostensenkend durch geringeren Regelenergiebedarf. Zwar erhöht sich die Volatilität des Ausgleichsenergiepreises, doch entspricht dies einer realistischeren Abbildung der Kosten und durch verbesserte Anreize sind tiefere Gesamtkosten für den Regelzonenausgleich zu erwarten.



3.4.2 Intraday-Preis in die AEP-Formel einbeziehen

Massnahme. Die Preisformel des Ausgleichsenergiepreises wird so angepasst, dass der AEP in die systemschädliche Richtung dem jeweils letzten Preis des Intraday-Marktes entspricht. Damit wird sichergestellt, dass es für Bilanzgruppen nie finanziell attraktiv ist, eine systemschädliche Position einzunehmen, um aus der Differenz zwischen Intraday-Preis und AEP-Arbitragegewinne zu erzielen. Die Kopplung sollte jedoch auf Zeiten mit ausreichender Liquidität auf dem Intraday-Markt beschränkt bleiben.

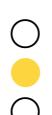
Hintergrund. Aktuell ist die Liquidität des Schweizer Intraday-Marktes sehr niedrig. Einige regulatorische Veränderungen (Einpreis-AEP, Stromabkommen) könnten aber dazu führen, dass die Liquidität zunimmt. In diesem Fall ist eine Kopplung des AEP an den Intraday-Preis hilfreich.

Ziel: Vermeidung systemschädlicher Arbitrage. Eine Kopplung des Ausgleichsenergiepreises an einen Intraday-Preis soll verhindern, dass sich regelzonenschädliche Positionen finanziell lohnen, wodurch sich die Nachfrage nach Regelenergie reduziert.

Auswirkungen auf Wettbewerb und Preise. Die reduzierte Nachfrage nach Regelenergie hat einen senkenden Effekt auf die Regelenergiepreise.

Mögliche Probleme. Wenn nur wenige Transaktionen am Intraday-Markt stattfinden, könnten einzelne Marktteilnehmer durch gezielte Geschäfte den Intraday-Preisindex und damit den AEP beeinflussen. Diese Gefahr lässt sich aber durch eine Mindest-Liquidität, ab der die ID-Kopplung greifen würde, adressieren.

Bewertung. Eine Kopplung des AEP an den Intraday-Preis ist grundsätzlich sinnvoll, um Arbitrageanreize und regelzonenschädliches Verhalten zu verhindern. Aufgrund der aktuell geringen Marktliquidität ist sie jedoch nur eingeschränkt umsetzbar. Empfohlen wird daher eine konditionale Einführung, die nur in Zeiträumen mit hoher Intraday-Liquidität greift. So bleibt die Massnahme robust gegenüber Manipulation und kann künftig – etwa bei steigender Marktintegration – zu einem wichtigen Bestandteil des Ausgleichsenergiepreismechanismus werden.



4 Vertiefte Analyse von Massnahmen

Ziel. In diesem Kapitel werden drei Massnahmen vertieft betrachtet:

- **Preisregulierung:** Administrative Vergütung und Preisdeckel
- **Optionskontrakt:** Eine Ergänzung des Regelleistungsprodukts um einen verpflichtenden Optionskontrakt auf den Regelenergiepreis
- **Angebotserhöhung:** eine Erhöhung des Regelenergieangebots insbesondere durch Potenziale aus dem Ausland

4.1 PREISREGULIERUNG

Hintergrund. Vor Einführung des PICASSO-kompatiblen Regelenergiemarkts wurde Regelenergie in der Schweiz über eine festgelegte Formel vergütet. Die Formel basiert auf dem Day-Ahead-Preis, wobei Auf- und Abschläge von plus bzw. minus 20 % gewährleistet worden sind. Der Regelenergieabruf erfolgte in diesem Regime proportional zur bezuschlagten Leistung. Die Gesamtkosten für SDL-Bereitstellung im alten Regime lagen deutlich tiefer. Es stellt sich also die Frage, ob ein «zurück zur indizierten Vergütung» eine kostensenkende Alternative darstellen könnte. Des Weiteren existiert momentan als temporäre Massnahme eine Gebotsobergrenze für Regelenergie-Gebote (derzeit 1000 €/MWh). Hier stellt sich die Frage, inwiefern dieser Deckel in der momentanen oder in einer angepassten Form weitergeführt werden sollte.

Preisregulierung. Es gibt zwei Arten von Instrumenten, die in die freie Preisbindung von Regelenergie eingreifen.

- **Administrativ festgelegte Vergütung.** Hierbei erfolgt die gesamte Vergütung für Regelenergie über eine vorgegebene Formel und es sind keine Energieangebote seitens der Marktakteure mehr nötig. Eine solche Vergütung ist meist indiziert, wird also formelbasiert von einer anderen Größe wie dem Day-Ahead-Preis abgeleitet.
- **Preisdeckel.** Hierbei ist die Wahl des Gebotspreises unterhalb eines Deckels weiter frei, der Deckel gibt nur ein Maximum für Gebote vor.

Grundidee. Die Massnahmen schränken die freie Preisbildung der Regelenergie ein und stellen damit Absicherungen gegenüber hohen Preisen dar. Indirekt reduzieren sie damit auch Risiken für Bilanzgruppenverantwortliche – die Ausgleichsenergiepreise sind ebenfalls gedeckelt.

Indizierung. Beide Massnahmen lassen sich entweder auf einen fixen Wert setzen oder indizieren, das heißt auf Basis eines anderen Preisindexes ableiten.

4.1.1 Vorüberlegungen: Vorteile freier Preisfindung

Bedeutung effizienter Märkte. Märkte können – wenn sie effizient funktionieren – zu einer effizienten Allokation von Gütern und Dienstleistungen führen. Angewandt auf den Regelmarkt heisst das: Diejenigen Anbieter erbringen die Balancing-Dienstleistungen, die das am günstigsten können.

Voraussetzung effiziente Märkte. Es ist wichtig zu betonen, dass Märkte nur dann die optimale Allokation erreichen, wenn sie effizient funktionieren. Das heisst auch, dass vollständiger Wettbewerb besteht – was im Schweizer Regelmarkt bei weitem nicht der Fall ist. Als Vorüberlegung scheinen uns die Überlegungen des theoretischen Optimums dennoch hilfreich.

Heterogene Kosten. Der offensichtliche Nachteil eines administrativen Eingriffs in die Preisbildung der Regelenergie besteht darin, dass die Kosten der Bieter keine oder nur noch eine eingeschränkte Rolle für den Abruf spielen. Unter Kosten verstehen wir hier explizit auch Opportunitätskosten, das heisst Erlöse, die ein Anbieter aufgibt, da er nicht auf zwei Märkten gleichzeitig sein Produkt verkaufen kann. Bei der Regelenergie sind diese Kosten sehr heterogen – und zwar nicht nur zwischen verschiedenen Anlagen, sondern auch zwischen derselben Anlage in unterschiedlichem «Lade»-Zustand und in Abhängigkeit des Day-Ahead-Preises. Anbieter, die einer administrativen Preisregulierung auf dem Regelenergiemarkt unterliegen, können Kosten zwar auch in die Leistungspreise einpreisen. Unabhängig davon kann jedoch die Abrufreihenfolge nur dann (theoretisch) überhaupt erst effizient sein, wenn die unterschiedlichen Abrufkosten der Anbieter mittels Energieboten eine Rolle für deren Reihung beim Abruf spielen.

Anlagenvielfalt wünschenswert. In den meisten Märkten wird Regelleistung und -energie nicht nur von einer Art von Anlage bereitgestellt (z.B. nur Pumpspeicherkraftwerke), sondern von einer Vielfalt unterschiedlicher Anlagentypen. Das ist sinnvoll, denn zu jedem Zeitpunkt wird unterschiedlich viel Regelenergie gebraucht – genau so viel, wie zur Ausregelung der Regelzone in dem Moment notwendig ist. Mindestens eine kleine Abrufmenge wird sehr häufig benötigt, grössere Mengen hingegen nur sehr selten. Das lässt sich anhand der Abrufkurven für SRE (Abbildung 6) feststellen. In den allermeisten Viertelstunden wird zumindest eine kleine Menge an positiver oder negativer Regelenergie benötigt. Grössere Mengen oberhalb von 150 MW werden nur sehr selten benötigt.

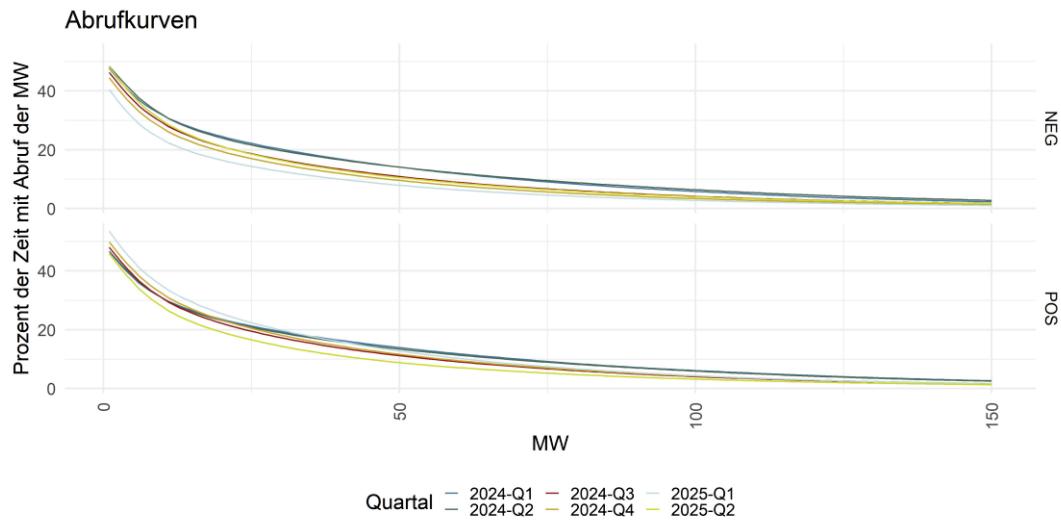


Abbildung 6: SRE: Abrufkurven SRE- und SRE+ für 2024-Q1 bis 2025-Q2, bis 150 MW dargestellt

Optimaler Anlagenmix. Da kleine Mengen sehr häufig benötigt werden, grosse hingegen seltener, ist es volkswirtschaftlich sinnvoll, Anlagen mit unterschiedlichen Vorhalte- vs. Abrufkosten in Reserve zu halten. Einige Anlagen vom Typ «teuer vorzuhalten, aber günstig im Abruf» wären in einem optimalen Anlagenmix enthalten, und einige Anlagen vom Typ «günstig vorzuhalten, aber teuer im Abruf», mit einem Kontinuum zwischen diesen Extrempunkten.

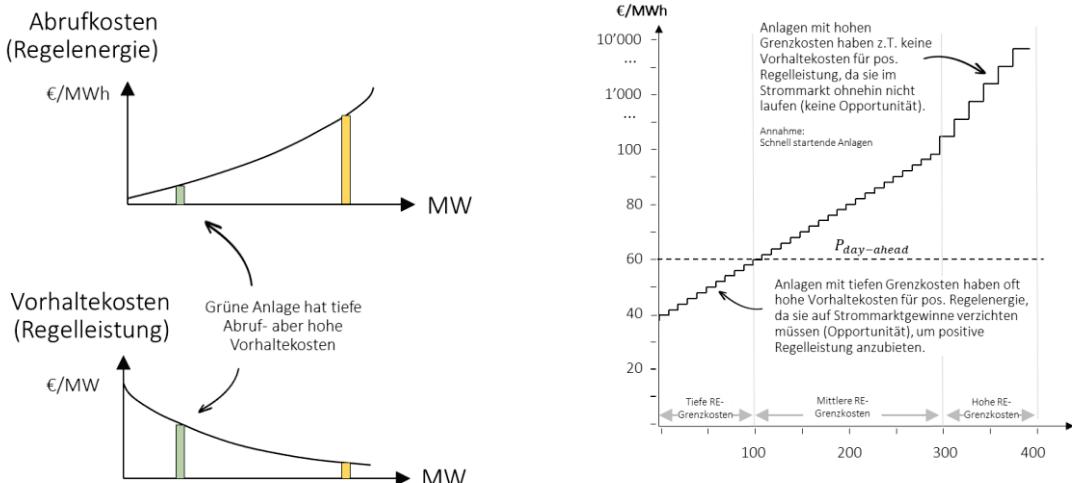


Abbildung 7: Ein optimaler Anlagenmix für Regelarbeit enthält beides: Solche Anlagen mit tiefen Abruf- aber hohen Vorhaltekosten und solche mit hohen Abrufkosten aber tiefen Vorhaltekosten – denn manche werden häufig, manche nur selten abgerufen.

Abbildung 8: Beispielhafte Merit-Order für positive Regelenergie, aufgeregert anhand ihres Abrupreises. Anlagen mit tiefen Abruf- (also Energie-) Kosten haben oft höhere Vorhaltekosten als solche mit hohen Abrufkosten.

Tiefe Energiekosten – hohe Leistungskosten. Ein Beispiel für Anlagen mit (relativ) tiefen Abrufkosten für positive Regelenergie aber hohen Vorhaltekosten (also hohen Regelleistungskosten) sind Laufwasserkraftwerke. Ihre variablen Kosten sind quasi Null. In Abbildung 8, die eine beispielhafte Regelenergie-Merit-Order zeigt, wären sie links unten angesiedelt. Ihre Vorhaltekosten für Regelleistung wären allerdings sehr hoch: Um positive Regelleistung anbieten zu können, müssen sie erstmal in Teillast fahren. Nur dann können sie im Abruffall hochregeln und ihre Erzeugung erhöhen. Ihnen entgehen also aufgrund der Leistungsvorhaltung Einnahmen am Day-Ahead-Markt.

Hohe Energiekosten – niedrige Leistungskosten. Ein Beispiel für Technologien mit hohen Abrufkosten für positive Regelenergie aber tiefen Vorhalte- (also Regelleistungs-) Kosten sind Lasten. Im Rahmen von Lastflexibilität können sie kurzfristig ihre Last reduzieren. Eine Grosswärmepumpe in einem Fernwärmennetz kann beispielsweise in Volllast laufen und positive Regelenergie anbieten. Da sie bereits läuft, hat sie keine Vorhaltekosten für positive Regelenergie (ausser evtl. administrative Kosten für die Bereithaltung). Ein Abruf wäre für sie aber mit hohen Kosten verbunden. Er würde entweder einen ungewollten Wärmeabfall im Fernwärmennetz verursachen, oder eine alternative Wärmequelle wie ein Gaskessel müsste zur Kompensation hinzugeschaltet werden. Auch eine solche Anlage kann aber wünschenswert im Gesamtkonzept der Regelleistung sein, um seltene Abruffälle abzudecken. Im Falle von negativer Regelleistung wären Power2Heat-Lasten, für die ein sehr hoher Netzentgelt-Leistungspreis bei Abruf von negativer Regelenergie fällig würde, ein Beispiel für Anlagen mit hohen Abrufkosten. Auch diese können jedoch aus Systemsicht nützlich sein, da sie kaum Vorhaltekosten aufweisen.

Variable Abrufkosten bei Speichern. Abrufkosten können sich zudem dynamisch ändern, beispielsweise für eine Batterie. Eine Batterie muss für Regelleistungserbringung jederzeit sicherstellen, dass sie für Abrufe ausreichend gefüllt ist. Sie kann dabei mittels kontinuierlicher Anpassung von Regelenergie-Geboten sicherstellen, dass sie immer nahe am optimalen Füllstand ist und alle Restriktionen einhält. Droht ihr Ladestand wegen vieler negativer Regelenergieabrufe an die obere Kapazitätsgrenze zu kommen, kann sie die Wahrscheinlichkeit weiterer negativer Regelenergieabrufe durch Anpassung der Regelenergie-Gebote für negative Regelenergie verringern. Sie kann zudem die Gebote für positive Regelenergie senken, um die Wahrscheinlichkeit eines Abrufes in diese Richtung zu erhöhen, und so ihren Füllstand zu senken. Ein solches aktives Lademanagement mittels Regelenergie-Geboten ist für einzeln agierende Anbieter (also solche ausserhalb der grossen Pools) nur möglich, wenn freie Gebote für Regelenergie möglich sind. Zudem sind kleine Mindestgebotsgrössen eine wichtige Voraussetzung für kleine Speicherbetreiber, um eigenständig im Regelmarkt zu agieren.

4.1.2 Administrative Vergütung

Funktionsweise. Bei einer administrativ festgelegten Vergütung von Regelenergie hängen die Regelenergie-Abrupreise nicht von Geboten ab, sondern werden für alle Anbieter einheitlich festgelegt, beispielsweise auf Basis eines Indexes wie dem Day-Ahead-Preis plus bzw. minus eines Abschlags. Wenn Bieter erwarten, dass diese Vergütung für sie nicht auskömmlich ist,

müssten sie entsprechend ihren Gebotspreis in der Regelleistung erhöhen, bzw. sicherstellen, dass Gewinne aus Regelleistung mindestens die Verluste aus Regelenergie decken – ansonsten würde ein rationaler Akteur sich vom Markt zurückziehen. Die Marktdesign-Änderung wäre also ein «Zurück» zu dem Regime, das vor der Einführung des PICASSO-kompatiblen Marktdesigns galt.

Index. Theoretisch wären verschiedene Indizes möglich, an die die Vergütung gekoppelt werden könnte, von Day-Ahead-Preisen über Intraday-Preise bis hin zu hydrologischen Indikatoren. In der Praxis scheint uns jedoch einzig der Day-Ahead-Preis eine (prinzipiell) geeignete Grundlage, da er aufgrund der Marktgrösse und Liquidität schwer manipulierbar ist und Energiepreise adäquat abbildet. Ein Auf- bzw. Abschlag (je nach Richtung der Regelenergie, positiv oder negativ) ist zudem sinnvoll, um den Echtzeitwert der Energie abzubilden. In der Vergangenheit lag dieser bei 20 % in beide Richtungen. Ein Abstützen auf Intraday-Preise hätte zwar den Vorteil näher am Echtzeitwert von Energie zu liegen, jedoch wäre die Gefahr der Manipulation des Indizes durch einzelne Handelsgeschäfte gross, da der Schweizer Intraday-Markt bisher kaum liquide ist. Das könnte sich allerdings mit der Einführung des Einpreis-AEPs ändern. Aus hydrologischen Indizes hingegen lassen sich nur indirekt unter Hinzunahme einiger weiterer Daten und eines Modells Energie-Preise ableiten, daher scheidet diese Möglichkeit aus Komplexitätsgründen ebenfalls aus.

Vorteile. Eine administrativ festgelegte Vergütung hat einen fundamentalen und einen administrativen Vorteil.

- **Keine Energie-Marktmacht.** Dadurch, dass Energiepreise reguliert festgelegt würden, ist keinerlei Ausnutzung von Marktmacht im Bereich der Regelenergie möglich. Allerdings ist mit Erhöhungen der Regelleistungs-Gebote zu rechnen zumindest dann, wenn Anbieter Energiekosten oberhalb der administrativ festgelegten Vergütung haben, sodass Abrufe für sie zu einem Kostenfaktor werden.
- **Einführung kurzfristig möglich.** Da die administrative Vergütung bereits vor Einführung des PICASSO-kompatiblen Gebotsverfahrens galt und somit Erfahrung mit dem System bei allen Akteuren besteht, wäre eine kurzfristige Wiedereinführung möglich. Die Gesamtkosten für SDL waren zudem im alten System tiefer als im heutigen mit freien Regelenergie-Geboten.

Zu beachtende kritische Punkte. Mit der administrativ einheitlich festgelegten Vergütung sind einige kritische Punkte verbunden, deren Bedeutung unter den aktuellen Bedingungen des Schweizer Regelenergiemarkts – beispielsweise angesichts der starken Marktkonzentration – zu bewerten ist. Dazu gehören die fehlende Gebotsreihung, die Benachteiligung kleiner Anbieter und problematische Wechselwirkungen mit dem Ausgleichsenergielpreis.

- **Keine Gebotsreihung.** Die administrativ einheitlich festgelegte Vergütung bedeutet, dass es keine Reihenfolge gibt, nach der Abrufe erfolgen sollten. Jeder Anbieter wird beispielsweise immer proportional zu seiner bezuschlagten Regelleistung abgerufen (wie in der Vergangenheit in der Schweiz der Fall) oder zufällig. Dadurch ist der Abruf per se ineffizient, sofern die Energieangebote monoton in den Kosten für Regelenergie sind. Letzteres ist aufgrund der vermuteten strategischen Gebotsspreizung, insbesondere durch grosse Anbieter, nur tendenziell gegeben. Dadurch wird dieser kritische Punkt in Abwesenheit von vollständiger Konkurrenz abgeschwächt.

- **Portfoliobasiertes Bieten.** Zusätzlich wird das Problem einer fehlenden Gebotsreihung durch das portfoliobasierte Bieten (Pool-Gebote) abgemildert. Erhalten Anbieter einen Abruf an Regelenergie, so können die Unternehmen im Rahmen ihres Portfolios selbst darüber verfügen, mit welchen konkreten Anlagen sie den angeforderten Abruf erbringen. Insofern besteht innerhalb des Unternehmens weiterhin eine effiziente Reihung. Paradoxe Weise führt die hohe Marktkonzentration dazu, dass sich die volkswirtschaftlichen Effizienzverluste einer administrativen Vergütung vermutlich in Grenzen halten.
- **Benachteiligt kleine Anbieter.** Die Vorteile von grossen Portfolios sind jedoch zum Nachteil von kleineren Akteuren, da diesen eine portfoliospezifische Optimierung, wenn überhaupt, nur zu einem geringen Mass zur Verfügung steht. Mittel- bis langfristig könnten dadurch kleinere Akteure aus dem Markt gedrängt und der Markt weiter konzentriert werden. Grosse Anbieter mit breiten Portfolios hätten dagegen sowohl Anlagen mit tiefen Energiekosten (und hohen Vorhaltungskosten) als auch solche mit hohen Energiekosten (und tiefen Vorhaltekosten), wodurch sie die ganze Abrufkurve (vgl. Abbildung 7) kostengünstig bedienen können.
- **Marktkonzentration in der Regelleistung.** Die administrative Vergütung fördert damit eine Marktkonzentration in der Regelleistung: Kleine Anbieter würden nicht mehr eigenständig bieten, sondern hätten einen starken Anreiz in den Pool von einem der grossen Anbieter aufgenommen zu werden, denn nur so lässt sich ein für die Anlage passendes Abrufprofil in dem Setting erreichen. Da der Schweizer Regelmarkt aktuell von einigen grossen Anbietern praktisch vollständig abgedeckt wird, dürfte dies zumindest mittelfristig keine grosse Veränderung darstellen. Zu beachten ist jedoch, dass dadurch der Markteintritt neuer, kleinerer Anbieter verhindert werden könnte, sodass die aktuelle Situation hoher Marktkonzentration verfestigt würde.
- **Zu günstige Ausgleichsenergie.** Ein Problem einer administrativ festgelegten Vergütung ist, dass sie den Echtzeitwert von Energie nicht abbilden kann. Wenn beispielsweise bei hohen Solar-Prognosefehlern viel Regelenergie benötigt und abgerufen wird, die von den grossen Anbietern mit den Anlagentypen erbracht wird, die tiefe Vorhaltekosten aber hohe Energiekosten haben, sollte der Ausgleichsenergielpreis genau diese hohen Erbringungskosten widerspiegeln. Bei einer regulierten Vergütung bliebe er jedoch flach auf der festgelegten Höhe. Dadurch ist Regelenergie künstlich zu günstig, was in Verbindung mit dem neuen Einpreis-AEP-System (Swissgrid, 2025) dazu führen kann, dass Anbieter bewusst eigene Unausgeglichenheiten nicht ausgleichen. Es ist für sie günstiger die Ausgleichsenergie zu nutzen, die auch in solchen Fällen (wegen der preisregulierten Regelenergie) auf dem regulierten tiefen Niveau verharren würde. Erst die Knappheitskomponente des neuen AEP-Systems könnte den Effekt bremsen, die bei einem Vollabruf der kontrahierten Regelleistung (und einem Abruf eines gewissen Teils der freien Gebote) zum Tragen kommt. Kurzum: Eine indizierte Vergütung würde – sofern die AEP-Formel nicht nochmals angepasst wird – Anreize zu einer Übernutzung von Ausgleichsenergie (und damit unnötig viel Regelbedarf) geben. Dieses Problem liesse sich jedoch adressieren, indem die AEP-Formel auf eine Weise angepasst wird, die den Ausgleichsenergielpreis nicht mehr von Regelenergielpreisen ableitet, sondern beispielsweise direkt auf das Volumen des Regelzonensaldos basiert (gewissermassen eine Knappheitskomponente

vom ersten MW an; zur ab 1.1.2026 geltenden Knappheitskomponente siehe [Swissgrid, 2025](#)). Ein effizientes Abwägen im Sinne eines Marktgleichgewichtes zwischen Ausgleichsenergie und Regelenergie wäre dann jedoch nicht mehr möglich (vgl. Abschnitt 3.4.1).

Bewertung. Auch wenn eine administrative Vergütung in der Vergangenheit dazu beigetragen hat, die Ausübung von Marktmacht einzudämmen und zu niedrigen SDL-Kosten geführt hat, ist sie aus unserer Sicht für die Zukunft kritisch zu bewerten. Insbesondere im Kontext einer angestrebten Erweiterung des Anbieterkreises, die einer Marktkonzentration entgegenwirkt, erachten wir sie als hinderlich, vor allem auch in Bezug auf statische und dynamische Effizienz (d.h. bezogen auf effiziente Abrufe und effiziente Marktentwicklung). Sie ist zudem in Abwägung mit dem Optionskontrakt, den wir in Abschnitt 4.2 diskutieren, unterlegen. Der Optionskontrakt hegt ebenfalls die Anreize für Marktmachtausübung in der Regelenergie ein, ohne jedoch die gleichen fundamentalen Nachteile wie die administrativ festgelegte Vergütung aufzuweisen. Auch ist sie einem indizierten Preisdeckel unterlegen, den wir – neben anderen Formen eines Preisdeckels – im folgenden Abschnitt untersuchen. Ein indizierter Preisdeckel wäre aus unserer Sicht administrativ ähnlich schnell einführbar wie eine administrative Vergütung, würde aber den Vorteil haben, unterhalb des Deckels einen Preiswettbewerb zu erlauben.

4.1.3 Preisdeckel

Funktionsweise. Bei einem Preisdeckel (Cap) auf Regelenergie wird administrativ eine Gebotsobergrenze festgelegt. Darunter gibt es keine Einschränkungen für die Gebote. Er ist damit eine Zwischenlösung im Kontinuum zwischen gänzlich freier Preisbildung und administrativer Vergütung.

Höhe. Ein Preisdeckel sollte oberhalb der Kosten der Mehrzahl der Anbieter liegen. In diesem Fall ist gewährleistet, dass für die Mehrzahl der Anbieter durch eigene Gebote eine effiziente Reihung in der Merit-Order möglich ist. Er sollte zudem immer oberhalb (bzw. für negative Regelenergie unterhalb) von Day-Ahead-Preisen liegen.

Vorteile. Ein Preisdeckel kann sowohl positive als auch negative Wirkungen entfalten (vgl. [Myerson, 1981](#)). Wir betrachten die folgenden positiven Wirkungen als besonders relevant. Ein Preisdeckel für Energiegebote

- begrenzt die Anreize, Gebote weit oberhalb der Kosten der Energiebereitstellung abzugeben, und kann die Preise dadurch näher an den Echtzeitwert der Energie heranführen,
- reduziert das finanzielle Risiko der Bilanzgruppenverantwortlichen, indem er die Ausgleichsenergiepreise begrenzt, ohne jedoch (wenn er oberhalb typischer Grenzkosten gesetzt ist) den Ausgleichsenergiepreis viel zu günstig zu halten,
- ist ein Instrument, um stillschweigende Kollusion und die Ausübung von Marktmacht zu erschweren, da Preisdeckel überhöhte Gebote und Preise verhindern und somit die Gewinne aus erfolgreicher Koordination verringern,

- kappt somit auch Preisspitzen bei hohen Abrufmengen, bei denen häufig eine pivotale Situation vorliegt,
- reduziert die Möglichkeit von Bietern mit mehr als einer Anlage durch Gebotsspreizung ihre marktbeherrschende Stellung auszunutzen (vergleiche Kapitel 2),
- kann damit bei optimaler Ausgestaltung dazu beitragen, bessere Preissignale und Anreize für Marktteilnehmer zu setzen und einen positiven Einfluss auf die Effizienz haben. Der positive Effekt auf die Effizienz tritt ein, wenn Ineffizienzen reduziert werden, die durch Marktmacht-induzierte Verzerrungen der Gebote relativ zu den zugrunde liegenden Kosten verursacht werden (Bresky, 2013),
- hilft, entstehende Schäden von IT-Fehlern oder Eingabefehlern bei der Gebotsabgabe (im Vergleich zu unbegrenzten Gebotshöhen) einzugrenzen.

Nachteile. Ein potenziell negativer Effekt eines Preisdeckels für Regelenergie-Gebote besteht darin, dass oberhalb des Preisdeckels keine Gebote möglich sind und somit auch keine Gebotsreihung nach zugrundeliegenden Kosten erfolgen kann. Für den Bereich oberhalb des Preisdeckels gelten also die gleichen Nachteile wie in 4.1.2 für die administrative Vergütung beschrieben. Je tiefer der Preisdeckel gewählt wird, desto schwerer wiegt dieser Nachteil. Ob die Einschränkung des Marktes oberhalb des Preisdeckels Ineffizienzen erzeugt, hängt davon ab, ob die hohen Gebote wahren Kosten entsprechen. Dies dürfte mit dem Preisdeckel von 1'000 Euro/MWh im Schweizer Regelenergiemarkt nur einen kleinen Teil der Gebote betreffen.

4.1.4 Rückwirkung auf andere Märkte

Rückwirkungen auf Leistungsgebote. Um die Frage zu beantworten, ob und in welcher Form ein Preisdeckel (Cap) für Regelenergie-Gebote einen Effekt auf Regelleistungs-Gebote hat, ist die Wechselwirkung zwischen diesen beiden Gebotsarten zu analysieren. Aufgrund der zeitlichen Abfolge der beiden Auktionen für Regelleistung und Regelenergie sowie der damit verbundenen Regeln – obligatorische Teilnahme an der Regelenergieauktion nach Zuschlag in der Regelleistungsauktion bzw. freiwillige Teilnahme im Falle des Nichtzuschlags – ergeben sich prinzipielle Zusammenhänge, die im Folgenden beschrieben werden (für formale Analysen siehe Ehrhart et al., 2022, Abschnitt 2.A.2).

Energiegebote. Regelenergie-Gebote werden unabhängig von den Regelleistungs-Geboten hinsichtlich der Maximierung des erwarteten Gewinns aus Regelenergie optimiert. Dabei sind die variablen Abrufkosten sowie die Kosten pro Abruf und die Fixkosten von Bedeutung. Aufgrund letzterer spielen auch die erwartete Anzahl an Abrufen und die erwartete Abrufdauer eine Rolle. Gibt es unterschiedliche Caps für obligatorische und freiwillige Gebote, unterscheiden sich die beiden Optimierungskalküle und können zu unterschiedlichen Ergebnissen in Form unterschiedlicher optimaler Gebote führen.

Einheitlicher Cap. Zur besseren Veranschaulichung sei zunächst das vereinfachte Szenario betrachtet, dass es einen einheitlichen Cap in den Regelenergieauktionen gibt, der sowohl für die obligatorischen als auch für die freiwilligen Gebote gilt. In diesem Szenario unterscheiden

sich die optimalen Gebote für Regelenergie nicht. Es kann jedoch Unterschiede bei der Teilnahme geben. Ist der erwartete Gewinn aus Regelenergie positiv, hat das erwartete Ergebnis aus der Regelenergieauktion keine Auswirkungen auf die Ableitung des optimalen Regelleistungs-Gebots. Die relevanten Kosten in dem Optimierungskalkül für das Regelleistungs-Gebot sind die Kosten der Kapazitätsbereitstellung (einschliesslich der Opportunitätskosten). Dieses Ergebnis ist nachvollziehbar, denn ein Bieter nimmt unabhängig vom Ergebnis der Regelleistungsauktion an der Regelenergieauktion teil. Wenn der erwartete Gewinn aus Regelenergie jedoch negativ ist, also ein Verlust zu erwarten wird, nimmt ein Bieter nicht freiwillig an der Regelenergieauktion teil. In diesem Fall wirkt sich das erwartete Ergebnis der Regelenergieauktion auf die Ableitung des optimalen Regelleistungs-Gebots aus, indem der erwartete Verlust als zusätzliche Kosten in das Regelleistungs-Gebot eingepreist wird, wodurch dieses steigt.

Tieferer Cap für leistungsgebundene Gebote. Die Übertragung dieser Erkenntnisse auf das Szenario eines niedrigeren Caps für obligatorische als für freiwillige Gebote führt zu folgenden Ergebnissen. Zunächst betrachten wir wieder den Fall, in dem ein Anbieter auch freiwillig am Regelenergiemarkt teilnehmen würde. Da freiwillige Gebote grundsätzlich attraktiver sind als obligatorische Gebote, wird die erwartete Gewinndifferenz zwischen diesen beiden Gebotsarten als zusätzliche Kosten im Leistungsgebot eingepreist. Der Vorteil eines freiwilligen Gebots gegenüber einem obligatorischen ist jedoch gering und sollte nicht überschätzt werden. Das liegt daran, dass der einzige Vorteil in der zusätzlichen Möglichkeit besteht, über dem Cap der obligatorischen Gebote zu liegen. Solche freiwilligen Gebote reihen sich in der Merit-Order jedoch hinter den obligatorischen Geboten ein und haben somit eine sehr geringe Abrufwahrscheinlichkeit, was auch beobachtet wird. Die Stärke eines erhöhenden Effekts auf das Leistungsgebot hängt im Wesentlichen von der Höhe der Caps für die obligatorischen Gebote ab. Insbesondere, wenn die Anbieter aufgrund eines niedrigen Caps mit ihrem obligatorischen Gebot einen Verlust aus Regelenergie erwarten, wird dies aufgrund der Einpreisung der erwarteten Verluste zu Erhöhungen der Leistungsgebote führen. Dies gilt unabhängig davon, ob sich eine freiwillige Teilnahme an der Regelenergieauktion lohnt oder nicht (analog zu den Überlegungen aus dem ersten Szenario). Im Vergleich zum ersten Szenario ergibt sich neben dem unterschiedlichen Effekt auf das Leistungsgebot auch ein prinzipieller Unterschied bezüglich der Teilnahme. Aufgrund des geringen Vorteils freiwilliger Gebote ist dieser Unterschied jedoch sehr klein und unter den gegebenen Bedingungen zu vernachlässigen.

Administrativ festgelegte Vergütung. Die Überlegungen zum Cap lassen sich auch auf die Beurteilung möglicher Effekte einer administrativ festgelegten Vergütung für Regelenergie (mit anteiligem Abruf oder Zufallsabruft) und des Optionskontrakt (vgl. Abschnitt 4.2) übertragen. Insbesondere gilt auch hierbei, dass ein erhöhender Effekt auf die Leistungsgebote dann zu erwarten ist, wenn die Anbieter auf dem Regelenergiemarkt einen Verlust erwarten. Dies ist umso wahrscheinlicher, je geringer der Fixpreis bzw. der Schwellenwert des Optionskontrakts ist.

Einschränkung. Abschliessend ist anzumerken, dass mögliche Effekte strategischer Komponenten der Anbieter zur Etablierung hoher Preisniveaus in den regelmässig wiederholten

Auktionen, wie implizite Kollusion, in den zuvor ausgeführten Überlegungen nicht explizit berücksichtigt wurden. Dies ist jedoch keine wesentliche Schwäche, da die zuvor beschriebenen Prinzipien auch in diesen Fällen erhalten bleiben.

Wirkung eines SRE-Preisdeckels auf TRE. Wenn ein Preisdeckel nur für SRE eingeführt wird, hätte dies Rückwirkungen auf die TRE, da gewisse Anlagentypen sich gleichermaßen für SRE und für TRE eignen. Wenn nun im SRE-Segment ein Preisdeckel eingeführt wird, wäre davon auszugehen, dass dies auch tendenziell einen preissenkenden Effekt auf die TRE-Gebote hat, denn die Opportunität für TRE-Gebote verkleinert sich. Sie ist nicht mehr der unbegrenzte SRE-Preis, sondern der gedeckelte SRE-Preis. Dieser auf beide Segmente disziplinierende Effekt wird verstärkt, wenn Swissgrid den Abruf von SRE und TRE kostenoptimiert, also immer die Regelenergieform verwendet, die technisch tauglich und in dem Moment günstiger ist. Dadurch entsteht eine direkte Konkurrenz zwischen den Marktsegmenten, wodurch die indirekte Wirkung eines SRE-Preisdeckels auf TRE-Gebote verstärkt wird.

4.1.5 Fazit

Administrative Vergütung nicht empfehlenswert. Die administrative Vergütung ist aus unserer Sicht abzulehnen. Sie führt nicht zu einer effizienten Abrufreihenfolge, bevorzugt grosse Anbieter, hemmt den Markteintritt neuer Akteure und führt zu einer Übernutzung von Ausgleichsenergie. Die administrative Vergütung hat zwar den Vorteil, schnell wieder einführbar zu sein, da aus der Vergangenheit Erfahrungen mit dem Modell bestehen. Aus unserer Sicht ähnlich einfach wäre jedoch ein indizierter Cap, also ein vom Day-Ahead-Preis abhängiger Preisdeckel implementierbar. Jener wäre der administrativ festgelegten Vergütung überlegen, da er unterhalb des Preisdeckels weiterhin eine Reihung der Gebote ermöglicht.

Indizierter Preisdeckel nur als Übergangslösung. Als temporäre Massnahme bis zur Einführung eines Optionskontrakts könnte daher aus unserer Sicht ein indizierter Preisdeckel dienen. Er könnte unterhalb der momentan geltenden 1'000 EUR, aber oberhalb der ehemaligen indizierten Vergütung (Day-Ahead-Preis $\pm 20\%$) liegen. Die Analyse zeigt, dass bei der Bewertung eines (indizierten) Preisdeckels die Höhe entscheidend ist. Wenn er oberhalb der variablen Kosten des weit überwiegenden Teils der Anbieter liegt, sind seine (prinzipiellen) Nachteile unproblematisch und die positiven Effekte überwiegen. Er dient dann nicht nur einer Umverteilung (günstigere Preise für Konsumenten) sondern auch einer Effizienzerhöhung, da die Minderung der Anreize und Möglichkeiten zu überhöhten Geboten auch die Gebotsreihung stärker an Kosten ausrichtet und somit den Anlageneinsatz verbessert. Insbesondere in Situationen mit hohen Abrufmengen und damit hohen Preisen sind einzelne Anbieter häufig pivotal – ein Preisdeckel kann überhöhte Gebote auch in solchen Situationen in Grenzen halten.

Höhe entscheidend. Wenn die Höhe des Preisdeckels jedoch so gewählt würde, dass einige Anbieter tatsächlich höhere Kosten hätten, würde dies zulasten der Möglichkeit einer effizienten Gebotsreihung gehen. Außerdem bestünden die gleichen problematischen Anreize zur Übernutzung von Ausgleichsenergie wie bei der administrativ festgelegten Vergütung. Ein tiefer, indizierter Preisdeckel müsste also zwingend mit einer Anpassung des ab 1.1.2026 geplanten AEP-Mechanismus einhergehen (vgl. Abschnitt 4.1.2). Aufgrund der gravierenden Nachteile eines zu tiefen Preisdeckels halten wir ihn nur kurzfristig, nicht jedoch mittel- und

längerfristig für eine sinnvolle Lösung. Mittelfristig sollte er durch den Optionskontrakt ersetzt werden, den wir in Abschnitt 4.2.4 dem Preisdeckel gegenüberstellen.

Abhängig von Optionskontrakt. Wenn ein Optionskontrakt, den wir in Abschnitt 4.2 analysieren, eingeführt wird, ist ein Preisdeckel nicht mehr nötig bzw. der Preisdeckel kann eine deutlich höhere Schwelle annehmen (beispielsweise 15'000 €/MWh), da er dann weitgehend auf die Eindämmung der Schäden von IT- oder Eingabefehlern reduziert würde.

4.2 OPTIONSKONTRAKT

Das Regelleistungsprodukt liesse sich um eine Call-Option zugunsten von Swissgrid auf den Regelenergiepreis erweitern, um Anbietern die Anreize zu überhöhten Regelenergie-Geboten zu nehmen. Wir analysieren diese Idee hier im Detail. Im Abschnitt 3.1.2 haben wir die Argumente bereits kurz zusammengefasst.

4.2.1 Grundidee

Intention. Mit der Massnahme soll die Attraktivität unerwünschter strategisch überhöhter Regelenergie (RE)-Gebote verringert werden, ohne aber die Regelenergie-Gebote selbst einzuschränken. So bleibt die allokativen Effizienz der Preisbildung erhalten; auch hohe Grenzkosten können weiterhin abgebildet werden. Aus der Literatur und Praxis zu Kapazitätsmärkten ist das Konzept bekannt, Anbieter zu Optionsverträgen zu verpflichten (dort: Reliability Options genannt), die dort den Effekt haben, Anbietern den Anreiz zu überhöhten Spotmarkt-Geboten zu nehmen (Cramton & Stoft, 2008).

Massnahme. Der Regelenergiemarkt würde auf das Einheitspreisverfahren (*uniform pricing*) umgestellt – dies ist eine Grundvoraussetzung für den Optionskontrakt. Zudem würde das Regelleistungsprodukt (im Folgenden verwenden wir für Regelleistung kurz «Leistung») um eine Zahlungsverpflichtung gegenüber Swissgrid ergänzt: Für jede Regelenergie-Abrufzeiteinheit wird – bezogen auf die Leistungs-bezuschlagte Menge – der Betrag fällig, um den der Regelenergiepreis eine einheitlich festgelegte Preisschwelle übersteigt. Die Zahlung ist je Megawatt installierter Leistung für alle Leistungs-bezuschlagten Anbieter gleich und unabhängig davon, ob ein Anbieter im Regelenergiemarkt tatsächlich aktiviert wurde. Die Preisschwelle wird vorab festgelegt (als fixer oder indexierter Wert) und ist zum Zeitpunkt der Leistungsgebotsabgabe bekannt. Zur Vorzeichenkonvention: Im Kontext dieses Abschnitts zum Optionskontrakt ist der Preis in €/MWh immer in Zahlungsrichtung Swissgrid an Anbieter für den Abruf definiert (einheitlich für positive und negative Regelenergie), nicht in Richtung des Energieflusses.

Option. Eine solche Zahlungsverpflichtung oberhalb einer Preisschwelle wird in der Finanzwelt auch Option genannt. Konkret handelt es sich um eine finanzielle Call-Option zugunsten von Swissgrid auf den Abruppreis der Regelenergie: Liegt der Regelenergie-Grenzpreis P über der Preisschwelle S , zahlt jeder Leistungs-bezuschlagte Anbieter die Differenz $P - S$ auf seine Leistungs-bezuschlagte Menge an Swissgrid, unabhängig davon, ob er im Regelenergiemarkt abgerufen wird (wobei aufgrund des Merit-Order-Prinzips alle Anbieter mit Geboten unterhalb des Grenzpreises abgerufen werden).

Leistungsmarkt. Die Regelleistungsauktion selbst bleibt dabei ansonsten unverändert: Bezuschlagte Bieter am Regelleistungsmarkt erhalten weiterhin eine Zahlung für ihre reservierte Leistung und müssen für ihre Leistungs-bezuschlagte Menge wie bisher Energiegebote einstellen.

Regelenergiemarkt. Auch für den Regelenergiemarkt ändert sich dadurch zunächst in der Struktur nichts. Am Regelenergiemarkt können weiterhin alle präqualifizierten Anbieter bieten. Freie (nicht im Leistungsmarkt bezuschlagte) Regelenergie-Gebote bleiben weiterhin möglich und sind von der Option unberührt. Aus den Regelenergie-Geboten wird die Merit-Order-Liste gebildet, dann erfolgt die Aktivierung und die Bestimmung des Grenzpreises. Die Option ändert nur die finanziellen Zahlungsströme für bezuschlagte Mengen, nicht den Aktivierungs- oder Preisbildungsprozess.

Zahlungslogik & Optiontrigger. Alle aktivierte Anbieter werden am Regelenergiemarkt mit dem Grenzpreis P entlohnt (es gilt also *uniform pricing* auf dem Regelenergiemarkt). Sind alle aktivierte Gebote unter der Preisschwelle S , ist folglich auch $P < S$ – die Option bleibt wirkungslos. Liegt das höchste aktivierte Gebot über S , gilt $P > S$ und die Option greift: Jeder im Leistungsmarkt bezuschlagte Anbieter zahlt an Swissgrid die Differenz $P - S$, multipliziert mit seiner im Leistungsmarkt bezuschlagten Menge (Umfang der Option):

$$\text{Optionszahlung} = \max(P - S, 0) * \text{Leistungsbezuschlagte Menge}_{\text{Regelleistung}}$$

Die Zahlungslogik ist in Abbildung 7 dargestellt.

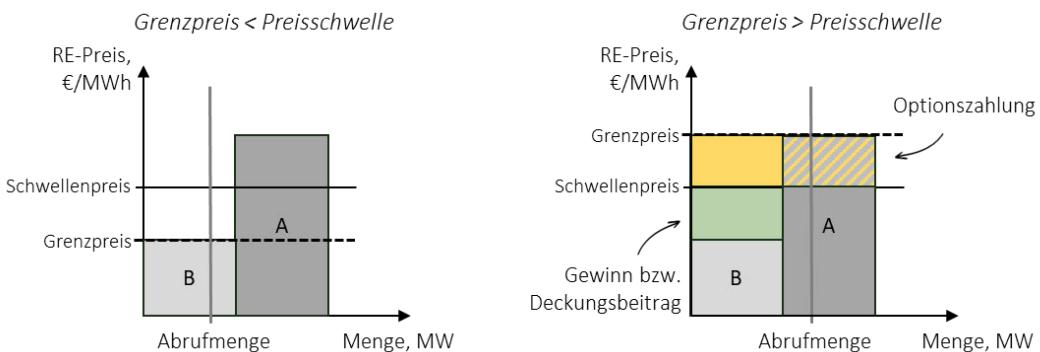


Abbildung 9: Regelenergie-Abrufmarkt und resultierende Zahlungen aus dem Optionskontrakt: Wenn der Regelenergie-Grenzpreis die Schwelle überschreitet, fallen für alle Leistungs-kontrahierten Anbieter Zahlungen an. Die Zahlungen sind dargestellt am Beispiel zweier Anbieter B und Anbieter A, die unterschiedliche Regelenergie-Abrupreise haben. Für beide sind die Zahlungen, die sich aus der Option ergeben, jedoch identisch und fallen auch dann in voller Höhe an, wenn nur ein Teilabruf der eigenen Menge stattfindet. Zur Vereinfachung sind in der hier dargestellten Merit-Order keine freien Regelenergie-Gebote dargestellt. Auf solche würde keine Optionszahlung anfallen.

Erlöswirkung für Swissgrid. Die Optionszahlung bemisst sich an der Leistungs-bezuschlagten Menge, nicht an der tatsächlich abgerufenen Energiemenge. Dadurch ist es möglich, dass Swissgrid eine Kompensation bekommt, die über die Grösse $(P - S) * (\text{aktivierte Menge})$ hinausgeht. Dies ist immer dann der Fall, wenn das Volumen der zum Grenzpreis aktivierte Regelenergie kleiner als die bezuschlagte Regelleistung ist. Da dies für alle Teilnehmer gleich und eine rein finanzielle Transaktion ist, die den Zahlungen für die Zuschlüsse im Leistungsmarkt gegenübersteht, ist diese Mehrkompensation unproblematisch hinsichtlich der Gebotsanreize am Leistungsmarkt. Die Auswirkungen auf die Profitrisiken der Anbieter diskutieren wir in 4.2.3.

Fehlanreize aus alternativen Ausgestaltungen. Die oben dargestellte Ausgestaltung erfüllt die Anforderung, dass alle Optionen gleich von Zahlungen betroffen sind. Bei gleicher Erwartung an die Zahlungen aus der Option werden dann alle Anbieter im Leistungsmarkt den gleichen Betrag auf das Leistungsangebot aufschlagen, sodass es dadurch nicht zu einer Umordnung der Leistungsangebote kommt. Alternative Gestaltung würde Fehlanreize erzeugen:

- würde die Optionszahlung nur bei Abruf am Regelenergiemarkt fällig, würden Leistungsangebot-Aufschläge der Anbieter unterschiedlich ausfallen und darüber hinaus würden Fehlanreize für Regelenergie-Gebote generiert (z. B. möglichst hohes Gebot, um nicht abgerufen zu werden, wenn $P > S$);
- würde der Umfang der Zahlung aus der Option durch Leistungs-bezuschlagte Anbieter nur proportional zur gesamten aktivierte Menge an Regelenergie erfolgen, würde ein Anbieter von einer Erhöhung des Regelenergie-Preises oberhalb von S für seine aktivierte Menge profitieren, den zusätzlichen Gewinn aber nur anteilig über die Option erstatten, sodass Anreize zum Bieten oberhalb der Kosten am Regelenergiemarkt erhalten blieben.

4.2.2 Wirkung auf Preise

Marktmachtausübung eingeschränkt. Durch die Option sinken Anreize für die im Leistungsmarkt bezuschlagten Anbieter, im Regelenergiemarkt oberhalb der Kosten zu bieten. Die Möglichkeiten zur Ausübung von Marktmacht werden eingeschränkt. Koordination auf Gebote oberhalb von S lohnt sich für Leistungs-bezuschlagte Anbieter nicht. Da die Leistungsbeaufschlagten Anbieter weiterhin Regelenergie-Gebote abgeben müssen, erhöht ihr nun wettbewerbliches Gebotsverhalten auch für freie Anbieter (ohne Bezugnahme am Leistungsmarkt) den Wettbewerbsdruck, sodass auch für die freien Anbieter eventuelle Anreize für überhöhte Gebote sinken. In der Folge sinken die Preise für Regelenergie im Durchschnitt und vereinzelte hohe Preise werden unwahrscheinlicher und verbleiben nur zu Zeitpunkten, in denen der Echtzeitwert von Energie tatsächlich hoch ist. Dadurch sinkt auch das Risiko für einen hohen Ausgleichsenergiepreis.

Einfluss auf Regelenergie-Gebote. Die Option beeinflusst die Anreize Leistungs-bezuschlagter Anbieter bezüglich der Höhe ihrer Regelenergie-Gebote. Mit der Option entfällt für einen Leistungs-bezuschlagten Anbieter die Möglichkeit, von einer Erhöhung des Grenzpreises oberhalb von S zu profitieren. Die Leistungs-bezuschlagte Anbieter mit Kosten oberhalb von S haben keinen Anreiz, über ihre Kosten zu bieten; es wäre sogar nachteilig für sie, denn sie hätten bei Abrufen mit Grenzpreisen zwischen ihren Kosten und ihrem überhöhten Gebot zwar Zahlungsverpflichtungen aus dem Optionskontrakt aber keinen Abruf, mit dem sie Einnahmen generieren. Auch für Leistungsanbieter mit Kosten unterhalb von S sinken die Anreize, über den Kosten zu bieten, da sie nur bis zur Schwelle S davon profitieren. Wir analysieren die Anreize im Detail im Anhang: *Fallkonstellationen des Optionskontraktes*.

Einfluss auf Leistungsangebote. Auf die Regelleistungs-Gebote hat die Option den Einfluss, dass die erwarteten Zahlungen aus der Option in das Leistungsangebot eingepreist werden. Da alle Akteure der gleichen Zahlungsverpflichtung unterliegen, führt dies (unter gewissen, vereinfachenden Annahmen) zu einer homogenen Erhöhung der Leistungspreise um die erwartete

Optionszahlung. Für Swissgrid stehen dem jedoch die Einnahmen aus der Optionszahlung gegenüber, sodass die Preiserhöhung der Leistungsprodukte für Swissgrid kostenneutral ist – während jedoch aufgrund der verringerten Marktmacht-Anreize in Summe sinkende Kosten zu erwarten sind.

Keine Auswirkung auf Marktmacht in Leistungsmarkt. Während der Optionskontrakt die Anreize zur Ausübung von Marktmacht im Regelenergiemarkt mindert, ist nicht zu befürchten, dass dies nur eine Verlagerung der Marktmacht hin zum Regelleistungsmarkt ist. Denn die Marktmacht dort ist von der Einführung des Optionskontraktes unberührt. Wenn dort vorher bereits Marktmacht bestand, dann bleibt sie zwar erhalten, erhöht sich aber nicht durch die Einführung der Option. Eine – wie auch immer geartete – Anpassung der Gebotsstrategien der Akteure ist dabei selbstverständlich nicht auszuschliessen. Auch wäre es denkbar, dass sich die Aufmerksamkeit von marktmächtigen Akteuren stärker zum Leistungsmarkt verlagert, wenn die Anreize im Regelenergiemarkt genommen würden. Wichtig ist jedoch zu betonen, dass die Theorie einen solchen Effekt nicht vorhersagen würde, da die Marktmacht im Leistungsmarkt nicht durch die Einführung des Optionskontraktes erhöht wird.

Preisbestandteile. Damit vergütet der Leistungspreis nach Einführung der Option nun zwei Komponenten:

- die Leistungsvorhaltung (z.B. Opportunitätskosten entgangener Day-Ahead-Profite) abzüglich erwarteter Profite aus Regelenergie-Erbringung, und
- den Wert der Call-Option (Erwartungswert der künftigen Zahlungen an Swissgrid)

Die Leistungsangebote bestehen also dann aus der Summe aus Leistungsvorhaltekosten (abzüglich erwarteter Gewinne aus Regelenergie-Erbringung) und erwarteten Zahlungsverpflichtungen aus dem Optionskontrakt. Die Preisbestandteile sind in der folgenden Abbildung 10 dargestellt.

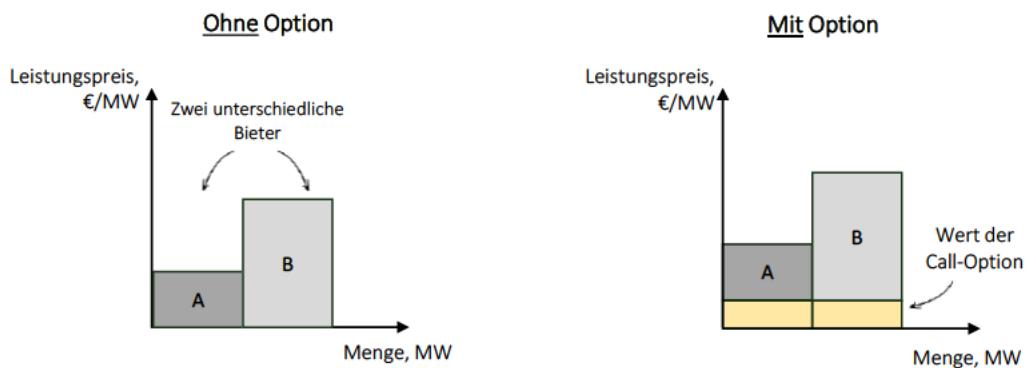


Abbildung 10: Gebotskalkulation auf dem Regelleistungs-Markt nach Einführung des Optionskontrakts

Gleichhohe Bepreisung. Risikoneutrale Anbieter preisen genau den Erwartungswert der Zahlungen aus der Call-Option in ihre Leistungsangebote ein. Dieser ist für alle risikoneutralen Anbieter gleich hoch. Risikoaverse Anbieter, also solche, die Risiko scheuen, hätten jedoch leicht abweichende Bewertungen der Call-Option, denn der Optionskontrakt verändert die

Profitrisiken der Anbieter (vgl. Abschnitt 4.2.3). Dies könnte zu einer leichten Umsortierung der Reihung der Leistungsangebote führen.

Uniform Pricing. Für die Einführung des Optionskontrakts müsste auch auf *uniform pricing* umgestellt werden. Ohne den Optionskontrakt wäre das keine ratsame Massnahme, da es unter den Gegebenheiten des Regelenergiemarkts die Ausübung von Marktmacht vereinfachen kann. Jedoch ist die Umstellung *mit* der Einführung eines Optionskontrakts aus unserer Sicht (bei ausreichend tief gewähltem Schwellenpreis S) unproblematisch, da der Optionskontrakt die Anreize zur preiserhöhenden Marktmachtausübung oberhalb des Schwellenpreises S eliminiert. Wohlgemerkt ist in PICASSO *uniform pricing* so implementiert, dass abgerufene Anbieter während der Dauer ihres Abrufs für jedes Viersekundenintervall (also der Auflösung des Regelenergie-Abrufsignals in PICASSO) nie weniger als ihren eigenen Gebotspreis erhalten. Wenn der marginale Preis jedoch oberhalb ihres Gebots liegt, bekommen sie den Grenzpreis. Das bedeutet, ein Anbieter kann sicher sein, dass er mindestens den Grenzpreis verdient, wenn sein Gebotspreis darunter liegt. Im Kontext des Optionskontrakts führt dies zu der wünschenswerten Eigenschaft, dass der Optionskontrakt das Profitrisiko von Anbietern mit Abrufkosten (und Geboten) unterhalb von S nur senken, nicht erhöhen kann, wie wir im folgenden Abschnitt 4.2.3 näher ausführen. Bei Einführung eines Optionskontrakts sollte *uniform pricing*-vergleichbar auch in der Schweiz umgesetzt werden.

4.2.3 Wirkung auf finanzielle Risiken

Risiko. Die Einführung des Optionskontrakts verändert die Profitrisiken für Leistungsanbieter. Wir betrachten hier konkret die Unsicherheit der Deckungsbeiträge (profit contribution) aus Regelenergieerbringung (inkl. Zahlungsströmen der Option), die wir im Folgenden kurz Profitrisiken nennen. Für manche Anbieter wirkt der Optionskontrakt risikomindernd, für andere risikoerhöhend.

Ohne Optionskontrakt. Ohne einen Optionskontrakt (aber mit *uniform pricing*) sind die Profitrisiken von denjenigen Regelleistungsanbietern besonders hoch, die tiefe variable Kosten haben.³ Ihre Deckungsbeiträge sind besonders stark davon betroffen, wie sich Regelenergie-Grenzpreise im Verlauf der Kontrahierungsperiode entwickeln: Bei hohen Preisen erlösen sie hohe Deckungsbeiträge, bei kleinen geringe. Dagegen sind Anbieter mit sehr hohen variablen Kosten, im Extremfall Kosten genau in Höhe des Preisdeckels, nur von geringen bzw. gar keinen Profitrisiken betroffen. Denn einem Anbieter, dessen variable Kosten der Höhe des Preisdeckels entsprechen, sind jegliche Abrufe und resultierende Preise am Regelenergiemarkt egal, da er ohnehin keine Gewinne (Deckungsbeiträge) aus Regelenergie-Abrufen erzielt. Ein *uniform pricing* Regelmarkt ohne Optionskontrakt hat also *sehr tiefe* Risiken für Hochkosten-Anlagen und *sehr hohe* Profitrisiken für Tiefkosten-Anlagen, jeweils bezogen auf ihre variablen Abrufkosten. Hierbei ist zu beachten, dass der Begriff Profitrisiko auch positive Upside-Risiken einschliesst.

³ Dies gilt auch für pay-as-bid, jedoch ist der Wirkmechanismus hier indirekter und geht über Gebotsaufschläge und Abruhäufigkeiten.

Mit Optionskontrakt. Wenn nun ein Optionskontrakt wie oben beschrieben eingeführt wird, der eine mittelhohe Preisschwelle S hat, die tiefer als die eine Hälfte und höher als die andere Hälfte der Abrufkosten der Anbieter im Markt liegt, dann bewirkt dies eine Änderung der Risiken im Markt. Diejenige Hälfte der Anbieter, die Abrufkosten unterhalb von S hat, würde nun verringerte Profitunsicherheiten haben. Denn bei hohen Preisen würde der Anbieter zwar viel am Regelenergiemarkt verdienen, müsste aber den Preisschwellen-überschreitenden Betrag als Optionszahlung leisten, was einen ausgleichenden (also Unsicherheit verringernden) Effekt hat. Kurz: er wird indifferent gegenüber Preisspitzen. Für diejenige Hälfte der Anbieter, die Abrufkosten oberhalb von S hat, können verringerte oder erhöhte Profitrisiken auftreten: Je weiter die eigenen variablen Kosten nach oben von der Preisschwelle abweichen, desto höher wird für Anbieter das Risiko durch den Optionskontrakt. Von der einseitigen Risikoverteilung zugunsten der Tiefpreis-Anlagen in der oben beschriebenen Variante ohne Optionskontrakt ist nun also eine ausgeglichene Risikoverteilung zu beobachten. Durch entsprechende Wahl der Preisschwelle S kann zudem beeinflusst werden, welche Anbieter eine Risikominderung durch die Einführung des Kontraktes erfahren. Wenn die Preisschwelle also oberhalb der Abrufkosten von z.B. 90 % der Anbieter gewählt wird, erfahren mindestens 90 % der Anbieter eine Risikoreduktion. Anbieter mit besonders hohen variablen Kosten, die ein erhöhtes Risiko haben könnten, stünde weiterhin optional der Weg freier Gebote in den Regelenergiemarkt offen, der nicht dem Optionskontrakt unterläge.

4.2.4 Unterschied zu Preisdeckel

In diesem Abschnitt vergleichen wir den Optionskontrakt mit einem Preisdeckel, wie er in Abschnitt 4.2 analysiert haben. Vereinfachend nehmen wir an, dass der gleiche Wert von z.B. 200 €/MWh in den jeweiligen Fällen als Preisdeckel bzw. als Options-Schwellenwert gilt.

Preisbildung. Während ein Preisdeckel den Marktpreis P administrativ begrenzt, lässt der Optionskontrakt ihn weiterhin frei, verändert jedoch die Marktmacht-Anreize oberhalb der Preisschwelle S . Abgerufene Anbieter profitieren oberhalb von S nicht mehr von hohen P , da sie (unabhängig von ihrem Abruf) $P - S$ auf ihre Leistungs-bezuschlagte Menge zahlen müssen. So verschwinden Anreize, den Regelenergie-Preis strategisch nach oben zu treiben.

Problem eines Preisdeckels. Wie in Abschnitt 4.2 ausgeführt, kann ein Preisdeckel für Anbieter mit Abrufkosten oberhalb des Preisdeckels problematisch sein. Ein solcher Anbieter muss in seinem Leistungsangebot die möglichen Verluste aus Regelenergie-Abrufen einpreisen. Dadurch sinkt seine Wahrscheinlichkeit, im Leistungsmarkt bezuschlagt zu werden. Er preist sich also gewissermaßen aus dem Markt heraus, selbst wenn seine Vorhaltekosten eigentlich gering wären, und er daher ggf. ein wünschenswerter, effizienter Anbieter von Regelleistung wäre. Seine einzige Möglichkeit wäre dann, ein freies Gebot, das nicht dem Preisdeckel unterliegt, im Regelenergiemarkt abzugeben. Aus Systemsicht wäre das aber schlechter als eine Leistungsbezugslage, denn Swissgrid würde dann unnötig einen anderen Anbieter im Leistungsmarkt zu höheren Kosten bezuschlagen.

Vorteil des Optionskontraktes. Der Optionskontrakt erlaubt dagegen, dass auch Anlagen mit hohen Abrufkosten (aber tiefen Leistungspreisen) im Leistungsmarkt bleiben und gleichzeitig hohe Regelenergie-Preise verlangen dürfen, ohne dabei den Anreiz zu haben, den Marktpreis

künstlich nach oben zu treiben. Anbieter mit hohen Abrufkosten wären zwar der Optionszahlung unterworfen, das unterscheidet sie jedoch nicht von anderen Anbietern – schliesslich ist die Optionszahlung einheitlich für alle Anbieter, alle haben exakt die gleiche Zahlungsverpflichtung aus dem Optionskontrakt und preisen diese in ihre Leistungsangebote ein. Dadurch entsteht weiterhin eine Kosten-adäquate Reihung der Gebote auf dem Leistungsmarkt, selbst wenn alle Gebote erhöht sind um die erwarteten Zahlungen aus der Option. Der einzige Unterschied zwischen Anlagen mit tiefen vs. Anlagen mit hohen Kosten in Bezug auf die Zahlungsverpflichtung ist, wie diese auf ihre gesamten Profitrisiken wirkt, wie wir im Abschnitt 4.2.3 beschreiben. Der Risiko-Effekt ist jedoch sekundär gegenüber dem direkten negativen Wohlfahrtseffekt, der durch die Verzerrung eines Preisdeckels ausgelöst würde.

Höhe. Tendenziell kann daher die Preisschwelle des Optionskontrakts tiefer als ein Price Cap festgelegt werden, ohne operative Verzerrungen zu erzeugen. Denn die Call-Option ist rein finanziell und verändert keine Fahrweise, sondern nur die Anreizstruktur. Während also Preisdeckel eher als «letzter Rettungssanker» am oberen Preisspektrum dient, kann die Schwelle des Optionskontraktes näher an typischen Abrufkosten angelegt werden.

4.2.5 Festlegung des Schwellenpreises

Festlegung von S . Die Höhe des Schwellenpreises S muss vorab festgelegt oder indexiert werden. Einerseits gilt, dass je niedriger S , desto niedriger der Betrag, ab dem sich Aufschläge auf Regelenergie-Gebote nicht lohnen. Andererseits gilt auch, dass wenn S niedriger als die tatsächlichen Abrufkosten von Anbietern gewählt wird, sich höhere finanzielle Risiken für diese Anbieter ergeben. Für alle Anbieter mit Abrufkosten unterhalb von S ergeben sich jedoch verringerte Risiken, umso näher S an ihren tatsächlichen Abrufkosten liegen (vgl. Abschnitt 4.2.3). Zudem ist es empfehlenswert, S so zu wählen, dass Anreize zum Bieten unterhalb der Kosten möglichst vermieden werden (wann diese auftreten, zeigen wir im Anhang auf). Somit empfehlen wir, den Schwellenpreis S so zu wählen, dass er oberhalb typischer Grenzkosten der Anbieter liegt, wobei diese hierfür geschätzt werden müssen. Für eine Schätzung ist es ratsam, möglichst Perioden zu verwenden, in denen keine erhöhte Marktmachtausübung vermutet wird.

Indexierung des Schwellenpreises. Um Schwankungen der Abrufkosten, die auch bedingt durch das generelle Niveau von Strompreisen sind, gerecht zu werden, könnte auch eine Indexierung (z.B. auf Basis des Day-Ahead-Preises oder längerfristiger Durchschnitte des Day-Ahead-Preises) sinnvoll sein. Dabei ist jedoch vorteilhaft, wenn ein Index gewählt wird, der bereits vor Leistungs-Gebotsabgabe feststeht.

Höhe. Aus unserer Sicht wäre ein Schwellenpreis in etwa auf Höhe des doppelten Day-Ahead-Preisniveaus (ggf. auch eines längerfristigen Durchschnitts oder der N höchsten Preise) ein möglicher Anhaltspunkt. Falls der stündliche Day-Ahead-Preis als Basis einer Formel genommen würde, wäre jedoch die Bedingung nicht erfüllt, dass der Schwellenpreis vor Gebotsabgabe der Regelleistungs-Gebote feststeht, was ein Nachteil dieser Variante wäre und Gebotsrisiken leicht erhöhen würde. Ein Vorteil wäre hingegen, dass die tageszeitliche und saisonale Schwankung von Energiepreisen damit abgebildet wäre. Weitergehende Analysen wären nötig, um die Vor- und Nachteile unterschiedlicher Schwellenpreise abzuwägen.

4.2.6 Bewertung des Optionskontrakts

Vorteil des Optionskontraktes. Der Optionskontrakt birgt grade im Vergleich zum Preisdeckel bedeutende Vorteile. Er erlaubt, dass auch Anlagen mit hohen Abrufkosten (aber tiefen Leistungskosten) im Leistungsmarkt bleiben und gleichzeitig hohe Regelenergie-Preise verlangen dürfen, ohne Anbietern einen Anreiz zu geben, den Marktpreis künstlich nach oben zu treiben. Dadurch entsteht weiterhin eine Kosten-adäquate Reihung der Gebote auf dem Regelleistungs- und Regelenergiemarkt. Tendenziell kann bei einem Optionskontrakt auch die Preisschwelle tiefer als ein Price Cap festgelegt werden, ohne operative Verzerrungen zu erzeugen. Denn die Call-Option ist rein finanziell und verändert keine Fahrweise, sondern nur die Anreizstruktur. Während also ein Preisdeckel eher als «letzter Rettungsanker» am oberen Preisspektrum dient, kann die Schwelle des Optionskontraktes näher an typischen Abrufkosten angelegt werden. Aus den genannten Gründen ist aus unserer Sicht die Einführung eines Optionskontraktes klar gegenüber einem Preisdeckel zu bevorzugen.

Fazit. Die Ergänzung des Leistungsprodukts durch einen Optionskontrakt auf den Regelenergie-Preis ist aus unserer Sicht eine taugliche Handlungsoption, um die Anreize zur Ausübung von Marktmacht im Regelenergiemarkt einzudämmen.

4.3 ANGEBOTSERHÖHUNG

Eine Möglichkeit, die Preise von Regelenergie zu senken, besteht in der Umsetzung von Massnahmen, die das Angebot erhöhen. Solche Massnahmen können entweder auf die Erschliessung von bislang nicht erschlossenen Anlagen in der Schweiz bezogen sein, oder die Potenziale aus dem Ausland adressieren. Wir diskutieren in diesem Abschnitt vertieft, welches Potenzial die Teilnahme ausländischer TRE am Schweizer Markt hat.

4.3.1 Potenziale aus den Nachbarländern

Ziel. In diesem Abschnitt behandeln wir potenzielle Einsparungen durch zusätzliches Angebot an TRE aus dem Ausland. Das ist insbesondere im Kontext des anstehen Endes der TERRE-Plattform zum 31.12.2025 relevant, die bisher einen TRE-Austausch zwischen der Schweiz und den Nachbarländern ermöglicht hat. Aufgrund der technisch höheren Anforderungen bei SRE sind bilaterale Kooperationen im Bereich SRE schwieriger umsetzbar und daher unwahrscheinlicher. Wir haben uns daher in unserer Analyse auf TRE beschränkt.

Überblick. Zur Bewertung des Einsparpotenzials bei TRE-Import gehen wir wie folgt vor. Zuerst wird das technische Potenzial bestimmt, d.h. es werden jene Stunden identifiziert, in denen die Kapazität der Grenzkuppelleitungen einen Schweizer TRE-Abruf zulassen würde. Im zweiten Schritt errechnen wir das ökonomische Potenzial, welches zusätzlich bewertet, ob in einer technisch möglichen Viertelstunde die Preise vorteilhaft für die Schweiz wären. Diese Analyse haben wir für beide Richtungen (positiv/negativ) und die Jahre 2023-25 und die Nachbarländer Frankreich, Österreich, Italien und Deutschland durchgeführt.

Preise. Als Datengrundlage verwenden wir einerseits die durchschnittlichen Preise für positive/negative TRE, die Swissgrid in der Energieübersicht Schweiz zur Verfügung stellt. Für die Nachbarländer lagen die TRE-Preise nicht in ausreichender Qualität vor. Für diese Analyse nutzen wir deswegen stattdessen die ausländischen Ausgleichsenergiepreise. Diese basieren neben den TRE-Geboten auch auf SRE-Geboten. Sie liegen deshalb bei positiver Regelenergie aufgrund der höheren SRE+ Preise über den TRE+ Preisen und bei negativer Regelenergie aufgrund niedrigerer SRE- Preise unter den TRE- Preisen. Der AEP kann deshalb in Viertelstunden, in denen das Regelzonensaldo beider Länder in die gleiche Richtung zeigt, als betragsmäßig untere Grenze für den TRE-Preis angesehen werden.

Einschränkungen. Wir betrachten ausschliesslich die Einsparpotenziale quantitativ, während wir mögliche Preissteigerungen durch zusätzliche Nachfrage nach Regelenergie aus dem Ausland nicht bewerten können. Für eine quantitative Betrachtung des Gesamtwohlfahrt sind deswegen weitergehende Analysen notwendig.

Jahresmuster ökonomisches Potenzial FR 2024

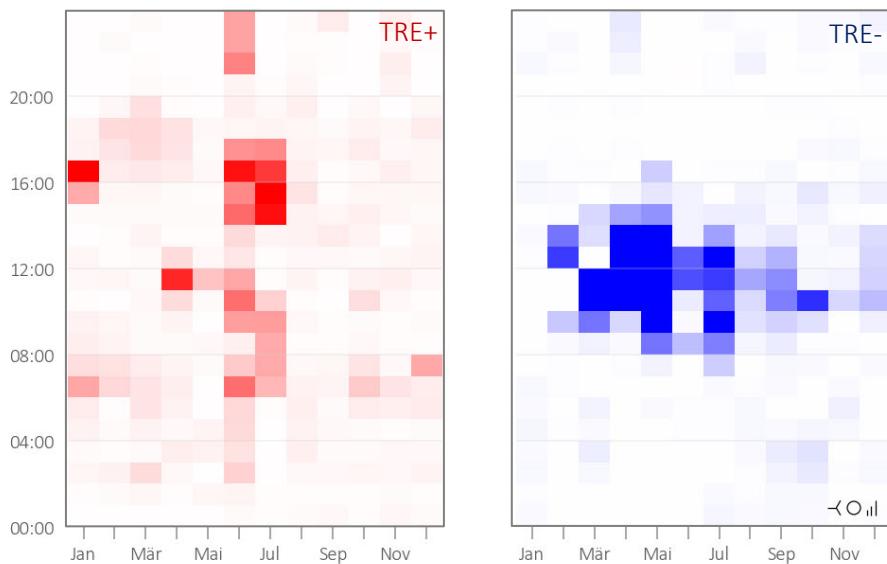


Abbildung 11: Ökonomisches Potenzial in den verschiedenen Tagesstunden eines Monats für das Jahr 2024 und Import von Regelenergie aus Frankreich. Für die TRE+ stechen die Monate Juni/Juli hervor, aber keine spezifischen Tagesstunden, während bei der TRE- besonders die Mittagsstunden grosses Einsparpotenzial bieten. Die Jahresmuster für AT und DE sehen sehr ähnlich aus. IT bietet aufgrund der dominanten CH>IT-Flussrichtung wenig Einsparpotenzial bei der TRE-.

Jahresmuster. In Abbildung 11 ist das ökonomische Potenzial für den Import von Regelenergie im Laufe des Jahres 2024 im Falle Frankreichs dargestellt. Hier zeigt sich speziell bei der TRE- ein auffälliges Muster. PV-starke Mittagsstunden im Sommer bieten durchgängig ein grosses Einsparpotenzial. Für die TRE+ fallen besonders die hohen Einsparungen während Juni/Juli ins Auge. In diesen Monaten gab es Phasen besonders unterdeckter Regelzonensalden und extremer TRE+ Preise (beispielsweise am 21.Juni 2024).

Frankreich. Die Teilnahme von französischen Anlagen am Schweizer Markt stellt eine no-regret Massnahme dar. Unsere Analysen zeigen, dass ein Kosteneinsparungspotenzial von 18 % für positive und 74 % für negative TRE existiert. Frankreich ist dabei aufgrund der Stromflussrichtung und der Kostenstruktur besonders gut dafür geeignet, negative Regelenergie zur Verfügung zu stellen und könnte insbesondere die häufig mit den Solarspitzen assoziierten hohen Kosten für negative Regelenergie in der Schweiz etwas reduzieren. Insbesondere nach dem Ausfall von TERRE droht ein einseitiger Austausch von Regelenergie. Über den mécanisme d'ajustement⁴ kann Frankreich Schweizer Regelenergie nutzen, aber die Schweiz keine französische Regelenergie. Es ist diesem Fall kein negativer Preiseffekt aufgrund der höheren Nachfrage des grösseren Nachbarn zu erwarten.

⁴ Im Rahmen des mécanisme d'ajustement (frz. für TRE), können Schweizer Anbieter beim Übertragungsnetzbetreiber (RTE) Gebote für TRE abgeben.

Österreich und Deutschland. Auch das Zulassen von deutschen und österreichischen Akteuren erscheint sinnvoll. Das Potenzial für Einsparungen ist bei beiden Ländern sowohl für negative als auch für positive Regelenergie gross. Deutschland bietet sogar ein noch grösseres Einsparungspotenzial bei TRE- als Frankreich und gleichzeitig ein höheres TRE+ Potenzial.

Italien. Differenzierter zu betrachten ist die Situation bei einer Kooperation mit Italien. Dort gibt es ausschliesslich bei der TRE+ ein grösseres Potenzial, dafür aber das grösste unter den betrachteten Ländern. Die Einseitigkeit im italienischen Fall lässt sich damit begründen, dass die Lastflüsse in aller Regel von der Schweiz nach Italien gehen. Die Kapazität der Leitungen für zusätzliche Nachfrage aus Italien besteht also nicht.

Ökonomisches Potenzial Ausland TRE 2024

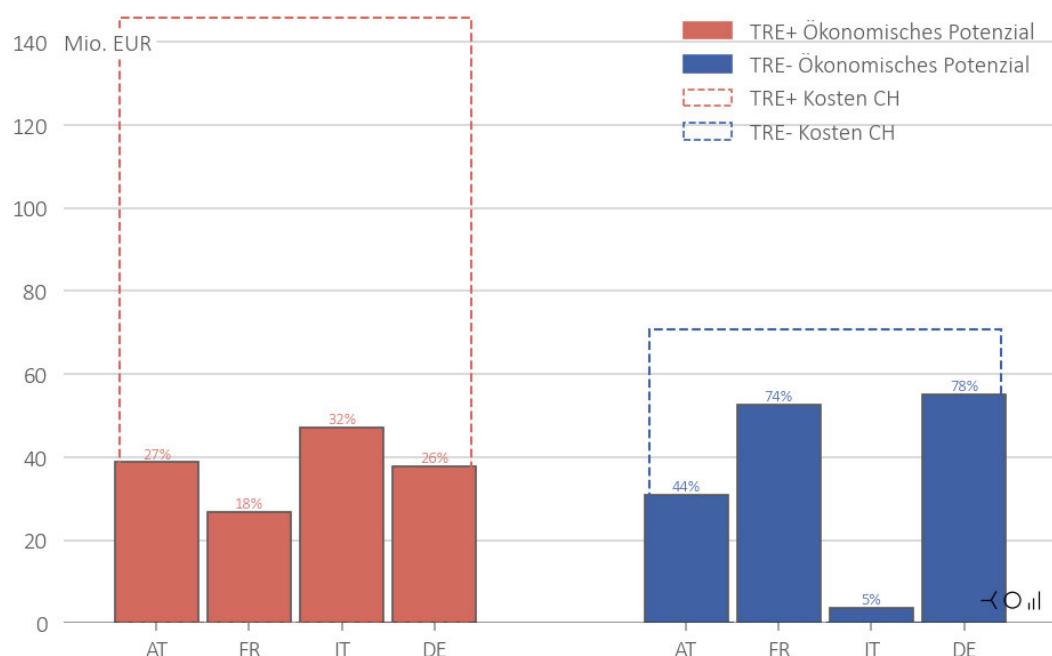


Abbildung 12: Ökonomisches Potenzial für das Jahr 2024 im Falle einer Teilnahme ausländischer TRE am Schweizer Regelenergiemarkt. Die Abbildung zeigt die absoluten Einsparungen und zusätzlich die relativen Einsparungen im Verhältnis zu den TRE-Gesamtkosten, die im selben Jahr in der Schweiz angefallen sind.

Fazit. Alle Nachbarländer bieten ein substanzielles Potenzial, um das Angebot an TRE in der Schweiz zu erhöhen und damit die Kosten zu senken. Bei der TRE+ hätten im Jahr 2024 18-32 % Prozent der Kosten eingespart werden können. Hier liegt Frankreich am unteren und Italien am oberen Ende der Skala, was sich mit der dominanten Stromflussrichtung, von Frankreich in die Schweiz nach Italien, erklären lässt. Frankreich und Deutschland stechen mit 74 bzw. 78 % bei den Einsparpotenzialen für die Kosten für TRE- hervor. Aufgrund des baldigen Endes der TERRE Plattform und eines möglichen einseitigen Austauschs von TRE mit Frankreich, ist ein bilaterales Abkommen mit den französischen Nachbarn besonders empfehlenswert.

5 Schlussfolgerung und Empfehlungen

Marktkonzentration. Die Marktkonzentration – gemessen am HHI und den Konzentrationsmassen – ist im SRL-, SRE- und TRL-Markt äusserst hoch. Die Indizes überschreiten die Schwellen bei weitem, welche allgemein anerkannt als einen hinreichenden Wettbewerb garantierend angesehen werden. Sie sind auch wesentlich höher als in anderen ebenfalls konzentrierten Regelenergiemärkten, wie beispielsweise dem deutschen. Häufig kommt es vor, dass [REDACTED] ein Bieter pivotal ist, sein Angebot also zur Deckung der Nachfrage notwendig ist. Erlangen die jeweiligen Bieter über die Zeit Erkenntnis über ihre Marktposition, können sie diese Position einfach nutzen, um das Preisniveau nach oben zu treiben. Regelenergiemärkte sind wiederholte Spiele, in denen Bieter Informationen über die Marktstruktur und ihre Position darin sehr häufig bekommen.

Gebotsspreizung. Die empirischen Auswertungen zeigen Anzeichen für überhöhte Regelenergie-Gebote. In Regelenergieauktionen bieten Bieter mehrere Gebote an. Über diese Gebote kann sich ein Bieter optimieren. Insbesondere ist es für Bieter mit mehreren Anlagen optimal, die eigenen Gebote zu spreizen – unabhängig von den tatsächlichen Kosten der Anlagen. In den empirischen Auswertungen lässt sich feststellen, dass Bieter dieses Verhalten in der Praxis anwenden. Es erscheint uns sehr unwahrscheinlich, dass diese hohe Spreizung allein auf Kostenunterschiede zwischen Geboten zurückzuführen ist. [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Markteingriffe. Ein gut funktionierender Markt ist aufgrund der hohen Marktkonzentration und der Charakteristika der Regelenergiemarktauktionen nicht gewährleistet. Eingriffe in die Preisfindung sind daher aus unserer Sicht erforderlich. Es gibt aber aus unserer Sicht eine Reihe von Massnahmen, die die negativen Folgen einer marktbeherrschenden Stellung eindämmen und die Kosten dadurch voraussichtlich senken können, ohne den Marktmechanismus als solches abzuschaffen.

5.1 PREISDECKEL ALS ÜBERGANGSLÖSUNG

Cap. Der Preisdeckel von 1'000 €/MWh für gebundene SRE hat aus unserer Sicht erfolgreich besonders hohe Gebote eindämmen und damit die Kosten für SDL-Beschaffung senken können. Wie wir in dieser Studie aufgezeigt haben, ist eine solche Form der administrativen Preisregulierung unter bestimmten Bedingungen Wettbewerb fördern und Kosten senkend. Er hat gegenüber einer administrativ festgelegten Vergütung – wie unter dem alten System vor PICASSO geltend – den entscheidenden Vorteil, dass unterhalb des Preisdeckels weiterhin Wettbewerb und eine Gebotsreihung erlaubt wäre. Eine Unterscheidung zwischen im Leistungsmarkt gebundenen und freien Geboten ist dabei nicht notwendig.

Indizierter Cap. Denkbare wäre als Übergangslösung auch eine Kopplung des Preisdeckels an den Day-Ahead-Preis, vom Mechanismus vergleichbar mit der indizierten Vergütung, die vor

Einführung des PICASSO-kompatiblen Gebotsverfahrens galt. Durch eine Indizierung könnte abgebildet werden, dass Kosten saisonal stark schwanken können und der Deckel könnte niedriger ausfallen.

Höhe. Sowohl ein einfacher als auch ein indizierter Preisdeckel dürfen nicht zu niedrig gewählt werden. Auf stündlicher Basis muss zudem stehts ein Mindestabstand zum Day-Ahead-Preis gewährleistet sein. Eine zu tiefe Deckelung der Regelenergiepreise macht eine Anpassung der neuen Formel für die Ausgleichsenergiepreise notwendig, da die Ausgleichsenergie sonst zu günstig wäre und häufige Vollabrufe drohten. Zudem hätte ein zu tiefer Preisdeckel bedeutende Ineffizienzen in Bezug auf den Abruf von Anlagen mit hohen Kosten zur Folge. Ein zu unattraktiver Regelenergiemarkt könnte die Marktmachtproblematik auch auf den Leistungsmarkt verschieben, wobei dies in der Vergangenheit vor PICASSO nicht beobachtet wurde. Ein Deckel, der aufgrund seiner zu geringen Höhe einer administrativen Vergütung gleichen würde, würde kleine Anbieter benachteiligen und die Problematik der hohen Marktkonzentration zementieren.

Empfehlung. Wir empfehlen, bis zur Umsetzung der weiteren empfohlenen Massnahmen einen Preisdeckel als Übergangslösung beizubehalten oder sogar (indiziert) abzusenken. Er sollte allerdings nur eine temporäre Massnahme bleiben, die baldmöglichst durch fundamentalere Änderungen am Marktdesign ersetzt werden sollte, die wir im Folgenden darstellen.

5.2 WESENTLICHE ÄNDERUNGEN AM SDL-DESIGN

Optionskontrakt. Wir empfehlen, den Preisdeckel durch den in dieser Studie vorgestellten Optionskontrakt abzulösen. Die Preisschwelle, ab der der Optionskontrakt greift, könnte deutlich unterhalb des Niveaus des heutigen Preisdeckels liegen und auf einen Strompreisindex indiziert werden. Auch die Indizierung könnte unterhalb der Indizierung eines einfachen Preisdeckels liegen. Durch den Optionskontrakt werden Anreize zu überhöhten Regelenergie-Geboten beseitigt. Auch wenn eine hohe Marktkonzentration existiert, sind ihre Auswirkungen auf Preise und damit Kosten eingedämmt. Die Abrufreihenfolge ist ebenfalls weiterhin effizient. Die Einführung des Optionskontraktes geht mit einer Änderung der Preisregel auf Uniform Pricing einher. Da dies gewissen Umstellungsaufwand nötig macht, ist eine Planungs- und Vorlaufzeit von einigen Monaten vorzusehen, die Massnahme eignet sich daher nicht als unmittelbare Sofortmassnahme, ist aus unserer Sicht jedoch zumindest binnen Jahresfrist umsetzbar.

Rückwirkung Leistungsmarkt. Mit der Einführung des Optionskontraktes sollte kontinuierlich überprüft werden, wie sich die Preise für die Regelenergie und die Regelleistung entwickeln. Es ist zu erwarten, dass die Anbieter mit der Einführung des Optionskontraktes die erwarteten Zahlungen in ihre Leistungsgebote einpreisen. Swissgrid hätte jedoch in ähnlicher Höhe neue Einnahmen aus dem Optionskontrakt, die die höheren Leistungspreise im Erwartungswert ausgleichen. Es gibt keinen Grund, dass sich mit Einführung des Optionskontraktes die Marktmacht auf dem Leistungsmarkt erhöhen würde. Sollten sich dennoch negative Folgen bemerkbar machen, oder das gewünschte Ergebnis nicht eintreten, so gibt es weitere Handlungsmöglichkeiten.

Handelbare Verpflichtungen. Besteht in einem Regime mit Optionskontrakt lediglich die Sorge, dass es negative Rückwirkungen auf den Leistungsmarkt gibt, könnte der Markt durch eine Verpflichtung zur Regelleistungserbringung mit regulierten Preisen ersetzt werden. Wichtig ist hierbei, dass diese Verpflichtungen handelbar sind, sodass auch hier eine effiziente Verteilung gewährleistet bleibt, also die Anbieter mit den geringsten damit verbundenen Kosten die Regelenergie erbringen.

5.3 ZUSÄTZLICHE NO-REGRET MASSNAHMEN

Zusätzlich zu den präsentierten Empfehlungen zur Veränderung des Marktdesigns, gibt es eine Reihe von Massnahmen, deren Einführung wir unabhängig von der gewählten Umstrukturierung des Marktes empfehlen. Sie zielen darauf ab, das Angebot zu erhöhen und damit die Preise zu reduzieren. Sie betreffen die Produktlänge, den Ausgleichsenergiepreis und das Potenzial aus dem Ausland.

Produktlänge 4h/15min. Wir empfehlen die Abschaffung der SRL-Wochenprodukte und die Einführung von kürzeren Produktlängen für SRL- und TRL-Produkte, sodass Anbieter ihr Angebot flexibler an den Anlagenzustand anpassen können. Anbietern sollte ermöglicht werden, nach eigener Präferenz für 15-Minuten- oder 4-Stunden-Blöcke in einer gebündelten Vortagesauktion zu bieten. Swissgrid sollte kombinatorisch die kostenoptimale Kombination aus Angeboten beider Produktlängen bezuschlagen. Kurze Produktlängen helfen insbesondere kleinen Anbietern, deren Stärkung wiederum zu mehr Wettbewerb führt.

Einpreis-AEP begrüssenswert. Swissgrid wird zum 1.1.2026 die Berechnungsformel für den Ausgleichsenergiepreis auf das Einpreis-System umstellen. Damit haben Bilanzgruppen erstmals Anreize, über gezielte eigene Uneausgeglichenheiten die gesamte Schweizer Regelzone zu unterstützen, da sie dafür neu finanziell belohnt werden. In anderen Ländern hat sich gezeigt, dass daraus ein Geschäftsmodell für Prognoseanbieter und Stromhändler werden kann und im Resultat Regelenergiebedarfe deutlich verringert werden können. Der Vorteil dieses Wirkungskanals zur Ausregelung der Regelzone ist, dass sehr unkompliziert alle Arten von Flexibilitäten (PV-Anlagen, Lastflexibilität, aber auch Stromhandel) daran teilnehmen können, ohne dass aufwändige und kostenintensive Präqualifikationen nötig wären.

Grenzpreis-AEP. Die für den 1.1.2026 vorgesehene AEP-Preisformel stellt jedoch auf den Durchschnittspreis der abgerufenen Regelenergie ab, nicht auf den sogenannten Grenzpreis, also den Preis der teuersten abgerufenen Regelenergie. Wir empfehlen, die neue Ausgleichsenergiepreis-Formel so anzupassen, dass nicht der Durchschnittspreis, sondern die Grenzpreise der aktivierten Regelenergie ausschlaggebend für die Höhe des Ausgleichsenergiepreises sind. Ein Grenzpreis-basierter AEP führt zu einer effizienten Abwägung zwischen Regelenergie und Ausgleichsenergie; während mit einem Durchschnittspreis-AEP die Ausgleichsenergie systematisch zu niedrig ist und eine Übernutzung angereizt wird. Bei Einführung eines Optionskontrakts in Verbindung mit Uniform Pricing wäre ohnehin der Grenzpreis ausschlaggebend für den AEP.

Ausländisches Potenzial. Eine im Bericht untersuchte Option, um die Kosten der Regelenergie zu reduzieren, besteht darin, über Kooperationen mit den Übertragungsnetzbetreibern der Nachbarländer grenzüberschreitende Tertiärregelenergie zu nutzen (Abschnitt 4.3.1). Die technische Voraussetzung dafür ist, dass die grenzüberschreitenden Stromleitungen Regelenergie in der gewünschten Richtung transportieren können. Die ökonomische Voraussetzung für Kostensenkungen ist weiterhin, dass die Preise für Regelenergie im Ausland in diesen Stunden vorteilhaft sind. Unsere Analyse zeigt, dass bei allen Ländern substanziale Potenziale bestehen. Für die TRE+ sind Einsparungen dabei besonders während Extremsituationen möglich, während bei der TRE- die Mittagsstunden im Sommer aufgrund grosser PV-Prognosefehler Potenziale bieten. Wir haben uns bei den Analysen auf TRE fokussiert, da bilaterale Kooperationen bei der «langsameren» TRE administrativ-technisch realistischer erscheinen als bei SRE.

Zusammenführung der Ausschreibungszeitpunkte. Abschliessend ist uns bei der empirischen Analyse ein weiterer Zusammenhang aufgefallen, dessen genauere Untersuchung wir empfehlen: In der Schweiz wird Regelleistung z.T. zu sehr unterschiedlichen Zeitpunkten ausgeschrieben: Es gibt für SRL eine vorgezogene Beschaffung, die mehrere Monate im Voraus stattfindet. Zudem gibt es (neu) Wochen- und 4-Stunden-Produkte. Einerseits lassen sich technische Begründungen dafür finden (z.B. Wasservorhaltung) oder unterschiedlich lange Erbringungspräferenzen, und die Zielsetzung ist klar: Es soll mehr Angebot dadurch gehoben werden, dass für alle Anbieter ein «passendes Segment» geschaffen wird und durch langfristige Kontrahierung eine höhere Stabilität erreicht wird. Gleichzeitig wird der Markt dadurch aber künstlich segmentiert. Der Wettbewerb in jedem einzelnen Segment sinkt. In den vorgezogenen Beschaffungsauktionen kam beispielsweise in einer Runde lediglich ein Bieter zum Zuge. Inwiefern die Beschaffungszeiträume so verändert werden können, dass einerseits den Bedürfnissen der Technologien Rechnung getragen wird und anderseits der Markt zusammengeführt wird, empfehlen wir weiter zu prüfen.

Quellen

ACER (2020). ACER Decision 01-2020 on the methodology to determine prices for the balancing energy that results from the activation of balancing energy bids.

Allaz, B., & Vila, J.-L. (1993). Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency. *Journal of Economic Theory*, 59(1), 1–16. <https://doi.org/10.1006/jeth.1993.1001>

Ausubel, L. M., Cramton, P., Pycia, M., Rostek, M., & Weretka, M. (2014). Demand Reduction and Inefficiency in Multi-Unit Auctions. *The Review of Economic Studies*, 81(4), 1366–1400. <https://doi.org/10.1093/restud/rdu023>

Berninghaus, S.K., and Ehrhart, K.-M. (1998): Time Horizon and Equilibrium Selection in Tacit Coordination Games: Experimental Results. *Journal of Economic Behavior and Organization* 37(2), 231–248.

Bresky, M. (2013): Revenue and efficiency in multi-unit uniform-price auctions, *Games and Economic Behavior* 82, 205–217. <https://doi.org/10.1016/j.geb.2013.05.007>

Cramton, P., & Stoft, S. (2008). Forward reliability markets: Less risk, less market power, more efficiency. *Utilities Policy*, 16(3), 194–201. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2008.01.007>

Deutsche ÜNB (2025). Flexibilisierung der RLM-Produktlänge für aFRR und mFRR. Konsultationsbericht.

https://www.regelleistung.net/xspproxy/api/StaticFiles/Regelleistung/04_Marktinformationen/Abgeschlossene%20Konsultationen/Konsultationsbericht_Flexibilisierung%20der%20RLM-Produktl%C3%A4nge%20f%C3%BCr%20aFRR%20und%20mFRR_public.pdf

Ehrhart, Karl-Martin, Fleck, Ann-Katrin, Meitz, Christoph, Ocker, Fabian, Ott, Marion, Wambach, Achim, Wang, Runxi (2022): Analyse des EU-Zielmarktdesigns für Regelreserve, Bericht erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Unveröffentlicht.

Ehrhart, K.-M., Hanke, A.K., Ocker, F., and Ott, M. (2021): Analysis of the new balancing energy market in Germany, report by order of Federal Ministry for Economic Affairs and Energy in Germany.

Ehrhart, K.-M., and Ocker, F. (2021): The Design Problem of Balancing Power Auctions, currently revised for *Journal of Regulatory Economics*.

Engelbrecht-Wiggans, R., & Kahn, C. M. (1998). Multi-unit auctions with uniform prices. *Economic Theory*, 12(2), 227–258. <https://doi.org/10.1007/s001990050220>

Fabra, N. (2003). Tacit collusion in repeated auctions: uniform versus discriminatory. *The Journal of Industrial Economics*, 51(3), 271-293. <https://doi.org/10.1111/1467-6451.00201>

Haufe, M.-C., and Ehrhart, K.-M. (2018): Auctions for Renewable Energy Support – Suitability, Design, and First Lessons Learned. *Energy Policy* 121, 217–224.

- Hortaçsu, A., and S. L. Puller (2008): Understanding strategic bidding in multi-unit auctions: a case study of the Texas electricity spot market. *RAND Journal of Economics* 39(1), 86–114.
- JAO (2022). Allocation Rules for Forward Capacity Allocation on Swiss Borders. https://www.jao.eu/sites/default/files/2024-08/LT_CH_Auction_Rules_2023_clean_final.pdf
- Krishna, V. (2009): *Auction Theory*, 2nd edition, Academic Press, San Diego, CA.
- Myerson, R. B. (1981): Optimal Auction Design, *Mathematics of Operations Research* 6(1), 58–73. <http://www.jstor.org/stable/3689266>
- Netztransparenz.de (2025). Index Ausgleichsenergie (ID AEP). <https://www.netztransparenz.de/de-de/Regelenergie/Ausgleichsenergiepreis/Index-Ausgleichsenergiepreis>
- Noussair, C. (1995): Equilibria in a Multi-Object Uniform Price Sealed Bid Auction with Multi-Unit Demands, *Economic Theory* 5(2), 337–351.
- Ocker, F., Ehrhart, K.-M., & Belica, M. (2018a). Harmonization of the European balancing power auction: A game-theoretical and empirical investigation. *Energy Economics*, 73, 194–211. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.05.003>
- Ocker, F., Ehrhart, K., & Ott, M. (2018b). Bidding strategies in Austrian and German balancing power auctions. *WIREs Energy and Environment*, 7(6). <https://doi.org/10.1002/wene.303>
- OMPEX (2024). Second Opinion Sekundärregelreserven Leistungs- und Arbeitspreise in der Schweiz. Studie im Auftrag der ElCom. [https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2025/Second%20Opinion%20Sekund%C3%A4rregelreserven%20Leistungs-%20und%20Arbeitspreise%20in%20der%20Schweiz%20\(Ompex%20Studie\).pdf.download/Second%20Opinion%20Sekund%C3%A4rregelreserven%20Leistungs-%20und%20Arbeitspreise%20in%20der%20Schweiz%20\(Ompex%20Studie\).pdf](https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2025/Second%20Opinion%20Sekund%C3%A4rregelreserven%20Leistungs-%20und%20Arbeitspreise%20in%20der%20Schweiz%20(Ompex%20Studie).pdf.download/Second%20Opinion%20Sekund%C3%A4rregelreserven%20Leistungs-%20und%20Arbeitspreise%20in%20der%20Schweiz%20(Ompex%20Studie).pdf)
- Swissgrid (2025). Allgemeine Bilanzgruppenvorschriften. Version 3.1 für den 1.1.2026. <https://www.swissgrid.ch/content/dam/swissgrid/customers/topics/legal-system/balance-group/1/01-Appendix-1-General-BG-Regulations-V3-1-de.pdf>
- Swissgrid (2025b). Die Sonne als Ressource für einen stabilen Netzbetrieb. <https://www.swissgrid.ch/de/home/newsroom/blog/2025/die-sonne-als-ressource-fuer-einen-stabilen-netzbetrieb.html>

Anhang: Fallkonstellationen des Optionskontraktes

Überblick. Die Anreize für Leistungs-bezuschlagte Anbieter bezüglich der Regelenergie-Gebote seien kurz für verschiedene Fälle skizziert. Die Gültigkeitsdauer des Grenzpreises sei normiert auf die Zeiteinheit 1. Sei zunächst ein Anbieter betrachtet, der auf zwei Kapazitätseinheiten (hier stets normiert auf die Grösse 1 MW) am Leistungsmarkt bietet, wobei beide mit variablen Kosten der Arbeit unterhalb von S verbunden sind. (Für das Regelenergie-Gebot relevante Fixkosten vernachlässigen wir an der Stelle.) Durch die Option lohnen sich Grenzpreise P oberhalb von S für den Anbieter nicht. Sein Anreiz, insbesondere für die zweite Einheit oberhalb der Kosten zu bieten, wird nach oben durch S begrenzt, also abgeschwächt.

Eine Kapazitätseinheit & Kosten > S . Betrachten wir nun einen reinen Leistungsanbieter mit nur einer Kapazitätseinheit und Kosten oberhalb von S . Dieser hat einen Anreiz, die Kosten zu bieten. Bietet er seine Kosten, so erhält der Anbieter entweder nichts (wenn $P < S$), oder S abzüglich seiner Kosten (wenn er aktiviert wird, den Grenzpreis erhält und über die Option die Differenz zwischen P und S erstattet) oder $S - P$ (wenn er nicht aktiviert wird, aber wegen der Option die Differenz erstatten muss). Zwar macht der Anbieter in den letzten beiden Fällen einen Verlust, aber bei einem Preis oberhalb (unterhalb) der Kosten bevorzugt er die reine Erstattung (Abruf und Erstattung), sodass er nicht von seinem Regelenergie-Gebot abweichen möchte.

Zwei Kapazitätseinheiten & unterschiedliche Kosten. Betrachten wir nun einen Anbieter, der auf zwei Kapazitätseinheiten am Leistungsmarkt bietet, wobei die erste Einheit mit Kosten unterhalb von S und die zweite mit Kosten oberhalb von S verbunden ist. Für den Anbieter mit zwei Einheiten geht ein Grenzpreis oberhalb von S mit der zu leistenden Zahlung ($P - S$) aus der Option für jede der beiden Einheiten einher. Kann er den Grenzpreis nicht beeinflussen, so wird er auf die zweite Einheit deren Kosten bieten, wie zuvor ausgeführt. Mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit wird sein Regelenergie-Gebot für die zweite Kapazitätseinheit aber preisbestimmend sein und in diesem Fall würde eine marginale Senkung des Gebots (angenommen dieses wäre weiterhin preisbestimmend) den Grenzpreis für beide Einheiten senken (und die Abrufwahrscheinlichkeit zu Grenzpreis unter Kosten erhöhen), aber auch die Zahlung aus der Option entsprechend senken. Auch in diesem Fall bietet er folglich seine Kosten.

Erweiterung: Viele Einheiten & Kosten > S . Hätte dieser Anbieter nun k weitere Kapazitätseinheiten, deren Kosten oberhalb des Grenzpreises liegen und die bei einem Regelenergie-Gebot in Höhe der Kosten deshalb nicht aktiviert würden, so würde er sein preisbestimmendes Gebot für die zweite Einheit senken wollen. In diesem Fall würden die beiden aktivierten Kapazitätseinheiten unter einem geringeren Grenzpreis leiden (und eine unter der erhöhten Abrufwahrscheinlichkeit leiden), aber für alle ($k + 2$) Kapazitätseinheiten würden geringere Zahlungen aus der Option fällig. Dies illustriert, dass ein Anbieter mit vielen Kapazitätseinheiten mit Kosten oberhalb von S bei den (bei Reihung nach Kosten) ersten Einheiten davon

einen Anreiz haben kann, unter Kosten anzubieten. Dieser Fall tritt nur dann ein, wenn ein Anbieter mit vielen Einheiten antritt, von denen ein entsprechend grosser Anteil Kosten oberhalb von S hat und der Fall, dass nur wenige der Einheiten mit Kosten oberhalb von S aktiviert werden, ausreichend relevant ist.

Freie Anbieter & gemischte Anbieter. Ein freier Anbieter am Regelenergiemarkt wird von der Option nur insofern betroffen, als dass niedrigere Regelenergie-Gebote der Leistungsanbieter den Wettbewerb stärken und somit Anreize, über den Kosten zu bieten, auch für freie Anbieter abschwächen. Wenn aus dem Leistungsmarkt kompetitive Regelenergie-Gebote im Umfang der ausgeschriebenen Menge kommen, kommen freie Anbieter insbesondere mit sehr hohen Geboten nicht zum Zug und können keine hohen Grenzpreise generieren. Ein Anbieter, der sowohl mit freien Regelenergie-Geboten als auch mit Regelenergie-Geboten aus dem Leistungsmarkt antritt, kann mit seinen freien Regelenergie-Geboten voll von Preisen oberhalb von S profitieren, aber die Optionszahlungen aus seinen bezuschlagten Leistungsgeboten dämpfen auch für diesen Anbieter die Gewinne und können die Zugewinne (bei grosser Menge nicht aktivierter Regelenergie-Gebote aus dem Leistungsmarkt) übersteigen.