



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Netze und Versorgung

Bericht vom 13. April 2026

Untersuchung des Regelenergiebedarfs der Schweiz im Internationalen Vergleich

Abschlussbericht



Datum: 13.04.2026

Ort: Bern

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern, www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer/in:

DNV Energy Systems Germany GmbH

Rabinstrasse 1

53111 Bonn

Deutschland

Autor/in:

Christian Hewicker, DNV, christian.hewicker@dnv.com

Marcel Brodhof, DNV, marcl.brodhof@dnv.com

BFE:

Mohamed Benahmed, Leiter Netze und Versorgung

Karin Söderström, Stv. Leiterin Netze und Versorgung

Denis Peytregnet, Fachspezialist Netze und Versorgung

Simon Preisig, Fachspezialist Marktregulierung

Beat Goldstein, Fachspezialist Marktregulierung

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich die Autorenschaft verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Postadresse: Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern

Tel. +41 58 462 56 11 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Inhaltsverzeichnis

ZUSAMMENFASSUNG	1
RÉSUMÉ	9
1 EINLEITUNG UND AUFGABENSTELLUNG	17
2 SITUATION IN DER SCHWEIZ IM VERGLEICH MIT AUSGEWÄHLTEN EUROPÄISCHEN LÄNDERN	18
2.1 Untersuchungsrahmen	18
2.2 Regelungen zum Kraftwerkseinsatz	19
2.3 Strommix und Rolle erneuerbarer Energien	19
2.4 Bedarf an Ausgleichs- bzw. Regelenergie	22
2.5 Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise und -kosten	39
2.6 Schlussfolgerungen	45
3 BESCHREIBUNG UND BEWERTUNG MÖGLICHER EINFLUSSFAKTOREN UND MASSNAHMEN	47
3.1 Einleitung	47
3.2 Ausgleichsenergie	48
3.3 Fortentwicklung des Intraday-Marktes	62
3.4 Fortentwicklung der Märkte für Reserveleistung und -energie	75
3.5 Vergütungssysteme und Bilanzverantwortung für erneuerbare Energien	93
3.6 Weitere mögliche Ansätze zur Stärkung der Anreize für Bilanztreue	101
3.7 Andere mögliche Ansätze und Instrumente	104
3.8 Schlussfolgerungen	106
4 SCHLUSSFOLGERUNGEN UND EMPFEHLUNGEN	110
5 ANHANG A: AUSGEWÄHLTE STATISTIKEN UND DIAGRAMME	115
5.1 Monatlicher Abruf von Regelenergie in den untersuchten Ländern im Zeitraum 2018 – 2024 (absolut)	115
5.2 Monatlicher Abruf von Regelenergie in den untersuchten Ländern im Zeitraum 2018 – 2024 (in % des Monatsverbrauchs)	116
5.3 Monatliche AE (Saldo) im Vergleich mit der Erzeugung variabler EE in den untersuchten Ländern im Zeitraum 2018 – 2024 (absolut)	117
5.4 Monatliche AE (Saldo) im Vergleich mit der Erzeugung variabler EE in den untersuchten Ländern im Zeitraum 2018 – 2024 (relativ zum Monatsverbrauch)	118
6 ANHANG B: QUANTITATIVE DATEN	119
7 AUSGEWÄHLTE REFERENZEN	120

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: installierte Leistung der variablen EE relativ zur jährlichen Spitzenlast in den betrachteten Ländern	1
Abbildung 2: Durchschnittlicher Regelenergieabruf relativ zum Landesverbrauch im Ländervergleich (2024)	2
Abbildung 3: Entwicklung des monatlichen Regelenergieabrufs in der Schweiz und Österreich (2018 – 2024)	3
Abbildung 4: Durchschnittlicher Preisaufschlag für AE (short) im Ländervergleich (2018-2024)	3
Abbildung 5: Handelsvolumen der Intraday-Märkte im Vergleich	5
Abbildung 6: Regelungen zum Kraftwerkseinsatz in Europa	19
Abbildung 7: Stromerzeugung nach Energieträgern in der Schweiz 2018 - 2024	20
Abbildung 8: Strommix in den untersuchten Ländern 2024	21
Abbildung 9: installierte Leistung der variablen EE relativ zur jährlichen Spitzenlast in den betrachteten Ländern	22
Abbildung 10: Entwicklung der monatlichen Ausgleichsenergie relativ zum Stromverbrauch in der Schweiz 2018-2024	23
Abbildung 11: Entwicklung der monatlich abgerufenen Regelenergie in der Schweiz 2018-2024	25
Abbildung 12: Durchschnittlicher Regelenergieabruf relativ zum Landesverbrauch im Ländervergleich (2024)	26
Abbildung 13: Maximaler Regelenergieabruf relativ zur Spitzenlast im Jahr 2024 im Ländervergleich	28
Abbildung 14: Monatlicher Saldo der Ausgleichsenergie im Zusammenhang mit der PV-Erzeugung in der Schweiz 2018-2024	29
Abbildung 15: Monatlicher Saldo der Ausgleichsenergie im Zusammenhang mit der PV-Erzeugung über alle Vergleichsländer 2018-2024	30
Abbildung 16: Vergleich RE-Abrufe und AE-Bedarf in der Schweiz mit BE, AT und DE (bezogen auf Verbrauch)	31
Abbildung 17: Korrelation zwischen Prognosefehlern für PV und Regelzonensaldo	32
Abbildung 18: Häufung grösserer Abweichung an Wochenenden und Montagen	32
Abbildung 19: Dauerlinien des Ausgleichsenergiesaldos für die Schweiz im Jahresvergleich	34
Abbildung 20: Dauerlinie der Regelenergieabrufe für die Schweiz (2024)	35
Abbildung 21: Anzahl der Viertelstunden mit AE short >500 MW in der Schweiz je Wochentag 2018-2024	36
Abbildung 22: Anzahl der Viertelstunden mit AE long >500 MW in der Schweiz je Wochentag 2018-2024	36
Abbildung 23: Anzahl der Viertelstunden mit Abruf positiver Regelenergie > 500 MWh/h in der Schweiz je Wochentag 2018-2024	37
Abbildung 24: Anzahl der Viertelstunden mit Abruf negativer Regelenergie > 500 MWh/h in der Schweiz je Wochentag 2018-2024	37
Abbildung 25: Stündliche Verteilung grösserer Abrufe (> 500 MW) von Regelleistung im Jahr 2025	38
Abbildung 26: Entwicklung der durchschnittlichen monatlichen Ausgleichsenergiepreise in der Schweiz 2018-2024	39
Abbildung 27: Durchschnittlicher Spread zwischen AE- und Day-ahead-Preises in der Schweiz 2018-2024	40
Abbildung 28: Durchschnittlicher Preisaufschlag für AE (short) im Ländervergleich (2018-2024)	41
Abbildung 29: Entwicklung der durchschnittlichen Ausgleichsenergiekosten je Megawattstunde Endverbrauch in der Schweiz 2018-2024	42
Abbildung 30: Vergleich der durchschnittlichen AE-Kosten für Konsumenten (EUR/MWh _{Endverbrauch})	43
Abbildung 31: Dauerlinien der Preisaufschläge für Ausgleichsenergie in den Jahren 2018, 2020, 2023 und 2024	44
Abbildung 32: Durchschnittlicher Spread zwischen AE- und Day-ahead-Preisen im Ländervergleich	54
Abbildung 33: Kosten pro MWh SRE und TRE nach Produkt 2012 bis 2024	55
Abbildung 34: Handelsvolumen der Intraday-Märkte im Vergleich	63
Abbildung 35: Anteil Produktion variable EE vs. Handelsvolumen Intraday-Markt (2018 – 2024, in% des Landesverbrauchs)	64
Abbildung 36: Teilnehmende Staaten am europäischen Intraday-Markt (SIDC)	69
Abbildung 37: Entwicklung der monatlichen SIDC-Handelsmengen (Januar 2019 – April 2025)	70
Abbildung 38: Anteil grenzüberschreitender (Verkaufs-) Transaktionen an SIDC-Handelsmengen (Jul. – Dez. 2024)	70
Abbildung 39: SIDC-Handelsmengen vs. Stunden vor Lieferung (Dez 2023 – Apr 2024)	71
Abbildung 40: Entwicklung des monatlichen Intraday-Volumens in der Schweiz (2018 – Anfang 2024)	72
Abbildung 41: Entwicklung max. AE und durchschnittlicher Zusatzkosten von AE in Deutschland 2018 – 2020	78
Abbildung 42: Veränderung der mittleren Preisaufschläge für SRE nach Umstellung des Beschaffungsregimes im Juni 2022	80
Abbildung 43: Übersicht europäische Kooperationsplattformen zum Austausch von Regelenergie	84
Abbildung 44: Vermiedener Abruf von SRE innerhalb von IGCC pro Monat (2011 – 2024)	86
Abbildung 45: Wert des vermiedenen Abrufs von SRE innerhalb von IGCC pro Monat (2011 – 2024)	87
Abbildung 46: Kumulierte Einsparungen von aFRR innerhalb von IGCC und PICASSO (Jan – Sep 2025)	88
Abbildung 47: Wert der kumulierten Einsparungen von aFRR innerhalb von PICASSO (Jan – Sep 2025)	89
Abbildung 48: Angefragte und abgerufene TRE-Volumen in MARI (Jan – Sep 2025)	90
Abbildung 49: Durch MARI generierte Wohlfahrtsgewinne in den ersten neun Monaten 2025	91
Abbildung 50: Angebotene und beschaffte Mengen für positive TRL in 2024	92
Abbildung 51: Relation zwischen PV-Produktion und PV-Prognose in Deutschland	101

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergleichsländer.....	18
Tabelle 2: Ausgleichsenergie relativ zum Jahresverbrauch im Ländervergleich 2018-2024.....	24
Tabelle 3: Maximaler Abruf von Regelenergie (relativ zur Spitzenlast) im Ländervergleich.....	27
Tabelle 4: Häufigkeit längerer grösserer Abweichungen von mind. 500 MW in der Schweiz 2018 - 2024.....	38
Tabelle 5: Durchschnittliche Ausgleichsenergiekosten (EUR/MWh _{Endverbrauch} , 2018 – 2024).....	43
Tabelle 6: Grundlegendes Preissystem für AE in den betrachteten Ländern.....	49
Tabelle 7: Grundsätze der Preisbildung für AE in den betrachteten Ländern.....	51
Tabelle 8: Zusatzkomponenten der Preisbildung für AE in den betrachteten Ländern.....	56
Tabelle 9: Abrechnungsintervalle für AE in den betrachteten Ländern.....	60
Tabelle 10: Umfang und zeitliche Verzögerung von Veröffentlichungen zum Systemzustand.....	61
Tabelle 11: Ausgewählte Merkmale der börslichen Intraday-Märkte (Stand 2024).....	66
Tabelle 12: Vergleich Anteil kontinuierlicher vs. Auktionshandel im börsenbasierten Intraday-Markt (2024).....	67
Tabelle 13: Möglichkeiten des grenzüberschreitenden Intraday-Handels (Stand 2024).....	68
Tabelle 14: Abschätzung der Intraday-Exporte und Importe der Schweiz in 2024 (GWh).....	73
Tabelle 15: Vergleich relevanter Produkte für Reserveleistung.....	76
Tabelle 16: Regelungen zur Beschaffung und Vergütung von SRL.....	77
Tabelle 17: Regelungen zur Beschaffung und Vergütung von SRE.....	79
Tabelle 18: Regelungen zur Beschaffung und Vergütung von TRL.....	81
Tabelle 19: Regelungen zur Beschaffung und Vergütung von TRE.....	82
Tabelle 20: Regelungen zur Beschaffung und Vergütung von Ersatzreserve (RR).....	82
Tabelle 21: Regelungen zur Kostenallokation von Regelreserven.....	83
Tabelle 22: Regelungen zur Kostenallokation von Regelenergie.....	83
Tabelle 23: Operative Teilnahme der ÜNB an europäischen Kooperationsplattformen für Regelenergie.....	85
Tabelle 24: Vergütungssysteme und Bilanzverantwortung für variable erneuerbare Energien (Stand Ende 2024).....	96

Abkürzungsverzeichnis

AE	Ausgleichsenergie
AEP	Ausgleichsenergiepreis
AEPM	Ausgleichsenergiepreismechanismus
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve (siehe SRL / SRE)
API	Application Programming Interface
BG	Bilanzgruppe
BGV	Bilanzgruppenverantwortlicher
CfD	Contract for Difference
csv	Comma separate value
EE	Erneuerbare Energien
EiCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EnFV	Energieförderungsverordnung
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ER	Ersatzreserve
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FCR	Frequency Containment Reserves (= PRL)
FiT	Einspeisetarif
IGCC	International Grid Control Cooperation
MARI	Manually Activated Reserves Initiative
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve (siehe TRL / TRE)
OTC	Over-the-counter [Geschäfte] (engl. für bilaterale Handelsgeschäfte)
PICASSO	Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation
PRL	Primärregelleistung
RE	Regelenergie
RL	Regelleistung
RLM	Registrierende Lastgangmessung
RR	(siehe Ersatzreserve)
RZ	Regelzone
SDL	Systemdienstleistungen
SDV	Systemdienstleistungsverantwortlicher
SIDC	Single Intraday Coupling
SLP	Standardlastprofil
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	Transmission System Operator (siehe Übertragungsnetzbetreiber)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VPP	Virtual Power Plant
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

ZUSAMMENFASSUNG

Hintergrund und Aufgabenstellung

In der Schweiz war in den letzten Jahren ein deutlicher Anstieg des Regelenergiebedarfs und der damit verbundenen Kosten zu beobachten. Der beobachtete Anstieg des Regelenergiebedarfs wird im öffentlichen und fachlichen Diskurs häufig auf den Ausbau erneuerbarer Energien zurückgeführt. Daneben können jedoch auch weitere Einflussfaktoren eine Rolle spielen, wie z.B. die Ausgestaltung der Anreizmechanismen im Rahmen der Abrechnung von Ausgleichsenergie, die Liquidität des Intraday-Markts oder die Funktionsweise der Marktmechanismen für die Beschaffung von Regelleistung und -energie.

Vor diesem Hintergrund verfolgt die Studie zwei zentrale Zielsetzungen: In einem ersten, deskriptiven Teil wird untersucht, ob die Schweiz ein spezifisches oder strukturelles Problem im Bereich des Regelenergiebedarfs hat, das über das Niveau in anderen europäischen Ländern hinausgeht. Darauf aufbauend analysiert der zweite Teil der Studie die Ausgestaltung ausgewählter Marktmechanismen und regulatorischer Rahmenbedingungen in der Schweiz und ausgewählten europäischen Ländern, um relevante Einflussfaktoren herauszuarbeiten und geeignete Massnahmen zu identifizieren, um den Regelenergiebedarf zu senken. Übergreifendes Ziel war es dabei, die Wirksamkeit der bestehenden Marktmechanismen und regulatorischen Rahmenbedingungen in der Schweiz zu hinterfragen und wo notwendig konkrete Handlungsempfehlungen abzuleiten.

Auswahl und wesentliche Charakteristika der Vergleichsländer

In Abstimmung mit dem BFE umfasste der internationale Vergleich die Länder Belgien, Deutschland, Frankreich, Grossbritannien, Österreich, Schweden und Spanien. Die Auswahl dieser Länder erfolgt dabei mit dem Ziel, einerseits Länder mit vergleichbaren Rahmenbedingungen hinsichtlich Marktgrösse, Anteil und Struktur der variablen erneuerbaren Energien und der Wasserkraft, dem generellen Marktdesign sowie der verwendeten Regeleleistungsprodukte zu betrachten, andererseits aber auch eine ausreichende Vielfalt unterschiedlicher Strukturen und Ansätze zu gewährleisten.

Im Vergleich mit den übrigen Ländern zeichnet sich die Schweiz dadurch aus, dass der Anteil variabler erneuerbarer Energien (EE) fast ausschliesslich auf kleinen PV-Anlagen beruht (vgl. Abbildung 1), während die erneuerbaren Energien in anderen Ländern von Wind und/oder grossen PV-Anlagen dominiert werden. Dennoch ist festzustellen, dass Belgien, Deutschland und Österreich einen vergleichbaren oder sogar höheren Anteil an Klein-PV aufweisen und dementsprechend ähnlichen bzw. sogar noch höheren Herausforderungen gegenüberstehen sollten.

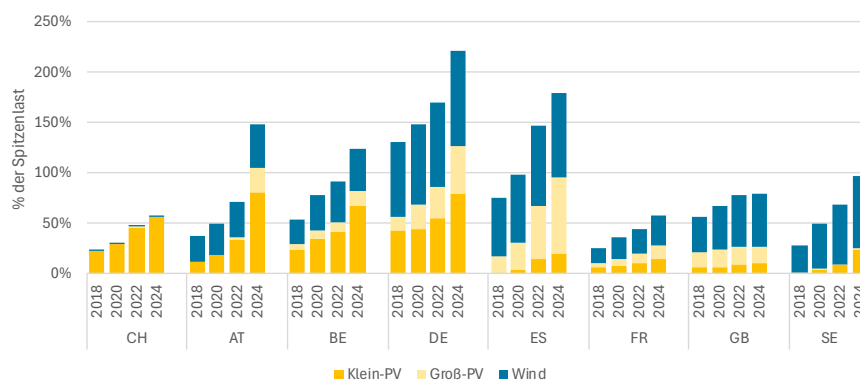


Abbildung 1: installierte Leistung der variablen EE relativ zur jährlichen Spitzenlast in den betrachteten Ländern

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

Bedarf an Ausgleichs- bzw. Regelenergie

Die Analysen in Kapitel 2 dieser Studie bestätigen die Hypothese, dass die Schweiz einen übermässigen Regelenergiebedarf hat. Die aggregierte Ausgleichsenergie und der resultierende Regelenergiebedarf haben sich in den vergangenen Jahren stark erhöht und liegen im internationalen Vergleich recht hoch. So ist das durchschnittliche Volumen an Ausgleichsenergie in der Schweiz, bezogen auf den Landesverbrauch, im Zeitraum von 2018 bis 2024 um annähernd zwei Drittel gestiegen. Eine ähnliche Entwicklung ist auch für den Bedarf an Regelenergie festzustellen, wobei sich der maximale Regelenergieabruf relativ zur Spitzenlast im Betrachtungszeitraum fast verdoppelte. Wie Abbildung 2 zeigt, sind diese Werte zwar vergleichbar mit Spanien, liegen aber bis zu viermal höher als in den Nachbarländern Deutschland, Frankreich und Österreich und mehr als doppelt so hoch wie im von der Grösse und dem Anteil von Klein-PV her vergleichbaren Belgien.

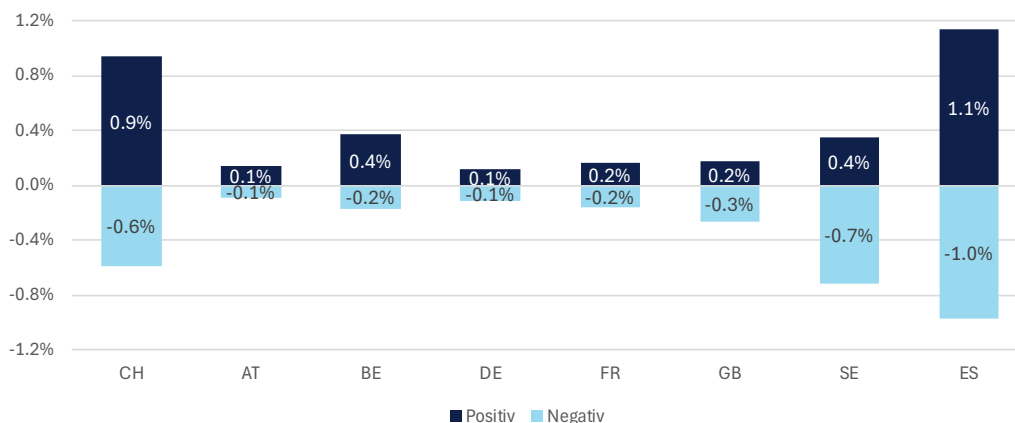


Abbildung 2: Durchschnittlicher Regelenergieabruf relativ zum Landesverbrauch im Ländervergleich (2024)

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

Die steigenden Volumina für Regel- und Ausgleichsenergie gehen zeitlich einher mit dem starken Ausbau der PV in der Schweiz (vgl. Abbildung 1), was auf einen kausalen Zusammenhang hindeutet. Diese Vermutung wird gestützt durch weitergehende Analysen, beispielsweise zur Häufigkeit und der Verteilung insbesondere grosser und länger anhaltender Abweichungen, welche u.a. eine deutliche Korrelation mit der stündlichen Verteilung der PV-Produktion im Tagesverlauf zeigen. Diese Beobachtungen legen daher nahe, dass die Entwicklung in der Schweiz wesentlich auf PV-Prognosefehler und unzureichende Gegenmassnahmen der betroffenen Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) beeinflusst zu sein scheint.

Gleichzeitig zeigen die Analysen im Rahmen dieser Studie jedoch auch, dass eine Zunahme der PV-Produktion nicht zwingend zu einem höheren Bedarf an Regelenergie führt. So weisen Belgien, Deutschland und Österreich keinen vergleichbaren Anstieg des Regelenergiebedarfs, sondern teilweise stagnierende oder sogar abnehmende Mengen auf (vgl. Abbildung 3), obwohl die Entwicklung der Klein-PV in allen drei Ländern wie erwähnt ähnlich ist. Dies zeigt sehr klar, dass ein Wachstum der variablen erneuerbaren Energie nicht notwendigerweise zu einem steigenden Abruf von Regelenergie führt.

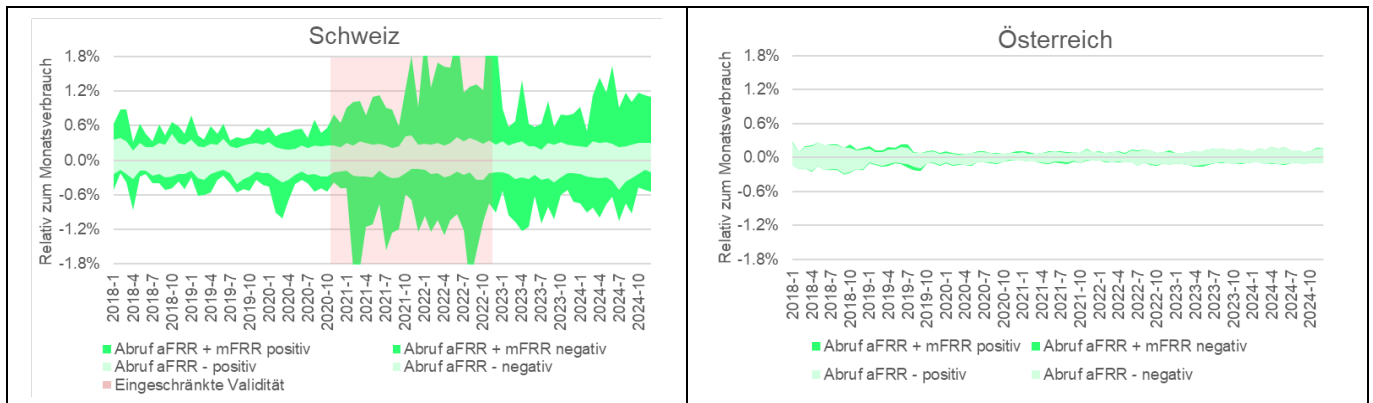


Abbildung 3: Entwicklung des monatlichen Regelenergieabrufs in der Schweiz und Österreich (2018 – 2024).

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

Anmerkung: Für den rot markierten Bereich ist es nicht möglich zwischen lokalem Regelenergiebedarf und dem Regelenergieabruf durch TERRE zu unterscheiden.

Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise und -kosten

Neben der Entwicklung des Regelenergiebedarfs war die Schweiz im Jahr 2024 auch durch signifikant höhere Preise und Kosten für Ausgleichsenergie konfrontiert. Zwar lagen die durchschnittlichen Preisaufschläge für Ausgleichsenergie und die resultierenden Kosten für Konsumenten über einen grossen Teil des Betrachtungszeitraums (2018 – 2024) in einer ähnlichen Grössenordnung wie in den übrigen mitteleuropäischen Ländern. Im Jahr 2024 war dagegen ein massiver Anstieg der AE-Preise und der resultierenden Kosten in der Schweiz zu beobachten (vgl. Abbildung 4). Trotz ebenfalls steigender Preisaufschläge z.B. in Belgien oder Frankreich lagen die AE-Preise und Mehrkosten in keinem anderen untersuchten Land annähernd so hoch wie in der Schweiz.

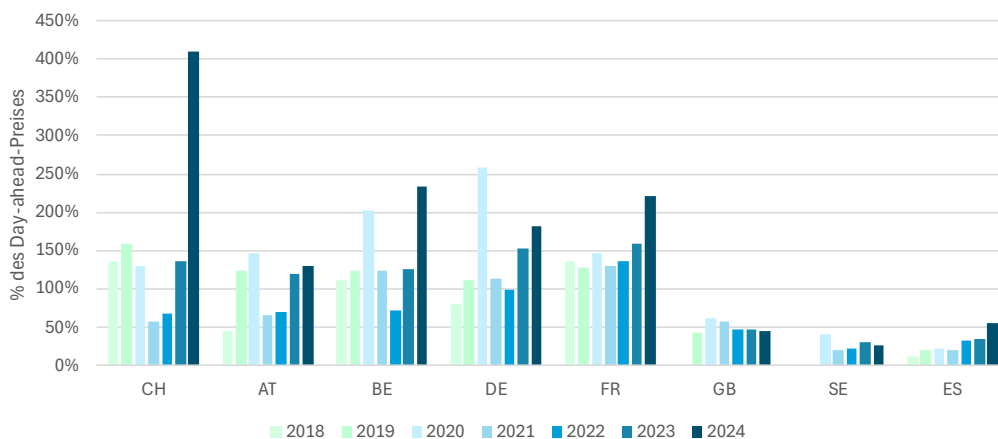


Abbildung 4: Durchschnittlicher Preisaufschlag für AE (short) im Ländervergleich (2018-2024)

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

Die aussergewöhnlich hohen Preise sind mit hoher Sicherheit auf die massiv gestiegenen Preise für Regelenergie in den Jahren 2023 und 2024 zurückzuführen, welche in separaten Studien der EICOM näher untersucht wurden.¹ Für die Zwecke der vorliegenden Studie ist dagegen eine andere Beobachtung mindestens ebenso wichtig. So sollten die sehr

¹ Vgl. z.B. EICOM (2025a) und (2025c)

hohen Preise und Kosten grundsätzlich zu sehr starken Anreizen für Bilanztreue und die Vermeidung von Ausgleichsenergie geführt haben. Dennoch war die Schweizer Regelzone in den Jahren 2023 und 2024 durch sehr hohe Abweichungen geprägt. Dies legt nahe, dass zumindest ein Teil der Schweizer Marktakteure nur unzureichend auf die Preissignale der Ausgleichsenergie reagierte. Dies wiederum kann als ein deutliches Indiz dafür interpretiert werden, dass der übermässige Bedarf an Regelenergie in einem erheblichen Masse auf die Marktmechanismen und regulatorischen Rahmenbedingungen in der Schweiz zurückzuführen war.

Differenzen in Marktdesign und Liquidität können Unterschiede bezüglich Ausgleichs- und Regelenergie in den betrachteten Vergleichsländern nur zum Teil erklären

In Kapitel 3 wurden verschiedene Aspekte des Marktdesigns in den betrachteten Ländern verglichen, wie insbesondere die Regelungen zur Bepreisung und Abrechnung von Ausgleichsenergie, der Beschaffung und Bepreisung von Regelleistung und -energie, dem Zugang zu und der Liquidität des Intraday-Markts oder der Vergütungssysteme von erneuerbaren Energien. In den meisten Fällen sind die entsprechenden Regelungen in den betrachteten Ländern weitestgehend vergleichbar, was aufgrund der langjährigen Harmonisierungsbestrebungen und den einschlägigen Vorgaben innerhalb der EU auch nicht erstaunt. Gleichzeitig sind, neben den bereits angesprochenen Differenzen hinsichtlich Regel- und Ausgleichsenergie, auch deutliche Unterschiede bei der Liquidität der Intraday-Märkte festzustellen.

Trotz teilweise erheblicher Unterschiede lassen sich in den meisten Fällen keine klaren Zusammenhänge zwischen der Ausgestaltung und relevanten Anpassung der entsprechenden Regelungen einerseits und der Entwicklung der beobachteten Ausgleichs- und Regelenergiemengen in den betrachteten Ländern beobachten. Für die spezifischen Ziele dieser Studie sind dennoch insbesondere die folgenden Beobachtungen aufschlussreich:

- Wie zuvor erwähnt, lag der (durchschnittliche) Bedarf an Regelenergie in Belgien, Deutschland, Frankreich und Österreich insbesondere gegen Ende des Betrachtungszeitraums relativ zum Landesverbrauch deutlich niedriger als in der Schweiz. Diese Länder zeichnen sich – im Gegensatz zur Schweiz - dadurch aus, dass Ausgleichsenergie dort seit spätestens 2020 auf Grundlage eines 1-Preis-Systems abgerechnet wurde und im Betrachtungszeitraum eine deutliche Zunahme des Intraday-Handels zu beobachten war.
- In allen diesen Ländern war zudem eine (stark) zunehmende Liquidität der Intraday-Märkte seit Einführung des grenzüberschreitenden Intraday-Handels im Rahmen des sog. Single Intraday Coupling (SIDC) im Jahr 2018 zu beobachten.
- Deutschland und Österreich, die sich beide durch sehr geringe Regelenergieabrufe auszeichnen, profitieren bereits seit 2022 von der Integration ihrer SRE-Märkte im Rahmen von PICASSO².
- In der Schweiz liegt die Bilanzverantwortung für den überwiegenden Teil der Kleinanlagen beim lokalen Stromlieferanten, was der Praxis in anderen untersuchten Ländern wie Spanien, Belgien und Schweden entspricht. Demgegenüber erfolgt die Bewirtschaftung kleiner PV-Anlagen in Deutschland und Österreich – zwei Märkten mit deutlich geringeren Regelenergieabrufen bei einem gleichzeitig höheren Anteil kleinteiliger PV-Erzeugung als in der Schweiz – zentral durch die ÜNB in Deutschland bzw. eine dedizierte Öko-Bilanzgruppe in Österreich.
- Im Gegensatz zur Schweiz ist der Endkundenmarkt in den EU-Staaten und Grossbritannien vollständig für den Wettbewerb geöffnet, während der Markt in der Schweiz für die Hälfte der gelieferten Elektrizität nicht geöffnet ist.

² Nach Aussagen von Swissgrid sind die Marktregeln, Prozesse und Systeme in der Schweiz grundsätzlich auf die Teilnahme an PICASSO vorbereitet und mit dieser kompatibel. Aufgrund des fehlenden Stromabkommens lässt die EU aber derzeit keine Teilnahme der Schweiz an PICASSO zu.

Bisherige Anwendung eines 2-Preis-Systems und fehlender Zugang zum EU-Binnenmarkt als wesentliche Barrieren zur Reduzierung der Ausgleichsenergie in der Schweiz

Vor dem Hintergrund der erwähnten Beobachtungen lassen sich auf Grundlage von Kapitel 3 folgende wesentliche Unterschiede identifizieren, welche vermutlich substantiell dazu beigetragen haben, dass die Schweiz im Gegensatz zu Belgien, Deutschland und Österreich nicht in der Lage war, das durch PV-Kleinanlagen verursachte Wachstum des Regelenergiebedarfs zu begrenzen, und zudem mit extrem hohen Regelenergiepreisen konfrontiert war:

- **Ausschluss der Schweiz vom grenzüberschreitenden Intraday-Handel in der EU**

In fast allen betrachteten EU-Staaten war seit Einführung von SIDC ein starker Anstieg der Liquidität im Intraday-Markt zu beobachten (siehe Abbildung 5). Für die Schweiz gilt dagegen das Gegenteil, d.h. die Abkopplung vom grenzüberschreitenden Börsenhandel in 2018 führte zu einem drastischen Einbruch der Handelsmengen, von dem sich der börsenbasierte Intraday-Markt bis heute nicht erholt hat. Gleichzeitig entsprechen die Rahmenbedingungen für den Marktplatz der EPEX Spot den «Best Practices» in diesen Ländern.

Dies legt nahe, dass die Abkopplung vom EU-Binnenmarkt der entscheidende Faktor für die mangelnde Entwicklung des Schweizer Intraday-Marktes war bzw. dass eine Integration mit dem börsenbasierten Intraday-Handel in der EU / den Nachbarländern die wichtigste Massnahme zur Steigerung der Liquidität darstellt.

Eine höhere Intraday-Liquidität ist zudem zentral, weil sie Marktakteuren ermöglicht, kurzfristige Prognosefehler effizienter auszugleichen und Ungleichgewichte ihrer Bilanzgruppe zu reduzieren – was wiederum den Bedarf an Regelenergie merklich senken könnte. Die Umsetzung dieser Massnahme ist jedoch durch den derzeitigen Ausschluss der Schweiz vom EU-Binnenmarkt derzeit nicht möglich bzw. bedingt den Abschluss und die Umsetzung des geplanten Stromabkommens mit der EU.

➔ **Empfehlung: Beitritt zu SIDC politisch vorantreiben, um die Voraussetzungen für eine Erhöhung der Liquidität des Intraday-Markts zu schaffen und die kurzfristige Bewirtschaftung der Bilanzgruppen zu erleichtern.**

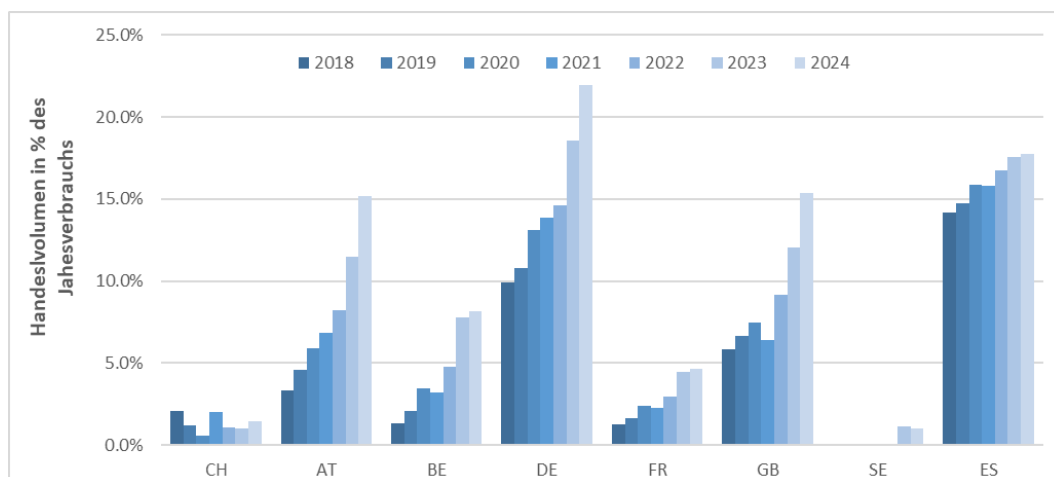


Abbildung 5: Handelsvolumen der Intraday-Märkte im Vergleich

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

- **Ausschluss der Schweiz von den EU-Plattformen für den Austausch von Regelenergie**

Analog zum Intraday-Handel profitieren die betrachteten EU-Staaten vom grenzüberschreitenden Austausch von Regelenergie im Rahmen der entsprechenden EU-Plattformen, wie insbesondere PICASSO für Sekundär- und MARI für Tertiärregelenergie. Die ökonomischen Vorteile für die teilnehmenden EU-Staaten beliefen sich nach Angaben von ENTSO-E allein im ersten Halbjahr 2025 auf etwa 350 (PICASSO) bzw. mehr als 50 Mio. € (MARI). Die Ersparnisse im Rahmen von PICASSO entsprachen dabei in etwa denjenigen des sog. «Imbalance Netting» im Rahmen der International Grid Control Cooperation (IGCC) im Jahr 2024. Zum Vergleich: Die Gesamtkosten für Regelenergie und Regelleistung über alle Produkte betragen für die an PICASSO teilnehmenden Länder im Jahr 2024 in Summe ca. 6,4 Mrd. €.³

Vor dem Hintergrund, dass die Teilnahme der Schweiz an der IGCC im Jahr 2024 zu geschätzten jährlichen Einsparungen von 54 Mio. € führte⁴, erscheint es plausibel anzunehmen, dass eine Teilnahme der Schweiz an den entsprechenden EU-Plattformen zu erheblichen weiteren Einsparungen führen könnte. Aufgrund der Kopplung der Ausgleichsenergiepreise an die Preise bzw. Kosten der Regelenergie könnte insbesondere eine Teilnahme der Schweiz an PICASSO zu sinkenden Preisen bzw. Kosten für Ausgleichsenergie führen⁵. Auch wenn diese Preiseffekte keinen unmittelbaren Einfluss auf den Bedarf an Regelenergie hätten (bzw. die Anreize zur Vermeidung von Ausgleichsenergie indirekt sogar verringern könnten), erscheint eine Teilnahme an den entsprechenden Plattformen daher volkswirtschaftlich als empfehlenswert.

Eine Umsetzung dieser Massnahme ist jedoch aufgrund des derzeitigen Ausschlusses der Schweiz vom EU-Binnenmarkt nicht möglich bzw. bedingt den Abschluss und die Umsetzung des geplanten Stromabkommens mit der EU.

➔ **Empfehlung: Teilnahme an PICASSO / MARI vorbereiten und politisch ermöglichen, um die Wettbewerbsintensität im Regelenergiemarkt zu erhöhen und Kosten zu senken.**

- **Abrechnung von Ausgleichsenergie auf Grundlage eines 2-Preis-Systems**

Das bis Ende 2025 in der Schweiz geltende 2-Preis-System mit unterschiedlichen Preisen für BG mit einem Überschuss («long») bzw. Defizit («short») zielte darauf ab, dass sämtliche BGV ihre eigene Ausgleichsenergie minimieren, unabhängig von der aggregierten Abweichung der gesamten Regelzone. Das in allen anderen betrachteten Ländern geltende 1-Preis-System belohnt dagegen systemstützendes Verhalten und kann somit dazu beitragen, den Regelzonensaldo auch ohne Abruf von Regelenergie durch den ÜNB wirksam zu reduzieren. Mit Wirkung zum 1. Januar 2026 wurde in der Schweiz auf ein 1-Preis-System umgestellt. Zu empfehlen wäre insofern nur ein Monitoring der Funktionsweise und der Auswirkungen der neuen Regelungen, um zu überprüfen, ob die erwarteten positiven Effekte tatsächlich erzielt werden, mögliche «Kinderkrankheiten» zu beheben und rechtzeitig auf mögliche Probleme reagieren zu können.

➔ **Empfehlung: Strukturiertes Monitoring der neuen Preisbildung durchführen, um deren Wirksamkeit auf Bilanztreue und AE/RE-Mengen zu beurteilen und frühzeitig nachzujustieren.**

³ Vgl. ENTSO-E (2025b).

⁴ Vgl. EICom (2025a).

⁵ Entsprechende Einsparungen

Begrenzte Marktöffnung als mögliche Ursache für unzureichende Anreize für ein effektives Bilanzmanagement und eine Erhöhung der Prognosequalität in der Schweiz

- **Begrenzte Marktöffnung in der Schweiz**

Die Studie zeigt, dass lokale Marktakteure nur unzureichend auf die – teils sehr starken – Preissignale der Ausgleichsenergie reagieren. Derzeit können die Ausgleichskosten auf Endkundinnen und Endkunden überwältigt werden. Auch wenn eine solche Weitergabe grundsätzlich auch in anderen untersuchten europäischen Ländern möglich ist, trägt die in der Schweiz nur teilweise erfolgte Marktöffnung dazu bei, dass die ökonomischen Anreize für eine kostenminimierende Bewirtschaftung und eine aktive Intraday-Optimierung abgeschwächt werden. Zwar wird auch in den EU-Staaten ein erheblicher Anteil der entsprechenden Endverbraucher im Rahmen der Grundversorgung beliefert. Doch im Gegensatz zu den Schweizer VNB sind die zuständigen Grundversorger in der EU und Grossbritannien zumindest potenziell dem Wettbewerb ausgesetzt und können übermässig hohe Ausgleichsenergiekosten nicht ohne Weiteres an ihre Endkunden weitergeben. Eine weitergehende Marktöffnung würde hingegen den Wettbewerb unter den Lieferanten erhöhen und damit stärkere Anreize schaffen, Ungleichgewichte aktiv auszugleichen und auf kurzfristige Preissignale zu reagieren. In diesem Zusammenhang erscheint es sinnvoll, die Auswirkungen einer weitergehenden Marktöffnung auf die Preis- und Kostenweitergabe sowie auf die Bilanztreue vertieft zu analysieren⁶.

Unabhängig von einer möglichen Marktöffnung erscheint es empfehlenswert zu prüfen, inwieweit bilanzrelevante Indikatoren und Elemente zur Bewertung der Prognosequalität in Transparenz- bzw. „Sunshine“-Regulierung integriert werden können, um die Anreize zur Einhaltung der Bilanztreue gezielt zu stärken.

➔ **Empfehlung: Vertiefte Analyse des Einflusses einer weitergehenden Marktöffnung auf die Preis- und Kostenweitergabe sowie auf die Bilanztreue**

➔ **Empfehlung: Prüfen, welche bilanzrelevante Indikatoren in Transparenz-/Sunshine-Regeln integriert werden könnten, um die Anreizwirkung der Preissignale zu stärken.**

Zentrales Bilanzmanagement von PV-Kleinanlagen

In der Schweiz wie auch allen anderen betrachteten Ländern wurden grundsätzlich Massnahmen getroffen, um die Bilanztreue von EE-Anlagen durch einen Übergang zur Direktvermarktung zu steigern. Aufgrund des hohen Anteils von PV-Kleinanlagen und der nur unvollständigen Marktöffnung ist ein Grossteil der PV-Anlagen in der Schweiz hiervon aber effektiv ausgeschlossen. Gleichzeitig zeigt die vorliegende Studie, dass mangelhafte PV-Prognosen (und eine unzureichende Reaktion darauf) vermutlich wesentlich zum stark angestiegenen Bedarf an Ausgleichs- und Regelenergie in der Schweiz beigetragen haben. Eine zentralisierte Bewirtschaftung könnte hier Vorteile bieten, da sie typischerweise konsistentere Prozesse sowie eine einheitlichere und methodisch hochwertigere Prognoseerstellung ermöglicht – mit dem Effekt, Prognosefehler und damit den Bedarf an Ausgleichsenergie zu verringern.

Ein zentrales Risiko der Übertragung der Bilanzverantwortung für PV-Kleinanlagen auf eine zentrale Stelle besteht darin, dass bei einer weitgehenden Sozialisierung der Kosten (einschliesslich der Ausgleichsenergie) die direkten Anreize zur Minimierung dieser Kosten abgeschwächt werden. Ob und in welchem Umfang dieses Risiko greift, hängt massgeblich von den konkret gesetzten Vorgaben, Anreizmechanismen und der regulatorischen Aufsicht ab. Im Rahmen dieser Studie zeigt sich jedoch, dass in den Ländern mit entsprechenden Strukturen – namentlich Deutschland und Österreich – keine höhere Ausgleichsenergie zu beobachten war: Beide Märkte weisen trotz eines höheren Anteils kleinteiliger PV-Erzeugung sehr geringere Regelenergieabrufe auf, was auf eine effektive Bewirtschaftung im Sinne der Bilanztreue in diesen Märkten hindeutet.

⁶ Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass der Abschluss eines Stromabkommens mit der EU eine Öffnung des Marktes für Kleinkunden nach europäischem Vorbild erforderlich machen könnte.

Für die Schweiz ist dies besonders relevant, da die Bilanzbewirtschaftung von Kleinanlagen weitgehend lokalen Lieferanten überlassen ist. Mit rund 600 Lieferanten handelt es sich zudem um einen stark fragmentierten Markt, was naturgemäss zu heterogenen Strukturen und Ressourcen führt und eine einheitliche, koordinierte Bewirtschaftung anspruchsvoller macht. Es ist zu betonen, dass die Branche kürzlich eigene Schritte unternommen und im Jahr 2025 neue Empfehlungen zur Verbesserung der Bilanztreue und zur Erstellung qualitativ hochwertiger Prognosen veröffentlicht hat. Es wäre daher empfehlenswert, die Auswirkungen dieser Empfehlungen systematisch zu überwachen, insbesondere im Hinblick auf die zukünftige Prognosequalität sowie die Qualität der Einhaltung der Bilanz. Sollte eine deutliche Verbesserung der Prognosegenauigkeit ausbleiben, wäre es in einem zweiten Schritt sinnvoll zu prüfen, ob im Rahmen des Schweizer Modells eine Übertragung des Bilanzmanagements dezentraler bzw. kleiner erneuerbarer Energien auf eine zentrale Stelle zweckmässig sein könnte.

- ➔ **Empfehlung: Monitoring der Prognosequalität für BG mit Klein-PV und der Wirksamkeit der Umsetzung der einschlägigen Branchenempfehlungen sowie Prüfung, welche Indikatoren zur Bewertung der Prognosequalität der BGV mit Klein-PV ggf. in Transparenz-/Sunshine-Regeln integriert sein können, um die Anreizwirkung der Preissignale zu stärken.**
- ➔ **Empfehlung: Im Falle einer unzureichenden Verbesserung der Prognosequalität prüfen, ob im Rahmen des Schweizer Modells eine Übertragung der Bewirtschaftung bzw. des Bilanzmanagements dezentraler erneuerbarer Energien auf eine zentrale Stelle zweckmässig sein könnte.**

RÉSUMÉ

Contexte et objectifs

En Suisse, une augmentation significative des besoins en énergie de réglage ainsi que des coûts associés a été observée ces dernières années. L'augmentation observée des besoins en énergie de réglage est souvent attribuée, dans le discours public et spécialisé, au développement des énergies renouvelables. Toutefois, d'autres facteurs d'influence peuvent également jouer un rôle, tels que la conception des mécanismes d'incitation dans le cadre du règlement de l'énergie d'ajustement, la liquidité du marché intrajournalier ou le fonctionnement des mécanismes de marché pour l'approvisionnement en puissance et en énergie de réglage.

Dans ce contexte, l'étude poursuit deux objectifs principaux : dans une première partie descriptive, il est examiné si la Suisse présente un problème spécifique ou structurel dans le domaine des besoins en énergie de réglage, qui dépasse le niveau observé dans d'autres pays européens. Sur cette base, la seconde partie de l'étude analyse la conception de certains mécanismes de marché et cadres réglementaires en Suisse et dans certains pays européens, afin d'identifier les facteurs d'influence pertinents et de déterminer des mesures appropriées pour réduire les besoins en énergie de réglage. L'objectif global était de remettre en question l'efficacité des mécanismes de marché et des cadres réglementaires existants en Suisse et, si nécessaire, d'en déduire des recommandations d'action concrètes.

Sélection et principales caractéristiques des pays de comparaison

En concertation avec l'OFEN, la comparaison internationale a porté sur les pays suivants : Belgique, Allemagne, France, Grande-Bretagne, Autriche, Suède et Espagne. La sélection de ces pays a été effectuée dans le but, d'une part, de considérer des pays présentant des conditions-cadres comparables en termes de taille de marché, de part et de structure des énergies renouvelables variables et de l'hydroélectricité, du design général du marché ainsi que des produits de réserve utilisés, et, d'autre part, de garantir une diversité suffisante de structures et d'approches différentes.

En comparaison avec les autres pays, la Suisse se caractérise par le fait que la part des énergies renouvelables variables (ER) repose presque exclusivement sur de petites installations photovoltaïques (cf. figure 1), tandis que, dans d'autres pays, les énergies renouvelables sont dominées par l'éolien et/ou de grandes installations photovoltaïques. Néanmoins, il convient de constater que la Belgique, l'Allemagne et l'Autriche présentent une part comparable, voire plus élevée, de petites installations photovoltaïques et devraient, par conséquent, être confrontées à des défis similaires, voire encore plus importants.

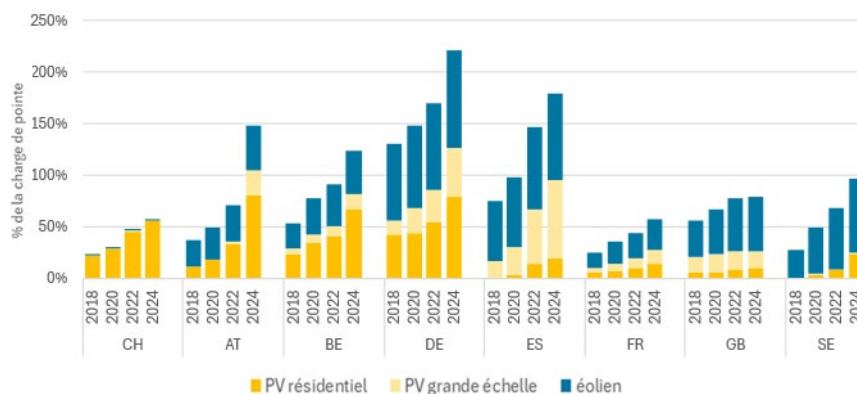


Figure 1 : puissance installée des ER variables par rapport à la charge de pointe annuelle dans les pays considérés

Source : DNV, élaboration interne, voir annexe B : données quantitatives pour la description des données quantitatives.

Déséquilibres et besoins en énergie de réglage

Les analyses présentées au chapitre 2 de cette étude confirment l'hypothèse selon laquelle la Suisse présente un besoin excessif en énergie de réglage. Les volumes de déséquilibres agrégés des groupes bilan et les besoins en énergie de réglage qui en découlent ont fortement augmenté au cours des dernières années et se situent à un niveau relativement élevé en comparaison internationale. Ainsi, le volume moyen des déséquilibres agrégés des groupes bilan en Suisse, rapporté à la consommation nationale, a augmenté d'environ deux tiers sur la période allant de 2018 à 2024. Une évolution similaire est également observée pour le besoin en énergie de réglage, le recours maximal à l'énergie de réglage, rapporté à la charge de pointe, ayant presque doublé au cours de la période considérée. Comme le montre la figure 2, ces valeurs sont certes comparables à celles de l'Espagne, mais elles sont jusqu'à quatre fois plus élevées que dans les pays voisins, à savoir l'Allemagne, la France et l'Autriche, et plus de deux fois supérieures à celles observées en Belgique, qui est comparable en termes de taille et de part de petites installations photovoltaïques.

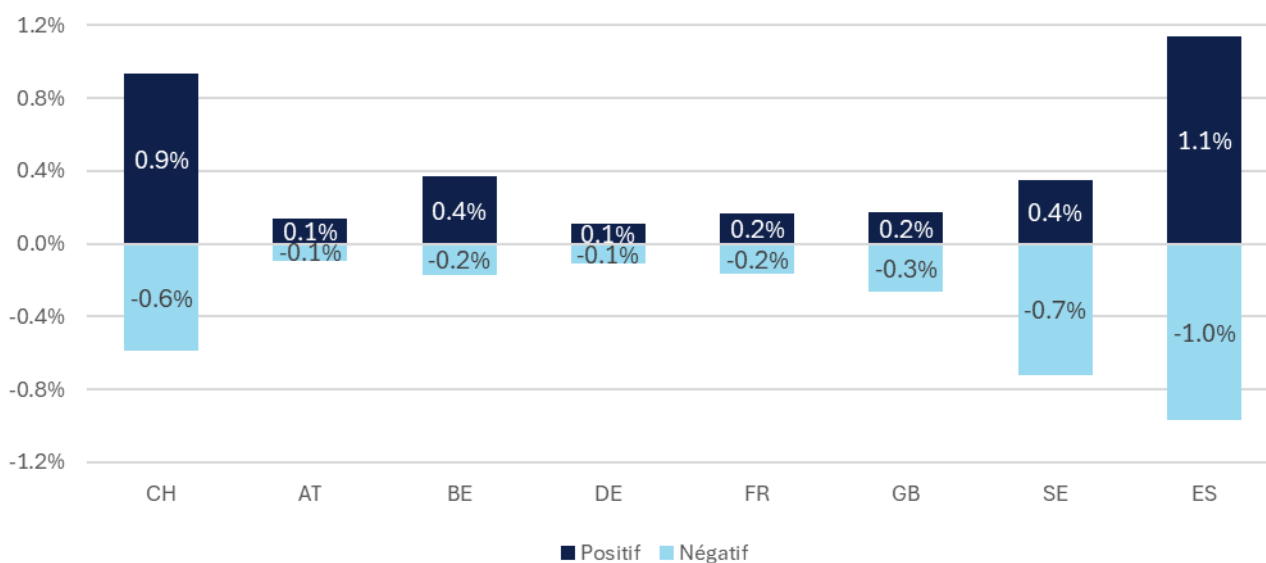


Figure 2: recours moyen à l'énergie de réglage par rapport à la consommation nationale en comparaison internationale (2024)

Source : DNV, élaboration interne, voir annexe B.

L'augmentation des volumes d'énergie de réglage et d'ajustement coïncide temporellement avec le fort développement du photovoltaïque en Suisse (cf. figure 1), ce qui suggère l'existence d'un lien de causalité. Cette hypothèse est étayée par des analyses complémentaires sur la fréquence et la répartition des écarts importants et prolongés, qui montrent notamment une corrélation significative avec la répartition horaire de la production photovoltaïque au cours de la journée. Ces observations suggèrent ainsi que l'évolution en Suisse semble être largement influencée par des erreurs de prévision du photovoltaïque et des contre-mesures insuffisantes de la part des responsables de groupes-bilan (RGB) concernés.

Parallèlement, les analyses menées dans le cadre de cette étude montrent également qu'une augmentation de la production photovoltaïque n'entraîne pas nécessairement une hausse du besoin en énergie de réglage. Ainsi, la Belgique, l'Allemagne et l'Autriche ne présentent pas d'augmentation comparable du besoin en énergie de réglage, mais affichent en partie des volumes stagnants, voire en diminution (cf. figure 3), bien que le développement du petit photovoltaïque soit, comme mentionné, similaire dans les trois pays. Cela montre très clairement qu'une croissance des énergies renouvelables variables ne conduit pas nécessairement à une augmentation du recours à l'énergie de réglage.

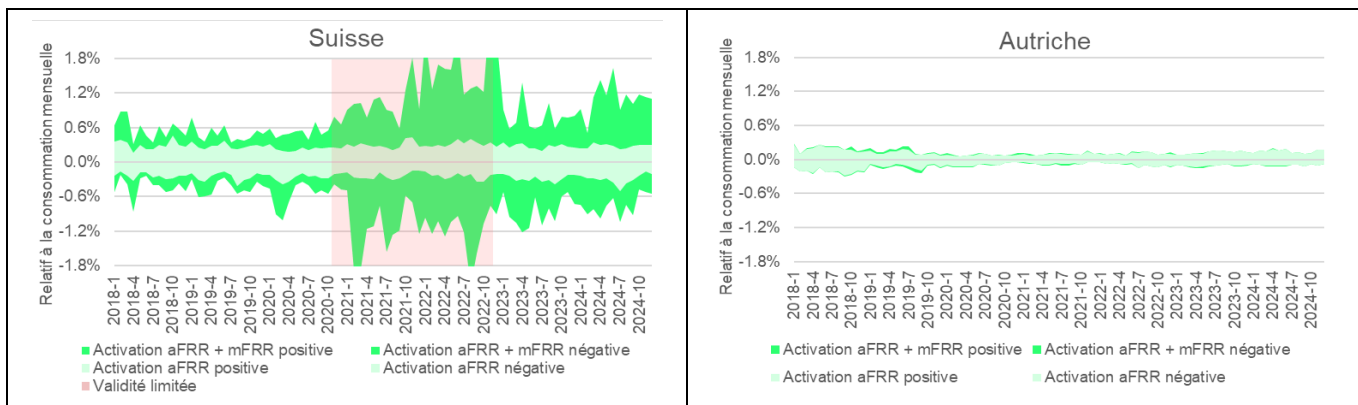


Figure 3 : évolution du recours mensuel à l’énergie de réglage en Suisse et en Autriche (2018 – 2024)

Source: DNV, élaboration interne, voir annexe B données quantitatives pour la description des données quantitatives. Remarque : pour la zone marquée en rouge, il n’est pas possible de distinguer entre le besoin local en énergie de réglage et le recours à l’énergie de réglage via TERRE.

Évolution des prix et des coûts de l’énergie d’ajustement

Outre l’évolution des besoins en énergie de réglage, la Suisse a également été confrontée en 2024 à des prix et des coûts de l’énergie d’ajustement significativement plus élevés. Certes, les majorations moyennes de prix pour l’énergie d’ajustement ainsi que les coûts qui en résultent pour les consommateurs se sont situés, sur une grande partie de la période considérée (2018 – 2024), dans un ordre de grandeur similaire à celui des autres pays d’Europe centrale. En revanche, en 2024, une augmentation massive des prix de l’énergie d’ajustement et des coûts qui en résultent a été observée en Suisse (cf. figure 4). Malgré des majorations de prix également en hausse, par exemple en Belgique ou en France, les prix de l’AE et les surcoûts n’ont atteint, dans aucun autre pays étudié, un niveau comparable à celui de la Suisse.

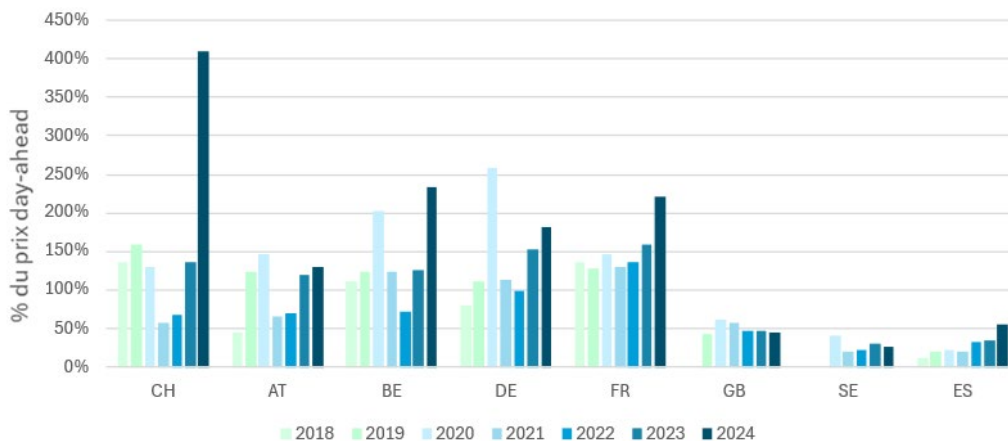


Figure 4 : majoration moyenne du prix de l’AE (short) en comparaison internationale (2018-2024)

Source : DNV, élaboration interne, voir annexe B : données quantitatives pour la description des données quantitatives.

Les prix exceptionnellement élevés sont très probablement imputables à la forte augmentation des prix de l’énergie de réglage en 2023 et 2024, qui ont été analysés plus en détail dans des études distinctes de l’EICom. Pour les besoins de la présente étude, une autre observation est toutefois au moins aussi importante. Ainsi, les prix et coûts très élevés

auraient en principe dû conduire à des incitations très fortes à la discipline d'équilibre et à l'évitement des déséquilibres. Néanmoins, la zone de réglage suisse a été caractérisée en 2023 et 2024 par des écarts très importants. Cela suggère qu'au moins une partie des acteurs du marché suisse n'a réagi que de manière insuffisante aux signaux de prix de l'énergie d'ajustement. Cela peut à son tour être interprété comme un indice clair que le besoin excessif en énergie de réglage était, dans une mesure significative, attribuable aux mécanismes de marché et aux cadres réglementaires en Suisse.

Les différences en matière de design de marché et de liquidité ne peuvent expliquer que partiellement les écarts relatifs à l'énergie d'ajustement et à l'énergie de réglage dans les pays de comparaison considérés

Au chapitre 3, différents aspects du design de marché dans les pays considérés ont été comparés, notamment les règles relatives à la tarification et au règlement de l'énergie d'ajustement, à l'approvisionnement et à la tarification de la puissance et de l'énergie de réglage, à l'accès au marché intrajournalier et à sa liquidité, ainsi qu'aux systèmes de rémunération des énergies renouvelables. Dans la plupart des cas, les règles correspondantes dans les pays considérés sont largement comparables, ce qui n'est pas surprenant compte tenu des efforts d'harmonisation de longue date et des prescriptions pertinentes au sein de l'UE. Parallèlement, outre les différences déjà évoquées concernant l'énergie de réglage et l'énergie d'ajustement, des écarts marqués sont également observés en matière de liquidité des marchés intrajournaliers.

Malgré des différences parfois considérables, il n'est, dans la plupart des cas, pas possible d'observer de liens clairs entre la conception et les adaptations pertinentes des règles correspondantes, d'une part, et l'évolution des volumes d'énergie d'ajustement et de réglage observés dans les pays considérés, d'autre part. Pour les objectifs spécifiques de la présente étude, les observations suivantes sont néanmoins particulièrement instructives :

- Comme mentionné précédemment, le besoin (moyen) en énergie de réglage en Belgique, en Allemagne, en France et en Autriche était, en particulier vers la fin de la période considérée, nettement inférieur à celui de la Suisse, rapporté à la consommation nationale. Ces pays se caractérisent – contrairement à la Suisse – par le fait que l'énergie d'ajustement y est facturée sur la base d'un système à un prix depuis au moins 2020 et qu'une augmentation significative du commerce intrajournalier a été observée au cours de la période considérée.
- Dans tous ces pays, une liquidité (fortement) croissante des marchés intrajournaliers a également été observée depuis l'introduction du commerce intrajournalier transfrontalier dans le cadre du dit *Single Intraday Coupling* (SIDC) en 2018.
- L'Allemagne et l'Autriche, qui se caractérisent toutes deux par des recours très faibles à l'énergie de réglage, bénéficient déjà depuis 2022 de l'intégration de leurs marchés de l'énergie de réglage secondaire (SRE) dans le cadre de PICASSO.
- En Suisse, la responsabilité d'équilibre pour la majorité des petites installations incombe au fournisseur d'électricité local, ce qui correspond à la pratique dans d'autres pays étudiés tels que l'Espagne, la Belgique et la Suède. En revanche, la gestion des petites installations photovoltaïques en Allemagne et en Autriche – deux marchés caractérisés par des recours nettement plus faibles à l'énergie de réglage, malgré une part plus élevée de production photovoltaïque décentralisée qu'en Suisse – est assurée de manière centralisée, respectivement par les GRT en Allemagne, et par un groupe-bilan écologique dédié en Autriche.
- Contrairement à la Suisse, le marché final de l'électricité dans les États de l'UE et en Grande-Bretagne est toutefois entièrement ouvert à la concurrence, tandis qu'en Suisse, le marché n'est pas ouvert pour la moitié de l'électricité fournie.

Application jusqu'à présent d'un système à deux prix et absence d'accès au marché intérieur de l'UE comme principales barrières à la réduction des volumes d'énergie d'ajustement en Suisse

Dans le contexte des observations mentionnées, les différences essentielles suivantes peuvent être identifiées sur la base du chapitre 3, lesquelles ont probablement contribué de manière substantielle au fait que la Suisse, contrairement à la Belgique, à l'Allemagne et à l'Autriche, n'a pas été en mesure de limiter la croissance du besoin en énergie de réglage causée par les petites installations photovoltaïques et a en outre été confrontée à des prix de l'énergie de réglage extrêmement élevés :

- **Exclusion de la Suisse du commerce intrajournalier transfrontalier dans l'UE**

Dans presque tous les États membres de l'UE considérés, une forte augmentation de la liquidité du marché intrajournalier a été observée depuis l'introduction du SIDC (voir figure 5). En revanche, la situation est inverse pour la Suisse, c'est-à-dire que le découplage du commerce boursier transfrontalier en 2018 a entraîné une chute drastique des volumes d'échange, dont le marché intrajournalier basé sur les échanges boursiers ne s'est pas remis à ce jour. Parallèlement, les conditions-cadres du marché de la plateforme EPEX Spot correspondent aux « best practices » dans ces pays.

Cela suggère que le découplage du marché intérieur de l'UE a été le facteur déterminant du manque de développement du marché intrajournalier suisse, et qu'une intégration avec le couplage de marché intrajournalier basé sur les échanges boursiers dans l'UE / les pays voisins constitue la mesure la plus importante pour accroître la liquidité.

Une liquidité intrajournalière plus élevée est en outre essentielle, car elle permet aux acteurs du marché de compenser plus efficacement les erreurs de prévision à court terme et de réduire les déséquilibres de leur groupe-bilan – ce qui pourrait à son tour réduire sensiblement le besoin en énergie de réglage. La mise en œuvre de cette mesure n'est toutefois actuellement pas possible en raison de l'exclusion actuelle de la Suisse du marché intérieur de l'UE, respectivement elle suppose la conclusion et la mise en œuvre de l'accord sur l'électricité prévu avec l'UE.

➔ **Recommandation: faire progresser politiquement l'adhésion au SIDC afin de créer les conditions nécessaires à une augmentation de la liquidité du marché intrajournalier et de faciliter la gestion à court terme des groupes-bilan.**

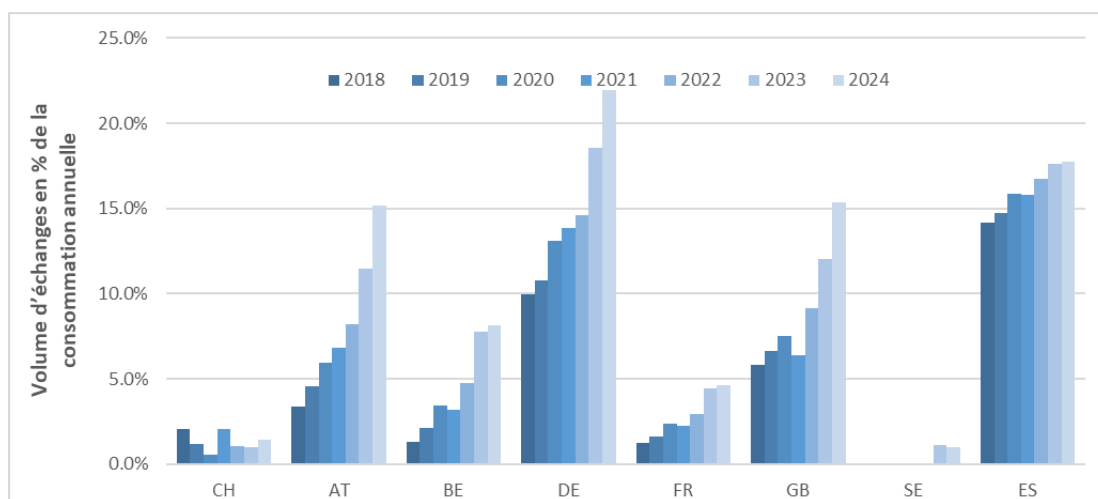


Figure 5 : volume d'échange des marchés intrajournaliers en comparaison.

Source : DNV, élaboration interne, voir annexe B.

- **Exclusion de la Suisse des plateformes de l'UE pour l'échange d'énergie de réglage**

De manière analogue au commerce intrajournalier, les États membres de l'UE considérés bénéficient de l'échange transfrontalier d'énergie de réglage dans le cadre des plateformes correspondantes de l'UE, notamment PICASSO pour l'énergie de réglage secondaire et MARI pour l'énergie de réglage tertiaire. Selon ENTSO-E, les avantages économiques pour les États membres participants se sont élevés à environ 350 millions d'euros pour la plateforme PICASSO et à plus de 50 millions d'euros pour la plateforme MARI, rien que pour le premier semestre 2025. Les économies réalisées dans le cadre de PICASSO correspondaient à peu près à celles du dit « Imbalance Netting » dans le cadre de l'International Grid Control Cooperation (IGCC) en 2024. À titre de comparaison : les coûts totaux de l'énergie de réglage et de la puissance de réglage pour l'ensemble des produits s'élevaient, pour les pays participant à PICASSO, à environ 6,4 milliards d'euros en 2024.

Compte tenu du fait que la participation de la Suisse à l'IGCC en 2024 a conduit à des économies annuelles estimées à 54 millions d'euros, il semble plausible de supposer qu'une participation de la Suisse aux plateformes correspondantes de l'UE pourrait entraîner des économies supplémentaires considérables. En raison du couplage des prix de l'énergie d'ajustement aux prix respectivement aux coûts de l'énergie de réglage, une participation de la Suisse à PICASSO pourrait en particulier conduire à une baisse des prix respectivement des coûts de l'énergie d'ajustement. Même si ces effets sur les prix n'auraient pas d'influence directe sur le besoin en énergie de réglage (respectivement pourraient même réduire indirectement les incitations à éviter l'énergie d'ajustement), une participation aux plateformes correspondantes apparaît donc comme recommandable du point de vue de l'économie nationale.

La mise en œuvre de cette mesure n'est toutefois pas possible en raison de l'exclusion actuelle de la Suisse du marché intérieur de l'UE, et suppose la conclusion et la mise en œuvre de l'accord sur l'électricité prévu avec l'UE.

➔ **Recommandation: préparer et permettre politiquement la participation à PICASSO / MARI afin d'accroître l'intensité concurrentielle sur le marché de l'énergie de réglage et de réduire les coûts.**

- **Règlement de l'énergie d'ajustement sur la base d'un système à deux prix**

Le système à deux prix en vigueur en Suisse jusqu'à la fin de l'année 2025, avec des prix différents pour les groupes-bilan en situation d'excédent (« long ») respectivement de déficit (« short »), visait à ce que tous les responsables de groupes-bilan minimisent leur propre énergie d'ajustement, indépendamment de l'écart agrégé de l'ensemble de la zone de réglage. Le système à un prix, en vigueur dans tous les autres pays considérés, récompense en revanche les comportements favorables au système et peut ainsi contribuer à réduire efficacement le solde de la zone de réglage même sans recours à l'énergie de réglage par le GRT. Avec effet au 1er janvier 2026, la Suisse est passée à un système à un prix. Il conviendrait dès lors uniquement de recommander un suivi du fonctionnement et des effets des nouvelles règles afin de vérifier si les effets positifs attendus sont effectivement atteints, de remédier à d'éventuelles « maladies de jeunesse » et de pouvoir réagir à temps à d'éventuels problèmes.

➔ **Recommandation : mettre en place un suivi structuré de la formation des prix afin d'évaluer son efficacité sur la discipline d'équilibre et les volumes des énergies d'ajustement et de réglage (AE/RE) et d'ajuster rapidement si nécessaire.**

Ouverture limitée du marché comme cause possible d'incitations insuffisantes à une gestion efficace des bilans et à une amélioration de la qualité des prévisions en Suisse

- **Ouverture limitée du marché en Suisse**

L'étude montre que les acteurs locaux du marché ne réagissent que de manière insuffisante aux signaux de prix de l'énergie d'ajustement – parfois très marqués. Actuellement, les coûts d'équilibrage peuvent être répercutés sur les consommatrices et consommateurs finaux. Même si un tel transfert est en principe également possible dans d'autres pays européens étudiés, l'ouverture seulement partielle du marché en Suisse contribue à affaiblir les incitations économiques en faveur d'une gestion minimisant les coûts et d'une optimisation active intrajournalière. Certes, dans les États de l'UE également, une part importante des consommateurs finaux concernés est approvisionnée dans le cadre de l'approvisionnement de base. Toutefois, contrairement aux GRD suisses, les fournisseurs de l'approvisionnement de base compétents dans l'UE et en Grande-Bretagne sont au moins potentiellement exposés à la concurrence et ne peuvent pas répercuter aisément des coûts d'énergie d'ajustement excessifs sur leurs clients finaux. Une ouverture accrue du marché renforcerait en revanche la concurrence entre les fournisseurs et créerait ainsi des incitations plus fortes à compenser activement les déséquilibres et à réagir aux signaux de prix à court terme. Dans ce contexte, il apparaît pertinent d'analyser de manière approfondie les effets d'une ouverture accrue du marché sur la répercussion des prix et des coûts ainsi que sur la discipline d'équilibre.

Indépendamment d'une éventuelle ouverture du marché, il apparaît recommandé d'examiner dans quelle mesure des indicateurs pertinents pour le bilan et des éléments d'évaluation de la qualité des prévisions peuvent être intégrés dans des dispositifs de transparence respectivement de régulation de type « sunshine », afin de renforcer de manière ciblée les incitations au respect de la discipline d'équilibre.

- ➔ **Recommandation : analyse approfondie de l'influence d'une ouverture accrue du marché sur la répercussion des prix et des coûts ainsi que sur la discipline d'équilibre**
- ➔ **Recommandation : examiner quels indicateurs pertinents pour le bilan pourraient être intégrés dans des règles de transparence / de type « sunshine » afin de renforcer l'effet incitatif des signaux de prix.**

Gestion centralisée des bilans des petites installations photovoltaïques

En Suisse comme dans tous les autres pays considérés, des mesures ont en principe été prises afin d'améliorer la discipline d'équilibre des installations d'énergies renouvelables par une transition vers la commercialisation directe. En raison de la forte proportion de petites installations photovoltaïques et de l'ouverture incomplète du marché, une grande partie des installations photovoltaïques en Suisse est toutefois effectivement exclue de ce dispositif. Parallèlement, la présente étude montre que des prévisions photovoltaïques insuffisantes (et une réaction inadéquate à celles-ci) ont probablement contribué de manière significative à la forte augmentation des besoins en énergie d'ajustement et en énergie de réglage en Suisse. Une gestion centralisée pourrait ici présenter des avantages, car elle permet généralement des processus plus cohérents ainsi qu'une élaboration des prévisions plus uniforme et de meilleure qualité méthodologique – avec pour effet de réduire les erreurs de prévision et, par conséquent, le besoin en énergie d'ajustement.

Un risque central lié au transfert de la responsabilité d'équilibre des petites installations photovoltaïques à une entité centrale réside dans le fait que, en cas de socialisation étendue des coûts (y compris de l'énergie d'ajustement), les incitations directes à minimiser ces coûts seraient affaiblies. La portée de ce risque dépend de manière déterminante des exigences concrètes, des mécanismes d'incitation et de la surveillance réglementaire mis en place. Dans le cadre de la présente étude, il apparaît toutefois que, dans les pays disposant de structures correspondantes – notamment l'Allemagne et l'Autriche – aucune augmentation de l'énergie

d'ajustement n'est observée : les deux marchés présentent, malgré une part plus élevée de production photovoltaïque décentralisée, des recours à l'énergie de réglage nettement plus faibles, ce qui indique une gestion efficace au regard de la discipline d'équilibre dans ces marchés.

Pour la Suisse, cet élément est particulièrement pertinent, étant donné que la gestion des bilans des petites installations est largement laissée aux fournisseurs locaux. Avec environ 600 fournisseurs, il s'agit en outre d'un marché fortement fragmenté, ce qui entraîne naturellement des structures et des ressources hétérogènes et rend plus complexe une gestion uniforme et coordonnée. Il convient de souligner que le secteur a récemment pris ses propres initiatives et a publié en 2025 de nouvelles recommandations visant à améliorer la discipline d'équilibre et l'élaboration de prévisions de haute qualité. Il serait donc recommandé de suivre de manière systématique les effets de ces recommandations, notamment en ce qui concerne la qualité future des prévisions ainsi que la qualité du respect de l'équilibre. Si une amélioration significative de la précision des prévisions ne se matérialise pas, il conviendrait, dans un second temps, d'examiner si, dans le cadre du modèle suisse, un transfert de la gestion des bilans des énergies renouvelables décentralisées ou de petite taille à une entité centrale pourrait être pertinent.

- ➔ ***Recommandation : suivi de la qualité des prévisions pour les groupes-bilan avec petites installations photovoltaïques et de l'efficacité de la mise en œuvre des recommandations sectorielles pertinentes, ainsi qu'examen des indicateurs pouvant être intégrés dans des règles de transparence / de type « sunshine » afin d'évaluer la qualité des prévisions des responsables de groupes-bilan avec petites installations photovoltaïques et de renforcer l'effet incitatif des signaux de prix.***
- ➔ ***Recommandation : en cas d'amélioration insuffisante de la qualité des prévisions, examiner si, dans le cadre du modèle suisse, un transfert de la gestion ou de la gestion des bilans des énergies renouvelables décentralisées à une entité centrale pourrait être pertinent.***

1 EINLEITUNG UND AUFGABENSTELLUNG

In der Schweiz ist in den letzten Jahren ein deutlicher Anstieg des Regelenergiebedarfs und der damit verbundenen Kosten zu beobachten. Der beobachtete Anstieg des Regelenergiebedarfs wird im öffentlichen und fachlichen Diskurs häufig auf den Ausbau erneuerbarer Energien zurückgeführt, doch zeigt sich bei genauerer Betrachtung, dass weitere Einflussfaktoren eine Rolle spielen können. Dazu gehören einerseits die Ausgestaltung der Anreizmechanismen, die eine präzise Prognoseführung und kurzfristige Korrekturmaßnahmen fördern oder behindern können. Andererseits können marktliche Rahmenbedingungen bestimmen, ob kurzfristige Massnahmen zur Bilanztreue möglich bzw. lohnend sind. Als weitere mögliche Gründe wurden zudem die mangelnde Liquidität und Aktivität im Intraday-Markt sowie den Marktmechanismen für die Beschaffung von Regelleistung und -energie genannt.

Es stellt sich daher die Frage, ob der Anstieg des Regelenergiebedarfs Entwicklung mit dem Anstieg der erneuerbaren Energien steht. Darüber hinaus werfen die beobachteten Trends grundlegende Fragen zur Wirksamkeit bestehender Marktmechanismen und regulatorischer Rahmenbedingungen auf. Vor diesem Hintergrund zielt diese Studie darauf ab, den Regelenergiebedarf der Schweiz im internationalen Vergleich zu analysieren und daraus konkrete Handlungsempfehlungen abzuleiten.

Vor diesem Hintergrund verfolgt die Studie zwei zentrale Zielsetzungen: Erstens soll untersucht werden, ob die Schweiz ein spezifisches oder strukturelles Problem im Bereich des Regelenergiebedarfs hat, das über das Niveau in anderen europäischen Ländern hinausgeht. Zweitens sollen Massnahmen identifiziert werden, die geeignet sind, den Regelenergiebedarf zu senken, indem mögliche Einflussfaktoren und die Situation in Vergleichsländern beschrieben werden.

Die Untersuchung stützt sich auf einen systematischen, vergleichenden Ansatz, bei dem die Schweiz ausgewählten europäischen Ländern gegenübergestellt wird. Dabei werden sowohl strukturelle als auch operative Einflussfaktoren berücksichtigt, um ein möglichst umfassendes Bild der Ursachen für den Regelenergiebedarf zu erhalten. Zu den untersuchten Größen gehören unter anderem der Strommix, das Niveau von Ausgleichsenergie und die zugehörigen Preise. Ausserdem werden die Ausgleichsenergiepreissystematik, die Ausgestaltung der Intraday-Märkte sowie die Funktionsweise der Regelenergie- und Reserveleistungsmärkte inklusive ihrer Einbettung in europäische Kooperationsplattformen vergleichend analysiert. Durch diese Kombination qualitativer und quantitativer Vergleichsgrößen lassen sich sowohl übergeordnete Muster als auch spezifische Besonderheiten identifizieren. Auf dieser Grundlage können erfolgreiche Massnahmen zur Begrenzung des Regelenergiebedarfs eingeordnet und deren Übertragbarkeit auf den Schweizer Kontext bewertet werden.

Kapitel 2 beschreibt die Situation in der Schweiz im Vergleich zu ausgewählten europäischen Ländern. Der Fokus liegt auf der quantitativen Darstellung von Strommix, Regelenergiebedarf, Ausgleichsenergiepreisentwicklung sowie der Untersuchung möglicher Korrelationen. Kapitel 3 untersucht zentrale Einflussfaktoren, potenzielle Massnahmen und regulatorische Ansätze, die geeignet sind, den Regelenergiebedarf zu reduzieren. Kapitel 4 fasst die wichtigsten Schlussfolgerungen zusammen und formuliert Empfehlungen, die Politik, Regulator und Marktakteure als Grundlage für weiterführende Entscheidungen dienen sollen.

2 SITUATION IN DER SCHWEIZ IM VERGLEICH MIT AUSGEWÄHLTEN EUROPÄISCHEN LÄNDERN

2.1 Untersuchungsrahmen

Zu Beginn dieser Studie soll zunächst ein Bild der Situation der Schweizer Regel- und Ausgleichsenergie für den Zeitraum 2018 bis 2024 gezeichnet und ins Verhältnis zu anderen europäischen Ländern gesetzt werden. Zunächst werden die Strommärkte der untersuchten Länder anhand ihres Kraftwerkeinsatzes und ihres Strommixes charakterisiert, bevor zentrale Kennzahlen zur Regel- und Ausgleichsenergie beschrieben und zwischen den Ländern verglichen werden.

Die Auswahl der zu untersuchenden Länder wurde in enger Abstimmung mit dem BFE vorgenommen. Dabei wurden sowohl die Relevanz für den europäischen Regelenergiemarkt als auch spezifische nationale Besonderheiten berücksichtigt. Die finale Liste spiegelt die gemeinsamen Prioritäten wider und dient als Grundlage für die weitere Analyse im Rahmen des Projekts. Die finale Liste inklusive zentraler Entscheidungsmerkmale ist Tabelle 1 zu entnehmen.

Tabelle 1: Vergleichsländer

Land	Begründung / Anmerkungen
Schweiz	Zielland. Hoher Anteil an Wasserkraft mit saisonaler Flexibilität, begrenzte wetterabhängige erneuerbare Energien (EE), aber zunehmende Integration von PV, stark vernetzt mit Nachbarländern.
Deutschland	Sehr hoher Anteil wetterabhängiger EE (Wind und PV), sehr grosser Markt, komplexe Bilanzkreis- und Regelenergiemärkte, stark vernetzt mit zahlreichen Nachbarländern.
Österreich	Starke Wasserkraftbasis, zunehmender Ausbau von PV, Integration in den mitteleuropäischen Markt.
Spanien	Hoher Anteil an PV und Wind. Zentraler Kraftwerkeinsatz.
Belgien	Starkes Wachstum wetterabhängiger EE seit 2018, vergleichbare Marktgrösse, Fokus auf Systemstützung durch Bilanzgruppen (BG).
Frankreich	Dominanz von Kernkraft, aber wachsender Anteil wetterabhängiger EE, Fokus auf Systemstabilität und Flexibilitätsoptionen, grosse Bedeutung von Interkonnektoren.
Grossbritannien	Hoher Anteil wetterabhängiger EE, Inselsystem (kein Ausgleich mit dem Ausland), aktive Förderung flexiblen Verbrauchs.
Schweden	Hoher Anteil wetterabhängiger EE, Einbindung in nordischen Synchronverbund.

2.2 Regelungen zum Kraftwerkseinsatz

Wie in Tabelle 1 erwähnt, unterscheiden sich die betrachteten Länder u.a. im grundlegenden Marktdesign und in den Regelungen für Kraftwerksplanung und -einsatz. Hierbei sind insbesondere die folgenden Unterschiede zu berücksichtigen (vgl. Abbildung 6):

- In der Schweiz sowie in Belgien, Deutschland und Österreich beruht der Grosshandels- und der Regelenergiemarkt auf einem Portfolioeinsatz auf einem Portfoliomodell mit eigenständiger Kraftwerkseinsatzplanung und Dispatch durch die Marktakteure. Obwohl die Akteure separate Fahrpläne zumindest für grössere Kraftwerke bzw. -blöcke anmelden müssen, behalten sie in diesen Ländern die betriebliche Hoheit über ihre Anlage.
- In Frankreich und Grossbritannien basiert der Grosshandelsmarkt ebenfalls auf dem Portfolioansatz. Der Regelenergiemarkt beruht dagegen auf einzelnen Anlagen, d.h. sämtliche Gebote sind kraftwerks- oder sogar blockscharf abzugeben. Der ÜNB verfügt zudem über detaillierte technische Parameter jeder Anlage, die es ermöglicht, neben standardisierten Regelenergie-Angebote auch zusätzliche Potenzial für Regelenergie zu nutzen, die sich auf Grundlage des bestätigten Fahrplans und der technischen Parameter einer Anlage ergibt.
- In Spanien berücksichtigt bereits der Grosshandelsmarkt einzelne Einheiten, anlog zum «Pool»-Modell z.B. in Italien, gleiches gilt hier für den Regelenergiemarkt. Im Gegensatz zu Italien basiert der Kraftwerkseinsatz jedoch wieder auf dem Prinzip des Self-Dispatch.

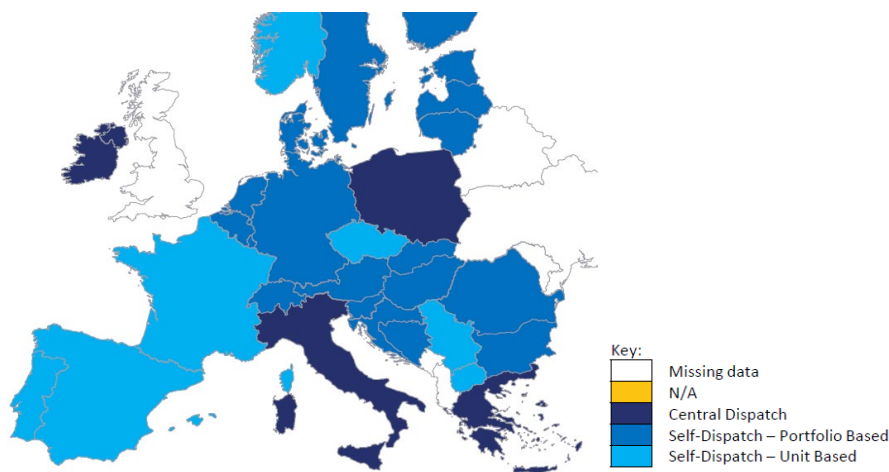


Abbildung 6: Regelungen zum Kraftwerkseinsatz in Europa

Quelle: ENTSO-E (2025a)

2.3 Strommix und Rolle erneuerbarer Energien

Abbildung 7 zeigt die Struktur der Stromerzeugung in der Schweiz im Untersuchungszeitraum von 2018 bis 2024. Der Strommix in der Schweiz ist besonders durch Wasserkraft und Kernenergie geprägt. In Summe machen sie ca. 90% der Energieerzeugung der Schweiz aus. Der Anteil von Wasserkraft unterliegt jährlichen Schwankungen und liegt im Untersuchungszeitraum zwischen 52% und 61%. Der Anteil der Kernenergie schwankt zwischen 28% und 36% mit leicht sinkender Tendenz. Der übrige Strombedarf wird zu Beginn des Untersuchungszeitraums noch überwiegend aus einer Mischung von erneuerbarer und fossiler thermischer Erzeugung gedeckt. Im Zeitverlauf nimmt Photovoltaik eine zunehmend wichtige Rolle in der Stromerzeugung ein. Ihr Anteil vervielfacht sich von 2,9% im Jahr 2018 auf 7,4% im Jahr

2024. Die Stromerzeugung aus Windenergie spielt keine nennenswerte Rolle und liegt über den gesamten Untersuchungszeitraum bei etwa 0,2%.

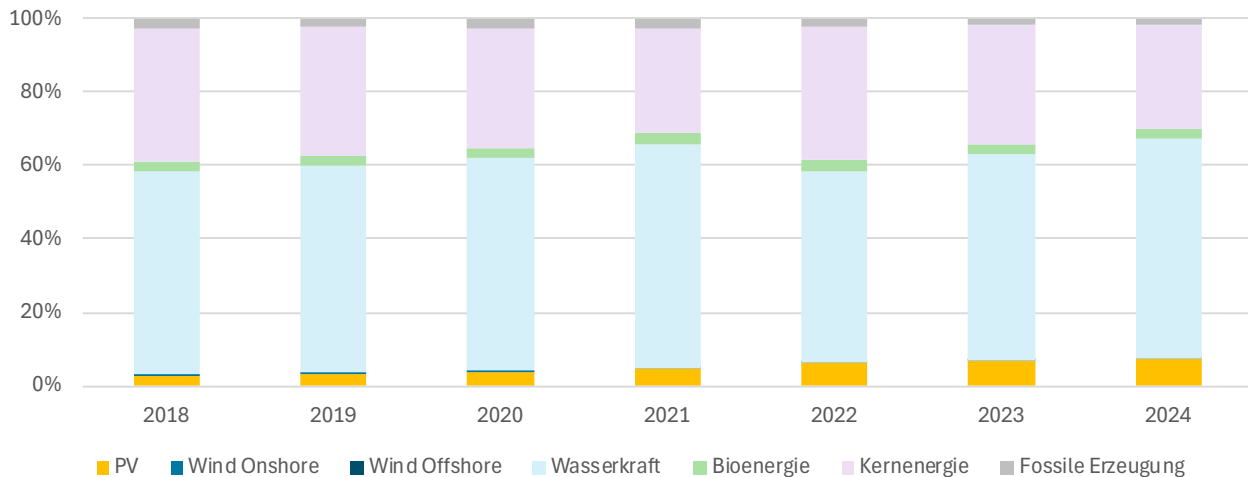


Abbildung 7: Stromerzeugung nach Energieträgern in der Schweiz 2018 - 2024

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

Abbildung 8 zeigt den Strommix im Ländervergleich. Zur besseren Vergleichbarkeit wird dieser in relativen Werten zur Nettostromerzeugung abgebildet. Es ist leicht zu erkennen, dass sich die betrachteten Länder in ihrem Strommix teilweise erheblich unterscheiden. Es ist erkennbar, dass der Anteil variabler erneuerbarer Stromerzeugung stark unterschiedlich ausgeprägt ist. Dieser liegt in der Schweiz mit 7,6% deutlich am niedrigsten. Dies liegt insbesondere daran, dass die Schweiz kaum Strom aus Windenergie erzeugt. Betrachtet man ausschliesslich die PV-Erzeugung, liegt der Anteil der Schweiz höher als der in Schweden (2,4%), Frankreich (4,2%), Grossbritannien (6,1%) und Österreich (7,2%), jedoch deutlich unter denen Belgiens (11,2%), Deutschlands (15,1%) und Spaniens (18,0%). Die Zusammensetzung der steuerbaren Leistung ist in den untersuchten Ländern ebenfalls sehr heterogen. Sie unterscheiden sich im Grad ihrer Prägung durch Kernenergie, fossile Energieträger und Wasserkraft. Für den Zweck dieser Studie ist die Art der steuerbaren Erzeuger allerdings nachrangig, da der Einfluss dieser Technologien in der Regel auf unvorhergesehene Kraftwerksausfälle beschränkt ist.

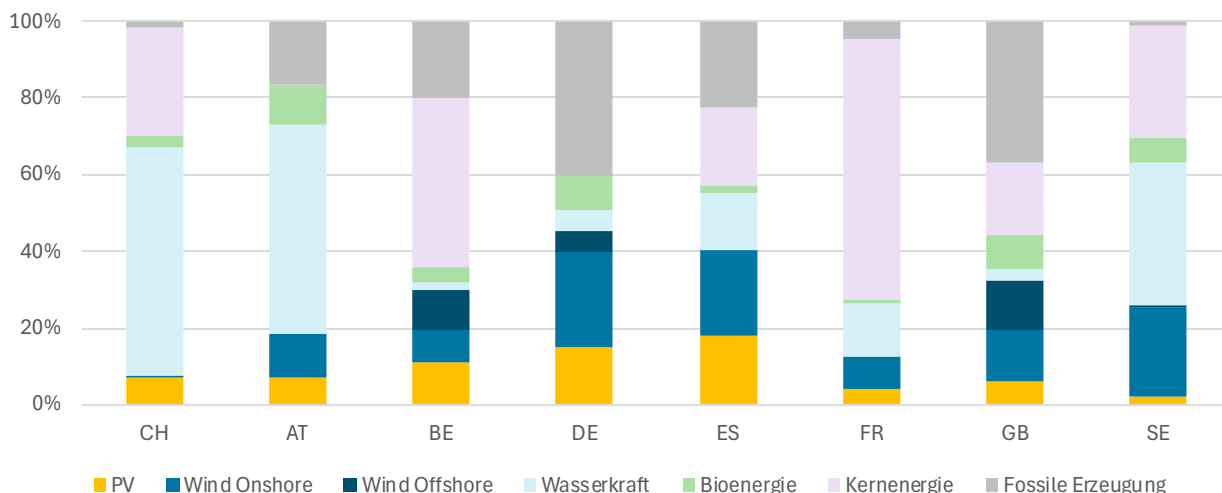


Abbildung 8: Strommix in den untersuchten Ländern 2024

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

Die variablen Erneuerbaren Energien (EE) zeichnen sich durch begrenzte Vollaststunden aus. Für die Regelenergie sind dagegen die momentanen Abweichungen und damit die installierte Leistung von primärer Bedeutung. Zur besseren Einordnung vergleicht Abbildung 9 daher die Leistung der variablen EE mit der jährlichen Spitzenlast in den einzelnen Ländern. Es ist deutlich zu erkennen, dass dieser Anteil in allen betrachteten Ländern im Betrachtungszeitraum erheblich gestiegen ist. Gleichzeitig sind grosse Unterschiede zu erkennen. So beträgt die EE-Leistung in Deutschland mehr als das Doppelte der Spitzenlast, in der Schweiz aber nur etwa die Hälfte (2024). Zudem verfügt neben der Schweiz nur noch Frankreich über einen ähnlich niedrigen Anteil variabler EE, während der Anteil in allen übrigen Ländern mindestens doppelt so hoch ist. Auch ist der Technologiemitx zwischen den Ländern sehr unterschiedlich. Die Schweiz ist das einzige Land, das über keine nennenswerte Windenergieleistung verfügt. Frankreich hat relativ zur Spitzenlast zwar die zweitgeringste Windenergieleistung, kommt aber auf immerhin 30%. Die höchsten Beiträge durch Windenergie treten in Spanien (84%) und Deutschland (95%) auf.

Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass der Anteil variabler EE in der Schweiz weitestgehend auf PV-Anlagen beruht. Damit sind die Prognoseabweichungen in der Schweiz relativ gesehen deutlich stärker auf die Tagesstunden konzentriert, während in den Nachtstunden keine oder nur sehr geringe Abweichungen der Windkraftanlagen zu erwarten sind. Allerdings ist der PV-Anteil in Belgien, Deutschland, Österreich und Spanien⁷ wesentlich höher als in der Schweiz, so dass der Einfluss der Solarenergie auf das Risiko von Systemabweichungen im Vergleich zur Gesamtgrösse des Systems grundsätzlich vergleichbar sein sollte.

Bei der Betrachtung der PV im Kontext des Bilanzmanagement ist eine Differenzierung zwischen Klein- und Grossanlagen insofern sinnvoll, da diese sich in ihrem Betrieb deutlich unterscheiden können. In Abbildung 9 sind Klein-PV als im Verteilnetz angeschlossene Anlagen definiert, wobei es sich meist um Aufdach-PV handeln dürfte.⁸ Gross-PV bezeichnet auf höheren Spannungsebenen installierte Einheiten, in der Regel Freiflächen-Anlagen. Letztere werden oft professionell vermarktet, da ihre Betreiber bzw. Vermarkter in der Regel einen höheren Anreiz haben, ihre Prognosen zu optimieren und ihr Erzeugungsprofil am Markt abzubilden. Kleinanlagen speisen hingegen in der Regel ungesteuert ein und werden oft in Kombination mit Heimspeichern eigenverbrauchsoptimiert betrieben.⁹ Das Bilanzmanagement dieser

⁷ Solar-PV in Spanien inkl. solarthermische Kraftwerke.

⁸ Die entsprechenden Daten basieren auf verschiedenen nationalen und internationalen (z.B. IEA) Statistiken und Berichten, wobei die konkreten Definitionen nicht immer klar definiert sind.

⁹ Die tatsächliche Anreizstruktur ist abhängig von der Ausgestaltung des Förderregimes in den einzelnen Ländern. Hierauf gehen wir in Abschnitt 3.5 näher ein.

Kleinanlagen obliegt daher entweder den Lieferanten der betroffenen Konsumenten oder aber einem dezidierten Bilanzgruppenverantwortlicher (BGV) (vgl. Abschnitt 3.5).

Der Schweizer PV-Park besteht fast ausschliesslich aus Kleinanlagen, während die übrigen Länder (mit Ausnahme Schwedens) auch über nennenswerte Anteile von Gross-PV verfügen. Allen voran ist hier Spanien zu nennen, wo lediglich ein Fünftel der Leistung auf Kleinanlagen entfällt. Auch in Frankreich, Grossbritannien und Schweden liegt die Leistung der Klein-PV, bezogen auf die jährliche Spitzenlast, wesentlich niedriger als in der Schweiz. Der Anteil der Klein-PV in der Schweiz ist zwar vergleichsweise hoch, aber auf keinem aussergewöhnlichen Niveau. So haben Österreich, Belgien und Deutschland teils deutlich höhere Leistung an Klein-PV im System vorzuweisen bzw. die installierte Leistung der Klein-PV ist, bezogen auf die jährliche Spitzenlast, vergleichbar mit der Schweiz.

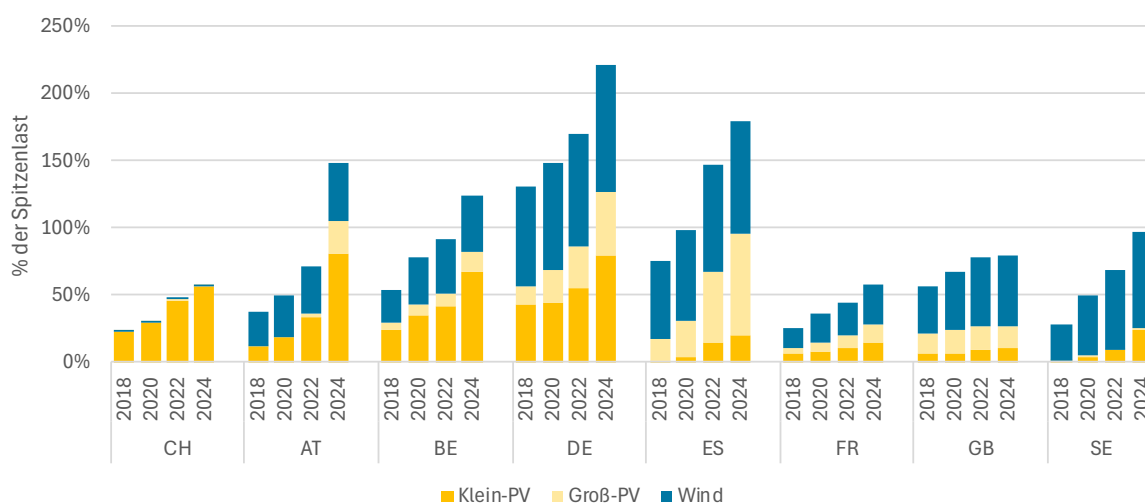


Abbildung 9: installierte Leistung der variablen EE relativ zur jährlichen Spitzenlast in den betrachteten Ländern

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

2.4 Bedarf an Ausgleichs- bzw. Regelenergie

Unsere Datengrundlage für die Beschreibung der Ausgleichsenergieentwicklung sind die viertelstündlichen Ausgleichsenergiesalden aller BGV in der Schweiz. Es ist dabei zu beachten, dass keine Informationen dazu vorliegen, wie der Saldo einer Viertelstunde zustande gekommen ist. Dies bedeutet, dass für eine Viertelstunde nur der aggregierte Ausgleichsenergiesaldo sämtlicher Bilanzgruppen in der Schweiz bekannt ist, aber keine Informationen darüber vorliegen, wie hoch das Volumen der sich gegenseitig kompensierenden Ausgleichsenergie (AE) der verschiedenen BG war. Damit können nur Rückschlüsse über den Systemzustand, allerdings nicht über die Bilanztreue einzelner BGV gezogen werden. Zur besseren Vergleichbarkeit wurde für alle Analysen in diesem Bericht daher der Saldo der aggregierten AE berücksichtigt, auch für diejenigen Ländern, für die weitere Informationen vorlagen.

In Abbildung 10 ist die monatliche Entwicklung der Schweizer Ausgleichsenergie im Untersuchungszeitraum dargestellt, bezogen auf den Stromverbrauch im jeweiligen Monat. Zudem werden die monatlichen Summen der Salden von Viertelstunden mit Defiziten (Ausgleichsenergie «short») und Überschüssen Ausgleichsenergie («long») getrennt ausgewiesen. Zwischen 2018 und 2023 bewegen sich die Salden abgesehen von einzelnen Ausnahmen in einem Korridor von

± 0,5 bis 1,0%. Im Frühjahr 2024 scheint es einen kleinen Strukturbruch bei der Ausgleichsenergie «short» zu geben, da sich ihr Niveau in der Folge auf Werte von teils deutlich über 1,0% verschiebt

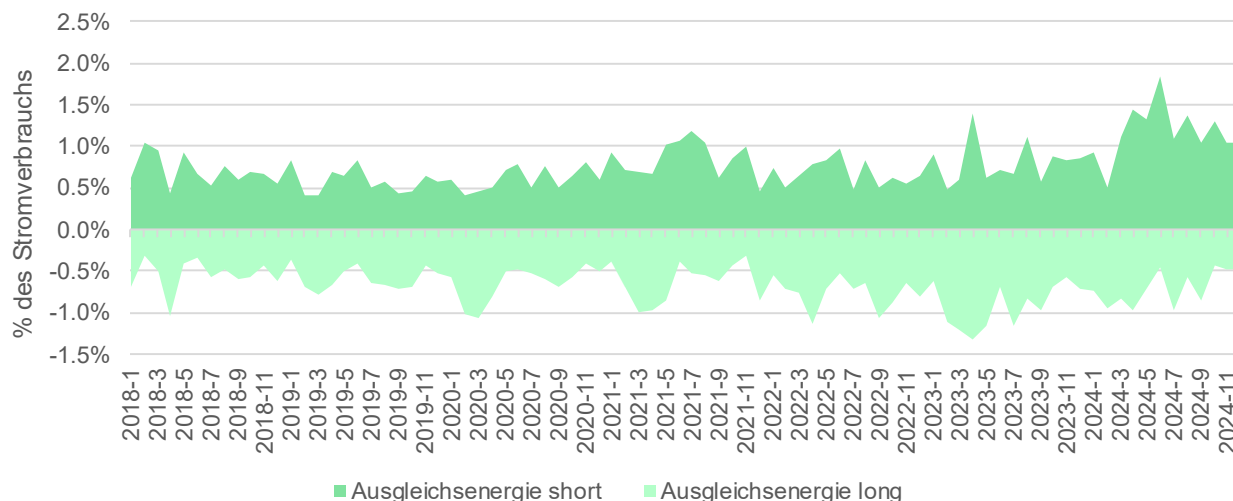


Abbildung 10: Entwicklung der monatlichen Ausgleichsenergie relativ zum Stromverbrauch in der Schweiz 2018-2024

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

In Tabelle 2 ist die Entwicklung der Ausgleichsenergie im Ländervergleich dargestellt. Die Berechnung erfolgt analog zur Schweiz. Es ist zu erkennen, dass Österreich, Deutschland und Grossbritannien mit im Schnitt ± 0,2 bis 0,4% die niedrigsten Ausgleichsenergiesalden aufweisen. Schweden und Spanien sind mit Salden von in der Regel mehr als ±1% die Länder mit den höchsten saldierten Ungleichgewichten. Die Schweiz liegt über den gesamten Untersuchungszeitraum gemeinsam mit Belgien und Frankreich in der Mitte des Ländervergleichs. Ausnahme ist Ausgleichsenergie «short» im Jahr 2024, bei der für die Schweiz ähnliche Werte wie in Schweden und Spanien zu beobachten sind.

Tabelle 2: Ausgleichsenergie relativ zum Jahresverbrauch im Ländervergleich 2018-2024

Land	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ausgleichsenergie «short»							
CH	0.71%	0.59%	0.61%	0.84%	0.68%	0.80%	1.16%
AT	0.21%	0.19%	0.16%	0.18%	0.18%	0.17%	0.22%
BE	0.58%	0.58%	0.62%	0.83%	0.88%	0.82%	0.87%
DE	0.43%	0.40%	0.36%	0.33%	0.36%	0.37%	0.37%
FR	0.59%	0.61%	0.76%	0.67%	0.53%	0.61%	0.73%
GB		0.19%	0.16%	0.14%	0.17%	0.19%	0.19%
SE		0.81%	1.11%	1.24%	1.09%	1.21%	1.23%
ES	1.21%	1.13%	1.30%	1.42%	1.56%	1.45%	1.27%
Ausgleichsenergie «long»							
CH	-0.55%	-0.59%	-0.64%	-0.63%	-0.75%	-0.92%	-0.70%
AT	-0.20%	-0.20%	-0.19%	-0.16%	-0.15%	-0.17%	-0.15%
BE	-0.60%	-0.63%	-0.62%	-0.52%	-0.60%	-0.49%	-0.38%
DE	-0.24%	-0.32%	-0.29%	-0.26%	-0.35%	-0.32%	-0.28%
FR	-0.83%	-0.75%	-0.75%	-0.73%	-0.95%	-0.83%	-0.67%
GB		-0.15%	-0.22%	-0.20%	-0.19%	-0.16%	-0.15%
SE	-2.44%	-1.18%	-1.17%	-1.10%	-1.61%	-1.58%	-1.68%
ES	-0.61%	-0.65%	-0.77%	-0.87%	-1.12%	-1.47%	-1.74%

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

Obwohl die AE der wesentliche Treiber für den Abruf von Regelenergie (RE) sein sollte, sind die entsprechenden Werte nicht unbedingt deckungsgleich. Zum Vergleich zeigt Abbildung 11 die Summe der monatlich abgerufenen Regelenergie in der Schweiz über den Studienzeitraum, differenziert nach Sekundär- und Tertiärregelenergie. Hierbei ist zu beachten, dass die Schweiz seit Oktober 2020 an der europäischen Plattform „TERRE“ für den Austausch von Ersatzreserve teilnahm (vgl. Abschnitt 3.4.5). Es ist davon auszugehen, dass erhebliche Regelenergiemengen in der Schweiz für TERRE, d.h. beispielsweise zum Ausgleich der französischen Regelzone abgerufen worden sind. Leider lagen für diese Studie differenzierte Daten nur ab Januar 2023 vor, so dass die ab Januar 2023 abgebildeten Regelenergieabrufe tatsächlich nur auf die Ungleichgewichte in der Schweizer Regelzone zurückzuführen sind. Für den durch rot gekennzeichneten Zeitraum zwischen Oktober 2020 und Dezember 2022 ist es uns aufgrund der verfügbaren Datenbasis dagegen nicht möglich, zwischen dem lokalen Bedarf und dem Regelenergieabruf für TERRE zu unterscheiden.

Aus Abbildung 11 lässt sich deutlich ein Anstieg der Abrufe von Tertiärregelenergie erkennen, selbst wenn der Zeitraum 2020 – 2022 aufgrund der möglichen Verzerrungen durch TERRE ignoriert wird. Umgekehrt verändert sich der mittlere Abruf der Sekundärregelenergie im Schnitt über den gesamten Studienzeitraum kaum. In Summe ist dennoch ein merkbarer Anstieg des RE-Abrufs in den Jahren 2023 – 2024 verglichen mit dem Zeitraum 2018 – 2019 zu beobachten.

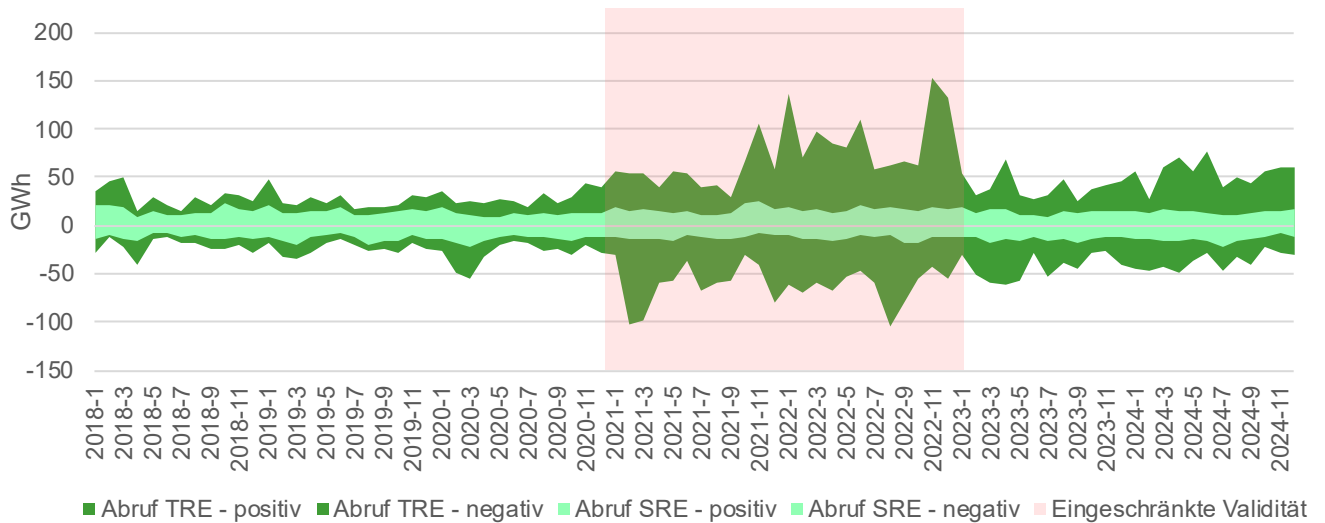


Abbildung 11: Entwicklung der monatlich abgerufenen Regelenergie in der Schweiz 2018-2024

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

Anmerkung: Für den rot markierten Bereich ist es nicht möglich zwischen lokalem Regelenergiebedarf und dem Regelenergieabruf durch TERRE zu unterscheiden.

Abbildung 12 zeigt die durchschnittlichen Abrufe von Regelenergie im Jahr 2024 im Ländervergleich, erneut normiert auf den jährlichen Landesverbrauch. Es fällt unmittelbar auf, dass die Schweiz vergleichsweise viel Regelenergie abgerufen hat, wenn auch vergleichbar zu Schweden und Spanien. Dennoch lag der Bedarf an Regelenergie im Jahr 2024 um Faktor 2 bis 4 höher als in den übrigen mitteleuropäischen Ländern und Grossbritannien. Hierbei ist keine eindeutige Korrelation z.B. mit der Grösse der Länder oder dem zuvor dargestellten Anteil der erneuerbaren Energien zu erkennen. Die Beispiele aus Österreich, Belgien und Deutschland zeigen dennoch, dass ein hoher Anteil dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien nicht zwangsläufig zu sehr hohen Regelenergieabrufen führt.

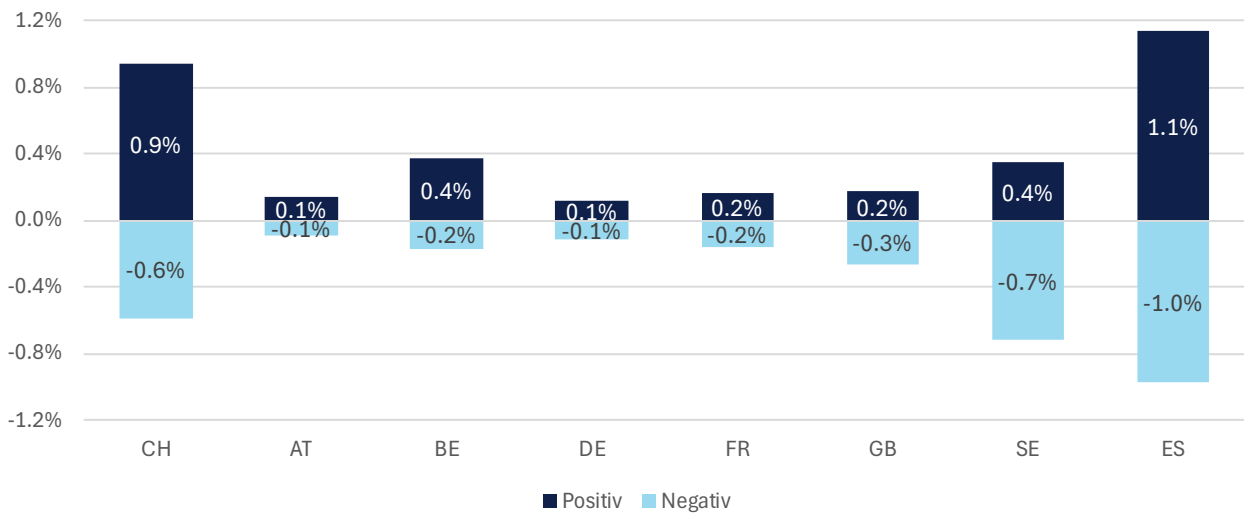


Abbildung 12: Durchschnittlicher Regelenergieabruf relativ zum Landesverbrauch im Ländervergleich (2024)

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

Neben dem durchschnittlichen RE-Abruf sind aus Sicht des ÜNB und der Systemstabilität vor allem Situationen mit besonders hohem Bedarf an Regelenergie relevant. Tabelle 3 vergleicht daher den maximalen Abruf an positiver bzw. negativer RE in allen betrachteten Ländern und Jahren. Zur besseren Vergleichbarkeit wurden die RE-Abrufe hierbei in MWh/h betrachtet und auf die jeweilige Jahreshöchstlast bezogen.

Tabelle 3 zeigt, dass der maximale Abruf an positiver RE in Deutschland, Frankreich oder Grossbritannien mit in der Regel 2,0 bis 4,0% am geringsten ist. Aufgrund der Systemgrösse ist dies eine erwartbare Beobachtung. Auffällig ist eher die Tatsache, dass auch Österreich zu den Ländern mit den geringsten Abrufen gehört. Die übrigen kleineren Länder Belgien und Schweden liegen mit durchschnittlich 6,4 bzw. 7,9% deutlich darüber. Auch im deutlich grösseren Spanien sind relativ hohe Werte zu beobachten. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass der schwedische und spanische Markt im Betrachtungszeitraum auf einstündigen Fahrplanintervallen beruhten (vgl. Abschnitt 3.2.4 auf s. 59), was die Möglichkeiten zum eigenständigen Ausgleich im ID-Markt zeitlich begrenzte. Die Schweiz schliesslich weist mit durchschnittlich 9,3% im Ländervergleich deutlich den höchsten maximalen positiven RE-Abruf auf, mit einer deutlichen Steigerung in den Jahren 2023 und 2024. Ein Blick auf die maximalen negativen RE-Abrufe zeigt grundsätzlich ein ähnliches Bild und die Schweiz weist mit durchschnittlich 8,1% den höchsten Wert im Ländervergleich auf.

Tabelle 3: Maximaler Abruf von Regelenergie (relativ zur Spitzenlast) im Ländervergleich

Land	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Positive Regelenergie (Defizit)							
CH	6.4%	8.3%				10.2%	12.3%
AT	3.5%	3.1%	3.1%	5.3%	6.0%	3.4%	3.2%
BE	6.7%	7.0%	5.8%	7.3%	9.7%	9.0%	9.5%
DE	3.1%	3.8%	3.4%	3.3%	2.9%	2.5%	2.9%
FR	2.1%	2.0%	1.9%	2.1%	2.7%	2.7%	2.4%
GB			3.0%	2.1%	1.6%	2.5%	2.9%
SE	6.2%	4.5%	5.7%	4.6%	9.4%	5.8%	8.8%
ES	6.9%	7.0%	7.1%	7.3%	8.3%	8.7%	11.5%
Negative Regelenergie (Überschuss)							
CH	-7.4%	-6.2%				-9.5%	-9.3%
AT	-2.3%	-3.1%	-2.7%	-3.3%	-4.5%	-4.2%	-2.3%
BE	-7.7%	-5.3%	-5.5%	-5.0%	-6.9%	-6.9%	-7.9%
DE	-2.7%	-3.5%	-2.6%	-2.2%	-2.1%	-2.8%	-1.8%
FR	-1.8%	-1.8%	-2.6%	-1.8%	-1.6%	-1.7%	-1.8%
GB			-2.5%	-2.0%	-2.6%	-2.9%	-2.6%
SE	-4.4%	-6.7%	-6.5%	-5.1%	-8.1%	-4.9%	-6.5%
ES	-6.0%	-4.1%	-7.8%	-6.1%	-7.3%	-7.6%	-10.6%

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

Es ist zu beachten, dass die Regelenergieabrufe in der Schweiz für 2020 bis 2022 durch die TERRE-Abrufe verzerrt sind, weshalb diese in der Tabelle nicht dargestellt werden. Mit Blick auf die bereinigten Werte kann allerdings auch für die Jahre 2023 und 2024 festgestellt werden, dass die Schweiz den relativ höchsten positiven Regelenergieabruf aufweist. Allerdings ist der Abstand zu den übrigen Ländern bei dieser Betrachtungsweise geringer. Im Jahr 2024 liegen die Abrufe in Spanien leicht höher als in der Schweiz.

Abbildung 13 fasst den Ländervergleich für das Jahr 2024 grafisch zusammen. Ähnlich wie beim Vergleich des durchschnittlichen RE-Abrufs in Abbildung 12 zeigt sich erneut, dass der maximale Regelenergiebedarf in der Schweiz nur mit Spanien vergleichbar war und wesentlich höher als z.B. in Österreich, Deutschland oder Frankreich lag. Auffällig ist jedoch, dass auch in Belgien und Schweden (sehr) hohe maximaler RE-Abrufe zu beobachten waren.

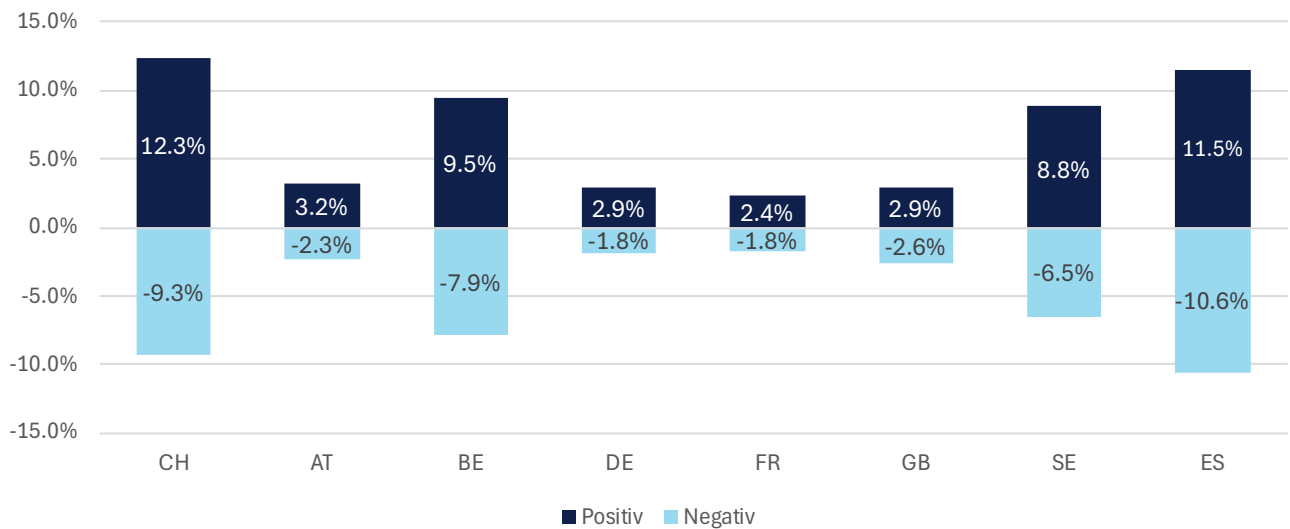


Abbildung 13: Maximaler Regelenergieabruf relativ zur Spitzenlast im Jahr 2024 im Ländervergleich

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

2.4.1 Korrelation des Bedarfs an Ausgleichsenergie mit der Erzeugung aus variablen erneuerbaren Energien

Die dargebotsabhängigen Stromerzeuger PV und Wind können Treiber von Bilanzabweichungen sein, da ihre Einspeisung Schwankungen und Prognosefehlern unterliegen, die Bilanzgruppenverantwortliche nur eingeschränkt durch Steuerung und Handel ausgleichen können. Dies ist besonders relevant für das Schweizer System, da sich die PV-Erzeugung fast ausschliesslich auf Kleinanlagen stammt, die in der Regel die gesamte, nicht selbst verbrauchte Energie ins Netz einspeisen und dabei externe Marktsignale nicht berücksichtigen. Vor diesem Hintergrund stellt Abbildung 14 den Zusammenhang zwischen monatlicher PV-Erzeugung und dem entsprechenden Saldo der Ausgleichsenergie dar, um etwaige Zusammenhänge zwischen diesen Grössen und dem Regelenergiebedarf erkennen zu können. Tatsächlich zeigt dieses Bild eine leichte Korrelation zwischen der PV-Erzeugung und Ausgleichsenergie, die im Falle eines unterdeckten Systems etwas höher ausfällt. Allerdings ist gleichzeitig eine erhebliche Streuung zu beobachten, so dass diese Korrelation mit Vorsicht zu betrachten ist.

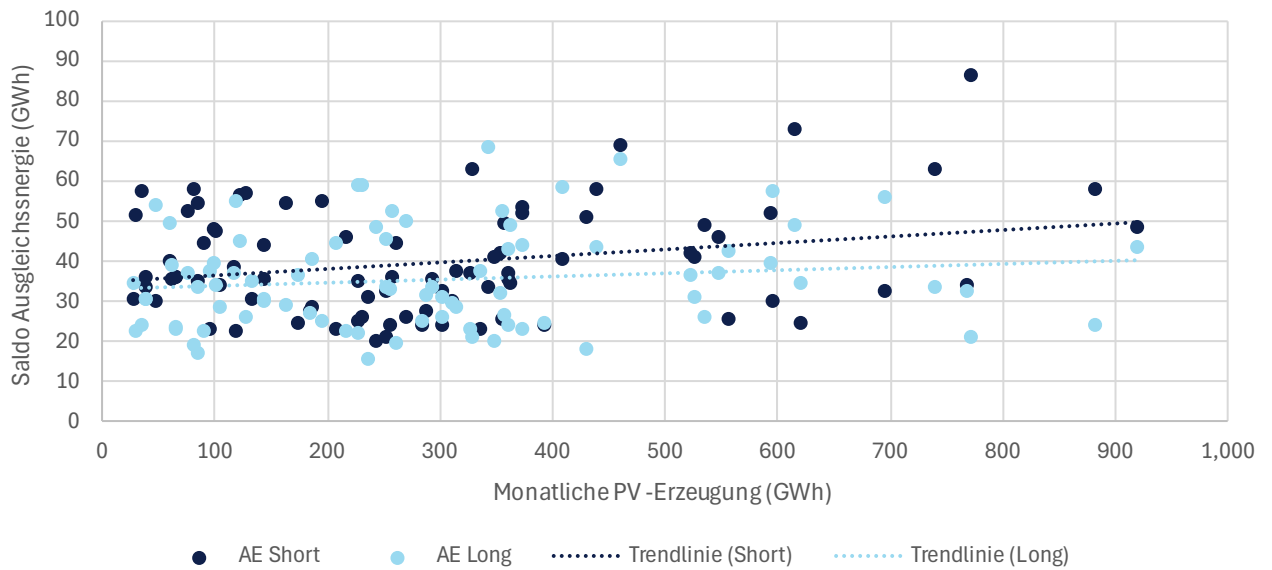


Abbildung 14: Monatlicher Saldo der Ausgleichsenergie im Zusammenhang mit der PV-Erzeugung in der Schweiz 2018-2024

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

In Abbildung 15 ist derselbe Zusammenhang über alle Vergleichsländer inklusiver der Schweiz dargestellt. Um eine Vergleichbarkeit herzustellen, wurden sowohl der AE-Saldo als auch die PV-Erzeugung mit dem entsprechenden monatlichen Stromverbrauch ins Verhältnis gesetzt. Auch hier ist eine Korrelation zu erkennen, die auf den ersten Blick sogar stärker ausgeprägt zu sein scheint als allein für die Schweiz. Auch wenn dies auf einen Zusammenhang hindeuten kann, ist an dieser Stelle festzuhalten, dass aus diesen Beobachtungen keine Kausalität abgeleitet werden kann. Da die Windenergie keine nennenswerte Rolle im Schweizer Strommix spielt, haben wir auf eine Berücksichtigung in dieser Analyse verzichtet.

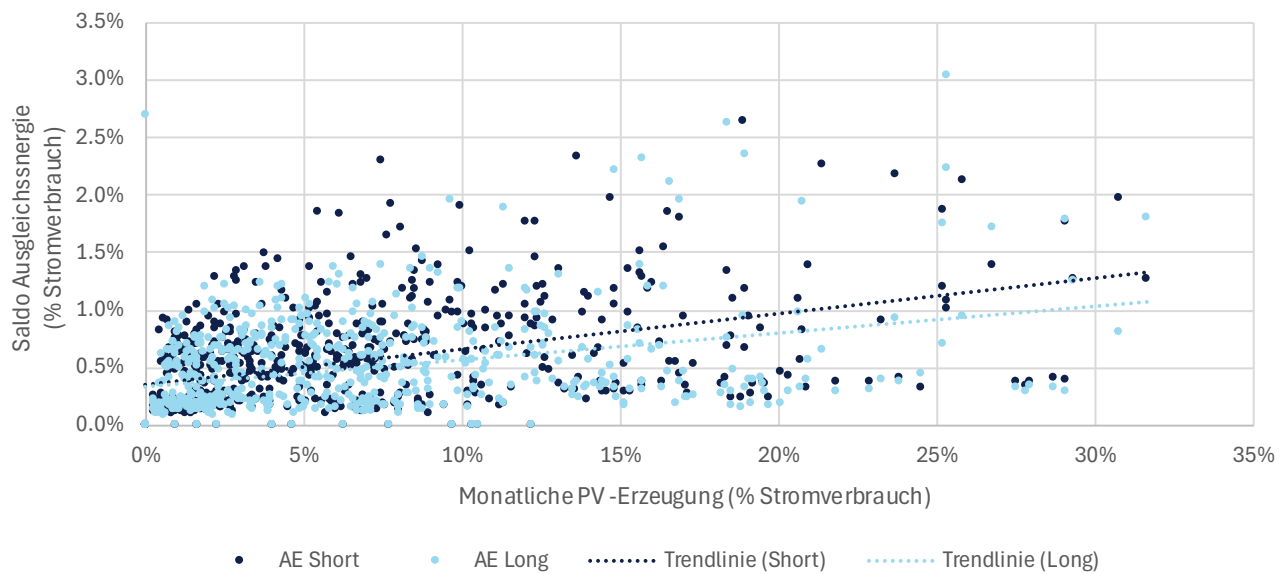


Abbildung 15: Monatlicher Saldo der Ausgleichsenergie im Zusammenhang mit der PV-Erzeugung über alle Vergleichsländer 2018-2024

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

Aufgrund der Kombination sehr unterschiedlicher Länder über einen Zeitraum von insgesamt sieben Jahren sind die Werte in Abbildung 15 mit Vorsicht zu geniessen. Ergänzend zeigt Abbildung 16 den durchschnittlichen Abruf von RE und den gesamten AE-Bedarf in der Schweiz, Belgien, Deutschland und Österreich im Zeitraum 2018 bis 2024. Die hier gewählten Vergleichsländer weisen wie die Schweiz einen hohen Anteil kleiner PV-Anlagen auf. Ergänzend ist ausserdem die Entwicklung der monatlichen Stromproduktion aus variablen EE aufgeführt. Hierbei sind alle Werte erneut auf den monatlichen Verbrauch bezogen, um die Vergleichbarkeit zu erleichtern

Abbildung 16 zeigt eindrucksvoll, dass Swissgrid offenbar gezwungen ist, deutlich grössere Mengen an RE abzurufen als die drei anderen Länder. Gleichzeitig zeigt der Vergleich der AE-Mengen, dass dies offenbar nicht mit einer generell schlechteren Bilanztreue der BGV zusammenhängt. So sind die AE-Mengen in der Schweiz zwar offenbar deutlich höher als in Deutschland und Österreich aber in etwa vergleichbar mit den Werten in Belgien. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass es sich bei den in Abbildung 16 nur um den verbleibenden Abruf von Regelenergie handelt, der nach dem sog. Netting im Rahmen von IGCC verbleibt (vgl. Abschnitt 3.4.5)¹⁰.

Relevant ist aber vor allem die folgende Beobachtung: So kann aus der Entwicklung der AE-Mengen in Schweiz und Österreich eine gewisse Korrelation zwischen der zunehmenden Produktion aus variablen EE und der Menge an AE abgelesen werden. Für Belgien und Deutschland gilt dies aber nicht, trotz einer ebenfalls deutlich zunehmenden Produktion aus EE. Bezüglich des RE-Bedarfs zeigt sich dagegen keine entsprechende Entwicklung in Österreich, vielmehr scheint dieser weitgehend konstant zu bleiben bzw. geht im Vergleich zum Jahr 2018 sogar merkbar zurück. Diese Beobachtungen zeigen eindrücklich, dass die in Abbildung 15 dargestellte Korrelation offenbar nicht gilt, oder zumindest nicht für alle Länder, einschliesslich Belgiens, Deutschlands und Österreichs.

¹⁰ Im Jahr 2024 lag der Anteil des durch Netting vermiedenen Abrufs von SRE zwischen ca. 50% in Deutschland und etwa 70% in Österreich, bzw. 57% für die Schweiz.

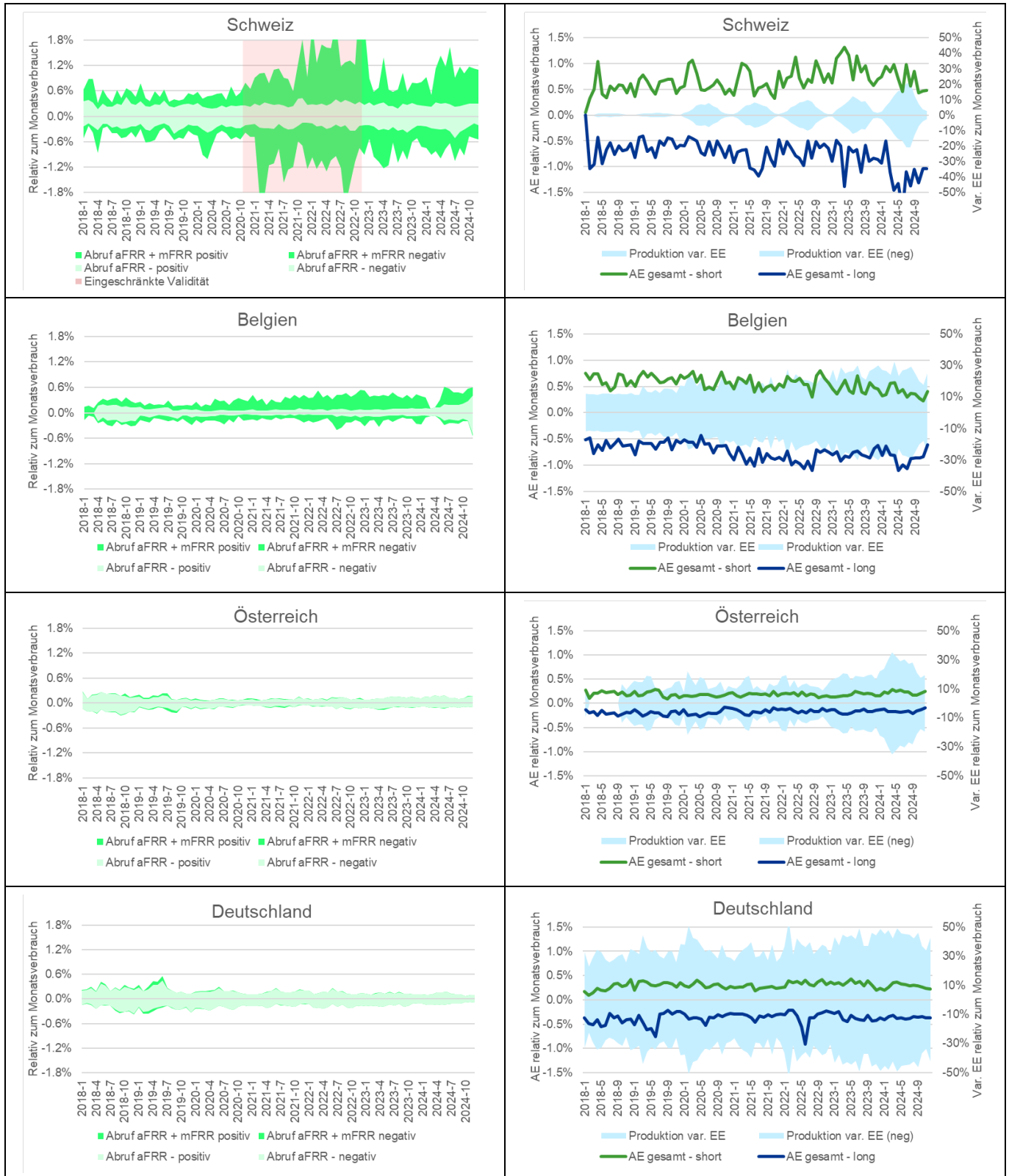


Abbildung 16: Vergleich RE-Abrufe und AE-Bedarf in der Schweiz mit BE, AT und DE (bezogen auf Verbrauch)

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

Für die Schweiz legen sowohl Abbildung 14 als auch Abbildung 16 dagegen einen Zusammenhang zwischen dem Wachstum der PV und dem RE-Bedarf nahe. Diese Vermutung wird auch gestützt durch Analysen der Swissgrid. Abbildung 17 zeigt in diesem Zusammenhang einen Vergleich des Regelzonensaldos in der Schweiz mit den D-3 und H-2 Prognosefehlern für die Produktion von PV-Anlagen. Dieser Vergleich zeigt, dass grössere Systemüberschüsse deutlich mit entsprechenden D-3 Prognosefehlern korrelieren, während dieser Effekt für PV-Prognosen mit einer Vorlaufzeit von zwei Stunden erheblich geringer ist. Diese Darstellung stützt Äusserungen von Swissgrid, dass insbesondere grössere Systemabweichungen und der damit einhergehende Bedarf an Regelenergie zu einem erheblichen Teil auf Prognosefehler von PV-Anlagen bzw. auf unzureichende Reaktionen der betroffenen BGV auf die Verfügbarkeit besserer PV-Prognosen im Zeitverlauf bis zum Beginn der tatsächlichen (Viertel-) Stunde zurückzuführen sind.

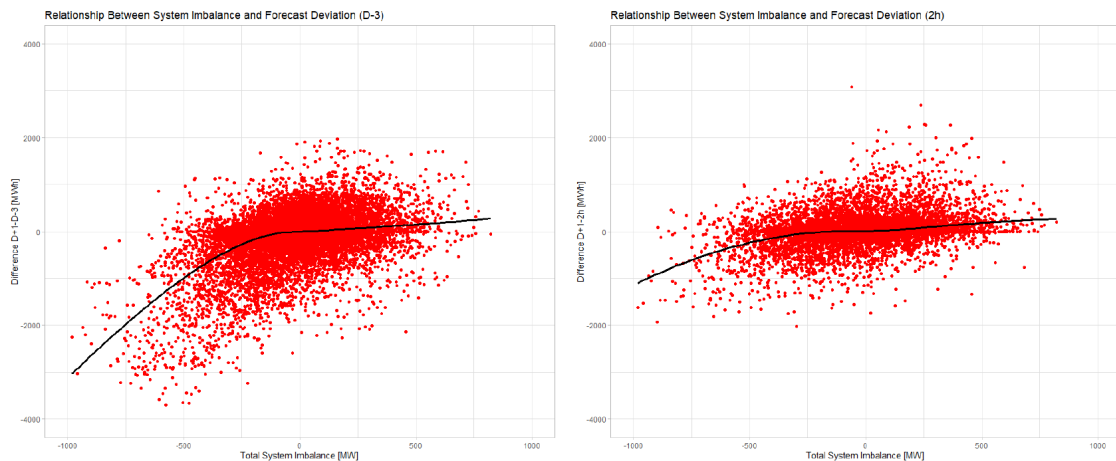


Abbildung 17: Korrelation zwischen Prognosefehlern für PV und Regelzonensaldo

Quelle: Swissgrid (2025)

In diesem Zusammenhang ist ferner zu beachten, dass Swissgrid in mehreren Veröffentlichungen darauf hinweist, dass höhere Abweichungen vor allem an (verlängerten) Wochenenden bzw. am darauffolgenden Tag auftraten (vgl. Abbildung 18), auch dies ein Hinweis auf unzureichende Reaktionen auf Prognosefehler.

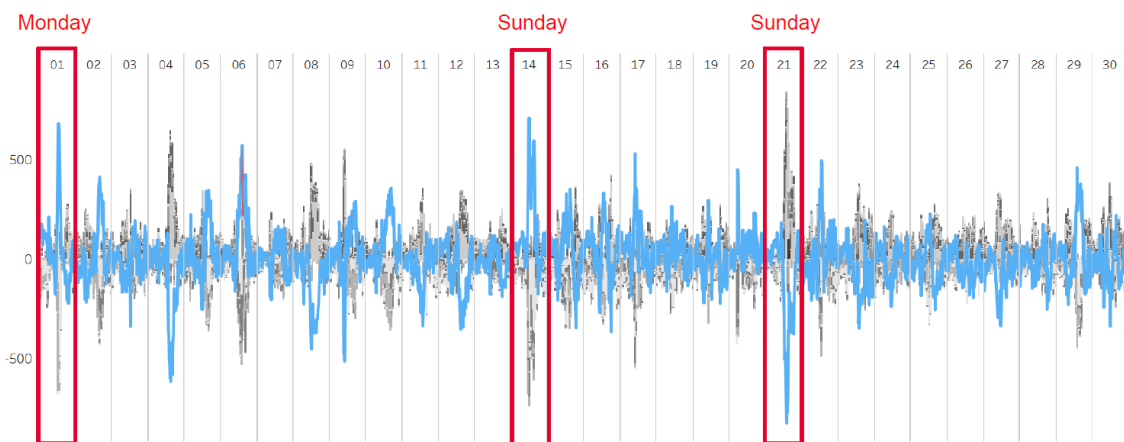


Abbildung 18: Häufung grösserer Abweichung an Wochenenden und Montagen

Quelle: Swissgrid (2025c)

2.4.2 Häufigkeit und Verteilung von Knappheitssituationen in der Schweiz

Die bisherigen Analysen haben nur die Entwicklung der durchschnittlichen bzw. maximalen Werte der Ausgleichsenergie und des Regelenergiebedarfs betrachtet. Dies erlaubt jedoch keine Aussagen darüber, wie häufig und ggf. unter welchen Umständen insbesondere grössere Abweichungen auftreten.

Ergänzend zeigt Abbildung 19 daher die Dauerlinien der viertelstündlichen Ausgleichsenergiesalden, getrennt nach überdeckten (long) und unterdeckten (short) Viertelstunden. Zur besseren Lesbarkeit ist die Abbildung zweigeteilt: Das obere Diagramm zeigt die Dauerlinie der viertelstündlichen AE-Salden, getrennt für AE long und AE short, wobei die Grafik auf max. 500 MWh/h¹¹ bzw. das 60%-Perzentil beschränkt ist. Das untere Diagramm betrachtet dagegen nur das oberste 0,7%-Perzentil. Zudem beschränkt sich der Vergleich auf die Jahre 2018 (erste Jahre im Beobachtungszeitraum), 2020 (letztes Jahr vor der Einführung von PICASSO) sowie die Jahre 2023 und 2024 (zwei volle Jahre nach Abklingen der Energiepreiskrise), um den langfristigen Trend darstellen zu können, ohne die Leserlichkeit zu sehr zu beschränken.

Aus dem oberen Diagramm ist ersichtlich, dass die AE-Salden in den Jahren 2023 und 2024 nur in ca. je 10% aller Viertelstunden einen Wert von ± 200 MWh/h überstiegen und damit in Summe in etwa 80% aller Viertelstunden auf ± 200 MWh/h begrenzt bleiben. Über 200 MW hinausgehende Defizite traten dabei häufiger auf als entsprechende Überschüsse. Wie aus dem unteren Diagramm ersichtlich, traten in wenigen Viertelstunden jedoch auch sehr grosse Abweichungen von 1.000 MW und mehr auf, ganz überwiegend in Form von Defiziten. Anzahl und Umfang dieser sehr hohen Abweichungen sind im Jahr 2024 stärker ausgeprägt als in 2023. In den frühen Jahren des Beobachtungszeitraums zeigt sich ein niedrigeres Niveau der Abweichungen. Über 200 MW hinausgehende Abweichungen traten in diesen Jahren lediglich in ca. 10 % aller Viertelstunden auf. Auch extreme Abweichungen von mehr als 1.000 MW waren seltener und weniger stark ausgeprägt.

¹¹ Diese Auswertungen basieren auf der viertelstündlichen Ausgleichsenergie. Zur besseren Vergleichbarkeit wurden alle Werte auf stündliche Werte hochskaliert und in der Einheit MWh/h angegeben, um anzuzeigen, dass es sich hierbei nicht um (momentane) Leistungswerte handelt.

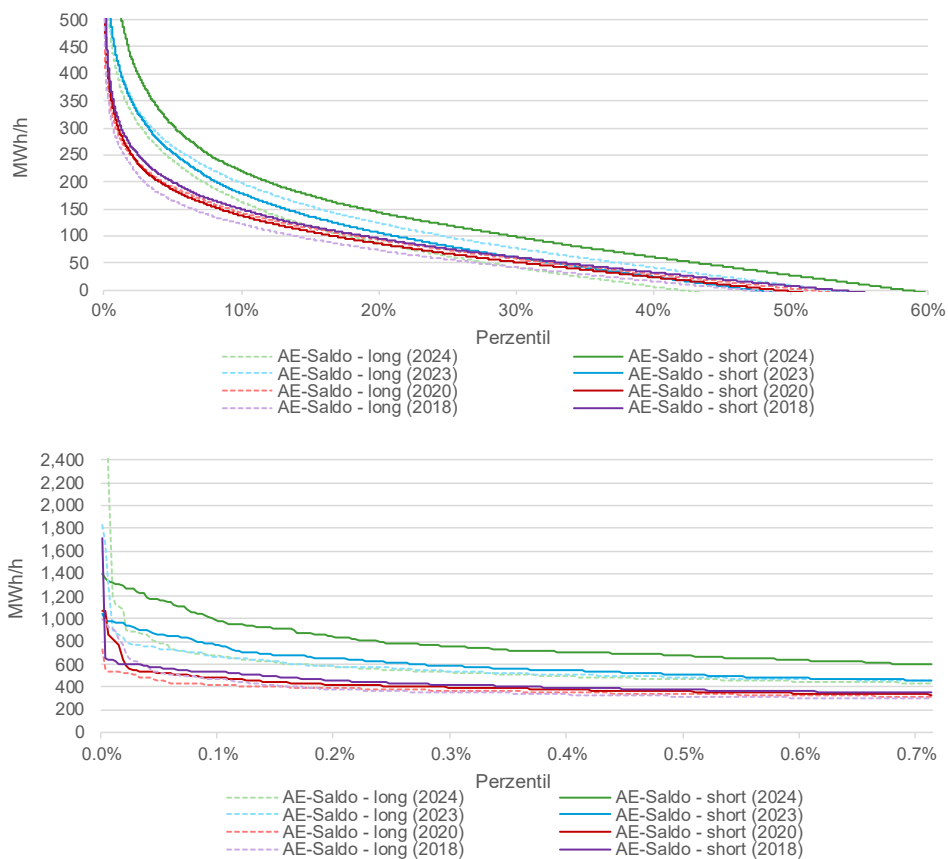


Abbildung 19: Dauerlinien des Ausgleichsenergiesaldos für die Schweiz im Jahresvergleich

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

Abbildung 20 zeigt die analogen Dauerlinien der viertelstündlichen Regelenergieabrufe, erneut getrennt nach Viertelstunden mit positiven und negativen Abrufen¹². Auf den ersten Blick zeigt sich ein sehr ähnliches Bild wie für die AE-Salden, wenn auch mit einer ausgeglicheneren Verteilung von Defiziten und Überschüssen. Für das oberste Perzentil sind dagegen deutliche Unterschiede zu erkennen. Extreme RE-Bedarf von mehr als 1.000 MW sind seltener und ausschliesslich auf Defizite beschränkt. Dies deutet darauf hin, dass in Viertelstunden mit sehr hohen Ausgleichsenergiebedarfen auch andere Instrumente als lokaler Abruf von Regelenergie zum Einsatz kamen, wie z.B. das Imbalance Netting.

¹² Das Jahr 2020 wurde in dieser Grafik ausgeschlossen aufgrund der verzerrten Datenlage von Regelenergie für den Zeitraum ab Oktober 2020 bis Ende 2022.

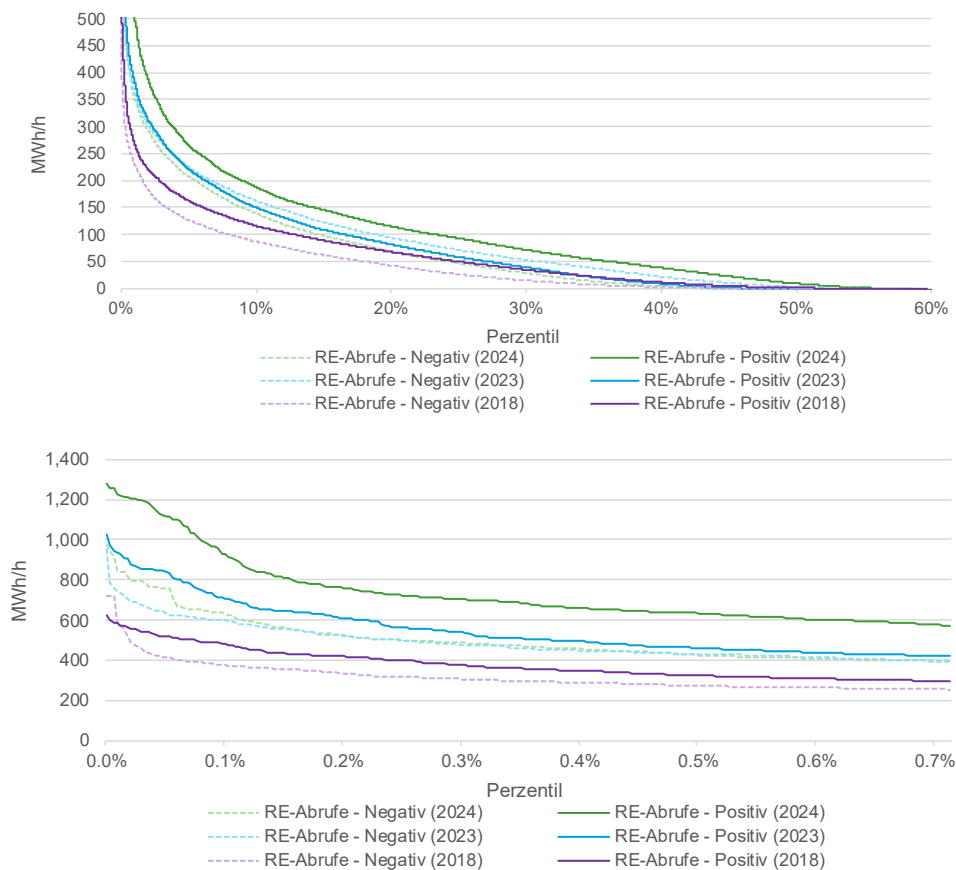


Abbildung 20: Dauerlinie der Regelenergieabrufe für die Schweiz (2024)

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

Als nächstes betrachtet Abbildung 21 mögliche Wochentageeffekte. Abbildung 21 zeigt hierzu die Anzahl der Viertelstunden, in denen im jeweiligen ein saldierter Bedarf an AE short von mehr als 500 MW auftrat, während Abbildung 22 analog die Anzahl der Viertelstunden mit AE long von grösser als 500 MW zeigt. Zunächst ist zu erkennen, dass die Gesamtanzahl sehr grosser Abweichungen in 2023 und 2024 deutlich höher lag als in den Vorjahren. Bezüglich der Verteilung auf die einzelnen Wochentage zeigt sich dagegen ein signifikanter Unterschied zwischen Defiziten und Überschüssen. So sind Defizite (short) grundsätzlich an allen Wochentagen zu beobachten, in 2023 und 2024 mit einer leichten Häufung an Werktagen. Sehr hohe Überschüsse (long) traten dagegen nur in den letzten beiden Jahren auf, mit einer klaren Häufung an Sonntagen. Dies könnte auf den zunehmenden Einfluss der PV hindeuten, gerade auch vor dem Hintergrund der o.g. Analysen der Swissgrid. Wenn ein BGV am Wochenende nicht aktiv handelt, erstellt er die Sonntagsprognose am vorausgehenden Freitag. Aufgrund des längeren Zeitabstands zwischen Prognoseerstellung und Zielzeitraum, ist der zu erwartende Prognosefehler höher, während Erfahrungen aus anderen Ländern zeigen, dass Marktakteure in derartigen Fällen tendenziell eher eine Überspeisung ihrer BG in Kauf nehmen, um extreme hohe Zahlungen für AE zu vermeiden.

Ein weiterer möglicher Grund für die beobachteten Unterschiede könnte theoretisch darin liegen, dass hohe Defizite vor allem auch durch den Ausfall grosser Erzeugungseinheiten verursacht werden können, wie beispielsweise der Kernkraftwerke. Allerdings treten entsprechende Ausfälle nur selten auf, vor aber wäre dann eine in etwa gleichbleibende Häufigkeit über den gesamten Betrachtungszeitraum zu erwarten, doch Abbildung 21 zeigt eine deutliche Zunahme grosser Abweichungen. Dies spricht ebenfalls dafür, dass die zunehmende Häufigkeit durch andere Entwicklung

verursacht wurde, wie z.B. dem zunehmenden Einfluss der PV oder aber generelle Veränderungen im Verhalten der Marktakteure.

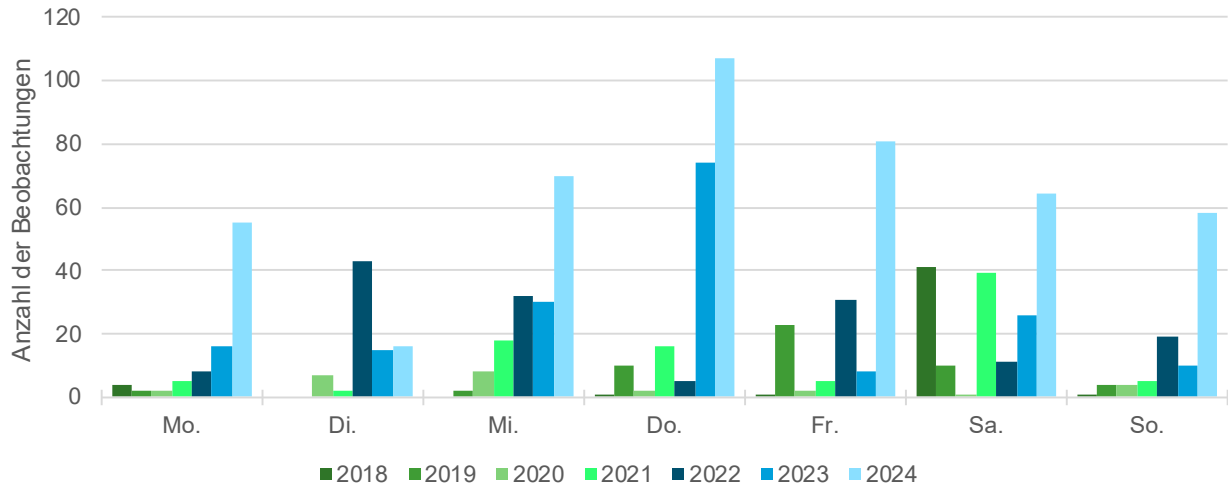


Abbildung 21: Anzahl der Viertelstunden mit AE short >500 MW in der Schweiz je Wochentag 2018-2024

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

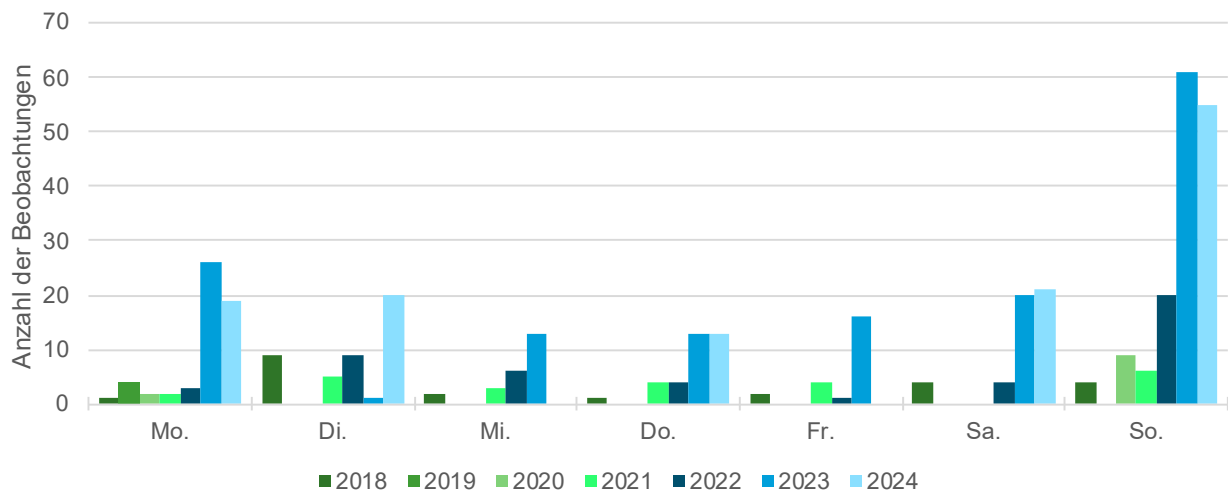


Abbildung 22: Anzahl der Viertelstunden mit AE long >500 MW in der Schweiz je Wochentag 2018-2024

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

Abbildung 23 und Abbildung 24 bilden analog zu den vorherigen Abbildungen den Zusammenhang zwischen Wochentagen und dem Abruf von Regelleistung über 500 MW ab. Hierbei wird aufgrund nicht belastbarer Daten auf die Darstellung der Jahre 2021 und 2022 verzichtet. Es zeigt sich ein mit der Ausgleichsenergie vergleichbares Bild, was aufgrund des engen Zusammenhangs von Regel- und Ausgleichsenergie grundsätzlich erwartbar ist.

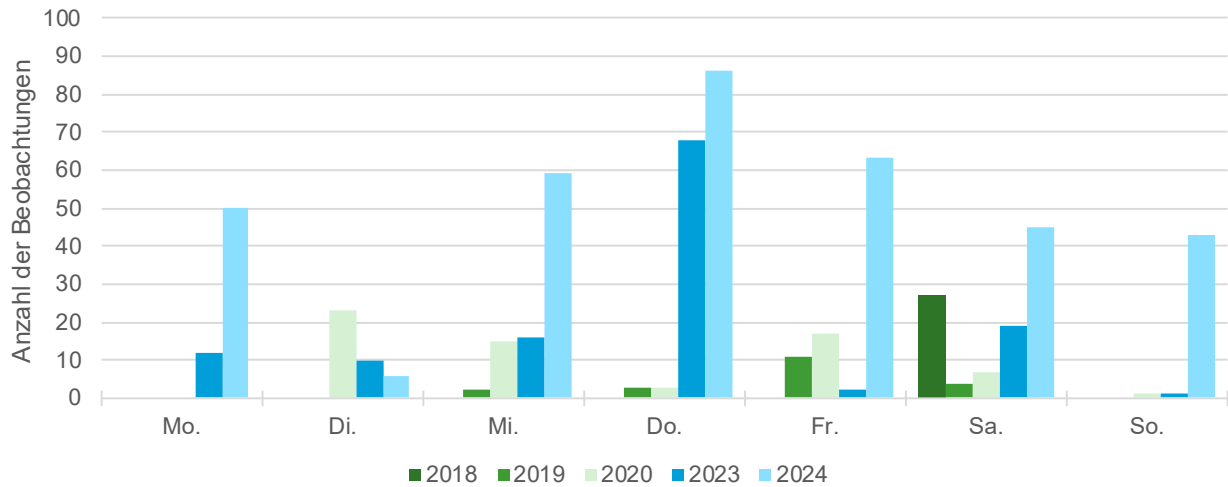


Abbildung 23: Anzahl der Viertelstunden mit Abruf positiver Regelernergie > 500 MWh/h in der Schweiz je Wochentag 2018-2024

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

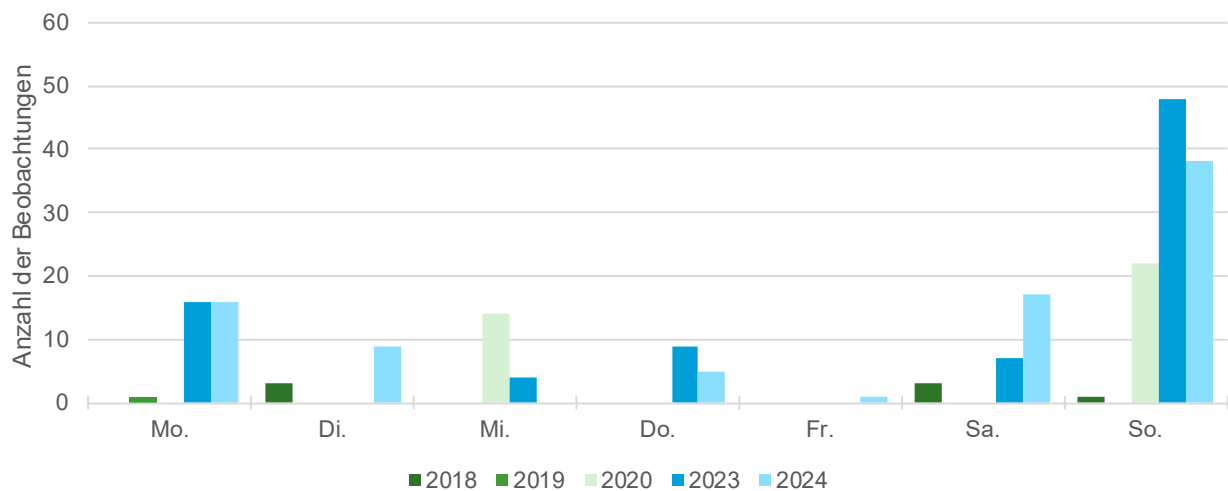


Abbildung 24: Anzahl der Viertelstunden mit Abruf negativer Regelernergie > 500 MWh/h in der Schweiz je Wochentag 2018-2024

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

Ein weiteres Indiz für den Einfluss der PV ergibt sich aus Abbildung 25, welche die Häufigkeit grösserer Regelleistungsabrufe im Tagesverlauf im Jahr 2025 zeigt. Das in der Grafik erkennbare Profil weist deutliche Ähnlichkeiten mit dem typischen Einspeiseprofil von PV-Anlagen auf, während in den Nachtstunden keine entsprechend hohen Abrufe von Regelleistung zu beobachten waren.

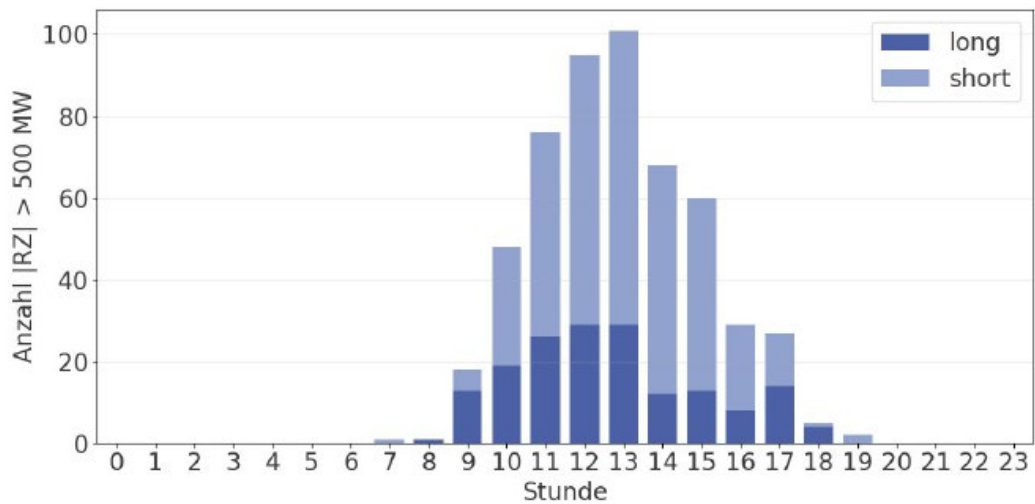


Abbildung 25: Stündliche Verteilung grösserer Abrufe (> 500 MW) von Regelleistung im Jahr 2025

Quelle: Elcom (2026a)

Abschliessend sei darauf hingewiesen, dass eine vereinfachte Analyse der viertelstündlichen AE und des RE-Abrufs über den Betrachtungszeitraum zudem darauf hindeuten, dass grössere Abweichungen nur sehr selten über einen kurzen Zeitraum eintreffen. So zeigt Tabelle 4, dass, von sehr wenigen Ausnahmen abgesehen, Perioden mit einer Abweichung von mehr als 250 MW und in der Spitze mehr als 500 MW fast immer über mehrere Stunden anhielten. Diese Beobachtungen legt die Vermutung nahe, dass die betroffenen BGV den Intraday-Markt trotz offenbar vorhersagbarer Abweichungen und grundsätzlich „hoher“ Ausgleichsenergiepreise nicht zum eigenständigen Bilanzausgleich nutzten. Gleichzeitig ist deutlich zu erkennen, dass sich im Betrachtungszeitraum nicht nur die absolute Häufigkeit zunimmt, sondern sich auch eine Verschiebung zu länger anhaltenden grossen Abweichungen ergibt.

Tabelle 4: Häufigkeit längerer grösserer Abweichungen von mind. 500 MW in der Schweiz 2018 - 2024

Jahr	AE long					AE short				
	> 6 h	4 - 6 h	2 - 4 h	1 - 2 h	≤ 1 h	≤ 1 h	1 - 2 h	2 - 4 h	4 - 6 h	> 6 h
2018	-	-	3	6	2	1	2	2	-	1
2019	-	-	-	1	-	2	5	6	-	1
2020	1	1	1	-	-	1	5	4	3	1
2021	1	4	2	4	1	2	6	6	3	7
2022	3	3	4	9	1	1	3	7	11	7
2023	5	7	9	7	-	-	4	10	8	6
2024	4	7	11	7	1	-	14	20	18	14

Anmerkung: Dauer berücksichtigt nur Viertelstunden mit einer Abweichung von mind. 250 MW.

Quelle: DNV-Analyse, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

2.5 Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise und -kosten

Abschnitt 2.4 zeigt, dass der Regelernergiebedarf in der Schweiz spätestens ab 2023 im europäischen Ländervergleich sehr gross ist. Zur Einordnung der Problematik sollen in diesem Abschnitt die damit einhergehenden Kosten in der Schweiz im Vergleich mit den weiteren untersuchten Ländern analysiert werden.

In Abbildung 26 zeigt die Entwicklung der monatlichen durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise in der Schweiz im Untersuchungszeitraum. Da in der Schweiz bis Ende 2025 ein Zwei-Preissystem Anwendung fand, werden an dieser Stelle zwei Preiszeitreihen dargestellt. Mit «Short» ist der Preis bezeichnet, den ein BGV im Falle einer Unterdeckung an den ÜNB entrichten muss. «Long» wiederum bezeichnet den Preis, den ein BGV im Falle einer Überdeckung für seinen zusätzlich eingespeisten Strom erhält. Zu erkennen ist, dass die Preisverläufe bis ins Jahr 2021 recht konstant sind, nicht allzu sehr voneinander abweichen und für unterdeckte BG in der Regel bei unter 100 €/MWh und für überdeckte BG bei unter 40 €/MWh liegen, wobei in der ersten Jahreshälfte 2020 offenbar der coronabedingten Strompreisverfall zu erkennen ist. Parallel zu den Strompreisen sind auch die Ausgleichsenergiepreise ab Mitte 2021 stark angestiegen und haben im August 2022 mit 689 bzw. 334 €/MWh ihren Höhepunkt erreicht. In der Folge sanken die mittleren Preise für AE «long» bis Frühjahr 2024 wieder auf das Vorkrisenniveau. Im Jahresverlauf 2024 verdreifachten sich die Preise für unterdeckte BG dagegen auf mehr als 300 €/MWh im November 2024. Gleichzeitig ist seit Beginn der Ukraine-Krise ein deutlich erhöhter Spread zwischen AE «short» und «long» zu beobachten. Parallel zum erneuten Anstieg der Preise für AE «short» fielen die Preise für überdeckte BG ins Negative, so dass der mittlere Spread zwischen AE «short» und «long» auf etwa 200 – 300 €/MWh anstieg.

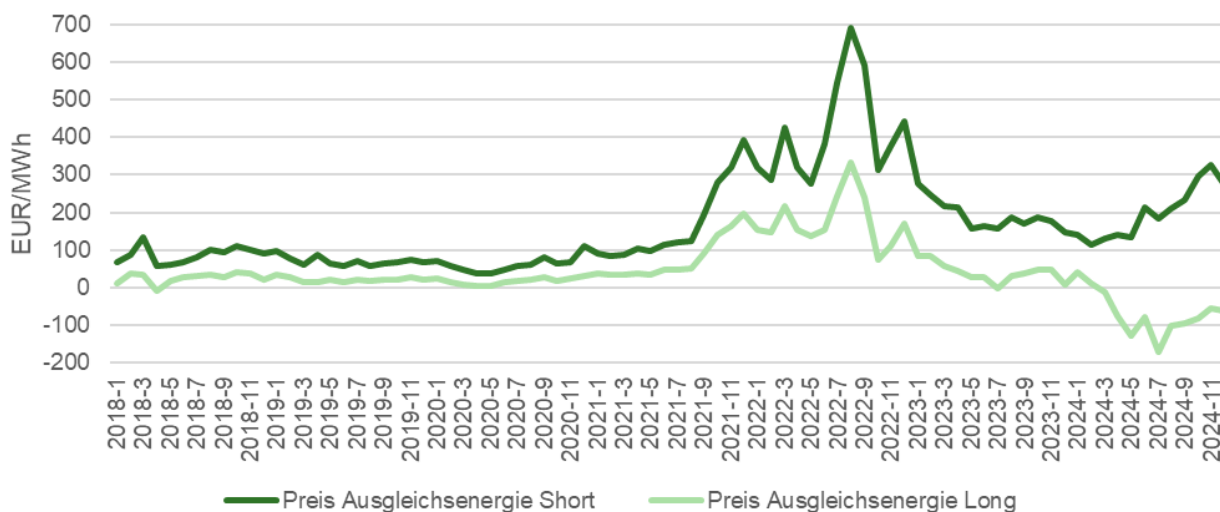


Abbildung 26: Entwicklung der durchschnittlichen monatlichen Ausgleichsenergiepreise in der Schweiz 2018-2024

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

Der Untersuchungszeitraum ist charakterisiert von zahlreichen Sondereffekten an den Strommärkten, u.a. der Corona-Pandemie 2020, einem starken Erdgaspreisanstieg 2021 im Vorlauf des Ukraine-Kriegs und der Energiepreiskrise 2022/2023. Darüber hinaus wurde ab Juni 2022 das Vergütungssystem für Regelernergie geändert, um es mit der Einführung neuer Auktionen für Regelernergie an den europäischen Standard anzupassen. Vor diesem Datum fanden nur

Auktionen für Regelleistung statt, und die Vergütung für Regelleistung basierte auf dem Spotpreis, mit einer zusätzlichen Pauschalvergütung von $\pm 15\%$ (aufgeschlagen auf den Spotpreis für positive Regelleistung oder abgezogen vom Spotpreis für negative Regelleistung). Dadurch ist der Blick auf die Ausgleichsenergiepreiskurve allein nicht ausreichend, um seine Entwicklungen zu bewerten. Abbildung 27 stellt daher die Ausgleichsenergiepreise ins Verhältnis zum Day-ahead-Preis dar (AE/DA-Spread).¹³ Abgebildet sind die mengengewichteten durchschnittlichen Spreads pro Monat zwischen Ausgleichsenergie- und Day-ahead-Preis. Es zeigt sich, dass die durchschnittlichen Spreads bis Ende 2022 in der Regel sowohl für Short als auch Long auf einem Niveau unter 100% liegen. Zwischen 2018 und 2020 sind in einzelnen Monaten auch deutlich höhere Spreads zu beobachten, jedoch nicht über einen längeren zusammenhängenden Zeitraum. In den Jahren 2021 und 2022 lag der Spread in relativen Einheiten in der Regel sogar unter 50% und einzelne monatliche Spitzen waren nicht zu beobachten. (Allerdings ist dies nicht gleichbedeutend mit einem absoluten Rückgang des Preisaufschlags für Ausgleichsenergie, sondern eher mit dem allgemein hohen Spotmarktpreisniveau in diesem Zeitraum zu erklären.) Mit der Erholung der Spotmarktpreise stieg der relative Spread 2023 wieder auf bzw. leicht über das Vorkrisenniveau.

Im Jahr 2024 schliesslich ist eine «Explosion» der durchschnittlichen Spreads auf ein Vielfaches der Preise im Day-ahead Markt zu beobachten, wenn auch mit einem gewissen Rückgang bis Ende 2024. Dies gilt insbesondere für überdeckte BG, d.h., die betroffenen BGV verloren sehr viel Geld bei der Überlassung ihrer Überschüsse an die Anbieter von Regelleistung. Zwar ist hierbei zu berücksichtigen, dass die relativen Spreads im Falle von Überschüssen durch niedrige Marktpreise verzerrt sein können. Doch hatten wir schon im Zusammenhang mit Abbildung 26 darauf hingewiesen, dass der mittlere Preis für AE «long» in 2024 bei etwa -100 €/MWh lag, d.h. BGV mussten in diesem Jahr im Mittel 100 €/MWh für Überschüsse zahlen. Auf Basis überschüssiger AE von insgesamt 420 GWh bedeutet dies, dass die BGV im Jahr 2024 Swissgrid bzw. den Anbietern von Regelleistung alleine ca. 42 Mio. € dafür zahlen mussten, dass diese die überschüssige AE von den BGV übernahmen.

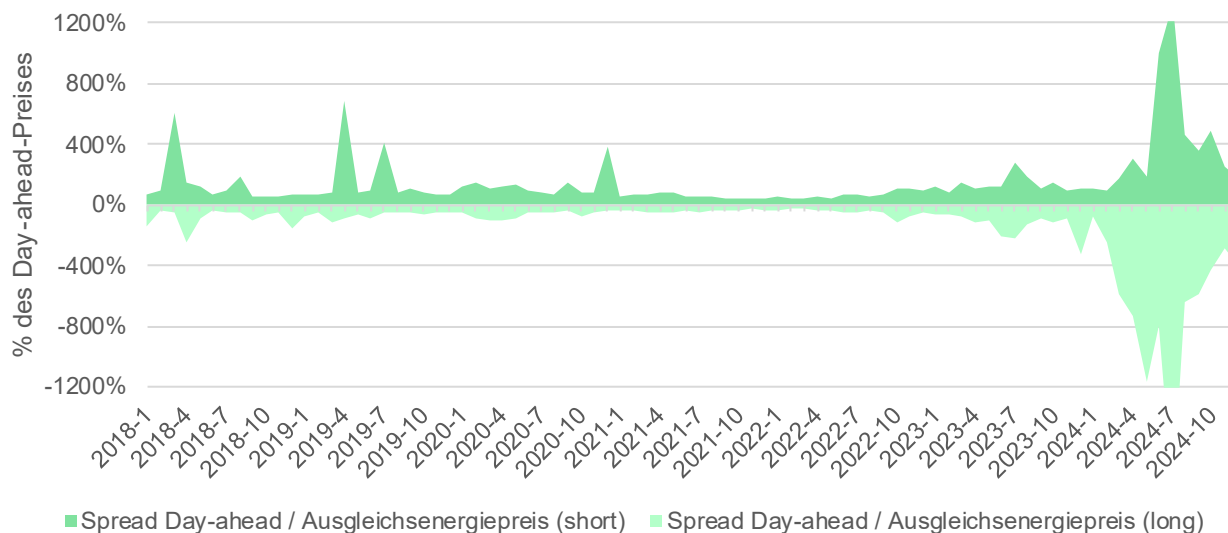


Abbildung 27: Durchschnittlicher Spread zwischen AE- und Day-ahead-Preises in der Schweiz 2018-2024

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

¹³ Die Opportunität eines BGV zur Zahlung des Ausgleichsenergiepreises ist die Beschaffung oder Vermarktung der Mengen am Intraday-Markt. Vor diesem Hintergrund mag ein Vergleich mit den Intraday-Preisen intuitiver erscheinen, allerdings führen wir aus zwei Gründen den Vergleich mit den Day-ahead-Markt durch. Erstens sind die Intraday-Preise nicht für den gesamten Zeitraum für alle untersuchten Länder frei verfügbar. Zweitens kann Illiquidität zu wenig aussagekräftige Preisdaten führen.

Abbildung 27 ergänzt die Beobachtungen zum AE/DA-Spread für die Schweiz durch einen entsprechenden Ländervergleich für Defizite. Für die Jahre 2018 – 2023 lagen die durchschnittlichen mengengewichteten Spreads in der Schweiz und den mitteleuropäischen Ländern auf einem ähnlichen Niveau und zeigten einen ähnlichen Verlauf. Wie in der Schweiz waren auch in Österreich und Belgien die Spreads in den Jahren 2021 und 2022 niedriger als in den Vorjahren und stiegen im Folgenden erneut an. Deutlich niedrigere AE/DA-Spreads verzeichnen dagegen Grossbritannien, Schweden und Spanien. In diesen Ländern lagen die Spreads über den gesamten Untersuchungszeitraum nur bei etwa der Hälfte der in Mitteleuropa beobachteten Werte und stiegen nur selten über 50%.

Besonders interessant ist schliesslich das Jahr 2024. Neben der Schweiz ist auch in Belgien, Deutschland und Frankreich ein signifikanter Anstieg der Preisaufläge für AE short zu beobachten. Im Vergleich zur Schweiz blieb dieser Anstieg auf ca. 200 – 250% aber sehr moderat. Der Schweizer Spread stieg dagegen auf über 400%, war also annähernd doppelt so hoch wie in den anderen drei Ländern.

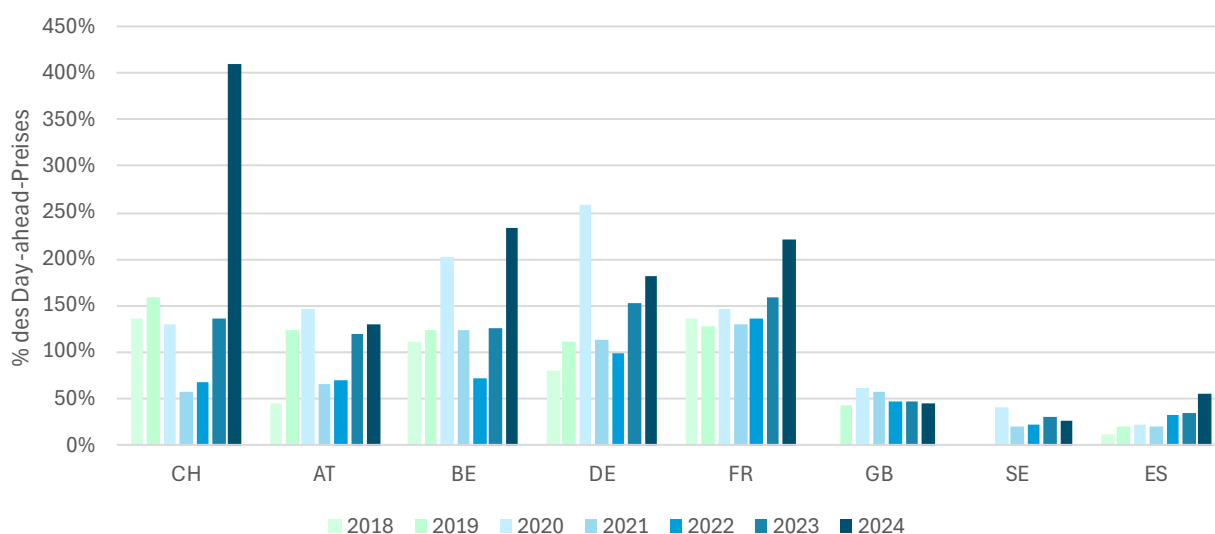


Abbildung 28: Durchschnittlicher Preisauflage für AE (short) im Ländervergleich (2018-2024)

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

Abbildung 29 übersetzt die Beobachtungen zu den Ausgleichsenergiepreisen in durchschnittlich anfallende Kosten für die BGV. Dazu werden die Nettobelastungen für die BGV aus den AE/DA-Spreads (Mehrbelastung bei Short-Positionen + Mindererlös bei Long-Positionen) durch den Nettostromverbrauch geteilt. Im Ergebnis stehen die Kosten je verbrauchte Stromeinheit als Vergleichsmass für die Belastung durch die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie. Hierbei ist anzumerken, dass die entsprechenden Berechnungen nur den Saldo der AE berücksichtigen. In Ländern mit unterschiedlichen Preisen für Defizite und Überschüsse, wie Frankreich, Spanien und insbesondere der Schweiz, führt dies dazu, dass die tatsächlichen Kosten ggf. signifikant unterschätzt werden. Dementsprechend sind diese Ergebnisse daher als eine untere Abschätzung zu betrachten.

Für die Schweiz entsteht ein Bild, das im Einklang mit den vorherigen Beobachtungen steht. Mit Ausnahme einzelner Ausreisser liegt die Belastung bis ins Jahr 2021 auf einem Niveau von unter 0,6 €/MWh. Im Zuge der Energiepreiskrise steigt die Belastung durch Ausgleichsenergie auf im Schnitt 2,3 €/MWh für die Jahre 2022 und 2023. Im Jahr 2024 vervielfachen sich die Ausgleichsenergiekosten nochmals und erreichen in der Spitze 12,9 €/MWh im Juli bei einem Jahresdurchschnitt von 6,3 €/MWh.

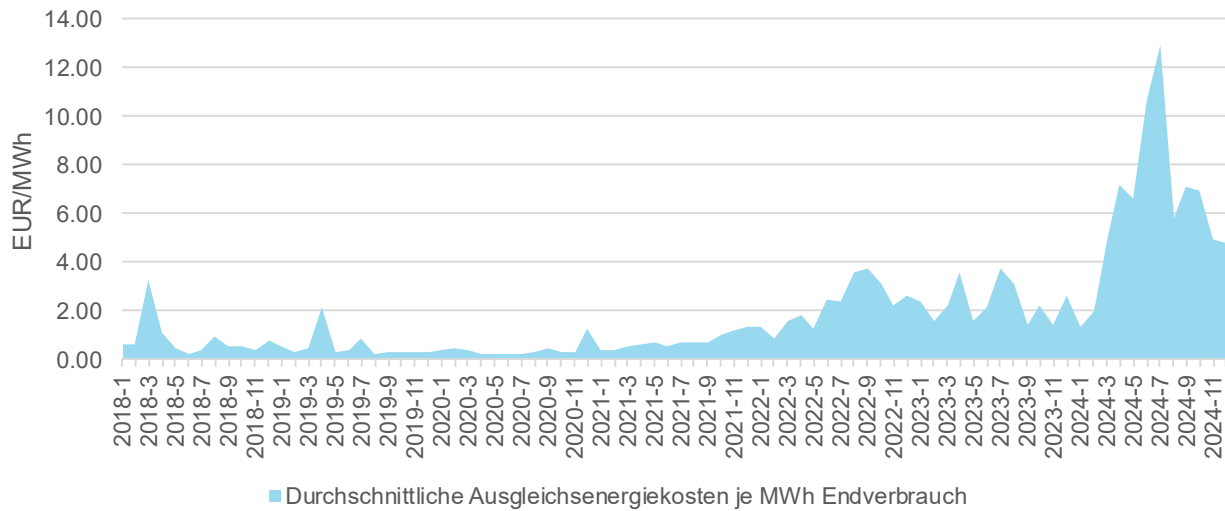


Abbildung 29: Entwicklung der durchschnittlichen Ausgleichsenergiekosten je Megawattstunde Endverbrauch in der Schweiz 2018-2024

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

Der Ländervergleich in Abbildung 30 zeigt erneut, dass die Kosten der Ausgleichsenergie in der Schweiz zwar zu Anfang des Betrachtungszeitraums noch vergleichbar mit den übrigen Ländern waren, seit 2022 aber stets am oberen Rand der Beobachtungen lagen. Ein absoluter Ausreisser ist erneut das Jahr 2024. In keinem Land lag die Belastung annähernd so hoch wie in der Schweiz. Insgesamt mussten Endverbraucher in der Schweiz damit in 2024 im Mittel doppelt so viel für AE zahlen wie belgische Konsumenten und gut sechsmal mehr als Endverbraucher in allen übrigen Ländern.

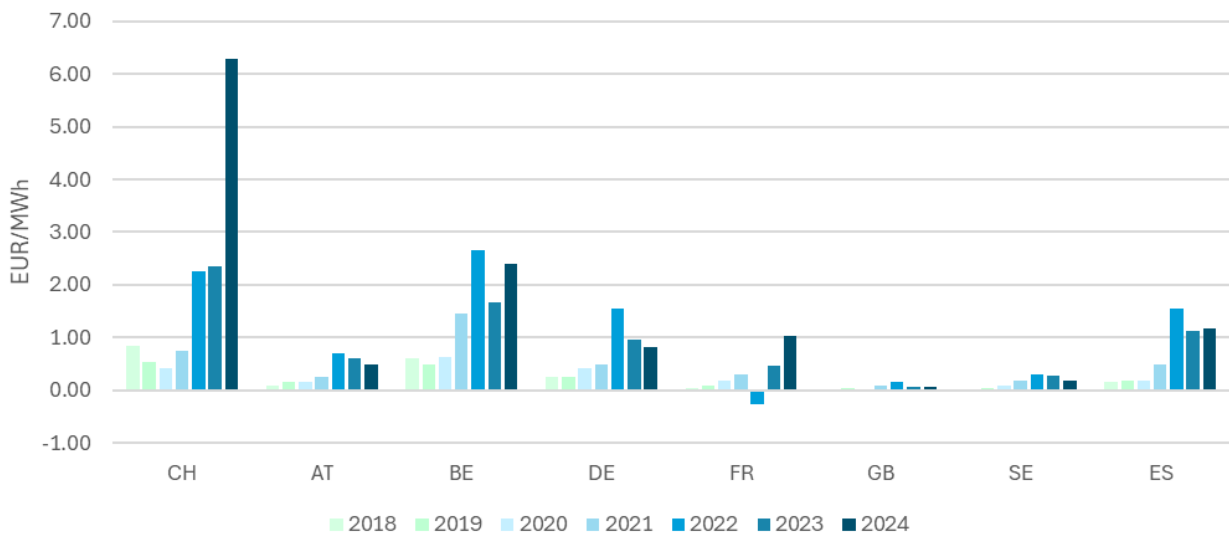


Abbildung 30: Vergleich der durchschnittlichen AE-Kosten für Konsumenten (EUR/MWh_{Endverbrauch})

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

Tabelle 5 zeigt den Ländervergleich zusätzlich detailliert in absoluten Werten. Neben der extremen Entwicklung in der Schweiz ist zu beachten, dass in den meisten Ländern im Trend Anstiege der durchschnittlichen Kosten verzeichnet werden können. In allen Ländern liegt die Belastung je verbrauchter Einheit seit 2022 um ein Vielfaches höher als zu Beginn des Untersuchungszeitraums.

Tabelle 5: Durchschnittliche Ausgleichsenergiekosten (EUR/MWh_{Endverbrauch}, 2018 – 2024)

Land	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
CH	0.83 €	0.54 €	0.42 €	0.75 €	2.25 €	2.34 €	6.28 €
AT	0.08 €	0.15 €	0.16 €	0.24 €	0.70 €	0.61 €	0.49 €
BE	0.60 €	0.50 €	0.62 €	1.45 €	2.65 €	1.68 €	2.39 €
DE	0.24 €	0.26 €	0.42 €	0.49 €	1.56 €	0.95 €	0.81 €
FR	0.04 €	0.08 €	0.19 €	0.30 €	-	0.26 €	1.03 €
GB		0.03 €	0.01 €	0.09 €	0.15 €	0.06 €	0.07 €
SE	0.01 €	0.04 €	0.10 €	0.18 €	0.30 €	0.26 €	0.18 €
ES	0.17 €	0.19 €	0.18 €	0.49 €	1.55 €	1.12 €	1.16 €

Quelle: Diverse nationale Energiestatistiken, eigene Darstellung

Analog zu den Betrachtungen in Abschnitt 2.4 betrachten wir abschliessend erneut die Häufigkeit besonders die Verteilung der Zu- bzw. Abschläge der Ausgleichsenergiepreise im Vergleich zu den Preisen im Day-ahead-Markt, um weitere Rückschlüsse auf die damit verbundenen Risiken zu erhalten. Abbildung 31 zeigt die Dauerlinie der viertelstündlichen Ausgleichsenergiesalden getrennt nach überdeckten (long) und unterdeckten (short) Viertelstunden. Zur besseren Lesbarkeit ist die Abbildung 31 erneut in zwei separate Diagramme unterteilt, wobei das obere Diagramm die 60 % mit den höchsten Aufschlägen des Jahres abdeckt, dass untere dagegen nur die Extremwerte bis zu einem Perzentil von 0,7.

Es ist zu erkennen, dass die Preisaufschläge für Ausgleichsenergie in 2024 (grüne durchgezogene Linien) in etwa 30% aller Viertelstunden den mengengewichteten Durchschnittswert von ca. 100 €/MWh überschritten. Dies zeigt an, dass der Durchschnittswert offenbar in einem erheblichen Masse durch die ungleiche Verteilung der Ausgleichsenergie beeinflusst wird und dass die Preisaufschläge grundsätzlich mit dem Volumen der viertelstündlichen AE korrelieren. Gleichzeitig ist aus Abbildung 31 ersichtlich, dass auch im Jahr 2024, d.h. trotz der im Mittel extrem hohen Preise, die Aufschläge in etwa einem Drittel aller Viertelstunden auf 50 €/MWh oder weniger begrenzt blieben. Der Blick auf die früheren Jahre offenbart, dass die Häufigkeit der sehr hohen Preisaufschläge ein junges Phänomen sind. So liegen die Dauerlinien für das Jahr 2023 bis zum 40 %-Perzentil in etwa auf dem Niveau des Folgejahres. In den höheren Perzentilen allerdings divergieren 2023 und 2024. Während in 2024 Preisaufschläge von mehr als 200 €/MWh für Ausgleichsenergie short in ca. 10 % der Viertelstunde auftreten, ist dies im Jahr 2023 nur in etwa 2,5 % der Viertelstunden der Fall. In den Jahren 2018 und 2020 lagen die Aufschläge noch in mehr als 90 % der Fälle unter 50 €/MWh. Extrem hohe Preise sind seltener vorgekommen und lagen auf deutlich niedrigerem Niveau als 2024 oder 2023.

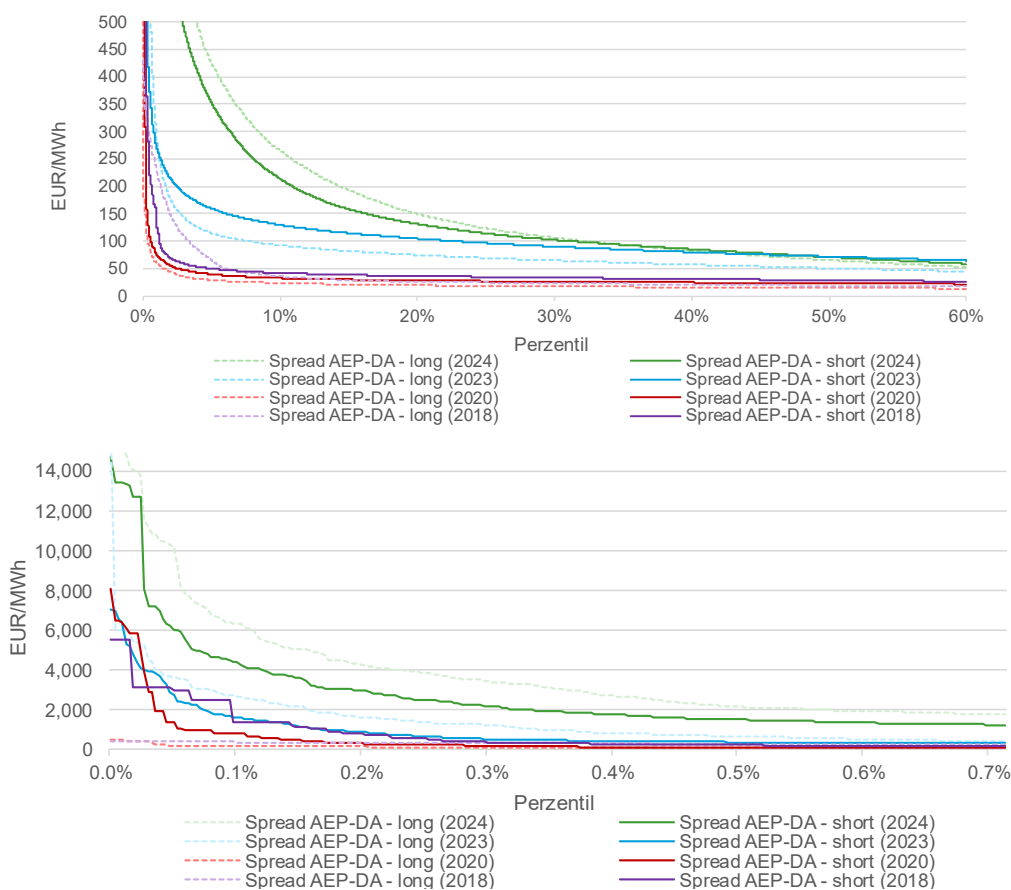


Abbildung 31: Dauerlinien der Preisaufschläge für Ausgleichsenergie in den Jahren 2018, 2020, 2023 und 2024

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

2.6 Schlussfolgerungen

Aus den vorgestellten Auswertungen lassen sich mehrere zentrale Erkenntnisse für die Schweiz ableiten:

- Die **Ausgleichsenergiepreise und die finanzielle Belastung durch Ausgleichsenergie im Jahr 2024 war aussergewöhnlich hoch**. Über einen grossen Teil des Betrachtungszeitraums lagen die durchschnittlichen Preisaufschläge für Ausgleichsenergie und die resultierenden Kosten für Konsumenten in einer ähnlichen Grössenordnung wie in den übrigen mitteleuropäischen Ländern. Im Jahr 2024 war dagegen ein massiver Anstieg der AE-Preise und der resultierenden Kosten in der Schweiz zu beobachten. Trotz ebenfalls steigender Preisaufschläge in mehreren anderen Ländern lagen die AE-Preise und die Mehrkosten durch Ausgleichsenergie in keinem anderen untersuchten Land annähernd so hoch wie in der Schweiz. Der durchschnittliche Preisaufschlag war mit knapp über 400 % deutlich höher als in anderen hochpreisigen Vergleichsländern (200-250 %; vgl. Abbildung 28).
- Der **Ausgleichs- und Regelenergiebedarf in der Schweiz ist in den vergangenen Jahren stark angestiegen und liegt im internationalen Vergleich recht hoch**. Die durchschnittliche Ausgleichsenergie im Verhältnis zum durchschnittlichen Stromverbrauch ist von 0,71 % im Jahr 2018 auf 1,16 % in 2024 gestiegen (vgl. Tabelle 2). Der maximale Regelenergieabruf in der Schweiz lag in den Jahren 2023 und 2024 mit 10,2 % bzw. 12,3 % im Verhältnis zur Spitzenlast fast doppelt so hoch wie im Jahr 2018 (6,4 %; vgl. Tabelle 3). Darüber hinaus liegen diese Werte bis zu viermal höher als in den Nachbarländern Deutschland, Frankreich und Österreich. Im Gegensatz zu den Kosten der Ausgleichsenergie sind die Mengen aber nicht aussergewöhnlich hoch, sondern liegen in einer ähnlichen Grössenordnung wie insbesondere in Spanien (2024: 11,5 %) und, mit Einschränkungen, Belgien (9,5 %) und Schweden (8,8 %).
- Diese beiden Beobachtungen zeigen einen eklatanten Widerspruch auf: Sehr hohe Preise und Kosten sollten grundsätzlich sehr starke Anreize für Bilanztreue und die Vermeidung von Ausgleichsenergie gewährleisten. Dennoch war die Schweizer Regelzone in den Jahren 2023 und 2024 durch vergleichsweise hohe und zunehmende Abweichungen geprägt. Dies legt nahe, dass **lokale Marktakteure nur unzureichend auf die Preissignale der Ausgleichsenergie reagieren**. In Ländern mit ähnlich hohen Systemungleichgewichten, namentlich Spanien und Schweden, sind die Ausgleichsenergiepreisaufschläge deutlich geringer (vgl. Abbildung 28).
- Die steigenden Volumina für Regel- und Ausgleichsenergie gehen zeitlich einher mit einem starken Ausbau der PV in der Schweiz, der zudem fast ausschliesslich auf sehr kleine Aufdach-Anlagen begrenzt ist. Obwohl der Anteil der variablen erneuerbaren Energien in den meisten anderen Ländern insgesamt deutlich höher liegt, ist der **Anteil der Aufdach-Anlagen nur mit Belgien, Deutschland und Österreich vergleichbar**.
- Eine vereinfachte Analyse der vorliegenden Daten sowie öffentlich verfügbare Auswertungen der Swissgrid (vgl. Abbildung 17) legen die Vermutung nahe, dass insbesondere die **zunehmende Anzahl sehr grosser und häufig länger anhaltender Abweichungen auf PV-Prognosefehler und unzureichende Gegenmassnahmen der betroffenen BGV zurückzuführen sein könnte**.
- Die Analysen zeigen zudem, dass das **Wachstum der variablen erneuerbaren Energie nicht notwendigerweise zu einem steigenden Abruf von Regelenergie führt**. Dies gilt insbesondere für Belgien und Deutschland, d.h. zwei Länder mit einem ähnlichen hohen Anteil kleiner PV-Anlagen und mit einem im Vergleich mit der Schweiz deutlich weniger flexiblem Kraftwerkspark. Auch Österreich verzeichnet kein signifikantes Wachstum des Regelenergiebedarfs, obwohl die Produktion aus kleinen PV-Anlagen ähnlich wie in der Schweiz zugenommen hat.
- Dies wiederum legt nahe, dass der Bedarf an Regelenergie in einem erheblichen Masse durch die Regelungen zur Abrechnung von Ausgleichsenergie und Beschaffung von Regelleistung und -energie, dem Zugang zu und der Liquidität des Intraday-Markts, der Marktöffnung usw. beeinflusst wird.

Für die weitergehenden Diskussionen in Kapitel 3 sei zudem noch darauf hingewiesen, dass die Vergleiche in diesem Kapitel verschiedene strukturelle Unterschiede zwischen den mitteleuropäischen Ländern einerseits und Grossbritannien, Schweden und Spanien andererseits identifiziert haben. Diese betreffen insbesondere den Einfluss der Klein-PV sowie den Bedarf und die Preise für Regel- und Ausgleichsenergie. Obwohl sich die Struktur der Produktion sowie speziell der variablen EE auch in den mitteleuropäischen Ländern teilweise deutlich von der Schweiz unterscheiden, erscheinen zumindest die marktlichen Rahmenbedingungen zumindest innerhalb der einzelnen Länder weitestgehend als eher vergleichbar. Abweichend von den übrigen Ländern (mit Ausnahme Grossbritannien) verfügt die Schweiz allerdings über keinen Zugang zum EU-Binnenmarkt für Strom und die Hälfte der in der Schweiz gelieferten Elektrizität gehen an Kunden, die keinen Zugang zum liberalisierten Markt haben.

3 BESCHREIBUNG UND BEWERTUNG MÖGLICHER EINFLUSSFAKTOREN UND MASSNAHMEN

3.1 Einleitung

Dieses Kapitel vergleicht und analysiert die Struktur und Entwicklung der Regelungen in der Schweiz und den übrigen sieben Ländern in ausgewählten Bereichen. Die Auswahl und Diskussion der betrachteten Aspekte und Massnahmen betrachtet dabei einerseits die Pflichtenheft aufgeführten und andere im Laufe des Projekts mit der Begleitgruppe identifizierte Punkte. Gleichzeitig berücksichtigen die nachfolgenden Analysen aber auch die wesentlichen Ergebnisse von Kapitel 2 bzw. gehen auf den dort dargestellten Hintergrund und die Erfahrungen der einzelnen Länder ein.

Im Einzelnen umfasst dieses Kapitel die folgenden Abschnitte:

- Im nachfolgenden Abschnitt 3.2 werden die Regelung zur Bepreisung und Abrechnung von **Ausgleichsenergie** diskutiert, welche offensichtlich im Zentrum der Untersuchungen stehen. Neben der Preissystematik umfasst dies auch die Diskussion möglicher Zusatzkomponenten und Transparenz gegenüber Marktakteuren.
- Abschnitt 3.3 befasst sich mit der **Funktionsweise und Entwicklung der Intraday-Märkte**. Diese sind von besonderer Bedeutung, da liquide Intraday-Märkte eines der wichtigsten Instrumente für einen eigenständigen Bilanzausgleich durch die BGV darstellen. Beginnend mit einem Vergleich der Handelsmengen untersucht dieser Abschnitt ausgewählte Merkmale, wie insbesondere die Produkte und Vorlaufzeiten im kontinuierlichen und Auktionshandel sowie die Organisation und Bedeutung des grenzüberschreitenden Handels.
- Abschnitt 3.4 gibt einen kurzen Überblick über die Ausgestaltung der **Reservemärkte**. Obwohl diese nicht im Fokus der aktuellen Studie stehen, adressiert die Analyse die Regelungen für die Beschaffung und Vergütung von Sekundärregelleistung (SRL), Tertiärregelleistung (TRL) sowie Ersatzreserven (ER), der dazugehörigen Regelenergie sowie die europäischen Regelenergieplattformen.
- Abschnitt 3.5 befasst sich spezifisch mit den Interaktionen mit der **Produktion aus variabler erneuerbarer Erzeugung**, d.h. Wind- und Solaranlagen. Der Schwerpunkt liegt hierbei auf denjenigen Regelungen und Massnahmen, die sich unmittelbar auf die Bilanzverantwortung und das Bilanzmanagement beziehen bzw. dieses beeinflussen. Auf Fragen der grundlegenden Förderung usw. wird dagegen nur am Range eingegangen.
- Eine der wesentlichen Erkenntnisse von Kapitel 2 ist, dass zumindest ein Teil der BGV in der Schweiz offenbar nicht oder nur unzureichend auf die von den Ausgleichsenergiepreisen gesetzten Anreize reagiert. Abschnitt 3.6 analysiert daher mögliche Gründe und Gegenmassnahmen, um **ausreichende Anreize zur Bilanztreue** zu gewährleisten.
- Im Pflichtenheft und von der Begleitgruppe wurden noch weitere Punkte und Fragen identifiziert, die sich nicht direkt den o.g. Aspekten zuordnen lassen. Diese Punkte werden in Abschnitt 3.7 adressiert.
- Abschnitt 3.8 fasst die wesentlichen Erkenntnisse der Analysen und Diskussionen zusammen und leitet zum abschliessenden Kapitel 4 über.

3.2 Ausgleichsenergie

3.2.1 Grundlegendes Preissystem

Tabelle 6 gibt einen Überblick über die grundlegenden Prinzipien der Preisbildung für AE in den betrachteten Ländern. Hierbei kann zwischen den folgenden beiden grundlegenden Ansätzen unterschieden werden:

- Bei einem **2-Preis-System** wird AE grundsätzlich zu zwei unterschiedlichen Preisen abgerechnet, und zwar je nachdem, ob eine BG «long» oder «short» ist, d.h. entweder einen Überschuss hat oder ein Defizit aufweist. Ein 2-Preis-System führt tendenziell dazu, dass sämtliche Abweichungen einer BG pönalisiert werden, und schafft somit prinzipiell Anreize für eine möglichst gute Bilanztreue der einzelnen BGV. Implizit bedeutet dies ferner, dass alleine der ÜNB für die Ausregelung des Systems verantwortlich ist.
- Ein sog. **1-Preis-System** zielt dagegen darauf ab, dass auch BGV (im Rahmen ihrer Möglichkeiten) zum Systemausgleich beitragen. Erreicht wird dies dadurch, dass sämtliche Abweichungen zu einem einheitlichen Preis abgerechnet werden, wobei dieser im Falle eines Systemdefizits über bzw. im Falle eines überspeisten System unterhalb des aktuellen Grosshandelspreises liegen sollte. Ceteris paribus werden sämtliche BG, die im jeweiligen Abrechnungsintervall zur Systemabweichung beigetragen haben, daher genau wie beim 2-Preis-System pönalisiert. Systemstützende BG, deren Abweichung zu einer Reduzierung des Regelzonensaldos beigetragen haben, profitieren dagegen davon, dass sie ihre Ausgleichsenergie entweder zu einem «niedrigen» Preis beziehen oder aber zu «hohen» Preis verkaufen können. Dieser Ansatz zielt insofern darauf ab, einen marktba- sierten Beitrag der BGV zu Ausregelung des Systems zu fördern und somit den Bedarf für den residualen Ab- ruf von Regelleistung bzw. -energie durch den ÜNB zu minimieren.

Die beiden grundlegenden Preissysteme beruhen auf einer unterschiedlichen Philosophie:

- **2-Preis-Systeme** zielen darauf auf, dass jeder einzelne BGV die Abweichungen seiner BG minimiert, unab- hängig davon, ob die entsprechende Abweichung zur übergreifenden Abweichung des gesamten Marktes bei- trägt oder nicht. Aus Sicht des ÜNB hat dies den Vorteil starker Anreize zur Bilanztreue und, auf Grundlage der genehmigten Fahrpläne sowie der aktuellen Abweichung der einzelnen BG, einer prinzipiell hohen Prognose- güte des kurzfristigen Regelzonensaldos.

Aus Sicht der Marktakteure sind die Möglichkeiten zum eigenständigen Bilanzausgleich dagegen häufig be- grenzt, z.B. aufgrund unvollständiger Messdaten in Echtzeit sowie eines illiquiden Intraday-Marktes. Zudem führt der fortlaufende Bilanzausgleich im 24-Betrieb zu hohen Anforderungen und Kosten insbesondere für klei- nere BG, u.a. für Personal, IT-Systeme, Echtzeiterfassung von Messdaten oder den Zugang zum Intraday- Markt (vgl. Abschnitt 3.3.4). Um ihre Risiken zu begrenzen, haben Marktakteure zudem Anreize, vorhandene Flexibilitäten für das eigene Bilanzmanagement zurückzuhalten. Dies verursacht nicht nur weitere Kosten für die einzelnen BG sondern bedeutet auch, dass die entsprechenden Flexibilitäten nicht für den Regelenergie- markt zur Verfügung stehen, was wiederum den Wettbewerb im Regelenergiemarkt reduziert und tendenziell zu steigenden Kosten für Regelenergie und AE-Preisen führt. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist ferner zu be- rücksichtigen, dass der eigenständige Ausgleich gegenläufiger Abweichungen, welche sich zu Null saldieren, zwar zusätzliche (Transaktions-) Kosten verursacht, jedoch keinen Beitrag zur Reduzierung des durch Re- gelenergie auszugleichenden Regelzonensaldos leistet.

- Im Gegensatz dazu repräsentieren **1-Preis-Systeme** aus Sicht eines ÜNB dagegen einer eher «reaktiven» Ansatz und verlässt sich in einem deutlich höheren Masse auf den wettbewerblichen Grosshandelsmarkt. So ergeben sich aus erwartbaren Abweichungen des Gesamtsystems Anreize für einzelne BGV, bewusst AE (long) zu voraussichtlich über dem Marktpreis liegenden AE-Preisen an den ÜNB zu «verkaufen» bzw. durch ein bewusstes Defizit (Ausgleichs-) Energie zu einem niedrigeren Preis zu beziehen. Im Idealfall führt dies

dazu, dass die Regelzone bereits durch die Marktakteure ausgeglichen bzw. die durch den ÜNB abzurufende Regelenergie minimiert wird. Gleichzeitig wird somit volkswirtschaftlich ineffizientes «Gegeneinanderregeln» verschiedener BGV vermieden und Anreize für die individuelle Vorhaltung von Flexibilität reduziert. Die Verringerung der abgerufenen Mengen führt zudem zu sinkenden (Grenz-) Preisen für Regelenergie, da teurere Angebote seltener angerufen werden.

Diesen Vorteilen stehen das Risiko einer Überkompensation sowie eine höhere Unsicherheit über den endgültige Regelzonensaldo gegenüber. So können bewusst herbeigeführte Ungleichgewichte von BGV dazu führen, dass die erwartete Systemabweichung nicht nur reduziert wird, sondern sogar in einer entgegengesetzten Abweichung resultiert. Dieses Risiko besteht allerdings vor allem bei begrenzten Regelzonensaldo, welche aus Systemsicht unkritisch sind. Dennoch kann dies dazu führen, dass z.B. innerhalb eines Abrechnungsintervalls (Viertelstunde) ein Einsatz von Sekundärregelleistung in beide Richtungen erfolgt, wobei in diesem Falle nur die Kosten bzw. Preise in der vorherrschenden Richtung an die BGV weitergegeben werden. Gerade im Falle sehr flexibler Anlagen, wie z.B. Wasserkraftwerken oder Grossbatterien, besteht zudem aus Sicht des ÜNB ein Risiko, dass ein vorausschauender Einsatz von TRL durch die Reaktion der Marktteilnehmer vermeidbar gewesen wäre und ggf. durch einen gegenläufigen Einsatz von SRL kompensiert werden muss. Dies wiederum kann zu einem bevorzugten Einsatz der häufig teureren SRL führen¹⁴.

Tabelle 6 gibt einen Überblick über die grundlegenden Prinzipien der Preisbildung für AE in den betrachteten Ländern. Wie ersichtlich, war die Schweiz das einzige Land, welches Ende 2024 ein reines 2-Preis-System anwendete. Alle anderen betrachteten Länder verwenden dagegen seit spätestens 2021 prinzipiell ein 1-Preis-System, allerdings mit gewissen Einschränkungen in Frankreich und vor allem Spanien (siehe unten). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Verwendung eines 1-Preis-Systems vom Netzkodex Bilanzierung und in einer ACER-Entscheidung zur Abrechnung von Ausgleichsenergie¹⁵ favorisiert wird, um BGV einen Anreiz für ein systemstützendes Verhalten zu geben und die Notwendigkeit des Regelenergieeinsatzes durch die ÜNB zu reduzieren.

Tabelle 6: Grundlegendes Preissystem für AE in den betrachteten Ländern

	CH	AT	BE	DE	FR	ES	GB	SE
Preissystem	2-Preis	1-Preis	2-Preis ⇔ 1-Preis (ab 1.1.20)	1-Preis	'1+x'-Preis	2-Preis δ '1,5'-Preis (ab 2022)	1-Preis (ab 2019)	'2 + 1/0-Preis' δ 1-Preis (ab 1.11.21)

Gelb schattiert - Änderungen während des Betrachtungszeitraums

In der Praxis haben jedoch Spanien sowie Frankreich weiterhin Elemente eines 2-Preis-Systems beibehalten:

- In **Spanien** wird das 1-Preis-System nur dann angewendet, wenn der Abruf von SRE und TRE in einem Abrechnungsintervall nur in einer Richtung erfolgte oder der gegenläufige Abruf auf max. 2% des Einsatzes in der vorherrschenden Richtung begrenzt war. Nicht zuletzt aufgrund der Einbeziehung der Sekundärregelung kam dies im Zeitraum zwischen 2022 und 2024 aber nur in weniger als 10% aller Stunden vor, während in mehr als 90% aller Stunden zwei unterschiedliche Preis zum Ansatz kamen. In der Praxis entspricht der in Tabelle 6 als «1,5-Preis»-System bezeichnete Ansatz damit weitgehend dem vorherigen Zwei-Preis-System.
- In **Frankreich** wird das 1-Preis-System, wie weiter unten beschrieben, durch einen sog. «k-Faktor» modifiziert, der den von einem BGV zu zahlenden Preis für AE («short») leicht erhöht bzw. Zahlungen an den BGV

¹⁴ Ein derartiges Muster ist z.B. in Deutschland oder Österreich zu beobachten, kommt in den ebenfalls schon seit längeren ein 1-Preis-System nutzenden Ländern Belgien oder Schweden dagegen nicht vor.

¹⁵ ACER (2020)

(«long») geringfügig reduziert. Dieser Ansatz führt damit stets zu zwei unterschiedlichen Preisen und reduziert somit die grundlegende Anreizwirkung eines 1-Preis-Systems vor allem geringen Abweichungen bzw. nur geringen Auf- oder Abschlägen des grundlegenden AE-Preises im Vergleich zum Grosshandelspreis. Unter der Annahme eines begrenzten k-Faktors bleiben die Anreizwirkungen des 1-Preis-System bei zunehmenden Differenzen zwischen AE- und Grosshandelspreisen, und damit tendenziell insbesondere im Falle grösserer Regelzonensaldi, dagegen grundsätzlich bestehen.

Ergänzend sei erwähnt, dass **Schweden** bis Oktober 2021 beide Ansätze nutzte. Konkret gab es dort zwei separate Bilanzen für jeden BGV, eine für das Vertriebsportfolio und eine für Produktion und Handel. Ausgleichsenergie aus Produktion und Handel wurde hierbei nach einem klassischen 2-Preis-System abgerechnet. Für Konsumenten galten die AE-Preise dagegen nur für «systemschädliche AE» zu AE-Preisen abgerechnet, während «systemstützende AE» zum Grosshandelspreis abgerechnet wurde. Wie aus Tabelle 6 ersichtlich, wurden diese beiden Ansätze zum 1. November 2021 zu einem einheitlichen 1-Preis-System zusammengeführt.

Im Betrachtungszeitraum erfolgten zudem noch zwei Änderungen:

- In **Grossbritannien** erfolgte Anfang 2019 der Übergang vom vorherigen Zwei- zum jetzigen 1-Preis-System, wobei die übrigen Rahmenbedingungen im Wesentlichen unverändert blieben.
- In **Spanien** wurde Ausgleichsenergie bis Ende 2021 separat für einzelne Kraftwerke oder sogar Kraftwerksblöcke einerseits und das Vertriebs- und Handelsportfolio eines BGV andererseits ermittelt. Aufgrund der Anforderungen des Netzkodex Bilanzierung wurde diese Differenzierung aufgehoben, so dass auch in Spanien AE ausschliesslich auf Basis der BG erfolgt.

Wie erwähnt, ergibt sich aus einer ACER-Entscheidung aus dem Jahre 2020 eine klare Präferenz für die Anwendung eines 1-Preis-Systems. Die positiven Auswirkungen eines 1-Preis-Systems waren in der Vergangenheit recht gut in Belgien und den Niederlanden zu beobachten. Sowohl Elia und TenneT setzen traditionell auf die Förderung einer eigenständigen Ausregelung des Systems durch die BGV und erzielen damit nach eigenen Angaben regelmässig eine deutliche Reduzierung des Abrufs von Regelenergie. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass der Kraftwerkspark der beiden Länder durch im Vergleich zur Schweiz eher inflexible thermische Kraftwerke dominiert wird, was die Möglichkeiten der BGV zu Ausregelung begrenzt. Der hohe Anteil flexibler Wasserkraftwerke in der Schweiz dagegen sollte es den Marktakteuren dagegen erleichtern, einen substantziellen Beitrag zur Reduzierung des verbleibenden Systemungleichgewichts zu leisten.

Ein möglicher Nachteil eines 1-Preis-Systems besteht darin, dass es ggf. grosse Anbieter bevorzugt. So verfügen dies im Regelfall über einen deutlich besseren Einblick in die aktuelle Situation des Systems und können insofern eher auf mögliche Abweichungen reagieren. Zudem profitieren sie tendenziell von einem Zugriff auf einen grösseren Kraftwerkspark. Insofern können grössere BGV häufig überproportional und zu Lasten kleinerer BGV von den Möglichkeiten eines systemstützenden Verhaltens profitieren. Allerdings gelten diese Bedenken prinzipiell ebenso für das bisherige Zwei-Preis-System, da dieselben grösseren Anbieter mit ausreichender Flexibilität in der Regel auch überproportional von der Erbringung von Regelenergie profitieren.

Vor allem aber hat die Analyse in Kapitel 2 gezeigt, dass eines der grundlegenden Probleme in der Schweiz ganz offenbar darin besteht, dass ein nicht unerheblicher Teil der BGV nicht auf die bereits vorhandenen Anreize zur Vermeidung von Ausgleichsenergie reagiert.

Vor diesem Hintergrund erscheint die zum 1.1.2026 erfolgte Einführung eines 1-Preis-Systems in der Schweiz grundsätzlich als sinnvoll. Wie zuvor ausgeführt, zeichnet sich dieser Ansatz dadurch aus, dass eine eigenständige Ausregelung des Gesamtsystems durch Marktakteure nicht pauschal als Ausgleichsenergie pönalisiert wird, sondern systemstützende Abweichungen explizit belohnt werden. Vor dem Hintergrund der offenbar unzureichenden Reaktion der die entsprechenden Abweichungen verursachenden BGV eröffnet der Übergang zu einem 1-Preis-System damit die Chance, insbesondere grössere Systemabweichungen bereits durch eigenständige Reaktionen der Marktakteure zu verringern und somit den notwendigen Regelenergieabruf durch Swissgrid zu reduzieren. Ceteris paribus sollte dies die

Systemsicherheit erhöhen und dazu beitragen, die Grenzpreise sowie mengengewichteten Kosten der abgerufenen Regelenergie und damit auch für Ausgleichsenergie zu reduzieren. Dies gilt insbesondere dann, wenn die entsprechenden Flexibilitäten auch zuvor nicht im Regelenergiemarkt angeboten, sondern durch die BGV für die eigenständige Regelung vorgehalten wurden.

Insgesamt erscheint die Einführung eines 1-Preis-Systems in der Schweiz daher als eine sinnvolle Massnahme, die zu einer wirksamen Reduzierung des Regelenergiebedarfs beitragen kann.

3.2.2 Grundsätze der Preisbildung und berücksichtigte Kosten und Produkte

Ökonomisch effiziente Preise für Ausgleichsenergie sollten die Kosten des zum Ausgleich des Regelzonensaldos notwendigen Einsatzes von Regelenergie abbilden. Die zweite grundlegende Entscheidung bei der Ausgestaltung der Preissystematik betrifft daher die Frage, welche Kosten oder Preise bei der Preisbildung berücksichtigt und wie diese in den AE-Preisen abgebildet werden.

Wie aus Tabelle 7 ersichtlich, werden bei der Ermittlung der AE-Preise in sämtlichen betrachteten Ländern ausschliesslich die Kosten bzw. Preise der abgerufenen Regelenergie berücksichtigt. Die Kosten der Vorhaltung von Regelleistung werden dagegen über die Netzentgelte oder andere Preiskomponenten auf Netznutzer und/oder BGV allokiert (vgl. Abschnitt 3.4.4). Dies spiegelt auch die Tatsache wider, dass die Vorhaltung von Regelreserven eine Art Versicherung darstellt, von der sämtliche Netznutzer oder BG profitieren und nicht nur diejenigen, deren Bilanz in einem bestimmten Abrechnungsintervall ungleich Null war. Denn so bemisst sich das Volumen der in Summe vorzuhaltenden Regelleistung (SRL + TRL) derzeit vor allem an der Grösse des grösstmöglichen Kraftwerksausfalls, in der Schweiz also vor allem der Kernkraftwerke, obwohl die entsprechenden Anlagen nur sehr selten ausfallen.

Analog zur Schweiz umfassen die für die Bepreisung von AE relevanten Produkte in den einzelnen Ländern generell SRE und TRE. Die fehlende Berücksichtigung von SRE in Grossbritannien und Schweden ist dadurch bedingt, dass in Grossbritannien kein derartiges Produkt genutzt wird bzw. sich dieses in Schweden noch in der Einführungsphase befand. Umgekehrt wird in Österreich, Belgien, Deutschland und der Schweiz nur kurzfristige TRE mit einer maximalen Vorlaufzeit von 15 Minuten genutzt. Dies erklärt, warum über die TRE hinaus gehende Produkte, wie z.B. Ersatzreserve, nur in vier der betrachteten Länder genutzt werden. Insgesamt sind die Gegebenheiten in allen Ländern somit grundsätzlich als gleichwertig zu betrachten.

Tabelle 7: Grundsätze der Preisbildung für AE in den betrachteten Ländern

	CH	AT	BE	DE	FR	ES	GB	SE
Preisbildung AE	Grenzpreis	Æ-Preis	Grenzpreis	∅-Kosten => ∅-Preis ^(a)	∅-Preis	∅-Preis	Grenzpreis	Grenzpreis
Berücksichtigte Kosten bzw. Produkte								
SRE	∅-Preis	Grenzpreis	Grenzpreis	Grenzpreis	∅-Preis	Grenzpreis		
(kurzfristige) TRE	∅-Preis	Grenzpreis	Grenzpreis	Grenzpreis	∅-Preis	Grenzpreis	Grenz- oder ∅-Preis	Grenzpreis
Andere	–				Grenzpreis (ER)	Grenzpreis (ER)		

Gelb schattiert - Änderungen während des Betrachtungszeitraums; grau schattiert – nicht vorhanden / genutzt;

Æ-Preis – mengengewichteter Durchschnittspreis; ER - Ersatzreserve

(a) – ab 22.06.22

Für die Preisbildung gilt dies jedoch nicht. Vielmehr divergieren die in Tabelle 7 dargestellten Gegebenheiten zumindest auf den ersten Blick deutlich, welche auf den folgenden beiden grundlegenden Ansätze basieren:

- Bei einer Bepreisung zum Grenzpreis entspricht der AE-Preis dem Preis des «teuersten» Abrufs von RE, d.h. dem höchsten Preis für positive RE oder dem niedrigsten Preis von negativer RE.
- Bei der Alternative der Verwendung von **Durchschnittspreisen** entspricht der AE-Preisen dagegen dem (mengengewichteten) Durchschnittspreis bzw. den Durchschnittskosten der abgerufenen RE.

Der erste Ansatz entspricht dem grundlegenden ökonomischen Prinzip, dass effiziente Preise die Grenzkosten des entsprechenden Produkts (hier: Ausgleich des Regelzonensaldos) widerspiegeln sollten. Bei einer Bepreisung zu Durchschnittskosten sind die AE-Preise dagegen regelmässig «niedriger» als der teuerste Einsatz von Regelenergie und führen insofern zu unzureichenden Anreizen für die Vermeidung von Ausgleichsenergie.

In der Praxis wird dieser Ansatz teilweise dadurch begründet, dass im Regelenergiemarkt aufgrund begrenzten Wettbewerbs und des unvorhersagbaren Ausfalls grosser Kraftwerksblöcke erhebliche Preisspitzen auftreten können. Kritisch sind hierbei insbesondere (grössere) Kraftwerksausfälle, da diese unvorhersagbar sind. Der direkt von dem Ausfall betroffenen BGV könnte hierauf zwar durch die individuelle Vorhaltung eigener Flexibilitäten reagieren, doch ist dies in den wenigsten Fällen volkswirtschaftlich sinnvoll, da diese somit dem Regelenergiemarkt nicht zur Verfügung stünden. Zudem liefern die damit verbundenen Preisspitzen keine sinnvollen Preissignale für andere BGV.

Ein weiterer Punkt betrifft speziell die SRE, welche fortlaufend auf Grund des im Abstand von wenigen Sekunden ermittelten Area Control Errors (ACE) abgerufen wird. Während TRE jeweils für eine Mindestdauer von 15 Minuten abgerufen wird, wird SRE in Echtzeit innerhalb sehr kurzer Zeitintervalle von nur wenigen Sekunden abgerufen. Am Beispiel des auch in der Schweiz angewendeten Abrechnungsintervalls von 15 Minuten und eines Zeitrasters von 4 Sekunden für die Reoptimierung im Rahmen von PICASSO (vgl. Abschnitt 3.4.5) ergeben sich pro Abrechnungsintervall somit theoretisch $15 \times 60 / 4 = 225$ einzelne Grenzpreise. Dies kann dazu führen, dass innerhalb eines Abrechnungsintervalls ein sehr «teures» Gebot abgerufen wird, selbst wenn dies nur für wenige Sekunden benötigt wird. Im Falle grösserer Kraftwerksausfälle können daher hohe Preisspitzen auftreten, selbst wenn diese bereits innerhalb der Viertelstunde durch die betroffenen BGV ausgeglichen werden¹⁶, d.h. die Anwendung eines echten Grenzpreissystems für SRE ist insofern anfällig für entsprechende extrem kurze Abrufe. Zwar kann dieser Effekt z.B. durch eine zeitliche Mittelung der Grenzpreise innerhalb jeder Viertelstunde gemildert werden, doch beseitigt dies nicht das grundsätzliche Problem, dass die durch vollkommen unvorhersagbare Ausfälle verursachten Preisspitzen nur bedingt ökonomisch sinnvolle Preissignale aussenden können.

Ungeachtet dieser Überlegungen ist festzuhalten, dass ein Grenzpreissystem prinzipiell zu «höheren» AE-Preisen führt, Abweichungen damit stärker pönalisiert und insbesondere im Falle eines 2-Preis-Systems damit verstärkte Anreize zur Bilanztreue setzt.

Betrachtet man die Gegebenheiten in den einzelnen Ländern (ohne Berücksichtigung der im nachfolgenden Abschnitt 3.2.3 beschriebenen Zusatzkomponenten), so fällt neben der bereits erwähnten Divergenz insbesondere auf, dass die meisten Ländern de facto eine Mischung aus beiden Ansätzen anwenden:

- Einzig Belgien und Schweden verwenden ein reines Grenzpreissystem, bei welchem der Preis für AE tatsächlich dem Grenzpreis für die gesamte abgerufene RE entspricht.
- Umgekehrt war Frankreich im Betrachtungszeitraum das einzige Land, in dem die AE-Preise dem mengengewichteten Durchschnittspreis der gesamten Regelenergie entsprach. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass SRL, «standardisierte» TRL und Ersatzreserve, welche über die europäischen Plattform TERRE abgerufen

¹⁶ Im Rahmen von PICASSO kann dieses Problem noch dadurch verschärft werden, dass die Anzahl grösserer Kraftwerksausfälle im erweiterten regionalen Markt naturgemäss ansteigt, wobei die Preiseffekte durch das erhöhte Angebotsvolumen geringer ausfallen sollten.

wurde, zu Grenzpreisen vergütet wurden, so dass zumindest ein Teil der entsprechenden Produkte zum jeweiligen Grenzpreis vergütet wurde¹⁷.

- In allen anderen Ländern, einschliesslich der Schweiz, fand im Betrachtungszeitraum eine Mischung aus beiden Ansätzen Anwendung. So verwenden die Schweiz und Grossbritannien beide formal ein Grenzpreissystem, welches allerdings zumindest teilweise auf dem mengengewichteten Durchschnittspreis der verschiedenen Regelenergieprodukte beruht. In Deutschland¹⁸, Österreich und Spanien entspricht der AE-Preis dagegen dem mengengewichteten Grenzpreis der einzelnen Regelenergiearten.

In den meisten Ländern hängt die Gesamtwirkung des Preissystems damit nicht zuletzt von dem Anteil und den relativen Preisen der verschiedenen Produkte ab. Da SRE in der Schweiz zuletzt deutlich «teurer» als TRE war (s.u.), führt das Preissystem in der Schweiz wahrscheinlich dazu, dass die AE-Preise im Mittel dem mengengewichteten Durchschnittspreis für SRE entsprechen, was tendenziell höhere AE-Preise nahelegt. Deutschland, Österreich und Spanien verwenden zwar grundsätzlich denselben Ansatz. Aufgrund des (sehr) geringen Abrufs von TRE läuft der Ansatz der formalen Bepreisung zu Durchschnittspreisen in der Praxis jedoch weitgehend auf eine Grenzpreissystem für SRE hinaus. Einzig in Spanien ist aufgrund des ähnlich hohen Abrufs von SRE und TRE davon auszugehen, dass die AE-Preise im Mittel dem Mittelwert aus den Grenzpreisen der einzelnen RE-Produkte entsprechen. Unter der vereinfachten Annahme, dass SRE im Mittel «teurer» als TRE ist, wäre insofern von tendenziell höheren AE-Preisen in Deutschland und Österreich auszugehen.

Wie die Darstellung in Abbildung 32 zeigt, entsprechen diese Überlegungen aber nur bedingt den tatsächlich beobachteten Werten. Auffällig sind die deutlich niedrigeren Kosten in Grossbritannien und Schweden, d.h. den Ländern ohne (Berücksichtigung) der SRE, sowie Spanien. Umgekehrt sind die durchschnittlichen Preisaufschläge für AE in Belgien mit einem reinen Grenzpreissystem vergleichbar mit den übrigen mitteleuropäischen Ländern. Und selbst im Falle der Schweiz sticht einzig das Jahr 2024 hervor, während die mittleren Preisaufschläge in den anderen Jahren in einer ähnlichen Grössenordnung wie in den Nachbarländern und Belgien liegen. Vor dem Hintergrund dieser Beobachtungen lassen sich aus dem internationalen Vergleich keine belastbaren Empfehlungen für die Schweiz ableiten.

Im Vergleich mit den übrigen Ländern bestünde eine wesentliche Option für die Schweiz daher in der Abrechnung von AE zu den Grenzpreisen für Regelenergie. Wie in der kürzlich veröffentlichten Studie der Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) führt nur «ein Grenzpreis-basierter Ausgleichsenergiepreis (AEP) [...] zu einer effizienten Abwägung zwischen Regelenergie und Ausgleichsenergie; während mit einem Durchschnittspreis-AEP die Ausgleichsenergie systematisch zu niedrig ist und eine Übernutzung angereizt wird.»¹⁹ Auch mit Blick auf die o.g. Überlegungen sind hierbei jedoch noch weitere Aspekte zu berücksichtigen:

- Die durchschnittlichen Kosten für SRE lagen in den letzten Jahren deutlich höher als für TRE (vgl. Abbildung 33). Wie bereits erwähnt, ist daher davon auszugehen, dass die Bepreisung von AE in den vergangenen Jahren effektiv auf den Durchschnittspreisen von SRE beruhte.

¹⁷ Aufgrund der zwischenzeitlich erfolgten Teilnahme Frankreichs an PICASSO (April 2025) und für 2026 angekündigten vollständigen Teilnahme an MARI ist auch für Frankreich von einer weiter zunehmenden Vergütung von Regelenergie zu Grenzpreisen auszugehen.

¹⁸ In Deutschland erfolgt am 22.06.2022 eine grundlegende Überarbeitung der Preismethodik. Bis zu diesem Zeitpunkt basierte die Berechnung der AE-Preise, abweichend von den übrigen Ländern, auf dem Quotienten aus den Nettokosten des gesamten Regelenergieabrufs von positiver und negativer Regelenergie einerseits und dem Regelzonensaldo andererseits. Dies führte bei geringen Regelzonen zu stark ansteigenden AE-Preisen, welche durch zusätzliche Preisgrenzen für kleine Salden begrenzt wurden. Ab Juni 2022 wurde dieser Ansatz grundlegend geändert. Seitdem entspricht der (initiale) AE-Preis dem mengengewichteten Mittelwert der Grenzpreise von SRE und TRE in der jeweiligen Viertelstunde.

¹⁹ Vgl. EiCom (2025b), S. 53.

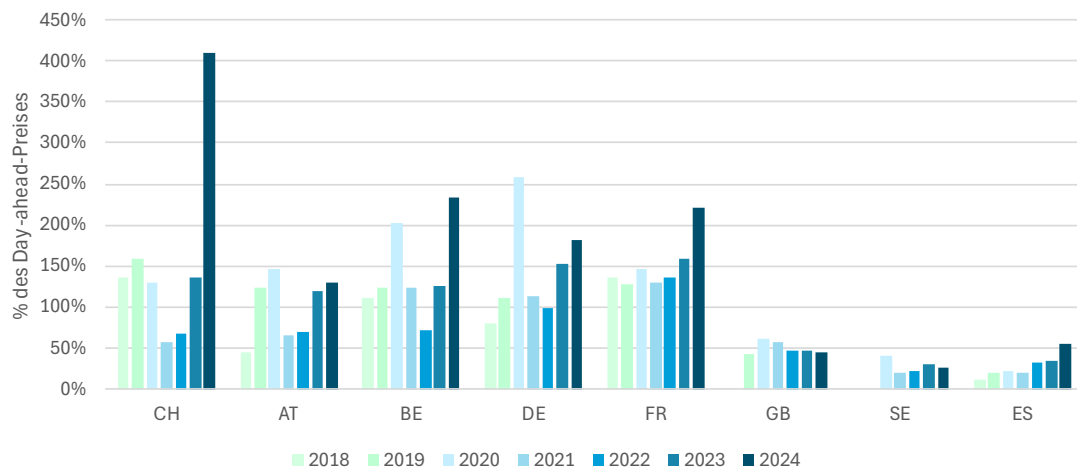


Abbildung 32: Durchschnittlicher Spread zwischen AE- und Day-ahead-Preisen im Ländervergleich

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

- Auf Grundlage der Veröffentlichungen der EICom im Zusammenhang mit der Einführung eines temporären Preislimits für SRE bestehen erhebliche Zweifel daran, inwieweit die aktuellen Preise für SRE derzeit den tatsächlichen Kosten der Anbieter bzw. den Gegebenheiten in einem Markt mit funktionsfähigem Wettbewerb entsprechen. Sollte dies nicht der Fall sein, würde die Anwendung eines Grenzpreissystems dazu führen, dass insbesondere kleinere bzw. andere BGV für die erhöhten Kosten aufkommen müssten. Die im Falle einer Abrechnung zu Durchschnittskosten inhärent notwendigen Umlage der nicht direkt aus der Abrechnung von AE gedeckten Kosten auf alle BGV, Lieferanten oder Netznutzer würde dagegen dazu führen, dass zumindest ein Teil dieser zusätzlichen Kosten auch von den Verursachern zu tragen wäre.
- Wie in Abschnitt 3.4 erläutert, wird Regelenergie in allen EU-Staaten mittlerweile ganz oder überwiegend zum Grenzpreis der jeweiligen Produkte vergütet, nicht zuletzt in Folge der Harmonisierung im Rahmen der europäischen RE-Plattformen. Sollte dieser Ansatz auch in der Schweiz implementiert werden, würde bereits die heutige Regelung einem reinen Grenzpreisansatz mit ceteris paribus steigenden AE-Preisen entsprechen. Im Ergebnis sollten mögliche Anpassungen des aktuellen Preissystems daher unbedingt in Verbindung mit der zukünftigen Regelung der Vergütung von Regelenergie in der Schweiz betrachtet werden.

Diese Überlegungen verdeutlichen, dass die Abrechnung von AE nicht isoliert diskutiert, sondern im Zusammenhang mit der Funktionsweise und dem Wettbewerbsgrad im Regelenergiemarkt betrachtet werden sollte. Vor einer möglichen Entscheidung für einen Übergang zum einem Grenzpreissystem wären daher noch weitergehende Analysen sowie ggf. Anpassungen des Regelenergiemarkts zu empfehlen. Zudem erscheint es daher sinnvoll, wenn nicht sogar notwendig, zuerst ausreichende Schritte zu unternehmen, um ausreichend wettbewerbliche und marktgerechte Preise für Regelenergie gewährleisten zu können.

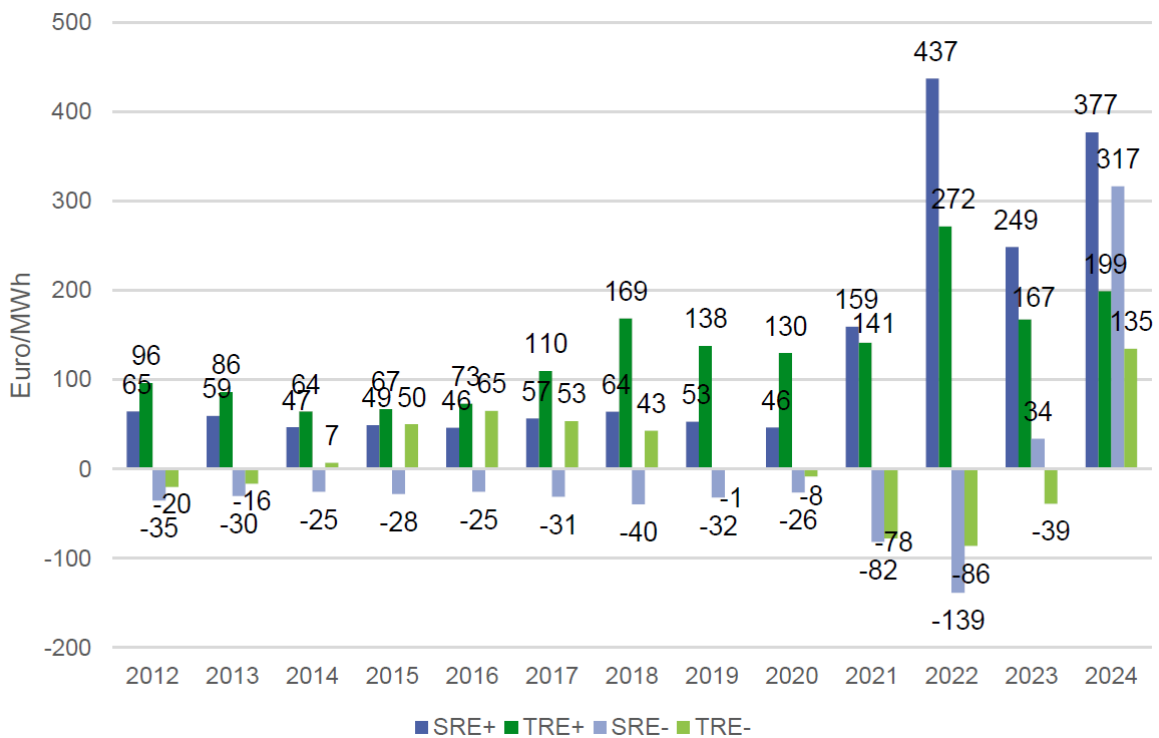


Abbildung 33: Kosten pro MWh SRE und TRE nach Produkt 2012 bis 2024

Quelle: EICOM (2025)

3.2.3 Zusatzkomponenten der Preisbildung für AE

Die zuvor beschriebenen «initialen» AE-Preise unterliegen in allen Ländern zusätzlichen Anpassungen oder Ergänzungen, mit dem Ziel einer erhöhten Anreizwirkung, der Vermeidung übermässiger Preisspitzen oder der Gewährleistung der finanziellen Neutralität des Regelenergiemarkts und der Bilanzgruppenabrechnung.

Wie aus Tabelle 8 ersichtlich, kann hierbei zwischen den folgenden Komponenten unterschieden werden:

- Börsenpreisbindung:** Diese Komponente dient dazu, Arbitrage zwischen Ausgleichsenergie und dem Grosshandel zu vermeiden. Zu diesem Zweck ist in allen Ländern festgelegt, dass die AE-Preise mindestens dem Grosshandelspreis im jeweiligen Abrechnungsintervall entsprechen müssen.
- Anreizkomponente:** Wie es der Name nahelegt, soll diese Komponente die Anreize für den Bilanzausgleich verstärken. In der Schweiz erfolgt dies durch den sog. Basispreis von 5 €/MWh sowie den Alpha-Faktor, während z.B. in Deutschland ein Aufschlag von mindestens 10€/MWh bis maximal 25 €/MWh angewandt wird.
- Wert der vermiedenen Aktivierung:** Diese gemäss dem EU-Netzkodex erforderliche Komponente kommt nur in denjenigen Abrechnungsintervallen zur Anwendung, wenn keine Regelenergie abgerufen wurde. Sie entspricht dem Preis des «günstigsten» Angebots für Regelenergie in Richtung des Regelzonensaldos. Hierbei unterscheiden sich die einzelnen Länder danach, ob nur eine oder mehrere Arten von Regelenergie berücksichtigt werden.
- Knappheitskomponente:** Um das Risiko zu begrenzen, dass der Regelzonensaldo die verfügbaren Regelreserven überschreitet, werden die AE-Preise in einigen Ländern künstlich verstärkt, sobald der Regelzonensaldo einen bestimmten Schwellwert überschreitet. In Belgien und Österreich findet diese Komponente

Anwendung, sofern das Regelzonensaldo einen Wert von 150 MW bzw. 200 MW, und steigt bis auf einen Wert von 200 €/MWh bei einem Saldo von 450 MW in Belgien oder bis zu 1000 €/MWh bei 800 MW in Österreich.

• **Andere Komponenten:**

- Bei einem Abruf der sog. Kapazitätsreserve werden die AEP-Preise in **Deutschland** unter bestimmten Umständen derart geändert, dass BG mit Defiziten für AE mindestens das Zweifache des im Intraday-Börsenhandel höchsten zulässigen Gebotspreises zahlen müssen, selbst wenn dies zu unterschiedlichen Preisen für unter- und überspeiste BG führen sollte und dies dem eigentlichen 1-Preis-System widerspricht..
- In Frankreich werden die AE-Preise durch einen «k-Faktor» dergestalt angepasst, dass der Preis für den Bezug (Verkauf) von AE um den Faktor k erhöht (reduziert) wird. Der Faktor k variiert in Abhängigkeit des Finanzsaldos des Regelenergie- und Bilanzgruppenmanagements im Monat M-1 zwischen einem Wert von 0 und 0.2.

Wie aus Tabelle 8 ersichtlich, unterlagen die Regelungen zu den einzelnen Komponenten im Betrachtungszeitraum diversen Änderungen bzw. wurden neu eingeführt, wie z.B. im Falle des Basispreises in der Schweiz oder der expliziten Berücksichtigung des Werts der vermiedenen Aktivierung von Regelenergie in den EU-Staaten.

Nachfolgend gehen wir näher auf die einzelnen Komponenten ein und diskutieren dabei jeweils mögliches Anpassungspotenzial für die Schweiz.

Tabelle 8: Zusatzkomponenten der Preisbildung für AE in den betrachteten Ländern

	CH	AT	BE	DE	FR	ES	GB	SE
Börsenpreisbindung	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓
Anreizkomponente	✓			✓	(✓) ^(a)			
Wert der vermiedenen Aktivierung		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Knappeitskomponente		✓	✓	✓				✓
Andere Komponenten				Abruf Kap. Reserve	Finanzneutralität			

Gelb schattiert - Änderungen während des Betrachtungszeitraums

^(a) – Wirkung der Komponente zur Finanzneutralität

Börsenpreiskopplung

Wie aus Tabelle 8 Tabelle 9 ersichtlich, umfassen die Ansätze zur Bepreisung von Ausgleichsenergie in allen Ländern eine sog. Börsenpreiskopplung. Die Börsenpreiskopplung dient der Vermeidung von Arbitrage zwischen Grosshandelsmarkt und Ausgleichsenergie, d.h. BGV sollen klare Anreize haben, zu erwartende Ungleichgewichte im Grosshandelsmarkt auszugleichen und sich nicht auf den vom ÜNB betriebenen Regelenergiemarkt zu verlassen.

Die bisherige Preissystematik der Swissgrid für Ausgleichsenergie war an den Day-ahead Spotpreis (SwissIX) gekoppelt, d.h. die Ausgleichsenergiepreise durften nie günstiger als der Kauf oder Verkauf im Day-Ahead-Markt sein. Ähnliche Regelungen finden sich explizit oder implizit²⁰ in den übrigen Ländern, wobei z.B. in Schweden ebenfalls der Day-

²⁰ D.h. über die für den von Abruf von Regelenergie gezahlten Preise.

Ahead-Markt relevant ist, während z.B. in Deutschland und Österreich zumindest in der Regel ein Preisindex im Intraday-Handel genutzt wird.

In dem ab Januar 2026 geltenden Preismechanismus der Swissgrid²¹ fehlt eine entsprechende Börsenpreiskopplung bzw. kommt nur noch in denjenigen Stunden zum Tragen, in denen (im Saldo) kein Abruf von Regelenergie stattfindet. Dies begründet Swissgrid wie folgt²²:

- Die bisherige Anwendung des Day-ahead Preises wird nicht länger als relevant erachtet, da dieser nicht den Systemzustand in Echtzeit repräsentiere.
- Eine Kopplung an einen Preisindex für den Intraday-Handel sei aufgrund unzureichender Liquidität nicht möglich bzw. mit einem erheblichen Risiko der Preismanipulation verbunden.

Beide Argumente sind unmittelbar nachzuvollziehen. Zwar wäre eine Kopplung an die Intraday-Preise grundsätzlich sinnvoll und wünschenswert, erscheint aber aufgrund der bislang sehr begrenzten Liquidität kaum sinnvoll umsetzbar. Zudem dürfen Anbieter die Preise für Regelenergie derzeit bis ca. eine halbe Stunde vor Beginn der jeweiligen Lieferperiode (Viertelstunde) ändern und haben insofern bereits heute die Möglichkeit, ihre Angebotspreise an die Situation im Intraday-Markt anzupassen. Von daher erscheint es ausreichend, eine explizite Kopplung an die Intraday-Preise erst dann umzusetzen, wenn eine ausreichende Liquidität im Intraday-Markt gewährleistet ist.

Eine explizite Kopplung der AE-Preise an die Preise im Day-Ahead Markt erscheint grundsätzlich nur dann notwendig, wenn kein Abruf von Regelenergie erfolgt oder wenn hieraus kein eindeutiger Preis abgeleitet werden kann²³. Genau dieser Fall der Börsenpreiskopplung wird aber von der neuen Preissystematik abgebildet. In allen anderen Fällen ist davon auszugehen, dass Anbieter die vorherrschenden Marktpreise bereits bei der Preisgestaltung für Regelenergie berücksichtigen.

Anreizkomponente («Mindestpreis» für Ausgleichsenergie)

Wie bereits erwähnt, soll diese Komponente die Anreize für den Bilanzausgleich verstärken, entweder durch einen zusätzlichen Aufschlag oder Abschlag zum AE-Preis (wie der bisherige Alpha-Faktor in der Schweiz) oder aber die Vorgabe einer minimalen zum massgeblichen Grosshandelspreis, wie durch den sog. Basispreis von 5 €/MWh in der Schweiz oder dem minimalen Aufschlag von 10€/MWh in Deutschland.

Ähnlich dem Prinzip des 2-Preis-Systems zielen entsprechende Anreizkomponente auf eine minimale Pönalisierung von AE ab, d.h. AE soll grundsätzlich ungünstiger als ein Handel der entsprechenden Mengen im Grosshandelsmarkt sein. Ziel entsprechender Komponenten ist damit eine Verstärkung der Anreize für die Bilanztreue der BGV. Allerdings reflektieren sie eindeutig nicht die tatsächlichen Grenzkosten des RE-Abrufs und sind insofern ökonomisch ineffizient. Dies widerspricht der ökonomischen Anforderung, dass AE-Preise keine Pönale darstellen, sondern prinzipiell die Kosten des notwendigen Bilanzausgleichs reflektieren sollten. Während die Anwendung entsprechender Komponenten z.B. in einem 2-Preis-System zu einer ineffizienten Vermeidung auch sehr kleiner Abweichungen führen, resultiert sie in einem 1-Preis-System in einem willkürlichen Abstand zwischen den Preisen für AE, wenn der Regelzonensaldo sein Vorzeichen ändert, selbst im Falle sehr kleiner Abweichungen.

Die Abschaffung eines Mindestpreises in Form des bisherigen Alpha-Faktors zum 1. Januar 2026 ist insofern grundsätzlich als gerechtfertigt zu sehen und entspricht zudem den Gegebenheiten in den meisten betrachteten Ländern. Zudem ist anzumerken, dass dieser Faktor angesichts der im Regelfall sehr „hohen“ Preise für Regel- und damit auch Ausgleichsenergie in den letzten Jahren kaum relevante Preissignale ausgesendet haben dürfte.

²¹ Vgl. Swissgrid (2026), Abschnitt 7.

²² Vgl. Swissgrid (2025).

²³ Zum Beispiel im Fall eines gleich hohen Abrufs positiver und negativer Regelenergie

Wert der vermiedenen Aktivierung von Regelenergie

Gemäss Verordnung (EU) 2017/2195 müssen die Preise für Ausgleichsenergie u.a. den Wert der vermiedenen Aktivierung von Regelenergie reflektieren. Gemäss Anhang 1 zur o.g. ACER-Entscheidung zur AE-Abrechnung²⁴ sind diese aus dem niedrigsten (niedrigsten) Preis für positive (negative) SRE oder TRE. Dementsprechend finden sich entsprechende Vorgaben in allen betrachteten EU-Ländern²⁵, nicht aber in der Schweiz.

Relevant ist dieser Aspekt jedoch nur dann, wenn kein Abruf von Regelenergie stattfindet, also analog zur Anwendung der Börsenpreiskopplung im ab Januar 2026 geltenden Preismechanismus der Swissgrid. Derartige Fälle traten jedoch im Betrachtungszeitraum nur recht selten auf (maximal etwa 100 Viertelstunden pro Jahr oder ca. 0.25% aller Abrechnungsintervalle). In diesen Fällen greift in der Schweiz jedoch bereits die o.g. Börsenpreiskopplung, so dass die zusätzliche Berücksichtigung des Werts der vermiedenen Aktivierung von Regelenergie zu Problemen hinsichtlich der Auswahl des «richtigen» Preissignals führen könnte. Dies gilt insbesondere daher, da die neue Preissystematik diese Fälle an einen (saldierten) Regelenergieabruf von Null koppelt, bei dem definitionsgemäss unklar wäre, ob der Wert der vermiedenen Regelenergie sich an den Preisen für positive oder negative Regelenergie orientieren sollte bzw. ob hierzu SRE, TRE oder aber beide Produkte zu berücksichtigen wären.

Analog zu den Gegebenheiten in den betrachteten EU-Staaten könnte dies dadurch gelöst werden, dass z.B. der niedrigste verfügbare Preis für positive SRE oder TRE in der jeweiligen Viertelstunde betrachtet wird. Angesichts der zuletzt sehr hohen Regelenergiepreise in der Schweiz könnte dies zu einer deutlichen «Verzerrung» durch diese letztendlich willkürliche Festlegung führen. Der tatsächliche Einfluss wäre aufgrund der geringen Anzahl der betroffenen Stunden sowie der Tatsache, dass die resultierenden Preisspreads ebenso im Falle nur sehr geringer Abrufmengen auftreten, allerdings als sehr begrenzt einzuschätzen. Dies gilt jedoch umgekehrt ebenso für die bisherige alleinige Anwendung der Börsenpreiskopplung.

In Summe legen diese Überlegungen nahe, dass die möglichen Vorteile einer entsprechenden Anpassung sehr begrenzt oder ggf. sogar negativ wären.

Knappheitskomponente

Die in einigen Ländern angewandte «Knappheitskomponente» führt bei steigendem Regelenergiebedarf zu stark «steigenden» Preisen für RE und indirekt damit auch für AE. In Belgien und Österreich liegen die entsprechenden Aufschläge in einem Bereich von bis zu 200 €/MWh bzw. 1.000 €/MWh²⁶, während in Deutschland und Grossbritannien theoretisch Beträge von mehreren zehntausend Euro denkbar sind. Die o.g. besonderen Preisregeln bei einem Abruf der sog. Kapazitätsreserve in Deutschland stellen de facto eine weitere Form einer Knappheitskomponente dar, auch wenn sie offiziell nicht als solche bezeichnet werden.

Eine Knappheitskomponente führt zu deutlich höheren Preisen und damit zu steigenden Risiken für BGV. Es ist davon auszugehen, dass die Knappheitskomponente insofern zusätzliche Anreize zur Bilanztreue gewährleistet und es theoretisch möglich machen sollte den Bedarf an (zusätzlich) kontrahierter Regelleistung zu begrenzen. Dies würde jedoch einen konsistenten Ansatz auch für die Dimensionierung und Beschaffung der Regelleistung bedingen, und zwar unter Berücksichtigung der für «normale» BGV zu annehmbaren Kosten erreichbaren Prognosegüte.

Im Rahmen der ab Januar 2026 geltenden Preissystematik führte auch Swissgrid eine sog. Knappheitskomponente ein. Konkret werden die AE-Preise bei Überschreitung eines vorab definierten Schwellwerts mit einem zusätzlichen linearen Aufschlag von 10 EUR pro 1 MW beaufschlagt²⁷. Die entsprechenden Schwellwerte können monatlich angepasst

²⁴ Vgl. ACER (2020a) bzw. ACER (2020)

²⁵ In den EU-Staaten e

²⁶ In Belgien entfällt die Anwendung der Knappheitskomponente bei AE-Preisen von mindestens 400 €/MWh (AE short) bzw. -200 €/MWh (AE long).

²⁷ Vgl. Swissgrid (2026), Abschnitt 7.

werden und wurden von Swissgrid zu Anfang auf 1.000 MW und 1.200 MW für den Systemzustand „long“ (Überschuss) bzw. „short“ (Defizit) festgelegt.

Die entsprechenden Schwellwerte orientieren sich nach Angaben von Swissgrid an „*der gesamten vorgehaltenen Menge an Sekundär- und Tertiärregelenergie sowie einem gewissen Anteil an freien Geboten in der Schweiz*“²⁸ und berücksichtigen insofern das Risiko eines tatsächlichen Defizits an verfügbarer Regelleistung.

Wie in den anderen genannten Ländern ist der gewählte Aufschlag dagegen offensichtlich rein willkürlich und es erscheint unwahrscheinlich, dass er die tatsächlichen (Opportunitäts-) Kosten einer erhöhten Vorhaltung von Regelleistung reflektiert. Ökonomisch erscheint der aktuelle Ansatz damit eindeutig als ineffizient. Umgekehrt ist allerdings anzuerkennen, dass die Einführung einer Knappheitskomponente grundsätzlich die Anreize zur Vermeidung übermässiger Systemungleichgewichte erhöht. Vor dem Hintergrund der nicht unerheblichen Zahl hoher Systemabweichungen und entsprechend hoher Regelenergieabrufe in den vergangenen Jahren erscheint die Einführung dieser Komponente im Sinne der Systemsicherheit damit als eine vertretbare und als eine eher pragmatisch orientierte ökonomisch „zweitbeste Lösung“.

Andere Komponenten

Als eine letzte Komponente ist in Tabelle 8 noch der in Frankreich angewandte «k-Faktor» aufgeführt. Wie bereits erläutert, dient dieser Faktor dazu, die (mittelfristige) Finanzneutralität des Regelenergie- und Bilanzgruppenmanagements zu gewährleisten. So können bei einem 1-Preis-System im Falle des gleichzeitigen Einsatzes von positiver und negativer Regelenergie die Kosten des nicht dem Ausgleich des endgültigen Regelzonensaldos dienenden nicht gedeckt werden. Dieser Falle tritt regelmässig beim Einsatz von SRE sowie einem vorausschauenden Einsatz von TRE auf.

Die Anwendung des k-Faktors in Frankreich führt dazu, dass diese Kosten von den BGV proportional zu ihrer Ausgleichsenergie getragen werden. Dies verletzt prinzipiell das Verursacherprinzip, dass zumindest die BGV mit «systemschädlicher» AE offenbar nicht zum Gegenregeln beigetragen haben. Zudem entspricht die Wirkung des k-Faktors der zuvor diskutierten Anreizkomponente mit den dort angesprochenen Nachteilen.

In anderen Ländern, wie z.B. Schweden, Grossbritannien (vor 2018) oder den europäischen Gasmärkten werden diese oder vergleichbarer Kosten dagegen auf sämtliche BGV proportional zur Summe des Verbrauchs und der Produktion der BG verteilt. Auch dieser Ansatz verletzt die Verursachergerechtigkeit, vermeidet aber eine mögliche Diskriminierung der BG mit einem relativ höheren Anteil an AE.

3.2.4 Weitere Aspekte

Nachfolgend gehen wir kurz auf drei weitere Aspekte im Bereich der Ausgleichsenergie ein, welche einen Einfluss auf die anfallende AE und den daraus resultierenden Bedarf an Regelenergie haben können:

- Länge der Fahrplan- bzw. Abrechnungsintervalle,
- Transparenz und
- Ex-post Trading.

²⁸ Vgl. Swissgrid (2026), Kapitel 7.1, S. 28.

Länge der Fahrplan- bzw. Abrechnungsintervalle

Kursorisch sei noch auf die Länge der Zeitintervalle eingegangen, auf deren Grundlage Fahrpläne angemeldet werden und AE abgerechnet wird. So führen kürzere Zeitintervalle dazu, dass die zuvor angesprochenen Probleme mit der notwendigen Mittelung von Grenzpreisen über den entsprechenden Zeitraum verringert werden. Umgekehrt sind extrem kurze Zeitintervalle kaum praktikabel, da diese zu einer zunehmenden Komplexität für Stromhandel, Portfolio- und Bilanzmanagement, Fahrplanmanagement sowie die Erfassung von Zählwerten und Abrechnung führen, dem aber voraussichtlich nur sehr geringe Verbesserungspotenziale mit Blick auf die Prognose und Vermeidung von AE gegenüberstünden. Dementsprechend wurde für die Strommärkte in der EU eine Verkürzung auf eine einheitliche Intervalllänge von 15 Minuten beschlossen und in den meisten Ländern bereits bis Ende 2024 umgesetzt.

In der Schweiz ist die Länge der Fahrplan- und Abrechnungsperiode bereits seit langem auf 15 Minuten festgesetzt, analog zu den Gegebenheiten z.B. in Österreich und der Schweiz sowie den aktuellen Vorgaben innerhalb der EU. Aus den genannten Gründen erscheint es wenig sinnvoll, abweichend von den anderen Ländern eine weitere Verkürzung der Abrechnungsintervalle auf weniger als 15 Minuten anzustreben.

Tabelle 9: Abrechnungsintervalle für AE in den betrachteten Ländern

	CH	AT	BE	DE	FR	ES	GB	SE
Abrechnungsintervall	15'	15'	15'	15'	30'	60' ⇒ 15' ^(a)	30'	60'

Gelb schattiert - Änderungen während des Betrachtungszeitraums

^(a) – ab 22.06.22

Transparenz

Wie in Abschnitt 3.2.1 erwähnt, zielt der neue Preismechanismus ab Januar 2026 darauf ab, den BGV Anreize für ein systemstützendes Verhalten zu geben, und zwar selbst dann, wenn dies zu einer unausgeglichene Bilanz ihrer eigenen BG führen sollte. Eine wichtige Voraussetzung für diese Ansatz ist jedoch ausreichende Transparenz über den aktuellen bzw. erwarteten Systemzustand, da die BGV nur so verlässlich reagieren können. Zwar ist davon auszugehen, dass vor allem grössere BGV und Anbieter von Regelleistung bereits heute über ausreichende Informationen verfügen, beispielsweise aufgrund des Abrufs von Regelenergie, doch würde dies zu einer strukturellen Verzerrung zwischen diesen Akteuren und anderen (kleineren) BGV ohne entsprechende Einsichten führen. Dementsprechend verpflichtet Verordnung (EU) 2017/2195 die ÜNB in den EU-Staaten zur Veröffentlichung von Informationen über das jeweilige Systemgleichgewicht.

Wie aus Tabelle 10 ersichtlich, kommen die ÜNB in den EU-Staaten dieser Verpflichtung nach, indem sie innerhalb von 15 Minuten nach dem Ende jedes Fahrplanintervalls mindestens Informationen veröffentlichen. Etliche ÜNB veröffentlichen zudem auch Informationen über den Einsatz und die (geschätzten) Preise von Regelenergie und Ausgleichsenergie. Im Einklang mit dem Konzept, den BGV Anreize zu einem systemstützenden Handeln zugeben, stellt der belgische ÜNB Elia diese Daten sogar nahezu in Echtzeit zur Verfügung. In Schweden und Österreich wird zumindest ein Teil der entsprechenden Informationen nur mit einer Verzögerung von 30 Minuten veröffentlicht, was einen aktiven Beitrag aller Marktakteure zum Systemausgleich bzw. die Reaktion auf die sich ändernden AE-Preise erschwert. Umgekehrt haben jüngere Erfahrungen aus den Niederlanden jedoch auch gezeigt, dass die unverzögerte Bereitstellung von Informationen zum Regelzonensaldo das Risiko einer übermässigen Gegenregels der BGV und somit eine unerwünschte Abweichung in die entgegengesetzte Richtung verursachen können. Vor diesem Hintergrund erscheint eine begrenzte Zeitverzögerung grundsätzlich als sinnvoll.

Auch Swissgrid veröffentlicht bereits heute innerhalb von 15 Minuten nach dem Ende jedes Fahrplanintervalls Informationen zum Regelzonensaldo, dem Abruf von Regelenergie sowie einen indikativen Ausgleichsenergiepreis. Zudem hat

Swissgrid angekündigt, den Regelzonensaldo in Kürze bereits mit einer Verzögerung von nur noch sieben Minuten zu veröffentlichen²⁹. Hieraus lassen sich bereits heute der aktuelle Systemzustand und der Trend der letzten Stunde(n) ableiten.

Insgesamt entsprechend die Gegebenheiten in der Schweiz somit bereits heute den «Best practices» in den anderen betrachteten Ländern. Mögliches Verbesserungspotenzial ist aus Sicht von DNV daher auf die folgenden Details begrenzt:

- Die entsprechenden Informationen werden von Swissgrid in Form einer viertelstündlich aktualisierten Tabelle im csv-Format bzw. als Excel-Datei veröffentlicht. Diese Dateien können automatisch heruntergeladen und verarbeitet werden, allerdings nur in Form eines direkten Zugriffs auf die Webseite. Dagegen bietet Swissgrid bislang offenbar weder die Nutzung eines Application Programming Interface (API) an noch eine grafische Darstellung auf der eigenen Webseite.
- Mehrere andere ÜNB veröffentlichen zudem auch anderen Daten und Prognosen, wie z.B. prognostizierte und tatsächliche Einspeisung aus variablen erneuerbaren Energien, Last oder und den Austausch mit dem Ausland. Entsprechende Informationen könnten insbesondere kleineren BGV dabei helfen, den Zustand des Gesamtsystems zu prognostizieren und auch ihrerseits zur Einhaltung der Systembilanz beizutragen.

Tabelle 10: Umfang und zeitliche Verzögerung von Veröffentlichungen zum Systemzustand

	CH	AT	BE	DE	FR	ES	GB	SE
Zeitverzögerung (nach Echtzeit)	15'	15 – 30'	1 – 15'	2' - 30'	10'	15'		30'
Umfang								
Regelzonensaldo	✓ (15')	✓ (15')	✓ (0')	✓ ^(a)	✓	✓	Nur für Marktakteure sichtbar	(✓) ^(b)
Einsatz Regelenergie	✓ (15')	✓ (15')	✓ (1')	✓ (15')		✓		✓
Regelenergie – Grenzpreis/e			✓ (1')		✓			
Regelenergie – Durchschnittspreis/e	✓ (15')		✓ (1')		✓			
Ausgleichsenergiepreis	✓ (15')	✓ (30')	✓ (1')	✓ (15')	✓			✓

^(a) – Ampelsystem (2') und Schätzwert (15'); ^(b) – Produktion und Verbrauch

Ex-post Trading

In der Schweiz, Belgien, Österreich und Deutschland haben Marktakteure die Möglichkeit, innerhalb des jeweiligen Marktgebiets mittels nachträglicher Fahrplanänderungen auch ex-post Geschäfte durchzuführen (vgl. Tabelle 11 auf S. 66). Diese Option ermöglicht es den BGV, ihre Ausgleichsenergie auch noch nachträglich durch die Korrektur von Austauschfahrplänen innerhalb des Marktgebiets Schweiz zu reduzieren.

Diese Möglichkeit erscheint aus Sicht der Marktakteure zwar auf den Blick als vorteilhaft. Allerdings reduziert der Ex-post Handel nur das (Brutto-) Volumen der Ausgleichsenergie der Marktakteure, nicht jedoch die für den RE-Abruf relevante residuale (Nett-) Abweichung des Gesamtmarkts. Insofern leistet diese Option keinen Beitrag zur Begrenzung des Regelenergieabrufs, sondern reduziert vielmehr die Anreize für die Bilanztreue und widerspricht damit dem grundlegenden Konzept des Bilanzmanagements.

²⁹ Vgl. Swissgrid (2025).

Analog zu den Möglichkeiten des eigenständigen Bilanzausgleichs ist davon auszugehen, dass diese zusätzliche Option in erster Linie von grösseren Marktakteuren bzw. BGV mit einem gut vorhersagbaren bzw. überschaubaren Portfolios genutzt werden kann. Dies wiederum benachteiligt tendenziell kleinere Parteien bzw. Portfolios mit einem erheblichen Anteil an Abnahme- oder Einspeisestellen, deren Verbrauch oder Produktion nur unzureichend in Echtzeit erfasst werden kann.

Diese Überlegungen verdeutlichen, dass die Möglichkeit des Ex-post Trading aus regulatorischer Sicht grundsätzlich kritisch zu sehen ist. In der Praxis ist zudem zu berücksichtigen, dass die genannten Vorteile prinzipiell nur in dem bisherigen Zwei-Preis-System gelten, bei dem Defizite und Überschüsse zu unterschiedlichen Preisen abgerechnet wurden. In dem ab zum 1.1.2026 einführenden 1-Preis-System gilt dagegen ein einheitlicher Preis für sämtliche AE, so dass ein Ex-Post-Handel für Marktakteure keinen Mehrwert bietet.³⁰ Dementsprechend ist davon auszugehen, dass diese Option in Zukunft deutlich weniger oder überhaupt nicht mehr genutzt wird.

Trotz der genannten Bedenken besteht insofern voraussichtlich kein aktueller Handlungsbedarf. Allerdings empfehlen wir, die weitere Entwicklung zu beobachten, um bei einer weitergehenden umfangreichen Nutzung dieser Option weitere Analysen durchführen und ggf. notwendige Anpassungen ergreifen zu können.

3.3 Fortentwicklung des Intraday-Marktes

3.3.1 Entwicklung der Intraday-Märkte

Der Intraday-Handel stellt eine der wichtigsten Voraussetzungen für einen eigenständigen Ausgleich von Bilanzabweichungen durch die BGV dar, zumindest für diejenigen, die nicht über eigene Flexibilität verfügen. Vor dem Hintergrund der in Kapitel 2 herausgestellten Probleme mit einer offensichtlich unzureichenden Bilanztreue der Schweizer BGV untersucht der nachfolgende Text die Liquidität des Schweizer Intraday-Marktes im europäischen Vergleich und analysiert, inwieweit sich mögliche Schwachpunkte auf Unterschiede in der Ausgestaltung des schweizerischen Intraday-Handels zurückführen lassen bzw. welche Massnahmen ggf. ergriffen werden könnten, damit die lokalen BGV den Intraday-Handel vermehrt zur Verringerung ihrer Ausgleichsenergie und damit des notwendigen RE-Abrufs durch Swissgrid nutzen bzw. nutzen können.

Einleitend vergleicht Abbildung 34 die Entwicklung des Handelsvolumens an den Intraday-Märkten der betrachteten Länder in den Jahren 2018, 2019, 2023 und 2024³¹. Hierbei ist zu beachten, dass diese Zahlen nur den organisierten Intraday-Handel an den Strombörsen EPEX Spot, Nord Pool und OMIE beinhalten, nicht aber den ausserbörslichen «Over-the-counter“- oder OTC-Handel³². Dies ist dadurch bedingt, dass allgemein keine öffentlich verfügbaren Zahlen zum Volumen des bilateralen Intraday-Handels vorliegen. Allerdings zeigen z.B. die Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur³³, dass der börsenbasierte Handel mehr als 98% des gesamten Intraday-Marktes in Deutschland abdeckt. Es ist daher davon auszugehen, dass die Analyse der an den verschiedenen Strombörsen gehandelten Mengen repräsentativ für den gesamten Intraday-Markt ist.

Zur besseren Vergleichbarkeit sind die Handelsmengen in Abbildung 34 im Verhältnis zum Landesverbrauch im jeweiligen Jahr dargestellt. Diese Grafik zeigt eine Reihe deutlicher Unterschiede zwischen den einzelnen Ländern:

³⁰ Ein finanzieller Vorteil kann weiterhin daraus entstehen, dass der Ex-post Handel es ermöglicht, offene Positionen unmittelbar zu schliessen und somit das ausstehende Kreditrisiko zu reduzieren.

³¹ Für die Jahre 2020 bis 2022 liegen die zugrundeliegenden Daten teilweise nur auf regionaler Basis vor, so dass diese Jahre nicht berücksichtigt werden.

³² engl. für bilaterale Handelsgeschäfte

³³ Vgl. Bundeskartellamt & Bundesnetzagentur (2024).

- Die Liquidität des Schweizer Intraday-Marktes bleibt sehr stark hinter fast allen anderen Ländern zurück, insbesondere gegen Ende des Betrachtungszeitraums. Einzig der schwedische Markt weist ein vergleichbar niedriges Handelsvolumen auf.
- Im Gegensatz dazu liegen die relativen Handelsmengen in den drei (grossen) Ländern Deutschland, Grossbritannien und Spanien insbesondere zu Beginn deutlich höher als in allen übrigen Staaten. Auffällig ist hierbei, dass die Handelsvolumina im spanischen Markt nur um etwa 10% angestiegen sind, allerdings von einem sehr hohen Niveau. Die Liquidität im deutschen und britischen Markt hat sich dagegen im Betrachtungszeitraum von etwa 10% bzw. 5% auf 20% bzw. 15% des nationalen Stromverbrauchs mehr als verdoppelt bzw. sogar verdreifacht.
- Die Liquidität des französischen Marktes war anfänglich mit dem Niveau der Schweiz vergleichbar, wuchs bis 2024 aber etwa um den Faktor drei. Noch deutlicher ist die Steigerung der Handelsmengen in Belgien und vor allem in Österreich, welche von einem ebenfalls sehr niedrigen Niveau im Jahr 2018 auf etwa 8,5% bis 15% des Landesverbrauchs anstieg.

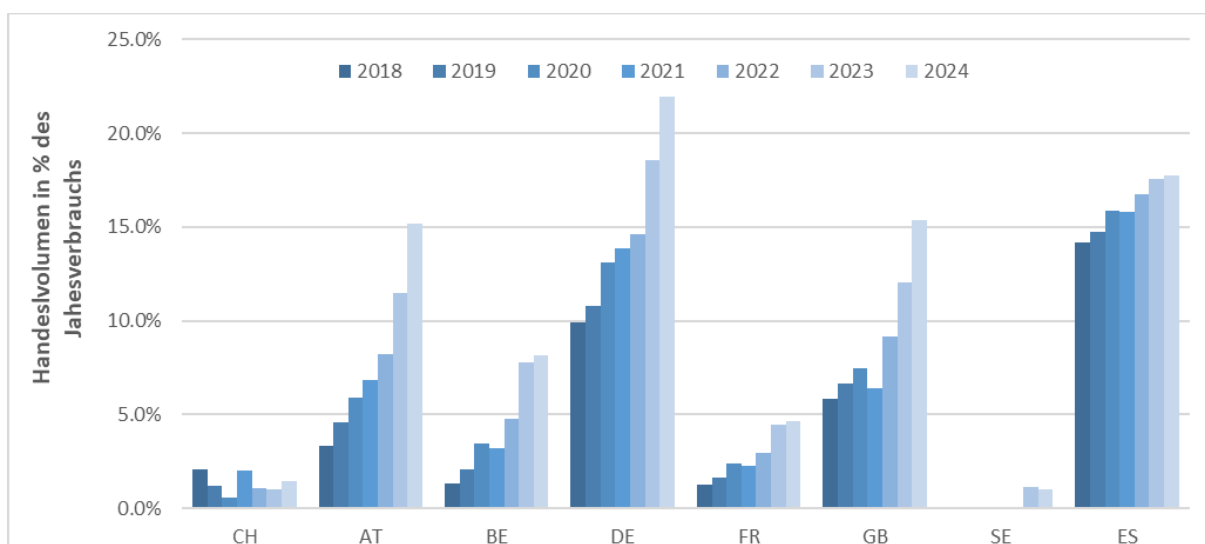


Abbildung 34: Handelsvolumen der Intraday-Märkte im Vergleich

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

Wie Abbildung 34 in Kombination mit der nachfolgenden Abbildung 35 zeigt, lassen sich diese Werte und Entwicklungen weder alleine mit der Grösse der einzelnen Länder noch dem jeweiligen Anteil variabler EE erklären. Zwar ist eine Liquidität von mehr als 15% vor allem im deutschen, britischen und spanischen Markt zu beobachten, welche deutlich grösser als die meisten anderen Länder sind. Doch auch das ebenfalls grosse Frankreich weist nach wie vor eine sehr begrenzte Liquidität auf, während der österreichische Markt in den letzten Jahren eine ähnlich hohe Liquidität wie Grossbritannien aufwies. Dies zeigt, dass die Grösse der einzelnen Märkte keine ausreichende Voraussetzung für eine hohe Liquidität darstellt.

Umgekehrt zeigt die untere Grafik in Abbildung 35 zwar eine deutliche Korrelation zwischen dem Anteil der variablen EE und der Liquidität im Intraday-Handel für Österreich. Für die meisten anderen Länder ist dieser Zusammenhang jedoch im Wesentlichen auf die Werte am oberen Rand der Beobachtungen beschränkt, während bei niedrigeren Werten nur ein sehr geringer Zusammenhang zu erkennen ist. In Schweden und der Schweiz schliesslich ist keine Korrelation zu erkennen. Im Ergebnis liegt der Anteil variabler EE in Deutschland, Spanien und Schweden zwar am höchsten, doch

zählt die Liquidität in Schweden mit zu den niedrigsten Werten in der Stichprobe. Zudem war die Liquidität des deutschen Intraday-Markts in den Jahren 2018 und 2019 mit nur wenig mehr als 10% deutlich geringer als in Spanien, trotz eines höheren Anteils variabler EE, während z.B. Österreich in den Jahren 2023 und 2024 vergleichbare Handelsvolumina bereits mit einem Anteil variabler EE von nur 18 – 26% erreichte.

In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass Deutschland aufgrund seiner Grösse, der Vielzahl der Marktakteure und der vergleichsweise hohen Liquidität seit vielen Jahren als «mitteleuropäischer Leitmarkt» fungiert, während umgekehrt die Liquidität im französische Grosshandelsmarkt mit seiner sehr hohen Marktkonzentration wesentlich niedriger ist. Britische und spanische Marktakteure sind aufgrund der (weitgehenden) «Insellage» dagegen im Wesentlichen auf die Nutzung der lokalen Märkte angewiesen, was in Verbindung mit einer ebenfalls höheren Anzahl an Marktakteuren zur Liquidität beiträgt. Schweden schliesslich ist in den Grosshandelsmarkt der nordischen Länder integriert, der insgesamt eine etwas höhere Liquidität von etwa 5% des jährlichen Stromverbrauchs im nordischen Markt aufweist. Zudem verfügen viele Bilanzgruppen über eigene Flexibilität aus der Wasserkraft, was ebenfalls einen Teil der geringeren Liquidität erklären kann.

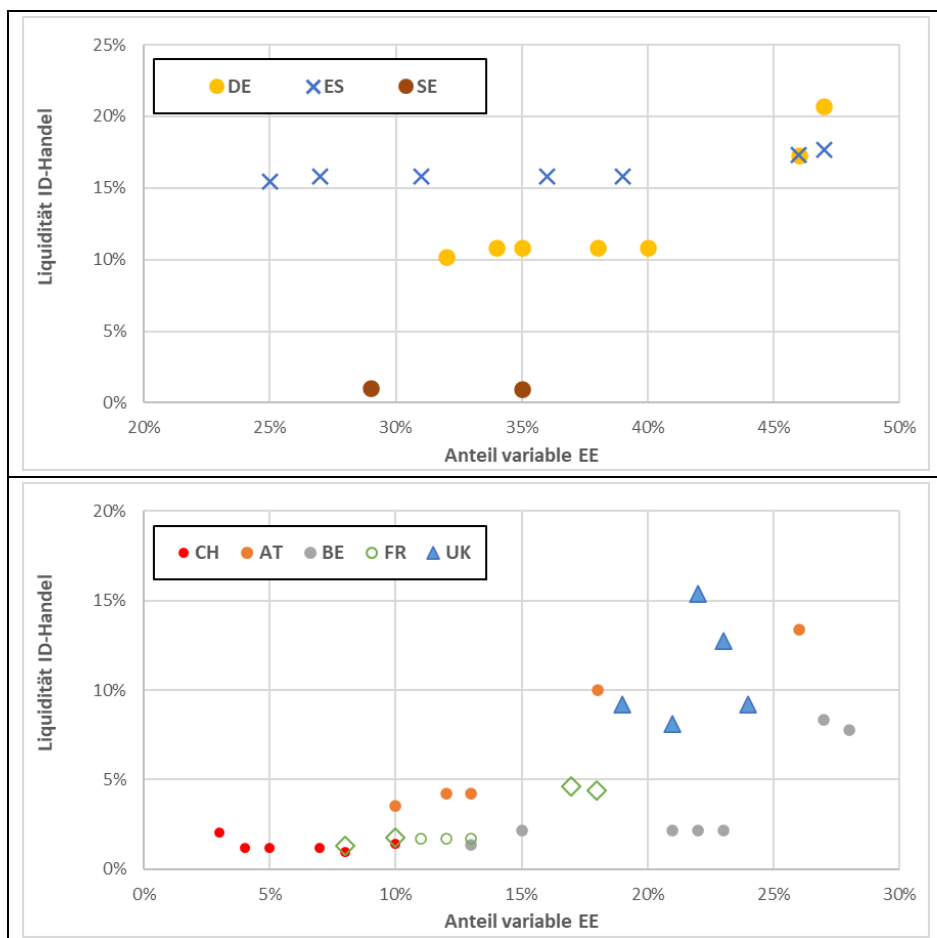


Abbildung 35: Anteil Produktion variable EE vs. Handelsvolumen Intraday-Markt (2018 – 2024, in% des Landesverbrauchs)

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

3.3.2 Ausgestaltung der nationalen Intraday-Märkte

Wie im vorhergehenden Abschnitt dargestellt, lassen sich die Unterschiede zwischen den einzelnen Ländern nur teilweise mit einzelnen Faktoren wie dem Wachstum der variablen EE oder der Grösse der jeweiligen Märkte erklären. Im Folgenden betrachten wir daher, inwieweit Unterschiede in der Struktur und Entwicklung der Handelsmöglichkeiten im Intraday-Markt einen Einfluss haben können. Zu diesem Zweck gibt Tabelle 11 einen Überblick über wesentliche Merkmale der börslichen Intraday-Märkte im Zeitraum 2018 bis Ende 2024.

Einleitend sei darauf hingewiesen, dass der Intraday-Handel sich analog zum Day-ahead Markt aus zwei unterschiedlichen Segmenten zusammensetzt, in einigen Ländern ergänzt durch einen sog. ex-post Handel:

- Im **Kontinuierlichen Börsenhandel** können Marktteilnehmer während der gesamten Handelsphase fortlaufend Gebote einstellen und anpassen. Abschlüsse erfolgen in Echtzeit, sobald passende Kauf- und Verkaufsgebote zusammenkommen, und die Transaktionen werden auf Grundlage der Preise der individuellen Gebote ausgeführt.
- Der **Auktionenhandel** ist dagegen auf einen oder mehrere feste Zeitpunkte begrenzt, zum dem jeweils alle vorliegenden Kauf- und Verkaufsgebote kombiniert werden. Hierbei wird, analog zur Day-Ahead-Auktion (z.B. im Rahmen des Market Coupling), ein gemeinsamer Clearingpreis bestimmt, zu dem alle passenden Kauf- und Verkaufsgebote gleichzeitig ausgeführt werden.

Ergänzend gibt es in einigen Ländern noch die Möglichkeit des **Ex-Post Trading**, d.h. von Handelsaktivitäten, die nach Ende des regulären Intraday-Handelsfensters stattfinden und der nachträglichen Bilanzkreisoptimierung dienen. Derartige Transaktionen finden grundsätzlich ebenfalls im kontinuierlichen Handel statt. Gleiches gilt für bilaterale OTC-Geschäfte im Intraday-Handel, einschliesslich des Handels über von verschiedenen Brokern angebotenen Plattformen.

Wie Tabelle 11 zeigt, bestand die Option des kontinuierlichen Intraday-Handels bestand in nahezu allen Ländern im gesamten Betrachtungszeitraum, einzig in Spanien wurde der kontinuierliche Börsenhandel erst im November 2018 eingeführt. Die Möglichkeit des auktionenbasierten Intraday-Handels bestand vor 2018 dagegen nur in Deutschland und Spanien, im Falle Spaniens gemeinsam mit dem portugiesischen Markt. Im Oktober 2020 führte EPEX lokale Auktionen auch in Belgien, Frankreich, Österreich und der Schweiz ein. In Grossbritannien werden Intraday-Auktionen seit Oktober 2018 angeboten, in Kombination mit einer direkten Kopplung an den gesamtirischen Markt (SEM). Die Möglichkeit des Ex-Post Trading schliesslich ist auf die Schweiz, Belgien, Österreich und Deutschland beschränkt.

Vergleicht man diese Unterschiede mit der Entwicklung in Abbildung 34 auf S. 63, so fällt mit Ausnahme der Schweiz - vor allem die sprunghafte Steigerung der Handelsmengen in den Jahren 2023 und 2024 auf, während in den meisten Ländern auch schon zuvor ein stetiger Anstieg seit 2018 zu beobachten war. Gleichzeitig ist kein Einfluss der Einführung des lokalen Auktionenhandels im Oktober 2020 zu erkennen. Dies zeigt, dass das Angebot dieser Handelsmöglichkeiten alleine keine ausreichende Grundlage für steigende Liquidität ist. Analog ist auch kein sichtbarer Einfluss der Möglichkeit nachträglicher Fahrplanänderungen bzw. von ex-post Geschäften zu erkennen. In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass Ex-Post Geschäfte in Ländern mit einem 1-Preis-System für AE keine nennenswerten Vorteile bieten (vgl. Abschnitt 3.2.4).

Tabelle 11: Ausgewählte Merkmale der börslichen Intraday-Märkte (Stand 2024)

		CH	AT	BE	DE	FR	ES	GB	SE
Börsen / NEMO		EPEX Nordpool	EPEX Nordpool	EPEX Nordpool	EPEX Nordpool	EPEX Nordpool	OMIE	EPEX	EPEX Nordpool
Kontinuierlicher Handel									
60'		ü	ü	ü	ü	ü	Ab 11/18		ü
30'		ü			ü	ü		ü	
15'		ü	ü	Ab 7/18	ü				
Auktionenhandel									
lokal		10/20	10/20	10/20	ü	10/20	ü	Ab 10/18	
Min. Vorlaufzeit (Minuten)									
Lokal	2018	30'	5'	5'	5'	5'	60'	15'	60'
	2024	5'	0'	0'	5'	0'			
Ex-post Fahrplanänderungen		ü	ü	ü ^(a)	ü	-	-	-	-

Anmerkungen: gelb schattiert – Änderungen im Betrachtungszeitraum; hellgrau schattiert – nicht vorhanden; dunkelgrau schattiert – nicht kompatibel mit Fahrplanintervallen

^(a) –Ex-post Handel an der EPEX

Ergänzend sind in Tabelle 11 zwei weitere Charakteristika der verschiedenen Marktsegmente dargestellt, d.h. die Produktlänge und die minimale Vorlaufzeit (Handelsschluss) zum Beginn des jeweiligen Fahrplanintervalls:

- Die zeitliche Auflösung der verfügbaren Handelsprodukte entspricht generell den minimalen Intervallen zur Fahrplananmeldung in den einzelnen Ländern, wobei in den meisten Fällen zusätzlich auch Stunden- oder Halbstundenprodukte angeboten wurden. Kürzere Handelsprodukte erleichtern insbesondere kleineren Marktakteuren ohne eigene Flexibilität das kurzfristige Portfoliomanagement, inkl. des Ausgleichs von Abweichungen im Intraday-Markt. Allerdings zeichnet sich die Schweiz über den gesamten Betrachtungszeitraum durch die Möglichkeit des Handels von Viertelstundenprodukten aus, so dass im Vergleich zu den übrigen Ländern kein weiteres Verbesserungspotenzial zu erkennen ist.
- Die minimale Vorlaufzeit für grenzüberschreitende Geschäfte im kontinuierlichen Handel beträgt grundsätzlich 60 Minuten. In den mitteleuropäischen EU-Staaten sind lokale Handelsgeschäfte schon seit 2018 mit einer minimalen Vorlaufzeit von nicht mehr als 5 Minuten zum Beginn des nächsten Fahrplanintervalls möglich, was auch sehr kurzfristige Geschäfte zum Bilanzausgleich ermöglicht. In Schweden und Spanien beliefen sich Vorlaufzeiten dagegen auf 60 Minuten, ohne dass dies der sehr hohen Liquidität im spanischen Intraday-Markt geschadet hätte. In der Schweiz schliesslich wurde der Handelsschluss im Februar 2024 auf 5 Minuten vor Beginn der Lieferung verkürzt, ohne dass dies zu einer substanziellen Erhöhung der Liquidität geführt hätte.

Ergänzend vergleicht Tabelle 12 den Anteil des kontinuierlichen Handels in den einzelnen Ländern, basierend auf den Daten der EPEX und OMIE. Diese Übersicht zeigt einen fundamentalen Unterschied zwischen Spanien einerseits und den übrigen Ländern andererseits. So entfallen in Spanien mehr als drei Viertel der gesamten Handelsmengen auf den Auktionenhandel, während nur etwas mehr als 20% auf den der kontinuierlichen Handel entfallen. Für alle übrigen Länder dagegen ist das Verhältnis umgekehrt, d.h. der Anteil des kontinuierlichen Handels variiert zwischen gut 80% in Grossbritannien und mehr als 95% in Belgien, Österreich und der Schweiz. Dieser Unterschied ist vermutlich erklärbar durch die grundlegend andere Struktur des spanischen Strommarkts, der im Gegensatz zu allen anderen Ländern auf dem Prinzip eines sog. Pools auf Grundlage individueller Angebote für einzelne Kraftwerke (bzw. Blöcke) beruht.

Auffällig ist zudem, dass die auktionenbasierten Volumina in den meisten EU-Staaten (für Schweden liegen keine separaten Zahlen vor) überwiegend auf den grenzüberschreitenden Handel zurückzuführen sind. Dies weist bereits auf die Bedeutung des grenzüberschreitenden Intraday-Handels hin, der im nachfolgenden Abschnitt analysiert wird.

Tabelle 12: Vergleich Anteil kontinuierlicher vs. Auktionshandel im börsenbasierten Intraday-Markt (2024)

	CH	AT	BE	DE	FR	GB	SE	ES
Kontinuierlicher Handel	94.9%	95.1%	95.6%	89.6%	86.1%	80.9%	93.2%	22.1%
Auktionshandel								
- Grenzüberschreitend	-	3.6%	4.3%	6.3%	13.8%	19.1%	6.8%	77.9%
- lokal	5.1	1.2%	0.1%	4.1%	0.0%	-	-	-

Quelle: DNV-Analyse, auf Grundlage von Daten von EPEX, OMIE

3.3.3 Bedeutung des grenzüberschreitenden Intraday-Handels

Eine weitere wesentliche Eigenschaft der einzelnen Märkte betrifft schliesslich die Möglichkeiten des grenzüberschreitenden Handels. In diesem Zusammenhang sind grundlegende Unterschiede zwischen den EU-Staaten einerseits sowie Grossbritannien und der Schweiz andererseits zu beobachten (vgl. Tabelle 13):

- Grundsätzlich besteht in allen betrachteten Ländern, einschliesslich der Schweiz, die Möglichkeit zur Teilnahme am bilateralen Intraday-Handel. Diese Option erfordert jedoch eine separate Reservierung grenzüberschreitender Transportkapazitäten.
- In den EU-Staaten haben Marktakteure zudem die Möglichkeit zur Teilnahme am börsenbasierten Intraday-Handel, in Spanien erst seit November 2018, in allen anderen Ländern schon zuvor. Hierbei wurden die zuvor regionalen Lösungen für die nordischen Länder und Mitteleuropa im Juni bzw. November 2018 durch die pan-europäische Plattform SIDC (ehemals XBID) ersetzt, welche den kontinuierlichen Handel ermöglicht. Seit Juni 2024 nehmen alle betrachteten EU-Staaten zudem am auktionenbasierten IDA-Markt teil. Im Gegensatz zum bilateralen Handel kombiniert die börsenbasierte Lösung hierbei Kapazitätsallokation und Handelsgeschäft, d.h. grenzüberschreitende Handelsgeschäfte werden nur unter der Voraussetzung ausreichender Transportkapazitäten ausgeführt, wobei anschliessend eine automatische Fahrplananmeldung erfolgt.
- Bis Oktober 2018 konnten auch Marktakteure in der Schweiz und Grossbritannien am börsenbasierten grenzüberschreitenden Handel teilnehmen. Diese Möglichkeit wurde jedoch mit der Einführung von SIDC im November eingestellt.
 - In Grossbritannien wurden gleichzeitig Intraday-Auktionen in Kombination mit einer direkten Kopplung an den gesamirischen Markt (SEM) eingeführt, welche weiterhin einen börsenbasierten Handel zwischen Grossbritannien und dem SEM ermöglichen. Für die übrigen Interkonnektoren mit Belgien, Frankreich und den Niederlanden ist spätestens seit Ende der Übergangsfrist zur Umsetzung des sog. Brexit Ende 2020 nur noch eine Nutzung auf Basis separat beschaffter Transportkapazitäten möglich.
 - Analog führte EPEX Spot im April 2019 implizite Intraday-Auktionen für die schweizerisch-italienische Grenze ein. Diese wurden jedoch im September 2021 wieder eingestellt (und seitdem nur noch auf nationaler Ebene fortgeführt).

Diese Ausführungen verdeutlichen, dass sich die Voraussetzungen für den Intraday-Handel in der Schweiz und Grossbritannien fundamental von denjenigen in den EU-Staaten unterscheiden. Dies legt die Vermutung nahe, dass die stagnierenden Handelsmengen im Schweizer Intraday-Markt vor allem durch den Ausschluss vom europäischen Handel im Rahmen von SIDC bedingt sind, wobei der im Vergleich mit Grossbritannien viel kleinere lokale Markt erschwerend hinzukommt.

Tabelle 13: Möglichkeiten des grenzüberschreitenden Intraday-Handels (Stand 2024)

	CH	AT	BE	DE	FR	ES	GB	SE
Kontinuierlicher Handel								
Bilateral (OTC)	ü	ü	ü	ü	ü	Ab 11/18	ü	ü
Börse	Bis 10/19	ü	ü	ü	ü	Ab 11/18		ü
Auktionshandel (Börse)								
Regional						ü	ü	
IDA		Ab 6/24						Ab 6/24

Anmerkungen: gelb / orange schattiert – Änderungen im Betrachtungszeitraum; hellgrau schattiert – nicht möglich

Wie bereits erwähnt, nehmen alle betrachteten EU-Länder an den EU-weiten Plattformen für den Intraday-Handel teil:

- **Single Intraday Coupling (SIDC)**

Das sog. Single Intraday Coupling (SIDC), ursprünglich auch als XBID (Cross Border Intraday Project) bezeichnet, wurde am 12. Juni 2018 eingeführt und umfasst von Beginn an alle betrachteten EU-Staaten (vgl. Abbildung 36, links). SIDC basiert auf kontinuierlichem Handel und erlaubt sowohl lokale als auch grenzüberschreitende Geschäfte.

Wesentliche Merkmale sind hier die Möglichkeit des börsenübergreifenden Handels und der automatischen Allokation der notwendigen grenzüberschreitenden Transportkapazitäten. Hierzu werden sämtliche vorhandenen Gebote in der SIDC-Plattform zusammengefasst und unterliegen einem automatischen Matching, unter der Voraussetzung ausreichender Transportkapazitäten zwischen den betroffenen Märkten, wobei auch Geschäfte über mehrere Marktgebiete hinweg möglich sind. Die Abwicklung der ausgeführten Geschäfte erfolgt über die Börsenbetreiber, bei denen die jeweiligen Gebote eingereicht wurden, einschliesslich einer automatischen Anmeldung der notwendigen Fahrpläne bei den betroffenen ÜNB.

- **Single Intraday Coupling – Intraday Auctions (SIDC-IDA)**

Am 13.06.2024 wurde der kontinuierliche Handel im Rahmen von SIDC durch die Einführung von Intraday-Auktionen ergänzt. Aktuell umfasst der Mechanismus insgesamt drei Auktionen, IDA 1 (15:00 h am Vortag), IDA 2 (22:00 h am Vortag) und IDA 3 (10:00 h am Handelstag), jeweils für Handelsgeschäfte mit einer Vorlaufzeit von mindestens zwei Stunden bis zum Ende des jeweiligen Handelstages.

Der Handel im SIDC-IDA beruht auf der zeitlichen Auflösung für Fahrplananmeldungen in den jeweiligen Marktgebieten³⁴, umfasste also anfangs Produkte mit einer zeitlichen Auflösung von 60, 30 und 15 Minuten. Neben Geboten für einzelne Fahrplanintervalle sind grundsätzlich auch einfache Blockgebote sowie sog. Merit-

³⁴ Im Gegensatz zur Schweiz, Belgien, Deutschland und Österreich erfolgte die Anmeldung von Fahrplangeschäften bis einschliesslich 2024 mit einer zeitlichen Auflösung von 30 Minuten und Frankreich und Grossbritannien sowie 60 Minuten in Schweden und Spanien.

Order-Gebote möglich, analog zum Day-ahead Handel können die einzelnen NEMOs zudem auch weitere Produkte zulassen.

Um Konflikte zwischen den IDA und dem kontinuierlichen Handel zu vermeiden, wird der grenzüberschreitende kontinuierliche Handel im SIDC 20 Minuten vor der jeweiligen Auktion unterbrochen und erst 20 Minuten nach der jeweiligen Auktion wieder aufgenommen.

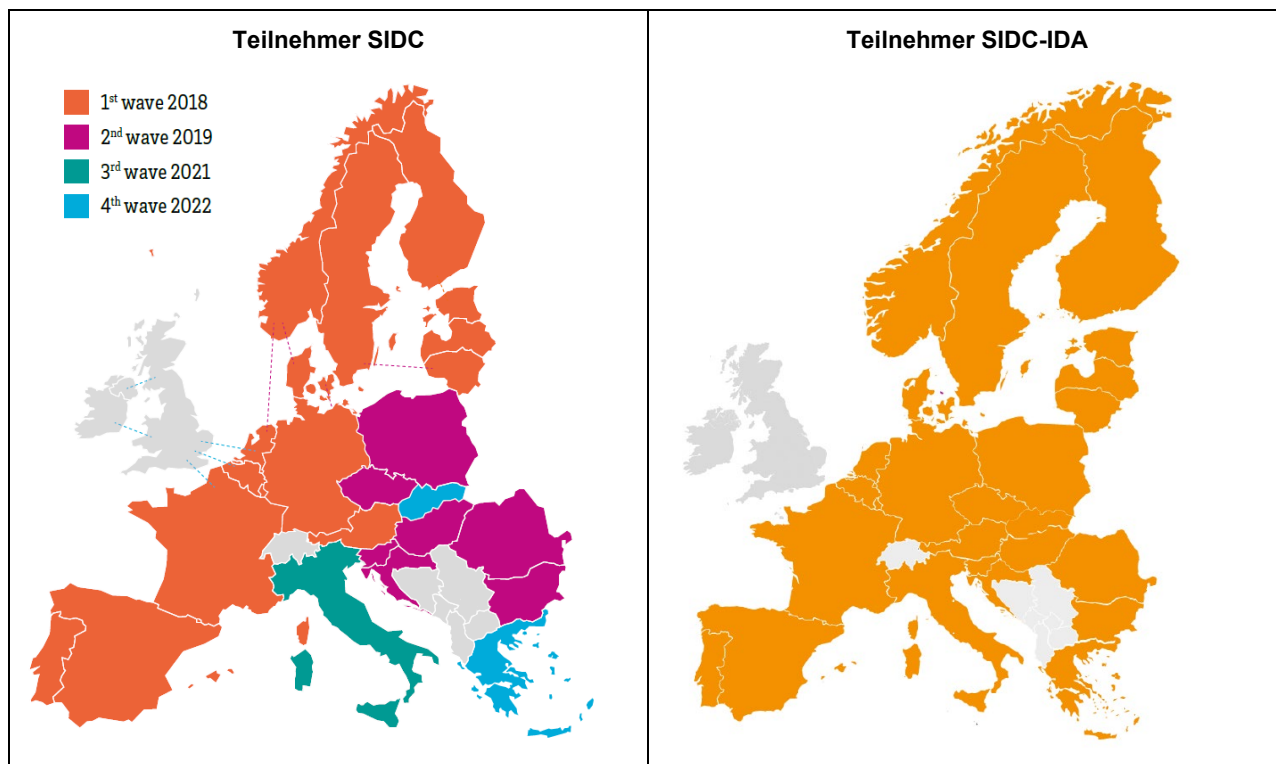


Abbildung 36: Teilnehmende Staaten am europäischen Intraday-Markt (SIDC)

Quellen: All NEMO Committee (2025) - linke Grafik; All NEMO Committee (undatiert) - rechte Grafik

Die im Rahmen von SIDC gehandelten Volumina sind in den vergangenen Jahren stetig gestiegen (vgl. Abbildung 37), von ca. 61 TWh in 2021 auf 253 TWh in 2024 (+315%). Allein in 2024 wuchsen die Handelsmengen um knapp 100 TWh, annähernd hälftig verteilt auf den kontinuierlichen Handel und die IDA-Auktionen.

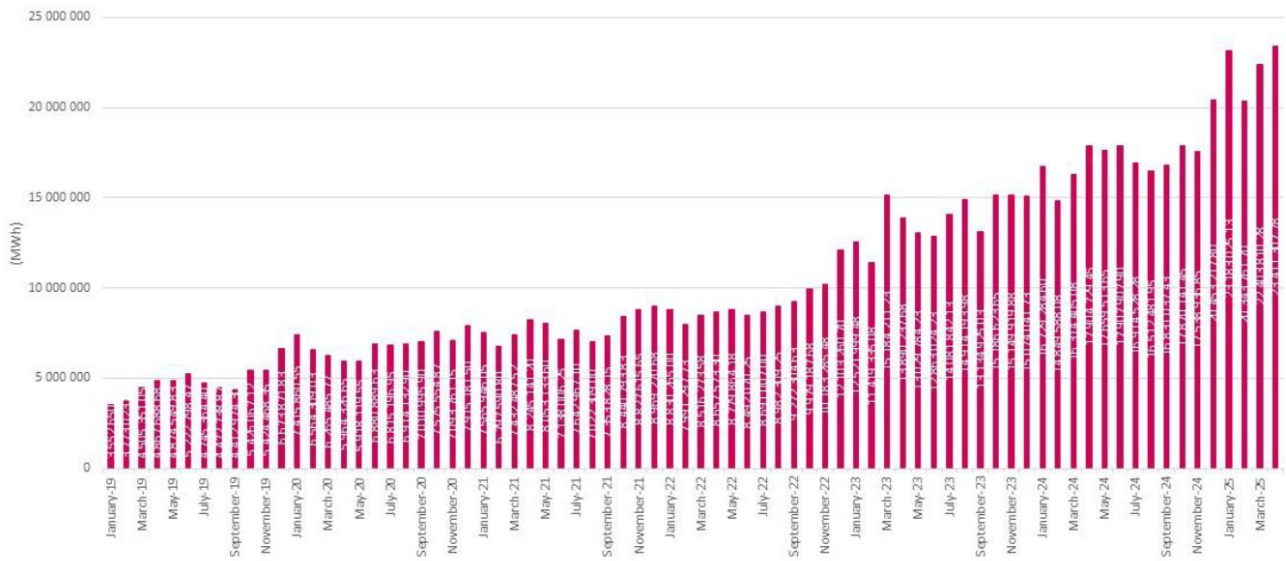


Abbildung 37: Entwicklung der monatlichen SIDC-Handelsmengen (Januar 2019 – April 2025)

Quelle: MCSC (2025)

Wie aus Abbildung 38 ersichtlich, ist einer erheblicher Teil der gehandelten Verkäufe hierbei auf den grenzüberschreitenden Handel zurückzuführen. Selbst in den grossen Ländern Deutschland, Frankreich und Spanien lag dieser Anteil im zweiten Halbjahr 2024 zwischen ca. 25% und 40%, in Österreich bei etwa 50%, in Belgien bei ca. 75% und in den schwedischen Marktgebieten noch höher. Auch die in Abbildung 38 nicht dargestellten Werte für Käufe sind analog zu einem grossen Teil auf grenzüberschreitende Geschäfte zurückzuführen. Diese Werte verdeutlichen sehr klar die Bedeutung des grenzüberschreitenden Handels für die europäischen Intraday-Märkte.

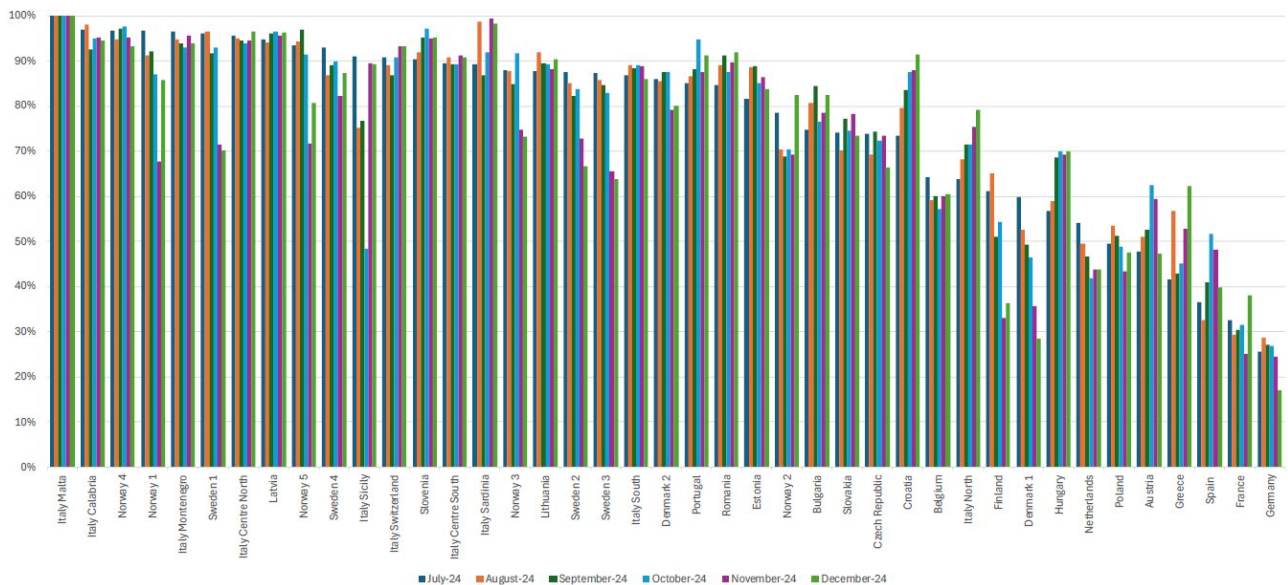


Abbildung 38: Anteil grenzüberschreitender (Verkaufs-) Transaktionen an SIDC-Handelsmengen (Jul. – Dez. 2024)

Quelle: MCSC (2025)

Vor dem Hintergrund der vorliegenden Studie ist zudem die in Abbildung 39 dargestellte Grafik wichtig. Diese zeigt, dass der grösste Teil des Intraday-Handels erst in den letzten ein bis zwei Stunden vor der Lieferung erfolgt. Auch wenn diese Käufe und Verkäufe nicht direkt mit der Vermeidung von Ausgleichsenergie zusammenhängen, so zeigen sie doch sehr klar die potenzielle Bedeutung eines liquiden Intraday-Markts für das Bilanzmanagement und die Begrenzung des durch Regelenergie auszugleichenden Regelenergiesaldos.

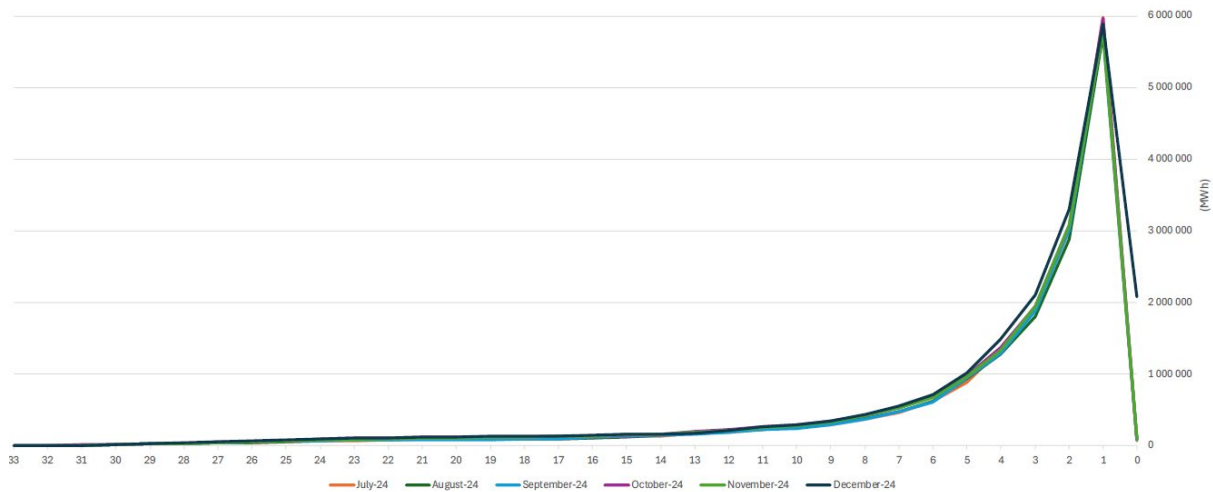


Abbildung 39: SIDC-Handelsmengen vs. Stunden vor Lieferung (Dez 2023 – Apr 2024)

Quelle: MCSC (2025)

Zum Vergleich ist in Abbildung 40 die Entwicklung der monatlichen Handelsmengen im Schweizer Intraday-Markt von 2018 bis Anfang 2024 dargestellt. Diese Grafik zeigt sehr eindrücklich den Einfluss des grenzüberschreitenden Handels auf den lokalen Markt. So ist sehr klar der drastische Einbruch der Liquidität zum Zeitpunkt der Abkopplung vom grenzüberschreitenden Börsenhandel im Juni 2018 zu erkennen. Diese Beobachtung deckt sich auch damit, dass in den Jahren 2013 – 2017 ca. 85% des gesamten Intraday-Volumens auf grenzüberschreitende Geschäfte zurückging³⁵. Auch der Einfluss der zwischenzeitlichen Kopplung mit Italien zwischen April 2019 und September 2021 ist eindeutig zu sehen. Insbesondere aber belegt Abbildung 40, dass die seit Ende 2018 auf einem sehr niedrigen Niveau verharrenden Handelsmengen im Schweizer Intraday-Markt in erster Linie durch den stark eingeschränkten Zugang zu den benachbarten Märkten zu erklären sind.

³⁵ Vgl. Davide Orifici (2019).

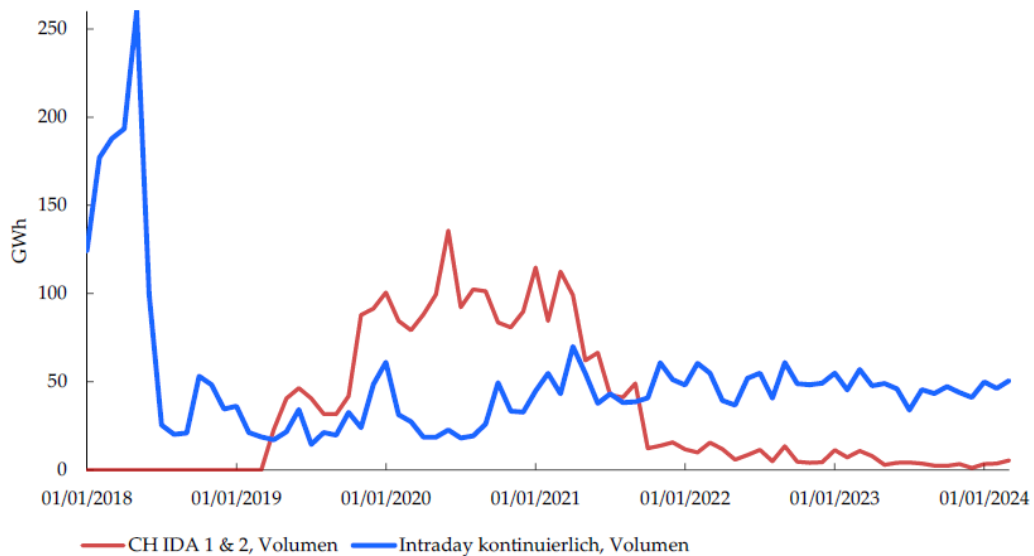


Abbildung 40: Entwicklung des monatlichen Intraday-Volumens in der Schweiz (2018 – Anfang 2024)

Quelle: Swiss Economics (2024)

Wie bereits erwähnt, umfassen die zuvor dargestellten Analysen grundsätzlich nur das Volumen des börsenbasierten Intraday-Handels, während der Anteil des OTC-Handels zumindest in Deutschland offenbar sehr gering ist. Für die Schweiz gilt diese Annahme dagegen offenbar nicht. So zeigt Tabelle 14 eine Abschätzung der während des Intraday-Zeitraums angemeldeten grenzüberschreitenden Fahrpläne im Jahr 2024³⁶. Unter der Annahme, dass diese Werte keine Transaktionen innerhalb von TERRE beinhalten, sollten diese somit als eine (untere) Abschätzung für den Umfang des bilateralen Intraday-Handels an den Schweizer Aussengrenzen geben.

Das Gesamtvolumen in Tabelle 14 beläuft sich auf 7,8 TWh, einschliesslich möglicher Transitflüsse von knapp 1.5 TWh³⁷. Dies wäre um Vielfaches mehr als der in Abbildung 34 auf S. 63 gezeigte Wert von weniger als 0,9 TWh, bzw. das gesamte Intraday-Handelsvolumen für die Schweiz stiege damit auf etwa 7,2 - 8,7 TWh bzw. 12,1 - 14,5% des Landesverbrauchs. Unter diesen Umständen läge das Volumen des Intraday-Handels «unter Schweizer Beteiligung» im Jahre 2024 (deutlich) oberhalb der entsprechenden Werte für Belgien und nur wenige Prozentpunkte niedriger als in Deutschland, Grossbritannien und Spanien im Jahr 2023 bzw. in Österreich im Jahre 2024. Diese Analysen legen insofern nahe, dass die Marktakteure zwar einerseits in einer viel höheren Masse am Intraday-Markt partizipieren, als die offiziellen Statistiken es nahelegen, dass diese Flexibilität aber andererseits überwiegend im benachbarten Ausland angeboten werden und damit nicht oder nur begrenzt für den Bilanzausgleich im lokalen Markt zur Verfügung stehen.

³⁶ Die Werte entsprechen der Differenz zwischen den angemeldeten Fahrpläne zum Zeitpunkt des Day-ahead- bzw. Intraday-Handels.

³⁷ Basierend auf gleichzeitigen Änderungen von Export- und Importnominierungen für dasselbe Fahrplanintervall

Tabelle 14: Abschätzung der Intraday-Exporte und Importe der Schweiz in 2024 (GWh)

	Exporte	Importe	Gesamt	Saldo
AT	704	734	1,439	-30
DE	1,745	1,097	2,842	648
FR	1,852	1,240	3,092	611
IT	279	141	420	138
Gesamt	4,580	3,212	7,792	1,368
<i>In % Landesverbrauch</i>	<i>8%</i>	<i>5%</i>	<i>13%</i>	<i>2%</i>

Quelle: DNV, auf Basis von Daten von <https://transparency.entsoe.eu>

3.3.4 Markteintrittsbarrieren und mögliche Massnahmen

Die niedrige Liquidität im lokalen Intraday-Markt in Verbindung mit der offenbar umfangreichen Teilnahme Schweizer Marktakteure am Intraday-Markt im benachbarten Ausland legen nahe, dass die betreffenden Akteure die Gewinnmöglichkeiten im Ausland als deutlich höher einschätzen. Diese Beobachtung erstaunt insofern, als die Untersuchungen in Kapitel 2 grundsätzlich sehr hohe Kosten für Ausgleichsenergie in der Schweiz identifiziert haben. Dies könnte bedeuten, dass die niedrige Liquidität auch durch weitere Zugangs- bzw. Handelsbarrieren im lokalen Markt bedingt sein könnte.

Wie bereits erwähnt, wird der börsenbasierte Intraday-Handel in der Schweiz von EPEX Spot organisiert. Nach Angaben auf der Webseite von EPEX Spot waren Ende 2025 etwa 35 Firmen aus der Schweiz für die Teilnahme am Strommarkt registriert³⁸. Verglichen mit Österreich (18), Belgien (6) oder Deutschland (ca. 115) erscheint diese Zahl, relativ zur Marktgrösse, als vergleichsweise hoch. Gleichzeitig ist festzustellen, dass es hierbei, abgesehen von einer Reihe internationaler Energiehändler, auch verschiedene (mittel-) grosse Energieversorgungsunternehmen (EVU) vertreten sind, die Zahl aber angesichts von schätzungsweise mehr als 600 EVU in der Schweiz sehr gering ist. Diese Beobachtung gilt jedoch analog auch für Österreich und Deutschland, wobei in Deutschland auch einige kleinere Stadtwerke vertreten sind (z.B. Heidenheim oder Viernheim).

In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass die Teilnahme am (börsenbasierten) Intraday-Handel mit erheblichen Kosten verbunden ist. Hierbei sind zum einen die Handels- und Clearinggebühren der Strombörse zu nennen. EPEX Spot veröffentlicht keine Angaben über die Gebühren für den Zugang zum und die Nutzung des Intraday-Markts. Es ist allerdings anzunehmen, dass diese in einer ähnlichen Grössenordnung wie in anderen mitteleuropäischen Staaten liegen und grundsätzlich auch mit den entsprechenden Angeboten von Nord Pool vergleichbar sind. Für den nordisch-baltischen Markt bietet Nord Pool aktuell einen Zugang zum Intraday-Markt für «kleine Marktteilnehmer» zu einem jährlichen Mindestpreis von 11.000 € an³⁹. In Verbindung mit einer kombinierten Handels- und Clearinggebühr von 23 €/MWh erlaubt dies den Handel von ca. 48 GWh, bevor zusätzliche Kosten anfallen. Zum Vergleich nehmen wir ferner an, dass ein (kleiner) Marktteilnehmer im Mittel z.B. 5% seiner Gesamtabgabe an Endverbraucher zur Vermeidung von Ausgleichsenergie im Intraday-Markt handelt. Bezogen auf 48 GWh entspräche dies einer jährlichen Abgabe von knapp 1 TWh – verglichen mit einer mittleren Abgabe von nur ca. 100 GWh für die mehr als 600 Schweizer EVU.

Diese Zahlen verdeutlichen, dass die Teilnahme am börsenbasierten Grosshandel mit erheblichen Kosten verbunden ist. Hierbei ist ferner zu berücksichtigen, dass zu den Kosten des Börsenzugangs noch erhebliche weitere Personal- und Systemkosten für die Teilnahme am Stromhandel zumindest während der Tagesrandzeiten und auch an

³⁸ Vgl. EPEX SPOT (2026).

³⁹ Vgl. Nord Pool (2025).

Wochenende und Feiertagen kommen und die spezifischen Kosten gerade für kleine Schweizer EVU um ein Mehrfaches höher wären.

Diese Überlegungen verdeutlichen ein strukturelles Problem der Schweizer Energiewirtschaft, welches jedoch unabhängig von der Ausgestaltung des Intraday-Marktes ist. Zudem zeigen die Erfahrungen auch aus anderen Ländern, dass diesen Barrieren z.B. durch die Bildung von «Einkaufsgemeinschaften» oder Gemeinschaftsunternehmen (wie z.B. der deutschen Trianel) oder die Auslagerung des Portfolio- und Bilanzmanagements an grössere Unternehmen oder unabhängige Stromhändler begegnet werden kann. In einigen Fällen, wie der NEXTRA-Plattform von Next Kraftwerke aus Deutschland oder Etpa in den Niederlanden, existieren zudem auch Angebote für einen indirekten Zugang zum Intraday-Handel. Ähnliche Angebote wurden zum 1.1.2026 in der Schweiz eingeführt, vermutlich als Reaktion auf die Einführung des Einheitspreismechanismus, der den Anreiz für Post Scheduling Adjustments deutlich verringert hat.

Grundsätzlich kann also davon ausgegangen werden, dass derartige Angebote – eine entsprechende Nachfrage vorausgesetzt – auch in der Schweiz denkbar wären. In diesem Zusammenhang weisen wir allerdings darauf an, dass solche Angebote üblicherweise aufgrund eigener kommerzieller Initiativen aus dem Markt heraus entwickelt, nicht aber regulatorisch vorgegeben werden sollten.

3.3.5 Schlussfolgerungen

Die Analyse in den Abschnitten 3.3.1 und 3.3.2 hat gezeigt, dass die Liquidität im lokalen Intraday-Markt in der Schweiz wesentlich niedriger liegt als in fast allen anderen betrachteten Ländern, mit Ausnahme Schwedens. Gleichzeitig entsprechen die Ausgestaltung des börsenbasierten Intradayhandels und die dort angebotenen Produkte im Wesentlichen den Gegebenheiten in den deutlich liquideren mitteleuropäischen Ländern. In Summe ergeben sich aus dem internationalen Vergleich in Abschnitt 3.3.2 keine Ansätze, wie die Liquidität des Schweizer Intraday-Markts durch eine Anpassung der lokalen Produkte, Marktregeln oder Ähnlichem signifikant erhöht werden könnte.

Abschnitt 3.3.3 verdeutlicht dagegen die überragende Bedeutung der Integration der nationalen Intraday-Märkte in der EU im Rahmen von SIDC und IDA. So korreliert das erhebliche Wachstum der Handelsmengen in den meisten beteiligten Ländern mit der Einführung der entsprechenden Plattform und die Handelsergebnisse zeigen, dass insbesondere in den kleinen und mittelgrossen Ländern ein grosser Teil des gesamten Handelsvolumens auf grenzüberschreitende Transaktionen zurückzuführen ist.

Gleichzeitig zeigt der Einbruch der Handelsvolumen in der Schweiz seit Ende 2018, dass die begrenzte Liquidität offenbar vor allem auf die fehlende Möglichkeit des grenzüberschreitenden Handels begründet ist. Tatsächlich ist die Schweiz das einzige betrachtete Land, dessen Intraday-Markt nicht mit mindestens einem der benachbarten Länder gekoppelt ist. Im Ergebnis ist es Schweizer Marktakteuren nur eingeschränkt möglich (s.u.), an der zunehmenden Liquidität zumindest in den benachbarten Ländern zur partizipieren und diese bei Bedarf auch für das eigene Portfoliomanagement zu nutzen. Trotz einer gewissen Erholung in den vergangenen Jahren lag die Liquidität im Schweizer Markt im Jahr 2024 weiterhin wesentlich niedriger als in 2018, während die Volumina in den anderen betrachteten mitteleuropäischen Ländern gleichzeitig um den Faktor 2 bis knapp 6 anstiegen.

Marktakteuren aus der Schweiz ist es grundsätzlich weiterhin möglich, an den ausländischen Intraday-Märkten zu partizipieren, doch ist dies nur über eine vorhergehende Beschaffung von Intraday-Kapazitäten möglich, welche zudem einer Nutzungspflicht unterliegen. In der Praxis ist daher davon auszugehen, dass diese Möglichkeiten weitgehend nur von grösseren Marktakteuren mit ausreichend Ressourcen und Kenntnis der benachbarten Märkte genutzt werden. Die obige Analyse zeigt dennoch, dass diese Möglichkeit in einem nicht unerheblichen Masse genutzt wird. Doch dienen diese Kapazitäten vermutlich überwiegend dazu, um Flexibilität in der EU zu vermarkten, und zwar getrennt vom lokalen Markt in der Schweiz. Gleichzeitig legt dies nahe, dass ein erhebliches Potenzial für eine deutliche Steigerung der

Liquidität auch im schweizerischen Intraday-Markt besteht, welches den eigenständigen Bilanzausgleich durch die BGV erleichtern könnte.

Die Bedeutung dieser Massnahme ist auch daran abzulesen, dass Grossbritannien aufgrund des sog. Brexits mit ähnlichen Problemen konfrontiert ist. Auch dort wurde die geplante Teilnahme an SIDC angesichts des anstehenden Austritts zuerst verschoben und schliesslich komplett abgesagt. Zumindest für den Austausch mit Irland konnte eine Sonderlösung gefunden werden, die im Zusammenhang mit dem Fortbestand des gesamtirischen Strommarkts im Rahmen des Nordirland-Protokoll steht. Alle anderen Interkonnektoren werden dagegen ausschliesslich über explizite allozierte Transportkapazitäten genutzt werden, analog zu der Situation an den Schweizer Aussengrenzen. Zwar gehört der britische Markt weiterhin zu den Intraday-Märkten mit der höchsten Liquidität in Europa und weist eine ähnliche Liquidität wie der deutsche Markt auf. Dennoch wird die Entwicklung der Handelsmengen im britischen Grosshandelsmarkt in britischen Quellen als suboptimal wahrgenommen und auf die Nachteile der Abkopplung von der Kopplung innerhalb der EU verwiesen. Im Mai 2025 vereinbarten die britische Regierung und die Europäische Kommission daher, Möglichkeiten zur Teilnahme Grossbritanniens am internen Strommarkt der EU zu untersuchen⁴⁰.

Das primäre Ziel möglicher Massnahmen sollte daher darin bestehen, den grenzüberschreitenden Intraday-Handel zu erleichtern bzw. eine (Re-) Integration der Schweiz mit den benachbarten Ländern zu erreichen. In der Praxis könnte dies voraussichtlich vor allem durch eine Einbindung in den EU-weiten Intraday-Handel im Rahmen des SIDC erfolgen. Auch ohne weitergehende Analysen erschiene eine erneute Einbindung der Schweiz in den grenzüberschreitenden Intraday-Handel mit den EU-Staaten damit als unbedingt empfehlenswert. Zudem wird der börsliche Intraday-Markt in der Schweiz bereits heute durch EPEX Spot organisiert und auch Swissgrid verfügt bereits über Erfahrungen in der Intraday-Allokation von grenzüberschreitenden Kapazitäten. Die organisatorischen und technischen Herausforderungen wären somit als sehr begrenzt einzuschätzen.

Entsprechende Schritte würden jedoch die Zustimmung nicht nur der unmittelbar betroffenen Börsen- und Übertragungsnetzbetreiber und Länder erfordern, sondern auch der zuständigen Organisationen und Institutionen auf Ebene der EU. Konkret würde dies die Teilnahme der Schweiz am europäischen Binnenmarkt für Strom erfordern, der im Rahmen des «Pakets Schweiz-EU»⁴¹ auch so vorgesehen. Die Analyse in diesem Abschnitt verdeutlicht daher die zu erwartenden positiven Effekte und die Bedeutung des geplanten Stromabkommens mit der EU auch für den Schweizer Regelenergie- und Ausgleichsenergiemarkt.

3.4 Fortentwicklung der Märkte für Reserveleistung und -energie

Wie in der Einleitung ausgeführt, liegt der Schwerpunkt der vorliegenden Studie auf der Untersuchung möglicher Ansätze zur Reduzierung der Ausgleichsenergie der Bilanzgruppen. Das hieraus resultierende Systemungleichgewicht bzw. der Regelzonensaldo muss anschliessend von Swissgrid durch den Abruf von Regelleitung bzw. Regelenergie ausgeglichen werden. Streng genommen geht eine Untersuchung der Reserve- und Regelenergiemärkte daher über den Umfang dieser Studie hinaus. Zudem hat die Ausgestaltung der SDL- und Regelenergiemärkte keinen direkten Einfluss auf den Bedarf an Regelenergie, vielmehr beeinflusst dieser die zu beschaffende Reserveleistung.

Wie in Abschnitt 3.4 ausgeführt, stellen die Kosten bzw. Preise des Abrufs von Regelenergie jedoch auch einen wesentlichen Einflussfaktor der Preise für Ausgleichsenergie dar. Da diese wiederum die Anreize zur Bilanztreue beeinflussen, haben sie auch einen indirekten Einfluss auf die Ausgleichsenergie der BG und damit auch des Regelenergiebedarfs. Diese Auswirkungen basieren jedoch auf der bereits zuvor diskutierten Preissystematik für Ausgleichsenergie, so dass auf eine Wiederholung der entsprechenden Diskussionen verzichtet werden kann. Allerdings wurde eine Behandlung der Reservemärkte im Pflichtenheft, wie in der Einleitung in Kapitel 1 ausgeführt, explizit gefordert. Vor diesem

⁴⁰ Vgl. UK-EU Summit (2025).

⁴¹ Vgl. Bundesrat (2026).

Hintergrund enthält der vorliegende Abschnitt eine kurze Zusammenfassung der wesentlichen Mechanismen und Regelungen für die Beschaffung und Bepreisung ausgewählter Systemdienstleistungen. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Situation im Jahr 2024, zudem gehen wir auch auf grössere Änderungen im Betrachtungszeitraum 2018 – 2024 ein. Zudem gehen wir, wo sinnvoll, auch auf möglichen Auswirkungen auf die Preise für Ausgleichsenergie ein.

Einleitend gibt Tabelle 15 einen Überblick über diejenigen Produkte, welche (potenziell) die Preisbildung von AE beeinflussen bzw. den relevanten Produkten in der Schweiz entsprechen. Wie aus der Tabelle ersichtlich, verwenden ausser Grossbritanniens alle anderen Länder ebenfalls Sekundär- (SRL/SRE) und Tertiärreserven (TRL/TRE). In Frankreich und Spanien werden zudem auch sog. Ersatzreserven (ER) genutzt, welche analog zur TRL manuell abgerufen werden, aber mit einer Vorlaufzeit von mehr als 15 Minuten bis zu mehreren Stunden. In der Schweiz entspricht die ER insofern dem im Rahmen von TERRE abgerufenen TRL/TRE.

Tabelle 15: Vergleich relevanter Produkte für Reserveleistung

	CH	AT	BE	DE	FR	ES	GB	SE
Sekundärreserve (SRL/SRE)	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓
Tertiärreserve (TRL/TRE)	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓
Ersatzreserve (ER)	(✓) ^(a)				✓	✓	Diverse Produkte	

^(a) – Innerhalb von TERRE abgerufene TRE

Der britische ÜNB National Grid ESO nutzt schliesslich weder ein mit der Sekundärregelung technisch vergleichbares Produkt noch die innerhalb der EU definierten Standardprodukte für TRL und ER. Stattdessen greift National Grid ESO auf ein Portfolio verschiedener Systemdienstleistungen zurück, welche dieselben Funktionen erfüllen. Darüber hinaus nutzt National Grid ESO auch weitere andere Produkte, deren Abrufzeit zwischen derjenigen von Primärregelleistung (PRL) einerseits und Tertiärregelleistung andererseits liegt. Die entsprechenden Dienstleistungen werden unter dem Begriff «Reserve services» zusammengefasst und insbesondere die sog. «Short-term Operating Reserve» (STOR) und «Fast reserve», welche grundsätzlich mit Tertiär- und Ersatzreserve vergleichbar sind. In der Vergangenheit nutzte National Grid ESO zudem auch ein «BM start up» genanntes Produkt, um kurzfristig auf Einheiten mit längeren Anfahrzeiten zurückgreifen zu können. Die entsprechenden SDL werden regelmässig angepasst, z.B. bereitete National Grid ESO im Betrachtungszeitraum die Einführung von «Balancing Reserves», «Quick Reserves» und «Slow Reserves» vor.

Trotz der grundsätzlichen Vergleichbarkeit variiert die genaue Definition der einzelnen Produkte teilweise zwischen den einzelnen Ländern. Für die Zwecke dieser Studie sind diese Unterschiede überwiegend als vernachlässigbar einzustufen. Wo relevant, gehen wir im Folgenden dennoch auf wichtige Unterschiede ein.

3.4.1 Sekundärregelleistung und -energie

Beschaffung und Vergütung von Sekundärregelleistung

Tabelle 16 gibt einen Überblick über die wesentlichen Regelungen für Beschaffung und Vergütung von SRL, wobei drei verschiedene Aspekte betrachtet werden:

- Art der Beschaffung,
- Periodizität der Beschaffung und

- Vergütung für die Vorhaltung von SRL.

Ende 2024 wurde SRL in allen relevanten Ländern auf Grundlage regelmässiger Ausschreibungen beschafft, separat für positive und negative Regelleistung. Die betrachteten EU-Staaten nutzten hierfür durchweg tägliche, Swissgrid dagegen wöchentliche Ausschreibungen. Die kontrahierte Leistung wird hierbei teilweise auf Basis der Gebotspreise, in anderen Ländern dagegen zum Grenzpreis vergütet. Im Folgenden gehen wir kurz auf wesentliche Änderungen ein und mögliche bzw. beobachtete Auswirkungen ein.

Tabelle 16: Regelungen zur Beschaffung und Vergütung von SRL

	CH	AT	BE	DE	FR	ES	GB	SE
Beschaffung	Tender	Tender	Tender	Tender	Pflicht δ Tender ^(b)	Tender		Tender
Periodizität	Woche	Tag	Tag	Woche δ Tag ^{(a), (d)}	Tag ^(b)	Tag		Woche δ Tag ^(c)
Vergütung	Gebotspreis	Gebotspreis	Gebotspreis	Gebotspreis	Reguliert δ Grenzpreis ^(b)	Grenzpreis		Grenzpreis

Gelb schattiert - Änderungen während des Betrachtungszeitraums

(a) – Ab Juli 2018; (b) – Ab Juni 2024; (c) – Ab Dezember 2022; (d) – siehe Erläuterungen im Text

Änderungen des **Beschaffungsverfahrens** waren im Betrachtungszeitraum nur in **Frankreich** zu beobachten. Dort waren qualifizierte Anlagen bis Juni 2024 zur Bereitstellung eines symmetrischen Regelbandes verpflichtet. Die entsprechenden Mengen wurden von RTE täglich auf Grundlage des Systembedarfs und der verfügbaren Kapazitäten allokiert und die Vorhaltung zu einem regulierten Leistungspreis vergütet. Nachdem RTE bereits im November 2021 eine tägliche Ausschreibung eingeführt hatte, wurde diese nach knapp drei Wochen aufgrund von Bedenken hinsichtlich unzureichenden Wettbewerbs durch CRE gestoppt und das vorherige Verfahren wiederaufgenommen. Die endgültige Umsetzung der täglichen Ausschreibungen erfolgt am 18. Juni 2024, wobei gleichzeitig auf eine Kontrahierung separater Regelbänder für positive und negative SRL umgestellt wurde. Die Wahl des Beschaffungsverfahrens für Regelleistung hat keinen unmittelbaren Einfluss auf die Ausgleichsenergie, da die entsprechenden Kosten über die Netzentgelte allokiert werden (vgl. Abschnitt 3.4.4).

Relevant ist dagegen der Übergang von symmetrischen zu separaten Regelbändern, dieser Aspekt wird unten im Zusammenhang mit der Vergütung der SRE diskutiert. Dieser Punkt betrifft neben Frankreich auch Spanien, wo die Beschaffung von SRL in Vorbereitung auf die Kopplung mit PICASSO die Kontrahierung symmetrischer Regelbänder ebenfalls auf separate Gebote für positive und negative Regelleistung umgestellt.

Sowohl Deutschland als auch Schweden gingen verkürzt die **Periodizität** der Ausschreibungen im Betrachtungszeitraum von einer Woche auf einzelne Kalendertage. Aufgrund sinkender Risiken für die Anbieter führt dies tendenziell zur Erwartung sinkender Preise für Regelleistung. Dieser Aspekt betrifft sowohl SRL als auch TRL und wird in Abschnitt 3.4.6 näher ausgeführt.

Neben dem Übergang von wöchentlichen auf kalendertägliche Ausschreibungen wurde in Deutschland in den Jahren 2018 und 2019 mehrfach das Verfahren zur Auswahl und Vergütung der Angebote geändert⁴²:

- Bis Anfang Juli 2018 erfolgt die Auswahl von SRE allein auf Grundlage der Leistungspreise und erfolgreiche Angebote wurden zum jeweiligen Gebotspreis vergütet. Gleichzeitig war die Erbringung von Regelenergie auf

⁴² Aufgrund der koordinierten Beschaffung von SRL im Rahmen der AT/DE SRL-Kooperation hatten diese Änderungen auch unmittelbare Auswirkungen auf Österreich. Infolgedessen beendete APG bereits im August 2018 die Anwendung des Mischpreisverfahrens. Vgl. EnergieAllianz Austria (2019)

die kontrahierten Anbieter von Regelleistung beschränkt. Allerdings hatten Anbieter von Regelenergie dadurch nur begrenzte Anreize für wettbewerbliche Angebote bzw. Anbieter mit geringen Vorhaltekosten aber (sehr) hohen Regelenergiepreisen wurden strukturell bevorzugt. Diese führte dazu, dass Anbieter in 2017 teilweise extreme hohe Arbeitspreise von bis zu knapp 78 Tsd. €/MWh boten und diese Gebote auch im Regelenergie- markt abgerufen wurden.

- Am 14.07.2018 bzw. ab dem 15.10.2018 wurde die Auswahl daraufhin auf ein Mischpreisverfahren geändert, wobei neben dem Leistungspreis auch der (gewichtete) Arbeitspreis berücksichtigt wurde. Wie Abbildung 41 zeigt, führte diese Änderung wie erwünscht zu sinkenden Aufschlägen für Regelenergie (im Vergleich zum Grosshandelspreis) und damit auch für Ausgleichsenergie. Gleichzeitig waren seitdem jedoch auch vermehrt grössere Abweichungen und damit einhergehend ein höherer Abruf von Regelenergie zu beobachten.
- Nach einem Gerichtsentscheid des OLG Düsseldorf vom 22.07.2019 wurde die Auswahl ab dem 31.07.2019 erneut alleine auf die Leistungspreise umgestellt. Wie aus Abbildung 41 ersichtlich, ging der (maximale) AE-Saldo damit wieder auf zuvor beobachtete Werte zurück, allerdings auf Kosten deutlich höherer Preise für AE und damit auch steigender Kosten für BGV und Endverbraucher.

Diese Erfahrungen illustrieren sehr anschaulich das Zusammenwirken zwischen der Beschaffung von Regelleistung und -energie, den Preisen für Regel- und Ausgleichsenergie und damit letztendlich auch der Anreize für Bilanztreue und des Regelenergiebedarfs. Dies zeigt die hohe Bedeutung der Regelungen zur Beschaffung und Vergütung von Regelenergie (und Regelleistung) auf die Ausgleichsenergiepreise. Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass hohe oder ggf. überhöhte Preise für Regelenergie zwar grundsätzlich zu starken Anreizen für Bilanztreue führen, die entsprechenden Preise und Kosten aber nicht notwendigerweise ökonomisch effizient sind und zudem insbesondere kleinere und unabhängige BG ohne eigene Flexibilitätäten diskriminieren können.

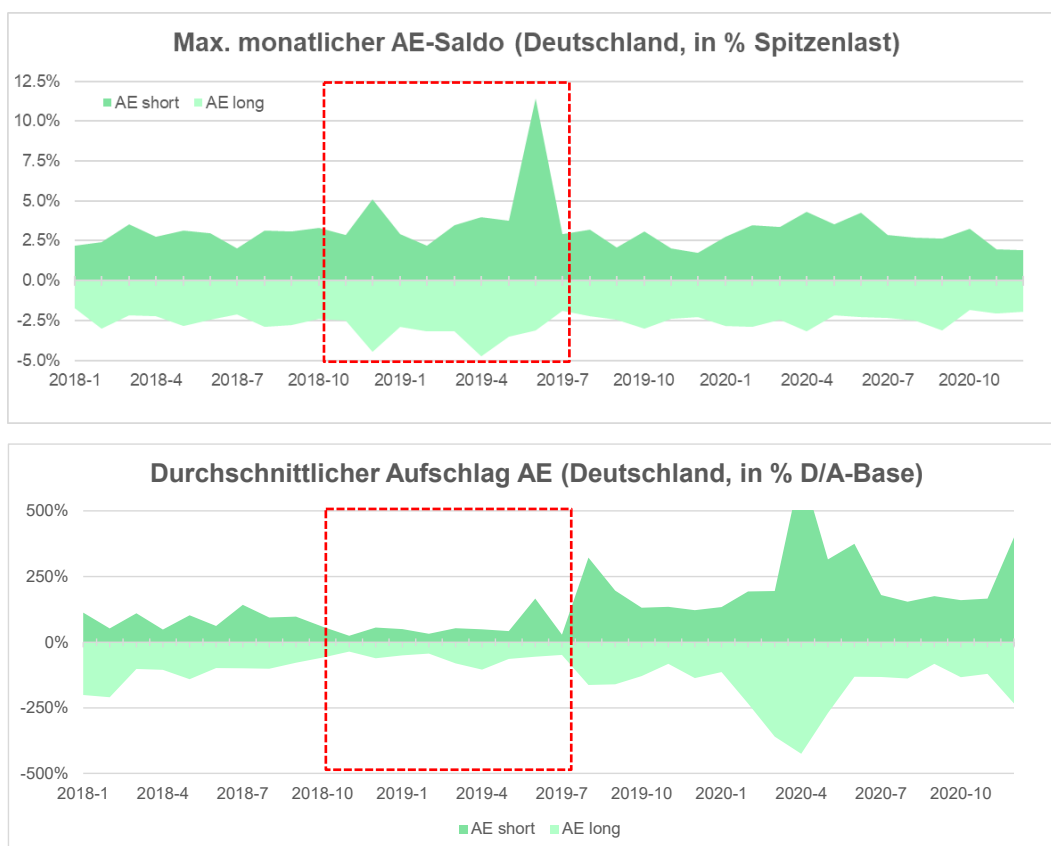


Abbildung 41: Entwicklung max. AE und durchschnittlicher Zusatzkosten von AE in Deutschland 2018 – 2020

Quelle: Eigene Darstellung, siehe Anhang B: Quantitative Daten für Beschreibung der quantitativen Daten.

Beschaffung und Vergütung von Sekundärregelenergie

Neben der SRL änderten sich im Betrachtungszeitraum auch wesentliche Regelungen für Beschaffung und Vergütung von SRE, vgl. Tabelle 17.

In den EU-Staaten sind gemäss Verordnung (EU) 2017/2195 neben vorab kontrahierten Anbietern grundsätzlich auch zusätzliche Angebote von weiteren Anbietern während des Tages zulässig⁴³. In Deutschland wurde diese Option erst im November 2022 eingeführt. Allerdings handelt es sich bei dieser erneuten Auktion, die mit einem Vorlauf von einer Stunde stattfindet, de facto um einen zweiten Regelleistungsmarkt. So beruht der sog. Regelarbeitsmarkt (RAM) zwar auf Angeboten zu reinen Arbeitspreisen, wobei die Teilnahme für vorab kontrahierte Anbieter von Regelleistung verpflichtend, für alle anderen dagegen freiwillig ist. Die anschliessende Auswahl durch die ÜNB verpflichtet die entsprechenden Anbieter jedoch zur Vorhaltung der entsprechenden Mengen, und zwar unabhängig davon, ob diese auch tatsächlich abgerufen werden. Aufgrund der damit verbundenen Opportunitätskosten führt dies jedoch dazu, dass nur sehr geringe Anreize für nicht vorab kontrahierte Anbieter bestehen, sodass der Anteil freier Angebote sehr niedrig ist. Dementsprechend erscheint diese Option für SRE als wenig relevant.

Tabelle 17: Regelungen zur Beschaffung und Vergütung von SRE

	CH	AT	BE	DE	FR	ES	GB	SE
Anbieter	Kontrahiert + frei	Kontrahiert + frei	Kontrahiert + frei	Kontrahiert ø + frei	Pflicht ø Kontrahiert (b)	Implizit (e)		Kontrahiert
Abruf	Pro rata ø Merit Order (a)	Merit Order	Merit Order	Merit Order	Pro rata ø Merit Order (b)	Merit Order		Pro rata
Vergütung	SwissIX ø Gebotspreis (a)	Grenzpreis	Grenzpreis	Gebots- ø Grenzpreis (c)	Reguliert ø Grenzpreis (b, d)	Grenzpreis		AE-Preis (= Grenz- preis TRE)

Gelb schattiert - Änderungen während des Betrachtungszeitraums

(a) – Ab Juni 2022; (b) – Ab November 2023; (c) – Ab Juni 2022; (d) – Ab Juni 2024; (e) – Bestandteil der zentralen Kraftwerkseinsatzplanung im verpflichtenden Grosshandelsmarkt

Der Abruf von SRE erfolgt in den meisten Ländern, analog zur Schweiz, auf Grundlage der Merit Order. In Frankreich gilt dies erst seit der Einführung eines offenen Regelenergiemarktes für SRE im November 2023 bzw. Juni 2024, bis dahin wurde die verpflichtend vorgehaltene SRL proportional zur vorgehaltenen Leistung abgerufen. Auch Schweden ruft SRL proportional zur vorgehaltenen Leistung ab, ein Übergang zum Abruf nach Merit Order ist zum Zeitpunkt der Integration des schwedischen SRE -Markts in die europäische PICASSO-Plattform vorgesehen. Die unmittelbare Auswirkung dieser Veränderung besteht darin, dass bei einem Abruf nach Merit Order im Regelfall jeweils nur ein Teil der verfügbaren SRL abgerufen wird. Dies führt tendenziell zu einem reduzierten bzw. verzögerten Ausgleich des Regelzonnensaldos, was im kontinentaleuropäischen Synchronverbund im Regelfall jedoch unkritisch ist. Ein direkter Einfluss auf die Regelenergiepreise ergibt sich hieraus jedoch nicht.

Entsprechende Preiseffekte resultieren vielmehr aus Änderung der Vergütung im Zusammenhang mit dem Übergang zum Abruf nach Merit Order. So war der ratielle Einsatz von SRL in Frankreich, Schweden und der Schweiz jeweils mit einem einheitlichen Preis für die gelieferte SRE kombiniert. Während in der Schweiz hierfür der SwissIX-Index genutzt wurde, erfolgte die Abrechnung von SRE in Frankreich bis Ende 2023 bzw. Mitte 2024 auf Grundlage eines regulierten Tarifs. Basierend auf der Vorhaltung eines symmetrischen Regelbandes wurde zudem nur der Saldo des SRE-Abrufs je Abrechnungsintervall bzw. Monat aufgrund desselben verrechnet, was in Verbindung mit einem weitgehend

⁴³ In Schweden war der Einsatz aufgrund des anhaltenden Pilotcharakters der Nutzung von SRL/SRE auf kontrahierte Anbieter beschränkt.

symmetrischen SRE-Einsatz zu extrem geringen Zahlungen führte. In Schweden schliesslich wurde die gelieferte bzw. bezogen SRE formal zum AE-Preis vergütet, welcher wiederum dem Grenzpreis des TRE-Marktes entspricht (vgl. Tabelle 7 auf S. 51).

Im Gegensatz zur Schweiz erfolgt die Vergütung der abgerufenen Regelenergie in den betrachteten EU-Staaten prinzipiell überall auf Grundlage der Grenzpreise, sofern relevant unter Berücksichtigung der Grenzpreise der PICASSO-Plattform (s.u.)⁴⁴. Die Entwicklung der Abrufmengen und der Spreads zwischen den Ausgleichsenergie- und den Grosshandelspreisen (vgl. Kapitel 2 und 5) zeigt weder für Deutschland noch für Frankreich einen erkennbaren Einfluss dieser Änderungen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die entsprechenden Anpassungen in Deutschland im Sommer 2022 erfolgten, d.h. zu einem Zeitpunkt extrem hoher Grosshandelspreise und Unsicherheiten in Folge des Ukraine-Kriegs.

Für die Schweiz ist dagegen ein deutlicher Einfluss dieser Änderungen erkennbar. Dort waren die Preise für Sekundärregelenergie bis Mitte 2022 an die Preise im Spotmarkt (SwissIX Day-ahead) gekoppelt, zuzüglich eines Auf- bzw. Abschlags von 20%. Seit der Anpassung des Beschaffungsverfahrens an PICASSO im Juni 2022 erfolgen Abruf (nach Merit Order) und Vergütung dagegen auf Grundlage der Gebotspreise. Während kein Einfluss auf den Abruf von SRE erkennbar ist (vgl. Abbildung 11 auf S. 25 25), ergibt sich für die resultierenden Preise ein gänzlich anderes Bild. So zeigt der Vergleich in Abbildung 42, dass die Preisaufschläge für SRE seit dem Übergang zur Vergütung zu Gebotspreisen drastisch gestiegen sind, ohne dass dies jedoch die weiteren Preissteigerungen in 2024 erklären könnte. Aufgrund der Kopplung der AE-Preise an die Grenzpreise für den Einsatz von Regelenergie hatte diese Entwicklung auch einen unmittelbaren Einfluss auf die Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise.

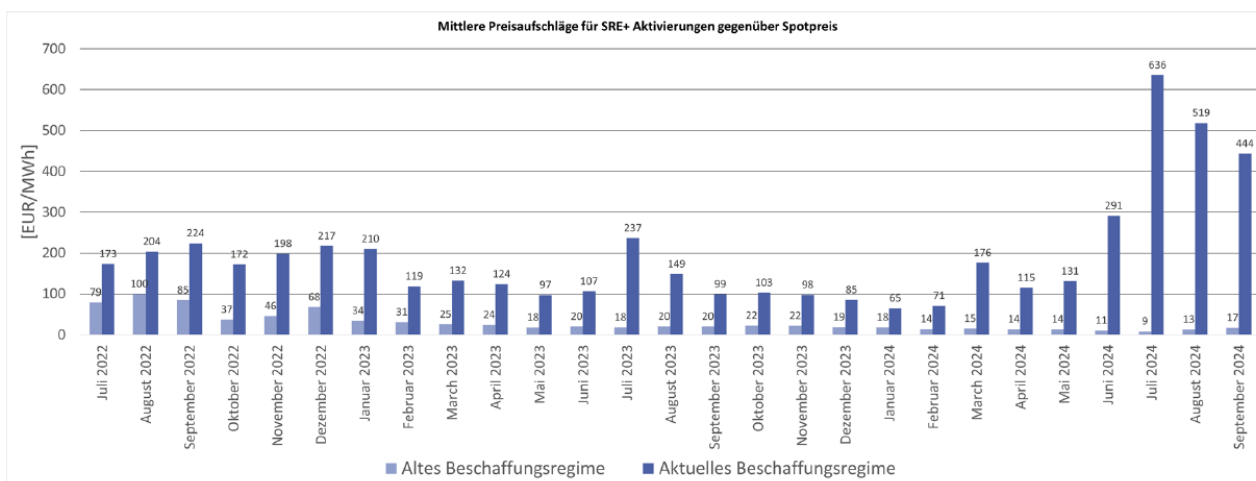


Abbildung 42: Veränderung der mittleren Preisaufschläge für SRE nach Umstellung des Beschaffungsregimes im Juni 2022

Quelle: EICom (2024)

⁴⁴ Abruf, Preisbildung und Abrechnung erfolgen bei PICASSO im Rahmen einer „Market Time Unit“ (MTU) von 4 Sekunden, so dass es z.B. innerhalb einer Viertelstunden $15 \times 60 / 4 = 225$ MTU gibt. Die in Text und Tabellen genannten Grenzpreise entsprechen insofern dem mengengewichteten Durchschnittswert der Grenzpreise aller MTU innerhalb eines Abrechnungsintervalls.

3.4.2 Tertiärregelleistung und -energie

Beschaffung und Vergütung von Tertiärregelleistung

Tabelle 18 fasst die wesentlichen Regelungen für Beschaffung und Vergütung von TRL zusammen, unter Berücksichtigung derselben Punkte wie zuvor für SRL.

TRL wird allen Ländern auf Grundlage täglicher Ausschreibungen beschafft, separat für positive und negative Regelleistung. In der Schweiz und Frankreich werden die täglichen Ausschreibungen durch wöchentliche bzw. jährliche Ausschreibungen ergänzt. Der britische ÜNB ESO verwendet ebenfalls überwiegend tägliche Ausschreibungen, für manche Produkte jedoch auch mittel- langfristige Zeiträume. Mit Blick auf marktgerechte Preise und die Vermeidung übermässiger Risikoprämien ist hierbei eine kurzfristige Beschaffung für kürzere Zeiträume vorzuziehen, siehe die weiteren Ausführungen in Abschnitt 3.4.6. Ähnlich zur SRL wird kontrahierte Leistung in einigen Ländern zum Gebotspreis, in anderen Ländern dagegen zum Grenzpreis vergütet.

Wie aus Tabelle 18 ersichtlich, gab es im Betrachtungszeitraum im Wesentlichen zwei Änderungen:

- Wie bereits für SRL ausgeführt, wurde in **Deutschland** das Verfahren zur Auswahl und Vergütung der Angebote in den Jahren 2018 und 2019 mehrfach geändert. Diese Änderungen betrafen auch TRL, so dass auf die obigen Ausführungen verwiesen wird.
- In **Frankreich** wurden die täglichen Ausschreibungen erst im Juni 2021 eingeführt, zuvor nutzte RTE ausschliesslich jährliche Ausschreibungen.

Tabelle 18: Regelungen zur Beschaffung und Vergütung von TRL

	CH	AT	BE	DE	FR	ES	GB	SE
Beschaffung	Tender	Tender	Tender	Tender ^(a)	Tender ^(b)	Tender ^(b)	Tender	Tender
Periodizität	Woche + Tag	Tag	Tag	Tag	Jahr + Tag ^(c)	Tag	(≥ 1 Tag)	Tag
Vergütung	Gebotspreis	Gebotspreis	Gebotspreis	Gebotspreis	Grenzpreis	Grenzpreis	Gebots- oder Grenzpreis	Grenzpreis

Gelb schattiert - Änderungen während des Betrachtungszeitraums

(a) – siehe Erläuterungen im Text; (b) – Nur positive Regelleistung; (c) – Tägliche Ausschreibungen ab Juni 2021

Beschaffung und Vergütung von Tertiärregelenergie

Der Abruf von TRE in Echtzeit erfolgt in allen betrachteten Ländern, analog zur Schweiz, grundsätzlich nach Merit Order (vgl. Tabelle 19). Im Gegensatz zur Schweiz und Grossbritannien erfolgt die Vergütung der abgerufenen Regelenergie in den betrachteten EU-Staaten prinzipiell überall auf Grundlage der Grenzpreise, in Deutschland allerdings erst seit Juni 2022. In Frankreich hängt die Vergütung von der Art der Angebote ab. Sogenannte Standardprodukte, die den Anforderungen der europäischen Manually Activated Reserves Initiative (MARI)-Plattform entsprechen, werden zum Grenzpreis vergütet, «spezifische Angebote» dagegen zum Gebotspreis.

Aufgrund der Überschneidungen mit der SRE wird für die Bewertung auf die entsprechenden Ausführungen in Abschnitt 3.4.1 verwiesen.

Tabelle 19: Regelungen zur Beschaffung und Vergütung von TRE

	CH	AT	BE	DE	FR	ES	GB	SE
Abruf	Merit Order	Merit Order	Merit Order	Merit Order	Merit Order	Merit Order	Merit Order	Merit Order
Vergütung	Gebotspreis	Grenzpreis	Grenzpreis	Gebots- ⇔ Grenzpreis ^(a)	Grenz- oder Gebotspreis	Grenzpreis	Gebotspreis	Grenzpreis
Kostenallokation	AE-Preise	AE-Preise	AE-Preise	AE-Preise	AE-Preise	AE-Preise	AE-Preis / AE-Umlage	AE-Preis

Gelb schattiert - Änderungen während des Betrachtungszeitraums

^(a) – siehe Erläuterungen im Text; ^(b) – Nur positive Regelleistung; ^(c) – Tägliche Ausschreibungen ab Juni 2021; ^(d) – Ab Juni 2022

3.4.3 Ersatzreserve (RR)

Analog zu den obigen Vergleichen zeigt Tabelle 20 die relevanten Regelungen für Ersatzreserve, beschränkt auf die drei Länder, in denen diese Reserve genutzt wird.

Sowohl in Frankreich (seit 2021) als auch Spanien nutzen neben täglichen Ausschreibungen auch zusätzliche jährliche Tender (Frankreich) bzw. längerfristige (Rahmen-) Verträge (Spanien), um eine ausreichende Verfügbarkeit im täglichen Leistungsmarkt zu gewährleisten. Wie TRL wird die kontrahierte Leistung auf Basis von Grenzpreisen vergütet. Bezüglich Regelenergie gelten in Frankreich und Spanien dieselben Regelungen für TRE.

In der Schweiz ist die Ersatzreserve auf den Regelenergiemarkt beschränkt und erlaubt es lokalen Anbietern, die von ihnen Angebote TRL alternativ im Rahmen der TERRE-Plattform (s.u.) zu vermarkten. Im Unterschied zum lokalen Abruf von TRE erfolgt die Vergütung zu den Grenzpreisen von TERRE.

Wie ein Vergleich mit Tabelle 18 und Tabelle 19 im vorhergehenden Abschnitt zeigt, sind die Regelungen für ER weitestgehend deckungsgleich mit denjenigen für Tertiärregelung. Zudem ist dieses Produkt aufgrund der Einstellung von TERRE zum 31.12.2025 nicht länger relevant. Von daher wird auf eine weitergehende Diskussion verzichtet und auf die Ausführungen in Abschnitt 3.4.2 verwiesen.

Tabelle 20: Regelungen zur Beschaffung und Vergütung von Ersatzreserve (RR)

	CH	FR	ES
Beschaffung		Tender ^(a) (Jahr + Tag ^(b))	Tender (Tag) + Verträge
Vergütung		Grenzpreis	Grenzpreis
Abruf	Merit Order	Merit Order	Merit Order
Vergütung	Grenzpreis	Grenz- oder Gebotspreis	Grenzpreis

Gelb schattiert - Änderungen während des Betrachtungszeitraums; grau schattiert – nicht relevant / existent

^(a) – Nur positive Regelleistung; ^(b) – Tägliche Ausschreibungen ab Juni 2021

3.4.4 Kostenallokation

Wie Tabelle 21 zeigt, werden die Kosten der Vorhaltung der Regelleistung in fast allen Ländern, wie in der Schweiz, über die Netzentgelte verteilt und haben insofern keinen Einfluss auf die Preise für Ausgleichsenergie.

Schweden erhebt dagegen ein separates Entgelt von BGV, welches sich an der Summe des Verbrauchs und der Produktion der BG bemisst. Spanien schliesslich dagegen eine Kombination aus beiden Ansätzen. Auch in diesen Ländern gibt es daher keine Auswirkungen auf die Preise für Ausgleichsenergie.

Tabelle 21: Regelungen zur Kostenallokation von Regelreserven

	CH	AT	BE	DE	FR	ES	GB	SE
TRL	Netz-entgelte	Netz-entgelte	Netz-entgelte	Netz-entgelte	Netz-entgelte	Hybrid	Netz-entgelte	BGV-Entgelt
SRL	Netz-entgelte	Netz-entgelte	Netz-entgelte	Netz-entgelte	Netz-entgelte	Hybrid		BGV-Entgelt
ER					Netzentgelte	Hybrid		

Die Kosten der Regelenergie werden grundsätzlich überall über die Ausgleichsenergiepreise verteilt (vgl. Tabelle 22). In der Schweiz entfällt die Notwendigkeit einer Kostenallokation, da die abgerufene Energie unmittelbar im Rahmen von TERRE vergütet wird, also ausserhalb des Bilanzmanagements in der Schweiz. In Schweden werden die Kosten der SRE ebenfalls nicht explizit bei der Bestimmung der Ausgleichsenergie berücksichtigt. Wie zuvor beschrieben, wird abgerufene SRE zum Preis für Ausgleichsenergie vergütet, welcher wiederum dem Grenzpreis für TRE entspricht. In der Praxis führt dies darauf hinaus, dass auch dort die Kosten der SRE der AE-Abrechnung zugeordnet werden.

Bezüglich der Auswirkungen wird auf die Analyse der Preissystematik in Abschnitt 3.4 verwiesen.

Tabelle 22: Regelungen zur Kostenallokation von Regelenergie

	CH	AT	BE	DE	FR	ES	GB	SE
SRE	AE-Preise	AE-Preise	AE-Preise	AE-Preise	AE-Preise	AE-Preise		(AE-Preise)
TRE	AE-Preise	AE-Preise	AE-Preise	AE-Preise	AE-Preise	AE-Preise	AE-Preise	AE-Preise
ER	TERRE				AE-Preise	AE-Preise		

3.4.5 Internationale Kooperationsplattformen zum Austausch von Regelenergie

Kurzübersicht der EU-Plattformen

In Übereinstimmung mit den Vorgaben der Verordnung (EU) 2017/2195 haben die europäischen ÜNB in den vergangenen Jahren mehrere Plattformen zum Austausch von Regelenergie implementiert. Wie Abbildung 36 zeigt, deckten Ende 2024 insgesamt vier Plattformen die zuvor besprochenen Reserven ab:

- International Grid Control Cooperation (IGCC) und PICASSO dienen beide der Reduzierung der Kosten des Einsatzes von Automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR) (SRE).
 - IGCC erlaubt das sog. Netting der lokalen Regelzonen Salden in Echtzeit und reduziert somit die verbleibende Abweichung, welche anschliessend durch den Einsatz von aFRR/SRE kompensiert werden muss.
 - PICASSO erlaubt umgekehrt den Austausch verfügbarer Angebote für aFRR/SRE zwischen allen teilnehmenden ÜNB, unter der Voraussetzung ausreichender Transportportkapazitäten zwischen den jeweiligen Regelzonen.
- MARI und TERRE dienen analog zu PICASSO dem Austausch von mFRR/TRE bzw. RR/ER.

Abbildung 36 zeigt zudem, dass alle vier Plattformen zu erheblichen Wohlfahrtsgewinnen von schätzungsweise annähernd einer Milliarde Euro in den ersten sechs bis neun Monaten des Jahres 2025 führten.

Die Implementierung und Nutzung von IGCC, PICASSO und MARI ist nach Verordnung (EU) 2017/2195 für alle ÜNBs in der EU verpflichtend, die Nutzung von TERRE dagegen war freiwillig. Angesichts der verpflichtenden Verkürzung der Frist für die Anmeldung von grenzüberschreitenden Fahrplänen auf maximal 30 Minuten bestand zudem das Risiko von Konflikten mit minimalen Vorlaufzeit für den Abruf von RR im Rahmen von TERRE (ebenfalls 30 Minuten). Ende 2024 entschieden die beteiligten ÜNB daher, den operativen Betrieb von TERRE bis Ende 2025 einzustellen.

Obwohl TERRE sowohl im Betrachtungszeitraum und auch in 2025 von Swissgrid genutzt wurde, stellt es insofern keine Option für die Zukunft dar. Aus diesem Grund wird nachfolgend auf eine weitergehende Diskussion von TERRE verzichtet.

	IGCC	PICASSO	MARI	TERRE
Balancing Service	Imbalance Netting	aFRR	mFRR	RR
Participants				
Target area	Continental Europe	≥ Continental Europe	≥ Continental Europe	≥ RR TSOs
Business go-live	2021/06/24 (operational since 2011/10/01)	2022/06/22*	2022/10/05*	2020/09/29*
Status				
Highlights	Economic surplus of around 313 Mio. € in Q1/Q2 2025	Economic surplus of more than 351 Mio € in 2025 until end of July.	Economic surplus of ~82 Mio. € in 2025 until end of September.	Economic surplus of 284 Mio. € in 2025 until end of September. TERRE will be concluding its operations by the end of 2025.

Abbildung 43: Übersicht europäische Kooperationsplattformen zum Austausch von Regelenergie

Quelle: ENTSO-E (2025)

Wie aus Tabelle 23 ersichtlich, nahmen alle betrachteten mitteleuropäischen Länder, einschliesslich der Schweiz, bereits vor 2018 am IGCC teil, während Spanien erst im Oktober 2020 mit einbezogen wurde. Mit Ausnahme Schwedens nehmen die EU-Staaten mittlerweile auch an PICASSO und MARI teil; für Schweden ist der operative Beitritt derzeit für 2028 bzw. 2027 geplant. Der Schweiz wird die Teilnahme dagegen von der EU derzeit verwehrt, obwohl sie nach Angaben von Swissgrid sämtlichen technischen und organisatorischen Anforderungen erfüllt.

Tabelle 23: Operative Teilnahme der ÜNB an europäischen Kooperationsplattformen für Regelenergie

	CH	AT	BE	DE	FR	ES	GB	SE
IGCC	03/12	04/14	10/12	05/10	02/16	10/20		
PICASSO	(ü)	06/22	11/24	06/22	04/25	06/25		(2028)
MARI	(ü)	06/23	05/25	10/22	(2026) ^(a)	12/24		(2027)

(Jahr) – Geplantes Jahr der operativen Teilnahmen; (ü) – technisch möglich

Grün – In Betrieb während des gesamten Zeitraums; gelb – Beginn im Zeitraum 2018 – 2024; orange – technisch möglich

^(a) - Bereitstellung von Interkonnektorkapazität

Vorteile der Teilnahme an den EU-Plattformen

Vergleicht man die in Tabelle 23 genannten Zeitpunkte mit der Entwicklung des Abrufs von Regelenergie in Abschnitt 2.4 sowie Abschnitt 5.1, lässt sich in keinem der Fälle ein unmittelbarer Einfluss auf den Abruf von Regelenergie bzw. die monatlich in Rechnung gestellte AE feststellen. Entsprechende Veröffentlichungen der ÜNBs zeigen dennoch, dass die Teilnahme an den verschiedenen Plattformen zu erheblichen Einsparungen bzw. Wohlfahrtsgewinnen führt.

Abbildung 44 zeigt einleitend den monatlich vermiedenen Abruf von SRE in allen beteiligten Ländern im Zeitraum von 2011 bis Ende 2024. Aus der Grafik ist deutlich zu erkennen, dass die entsprechenden Mengen seit 2020 vor allem aufgrund der Teilnahme neuer Länder stark gewachsen sind. Alleine für die Schweiz konnten nach Angaben der EICom im Jahr 2024 durch die Teilnahme am IGCC knapp 450 GWh an Regelenergieabrufen eingespart werden⁴⁵.

⁴⁵ Vgl. EICom (2025a).

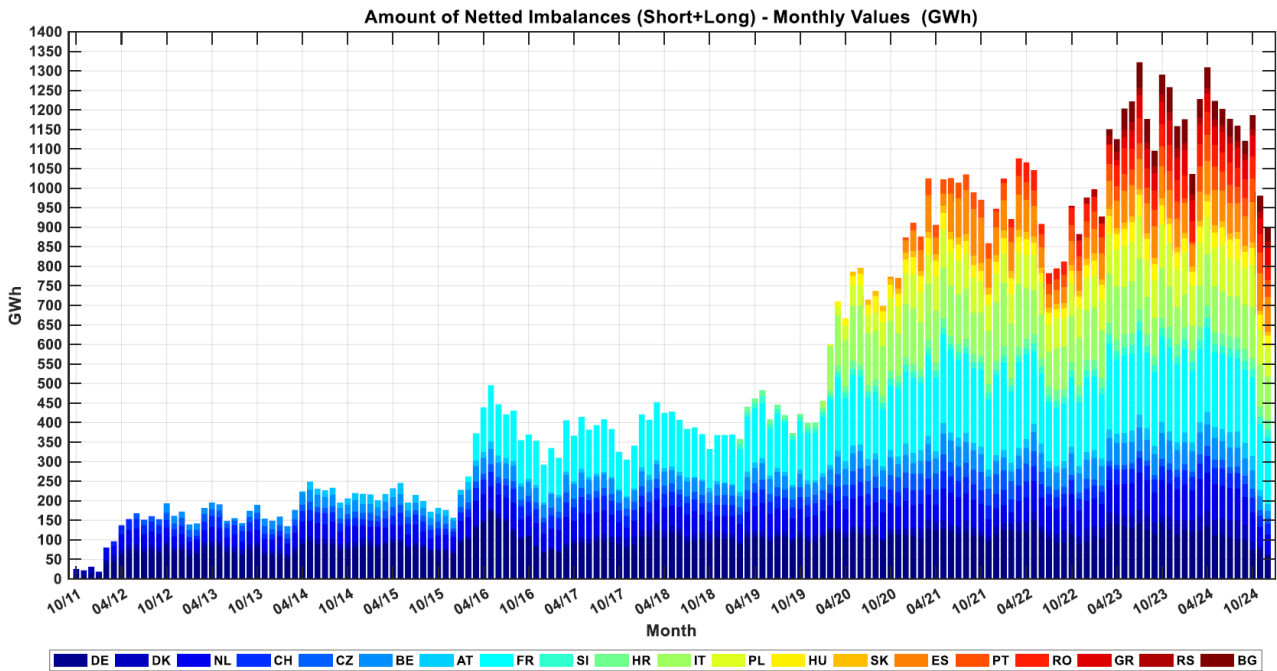


Abbildung 44: Vermiedener Abruf von SRE innerhalb von IGCC pro Monat (2011 – 2024)

Quelle: IGCC (2024)

In Abbildung 45 ist der Wert der entsprechenden Mengen dargestellt. Im Vergleich mit Abbildung 44 ergibt sich eine noch deutlich grössere Steigerung seit 2021, bedingt durch die erheblich höheren Grosshandelspreise in den vergangenen Jahren. Gemäss der zuvor erwähnten Quelle⁴⁶ beliefen sich die Einsparungen für die Schweiz im Jahr 2024 dabei auf knapp 54 Mio. EUR.

⁴⁶ Vgl. Ibid.

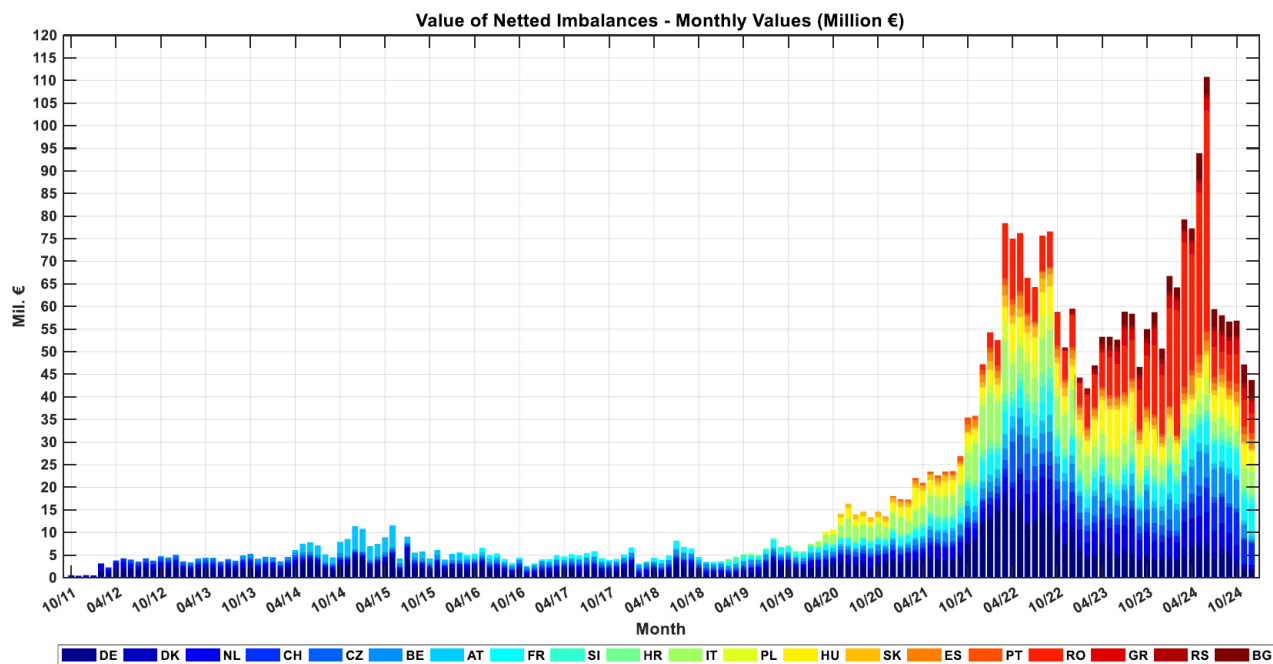


Abbildung 45: Wert des vermiedenen Abrufs von SRE innerhalb von IGCC pro Monat (2011 – 2024)

Quelle: IGCC (2024)

In Abbildung 46 werden die o.g. Ergebnisse ergänzt durch den insgesamt vermiedenen Abruf lokaler aFRR/SRE, der sich aus dem Zusammenwirken von IGCC und PICASSO ergibt. Der Vergleich der jeweils ersten beiden Balken (blau und grün) zeigt eindrücklich den Nutzen des IGCC, da der verbleibende Abruf von aFRR/SRE in vielen Fällen deutlich niedriger liegt und teilweise auf einen Bruchteil des ursprünglichen lokalen Bedarfs sinkt.

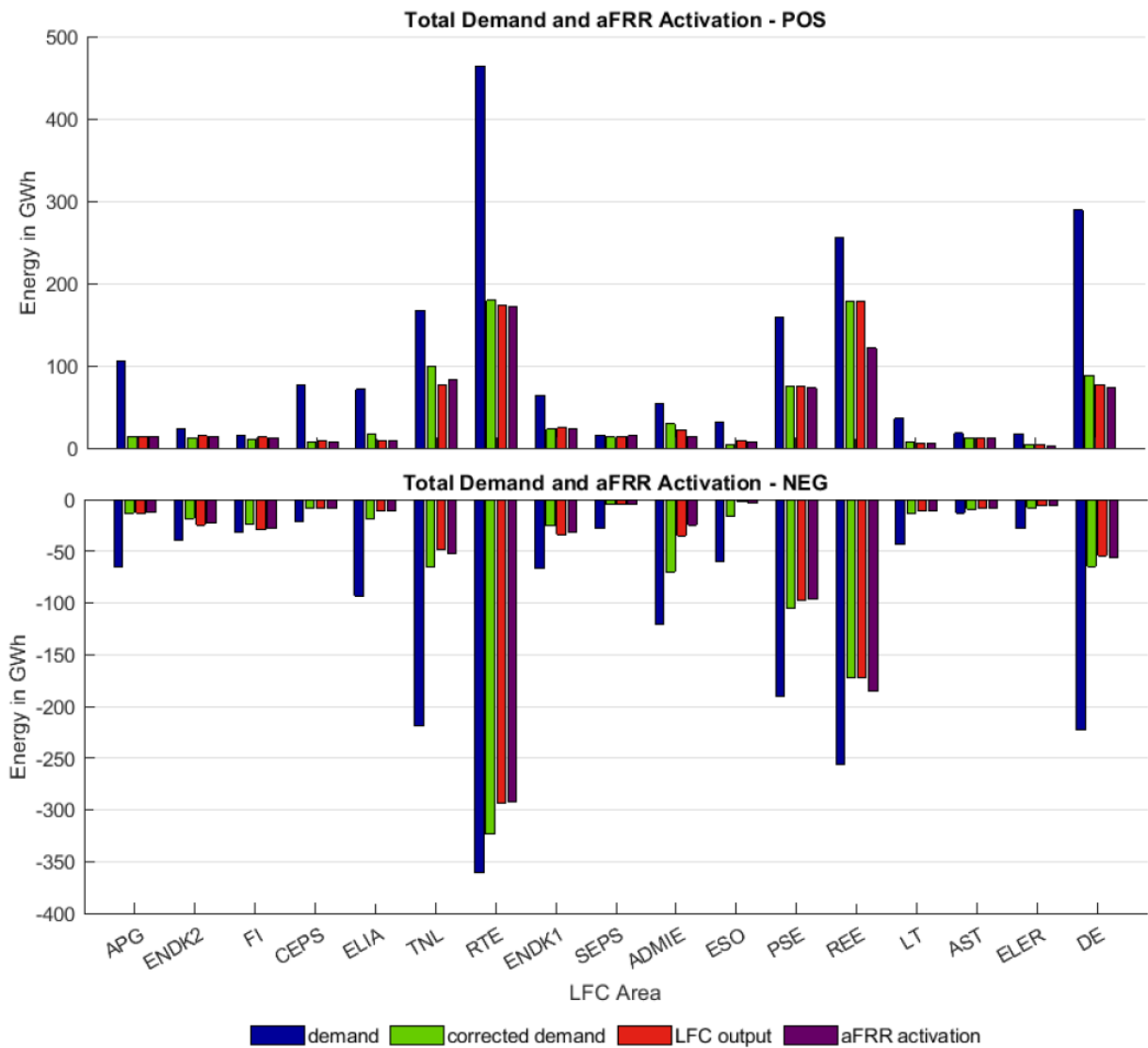


Abbildung 46: Kumulierte Einsparungen von aFRR innerhalb von IGCC und PICASSO (Jan – Sep 2025)

Quelle: ENTSO-E (2025)

Abbildung 47 zeigt erneut den Wert der entsprechenden Einsparungen für die betroffenen Länder, allerdings beschränkt auf den Anteil von PICASSO.

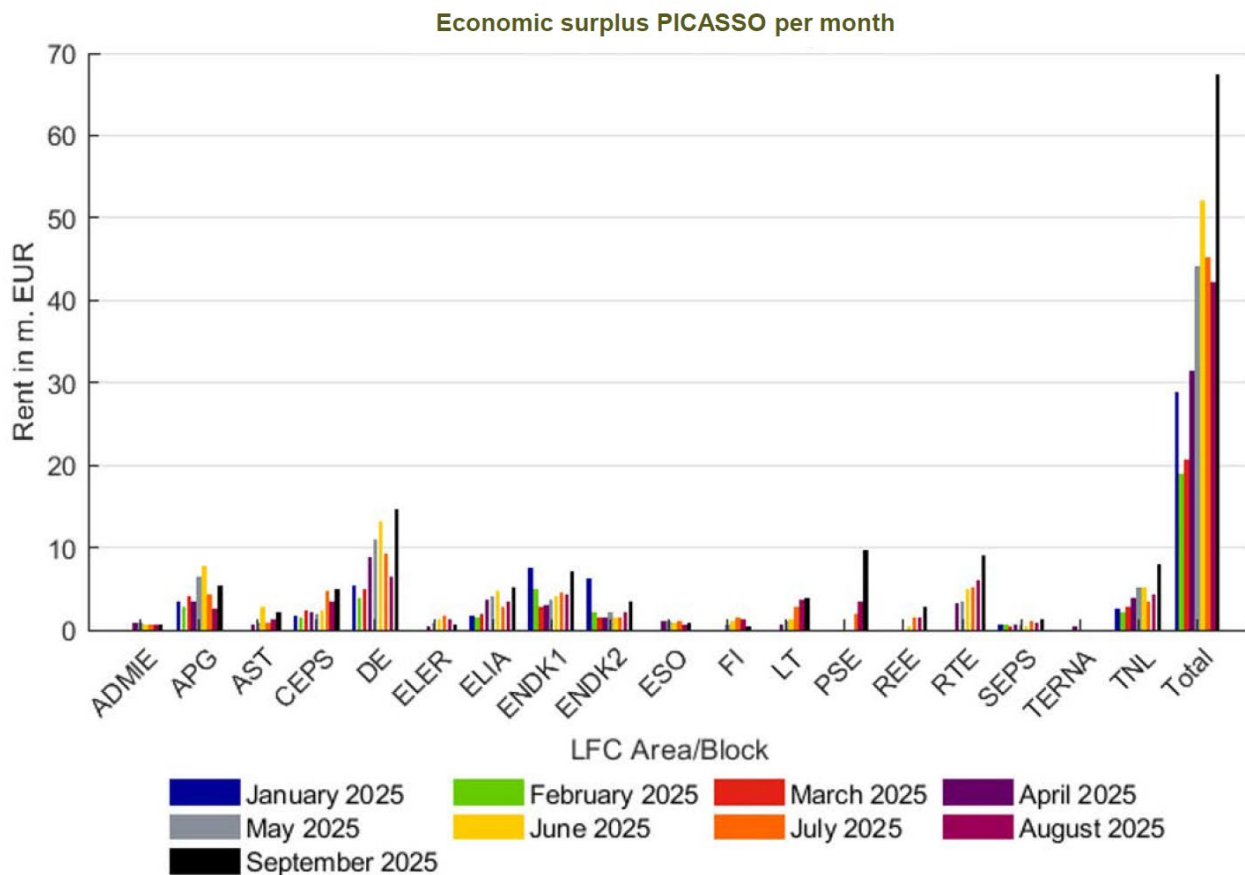


Abbildung 47: Wert der kumulierten Einsparungen von aFRR innerhalb von PICASSO (Jan – Sep 2025)

Quelle: ENTSO-E (2025)

Ungeachtet dieser positiven Entwicklungen hat die Einführung von PICASSO in verschiedenen Ländern zu erheblicher Kritik geführt.

- Die Kopplung von Ländern mit teilweise sehr unterschiedlichen Marktstrukturen und historisch unterschiedlichen Beschaffungsverfahren und Preisen für SRE führt erwartungsgemäss (bzw. wie beabsichtigt) zu einer Verlagerung des Regelenergieabrufs auf Anbieter in «günstigeren» Ländern und einer Angleichung der Preise. Dies führt in den «Exportländern» naturgemäss zu «steigenden» Preisen, zu Gunsten der «Importländer».
- Abhängig von der Struktur der Gebotskurven können grössere Bedarfsspitzen daher dazu führen, dass auch Preisspitzen «exportiert» werden, insbesondere im Falle kleinerer Länder mit ausreichend Grenzkapazitäten und im Falle der Kopplung von Ländern mit besonders «hohen» Regelenergiepreisen. Derartige Entwicklungen führten im Frühjahr 2024 zum Ausstieg Italiens aus PICASSO, sind aber nicht auf Italien beschränkt und waren im zweiten Halbjahr vor allem auch in Polen und den Baltischen Staaten zu beobachten. Entscheidend ist neben der Struktur der Gebotskurven hierbei vor allem das Verhältnis zwischen dem lokalen Angebot und Bedarf.
- In diesem Zusammenhang ist ferner zu berücksichtigen, dass insbesondere die Grenzpreise im 4-Sekunden-Raster des PICASSO-Algorithmus teilweise sehr schwankungsanfällig sind und zu extremen Preisspitzen führen können. Um dieses Problem zu begrenzen, wurde z.B. in Belgien und Deutschland die Definition der Grenzpreise je Abrechnungsintervall dergestalt angepasst, dass der Grenzpreis über den (mengen- und zeitgewichteten Durchschnittspreis alle Grenzpreise innerhalb des Abrechnungsintervalls definiert wird.

Die innerhalb von MARI ausgetauschten Mengen an TRE betragen in den Jahren nur etwa 2 GWh pro Monat und lagen damit um ein Vielfaches niedriger als die entsprechenden Mengen für IGCC und PICASSO. Seit dem Beitritt der baltischen Staaten im September sowie Spaniens und Portugals im Dezember 2024 sind diese Mengen sprunghaft auf etwa 1 TWh/Monat im Jahr 2025 gestiegen. Diese Entwicklung wird auch durch Abbildung 48 verdeutlicht, welche die Nachfrage der ÜNBs innerhalb von MARI in den ersten neun Monaten des Jahres 2025 zeigt. Es zeigt sich deutlich, dass die entsprechenden Mengen vor allem durch Spanien und Portugal dominiert werden, dass aber auch der Anteil der kleinen baltischen Staaten viel höher ist als derjenige Belgiens und des um ein Vielfaches grösseren Deutschlands.

Diese Grafik zeigt insofern deutlich den Einfluss der unterschiedlichen Betriebsphilosophien in den einzelnen Ländern. So rufen beispielsweise Deutschland und Österreich fast ausschliesslich SRE ab, während der Anteil von TRE verschwindend gering ist. In Belgien überwiegt dagegen, ähnlich wie in der Schweiz, der Abruf von TRE.



Abbildung 48: Angefragte und abgerufene TRE-Volumen in MARI (Jan – Sep 2025)

Quelle: ENTSO-E (2025); Anpassung / Verschiebung der Legende durch DNV

Trotz der extrem geringen Abrufe von TRE durch die deutschen ÜNB entfiel in den vergangenen Jahren ein erheblicher Teil der durch MARI generierten Wohlfahrtsgewinne auf deutsche Produzenten und Konsumenten, vgl. Abbildung 49. Allerdings bleiben die entsprechenden Werte mit insgesamt 82 Mio. € in den ersten neun Monaten 2025 für alle beteiligten Länder deutlich unter den für IGCC und PICASSO berichteten Werten zurück.

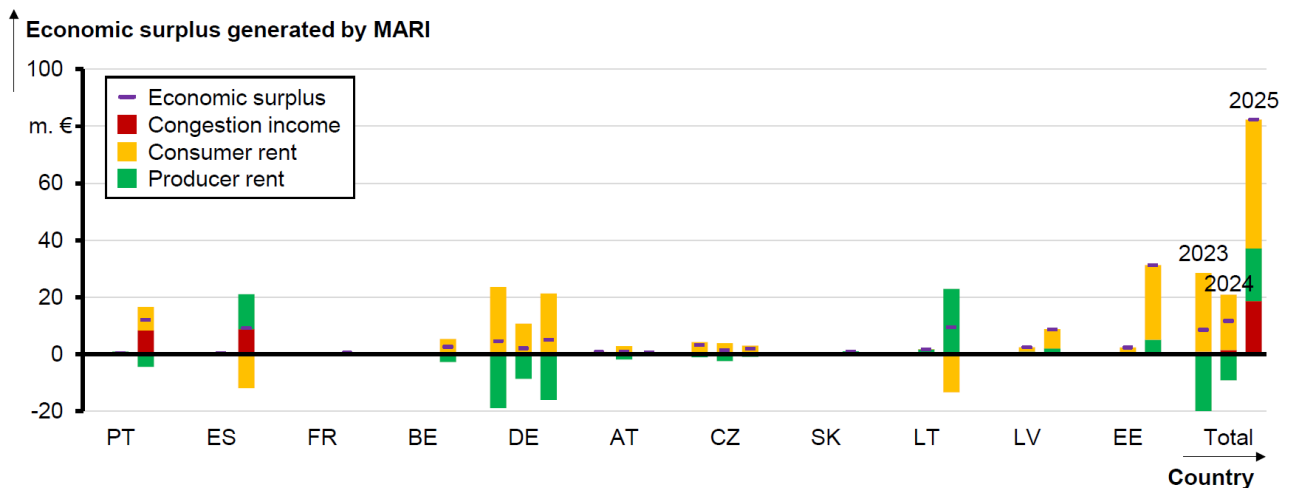


Abbildung 49: Durch MARI generierte Wohlfahrtsgewinne in den ersten neun Monaten 2025

Quelle: ENTSO-E (2025)

Mögliche Vorteile und Voraussetzungen einer Teilnahme der Schweiz

Während die Schweiz am sog. Imbalance-Netting im Rahmen des IGCC teilnimmt, ist ihr eine Beteiligung an den europäischen Plattformen für SRE (PICASSO) und TRE (MARI) verwehrt. Gleichzeitig zeigen die o.g. Erfahrungen, dass die teilnehmenden Länder grundsätzlich in erheblichem Masse am gegenseitigen Austausch von Regelenergie profitieren, ähnlich wie dies im Falle des Imbalance Netting für die Schweiz bereits der Fall ist. Auch ohne eingehende Untersuchung scheint es plausibel davon auszugehen, dass eine Teilnahme an den entsprechenden Plattformen zu signifikanten Einsparungen führen könnte. Die o.g. Studie der EICom⁴⁷ beziffert die möglichen Einsparpotenziale alleine für TRE auf 18 - 32% für positive und 5 - 78% für negative Regelenergie. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass TRE in den Jahren 2023 und 2024 nur für etwas mehr als die Hälfte der gesamten Kosten von Regelenergie verantwortlich war und die Preise für SRE in beiden Jahren im Mittel deutlich höher als für TRE waren. Auch ohne eingehende Untersuchungen legt dies nahe, dass auch im Bereich der SRE substantielle Einsparung zu erwarten wären.

Speziell die Schweiz hätte damit zudem Zugang zu einem deutlichen höheren Kreis an potenziellen Anbietern. Angesichts des laut derselben Studie sehr begrenzten Wettbewerbs im lokalen Markt könnte die Einbindung damit auch zu effektivem Wettbewerb auf lokale Anbieter führen und von daher die Voraussetzungen für sinkende Preisaufschläge (im Vergleich zu den Grosshandelspreisen) in der Schweiz führen. Insofern erscheint es plausibel, dass ein effektiver Zugang zu ausländischen Regelenergiemärkten eine der wirksamsten Massnahmen zur Steigerung der Effizienz des lokalen Regelenergiemarktes wäre.

Nach eigenen Angaben wäre Swissgrid zudem bereits heute technisch und organisatorisch auf die Teilnahme vorbereitet, so dass zudem auch die Komplexität und Kosten der notwendigen Umstellungen zumindest im Falle der EU-Plattformen begrenzt wären.

Insgesamt teilen wir somit die positive Bewertung der EICom-Studie, welche eine Kooperation zum Austausch von Regelenergie mit Übertragungsnetzbetreibern aus Nachbarländern explizit als sog. No-Regret Massnahme empfiehlt, welche unbedingt umgesetzt werden sollte. Wie bereits zuvor angesprochen, unternimmt Swissgrid schon seit Jahren entsprechende Schritte, während einem derartigen Schritt in erster Linie juristische bzw. politische Gründe

⁴⁷ Vgl. EICom (2025c).

entgegenstehen, welche sich dem direkten Einfluss der Schweiz entziehen. Dies verdeutlicht die zu erwartenden positiven Effekte und die Bedeutung des bereits in Abschnitt 3.3.5 genannten Abkommens mit der EU.

3.4.6 Verkürzung von Produktlängen und Ausschreibungsfristen für SRL und TRL

Im Betrachtungszeitraum dieser Studie beschaffte Swissgrid Regelleistung überwiegend als Wochenprodukt, ergänzt durch die tägliche Beschaffung von Vierstundenprodukten für TRL sowie die Möglichkeit freiwilliger zusätzliche Angebote für Regelenergie auf Viertelstundenbasis. In der Praxis wurde TRL im Jahr 2024 jedoch überwiegend in Form eines Wochenproduktes beschafft (vgl. Abbildung 50; der Anteil der Tagesauktion für negative TRL war ähnlich gering). In den übrigen betrachteten Ländern wird Regelleistung dagegen überwiegend in Form von Stundenprodukten (insbesondere für TRL) sowie teilweise auch in Form mehrstündiger Zeitscheiben beschafft, und zwar unabhängig vom Beschaffungszeitraum.

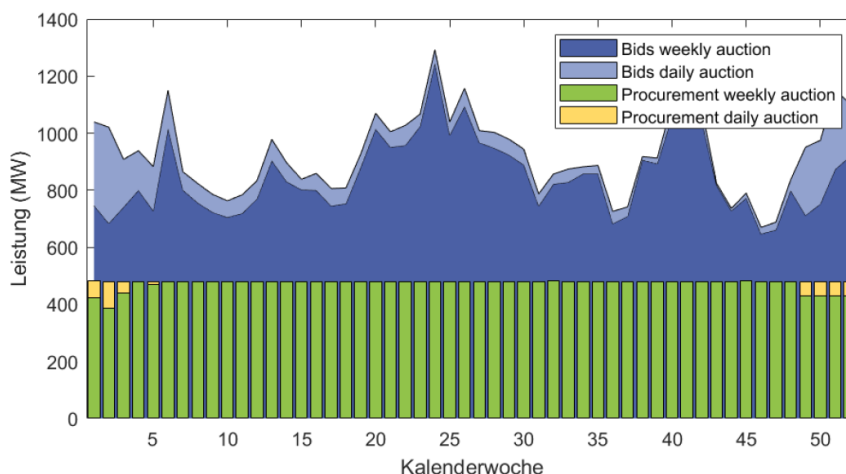


Abbildung 50: Angebotene und beschaffte Mengen für positive TRL in 2024

Quelle: Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom (2025a)

Die o.g. Studie der EICom schlägt in diesem Zusammenhang eine Verkürzung der Produktlängen auf eine Stunde oder ggf. sogar 15-Minutenprodukte vor. Diese Empfehlung zielt insbesondere darauf ab, den Wettbewerb in den entsprechenden Märkten zu erhöhen und somit zu einer besseren Kopplung der Preise für Regelenergie - und somit auch für Ausgleichsenergie - mit den Preisen im Grosshandelsmarkt beizutragen. Als weiteres Ziel wird eine vereinfachter Marktzugangs für kleinere bzw. alternative Anbieter (wie z.B. Speicher, flexible Lasten oder erneuerbare Energien) erwähnt, da diese häufig nicht in der Lage sind, die Verfügbarkeit (ausreichender Mengen) von Regelleistung über einen längeren Zeitraum zu gewährleisten, oder nur zu unverhältnismässig hohen Kosten. Aus Sicht der EICom-Studie ist daher zu erwarten, dass eine Verkürzung der Produktlängen die Opportunitätskosten der Anbieter senken und die Markteffizienz insgesamt steigern würde. Gleichzeitig werden die Komplexität der Umsetzung und die damit verbundenen Mehrkosten als begrenzt eingeschätzt.

Den entsprechenden Einschätzungen stimmen wir grundsätzlich zu, d.h. diese Massnahme wäre vergleichsweise einfach und zügig umsetzbar und könnte tendenziell die Effizienz der Märkte für Regelleistung und Regelenergie erhöhen. Vor dem spezifischen Hintergrund dieser Studie ist zudem darauf hinzuweisen, dass zunehmender Wettbewerb

tendenziell zu «günstigeren» bzw. marktgerechteren Preisen für AE führen sollte. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass der in der Studie erhoffte zusätzliche Beitrag von PV-Anlagen in der Schweiz aufgrund des überwiegenden Anteils kleiner Aufdachanlagen vermutlich begrenzt wäre. Zudem wären ggf. noch weitere Anpassungen z.B. der Präqualifikationsanforderungen erforderlich, um die erhofften Potenziale auch tatsächlich nutzen zu können.

Eine weitere Option, die in der EICOM-Studie nicht explizit thematisiert wird, bezieht sich auf die Verkürzung der Ausschreibungsfristen. So bedingt die überwiegende Nutzung von Wochenprodukten in der Schweiz, dass ein Grossteil der entsprechenden Mengen mit einem Vorlauf von mehreren Tagen beschafft werden muss. Speziell für SRL erfolgte die Beschaffung zumindest für das erste Halbjahr in den Jahren 2023 und 2024 überwiegend bereits im Herbst des Vorjahres, also mit einem Vorlauf von mehreren Monaten. Im Gegensatz dazu werden SRL wie auch TRL in allen anderen betrachteten Ländern ganz oder überwiegend auf täglicher Basis beschafft.

Eine frühzeitige Kontrahierung von Regelleistung führt zu erheblichen Unsicherheiten für die Anbieter. Neben der Verfügbarkeit ihrer Anlagen betrifft dies vor allem die zu erwartende residuale Last und Grosshandelspreise. Die letztgenannten Aspekte sind jedoch essenziell für die Bestimmung der zu erwartenden (Opportunitäts-) Kosten der Vorhaltung von Regelleistung, insbesondere für flexible Wasserkraftwerke. Für Wasserkraftwerke sind zudem noch Unsicherheiten bezüglich natürlicher Zuflüsse und ggf. der Speicherstände zu berücksichtigen. Eine frühzeitige Beschaffung führt daher unmittelbar zu steigenden Unsicherheiten für mögliche Anbieter, welche diese durch entsprechend höhere Risikoprämien bei der Bepreisung ihrer Angebote kompensieren müssen. Frühere Erfahrungen z.B. aus Deutschland haben gezeigt, dass eine Verkürzung der Vorlaufzeiten daher wesentlich zu einer Reduzierung der Vorhaltekosten beitragen kann, und zwar unabhängig von der Struktur der ausgeschriebenen Produkte während des Liefertages. Gleichzeitig sind diese Unsicherheiten besonders relevant für kleinere Anbieter sowie Anlagen mit einer begrenzten Speicherdauer, so dass längere Vorlaufzeiten insofern auch grosse Anbieter begünstigen.

Die oben erwähnten Erwartungen hinsichtlich der positiven Effekte einer kurzen Produktlänge lassen sich aus Sicht von DNV überwiegend auch auf eine Verkürzung der Vorlaufzeiten für die Beschaffung übertragen. Aufgrund der Bedeutung der Wasserkraft für die Vorhaltung von Regelleistung in der Schweiz ist es aus Sicht von DNV zudem wahrscheinlich, dass die möglichen positiven Effekte mindestens vergleichbar mit einer Verkürzung der Produktlängen sind. Es erscheint daher sinnvoll, die beabsichtigte Verkürzung der Produktlängen insbesondere auch dafür zu nutzen, die Vorlaufzeiten für die Beschaffung zu reduzieren.

Mit Blick auf den Fokus der vorliegenden Studie ist schliesslich zu berücksichtigen, dass eine Verkürzung von Produktlängen und Vorlaufzeiten vor allem auf Beschaffung und Kosten von Regelleistung bezieht, welche aber keinen unmittelbaren Einfluss auf die Preisbildung von Ausgleichsenergie hat.

3.5 Vergütungssysteme und Bilanzverantwortung für erneuerbare Energien

3.5.1 Einführung

Die in dieser Studie betrachteten Ländern, einschliesslich der Schweiz, sind durch einen stark steigenden Anteil variabler EE gekennzeichnet. Die Analysen in Kapitel 2 haben gezeigt, dass zwar in einigen Ländern durchaus eine gewisse Korrelation zwischen zunehmender Produktion aus variabler EE und einem steigenden Regelbedarf besteht, in anderen aber nicht. Dies illustriert, dass kein automatischer Zusammenhang zwischen dem Anteil variabler EE und dem Regelenergiebedarf eines Systems besteht, sondern dass letzterer offenbar durch verschiedene Massnahmen effektiv begrenzt werden kann. Dies hängt zum einen mit den Regelungen zur Abrechnung von Ausgleichsenergie oder dem Zugang zu einem ausreichend liquiden Intraday-Markt zusammen, wie in den vorhergehenden Abschnitten diskutiert.

Relevant können aber auch die spezifischen Regelungen zur Bilanzverantwortung für variable EE sein, weshalb in diesem Abschnitt näher auf diese Aspekte eingegangen wird.

Der besondere Einfluss von PV und Wind auf die Ausgleichsenergie und damit den Regelenergiebedarf ergibt sich aus ihren technologiespezifischen Eigenschaften:

1. Ihre Einspeisung ist von Volatilität geprägt und nur **eingeschränkt vorhersehbar**. Wenn die tatsächliche Einspeisung von der geplanten abweicht, entstehen Bilanzabweichungen, die durch Regelenergie kompensiert werden müssen.
2. Wetterphänomene wirken oft grossflächig. Wenn z.B. eine Windfront stärker ausfällt als erwartet, betrifft das viele Anlagen gleichzeitig. Durch die **systemische Korrelation** entstehen kollektive Prognosefehler, die den Gesamtbedarf an Regelenergie sprunghaft erhöhen können.
3. Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken können dargebotsabhängige Anlagen nicht beliebig hoch- oder heruntergefahren werden, um Laständerungen auszugleichen. Die **eingeschränkte Steuerbarkeit** erhöht das Risiko für Bilanzungleichgewichte, wenn sich Wetterbedingungen unerwartet ändern.

Für die resultierende Ausgleichsenergie und den sich daraus ergebenden tatsächlichen Regelenergiebedarf sind dann zwei Faktoren entscheidend:

1. Prognosequalität: Für die Prognosen kommen in der Regel umfangreiche Wetterdaten und komplexe statistische Modelle zum Einsatz, deren Qualität die verbleibende Ausgleichsenergie und damit den Bedarf an Regelenergie beeinflusst. Allerdings hängt die Prognosegüte eines EE-Portfolios von dessen Grösse, Durchmischung sowie insbesondere der räumlichen Verteilung ab.
2. Regulatorische und marktliche Anreize: Diese bestimmen, ob die BGV tatsächlich in ausreichend gute Prognosen investieren und die notwendigen Massnahmen ergreifen, um Ausgleichsenergie zu vermeiden.

Eine Bewertung von Prognoseinstrumenten ist dabei nicht Gegenstand dieser Studie. Zu den unter dem zweiten Punkt gefassten Anreizen treffen die vorhergehenden Analysen zum Ausgleichsenergiepreismechanismus (AEPM), der Funktionsweise der Intraday-Märkte und der Reservemärkte grundsätzlich auch auf Wetter abhängige erneuerbare Energien zu. Ziel dieses Abschnitts ist es daher, diejenigen Regelungen zu besprechen, welche Wetter abhängige erneuerbare Energien spezifisch betreffen und Mechanismen zu identifizieren, die Anreize zur Erhöhung der Prognosequalität und/oder der Bilanztreue von erneuerbaren Energien setzen.

Vor diesem Hintergrund werden in den folgenden Abschnitten drei Aspekte diskutiert:

1. Die Bilanzverantwortung von EE-Anlagen im Kontext nationaler EE-Förderregime,
2. Die freiwillige Übertragung der Bilanzverantwortung und Steuerung an Dritte,
3. Die verpflichtende Steuerung bzw. Kappung der Einspeisung durch den Netzbetreiber.

3.5.2 Bilanzverantwortung von EE-Anlagen im Kontext nationaler EE-Förderregime

In allen untersuchten Ländern wurden seit den frühen 2000er Jahren verschiedene Förderinstrumente für PV- und Windenergieanlagen eingeführt und im Laufe der Zeit angepasst und fortentwickelt. Die detaillierten Regelungen differieren zwischen den einzelnen Ländern, verschiedenen Technologien sowie unterschiedlichen Anlagengruppen, beispielsweise in Abhängigkeit von Grösse oder Alter. In manchen Fällen umfassen diese Instrumente, welche komplett ausserhalb des Strommarkts verbleiben und dementsprechend keinen unmittelbaren Einfluss auf das Bilanzmanagement haben, wie z.B. Investitionszuschüsse, steuerliche Anreize, Herkunftsnachweise, Grünstromzertifikate usw. Ungeachtet

der finanziellen Anreize müssen die entsprechenden Anlagenbetreiber in allen diesen Fällen im Strommarkt wie jeder vergleichbare Marktakteur auftreten und unterliegen denselben Regelungen für Bilanzmanagement und Ausgleichsenergie wie diese auch.

Zur Vergütung des erzeugten Stroms wurden in allen untersuchten Ländern in den frühen 2000er die ersten flächendeckenden Förderinstrumente für PV- und Windenergieanlagen eingeführt. Am weitesten verbreitet war zunächst das Modell einer (festen) **Einspeisevergütung**. Der Anlagenbetreiber erhält hierbei für den eingespeisten Strom eine vorab definierte Vergütung. Für die Zwecke dieser Studie ist es dabei unerheblich, ob es sich um einen klassischen Einspeisetarif (FiT) handelt, bei denen die Vergütung häufig für die gesamte Lebensdauer der Anlage vorab festgelegt war, oder aber ob die Vergütung jährlich, quartalsweise, monatlich oder noch häufiger angepasst werden. Entscheidend ist, dass der Betreiber nicht selbst für die Vermarktung des erzeugten Stroms verantwortlich ist und keine Verpflichtung für die Prognose der Einspeisung und den Bilanzausgleich trägt. In diesem Sinne umfasst dieses Modell somit auch mögliche Varianten für Prosumer mit Eigenverbrauch, bei denen nur die Überschuss- oder Nettoproduktion abgenommen und vergütet wird.

Hinsichtlich der Bilanzverantwortung gibt es bei diesem Modell im Wesentlichen zwei Optionen:

- In einigen Ländern obliegt diese Aufgabe einer zentralen Instanz, in der Regel entweder dem Übertragungsnetzbetreiber (bspw. Deutschland) oder einer speziell eingerichteten Bilanzgruppe bzw. Abwicklungsstelle (bspw. Österreich). Die anfallenden Kosten für Ausgleichsenergie werden in diesem Falle vollständig sozialisiert. Der Ausgleichsenergiepreismechanismus kann damit keine Anreizwirkung zur Bilanztreue auf die unter dieses Förderregime fallenden EE-Anlagen entfalten.
- In den übrigen Vergleichsländern nimmt der Stromlieferant des Betreibers die EE-Anlage in seine Bilanzgruppe auf und übernimmt damit die Bilanzverantwortung. Steht der Stromlieferant im Wettbewerb, hat dieser grundsätzlich einen Anreiz seine Ausgleichsenergiekosten zu optimieren.

In der Schweiz wird die feste Einspeisevergütung heute in der Regel nur noch Kleinanlagen oder Altanlagen gewährt. Die Bilanzverantwortung obliegt hierbei, je nach Anlage, entweder die Bilanzgruppe für erneuerbare Energien oder der als Stromlieferant bzw. Grundversorger auftretende Verteilnetzbetreiber.

Ab den 2010er Jahren wurden zunehmend marktorientierte Förderinstrumente in Form sog. **Contracts for Difference (CfDs)** eingeführt, oft auch als (gleitende) Marktprämie, die sich mittlerweile zum Standard für grössere Anlagen entwickelt haben. Grundlage von CfDs ist ein Referenzpreis, der die wirtschaftlich notwendige Vergütung für die Stromerzeugung darstellt und sich aus der Technologie, Leistungsklasse oder auf Basis weiterer Merkmale der förderfähigen Anlage ergibt. Der Referenzpreis wird in der Regel für die gesamte Laufzeit eines CfD festgeschrieben. Grundsätzlich kann zwischen zwei Arten CfDs unterschieden werden:

- Bei einem **einseitigen CfD**, häufig auch als **Marktprämie** bezeichnet, erhält der Betreiber eine Ausgleichszahlung, wenn der Marktpreis unter dem Referenzpreis liegt. Liegt der Marktpreis darüber, darf der Betreiber den Mehrerlös einbehalten.
- Ein **zweiseitiger CfD** funktioniert symmetrisch: Der Betreiber erhält eine Zahlung, wenn der Marktpreis unter dem Referenzpreis liegt, muss aber eine Rückzahlung leisten, wenn der Marktpreis darüber liegt.

Da sich die Ausgleichszahlung am Marktpreis von PV- bzw. Windstrom orientiert und nicht am vom Betreiber erzielten Erlös, hat der Betreiber einen Anreiz, seine Vermarktung im Grosshandelsmarkt zu optimieren und seine Ausgleichsenergie zu minimieren. Charakteristisch für diese Förderinstrumente ist hierbei das Prinzip der **Direktvermarktung**, bei dem die Anlagenbetreiber selbst für die Vermarktung der erzeugten Strommengen verantwortlich sind. Auch die Verantwortung für den Bilanzausgleich liegt in diesem Falle beim Anlagenbetreiber (wobei die Übertragung an einen Dritten häufig möglich ist). Im Gegensatz zur o.g. Einspeisevergütung sind im Rahmen eines CfD geförderten Betreiber damit den Risiken und Anreizen des Bilanzmanagement und des Ausgleichsenergiepreises ausgesetzt.

Basierend auf diesen Vorbemerkungen gibt Tabelle 24 einen Überblick über die in den betrachteten Ländern verwendeten Vergütungssysteme für variable erneuerbare Energien. Kleinanlagen, wie insbesondere PV-Aufdachanlagen, verkaufen ihren Strom überall zu Einspeisevergütungen, in der Regel an ihren Stromlieferanten, teilweise aber auch an den örtlichen VNB (z.B. in Deutschland). In vielen Fällen wird der eingespeiste Strom zu gesetzlich oder behördlich festgelegten Preisen vergütet, in Ländern wie Grossbritannien oder Schweden sind die Stromlieferanten hierbei komplett frei in ihrer Preisgestaltung. Hinsichtlich der Bilanzverantwortung lassen sich, wie bereits erwähnt, zwei grundlegende Ansätze unterscheiden:

- In den meisten Ländern obliegt die Bilanzverantwortung dem jeweiligen Stromlieferanten, der auch die Überschuss- oder Nettoproduktion vom Betreiber kauft.
- In Deutschland und Österreich ist die Bilanzverantwortung dagegen zentralisiert. Während in Österreich hierfür die ÖMAG verantwortlich ist, liegt die Bilanzverantwortung in Deutschland bei den ÜNBs.

In der Schweiz schliesslich gilt eine Mischform. Gemäss Art. 27 EnFV ist für Prosumer mit Lastgangmessung und automatischer Datenübermittlung bzw. einem intelligentes Messsystem, welche ihre Elektrizität zum Referenz-Marktpreis einspeisen, die Bilanzgruppe für erneuerbare Energien zuständig, für alle anderen entsprechenden Prosumer dagegen der lokale Netzbetreiber, der als Grundversorger für Strom fungiert.

Tabelle 24: Vergütungssysteme und Bilanzverantwortung für variable erneuerbare Energien (Stand Ende 2024)

	CH	AT	BE	DE	FR	ES	GB	SE
Kleinanlagen								
Vergütung	EV	EV	EV	EV	EV	EV	EV	EV
Bilanzverantwortung	Zentral ^(a) oder Lieferant ^(b)	Zentral (ÖMAG)	Lieferant	Zentral (ÜNB)	Lieferant	Lieferant	Lieferant	Lieferant
Grossanlagen								
Vergütung	Zweiseitiger CfD	Zweiseitiger CfD ^(c)	Zweiseitiger CfD	Einseitiger CfD	Zweiseitiger CfD	Zweiseitiger CfD	Zweiseitiger CfD	-
Bilanzverantwortung	Betreiber	Betreiber	Betreiber	Betreiber	Betreiber	Betreiber	Betreiber	Betreiber

Gelb schattiert - Änderungen während des Betrachtungszeitraums; EV = Einspeisevergütung

Übersicht ohne Berücksichtigung von Investitionszuschüssen, Steuervorteile, Herkunftsnachweisen, Zertifikaten usw.

^(a) – Anlagen von Prosumer mit registrierender Lastgangmessung (RLM) und Vergütung zum Referenz-Marktpreis; ^(b) – Anlagen von Prosumer mit Abrechnung auf Basis von Standardlastprofilen (SLP) und Vergütung zum Referenz-Marktpreis; ^(c) – Verpflichtend ab 2022

(Neue) Grossanlagen werden umgekehrt in allen Ländern, mit Ausnahme Schwedens, grundsätzlich auf Grundlage zweiseitiger CfDs oder Marktprämien vergütet. Die entsprechenden Anlagen unterliegen damit der Direktvermarktung und der Bilanzverantwortung. Obwohl dies aus Tabelle 24 nicht ersichtlich ist, sei der Vollständigkeit halber angemerkt, dass ältere Bestandsanlagen in diversen Ländern weiterhin zu festen Einspeisetarifen vergütet werden und damit nicht der Bilanzverantwortung unterliegen, in der Regel aber mit der Option zum Wechsel in die Direktvermarktung. Schweden schliesslich stellt eine Ausnahme dar, da Grossanlagen weder von einer Einspeisevergütung noch von CfDs oder ähnlichen Instrumenten profitieren. Zwar werden entsprechende Projekte z.B. durch Grünstromzertifikate gefördert, doch sind sie vollständig eigenverantwortlich für die Vermarktung ihrer Produktion im Strommarkt.

Insgesamt entsprechen die Gegebenheiten in der Schweiz mit Blick auf die Bilanzverantwortung für variable erneuerbare Energien damit grundsätzlich den Regelungen in allen anderen betrachteten Ländern. Konkret unterliegen Grossanlagen prinzipiell der Bilanzverantwortung und damit auch den allgemeinen Anreizen zur Vermeidung von Abweichungen im Rahmen der Bepreisung von Ausgleichsenergie.

Im Falle von Kleinanlagen wird die Bilanzverantwortung dagegen entweder auf die Lieferanten oder eine von einer zentralen Instanz geführte Bilanzgruppe für erneuerbare Energien übertragen. Unter der Annahme, dass die Lieferanten ihrerseits ebenfalls der regulären Bilanzverantwortung unterliegen, kann daher davon ausgegangen werden, dass diese klare Anreize zur Reduzierung von Ausgleichsenergie haben. Im Falle der Schweiz bestehen aufgrund der unvollständigen Marktöffnung allerdings Zweifel bezüglich der Wirksamkeit dieser Anreize, weshalb dieser Aspekt in Abschnitt 3.6 separat diskutiert wird.

Die Alternative einer Übertragung der Bilanzverantwortung an eine zentrale BG ist dagegen potenziell kritisch zu sehen. So ist davon auszugehen, dass diese BG sämtliche Kosten erstattet bekäme und diese letztendlich sozialisiert würden, einschliesslich der Kosten für Ausgleichsenergie. Dies könnte grundsätzlich dazu führen, dass die direkten Anreize zur Minimierung der entstehenden Kosten abgeschwächt werden. In welchem Ausmass dieses Risiko tatsächlich zum Tragen kommt, hängt jedoch massgeblich von der konkreten Ausgestaltung der Vorgaben, den Anreizmechanismen und der regulatorischen Aufsicht ab, so dass keine generelle Aussage über die Wirksamkeit oder Zweckmässigkeit eines solchen Modells möglich ist.

Im Rahmen dieser Studie konnte entsprechende Effekte in Ländern mit zentralisierten Strukturen – namentlich Deutschland und Österreich – jedoch nicht beobachtet werden: Beide Märkte weisen trotz eines höheren Anteils kleinteiliger PV-Erzeugung deutlich geringere Regelenergieabrufe auf, was auf ein effektives Bilanzmanagement in beiden Ländern hindeuten könnte⁴⁸. Diese Beobachtung relativiert das oben genannte Risiko und unterstreicht die Bedeutung einer sorgfältigen regulatorischen Ausgestaltung. Zum Beispiel im Falle der deutschen ÜNB erscheint dieser Punkt als weniger relevant, da diese schon aus eigenem Interesse an der Minimierung von Ausgleichsenergie interessiert sein sollten.

Ein wesentlicher Vorteil einer zentralisierten Verwaltung läge in der Professionalisierung der entsprechenden Verwaltungs- und Steuerungsprozesse. Dies gälte insbesondere für die Erstellung von Produktionsprognosen für kleine PV-Anlagen. In einer zentral organisierten Struktur können Prognosen u.a. aufgrund von Portfolioeffekten typischerweise mit höherer methodischer Qualität erstellt werden, als dies in kleineren, dezentralen Einheiten mit begrenzten personellen und technischen Mitteln möglich wäre. Eine bessere Prognosegüte trägt wiederum zu einer Reduktion von Ausgleichsenergie und damit potenziell zu einer Senkung der Gesamtkosten bei.

3.5.3 Freiwillige Übertragung der Bilanzverantwortung auf Dritte

In der Frühphase des Markthochlaufs von erneuerbaren Energien wurde die Bilanzverantwortung für Anlagen sehr unterschiedlich geregelt (siehe Tabelle 24). Je Ausgestaltung lag sie entweder beim Lieferanten, den (Übertragungs-) Netzbetreibern oder einer eigens eingerichteten Abwicklungsstelle. In Folge des starken Zubaus erneuerbarer Energien kamen Anfang der 2010er Jahre zunehmende Forderungen auf, erneuerbare Energien grundsätzlich für ihren eigenen Bilanzausgleich verantwortlich zu machen⁴⁹. Diese Forderung fand auf europäischer Ebene in der EU-Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem von 2017⁵⁰ und dem Clean Energy Package 2019⁵¹ Berücksichtigung.

⁴⁸ Allerdings ist zu berücksichtigen, dass in beiden Ländern zudem ein Ein-Preis-System gilt, ein Ausgleich also auch durch andere BG erfolgen kann. Zudem lassen sich aus der Betrachtung der Mengen nur Aussagen über die Effektivität, nicht jedoch die Effizienz des Bilanzmanagements treffen.

⁴⁹ Vgl. ENTSO-E (2011)

⁵⁰ Vgl. Verordnung (EU) 2017/2195

⁵¹ Vgl. Verordnung (EU) 2019/943

Mit der Einführung wettbewerblicher Fördermechanismen und der Verpflichtung zur Direktvermarktung haben sich in allen Ländern zunehmend Dienstleister etabliert, die Betreibern von EE-Anlagen die Vermarktung ihres erzeugten Stroms abnehmen (sog. Direktvermarkter, Aggregatoren oder Virtuelle Kraftwerke). Ihr Geschäftsmodell besteht darin, das Stromangebot mehrerer Anlagen zu poolen und gebündelt an den Strommärkten zu veräußern. Die Direktvermarkter übernehmen in der Regel auch die Bilanzverantwortung und damit die Prognose der Stromerzeugung, den Ausgleich an den Intraday-Märkten und die Verpflichtungen im Rahmen der Ausgleichsenergie.

Derartige Regelungen und Angebote sind mittlerweile in allen betrachteten Ländern zu finden, doch unterscheiden sich die detaillierten Regelungen, die Angebote im Markt und der Kreis der Anbieter deutlich. Eine detaillierte Untersuchung würde den Rahmen dieser Studie übersteigen. Nachfolgend gehen wir daher kurz auf die grundlegende Rolle und das Geschäftsmodell der Direktvermarkter insbesondere für PV-Aufdach-Anlagen in mehreren Ländern ein, um wesentliche Unterschiede zwischen diesen Ländern sowie zur Schweiz herauszuarbeiten:

- In Deutschland sind mehr als 50 Direktvermarkter aktiv, darunter grosse, international tätige Unternehmen (z.B. EnBW, Next Kraftwerke, Engie, E.ON, Statkraft, BKW), viele mittelgrosse und auch kleine Firmen, darunter etliche Stadtwerke und Regionalversorger. Nach einer Auswertung vom August 2025⁵² waren 41 Direktvermarkter für knapp 93 GW an Wind- und Solaranlagen verantwortlich, wobei die Grösse der Portfolios zwischen 7 MW und mehr als 10 GW variierte. Viele dieser Direktvermarkter konzentrieren sich jedoch ausschliesslich auf grosse Anlagen im MW-Bereich konzentrieren. Etliche Anbieter bieten ihre Dienstleistungen für PV-Anlagen mit mindestens 100 kW_{peak} an (Pflicht zur Direktvermarktung), es gibt jedoch auch Angebote für sehr kleine Anlagen unterhalb 10 kW_{peak} im Markt.
- Auch in Österreich existieren neben den grossen EVU und grossen internationalen Anbietern (wie Next Kraftwerke) verschiedene kleinere und lokale Anbieter, welche eine Direktvermarktung auch für Kleinanlagen anbieten, in der Regel kombiniert mit einer Stromlieferung für den Verbrauch der Prosumer.
- In Grossbritannien existieren dagegen zwei komplett unterschiedliche Marktsegmente. Auf der einen Seite Anlagenbetreiber, Produzenten und Händler, die auf die Direktvermarktung von Grossanlagen spezialisiert sind. Daneben sind alle Lieferanten mit mindestens 150.000 Haushaltskunden verpflichtet, kleinen PV- und Wind-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 5 MW im Rahmen des sog. «Smart Export Guarantee» (SEG) Programms eine Einspeisevergütung anzubieten und die Bilanzverantwortung zu übernehmen⁵³. Die Liste der Direktvermarkter für Kleinanlagen ist daher im Wesentlichen identisch mit den grossen Lieferanten, ergänzt durch einige wenige weitere Firmen. Zudem fokussieren sich die alternativen Anbieter, wie beispielsweise Octopus Energy, vor allem auf Konsumenten mit lokaler Flexibilität (z.B. EV, Heimspeicher) denn auf PV.
- Auch in Belgien gibt es neben den Direktvermarktern für Grossanlagen und der verpflichtenden Abnahme von Überschuss- oder Nettoproduktion durch den lokalen Grundversorger eine Vielzahl von Angeboten alternativer Stromlieferanten.

Die Verhältnisse in Frankreich, Spanien und Schweden sind grundsätzlich vergleichbar. Aufgrund des viel niedrigeren Anteils der Klein-PV sind die entsprechenden Angebote allerdings weit weniger entwickelt.

Im Vergleich zur Schweiz ist hierbei insbesondere ein wesentliches Merkmal herauszustellen. So obliegen die Pflicht zur Zahlung der Einspeisevergütung und damit auch die Bilanzverantwortung in den meisten Fällen dem Stromlieferanten. Wie die vorgestellten Beispiele zeigen, gilt dies aber in den meisten Fällen für die freiwillige Übernahme der Bilanzverantwortung, d.h. diese ist in den meisten Fällen unmittelbar an einen alternativen Stromliefervertrag gebunden. In Deutschland und Österreich gibt es prinzipiell die Möglichkeit einer Trennung der Bilanzverantwortung von der Stromlieferung, doch wird diese Option für die Vermarktung dezentraler Flexibilitäten genutzt. Für die Einspeisung aus kleineren PV-Anlagen bestehen Anbieter dennoch in der Regel auf einem Stromliefervertrag. Dies nicht zuletzt deshalb, weil nur

⁵² ZfK (2025)

⁵³ Vgl. Ofgem (2025)

dies es erlaubt, die Kosten der Direktvermarktung durch Margen aus dem Stromverkauf zu kompensieren, ohne deutlich höhere Bewirtschaftungsentgelte fordern zu müssen.

Diese Beobachtungen sind insofern entscheidend, also die Endkundenmärkte in allen anderen Ländern zu 100% liberalisiert sind und sämtliche Endverbraucher berechtigt sind, den Lieferanten zu wechseln. Aufgrund der beschränkten Marktöffnung in der Schweiz ist die in Grossbritannien und den EU-Staaten gängige Praxis der Kopplung an alternative Stromanbieter damit eingeschränkt. Die neuen lokalen Vermarktungsoptionen über Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) und lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) stellen die derzeitigen Ausnahmen dar, die nach Schweizer Recht möglich sind.

3.5.4 Verpflichtende Steuerung der Einspeisung

Spätestens mit dem wachsenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien haben sich in allen betrachteten Ländern Mechanismen etabliert, die eine verpflichtende Steuerung der Einspeisung durch Netzbetreiber ermöglichen. Diese Eingriffe erfolgen typischerweise in Situationen von Netzengpässen oder einer massiven Beeinträchtigung der Systembilanz, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Grundlage sind gesetzliche Vorgaben, Förderbestimmungen oder Netzanschlussregeln, die den Anlagenbetreiber verpflichten, eine technische Steuerung durch den Netzbetreiber zu ermöglichen, damit dieser im Bedarfsfall die Einspeiseleistung ganz oder teilweise reduzieren kann. Während die konkrete Ausgestaltung variiert, ist das Prinzip einheitlich: Betreiber müssen sicherstellen, dass ihre Anlagen auf externe Signale reagieren können, um Überlastungen zu vermeiden und die Integration hoher EE-Anteile zu ermöglichen. Abhängig von Ursache und Umfang entsprechender Eingriffe werden die betroffenen Anlagenbetreiber für ihre entgangenen Erlöse sowie entstehende Bilanzabweichungen entschädigt.

In der Praxis sind diese Regelungen überwiegend für das Engpassmanagement relevant, sei es in Form von Redispatch oder einfacher Abregelungen. Eine Abregelung zur Gewährleistung einer ausgeglichenen Systembilanz stellt dagegen überall eine nicht-marktliche Notfallmassnahme dar, die nur im Falle einer akuten Gefährdung der Systemstabilität eingesetzt wird.

Kappung der Einspeiseleistung

Aus dem Kreis der Begleitgruppe wurde ferner die Kappung der Einspeiseleistung von PV-Anlagen als eine weitere Massnahme genannt. Ab dem 1. Januar 2026 verfügen die Schweizer Netzbetreiber über das Recht, die Flexibilität aus dem Einspeisemanagement zu nutzen. Dadurch können sie die Produktion von Anlagen ohne Entschädigung um bis zu 3 % begrenzen, wie in der Stromversorgungsverordnung (StromVV; SR 734.71) festgelegt. Eine Branchenempfehlung des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE)⁵⁴ schlägt vor, diese für PV-Anlage durch eine Begrenzung der Einspeisung auf 70 % der Nennleistung der Anlage umzusetzen. Mit dieser Empfehlung würde sichergestellt, dass der zulässige Produktionsverlust von 3 % bei über 99 % einer PV-Anlagen unterhalb von 1'200 m Höhe nicht überschritten wird.

Die Kappung der maximalen Einspeiseleistung kann in der Tat zu einer Verringerung der möglichen Abweichungen beitragen, da diese nur noch einem aus Bereich zwischen 0% und 70% der Modulleistung resultieren und nicht mehr von bis zu maximal 100%. Aus Sicht von DNV sprechen allerdings verschiedene Gründe dafür, dass die Auswirkungen dieser Massnahme insbesondere kurz- bis mittelfristig als eher begrenzt einzuschätzen sind:

⁵⁴ Vgl. VSE/AES/NRE (2025)

- Die wesentliche Motivation für die Einführung der 3-Prozent-Regel in der Schweiz, und ähnlicher Regelungen beispielsweise in Deutschland, beruht auf der Begrenzung der Mittagsspitzen bzw. allgemein der maximalen Einspeiseleistung, der hieraus resultierenden Entlastung der Stromnetze und damit der Vermeidung von Engpässen. Diese Wirkungen beziehen sich aber alleine auf die tatsächliche Einspeisung und stehen in keinem direkten Zusammenhang mit der durch diese Anlagen verursachten Ausgleichsenergie, welche wiederum durch Prognosefehler verursacht wird.
- Wie erläutert, kann die Kappung der PV-Anlagen in der Spitze tatsächlich dazu führen, dass Abweichungen von bis 30% der Modulleistung vermieden werden. Die Anzahl der Stunden, in denen PV-Anlagen in diesem Bereich produzieren, ist aber begrenzt. So beschränkt die 3-Prozent-Regel den zulässigen Produktionsverlust für die betroffenen Anlagen auf 3%. Dies bedeutet im Umkehrschluss aber auch, dass die mögliche Reduktion der Ausgleichsenergie sich nur auf relativ wenige Stunden beschränken dürfte⁵⁵.
- Hinzu kommt, dass die Prognosegüte der Solareinspeisung weder konstant noch proportional zur erwarteten Einspeisung ist. Vielmehr sind die grössten kumulierten Prognosefehler der regional verteilten Klein-PV in mittleren Leistungsbereichen bzw. bis in den Bereich der für die 3%-Regel relevanten Leistungswerte zu erwarten (vgl. Abbildung 51). Situationen mit sehr hohen Einspeiseleistungen der Gesamtheit der in der Schweiz installierten PV-Anlagen sind dagegen regelmässig nur an sehr sonnigen Tagen mit geringer Wolkenbedeckung zu erwarten, die, von Ausnahmen abgesehen, zu einer eher hohen Prognosegüte führen⁵⁶.

Hinzu kommt, dass der VSE die Anwendung der 70-Prozent-Regel nur für Neuanlagen empfiehlt. Obwohl dies laut Gesetz auch für bestehende Anlagen möglich wäre, erscheint es daher nicht unwahrscheinlich, dass die positiven Auswirkungen der 3%-Regel nur anteilig zum weiteren Ausbau der PV zum Tragen kommen.

⁵⁵ Nach VSE/AES/NRE (2025) ist davon auszugehen, dass PV-Anlagen, deren Produktionsverluste aufgrund der Abregelung unter 3% liegen, weniger als 200 Stunden pro Jahr in der Nähe der Leistungsgrenze produzieren.

⁵⁶ Entscheidend ist hierbei die regionale Durchmischung des über die Schweiz verteilten Anlagenbestands. Auf lokaler Basis sowie für einzelne Anlagen ist eine deutlich höhere Reduktion der Abweichungen zu erwarten.

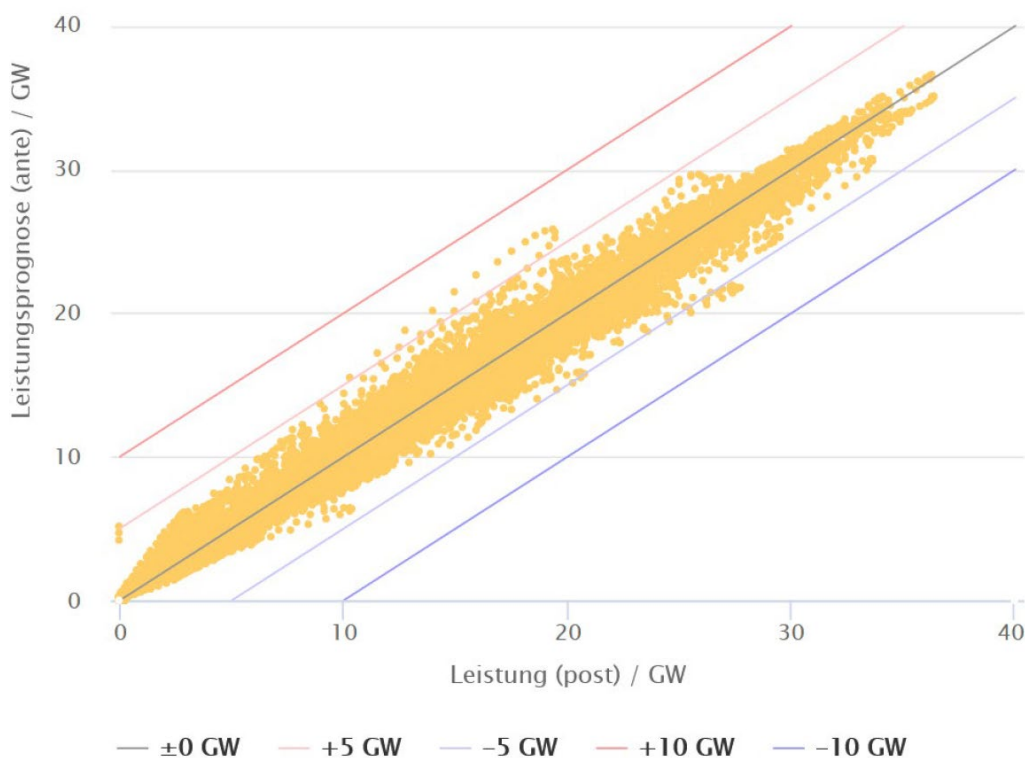


Abbildung 51: Relation zwischen PV-Produktion und PV-Prognose in Deutschland

Anmerkung: Ende 2021 betrug die installierte Leistung knapp 60 GW, davon ca. 2/3 Aufdachanlagen

Quelle: ISE (2026), Ergänzung durch DNV

3.6 Weitere mögliche Ansätze zur Stärkung der Anreize für Bilanztreue

Die in Abschnitt 3.3.5 besprochenen Ansätze zur Fortentwicklung des Intraday-Marktes fokussieren vor allem auf eine Steigerung des Angebots sowie einer möglichen Senkung der Transaktionskosten. Mit Blick auf die Handelsmengen im Zeitraum vor 2018 und der verfügbaren flexiblen Wasserkraftwerke in der Schweiz erscheint es allerdings plausibel davon auszugehen, dass bereits heute prinzipiell ausreichende Angebotspotenziale auf der Angebotsseite verfügbar sein sollten. Diese Einschätzung wird auch durch die Beobachtung gestützt, dass Schweizer Marktakteure offenbar in einem erheblichen Ausmass am Intraday-Markt im europäischen Ausland partizipieren (vgl. Abschnitt 3.3.3).

Umgekehrt legen die Analysen in Kapitel 2 nahe, dass ein erheblicher Teil der Schweizer BGV nicht oder nicht ausreichend auf die Anreize zum Bilanzausgleich in Form sehr hoher Preisaufschläge für Ausgleichsenergie reagiert. So waren die Preise für Ausgleichsenergie in der Schweiz im Jahr 2024 auch im internationalen Vergleich extrem hoch. Es erscheint daher unwahrscheinlich, dass eine weitere Verschärfung der Preissignale, sprich noch höherer Ausgleichsenergiepreise, gerechtfertigt und ökonomisch sinnvoll wäre.

Ohne weitergehende Analysen des Intraday-Marktes kann natürlich umgekehrt nicht ausgeschlossen werden, dass fehlende Reaktion der BGV auf fehlende oder unzureichende Angebote im Intraday-Markt zurückzuführen war⁵⁷. Angesichts der aussergewöhnlich hohen Ausgleichsenergiepreise würde dies aber bedeuten, dass mögliche Anbieter, d.h. vorwiegend Schweizer Produzenten, nicht willens oder in Lage gewesen wären, auf regelmässige Gebote mit einem

⁵⁷ So zeigen vereinzelte Prüfungen z.B., dass einer der Fälle mit einem extrem hohen Abruf von RE im ersten Halbjahr 2024 mit einer Situation zusammenfiel, in der offenbar über mehrere Jahre kein Handel im stündlichen Intraday-Handel stattfand. Ohne Zugang zu den entsprechenden Geboten ist es jedoch nicht möglich, eine definitive Aussage darüber zu treffen, ob dies auf fehlende Nachfrage und/oder fehlendes Angebot zurückzuführen war.

Spread von mehr als 100 €/MWh im Vergleich zum Marktpreis im Day-Ahead zu reagieren. Dies erscheint aus Sicht von DNV als wenig wahrscheinlich.

Diese Überlegungen führen zu der Vermutung, dass zumindest ein Teil der BGV ungeachtet sehr hoher Kosten nicht oder zumindest nicht ausreichend reagiert und mögliche Gegenmassnahmen wie z.B. die Nutzung des Intraday-Markts nur unzureichend nutzt. In diesem Zusammenhang verweisen wir auf eine weitere Beobachtung in Abschnitt 2.4.2, dass offenbar eine Korrelation zwischen Situationen mit einem (sehr) hohen Überschuss der Regelzone mit entsprechenden Prognosefehlern für Solarenergie korrelieren. Dies wiederum führt zu der Vermutung, dass diese Abweichungen zu einem erheblichen Teil auf unzureichende Reaktionen der betroffenen Marktakteure zurückzuführen sind. Aufgrund der Struktur der installierten PV-Leistung dürfte es sich hierbei überwiegend um Kleinanlagen gem. Art. 15 Abs. 2 EnG handeln, deren Bilanzverantwortung beim lokalen Lieferanten bzw. VNB liegt.

Wie in Abschnitt 3.6 erläutert, entspricht der Ansatz, dass die Bilanzverantwortung für Aufdach-PV-Anlagen dem Stromlieferanten übertragen wird, grundsätzlich den Regelungen in den meisten anderen betrachteten Ländern. Dennoch liegt der Abruf von Regelenergie in der Schweiz signifikant höher als in den meisten anderen Märkten.

In diesem Zusammenhang ist noch zu berücksichtigen, dass der Endverbrauchermarkt in der Schweiz, im Gegensatz zur EU und Grossbritannien, nur teilweise geöffnet ist. In der Schweiz haben Konsumenten mit einem Verbrauch bis 100 MWh pro Jahr nicht das Recht, ihren Stromlieferanten selbst zu wählen.⁵⁸ Die mehr als 600 lokalen EVU stehen untereinander also nur begrenzt zueinander im Wettbewerb, denn fast zwei Drittel des gesamthaft gelieferten Stroms in der Schweiz entfallen auf Konsumenten ohne Wechselrecht.⁵⁹ Die Stromtarife für die Kundengruppe mit einer jährlichen Abnahme von bis zu 100 MWh sind zwar reguliert, doch die Kosten für Ausgleichsenergie sind ausdrücklich Bestandteil der Kosten für die Energiebeschaffung und werden zur Begründung von Tarifierhöhungen genannt.⁶⁰ Die Anreizwirkung der Ausgleichsenergiepreissystematik greift damit nur bedingt, da ein Grossteil der Kosten an die Konsumenten weitergegeben werden kann und sich nicht in der Rentabilität VNB widerspiegelt.

In der EU sind die Endverbrauchermärkte für Strom dagegen schon seit langem vollständig liberalisiert. Ein dort im Wettbewerb stehender Lieferant hat folglich einen klaren Anreiz, aktiv Massnahmen zur Reduzierung seiner Ausgleichsenergiekosten zu ergreifen. Denn gelingt es ihm, diese zu senken, erhöht sich seine Marge und damit seine Wettbewerbsposition. Eine hohe Marktkonzentration oder Wechselhürden für Konsumenten können die Anreizwirkung natürlich abschwächen. In den untersuchten Ländern ist die Wettbewerbssituation sehr heterogen. So lagen die jährlichen Wechselraten von Haushaltskunden zwischen 2021 und 2023 in Österreich zwischen 2,3 % und 3,8 %, in Belgien und Spanien jedoch teilweise bei über 20 %⁶¹. Bei Nicht-Haushaltskunden sind laut ACER/CEER im Mittel höhere Wechselraten zu beobachten, da Gewerbe- bzw. Industriekunden ihren Energiebezug aktiver managen.

Grundsätzlich ist die Wettbewerbssituation bei Haushaltskunden auch in den EU-Staaten weniger kompetitiv und ein erheblicher Anteil verbleibt in der sog. Grundversorgung mit in der Regel höheren Tarifen. Dennoch haben auch Lieferanten in der Grundversorgung ebenso wie andere Bilanzgruppenverantwortliche, ein Interesse daran, Ausgleichsenergie zu vermeiden, um ihre Profitabilität zu maximieren. So können die Kosten der Ausgleichsenergie zwar theoretisch an die Konsumenten weitergegeben werden, doch führt dies bei gleichbleibenden Tarifen zu einer Verringerung der eigenen Margen. Zwar können Grundversorger dem durch eine Erhöhung ihrer Tarife begegnen, doch erhöht das Risiko eines erhöhten Kundenwechsels aus der Grundversorgung mit ihren generell höheren Margen in den allgemeinen Markt. Auch Lieferanten in der Grundversorgung müssen insofern die positiven Effekte höherer Preise gegenüber dem Verlust von Konsumenten und mit diesen erzielten Margen abwägen.

Angesichts der fehlenden Marktöffnung in der Schweiz sind die Verhältnisse in den anderen betrachteten Ländern daher insofern nicht vergleichbar.

⁵⁸ Vgl. EICOM (2025).

⁵⁹ Vgl. ebd.

⁶⁰ Vgl. EWS AG (2025).

⁶¹ Vgl. ACER & CEER (2024).

Als Alternative zur Steigerung der Bilanztreue wären z.B. die folgenden Ansätze denkbar:

- Ein Ansatz wäre die Einführung von zusätzlichen monetären Instrumenten, um auch Lieferanten im nicht geöffneten Markt effektiv den Ausgleichsenergieisiken auszusetzen. Dies würde darauf hinauslaufen, eine vollständige und unbegrenzte Weiterverrechnung der entsprechenden Kosten an die Konsumenten zu vermeiden. Dies würde jedoch auf eine deutlich aktivere und schärfere regulatorische Kontrolle der VNB hinauslaufen und es wäre sicher zu stellen, dass die entsprechenden Kosten nicht dennoch, direkt oder indirekt, auf die Endkunden übergewälzt würden.
- Alternativ wäre es denkbar, Umfang und Kosten der Ausgleichsenergie in die sog. Sunshine-Regulierung mit aufzunehmen⁶². Konkret würde dies bedeuten, die bisherigen Indikatoren durch relevante Kenngrößen für den Bereich der Ausgleichsenergie zu ergänzen, wie z.B. Volumen und Kosten der Ausgleichsenergie (differenziert nach AE short und long). In Übereinstimmung mit den Prinzipien der Sunshine-Regulierung könnten die Veröffentlichung dieser Kennwert und der damit ermöglichte Vergleich mit vergleichbaren Netzbetreibern helfen, wirksame Anreize für eine aktivere Bewirtschaftung der Bilanzgruppen, der Reduzierung der Ausgleichsenergie sowie einer verbesserten Prognosegüte zu schaffen.
- Ferner könnte die Verantwortung für das Bilanzmanagement für Kleinanlagen erneut einer zentralen Stelle wie der Bilanzgruppe für erneuerbare Energien übertragen und die entsprechenden Kosten proportional auf alle betroffenen Lieferanten umgelegt werden, analog zu den Verhältnissen in Deutschland oder Österreich. Konkret würde dies darauf hinauslaufen, die Regelungen gemäss Art. 27 EnFV auch auf diejenigen Prosumer auszuweiten, deren Einspeisung aktuell durch den lokalen Netzbetreiber abgenommen wird. Statt einer Dezentralisierung und zunehmenden Marktintegration der Kleinanlagen würde dies eine weitgehende Zentralisierung bedeuten und zudem voraussichtlich Anpassungen von Gesetzen und/oder Verordnungen erfordern. Ein solcher Ansatz könnte jedoch aufgrund der zentralisierten Struktur auch zu einer höheren Prognosequalität beitragen und damit den Bedarf an Ausgleichsenergie reduzieren.
- In anderen Ländern besteht bei schwerwiegenden und wiederholten Verstößen gegen die eigenen Verpflichtungen, wie ausreichender Bemühungen zur Bilanztreue, ein temporärer oder endgültiger Ausschluss vom Strommarkt. Eine derartige Massnahme wäre, sofern sie als reale Möglichkeit bzw. Risiko betrachtet würde, voraussichtlich sehr effektiv, würde allerdings ausreichende Vorkehrungen für ein entsprechendes Monitoring bzw. zum Nachweis entsprechender Pflichtverletzungen erfordern. Kritisch ist aus Sicht von DNV aber vor allem, dass die Durchsetzung einer derartigen Massnahme gegen einen lokalen VNB in der Grundversorgung wahrscheinlich nur schwer umzusetzen wäre, was umgekehrt die Glaubwürdigkeit und damit Wirksamkeit dieser Massnahme untergraben würde.

In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass jeder BGV mit Messpunkten gemäss Ziffer 4.2 der Allgemeinen Bilanzgruppenvorschriften der Swissgrid⁶³ seit 2025 dazu verpflichtet ist, «eine Prognose für seine Last und Produktion zu erstellen und diese im Intraday mindestens einmal am Tag zu aktualisieren (inkl. Wochenende & Feiertage)» und «Die dadurch entstandenen Veränderungen in Bezug auf seine Position [...] entsprechend auszugleichen.» Die entsprechenden Pflichten werden auch in der ebenfalls 2025 verabschiedeten Branchenempfehlung des VSE zur Prognose von Produktion und Verbrauch erwähnt⁶⁴. In Verbindung mit dem Recht der Swissgrid, das Recht eines BGV zur Abgabe von Fahrplanmeldungen bei einer Verletzung schwerwiegender Vertragspflichten seines Bilanzgruppenvertrags zu sistieren⁶⁵, bestehen damit ggf. bereits heute Möglichkeiten, Verstöße gegen eine ausreichende Bilanztreue zu sanktionieren. Allerdings kann an dieser Stelle nicht beurteilt werden, inwieweit eine derartige Massnahme für kleinere VNB tatsächlich zulässig und auch praktisch umsetzbar wäre.

⁶² Vgl. Elcom (2026).

⁶³ Vgl. Swissgrid (2026).

⁶⁴ Vgl. VSE (2025a).

⁶⁵ Vgl. Swissgrid (2026), Ziffer 14.1.

In Summe wären die genannten Optionen daher entweder mit erheblichen Herausforderungen verbunden oder sind prinzipiell bereits heute gegeben. Am vielversprechendsten erscheint daher eine Einbeziehung der Bilanztreue bzw. der Ausgleichsenergie in die Sunshine-Regulierung der EICom, da diese voraussichtlich im Rahmen der bestehenden gesetzlichen Möglichkeiten und ohne grösseren Aufwand umgesetzt werden könnte.

3.7 Andere mögliche Ansätze und Instrumente

Neben den in den vorhergehenden Abschnitten diskutierten Regelungen und Massnahmen wurden im Rahmen der Abstimmung mit der Begleitgruppe noch die beiden Themen identifiziert, auf die im Folgenden kurz eingegangen wird:

- Förderung und Nutzung der Nachfragesteuerung (Flexibilität)
- Förderung von Batteriespeichern

Förderung und Nutzung der Nachfragesteuerung (Flexibilität)

Flexible dezentrale Anlagen, wie z.B. Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge oder auch Batterien («Heimspeicher», Kombination Wind/Solar und Batterie), können zum Ausgleich der Systembilanz beitragen. Zum einen durch die Bereitstellung von Regelleistung und -energie und ähnlicher Systemdienstleistungen, zum anderen durch die Nutzung für den eigenständigen Bilanzausgleich der betroffenen Anlagen bzw. Portfolien.

Die Nutzung nachfrageseitiger Flexibilität für die Bereitstellung von Regelleistung und -energie ist grundsätzlich als positiv einzustufen. In den meisten Ländern wurden im Laufe der letzten 15 Jahre daher verschiedene Massnahmen ergriffen, um eine Beteiligung verbraucherseitiger Flexibilitäten in den Reserve- und Regelleistungsmärkten zu fördern, entweder durch den Abbau von Marktzugangsbarrieren und/oder die Einführung spezifischer Produkte. Dementsprechend können entsprechende Anlagen in den meisten betrachteten Ländern bereits heute zur Bereitstellung und Lieferung von Sekundär- und Tertiärregelung beitragen. Nicht möglich ist dies Beteiligung von Konsumenten an der Sekundär- und Tertiärregelung gemäss einer kürzlichen Veröffentlichung von ENTSO-E⁶⁶ nur in Schweden und Spanien. Eine detaillierte Analyse ginge über den Umfang der aktuellen Studie hinaus, zudem wurden entsprechende Massnahmen bereits im Rahmen der kürzlich veröffentlichten Studie der EICom zum Marktdesign für Regelleistung und -energie diskutiert⁶⁷.

Die Nutzung nachfrageseitiger Flexibilitäten für den eigenständigen Bilanzausgleich ist grundsätzlich in den meisten Ländern ebenfalls möglich. In Spanien und Grossbritannien ist diese Möglichkeit jedoch insoweit eingeschränkt, dass der Regelleistungsmarkt in diesen Märkten auf dem Prinzip eines einheitlichen Dispatch mit einer definierten «Gate Closure» beruht, ein eigenständiger Bilanzausgleich in Echtzeit also grundsätzlich unerwünscht ist. Beispielsweise in Belgien, Deutschland und Österreich ist es Marktakteuren und Konsumenten dagegen explizit erlaubt, sich bis zum Echtzeitbetrieb innerhalb ihrer Bilanzgruppen gegenseitig zu optimieren und auszugleichen.

In vielen Fällen werden die entsprechenden Dienstleistungen durch sog. Aggregatoren oder Virtual Power Plants (VPP) angeboten. Allerdings ist es in den meisten Fällen schwierig, hierbei zwischen der externen Vermarktung und der internen Nutzung entsprechender Flexibilitäten zu differenzieren. In der Praxis beruht das Geschäftsmodell vieler Aggregatoren oder VPP zumindest formal primär auf der Vermarktung von Regelleistung und/oder -energie, insbesondere bei der in Deutschland oder Österreich möglichen Trennung zwischen Belieferung mit Strom, Bilanzverantwortung und der Vermarktung von Systemdienstleistungen auf unterschiedliche Akteure. Insbesondere im Falle von Kleinkunden fokussieren viele Anbieter, wie die bereits zuvor genannte Octopus Energy in Grossbritannien, dagegen auf einer Kopplung mit einem Stromliefervertrag und nutzen die verfügbaren Flexibilitäten damit auch zum Portfolio- und Bilanzmanagement.

⁶⁶ Vgl. ENTSO-E (2025).

⁶⁷ Vgl. Eicom (2025).

Förderung von Batteriespeichern

In vielen europäischen Ländern sind in den vergangenen Jahren eine Vielzahl von Grossbatterien gebaut worden, vor allem auch sog. Heimspeicher in Verbindung mit Aufdach-PV. Während Heimspeicher in vielen Ländern in Verbindung mit PV gefördert werden, wurden Grossspeicher generell nicht öffentlich gefördert. Allerdings wurden in einigen Ländern, wie z.B. Grossbritannien, spezifische neue Regelleistungsprodukte entwickelt und eingefügt, die in der Praxis fast ausschliesslich von Batterien erbracht werden können.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Herausforderungen in der Schweiz stellt sich die Frage, ob und inwieweit Investitionen in Grossbatterien oder Heimspeicher dazu beitragen könnten, den Umfang der residualen Ausgleichsenergie des Gesamtsystems zu reduzieren und/oder die Verfügbarkeit ausreichender Regelenenergie zu wettbewerblichen Preisen zu erhöhen.

Grundsätzlich würden beide Optionen zusätzliche Flexibilitäten schaffen, welche prinzipiell auch zur Vermeidung von Ausgleichsenergie und/oder der Bereitstellung von Regelenenergie genutzt werden könnten.

Für Grossbatterien sind die folgenden Punkte zu bedenken:

- Batterien sind aufgrund ihrer hohen Flexibilität sehr gut für die Erbringung von PRL und SRL geeignet, können aber auch zur TRL beitragen. In verschiedenen europäischen Ländern gehören Batterien daher heute zu den wichtigsten Anbietern von PRL, nehmen aber zunehmend auch an den Märkten für SRL und teilweise auch für TRL teil.
- Der wichtigste Treiber für die Teilnahme von Batterien in den entsprechenden Märkten sind in der Regel die Erlöse aus der Vorhaltung der entsprechenden Produkte. Analog werden die Preise für die Vorhaltung von PRL und teilweise auch SRL in verschiedenen Ländern bereits heute wesentlich durch Batterien beeinflusst bzw. begrenzt. Wie in Abschnitt 3.2.2 erläutert, gehen die Kosten der Vorhaltung von Regelleistung aber nicht in die Ausgleichsenergiepreise ein und sind insoweit für diese Studie irrelevant.
- Im Gegensatz dazu haben die Betreiber im Regelfall nur ein begrenztes Interesse an einem tatsächlichen Abruf ihrer Batterien im Regelenenergiemarkt bzw. sind bestrebt, die Häufigkeit derartiger Abrufe zu begrenzen. Dies erklärt sich aus dem Einfluss der sog. Zyklenzahl auf die Lebensdauer, da die von den Herstellern garantierte Lebensdauer von Batteriesystemen normalerweise auf eine maximale Anzahl an Zyklen begrenzt ist, einschliesslich von Vorgaben für die max. Anzahl pro Jahr. Typisch ist eine Begrenzung auf durchschnittlich einen, maximal zwei Zyklen pro Tag, ggf. ergänzt durch eine maximale Anzahl für einzelne oder mehrere aufeinanderfolgende Tage.
- In Kombination mit der begrenzten Speicherkapazität üblicher Batteriesysteme führt dies zu einer erheblichen Einschränkung des tatsächlichen Einsatzes im Regelenenergiemarkt. Dies erfordert einerseits Regelungen, welche den Betreiber eine Begrenzung des maximalen ununterbrochenen Abrufs garantieren, was mit Blick auf die in Abschnitt 2.4.2 angesprochene Dauer grosser Abweichungen in der Schweiz kritisch erscheint. Vor allem aber bedeutet dies, dass Betreiber diese Einschränkungen bei der Bepreisung ihrer Angebote für Regelenenergie berücksichtigen müssen. Implizit führt dies dazu, dass Batterien im Regelenenergiemarkt tendenziell zu sehr «hohen» Preisen angeboten werden müssen. In Summe bedeutet dies, dass sowohl das tatsächliche verfügbare Volumen an Regelenenergie als auch mögliche preisdämpfende Effekte im Markt für Regelenenergie – im Gegensatz zur Regelleistung – als eher begrenzt einzuschätzen sind.
- In vielen Ländern, wie z.B. Belgien, Grossbritannien und teilweise auch Deutschland ergibt sich der Wert von Batterien auch daraus, dass diese einen grundsätzlich durch thermische Anlagen geprägten Kraftwerkspark⁶⁸ komplementieren. Speziell für die Schweiz ist allerdings darauf hinzuweisen, dass der Beitrag von Batteriespeichern zur Vorhaltung und Lieferung von Sekundär- und Tertiärregelung grundsätzlich mit derjenigen von Tagesspeichern sowie Speicherpumpen vergleichbar ist. Batterien würden die bestehende Flexibilität insofern

⁶⁸ Ohne Berücksichtigung des Anteil variabler erneuerbarer Energien

nicht ergänzen, sondern nur erhöhen. Die Verfügbarkeit kurzfristiger Flexibilität wurde in der Schweiz nach Kenntnis von DNV aber nie als ein relevantes Problem erachtet, vielmehr bestand das Interesse der Branche traditionell immer darin, überschüssige Flexibilitäten auch im Ausland zu vermarkten.

Aus diesen Gründen bestehen aus Sicht von DNV erhebliche Zweifel, ob ein Ausbau von Grossbatterien dazu beitragen würde, die zu wettbewerblichen Preisen verfügbare Regelenergie signifikant zu erhöhen und ob eine Förderung entsprechender Anlagen für diese Zwecke ökonomisch sinnvoll wäre.

Ein Teil dieser Überlegungen lassen sich sinngemäss auch auf Heimspeicher übertragen, da diese denselben technischen Einschränkungen unterliegen. Erschwerend kommt hinzu, dass Heimspeicher in der Regel primär zur Optimierung des Eigenverbrauchs von Prosumern genutzt werden, was die Verfügbarkeit von Regelleistung und -energie einschränkt. Dennoch zeigen Entwicklungen aus anderen Ländern wie beispielsweise Deutschland oder Grossbritannien, dass die Integration von entsprechenden Anlagen über sog. Aggregatoren oder VPPs sowohl dazu beizutragen kann, Regelleistung und/oder Regelenergie an die ÜNB zu vermarkten, als auch zum eigenen Bilanzmanagement. Wie in Abschnitt 3.5.3 erläutert, sind die entsprechenden Angebote im Ausland aber regelmässig mit einem Stromliefervertrag kombiniert.

In der Schweiz ist die Nutzung von Flexibilität seit Kurzem ausdrücklich gesetzlich geregelt (Art 17c StromVG; SR 734.7). Verteilnetzbetreiber sind befugt, mit Anbietern von Flexibilitätsressourcen Verträge abzuschliessen, um diese netzdienlich einzusetzen. Ebenso können andere Marktteilnehmer Flexibilität beispielsweise zur Sicherstellung des Bilanzausgleichs oder zur Erbringung von Systemdienstleistungen nutzen. Zur Unterstützung der Branche hat der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) im Rahmen des Projekts «ES-Ready» kürzlich eine Reihe von Unterlagen veröffentlicht. Diese behandeln insbesondere die Themen Flexibilitätsnutzung, Daten- und Prognosequalität sowie bewährte Verfahren und Prozesse für eine sachgerechte Bilanzführung (inkl. Intraday-Markt Nutzung). Vor dem Hintergrund der aktuellen Erkenntnisse zur sehr begrenzten Teilnahme der Marktakteure am Intraday-Markt stellt sich jedoch die Frage, ob sie in der Praxis kurzfristig in der Lage wären, den Abschluss von Flexibilitätsverträgen und deren Nutzung wirtschaftlich und operativ zu nutzen.

3.8 Schlussfolgerungen

Die Analysen in diesem Kapitel haben drei Massnahmen identifiziert, die mit hoher Wahrscheinlichkeit effektiv wären, keine oder allenfalls geringe Anpassungen des gesetzlichen und regulatorischen Rahmens in der Schweiz erfordern und mit nur begrenzten Anpassungen bestehender Prozesse und IT-Systeme umsetzbar sein sollten:

1. Als prioritäre Massnahme im Bereich der **Ausgleichsenergie** erscheint die **Umstellung des Preissystematik** vom bisherigen 2-Preis-System **auf ein 1-Preis-System**. Im Gegensatz zum bisherigen Ansatz führt dies dazu, dass systemstützendes Verhalten belohnt wird. BGV erhalten damit einen wirksamen Anreiz, eigene Flexibilitäten oder den Intraday-Handel dazu zu nutzen, vorhersagbare Abweichungen des Gesamtmarkts auszugleichen. Dies gilt auch dann, wenn die betroffenen BG nicht zu dieser Abweichung beitragen bzw. ihre eigene BG damit (zusätzlicher) Ausgleichsenergie ausgesetzt wäre, allerdings in der dem Gesamtmarkt entgegengesetzten Richtung.

Diese Anreize stehen in klarem Gegensatz zum Ansatz des bisherigen 2-Preis-Systems, welches darauf abzielte, dass sämtliche BGV (nur) ihre eigenen Ausgleichsenergie minimieren, selbst wenn dies die Abweichung des Gesamtmarkts erhöht. Der wesentliche Vorteil und Treiber für die Wirksamkeit dieser Massnahme beruht daher in der Erwartung, dass insbesondere grössere Abweichungen bereits durch die Gesamtheit der BGV bzw. innerhalb des Gesamtmarkts ausgeglichen werden und damit den Bedarf der durch den ÜNB abzurufenden Regelenergie reduzieren.

2. Zweitens empfehlen wir eine (Re-) **Integration des Schweizer Intraday-Marktes mit den benachbarten Ländern**, idealerweise durch eine Einbindung in den EU-weiten Intraday-Handel im Rahmen des SIDC. Ein liquider Intraday-Handel ist eine der wirksamsten Voraussetzungen für einen eigenständigen Bilanzausgleich auch derjenigen BGV, die nicht über eigene Flexibilitäten verfügen. Sowohl die eigenen Erfahrungen der Schweiz als auch die positive Entwicklung der EU-Märkte seit Einführung von SIDC illustrieren eindrücklich den Wert des grenzüberschreitenden Intraday-Handels. Gleichzeitig wird der börsliche Intraday-Markt in der Schweiz bereits heute durch EPEX Spot organisiert und auch Swissgrid verfügt bereits über Erfahrungen in der Intraday-Allokation von grenzüberschreitenden Kapazitäten. Die organisatorischen und technischen Herausforderungen wären somit als sehr begrenzt einzuschätzen.
3. Drittens unterstützen wir explizit die Empfehlung der vor kurzem veröffentlichten ElCom-Studie⁶⁹ für eine **Kooperation zum Austausch von Regelenergie zwischen der Swissgrid und den ÜNB aus den Nachbarländern**, d.h. idealerweise durch die von Swissgrid bereits seit Langem angestrebte Teilnahme an den EU-Plattformen zum Austausch von Regelenergie. Diese Massnahme würde zwar keinen direkten Beitrag zur Reduzierung der durch Regelenergie auszugleichenden Ausgleichsenergie leisten. Es wäre aber zu erwarten, dass der Zugang zu einem deutlich grösseren Markt die Wettbewerbsintensität im Regelenergiemarkt erhöht und das Risiko bzw. die Häufigkeit extremer Preise reduziert. Aufgrund der Kopplung an die Kosten der Regelenergie wären analoge positive Effekte auch für die Ausgleichsenergiepreise zu erwarten.

Da die vorhandenen Regeln, Prozesse und System in der Schweiz nach Aussagen Swissgrids bereits heute für die Teilnahme an den EU-Plattformen ausgelegt sind, wären keine grösseren Probleme bei der Umsetzung innerhalb der Schweiz zu erwarten.

Wie erwähnt, wurde die erste Massnahme bereits zum 1. Januar 2026 umgesetzt. Die notwendigen Massnahmen beschränken sich somit auf ein Monitoring der Funktionsweise und der Auswirkungen, um zu überprüfen, ob die erwarteten positiven tatsächlich Effekte erzielt werden, mögliche «Kinderkrankheiten» zu beheben und rechtzeitig auf mögliche Probleme reagieren zu können.

Die zweite und dritte Massnahme erscheinen aus Sicht der Schweiz ebenfalls weitestgehend unstrittig und werden in der Tat von Swissgrid schon seit Langem aktiv erfolgt. Das wesentliche Hindernis besteht in beiden Fällen im Ausschluss der Schweiz vom EU-Binnenmarkt. Während der Ausschluss von der nationalen Netzgesellschaft von den europäischen Regelenergieplattformen derzeit Gegenstand eines Rechtsstreits ist und möglicherweise auch ohne Stromabkommen aufgehoben werden könnte, erfordert der Beitritt der Schweiz zum Single Intraday Coupling (SIDC) ausdrücklich den Abschluss eines Stromabkommens. Ein solches Abkommen würde zugleich auch die Frage des Zugangs der nationalen Netzgesellschaft zu den EU-Regelungsplattformen endgültig klären. Dies unterstreicht die Bedeutung des geplanten Stromabkommens.

Für den Bereich der **Ausgleichsenergie** haben die Analysen in diesem Kapitel keine weiteren Massnahmen oder Anpassungsbedarf identifiziert, von denen signifikante Verbesserungen zu erwarten wäre. Aufgrund der an manchen Stellen notwendigerweise willkürlichen Festlegungen könnten zwar Nachbesserungen im Detail sinnvoll sein, dies lässt sich aber angesichts der Umstellung der grundsätzlichen Preissystematik zum 1. Januar 2026 derzeit nicht abschätzen. Aus verschiedenen Gründen wäre zwar eine formale Abschaffung der Möglichkeiten von nachträglichen Fahrplanänderungen für ex-post-Geschäfte zu überlegen. Aufgrund des Übergangs zum 1-Preis-System ist jedoch bereits jetzt eine abnehmende Nutzung dieser Möglichkeit zu erwarten.

In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die Umstellung der Preissystematik nur bedingt dazu geeignet ist, dem Problem der extrem hohen Ausgleichsenergiepreise in der Schweiz zu begegnen. Ungeachtet dieser Umstellung ergeben sich diese auch in Zukunft aus dem Grenzpreis der Kosten für SRE und TRE. Die in Abschnitt 3.2.2 dargestellten Bericht der Elcom legen zudem nahe, dass der Grenzpreis im Regelfall durch die Preise bzw. Kosten der SRE bestimmt wird. Dies zeigt, dass eine effektive Begrenzung der Preise für Ausgleichsenergie nur über die Preise im

⁶⁹ ElCom (2025c)

Regelenergiemarkt erreicht werden kann. Diese Frage geht jedoch über den Umfang dieser Studie hinaus und wurde zudem vor kurzem in einer separaten Studie der Elcom⁷⁰ untersucht.

Neben der bereits genannten Integration mit den Intraday-Märkten im benachbarten Ausland haben die Analysen in diesem Kapitel keine weiteren Massnahmen identifiziert, wie Anpassungen der Regelungen für den (börsenbasierten) Handel zu einer erhöhten Liquidität im **Intraday-Markt** beitragen könnten. Vielmehr ist festzustellen, dass die Ausgestaltung des börslichen Handels bereits heute den «best practices» in den betrachteten Vergleichsländern entspricht.

Wie in Abschnitt 3.3.4 ausgeführt, besteht zwar Grund zu der Vermutung, dass die Kosten für die Teilnahme am börsenbasierten Intraday-Handel eine wesentliche Markteintrittsbarriere vor allem für (sehr) kleine Marktakteure in der Schweiz darstellen. Allerdings bestehen bereits heute Möglichkeiten, diesem Problem zu begegnen, wie zum Beispiel die Teilnahme am OTC-Handel oder der Beitritt zu einer grösseren Bilanzgruppe bzw. der (teilweisen) Auslagerung der Aufgaben eines BGV bezüglich Prognose und Bewirtschaftung von Energiepositionen an Dritte⁷¹. Ferner ist auf privatwirtschaftliche Angebote oder Initiativen hinzuweisen, die auch kleineren Akteuren einen indirekten Zugang zum börsenbasierten Handel ermöglichen. Die Nutzung dieser Optionen obliegt jedoch den betroffenen Akteuren und erfordert in einem wettbewerblichen Markt grundsätzlich keine regulatorischen Anpassungen. Zudem ist DNV nicht bekannt, dass der Zugang zum Intraday-Markt in der brancheninternen Diskussion in der Schweiz als ein wesentliches Problem diskutiert würde.

Ergänzend zur Teilnahme an den EU-Plattformen für den Austausch von **Regelenergie** empfehlen wir eine Verkürzung der Produktlängen und Vorlaufzeiten für die Beschaffung von Regelleistung. Dieser Punkt betrifft jedoch erneut die Regelungen zur Beschaffung von Regelleistung und -energie und hat keinen unmittelbaren Einfluss auf Umfang und Preisbildung von Ausgleichsenergie.

In Abschnitt 3.6 haben wir schliesslich dargelegt, warum aus Sicht von DNV Grund zu der Annahme besteht, dass die in Kapitel 2 beobachtete unzureichende Reaktion der BGV auf bereits heute bestehende Preissignale zum Bilanzausgleich in Form hoher Ausgleichsenergiepreise auf die unvollständige Marktöffnung in der Schweiz zurückzuführen ist. Die Regelungen für den Bilanzausgleich von kleinen PV-Anlagen sind grundsätzlich mit den anderen betrachteten Ländern vergleichbar (mit Ausnahme von Deutschland und Österreich), auch dort wird ein erheblicher Anteil der Kleinkunden im Rahmen der Grundversorgung beliefert. Im Gegensatz zur Schweiz sind in den übrigen Ländern jedoch auch Grundversorger grundsätzlich dem Wettbewerb ausgesetzt und haben somit Anreize, ihre Ausgleichsenergiekosten zu begrenzen. In der Schweiz können entsprechende Kosten dagegen grundsätzlich an Kleinkunden weitergegeben werden. Mögliche Gegenmassnahmen würden jedoch ggf. weitreichende Eingriffe erfordern und wären daher voraussichtlich nur mit relativ langen Vorlaufzeiten möglich. Empfehlenswert erscheint jedoch eine mögliche Ausweitung der sog. Sunshine-Regulierung der ElCom auf die Ausgleichsenergie der VNB und die daraus resultierenden Kosten für deren Endkunden.

In diesem Zusammenhang weisen wir darauf hin, dass die entsprechenden Analysen in einem erheblichen Masse auf Vermutungen basieren. Zwar geben die Untersuchungen in Kapitel 2 sowie entsprechende Veröffentlichungen von Swissgrid deutliche Hinweise darauf, dass der steigende Bedarf an Ausgleichsenergie in der Schweiz mit der zunehmenden Einspeisung aus Photovoltaik zusammenhängt. Gleichzeitig wird jedoch ersichtlich, dass dieser Zusammenhang nicht zwingend technischer Natur ist: Mehrere Nachbarländer verfügen über einen vergleichbaren oder sogar höheren Anteil an PV, weisen aber einen erheblich geringeren Bedarf an Regelenergie auf. Es steht daher zu vermuten, dass in der Schweiz insbesondere die unzureichende Reaktion vieler Bilanzgruppenverantwortlicher sowie die teilweise unzureichende Prognosequalität einen entscheidenden Einfluss haben.

Dennoch ist festzustellen, dass es sich hierbei um reine Hypothesen handelt. Bevor weitergehende Massnahmen untersucht werden, erscheint es daher empfehlenswert, die entsprechenden Annahmen und Schlussfolgerungen vorher zu

⁷⁰ Elcom (2025c)

⁷¹ Vgl. die o.g. Branchenempfehlung in VSE (2026a)

validieren. Dies könnte z.B. durch Gespräche mit einer repräsentativen Anzahl an relevanten Marktakteuren oder eine detaillierte Auswertung individueller Fahrplan- und Messdaten relevanter Bilanzgruppen erfolgen.

Analoge Überlegungen lassen sich auch auf den Intraday-Handel übertragen. Auch hier kann im Rahmen dieser Studie zwar festgestellt werden, dass ungeachtet grundsätzlich bestehender Anreize zur Teilnahme am Intraday-Handel kein entsprechender Handel zu beobachten war. Ohne weitergehende Analysen ist aber keine definitive Aussage darüber möglich, ob und inwieweit dies auf unzureichendes Angebot, fehlende Nachfrage oder beides zurückzuführen war, und was die wahrscheinlichen Gründe hierfür waren.

4 SCHLUSSFOLGERUNGEN UND EMPFEHLUNGEN

Auf Grundlage der Analysen in den beiden vorhergehenden Kapitel fassen wir nachfolgend die wesentlichen Erkenntnisse und Empfehlungen dieser Studie zusammen. Der Übersichtlichkeit halber sind diese nach insgesamt fünf verschiedenen Bereichen bzw. Beobachtungen gegliedert:

- Hoher Bedarf an Ausgleichs- und Regelenergie in der Schweiz nur bedingt durch fundamentale Faktoren erklärbar,
- Begrenzte Aussagekraft des internationalen Benchmarks,
- Preissystem für Ausgleichsenergie und fehlender Zugang zum EU-Binnenmarkt als wichtigste Differenzen zwischen der Schweiz und den betrachteten Vergleichsländern,
- Notwendigkeit weiterer Massnahmen zur Beobachtung und Erhöhung der Bilanztreue im nicht geöffneten Markt,
- Weitere empfohlene Massnahmen oder Anpassungen.

Im Weiteren erläutern und begründen wir jeweils kurz die entsprechenden Schlussfolgerungen und, sofern relevant, die entsprechenden Empfehlungen.

Hoher und steigender Bedarf an Ausgleichs- und Regelenergie in der Schweiz lässt sich nur teilweise durch fundamentale Faktoren erklären

Der internationale Vergleich in Kapitel 2 hat sehr eindrücklich aufgezeigt, dass der Ausgleichs- und Regelenergiebedarf in der Schweiz zu Anfang des Betrachtungszeitraums (2018 – 2024) in einer ähnlichen Grössenordnung wie in insgesamt sieben anderen europäischen Ländern war. **Bis Ende des Betrachtungszeitraums waren die entsprechenden Mengen in der Schweiz allerdings stark angestiegen und lagen im internationalen Vergleich sehr hoch.** Dies gilt sowohl für die durchschnittlichen Mengen als auch für den Umfang (und Häufigkeit) besonders grosser Abweichungen. **Diese Entwicklung lässt sich kaum durch fundamentale Faktoren wie Marktgrösse, Anteil der Wasserkraft oder Struktur des Endkundenmarkts erklären, zumal sich diese im betrachteten Zeitraum in der Schweiz nur sehr begrenzt geändert haben.**

Verschiedene Beobachtungen legen demgegenüber die Vermutung nahe, dass die steigenden Volumina von Regel- und Ausgleichsenergie wesentlich durch die Solarenergie bzw. damit einhergehende Prognosefehler beeinflusst wurden. So ging der Anstieg der entsprechenden Mengen mit einem starken Ausbau der PV in der Schweiz einher. Zudem ergeben sich auch aus der Analyse von z.B. Struktur und Verteilung der entsprechenden Abweichungen deutliche Indizien für einen Einfluss von PV-Anlagen, die auch durch Analysen von z.B. Swissgrid gestützt werden.

Ein möglicher Grund für die spezifische Entwicklung könnte der hohe Anteil kleiner Aufdach-PV-Anlagen sein, der einen wesentlichen Unterschied zu z.B. Frankreich, Grossbritannien, Schweden und Spanien darstellt. Allerdings ist der Anteil von PV-Kleinanlagen in Belgien, Deutschland und Österreich vergleichbar mit der Schweiz und auch dort im Betrachtungszeitraum stark angestiegen. Dennoch war in diesen Ländern keine vergleichbare Entwicklung der Ausgleichs- und Regelenergiemengen zu beobachten, vielmehr stagnierten diese insbesondere in Deutschland und Österreich auf einem signifikant niedrigeren Niveau als in der Schweiz.

Die Analysen in dieser Studie zeigen somit sehr deutlich, dass das Wachstum der variablen erneuerbaren Energie nicht notwendigerweise die anfallende Ausgleichsenergie und den Bedarf an Regelenergie erhöht. In Konsequenz bedeutet dies ferner, dass sich die Entwicklung in der Schweiz nicht alleine mit fundamentalen Faktoren erklären lässt. Vielmehr ergeben sich insbesondere aus dem Vergleich mit Belgien, Deutschland und Österreich klare Indizien

dafür, dass der Bedarf an Regelenergie in einem erheblichen Masse durch Unterschiede im Marktdesign beeinflusst wird.

Differenzen in Marktdesign und Liquidität können Unterschiede bezüglich Ausgleichs- und Regelenergie in den betrachteten Vergleichsländern nur zum Teil erklären

In Kapitel 3 wurden verschiedene Aspekte des Marktdesigns in den betrachteten Ländern verglichen, wie insbesondere die Regelungen zur Bepreisung und Abrechnung von Ausgleichsenergie, der Beschaffung und Bepreisung von Regelleistung und -energie, dem Zugang zu und der Liquidität des Intraday-Markts oder der Vergütung von erneuerbaren Energien. In den meisten Fällen sind die entsprechenden Regelungen in den betrachteten Ländern weitestgehend vergleichbar, was aufgrund der langjährigen Harmonisierungsbestrebungen und den einschlägigen Vorgaben innerhalb der EU auch nicht erstaunt. Gleichzeitig sind, neben den bereits angesprochenen Differenzen hinsichtlich Regel- und Ausgleichsenergie auch deutliche Unterschiede bei der Liquidität der Intraday-Märkte festzustellen.

Auf Grundlage dieses Vergleichs sind u.a. die folgenden Beobachtungen aufschlussreich:

- Wie zuvor erwähnt, lag der (durchschnittliche) Bedarf an Regelenergie in Belgien, Deutschland, Frankreich und Österreich insbesondere gegen Ende des Betrachtungszeitraums relativ zum Landesverbrauch deutlich niedriger als in der Schweiz. Auch die durchschnittlichen Kosten für AE lagen in diesen Ländern deutlich niedriger als in der Schweiz (vgl. Tabelle 5 auf S. 43). Diese Länder zeichnen sich – im Gegensatz zur Schweiz – dadurch aus, dass Ausgleichsenergie dort seit spätestens 2020 auf Grundlage eines 1-Preis-Systems abgerechnet wurde und im Betrachtungszeitraum eine deutliche Zunahme des Intraday-Handels zu beobachten war.
- In allen diesen Ländern war zudem eine (stark) zunehmende Liquidität der Intraday-Märkte seit Einführung des grenzüberschreitenden Intraday-Handels im Rahmen von SIDC im Jahr 2018 zu beobachten.
- Deutschland und Österreich, die sich beide durch sehr geringe Regelenergieabrufe auszeichnen, profitieren zudem bereits seit 2022 von der (Re-) Integration ihrer SRE-Märkte im Rahmen von PICASSO.
- In der Schweiz liegt die Bilanzverantwortung für den überwiegenden Teil der Kleinanlagen beim lokalen Stromlieferanten, was der Praxis in anderen untersuchten Ländern wie Spanien, Belgien und Schweden entspricht. Demgegenüber erfolgt die Bewirtschaftung kleiner PV-Anlagen in Deutschland und Österreich – zwei Märkten mit deutlich geringeren Regelenergieabrufen bei einem gleichzeitig höheren Anteil kleinteiliger PV-Erzeugung als in der Schweiz – zentral durch die ÜNB in Deutschland bzw. eine dedizierte Öko-Bilanzgruppe in Österreich.
- Im Gegensatz zur Schweiz ist der Endkundenmarkt in den EU-Staaten und Grossbritannien vollständig für den Wettbewerb geöffnet, während der Markt in der Schweiz für die Hälfte der gelieferten Elektrizität nicht geöffnet ist.

Gleichzeitig ist festzuhalten, dass es sich bei diesen Ausführungen nur um Hypothesen handelt, sich diese aber nicht «nachweisen» lassen. Zudem waren teilweise ähnliche Entwicklungen auch in anderen Ländern zu beobachten, obwohl die angesprochenen Rahmenbedingungen nicht gegeben waren, und umgekehrt. So war z.B. auch in Grossbritannien seit 2022 ein signifikanter Anstieg der Liquidität im Intraday-Handel zu verzeichnen, obwohl der britische Markt ebenfalls vom freien Zugang zum EU-Binnenmarkt abgeschnitten blieb. Umgekehrt blieb die Liquidität im schwedischen Intraday-Handel bis zuletzt extrem gering, obwohl Schweden seit 2018 am SIDC teilnahm.

Im Ergebnis lassen sich weder aus der Betrachtung der grundlegenden Unterschiede noch der Veränderungen der Rahmenbedingungen während des Betrachtungszeitraums eindeutige Rückschlüsse ziehen, die zur Erklärung der Entwicklung der beobachteten Ausgleichs- und Regelenergiemengen ausreichen würden.

Bisherige Anwendung eines 2-Preis-Systems für Ausgleichsenergie und fehlender Zugang zum EU-Binnenmarkt als wesentliche Barrieren zur Reduzierung von Ausgleichs- und Regelenergie in der Schweiz

Der internationale Vergleich im Rahmen dieser Studie hat keine grundlegenden Massnahmen mit Blick auf die Abrechnung von Ausgleichsenergie, die Ausgestaltung des Intraday-, der Reserve- und des Regelenergiemarkts oder der Förderung erneuerbarer Energien identifiziert, von denen eine wesentliche Reduzierung des Bedarfs an Regelenergie zu erwarten wäre. Gleichzeitig lassen sich auf Grundlage von Kapitel 3 folgende wesentliche Unterschiede identifizieren, welche voraussichtlich substantziell zu den erheblichen Unterschieden bezüglich Regel- und Ausgleichsenergie zwischen der Schweiz einerseits sowie Belgien, Deutschland, Österreich sowie ggf. weiteren betrachteten Vergleichsländern beigetragen haben:

- **Ausschluss der Schweiz vom grenzüberschreitenden Intraday-Handel in der EU**

Wie erwähnt, war in fast allen betrachteten Ländern seit Einführung von SIDC ein starker Anstieg der Liquidität im Intraday-Markt zu beobachten. Für die Schweiz gilt dagegen das Gegenteil, d.h. die Abkopplung vom grenzüberschreitenden Börsenhandel in 2018 führte zu einem drastischen Einbruch der Handelsmengen, von dem sich der börsenbasierte Intraday-Markt bis heute nicht erholt hat. Gleichzeitig entsprechen die Rahmenbedingungen für den Marktplatz der EPEX Spot den «Best Practices» in anderen Ländern.

Dies legt nahe, dass die Abkopplung vom EU-Binnenmarkt der entscheidende Faktor für die mangelnde Entwicklung des Schweizer Intraday-Marktes bzw. dass eine Integration mit dem börsenbasierten Intraday-Handel in der EU / den Nachbarländern die wichtigste Massnahme zur Steigerung der Liquidität darstellt.

Eine höhere Intraday-Liquidität ist zudem zentral, weil sie Marktteilnehmern ermöglicht, kurzfristige Prognosefehler effizienter auszugleichen und Ungleichgewichte im Bilanzkreis zu reduzieren – was wiederum den Bedarf an Ausgleichs- bzw. Regelenergie merklich senken kann. Die Umsetzung dieser Massnahme ist jedoch durch den derzeitigen Ausschluss der Schweiz vom EU-Binnenmarkt nicht möglich bzw. bedingt den Abschluss und die Umsetzung des geplanten Stromabkommens mit der EU.

➔ **Empfehlung: Beitritt zu SIDC politisch vorantreiben, um die Liquidität des Intraday-Markts zu erhöhen und die kurzfristige Bewirtschaftung der Bilanz zu verbessern.**

- **Ausschluss der Schweiz von den EU-Plattformen für den Austausch von Regelenergie**

Analog zum Intraday-Handel profitieren die betrachteten EU-Staaten von der zunehmenden Integration ihrer Regelenergiemärkte im Rahmen von PICASSO (SRE) und MARI (TRE). Die ökonomischen Vorteile für die teilnehmenden EU-Staaten beliefen sich nach Angaben von ENTSO-E auf etwa 350 Mio € bzw. mehr als 50 Mio € alleine im ersten Halbjahr 2025. Die Ersparnisse im Rahmen von PICASSO waren dabei in etwa vergleichbar mit denjenigen des sog. «Imbalance Netting» im Rahmen von IGCC, wobei die Schweiz alleine im Jahr 2024 geschätzte jährliche Einsparungen von 54 Mio € erzielte⁷².

Auch ohne konkrete Abschätzungen erscheint es daher plausibel anzunehmen, dass eine Teilnahme der Schweiz an den entsprechenden EU-Plattformen zu erheblichen Einsparungen führen könnte. Unmittelbar könnte dies zu einer Reduzierung der Preise und damit auch der Kosten für Regelenergie beitragen, und aufgrund der Preissystematik auch entsprechend sinkenden Preisen bzw. Kosten für Ausgleichsenergie⁷³.

⁷² EICom (2025a)

⁷³ Vor dem Hintergrund der spezifischen Ziele dieser Studie sei darauf hingewiesen, dass entsprechende Effekte – obwohl grundsätzlich volkswirtschaftlich wünschenswert – voraussichtlich nicht zu einer Verringerung der abgerufenen Regelenergie beitragen würden. Vielmehr wären aufgrund geringerer Preise und Kosten tendenziell eher sinkende Anreize zur Bilanztreue und somit ceteris paribus ein steigender Bedarf an Regelenergie zu erwarten.

Die Umsetzung dieser Massnahme ist jedoch aufgrund des derzeitigen Ausschlusses der Schweiz vom EU-Binnenmarkt nicht möglich bzw. bedingt den Abschluss und die Umsetzung des geplanten Stromabkommens mit der EU.

➔ **Empfehlung: Teilnahme an PICASSO/MARI vorbereiten und politisch ermöglichen, um die Wettbewerbsfähigkeit im Regelleistungsmarkt zu erhöhen und Kosten zu senken.**

- **Abrechnung von Ausgleichsenergie auf Grundlage eines 2-Preis-Systems**

Wie in Abschnitt 3.2.1 erläutert, zielt das bisherige 2-Preis-Systems darauf ab, dass sämtliche BGV (nur) ihre eigenen Ausgleichsenergie minimieren, ohne jedoch zu einer Reduzierung des übergreifenden Regelzonensaldos beizutragen. Das in allen anderen betrachteten Ländern geltende 1-Preis-System belohnt dagegen systemstützendes Verhalten und kann somit dazu beitragen, den Regelzonensaldo auch ohne Abruf von Regelenergie durch den ÜNB wirksam zu reduzieren. Mit Wirkung zum 1. Januar 2026 wurde in der Schweiz auf ein 1-Preis-System umgestellt. Zu empfehlen wäre insofern nur ein Monitoring der Funktionsweise und der Auswirkungen der neuen Regelungen, um zu überprüfen, ob die erwarteten positiven tatsächlich Effekte erzielt werden, mögliche «Kinderkrankheiten» zu beheben und rechtzeitig auf mögliche Probleme reagieren zu können.

➔ **Empfehlung: Strukturiertes Monitoring der neuen Preisbildung durchführen, um deren Wirksamkeit auf Bilanztreue und AE/RE-Mengen zu beurteilen und frühzeitig nachzujustieren.**

Begrenzte Marktöffnung als mögliche Ursache für unzureichende Anreize für ein effektives Bilanzmanagement und eine Erhöhung der Prognosequalität in der Schweiz

- **Begrenzte Marktöffnung in der Schweiz**

Die Studie zeigt, dass lokale Marktakteure nur unzureichend auf die – teils sehr hohen – Preissignale der Ausgleichsenergie reagieren. Gleichzeitig können die Ausgleichskosten auf Endkundinnen und Endkunden überwältigt werden. Auch wenn eine solche Weitergabe grundsätzlich auch in anderen untersuchten europäischen Ländern möglich ist, trägt die in der Schweiz nur teilweise erfolgte Marktöffnung dazu bei, dass die ökonomischen Anreize für eine kostenminimierende Bewirtschaftung und eine aktive Intraday-Optimierung abgeschwächt werden. Zwar wird auch in den EU-Staaten ein erheblicher Anteil der entsprechenden Endverbraucher im Rahmen der Grundversorgung beliefert. Doch im Gegensatz zu den Schweizer VNB sind die zuständigen Grundversorger in der EU und Grossbritannien zumindest potenziell dem Wettbewerb ausgesetzt und können übermässig hohe Ausgleichsenergiekosten nicht ohne Weiteres an ihre Endkunden weitergeben. Eine weitere Marktöffnung würde hingegen den Wettbewerb unter den Lieferanten erhöhen und damit stärkere Anreize schaffen, Ungleichgewichte aktiver auszugleichen und auf kurzfristige Preissignale effizienter zu reagieren. In diesem Zusammenhang erscheint es sinnvoll, die Auswirkungen einer weitergehenden Marktöffnung auf die Preis- und Kostenweitergabe sowie auf die Bilanztreue vertieft zu analysieren. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass der Abschluss eines Stromabkommens mit der EU voraussichtlich eine Öffnung des Marktes für Kleinkunden nach europäischem Vorbild erforderlich machen wird.

Unabhängig vom Umfang einer möglichen Marktöffnung erscheint es empfehlenswert zu prüfen, inwieweit bilanzrelevante Indikatoren und Elemente zur Bewertung der Prognosequalität in Transparenz- bzw. „Sunshine“-Regulierung integriert werden können, um die Anreize zur Einhaltung der Bilanztreue gezielt zu stärken.

➔ **Empfehlung: Vertiefte Analyse des Einflusses einer weitergehenden Marktöffnung auf die Preis- und Kostenweitergabe sowie auf die Bilanztreue vertieft zu analysieren.**

→ **Empfehlung: Prüfen welche bilanzrelevanten Indikatoren in Transparenz-/Sunshine-Regeln integriert werden könnten, um die Anreizwirkung der Preissignale zu stärken.**

- **Zentrales Bilanzmanagement von PV-Kleinanlagen**

Wie in Abschnitt 3.5.2 ausgeführt, könnte ein Ansatz zur Verbesserung der Prognosegüte für PV-Kleinanlagen darin bestehen, die Bilanzverantwortung für entsprechende Anlagen auf eine zentralisierte Stelle zu übertragen. Zwar würde eine weitergehenden Sozialisierung der Kosten die direkten Anreize zur Minimierung der Ausgleichsenergiekosten prinzipiell abschwächen. Doch zeigen die Erfahrungen aus Deutschland und Österreich, dass in beiden Märkten trotz eines höheren Anteils kleinteiliger PV-Erzeugung sehr geringere Regelenergieabrufe auftreten.

Vor dem Hintergrund der sehr kleinteiligen Struktur der Schweizer Stromversorgung, mit rund 600 Lieferanten, und dem o.g. Problem mangelhafter PV-Prognosen bzw. unzureichender Reaktionen auf hohe Ausgleichsenergiepreise und -kosten könnte eine zentralisierte Organisation Vorteile bieten, da sie typischerweise konsistentere Prozesse sowie eine einheitlichere und methodisch hochwertigere Prognoseerstellung ermöglicht – mit dem Effekt, Prognosefehler und damit den Bedarf an Ausgleichsenergie zu verringern.

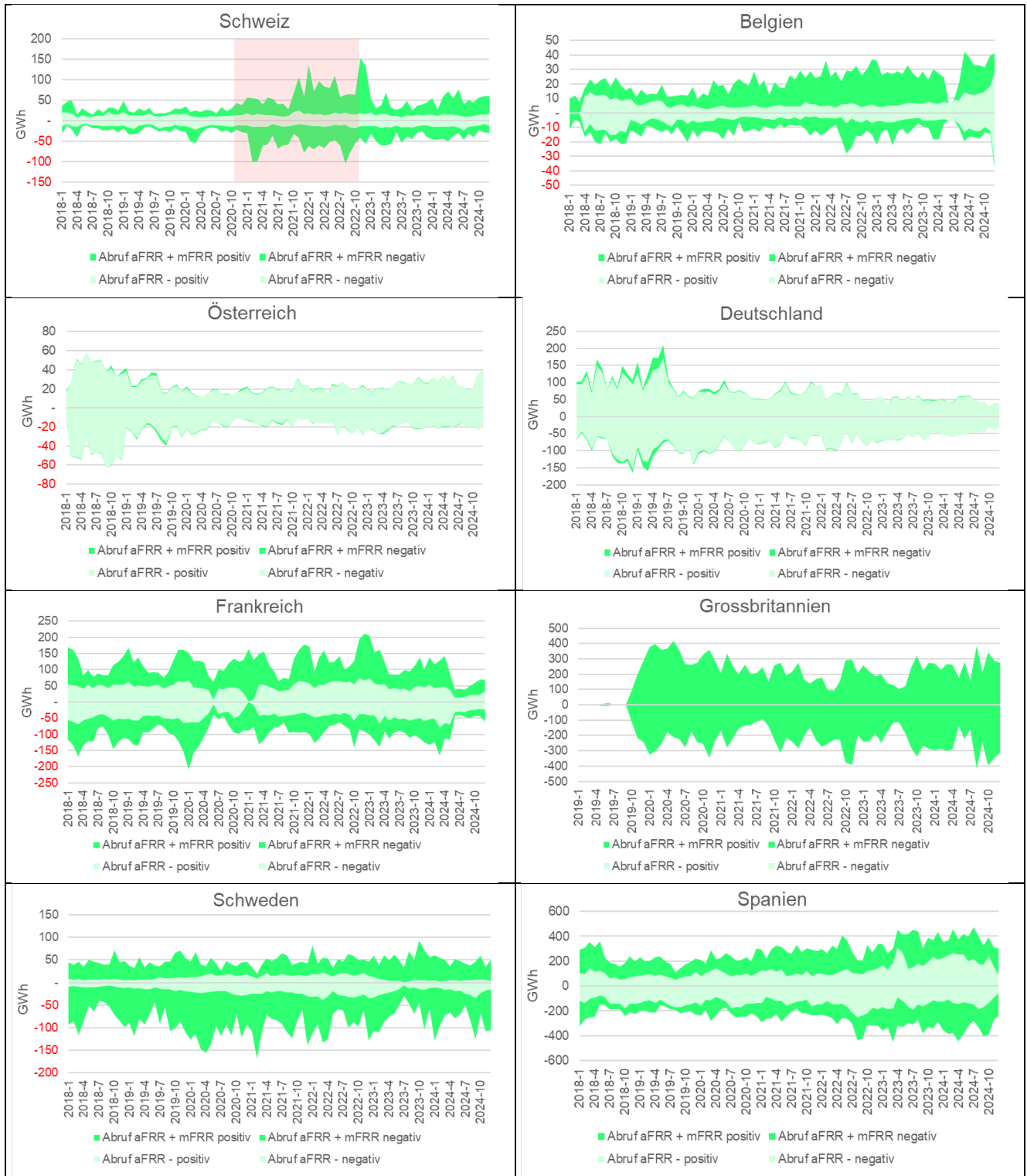
Gleichzeitig ist zu betonen, dass die Branche kürzlich eigene Schritte unternommen und im Jahr 2025 neue Empfehlungen zur Verbesserung der Bilanztreue und zur Erstellung qualitativ hochwertiger Prognosen veröffentlicht hat. Es wäre daher empfehlenswert, die Auswirkungen dieser Empfehlungen systematisch zu überwachen, insbesondere im Hinblick auf die zukünftige Prognosequalität sowie die Qualität der Einhaltung der Bilanz. Sollte eine deutliche Verbesserung der Prognosegenauigkeit ausbleiben, wäre es in einem zweiten Schritt sinnvoll zu prüfen, ob im Rahmen des Schweizer Modells eine Übertragung des Bilanzmanagements dezentraler bzw. kleiner erneuerbarer Energien auf eine zentrale Stelle zweckmässig sein könnte.

→ **Empfehlung: Monitoring der Prognosequalität für BG mit Klein-PV und der Wirksamkeit der Umsetzung der einschlägigen Branchenempfehlungen sowie Prüfung, welche Indikatoren zur Bewertung der Prognosequalität der BGV mit Klein-PV ggf. in Transparenz-/Sunshine-Regeln integriert sein können, um die Anreizwirkung der Preissignale zu stärken.**

→ **Empfehlung: Im Falle einer unzureichenden Verbesserung der Prognosequalität prüfen, ob im Rahmen des Schweizer Modells eine Übertragung der Bewirtschaftung bzw. des Bilanzmanagements dezentraler erneuerbarer Energien auf eine zentrale Stelle zweckmässig sein könnte.**

5 ANHANG A: AUSGEWÄHLTE STATISTIKEN UND DIAGRAMME

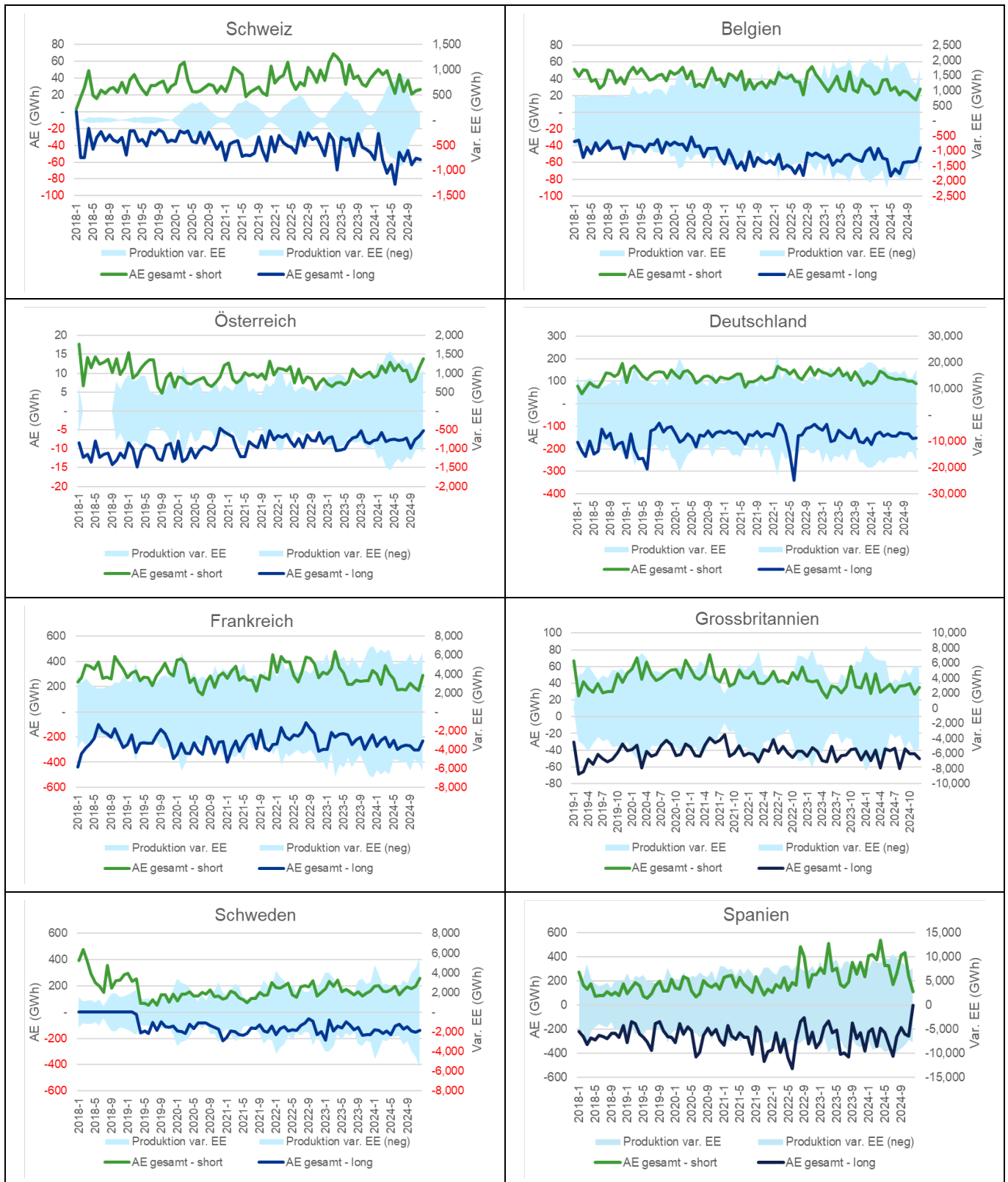
5.1 Monatlicher Abruf von Regelenergie in den untersuchten Ländern im Zeitraum 2018 – 2024 (absolut)



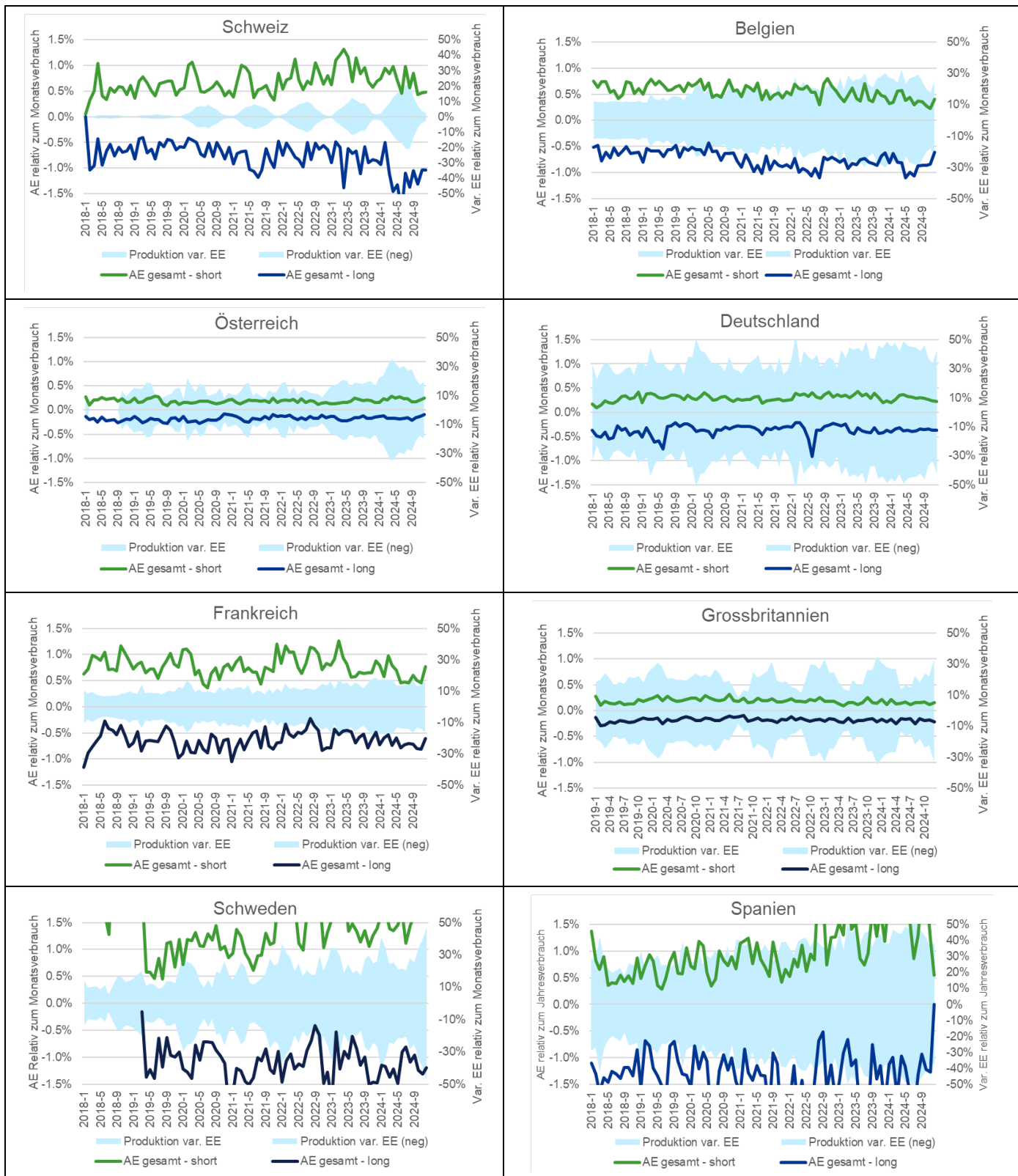
5.2 Monatlicher Abruf von Regelenergie in den untersuchten Ländern im Zeitraum 2018 – 2024 (in % des Monatsverbrauchs)



5.3 Monatliche AE (Saldo) im Vergleich mit der Erzeugung variabler EE in den untersuchten Ländern im Zeitraum 2018 – 2024 (absolut)



5.4 Monatliche AE (Saldo) im Vergleich mit der Erzeugung variabler EE in den untersuchten Ländern im Zeitraum 2018 – 2024 (relativ zum Monatsverbrauch)



6 ANHANG B: QUANTITATIVE DATEN

Folgende Daten wurden im Rahmen der quantitativen Datensammlung erhoben:

1. Systemungleichgewicht bzw. kumulierter Saldo der Ausgleichsenergie (viertelstündlich),
2. Ausgleichsenergiepreise (viertelstündlich),
3. Regelenergieabrufe, differenziert nach SRE und TRE (viertelstündlich),
4. Erzeugung Wind und PV (viertelstündlich),
5. Strommix (monatlich), inkl. Unterscheidung nach Anlagentypen.

Zentrale Datenquelle waren die nationalen Übertragungsnetzbetreiber, Regulierungsbehörden sowie Statistikportale. Ergänzt wurden diese durch Angaben der Transparency Plattform von ENTSO-E. Quelle für den monatlichen Strommix war aus Gründen der Einheitlichkeit die Energiedatenplattform Eurelectric. Da die Daten für die Schweiz auf dieser Plattform unvollständig sind, nutzen wir abweichend Statistiken des BFE. Für die Aufteilung der PV auf Klein- und Grossanlagen wurden die nationalen Berichte aus dem Photovoltaic Power Systems Programme der Internationalen Energie-Agentur genutzt (IEA PVPS (2025)).

Alle erhobenen Daten wurden in ein einheitliches Format (XLSX) übertragen, um die weitere Analyse zu erleichtern. In der Regel wurden die Daten für den Studienzeitraum 2018 bis 2024 und in der angegebenen Granularität erhoben, wobei folgende Einschränkungen zu berücksichtigen waren:

- Belgien: Historische Daten zum Abruf von Regelenergie stehen erst ab April 2018 zur Verfügung.
- Frankreich: Regel- und Ausgleichsenergiekosten grundsätzlich in halbstündlicher Auflösung.
- Grossbritannien: Elexon stellt keine Detailinformationen für den Zeitraum vor 2019 zur Verfügung. Zudem stehen keine Daten zur stündlichen Erzeugung aus Solarenergie zur Verfügung. Ausgleichsenergiekosten grundsätzlich in halbstündlicher Auflösung.
- Schweden: Regel- und Ausgleichsenergiekosten grundsätzlich in stündlicher Auflösung.
- Spanien: Regel- und Ausgleichsenergiekosten grundsätzlich in stündlicher Auflösung.

Im Rahmen der Datensammlung wurde an wenigen Stellen Datenlücken festgestellt, die mit verschiedenen Massnahmen adressiert wurden, um eine ausreichende Datenqualität sicherzustellen. Für Deutschland wurden fehlende Werte in den qualitätsgesicherten aFRR-Daten durch betriebliche Daten ergänzt, welche einen geeigneten Proxy darstellen sollten. Dies betraf etwa 3% der Datenpunkte und insbesondere die Daten des Netzbetreibers 50Hertz. Weitere Datenlücken wurden für das Systemungleichgewicht in der Schweiz sowie den Regelenergieabrufen in Schweden, Spanien, Belgien und Frankreich festgestellt. Dabei wurden Punktuelle Datenlücken (einzelne Viertelstunden) durch Interpolation zwischen benachbarten Werten geschlossen. Datenlücken von ganzen Stunden wurden mit dem Durchschnitt aus der vorangegangenen und der folgenden Stunde gefüllt. Ganztägige Datenlücken wurden analog geschlossen. Die Verzerrung durch diese Anpassungen schätzen wir als äusserst gering ein, da je Parameter und Land nie mehr als 0,2% der Datenpunkte betroffen waren.

7 AUSGEWÄHLTE REFERENZEN

ACER & CEER (2024): ACER–CEER MARKET MONITORING REPORT 2024: Retail Energy Consumer Markets. Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) and Council of European Energy Regulators (CEER). September 2024. Link: https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/09/ACER-CEER_2024_MMR_Retail-1.pdf

ACER (2020): DECISION No 18/2020 OF THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS of 15 July 2020 on the harmonisation of the main features of imbalance settlement. Link: <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/Electricity/MARKET-CODES/ELECTRICITY-BALANCING/10%20ISH/Action%205%20-%20ISH%20ACER%20decision.pdf>

ACER (2020a): ACER Decision on the imbalance settlement harmonisation methodology: Annex I, Methodology for the harmonisation of the main features of imbalance settlement. 15 July 2020. Link: <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/Electricity/MARKET-CODES/ELECTRICITY-BALANCING/10%20ISH/Approved/Action%205%20-%20ISH%20ACER%20decision%20annex%20I.pdf>

All NEMO Committee (2025): CACM Annual Report 2024. 1 July 2025.

All NEMO Committee (undatiert): Information Package About Intraday Auction – IDA.

Bundesamt für Energie (BFE) (2017): Direktvermarktung. Faktenblatt. Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK), Bundesamt für Energie, Sektion Erneuerbare Energien. 20.11.2017. Link: <https://share.google/pF8mtjs0AxzpCoYZN>

Bundesamt für Energie (BFE) (2024): Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2024, Bundesamt für Energie. 01.09.2025. Link: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/teilstatistiken.html>

Bundeskartellamt & Bundesnetzagentur (2024): Monitoringbericht 2024 über die Entwicklungen auf den deutschen Strom- und Gasmärkten. Pressemitteilung, 27. November 2024. Link: https://www.bundeskartellamt.de/Shared-Docs/Meldung/DE/Pressemitteilungen/2024/27_11_2024_Monitoringbericht.html

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2021): AB-ÖKO – Ausgleichsenergie-Bestimmungen Öko. 07.12.2021. Link: https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/ge-setze/2021_12_07_AB-OEKO.pdf

Bundesrat (2026): Paket Schweiz-EU. Dokumentation. Letzter Zugriff am 04.02.2026. Link: <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/paquetsuisseue.html>

Consentec GmbH & Austrian Power Grid AG (2021): Gutachten zur Ausgestaltung des AEP-Systems – Ergänzung. APCS Regelwerk, Einreichung. 13.01.2021. Link: https://www.apcs.at/fileadmin/user_upload/APCS/Regelwerk/Einreichung/Consentec_APG_Gutachten_AEP_System_Erg%20C3%A4nzung_20210113.pdf

Davide Orifici (2019): Day-Ahead und Intraday Stromhandel: Was würde sich mit dem Stromabkommen ändern? EPEX SPOT Schweiz AG. Zürich, 16. Januar 2019. Letzter Zugriff am 11.12.2025. Link: https://www.strommarktrefen.org/2019-01-16_Orifici_Day-Ahead_und_Intraday_Was_wuerde_sich_mit_Stromabkommen_aendern.pdf

E-Control (2025): Zahlen, Zahlen, Zahlen: Strom und Gas im Jahr 2024. Branchen-Newsletter, E-Control. Link: https://www.e-control.at/branchen-newsletter/-/asset_publisher/0wTTT16KsQRv/content/zahlen-zahlen-zahlen-strom-und-gas-im-jahr-2024

EICom (2024), Eidgenössische Elektrizitätskommission, Fachsekretariat: Hohe Preise für Sekundärregelenergie (SRE). Mitteilung 053 \ COO.2207.105.2.172598. Bern, 31. Oktober 2024

EICom (2025a), Eidgenössische Elektrizitätskommission. Bericht Regelleistung und Regelenergie 2024. Bericht der EICom. Bern, Mai 2025

EICom (2025b), Eidgenössische Elektrizitätskommission: Tätigkeitsbericht der EICom 2024. Juni 2025. Link: <https://www.elcom.admin.ch/dam/de/sd-web/Bnz33o1YrZ0/tb-2024.pdf>.

EICom (2025c), Eidgenössische Elektrizitätskommission. Analyse und Optimierung des Marktdesigns für die Regelleistung und -energie in der Schweiz. Studie im Auftrag der EICom. Bern, 27. November 2025

EICom (2026), Eidgenössische Elektrizitätskommission. Sunshine Regulierung, Publikation gemäss Art. 22a StromVG – Dokumentation und Diskussion. Bern, 20. Januar 2026. Link: <https://www.elcom.admin.ch/dam/de/sd-web/wvACpgK8P5pw/Dokumentation%20Sunshine%20Regulierung.pdf>

EICom (2026a), Eidgenössische Elektrizitätskommission. Regulatorische Fragen zum grenzüberschreitenden Austausch. Michael Bhend. EPN Tagung, Bern, 29. Januar 2026.

Elia (2025a): Remuneration of mFRR & aFRR capacity. Letzter Zugriff am 11.12.2025. Link: <https://www.elia.be/en/grid-data/balancing/current-system-imbalance>

Elia (2025b): Current System Imbalance. Letzter Zugriff am 11.12.2025. Link: <https://www.elia.be/en/grid-data/balancing/current-system-imbalance>

Elia (2025c): Imbalance Prices. Letzter Zugriff am 11.12.2025. Link: <https://www.elia.be/en/grid-data/balancing/imbalance-prices-15>

Elia (2025d): Open Data – ODS147 dataset. Letzter Zugriff am 11.12.2025. Link: <https://opendata.elia.be/explore/dataset/ods147/table/?sort=predictiontimeutc>

EnergieAllianz Austria (2019): Mischpreisverfahren für Regelenergie gekippt. Link: <https://www.energieallianz.com/de/de/news-detail/mischpreisverfahren-fuer-regelenergie-gekippt.html>

Energimyndigheten (2025): The electricity certificate system. Swedish Energy Agency. Link: <https://www.energimyndigheten.se/en/Sustainability/The-electricity-certificate-system/>

ENTSO-E (2011): European Network of Transmission System Operators for Electricity: Working Group Renewables & Working Group Ancillary Services (2011): Developing Balancing Systems to Facilitate the Achievement of Renewable Energy Goals. Positionspapier, November 2011. Letzter Zugriff am 11.12.2025. Link: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/position_papers/111104_RESBalancing_final.pdf

ENTSO-E AISBL (2024): Overview of Frequency Control in the Nordic Power System. Nordic Analysis Group report, 07.05.2024. Link: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/SOC%20documents/Nordic/2024/Overview_of_Frequency_Control_in_the_Nordic_Power_System.pdf

ENTSO-E (2025): European Network of Transmission System Operators for Electricity: Balancing Platforms Stakeholders' Workshop. 04 November 2025

ENTSO-E (2025a): European Network of Transmission System Operators for Electricity: Survey on Ancillary services 2024. 1 Juli 2025

ENTSO-E (2025b): ENTSO-E Market Report 2025. Letzter Zugriff am 11.12.2025. Link: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/strapi-test-assets/strapi-assets/entso-e_Market_report_2025.pdf

EPEX SPOT (2020): EPEX SPOT and ECC successfully launch local Intraday auctions. Letzter Zugriff am 11.12.2025. Link: <https://www.epexspot.com/en/news/epex-spot-and-ecc-successfully-launch-intraday-auctions-austria-belgium-france-and-netherlands>.

EPEX SPOT (2020): EPEX SPOT introduces 15-minute contracts in Denmark, Finland and Sweden. Pressemitteilung. 2020. Link: <https://www.epexspot.com/en/news/epex-spot-introduces-15-minute-contracts-denmark-finland-and-sweden>

EPEX SPOT (2025): Annual Trading Results 2024: Power trading on EPEX SPOT reaches an all-time high. Pressemitteilung. 2025. Link: <https://www.epexspot.com/en/news/annual-trading-results-2024-power-trading-epex-spot-reaches-all-time-high>

EPEX SPOT (2025): EPEX SPOT and Swissgrid reduce lead time from 30 minutes to 5 minutes for Swiss Intraday Continuous contracts. Pressemitteilung. Letzter Zugriff am 04.02.2026. Link: <https://www.epexspot.com/en/news/epex-spot-and-swissgrid-reduce-leadtime-30min-5min-swiss-intraday-continuous-contracts>

EPEX SPOT (2026): Exchange members. Link: <https://www.epexspot.com/en/exchangemembers>

eSett Oy (2025): Nordic Imbalance Settlement Handbook – Instructions and Rules for Market Participants (Version 5.1). Helsinki, 05.05.2025. Link: <https://www.esett.com/app/uploads/2024/10/NBS-Handbook-v5.1.pdf>

eSett Oy (2025): Open Data Portal. Link: <https://opendata.esett.com/>

European Commodity Clearing AG (2020): EPEX SPOT and ECC successfully launch local Intraday auctions. Pressemitteilung. 2020. Link: https://www.ecc.de/en/newsroom/detail?tx_news_pi1%5Baction%5D=detail&tx_news_pi1%5Bcontrol%5D=News&tx_news_pi1%5Bnews%5D=599&cHash=cad8e4c6dc296e6a6513f0200bdc385

EWS AG (2025): Mitteilung zu Tarifänderungen im Jahr 2026: EWS senkt die Strompreise leicht. Medienmitteilung, 28.08.2025. Link: <https://www.strom.ch/de/pressemitteilung/mitteilung-zu-tarifaenderungen-im-jahr-2026-ews-senkt-die-strompreise-leicht%E2%80%A0>

IEA PVPS (2022): National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2021. International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. October 2022. Link: <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2022/10/National-Survey-Report-of-PV-Power-Applications-in-Sweden-2021.pdf>

IEA PVPS (2025): Diverse National Survey Reports of PV Power Applications. International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. October 2022. Link: <https://iea-pvps.org/national-survey-reports/>

IGCC (2024): IGCC Regular Report on Social Welfare. Q4 2024

ISE (2026): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Harry Wirth, Fraunhofer ISE, Fassung vom 15.01.2026. Link: www.pv-fakten.de

Nordic Unbalance Settlement Committee (2025): NUCs – Nordic Unbalance Settlement Committee. Link: <https://www.nucs.net/>

Ofgem (2025). Smart Export Guarantee (SEG), Annual Report, SEG Year 5 (1 April 2024 to 31 March 2025). London. 2025

Österreichs Energie (2025): Marktpreis. Marktinformationen, Österreichs Energie. Letzter Zugriff am 11.12.2025. Link: <https://www.oem-ag.at/marktpreis>

Regelleistung.net (2025a): Historie Regelreservebeschaffung. Letzter Zugriff am 11.12.2025. Link: <https://www.regelleistung.net/de-de/Marktinformationen/Historie-Regelreservebeschaffung>

Regelleistung.net (2025b): Historie Regelreservebeschaffung. Letzter Abruf am 20.11.2025. Link: <https://www.regelleistung.net/de-de/Marktinformationen/Historie-Regelreservebeschaffung>

Regeringen (2020): Skatterreduktion för installation av grön teknik. Lagrådsremiss. Augusti 2020. Link: <https://www.regeringen.se/rattsliqa-dokument/lagratsremiss/2020/08/skatterreduktion-for-installation-av-gron-teknik/>

Svenska kraftnät (2020): Svenska kraftnät's First Views on the Future Imbalance Settlement Scheme (Version 2). 26.10.2022. Link: https://www.svk.se/contentassets/905c5b0a11184a0ab582891d63e6b166/svenska-kraftnats-first-views-on-the-future-imbalance-settlement-scheme_version-2.pdf

Svenska kraftnät (2025a): Procurement and pricing of ancillary services. Stakeholders Portal – Electricity Market / Provision of Ancillary Services. Link: <https://www.svk.se/en/stakeholders-portal/electricity-market/provision-of-ancillary-services/procurement-and-pricing-of-ancillary-services/>

Svenska kraftnät (2025b): Kontrollrummet. Link: <https://www.svk.se/kontrollru>

Swiss economics (2024). Wettbewerbs- und Marktsituation des Schweizer Strommarktes. Schlussbericht. Bericht im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE). Zürich / Bern, 20.09.2024. Link: <https://www.bfe.ad-min.ch/bfe/de/home/news-und-medien/publikationen.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYy-WRtaW4uY2gyZGUvcHVibGJiYX/Rpb24vZG93bmxyYWQvMTIxMTc=.html>

Swissgrid (2024): BGM Partner Meeting 2024. Zurich Airport and Online Meeting, 12. November 2024. Link: <https://www.swissgrid.ch/en/home/customers/topics/bgm.html>

Swissgrid (2025): BGM Partner Meeting 2025. Newsroom – Events, 11 November 2025. Link: <https://www.swissgrid.ch/en/home/newsroom/events/bgm.html>

Swissgrid (2026). Allgemeine Bilanzgruppenvorschriften. Version 3.1 vom 01.01.2026

Swissgrid (2026a). Bilanzgruppenvertrag. Version 3.0 vom 01.01.2026

Swissolar (2023): RU-Bonus. Informationsblatt. 08.05.2023. Link: https://www.swissolar.ch/01_wissen/wirtschaftlichkeit/foerderung/7238-20230508_fiche-info-ru-bonus_de.pdf

Übertragungsnetzbetreiber (2025a): NRV-Saldo-Ampel. Netztransparenz.de – Regelenergie / NRV- und RZ-Saldo. Link: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Regelenergie/NRV-und-RZ-Saldo/NRV-Saldo-Ampel>

Übertragungsnetzbetreiber (2025b): NRV-Saldo. Netztransparenz.de – Regelenergie / NRV- und RZ-Saldo. Link: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Regelenergie/NRV-und-RZ-Saldo/NRV-Saldo>

UK-EU Summit (2025). A renewed agenda for European Union – United Kingdom cooperation, Common Understanding. 19th May 2025. Link: <https://www.gov.uk/government/publications/ukey-summit-key-documentation>

Vattenfall AB (2025): Installera solceller. Link: <https://www.vattenfall.se/solceller/installera-solceller/>

Verordnung (EU) 2017/2195: Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission: vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem. Amtsblatt der Europäischen Union. L 312/6. 28.11.2017 Link: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2195>

Verordnung (EU) 2019/943: Verordnung (EU) 2019/943 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES (2019): Vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Recast). Amtsblatt der Europäischen Union, L 158, 14.06.2019. Letzter Zugriff am 11.12.2025. Link: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943>

VESE - Verband unabhängiger Energieerzeuger (2025): PV-Tarif. Link: <https://www.vese.ch/pvtarif/>.

VSE (2025): Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE. Regelung der Einspeisung von Photovoltaikanlagen. Richtlinie für die netzdienliche Regelung der Einspeisung von Photovoltaikanlagen. Branchenempfehlung. Aarau, 2025

VSE (2025a): Prognose von Produktion und Verbrauch. Best Practice Papier, BPP. Aarau, 2025

ZfK (2025): Direktvermarkter 2025 – ein Überblick in elf Grafiken (Stand 1. Juli 2025). Zeitung für kommunale Wirtschaft, 08.08.2025. Link: <https://www.zfk.de/unternehmen/vertrieb/direktvermarkter-2023-ueberblick>



Über DNV

Als weltweit führende Ressource unabhängiger Energieexperten und technischer Berater unterstützen wir Branchen und Regierungen bei der Bewältigung der vielen komplexen, miteinander verbundenen Veränderungsprozesse, die global und regional in der Energiewirtschaft stattfinden.

Durch unsere Beratungs-, Überwachungs-, Verifizierungs- und Zertifizierungsdienstleistungen bieten wir Sicherheit für die gesamte Wertschöpfungskette von Energie - über Erzeugung und Produktion, Übertragung und Verteilung bis hin zum Endverbrauch. Wir unterstützen den Betrieb von physischen und digitalen Anlagen und Systemen mit hohem Risiko in den Bereichen Wind, Solar/ Photovoltaik, Energiespeicher, Wasserstoff, Öl, Gas, synthetische Brennstoffe, Stromnetze sowie Kohlenstoffabscheidung und -speicherung.

Unsere mehr als 6.000 engagierten Experten, die eng mit unseren Kunden im Energiebereich zusammenarbeiten, machen uns zum vertrauenswürdigen Partner, um den grössten globalen Wandel innerhalb einer Generation zu bewältigen: die Energiewende.