



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom

Fachsekretariat

Bericht Regelleistung und Regelenergie 2024

Bericht der ElCom

Bern, Mai 2025

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom
Christoffelgasse 5, 3003 Bern
Tel. +41 58 462 58 33, Fax +41 58 462 02 22
info@elcom.admin.ch
www.elcom.admin.ch

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	5
1.1	Regelleistung und Regelenergie	6
1.2	Allgemeine Beschaffungsstrategie und Produktgestaltung.....	6
1.3	Finanzierung der Regelleistung und Regelenergie	7
1.4	Regelzonen-Ausgeglichenheit	7
1.5	Allgemeiner Marktüberblick im Berichtsjahr	11
2	Regelleistung.....	11
2.1	Beschaffungsmengen Regelleistung 2024	12
2.2	Primärregelung.....	12
2.3	Sekundärregelleistung.....	14
2.4	Tertiärregelleistung.....	17
2.5	Kostenentwicklung Regelleistung 2009 bis 2024.....	19
3	Regelenergie.....	22
3.1	Berichtsjahr 2024	24
3.1.1	Abgerufene Regelenergie	24
3.1.2	Kosten Regelenergie	25
3.1.3	International Grid Control Cooperation und Imbalance Netting	26
3.2	Langjährige Entwicklung seit 2012.....	27
3.2.1	Abgerufene Menge Regelenergie	27
3.2.2	Kosten Regelenergie	29
4	Fazit	33
5	Anhang.....	36
5.1	Abkürzungsverzeichnis	36

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematischer Ablauf Regelenergieeinsatz. Quelle: Swissgrid	5
Abbildung 2: Verteilungen der gesamten Systemunausgeglichheiten der RZ Schweiz in MW. Die Verteilungen sind in verschiedenen Farben entsprechend der Standardabweichung (σ) und der doppelten Standardabweichung (2σ) der angepassten Normalverteilung dargestellt.....	9
Abbildung 3: Vorgezogene Beschaffung von TRL und SRL für die Wochen 6 bis 19 des Jahres 2024.	12
Abbildung 4: PRL-Volumen. Gezeigt sind Angebote von Schweizer SDVs, den schweizerischen Bedarf und die Zuschläge von Schweizer SDVs nach Monat.	13
Abbildung 5: PRL-Kosten nach Monat.	14
Abbildung 6: Positive SRL-Volumen nach Kalenderwoche 2024. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 6 bis 19 erfolgte gestaffelt im Herbst des Vorjahres.	15
Abbildung 7: Positive SRL-Kosten nach Kalenderwoche 2023 und 2024.	15
Abbildung 8: Negative SRL-Volumen nach Kalenderwoche 2024. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 6 bis 19 erfolgte gestaffelt im Herbst des Vorjahres.	16
Abbildung 9: Negative SRL-Kosten nach Kalenderwoche 2023 und 2024.	16
Abbildung 10: Volumen TRL+ 2024. Angebotene und beschaffte Mengen, aufgeteilt in wöchentliche und tägliche Produkte. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 6 bis 19 erfolgte im Vorjahr gestaffelt.	17
Abbildung 11: Kosten TRL+ Wochenprodukt.	18
Abbildung 12: Negative TRL-Volumen 2024 nach Kalenderwoche. Angebotene und beschaffte Mengen, aufgeteilt in wöchentliche und tägliche Produkte. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 6 bis 19 erfolgte im Vorjahr gestaffelt.	18
Abbildung 13: Kosten TRL- Wochenprodukt.	19
Abbildung 14: Einzeljahresresultate der Vorhaltung von Regelleistung seit 2009.	19
Abbildung 15: Aufteilung der Kosten für das Jahr 2024 in PRL, SRL und TRL.	20
Abbildung 16: Aufteilung der Kosten für das Jahr 2023 und 2024 in einzelne Produkte.	20
Abbildung 17: Kosten pro MW der Regelleistungsprodukte 2023 und 2024.	21
Abbildung 18: Grenzpreise der SRE+ Gebote. Die vertikale Achse ist logarithmisch dargestellt	23
Abbildung 19: Grenzpreise der SRE- Gebote. Aus Darstellungsgründe sind nur die ersten 200 MW dargestellt.....	24
Abbildung 20: Mengen SRE und TRE nach Lieferrichtung und Monat für das Jahr 2024.	25
Abbildung 21: Kosten SRE und TRE nach Lieferrichtung 2024.....	26
Abbildung 22a: Volumen von «Netted imbalances» im Jahr 2024 und 2023.	27
Abbildung 23: Menge SRE und TRE von 2012 bis 2024.	28
Abbildung 24: Menge der Regelenergie nach Produkt 2012 bis 2024.....	29
Abbildung 25: Nettokosten SRE und TRE 2012 bis 2024.....	30
Abbildung 26: Absolute Kosten SRE und TRE nach Produkt 2012 bis 2024.	31
Abbildung 27: Kosten pro MWh SRE und TRE nach Produkt 2012 bis 2024.....	32
Abbildung 28: Gesamtkosten Regelenergie und -leistung 2024.	34

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Mittelwert und Standardabweichung der Verteilungen in MW.8

Tabelle 2: Anzahl Viertelstunden nach Jahr und nach Position der RZ. Positionen zwischen -500 MW
und +500 MW sind nicht gezeigt. 10

Tabelle 3: Jährliche Mittelwerte der vorgehaltenen Regelleistung 2024. 13

Tabelle 4: Abgerufene Regelenergie 2024 und Vorjahr..... 24

Tabelle 5: Absolute Kosten für Regelenergie 2024 und Vergleich mit dem Vorjahr. Positive Beträge
sind Kosten, während negative Beträge Einnahmen für Swissgrid bedeuten. 25

Tabelle 6: Kosten Regelleistung und Regelenergie sowie Volumen Regelenergie im Jahresvergleich.33

Tabelle 7: Spezifische Regelenergiekosten in CHF Rp./kWh nach Produkt 2023 und 2024. 34

1 Einführung

Die nationale Netzgesellschaft Swissgrid sorgt dauernd für einen diskriminierungsfreien, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes als wesentliche Grundlage für die sichere Versorgung der Schweiz (Art. 20 Abs. 1 StromVG). Dazu sind einerseits genügend Produktionskapazitäten für die Erzeugung elektrischer Energie und andererseits ein ausreichend dimensioniertes Übertragungs- und Verteilnetz für den Energietransport zum Endkunden notwendig. Da man elektrische Energie im Stromnetz nicht speichern kann, muss die ins Netz eingespeiste Menge an Energie zu jedem Zeitpunkt mit jener Menge übereinstimmen, die aus dem Netz entnommen wird. Trotz qualitativ hochwertiger Prognosen der Energieversorger für Produktion und Verbrauch ist eine exakte Planung dafür nicht möglich. Deshalb müssen auch kleinere Abweichungen von den Sollwerten kontinuierlich ausgeglichen werden. Dieser Ausgleich findet grösstenteils durch die Anpassung der Stromproduktion an den aktuellen Verbrauch statt. Dafür sind Kraftwerke notwendig, deren Produktion sich besonders gut regeln lässt. Swissgrid beschafft die dazu notwendige Regelleistung und Regelennergie in einem marktorientierten, diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren (Art.20 Abs. 2 Bst. b. StromVG).

Im europäischen Verbundsystem wird bei einer Unausgeglichenheit innerhalb einer Regelzone dreistufig vorgegangen. Mit der Primärregelung wird das Gleichgewicht innerhalb von Sekunden hergestellt. Reicht dies nicht aus, wird nach fünf Minuten die Sekundärregelung abgerufen. Bei Regelabweichungen die länger als 15 Minuten dauern, wird die Sekundärregelung durch die Tertiärregelung abgelöst. Der Abruf von Regelennergie erfolgt für die meisten Produkte automatisch. Nur die Abrufe von Tertiärregelenergie erfolgen manuell. Nachfolgende Abbildung veranschaulicht den beschriebenen Ablauf.

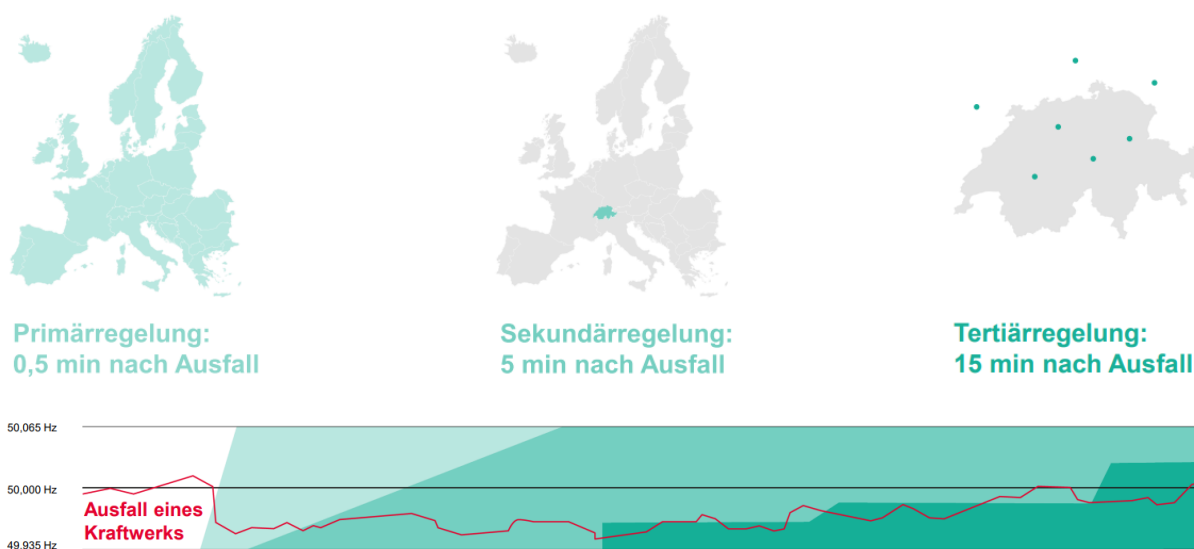


Abbildung 1: Schematischer Ablauf Regelennergieeinsatz. Quelle: Swissgrid

Die ECom überwacht die Einhaltung des StromVG und beobachtet und überwacht die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung. Darunter fällt auch die Überwachung der Beschaffung der Systemdienstleistungen, insbesondere der Regelleistung und Regelennergie.

Der vorliegende Bericht ist Teil dieser Überwachung und gibt Einblick in die eingesetzten Mengen und die damit verbundenen Kosten für das Jahr 2024 sowie deren langfristigen Veränderungen. Dieser Bericht soll der Transparenz und dem Verständnis im Bereich der Regelleistung und -energie als

wichtiger Bestandteil für einen stabilen Netzbetrieb dienen. Diesbezüglich sind insbesondere keine für die Regulierung notwendigen sensiblen Marktinformationen enthalten.

1.1 Regelleistung und Regelennergie

Gemäss Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe b StromVG stellt Swissgrid unter anderem die Bereitstellung der Systemdienstleistungen (SDL) sicher. Die zu diesem Zweck benötigten Kraftwerkskapazitäten sind nach transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen. Bei der Regelleistung und Regelennergie wird aufgrund der Abrufgeschwindigkeit und Abrufdauer zwischen Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung unterschieden. Aufgrund der technischen Anforderungen beim Abruf der Regelleistung wird diese in der Schweiz hauptsächlich, aber nicht ausschliesslich, durch Wasserkraft bereitgestellt.

Zur Erhöhung der Liquidität bei der Beschaffung der Regelleistung und -energie beteiligt sich Swissgrid bei den internationalen Plattformen «Frequency Containment Reserves Cooperation» (FCR Cooperation) und «International Grid Control Cooperation» (IGCC). Seit Oktober 2020 beschafft Swissgrid auch Regelennergie über die internationale Plattform TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange).

Die marktbasierte Beschaffung bedingt unter anderem, dass die verschiedenen Regelleistungs- und Regelennergieprodukte einerseits in Konkurrenz mit dem Grosshandelsmarkt stehen. Andererseits erweitert der Regelleistungs- und Regelenenergiemarkt die Vermarktungsmöglichkeiten für die Produzenten. Daher kann es im Winter/Frühling, wenn die Speicherseen zunehmend leer sind, zu einem reduzierten Angebot an Regelleistung und -energie kommen. In der Folge kann dies zu höheren Preisen bei der Regelleistung oder -energie oder im Extremfall sogar zu einem Ausbleiben einer genügenden Angebotsmenge führen. Die vorgezogene Beschaffung von Regelleistung wird unter anderem durchgeführt, um die Planungssicherheit zu erhöhen und eine Mindestmenge für die kritischeren Wintermonate zu sichern. Aus diesen Gründen sind für die Analyse der Kosten der Regelleistung und Regelennergie – neben der Produktgestaltung, der Beschaffungsstrategie und -menge – die Füllstände der Speicherseen sowie die Opportunitäten auf dem Grosshandelsmarkt wichtige Determinanten.

1.2 Allgemeine Beschaffungsstrategie und Produktgestaltung

Im Normalfall wird die Beschaffung der benötigten Regelleistung von Swissgrid kurzfristig durchgeführt, d. h. je nach Regelleistungsprodukt in der Vorwoche (mit Ausnahme der vorgezogenen Beschaffung) oder Tage vor Lieferung. Ab Februar 2020 wird Tertiärregelennergie über den integrierten Markt beschafft, über den auch Redispatchabrufe erfolgen, um eine höhere Abrufwahrscheinlichkeit zu erreichen. Die Zusammenhänge mit den Redispatchmechanismen, wie z.B. die im Jahr 2024 deutlich erhöhten Abrufmengen und deren Bepreisung, sind daher ebenfalls wichtige Punkte, die in den Branchenarbeitsgruppen diskutiert werden. Seit Oktober 2020 erfolgt die Beschaffung auch über die TERRE Plattform. Ziel des integrierten Marktes ist es unter anderen die Preise durch eine höhere Benutzerfreundlichkeit der Angebotsabgabe und Anpassung des Tertiärregelennergieproduktes näher an andere kurzfristige Energiemärkte zu rücken. So kann der Tertiärregelenenergiepreis bis 25 Minuten vor Abruf angepasst werden und die Angebotsdauer wurde von 4 auf 1 Stunde verkürzt. Dies bedeutet, dass täglich 24 Auktionen stattfinden. Diese Anpassungen ermöglichen auch die Teilnahme weiterer Akteure an diesem Markt.

Seit Juli 2020 wird die Primärregelleistung nicht mehr als Tagesprodukt, sondern in 4-Stunden-Blöcken eingekauft. Ziel dieser Produktanpassungen ist eine höhere Liquidität und somit die Verbesserung der Versorgungssicherheit und geringere Beschaffungskosten. Sekundärregelleistung wird als Wochenprodukt beschafft. Tertiärregelleistung wird sowohl als Wochen- als auch Tagesprodukt beschafft.

Swissgrid beschafft die für die Vorhaltung der Regelleistung erforderlichen SDL-Produkte auf der Grundlage von Artikel 20 Abs. 2 Bst. b StromVG und Artikel 22 Abs. 1 StromVV in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren (Ausschreibungen). Bieten die Systemdienstleister (SDV) in den Ausschreibungen nicht die benötigte Menge an, ist eine zweite Ausschreibung sowohl für Tages- als auch für Wochenprodukte vorgesehen. Kann die benötigte Menge in der zweiten Auktion nicht beschafft werden, kommt ein Zuteilungsverfahren zur Anwendung, bei dem in besonderer und enger Zusammenarbeit zwischen den SDVs, Swissgrid und der ECom die Verfügbarkeit von Energie und Leistung aller SDVs, einschliesslich ihrer bereits verkauften oder reservierten Energie und Leistung, geprüft wird, um schliesslich die fehlenden Mengen zu beschaffen. Im Berichtsjahr wurde die Gesamtmenge aller Produkte stets erfolgreich über Ausschreibungen beschafft.

Durch die FCR-Kooperation wird die Primärregelung effizient beschafft und die internationale Zusammenarbeit verringert gleichzeitig das Risiko von Engpässen bei der FCR-Versorgung. Primärregelleistung wird nach dem Prinzip "pay-as-cleared" vergütet, während die anderen Regelleistungsprodukte nach dem Prinzip "pay-as-bid" entschädigt werden. Zusätzlich zur Regelleistungsvorhaltung wird mit Ausnahme der eingesetzten Primärregelenergie ebenfalls die abgerufene Regelenergie entschädigt. Die Vergütung für Sekundärregelenergie war bis Juni 2022 an den Schweizer Dayahead-Börsenpreis (SwissIX) gebunden, was im Juli durch die Einführung eines marktbasierten Verfahrens (PICASSO) ersetzt wurde. Für Tertiärregelenergie geben die Anbieter ein separates Angebot ab, welches bis kurz vor Lieferung noch angepasst werden kann. Tertiärregelenergie wird ebenfalls «pay-as-bid» vergütet. Regelleistung und -energie sind Poolangebote. Dies bedeutet, dass der Systemdienstleistungsverantwortliche (SDV) bei Abruf die für ihn optimalen Kraftwerke für die Lieferung einsetzen kann. In den nachfolgenden Abschnitten werden die einzelnen Produkte näher beschrieben.

1.3 Finanzierung der Regelleistung und Regelenergie

Die Kosten für die Beschaffung von Regelleistung und Regelenergie werden unterschiedlich finanziert. Die Kosten der Regelleistung (vgl. Kapitel 2) fliessen direkt in den allgemeinen Systemdienstleistungstarif von Swissgrid ein. Die Kosten der Regelenergie (vgl. Kapitel 3.1.2 und Kapitel 3.2.2) werden den Bilanzgruppen (BG) als bezogene Ausgleichsenergie (AE) weiterverrechnet. Aufgrund der Ausgestaltung des Ausgleichsenergiepreismechanismus (AEPM) ist der Erlös, welcher Swissgrid erhält, höher als die Regelenergiekosten, welche Swissgrid den SDV vergütet. Die Differenz aus dem Erlös des AEPM und den Regelenergiekosten senken daher in der Regel die dem allgemeinen Systemdienstleistungstarif zugrundeliegenden Kosten (Art. 22 Abs. 2 StromVV).

1.4 Regelzonen-Ausgeglichenheit

Bereits in der Vergangenheit kam es vereinzelt zu grösseren Unausgeglichenheiten der Schweizer Regelzone. Der Trend über die Jahre ist jedoch steigend und im Jahr 2024 ist eine weitere Verschlechterung des Zustandes der Regelzone zu beobachten.

Die Abbildung 2 gibt einen Überblick über die langjährigen Trends. Sie zeigt die an die Messdaten der Regelzone angepasste Normalverteilung. Die Tabelle 2 gibt einen weiteren Einblick in die Entwicklung der Unausgeglichenheit im System. Abbildung 2 und Tabelle 2 sind mit Daten bis zum 20.06.2024 aktualisiert. In der Tabelle 2 sind die Anzahl der Viertelstunden und die Position der Schweizer Regelzone in MW aufgeführt. Eine positive Position bedeutet, dass die Regelzone *long* ist (d.h. mehr Energie wird produziert oder importiert, als was verbraucht oder exportiert wird), eine negative Position

bedeutet, dass sie *short* ist. Die Positionen zwischen -500 MW und +500 MW sind in der Tabelle aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht aufgeführt.

Aus der Abbildung 2 und der Tabelle 2 sind folgende Beobachtungen besonders auffällig. Erstens, ein langjähriger Trend zu immer mehr Unausgeglichheiten mit immer flacheren und breiteren Verteilungen hat sich entwickelt und setzt sich fort. Die RZ Schweiz war mehr als -500 MW *short*, für:

- 149 Viertelstunden im Jahr 2022
- 179 Viertelstunden im Jahr 2023
- 451 Viertelstunden im Jahr 2024 (davon 35 am 22.04).

Auf der positiven Seite war die RZ CH mehr als +500 MW *long* für

- 47 Viertelstunden im Jahr 2022
- 150 Viertelstunden im Jahr 2023
- 128 Viertelstunden im Jahr 2024 (davon 7 am Ostersonntag).

Die Extremereignisse sind besonders auffällig und haben auch im Jahr 2024 etwas Aufmerksamkeit in den Medien erregt, ändern aber wenig an der grundsätzlichen Einschätzung der Situation. Insbesondere ist der langjährige Trend auch ohne diese Extremereignisse zu beobachten. Alle Unausgeglichheiten müssen durch den Einsatz von Regelennergie (Sekundär- und Tertiärregelennergie), internationale Kooperationen wie FCR (Primärregelung) oder Netting (IGCC-Projekt) ausgeglichen werden. Eine erste offensichtliche Folge der grossen Unausgeglichheiten ist ein erhöhter Bedarf an Regelreserven und der Einsatz grösserer Mengen an Regelennergie mit den entsprechenden Kostenfolgen.

Zwischenfazit ist, dass das weitere Monitoring der Zustand der Regelzone mit Aufmerksamkeit weitergeführt werden sollten, zu mindest bis eine Trendumkehr zu beobachten ist.

Aus der Analyse der Daten lassen sich weitere Beobachtungen ableiten. Im Laufe der Jahre bewegt sich der Mittelwert um die Null, siehe Tabelle 1. Zu bemerken ist, dass die Daten die Summe aller Bilanzgruppen bilden. Aus diesen Beobachtungen lässt sich ableiten, dass es bis aufs Jahr 2023 keinen offensichtlichen Anreiz gab, sich in eine bestimmte Richtung (*long* oder *short*) zu positionieren. Der relativ grosse negative Wert für 2024 ($\mu_{2024} = -30.9$ MW) bildet eine erste Ausnahme. Die Entwicklung im Jahr 2025 wird weiter beobachtet.

Tabelle 1: Mittelwert und Standardabweichung der Verteilungen in MW.

		2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018	2017
Mittelwert (μ)	MW	-30.9	7.9	5.6	-15.7	2.4	-0.3	-11.3	7.4
Std. Abw. (σ)	MW	175.5	161.9	141.9	139.6	116.9	110.2	115.3	120.7

Am 22. April 2024 hatten sehr viele in der Schweiz aktive Bilanzgruppen gleichzeitig zu wenig Energie in ihren Bilanzportfolios, was zu einer Unausgeglichheit der Schweizer Regelzone von bis zu 1'400 MW führte. Die Produktion aus Photovoltaikanlagen in der gesamten Schweiz an diesem Tag war deutlich geringer als erwartet. Die Aktivierung von viel Regelleistung triggert auch den Abruf von sehr teurer Reserveenergie. Die Kosten für den Abruf von Regelennergie an diesem Tag beliefen sich auf rund 7.1 Mio. CHF. Die von Swissgrid den Bilanzgruppen in Rechnung gestellte Ausgleichsenergie betrug aufgrund des geltenden Mechanismus rund 8.5 Mio. CHF. Die Differenz der Beträge (1.4 Mio. CHF) fliesst gemäss StromVG in die Tarifikalkulation von Swissgrid ein und wird zur Deckung von Kosten verwendet, die u.a. im Zusammenhang mit der Bereitstellung der Regelleistung durch die Kraftwerksbetreiber anfallen.

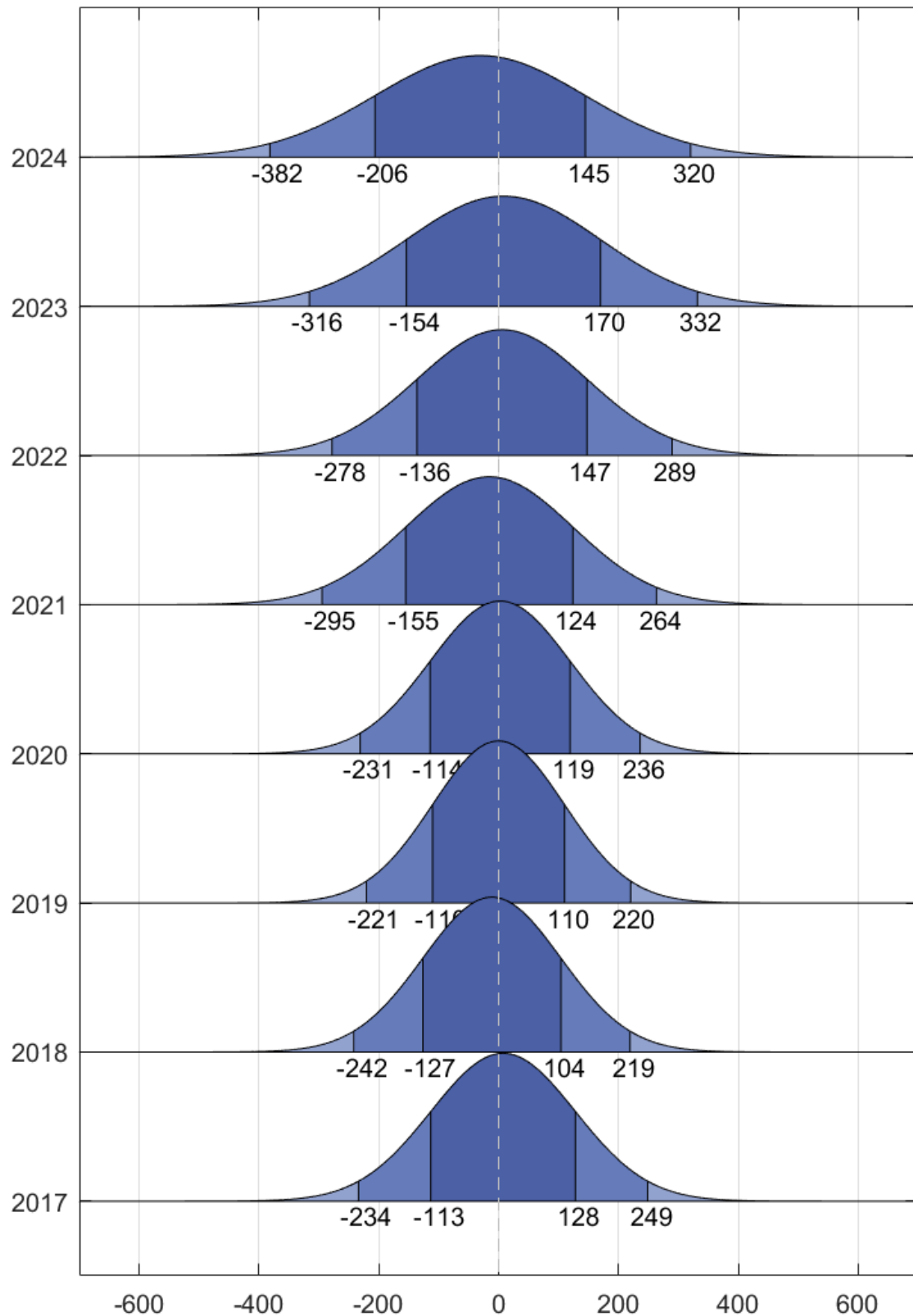


Abbildung 2: Verteilungen der gesamten Systemunausgeglichheiten der RZ Schweiz in MW. Die Verteilungen sind in verschiedenen Farben entsprechend der Standardabweichung (σ) und der doppelten Standardabweichung (2σ) der angepassten Normalverteilung dargestellt.

Tabelle 2: Anzahl Viertelstunden nach Jahr und nach Position der RZ. Positionen zwischen -500 MW und +500 MW sind nicht gezeigt.

	<i>[-5000; -1000] MW</i>	<i>[-1000; -900] MW</i>	<i>[-900; -800] MW</i>	<i>[-800; -700] MW</i>	<i>[-700; -600] MW</i>	<i>[-600; -500] MW</i>	...	<i>[500; 600] MW</i>	<i>[600; 700] MW</i>	<i>[700; 800] MW</i>	<i>[800; 900] MW</i>	<i>[900; 1000] MW</i>	<i>[1000; 5000] MW</i>
2024	33	24	24	67	91	212	...	68	34	10	8	1	7
2023	1	11	17	17	46	87	...	93	28	22	4	0	3
2022	4	3	4	3	28	107	...	39	5	1	0	2	0
2021	1	0	2	2	12	73	...	16	3	1	4	0	0
2020	2	0	2	2	1	19	...	10	0	1	0	0	0
2019	1	3	2	3	10	32	...	1	2	1	0	0	0
2018	1	0	0	0	9	38	...	11	5	1	2	4	0
2017	5	0	2	1	2	7	...	15	3	0	0	0	0

Basierend auf den Erkenntnissen wurde das Thema sowohl in der Bearbeitung mit den Bilanzgruppenverantwortlichen mit Ausspeisepunkten und Swissgrid, als auch in einer öffentlichen Mitteilung der ElCom zur Regelzonen-Ausgeglichenheit¹ aufgegriffen. Im Besonderen handelt es sich dabei um die folgenden Punkte.

Ab 01.01.2026 wird ein neuer Ausgleichsenergiepreismechanismus (AEPM) eingeführt, um gezieltere Anreize zur Stabilisierung der Regelzone zu setzen. Systemunterstützendes Verhalten wird neu explizit finanziell belohnt. Ein weiterer Fokus liegt auf der Verfügbarkeit der erforderlichen Informationen. Von Seiten der Verteilnetzbetreiber sind den Bilanzgruppenverantwortlichen und Lieferanten die für das Bilanzmanagement erforderlichen Informationen und Messdaten gemäss Artikel 8 Absatz 3 Buchstaben b und c StromVV fristgerecht, einheitlich und diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen. Die gesetzlichen Anforderungen für die Entflechtung sind kein Hindernis für die Sicherstellung des notwendigen Informationsaustauschs. Eine systematische Überprüfung der bestehenden Prozesse und Regelungen zwischen Bilanzgruppenverantwortlichen, Subbilanzgruppen und Verteilnetzbetreibern erscheint notwendig und sinnvoll.

Ebenfalls ein wichtiger Faktor ist die Optimierung der Produktionsprognose. Diese erfolgt schon heute u.a. aufgrund meteorologischer Daten. Aufgrund der Vorkommnisse in den letzten Monaten und mit Blick auf die hohen Zubauraten bei der Photovoltaik ist die Berücksichtigung der vorhandenen Wetterdaten und -prognose aus den numerischen Wettermodelle in den Produktionsprognosen zu überprüfen. Insbesondere die Berücksichtigung der Veränderungen der Wetterprognose an Wochenenden und an Feiertagen erscheint als vordringliche Massnahme, die wesentlich zu einer Verbesserung der Situation beitragen dürfte.

¹ Mitteilung der ElCom veröffentlicht am 02.07.2024 « Regelzonen-Ausgeglichenheit», Link: https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/mitteilungen_2024/regelzonen-ausgeglichenheit.pdf.download.pdf/Regelzonen-Ausgeglichenheit.pdf, zuletzt abgerufen am 09.08.2024, 18:40Uhr

Die ElCom wird die subsidiär von den betroffenen Akteuren eingeleiteten Massnahmen weiter überwachen. Der Fokus dabei liegt auf der zeitnahen Optimierung der bestehenden Prozesse.

1.5 Allgemeiner Marktüberblick im Berichtsjahr

Auf den europäischen Grosshandelsmärkten überwog 2024 eine Seitwärtsbewegung, nachdem 2023 die Preise – nach dem Höhepunkt der Energiekrise im Jahr 2022 – stark gesunken waren. Zunächst setzte sich die Abwärtsbewegung der Terminmärkte noch fort, bevor es zu einer Gegenbewegung kam. Die Terminpreise folgten dabei weiterhin meist der Entwicklung der Kosten von Gaskraftwerken. Die gute Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke sorgte jedoch sowohl im Termin- als auch im Spotmarkt für Preisabschläge. Insgesamt bewegte sich der Terminmarkt 2024 jedoch weiterhin deutlich oberhalb des Preisniveaus von vor der Krise.

2024 war der Spotmarkt von der hohen Produktion der Schweizer Wasserkraft und von tiefen Preisen in Frankreich geprägt. Die typischen Aussenhandelsmuster wurden dabei aufgebrochen, neu nahm der Export nach Deutschland zu. Die veränderten Grenzflüsse führten zwischenzeitlich zu reduzierten Exportkapazitäten nach Deutschland und zu häufigeren Exporteinschränkungen an der italienischen Grenze. Durch die hohe Wasserkraftproduktion kam es vor allem im Juli und August 2024 bei ausgelasteten Exportkapazitäten zu einer Entkopplung der Schweizer Strompreise von denjenigen der Nachbarländer. Die Folge waren tiefere Preise in der Schweiz in diesem Zeitraum.

Neben diesen Bewegungen gab es nennenswerte Einzelereignisse. Die Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot entkoppelte sich am 25. Juni 2024 vom SDAC-Mechanismus (Single Day-Ahead Coupling, gekoppelte Auktion der verschiedenen Handelsplätze für Day-Ahead innerhalb eines Grossteils der EU und Norwegen). Dies führte auf der Plattform zu teilweise sehr hohen Zuschlagspreisen für den Folgetag. Am 14. Juli 2024 erreichte der Schweizer Spotpreis bei hoher Solareinspeisung und niedrigem Verbrauch in einer Stunde mit –428 EUR/MWh einen Negativrekord. Für Aufsehen sorgten auch die Strompreise in Deutschland während geringer Einspeisung von erneuerbaren Energien aufgrund einer sogenannten Dunkelflaute am 12. Dezember 2024; sie stiegen damals auf bis zu 936 EUR/MWh an. Der Schweizer Strompreis folgte der Bewegung nicht und lag in dieser Stunde bei 264 EUR/MWh.

2 Regelleistung

In diesem Kapitel werden das Beschaffungsvolumen und die Kosten für Regelleistung auf der Grundlage von Einzelbeobachtungen von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung dargestellt. Schliesslich werden die aggregierten Zahlen für 2023 und die langjährige Entwicklung zwischen 2009 und 2023 dargestellt. Die Datenquelle für die in diesem Kapitel vorgestellten Zahlen ist Swissgrid und FCR für weitere Daten zur Primärregelleistung.

Die Festlegung der Beschaffungsmenge von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung erfolgt auf Basis internationaler Normen, welche Swissgrid auf Basis eines multilateralen Vertrages auch anwendet. Die Beschaffungsmenge der PRL wird jährlich von ENTSO-E international abgestimmt und den jeweiligen Ländern zugeteilt. Weiter gibt die System Operation Guideline (SOG) der EU folgende Vorgaben, wie die benötigte Menge an Sekundär- und Tertiärregelleistung über eine probabilistische Methode bestimmt werden sollen:

- Der Ausfall der grössten Produktions- oder Verbrauchseinheit soll abgesichert sein;
- Absicherung über 99 Prozent der Zeit durch Sekundär- und/oder Tertiärregelung;
- Eine Reduktion der Vorhaltemengen setzt den Abschluss internationaler Aushilfevereinbarungen voraus;

Ein weiteres Kriterium ist, dass die Vorhaltemenge der Tertiärregelleistung mindestens so hoch sein muss wie diejenige der Sekundärregelleistung. Die regelmässige Überprüfung dieser Kriterien ist nicht zuletzt wegen der hohen Kostenfolgen der Dimensionierung wichtig. Dabei ist der Schwerpunkt auf die Abwägung zwischen den Sicherheitsaspekten und den Kostenfolgen einer eventuellen Übererfüllung der Sicherheitsanforderungen zu legen. Für das Jahr 2025 ist eine Überprüfung der Dimensionierung sowie

des Anpassungsrythmus der Werte angekündigt. Im folgenden Abschnitt sind die geltenden Mengen Produktspezifisch aufgeführt.

2.1 Beschaffungsmengen Regelleistung 2024

Im Berichtsjahr wurden die Vorhaltemengen der Regelleistung aufgrund der jährlichen Neubewertung des Bedarfs leicht angepasst. Die Primärregelleistung wurde nicht angepasst, die Sekundärregelleistung wurde um 2 MW reduziert (-2 MW SRL-) und die Tertiärregelleistung blieb insgesamt unverändert (-1 MW TRL+, +1 MW TRL-). Die tatsächlichen Vorhaltemengen, können zwischen Sekundär- und Tertiärregelleistung optimiert werden. Die Vorhaltemengen, aufgeteilt nach Produkten, sind in Tabelle 3 aufgeführt (Jahresmittelwerte) dargestellt und werden in den folgenden Kapiteln näher erläutert.

Aufgrund der kritischen Situation im Winter 2015/2016 hat Swissgrid im Jahr 2016 erstmals Regelleistung vorgezogen beschafft und diese Massnahme zur Erhöhung der Planungssicherheit weitergeführt. Um die Netzsicherheit in den sensibleren Winterwochen 2023/2024 zu erhöhen, wurde ein Teil der vorzuhaltenden Regelleistung bereits im Herbst 2023 beschafft. Die Mengen bezogen auf die jeweilige Lieferwoche sind in Abbildung 3 dargestellt.

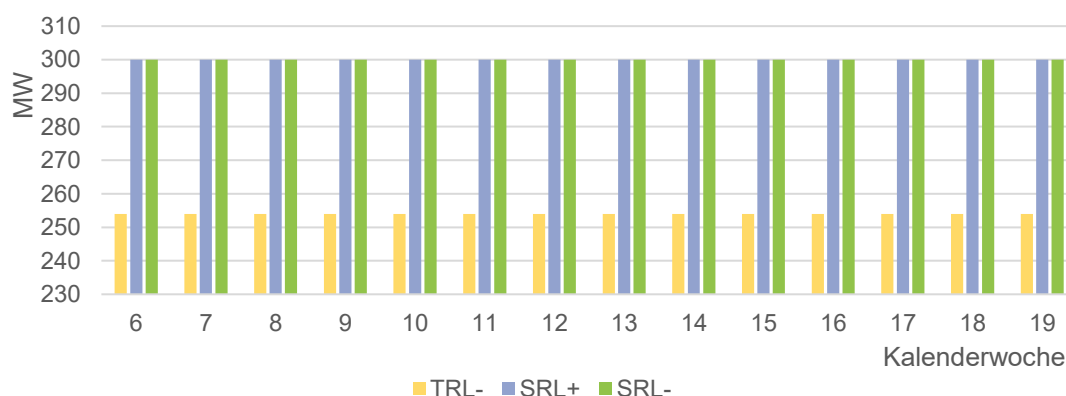


Abbildung 3: Vorgezogene Beschaffung von TRL und SRL für die Wochen 6 bis 19 des Jahres 2024.

Die Primärregelleistung sowie die für das ganze Jahr verbleibende Menge an Sekundärregelleistung und Tertiärregelleistung wurden über die reguläre Beschaffung sichergestellt. Der Gesamtbedarf wird in Tabelle 3 unten auf der Grundlage der durchschnittlichen jährlichen Mengen zusammen mit der Veränderung gegenüber 2023 dargestellt.

2.2 Primärregelung

Die Schweiz beschafft die Primärregelleistung (PRL) international über die FCR-Kooperation. Durch die internationale Kooperation können Beschaffungskosten im gesamten europäischen 50 Hertz-Synchronegebiet reduziert werden, sowie harmonisierte Markteintrittsreizen und technische Bedingungen für neue Regelennergieanbieter und Technologien geschaffen werden. Die Teilnahme an diesem regionalen Projekt der einzelnen Länder erfolgt auf freiwilliger Basis. Derzeit beteiligen sich neun Länder (DK, DE, NL, BE, FR, CH, AU, SL, CZ) an der Kooperation.

Seit 2019 werden in der PRL-Kooperation täglich D-1-Auktionen durchgeführt und neue Anpassungen werden regelmässig diskutiert und eingeführt, unter anderem mit dem Ziel, technische und regulatorische Markteintrittsbarrieren zu beseitigen und die Attraktivität dieses Marktes zu verbessern. Abbildung 4 zeigt die relevanten Mengen an Primärregelleistung für die Schweiz. Die blaue Fläche entspricht den durchschnittlichen monatlichen Angebotsmengen von Schweizer Anbieter, während die blauen Balken den schweizerischen Bedarf von 62 MW darstellen.

Tabelle 3: Jährliche Mittelwerte der vorgehaltenen Regelleistung 2024.

		2024	2023	Veränderung	
PRL +/- (symmetrisch)					
Bedarf	MW	62	62	0	0%
SRL +					
Bedarf	MW	406	406	0	0%
SRL -					
Bedarf	MW	399	401	-2	-0.5%
TRL +					
Bedarf	MW	480	481	-1	-0.2%
Durchschnittliche Zuschläge Wochenauktion	MW	472	438	+34	7.7%
Durchschnittliche Zuschläge Tagesauktion	MW	8	43	-35	-81.4%
TRL -					
Bedarf	MW	508	507	+1	+0.2%
Durchschnittliche Zuschläge Wochenauktion	MW	500	463	+37	+8%
Durchschnittliche Zuschläge Tagesauktion	MW	5	44	-39	-88.6%

Für alle Produkte und zu allen Auktionen des Jahres 2024 konnte der gesamte Bedarf gedeckt werden.

Die Gesamtkosten für die Beschaffung von Primärregelleistung im Jahr 2024 betrugen 12.6 Mio. EUR und sind in Abbildung 5 nach Monat aufgeführt. Die höchsten monatlichen Kosten im Jahr 2024 wurden im Monat Juni mit 2.12 Mio. EUR verzeichnet, was deutlich über dem Höchstwert im Jahr 2023 im Monat Oktober mit 0.87 Mio. EUR liegt. Die tiefsten monatlichen Kosten im Jahr 2024 wurden im Februar und März mit je 0.27 Mio. EUR verzeichnet.

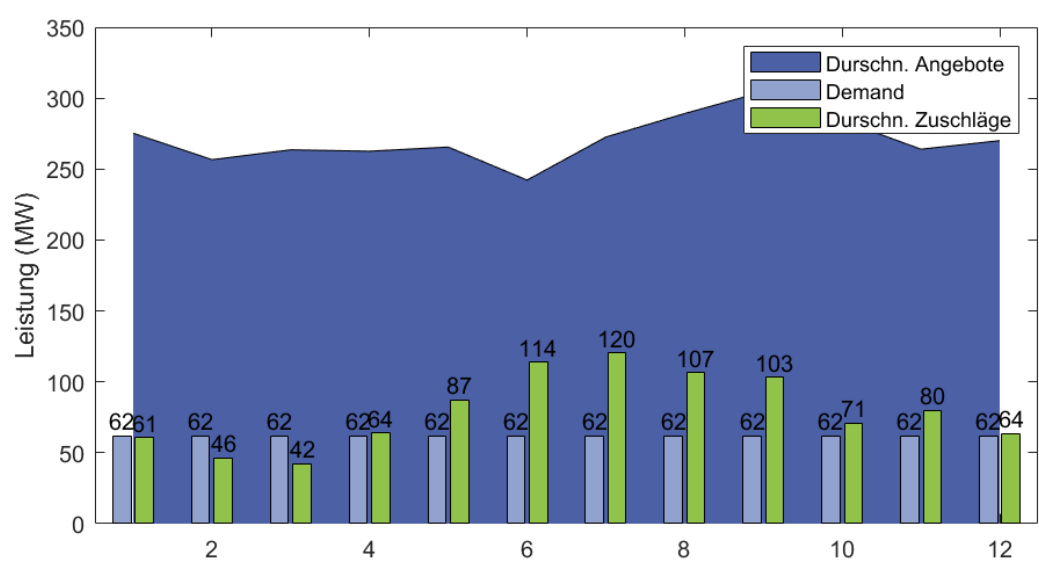


Abbildung 4: PRL-Volumen. Gezeigt sind Angebote von Schweizer SDVs, den schweizerischen Bedarf und die Zuschläge von Schweizer SDVs nach Monat.

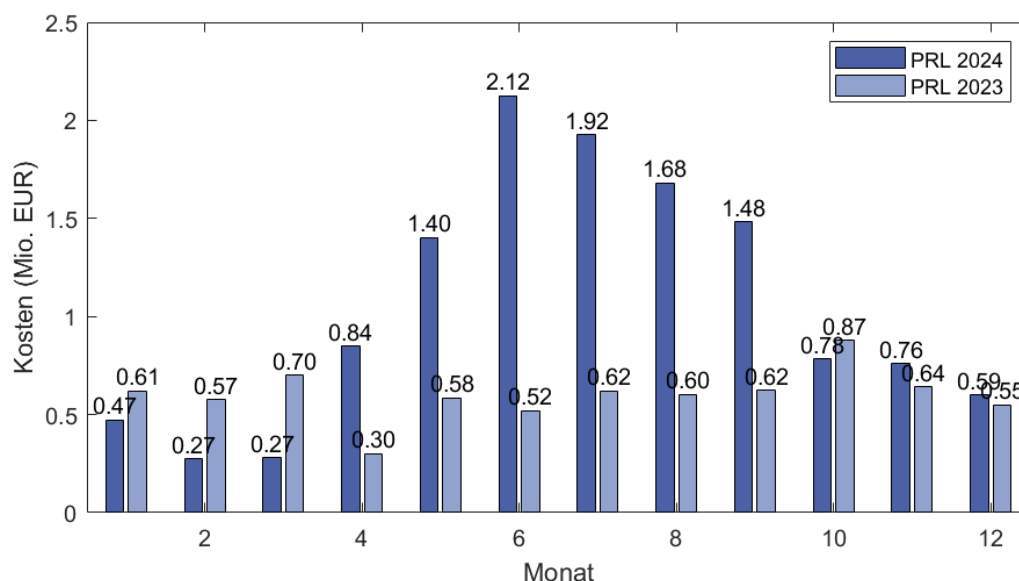


Abbildung 5: PRL-Kosten nach Monat.

Die Gesamtkosten für PRL für das gesamte Jahr 2024 belaufen sich auf 12.64 Mio. EUR, während die Durchschnittskosten 22.17 CHF/MW/h betragen (12.93 CHF/MW/h im Jahr 2023 und 25.23 CHF/MW/h im Jahr 2022), wenn man die gesamten 8'760 Stunden des Jahres berücksichtigt.

2.3 Sekundärregelleistung

In der Schweiz wurde die frühere symmetrische Beschaffung von Sekundärregelleistung (SRL) ab Juli 2018 durch die asymmetrische Beschaffung ersetzt. SRL wird seither in negative (SRL-) und positive (SRL+) unterschieden.

Für die Kalenderwochen 6 bis 19 erfolgte die vorgezogene Beschaffung im September des Vorjahres, die restlichen Mengen wurden regulär in der Vorwoche in wöchentlichen Auktionen beschafft. Im Vorjahr erfolgte die vorgezogene Beschaffung für die Kalenderwochen 1 bis 22. Die wöchentlichen Angebots- und Zuschlagsmengen sind in Abbildung 6 dargestellt. Auffällig sind die höheren Gebotsmengen in den Wochen 6 bis 19, die aufgrund der separaten Ausschreibung für die vorgezogene Beschaffung zu erwarten waren. Anbieter, die in der ersten Ausschreibung keinen Zuschlag erhalten, können ihre Mengen in der nächsten Auktion erneut anbieten.

In Abhängigkeit von den jeweils aktuellen Preisen können die Beschaffungsmengen der Sekundärregelleistung mit denen der Tertiärregelleistung optimiert werden, um die Kosten zu senken. Dies kann sowohl in die positive Richtung (SRL+ ↔ TRL+) als auch in die negative Richtung (SRL- ↔ TRL-) erfolgen. Im Berichtsjahr waren nur leichte Schwankungen zu beobachten.

Eine generelle Herausforderung bei der Bereitstellung negativer Regelleistung, insbesondere durch Wasserkraftwerke, besteht darin, dass die kontrahierten Produktionseinheiten über den gesamten Lieferzeitraum eine nominale Produktion aufrechterhalten müssen, auch zu Zeiten, in denen sie nicht produziert hätten, wie z. B. zu Off-Peak-Zeiten. Zu diesem Zweck ist die Einführung neuer Regelernergieprodukte, auch für die Sekundärregelung, zu begrüßen, die eine Vorhaltung von 4 Stunden statt einer Woche erlauben. Eine gezieltere Bepreisung der Flexibilität kann so erreicht werden. Die Einführung von sogenannten SRL-Daily-Produkten in 4-h Tranchen ist für die zweite Jahreshälfte 2025 geplant.

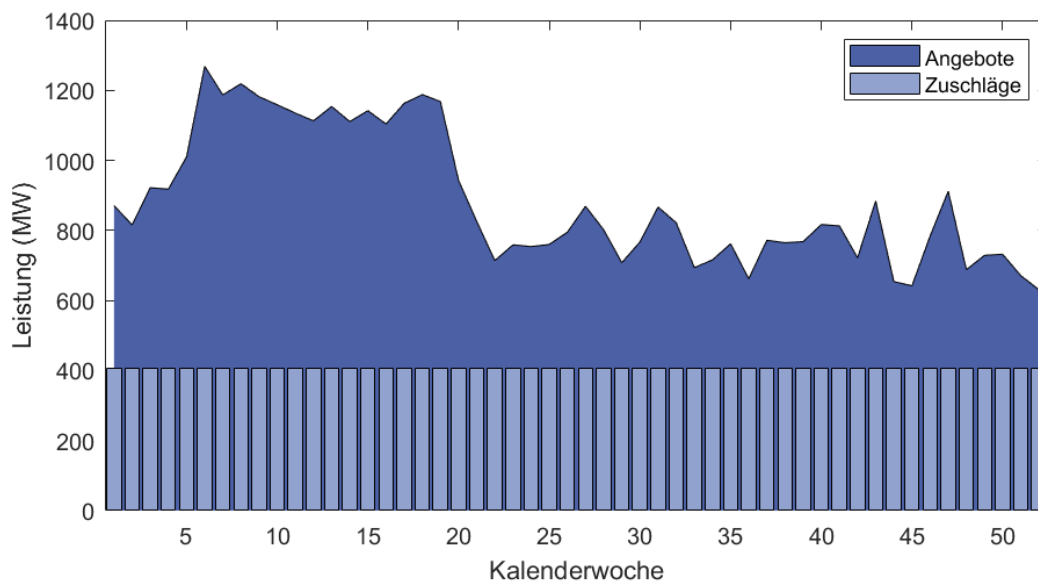


Abbildung 6: Positive SRL-Volumen nach Kalenderwoche 2024. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 6 bis 19 erfolgte gestaffelt im Herbst des Vorjahres.

Die Gesamtkosten 2024 für die Beschaffung von SRL+ beliefen sich auf 26.1 Mio. CHF. Davon wurden 36 %, d. h. 9.5 Mio. CHF, für die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 6 bis 19 ausgegeben.

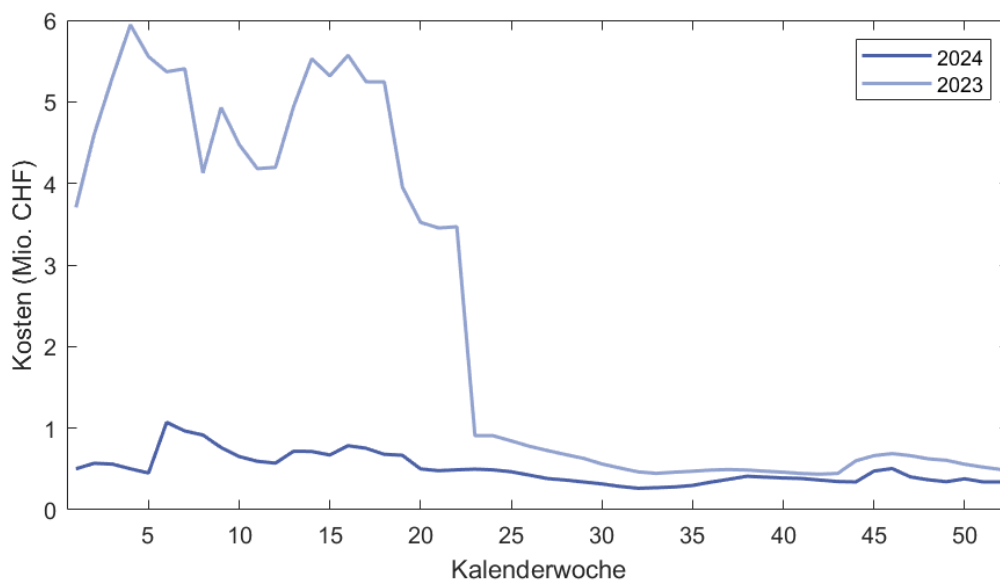


Abbildung 7: Positive SRL-Kosten nach Kalenderwoche 2023 und 2024.

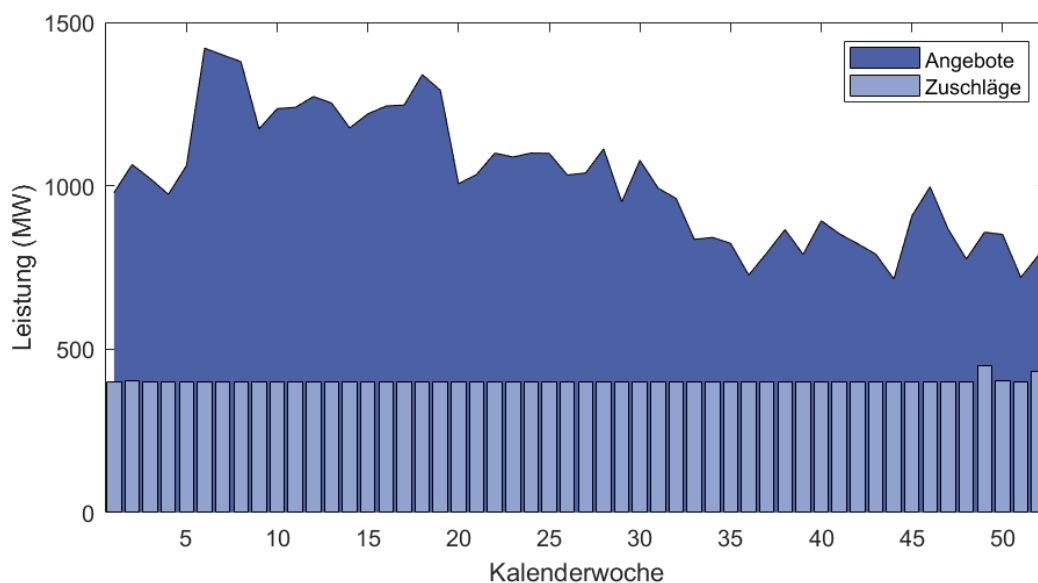


Abbildung 8: Negative SRL-Volumen nach Kalenderwoche 2024. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 6 bis 19 erfolgte gestaffelt im Herbst des Vorjahres.

Im Berichtsjahr sind die Kosten für SRL massiv gesunken auf 42.9 Mio. CHF (Vorjahreswert 211.5 Mio. CHF). Abbildung 7 zeigt die Kosten und durch den Vergleich mit den Vorjahreswerten lassen sich die Abweichungen der Kosten vor allem in der ersten Jahreshälfte verzeichnen. Der Jahresverlauf in Abbildung 9 zeigt, dass der Spitzenwert im April 2023 aufgrund der vorgezogenen Beschaffungen im Herbst des Vorjahres aufgrund hoher Grosshandelspreise erreicht wurde. Zudem wird die Wasserkraftreserve gemäss Winterreserveverordnung (WResV, SR 734.722) ebenfalls jeweils im Herbst des Vorjahres beschafft. Die Wasserkraftreserve ist eine weitere Massnahme mit Auswirkungen auf die Bewirtschaftung der Speicherwassermengen in den kritischen Wintermonaten.

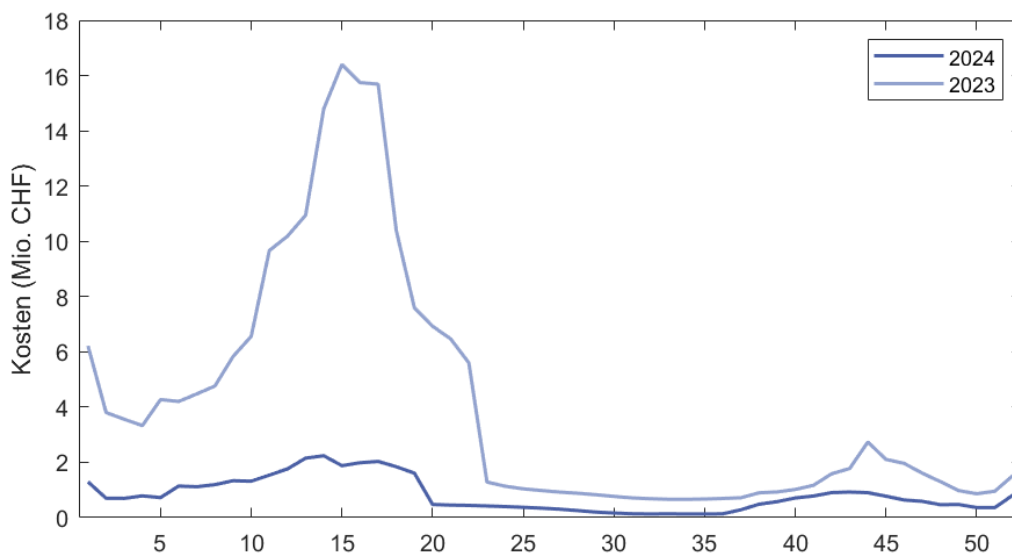


Abbildung 9: Negative SRL-Kosten nach Kalenderwoche 2023 und 2024.

Ab Woche 20 wurde SRL wieder vollumfänglich in der regulären Beschaffung eingekauft, d. h. in der Vorwoche, mit niedrigeren Kosten was auch auf das Eintreffen der Schneeschmelze und im allgemeinen weniger kritischere Versorgungslage des Frühjahres zurückzuführen ist. Während der ersten und letzten Wochen des Jahres sind die Produkte in negativer Richtung in der Regel durch Sondereffekte im Zusammenhang mit den Weihnachtswochen beeinflusst.

2.4 Tertiärregelleistung

Tertiärregelleistung (TRL) wird in der Schweiz national in TRL+ und TRL- mit Wochen- und Tagesprodukten beschafft. Im Berichtsjahr wurden die Reservemengen für die Tertiärregelung praktisch bestätigt. Dabei wurde die positive tertiäre Leistungsvorhaltung um 1 MW reduziert und die negative um 1 MW erhöht (TRL+ 480 MW, TRL-, 508 MW). Diesbezüglich sind die Jahresmittelwerte in Abschnitt 2.1 und Tabelle 3 angegeben.

In Abbildung 10 sind die angebotenen und zugeschlagenen Mengen des wöchentlichen und täglichen Produkts dargestellt. Dabei ist zu erkennen, dass der Grossteil der Beschaffung in der Vorwoche stattfindet, während die täglichen Produkte dazu verwendet werden, die erforderlichen Mengen zu erreichen. Die Mengen, die vorgezogen beschafft wurden, sind in Abb. 10 mit enthalten und erklären die höheren Angebotsmengen bis einschliesslich Woche 22. Die entsprechenden Mengen sind in Abb. 3 unabhängig dargestellt.

Bis und mit Mai sind leicht höhere Kosten zu verzeichnen als in der zweiten Jahreshälfte wie in Abb. 11. gezeigt. Wie in den vorherigen Abschnitten spielten in der ersten Jahreshälfte 2023 die Kosten der vorgezogenen Beschaffung eine überwiegende Rolle. Der extreme Trend des letzten Jahres 2023 hat sich im Jahr 2024 nicht wiederholt und die Preisniveaus sind wieder auf das Niveau vor der Krise zurückgegangen. Die Gesamtkosten für die Beschaffung von TRL belaufen sich auf 38.3 Mio. CHF. Gegenüber das Vorjahr 2023 (131.2 Mio. CHF) reduzierten sich die TRL+ Kosten um 70.8%.

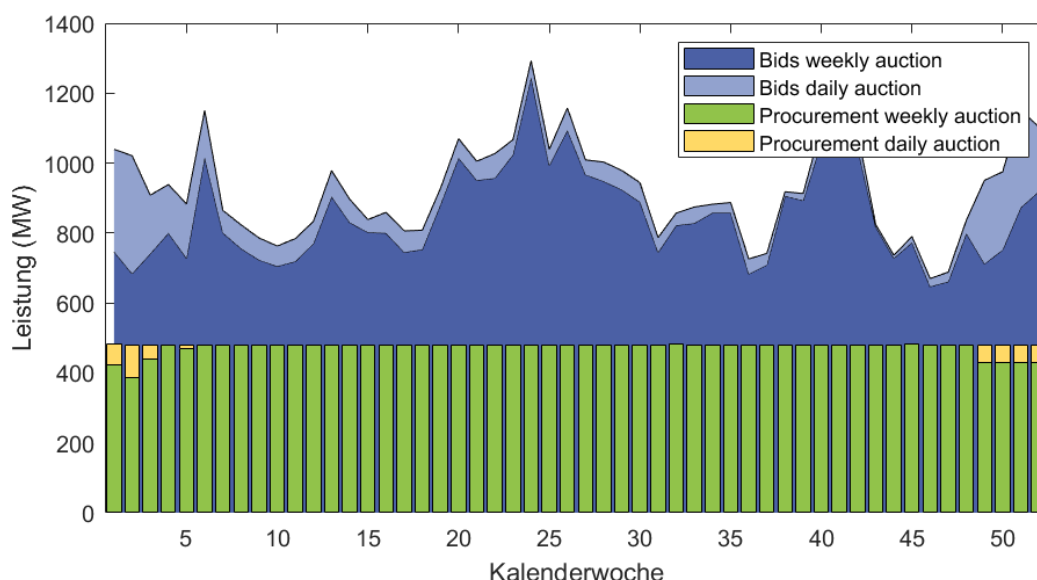


Abbildung 10: Volumen TRL+ 2024. Angebotene und beschaffte Mengen, aufgeteilt in wöchentliche und tägliche Produkte. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 6 bis 19 erfolgte im Vorjahr gestaffelt.

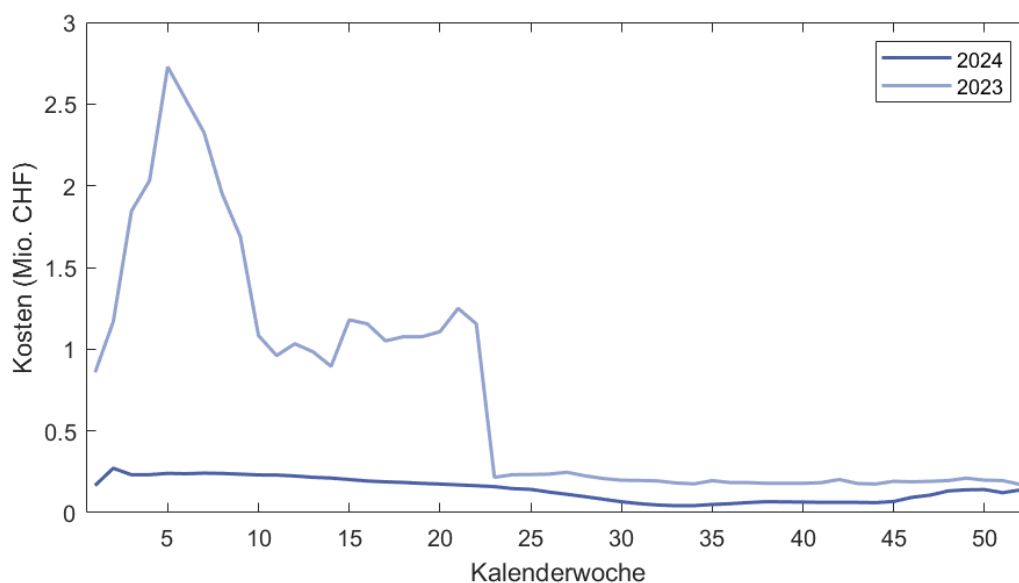


Abbildung 11: Kosten TRL+ Wochenprodukt.

Abbildung 12 zeigt die angebotenen und zugesprochenen Mengen für das TRL- Wochen und Tagesprodukt. Abhängig von den aktuellen Preisbedingungen können sich die beschafften Mengen zwischen SRL und TRL verändern. Dies wird durch die Beobachtung der Wochen 49 und 52 veranschaulicht, in der weniger TRL- beschafft wurde, und im Quervergleich mit Abbildung 8 zeigt sich, dass in der genannten Woche höhere Mengen an SRL- beschafft wurden.

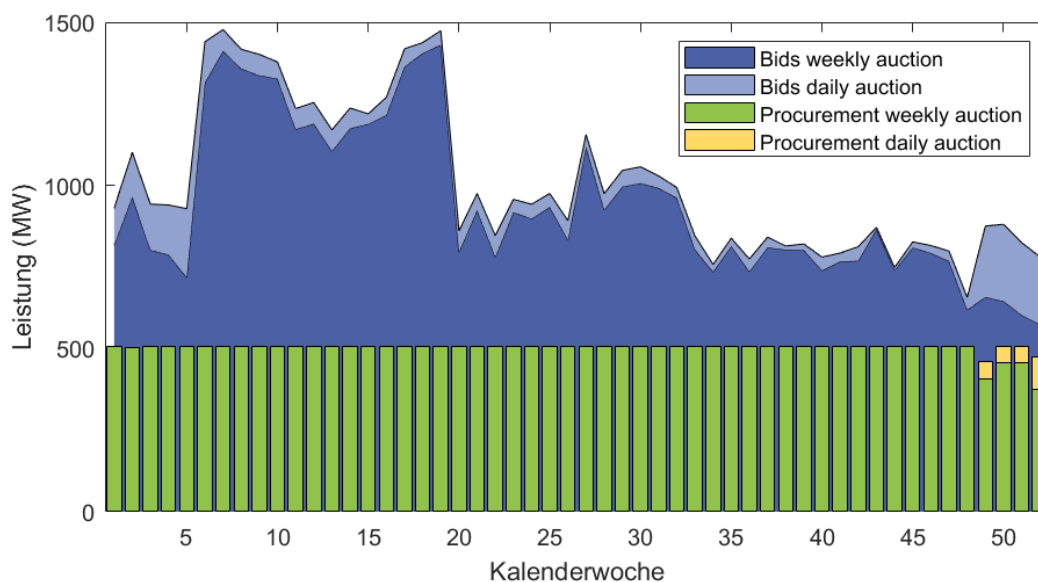


Abbildung 12: Negative TRL-Volumen 2024 nach Kalenderwoche. Angebotene und beschaffte Mengen, aufgeteilt in wöchentliche und tägliche Produkte. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 6 bis 19 erfolgte im Vorjahr gestaffelt.

Die in Abbildung 13 dargestellten Kostenauswirkungen unterliegen ähnlichen Mechanismen, wie sie im vorherigen Abschnitt zum SRL-Markt beschrieben wurden, wie etwa die Bewirtschaftung der Speicherreserven im Rahmen der Wintermassnahmen (Beschaffung Wasserkraftreserve), die sich auf die Kosten des ersten Halbjahres 2024 ausgewirkt haben.

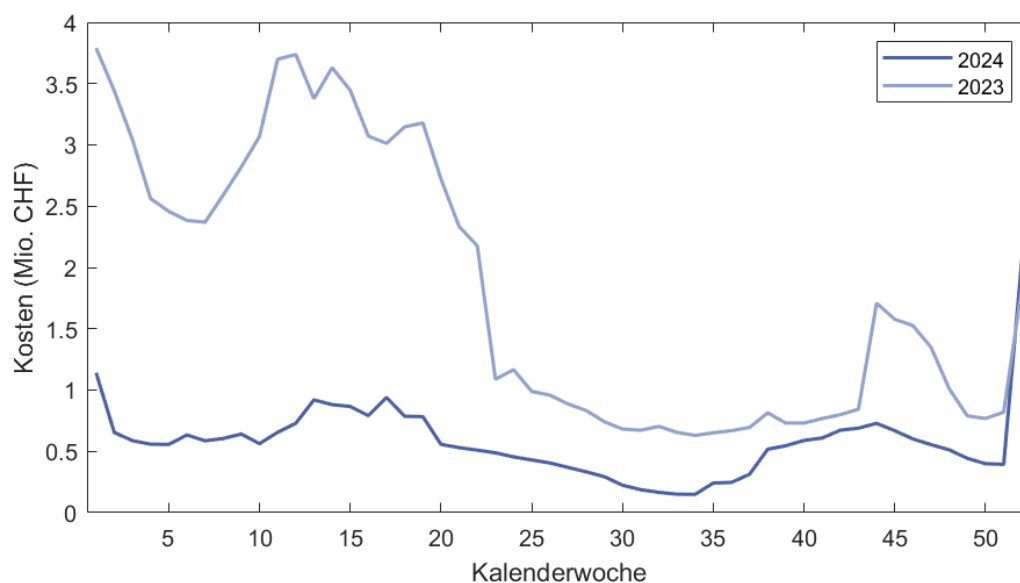


Abbildung 13: Kosten TRL- Wochenprodukt.

2.5 Kostenentwicklung Regelleistung 2009 bis 2024

Im Jahr 2020 erreichten die Kosten für die Erbringung von Dienstleistungen ein Minimum von 49.4 Mio. CHF, während die Kosten für 2022 mit 497.7 Mio. CHF fast zehnmal höher waren. Im Jahr 2024 sanken die Kosten auf 118.8 Mio. CHF, was einem Rückgang gegenüber dem Vorjahr (CHF 471.3 Mio. CHF) von 74.8% entspricht. Die Kosten der vorgezogenen Beschaffung im Jahr 2023 wurden durch den ungünstigen Beschaffungszeitpunkt im Herbst 2022 beeinflusst. Die im letzten Monat des Jahres 2022 einsetzende Marktentspannung wirkte sich auch auf die SDL-Märkte aus und führte zu einem tendenziell sinkenden Preisniveau. Insgesamt sind die Kosten im Jahr 2024 mit denen der Vorkrisenjahre vergleichbar, allerdings ist eine vollständige Entspannung wie im Jahr 2020 noch nicht eingetreten.

Die Entwicklung der Gesamtkosten seit 2009 ist in Abbildung 14 dargestellt. In dieser Darstellung sind die Kosten der regulären (blau) und vorgezogene (hellblau, seit Einführung in 2016) Beschaffung abgebildet.

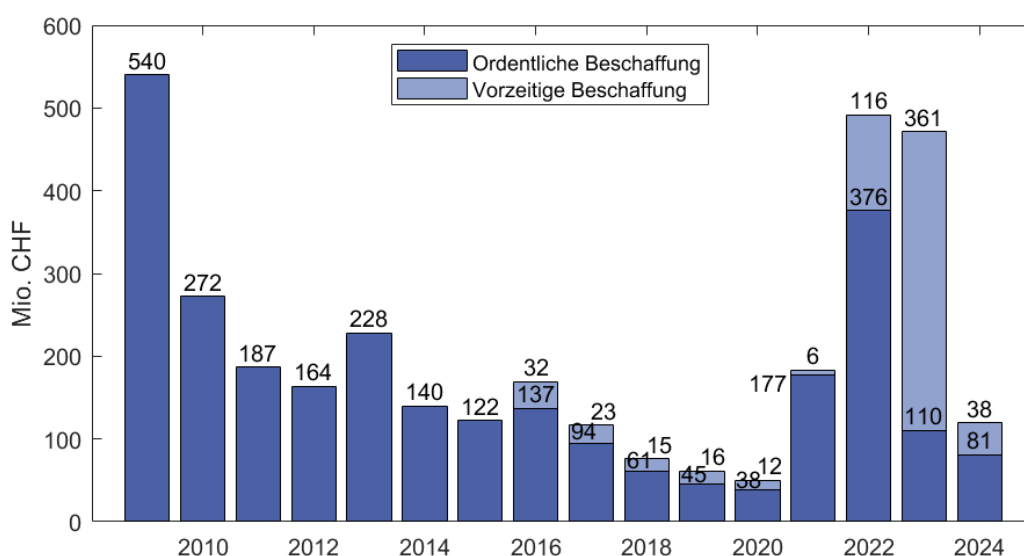


Abbildung 14: Einzeljahresresultate der Vorhaltung von Regelleistung seit 2009.

Die Bewirtschaftung der Schweizer Speicherseen, die in den SDL-Märkten eine zentrale Rolle spielen, wird ebenfalls unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit und Massnahmen zur Überbrückung der kritischeren Wintermonate diskutiert. Dabei sind zwei Hauptelemente zu berücksichtigen, nämlich die vorgezogene Beschaffung von Regelleistung im Herbst des Vorjahres und die geordnete und jährlich zu beschaffende Wasserkraftreserve im Rahmen der Winterreserververordnung (WResV, SR 734.722), die für unvorhersehbare Ereignisse im Spätwinter gebildet wird. Diese Elemente wirken sich auf alle Wochenprodukte (SRL+, SRL-, TRL+ und TRL-) aus, zusammen mit dem Einfluss von Marktbedingungen, unvorhersehbaren Wetterbedingungen und hydrologischen Zuflüssen durch Schneeschmelze oder Niederschläge in Stauseen.

Abgesehen von kurzfristigen Ereignissen, die die einzelnen Jahresergebnisse beeinflussen können (z.B. angespannte Winter-/Frühlingssituationen im Jahr 2013 und 2016 sowie das Krisenjahr 2022), ist die Beschaffung von Regelleistung im Jahr 2024 mit den Jahren vor der Krise vergleichbar. Abbildung 15 und Abbildung 16 zeigen die Aufteilung der Gesamtkosten auf die verschiedenen Produkte der Regelleistung. Dabei sind die Kosten der vorgezogenen Beschaffung direkt in den jeweiligen SRL- und TRL-Werten enthalten.

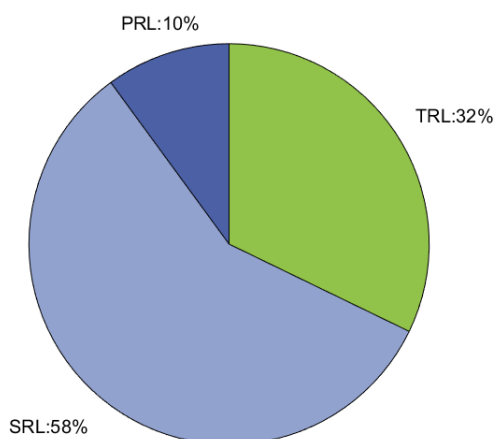


Abbildung 15: Aufteilung der Kosten für das Jahr 2024 in PRL, SRL und TRL.

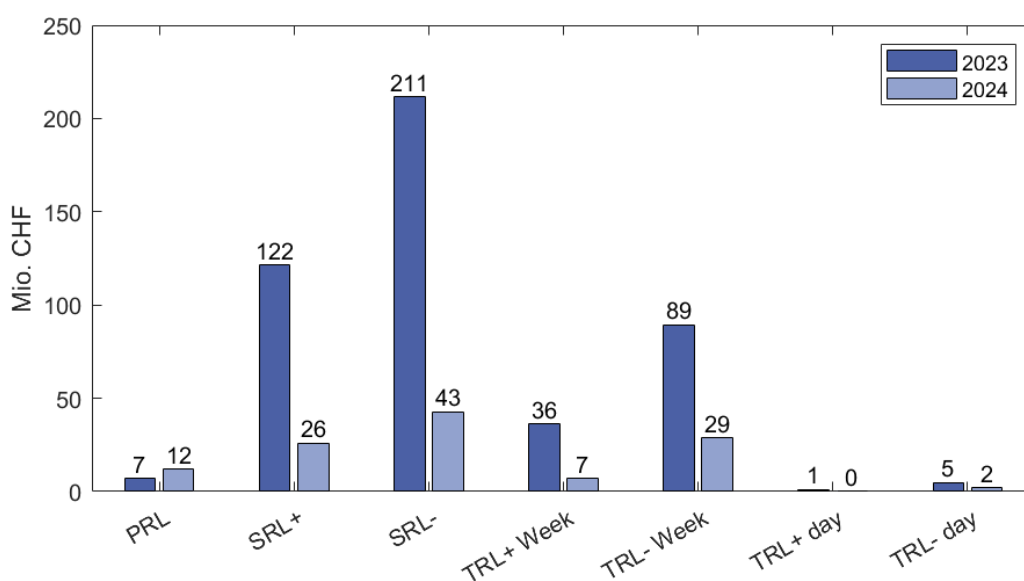


Abbildung 16: Aufteilung der Kosten für das Jahr 2023 und 2024 in einzelne Produkte.

Der Vergleich mit dem Vorjahr in Abbildung 16 zeigt, dass die Kosten für Primärregelleistung leicht gestiegen sind, während die Kosten für alle anderen Produkte stark gesunken sind. Weitere Vergleiche können zusammen mit der Mengenanalyse durchgeführt werden, da für jedes Produkt unterschiedliche Mengen beschafft werden. Um die Kosten zwischen Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung zu vergleichen, ist in Abbildung 17 der Kostenvergleich pro MW dargestellt. Für die Tagesprodukte der Tertiärregelleistung wurde der Jahresmittelwert aus den 4-stündigen Angebotsblöcken gebildet. Dies ermöglicht einen direkten Vergleich der jeweiligen Kosten in der gewählten Einheit CHF pro MW.

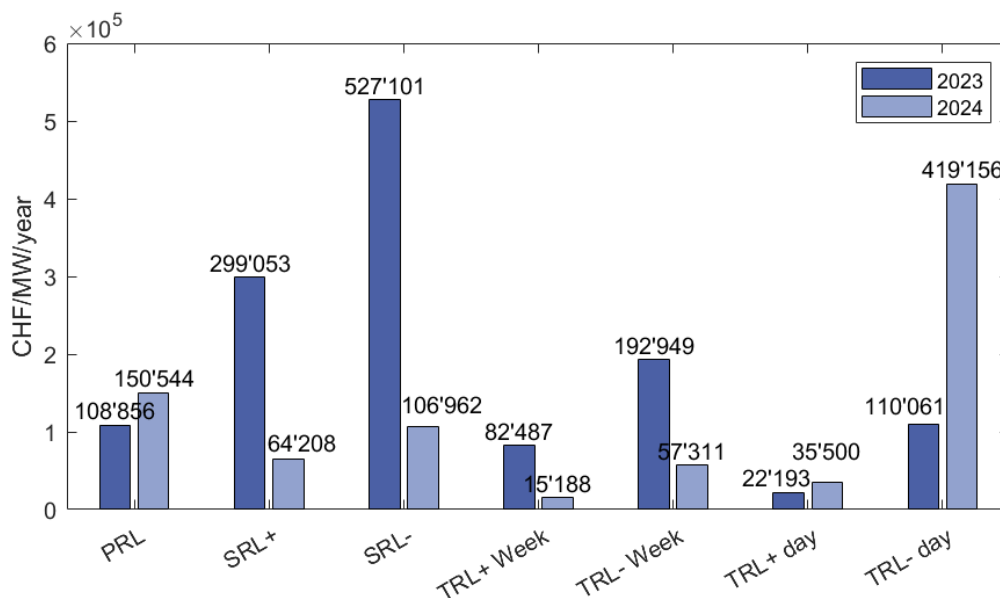


Abbildung 17: Kosten pro MW der Regelleistungsprodukte 2023 und 2024.

Mit rund 419'000 CHF pro MW und Jahr ist das Tagesprodukt der negativen Tertiärregelleistung für 2024 der teuerste Produkt. Die Primärregelleistung folgt mit rund 149'000 CHF pro MW. Bei den jeweiligen Sekundärregelprodukten ist – wie bei der Tertiärregelleistung – der Produkt in negativer Richtung teurer.

Während in der Primärregelung die Energie nicht entschädigt wird, werden in der Sekundär- und Tertiärregelung Gebote für die Energie abgegeben, separat abgerufen und entschädigt. Besonderes Augenmerk sollte auf die Sekundärregelung gelegt werden, wo im Juni 2022 die Umstellung auf das PICASSO-System erfolgte so dass ab diesem Zeitpunkt auch separate Energiegebote in einem marktbasierten Verfahren abgerufen werden können. Die Analysen der Regelernergiepreise im Jahr 2023 und 2024 und die langfristigen Entwicklungen werden im folgenden Kapitel vorgestellt.

3 Regelennergie

Im folgenden Kapitel werden die abgerufenen Mengen und Kosten der Regelennergie für 2024 dargestellt. Die Entwicklung der Mengen und Kosten wird im Vergleich mit den Ergebnissen aus dem Vorjahr 2023, sowie aus den langfristigen abgerufenen Mengen und Kosten seit 2012 dargestellt. Die Datenquelle für die in diesem Kapitel vorgestellten Zahlen ist Swissgrid und IGCC für die Daten zur Imbalance Netting.

Mit der Einführung der Plattformen PICASSO und MARI wurden wichtige Anpassungen am Marktdesign vorgenommen. Bei der Sekundärregelennergie ersetzt seit Juni 2022 eine gebotsbasierte Energievergütung die vorherige indexierte Vergütung. Wie bei der Tertiärregelennergie ermöglicht diese Änderung der SDV die Abgabe von Geboten für positive und negative Sekundärregelennergie, die insbesondere nicht mehr an die Leistungsvorhaltung gebunden sein müssen und somit für mehr Liquidität auf dem SRE-Markt sorgen sollten. Die Mindestgebotsmenge beträgt +/- 5 MW und der Lieferzeitraum 15 Minuten. Das PICASSO-System ist das Zieldesign für Sekundärregelennergie (aFRR) in ganz Europa ([PICASSO \(entsoe.eu\)](https://picasso.entsoe.eu)). Obwohl die Schweiz technisch für den Anschluss an die zentralen EU-Plattformen (PICASSO, MARI und TERRE) bereit ist, sind diese Anschlüsse nicht möglich, solange kein bilaterales Stromabkommen mit der EU, besteht oder ein Entscheid der EU-Kommission ergeht, wonach die Swissgrid zur Teilnahme zu berechtigen ist, weil ein Ausschluss zu ungeplanten physischen Leistungsflüssen durch die Schweiz führen könnte, die die Systemsicherheit der Region gefährden². Die EU-Kommission hat allerdings in einem Schreiben vom 17. Dezember 2020 nicht nur festgehalten, dass sie keine Gründe für einen solchen Entscheid sehe, sondern die EU-TSO sogar aufgefordert, die Swissgrid spätestens ab dem 1. März 2021 von den drei Plattformen für Regelennergie auszuschliessen. Die Swissgrid hat dies bei den EU-Gerichten angefochten und ein materieller Entscheid ist noch ausstehend³. Unabhängig davon wird TERRE aus Gründen der Konformität mit der europäischen Marktdesignreform Ende 2025 eingestellt⁴. Picasso ist ein marktbasiertes System, bei dem neben den mit der Leistungsvorhaltung verbundenen Energiemengen zusätzliche freie Gebote abgegeben werden können. Insbesondere die Möglichkeit, auch eine kurze Lieferzeit anzubieten (15 Min. statt bisher 1 Woche), bedeutet, dass damit eine wichtige Eintrittsbarriere in den SRE-Markt beseitigt wurde. Somit ist mit einem preissenkenden Effekt auf die Gesamtpreise zu rechnen, da sich die Opportunitätskosten mit dem 15-minütigen SRE-Produkt besser abbilden lassen.

Die Auswirkungen des erwarteten niedrigeren Preisniveaus auf SRE und vor allem der erhöhten Liquidität des SRE-Marktes sind nicht zu beobachten. Die ElCom prüft derzeit die Effizienz der SRE-Marktergebnisse im Hinblick auf die seit der PICASSO-Einführung realisierten Preisniveaus und Mengen. Der entsprechende Bericht und die Mitteilung der ElCom zur Analyse des Sekundärregelennergiemarktes wurden im April 2025 veröffentlicht⁵. Wie die Analyse der Daten zeigt, wurde der bei 1'000 EUR/MWh eingeführte Cap auf die Sekundärregelennergie erfolgreich implementiert und hat zu einer starken Preisreduktion bei den höheren Geboten der Gebotskurven geführt. Dabei entfaltete der Cap im Monat März 2025 tendenziell v.a. bei SRE+ effektive Wirkung. Weniger offensichtlich ist dagegen bislang die Wirkung bei SRE-. Durch die Zunahme der SRE- Abrufe und die Preissteigerungen bei den tieferen SRE- Geboten unterhalb des Caps sind die Kosten für SRE- weiterhin hoch. Es ist noch unklar, ob die beobachteten Preissteigerungen bei Geboten im Bereich unterhalb von 1'000 EUR/MWh fundamental erklärbar sind oder auf weitere Unzulänglichkeiten im SRE-Markt hindeuten. Es kann jedoch festgestellt werden, dass ohne den Cap die Kosten noch höher gelegen hätten. Die Gründe für diese Entwicklung der Angebotsstrategien, v.a. bei SRE-, werden vom FS ElCom weiter untersucht.

² Vgl. Art. 1 Abs. 6 u. 7 der EU-Verordnung 2017/2195

³ Mit Urteil vom 13. Februar 2025 hat der Europäische Gerichtshof (EuGH) einen Beschluss des (erstinstanzlichen) Gerichts der Europäischen Union (EuG) vom 21. Dezember 2022 in dem betreffenden Verfahren aus formellen Gründen aufgehoben und die Angelegenheit an den EuG zurückgewiesen ([Urteil EU:C:2025:83 vom 13. Februar 2025 in der Rechtssache C-121/23 P](#)).

⁴ Die Mitteilung der TSO über die Einstellung des Betriebs der TERRE-Plattform wurde am 9. Dezember 2024 auf der TERRE-Website veröffentlicht. Link: [Announcement from RR TSOs](#), zuletzt abgerufen am 11.04.2025

⁵ Siehe die Mitteilung der ElCom zu den Auswirkungen des SRE Cap n März 2025 vom 30.04.2025 ([Mitteilungen](#)) und die Analyse der ElCom des marktes für Sekundärregelennergie vom 30.04.2025 ([Marktüberwachung](#)), beide zuletzt abgerufen am 01.05.2025

Da der eingeführte Cap eine kurzfristige und befristete (03.03.2025 bis 28.12.2025) Korrekturmassnahme ist, wird es umso wichtiger sein, weitere Massnahmen umzusetzen, um den SRE-Markt effizienter und liquider auszugestalten und den Bedarf an Ausgleichs- und damit auch Regelernergie zu reduzieren. Das Fachsekretariat der ElCom arbeitet daher parallel dazu zusammen mit der Branche und Swissgrid an Massnahmen, um den SRE-Markt, den Tertiärregelenergiemarkt sowie die Redispatch-Situation längerfristig zu stabilisieren. Dazu gehören Massnahmen zur Reduktion des Ausgleichsenergievolumens, Verbesserungen der Produkte und Prozesse an den Märkten für Systemdienstleistungen (SDL), Anpassungen der Branchendokumente sowie die Optimierung der Anreizsetzung beim Ausgleichsenergiemechanismus.

Die Entwicklung der Grenzpreise der Gebote nach Einführung von PICASSO ist in Abbildung 18 für SRE+ und in Abbildung 19 für SRE- dargestellt. Die logarithmische Darstellung in Abbildung 18 erlaubt die Darstellung der gesamten Merit-Order-Kurve, mit den höchsten Geboten welche sich an dem Cap-Preises von 15'000 EUR/MWh orientieren. In Abbildung 19 ist die logarithmische Darstellung aufgrund der negativen Werte nicht möglich, weshalb die Darstellung auf die ersten 200 MW der Merit-Order beschränkt ist. Die SRE+ Preise sind zwischen Juli 2022 und März 2024 schrittweise zurückgegangen, behielten jedoch seit Einführung des PICASSO Marktsystem einen erheblichen Unterschied zwischen den Gebotspreis und den Spotpreise (Aufschlag) bei. Ab März 2024 ist eine deutliche Bewegung feststellbar mit wieder ansteigenden Aufschlägen für die meisten Grenzpreise. Die Gebotskurve für die höheren Volumina von SRE+ und SRE- steigen exponentiell an, wobei die Preise bis zu den oben genannten Caps von +/-15'000 EUR/MWh steigen.

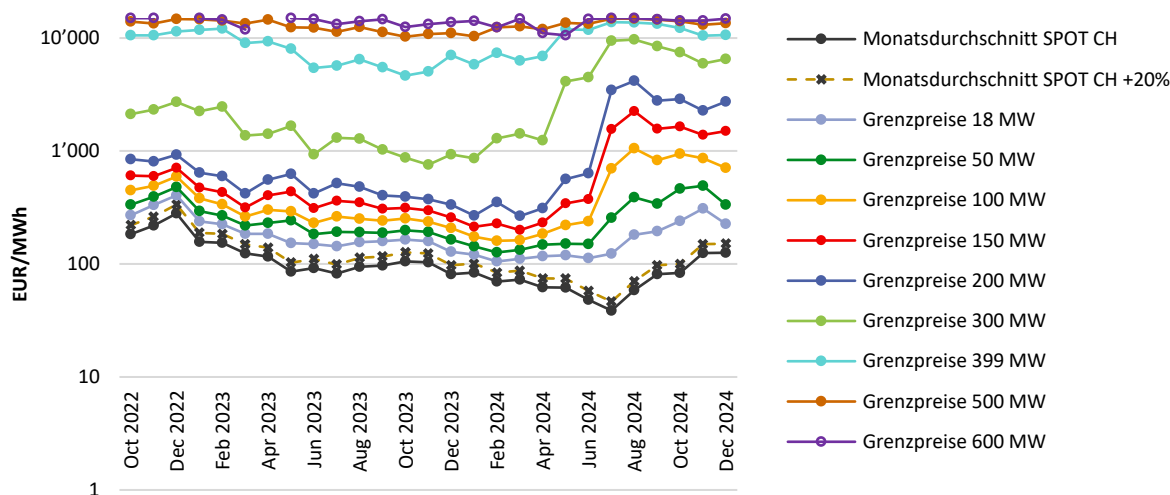


Abbildung 18: Grenzpreise der SRE+ Gebote. Die vertikale Achse ist logarithmisch dargestellt

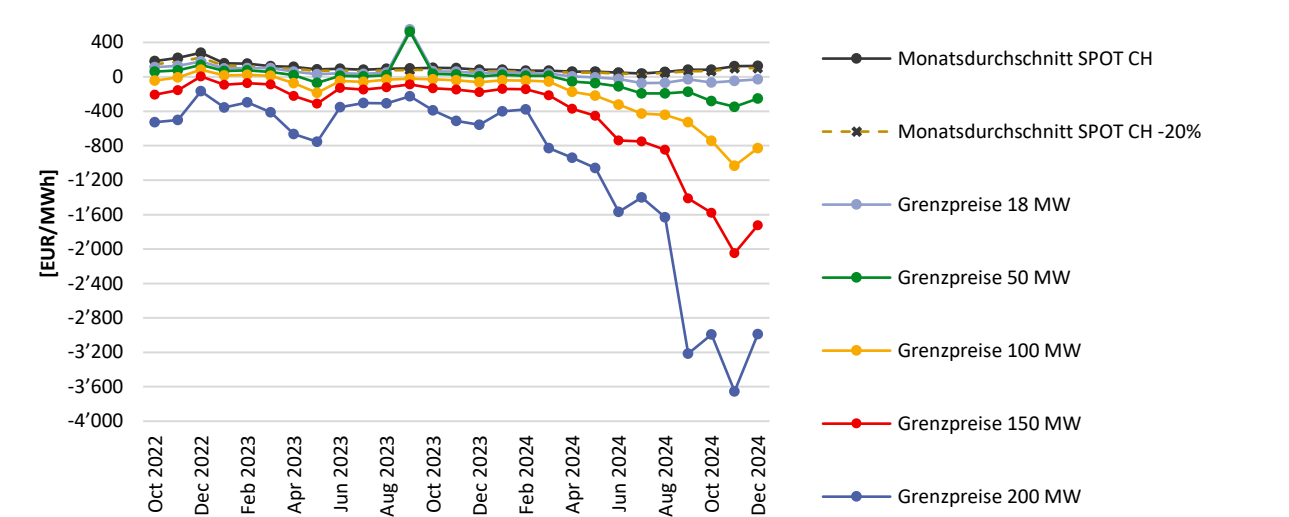


Abbildung 19: Grenzpreise der SRE- Gebote. Aus Darstellungsgründe sind nur die ersten 200 MW dargestellt

Die europäische Plattform MARI (schnelle Tertiärregelung, mFRR) wurde am 5. Oktober 2022 in Betrieb genommen und ermöglicht ebenfalls die Bereitstellung von reinen Energieprodukten mit einer Lieferfrist von 15 Minuten. Die gleichen Mechanismen dieser Plattform wurden auch in der Schweiz auf nationaler Ebene eingeführt, wodurch neben den weiterhin bestehenden tertiären Regelennergieprodukten eine weitere Vermarktungsmöglichkeit für Regelennergieprodukte entstanden ist.

3.1 Berichtsjahr 2024

3.1.1 Abgerufene Regelennergie

Im Berichtsjahr wurden rund 339 Gigawattstunden (2023: 343 GWh) Sekundärregelennergie (positiv und negativ) und rund 768 Gigawattstunden (2023: 656 GWh) Tertiärregelennergie (positiv und negativ) abgerufen. Abbildung 20 zeigt die monatliche Verteilung der Abrufe.

Tabelle 4: Abgerufene Regelennergie 2024 und Vorjahr.

		2024	2023	Veränderung
SRE +				
Abgerufene Menge	GWh	166	170	-2.4%
SRE -				
Abgerufene Menge	GWh	173	173	0.0%
TRE +				
Abgerufene Menge	GWh	491	309	+58.9%
TRE -				
Abgerufene Menge	GWh	277	347	+20.2%

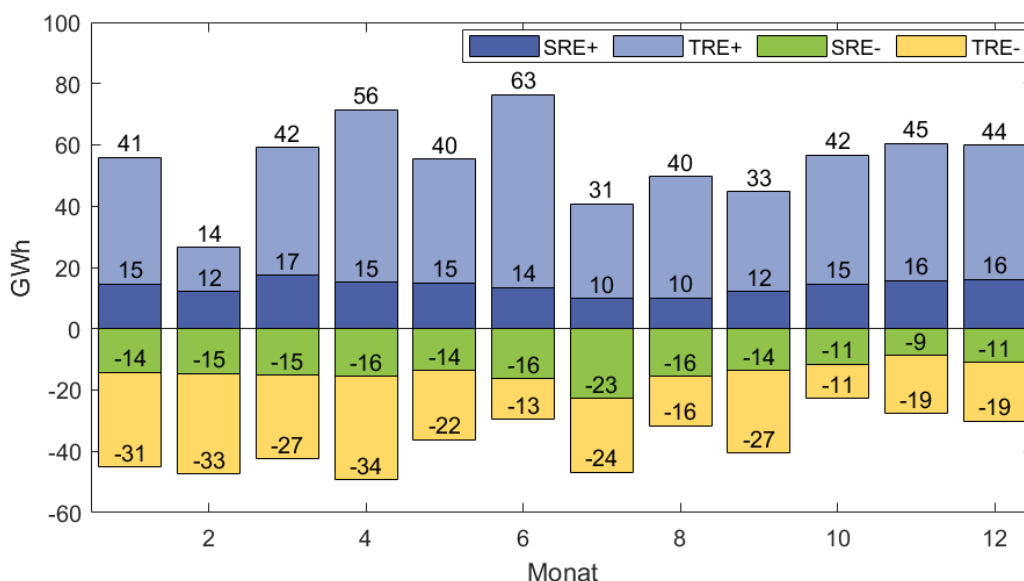


Abbildung 20: Mengen SRE und TRE nach Lieferrichtung und Monat für das Jahr 2024.

3.1.2 Kosten Regelernergie

Die Gesamtkosten für Regelernergie belaufen sich im Berichtsjahr 2024 auf 252.6 Mio. EUR gegenüber 86.2 Mio. Euro im Vorjahr (+193%). Auf die Sekundärregelernergie entfallen 117.4 Mio. EUR (Vorjahr 48.0 Mio. EUR, +144.6%) und auf die Tertiärregelernergie 135.2 Mio. EUR (Vorjahr 38.2 Mio. EUR, +253.9%). Der starke Kostenanstieg in den Sommermonaten, insbesondere für die Produkte in negativer Richtung, ist in Abbildung 21 deutlich zu erkennen mit Kosten, anstatt Einnahmen für diese Produkte. Negative Preise bedeuten Einnahmen für Swissgrid. Beispielsweise lagen die monatlichen Kosten im Juni 2024 bei 40 Mio. EUR, während sie im Februar 2024 nur bei 6 Mio. EUR lagen. Die folgende Tabelle zeigt die jährlichen Gesamtwerte. Die negativen SRE-Kosten zeigen mit einem Plus von 827.1 % im Vergleich zum Vorjahr einen überdurchschnittlichen Anstieg.

Tabelle 5: Absolute Kosten für Regelernergie 2024 und Vergleich mit dem Vorjahr. Positive Beträge sind Kosten, während negative Beträge Einnahmen für Swissgrid bedeuten.

		2024	2023	Veränderung
SRE +				
Regelergiekosten	Mio. EUR	62.7	42.1	+48.9%
SRE -				
Regelergiekosten	Mio. EUR	54.7	5.9	+827.1%
TRE +				
Regelergiekosten	Mio. EUR	97.9	51.7	+89.4%
TRE -				
Regelergiekosten	Mio. EUR	37.3	-13.5	n.a. ⁶

⁶ Aufgrund des Vorzeichenwechsels ist die prozentuale Veränderung für TRE- nicht aussagekräftig.

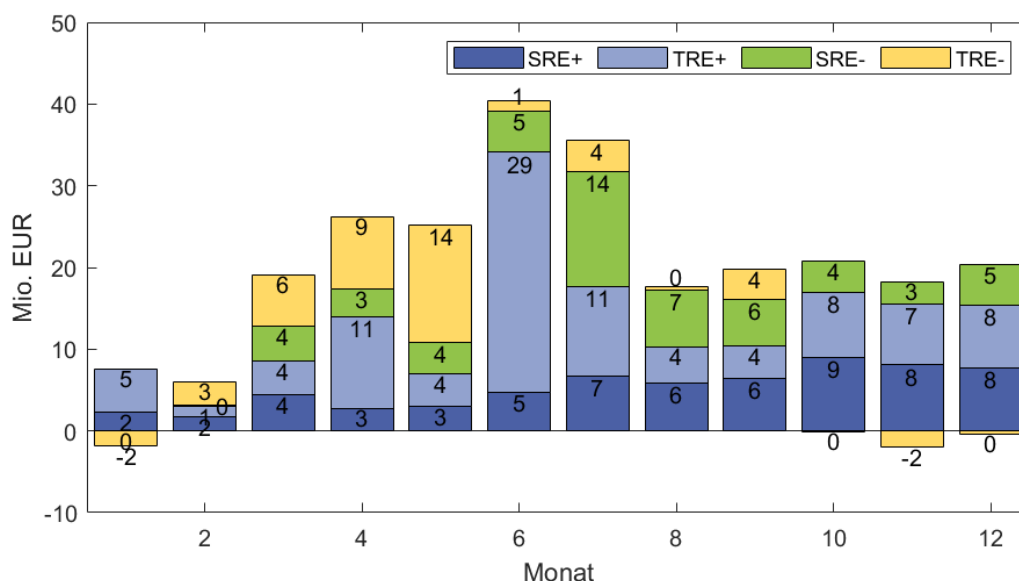


Abbildung 21: Kosten SRE und TRE nach Lieferrichtung 2024.

Inwiefern sich die geänderten Regeln des Marktdesigns auf das Verhalten der Akteure, die Liquidität und den Wettbewerb auswirken, muss noch vertieft abgeklärt werden – die ElCom hat dazu bereits eine Reihe von Analysen eingeleitet, vgl. dazu den einleitenden Abschnitt in Kapitel 3.

3.1.3 International Grid Control Cooperation und Imbalance Netting

Swissgrid ist seit 2012 Mitglied der International Grid Control Cooperation (IGCC), für den Betrieb des «Imbalance Netting». Derzeit sind insgesamt 24 Länder und 27 Übertragungsnetzbetreiber an der Plattform beteiligt.

Die Zusammenarbeit stellt sicher, dass die Mitglieder einen erheblichen Teil der Regelernergie nicht aktivieren müssen, indem sie gleichzeitige Aktivierungen in entgegengesetzter Richtung aufheben. Wenn beispielsweise Land A einen positiven Bedarf von 100 MW und Land B einen negativen Bedarf von -100 MW haben, haben beide Länder einen Vorteil, wenn keine Aktivierung erfolgt, wodurch in beiden Ländern wertvolle Ressourcen eingespart werden.

Im Jahr 2024 wurden dank der internationalen Zusammenarbeit bei der IGCC allein in der Schweiz 441.8 GWh eingespart (2023: 423.3 GWh, +4.4%), was einem monetären Wert von 53.72 Mio. EUR (2023: 25.17 Mio. EUR, +113%) entspricht. Der Durchschnittswert beträgt demnach 121.6 EUR/MWh stark angestiegen gegenüber dem Durchschnittswert von 59.5 EUR/MWh vom 2023.

Ein Ausschluss aus der Kooperation würde bedeuten, dass die Schweiz diese Mengen mit eigenen inländischen Regelernergieprodukten abdecken und dafür ihre eigenen Reserven zusätzlich einsetzen müsste. Umgekehrt müssten die anderen Mitglieder der Kooperation ihre Unausgeglichheiten auch ohne die Schweizer Reserven ausgleichen, was im Allgemeinen zu einer klaren Verschlechterung der Effizienz des Netzsicherheitsbetriebs und zu einem Anstieg der Kosten für die Endverbraucher in allen beteiligten Ländern führt. Die für die Schweiz relevanten Monatswerte sind in Abbildung 22b dargestellt.

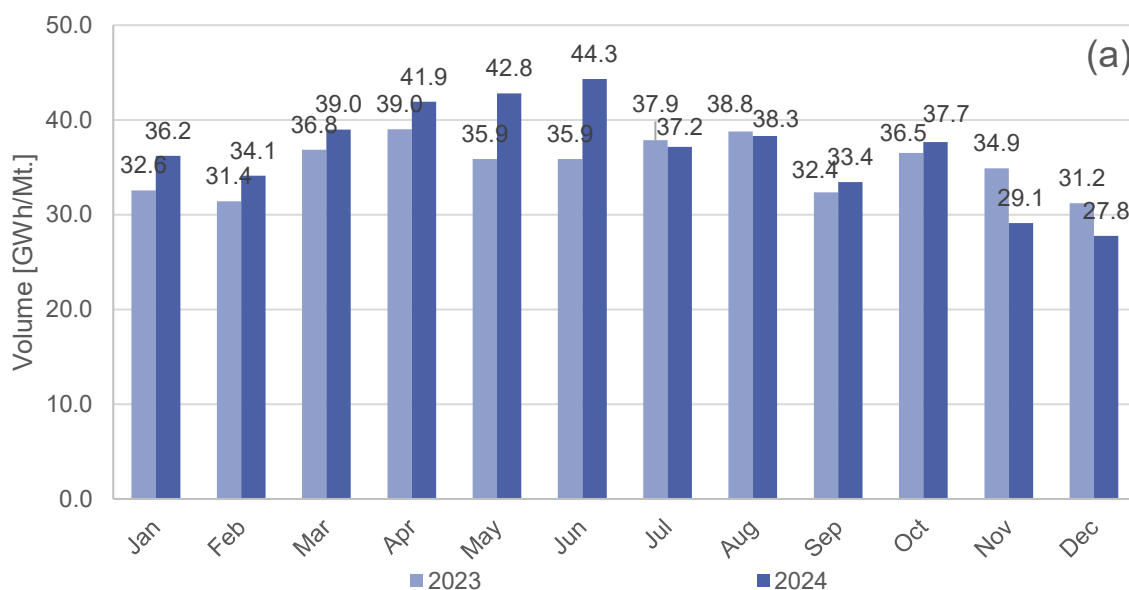


Abbildung 22a: Volumen von «Netted imbalances» im Jahr 2024 und 2023⁷.



Abbildung 22b: Monetäre Wert (b) von «Netted imbalances» im Jahr 2024 und 2023⁸.

3.2 Langjährige Entwicklung seit 2012

3.2.1 Abgerufene Menge Regelernergie

Abbildung 23 zeigt die Entwicklung der gesamten abgerufenen Sekundär- und Tertiärregelenergie zwischen 2012 und 2024. Ab 2019 ist ein Anstieg der Mengen zu beobachten welcher sich in 2024 noch weiter erweitert hat, vor allem getrieben von TRE. Im Jahr 2024 stieg der Gesamtwert um 10.8% auf

⁷ Quelle: IGCC Report on Social Welfare

⁸ Quelle: IGCC Report on Social Welfare

1'107 GWh gegenüber dem Vorjahr (999 GWh), nachdem im Jahr 2023 der Anstieg gegenüber 2022 bereits 17.1% betrug.

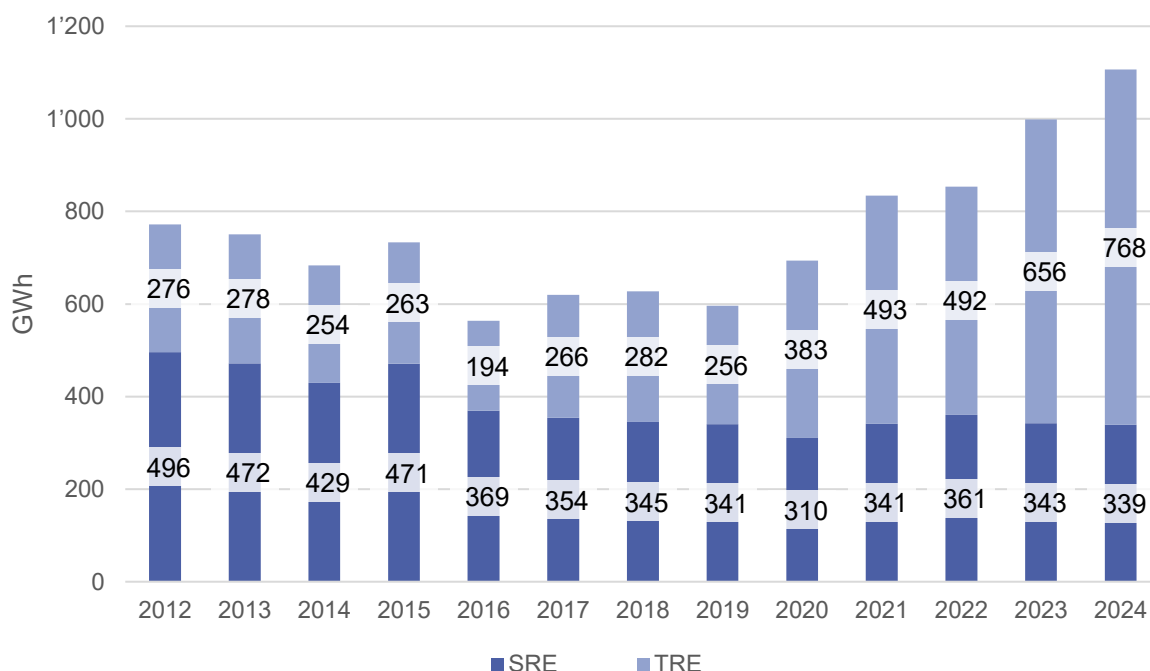


Abbildung 23: Menge SRE und TRE von 2012 bis 2024.

Die Aufteilung nach Produkt ist oben in Tabelle 4 dargestellt und eine langfristige Übersicht für alle Produkte ist in Abbildung 24 unten zu sehen. Die Grafik zeigt, dass die Nachfrage nach SRE (sowohl positiv als auch negativ) im Jahr 2024 mit den historischen Werten vergleichbar ist. Andererseits hat sich der Trend zu einer erhöhten Nachfrage nach TRE (getrieben durch TRE+) im Jahr 2024 verstärkt. Die erhöhte Nachfrage nach tertiärer Regelernergie ist nicht zuletzt im Rahmen einer Gesamtkostenoptimierung zu berücksichtigen. Da die durchschnittlichen Kosten der SRE massiv höher als die durchschnittlichen Kosten der TRE sind (vgl. Abb. 27), ist es gesamtwirtschaftlich gesehen die bessere Option, die Unausgeglichheiten durch den Einsatz von TRE (anstelle von SRE) auszugleichen. Diese Optimierung wird durch das Projekt „Optimizer Regelernergie“ angestrebt. Die technischen Herausforderungen bei der Umsetzung ergeben sich aus den unterschiedlichen Charakteristiken der TRE- und SRE-Produkte sowie der Tatsache, dass für eine perfekte Optimierung eine perfekte Prognose der Unausgeglichheiten benötigt würde.

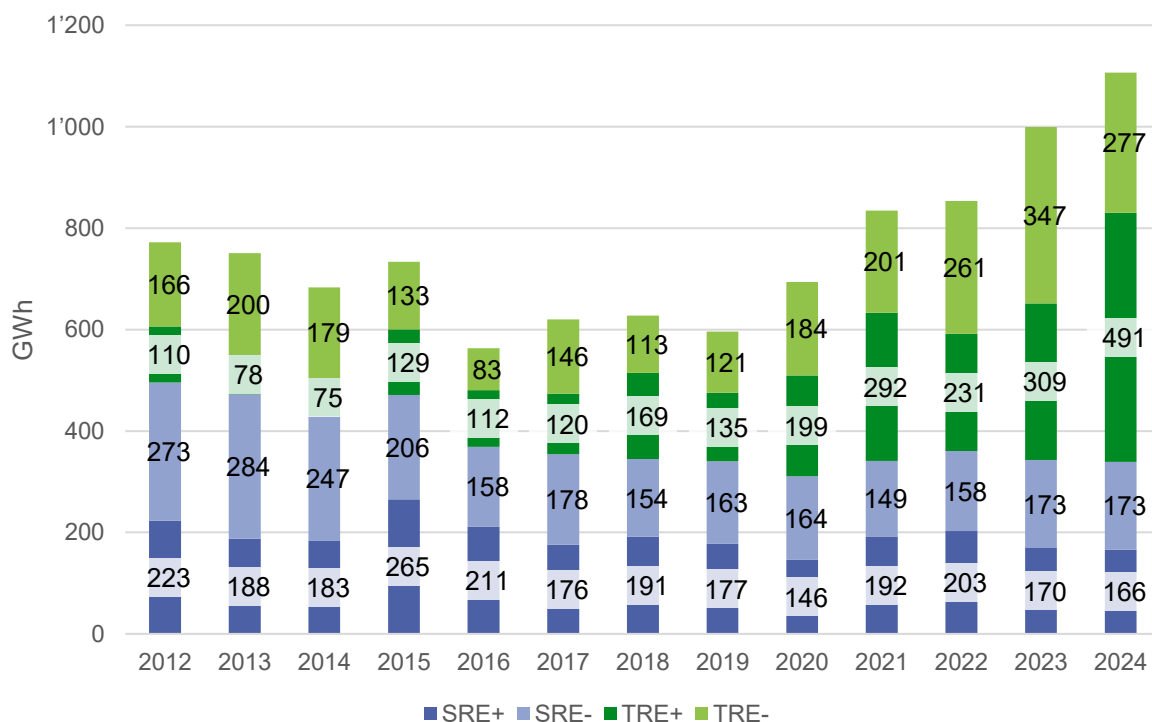


Abbildung 24: Menge der Regelenergie nach Produkt 2012 bis 2024.

3.2.2 Kosten Regelenergie

Abbildung 25 zeigt eine Übersicht über die Nettokosten der Regelenergie zwischen 2012 und 2024. Der exponentielle Anstieg von 86.2 Mio. EUR im Jahr 2023 (oder 107.1 Mio. EUR im Jahr 2022) zu 252.6 Mio. EUR im Jahr 2024) ist deutlich sichtbar. Historisch betrachtet ist 2024 ein Rekordjahr betrachtet man die Gesamtkosten. Zum Vergleich: Im Juni 2024 wurden monatliche Kosten in Höhe von 40.4 Mio. EUR verzeichnet, was bis 2021 in etwa den jährlichen Gesamtkosten eines teuren Jahres entspricht. Die Analyse jedes einzelnen Produkts (SRE+, SRE-, TRE+, TRE-) bringt weitere Einsichten.

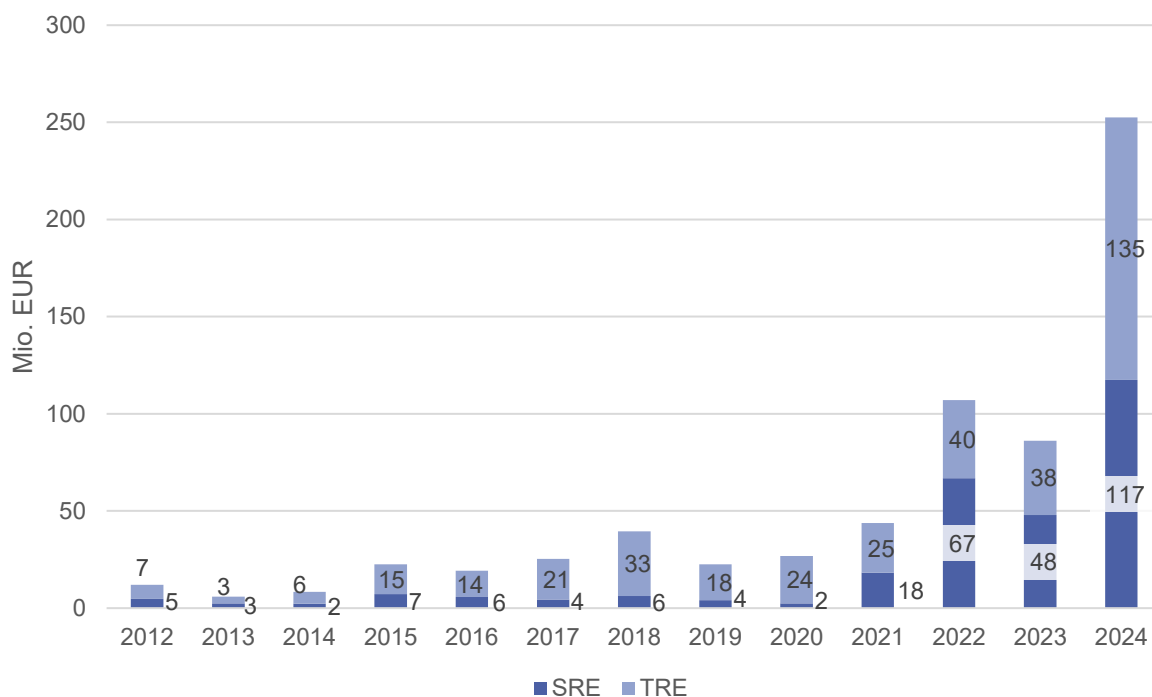


Abbildung 25: Nettokosten SRE und TRE 2012 bis 2024.

Wie aus den Resultaten hervorgeht, ist die Gesamtmenge der abgerufenen Regelernergie zwischen 2023 und 2024 gestiegen. Darüber hinaus fand, wie bereits erwähnt, im Juni 2022 die Umstellung auf das zu Beginn dieses Kapitels 3 beschriebene PICASSO-System statt. Infolgedessen sollten die bisher vorgestellten marktwirtschaftlichen Betrachtungen durch eine Analyse der Entwicklung der Durchschnittskosten (CHF/MWh) ergänzt werden, um ein vollständiges Gesamtbild zu erhalten und eine Bewertung vornehmen zu können. Dies wird im nächsten Absatz dargestellt.

Abbildung 26 zeigt eine detailliertere Darstellung der absoluten Kosten mit der Aufteilung in positive und negative Kosten für jedes Produkt.

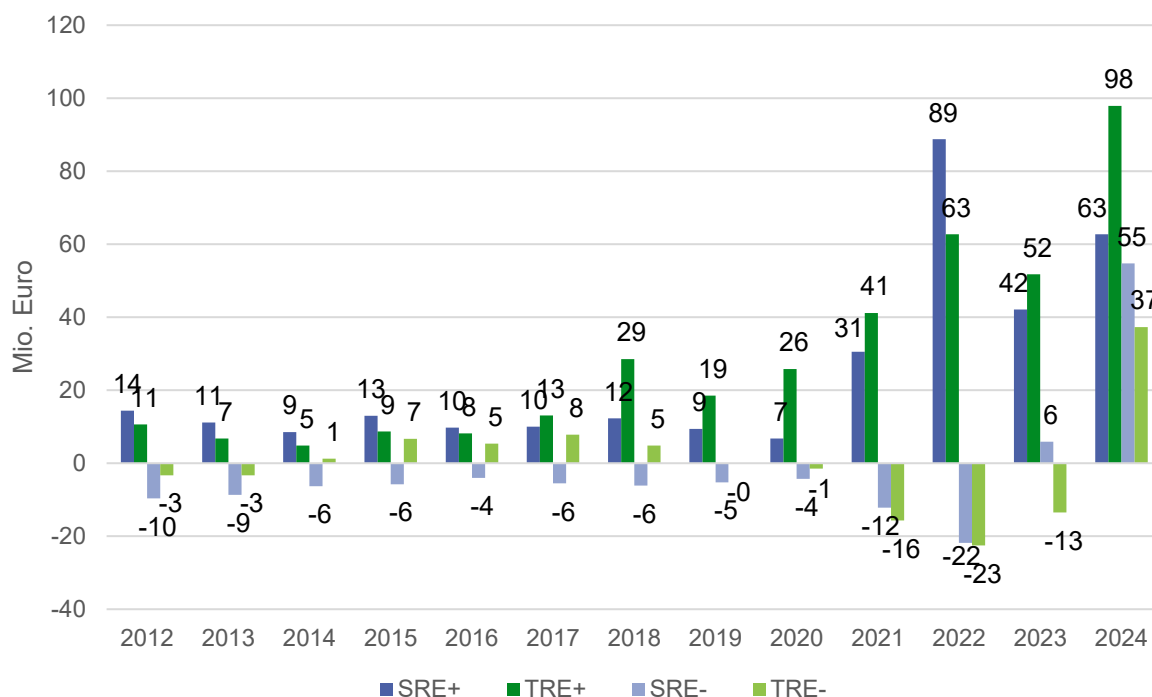


Abbildung 26: Absolute Kosten SRE und TRE nach Produkt 2012 bis 2024.

Angesichts des massiven Kostenanstiegs im Jahr 2024 ist der vorübergehende Kostenrückgang im Jahr 2023 zu relativieren. Die langfristige Betrachtung der Situation zeigt einen starken Kostenanstieg ab 2021. Das aktuelle Kostenniveau ist als sehr hoch einzustufen, insbesondere bei den Produkten in negativer Richtung. Die höhere Wertigkeit der Produkte in negativer Richtung ist vor allem in der Off-Peak-Zeit aufgrund der technischen Gegebenheiten der Wasserkraftanlagen, die den Hauptanteil der präqualifizierten Angebote im SDL-Markt ausmachen, gegeben. Die Abgabe eines negativen Regelernergieangebots ist mit einer Produktion von Energie verbunden, welche bei Abruf der Regelernergie entsprechend reduziert werden muss. Die damit verbundenen Produktions- und Opportunitätskosten, die in Off-Peak-Zeiten noch höher sind, müssen im Regelernergieangebot berücksichtigt werden.

Wie bei den Leistungsvorhaltung, zeigt eine reine Gesamtkostenbetrachtung aufgrund von Unterschieden im Abrufvolumen nicht das ganze Bild. Daher zeigt Abbildung 27 die durchschnittlichen Kosten pro abgerufene MWh. Bei positiver Tertiärregelenergie ist bis 2018 ein Anstieg der Kosten pro MWh zu beobachten. Nach einer Abflachungsphase stiegen die Kosten erneut auf 271.54 EUR/MWh im Jahr 2022 und fielen dann im Berichtsjahr wieder auf 199.38 EUR/MWh. Die Kosten für negative Tertiärregelenergie waren 2022 mit -86.15 EUR/MWh am niedrigsten und stiegen 2023 auf 134.90 EUR/MWh. Es ist zu beachten, dass negative Preise für negative Einspeiserichtungen durch Opportunitäten auf anderen Märkten verursacht werden und der Abwärtstrend bei den negativen Preisen den Anstieg der Opportunitäten auf dem Grosshandelsmarkt und anderen kurzfristigen Märkten belegt. Für Swissgrid bedeuten negative Preise Einnahmen statt Kosten.

Bei der Sekundärregelenergie sind die SRE+ Durchschnittskosten mit einem Jahresdurchschnitt von 376.93 EUR/MWh (248.53 EUR/MWh im Vorjahr) gestiegen während SRE- auf 316.55 EUR/MWh massiv gestiegen ist (Vorjahr 33.77 EUR/MWh).

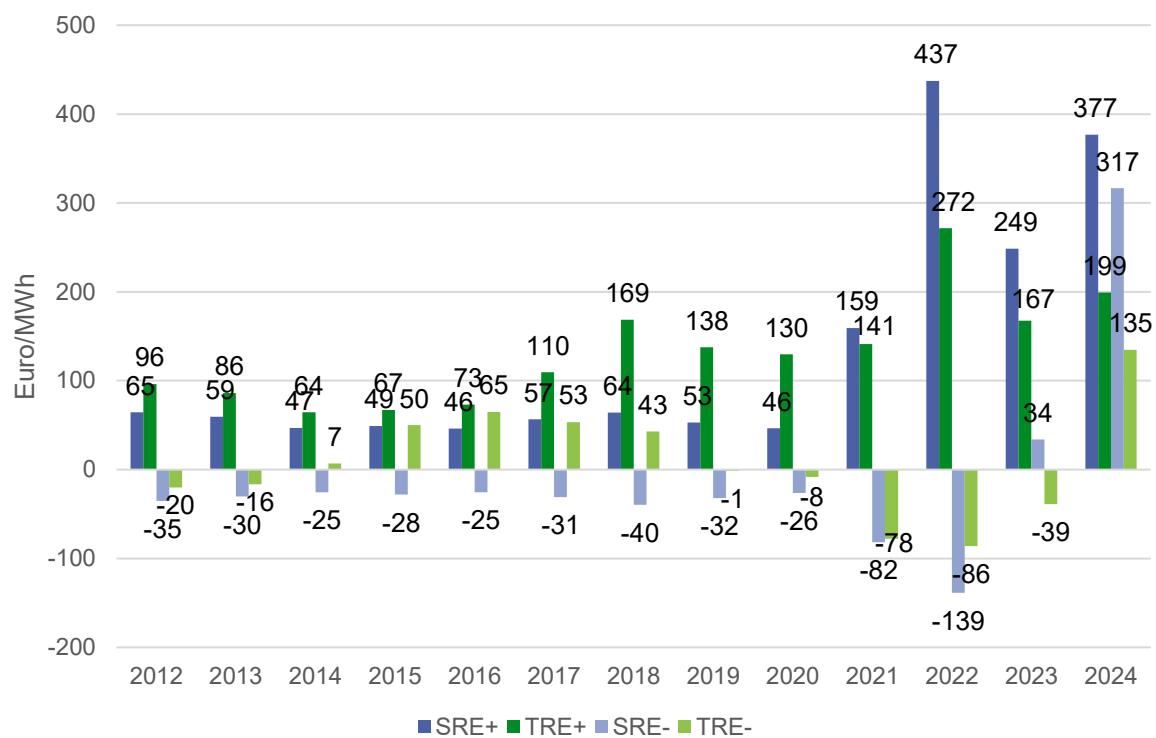


Abbildung 27: Kosten pro MWh SRE und TRE nach Produkt 2012 bis 2024.

4 Fazit

Der Bericht Regelleistung und Regelennergie 2024 gibt einen Überblick über die Funktionsweise, die Mengen und die Kosten der Regelleistung und Regelennergie, die für die Schweizer Regelzone verwendet werden. Der Bericht widmet sich in einem einleitenden Abschnitt 1.4 der Entwicklung der Unausgeglichenheiten in der Regelzone, die die zugrundeliegenden Ursachen für die abgerufenen Mengen darstellen.

Die folgenden Tabelle 6 und Abbildung 28 zeigen die Gesamtkosten für Regelennergie und Regelleistung, verteilt auf die verschiedenen Produktkategorien. Die Gesamtkosten im Jahr 2024 für Regelleistung belaufen sich auf 118.8 Mio. CHF und die Kosten für Regelennergie auf 240.6 Mio. CHF. Dabei ist zu beachten, dass die Kosten für Regelennergie über den Ausgleichsenergiepreismechanismus auf die Bilanzgruppen umgelegt werden. Ein daraus resultierender Gewinn reduziert die Kosten für die Systemdienstleistungen (Art. 15. Abs. 3 StromVG), die den Endverbrauchern über den Systemdienstleistungstarif in Rechnung gestellt werden.

Tabelle 6: Kosten Regelleistung und Regelennergie sowie Volumen Regelennergie im Jahresvergleich.

		2024	In % der Jahreskosten 2024	2023	In % der Jahreskosten 2023
Regelleistung Vorhaltung					
PRL	Mio. CHF	12.0	3%	7.0	1%
SRL	Mio. CHF	68.9	19%	333.0	60%
TRL	Mio. CHF	38.3	11%	131.2	24%
Total RL	Mio. CHF	118.8	33%	471.3	85%
Regelennergie					
SRE	GWh	339		343	
	Mio. CHF	111.9	31%	46.7	8%
TRE	GWh	772		660	
	Mio. CHF	128.8	36%	37.2	7%
Total RE	GWh	1'111		1'003	
	Mio. CHF	240.6	67%	86.2	15%
Regelleistung und Regelennergie					
Total RL und RE	Mio. CHF	359.9	100%	557.1	100%

Damit die Regelennergiekosten anschaulicher werden, können die einzelnen Produkte mit dem durchschnittlichen Energiepreis verglichen werden. Der Energiepreis bietet sich an, da für die Nutzung der Regelennergie aufgrund des Ausspeiseprinzips kein Netznutzungsentgelt anfällt. Ein möglicher Vergleich ist der mediane Energiepreis für feste Endverbraucher in der Schweiz (Verbrauchsprofil H4) der im Jahr 2023 bei CHF 13.08 Rp./kWh und im Jahr 2024 bei CHF 15.63 Rp./kWh lag. Ein weiterer Vergleich ist der Jahresdurchschnitt des SwissIX-Spotpreisindex, der 2023 bei CHF 10.45 Rp./kWh und im Jahr 2024 bei CHF 7.6 Rp./kWh lag. Die folgende

Tabelle 7 zeigt zum Vergleich die Regelennergiekosten in den Jahren 2023 und 2024 sowie die absolute Veränderung in Rappen pro Kilowattstunde.

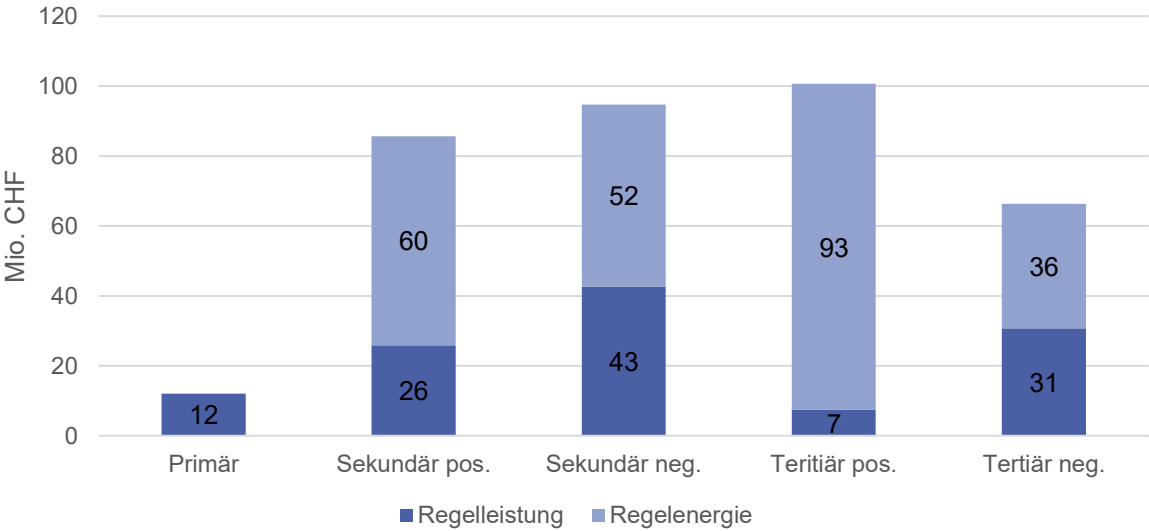


Abbildung 28: Gesamtkosten Regelennergie und -leistung 2024.

Tabelle 7: Spezifische Regelennergiekosten in CHF Rp./kWh nach Produkt 2023 und 2024.

		2024	2023	Veränderung
SRE +				
Regelennergiekosten	CHF Rp./kWh	35.9	24.2	+48.5%
SRE -				
Regelennergiekosten	CHF Rp./kWh	30.2	3.28	+818.1%
TRE +				
Regelennergiekosten	CHF Rp./kWh	19.0	16.3	+16.6%
TRE -				
Regelennergiekosten	CHF Rp./kWh	12.9	-3.8	n.a.%

Nachdem die SDL-Märkte in den letzten Jahren durch die starken Verwerfungen auf dem Grosshandelsmarkt in den Jahren 2021 und 2022 geprägt waren, welche sich auf die SDL-Kosten bis und mit dem ersten Halbjahr 2023 ausgewirkt haben, ist im Jahr 2024 gegenüber 2023 eine starke Reduktion der Regelleistungskosten (-352.5 Mio. CHF) und eine starke Erhöhung der Regelennergiekosten (+154.4 Mio. CHF) zu verzeichnen. Damit sind die Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung im Jahr 2024 mit den Kosten der Vorkrisenjahre vergleichbar. Auf der Seite der Regelennergie kann dies nicht gesagt werden, der massive Anstieg der Kosten ist zum einen auf eine Erhöhung der benötigten Regelennergiemengen und zum anderen auf einen starken Anstieg der Einheitskosten (CHF/MWh) zurückzuführen.

Der Anstieg der Einheitskosten im Jahr 2024, insbesondere im SRE-Markt, wo keine grundsätzliche Erhöhung der Abrufmengen stattgefunden hat (anders bei TRE), hat dazu geführt, dass die Effizienz der Marktergebnisse des SRE-Marktes von der EICom mit Fokus auf den Preisniveaus und Mengen überprüft wird, die seit der Einführung von PICASSO realisiert wurden. Der entsprechende Bericht und die Mitteilung der EICom zur Analyse des Sekundärregelennergiemarktes wurden im April 2025

veröffentlicht⁹. Die Auswertung der Daten zeigt, dass der bei 1'000 EUR/MWh eingeführte Cap für Sekundärregelenergie erfolgreich umgesetzt wurde und zu einer Preisreduktion bei den oberen Geboten der Gebotskurven geführt hat. Dabei hat der Cap im Monat März 2025 tendenziell vor allem bei SRE+ Wirkung gezeigt. Bei SRE- ist die Wirkung dagegen bisher weniger deutlich. Die Kosten für SRE- sind bis Mai 2025, dem Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Berichts, weiterhin als hoch einzustufen. Es ist noch unklar, ob die beobachteten Preissteigerungen fundamental erklärbar sind oder auf weitere Unzulänglichkeiten des SRE-Marktes hindeuten. Fest steht jedoch, dass die Kosten ohne Cap noch höher ausgefallen wären. Die Gründe für diese Entwicklung der Bieterstrategien, insbesondere bei SRE, werden vom FS ElCom weiter untersucht.

Da es sich beim eingeführten Cap um eine kurzfristige und befristete Korrekturmassnahme (03.03.2025 bis 28.12.2025) handelt, wird es umso wichtiger sein, weitere Massnahmen umzusetzen, um den SRE-Markt effizienter und liquider zu gestalten und den Bedarf an Ausgleichs- und damit Regelernergie zu reduzieren. Der Beitritt zu den europäischen Regelernergieplattformen MARI und PICASSO, der Swissgrid verweigert wird, wäre eine Massnahme, um die Liquidität deutlich zu erhöhen. Eine letztinstanzliche juristische Bestätigung der Teilnahmeberechtigung von Swissgrid an den Plattformen unter den geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen oder eine politische Einigung durch den Abschluss eines Stromabkommens würden dazu beitragen; beide Optionen sind allerdings unsicher und mit materiellen und zeitlichen Fragen verbunden.

Die dargestellten Analysen zur Entwicklung der Unausgeglichenheiten in der Regelzone Schweiz unterstreichen die Bedeutung des Themas und die sich seit mehreren Jahren tendenziell verschlechternde Ausgeglichenheit der Regelzone. Die Bestimmungen zum Bilanzmanagement gemäss Art. 20 StromVG und Art. 23 StromVG werden in den vertraglichen Regelungen zwischen Swissgrid und allen Bilanzgruppen umgesetzt und sehen die Vorgabe einer grundsätzlichen Ausgeglichenheit jeder in der Schweiz aktiven Bilanzgruppe vor. Aufgrund des sich deutlich verschlechternden Trends – im Berichtsjahr wurden die höchsten Mengen an Regelernergie seit Einführung des SDL-Marktes benötigt – besteht diesbezüglich Handlungsbedarf. Grosse Prognosefehler der Marktteilnehmer, getrieben beispielsweise durch Unsicherheiten der Wetterprognosen und der damit verbundenen erwarteten PV-Produktion, erfordern den Abruf grosser Mengen an Regelernergie und damit der letzten verfügbaren und teuren Reserven. Die Beschaffung zusätzlicher Reservemengen durch eine Erhöhung der Regelleistungsvorhaltung wäre eine unumgängliche und aber sehr teure Massnahme, während ein verbessertes Bilanzmanagement, flankiert durch eine Erhöhung der Liquidität in den SDL-Märkten, eindeutig die bevorzugten Massnahmen zur Kostensenkung sind.

Das Fachsekretariat der ElCom arbeitet deshalb zusammen mit der Branche und Swissgrid an Massnahmen, um den SDL-Markt und die Redispatch-Situation längerfristig zu stabilisieren. Dazu gehören Massnahmen zur Reduktion des Ausgleichsenergievolumens, Verbesserungen der Produkte und Prozesse in den SDL-Märkten, Anpassungen der Branchendokumente sowie die Optimierung der Anreizsetzung im Ausgleichsenergiemechanismus.

⁹ Siehe die Mitteilung der ElCom zu den Auswirkungen des SRE Cap n März 2025 vom 30.04.2025 ([Mitteilungen](#)) und die Analyse der ElCom des marktes für Sekundärregelenergie vom 30.04.2025 ([Marktüberwachung](#)), beide zuletzt abgerufen am 01.05.2025

5 Anhang

5.1 Abkürzungsverzeichnis

AE	Ausgleichsenergie
AEPM	Ausgleichsenergiepreismechanismus
BG	Bilanzgruppe
ElCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
FCR	Frequency Containment Reserves
IGCC	International Grid Control Cooperation
PICASSO	Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation
PRE	Primärregelenergie
PRL	Primärregelleistung
RD	Redispatch
RZ	Regelzone
SDL	Systemdienstleistungen
SDV	Systemdienstleistungsverantwortlicher
SRE	Sekundärregelenergie
SRL	Sekundärregelleistung
StromVG	Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007 (SR 734.7)
StromVV	Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (SR 734.71)
TERRE	Trans European Replacement Reserves Exchange
TRE	Tertiärregelenergie
TRL	Tertiärregelleistung
TSO / ÜNB	Transmission System Operator / Übertragungsnetzbetreiber