



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom

Fachsekretariat

Bericht Regelleistung und Regelenergie 2023

Bericht der ElCom

Bern, August 2024

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	4
1.1	Regelleistung und Regelenergie	5
1.2	Allgemeine Beschaffungsstrategie und Produktgestaltung.....	5
1.3	Finanzierung der Regelleistung und Regelenergie.....	6
1.4	Regelzonen-Ausgeglichenheit	6
1.5	Allgemeiner Marktüberblick im Berichtsjahr.....	10
2	Regelleistung	10
2.1	Beschaffungsmengen Regelleistung 2023	11
2.2	Primärregelleistung	12
2.3	Sekundärregelleistung.....	14
2.4	Tertiärregelleistung.....	16
2.5	Kostenentwicklung Regelleistung 2009 bis 2022.....	18
3	Regelenergie	22
3.1	Berichtsjahr 2023	23
3.1.1	Abgerufene Regelenergie	23
3.1.2	Kosten Regelenergie.....	24
3.1.3	International Grid Control Cooperation und Imbalance Netting	25
3.2	Langjährige Entwicklung seit 2012.....	26
3.2.1	Abgerufene Menge Regelenergie	26
3.2.2	Kosten Regelenergie.....	28
4	Fazit	32
5	Anhang	34
5.1	Abkürzungsverzeichnis	34

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Schematischer Ablauf Regelenergieeinsatz. Quelle: Swissgrid	4
Abbildung 2:	Verteilungen der gesamten Systemunausgeglichenheiten der RZ Schweiz in MW. Die Verteilungen sind in verschiedenen Farben entsprechend der Standardabweichung (σ) und der doppelten Standardabweichung (2σ) der angepassten Normalverteilung dargestellt. Daten für 2024 nur vom 01.01 bis 20.06.2024.	8
Abbildung 3:	Vorgezogene Beschaffung von TRL und SRL für die ersten 22 Wochen des Jahres 2023.	12
Abbildung 4:	PRL Volumen (Gebote von Schweizer SDVs, Bedarf Schweiz und Zuschläge von Schweizer SDVs) nach Monat.	13
Abbildung 5:	PRL Kosten nach Monat.	13
Abbildung 6:	Positive SRL Volumen nach Kalenderwoche 2023. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 1 bis 22 erfolgte gestaffelt im Herbst des Vorjahres.....	14
Abbildung 7:	Positive SRL Kosten nach Kalenderwoche 2022 und 2023.	15

Abbildung 8: Negative SRL Volumen nach Kalenderwoche 2023. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 1 bis 22 erfolgte gestaffelt im Herbst des Vorjahres.....	15
Abbildung 9: Negative SRL Kosten nach Kalenderwoche.....	16
Abbildung 10: Volumen TRL+ 2023. Angebotene und beschaffte Mengen, aufgeteilt in wöchentliche und tägliche Produkte. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 1 bis 22 erfolgte im Vorjahr gestaffelt.....	17
Abbildung 11: Kosten TRL+ Wochenprodukt.....	17
Abbildung 12: Negative TRL Volumen nach Kalenderwoche. Angebotene und beschaffte Mengen, aufgeteilt in wöchentliche und tägliche Produkte. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 1 bis 22 erfolgte im Vorjahr gestaffelt.....	18
Abbildung 13: Kosten TRL- Wochenprodukt.....	18
Abbildung 14: Einzeljahresresultate seit 2009.....	19
Abbildung 15: Aufteilung der Kosten für das Jahr 2023 in PRL, SRL und TRL.....	20
Abbildung 16: Aufteilung der Kosten für das Jahr 2022 und 2023 in einzelne Produkte.....	20
Abbildung 17: Kosten pro MW der Regelleistungsprodukte 2022 und 2023.....	21
Abbildung 18: Volumen (a) und Monetäre Wert (b) von «Netted imbalances» im Jahr 2023 und 2022.....	26
Abbildung 19: Menge Regelenergie nach Produkt 2012 bis 2023.....	28
Abbildung 20: Nettokosten SRE und TRE 2012 bis 2023.....	29
Abbildung 21: Absolute Kosten SRE und TRE nach Produkt 2012 bis 2023.....	30
Abbildung 22: Kosten pro MWh SRE und TRE nach Produkt 2012 bis 2023.....	31
Abbildung 23: Gesamtkosten Regelenergie und -leistung 2023, Quelle: Swissgrid, Berechnung ECom.....	33

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Mittelwert und Standardabweichung der Verteilungen in MW.....	7
Tabelle 2: Anzahl Viertelsunden nach Jahr und nach Position der RZ. Positionen zwischen -500 MW und +500 MW sind nicht gezeigt.....	9
Tabelle 3: Jährliche Mittelwerte der Vorgehaltenen Regelleistung 2023.....	12
Tabelle 4: Abgerufene Regelenergie 2023 und Vorjahr.....	23
Tabelle 5: Absolute Kosten für Regelenergie 2023 und Vergleich mit dem Vorjahr. Positive Beträge sind Kosten, während negative Beträge Einnahmen für Swissgrid bedeuten.....	24
Tabelle 6: Spezifische Regelenergiekosten in CHF/MWh nach Produkt 2022 und 2023.....	33

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 in einem marktorientierten, diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren (Art.22 Abs. 1 StromVV).

Im europäischen Verbundsystem wird bei einer Unausgeglichenheit 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 Regelleistung erfolgt für die meisten Produkte automatisch, nur einen Teil der Tertiärregelenergie kann ebenfalls manuell abgerufen werden. Nachfolgende Abbildung veranschaulicht den beschriebenen Ablauf.

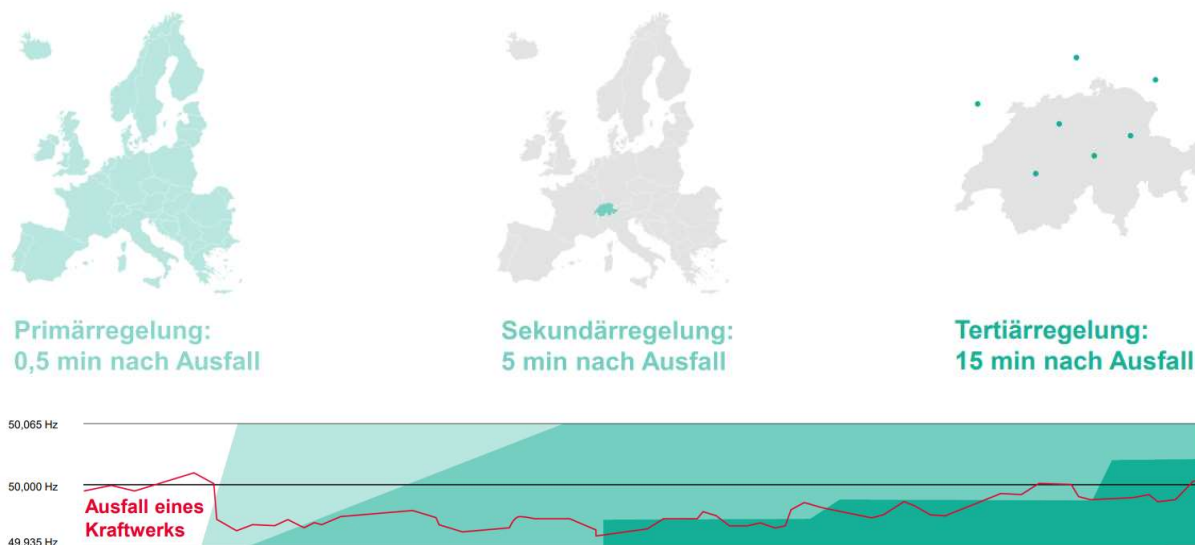


Abbildung 1: Schematischer Ablauf Regellenergieeinsatz. Quelle: Swissgrid

Die EICom 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 Regelleistung.

Der vorliegende Bericht ist Teil dieser Überwachung und gibt Einblick in die eingesetzten Mengen und die damit verbundenen Kosten für das Jahr 2023 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 Regelenergie

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 Regelenergie 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 Regelenergieplattformen «Frequency Containment Reserves» (FCR) und «International Grid Control Cooperation» (IGCC). Seit Oktober 2020 beschafft Swissgrid auch Regelenergie über die internationale Plattform TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange).

Die marktbasierende Beschaffung bedingt unter anderem, dass die verschiedenen Regelleistungs- und Regelenergieprodukte einerseits in Konkurrenz mit dem Grosshandelsmarkt stehen. Andererseits erweitert der Regelleistungs- und Regelenergiemarkt die Vermarktungsmöglichkeiten für die Produzenten. Daher kann es im Winter/Frühling, wenn die Speicherseen zunehmend leer sind, zu einer Verknappung des Angebots 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 Regelenergie – 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. Seit Februar 2020 wird Tertiärregelenergie über den integrierten Markt beschafft und 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 Tertiärregelenergieproduktes näher an andere kurzfristige Energiemärkte zu rücken. So kann der Tertiärregelenergiepreis bis 30 Minuten vor Abruf angepasst werden und die Angebotsdauer wurde von 4 auf 1 Stunde verkürzt. Dies bedeutet, dass neu 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 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 zu vereinzelt grösseren Unausgeglichenheiten der Schweizer Regelzone. Der Trend über die Jahre ist jedoch ansteigend und in Anbetracht der relevanten Zunahme solcher Ereignisse wird Ausnahmsweise in diesem Abschnitt nicht nur der Fokus auf das Berichtsjahr 2023 gelegt, sondern werden ebenfalls die neusten verfügbaren Zahlen für 2024 vorgestellt.

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. Abb. 2 und Tab. 2 sind mit Daten bis zum 20.06.2024 aktualisiert. In der Tab. 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 Unausgeglichenheiten mit immer flacheren und breiteren Verteilungen

hat sich entwickelt und setzt sich fort. Die erste Hälfte des Jahres 2024 bildet keine Ausnahme. Die RZ CH war mehr als -500 MW *short*, für:

- 149 Viertelstunden im Jahr 2022
- 179 Viertelstunden im Jahr 2023
- 262 Viertelstunden im ersten Halbjahr 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
- 80 Viertelstunden im ersten Halbjahr 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 Regelenergie (Sekundär- und Tertiärregelenergie), internationale Kooperationen wie FCR (Primärregelung) und Imbalance Netting (IGCC-Projekt) ausgeglichen werden. Eine erste offensichtliche Folge der grossen Unausgeglichheiten ist ein erhöhter Bedarf an Regelreserven und der Einsatz grösserer Mengen an Regelenergie.

Zwischenfazit ist, dass die Einschätzungen der Trends mit Aufmerksamkeit weitergeführt werden sollten, um den „Zustand“ der Regelzone zu überwachen solange kein Trend in die Gegenrichtung auftritt.

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 keinen offensichtlichen Anreiz gibt, sich in eine bestimmte Richtung (*long* oder *short*) zu positionieren. Der relativ grosse negative Wert für 2024 ($\mu_{H1_2024} = -21.1$ MW) sollte beachtet und weiter beobachtet werden, aber aufgrund der im Vergleich zu den anderen Jahren geringeren Datenmenge derzeit nicht endgültig bewertet werden.

Tabelle 1: Mittelwert und Standardabweichung der Verteilungen in MW.

		2024 ¹	2023	2022	2021	2020	2019	2018	2017
Mittelwert (μ)	MW	-21.1	7.9	5.6	-15.7	2.4	-0.3	-11.3	7.4
Std. Abw. (σ)	MW	187.1	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 Regelenergie an diesem Tag beliefen sich auf rund 7.1 Mio. Franken. Die von Swissgrid den Bilanzgruppen in Rechnung gestellte Ausgleichsenergie betrug aufgrund des geltenden Mechanismus rund 8.5 Mio. Franken. Die Differenz der Beträge (1.4 Mio. Franken) 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.

¹ Vom 01.01. bis 20.06.2024

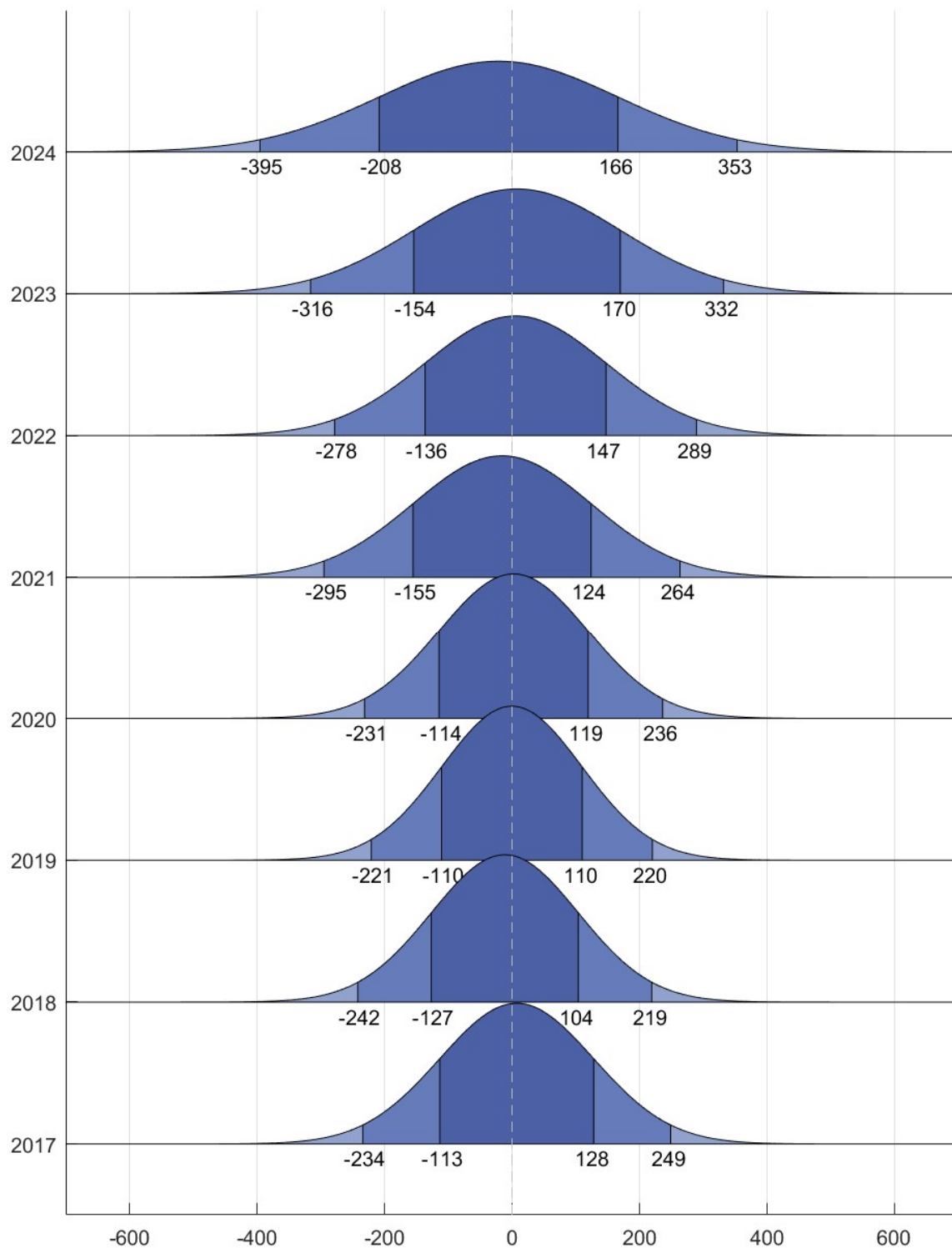


Abbildung 2: Verteilungen der gesamten Systemunausgeglichheiten der RZ Schweiz in MW. Die Verteilungen sind in verschiedenen Farben entsprechend der Standardabweichung (σ) und der doppelten Standardabweichung (2σ) der angepassten Normalverteilung dargestellt. Daten für 2024 nur vom 01.01 bis 20.06.2024.

Tabelle 2: Anzahl Viertelsstunden 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>
2024²	17	11	13	36	65	120	...	53	18	4	2	0	3
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 ECom zur Regelzonen-Ausgeglichenheit³ aufgegriffen. Im Besonderen handelt es sich dabei um die folgenden Punkte.

Bereits eingeleitet ist die Überprüfung des Ausgleichsenergiepreismechanismus (AEPM). Swissgrid steht hierzu im Dialog mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen, um die Anpassungsvorschläge zum AEPM zu konsultieren. 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 erscheint als vordringliche Massnahme, die wesentlich zu einer Verbesserung der Situation beitragen dürfte.

² Vom 01.01 bis 20.06.2024

³ Mitteilung der ECom 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 EICom 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

Ein Jahr im Zeichen der Entspannung und Erneuerbarer Energien. Dies ist in einem Satz zusammengefasst das Geschehen auf den Grosshandelsmärkten. Die Preise fielen und auch das Preisgefüge zwischen der Schweiz und den Nachbarländern ist wieder, wie man es vor der Krise gewohnt war. Übrig bleibt vorerst ein Verbrauchsrückgang bei Strom und Gas sowie ein stark erhöhter Ausbau erneuerbarer Energien.

2023 startete mit dem ersten Winter, nachdem Russland den grössten Teil der Gas-Exporte per Pipeline nach Europa eingestellt hatte. Einsparungen und genereller Verbrauchsrückgang der Industrie sowie schnell hinzugefügte LNG-Terminals ermöglichten im Jahr 2022 die Füllung der Gasspeicher, was zuvor noch stark angezweifelt wurde. Dadurch konnten Versorgungsausfälle verhindert werden, und als klar wurde, dass Europa gut durch den sehr milden Winter kommen würde, fielen die Preise für Gas und damit auch für Strom. Zusätzlich gingen auch die französischen Kernkraftwerke im Laufe des Jahres grösstenteils wieder ans Netz. Betreffend deren Verfügbarkeit kamen zwischenzeitlich noch einmal Zweifel auf, weswegen der französische Terminpreis im März 2023 noch einmal anstieg. Die stark reduzierte Verfügbarkeit der Kernkraftwerke hatte zuvor im Jahr 2022 wesentlich zum historisch einmaligen Preisanstieg beigetragen. Ende 2023 konnte nochmals ein Preisverfall bei den Strompreisen beobachtet werden, da wiederum ein hoher Füllstand der Gasspeicher sowie ein weiterhin niedriger Gasverbrauch entspannend auf die Gaspreise wirkte. Dies geschah, obwohl die Konflikte im Nahen Osten wieder aufflammten und die Preise im Oktober als Reaktion zunächst wieder anstiegen. Mit der kontinuierlichen Rückkehr der französischen Kernkraftwerke änderte sich auch das Preisgefüge der Schweiz zu den Nachbarländern wieder. Anfangs Jahr war das italienische Frontjahr im Vergleich noch am günstigsten, seit September ist es wieder das teuerste Nachbarland und Frankreichs Preise sind gegen Ende Jahr noch unter jene in Deutschland gefallen. Aus Perspektive des Marktes erscheint die Krise damit fast abgehakt, wobei die Preise immer noch auf einem im historischen Vergleich hohen Niveau liegen.

Die Preise am Spotmarkt folgten auch den Entwicklungen der Gaspreise, jedoch haben hier auch kurzfristige Wettereffekte durch die fortschreitende Energiewende einen grösser werdenden Einfluss. Gerade im Sommerhalbjahr fiel durch die hohe Einspeisung der Photovoltaik der Spotpreis in den Mittagsstunden am Wochenende oft bis auf 0 EUR/MWh oder sogar darunter. Der Tiefpunkt wurde am 2. Juli 2023 mit -143 EUR/MWh erreicht, wobei dies eine Auswirkung von Preisen von -500 EUR/MWh in den Niederlanden und Deutschland war. Dort fielen die Preise auf das Marktminimum auf Grund eines starken Überangebots und unzureichend gesetzter Preislimits. Dies unterstreicht, wie wichtig zukünftig eine flexible Nachfrage und Vermarktung der Energie sein wird. Die Preisspitzen entstanden typischerweise, wenn einzelne thermische Kraftwerke für nur wenige Stunden benötigt wurden: Der Verbrauch steigt am Morgen an, bevor die Photovoltaik-Produktion zunimmt, und bevor abends der Verbrauch wieder zurück geht, ist bereits die Sonne untergegangen. Es besteht eine starke Preiskopplung an die Nachbarländer, aber aufgrund der beschränkten Übertragungsnetzkapazitäten werden diese Preisspitzen in der Schweiz nur teilweise vom Ausland übernommen.

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. Die Beschaffungsmenge der PRL wird jährlich von ENTSO-E festgelegt und den jeweiligen Ländern zugeteilt. Weiter gibt die System Operation Guideline (SOGL) 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 der Abschluss internationale Aushilfevereinbarungen voraus;

Ein weiteres Kriterium ist, dass die Vorhaltemenge der Tertiärregelleistung mindestens so hoch sein muss wie diejenige der Sekundärregelleistung. Im folgenden Abschnitt sind die geltenden Mengen Produktspezifisch aufgeführt.

2.1 Beschaffungsmengen Regelleistung 2023

Im Berichtsjahr wurden aufgrund von der jährlichen Neubewertung des Bedarfs, die Vorhaltemengen der Regelleistung leicht angepasst. Dabei wurde die Primärregelleistung nicht angepasst, die Sekundärregelleistung um 7 MW erhöht (+6 MW SRL+, +1 MW SRL-) und die Tertiärregelleistung um 30 MW reduziert (-23 MW TRL+, -7 MW TRL-). Die tatsächlichen vorgehaltenen Mengen, können zwischen Sekundär und Tertiärregelleistung optimiert werden. Vorhaltemengen, aufgeteilt nach Produkt, sind in Tabelle 3 aufgeführt (jährliche Mittelwerte) und in den folgenden Kapiteln in Detail dargestellt.

Aufgrund der kritischen Wintersituation 2015/2016 hatte Swissgrid 2016 erstmals Regelleistung vorgezogen eingekauft (in der Regel im Herbst des Vorjahres) und hat diese Massnahme zur Erhöhung der Planungssicherheit weitergeführt. Um die Netzsicherheit in der angespannten Wintersituation 2022/2023 zu erhöhen, wurden verschiedene Anpassungen bei der vorgezogenen Beschaffung von SDL vorgenommen. Die Beschaffung von Regelleistung für den Zeitraum vom 3. Oktober 2022 bis zum 4. Juni 2023 wurde in fünf gestaffelten Ausschreibungen durchgeführt. Damit konnte die Bereitstellung von insgesamt 100% der Sekundärregelleistung (SRL+/-) und 50% der Tertiärregelleistung (TRL +/-) für die kritischsten Wintermonate sichergestellt werden. Aufgrund dieser Veränderung wurden mehrere Grafiken im vorliegenden Bericht neu eingeführt, um die zunehmende Bedeutung und Komplexität der vorgezogenen Beschaffung widerzuspiegeln. Die vorgezogene Beschaffung für 2023 ist in Abb. 3 dargestellt.

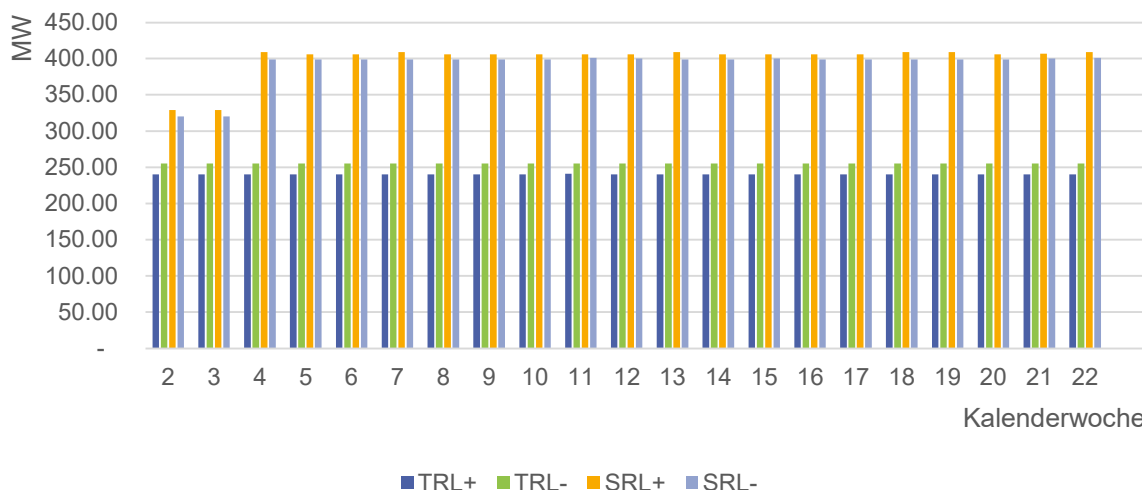


Abbildung 3: Vorgezogene Beschaffung von TRL und SRL für die ersten 22 Wochen des Jahres 2023.

Die Primärregelleistung sowie die für das ganze Jahr fehlende 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 2022 dargestellt.

		2023	2022	Veränderung	
PRL +/- (symmetrisch)					
Bedarf	MW	62	64	-2	-3.1%
SRL +					
Bedarf	MW	406	400	+6	+1.5%
SRL -					
Bedarf	MW	401	400	+1	+0.3%
TRL +					
Bedarf	MW	481	504	-23	-4.6%
Durchschnittliche Wochenauktion	MW	438	410	28	6.8%
Durchschnittliche Tagesauktion	MW	43	96	-53	-55.2%
TRL -					
Bedarf	MW	507	514	-7	-1.4%
Durchschnittliche Wochenauktion	MW	463	464	-1	-0.2%
Durchschnittliche Tagesauktion	MW	44	52	-8	-15.4%

Tabelle 3: Jährliche Mittelwerte der Vorgehaltenen Regelleistung 2023.

Für alle Produkte und zu allen Auktionen des Jahres 2023 konnte der gesamte Bedarf gedeckt werden.

2.2 Primärregelleistung

Die Schweiz beschafft die Primärregelleistung (PRL) international über die FCR-Kooperation. Durch die internationale Kooperation können Beschaffungskosten im ganzen europäischen 50 Hertz-Synchronegebiet reduziert werden, sowie harmonisierte Markteintrittsreize und technische Bedingungen für neue Regelenergieanbieter und Technologien geschaffen werden. Die Teilnahme der einzelnen Länder erfolgt auf freiwilliger Basis. Derzeit beteiligen sich acht Länder (DK, DE, NL, BE, FR, CH, AU, SL) an der Kooperation. Der Go-live der tschechischen TSO ČEPS ist für Anfang März 2023 geplant und eine Ausweitung auf andere Länder, die zunächst mit Beobachterstatus beitreten können, wird in Betracht gezogen.

Seit 2019 werden in der PRL Kooperation täglich D-2-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 2 zeigt die relevanten Mengen an Primärregelleistung für die Schweiz. Die graue Fläche entspricht den durchschnittlichen monatlichen Angebotsmengen von Schweizer Anbieter, während die blauen Balken den schweizerischen Bedarf von 64 MW darstellen.

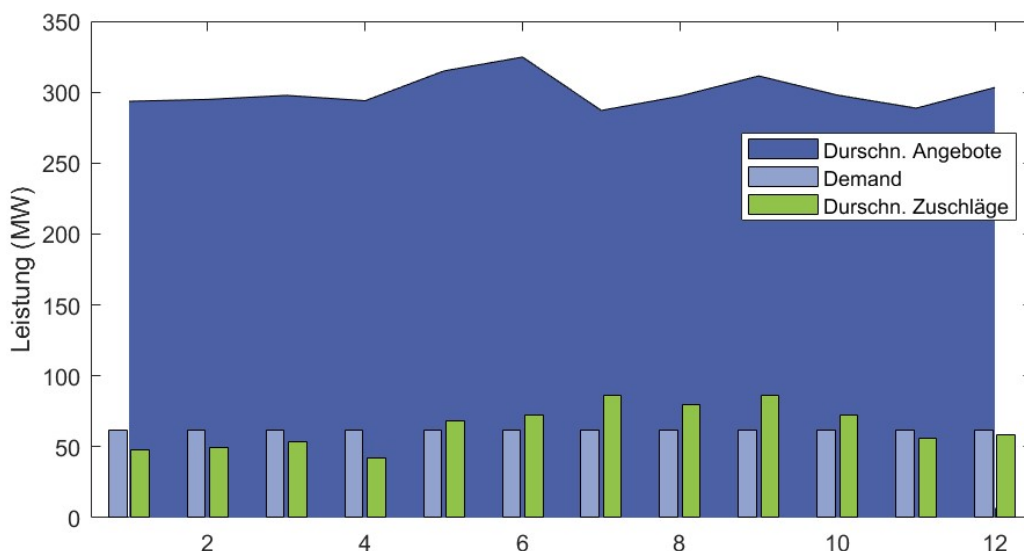


Abbildung 4: PRL Volumen (Gebote von Schweizer SDVs, Bedarf Schweiz und Zuschläge von Schweizer SDVs) nach Monat.

Die Gesamtkosten für die Beschaffung von Primärregelleistung im Jahr 2023 betragen 7.2 Mio. EUR und sind in Abbildung 5 nach Monat aufgeführt. Der deutliche Kostenanstieg im Grosshandelsmarkt, der im Jahr 2021 begann, ist bis August 2022 auch bei der PRL Daten deutlich sichtbar. Seit August 2022 ist wieder ein Abwärtstrend zu beobachten, bei dem die niedrigsten monatlichen Kosten im Jahr 2022 im Monat November mit 436'119 CHF zu verzeichnen waren. Die höchsten monatlichen Kosten im Jahr 2023 wurden im Oktober mit 878'720 CHF verzeichnet, die niedrigsten im April mit 300'782 CHF.

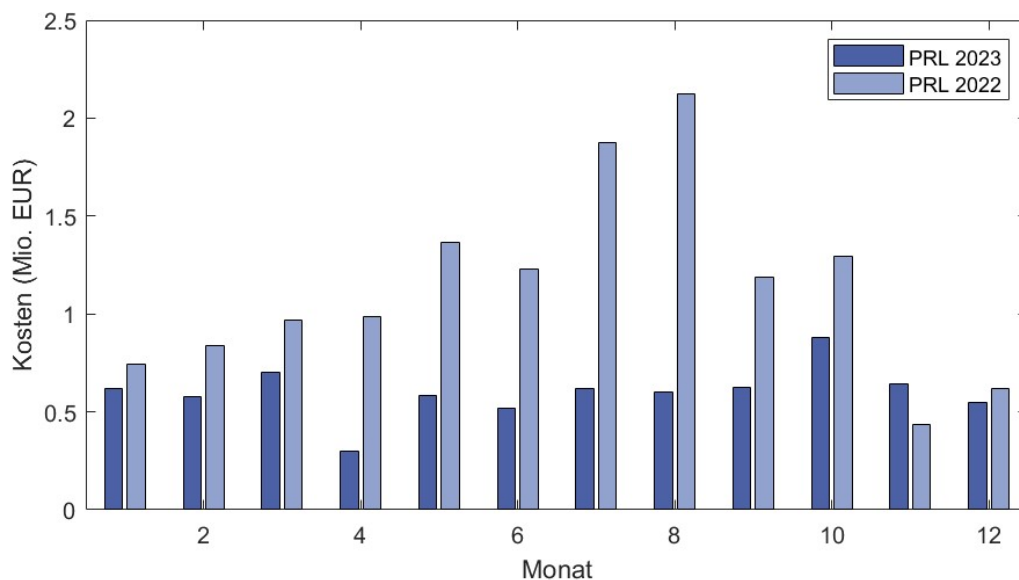


Abbildung 5: PRL Kosten nach Monat.

Der Durchschnittspreis von PRL über das ganze Jahr 2023 liegt bei 11'328 CHF/MW, oder bei 12.93 CHF/MW/h (im Jahr 2022 waren es noch 25.23 CHF/MW/h) wenn man die Zahl auf die 8'760 Stunden eines Jahres dividiert.

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.

Bis und mit Kalenderwoche 22 erfolgte die vorgezogene Beschaffung im September des Vorjahres, während die restlichen Mengen in der Vorwoche regulär in wöchentlichen Auktionen beschafft wurden. Die wöchentlichen Angebots- und Zuschlagsmengen sind in Abb. 6 dargestellt. Auffällig sind die höheren Angebotsmengen bis zur 22. Woche, was auch zu erwarten ist, da die vorgezogene Beschaffung in fünf aufeinanderfolgenden Tranchen erfolgte, wobei ein Anbieter, der keinen Zuschlag erhält, seine Mengen bei der nächsten Auktion erneut einreichen kann.

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 leichte Schwankungen zu beobachten und eine signifikativere in der negativen Richtung in der Kalenderwoche 44.

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 Regelenergieprodukte, 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.

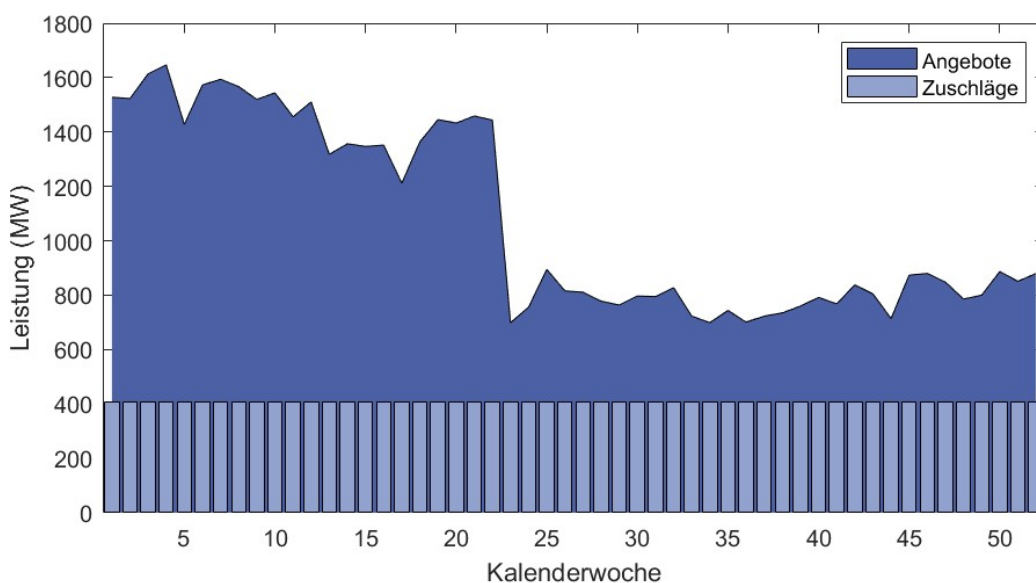


Abbildung 6: Positive SRL Volumen nach Kalenderwoche 2023. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 1 bis 22 erfolgte gestaffelt im Herbst des Vorjahres.

Die Kostenentwicklung der positiven Sekundärregelleistung unterliegt ähnlichen Dynamiken, wie bereits in den vorherigen einleitenden Abschnitten erwähnt. Die Entwicklung der Marktpreise auf dem Grosshandelsmarkt während des Jahres 2022 wirkt sich eindeutig auch auf die Kosten der SRL aus. Wie in Abbildung 7 zu sehen ist, kommt es ab August 2022 (Woche 30) zu einem Anstieg der Kosten. Die hohen Kosten zu Beginn des Jahres 2023 sind im Wesentlichen auf die vorgezogene Beschaffung zurückzuführen, die wie schon erwähnt im Herbst erfolgte und zu den damaligen Kosten abgewickelt wurde. Die Gesamtkosten für die Beschaffung von SRL+ beliefen sich auf 121.6 Millionen CHF, wovon 85 %, d. h. 103.2 Millionen CHF, für die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 1 bis 22 ausgegeben wurden.

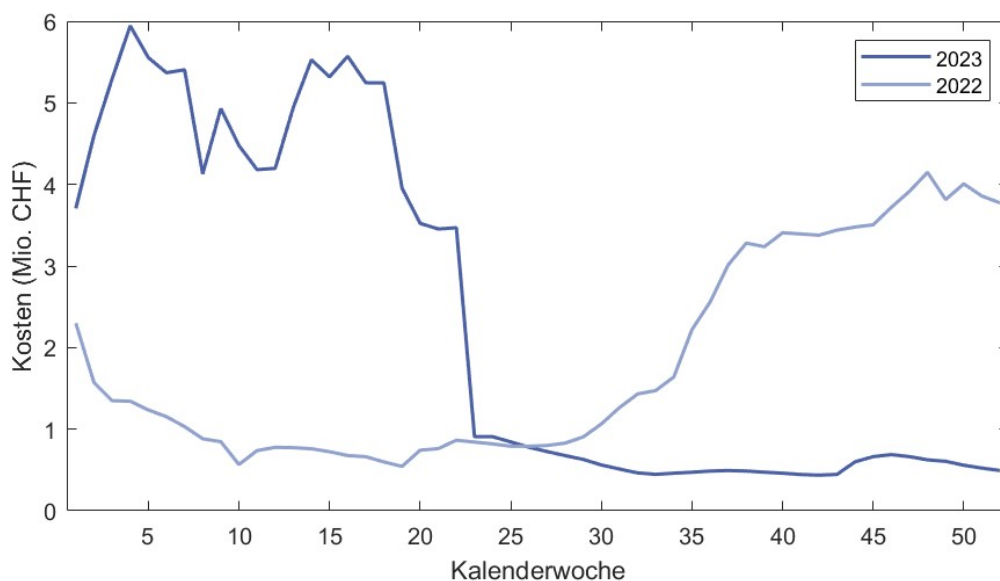


Abbildung 7: Positive SRL Kosten nach Kalenderwoche 2022 und 2023.

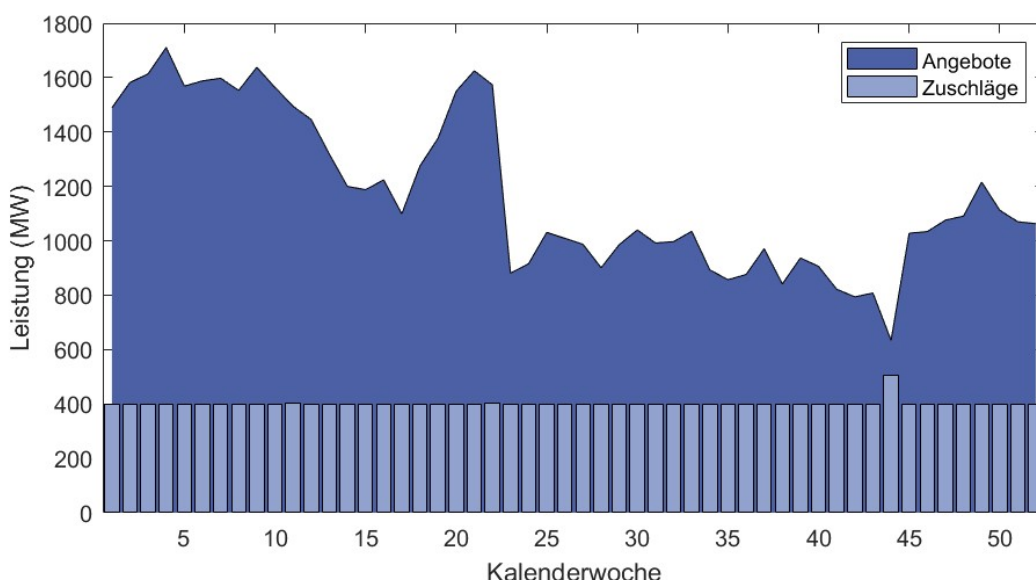


Abbildung 8: Negative SRL Volumen nach Kalenderwoche 2023. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 1 bis 22 erfolgte gestaffelt im Herbst des Vorjahres.

Im Berichtsjahr sind die Kosten für SRL- massiv gestiegen auf 211.5 Mio. CHF (Vorjahreswert 202.5 Mio. CHF). Abbildung 7 zeigt die Kosten und durch den Vergleich mit den Vorjahreswerten lassen sich die zusätzlichen Kosten vor allem ab August 2022 in der zweiten Jahreshälfte 2022 und in der ersten Jahreshälfte 2023 verzeichnen. Im Vergleich zu SRL+ ist der Kostenanstieg in negativer Richtung noch stärker ausgeprägt. Der Jahresverlauf in Abbildung 9 zeigt, dass der Höchstwert 2022 Ende Oktober erreicht wird, mit einer anschliessenden Trendumkehr. Die im Herbst 2022 für die kritischen Winterwochen 2023 beschafften Mengen wurden zu hohen Preisen (siehe damaligen Grosshandelspreise) beschafft, was teilweise für die hohen Kosten von 2023 in Abb. 9 mitverantwortlich war. Es ist festzustellen, dass die Kosten für die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 1 bis 22 bei 175.5 Millionen CHF lagen, was 83 % der jährlichen Kosten entspricht. Darüber hinaus wird auch die Wasserkraftreserve im Herbst des Vorjahres beschafft, eine weitere Massnahme, die sich auf die Bewirtschaftung der Speicherwassermengen auswirkte.

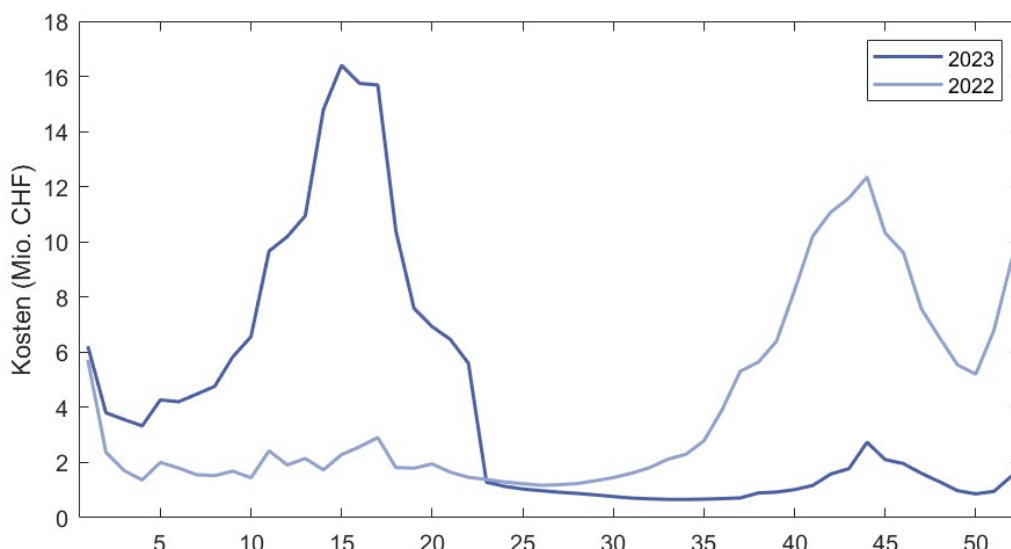


Abbildung 9: Negative SRL Kosten nach Kalenderwoche.

Diese Einflüsse sind durch einen stärkeren Anstieg der wöchentlichen Produkte in negativer Richtung gegenüber denen in positiver Richtung bestätigt. Was kurzfristig zu höheren Beschaffungskosten führt, spiegelt sich theoretisch längerfristig in einer höheren Attraktivität dieser Märkte wider, insbesondere wenn das Preissignal längerfristig auf einem ähnlich hohen Niveau bleiben sollte.

Ab Woche 22 wurde SRL wieder in der regulären Beschaffung eingekauft, d. h. in der Vorwoche, mit signifikant niedrigeren Kosten, was ebenfalls Kraftwerkskapazitäten in den kritischen Winterwochen bindet und zu einer geringeren Liquidität in den SDL-Auktionen führt.

Ende Jahr sind die Produkte in negativer Richtung in der Regel durch Sondereffekte im Zusammenhang mit den Weihnachtswochen gekennzeichnet.

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 auf der Grundlage der Neueinschätzung des internationalen Bedarfs angepasst. Dabei wurde die positive tertiäre Leistungsvorhaltung um 23 MW und die negative um 7 MW reduziert (TRL+ 481 MW, TRL-, 507 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 zum Teil viel höhere Kosten zu verzeichnen als in der zweiten Jahreshälfte wann die Beruhigung auf den Grosshandelsmärkte sich vollumfänglich zeigen konnte. Diese sind in Abb. 11. Gezeigt. Wie in den vorherigen Abschnitten spielten in der ersten Jahreshälfte die Kosten der vorgezogenen Beschaffung (29.0 Mio. CHF, oder 78% der Jahreskosten) eine überwiegende Rolle. Die Gesamtkosten für die Beschaffung von TRL+ belaufen sich auf 37.1 Mio. CHF. Gegenüber das Vorjahr 2022 erhöhten sich die TRL+ Kosten um 4.6%.

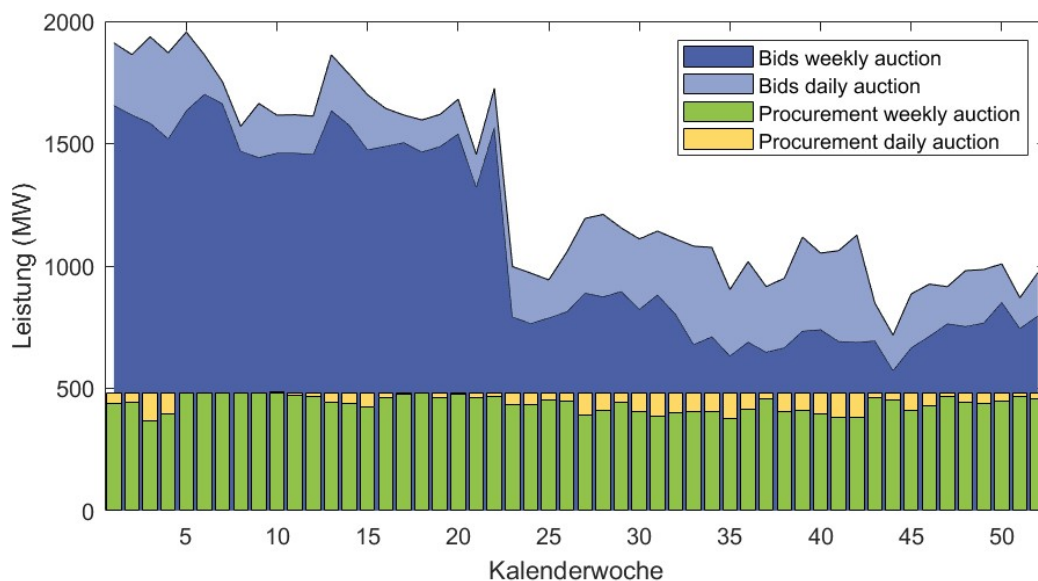


Abbildung 10: Volumen TRL+ 2023. Angebotene und beschaffte Mengen, aufgeteilt in wöchentliche und tägliche Produkte. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 1 bis 22 erfolgte im Vorjahr gestaffelt.

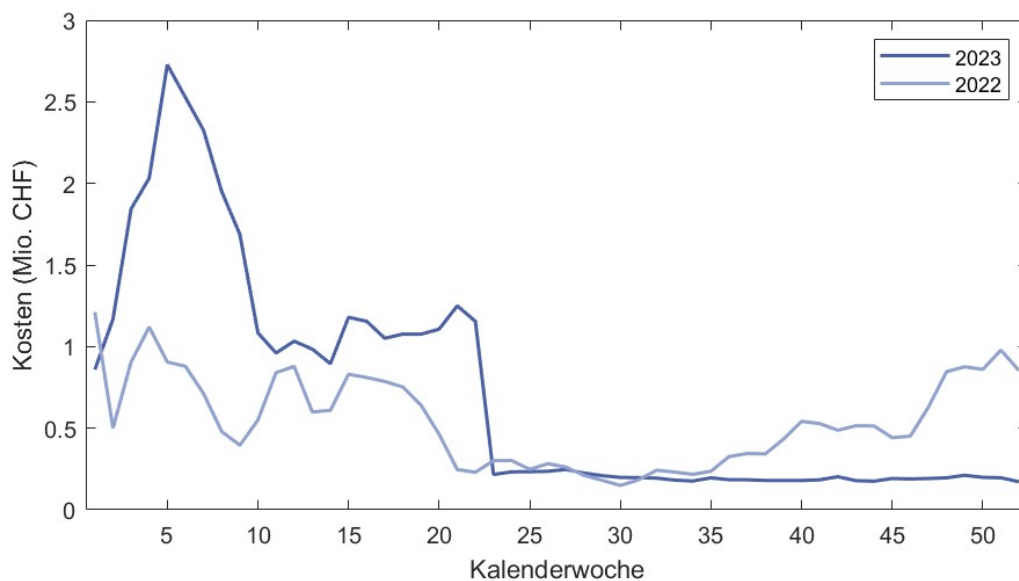


Abbildung 11: Kosten TRL+ Wochenprodukt.

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 Woche 44 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.

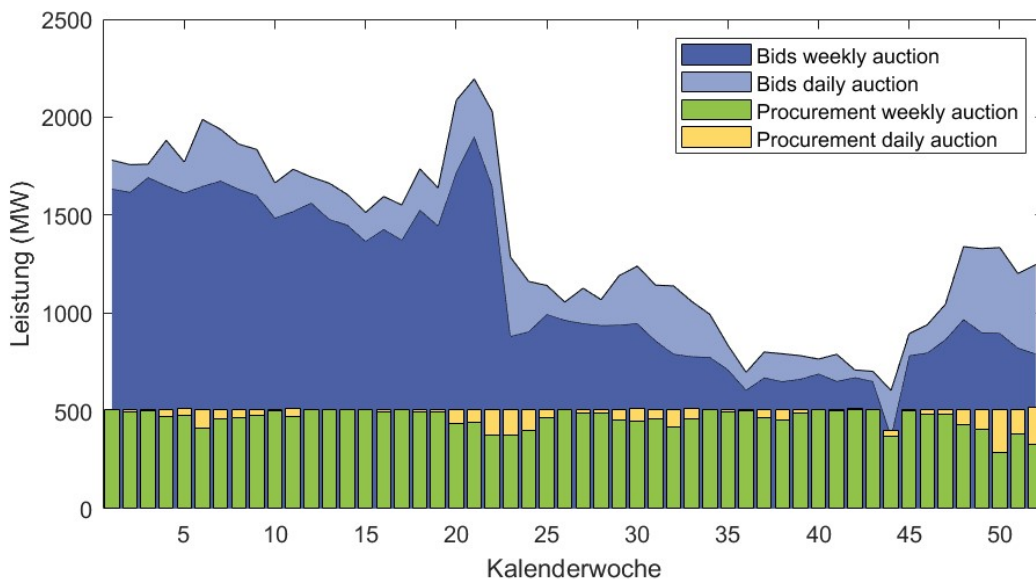


Abbildung 12: Negative TRL Volumen nach Kalenderwoche. Angebotene und beschaffte Mengen, aufgeteilt in wöchentliche und tägliche Produkte. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 1 bis 22 erfolgte im Vorjahr gestaffelt.

Die Auswirkungen auf die in Abbildung 13 dargestellten Kosten unterliegen ähnlichen Mechanismen, die im vorherigen Abschnitt über den SRL- Markt beschrieben wurden. Weiterhin wirkten sich die Bewirtschaftung der Speicherreserven in Zusammenhang mit den Wintermassnahmen auf die Kosten der ersten Jahreshälfte 2023 aus. Danach, also ab Woche 22, beruhigte sich ebenfalls die Marktsituation für negative TRL.

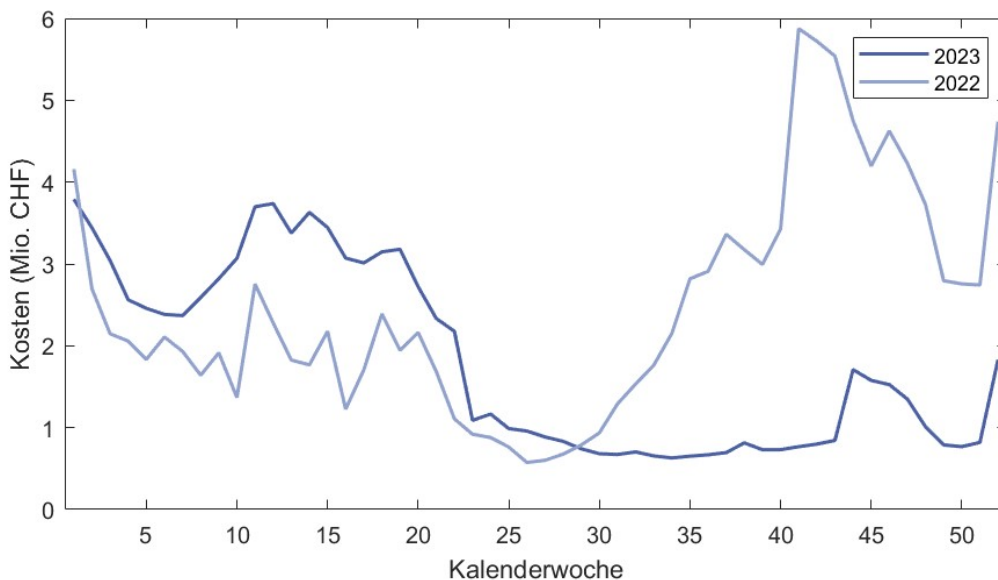


Abbildung 13: Kosten TRL- Wochenprodukt.

2.5 Kostenentwicklung Regelleistung 2009 bis 2022

Im Jahr 2020 erreichten die Kosten für die Erbringung von Dienstleistungen ein Minimum von 49.4 Millionen CHF, während die Kosten für 2022 mit 497.7 Millionen CHF fast zehnmal höher waren. Im Jahr

2023 sanken die Kosten auf 471.3 Millionen CHF, was einem Rückgang von 4.2 % entspricht. Die Kosten der vorgezogenen Beschaffung wurden durch die Einführung einer deutlich längeren Vorlaufzeit und Menge im Jahr 2022 und im Jahr 2023 durch den ungünstigen Beschaffungszeitpunkt im Herbst 2022 beeinflusst. Diese beliefen sich im Berichtsjahr auf 361 Millionen Franken, was 76.6 % der jährlichen Gesamtkosten entspricht. Wie in den vorherigen Abschnitten produktspezifisch analysiert, ist der Rückgang der Kosten für die ordentliche Beschaffung in erster Linie auf die Preisbewegungen auf dem Grosshandelsmarkt zurückzuführen. Die Marktentspannung, die im letzten Monat des Jahres 2022 einsetzte, wirkte sich auch auf die SDL-Märkte aus und führte zu einem Abwärtstrend des Preisniveaus, insbesondere bei Produkten in negativer Richtung (SRL- und TRL-).

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.

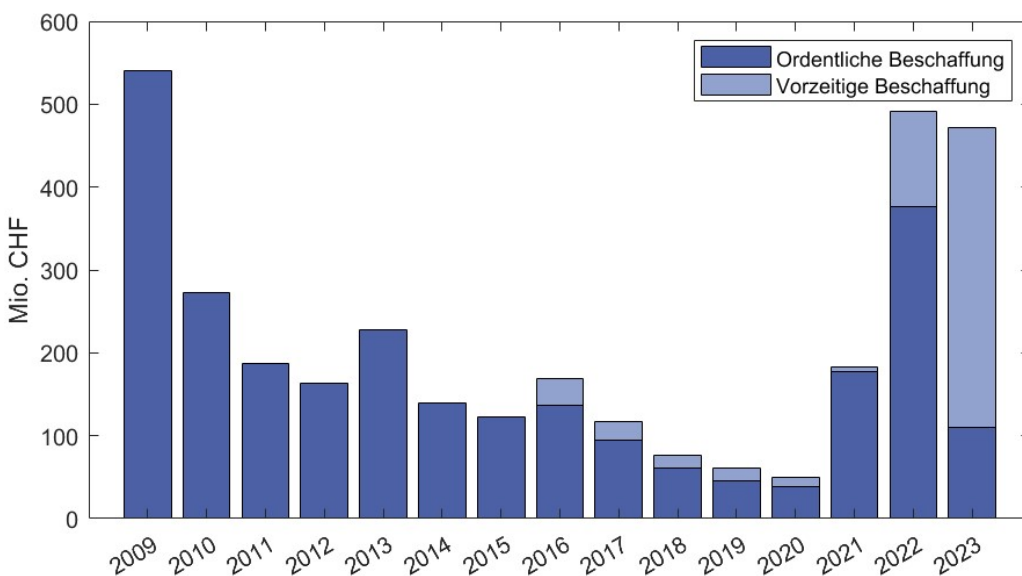


Abbildung 14: Einzeljahresresultate seit 2009.

Nur 76.5 Millionen CHF oder rund 16 % der jährlichen Kosten im Jahr 2023 fielen in der zweiten Jahreshälfte an. Ein weiterer klarer Vergleich lässt sich anstellen, indem die durchschnittlichen Kosten des ersten Halbjahres (65.8 Mio. CHF/Monat) mit den durchschnittlichen Kosten des zweiten Halbjahres (12.7 Mio. CHF/Monat) verglichen werden. Der im zweiten Halbjahr 2023 beobachtete Trend zu einer weiteren Stabilisierung der Kosten dürfte sich 2024 fortsetzen.

Die Bewirtschaftung der Schweizer Speicherseen, die eine zentrale Rolle in den SDL-Märkten spielen, wird auch im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und Massnahmen zur Überbrückung der kritischeren Wintermonate diskutiert. Hierbei sind zwei Hauptelemente zu berücksichtigen, nämlich die geordnete und jährlich zu beschaffende Wasserkraftreserve und die im Vergleich zu den Vorjahren verstärkte frühzeitige Beschaffung von Regelleistung. Diese Elemente wirken sich auf alle Wochenprodukte (SRL+, SRL-, TRL+ und TRL-) aus, zusammen mit dem Einfluss der Marktbedingungen und unvorhersehbaren Wetterbedingungen und hydrologischen Zuflüssen, die durch Schneeschmelze oder Niederschläge in den Stauseen entstehen.

Abgesehen von kurzfristigen Ereignissen, die die einzelnen Jahresergebnisse beeinflussen können (z.B. angespannte Winter/Frühjahrssituationen in 2013 und 2016), wird das Jahr 2022 als Krisenjahr in die Geschichte der Strommärkte eingehen. Die Auswirkungen auf die Kosten im Jahr 2023 sind an das Ausmass des hellblauen Balkens in Abb. 14 zu erkennen. Diese Kosten sind im Herbst 2022 angefallen, müssen aber korrekt im Jahr 2023 verbucht werden, da die reservierte Leistung für das Jahr 2023 gilt. Nachfolgende Abbildung 15 und Abbildung 16 zeigen die Aufteilung der Gesamtkosten auf die

verschiedenen Produkte der Regelleistung. Darin sind die Kosten der vorgezogenen Beschaffung direkt in den jeweiligen SRL und TRL Werte enthalten.

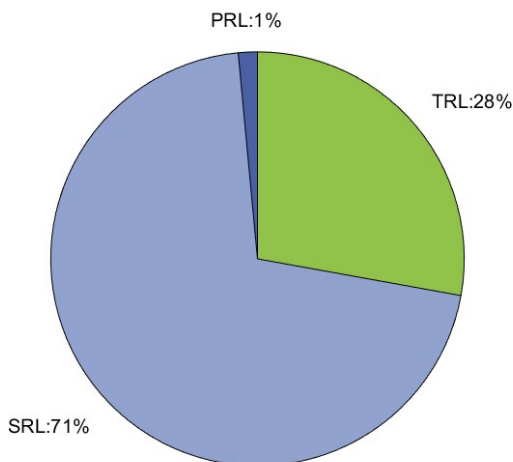


Abbildung 15: Aufteilung der Kosten für das Jahr 2023 in PRL, SRL und TRL.

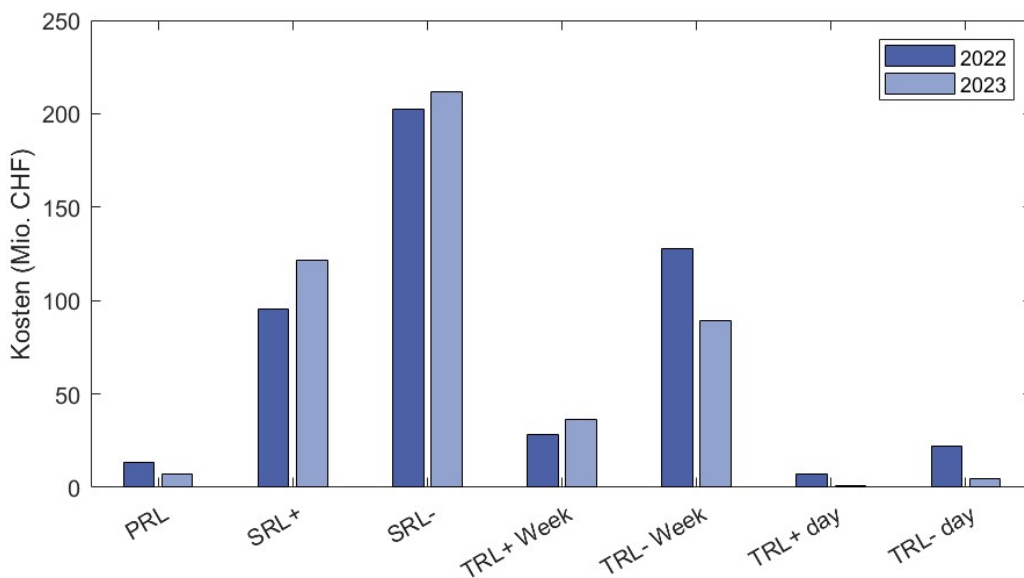


Abbildung 16: Aufteilung der Kosten für das Jahr 2022 und 2023 in einzelne Produkte.

Der Vergleich mit dem Vorjahr in Abbildung 16 zeigt, dass die Kosten für SRL und das positive TRL Wochenprodukt leicht gestiegen sind, während für die andere Produkte eine Kostensenkung beobachtet wurde. Ein weiterer Vergleich kann zusammen mit der Mengenanalyse durchgeführt werden, da für jedes Produkt unterschiedliche Mengen beschafft werden. Um die Kosten zwischen Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung zu vergleichen, wird der Kostenvergleich pro MW in Abbildung 17 an. Für die Tagesprodukte bei der Tertiärregelleistung wurde das Jahresmittel aufgrund der 4-Stunden-Angebotsblöcke gebildet. Dies ermöglicht eine direkte Gegenüberstellung der jeweiligen Kosten in der gewählten Einheit Franken pro MW.

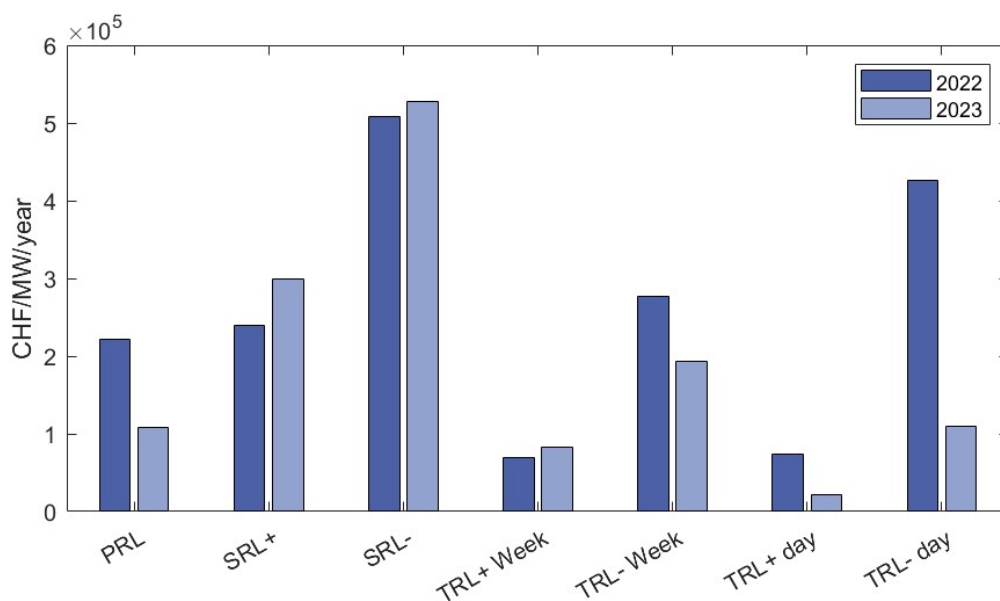


Abbildung 17: Kosten pro MW der Regelleistungsprodukte 2022 und 2023.

Mit rund 527'000 Franken pro MW und Jahr ist das Tagesprodukt der negativen Sekundärregelleistung auch für 2023 der teuerste Produkt. Die positive Sekundärregelleistung folgt mit 299'000 Franken pro MW. Bei den jeweiligen Tertiärregelprodukten ist – wie bei der Sekundärregelleistung – ein deutlicher Unterschied zwischen positiver und negativer Regelleistung zu beobachten. Die Produkte in negativer Richtung sind im Jahr 2023 wie auch im vorangegangenen Jahr 2022 teurer. Die mengenbereinigte Betrachtung zeigt, dass die positive Tertiärregelleistung das günstigste Produkt ist, gefolgt von der Primärregelung.

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 marktbasierteren Verfahren abgerufen werden können. Die Analysen der Regelenergiepreise im Jahr 2023 und die langfristigen Entwicklungen werden im folgenden Kapitel vorgestellt.

3 Regelenergie

Im folgenden Kapitel werden die abgerufenen Mengen und Kosten der Regelenergie für 2023 dargestellt. Die Entwicklung der Mengen und Kosten wird im Vergleich mit den Ergebnissen aus dem Vorjahr 2022, sowie aus den langfristigen abgerufenen Mengen und Kosten seit 2014 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 Sekundärregelenergie ersetzt seit Juni 2022 eine gebotsbasierte Energievergütung die vorherige indexierte Vergütung. Wie bei der Tertiärregelenergie ermöglicht diese Änderung der SDV die Abgabe von Geboten für positive und negative Sekundärregelenergie, 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 Sekundärregelenergie (aFRR) in ganz Europa ([PICASSO \(entsoe.eu\)](https://entsoe.eu)). Obwohl die Schweiz technisch für den Anschluss an die zentrale EU-Plattform bereit ist, ist dieser Anschluss prinzipiell nicht möglich, solange eine formelle Zusammenarbeit mit der EU, z.B. durch ein Stromabkommen, besteht. Diese Bemerkung gilt nicht nur für die PICASSO-Plattform, sondern auch für MARI. Für TERRE hingegen ist die Teilnahme Gegenstand eines anhängigen Gerichtsverfahrens. Picasso ist ein marktbasierendes System, bei dem neben den mit der Leistungsvorhaltung verbundenen Energiemengen (SRL) 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 wird. Die Auswirkungen des erwarteten niedrigeren Preisniveaus und vor allem der erhöhten Liquidität des SRE-Marktes sind noch nicht zu beobachten. Die EICom prüft derzeit die Effizienz der SRE Marktergebnisse im Hinblick auf die seit der PICASSO-Einführung realisierten Preisniveaus und Mengen.

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-Liste, mit den höchsten Geboten welche sich auf den 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. Der Trend geht in eine positive Richtung mit einer Verringerung der Preise. Die Preisniveaus für Gebote bis ca. 200 MW (und 150 MW für SRE) zeigen ein ähnliches Verhalten wie die Spotpreise, jedoch mit einigen sehr hohen Auf- und Abschlägen. Im Vergleich zu SPOT belaufen sich diese Auf- und Abschläge auf ca. 200 EUR/MWh. Die Gebotskurve für die höheren Volumina steigt exponentiell an, wobei die Preise bis zu den oben genannten Caps von +/-15'000 EUR/MWh steigen.

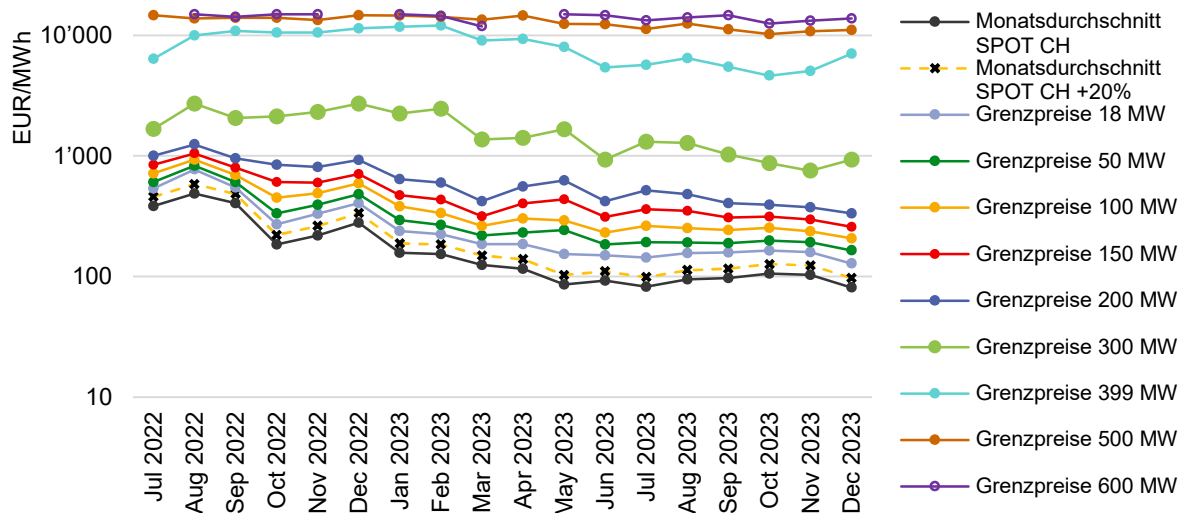


Abbildung 18: Grenzpreise der SRE+ Gebote. Die vertikale Achse ist logarithmisch dargestellt

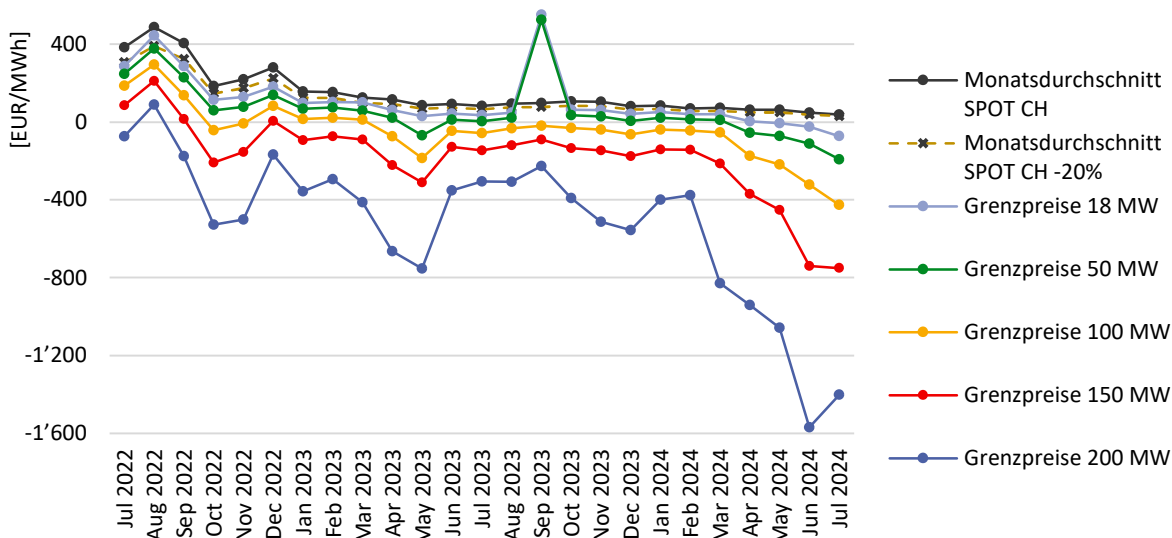


Abbildung 19: Grenzpreise der SRE- Gebote. Aus Darstellungsgründe sind nur die ersten 200 MW dargestellt.

Die Plattform MARI (schnelle Tertiärregelung, mFRR) wurde im August 2022 eingeführt und ermöglicht ebenfalls die Bereitstellung von reinen Energieprodukten mit einer Lieferfrist von 15 Minuten. Diese Plattform bietet auf nationaler Ebene eine zusätzliche Vermarktungsmöglichkeit für Regelenergieprodukte zusätzlich zu den weiterhin bestehenden tertiären Regelenergieprodukten.

3.1 Berichtsjahr 2023

3.1.1 Abgerufene Regelenergie

Im Berichtsjahr wurden rund 343 Gigawattstunden (2022: 361 GWh) Sekundärregelenergie (positiv und negativ) und rund 656 Gigawattstunden (2022: 492 GWh) Tertiärregelenergie (positiv und negativ) abgerufen. Abbildung zeigt die monatliche Verteilung der Abrufe. Im April 2023 wurde der Höchstwert der Abrufe in positiver Richtung (SRE+ und TRE+) von 69 GWh erreicht. Die grössten monatlichen Mengen in negativer Richtung (SRE- und TRE-) wurden im März und April mit Mengen von rund 60 GWh pro Monat abgerufen.

		2023	2022	Veränderung
SRE +				
Abgerufene Menge	GWh	170	203	-16.3%
SRE -				
Abgerufene Menge	GWh	173	158	+9.5%
TRE +				
Abgerufene Menge	GWh	309	231	+33.8%
TRE -				
Abgerufene Menge	GWh	347	261	+33.0%

Tabelle 4: Abgerufene Regelenergie 2023 und Vorjahr.

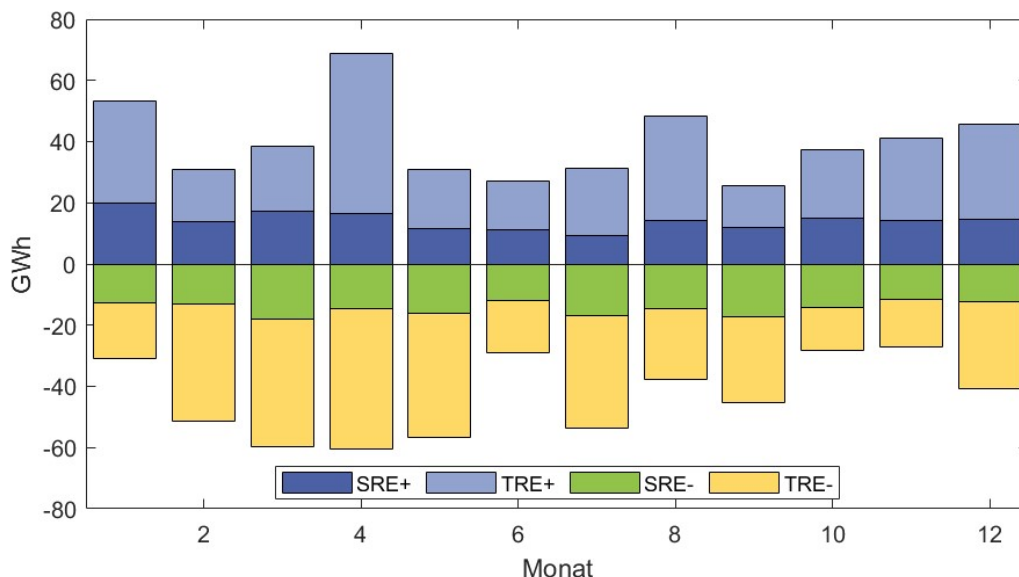


Abbildung 20: Mengen SRE und TRE nach Lieferrichtung und Monat für das Jahr 2023.

3.1.2 Kosten Regelenergie

Die Gesamtkosten für Regelenergie belaufen sich im Berichtsjahr 2023 auf 86.2 Mio. Euro gegenüber 107.1 Mio. Euro im Vorjahr (-19.5%). Auf die Sekundärregelenergie entfallen 48.0 Mio. Euro (Vorjahr 66.9 Mio. Euro, -28.2%) und 38.2 Mio. Euro und auf die Tertiärregelenergie 28.2 Mio. Euro (Vorjahr 40.2 Mio. Euro, -5.0%). 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. So lag beispielsweise im Juli 2023 der Durchschnittspreis für TRE- bei 52.3 EUR/MWh, während im Februar 2023 der Durchschnittspreis für dasselbe Produkt bei -126.1 EUR/MWh lag. Negative Preise bedeuten Einnahmen für Swissgrid. Die folgende Tabelle zeigt die jährlichen Gesamtwerte. Die negativen SRE-Kosten zeigen mit einem Plus von 126,7 % im Vergleich zum Vorjahr einen überdurchschnittlichen Anstieg. Andererseits sind die Preise für die positive Richtung im Berichtsjahr gesunken, allerdings in geringerem Umfang (SRE+: -52,5 % und TRE+: -17,5 %).

		2023	2022	Veränderung
SRE +				
Regelenergiekosten	Mio. Euro	42.1	88.7	-52.5%
SRE -				
Regelenergiekosten	Mio. Euro	5.9	-21.9	+126.7% ⁴
TRE +				
Regelenergiekosten	Mio. Euro	51.7	62.7	-17.5%
TRE -				
Regelenergiekosten	Mio. Euro	-13.5	-22.5	+40%

Tabelle 5: Absolute Kosten für Regelenergie 2023 und Vergleich mit dem Vorjahr. Positive Beträge sind Kosten, während negative Beträge Einnahmen für Swissgrid bedeuten.

⁴ Aufgrund des Vorzeichenwechsels ist die prozentuale Veränderung für SRE- weniger aussagekräftig.

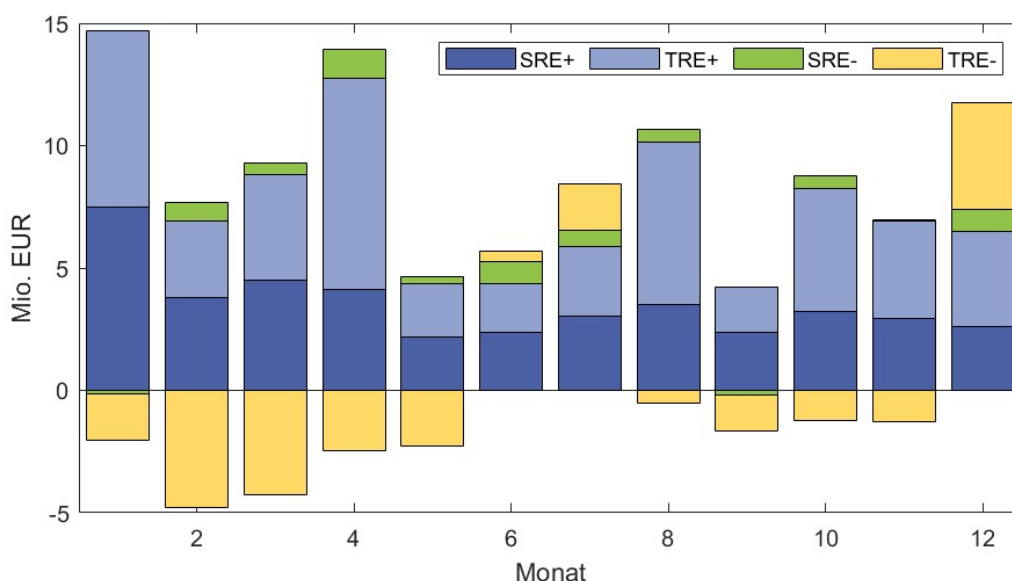


Abbildung 21: Kosten SRE und TRE nach Lieferrichtung 2023.

Noch vertieft zu klären ist ausserdem, inwiefern die geänderten Regeln für das Marktdesign das Verhalten der Akteure sowie die Liquidität und den Wettbewerb beeinflussen – die EICom hat hierzu bereits eine Reihe von Analysen eingeleitet

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». Im Berichtsjahr ist der serbische TSO EMS der Plattform beigetreten. 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 2023 wurden dank der internationalen Zusammenarbeit bei der IGCC allein in der Schweiz 423.3 GWh eingespart, was einem monetären Wert von 25.1 Millionen Euro entspricht. Der Durchschnittspreis beträgt demnach 59.5 Euro/MWh. Ein Ausschluss aus der Kooperation würde bedeuten, dass die Schweiz diese Mengen mit eigenen inländischen Regelernergieprodukten abdecken müsste 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 18 dargestellt.

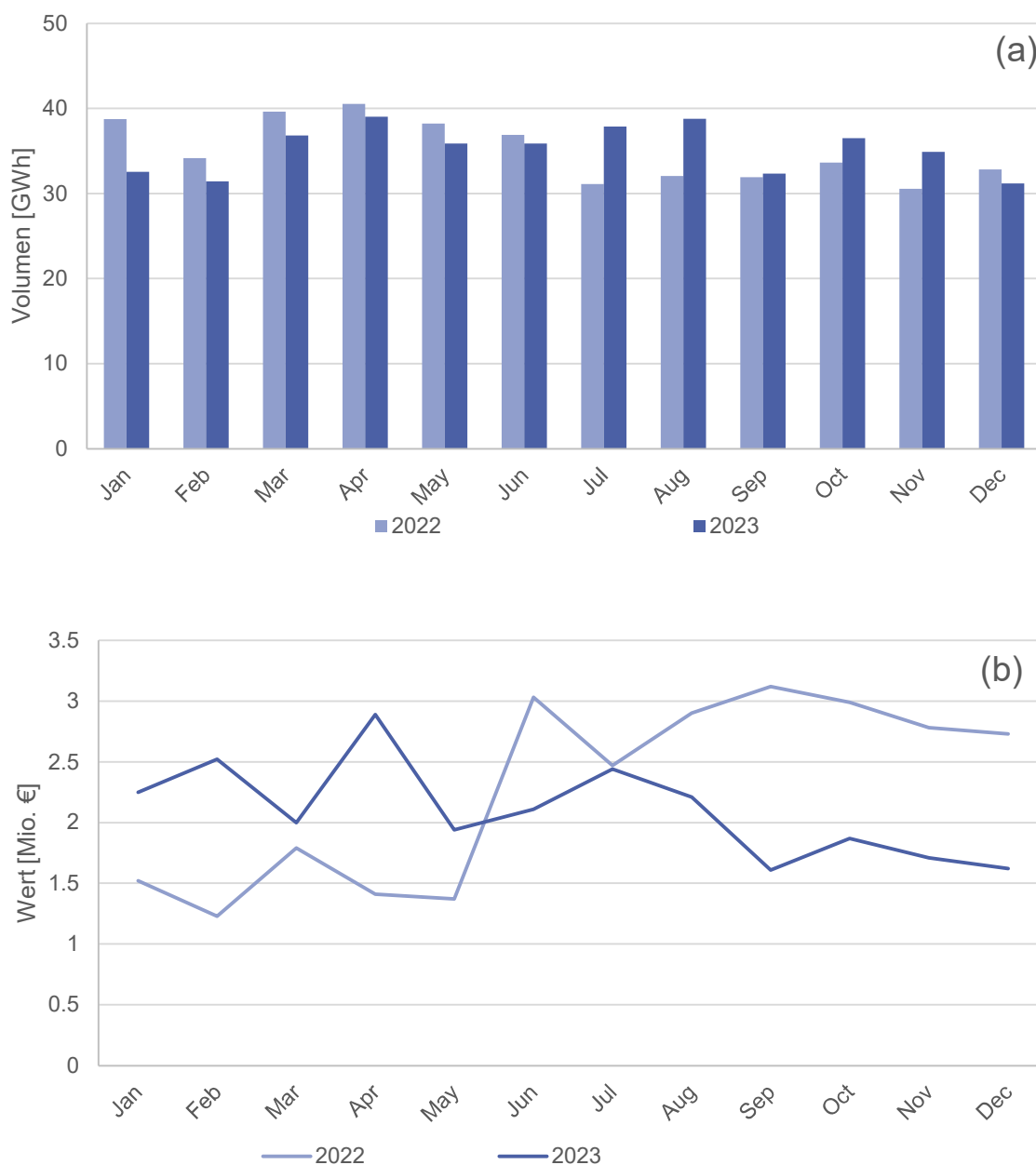


Abbildung 18: Volumen (a) und Monetäre Wert (b) von «Netted imbalances» im Jahr 2023 und 2022⁵.

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 2023. Von 2019 bis 2021 wurde ein Anstieg der Mengen beobachtet welcher sich in 2023 noch weiter erweitert hat getrieben von TRE. Im Jahr 2023 stieg der Gesamtwert um 17.1% auf 999 GWh gegenüber dem Vorjahr (853 GWh).

⁵ Quelle: IGCC Report on Social Welfare

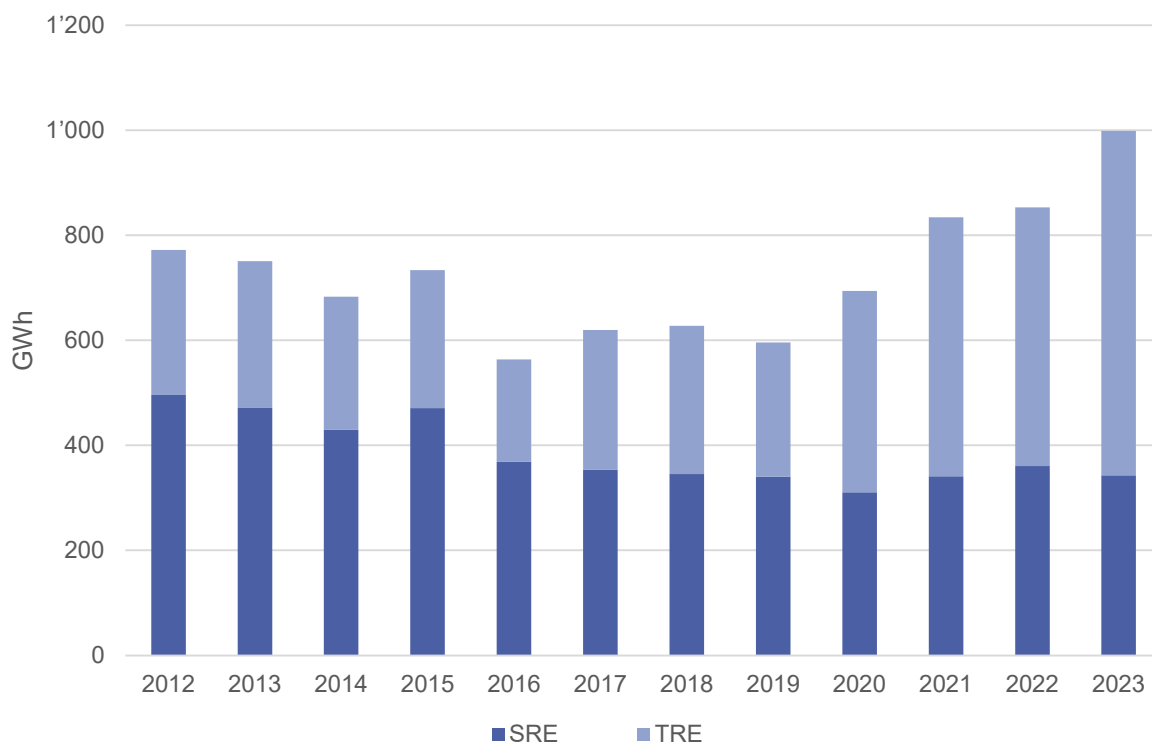


Abbildung 23: Menge SRE und TRE von 2012 bis 2023.

Die Aufteilung nach Produkt ist in Tabelle 4 oben 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 2023 mit den historischen Werten vergleichbar ist. Andererseits hat sich der Trend zu einer erhöhten Nachfrage nach TRE (sowohl positiv als auch negativ) im Jahr 2023 verstärkt. Die erhöhte Nachfrage nach tertiärer Regelenergie sollte im Rahmen einer Gesamtkostenoptimierung als positiv angesehen werden. 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.

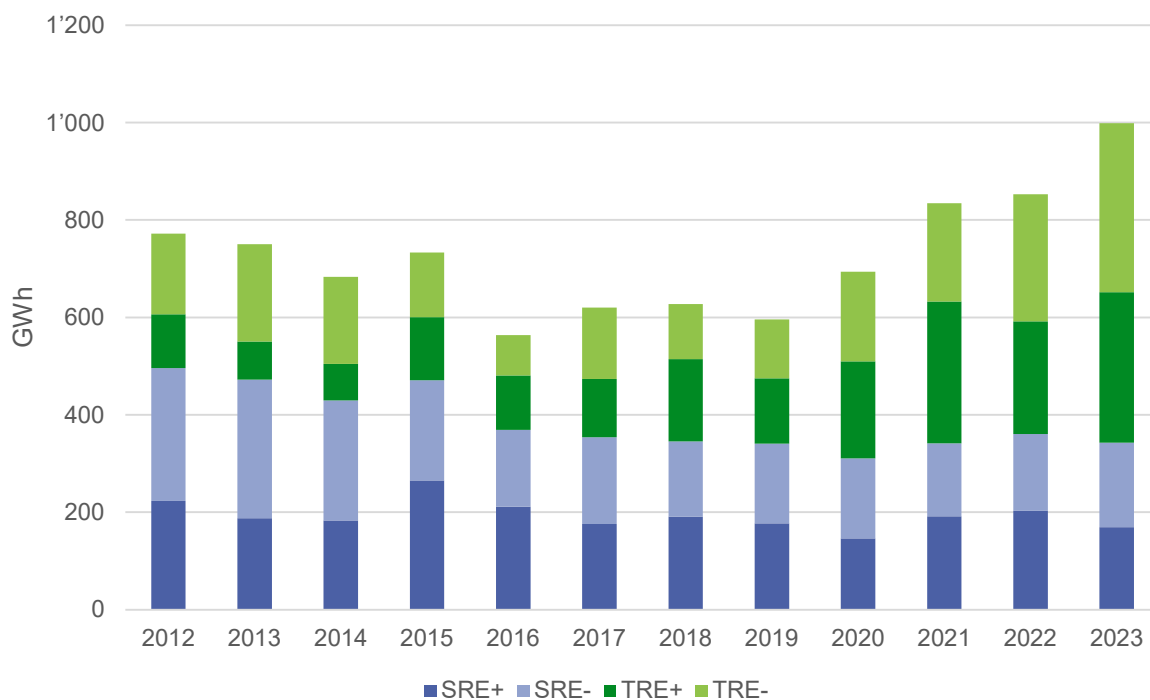


Abbildung 19: Menge Regelenergie nach Produkt 2012 bis 2023.

3.2.2 Kosten Regelenergie

Abbildung 25 zeigt eine Übersicht über die Nettokosten der Regelenergie zwischen 2012 und 2023. Der exponentielle Anstieg im Jahr 2022 (107.1 Mio. EUR) ist deutlich sichtbar, während die Gesamtkosten im Jahr 2023 auf 86.2 Mio. EUR gesunken sind. Historisch betrachtet bleiben die Kosten auf einem hohen Niveau. Während im Rekordjahr 2022 die höchsten Kosten für jedes Produkt (SRE+, SRE-, TRE+, TRE-) seit der Einführung des SDL-Marktes verzeichnet wurden, verzeichneten alle Produkte im Jahr 2023 die zweithöchsten Kosten. Zum Vergleich: Im Monat Januar 2023 wurden Kosten in Höhe von 12.3 Millionen Euro verzeichnet, was in günstigen Jahren in etwa den Kosten eines halben Jahres entspricht.

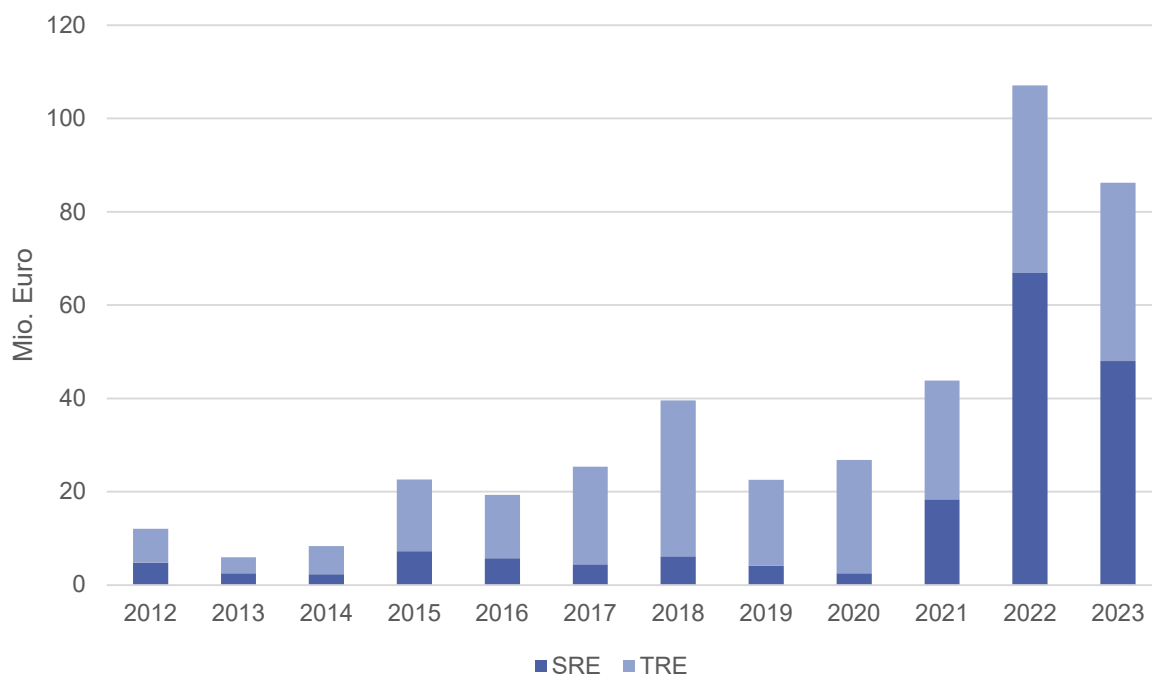


Abbildung 20: Nettokosten SRE und TRE 2012 bis 2023.

Wie aus den dargelegten Analysen hervorgeht, ist die Gesamtmenge der abgerufenen Regelenergie zwischen 2022 und 2023 gestiegen, während die Kosten leicht gesunken sind. 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 korrekte Bewertung vornehmen zu können. Dies wird im nächsten Absatz in Detail dargestellt.

Abbildung 21 zeigt zuerst eine detailliertere Darstellung der absoluten Kosten mit der Aufteilung in positive und negative Kosten für jedes Produkt.

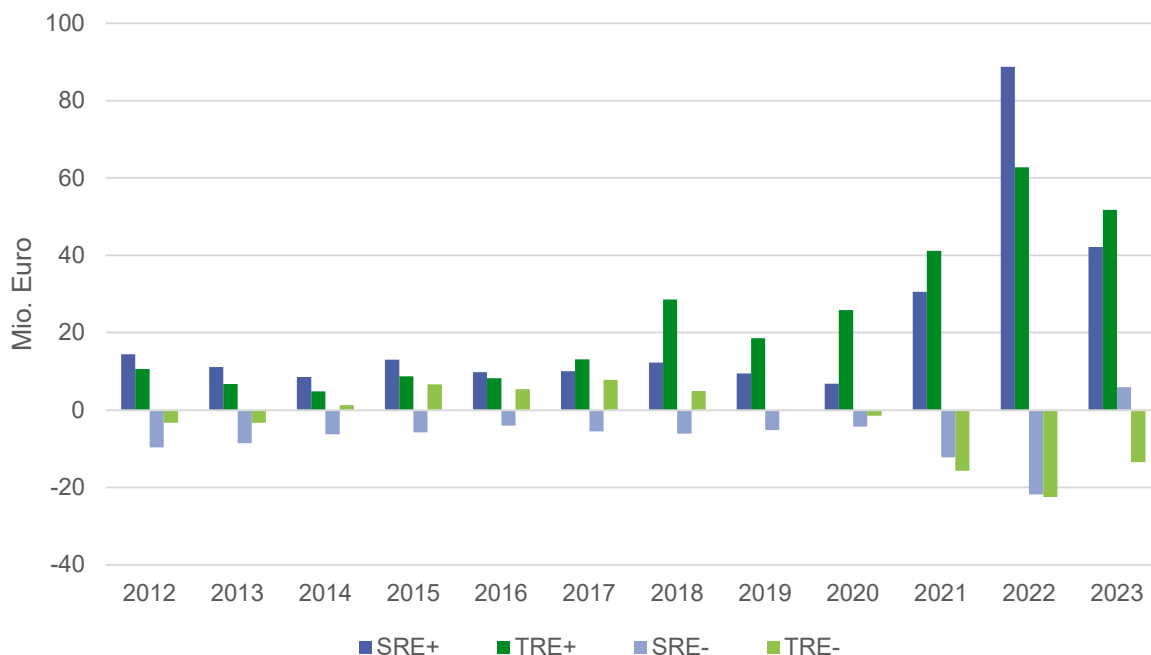


Abbildung 21: Absolute Kosten SRE und TRE nach Produkt 2012 bis 2023.

Der Rückgang der Kosten im Jahr 2023 verbessert die langfristige Betrachtung der Situation, die durch einen starken Anstieg der Kosten im Jahr 2022 und auch einen Anstieg im Jahr 2021 gekennzeichnet ist. Das aktuelle Kostenniveau muss nach wie vor als sehr hoch angesehen werden, vor allem für die Produkte in negativer Richtung.

Wie bei den Leistungsvorhaltung, zeigt eine Gesamtkostenbetrachtung aufgrund von Unterschieden im Abrufvolumen nicht das ganze Bild. Daher zeigt Abbildung 27 die durchschnittlichen Kosten pro abgerufener 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 das Niveau von 2018. Die Kosten für negative Tertiärregelenergie waren 2022 mit -86.15 EUR/MWh am niedrigsten und stiegen 2023 auf -38.84 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 248.53 Euro/MWh (437.13 Euro/MWh im Vorjahr) am stärksten gefallen, während SRE- auf 33.77 Euro/MWh gestiegen ist (Vorjahr -138.62 Euro/MWh).

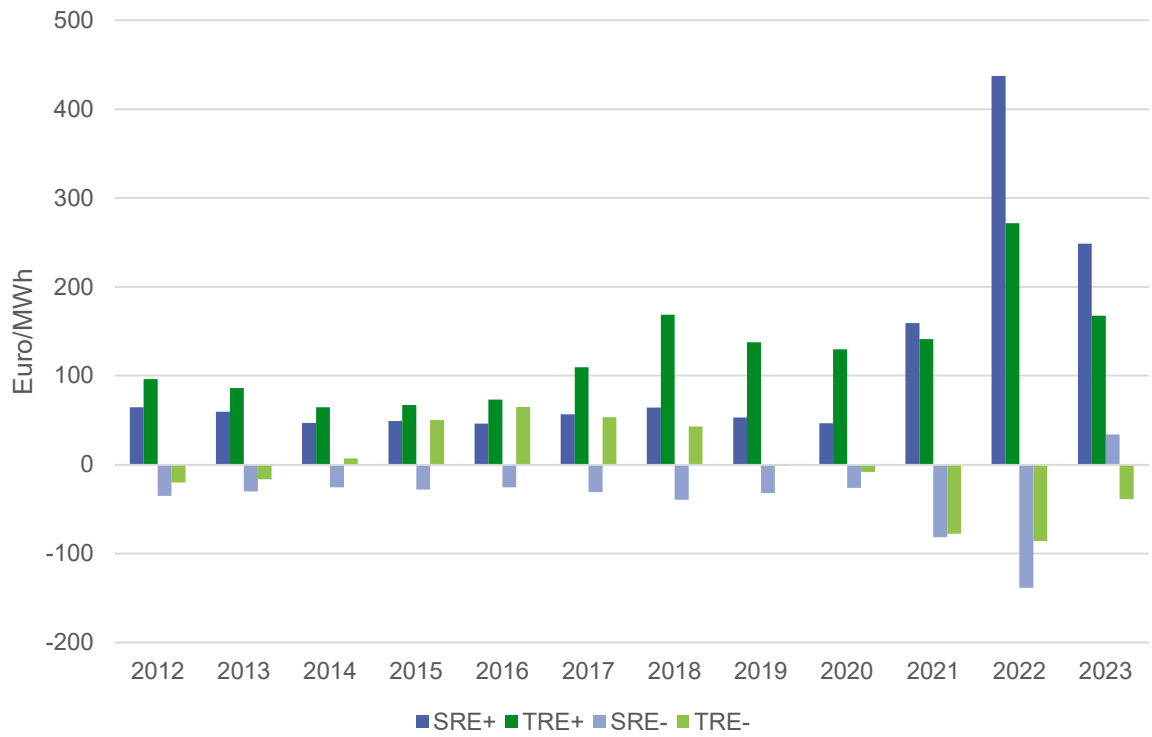


Abbildung 22: Kosten pro MWh SRE und TRE nach Produkt 2012 bis 2023.

4 Fazit

Der Bericht Regelleistung und Regelernergie 2023 gibt einen Überblick über die Funktionsweise, die Mengen und die Kosten der Regelleistung und Regelernergie, die für die Schweizer Regelzone verwendet werden. Der diesjährige Bericht widmet dem Trend der Unausgeglichenheiten in der Regelzone, die die zugrunde liegenden Ursachen für die abgerufenen Mengen darstellen, einen neuen Abschnitt 1.4.

Nach dem Höchststand im Jahr 2022 fielen die Preise für Regelleistung in der zweiten Hälfte des Berichtsjahres wieder auf das Vorkrisenniveau. Die Kosten in der ersten Jahreshälfte wurden hauptsächlich durch die vorgezogene Beschaffung im Herbst des Vorjahres verursacht und beeinflussten daher massgeblich die Gesamtkosten im Jahr 2023. Tatsächlich führten die hohen Kosten der vorgezogenen Beschaffung zu Gesamtkosten von 471.3 Millionen CHF, die im Vergleich zum Vorjahr nur um 4.2 % niedriger ausfielen. Wenn sich der Trend der zweiten Jahreshälfte 2023 im Jahr 2024 fortsetzt, werden die Kosten voraussichtlich deutlich niedriger ausfallen.

Auf der Seite der Regelernergie zeigen die Durchschnittspreise für Sekundär- und Tertiärregelernergie, dass die Kosten im Jahr 2023 auf einem hohen Niveau geblieben sind. Wichtige Treiber dafür dürften nicht zuletzt höhere Unausgeglichenheiten der Bilanzgruppen und der Regelzone sowie höhere Abrufmengen sein. Noch vertieft zu klären ist ausserdem, inwiefern die geänderten Regeln für das Marktdesign das Verhalten der Akteure sowie die Liquidität und den Wettbewerb beeinflussen – die EICom hat hierzu bereits eine Reihe von Analysen eingeleitet. Die Entwicklungen auf den Grosshandelsmärkten und deren Einfluss wurden in Abschnitt 1.5 und die Entwicklung der Unausgeglichenheiten in Abschnitt 1.4 beschrieben. Die vorgestellten Analysen unterstreichen die Bedeutung des Themas und die veränderte Situation auf den Regelleistungs- und Regelerenergiemärkten. Im Berichtsjahr wurden die höchsten Mengen an Regelernergie benötigt seit Einführung des SDL-Markts, um die stetig wachsende Unausgeglichenheit in der Regelzone auszugleichen. Grosse Prognosefehler der Marktteilnehmer, getrieben beispielsweise durch Änderungen der Wetterprognosen und der daraus resultierenden Änderung der erwarteten PV-Produktion, erfordern den Abruf grosser Mengen an Regelernergie und damit auch der teuersten letzten verfügbaren Reserven. Die Beschaffung zusätzlicher Reservemengen – durch Erhöhung der vorgehaltenen Regelleistung – wäre eine unvermeidbare und sehr kostspielige Massnahme, während ein verbessertes Bilanzmanagement seitens der Akteure oder ein deutlich verstärkter Markteintritt neuer Akteure wie z.B. Betreiber grosser Batteriesysteme eindeutig die bevorzugte Massnahme zur Kostensenkung wäre.

Die folgende Abbildung 23 zeigt die Gesamtkosten für Regelernergie und Regelleistung, verteilt auf die verschiedenen Produktkategorien. Diese Gesamtkosten im Jahr 2023 für Regelleistung belaufen sich auf 471.3 Millionen CHF und die Kosten für Regelernergie auf 86.2 Millionen Euro. Dabei ist zu beachten, dass die Kosten für Regelernergie 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.

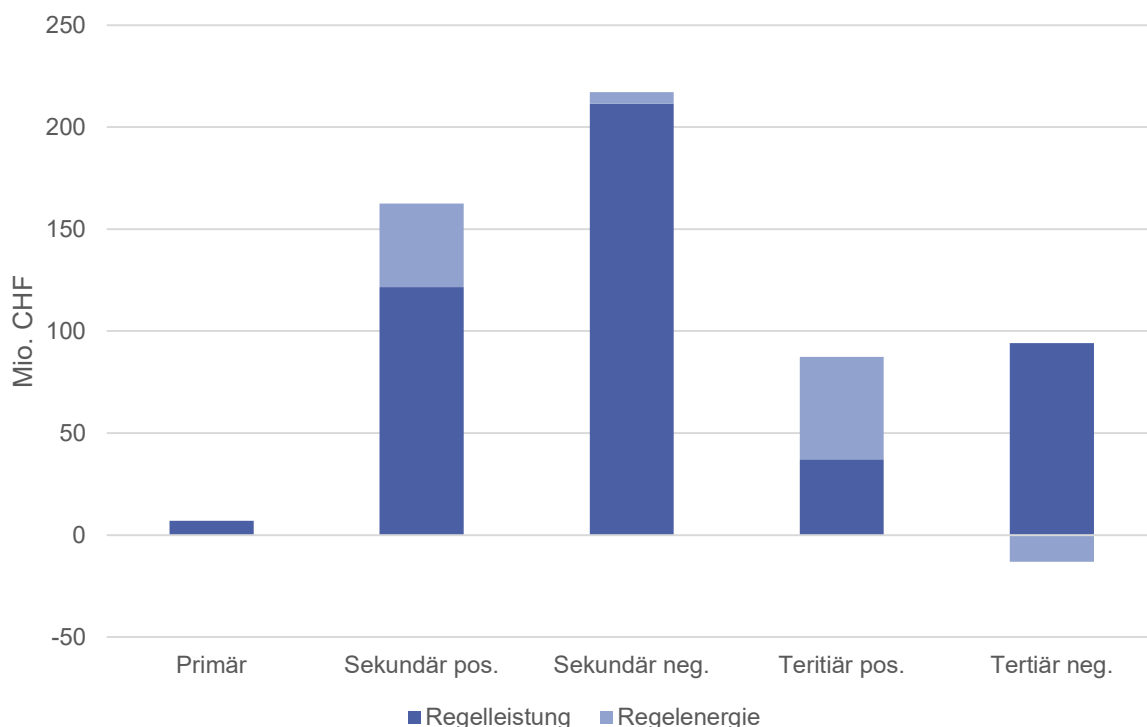


Abbildung 23: Gesamtkosten Regelenergie und -leistung 2023, Quelle: Swissgrid, Berechnung EICom

Damit die Regelenergiekosten anschaulicher werden, können die einzelnen Produkte mit dem durchschnittlichen Energiepreis verglichen werden. Der Energiepreis bietet sich an, da für die Nutzung der Regelenergie 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-Spotpreisindexes, der 2023 bei CHF 10.45 Rp./kWh lag. Die folgende Tabelle 6 zeigt zum Vergleich die Regelenergiekosten in den Jahren 2022 und 2023 sowie die absolute Veränderung in Rappen pro Kilowattstunde.

		2023	2022	Veränderung
SRE +				
Regelenergiekosten	Rp./kWh	24.2	43.62	-44.6%
SRE -				
Regelenergiekosten	Rp./kWh	32.8	-13.83	+123.7%
TRE +				
Regelenergiekosten	Rp./kWh	16.3	27.1	-39.9%
TRE -				
Regelenergiekosten	Rp./kWh	-3.8	-8.6	-56.1%

Tabelle 6: Spezifische Regelenergiekosten in CHF/MWh nach Produkt 2022 und 2023.

5 Anhang

5.1 Abkürzungsverzeichnis

AE	Ausgleichsenergie
AEPM	Ausgleichsenergiepreismechanismus
EICom	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