



Markttransparenz 2022

Bericht der ElCom

Bern, im Juni 2023

Inhaltsverzeichnis

Vorwort von Sita Mazumder.....	3
1 Marktüberwachung in der Schweiz: Zahlen und Fakten	4
2 Marktüberblick	9
2.1 Spotmarktbericht: Jahresrückblick 2022	9
2.2 Terminmarktbericht – Jahresrückblick 2022	24
2.3 Wöchentliches Reporting an den Bundesrat.....	31
3 Wesentliche Marktüberwachungsaktivitäten der ElCom	32
3.1 Analysestatistik 2022	32
3.2 Analysearbeiten in 2022.....	33
3.2.1 Analyse der Auswirkungen der Erneuerbaren Energien auf Volumina und Preise der Day-Ahead und Intraday Märkte Schweiz, Deutschland und Frankreich	33
3.2.2 Analyse von Handelsvolumina an EEX Börse (Börsenhandelsvolumina versus Börsengeclearten Volumina)	36
3.2.3 Drei Light Reporting Cases EPEX SPOT	39
3.2.4 Reporting von Rampen bei Kraftwerksausfällen	40
4 Liquiditätsmonitoring.....	41
4.1 Berechnung Margin Parametern zum Monitoring der Liquiditätsentwicklungen eines Benchmark Portfolios	41
4.2 Internes Monatliches Reporting betreffend Grosshandelsmarkt und Liquiditätssituation der Schweizer Marktteilnehmer.....	43
4.3 Verfügung ElCom betreffend Übermittlung von Daten zu abgeschlossenen Stromhandelsgeschäften.....	44
4.4 Neue Aufsichtsaufgaben unter FiREG	44
5 GATE - Bundesgesetz über die Aufsicht und Transparenz in den Energiegrosshandelsmärkten	45
6 Weitere Tätigkeiten zu Markttransparenz und Marktüberwachung.....	46
6.1 Zusammenarbeit im In- und Ausland	46
6.2 Sonstige Aktivitäten mit Bezug zu Markttransparenz und Marktüberwachung.....	47
7 Ausblick.....	48
Abbildungsverzeichnis / Tabellenverzeichnis.....	50
Glossar.....	52

Vorwort von Sita Mazumder

2022 war geprägt durch den Krieg in der Ukraine. Dieser liess die Energiepreise in die Höhe schiessen und stellte die Versorgungssicherheit nicht nur in der Schweiz, sondern auch in Europa vor grosse Herausforderungen. Diese sich daraus ergebenden zusätzlichen Aufgaben haben auch die Marktüberwachung stark beschäftigt: Dazu zählen die Mitarbeit in neuen Gremien, die Ausarbeitung von zusätzlichen Monitoringberichten – allen voran ein wöchentliches Reporting an den Bundesrat, sowie die Unterstützung anderer interner und externer Stellen bei ihren Aufsichtsaufgaben und -vorhaben. Trotzdem konnten zusätzlich zu den bisher üblichen Reports und Auswertungen unter anderem auch die nachstehenden Studien erarbeitet werden:

Analyse der Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf Volumina und Preise der Day-Ahead und Intraday Märkte Schweiz, Deutschland und Frankreich (Mai 2022)

Die unter 3.2.1 dargelegte Studie analysiert die Effekte des Ausbaus erneuerbarer Energien auf die Handelsvolumina und die Grosshandelspreise. Dieser reduziert auf der einen Seite die Importe und erhöht somit die Stromversorgungssicherheit. Der Intraday Markt hat bei den Marktteilnehmern aufgrund der zunehmenden Entwicklung der erneuerbaren Energien und der automatisierten Handelsstrategien an Beliebtheit gewonnen. Im Rahmen dieser Analyse sollte aufgezeigt werden, wie sich die Handelsvolumina und Preise der kurzfristigen Märkte, des Day-Ahead Markts und des Intraday Markts für die Liefergebiete Schweiz, Deutschland und Frankreich entwickelt haben.

Analyse von Handelsvolumina an EEX Börse (Börsenhandelsvolumina versus Börsengeclearten Volumina) (Oktober 2022)

Die Analyse unter 3.2.2 zeigt die an der EEX gehandelten oder registrierten Volumina an den deutschen, französischen und italienischen Strommärkten im Jahr 2022 gegenüber den vorigen Jahren. Als Leckerbissen vorab: Die Schweiz zeigt hier ein anderes Verhalten als die restlichen Länder.

Das Monitoring des Marktes Schweiz gestaltet sich nach wie vor herausfordernd, da nicht alle notwendigen Daten zur Verfügung stehen. Hier will der Bundesrat mit dem Bundesgesetz über die Aufsicht und Transparenz in den Energiegrosshandelsmärkten (GATE), für welches er an seiner Sitzung vom 16. Dezember 2022 die Vernehmlassung eröffnet hat, Transparenz schaffen. GATE verpflichtet die am Schweizer Stromgrosshandelsmarkt tätigen Marktteilnehmer, der ElCom Angaben über ihre Transaktionen und Handelsaufträge zu übermitteln. Verbote für Insiderhandel und Marktmanipulation sind zudem enthalten. Es ist der erste Schritt, das Bundesgesetz über subsidiäre Finanzhilfen zur Rettung systemkritischer Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft (FiREG), welches bis 2026 befristet ist, abzulösen.

Durch die beiden Hauptthemen, Liquidität und Versorgungssicherheit, ergab sich ein engeres Zusammenspiel zwischen Finanzregulierung und Energieregulierung. Es fanden mehr Kontakte mit der Eidg. Finanzmarktaufsicht (FINMA) statt, was sehr zu begrüßen ist. Auf der anderen Seite nahmen die Kontakte mit den National Regulatory Authorities (NRA) der EU aufgrund der Ressourcensituation auch seitens der EU-NRAs etwas ab.

Ich wünsche Ihnen mit dem vorliegenden Markttransparenzbericht eine spannende Lektüre und interessante Einblicke in die Marktüberwachung der ElCom.

Sita Mazumder

1 Marktüberwachung in der Schweiz: Zahlen und Fakten

Basierend auf Artikel 26a der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV; SR 734.71) sind in der Schweiz ansässige Marktteilnehmer (juristische und gegebenenfalls natürliche Personen), die an einem Elektrizitätsgrosshandelsmarkt in der Europäischen Union (EU) teilnehmen, verpflichtet, die gleichen Informationen, die sie aufgrund der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts (REMIT-Verordnung)¹ den Behörden der EU oder der Mitgliedstaaten liefern, gleichzeitig und in gleicher Form auch der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom) zu übermitteln. Dazu zählt auch eine Registrierung bei der ElCom (Art. 26a Abs. 4 StromVV) sowie die Übermittlung der entsprechenden Registrierungsdaten.

Seit Beginn der Registrierungs- und Rapportierungspflicht mit dem Inkrafttreten der REMIT-Verordnung in 2015 und fortfolgend der Anwendung von Art. 26a Abs. 4 StromVV für Elektrizitätsunternehmen mit Sitz in der Schweiz, die an EU-Märkten Geschäfte abwickeln, wächst die Anzahl der bei der ElCom angemeldeten Marktteilnehmer kontinuierlich. In 2022 gab es acht weitere Unternehmen, die zwecks bevorstehender Datenmeldung gemäss Art. 26a ff StromVV ihrer Verpflichtung zur Registrierung bei der Elektrizitätskommission der Schweiz nachgekommen sind. Wie aus der Abbildung 1 zu entnehmen ist, konnte der Registrierungsprozess bei vier davon bereits in 2022 abgeschlossen werden. Somit beträgt die Anzahl der bei der ElCom per Ende 2022 angemeldeten Marktteilnehmer 86. Es haben keine Deregistrierungen im Jahr 2022 stattgefunden.

Eine Liste der in der Schweiz ansässigen Elektrizitätsunternehmen, die bei der ElCom nach Art. 26a Abs. 4 StromVV registriert sind, ist auf der offiziellen Webseite der Eidgenössischen Elektrizitätskommission in der Sektion «Marktüberwachung» publiziert. Sie wird zweimal jährlich aktualisiert.

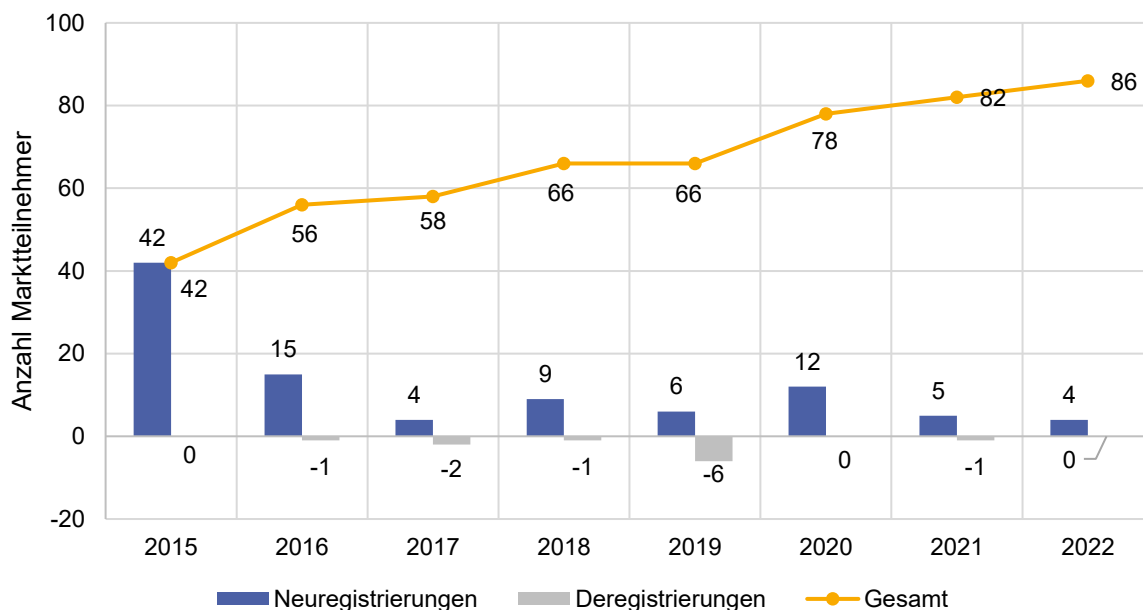


Abbildung 1: Anzahl der bei der ElCom registrierten Schweizer Marktteilnehmer per 31.12.2022²

¹ Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts, [EUR-Lex - 32011R1227 - EN - EUR-Lex \(europa.eu\)](#), Stand: 1. Februar 2022

² An den Stellen, wo keine Datenquelle ausgewiesen ist, handelt es sich um eigendatenbasierte Auswertungen der ElCom.

Veränderungen gegenüber dem Vorjahr gibt es nicht nur bei der Anzahl der registrierten Marktteilnehmer, sondern auch bei der Verteilung nach dem Land, wo diese ihre initiale Registrierung nach REMIT vorgenommen haben. Die deutsche *Bundesnetzagentur* (BNetzA) bleibt in dieser Kategorie wie in den Jahren davor führend. Sie ist von mehr als der Hälfte der Marktteilnehmer mit Sitz oder Wohnsitz in der Schweiz bevorzugt, gefolgt vom niederländischen Regulator *Autoriteit Consument & Markt* (ACM), der die britische Regulierungsbehörde *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem) an dieser Stelle ersetzt. Letztere positioniert sich vom zweiten auf den sechsten Platz – eine Veränderung, die eine Folge des Brexits darstellt. Marktteilnehmer, die ihre initiale Registrierung nach REMIT vor dem Austritt Grossbritanniens aus der EU beim britischen Energieregulator vorgenommen hatten, mussten sich Ende 2021 neu bei der Regulierungsbehörde eines EU-Mitgliedstaates anmelden. Fortfolgend sollte dann eine Neuregistrierung mit dem neu zugeteilten ACER Code auch bei der EICom erfolgen. Dass Ofgem weiterhin einen Platz auf der Übersicht der bei der EICom registrierten Schweizer Marktteilnehmer per 31.12.2022 belegt, geht auf nicht abgeschlossene Neuregistrierungen dreier solcher Marktteilnehmer, allesamt mit Sitz in London, zurück. Dieser Prozess sollte baldmöglichst abgeschlossen sein.³

Wie im Vorjahr nimmt die italienische *Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente* (ARERA) mit wiederholt acht Registrierungen den dritten Platz ein, gefolgt erneut vom französischen Regulator *Commission de régulation de l'énergie* (CRE) mit sieben Marktteilnehmern aus der Schweiz – um einen mehr als in 2021. Gleichbleibend gegenüber dem Vorjahr ist die Anzahl der Schweizer Marktteilnehmer, die bei der österreichischen *Energie-Control GmbH* (E-Control) registriert sind - fünf. Je eine Registrierung von einem Marktteilnehmer mit Sitz in der Schweiz mehr können die polnische (*Urząd Regulacji Energetyki*, URE) und die spanische (*Comisión Nacional de Energía*, CNE) Regulierungsbehörde verzeichnen. Neu sind auf der Übersicht der Anzahl der bei EU-Regulierungsbehörden registrierten Schweizer Marktteilnehmer betreffend 2022 die Registrierungen bei den jeweiligen Regulierungsbehörden in Irland und Belgien – je eine. Auf der Übersicht wird weiterhin ein Unternehmen aufgeführt, welches Handelsaktivitäten nur innerhalb der Schweiz abwickelt, sich aber freiwillig bei der EICom in 2016 registriert hat, siehe hierzu Abbildung 2.

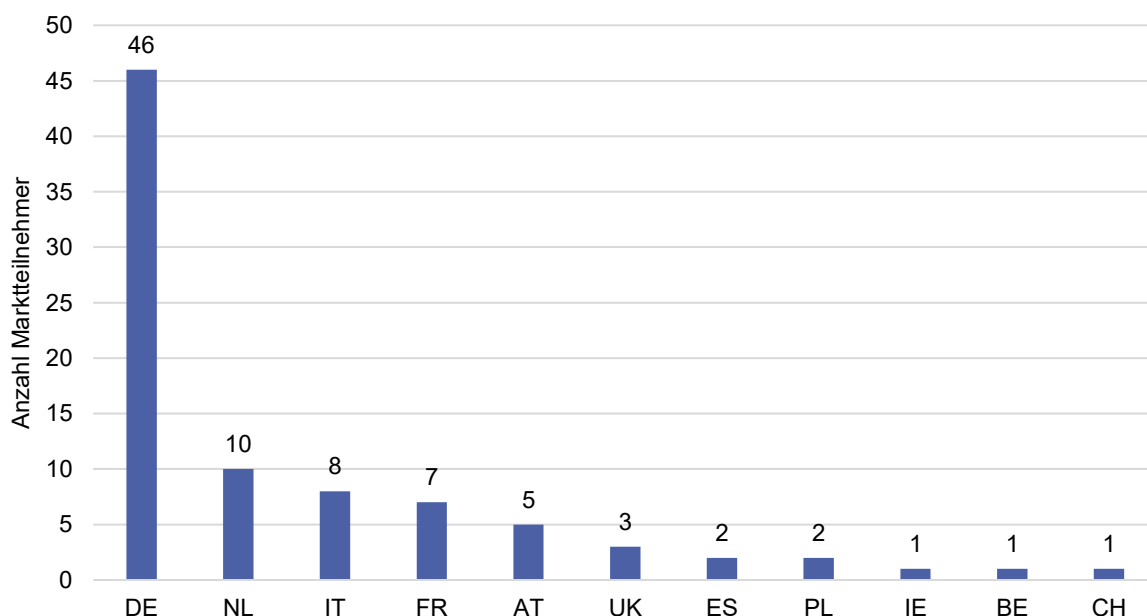


Abbildung 2: Anzahl der bei EU-Regulierungsbehörden registrierten Schweizer Marktteilnehmer

³Gemäss Art. 9 Abs. 5 REMIT teilen die Marktteilnehmer der nationalen Regulierungsbehörde unverzüglich jede Änderung mit, die sich hinsichtlich der im Registrierungsformblatt angegebenen Informationen ergeben hat (s. auch [Questions and answers on REMIT \(europa.eu\)](#), 19. Januar 2023). Dasselbe gilt auch für die Registrierung gegenüber der EICom. Jeder Marktteilnehmer, der bei der EICom registriert ist, hat somit stets Sorge zu tragen, dass die durch ihn an die EICom übermittelten Registrierungsdaten aktuell gehalten werden. Änderungen jeder Art sind zeitnah im Registrierungstool der EICom vorzunehmen.

Die Informationen zu den Energiehandelsgeschäften, die die Marktteilnehmer mit Sitz oder Wohnsitz in der Schweiz an den EU-Elektrizitätsmärkten getätigt haben, werden auch in 2022 ausschliesslich über externe Datenlieferanten übermittelt, die sogenannten *Registered Reporting Mechanisms* (RRM), die an die Datenbank der EICom angebunden sind. Wie aus der Übersicht auf der Webseite der EICom in der Sektion «Marktüberwachung» und aus der Tabelle 1 unten ersichtlich ist, bleibt ihre Anzahl im letzten Jahr unverändert.

Eine direkte Übermittlung der rapportierungspflichtigen Daten von einem Marktteilnehmer an die EICom ist nach wie vor nicht gestattet, es sei denn der jeweilige Marktteilnehmer hat ordnungsgemäss den Status eines RRM von ACER erlangt, wie dies der Fall bei Total Gas & Power Ltd ist.

Nr.	RRM	ACER Code
1	EEX European Energy Exchange AG	B0000104M.DE
2	EPEX SPOT SE	B0000258F.FR
3	Equias B.V.	B00001014.NL
4	EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG	B0000114T.AT
5	JAO S.A.	B0005876N.LU
6	Seeburger AG	B0000112P.DE
7	Total Gas & Power Ltd.	A0000208K.UK
8	Trayport Ltd.	B00001100.UK
9	Webware Internet Solutions GmbH	B0001064H.DE

Tabelle 1: Liste der bei der EICom angebundenen RRM per 31. Dezember 2022

In 2022 hat ein weiteres RRM den Antrag auf Anbindung an die EICom gestellt. Per Ende Jahr befindet sich dieses Unternehmen jedoch noch mitten im Anbindungsprozess. Zu unterstreichen an dieser Stelle wäre, dass dieser Prozess in der Regel knapp zwei Monate in Anspruch nimmt. Je nachdem wie schnell und erfolgreich die Tests auf den verschiedenen IT-Umgebungen verlaufen, könnte diese Zeitspanne unter Umständen minim gekürzt werden oder, in den seltenen Fällen, länger als vorgesehen dauern. Letzteres ist insbesondere dann zu beachten, wenn ein Marktteilnehmer ein RRM wählt, der noch nicht an die IT-Systeme der EICom angebunden ist. Dieser RRM sollte vom jeweiligen Marktteilnehmer rechtzeitig beauftragt werden, Kontakt mit der EICom aufzunehmen, den auf der Webseite der EICom publizierten Antrag (*Access Form for Registered Reporting Mechanisms*) auszufüllen und den Prozess der Anbindung früh genug zu beginnen, damit der zeitige und reibungslose Start der Datenübermittlung an die EICom gewährleistet werden kann.

Wichtig sei hier auch zu erinnern, dass nach wie vor die bereits abgeschlossene, erfolgreiche Zertifizierung und Registrierung als RRM durch ACER eine zwingende Voraussetzung für den Start des Anbindungsprozesses eines RRM durch die EICom ist.

Neu registrierte rapportierungspflichtige Marktteilnehmer mit Sitz oder Wohnsitz in der Schweiz, die einen RRM wählen, der bereits auf der EICom Liste der RRM's erscheint, sollen den oder die RRM(s) ihrer Wahl stets und explizit darüber in Kenntnis setzen, dass das Reporting an die EICom auch ein Teil des Auftrags sein sollte und entsprechend diesbezüglich einen separaten Vertrag oder ein Annex zum Hauptvertrag mit dem RRM unterzeichnen. Ohne diese ausdrückliche Beauftragung erfolgt das Daten-Reporting an die EICom gewöhnlich nicht.

Neben den über die RRM's gemeldeten Daten zu den Handelstransaktionen der Marktteilnehmer erhält die EICom ferner Fundamentaldaten sowie Publikationen zu Insiderinformationen. Diese Meldungen gelangen an die EICom über die eigens dafür geschaffenen Schnittstellen mit der Transparenzplattform des Verbandes der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber *European Network of Transmission System Operators for Electricity* ENTSO-E (ENTSO-E TP) und der Transparenzplattform der Europäischen Energiebörse European Energy Exchange EEX (EEX TP).

Für die Meldung von Insiderinformationen können die Marktteilnehmer auch andere Transparenzplattformen, sogenannte *Inside Information Platforms* (IIPs), benutzen. Die einzige Voraussetzung dafür, dass die dort veröffentlichten Meldungen auch durch die ElCom akzeptiert werden, ist, dass die jeweilige Plattform von ACER geprüft und auf der im REMIT-Portal veröffentlichten Liste der durch die Agentur genehmigen IIPs erscheint. Eine Meldung über die eigene Unternehmenswebsite oder über soziale Medien kann seit 1. Januar 2021 als zusätzliche Quelle für die Veröffentlichung von Insiderinformationen genutzt werden, ist aber nicht mehr ausreichend und wirksam.

Die Marktteilnehmer mit Sitz oder Wohnsitz in der Schweiz wurden seinerzeit per E-Mail über diese Neuerung bei den ACER-Regeln zur Veröffentlichung von Insiderinformationen benachrichtigt und aufgefordert, nach dem Entscheid über die Transparenzplattform zur Publikation von Insiderinformationen die diesbezüglichen Angaben im ElCom-Registrierungstool anzupassen. Einige wenige Unternehmen sind zwei Jahre später dieser Verpflichtung noch nicht nachgegangen und wurden Anfang 2023 ein letztes Mal aufgefordert, die entsprechende Änderung vorzunehmen.

Bei Unternehmen, die eigener Einschätzung nach bei ihrer geschäftlichen Tätigkeit – sei es im Rahmen des eigenen Betriebes oder über Drittpersonen – mit überwiegender Wahrscheinlichkeit nie an Insiderinformationen gelangen werden, empfiehlt sich, an der jeweiligen Stelle zum Benennen einer dedizierten Transparenzplattform zur Publikation von Insiderinformationen im ElCom-Registrierungstool den Eintrag <http://na> für *nicht anwendbar* zu machen.

Um eine umfassende Marktbeobachtung zu gewährleisten, bezieht die Sektion Marktüberwachung der ElCom auch weitere Informationen ein. Die Settlement-Preise für Strom, Gas und CO₂ von EEX und EPEX SPOT oder die Kohlepreise von Refinitiv zum Beispiel werden als Referenz bei den erstellten Studien und Analysen herangezogen. Neu hinzu kamen 2022 Daten von European Commodity Clearing (ECC). Auch Angaben zu den Füllständen der Stauseen in der Schweiz, Kraftwerksverfügbarkeiten in den Nachbarländern oder weitere Informationen, teilweise aus öffentlichen Quellen wie beispielsweise Swiss Meteo, werden abgerufen und als wertvolle Ergänzung bei diversen Marktüberwachungsaktivitäten verwendet.

Seit Einführung der Rapportierungspflicht Ende 2015 steigt nicht nur die Anzahl der bei der ElCom registrierten Marktteilnehmer, sondern auch die Anzahl der an die ElCom in ihrem Auftrag über die RRM's übermittelten Daten stetig. Auch in 2022 setzt sich diese Tendenz noch deutlicher als die Jahre davor fort. Mit knapp 60 Mio. Transaktionen (Trades und Orders) sind es 14.3 Mio. Meldungen mehr als im Vorjahr. Die rapportierten Orders allein machen 11.2 Mio. davon aus. Diese über 30%-ige Steigerung lässt sich vor allem durch die Tendenz zu immer kurzfristigerem Handel und dem damit verbundenen vermehrten Einsatz von automatisierten Handelsalgorithmen erklären.

Neu im Jahr 2022 ist der Start der Datenmeldungen zu Energiehandelsgeschäften am Marktplatz Schweiz seitens der sog. systemkritischen Marktteilnehmer in Zusammenhang mit der Verabschiedung und dem Inkrafttreten des Bundesgesetzes über subsidiäre Finanzhilfen zur Rettung systemkritischer Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft (Art. 19 Abs. 2 FiREG), welches einen Schutzmechanismus gegen die aktuellen systemischen Risiken auf den europäischen Energiemärkten sicherstellen soll. Da das Reporting dieser Daten erst im November 2022 begonnen hat, beläuft sich die Anzahl der erhaltenen Data bis Ende letzten Jahres lediglich auf wenige Meldungen (13'493). Daher wird auf ihre Darstellung auf Abbildung 3 verzichtet. Mehr über diese neuen Aufsichtsaufgabe für die ElCom ist im Kapitel 4.4 in diesem Markttransparenzbericht zu lesen.

Die Anzahl der Nicht-Standardverträge ist im Vergleich zum Vorjahr um 12% gesunken. Diese Veränderung geht grösstenteils auf Korrekturmitteilungen von 2021 zurück.

Eine Tendenz in die gleiche Richtung ist bei den Reports zu den Fundamentaldaten und bei den Meldungen von Insiderinformationen zu verzeichnen. Bei der ersten Kategorie wurden über 5.2 Mio. d.h. fast 800'000 weniger Meldungen gegenüber dem Vorjahr registriert. Bei unveränderten Einstellungen der abgerufenen Kategorien seitens der ElCom stellt das eine negative Veränderung von 13.4% dar. Zu den Ursachen für diesen Rückgang zählen eine geringere Anzahl von (geplanten und ungeplanten) Meldungen von Transmission Unavailabilities in den wichtigsten Grenzländern sowie technische Probleme mit den Berichterstattungsinstrumenten. Für die zweite Kategorie wurde ein Rückgang der Datenmenge um 46% verzeichnet. Der Grund dafür liegt in einer technischen Umstellung (Versionsanpassung eines Schemas) im Rahmen der IT-Systeme der ElCom, der Ende 2022 noch in der Implementierung war.

In Summe wurden seit Beginn der Reporting-Verpflichtung im Jahr 2015 etwas mehr als 278 Mio. Daten an die ElCom gemeldet. Eine detaillierte Übersicht der Verteilung über die einzelnen Perioden sowie eine graphische Darstellung der Tendenzen bei der Datenübermittlung findet sich in Abbildung 3.

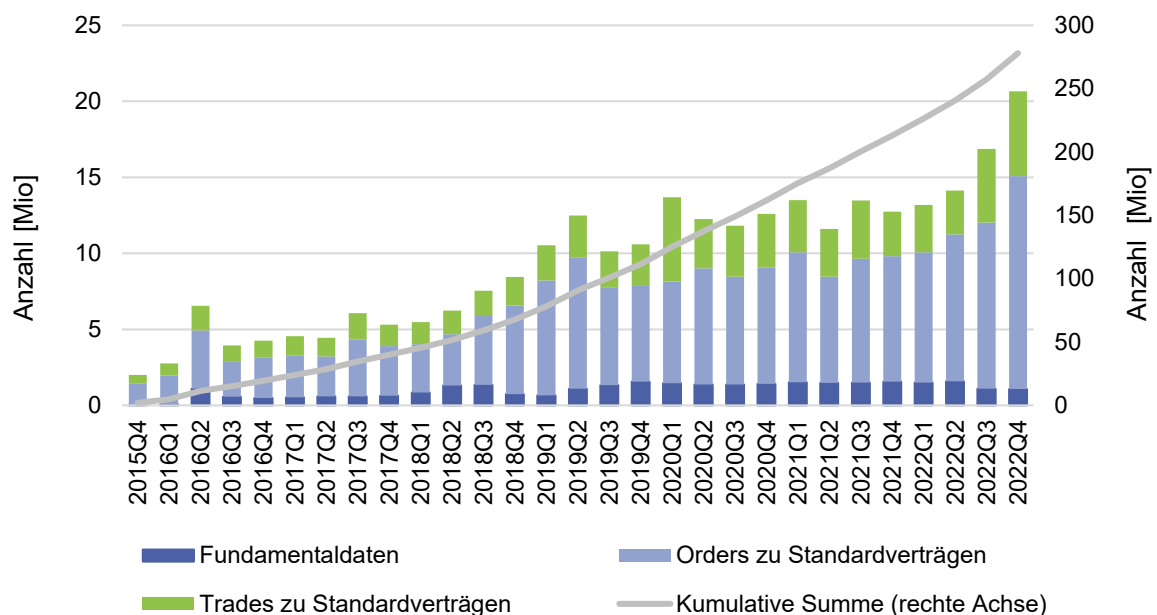


Abbildung 3: Gemeldete Daten seit Beginn der Reporting-Verpflichtung⁴

Bei den Transaktionsmeldungen überwiegen auch in 2022 die Standardverträge. Allerdings ist ihre Anzahl von 42.3 Mio. auf 55.8 Mio., d.h. um mehr als 30% gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Das Verhältnis zwischen dem Kurzfrist- und Terminhandel ist jedoch unverändert geblieben. Dies lässt sich überwiegend durch verkürzte Lieferperioden bei den Kurzfristverträgen, mehr damit verbundene Transaktionen und Orders sowie eine höhere Anzahl von Intraday-Auktionen erklären.

Mit 95% steht der Kurzfristhandel wie in den Vorjahren klar in Führung, wobei sich hier die Tendenz zur Verschiebung von Kurzfristhandel-Auktionen (2020: 41%, 2021: 37%) zu kurzfristigem kontinuierlichem Handel (2020: 53%, 2021: 58%) letztes Jahr noch deutlicher fortgesetzt hat. Die Intraday Auktionen Schweiz-Italien sind seit September 2021 nicht mehr implizit, was sich sicherlich auch auf die Anzahl von Transaktionen und Orders für die Schweiz ausgewirkt haben sollte. In 2022 bildeten Dreiviertel der durch die ElCom erhaltenen Daten Transaktionen im kontinuierlichen Kurzfristhandel ab.

⁴ Fundamentaldaten beinhalten Produktionsdaten von Kraftwerken, Lastdaten, Verfügbarkeit von Grenzkapazitäten, kommerzielle Grenzflüsse, Meldungen zu Ausfällen von Strominfrastruktur, etc.

Die Meldungen betreffend Termingeschäfte, unter anderem mit Futures und Forwards, machen auch in 2022 nur 5% der gemeldeten Daten aus, siehe Abbildung 4. Die meisten Termingeschäfte werden über Broker oder über die EEX-Börse abgewickelt.

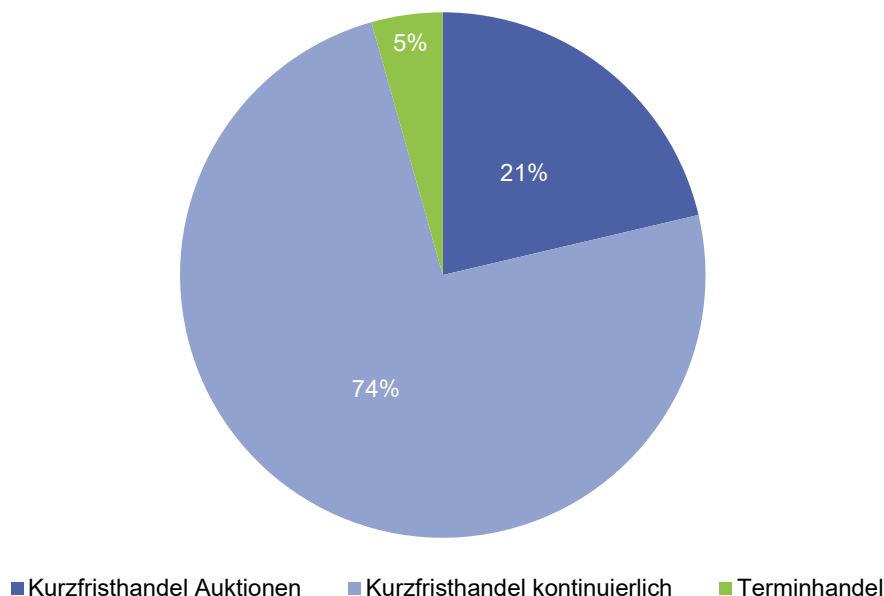


Abbildung 4: Aufteilung der Standardverträge nach Kurzfrist- und Terminhandel

2 Marktüberblick

2022 hat die ElCom die Herausgabe von Terminmarkt- sowie Spotmarktberichten fortgesetzt. Darin werden wöchentlich der aktuelle Stand der Strompreise sowie deren Entwicklung in den vergangenen Wochen in der Schweiz und den benachbarten Ländern Frankreich, Deutschland, Österreich und Italien aufgezeigt und kommentiert. Während der Schwerpunkt der Betrachtung bei den Spotmarktberichten auf den Stunden- und Wochenkontrakten liegt und die bedeutendsten, den entsprechenden Preisbewegungen zugrundeliegenden Fundamentaldaten erläutert werden, ist der Fokus bei den Terminmarktberichten auf die längerfristigen Produkte wie die Jahres-, Quartals- und Monatskontrakte gerichtet. Gleichzeitig wird auch die Rolle der Märkte für CO₂, Gas und Kohle als wichtigste Einflussfaktoren für die Preisbildung an den Stromgrosshandelsmärkten aufgezeigt.

Die aus Sicht der ElCom wesentlichen Veränderungen sowie Auffälligkeiten bei den Preisbewegungen im Jahr 2022 werden zusammengefasst im folgenden Kapitel präsentiert.

2.1 Spotmarktbericht: Jahresrückblick 2022

2021 waren wir bereits mit hohen Spotpreisen konfrontiert, insbesondere im zweiten Halbjahr, doch das Jahr 2022 war von noch viel höheren und viel volatileren Preisen geprägt.

In Tabelle 2 ist ersichtlich, dass der Terminmarkt damit nicht gerechnet hat. In dieser Tabelle werden die durchschnittlichen Spotpreise nach Lieferprodukt (Jahr, Quartal und Monat) und nach Lieferort Schweiz (CH), Frankreich (FR) und Deutschland (DE) für das Lieferjahr 2022 dargestellt. Die Preisdifferenzen zur Schweiz werden explizit gerechnet als CH-FR und CH-DE. Zudem wird in der Tabelle ein Vergleich zum Terminmarkt gezogen, indem der letzte Schlusskurs der EEX vor der ersten Day-Ahead-Auktion für das entsprechende Lieferprodukt dargelegt wird. Dies ist somit die letzte Preiserwartung des Terminmarktes für das Lieferprodukt. Die Differenz zwischen dem letzten Schlusskurs der EEX und dem tatsächlichen Spotpreis wird angegeben. Werte, bei denen der

Terminmarkt tiefer gehandelt hat als der Spotmarkt, sind grün, Werte, bei denen der Terminmarkt höher als der Spotmarkt gehandelt hat, sind rot. Ist die absolute Preisabweichung zwischen Termin- und Spotmarkt höher als 10 EUR/MWh, wird die ganze Zelle entsprechend gefärbt (hell: +/-10 EUR/MWh, mittel: +/-20 EUR/MWh, dunkel: +/-50 EUR/MWh).

Lieferperiode	Lieferprodukt	Durchschnitt der Spotpreise an der Day Ahead Auktion in EUR/MWh nach Lieferland					Letzter EEX Settlementpreis vor Kurzfristhandel (=Referenzpreis Terminmarkt)	Datum letzter Settlementpreis der EEX	Letzter EEX Settlementpreis minus Durchschnitt der Spotpreise an der Day Ahead Auktion
		CH	DE	FR	CH-DE	CH-FR	CH	CH	CH
2022	Base	281.66	235.46	275.89	46.21	5.78	229.14	29.12.2021	-52.52
Q1 22	Base	245.83	184.62	232.19	61.21	13.64	294.87	29.12.2021	49.04
Q2 22	Base	226.14	186.98	225.99	39.17	0.15	261.54	29.03.2022	35.40
Q3 22	Base	425.40	375.75	429.73	49.65	-4.33	323.49	28.06.2022	-101.91
Q4 22	Base	227.90	192.84	214.15	35.06	13.75	634.37	28.09.2022	406.47
janv.22	Base	219.36	167.73	211.42	51.63	7.94	256.02	31.12.2021	36.66
févr.22	Base	208.62	128.80	185.55	79.82	23.07	229.22	31.01.2022	20.60
mars.22	Base	305.90	251.94	295.09	53.96	10.81	251.40	28.02.2022	-54.50
avr.22	Base	227.49	165.73	233.10	61.76	-5.61	276.67	31.03.2022	49.18
mai.22	Base	197.07	177.48	197.43	19.59	-0.36	213.09	29.04.2022	16.02
juin.22	Base	254.85	218.03	248.40	36.81	6.45	207.34	31.05.2022	-47.51
juil.22	Base	383.07	315.00	400.87	68.07	-17.79	332.61	30.06.2022	-50.46
août.22	Base	487.72	465.18	492.49	22.54	-4.77	430.50	29.07.2022	-57.22
sept.22	Base	404.75	346.12	394.70	58.63	10.05	584.32	31.08.2022	179.57
oct.22	Base	184.22	152.65	178.97	31.57	5.26	392.64	30.09.2022	208.42
nov.22	Base	219.10	173.63	191.88	45.47	27.22	263.86	31.10.2022	44.76
déc.22	Base	280.10	251.62	270.89	28.48	9.21	355.69	30.11.2022	75.59

Tabelle 2: Tagesdurchschnittspreise der EPEX SPOT Day-Ahead-Auktion vs. an der EEX zuletzt gehandelter Terminmarktpreis nach Lieferperiode und Lieferland

Der Durchschnitt der Spotpreise für das Lieferjahr 2022 lag in der Schweiz bei 281.66 EUR/MWh. Somit war er höher als in Deutschland und Frankreich und lag 145 % über dem Vorjahreswert (2021 lag der durchschnittliche Spotpreis bei 114.92 EUR/MWh). Ende 2021 rechnete der Terminmarkt für eine Stromlieferung in der Schweiz für das Lieferjahr 2022 mit einem Preis für das Stromprodukt Base von 229.14 EUR/MWh. Somit handelte der Terminmarkt für das Lieferjahr 2022 rund 53 EUR/MWh tiefer als der Spotmarkt. Auch das Produkt für das dritte Quartal sowie die Monatsprodukte für März, Juni, Juli und August wurden vorgängig am Terminmarkt deutlich tiefer gehandelt als anschliessend auf dem Spotmarkt. In den anderen Lieferperioden war die Situation genau umgekehrt. Extrem war die Lieferperiode im vierten Quartal, als der Preis auf dem Terminmarkt 406 EUR/MWh höher lag als am Spotmarkt. Es folgen der September und der Oktober, als die Terminpreise die Spotpreise von 179.57 EUR/MWh bzw. 208.42 EUR/MWh überstiegen. Diese hohen Preise zeigen, wie die Marktteilnehmer sich auf eine Periode mit einer potenziellen Mangellage zum Jahresende 2022 eingestellt haben, insbesondere wegen der starken Erhöhung der Spotpreise im Sommer 2022 (Spotpreise über den Terminmarktpreisen, wie oben erwähnt). Im letzten Quartal 2022 haben die Temperaturen, die über der jahreszeitlichen Norm lagen, ebenfalls zur grossen Abweichung zwischen den Spot- und den Terminmarktpreisen beigetragen. Dank der milderer Temperaturen sind die Spotpreise stärker gesunken als vom Markt für diese Periode erwartet.

Meist haben Probleme beim Angebot und nicht bei der Nachfrage zu den steigenden Strompreisen beigetragen. Die reduzierte Versorgung von Europa mit russischem Gas, insbesondere im zweiten Halbjahr (siehe Abbildung 5), die Abschaltung von rund der Hälfte der französischen Kernkraftwerke sowie Probleme mit der Kohleversorgung durch die niedrigen Pegelstände am Rhein haben die verfügbaren Strommengen unter Druck gesetzt, und das in einer Situation mit Temperaturen über der Norm und Trockenheit, vor allem in den Sommermonaten.



Abbildung 5: Tägliche Gasnominierungen Nord Stream 1, im Jahr 2022 (GWh/d). Datenquelle: Network Data - Nord Stream AG (nord-stream.info)

Infolge dieser Einschränkungen beim Stromangebot sind Gaskraftwerke zu den preisbestimmenden Einheiten auf den Energiegrosshandelsmärkten geworden.

Ab März sind die Gaspreise am kurzen Ende (d. h. auf dem Day-Ahead-Markt) sehr stark angestiegen, bei einigen Kontrakten gar auf über 200 EUR/MWh, um anschliessend wieder zu sinken. Der Sommer war von starken Preisbewegungen geprägt, als die Preise für die Day-Ahead-Lieferungen von TTF-Gas ab Juni zulegten und Ende August 2022 mit über 300 EUR/MWh für TTF-Day-Ahead-Gas den Höchstwert erreichten.

Abbildung 6 veranschaulicht diese Entwicklung der Gaspreise für Day-Ahead-Kontrakte im niederländischen TTF-Hub.



Abbildung 6: Preise in EUR/MWh im Jahr 2022 für Day-Ahead-TTF-Lieferkontrakte. Datenquelle: EEX.

Dies hatte starke Auswirkungen auf die Grenzkosten der Gaskraftwerke und somit auf den Strompreis. In Abbildung 7 sind die Grenzkosten der Gas- und Kohlekraftwerke auf Basis der rollierenden Frontmonatskontrakte für Gas, Kohle und CO₂ dargestellt. Aus dieser Abbildung ist ersichtlich, dass, während die Gaskraftwerke zu Jahresbeginn leicht höhere Grenzkosten als die Kohlekraftwerke hatten, ab Februar 2022 ein Wechsel eingetreten ist, als die Grenzkosten für die Gaskraftwerke diejenigen der Kohlekraftwerke bei Weitem überschritten.

Die erste Spitze des Gaspreises tritt am 24. Februar auf, als der Abrechnungspreis für den Folgemonat von 87.95 EUR/MWh am Vortag auf 135.08 EUR/MWh steigt. Kurz darauf steigt der Gaspreis erneut stark an und erreicht am 7. März 2022 230 EUR/MWh. Zu den Gründen für diese starken Preiserhöhungen gehörten der Beginn des Konflikts in der Ukraine, die heftigen Diskussionen über eine neue Vereinbarung, russisches Gas in Rubel statt in Euro oder Dollar zu bezahlen, sowie die Aussagen des EU-Ratspräsidenten Charles Michel und des Europäischen Parlaments, die ankündigten, dass die Öl- und Gasimporte aus Russland künftig gestoppt werden sollten. Schliesslich erreichte der Gaspreis für den Folgemonat Ende August 2022 mit 337.24 EUR/MWh seinen Höhepunkt, was die maximalen Grenzkosten von Gaskraftwerken auf über 700 EUR/MWh trieb. Entsprechend widerspiegelten die Spotpreise für Strom diesen Anstieg des Gaspreises und den Anstieg der Grenzkosten der Gaskraftwerke (siehe Abbildung 7).

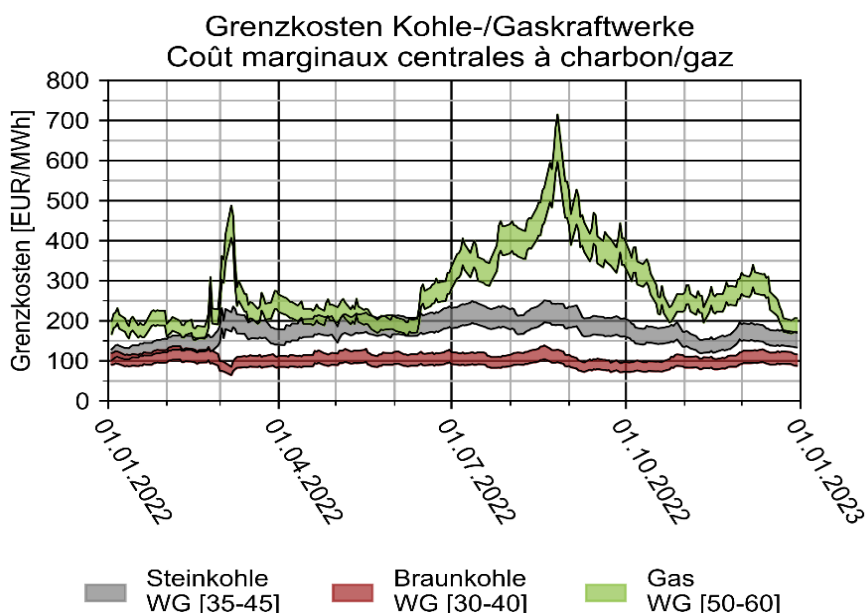


Abbildung 7: Grenzkosten von Braun-, Steinkohle und Gaskraftwerke auf Basis der Frontmonatsprodukte für Kohle, Gas und CO₂.

Abbildung 8 zeigt die durchschnittlichen monatlichen Preise an der Schweizer Day-Ahead-Auktion seit 2018. Die Preise im Jahr 2022 sind insbesondere ab März 2022 sowie ab dem zweiten Halbjahr ausserordentlich hoch. Sichtbar ist zudem, dass der starke Preisanstieg schon 2021, insbesondere ab September 2021, seinen Anfang genommen hatte.

Über das ganze Jahr gesehen lagen die Schweizer Preise über den deutschen und den französischen Preisen. Tabelle 4 zeigt bereits, dass die Preisdifferenz zwischen der Schweiz und Deutschland (Spalte CH-DE) für das gesamte Jahr im Schnitt über 46 EUR/MWh sowie 5.78 EUR/MWh zwischen der Schweiz und Frankreich (Spalte CH-FR) betrug. Der höchste Schweizer Day-Ahead-Base-Preis des Jahres wurde am 30. August 2022 erreicht. Er lag bei 724.87 EUR/MWh.

Abbildung 9 zeigt den Preisverlauf dieser Day-Ahead-Preise für die Schweiz, Frankreich, Deutschland und Österreich. Ab Januar und während eines grossen Teils des Jahres hat die hohe Windeinspeisung in Deutschland den deutschen Spotpreis nach unten gedrückt, während der Preis in der Schweiz auf einem deutlich höheren Niveau verharrte. Die Preise in der Schweiz und in Deutschland drifteten in Perioden mit hoher Windstromproduktion tatsächlich rasch auseinander. Im Gegenzug neigen die Preise zwischen den Ländern in Zeiten mit schwacher Produktion aus erneuerbaren Energien eher dazu, sich wieder anzunähern.

In Frankreich hatte sich im April der Preis vollständig von den anderen Märkten abgekoppelt, wobei die Stundenpreise knapp unter 3'000 EUR/MWh lagen (Stunden 8 und 9 am 4. April 2022 bzw. bei 2'987.78 EUR/MWh und 2'712.99 EUR/MWh). Dies war teilweise auf die Probleme mit den französischen Kernkraftwerken zurückzuführen. So stiegen aufgrund dieses Events, die maximalen Stundenpreise im gekoppelten europäischen Day-Ahead-Markt von 3'000 EUR/MWh auf 4'000 EUR/MWh.

Gemäss der Methode der harmonisierten Höchst- und Mindestclearingpreise (HMMCP) (Artikel 41 Absatz 1 der Verordnung [EU] 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 [CACM-Verordnung]) wird der harmonisierte Höchstclearingpreis für den gekoppelten Day-Ahead-Markt (SDAC) um 1'000 EUR/MWh angehoben, wenn der Clearingpreis den Wert von 60 % des harmonisierten Höchstclearingpreises für den SDAC in mindestens einer Marktzeiteinheit überschreitet (für Frankreich ist dies typischerweise ein einstündiger Block), und zwar im Laufe eines Tages in einer einzelnen oder in mehreren Gebotszonen.

Diese Methode für die Anhebung der harmonisierten Höchstpreise soll gewährleisten, dass der Markt jederzeit «schliesst», d.h. dass für Angebot und Nachfrage immer ein Preis besteht, bei dem sich beide treffen und so jederzeit der Handel auf dem Markt gewährleistet werden kann. Allerdings wurde dieser Mechanismus, der zu einer Erhöhung der Preisobergrenze führt, auch kritisiert, weil für künftige Lieferperioden Erwartungen höherer Preise geweckt werden, was sich direkt auf die Terminmarktpreise auswirkt.

Am 23. August 2022 kündigten die «Nominated Electricity Market Operators (NEMOs) eine neue Anhebung des harmonisierten Settlement-Höchstpreises für den gekoppelten europäischen Day-Ahead-Markt auf 5'000 EUR/MWh an, die ab 20. September 2022 gelten sollte. Allerdings wurde diese Erhöhung von 4'000 EUR/MWh auf 5'000 EUR/MWh zurückgezogen. Nach der Bestätigung von ACER und der Europäischen Kommission wurde die Methode für die Anhebung der Höchstpreise ausser Kraft gesetzt und revidiert, um den Märkten eine Botschaft des Vertrauens zu vermitteln. Nachdem im September 2022 der Vorschlag der benannten Strommarktbetreiber NEMOs eingegangen war, hat ACER die Methode der harmonisierten HMMCP revidiert und angepasst. Die neue Berechnungsmethode ist am 11. Januar 2023 für das Single Day-ahead Coupling (SDAC) und die lokalen Auktionen in Kraft getreten. Die genehmigte Methode erlaubt eine eher schrittweise Erhöhung des Höchstpreises im SDAC und für die lokalen Auktionen sowie eine allmähliche Senkung des Mindestpreises. EPEX SPOT hat neben den regulatorischen Verpflichtungen zur SDAC-Auktion beschlossen, die Methode für die Schweizer Auktionen (CH Day-Ahead, CH-IDA1 und CH-IDA2) entsprechend anzupassen.

In der folgenden Tabelle 3 werden die neuen Kriterien vorgestellt, die für die Auslösung des Erhöhungs-/Senkungsmechanismus im Rahmen des SDAC, und folglich auch auf den Schweizer Auktionmärkten, erfüllt sein müssen.

Beschreibung	Alte Methode bis 10.01.2023	Neue Methode ab 11.01.2023
Begrenzung der Referenzpreise	–500 EUR/MWh; 4000 EUR/MWh	–500 EUR/MWh; 4000 EUR/MWh
Festlegung des Preishöchststands	Clearingpreis über 60 % des maximalen Referenzpreises in den gekoppelten Gebotszonen	Clearingpreis über 70 % des (min./max.) Referenzpreises in den gekoppelten Gebotszonen, ausschliesslich der Ausweichzonen und der virtuellen Zonen
Bedingungen für die Auslösung für Höchstpreis	1 Preishöchststand in einer einzigen Gebotszone	2 Preishöchststände in derselben Gebotszone innerhalb von 30 Tagen
Bedingungen für die Auslösung für Mindestpreis	k. A.	2 Preishöchststände in derselben Gebotszone innerhalb von 30 Tagen
Übergangsperiode für den Höchstpreis	5 Wochen	28 Tage
Übergangsperiode für den Mindestpreis	k. A.	28 Tage
Behandlung der Übergangsperiode für Mindest- und Höchstpreise	Möglichkeit, die Berichtigung von Höchst- und Mindestpreis auszulösen	Keine Möglichkeit, die Berichtigung von Höchst- und Mindestpreis auszulösen
Erhöhungsschritte für den Höchstpreis	1'000 EUR/MWh	500 EUR/MWh
Anwendung des Referenzpreises auf den Mindestpreis	Nein	Ja
Senkungsschritte für den Mindestpreis	k. A.	100 EUR/MWh
Senkung des Höchstpreises	Nein	Nein
Senkung des Mindestpreises	Nein	Nein

Tabelle 3: Überblick über die Methodik HMMCP

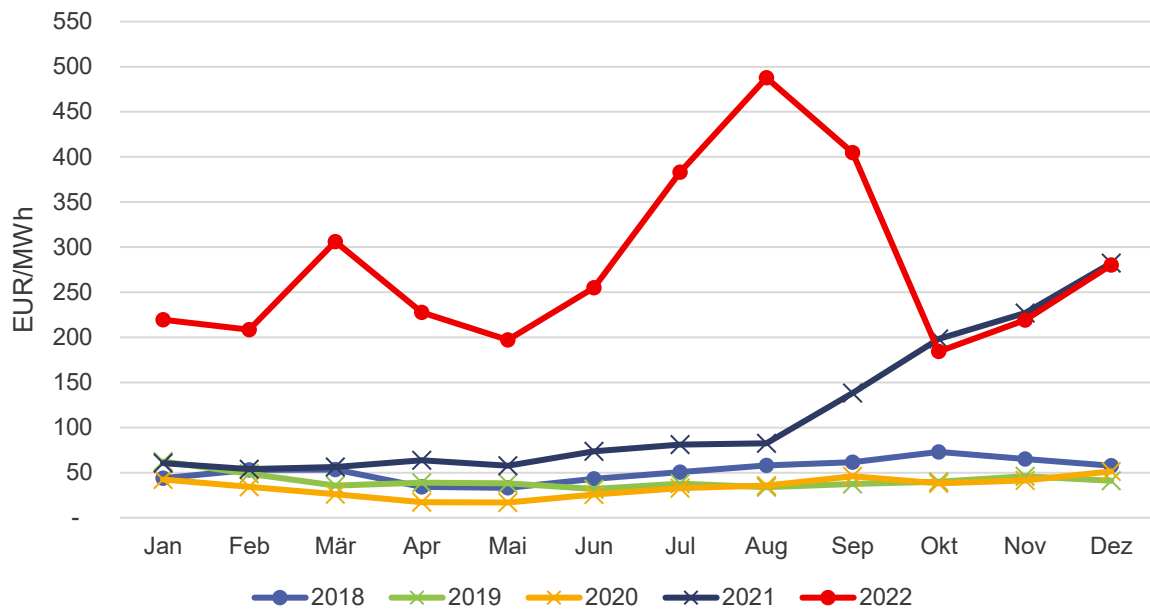


Abbildung 8: Monatliche durchschnittliche Spotpreise an der Schweizer Day-Ahead-Auktion, Datenquelle: EEX

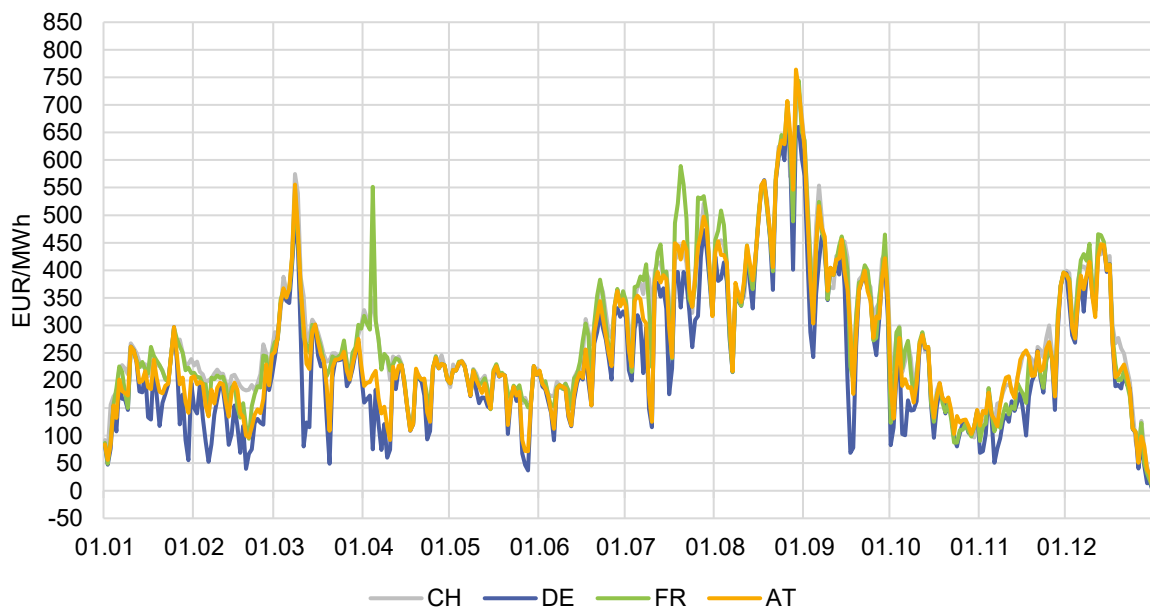


Abbildung 9: Day-Ahead-Base-Preise für Schweiz (CH), Deutschland (DE), Österreich (AT) und Frankreich (FR), Datenquelle: EEX

Der Vergleich der Schweizer Stundenpreise mit dem Vorjahr zeigt, dass das Preisniveau 2022 extrem hoch war. Während im Jahr 2020 nur 23 Stunden einen Preis von über 100 EUR/MWh erreichten, waren es im Jahr 2021 3'118 Stunden und 2022 sogar 8'427 Stunden. Die Stundenpreise sahen 2020, 2021 und 2022 wie folgt aus:

Jahr	Anzahl der Stunden, deren Preis höher ist als:						
	> 100 EUR/MWh	>200 EUR/MWh	>300 EUR/MWh	> 400 EUR/MWh	> 500 EUR/MWh	> 600 EUR/MWh	> 700 EUR/MWh
2020	23	0	0	0	0	0	0
2021	3'118	1'418	402	84	6	0	0
2022	8'427	6'371	3'132	1'513	561	197	66

Tabelle 4: Anzahl der Stunden, deren Preis in den Jahren 2020, 2021 und 2022 auf dem Schweizer Day-Ahead-Markt über mehreren Schwellenwerten liegt.

Auch die Tiefstpreise waren 2022 weniger extrem als 2021 (vgl. Abbildung 10). Die hohen Gaspreise, die tiefere Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke sowie auch die im Vergleich zu 2021 höheren Kohle- und CO₂-Preise haben zu einer Preiserhöhung an den täglichen Day-Ahead-Auktionen geführt.

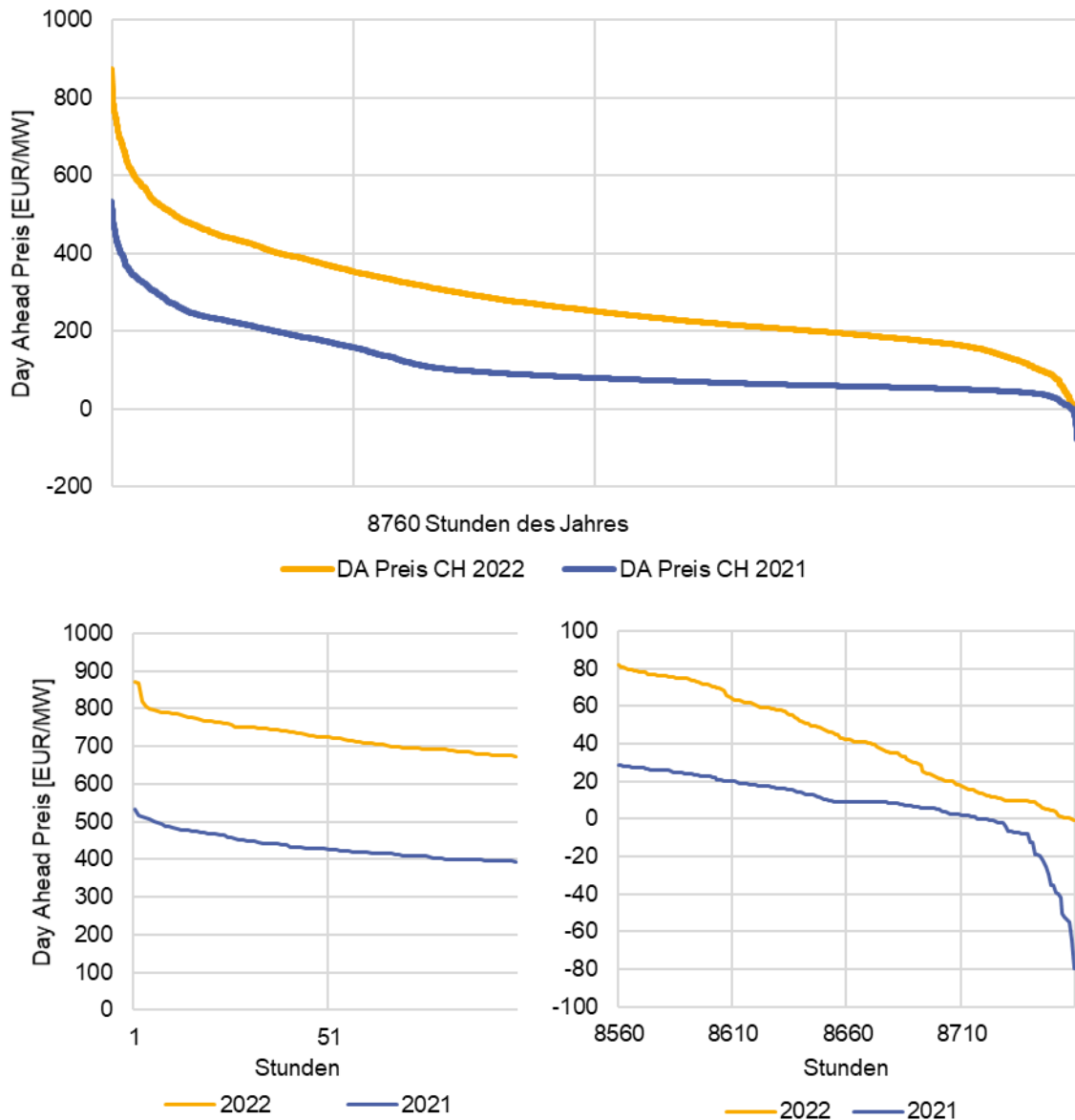


Abbildung 10: Preisdauerkurve Day-Ahead-Preise Schweiz, 2021 und 2022

Oben: alle Stunden des Jahres, sortiert nach Höhe der Preise, unten links: die hundert Stunden mit den höchsten Preisen, unten rechts: die zweihundert Stunden mit den tiefsten Preisen. Datenquelle: EEX

Vor allem im Vergleich zum Vorjahr und im zweiten Halbjahr 2022 hat mit den steigenden Preisen auch die Preisvolatilität zugenommen. Die Volatilität bezeichnet den Grad der Schwankung einer Handelspreisreihe im Zeitverlauf. In der Regel wird die Volatilität durch die Standardabweichung gemessen. Die tatsächliche aktuelle Volatilität für einen bestimmten Zeitraum (in dem Fall 30 und 100 Tage) wird auf der Grundlage historischer Base-Day-Ahead-Auktionspreise der EPEX SPOT über den angegebenen Zeitraum berechnet, wobei die letzte Beobachtung der jüngste Kurs ist. In Deutschland ist die Volatilität bei den Base-Preisen aufgrund der Einspeisung der erneuerbaren Energien im Allgemeinen besonders hoch. Wenn es in Deutschland viel Wind gibt, sinkt die Residuallast stark, d. h. die Last, die mit anderen Produktionsmitteln als erneuerbaren Energieträgern zu decken ist, sinkt, und die Steinkohle- und allenfalls die Braunkohlekraftwerke sind die preissetzenden Kraftwerke. Da diese Kraftwerke im 2022 geringere Grenzkosten als Gaskraftwerke hatten, legen sie auch einen tieferen Preis fest. Gibt es wenig Wind, sind wie in der Schweiz und in Frankreich die Gaskraftwerke preissetzend. Wie aus Abbildung 11 hervorgeht, lag die Differenz zwischen den Grenzkosten des günstigsten Braunkohlekraftwerks und dem günstigsten Gaskraftwerk im August 2022 bei rund 375 EUR/MWh.

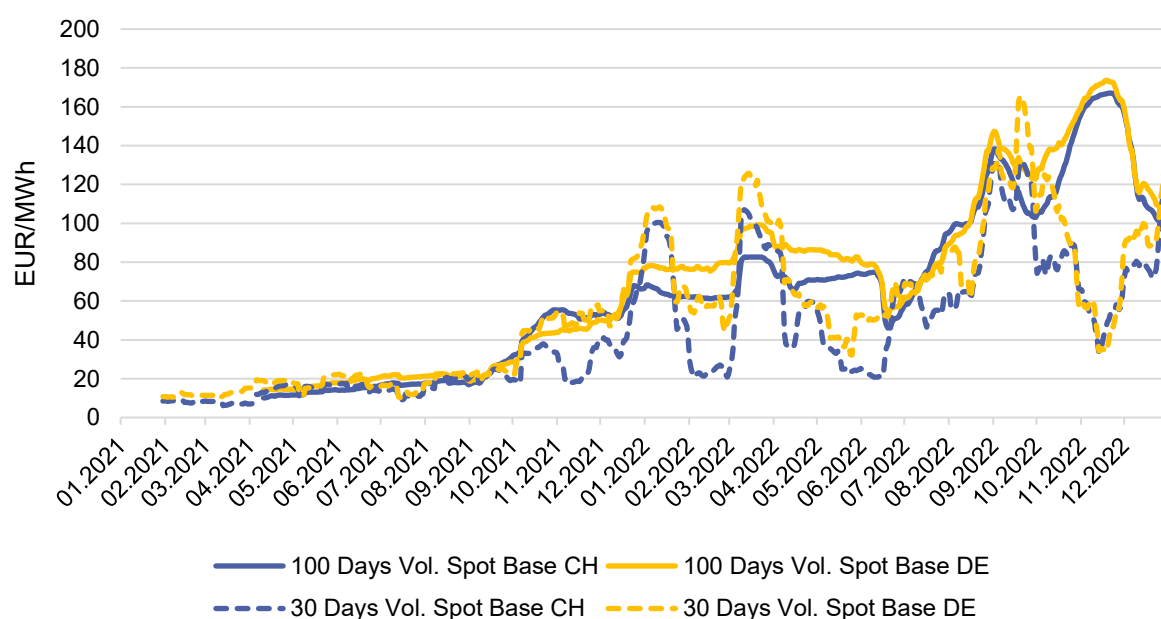


Abbildung 11: Aktuelle Volatilität der Base Day-Ahead Preise in den Jahren 2021 und 2022 in der Schweiz und in Deutschland. Datenquelle: EEX

Auf der Produktionsseite zeigte sich in der Schweiz das typische Bild, siehe Abbildung 12. Die Kernenergie produzierte die Bandlast, mit Einbrüchen während der jährlichen Revisionen der Kernkraftwerke und reduzierten Einspeiseleistungen aufgrund von ungeplanten Ausfällen. Diese werden in der Regel durch technische Probleme ausgelöst. Die Wasserkraft (vor allem Speicher- und Pumpspeicherwerke) deckte dann die Spitzenlast ab.

Im Vergleich zu 2021 wiesen die Kernkraftwerke in der Schweiz 2022 eine grössere Verfügbarkeit und eine höhere Produktion auf. Im Jahr 2022 haben die vier Schweizer Kernkraftwerke netto 23.2 Millionen Megawattstunden (MWh) Strom produziert gegenüber 18.6 Millionen MWh im Jahr 2021 und 23.1 Millionen MWh im Jahr 2020. Nach dem Rückgang der Produktion im Jahr 2021 erklärt sich die Rückkehr zu einer ähnlichen Produktion wie 2020 durch den Abschluss von Modernisierungsprojekten im Kernkraftwerk Leibstadt (KKL), die 2021 eine sechsmonatige Betriebsunterbrechung erforderten.⁵ Die Kernkraftwerke konnten 2022 auf dem Niveau von 2020 produzieren, obwohl es im Sommer bedingt durch die Wassertemperatur der Fliessgewässer einige Einschränkungen gab. Die Produktion aus Kernkraft entspricht also rund 40 % des Schweizer Gesamtverbrauchs im betreffenden Jahr.

⁵ [Website von Swissnuclear](#), aufgerufen am 15.02.2023.

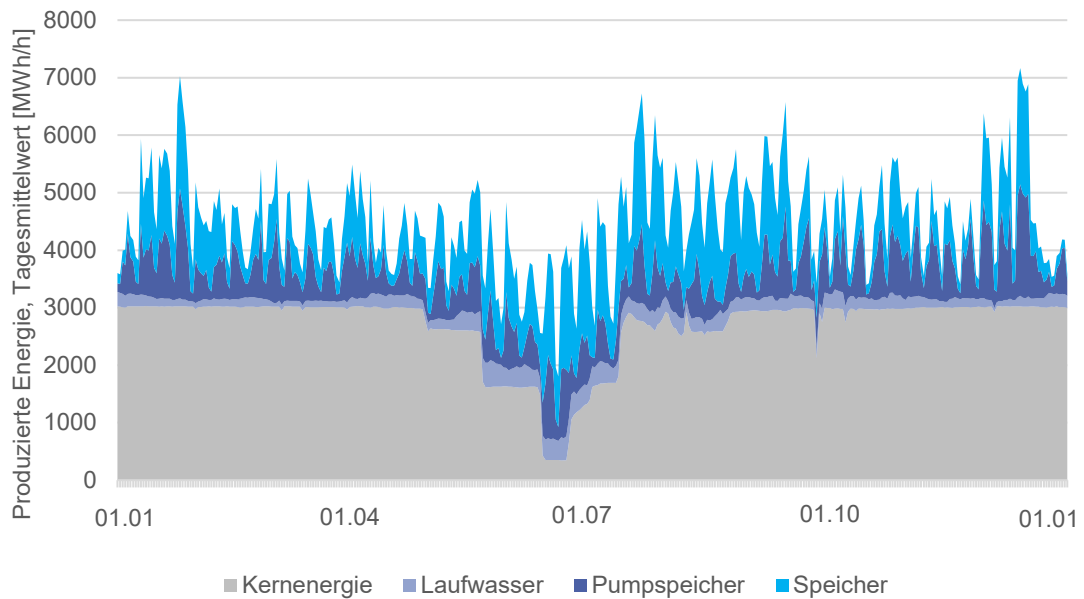


Abbildung 12: Tagesdurchschnitt der aktuellen Stromproduktion in der Schweiz nach Produktionstyp
Da der Anteil der neuen erneuerbaren Energien (Wind und Solar) an der aktuellen Stromproduktion in der Schweiz sehr gering ist, wird auf dessen Darstellung in der Abbildung verzichtet. Datenquelle: ENTSO-E

Die Füllstände der Schweizer Stauseen folgten dem typischen saisonalen Verlauf mit Entleerung bis in den Frühling hinein und Zunahme nach der Schneeschmelze, die 2022, wie schon 2021, später einsetzte, nämlich im Mai (siehe Abbildung 13). Im Vergleich zu 2021 startete das Jahr mit einem ähnlichen Wasserstand, aber der totale Füllstand verringerte sich im Februarweniger stark, weil die Spotpreise in diesem Monat in Lieferung tiefer waren als vom Terminmarkt zu Beginn des Winters erwartet. Im Sommer 2022 war der Füllstand jedoch tiefer als 2021, was die starke Sommertrockenheit widerspiegelt. Starkniederschläge im September führten zu einem ähnlichen Füllstand der Stauseen im Oktober. Ende 2022 waren die Füllstände der Stauseen höher als in der entsprechenden Vorjahresperiode, teilweise, weil in Erwartung höherer Preise für das erste Quartal 2023 weniger turbinert wurde sowie wegen der besseren hydrologischen Bedingungen im Herbst.

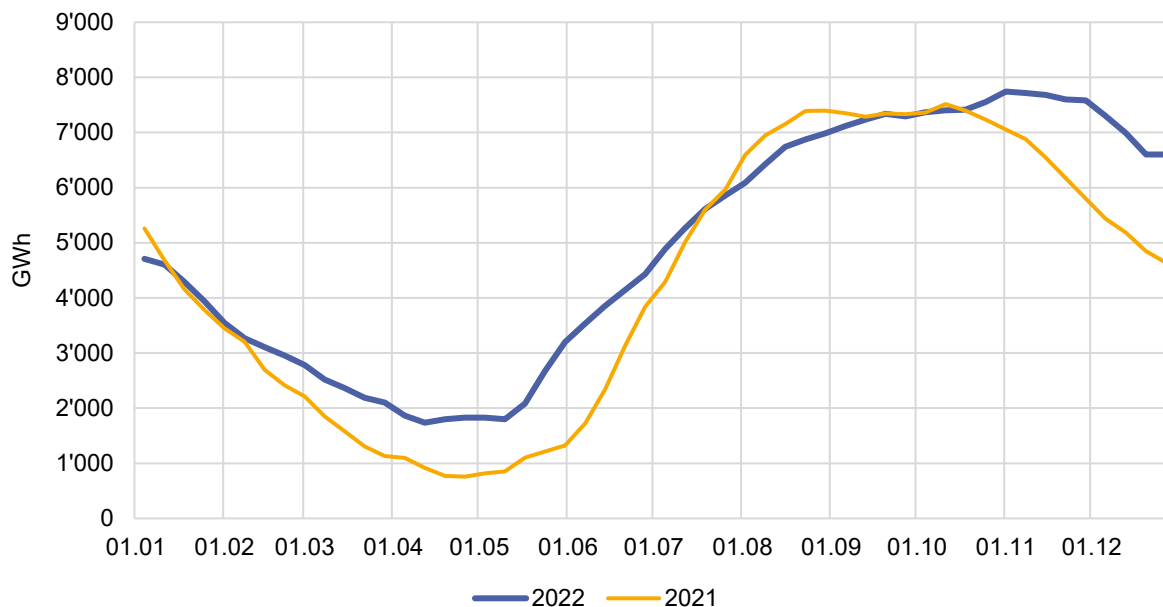


Abbildung 13: Füllstände der Speicherseen Schweiz 2022 und 2021, Datenquelle: BFE

Ein wichtiger Treiber der Spotpreise in der Schweiz ist im Winter vor allem die Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke. Denn die Schweiz importiert im Winter im Allgemeinen Strom aus Frankreich. Die Stromerzeugung der französischen Kernkraftwerke (279 TWh im Jahr 2022 gegenüber 380 TWh im Jahr 2019, 335 TWh im Jahr 2020 und 361 TWh im Jahr 2021) fiel 2022 aus mehreren Gründen gering aus.⁶ Erstens wurden in vielen Kernkraftwerken Revisionen durchgeführt, während derer ihre Produktion gedrosselt wurde. Zweitens gab es bei zahlreichen Reaktoren Korrosionsprobleme. Drittens zwang das besonders heisse und trockene Wetter in den Sommermonaten die Kraftwerke dazu, ihre Produktion zurückzufahren.

So standen beispielsweise am 15. August 2022 28 der 56 französischen Kernreaktoren still. Dies war einerseits auf Wartungsfragen zurückzuführen, aber zwölf Kernreaktoren waren wegen Korrosionsproblemen ausser Betrieb. Damals war noch nicht klar, wie lange die Reaktoren vom Netz bleiben würden, vor allem nicht bei den Reaktoren mit Korrosionsproblemen. Vor diesem Hintergrund hat die Tatsache, dass nur die Hälfte der Kernkraftwerke in Betrieb war, die Unruhe im Markt verstärkt, vor allem weil die Hälfte dieser Kraftwerke wegen der Trockenheit nicht mit voller Kraft liefen. Dieser bedeutende Zwischenfall ging mit den rückläufigen Gaslieferungen aus Russland einher und hat die Krisensituation auf dem Markt kurzfristig befeuert. Diese Besorgnis schlug sich in den damals stark steigenden Preisen auf dem Day-Ahead-Markt nieder. Nach den Abschaltungen verzögerte sich auch der Prozess für die Wiederinbetriebnahme. Anfang Dezember 2022 standen noch immer 20 Kernreaktoren still.

Am 3. September wurde die tiefste Verfügbarkeit der Kernkraft mit 22.9 GW verzeichnet (2021: 36 GW) und schliesslich erreichte 2022 die Stromerzeugung aus Kernkraft in Frankreich den tiefsten Stand seit über 20 Jahren (Abbildung 14).⁷

⁶ Die Daten stammen aus dem [Bilan Electrique](#) von RTE. Die Produktion wurde 2020 infolge der Auswirkungen der COVID-19-Pandemie und der geringeren Stromnachfrage eingeschränkt.

⁷ Données relatives à la disponibilité nucléaire française de Refinitiv.

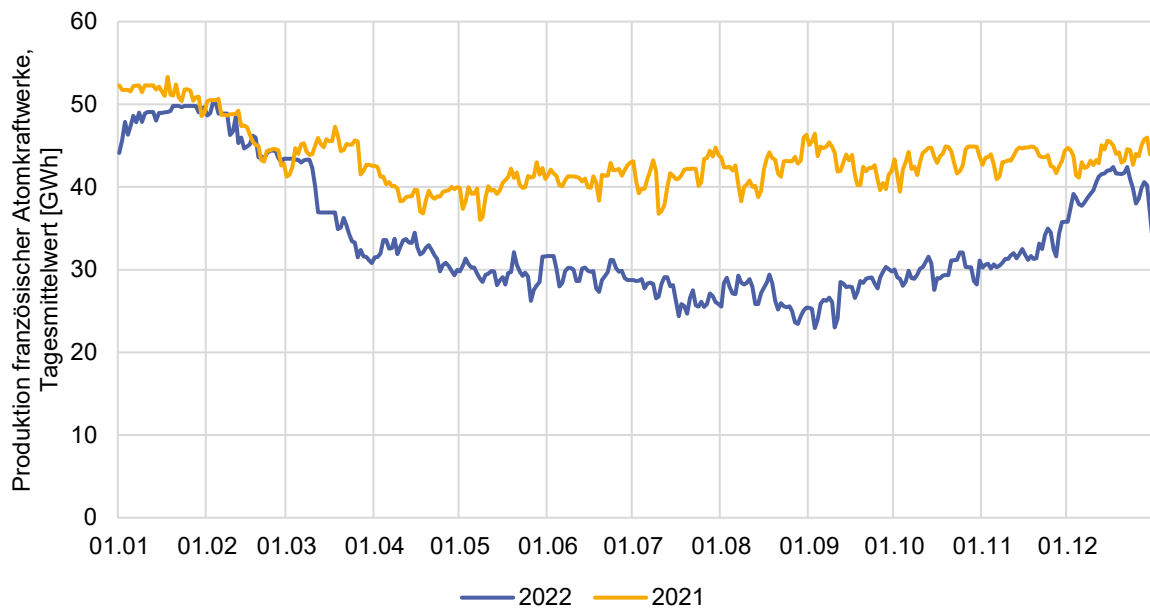


Abbildung 14: Produktion französischer Atomkraftwerke 2022 verglichen mit 2021, Datenquelle: Refinitiv Power Research

Einen grossen Einfluss auf die Spotpreise in Deutschland, aber auch in der Schweiz, hat die Erzeugung aus Erneuerbaren in Deutschland. Abbildung 15 zeigt die monatliche Stromerzeugung aus Windenergie im Jahr 2022 in Deutschland im Vergleich zur Norm. Unter Norm versteht sich die aus den letzten zehn Jahren zu erwartende Windproduktion für den entsprechenden Monat. Die Grafik veranschaulicht, dass 2022 kein besonders windreiches Jahr war, abgesehen vom Jahresbeginn, als der Februar deutlich und der April leicht über der Norm lagen. Dies zeigt sich in den tieferen Spotpreisen zum Jahresbeginn sowie in der häufigeren Entkopplung des deutschen Marktes im Januar, Februar und April, wie aus der Abbildung 9 hervorgeht.

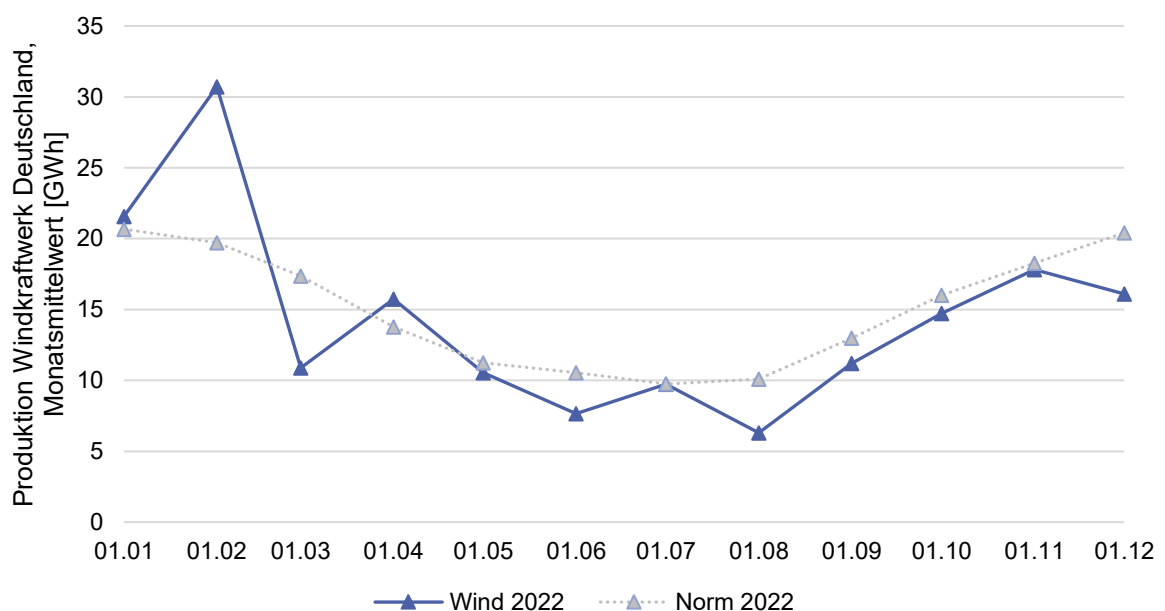


Abbildung 15: Erzeugung aus Windkraftwerke in Deutschland 2022 vs. Normwerte, Datenquelle: Refinitiv Power Research

Interessant für die Spotpreise ist der Unterschied zwischen der Last und der Wind- und Solarproduktion, die sogenannte Residuallast. Diese muss mit konventionellen Kraftwerken gedeckt werden. Wird sie klein, können die Preise negativ werden, da es für gewisse thermische Kraftwerke lohnender ist, etwas dafür zu bezahlen, dass ihr Strom abgenommen wird, als das Kraftwerk für kurze Zeit herunterzufahren (was Kosten verursacht und die technischen Anlagen des Kraftwerkes belastet)⁸.

Der Zusammenhang zwischen Residuallast und Spotpreisen in Deutschland wird aus Abbildung 16 ersichtlich. Je mehr Nachfrage mit konventionellen Kraftwerken gedeckt werden muss, desto höher ist der Preis, da Kraftwerke mit umso höheren Produktionskosten zugeschaltet werden. Bei unter 10 GW Residuallast sind die Preise meist negativ. 2022 lag die Residuallast nur wenige Male unter der 10-GW-Grenze, und nur für wenige Stunden (69 Stunden, um genau zu sein) wurden im deutschen Day-Ahead-Markt negative Preise festgestellt. Die günstigste Stunde kostete am 20. März 2022 –19.04 EUR/MWh.

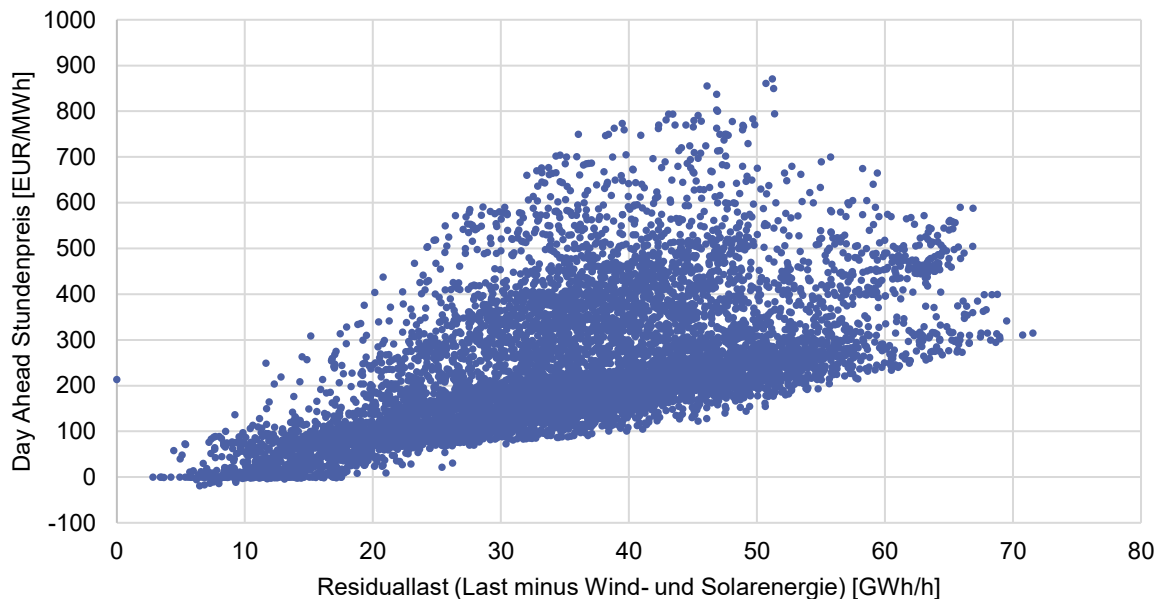


Abbildung 16: Residuallast versus Day-Ahead-Stundenpreis in Deutschland 2022, Datenquelle: EEX, ENTSO-E

Kann der Strom im benachbarten Ausland günstiger produziert werden als in der Schweiz, wird er im Rahmen der verfügbaren Grenzkapazitäten importiert. Bei umgekehrten Verhältnissen (tiefere Preise in der Schweiz) wird Strom ins Ausland exportiert. Dies ist typischerweise in Zeiten mit hoher Last der Fall, da dann die Preise im Ausland das Preisniveau in der Schweiz übersteigen. Regelmässige Exporte aus der Schweiz finden nach Italien statt. Der italienische Kraftwerkspark besteht zu einem grossen Teil aus Gaskraftwerken, die in der Regel hohe Produktionskosten aufweisen, weshalb Strom aus der Schweiz nach Italien geliefert wird.

Die Übersicht zum Jahresverlauf in Abbildung 17 zeigt, dass nebst dem regelmässigen Export nach Italien ein regelmässiger Import aus Frankreich stattfindet. Dies hat mit der grossen Anzahl Atomkraftwerke in Frankreich zu tun, deren Stromproduktionskosten (Grenzkosten) zu einem – im Vergleich zur Schweiz – tieferen Preisniveau führen. Allerdings gibt es, je nach Verfügbarkeit des französischen Kernkraftparks, auch Ausnahmen. Dies ist 2022 in Bezug auf den Austausch mit Frankreich bemerkenswerterweise mehrmals der Fall. Im März und November, vor allem aber im Juli und August hat die Schweiz beträchtliche Strommengen nach Frankreich exportiert. Auch Italien befand sich bisweilen in einer entgegengesetzten Situation, d. h., es exportierte in die Schweiz, insbesondere im Juli und August. Diese Entwicklungen stehen somit im Kontrast zu den herkömmlichen kommerziellen Flüssen, was grossenteils auf die geringe Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke zurückzuführen ist.

⁸ Siehe dazu auch die Studie der EICOM: «Analyse der negativen Preise für die Schweiz, Frankreich und Deutschland zwischen 1. Januar 2015 und 31. Mai 2020», <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/berichte-und-studien.html>, Stand 1. Februar 2021.

2022 hat Frankreich laut RTE netto 16.5 TWh importiert, während das Land 2021 noch 43.1 TWh netto exportierte (87.1 TWh Export und 44 TWh Import). Wie Abbildung 17, zeigt, entsprach das Profil der kommerziellen Flüsse ebenfalls nicht dem der Vorjahre, insbesondere im Vergleich zu 2021 (orange dargestellt).

Frankreich hat 2022 im Winter und im Sommer Strom aus den Nachbarländern importiert. Wegen dieser negativen französischen Bilanz sah sich die Schweiz gezwungen, ihre Versorgung über andere Nachbarländer, hauptsächlich Deutschland, sicherzustellen.

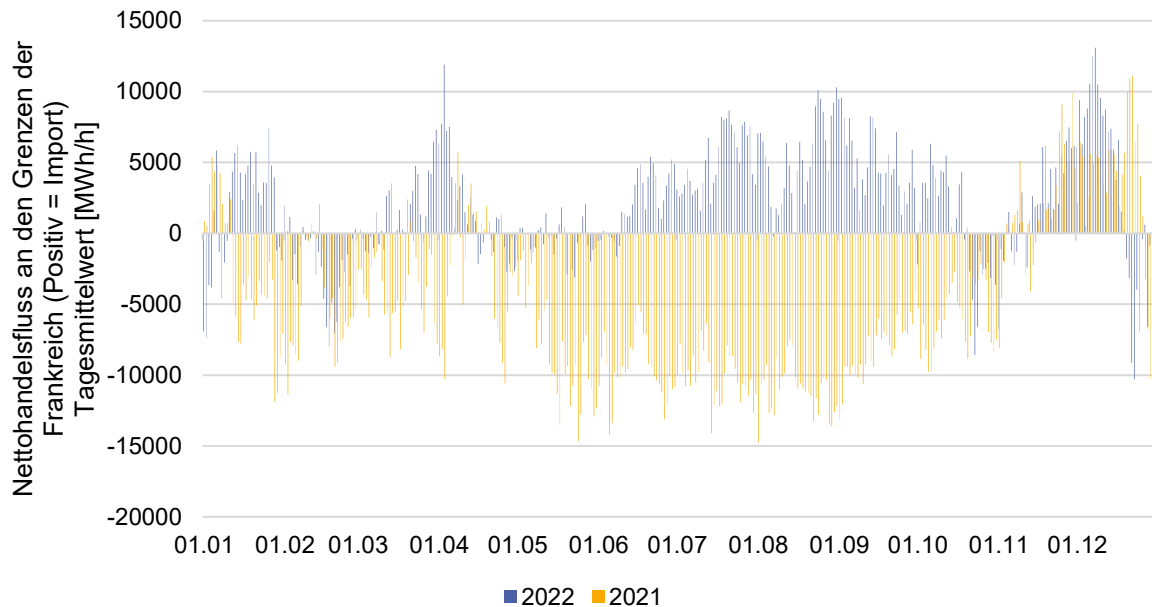


Abbildung 17: Netto kommerzielle Flüsse an den französischen Grenzen, 2022 und 2021, Datenquelle: ENTSO-E

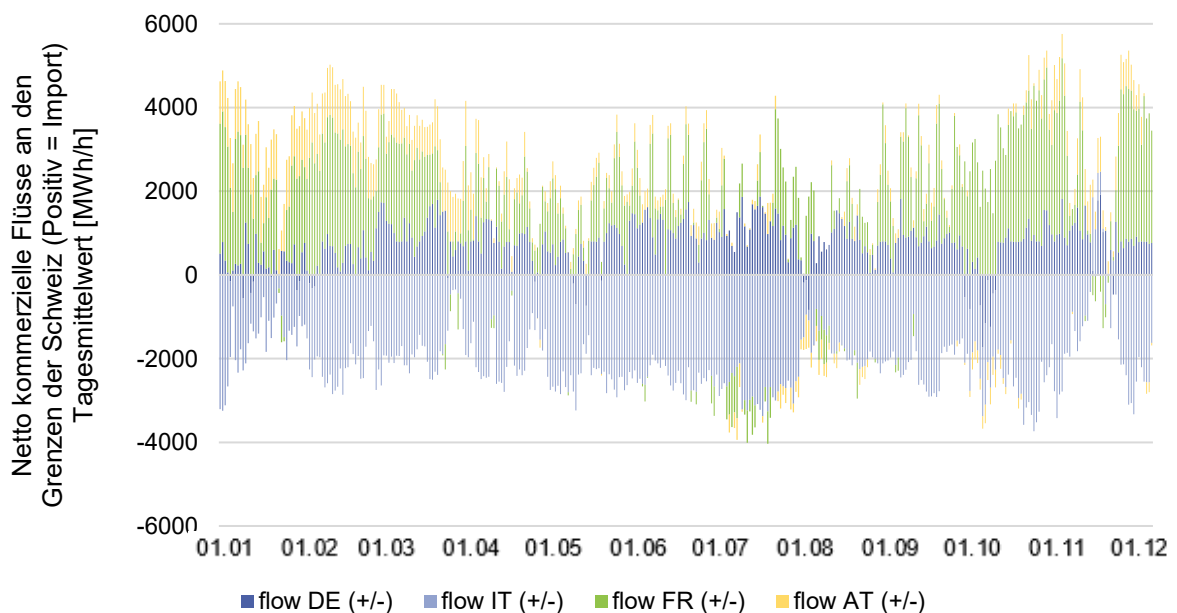


Abbildung 18: Netto kommerzielle Flüsse an den Schweizer Grenzen, Datenquelle: EEX

Wie aus Abbildung 19 erkennbar ist, hat sich im Fall von Deutschland 2022 der saisonale Verlauf ebenfalls nicht bestätigt.

Im Winter ist der Strom in der Schweiz im Allgemeinen teurer, weshalb aus Deutschland importiert wird. Im Frühling und teilweise im Sommer hingegen ist der Strom dank günstiger Schweizer Wasserkraft in der Schweiz oft billiger, was zu einem Export nach Deutschland führt. Abbildung 19 veranschaulicht diesen saisonalen Verlauf für das Jahr 2021 deutlich.

Da in Deutschland zunehmend mehr Strom aus Wind- und Solarkraftwerken erzeugt wird, kommt es tendenziell häufiger vor, dass die Schweiz auch im Winter aus Deutschland importiert, wenn dort die Produktion aus erneuerbaren Energien tiefer ausfällt. Auch 2022 hat die Schweiz auch im Winter regelmässig aus Deutschland importiert. Abbildung 19 illustriert dies für 2022.

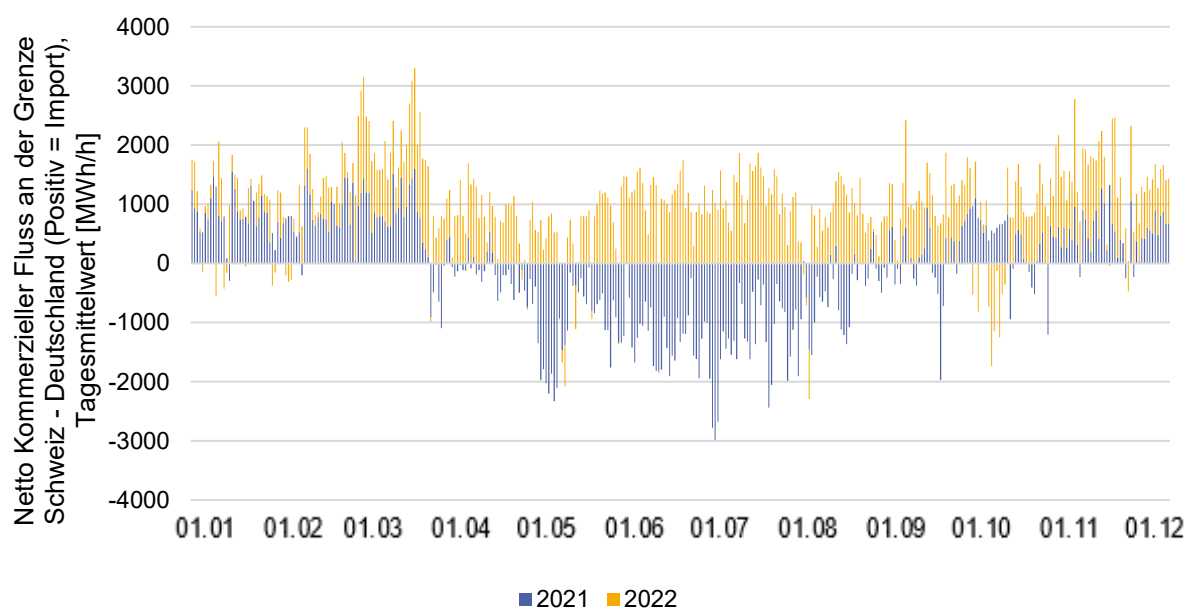


Abbildung 19: Netto kommerzieller Fluss an der Grenze Schweiz – Deutschland, Datenquelle: ENTSO-E

2022 hat die Schweiz aus Deutschland insgesamt 6,6 TWh netto importiert, während sie 2021 total 0,77 TWh nach Deutschland exportierte. Das stellt folglich eine beträchtliche Veränderung der Flüsse an der Grenze mit Deutschland dar.

Der Nettogrenzfluss über alle Schweizer Grenzen zeigt den gleichen saisonalen Verlauf wie die Grenze Schweiz–Deutschland, siehe Abbildung 20. Über das ganze Jahr war die Schweiz mit +4,57 TWh knapp Netto-Importeurin.

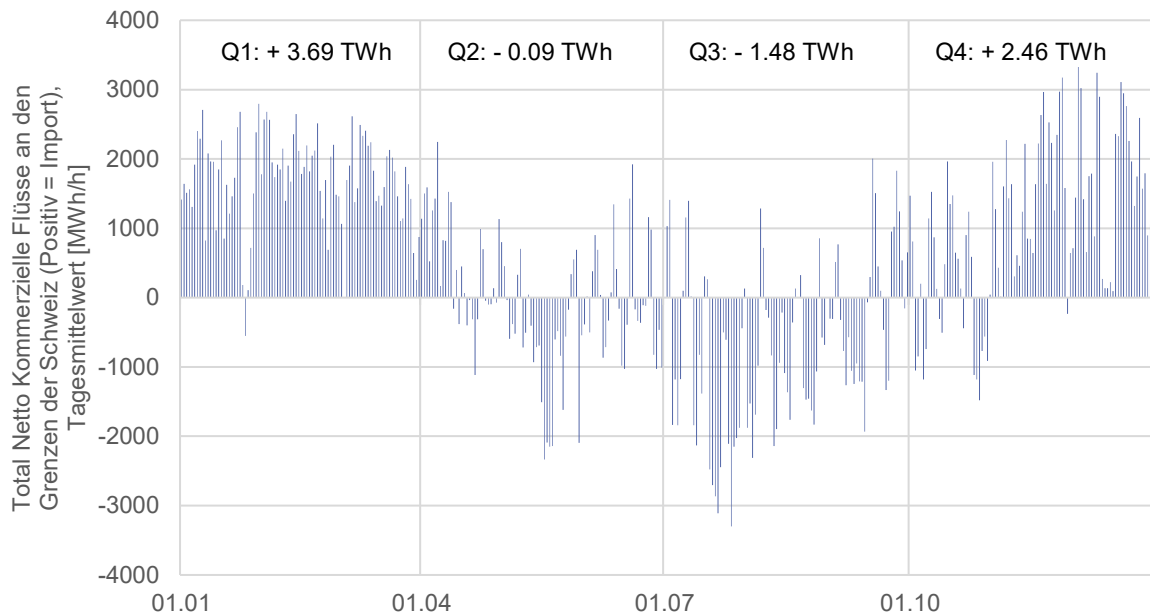


Abbildung 20: Total netto kommerzielle Flüsse 2021 an den Grenzen der Schweiz, Datenquelle: ENTSO-E

2.2 Terminmarktbericht – Jahresrückblick 2022

Der Anstieg der Terminmarktpreise, der sich bereits Ende 2021 abzeichnete, hat sich im Jahr 2022 fortgesetzt und wurde durch den Beginn des Krieges in der Ukraine am 24. Februar 2022 noch verstärkt.

Das Jahr 2022 war geprägt von starker Reduzierung der Erdgaslieferungen aus Russland nach Europa, was die Versorgungssicherheit gefährdet hat. Am 23. Juni 2022 rief Deutschland die Alarmstufe des Notfallplans Gas aus. Der Notfallplan Gas regelt die Gasversorgung in Deutschland in einer Krisensituation. Die Unterbrechungen der Gasflüsse aus Russland haben zu einem sprunghaften Anstieg der Energiepreise in Europa geführt. Die Gasliefermengen auf der Nord Stream 1 wurden erstmals am 17. Juni 2022 auf 40% ihrer Kapazität gekürzt, am 26. Juli 2022 nach der geplanten Revision folgte eine Kürzung auf 20% der Kapazität und Ende August wurde Nord Stream 1 mit der Begründung, es gebe Probleme mit der Ausrüstung, vollständig abgeschaltet. Seitdem ist die Pipeline nicht mehr in Betrieb. Ende September meldeten Norwegen und Dänemark vier Lecks in den beiden Pipelines Nord Stream 1 und Nord Stream 2, ein Sabotageakt. Die Bundesregierung stoppte bereits im Februar 2022 die Zertifizierung von Nord Stream 2, so dass entgegen den ursprünglichen Markterwartungen im Jahr 2022 kein Gas über Nord Stream 2 nach Europa floss.

Veränderte Versorgungsrouten, die zu Engpässen in der europäischen Gasinfrastruktur führten, die Notwendigkeit, alternative Gasversorgungsquellen zu finden, und Preisbildungssysteme, die nicht an die Situation eines Versorgungsschocks angepasst sind, haben zu Preisvolatilität und Preissteigerungen beigetragen.

Das Jahr 2022 war aber auch geprägt durch eine sehr tiefe Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke aufgrund von Spannungsrissskorrosionen. Zum ersten Mal entdeckt wurde die Spannungsrissskorrosion in den Leitungen des Sicherheits-Einspeisesystems des AKW Civaux-1 im Rahmen der alle zehn Jahre stattfindenden Untersuchung im Oktober 2021. Nachdem zuerst die baugleichen Anlagen vom Netz genommen und ebenfalls untersucht wurden, wurden die Untersuchungen inzwischen (zeitlich gestaffelt) auf alle Atomkraftwerke ausgedehnt. Der Tiefpunkt der Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke wurde am 4. September 2022 erreicht mit 22.9 GW. Zum Vergleich: Am gleichen Tag des Vorjahres lag die Verfügbarkeit bei 46.4 GW. Im Sommer 2022 haben sowohl hohe Wassertemperaturen als auch niedrige Durchflüsse in den Flüssen in Frankreich die Situation noch weiter verschärft. Kernkraftwerke sind den hydrologischen Bedingungen ausgesetzt,

da sie Wasser zur Kühlung verwenden. Sowohl die Wassertemperatur als auch die Menge des verfügbaren Wassers sind wichtige Faktoren, welche den Betrieb der Kernkraftwerke limitieren können, was im Süden von Frankreich auch der Fall war.

Bereits 2021 war die Preisspanne für das Frontjahresprodukt (Lieferjahr 2022) der Schweiz mit etwa 281 EUR/MWh (51 - 332 EUR/MWh) hoch, die Preise für das Jahresprodukt 2023 erreichten jedoch noch nie gesehene Maxima, die im August 2022 in einem Preis für das Frontjahr Frankreich von über 1'100 (!) EUR/MWh gipfelten (Abbildung 21). Diese extrem hohen Preise lassen sich erklären durch die grundsätzlichen Probleme der hohen Gaspreise aufgrund des Krieges in der Ukraine und der tiefen Verfügbarkeit der Französischen Kernkraftwerke. Weiters gab es noch weitere hydrologische Faktoren, welche die Preise stark ansteigen liessen⁹:

- Schwache Wasserbilanz in Südnorwegen
- Schwache Wasserbilanz in den Alpen
- Schwache Wasserbilanz auf der Iberischen Halbinsel
- Niedrige Wasserstände im Rhein

Die Wasserbilanz ist ein Index, der das Gesamtpotenzial für die Stromerzeugung aus Wasserkraft abbildet und ist insbesondere in Europa weitverbreitet. Die hydrologische Bilanz gibt an, wie viel Strom aus Wasserkraft im Vergleich zu einem normalen Jahr produziert werden kann. Per Definition hat ein normales Jahr eine Wasserbilanz gleich 0, während eine trockene Situation einen negativen Wert aufweist. Am 30. August betrug die Wasserbilanz in Südnorwegen -17 TWh. Nicht nur Südnorwegen hatte im Sommer 2022 eine schwache hydrologische Bilanz. Mehrere europäische Länder hatten eine geringe Schneedecke während des Winters, was zu einem geringeren Zufluss als üblich zu den Stauseen führte. Hinzu kam eine lange warme und trockene Periode während des Sommers, was zu niedrigen Boden- und Grundwasserspiegeln führte. Vor allem Italien und Frankreich verzeichneten die niedrigste Wasserbilanz seit vielen Jahren. Die aggregierte Hydrologiebilanz für ganz Europa belief sich auf sehr trockene -46 TWh.

Die Wasserbilanz in der Schweiz war Mitte Mai noch bei -4 TWh, Ende August noch bei -2.5 TWh (die hohen Temperaturen haben die Gletscherschmelze gefördert und die Stauseen insbesondere im Wallis gefüllt) und Ende Oktober noch bei -0.9 TWh (starke Regenfälle im September und Oktober haben das Defizit reduziert).

Niedrige Wasserstände im Rhein spielen beim Kohletransport eine wichtige Rolle. Der Transport von Kohle entlang des Rheins zu den Kohlekraftwerken in Deutschland ist von grosser Bedeutung, und der Wasserstand des Flusses ist sehr wichtig, um dies zu ermöglichen. Wenn der Pegel sinkt, steigt der Preis für den Transport von Kohleschiffen, was sich direkt auf den Grenzpreis für die Kohleproduktion auswirkt. Von besonderem Interesse ist der Pegel bei Kaub (Deutschland). Die Wasserstände im Sommer 2022 am Rhein waren aufgrund der warmen und trockenen Witterung extrem niedrig. Ende August lagen sie unter den festgelegten niedrigsten schiffbaren Pegeln. Am 30. August wird der Aufpreis für die Verschiffung von Kohle von Rotterdam nach Frankfurt (flussaufwärts Kaub) so hoch wie seit vielen Jahren nicht mehr. Kohlekraftwerke mussten wegen der fehlenden Kohle ihre Produktion begrenzen.

Die Preise fielen kurz nach der Spitze im August bis Ende Jahr wieder stark ab. Lag der Preisanstieg im August 2022 gegenüber anfangs Januar 2022 für eine Stromlieferung in der Schweiz im Lieferjahr 2023 noch bei +780% (von 123 EUR/MWh auf 1'082 EUR/MWh), war er Ende Dezember noch bei +116% (von 123 EUR/MWh auf 265 EUR/MWh).

⁹ Bericht: Hydrological aspects on the electricity prices in August 2022 – Refinitiv Power Research

Auch wenn fundamentale Gründe die Preisbewegungen am europäischen Terminmarkt durchaus erklären, hat die Sektion Marktüberwachung dennoch die Preisbewegung am Schweizer Markt und insbesondere die Preisdifferenzen zu den Nachbarländern näher untersucht. Die Preise für eine Stromlieferung im Jahr 2023 erreichten am 26. August den höchsten Stand. Die Preise für Liefergebiet Frankreich waren am höchsten, das Frontjahr in Italien handelte nahe am Niveau der Grenzkosten eines Gaskraftwerks mit Wirkungsgrad 50% und somit deutlich unter dem französischen Niveau. Das deutsche Kalenderjahr 2023 Base handelte leicht über dem italienischen. Das Schweizer Frontjahr war bis Juli auf dem deutschen Niveau und näherte sich dann immer mehr an das französische Niveau an (siehe Abbildung 22). Zwischen dem 25.07.2022 und dem 04.08.2022 scheint sich der Schweizer Preis nicht gleich wie der Preis der Nachbarländer Deutschland, Frankreich und Italien zu entwickeln. Während die Preise in Frankreich, Deutschland und Italien in dieser Woche relativ flach und parallel verlaufen, steigt der Preis in der Schweiz, um das französische Preisniveau anzunehmen (siehe Abbildung 23). War die Preisdifferenz im Kalenderjahr 2023 Base zu Frankreich Mitte Juli noch bei -80 EUR/MWh, war sie anfangs August bei 0 und zeitweise lag der Schlusskurs für eine Stromlieferung in der Schweiz sogar über Frankreich. Erst ab Mitte September entfernte sich die Schweiz wieder vom französischen Niveau und näherte sich wieder an das deutsche Niveau an.

Der Zeitpunkt dieser Preisbewegung ist in dem Sinne kritisch, als es nahe am Zeitpunkt ist, an dem die Publikation der Tarife stattfindet und die letzten Tranchen durch die EVUs beschafft werden. Die Untersuchungen sind noch nicht abgeschlossen, so dass hier noch keine weiteren Details erläutert werden können.

Der Verlauf der Strompreise im Jahr 2022 für das Frontjahr Base mit Lieferort Schweiz, Deutschland, Frankreich und Italien ist in Abbildung 21 graphisch dargestellt.

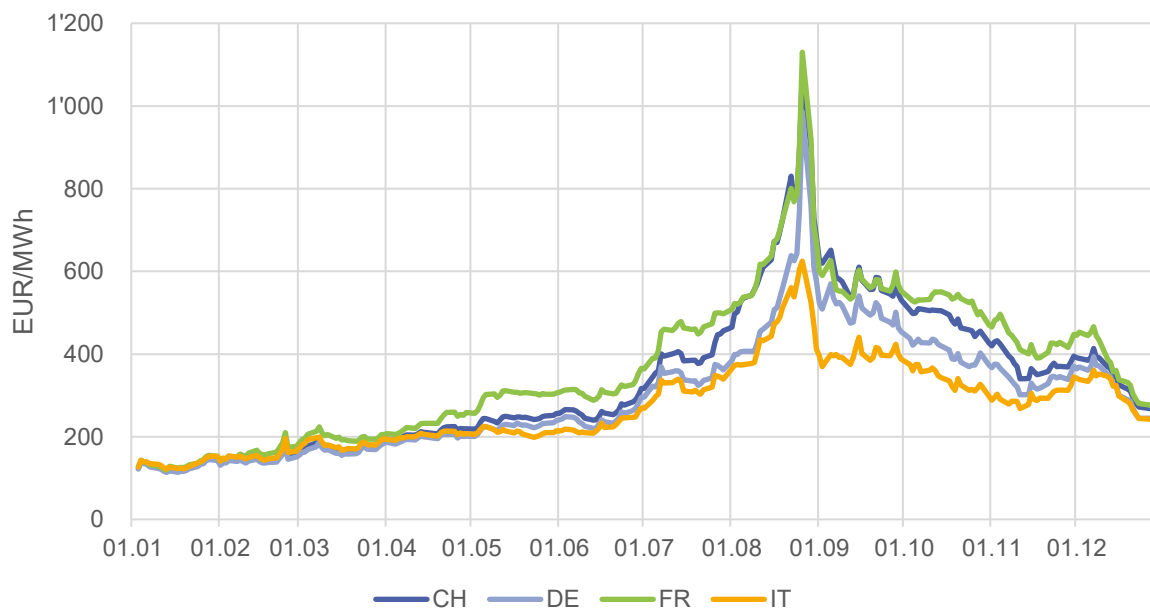


Abbildung 21: Preisverlauf im Jahr 2022 der Strom-Base-Frontjahreskontrakte 2023 für Liefergebiet Schweiz (CH), Deutschland (DE), Frankreich (FR) und Italien (IT) Datenquelle: EEX

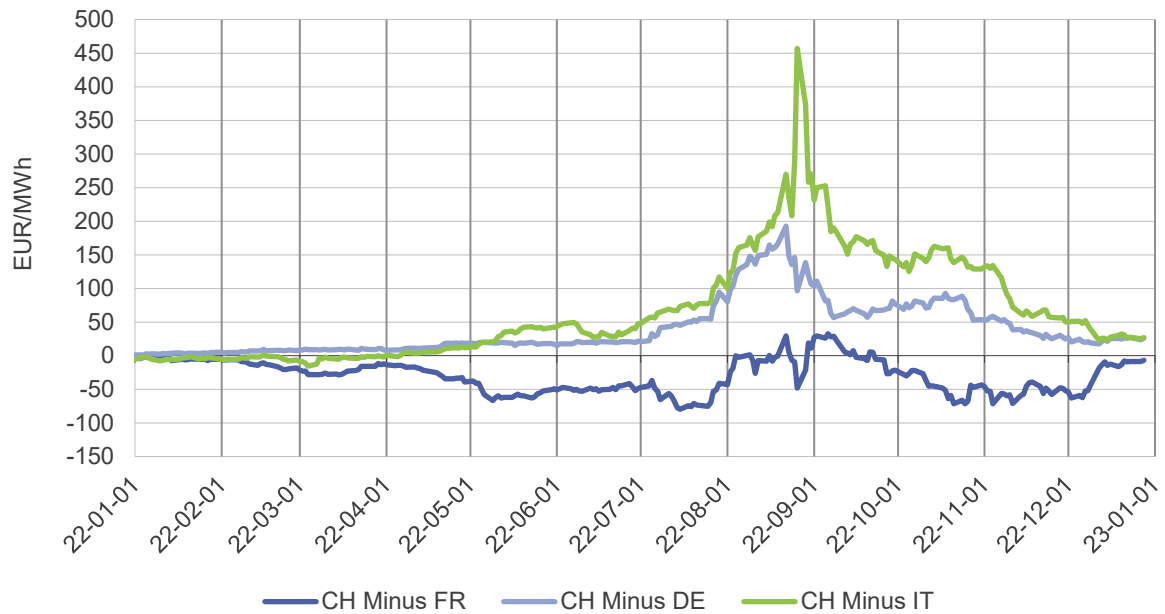


Abbildung 22: Preisdifferenzen im Jahr 2022 der Strom-Base-Frontjahreskontrakte 2023 zwischen der Schweiz (CH) mit Deutschland (DE), Frankreich (FR) und Italien (IT) Datenquelle: EEX

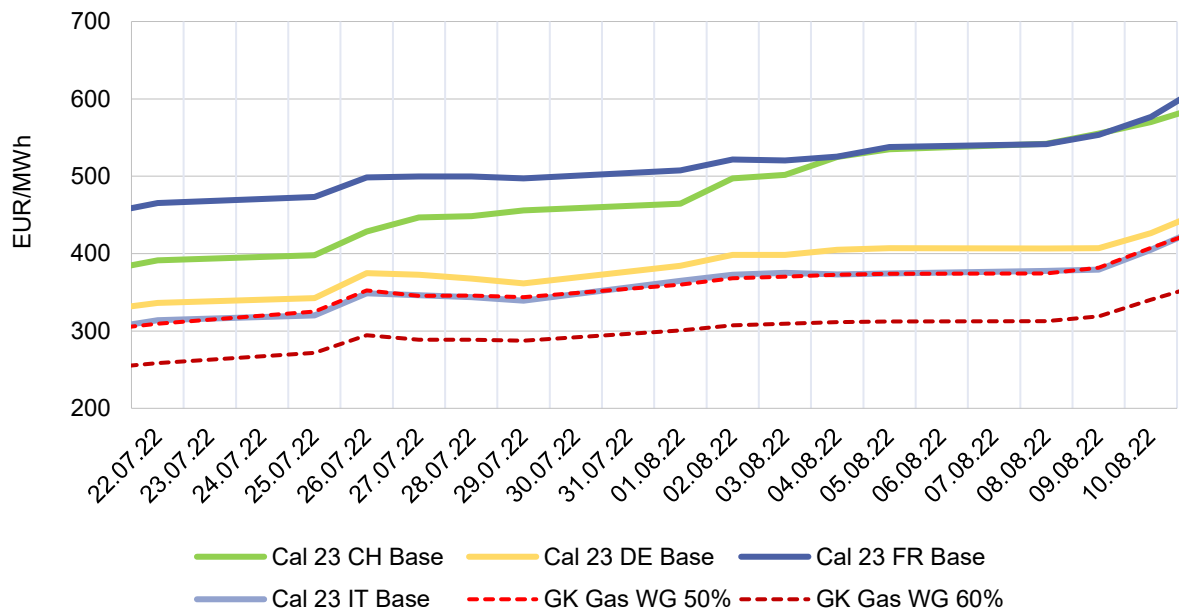


Abbildung 23: Preisverlauf zwischen 22.07.2022 und 10.08.2022 der Strom-Base-Frontjahreskontrakte 2023 für Liefergebiet Schweiz (CH), Deutschland (DE), Frankreich (FR) und Italien (IT) Datenquelle: EEX

Die Preise für die Jahresprodukte Cal 24 Base und Cal 25 Base mit Lieferort Schweiz machten diese starke Preisbewegung nicht mit (Abbildung 24), der Markt schätzte den starken Preisanstieg als temporär ein. Das Cal 24 Base erreichte in der Spitze knapp 492 EUR/MWh, blieb also rund 590 EUR/MWh unter dem Cal 23 Base. Noch weniger stieg das Cal 25 Base an, welches in der Spitze 302 EUR/MWh erreichte.

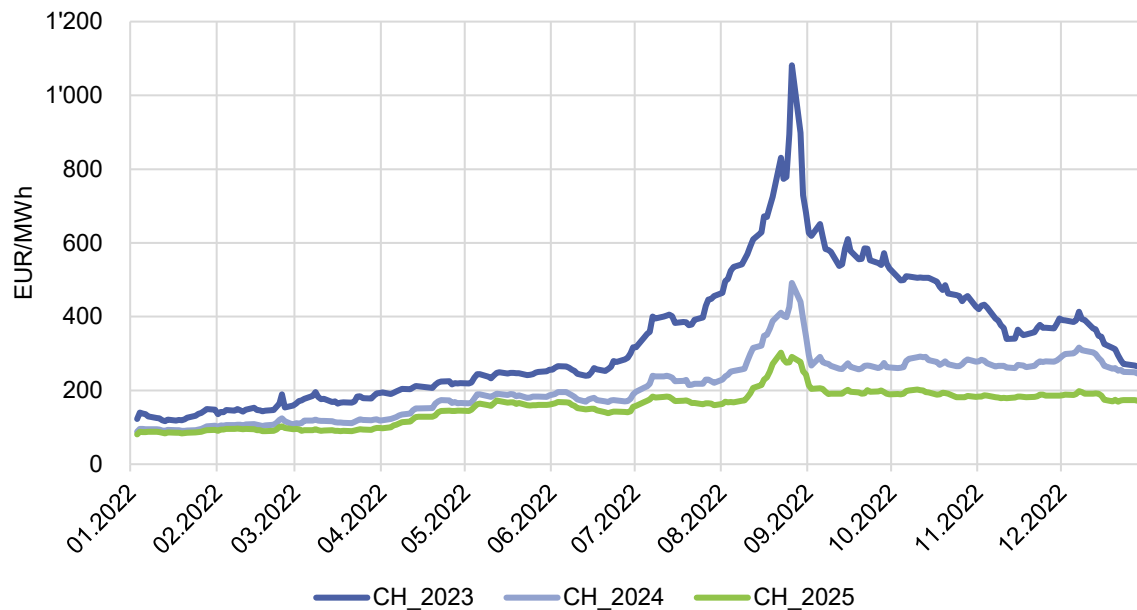


Abbildung 24: Preisverlauf im Jahr 2022 der Strom-Base-Jahreskontrakte 2023 – 2025 mit Lieferort Schweiz, Datenquelle: EEX

Die Strompreise am Terminmarkt hängen stark von den Preisen für die drei Commodities Gas, Kohle und CO₂ ab (Abbildung 27).

Die Gaspreise stiegen seit Beginn des Jahres kontinuierlich an. Wie oben bereits erwähnt haben der Ausbruch des Krieges in der Ukraine und die Reduzierung der Erdgaslieferungen aus Russland nach Europa die Entwicklung des Gaspreises stark geprägt. Russland drohte am 7. März erstmals mit einem Gaslieferstopp nach Europa. Die Gasflüsse aus Russland über Mallnow nach Deutschland wurden ab dem 26. April gestoppt. Ende März sorgte die Ankündigung Russlands, für Gaslieferungen Bezahlung nur noch in Rubel zu akzeptieren, für weitere Preissteigerungen. Zu den Preisrückgängen beim Gas haben Meldungen über die hohen anhaltenden LNG-Importe (siehe Abbildung 25), die stabile Gasversorgung durch norwegische Gaslieferungen und der Nachfragerückgang wegen wärmeren Wetters geführt. Auch das in 2022 eingeführte EU-Gesetz für Mindeststände in den Gasspeichern beruhigte die Märkte, so sollten diese per 01. Oktober 2022 74% betragen, und per 01. November 2022 80%. Ab 2023 soll per 01. November 90% der Speicherkapazität befüllt sein. Ab September wirkten sich auch die EU-Interventionen auf den Strom und Gasmärkten (insbesondere die Meldung über Preiskorrekturmechanismen) bearisch auf die Gaspreise. Anfangs Q4 2022 wurde klar, dass Deutschland und die EU ihre Ziele für die Gasspeicherung erreichen würden. Dies in Zusammenhang mit Temperaturen in Nordwesteuropa über dem Normalwert für die Jahreszeit, der geringeren industriellen Nachfrage aufgrund der schwächeren europäischen Wirtschaft und des geringeren Speichervermögens in den Lagern (siehe Gasspeicherstände Abbildung 26) waren der Auslöser für einen Abwärtstrend beim Gaspreis, der sich bis Ende 2022 fortsetzte.

Der Gaspreis für das Lieferjahr 2022 stieg letztlich im Jahresverlauf von knapp 45 EUR/MWh auf knapp 88 EUR/MWh, wobei zwischenzeitliche Maxima von über 314 EUR/MWh erreicht wurden.

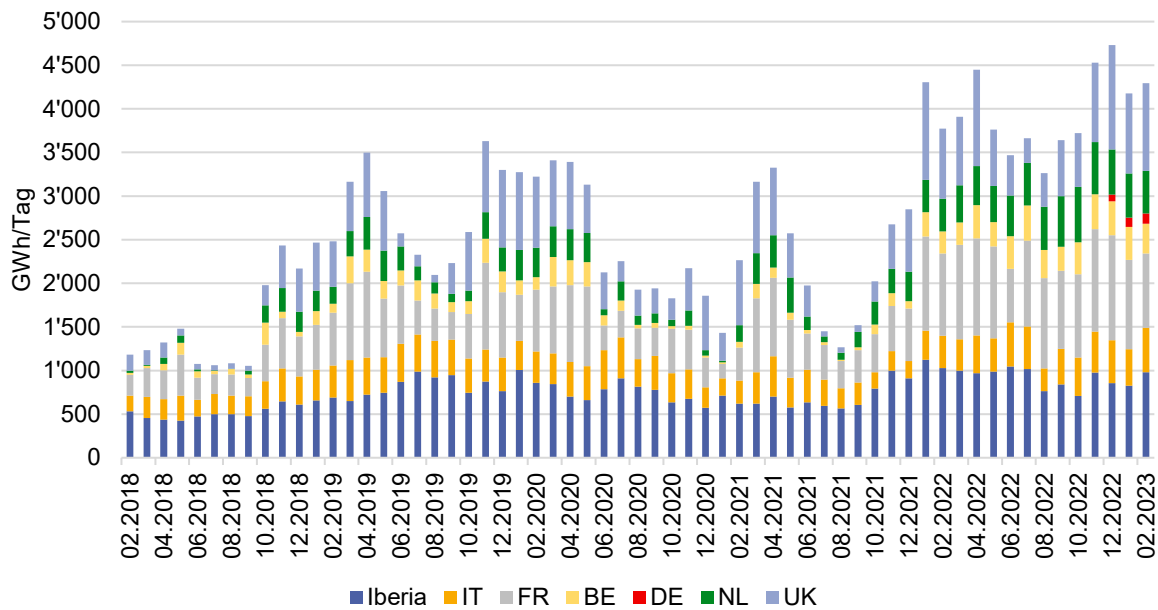


Abbildung 25: Monatlicher Durchschnitt der LNG-Lieferungen nach Europa in GWh/Tag der letzten 5 Jahre

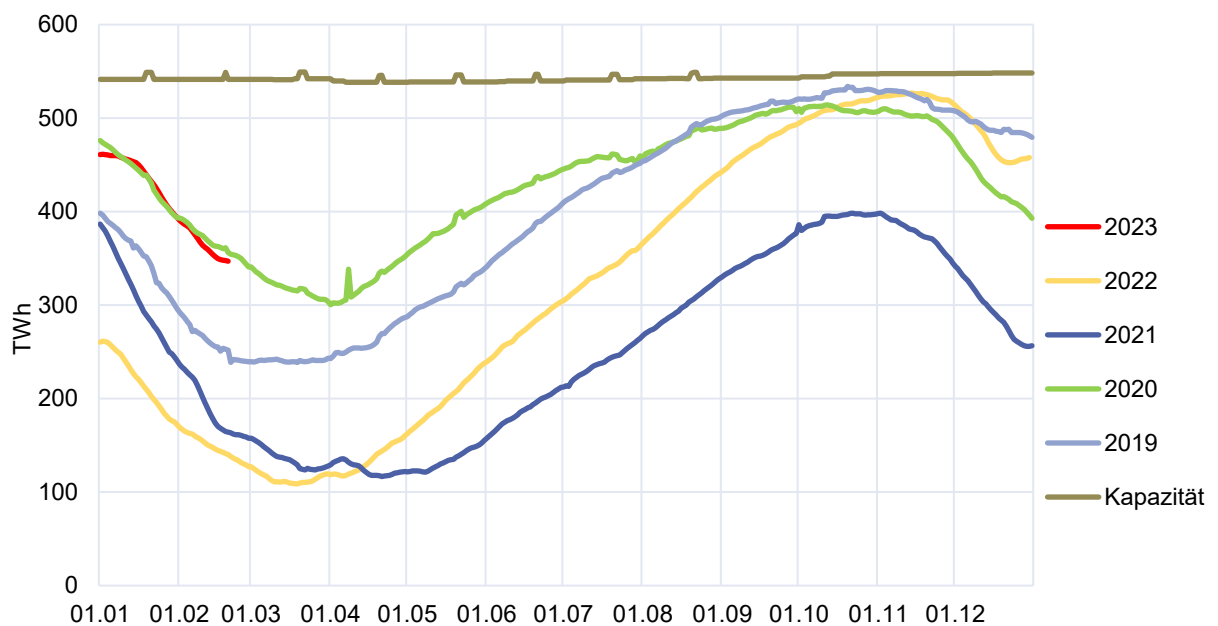


Abbildung 26: Gasspeicherstände Nordwesteuropa von 2019 bis Februar 2023

Auch die Kohlepreise sind bis August 2022 stark gestiegen. Zu Jahresbeginn verhängte die indonesische Regierung für den ganzen Januar ein generelles Kohleausfuhrverbot, was die Kohlepreise stützte. Auch die Kohlepreise reagierten auf die Zunahme der Spannungen im Ukraine Konflikt. Nach Ausbruch des Krieges sorgte die Unsicherheit über künftige Kohlelieferungen aus Russland (EU-Sanktionen) für Preissprünge. Im April kündigten die EU und Japan an, keine Kohle mehr aus Russland importieren zu wollen, das Kohleimportverbot sollte für die EU bereits ab 10. August 2022 gelten. Dies löste Unsicherheit über mögliche Verknappung von nicht-russischem Kohleangebot aus. Zudem stützte auch die Erwartung, dass weitere Länder Kohleimporte aus Russland verbieten werden, die Preise. Die russische Kohle musste aus anderen Herkunftsländern wie Kolumbien, Südafrika und Australien ersetzt werden.

Der Wunsch, die europäische Abhängigkeit von russischen Gasimporten zu verringern, liess auch die Erwartung steigen, dass die Kohleverbrennung im Jahr 2022 und 2023 höher sein würde als bisher angenommen, was die Nachfrage nach Kohle stiegen liess. Ende Juni erfolgte die Meldung, dass einige Länder einige ungenutzte Kohlekraftwerkskapazitäten wieder in Betrieb nehmen würden, was sich auch auf die europäische Kohlenachfrage auswirkte.

Im Mai sorgten verschärfende Versorgungsengpässe in Südafrika, wo sich der Bahnumschlag verschlechtert hatte, für bullische Stimmung. Im Sommer sorgten die niedrigen Pegelstände des Rheins, der zu Einschränkungen des Kohleumschlags auf den Wasserweg von den ARA-Häfen zu den Endverbrauchern führte, für Bedenken hinsichtlich der Kohleverfügbarkeit im Herbst, was die Preise stiegen liess.

Preissenkend auf den Kohlepreis wirkten die steigenden Kohlevorräte im chinesischen Hafen von Qinhuangdao, welches Ende Juli Rekordstände erreichte. Die chinesische inländische Produktion war 2022 auf historisch hohem Niveau, während die Nachfrage durch die COVID-bedingte Abschottungspolitik gedämpft wurde. Auch die ab Oktober sich verschlechternden globalen makroökonomischen Bedingungen und die Wachstumssorgen setzten der bearischen Stimmung zu. Die EU-Massnahmen zur Nachfragereduktion, die gegen Ende des Jahres höhere Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke und der im Oktober gefällte deutsche Entscheid, die Laufzeit der drei verbleibenden Kernkraftwerke bis April 2023 zu verlängern, schlugen sich in einer geringeren Erwartung in Bezug auf die Kohleverbrennung nieder, was der Abwärtstrend gegen Ende des Jahres stützte.

Der Kohlepreis stieg letztlich im Jahresverlauf von knapp 80 EUR/t auf knapp 173 EUR/t, wobei zwischenzeitliche Maxima von über 345 EUR/t erreicht wurden.

Die Preise für CO₂-Zertifikate verzeichneten Anfang des Jahres bis Ausbruch des Krieges eine erste Aufwärtsbewegung von 85 EUR/t auf 96 EUR/t (am Vortag des Ausbruchs des Krieges). Wichtige Treiber dabei waren die tiefe Verfügbarkeit der französischen Atomkraftwerke, welche zu erhöhten CO₂-Emissionen und entsprechend höherer Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten führte, abgesagte Auktionen und technische Signale. Nach Beginn des Ukraine Konflikts sanken die CO₂-Preise stark und folgten den weltweiten Finanzmärkten, die von der Russland-Ukraine-Krise erschüttert wurden. Die Verunsicherung bei den Anlegern führte zur Auflösung von EUA-Positionen. Der EUA Dez 23 Kontrakt erreichte seinen Tiefstand am 07. März bei 60 EUR/t. Sie erholten sich aber schnell wieder und pendelten sich bei ca. 80 EUR/t ein, nachdem dip buying und technische Signale zu Käufen führten und die entsprechenden EUA-Auktionen starke Preissignale lieferten. Im April folgte eine Seitwärtsbewegung. Anfangs Mai sorgten starke Auktionen, technischer Handel, spekulative Käufe und Compliance Käufe für einen Anstieg bis auf 90 EUR/t. Ende Mai stiegen die Preise aber stark als Reaktion auf die Nachricht über die Freigabe von Zertifikaten durch die Marktstabilitätsreserve (MSR) und die von der Europäischen Kommission vorgeschlagenen ehrgeizigeren Ziele für die Energieeffizienz und den Einsatz sauberer Energiequellen. Die Europäische Kommission schlug vor, Zertifikate im Wert von 20 Milliarden Euro aus der MSR zu verkaufen, um Mittel freizusetzen, mit denen der Weg zur Beendigung der Abhängigkeit Europas von russischem Gas flexibel finanziert werden kann. Später wurde bekannt, dass die geplante Freigabe aus der MSR möglicherweise gestaffelt über vier Jahre erfolgen wird, was einen plötzlichen starken Anstieg des Zertifikatsangebots dämpfen würde und die Preise wieder nach oben führte.

Im Verlauf des Sommers sorgte das wärmere Wetter in ganz Europa und die geringere Windenergieerzeugung zu einer verstärkten Erzeugung aus fossilen Brennstoffen und damit einer höheren Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten. Der Dez 23 Kontrakt erreichte am 19. August einen Höchststand von 101 EUR/t. Die EU-Massnahmen zur Nachfragereduktion und die schwächere europäische Wirtschaft sorgten dann bis Mitte Oktober für einen Abwärtstrend. Der Preis sank bis auf 68 EUR/t. Ab dann und mit dem Durchbruch der 70-EUR/t-Marke änderten sich die technischen Bedingungen in Richtung Aufwärtstrend. Zudem unterstützen die höhere Steinkohleverstromung und Absicherungsmassnahmen der Versorgungsunternehmen vor dem Winter die Preise. Der CO₂-Preis stieg Mitte Dezember erneut auf 94 EUR/t. Der Preisverlauf im Jahr 2022 für das 2023-Produkt für CO₂ (EUA¹⁰), Gas (THE¹¹) und Kohle (ARA¹²-Region) ist der Abbildung 27 zu entnehmen.

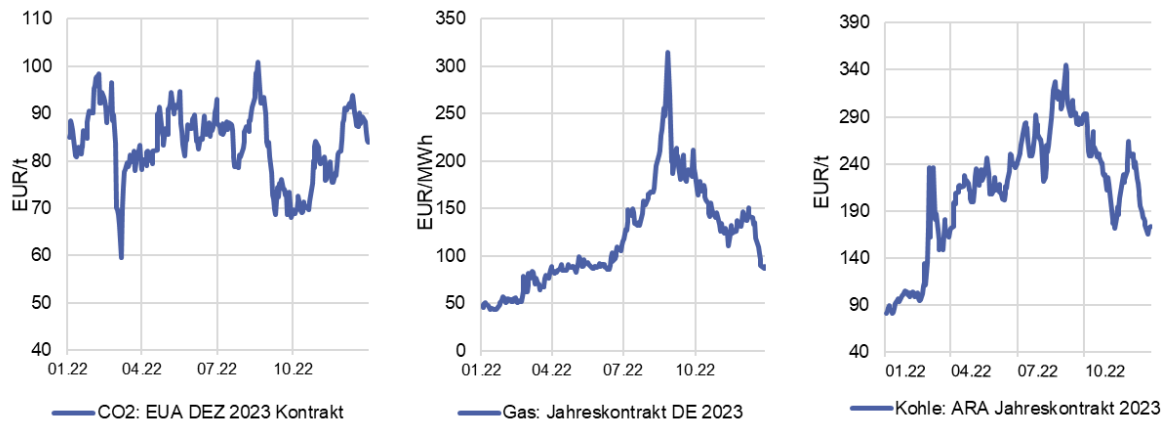


Abbildung 27: Preisverlauf 2022 für das 2023-Produkt für CO₂ (EUA), Gas (THE) und Kohle (ARA-Region),
Datenquelle: EEX und Refinitiv Power Research

2.3 Wöchentliches Reporting an den Bundesrat

Die aktuelle Energiekrise, welche eine Gefährdung der Versorgungssicherheit sowohl für den Winter 2022/2023 wie auch für den Winter 2023/2024 darstellt und der Antrag auf finanzielle Unterstützung seitens des Bundes von Alpiq (die später den Antrag zurückzog) haben dafür gesorgt, dass der Bundesrat ab dem 01. März 2022 ein wöchentliches Reporting über die aktuelle Entwicklung an den Energiemärkten erhalten wollte. Die EICom war für den Bereich Strom zuständig.

Im wöchentlichen Bericht wurden die Preisentwicklungen der wichtigsten Stromgrosshandelsprodukte graphisch dargestellt (siehe Abbildung 28) sowie eine Erklärung der fundamentalen Gründe für die Preisbewegung geliefert. Dabei spielte meistens auch Preisentwicklung der Gas-, Kohle- und CO₂-Zertifikate eine wichtige Rolle. Im Fokus lagen auch die Berichterstattung über die aktuellen Risiken in Bezug auf die Stromversorgungssicherheit: Gasverfügbarkeit in der EU, Stand Gaslieferungen in die EU via Pipelines oder LNG, Stand Gasspeicher in Nordwesteuropa, die Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke, der Füllstand der Schweizer Speicher, Verfügbarkeit des Schweizer Übertragungsnetzes und Stand der Importkapazitäten unter anderem.

Eine Aktualisierung der getroffenen Massnahmen in der EU als Reaktion der hohen Energiepreise und deren Auswirkung auf die Schweiz sowie ein Update über mögliche Liquiditätsprobleme und Verstaatlichungsmassnahmen von grossen EU-Energieversorgern (Uniper, EDF) wurden auch immer geschätzt.

¹⁰ EUA: European Emission Allowances.

¹¹ NCG: Referenzpreis für den deutschen Gaspreis vom Marktgebietsbetreiber NetConnect Germany bzw Trading Hub Europe.

¹² ARA: Referenzpreis für thermische Kohle am Umschlagterminal im Städtedreieck Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen, dem Hauptkohlemarkt in Europa.

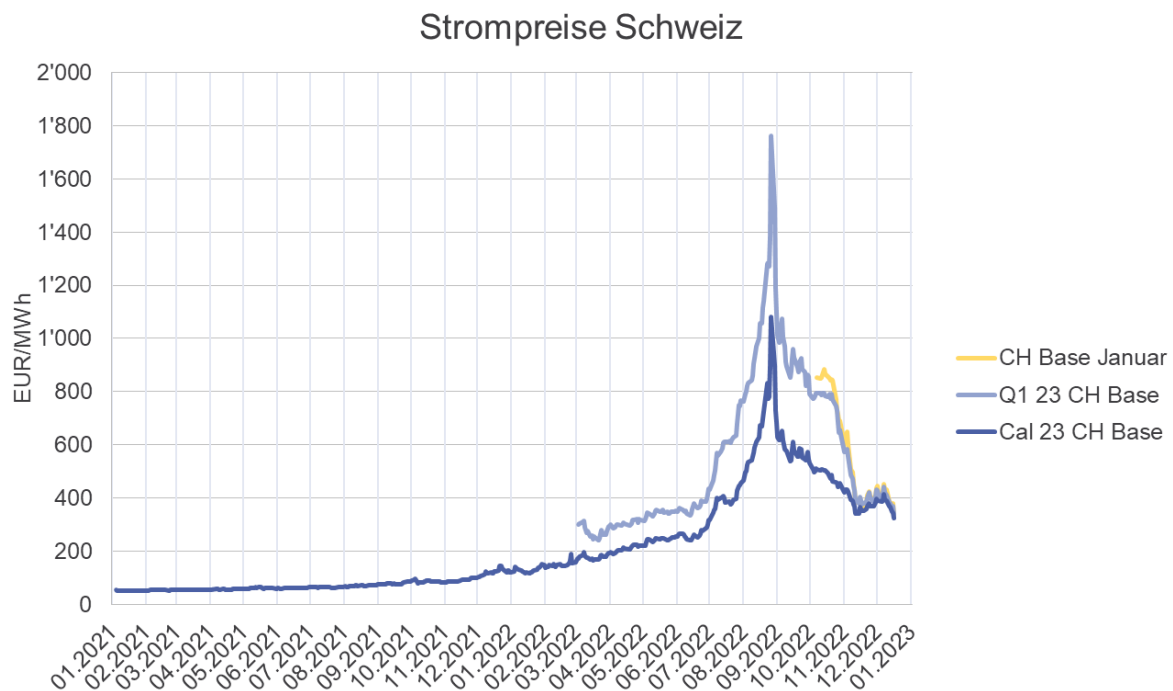


Abbildung 28: Grosshandelspreise für Stromprodukte mit Lieferort Schweiz, welche in der Berichterstattung von Dezember 2022 an den Bundesrat geliefert wurden

3 Wesentliche Marktüberwachungsaktivitäten der ECom

3.1 Analysestatistik 2022

Gemäss Artikel 26b und 26c StromVV kann die ECom die von den informationspflichtigen Personen erhaltenen Daten bearbeiten. Dafür wird ein eigens zu diesem Zweck entwickeltes Informationssystem, das sog. Market Monitoring System (MMS) betrieben. Mithilfe dieses IT-Systems werden auch die Analysearbeiten der Sektion Marktüberwachung durchgeführt. Die Analysetätigkeit der ECom soll einerseits für mehr Transparenz auf dem Schweizer Energiegrosshandelsmarkt sorgen. Es soll sichergestellt werden, dass die auf diesen Märkten gebildeten Preise ein unverfälschtes und auf einem offenen und fairen Wettbewerb beruhendes Zusammenspiel zwischen Angebot und Nachfrage widerspiegeln. Andererseits unterstützen die Analysen der ECom bei gewissen Themen durchaus andere Bundesämter, zum Beispiel bei der Festlegung, welche Unternehmen der Schweizer Elektrizitätswirtschaft als systemkritisch einzustufen sind oder bei der Ausarbeitung des Rettungsschirms.

Dabei werden die gelieferten Daten aufbereitet und durch den Einsatz von Alerts nach bestimmten vordefinierten Kriterien ausgewertet; vor allem im Hinblick auf Verdachtserscheinungen, die auf eine Marktmanipulation oder Insider-Handel hindeuten könnten.

Analysen werden vorgenommen auch nach Hinweisen auf Auffälligkeiten betreffend Schweizer Marktteilnehmer, die die ECom von den Handelsüberwachungsstellen der organisierten Marktplätze erhält. Das sind die sogenannten Suspicious Transaction and Order Reports (STORs). In 2022 wurden der ECom wieder drei solcher Vorfälle gemeldet.

Wie in den Jahren davor führt die ECom neben den durch Alerts im MMS ausgelösten Untersuchungen von Auffälligkeiten und den übermittelten STORs auch themenbezogene ad-hoc-Analysen durch. Aufgrund reduzierter Ressourcen in der Sektion Marktüberwachung sowie erhöhter Anzahl an Anfragen von Politik und Öffentlichkeit lag der Fokus auf das Monitoring der sich kontinuierlich ändernden

Marktsituation und -preise und diverser marktdesign- und versorgungssicherheitsrelevanten Themen; insbesondere in Bezug auf die Hydroreserve und Reporting an den Bundesrat konnten weniger spezifische Analysen durchgeführt als in den Jahren davor. In 2022 waren es sieben. In zusammengefasster Form werden im Rahmen dieses Markttransparenzberichts die Analyse der Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf Volumina und Preise der Day-Ahead und Intraday Märkte Schweiz, Deutschland und Frankreich (siehe dazu Kapitel 3.2.1) sowie die Analyse von Handelsvolumina an der EEX Börse (Börsenhandelsvolumina versus Börsengeclearten Volumina) (siehe dazu Kapitel 3.2.2) präsentiert. Zwei weitere Analysen – zu einer Umfrage von CRE sowie zum Monitoring von Winterprodukten Spreads – werden verkürzt im Tätigkeitsbericht 2022 der ECom vorgestellt. Eine Übersicht über die Analysetätigkeit der Sektion Marktüberwachung in 2022 findet sich in der nächsten Abbildung 29.

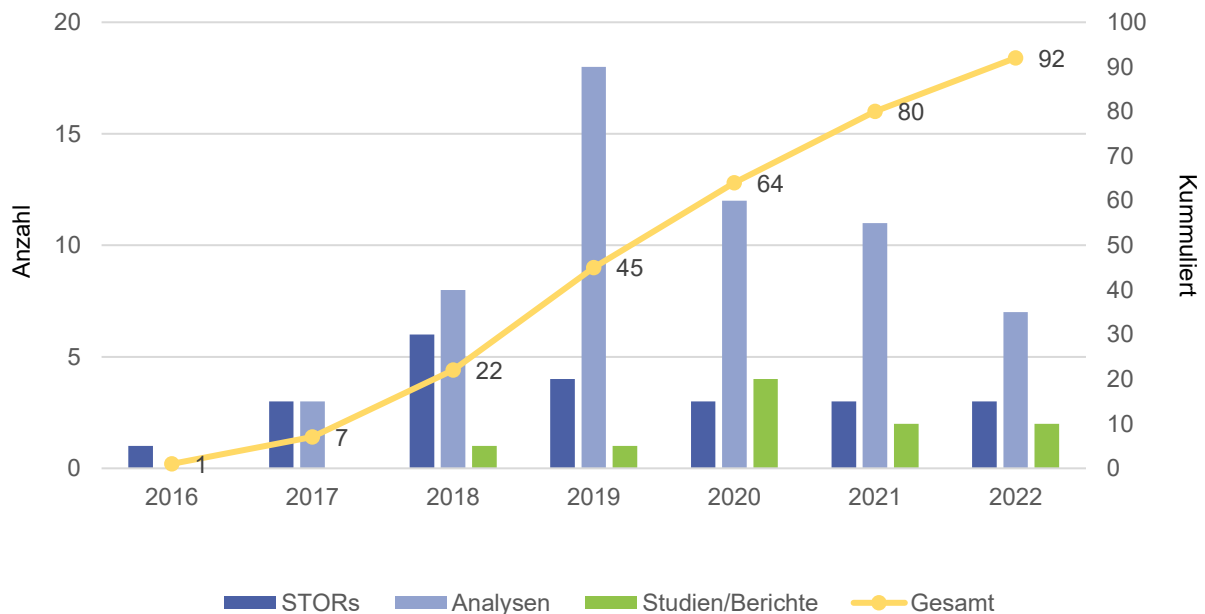


Abbildung 29: Übersicht der bei der ECom eingegangenen STORs

3.2 Analysearbeiten in 2022

3.2.1 Analyse der Auswirkungen der Erneuerbaren Energien auf Volumina und Preise der Day-Ahead und Intraday Märkte Schweiz, Deutschland und Frankreich

In den letzten Jahren sind die erneuerbaren Energien stark ausgebaut worden. Wurden früher Handelsportfolien auf Basis von erneuerbaren Energien nur bis in den Day-Ahead optimiert, werden Prognoseabweichungen zunehmend im Intraday auf Basis von algorithmischem Handel bis kurz vor Lieferung noch glattgestellt. Der Intraday Markt hat bei den Marktteilnehmern aufgrund der zunehmenden Entwicklung der erneuerbaren Energien und der automatisierten Handelsstrategien an Beliebtheit gewonnen.

Im Rahmen dieser Analyse sollte aufgezeigt werden, wie sich die Handelsvolumina und Preise des Day-Ahead Markts (siehe Abbildung 30) und des Intraday Markts (siehe Abbildung 31) für die Liefergebiete Schweiz, Deutschland und Frankreich entwickelt haben. Es soll analysiert werden, ob die kurzfristigen Preisschwankungen auf diesen Märkten zugenommen haben und wie sich die Differenz der Preisschwankungen zwischen Day-Ahead und Intraday Markt tendenziell entwickelt hat (siehe Abbildung 32). Darüber hinaus sollen die Nettoerlöse für ein MW aus einem Gaskraftwerk, das auf Basis von Day-Ahead oder Intraday Preisen hoch- und heruntergefahren werden kann, berechnet werden. Dies soll wichtige Inputs für den Wert der Flexibilität liefern. Aufgrund der höheren Marktliquidität wurde

diese Berechnung nur für das Marktgebiet Deutschland ausgeführt, dort aber für alle Märkte, kontinuierlich oder Auktion, stündlich oder viertelstündlich (siehe Abbildung 33).

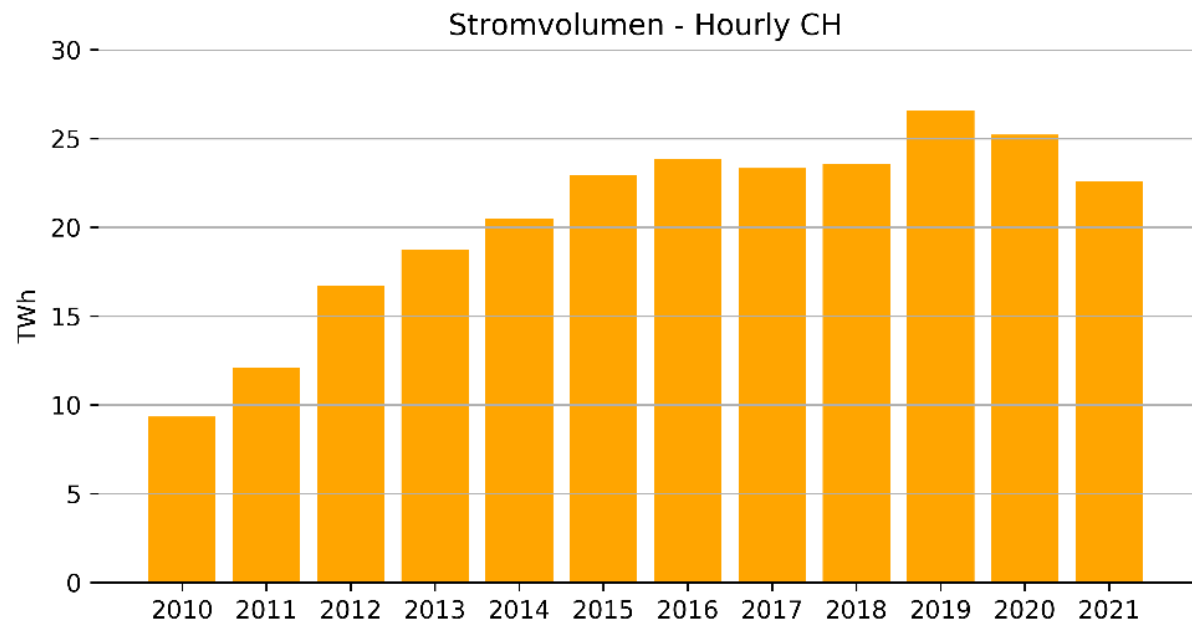


Abbildung 30: Summe des jährlich gehandelten Volumens an der Day-Ahead Auktion Schweiz

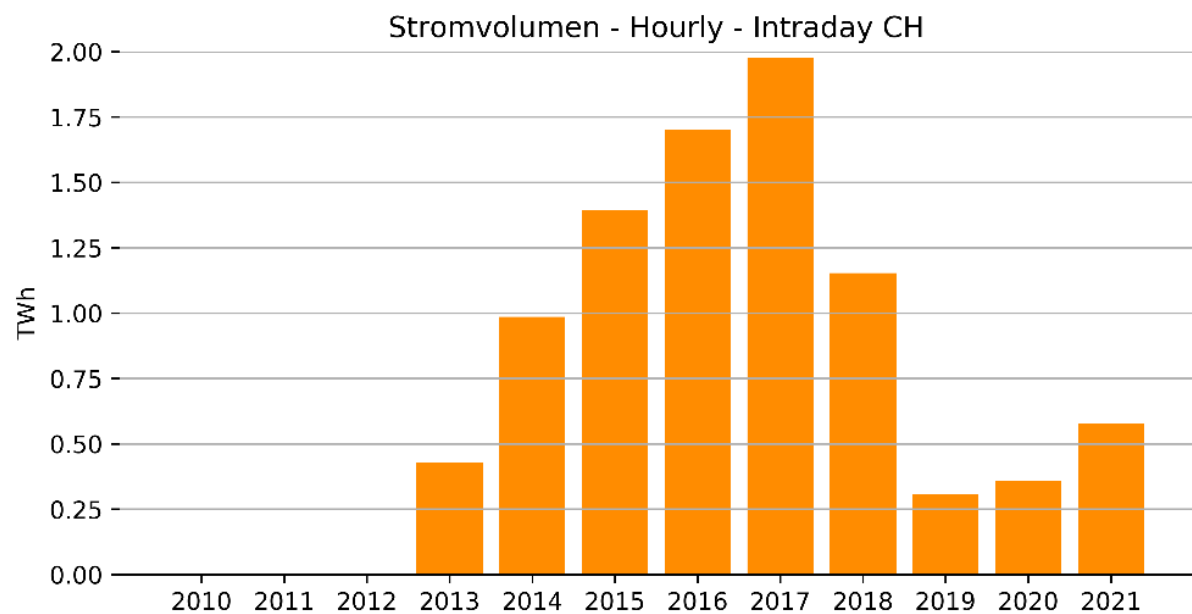


Abbildung 31: Summe des jährlich gehandelten Volumens am Schweizer Intraday kontinuierlichen Handel für Stundenprodukte

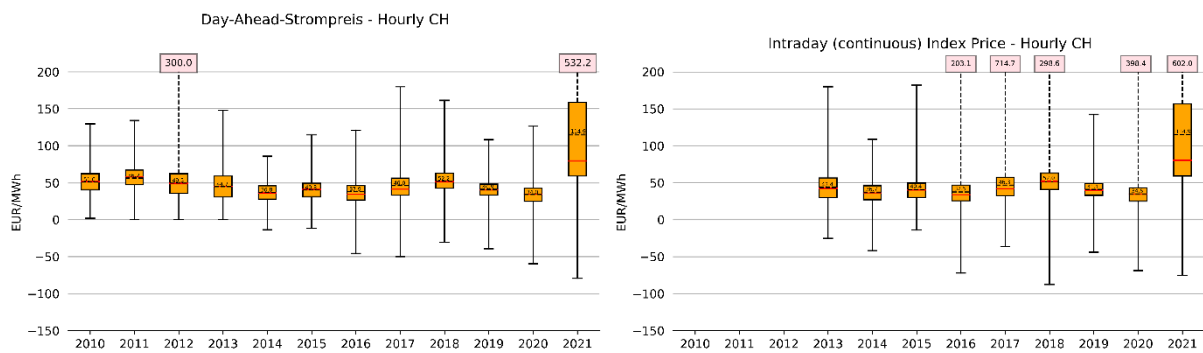


Abbildung 32: Preis Box Plot Day-Ahead Index vs Intraday Hourly für Lieferort Schweiz

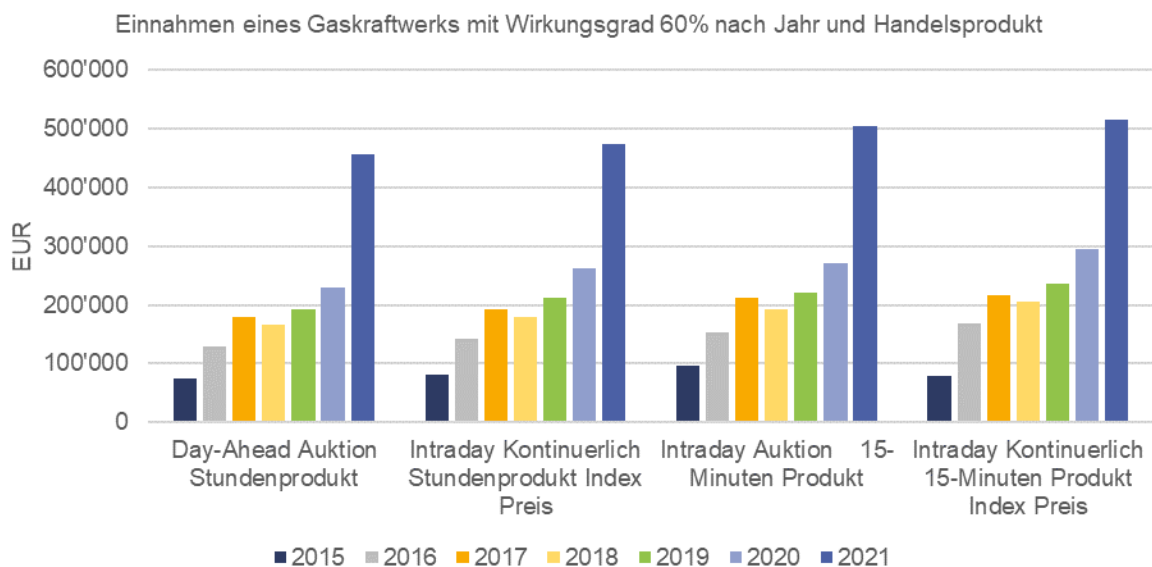


Abbildung 33: Einnahmen eines Gaskraftwerks mit 1 MW Leistung mit Wirkungsgrad 60% in Liefergebiet Deutschland nach Markt (Day-Ahead, Intraday Auktion, Intraday kontinuierlich) und nach Lieferperiode (stündlich vs. 15-Minuten)

Diese Analyse unterstreicht die Bedeutung des Intraday Marktes für die wirtschaftliche Aufrechterhaltung genügend flexibler Ressourcen, um die intermittierende Erzeugung zu unterstützen. Granulare Produkte wie 15/30-Minuten (und möglicherweise 5-Minuten zu einem späteren Zeitpunkt) verbessern das Preissignal für den Betrieb des Stromsystems und lenken Investitionen in Flexibilitäten in den Ländern, in denen in den nächsten Jahren ein starkes Wachstum der intermittierenden Erzeugungskapazität zu verzeichnen ist. Der Bedarf an ausreichender Flexibilität, um die grossen Erzeugungsrampen zu berücksichtigen, wird zunehmen. Durch den enormen Preisanstieg der letzten Monate am Strommarkt mit Stundenpreisen von zum Teil mehreren hundert Euro in Kombination mit den fluktuierenden erneuerbaren Energien ist auch der Wert der Flexibilität gestiegen. Sollte er weiterhin hoch bleiben, dürfte das ein wichtiges Signal für Investitionen in Flexibilitäten sein.

Diese Analyse hebt aber auch hervor, dass der Intraday Markt in der Schweiz seit 2018 stark ausgetrocknet ist, während die Intraday Märkte sich in den Nachbarländern stark entwickeln und die Handelsvolumina in den verschiedenen Produkten zunehmen, um diesem Flexibilitätsbedarf der Energiewende durch die zunehmenden fluktuierenden Erneuerbaren entgegenzuwirken. Das fehlende Abkommen mit der EU wirkt sich auf die Schweizer Strommärkte stark aus und gefährdet langfristig die Wettbewerbsfähigkeit der Schweiz in Bezug auf Flexibilität. Schweizer Flexibilität muss im Ausland vermarktet werden, was technische und kommerzielle Hürden bedeutet und die Schweizer Flexibilität gegenüber der ausländischen Flexibilität benachteiligt. Die Berechnung der Nettoerlöse für ein MW aus einem Gaskraftwerk, das auf Basis von Day-Ahead oder Intraday Preisen hoch- und heruntergefahren

werden kann, zeigt, dass der Intraday Markt hohe potentielle Einnahmen generiert, auch in einem Markt mit hohen Gaspreisen. Die Schweizer Wasserkraftwerke können dieses Potential nicht vollständig ausschöpfen, da der inländische Intraday Markt stark an Liquidität und Attraktivität verloren hat. Die Optimierung findet somit vor allem im Ausland statt, aber dort beschränken die vorhandenen Grenzkapazitäten allenfalls den potentiellen Einsatz von Flexibilität.

3.2.2 Analyse von Handelsvolumina an EEX Börse (Börsenhandelsvolumina versus Börsengeclearten Volumina)

Liquiditätsprobleme sowie ein markanter Rückgang der Börsenhandelsvolumina prägten das Jahr 2022.

An der EEX, der grössten europäischen Stromhandelsbörse, sind die Volumina am Terminmarkt im Vergleich zu 2021 um 27% zurückgegangen. Wie aus Abbildung 34 hervorgeht, wurde dieser Volumenrückgang insbesondere am Ende des ersten Quartals 2022 beobachtet.

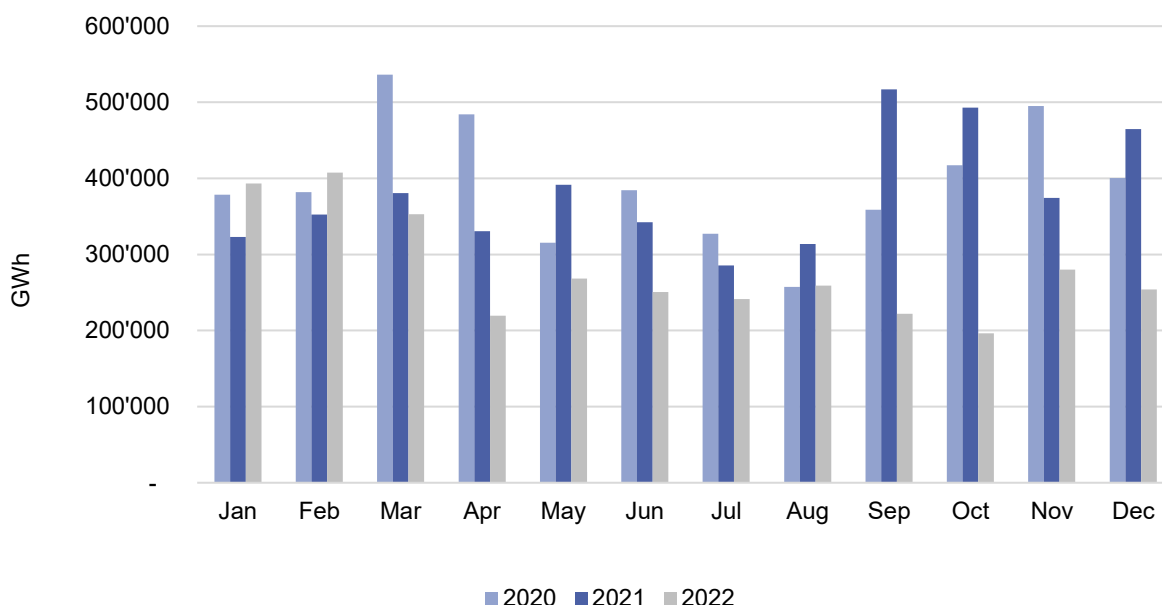


Abbildung 34: Monatliches Handelsvolumina an der EEX von 2020 bis 2022. Quelle der EEX-Daten.

Dieser Volumenrückgang ist im Vergleich zu 2021 in den meisten europäischen Nachbarländern der Schweiz aufgetreten, namentlich in Deutschland (–27%), Frankreich (–16%) und Italien (–18%). Bei Stromhandelsprodukten mit Liefergebiet Schweiz hat das Handelsvolumina hingegen kräftig zugelegt (+63%). 2021 betrug das Gesamtvolumen an der EEX 9'679 TWh gegenüber 15'762 TWh im Jahr 2022. Abbildung 35 veranschaulicht die monatliche Entwicklung des Gesamtvolumens an der EEX.

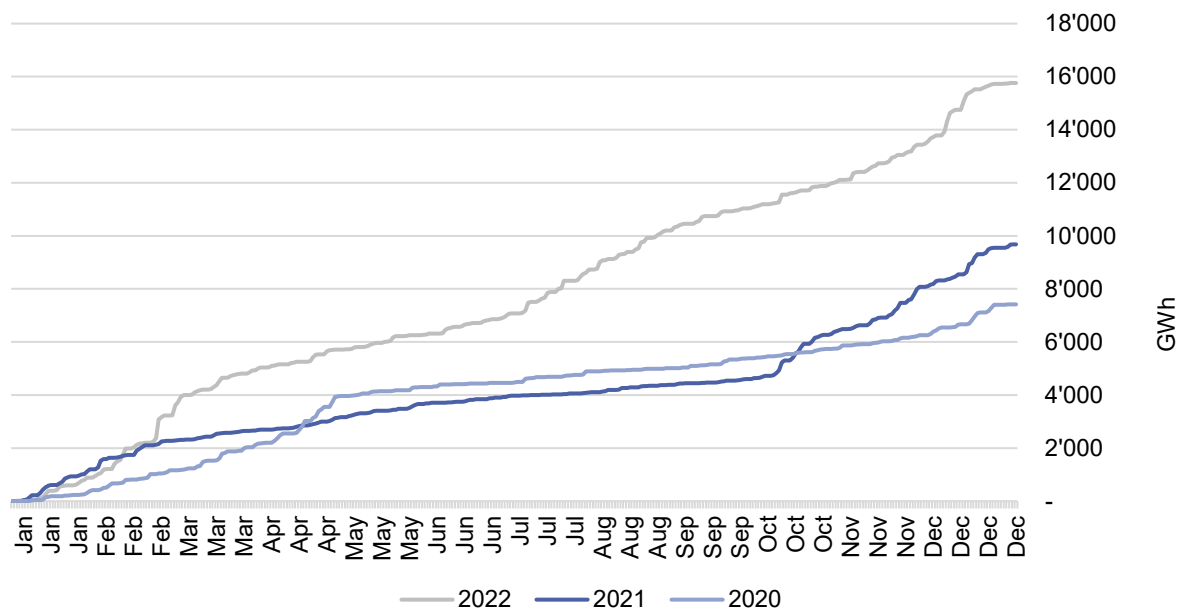


Abbildung 35: Jahresvergleich der Entwicklung des Gesamtvolumens an der EEX für Liefergebiet Schweiz.

Einer der Gründe für diese Zunahme des Gesamtvolumens an der EEX in der Schweiz zeigt sich, wenn man die Zusammensetzung dieses Volumens analysiert. Effektiv stellt das Gesamtvolumen, das wir an der EEX feststellen, die Summe zweier Transaktionsarten dar. Die erste Art sind Transaktionen, die direkt an der EEX abgewickelt werden, während die zweite Art Transaktionen umfassen, die im Over-The-Counter-Handel (OTC) getätigt und anschliessend an der EEX registriert oder «gecleart» werden. Die Marktteilnehmer können beschliessen, ihre Transaktionen an der Börse zu registrieren, um von Massnahmen zur Reduktion des Kontrahentenrisikos zu profitieren.

Bei der Aufschlüsselung des EEX-Gesamtvolumens für den Schweizer Markt zeigt sich, dass die Zunahme grossenteils aus dem steigenden Volumen der an der EEX registrierten Transaktionen resultiert und nicht wirklich aus einer Erhöhung des Volumens der direkt an der EEX abgewickelten Transaktionen. Das direkt an der EEX Schweiz gehandelte Volumen ist von 1'194 GWh im Jahr 2021 auf 1'616 GWh im Jahr 2022 gestiegen, d. h. um 422 GWh oder 35%, während das an der EEX registrierte Volumen von 8'485 GWh im Jahr 2021 auf 14'146 GWh im Jahr 2022 gestiegen ist, d. h. um 5'661 GWh bzw. 67%.

Abbildung 36 zeigt die Herkunft der gesamten Zunahme auf, indem diese in das direkt an der EEX Schweiz gehandelte Volumen und das, wie oben erläutert, an der EEX Schweiz registrierte Volumen aufgeteilt wird.

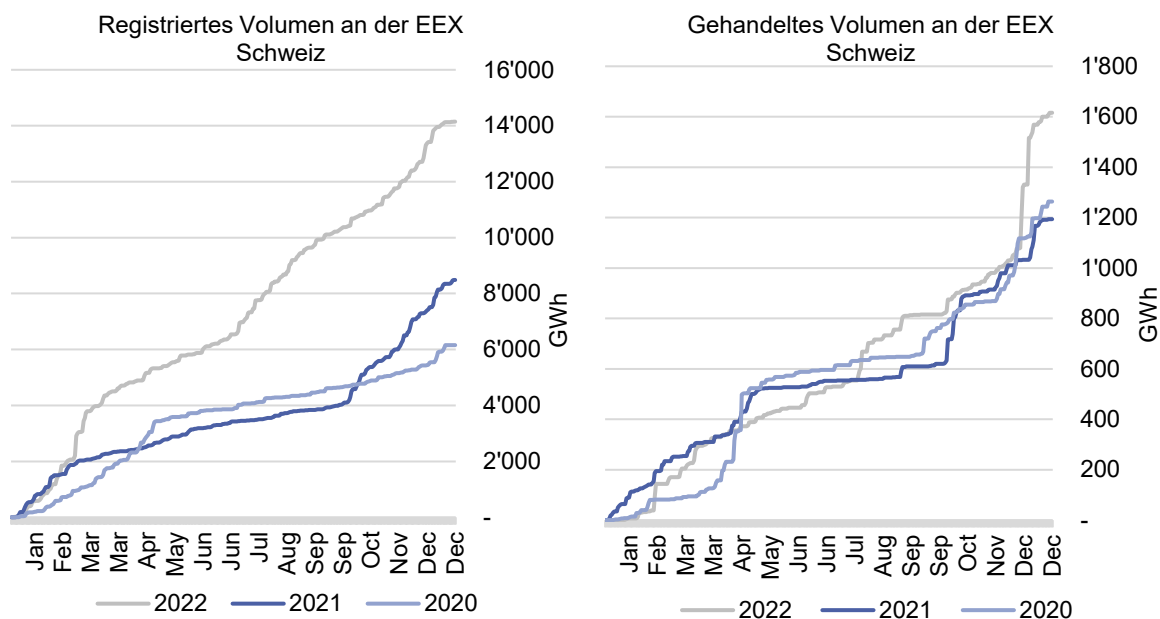


Abbildung 36: Vergleich der Entwicklung zwischen dem direkt an der EEX gehandelten Volumen und dem an der EEX registrierten Volumen, für Liefergebiet Schweiz, in GWh

Das direkt an der EEX gehandelte Volumen ist zwar gestiegen, jedoch weniger stark und hauptsächlich zum Jahresende. Die Tendenz des an der EEX registrierten Volumens hat sich ab Ende Februar 2022 entkoppelt von dem, was 2020 oder 2021 beobachtet wurde. Seither hat das an der EEX registrierte Volumen stärker zugelegt als in den Jahren 2020 und 2021.

In Anbetracht dieser Differenzen darf die Zunahme des Gesamtvolumens an der EEX Schweiz nicht als Liquiditätszufluss in die Schweiz oder als steigende Tätigkeit auf dem Schweizer Markt im Jahr 2022 gewertet werden, sondern sie unterstreicht die Tatsache, dass die Marktteilnehmer ein grösseres Volumen an ausserbörslich getätigten Transaktionen an der Börse registriert haben als bisher.

Ein möglicher Grund, dass ein grösseres Volumen an der EEX registriert wurde, besteht darin, dass die Marktteilnehmer vermehrt auf die Börse setzen, um das Kreditrisiko, das die ausserbörslichen Transaktionen früher bargen, zu beseitigen. Die Trader versuchen, sich mit äusserst volatilen und teuren Märkten vor diesem Kontrahentenrisiko zu schützen. Gestützt wird diese Hypothese dadurch, dass an den anderen analysierten Märkten, etwa Deutschland Abbildung 37, der Volumenrückgang der an der EEX abgewickelten Transaktionen prozentual grösser ist als derjenige der an der EEX registrierten Transaktionen. Entsprechend ist der Anteil der Registrierungen im Verhältnis zum Gesamtvolumen trotz des gesunkenen Gesamtvolumens an der EEX (Abwicklungen und Registrierungen) grösser als bisher, wie dies auch auf die Schweiz zutrifft.

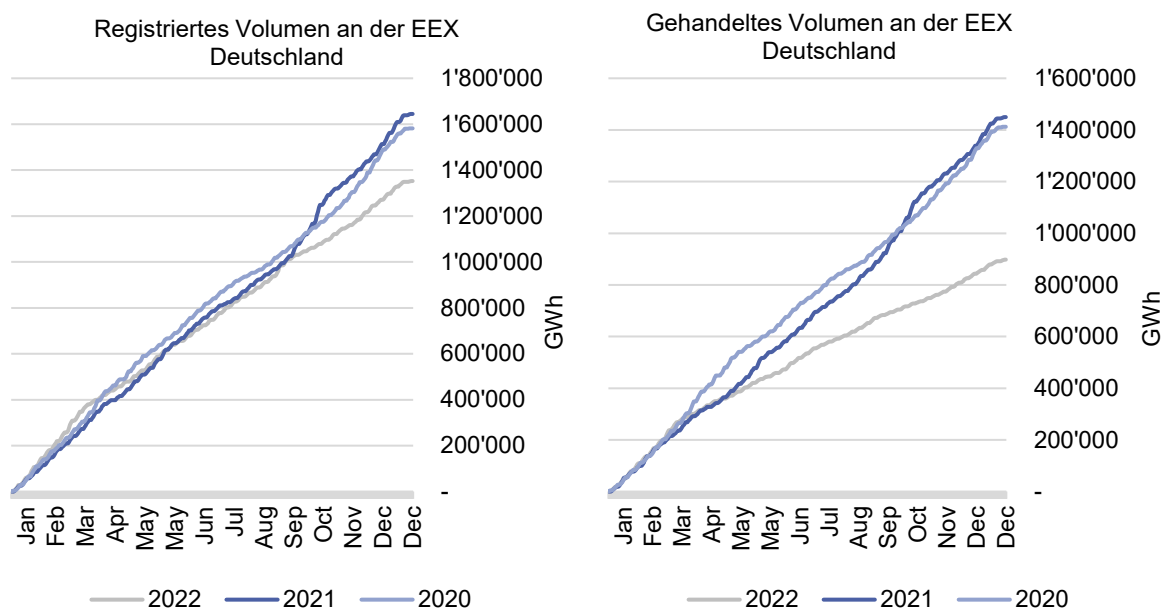


Abbildung 37: Vergleich der Entwicklung zwischen dem direkt an der EEX gehandelten Volumen und dem an der EEX registrierten Volumen für Liefergebiet Deutschland, in GWh.

Das an der EEX registrierte Volumen für Liefergebiet Deutschland ist von 1'644'682 GWh im Jahr 2021 auf 1'352'390 GWh im Jahr 2022 zurückgegangen, d. h. um 18%, während das direkt an der EEX gehandelte Volumen für Liefergebiet Deutschland von 1'449'701 GWh im Jahr 2021 auf 897'874 GWh im Jahr 2022 gesunken ist, d. h. um 38%. Für die Börse EEX ist bei diesen beiden Transaktionsarten der Anteil der direkt an der Börse EEX abgewickelten Volumen folglich zurückgegangen, und zwar von 46% des Gesamtvolumens im Jahr 2021 auf 40% im Jahr 2022.

Schliesslich sei darauf hingewiesen, dass diese Analysen nur die Entwicklungen an der EEX berücksichtigen und nicht diejenigen an anderen Börsen und dass sie zudem nicht die ausserbörslichen Transaktionen einbeziehen, die nicht an der EEX registriert werden. Es ist daher unmöglich, allgemeinere Schlussfolgerungen zum Gesamtvolumen in der Schweiz wie in Europa zu ziehen.

3.2.3 Drei Light Reporting Cases EPEX SPOT

Bei EPEX SPOT handelt es sich um eine Day-Ahead- und Intraday Strombörse, die in folgenden europäischen Ländern aktiv ist: Österreich, Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Luxemburg, den Niederlanden, Norwegen, Polen, Schweden, dem Vereinigten Königreich und der Schweiz. Sie übermittelt Light Reporting Case an die zuständigen Regulierungsbehörden, wenn eine Handelsaktivität auf einem bestimmten Day-Ahead- oder Intraday-Markt in einem ihrer Mitgliedsländer einer eingehenden Analyse bedarf. Die EICom kann von der EPEX SPOT für Handelsaktivitäten kontaktiert werden, die von in der Schweiz ansässigen Unternehmen ausgehen, sowie für ausländische Unternehmen, die auf den Schweizer Märkten aktiv sind.

Die EICom verfügt über die notwendigen Informationen und Mittel, um die verschiedenen Preis- und Volumenbewegungen auf den Märkten der Börse EPEX SPOT zu überprüfen, ebenso für die anderen Tätigkeiten im Rahmen der Strommarktaufsicht. In ihrer Rolle als Regulierungsbehörde will die EICom das reibungslose Funktionieren der Märkte sowie ihre Transparenz sicherstellen.

Im Laufe des Jahres 2022 meldete die EPEX SPOT der EICom drei Light Reporting Cases an, um die Handelsaktivitäten der beteiligten Unternehmen zu analysieren. Für jeden Light Reporting Case erhielt die EPEX SPOT eine Begründung von der betreffenden Partei und leitete diese an die EICom weiter. In den vorgelegten Light Reporting Cases ist EPEX SPOT der Ansicht, dass weder eine Marktmanipulation noch Insider-Handel stattgefunden haben.

Zwei Light Reporting Cases von EPEX betrafen erhebliche Volumenbewegungen, während sich ein weiterer Light Reporting Case mit einer Erfassung von Aufträgen auf einem Preisniveau befasste, das nicht mit dem Markt korrelierte.

Der erste Light Reporting Case im Zusammenhang mit einem grossen Handelsvolumen betraf einen Stromkauf auf dem französischen Intraday-Markt zu Preisen, die über dem Day-Ahead Markt lagen. Anhand der Stellungnahme des beteiligten Unternehmens konnte dieses Ereignis nicht gerechtfertigt werden. Die ElCom hat die Analyse vertieft und verlangte eine neue präzisere Stellungnahme. Diese hat es erlaubt, den Grund für diese Intraday Tätigkeit zu beleuchten, die sich als legitim herausgestellt hat.

Der zweite Light Reporting Case wurde wegen grosser Stromkaufvolumen eines Teilnehmers auf dem Schweizer Day-Ahead Markt eröffnet. Die Handelsvolumen waren im Verhältnis zur Grösse des beteiligten Unternehmens beträchtlich. Die ElCom konnte diesen Fall nach einer Prüfung der Handelstätigkeit schliessen. Der Abschluss stimmte mit der ursprünglichen Stellungnahme des betreffenden Unternehmens an EPEX SPOT überein.

Der Light Reporting Case bezüglich einer Erfassung von Kaufaufträgen auf dem Intraday Markt zu wesentlich höheren Preisen als bei den Konkurrenzangeboten in einer einzigen Stunde wurde als Fat-Finger-Fehler behandelt. Die Aufträge, die auf einem nicht mit dem übrigen Markt korrelierenden Preisniveau platziert und von einem Dritten ausgeführt wurden, wurden innerhalb der Frist von 5 Minuten gemäss den Vorschriften von EPEX SPOT nicht annulliert. Das Unternehmen, das dieses Ereignis ausgelöst hatte, hat die erforderlichen Massnahmen getroffen, um die Wiederholung eines solchen operativen Fehlers zu verhindern. Das für dieses Ereignis verantwortliche Unternehmen hat die Situation nicht ausgenutzt, sondern einen sofortigen Verlust erlitten.

Sämtliche Light Reporting Cases des Jahres 2022, die von EPEX SPOT gemeldet wurden, konnten offiziell geschlossen werden.

3.2.4 Reporting von Rampen bei Kraftwerksausfällen

Schweizer Marktteilnehmer haben auf Basis eines Branchenvertrags die Publikation von Insider-Informationen, insbesondere Kraftwerksausfälle, vorgenommen.

Die ElCom hat diesen Vertrag erhalten. Aufgrund der Diskrepanz zwischen dem Schweizer Branchenstandard und den Empfehlungen von ACER oder der EEX Transparenzplattform hat die ElCom am 17. September 2020 einen Brief an alle im Branchenvertrag erwähnten Parteien geschrieben. Dabei wurden die Marktteilnehmer gebeten, dass zur Gewährleistung einer einheitlichen Meldepraxis und im Sinne der Transparenz der Vertrag überarbeitet werden sollte.

In Branchenvertrag wurde zum Beispiel festgehalten, dass der Startzeitpunkt der Revision/Ausfall in der Meldung auf der Transparenzplattform sich auf das Erreichen des Zielwerts (bei Abschaltung gilt 0 MW als Zielwert) beziehen sollte. Da insbesondere bei Kernkraftwerken der Zeitraum bis zum Erreichen des Zielwerts sich über mehrere Stunden erstrecken kann, hatte die ElCom diesen Zustand bemängelt und forderte, dass der Startzeitpunkt der Revision/Ausfall sich auf den Beginn der Rampe zu beziehen habe. D.h. der Startzeitpunkt soll sich auf den Beginn des Herunterfahrens bzw. des Hochfahrens des Kraftwerks beziehen.

Die Branche hat auf eine Publikation von Kraftwerksrampen verzichtet. Im Verlauf von 2021 fanden weitere Gespräche mit der Branche statt, da im Austausch mit den EU-Regulatoren festgehalten wurde, dass eine Rampe, insbesondere bei grösseren Kraftwerken auch als Inside-Information gilt. Bisher hatten Schweizer Marktteilnehmer die Rampen der Kraftwerke nicht als Inside-Information veröffentlicht.

Um den Aufwand und die Anzahl Meldungen gering zu halten, hat die ElCom mit der Branche vereinbart, dass in Zukunft im Info-Textfeld der EEX Transparenzplattform die technisch relevanten Punkte des Kraftwerks als Rampe gemeldet werden (siehe Abbildung 38). Diese Informationen sind im Voraus bekannt und ändern sich eigentlich nicht. Die Umsetzung dieser Massnahme wurde in 2022 vorgenommen.

Type of unavailability	Marktteilnehmer - Betroffene Anlage - Betroffene Einheit	Regelzone	Brennstoff	Ereignis Beginn	Ereignis Ende	Nichtverfügbare / Verfügbare Kapazität (MW)	Grund der Nichtbeanspruchbarkeit	Status	Ereignis ID	Letz Akt.
⌚	Axpo Power AG - KKL - KernKW Leibstadt AG - Leibstadt	SwissGrid	Nuclear	2027/04/19 00:00	2027/05/24 00:00	1233.0	Outage	✓	0000000000000000#19845#2987_001	202: 10:1
⌚	Axpo Power AG - KKL - KernKW Leibstadt AG - Leibstadt	SwissGrid	Nuclear	2023/02/19 07:00	2023/02/19 08:45	350.0	Maintenance	⚠	0000000000000000#10204#2984_001	202: 13:4
⌚	Axpo Power AG - KKB - KernKW Beznau - Beznau 1	SwissGrid	Nuclear	2023/05/16 11:00	2023/05/30 11:00	365.0	Maintenance	⚠	0000000000000000#19315#2985_001	202: 12:3
⌚	Axpo Power AG - KKB - KernKW Beznau - Beznau 2	SwissGrid	Nuclear	2026/08/04 11:00	2026/08/17 11:00	365.0	Maintenance	⚠	0000000000000000#19314#2984_001	202: 12:3
⌚	Axpo Power AG - KKB - KernKW Beznau - Beznau 1	SwissGrid	Nuclear	2026/05/01 11:00	2026/06/02 11:00	365.0	Maintenance	⚠	0000000000000000#19314#2984_001	202: 12:3

Yellow Highlighted Status Text: Ramping down: After event start ramp down to 880 MW for 45 minutes then maintain level for 1 h // Ramping up: After event stop ramp up to 950 MW for 1 hours and 15 minutes then maintain level for 45 minutes, then ramp up to 1235 MW for 5 hours.

Abbildung 38: Info Textfeld der EEX Transparenzplattform in Bezug auf Ausfall Kernkraftwerk Leibstadt in gelb

4 Liquiditätsmonitoring

Seit dem Ausbruch des Krieges in der Ukraine und den damit verbundenen reduzierten Gaslieferungen von Russland nach Europa hat sich die Situation der Versorgungssicherheit auch mit Strom drastisch verändert. Viele Länder, unter anderem Deutschland, Österreich und vor allem Italien, nutzen Gaskraftwerke zur Erzeugung von Strom. Mit den abnehmenden Gaslieferungen war zu Beginn die Stromerzeugung in Frage gestellt. Diese angespannte Lage auf den Gasmärkten führte zu hohen Gaspreisen, was wiederum zu hohen Strompreisen führte. Dies resultierte in stark gestiegenen Liquiditätsanforderungen für die Elektrizitätsunternehmen, da höhere Strompreise an den Börsen zu höheren Margin Calls geführt hatten.

4.1 Berechnung Margin Parametern zum Monitoring der Liquiditätsentwicklungen eines Benchmark Portfolios

Die Strompreise haben bekanntlich bereits Ende 2021 angefangen stark anzusteigen, wobei sowohl das Preisniveau als auch die Volatilität mit dem Höhepunkt im Sommer 2022 ausserordentlich hoch waren. Dementsprechend waren auch die Margin Calls hoch.

Ein Margin Call ist eine Anforderung von Geldmitteln, wenn Geld auf ein Margin-Konto eingezahlt werden muss, um die Mindestkapitalanforderungen zu erfüllen um an der Börse weiter handeln zu können. Bei der Börse werden zwei Typen von Margins unterschieden, die Variation Margin und die Initial Margin.

Für beide sind aber immer die Nettoposition eines Marktteilnehmers in einem Handelsprodukt relevant. Ist ein Marktteilnehmer Netto Short, dann erhöhen sich bei steigenden Preisen auch die Anforderungen von Geldmitteln aus der Variation Margin. Ist ein Marktteilnehmer hingegen Netto Long, dann sinken bei steigenden Preisen die Anforderungen aus der Variation Margin. Die Initial Margin hingegen steigt per

Definition bei steigenden Preisen und steigender Marktvolatilität. Die Initial Margin ist für jede offene Position (Long oder Short) erforderlich zur Deckung von Glattstellungsrisiken, welche die Börse in einem Ausfallszenario haben kann. Sie soll dazu dienen, potenzielle Änderungen des Werts von Marktteilnehmer gehaltenen Positionen, um eine Position innerhalb von zwei Geschäftstagen zu schliessen, decken zu können. Die Parameter sind so kalibriert, dass sie das Ausfallrisiko abdecken mit einem Konfidenzniveau von 99 % und unter Verwendung eines vordefinierten Rückblickzeitraums. Damit die ECom höhere Liquiditätsanforderungen von Marktteilnehmern besser monitoren kann, die sich aufgrund der Initial Margin ergeben, wurden Benchmark-Portfolien gebildet, die Margin Parameters und die daraus entstehenden Initial Margin Anforderungen täglich berechnet.

Indem die Berechnungsmethodik der ECC (European Commodity Clearing) für die Initial Margin genau implementiert wurde, konnte die ECom nicht nur aufgrund der aktuellen Schlusskurse die Initial Margin ausrechnen, sondern auch Szenarien modellieren (zum Beispiel Preise steigen von heute auf morgen um X%) und den Effekt auf die Initial Margin simulieren.

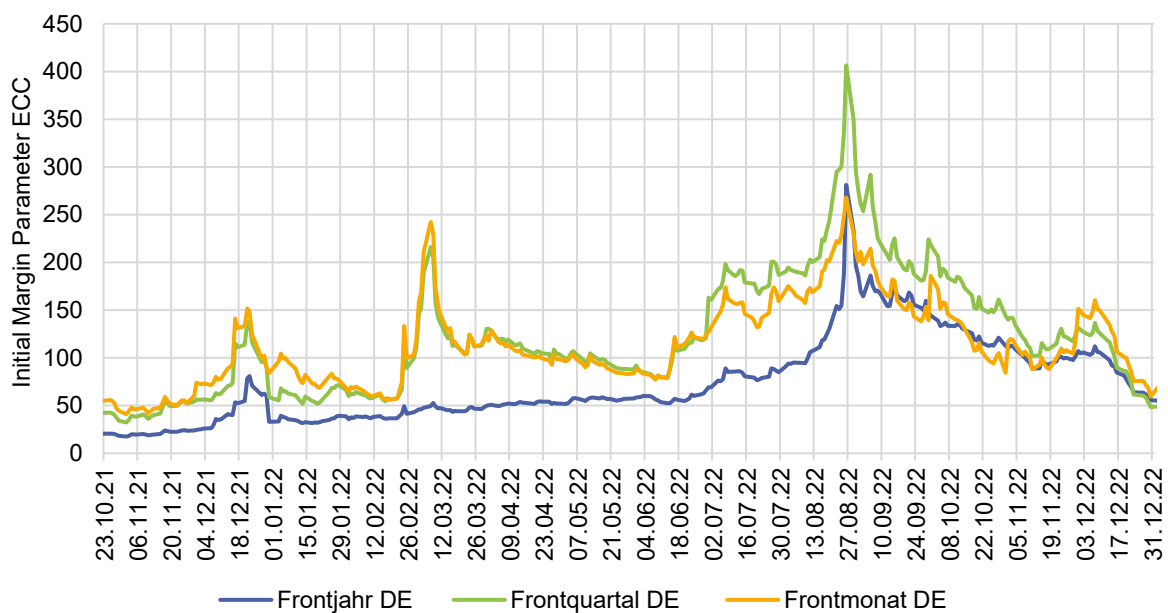


Abbildung 39: Entwicklung der Margin Parameters für Base Kontrakte mit Liefergebiet Deutschland

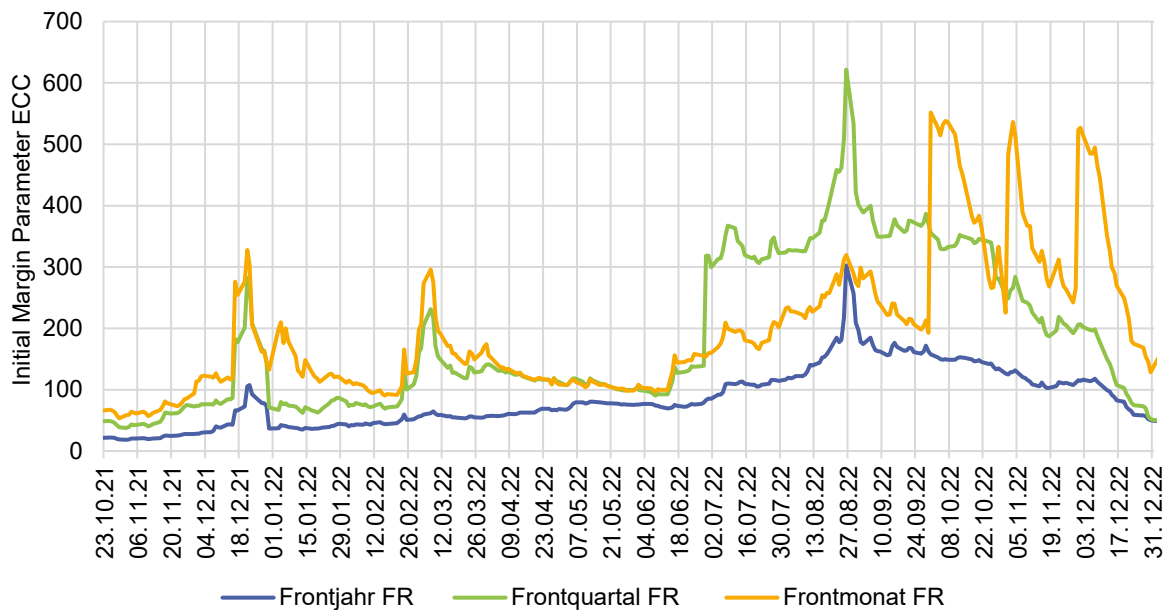


Abbildung 40: Entwicklung der Margin Parameters für Base Kontrakte mit Liefergebiet Frankreich

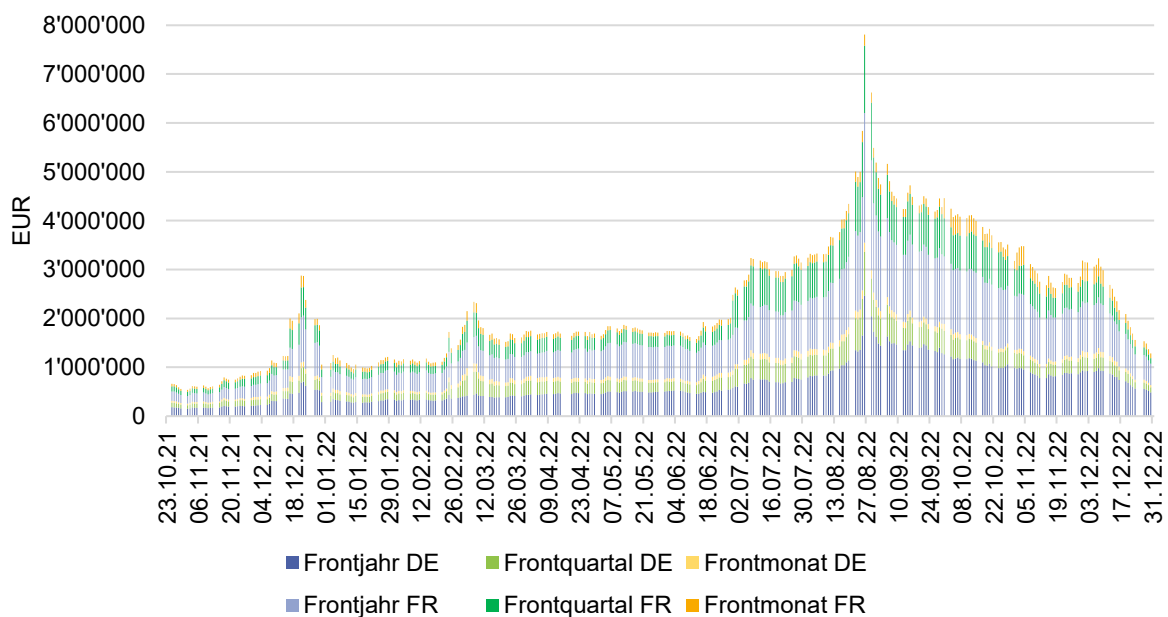


Abbildung 41: Entwicklung der Initial Margin Anforderungen für ein Portfolio, in dem jeweils 1 MW Base Long je Handelsprodukt (Frontjahr, Frontquartal, Frontmonat) sowohl für Liefergebiet Deutschland wie auch Liefergebiet Frankreich gehalten werden

4.2 Internes Monatliches Reporting betreffend Grosshandelsmarkt und Liquiditätssituation der Schweizer Marktteilnehmer

Die Sektion Marktüberwachung hat im Jahr 2022 monatlich ein internes vertrauliches Reporting zum Grosshandelsmarkt und zur Liquiditätssituation von Schweizer Marktteilnehmern gemacht. Der Fokus lag auf Preisveränderungen von wichtigen Stromgrosshandelsprodukten, auf der Entwicklung von fundamentalen Treibern im Strommarkt, auf Temperaturprognosen (mögliche Kältewelle), aber auch auf den am Terminmarkt zu beobachtenden Risikoprämien (Marktpreise im Vergleich zum Preis eines Fundamentallmodells). Zudem wurden aufgrund von Preisprognosen für den Spotmarkt (mit

Konfidenzintervallen) eine Einschätzung gemacht, ob die Möglichkeit besteht, dass sich Angebot und Nachfrage an der Day-Ahead Auktion nicht treffen würden und der Day-Ahead Markt für gewisse Lieferstunden nicht schliessen und beim technischen Maximum (aktuell 4'000 EUR/MWh) settlen würde. Zudem wurden News, welche die Liquidität von grossen europäischen Energieunternehmen betrafen, aufgelistet (zum Beispiel Uniper), um mögliche Kreditrisiken für Schweizer Marktteilnehmer zu identifizieren.

Zudem führten interne Datenanalysen zu Erkenntnissen bezüglich potentiell höheren Liquiditätsanforderungen von Schweizer Marktteilnehmern.

Grobe Erkenntnisse aus diesem Bericht wurden in den monatlichen Sitzungen des Steuerungsausschuss Versorgungssicherheit Energie, bei welcher der Geschäftsführer der ECom anwesend war, geteilt.

4.3 Verfügung ECom betreffend Übermittlung von Daten zu abgeschlossenen Stromhandelsgeschäften

Ab Mitte des Jahres hatte sich die Lage in Bezug auf die Stromversorgungssicherheit weiter zugespitzt: Russland hatte die Gaslieferungen weiter gekürzt, die wichtige Pipeline Nordstream 1 wurde sabotiert, die Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke war extrem niedrig und aufgrund der langanhaltenden Trockenheit und geringen Niederschläge gab es Engpässe bei den Kohlelieferungen aufgrund der reduzierten Schifffahrt am Rhein.

Aufgrund der erwähnten energiepolitisch verschärften Situation und den aktuellen Marktentwicklungen war die Einforderung von Daten zu Stromgrosshandelsgeschäften für die Überwachung der Versorgungssicherheit in der Schweiz durch die ECom notwendig. Nach Artikel 25 Absatz 1 StromVG sind die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft verpflichtet, den zuständigen Behörden die für den Vollzug dieses Gesetzes erforderlichen Auskünfte zu erteilen und die notwendigen Unterlagen zur Verfügung zu stellen.

Durch diese Informationen erhält die ECom einen Einblick in die Handelsaktivitäten am Marktplatz Schweiz. Dies insbesondere, um die Absicherungsaktivitäten der einzelnen Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft sowie die Vernetzungen untereinander analysieren und Rückschlüsse auf die Lage in der Schweiz ziehen zu können, unter anderem auch hinsichtlich möglichem Liquiditätsbedarf des Bundes zur Stützung systemkritischer Unternehmen.

Mit den Verfügungen vom 22. Juli 2022 hat die ECom die systemkritischen Unternehmen verpflichtet, bis zum 31. August 2022 die Daten zu sämtlichen für die Lieferperiode 2022 sowie künftigen Lieferperioden bis zu diesem Datum abgeschlossenen Standardverträgen betreffend den Stromgrosshandel mit Lieferort Schweiz und einer Lieferdauer von mindestens einem Monat einzureichen. Ausgenommen sind Daten zu Produkten, welche an der EPEX SPOT gehandelt wurden. Die Daten wurden im ersten Schritt in XML- oder CSV-Format über den von der ECom zur Verfügung gestellten SFTP-Server übermittelt. Ab spätestens dem 1. Januar 2023 hatten die Unternehmen die Übermittlung der Daten täglich automatisch über den bereits für Datenlieferungen nach Artikel 26a StromVV genutzten Lieferkanal (RRM) vorzunehmen.

4.4 Neue Aufsichtsaufgaben unter FiREG

Mit dem Inkrafttreten des Bundesgesetzes über subsidiäre Finanzhilfen zur Rettung systemkritischer Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft (FiREG) am 01. Oktober 2022 wurde die Datenlieferung aus den ECom-Verfügungen durch die Datenlieferungen nach dem FiREG ersetzt.

Dieses Gesetz soll dazu beitragen, dass die Stromversorgung in der Schweiz auch bei unvorhergesehenen Entwicklungen gewährleistet ist (FiREG Art.1, Abs. 1).

Das FiREG regelt die Finanzhilfen zur subsidiären Unterstützung von systemkritischen Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft, denen aufgrund eines Liquiditätsengpasses infolge von unvorhergesehenen Entwicklungen trotz der von den Unternehmen, ihren Finanzierungspartnern und ihren direkten oder indirekten Eigentümern getroffenen Massnahmen Illiquidität droht oder die von Illiquidität betroffen sind. (FiREG Art. 1, Abs. 2). Art. 3 des FiREG gestattet dem Bund, subsidiär Finanzhilfen in Form von Darlehen zu gewähren.

Gemäss Art. 19 des FiREG müssen die systemkritischen Unternehmen die erforderlichen Auskünfte und Dokumente insbesondere der EICom und der Eidgenössischen Finanzkontrolle (EFK), sowie den für den Vollzug dieses Gesetzes beigezogenen Dritten zur Verfügung stellen, um den Vollzug des FiREG-Gesetzes zu gewährleisten. Gemäss Art. 19 hängen die Informationen, die von den systemkritischen Unternehmen verlangt werden, von der jeweiligen Phase ab, in der sich das Unternehmen befindet und dementsprechend auch die Aufsichtspflicht der EICom.

Die Phase 1 startet mit Inkrafttreten des FiREGs. Gemäss Art. 19 Abs. 2 müssen insbesondere von den systemkritischen Unternehmen die folgenden Dokumente zur Verfügung gestellt werden:

- a. Unterlagen und Information zur aktuellen Finanzlage
- b. Die Unterlage und Informationen zu den abgeschlossenen Energiehandelsgeschäften
- c. Eine Darstellung der Marktentwicklungen, die dazu führen könnten, dass das systemkritische Unternehmen auf zusätzliche Liquidität angewiesen ist.

Die Phase 2 startet ab dem Zeitpunkt des Antrags auf Gewährung einer Darlehensverfügung.

Gemäss Art. 19 Abs. 3 müssen zudem insbesondere die folgenden Dokumente von den systemkritischen Unternehmen zur Verfügung gestellt werden:

- a. Die Finanzplanung für den Zeitraum der Geltungsdauer dieses Gesetzes
- b. Die Informationen über die Höhe und die Ausschöpfung von Darlehen und Kreditlinien der bestehenden Finanzierungspartner
- c. Die offenen Risikopositionen mit Gegenparteien
- d. Aufgeschlüsselte Informationen über Sicherheitsleistungen (Margin Calls) an allen organisierten Marktplätzen

Die Phase 3 startet ab Datum des ersten Beanspruchungstages.

Das Ziel des FiREG-Aufsichtskonzept ist es, die Liquiditätsentwicklung der systemkritischen Unternehmen zu monitoren und den Liquiditätsbedarf aufgrund ihrer Handelsaktivitäten zu antizipieren. Die entsprechenden Stellen werden regelmässig über das Monitoring der EICom informiert.

5 GATE - Bundesgesetz über die Aufsicht und Transparenz in den Energiegrosshandelsmärkten

Der Bundesrat hat an seiner Sitzung vom 16. Dezember 2022 die Vernehmlassung zum Bundesgesetz über die Aufsicht und Transparenz in den Energiegrosshandelsmärkten (GATE) eröffnet. Der nächste Schritt ist die Bearbeitung der Stellungnahmen durch das BFE und die entsprechende Anpassung des GATE. Die EICom wird dann im Rahmen der zweiten Ämterkonsultation Mitte 2023 konsultiert, bevor das Parlament (voraussichtlich im Frühjahr 2024) das Gesetz behandelt, so dass es möglicherweise 2025 in Kraft treten kann. Ab Inkrafttreten des Gesetzes wird damit Insiderhandel und Marktmanipulation auf den Schweizer Energiegrosshandelsmärkten verboten.

Nachfolgend werden die wichtigsten Punkte zum GATE dargestellt:

- Das GATE schafft mehr Markttransparenz in den Energiemärkten, also von Strom und Gas. Die EICom ist als Aufsichtsbehörde für beide Märkte vorgesehen.
- Das neue Gesetz verpflichtet die Marktteilnehmer, der EICom Angaben über ihre Transaktionen und Handelsaufträge zu übermitteln.

- Da die kurzfristigen Märkte immer mehr zusammenwachsen, beinhaltet das GATE die Rapportierungspflichten von Systemdienstleistungsdaten (SDL). Dies ist in REMIT nicht so vorgesehen, würde daher über REMIT hinausgehen, in anderen Ländern, wie z.B. Österreich und Deutschland, wird durch die nationale Gesetzgebung ermöglicht, dass die SDL-Daten in die Marktüberwachung integriert werden.
- Als Marktteilnehmer, die unter die Rapportierungspflicht fallen, zählen auch Swissgrid und die Betreiber des Gastransportnetzes.
- Das GATE sieht auch vor, dass die ElCom für diese Aufsichtstätigkeit Gebühren erhebt.
- Verträge über die Verteilung und die Lieferung von Strom oder Gas an Endverbraucherinnen und Endverbraucher gelten nur dann als Energiegrosshandelsprodukte, wenn sie aufgrund ihrer hohen Verbrauchskapazität einen bedeutenden Einfluss auf die Preise dieser Produkte haben können. Der Schwellwert für die Rapportierungspflicht wird später in einer Verordnung festgelegt.
- Wichtig für die ElCom ist auch die Möglichkeit der Zusammenarbeit mit inländischen und ausländischen Behörden.
- Die verschiedenen Sanktionsmöglichkeiten für Marktmanipulation und Insiderhandel sind ausführlich dargelegt.

Mit diesem Gesetz findet eine Ausweitung der Aufgaben der ElCom unter StromVV Artikel 26a ^{bis} ff auf den ausserbörslichen Handel in der Schweiz und auf alle Akteure an den Schweizer Energiegrosshandelsmärkten statt. Die parlamentarischen Beratungen werden frühestens 2024 beginnen. Das bedeutet, dass mit einem Inkrafttreten des GATE wohl frühestens 2026 zu rechnen ist.

6 Weitere Tätigkeiten zu Markttransparenz und Marktüberwachung

6.1 Zusammenarbeit im In- und Ausland

Aufgrund der Preisentwicklungen und den damit verbundenen Monitoring-Aufgaben war nicht nur die ElCom, sondern auch alle umliegenden Energie-Regulierungsbehörden und ACER sehr mit neuen Aufgaben beschäftigt. Wenige Energie-Regulierungsbehörden hatten bis anhin grosse Expertise in Finanzregulierung. Dieses Wissen und die Zusammenhänge zwischen Energiemarktregulierung und Finanzmarktregulierung musste erst aufgebaut werden.

Deshalb haben in diesem Jahr wenige Treffen mit benachbarten Regulierungsbehörden stattgefunden. Im März war es noch möglich, je ein Treffen mit der Bundesnetzagentur und CRE durchzuführen. Zum damaligen Zeitpunkt wurden vor allem das Monitoring und die Auswirkungen der hohen Preise auf die Marktteilnehmer besprochen.

Aufgrund der Arbeiten am FiREG fand Anfang Jahr ein reger Austausch mit der Eidgenössischen Finanzmarktaufsicht (FINMA) betreffend Überwachung von Liquiditätsanforderungen statt. Beim jährlich stattfindenden Methodenerfahrungsaustausch mit der FINMA wurde berichtet, dass neu der Schwerpunkt auf technische Entwicklungen und Automatisierung bei der Überwachung der Märkte gesetzt wurde.

Ein- bis zweimal im Jahr treffen sich die Marktüberwachungs-Abteilung der EPEX Spot und der ElCom, um Themen von gemeinsamem Interesse zu diskutieren und sich über aktuelle Entwicklungen auszutauschen. Beim letzten Treffen informierte EPEX SPOT darüber, dass sich die Marktüberwachung auf all ihren Märkten aufgrund der hohen Preise sehr verändert hat.

Das jährliche bilaterale Treffen mit der SIX fand diesmal in Bern statt. Der Grund dafür war, dass die ElCom der Marktüberwachung der SIX Einblicke in den Energiemarkt gab und die Funktionsweisen des Market Monitoring präsentierte.

Ein themenbezogener Austausch, vor allem betreffend die Veröffentlichung der Ausschreibung der Wasserkraftreserve, erfolgte mit Swissgrid während des ganzen Jahres.

Aufgrund der Entwicklungen in Europa wurden die Arbeiten im europäischen Bereich intensiviert. Die EICom nahm weiterhin an den Sitzungen der Council of European Energy Regulators (CEER) Market Integrity and Transparency Working Group (CMIT) teil. Im Zentrum standen in diesem Jahr das Monitoring der Preisentwicklungen in den verschiedenen Märkten sowie die Auswirkungen der Finanzmarktregulierung und den damit verbundenen Margin Calls auf die europäischen Marktteilnehmer. Es wurden Gespräche mit den Finanzaufsichtsbehörden in jenen Ländern geführt, in denen europäische Clearinghäuser ansässig sind sowie der Austausch mit ESMA gesucht. Diese Gespräche führten schliesslich dazu, dass gegen Ende des Jahres das Regime für die Hinterlegung von Sicherheiten in der Energiebranche gelockert wurde und auch die Hinterlegung von gewissen Bankgarantien (anstatt Cash) zugelassen wurde.

Parallel dazu wurde wie jedes Jahr unter den europäischen Energieregulierungsbehörden National Regulatory Agencies (NRAs) eine Befragung zum Stand der Implementierung der REMIT-Verordnung in den EU-Mitgliedstaaten durchgeführt. Auch wenn in der Schweiz nicht REMIT, sondern die nationale Gesetzgebung angewandt wird, unterstützte die EICom von Anfang an die Initiative.

Des Weiteren nahm das Fachsekretariat der EICom auch in diesem Jahr an dem von ACER online organisierten REMIT-Forum teil. Das Forum stand ganz im Zeichen der unter Druck stehenden Energiegrosshandelsmärkte und den damit verbundenen hohen Preisen und hoher Volatilität. Die zunehmenden Anforderungen an Sicherheiten und Nachschusspflichten hatten die Situation verschärft. Es wurde auf die Entwicklung auf den Energiegrosshandelsmärkten hingewiesen, dass zunehmend mehr mit Finanzprodukten statt mit traditionellen Energiegrosshandelsprodukten gehandelt wird und auf den Anstieg des Hochfrequenzhandels. Einige Teilnehmer äusserten sich zurückhaltend zu Marktgestaltungsmassnahmen, die unter hohem politischem Druck diskutiert werden, da sie zwar kurzfristige Probleme lösen, aber nachteilige Folgen haben können. REMIT brauche eine Evolution und keine Revolution.

In diesem Zusammenhang informierte ACER, dass betreffend REMIT die folgenden Anpassungen geplant sind: Organisierte Marktplätze (OMPs) sollen aus Datenqualitätsgründen verpflichtet werden, direkt an ACER zu rapportieren. Weiters soll der Anwendungsbereich von REMIT auf Verträge über Systemdienstleistungen für Strom und Erdgas und Verträge über die Lieferung oder den Transport von Wasserstoff und damit verbundene Derivatverträge ausgeweitet werden. In Bezug auf die Offenlegung von Insider-Informationen wäre eine von ACER verwaltete zentrale Plattform zu begrüssen, zusammen mit der Definition von Schwellenwerten. ACER berichtete, dass der Einzug der REMIT-Gebühren umgesetzt sei und ihnen zehn zusätzliche Mitarbeiter für die Marktüberwachung und -koordination bis 2027 bewilligt wurden. Interessant war auch die Information, dass ACER eine 100% Überwachungsabdeckung der EU-Märkte bis 2027 plane. Von allen Teilnehmenden wurde der Wert von REMIT, insbesondere in Zeiten gestresster Märkte bestätigt.

Da es sich bei Marktüberwachung und Marktintegrität um ein grenzüberschreitendes Themengebiet handelt, ist der themenbezogene Austausch mit den Marktüberwachungsabteilungen anderer Regulatorien von grosser Bedeutung und wird von der EICom auch weiterhin gepflegt.

6.2 Sonstige Aktivitäten mit Bezug zu Markttransparenz und Marktüberwachung

Neben den wöchentlichen Spot- und Terminmarktberichten mit Marktkommentaren und dem Markttransparenzbericht 2021 veröffentlichte das Fachsekretariat auch weitere von der Sektion Marktüberwachung ausgearbeitete Studien und Mitteilungen, die zur Verbesserung der Transparenz für die produktions- und verbrauchseitigen Marktteilnehmer beitragen. Diese sind auf der Webseite der EICom in der Rubrik „Berichte und Studien“ publiziert.

Im Jahr 2022 widmete sich die Sektion MU auch stark der Thematik der EU-Massnahmen zur Senkung der Energiepreise und deren potentiellen Auswirkungen auf die Schweiz. Der Austausch fand hier sowohl in den Arbeitsgruppen von CEER wie auch bilateral mit dem BFE und Swissgrid statt.

7 Ausblick

Das Jahr 2023 stand voll und ganz im Zeichen einer möglichen Energiemangellage und den damit verbundenen Bestrebungen, die Volatilität an den Märkten zu monitoren und die Versorgungssicherheit nicht nur in der Schweiz, sondern auch in Europa aufrecht zu erhalten. Europaweit hat sich diesbezüglich sehr viel getan. Es wurden im Jahr 2022 die unterschiedlichsten Massnahmen im Energiemarkt eingeführt (siehe dazu den Tätigkeitsbericht der ElCom). Etwaige Auswirkungen auf die Schweiz sind zu beobachten. Die Europäische Kommission hat vom 23. Januar 2023 bis zum 13. Februar 2023 eine öffentliche Konsultation zur Reform des Strommarktdesigns der EU durchgeführt. Es ist davon auszugehen, dass auch im Verlauf des Jahres 2023 weitere Massnahmen folgen werden. Entsprechende Regelungen – wie Differenzverträge (CfD) – könnten hier eine Rolle spielen, um die Liquidität am Langfristmarkt zu erhöhen und den Ausbau von neuen erneuerbaren Energien weiter zu fördern.

Um die Versorgungssicherheit sicherzustellen, sind nicht nur physische Verfügbarkeiten von Kraftwerken wichtig, sondern es muss auch die finanzielle Stabilität von systemkritischen Unternehmen sichergestellt werden. Es ist deutlich geworden, dass es in einer Krisensituation besonders wichtig ist, dass die zuständigen Behörden einen genügenden Datenzugang haben. Nur so kann die Wirkung der ergriffenen Massnahmen und daraus abgeleitet ein allfälliger zusätzlicher Handlungsbedarf bewertet werden.

Als ersten Schritt in diese Richtung hat das Parlament im Oktober 2022 ein dringliches Bundesgesetz über subsidiäre Finanzhilfen (FiREG) verabschiedet. Dieses Gesetz ist auf Ende 2026 befristet. Es soll danach von anderen Regeln abgelöst werden. Zu diesem nächsten Schritt zählt das GATE, das Gesetz, das mehr Transparenz schaffen, die Aufsicht verbessern und so das Vertrauen in die Integrität des Energiegrosshandelsmarkts sowie die Systemstabilität in den Bereichen Strom und Gas stärken sollte.

Mit dem GATE sollen die gesetzlichen Kompetenzen der ElCom im Bereich der Aufsicht über den Strom- und über den Gasgrosshandelsmarkt erweitert werden. Die ElCom kann so Risiken im Strom- und Gashandelsmarkt sowie die Liquiditätssituation der Unternehmen besser beurteilen.

Nach der Verabschiedung des Bundesgesetzes über subsidiäre Finanzhilfen wurde im Ständerat eine Motion eingereicht, die den Bundesrat beauftragt, die volkswirtschaftlichen Risiken, die von systemkritischen Energieunternehmen ausgehen, mit gesetzlichen Massnahmen einzugrenzen (22.4132 Mo. Herzog). Der Bundesrat hat sie zur Annahme empfohlen und der Ständerat hat dem Vorstoss zugestimmt.

In einem zweiten Schritt zur Ablösung des FiREG thematisiert REMIT+ Massnahmen, um die Strombranche widerstandsfähiger zu machen. Dazu gehören Vorgaben zur Liquidität und Kapitalausstattung der (Strom-)Unternehmen sowie die Nutzung eines entsprechenden Risikomanagements. Weiters soll festgelegt werden, mit welchen Regeln die Transparenz bzgl. Handelsgeschäften im Zusammenhang mit der Bewirtschaftung der Assets und des Eigenhandels erhöht werden sollen. Dies auch mit Hinblick auf mögliche Vorgaben betreffend die transparentere Bilanzierung dieser Geschäfte. Ziel ist es, die Stabilität von systemkritischen (Strom-)Unternehmen zu erhöhen. Welches die Kompetenzen der ElCom diesbezüglich sein werden, steht derzeit noch nicht fest. REMIT+ ist aktuell noch in der Planung und noch nicht in Kraft.

Durch diese geplanten Rahmenbedingungen zur Krisenbewältigung im Strom- und Gasbereich sollen die Möglichkeiten der Marktüberwachung den aktuellen Entwicklungen angepasst und die Energieversorgungssicherheit umfassend gestärkt werden.

Da Marktentwicklungen, Preisausschläge und Liquiditätsthemen keine Grenzen kennen, wird der Erfahrungsaustausch mit Regulierungsbehörden immer wichtiger. Mit den geplanten Gesetzesvorschlägen wird diese dringend notwendige Koordination möglich werden.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anzahl der bei der ElCom registrierten Schweizer Marktteilnehmer per 31.12.2022	4
Abbildung 2: Anzahl der bei EU-Regulierungsbehörden registrierten Schweizer Marktteilnehmer	5
Abbildung 3: Gemeldete Daten seit Beginn der Reporting-Verpflichtung	8
Abbildung 4: Aufteilung der Standardverträge nach Kurzfrist- und Terminhandel	9
Abbildung 5: Tägliche Gasnominierungen Nord Stream 1, im Jahr 2022 (GWh/d). Datenquelle: Network Data - Nord Stream AG (nord-stream.info)	11
Abbildung 6: Preise in EUR/MWh im Jahr 2022 für Day-Ahead-TTF-Lieferkontrakte. Datenquelle: EEX.	11
Abbildung 7: Grenzkosten von Braun-, Steinkohle und Gaskraftwerke auf Basis der Frontmonatsprodukte für Kohle, Gas und CO ₂	12
Abbildung 8: Monatliche durchschnittliche Spotpreise an der Schweizer Day-Ahead-Auktion, Datenquelle: EEX	15
Abbildung 9: Day-Ahead-Base-Preise für Schweiz (CH), Deutschland (DE), Österreich (AT) und Frankreich (FR), Datenquelle: EEX	15
Abbildung 10: Preisdauerkurve Day-Ahead-Preise Schweiz, 2021 und 2022	16
Abbildung 11: Aktuelle Volatilität der Base Day-Ahead Preise in den Jahren 2021 und 2022 in der Schweiz und in Deutschland. Datenquelle: EEX	17
Abbildung 12: Tagesdurchschnitt der aktuellen Stromproduktion in der Schweiz nach Produktionstyp	18
Abbildung 13: Füllstände der Speicherseen Schweiz 2022 und 2021, Datenquelle: BFE	19
Abbildung 14: Produktion französischer Atomkraftwerke 2022 verglichen mit 2021, Datenquelle: Refinitiv Power Research	20
Abbildung 15: Erzeugung aus Windkraftwerke in Deutschland 2022 vs. Normwerte, Datenquelle: Refinitiv Power Research	20
Abbildung 16: Residuallast versus Day-Ahead-Stundenpreis in Deutschland 2022, Datenquelle: EEX, ENTSO-E	21
Abbildung 17: Netto kommerzielle Flüsse an den französischen Grenzen, 2022 und 2021, Datenquelle: ENTSO-E	22
Abbildung 18: Netto kommerzielle Flüsse an den Schweizer Grenzen, Datenquelle: EEX	22
Abbildung 19: Netto kommerzieller Fluss an der Grenze Schweiz – Deutschland, Datenquelle: ENTSO-E	23
Abbildung 20: Total netto kommerzielle Flüsse 2021 an den Grenzen der Schweiz, Datenquelle: ENTSO-E	24
Abbildung 21: Preisverlauf im Jahr 2022 der Strom-Base-Frontjahreskontrakte 2023 für Liefergebiet Schweiz (CH), Deutschland (DE), Frankreich (FR) und Italien (IT) Datenquelle: EEX	26
Abbildung 22: Preisdifferenzen im Jahr 2022 der Strom-Base-Frontjahreskontrakte 2023 zwischen der Schweiz (CH) mit Deutschland (DE), Frankreich (FR) und Italien (IT) Datenquelle: EEX	27
Abbildung 23: Preisverlauf zwischen 22.07.2022 und 10.08.2022 der Strom-Base- Frontjahreskontrakte 2023 für Liefergebiet Schweiz (CH), Deutschland (DE), Frankreich (FR) und Italien (IT) Datenquelle: EEX	27
Abbildung 24: Preisverlauf im Jahr 2022 der Strom-Base-Jahreskontrakte 2023 – 2025 mit Lieferort Schweiz, Datenquelle: EEX	28
Abbildung 25: Monatlicher Durchschnitt der LNG-Lieferungen nach Europa in GWh/Tag der letzten 5 Jahre	29
Abbildung 26: Gasspeicherstände Nordwesteuropa von 2019 bis Februar 2023	29
Abbildung 27: Preisverlauf 2022 für das 2023-Produkt für CO ₂ (EUA), Gas (THE) und Kohle (ARA- Region), Datenquelle: EEX und Refinitiv Power Research	31
Abbildung 28: Grosshandelspreise für Stromprodukte mit Lieferort Schweiz, welche in der Berichterstattung von Dezember 2022 an den Bundesrat geliefert wurden	32
Abbildung 29: Übersicht der bei der ElCom eingegangenen STORs	33
Abbildung 30: Summe des jährlich gehandelten Volumens an der Day-Ahead Auktion Schweiz	34
Abbildung 31: Summe des jährlich gehandelten Volumens am Schweizer Intraday kontinuierlichen Handel für Stundenprodukte	34

Abbildung 32: Preis Box Plot Day-Ahead Index vs Intraday Hourly für Lieferort Schweiz.....	35
Abbildung 33: Einnahmen eines Gaskraftwerks mit 1 MW Leistung mit Wirkungsgrad 60% in Liefergebiet Deutschland nach Markt (Day-Ahead, Intraday Auktion, Intraday kontinuierlich) und nach Lieferperiode (stündlich vs. 15-Minuten)	35
Abbildung 34: Monatliches Handelsvolumina an der EEX von 2020 bis 2022. Quelle der EEX-Daten.	36
Abbildung 35: Jahresvergleich der Entwicklung des Gesamtvolumens an der EEX für Liefergebiet Schweiz.	37
Abbildung 36: Vergleich der Entwicklung zwischen dem direkt an der EEX gehandelten Volumen und dem an der EEX registrierten Volumen, für Liefergebiet Schweiz, in GWh.....	38
Abbildung 37: Vergleich der Entwicklung zwischen dem direkt an der EEX gehandelten Volumen und dem an der EEX registrierten Volumen für Liefergebiet Deutschland, in GWh.	39
Abbildung 38: Info Textfeld der EEX Transparenzplattform in Bezug auf Ausfall Kernkraftwerk Leibstadt in gelb	41
Abbildung 39: Entwicklung der Margin Parameters für Base Kontrakte mit Liefergebiet Deutschland	42
Abbildung 40: Entwicklung der Margin Parameters für Base Kontrakte mit Liefergebiet Frankreich ...	43
Abbildung 41: Entwicklung der Initial Margin Anforderungen für ein Portfolio, in dem jeweils 1 MW Base Long je Handelsprodukt (Frontjahr, Frontquartal, Frontmonat) sowohl für Liefergebiet Deutschland wie auch Liefergebiet Frankreich gehalten werden	43

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Liste der bei der ElCom angebundenen RRM per 31. Dezember 2022	6
Tabelle 2: Tagesdurchschnittspreise der EPEX SPOT Day-Ahead-Auktion vs. an der EEX zuletzt gehandelter Terminmarktpreis nach Lieferperiode und Lieferland	10
Tabelle 3: Überblick über die Methodik HMMCP	14
Tabelle 4: Anzahl der Stunden, deren Preis in den Jahren 2020, 2021 und 2022 auf dem Schweizer Day-Ahead-Markt über mehreren Schwellenwerten liegt.	16

Glossar

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ACM	Autoriteit Consument & Markt (niederländischer Regulator)
ARA	Referenzpreis für thermische Kohle, die an einem der Kohleumschlagsterminals Amsterdam, Rotterdam oder Antwerpen angeliefert wird
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (italienischer Regulator)
API2	Rotterdam Coal Futures Index
BFE	Bundesamt für Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur (deutscher Regulator)
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management
CEER	Council of the European Energy Regulators
CEREMP	Centralised European Register of Energy Market Participants
CMIT	CEER Market Integrity and Transparency Working Group
CNE	Comisión Nacional de Energía (spanischer regulator)
CRE	Commission de régulation de l'énergie (französischer Regulator)
ECC	European Commodity Clearing
E-Control	Energie-Control GmbH (österreichischer Regulator)
EEX	European Energy Exchange (Europäische Strombörse für Futures-Kontrakte)
EEX TP	European Energy Exchange Transparency Platform
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-E TP	Transparenzplattform des Verbandes der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber
ENVI	Ausschuss für Umweltfragen der EU
EPEX SPOT	European Power Exchange (Europäische Strombörse für Spot und Intraday)
EU	Europäische Union
EUA	European Emission Allowances
FINMA	Eidgenössische Finanzmarktaufsicht
FiREG	Finanzhilfen zur Rettung systemkritischer Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft
GATE	Gesetz über die Aufsicht und Transparenz in den Energiegrosshandelsmärkten
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HMMCP	Harmonised maximum and minimum clearing prices
IIP	Inside Information Platform
IPCEI	Important Projects of Common European Interest
KI	Künstliche Intelligenz
KKL	Kernkraftwerk Leibstadt
LNG	Liquefied Natural Gas
LPG	Liquefied Petroleum Gas
MIT	Market Integrity and Transparency
ML	Maschinelles Lernen
MMS	Market Monitoring Systems
MSR	Marktstabilitätsreserve
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NCG	Referenzpreis für den deutschen Gaspreis des Marktgebietsbetreibers NetConnect
NEMO	Nominated Electricity Market Operator
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets (britischer Regulator)
OMP	Organised Market Places
OTF	Organised Trading Facility
REMIT	Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency
RRM	Registered Reporting Mechanism
SDAC	Single Day-ahead Coupling
SIDC	Single Intraday Coupling
STOR	Suspicious Transaction and Order Report
StromVV	Stromversorgungsverordnung

Terna	Gestore della rete di trasmissione italiana (italienischer Netzbetreiber)
TTF	virtueller Handelspunkt im niederländischen Gasnetz und Referenzpreis für den Gasmarkt in den Niederlanden
TWh	Terawattstunde
URE	Urząd Regulacji Energetyki (polnischer Regulator)
VPP	Virtuelles Kraftwerk
XBID	Cross-Border Intraday
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch