



Markttransparenz 2021

Bericht der ElCom

Bern, im Mai 2022

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	3
1 Marktüberwachung in der Schweiz: Zahlen und Fakten	4
2 Marktüberblick	8
2.1 Spotmarktbericht – Jahresrückblick 2021	8
2.2 Terminmarktbericht – Jahresrückblick 2021	18
2.3 Wie gut haben die tatsächlichen Spotpreise die Schweizer Terminmarktpreise der letzten Jahre getroffen?	22
3 Wesentliche Marktüberwachungsaktivitäten der ElCom	26
3.1 Analysearbeit und Analysestatistik	26
3.2 Analysen von Preisentwicklungen 2021	28
3.2.1 Analyse des Preiszerfalls am Terminmarkt für Deutschland Base Frontjahr am 18. – 19. Mai 2021	28
3.2.2 Analyse der aussergewöhnlich hohen Gas- und Strompreise und deren Auswirkungen auf Netzbetreiber, Industrie und Endkunden	29
3.2.3 Analyse der Auswirkungen von windbedingten Grenzkapazitätskürzungen auf den Day- Ahead-Spread Deutschland-Schweiz	32
4 Das Stromversorgungsgesetz: die gesetzliche Grundlage zur Marktüberwachung	34
5 Weitere Tätigkeiten zu Markttransparenz und -überwachung	35
5.1 Zusammenarbeit im In- und Ausland	35
5.2 Sonstige Aktivitäten mit Bezug zu Markttransparenz und Marktüberwachung	36
6 Ausblick	37
Glossar	41

Vorwort

Wie schon 2020 war auch 2021 geprägt von der Covid-19-Pandemie. Dem sicheren und stabilen Betrieb des Secure Rooms wurde weiterhin grösstes Augenmerk geschenkt, und nebst den regelmässig verfassten Termin- und Spotmarktberichten konnten wiederum einige weitere Entwicklungen weiterverfolgt, aufgearbeitet und in Berichten verfasst werden.

2021 begann wie 2020 endete – mit negativen Preisen. In der im Januar 2021 publizierten Studie der negativen Preise für die Länder Schweiz, Frankreich und Deutschland zwischen 1. Januar 2015 und 31. Dezember 2020 konnte gezeigt werden, dass in den letzten Jahren in den verschiedenen Märkten eine Zunahme von Stunden mit negativen Preisen beobachtet werden konnte. Dafür gibt es verschiedene Treiber: der Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere Wind und Solar, die mit Grenzkosten nahe Null in das Orderbuch einfließen; regulatorische Rahmenbedingungen können dazu führen, dass Anlagebetreiber bei negativen Preisen weiter produzieren; unflexible konventionelle Kraftwerke, die an Tagen, an denen viel Wind und Sonne ins Netz eingespeist werden, ihre Stromproduktion nicht drosseln, sei dies aufgrund technischer Restriktionen und Opportunitätskosten oder auch vertraglichen Verpflichtungen. In Deutschland kommen negative Preise meistens an Tagen mit tiefer Last und hoher Wind- und Solareinspeisung vor. In der Schweiz und in Frankreich sind negative Stundenpreise weniger häufig zu verzeichnen als in Deutschland. Die limitierten Grenzübertragungskapazitäten zu Deutschland begrenzen den Fluss von günstigem Strom in diese Länder. Dennoch ist auch in der Schweiz und in Frankreich eine Zunahme der Anzahl von Stunden mit negativen Preisen zu beobachten.

Der Trend der negativen Preise wendete sich jedoch im Verlauf des Jahres. Auch für den Anstieg der Energiepreise (Öl, Gas und Strom) gibt es mehrere Gründe: Nachdem viele Staaten aus der Covid-19-Verlangsamung zurückkommen, steigt die Nachfrage nach Energie ganz allgemein. Steigende Temperaturen, unterbrochene Lieferketten und Programme zur Senkung des CO₂-Ausstosses befeuern die Preissteigerungen, so auch beim Strom. Auch wenn die Schweiz vergleichsweise gut dasteht, und ein durchschnittlicher Schweizer Haushalt 2022 mit einem Anstieg der Stromkosten von durchschnittlich drei Prozent rechnen muss, so ist doch davon auszugehen, dass der Anstieg je nach Region unterschiedlich ausfallen wird. Und eine Trendwende ist aktuell für 2022 nicht abzusehen.

Zu beobachten wird auch die Entwicklung der kommerziellen Grenzkapazitäten für den Austausch von Strom mit den benachbarten Ländern sein. Eine Analyse der Grenze Schweiz-Deutschland für den Zeitraum Oktober 2021 zeigt, dass Kürzungen bei den Kapazitäten je nach Preissituation in den Nachbarländern zu deutlich höheren Strompreisen in der Schweiz führen können, und auch der Stromtransport kann sich entsprechend verteuern. Die Weiterentwicklung des EU-Strombinnenmarktes, zu dem die Schweiz gegenwärtig ohne ein Stromabkommen nur eingeschränkt Zugang hat, wird hier möglicherweise eine wichtige Rolle spielen.

Schwierig bleibt der anhaltende Umstand, dass die ElCom nach wie vor nicht alle notwendigen Daten für eine umfassende Marktüberwachung erhält. Während in der EU aufgrund der REMIT-Verordnung die nationalen Behörden in der Lage sind, transparent den Markt zu überwachen und bei Verstössen gegen REMIT teilweise hohe Geldstrafen zu sprechen, erlauben die bestehenden Gesetze in der Schweiz nur einen beschränkten Einblick in das Marktgeschehen. Entsprechend ist der Strommarkt intransparent und die Möglichkeiten, Systemausfälle durch Marktmanipulationen aufzudecken und zu verhindern, sind begrenzt. Es gibt nach wie vor kein Verbot von Marktmanipulation und Insiderhandel im Elektrizitätsgrosshandel in der Schweiz. Vielleicht führen ja die Auswirkungen der gegen Ende des Jahres extremen Strompreisentwicklungen und die im Dezember von Nationalrat Jürg Grossen eingereichte parlamentarische Initiative mit dem Ziel von *Mehr Transparenz und Integrität im Stromgrosshandel* dazu, dass die ElCom alle für ein umfassendes Markt-Monitoring notwendigen Daten erhält.

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.

Per Ende 2021 waren bei der ElCom 82 Schweizerische Energieunternehmen angemeldet, siehe Abbildung 1. Die Veränderung gegenüber 2020 geht auf 5 Neuregistrierungen sowie eine Abmeldung zurück.

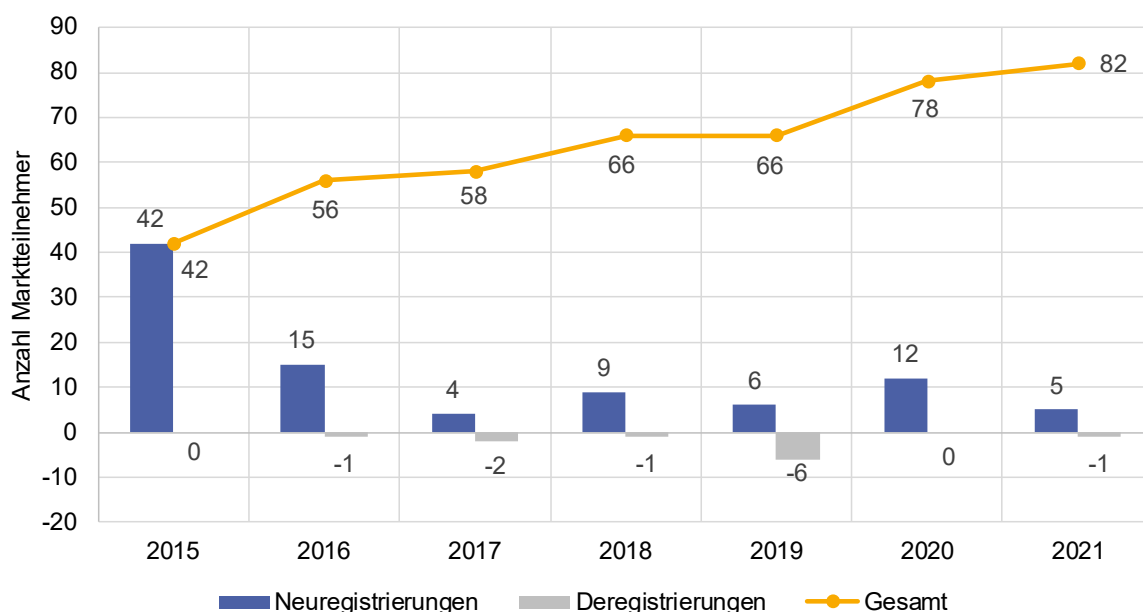


Abbildung 1: Anzahl der bei der ElCom registrierten Schweizer Marktteilnehmer per 31.12.2021²

Wie in den Vorjahren sind die Neuregistrierungen grösstenteils Folge der jährlichen Umfrage. Dabei wird vorgängig der Auszug der Marktteilnehmer mit Sitz oder Wohnsitz in der Schweiz aus dem *Centralized European Register of Market Participants* (CEREMP) der *Agentur für Zusammenarbeit der Europäischen Energieregulatoren* (ACER) mit der Liste aus dem Registrierungstool der ElCom verglichen. Diejenigen Marktteilnehmer, die bei ACER, jedoch bei der ElCom noch nicht registriert sind, werden schriftlich ersucht, wenn die gesetzlichen Vorgaben erfüllt sind, sich ebenfalls bei der ElCom anzumelden.

Die Mehrzahl der Unternehmen, die zwar bei ACER aber nicht bei der ElCom registriert sind, handeln ausschliesslich mit anderen Commodities als Strom – primär Erdgas, Rohöl, flüssigem Erdgas (*Liquefied Natural Gas*, LNG), flüssigem Petroleumgas (*Liquefied Petroleum Gas*, LPG) oder mit darauf basierenden Finanzprodukten – und sind daher nicht verpflichtet, sich bei der ElCom anzumelden und müssen daher auch nicht ihrer Informationspflicht betreffend ihren Transaktionen an den EU-Handelsmärkten nachkommen.

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 2021

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

Einige wenige der Angeschriebenen sind auf dem Elektrizitätsgrosshandelsmarkt aktiv, ihnen waren aber entsprechende gesetzliche Verpflichtungen nicht bekannt. Aus diesem Grund haben sie sich erst nachträglich bei der EICom angemeldet. Ebenso holten sie auch die Meldung der rapportierungspflichtigen Daten nach.

In Bezug auf die Verteilung der Marktteilnehmer nach dem Land, wo die initiale Registrierung nach REMIT stattgefunden hat, bleibt wie in den Jahren davor die deutsche *Bundesnetzagentur* (BNetzA) an erster Stelle mit insgesamt 44 Unternehmen aus der Schweiz (gleich wie 2020). Danach folgte sonst immer an zweiter Stelle die britische Regulierungsbehörde *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem) (2020 neun registrierte Schweizer Marktteilnehmer).

Dies hat sich als Konsequenz des Austritts Grossbritanniens (GB) aus der EU verändert. Seit Anfang Jahr unterliegen die Daten zu den Transaktionen am britischen Elektrizitätsmarkt nicht mehr einer Meldungspflicht nach REMIT an die EU-Behörden und werden daher auch nicht mehr an die EICom berichtet. Aus diesem Grund mussten sich auch die Unternehmen mit Sitz oder Registrierungsort nach REMIT in Grossbritannien ab dem 1. Januar 2021 bei einer anderen EU-Regulierungsbehörde anmelden und sich entsprechend mit ihrem dort ausgestellten ACER-Code auch bei der EICom erneut registrieren. Von dieser Veränderung sind zehn der 78 bei der EICom erfassten Marktteilnehmer betroffen.

Den zweiten Platz nimmt deshalb neu mit neun registrierten Schweizer Marktteilnehmern die niederländische *Autoriteit Consument & Markt* (ACM) ein. Die fünf neu bei der EICom registrierten Marktteilnehmer haben sich vorwiegend bei der niederländischen Regulierungsbehörde angemeldet.

Den dritten Platz bei den Registrierungen nimmt nach wie vor die italienische *Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente* (ARERA) mit acht ein, gefolgt vom französischen Regulator *Commission de régulation de l'énergie* (CRE) mit sechs Marktteilnehmern aus der Schweiz. Jeweils fünf der Schweizer Marktteilnehmer sind bei der österreichischen *Energie-Control GmbH* (E-Control) und bei Ofgem registriert. Je eine neue Registrierung können die polnische (*Urząd Regulacji Energetyki*, URE) und die spanische (*Comisión Nacional de Energía*, CNE) Regulierungsbehörde verzeichnen. In der Übersicht wird weiterhin auch ein Unternehmen aufgeführt, welches Handelsaktivitäten nur innerhalb der Schweiz abwickelt, sich aber freiwillig bei der EICom registriert hat, siehe Abbildung 2.

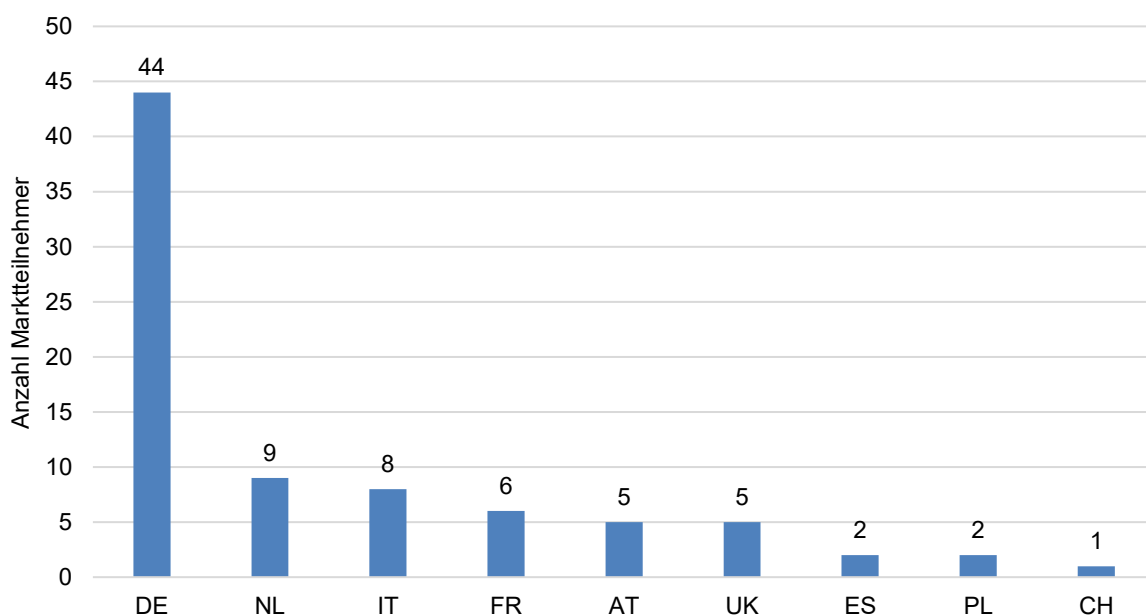


Abbildung 2: Anzahl der bei EU-Regulierungsbehörden registrierten Schweizer Marktteilnehmer

Die Informationen zu den an den EU-Märkten getätigten Energiehandelsgeschäften übermitteln die Marktteilnehmer mit Sitz oder Wohnsitz in der Schweiz weiterhin ausschliesslich über externe Datenlieferanten, sogenannte *Registered Reporting Mechanisms* (RRM), die an die Datenbank der EICOM angebunden sind. Die Anzahl der bei der EICOM registrierten RRM beträgt seit letztem Jahr unverändert neun, siehe Tabelle 1. Eine Übersicht der bei der EICOM angebundenen RRM wird auf der Webseite der EICOM publiziert.

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 2021

Sämtliche Handelstransaktionen werden von den Marktteilnehmern über die RRM gemeldet. Zusätzlich erhält die EICOM die Fundamentaldaten und die Publikationen zu Insider-Informationen über die eigenen 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).

Die EICOM akzeptiert für die Meldung von Insider-Informationen nur dedizierte Transparenzplattformen, sogenannte *Inside Information Platforms* (IIPs), die bei ACER aufgelistet sind. Die Marktteilnehmer mussten daher, nach der Entscheidung über die Transparenzplattform ihrer Wahl, die diesbezüglichen Angaben im EICOM-Registrierungstool anpassen.

Eine Meldung über die eigene Unternehmenswebsite oder über soziale Medien kann ab dem 1. Januar 2021 als zusätzliche Quelle für die Veröffentlichung von Insider-Informationen genutzt werden, ist aber nicht mehr ausreichend und wirksam.

Neben den Transaktionsdaten bezieht die Sektion Marktüberwachung auch weitere Informationen ein, wie zum Beispiel die Settlement-Preise für Strom, Gas und CO₂ von EEX oder die Kohlepreise von Refinitiv. Diese werden bei den Analysen als Referenz herangezogen. 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 fliessen in die erstellten Studien und Analysen ein. Gerade mit Hinblick auf die Hochpreissituation gegen Ende des Jahres waren diese zusätzlichen Daten und Informationen für eine umfassende Marktbeobachtung von grosser Bedeutung.

2021 haben die 82 Schweizer Marktteilnehmer über die neun bei der EICOM registrierten RRM 45.3 Mio. Transaktionen (*Trades* und *Orders*) rapportiert. Das sind mehr als 500'000 Transaktionen mehr als im Vorjahr. Die steigende Tendenz der Datenmenge aus den Vorjahren wurde dadurch noch einmal bestätigt, obwohl im 4. Quartal vor allem die Anzahl der Trades aufgrund der extrem hohen Preise um fast 1 Mio. zurückgegangen ist. Interessanterweise ist die Anzahl der Orders im gleichen Zeitraum konstant geblieben.

Die Anzahl der rapportierten Nicht-Standardverträge ist um mehr als 2'000 auf 8'685 gestiegen. Die grössere Anzahl von Meldungen von Nicht-Standardverträgen im ersten Quartal 2021 geht wiederum auf Korrekturmeldungen zurück.

Ein grösserer Anstieg wurde bei den Fundamentaldaten verzeichnet. Registriert wurden etwa 1.1 Mio. oder 20% mehr Meldungen als 2020. Diese Veränderung geht jedoch auf die angepassten Einstellungen beim Abruf der Fundamentaldaten zurück, der durch die ECom vordefiniert wird.

Ähnlich war auch der Anstieg bei den übermittelten Insider-Informationen. 2021 wurden fast 16% mehr Vorfälle als im Vorjahr rapportiert.

In Summe wurden seit Beginn der Reporting-Verpflichtung im Jahr 2015 knapp 215 Mio. Daten an die ECom gemeldet. Eine detaillierte Übersicht zu den eingeflossenen Daten findet sich in Abbildung 3.

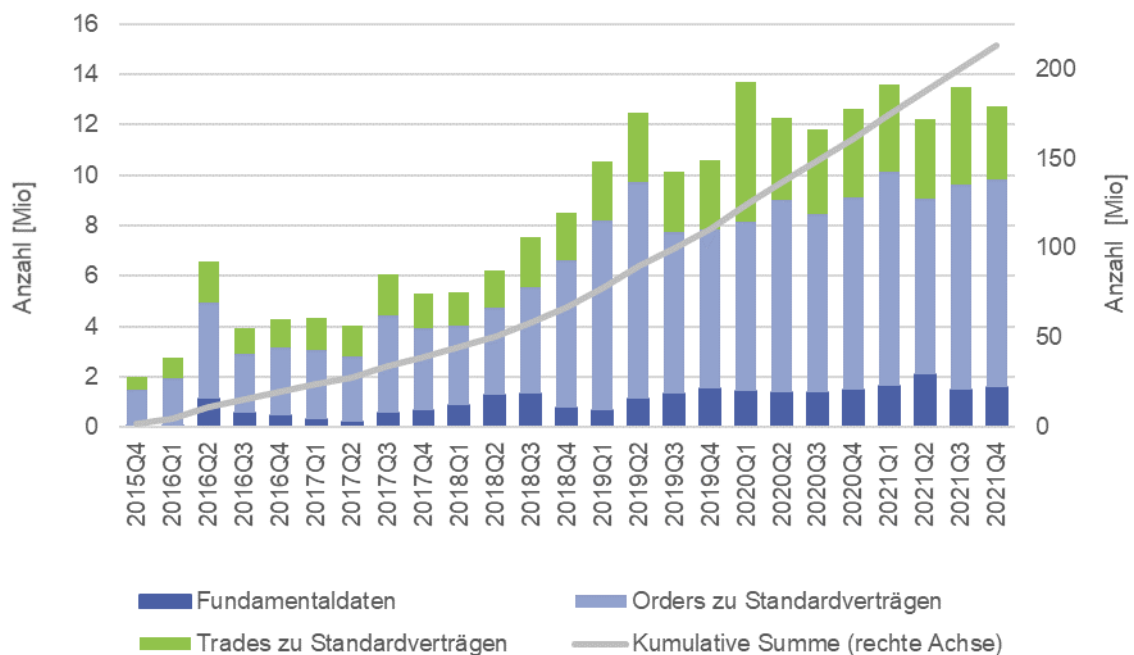


Abbildung 3: Gemeldete Daten seit Beginn der Reporting-Verpflichtung. Fundamentaldaten beinhalten Produktionsdaten von Kraftwerken, Lastdaten, Verfügbarkeit von Grenzkapazitäten, kommerzielle Grenzflüsse, Meldungen zu Ausfällen von Strominfrastruktur, etc.

Auch 2021 bildeten die Standardverträge mit 87% die Mehrheit bei den Transaktionsmeldungen. Hier stammt mit 95% ein Grossteil der Daten aus dem Kurzfristhandel. Gegenüber dem Vorjahr gab es dabei eine Verschiebung von Kurzfristhandel-Auktionen (2020: 41%) zu Kurzfristhandel kontinuierlich (2020: 53%).

Nur 5% der Meldungen betreffen Termingeschäfte unter anderem mit Futures und Forwards, siehe Abbildung 4. Die meisten Termingeschäfte werden über Broker oder über die EEX-Börse abgewickelt.

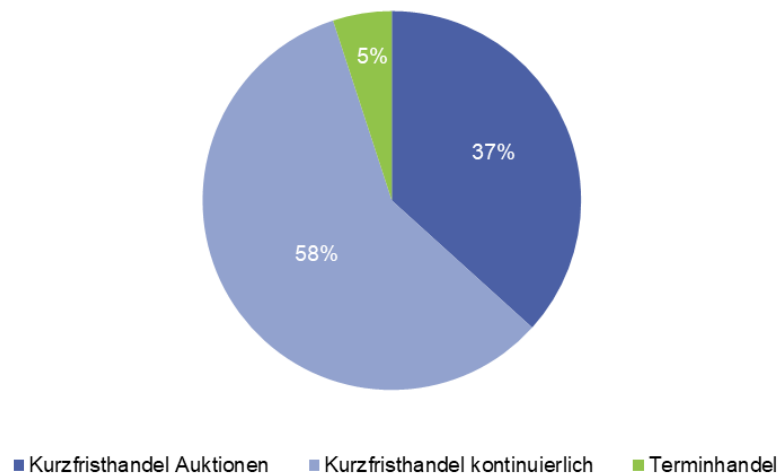


Abbildung 4: Aufteilung der Standardverträge nach Kurzfrist- und Terminhandel

2 Marktüberblick

2021 hat die ElCom die Herausgabe von Spot- und Terminmarktberichten 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 von CO₂, Gas und Kohle als deren wichtigste Preistreiber aufgezeigt.

Die aus Sicht der ElCom wesentlichen Veränderungen sowie Auffälligkeiten bei den Preisbewegungen 2021 werden zusammengefasst im folgenden Kapitel präsentiert.

2.1 Spotmarktbericht – Jahresrückblick 2021

Während das Jahr 2020 noch von tiefen Spotpreisen geprägt war, ist das Jahr 2021 vor allem ab der zweiten Jahreshälfte durch die hohen Spotpreise aufgefallen.

Dass damit am Terminmarkt nicht gerechnet wurde, ist ersichtlich aus Tabelle 2. 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 2021 dargestellt. Die Preisdifferenzen zur Schweiz werden noch 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 ausgerechnet. 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
2021	Base	114.92	96.85	109.17	18.08	5.76	53.15	28.12.2020	-61.77
Q1 21	Base	56.94	49.57	53.02	7.36	3.91	61.08	28.12.2020	4.14
Q2 21	Base	64.92	60.27	63.87	4.65	1.06	49.67	29.03.2021	-15.25
Q3 21	Base	100.11	97.14	96.58	2.96	3.53	81.86	28.06.2021	-18.25
Q4 21	Base	235.93	178.97	221.48	56.96	14.45	192.92	28.09.2021	-43.01
Jan.21	Base	60.49	52.81	59.48	7.69	1.01	67.71	2020-12-28	7.22
Feb.21	Base	53.87	48.71	49.01	5.17	4.86	59.64	2021-01-29	5.77
Mär.21	Base	56.15	47.13	50.18	9.02	5.97	49.32	26.02.2021	-6.83
Apr.21	Base	63.63	53.61	63.10	10.01	0.52	51.41	31.03.2021	-12.22
Mai.21	Base	57.81	53.35	55.28	4.46	2.53	56.72	30.04.2021	-1.09
Jun.21	Base	73.58	74.08	73.51	-0.51	0.06	65.20	31.05.2021	-8.38
Jul.21	Base	80.96	81.37	78.37	-0.41	2.59	84.06	30.06.2021	3.10
Aug.21	Base	82.55	82.70	77.30	-0.15	5.24	80.12	30.07.2021	-2.43
Sep.21	Base	138.04	128.37	135.31	9.67	2.73	102.78	31.08.2021	-35.26
Okt.21	Base	198.31	139.60	172.57	58.71	25.74	188.85	30.09.2021	-9.46
Nov.21	Base	226.89	176.15	217.06	50.74	9.83	186.47	29.10.2021	-40.42
Dez.21	Base	282.29	221.06	274.67	61.23	7.62	282.09	30.11.2021	-0.20

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 2021 lag in der Schweiz bei 114.92 EUR/MWh und war somit höher als in Deutschland und Frankreich. Ende 2020 rechnet der Terminmarkt für eine Base Stromlieferung in der Schweiz für das Lieferjahr 2021 mit einem Preis von 53.15 EUR/MWh. Somit handelte der Terminmarkt für das Lieferjahr 2021 fast 62 EUR/MWh tiefer als der Spotmarkt. Auch das Produkt für das zweite, dritte und vierte Quartal sowie die Monatsprodukte September und November wurden vorgängig am Terminmarkt deutlich tiefer gehandelt als anschliessend an den Spotmärkten in Lieferung. Für das Monatsprodukt Dezember hatte sich der Handel jedoch auf die neue Situation eingestellt. Die Abweichungen zwischen Terminhandel und Spothandel waren im Dezember deutlich geringer.

Sowohl Nachfrage- als auch Angebotsfaktoren haben zum Anstieg der Strompreise beigetragen. Die Stromnachfrage erholte sich 2021 auf das Niveau von vor der Covid-19-Pandemie. Infolge dieses Anstiegs und der geringen Winderzeugung im Sommer 2021 sind Gaskraftwerke zu den preisbestimmenden Einheiten auf den Energiegrosshandelsmärkten geworden. Ab August sind die Gaspreise am kurzen Ende (d.h. Frontmonat, Frontquartal) sehr stark angestiegen. Dies hatte starke Auswirkungen auf die Grenzkosten der Gaskraftwerke und somit auf den Strompreis. In Abbildung 5 sind die Grenzkosten der Gaskraftwerke und Kohlekraftwerke auf Basis der rollierenden Frontmonatskontrakte für Gas, Kohle und CO₂ dargestellt. Aus dieser Abbildung ist ersichtlich, dass, während zu Jahresbeginn die Gaskraftwerke tiefere Grenzkosten als die Kohlekraftwerke hatten, ab August 2021 ein Wechsel stattgefunden hatte. Der Gas-Frontmonat erreichte im Dezember sein höchstes Niveau, was die Grenzkosten der Gaskraftwerke in den Bereich von 400 EUR/MWh brachte. Dieser Preisanstieg widerspiegelt sich auch in den Spotpreisen (siehe Abbildung 6 und Abbildung 7).

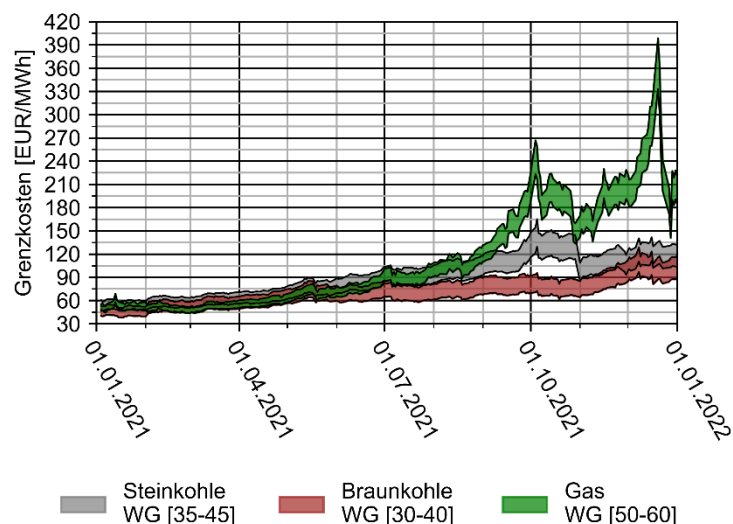


Abbildung 5: Grenzkosten von Braun-, Steinkohle und Gaskraftwerke auf Basis der Frontmonatsprodukte für Kohle, Gas und CO2

Abbildung 6 zeigt die durchschnittlichen monatlichen Preise an der Schweizer Day-Ahead-Auktion seit 2015. Die Preise im Jahr 2021 sind insbesondere ab der zweiten Jahreshälfte ausserordentlich hoch. Der monatliche Durchschnittspreis erreichte aufgrund der hohen Gaspreise im Dezember seinen Höhepunkt.

Abbildung 7 zeigt den Preisverlauf der Day-Ahead-Preise für die Schweiz, Frankreich, Deutschland und Österreich. Über das ganze Jahr gesehen lagen die Schweizer Preise über den deutschen und den französischen Preisen. Es fällt auf, dass bis Oktober 2021 die Preisdifferenzen zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern nicht so hoch waren. Ab Oktober waren die Spotpreise in Deutschland und Österreich meistens um einiges niedriger. Hohe Windeinspeisung in Deutschland ab Oktober drückte den deutschen Spotpreis nach unten. Tabelle 2 zeigte bereits, dass ab Oktober die Preisdifferenz zwischen der Schweiz und Deutschland (Spalte CH-DE) im Schnitt bei über 50 EUR/MWh lag. Der höchste Schweizer Day-Ahead-Base-Preis des Jahres wurde am 22. Dezember 2021 erreicht. Er lag bei 435.51 EUR/MWh.

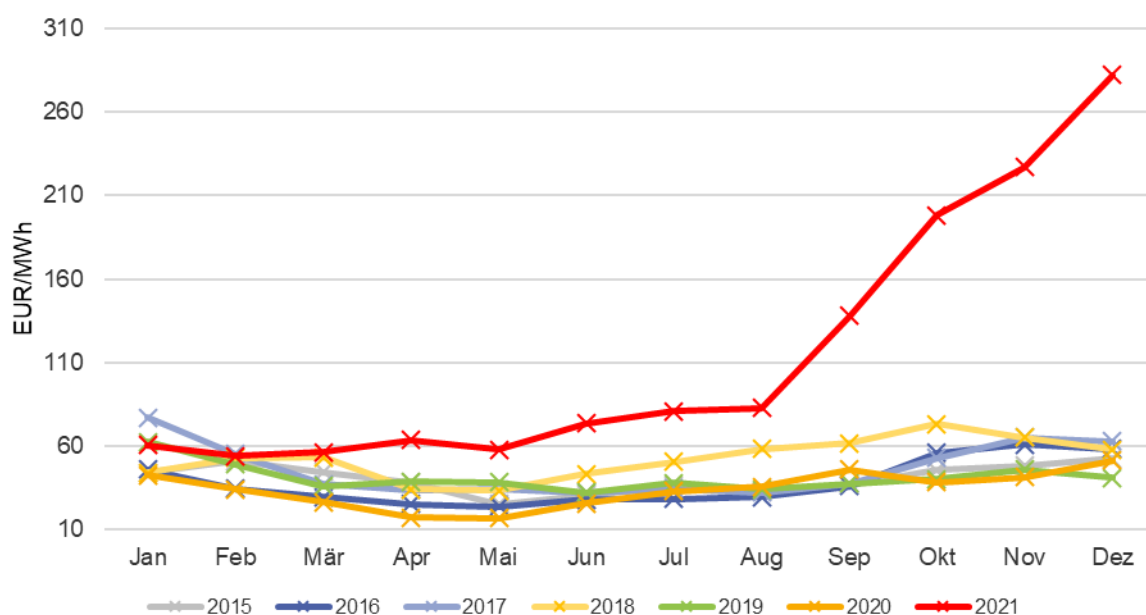


Abbildung 6: Monatliche durchschnittliche Spotpreise an der Schweizer Day-Ahead-Auktion, Datenquelle: EEX

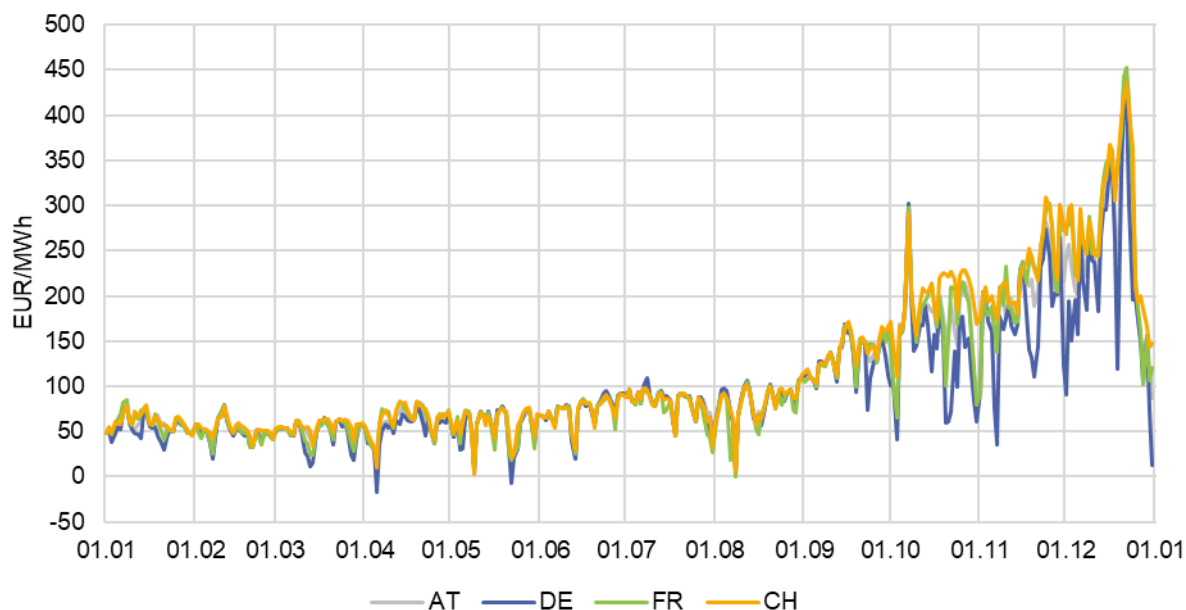


Abbildung 7: Day-Ahead-Base-Preise für Schweiz (CH), Deutschland (DE), Österreich (AT) und Frankreich (FR),
Datenquelle: EEX

Der Vergleich der Schweizer Stundenpreise mit dem Vorjahr zeigt, dass das Preisniveau 2021 extrem hoch war. Während im Jahr 2020 nur 23 Stunden einen Preis von über 100 EUR/MWh erreichten, waren im Jahr 2021 3'118 Stunden über 100 EUR/MWh, 1'481 Stunden über 200 EUR/MWh, 402 Stunden über 300 EUR/MWh, 84 Stunden über 400 EUR/MWh und 6 Stunden über 500 EUR/MWh. Auch die Tiefstpreise waren 2021 extremer, siehe Abbildung 8. Die hohen Gaspreise ab der zweiten Jahreshälfte aber auch die im Vergleich zu 2020 höheren Kohle-, und CO₂-Preise, eine im Vergleich zu 2020 höhere Last und geringere Erzeugung aus Wind und Solar führten zu höheren Preisen an der täglichen Day Ahead-Auktion.

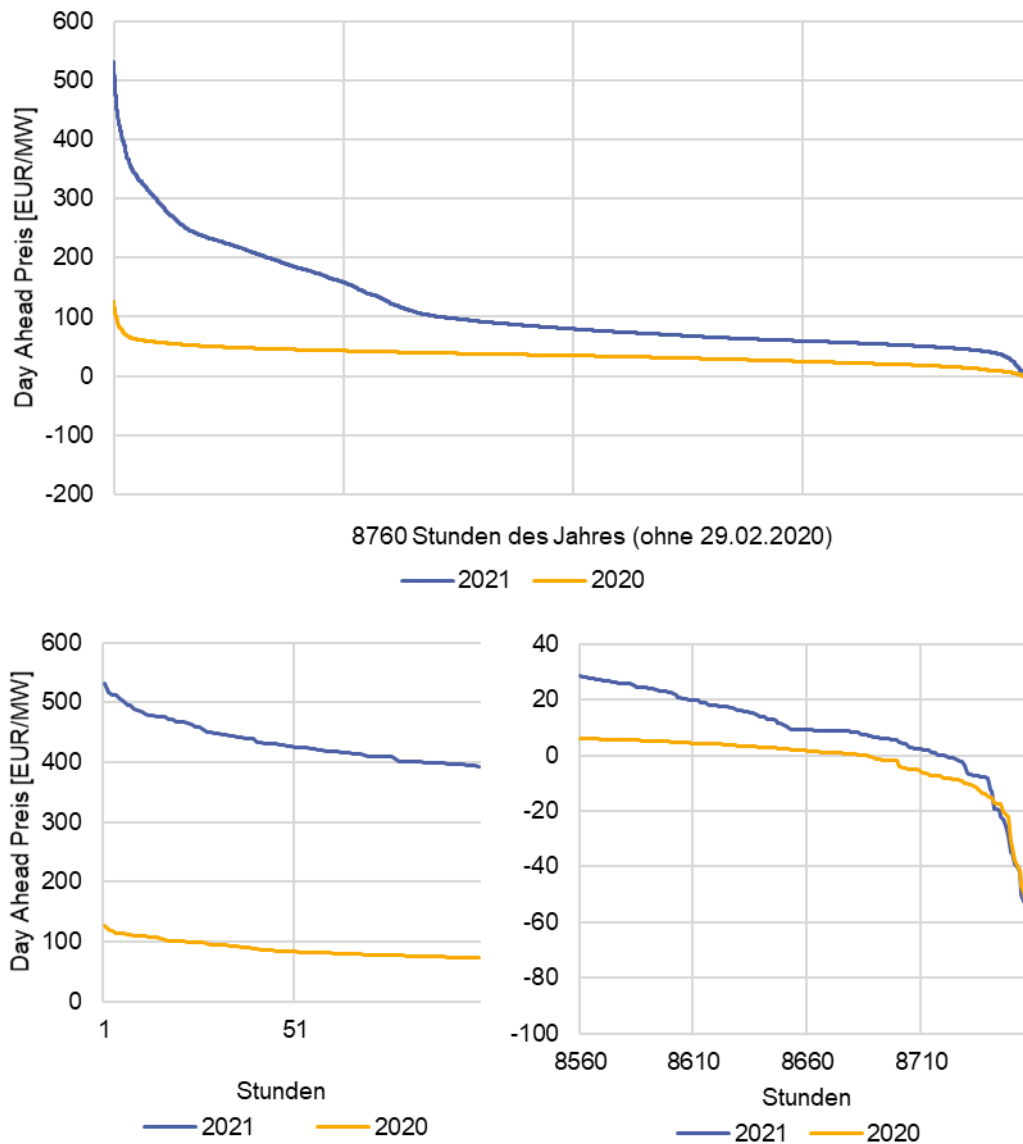


Abbildung 8: Preisdauerkurve Day Ahead-Preise Schweiz, 2021 und 2020

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 vierten Quartal 2021 hat mit den steigenden Preisen auch die Preisvolatilität stark 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 vor allem im vierten Quartal sehr hoch. Gibt es viel Wind in Deutschland, sind im vierten Quartal die Steinkohle- oder allenfalls die Braunkohlekraftwerke die preissetzenden Kraftwerke. Gibt es wenig Wind, sind es wie in der Schweiz und in Frankreich die Gaskraftwerke. Wie die Grenzkosten in Abbildung 5 zeigen, beträgt die Preisdifferenz bei den Grenzkosten zwischen dem günstigsten Braunkohlekraftwerk und dem günstigsten Gaskraftwerk im Dezember 2021 bis zu 100 EUR/MWh. Die in der Weihnachtswoche hohe Erzeugung aus Erneuerbaren und milde Temperaturen sorgten für deutlich tiefere Spotpreise Ende Dezember als Anfang Dezember. Dies erklärt auch die hohe Preisvolatilität im Dezember 2021.

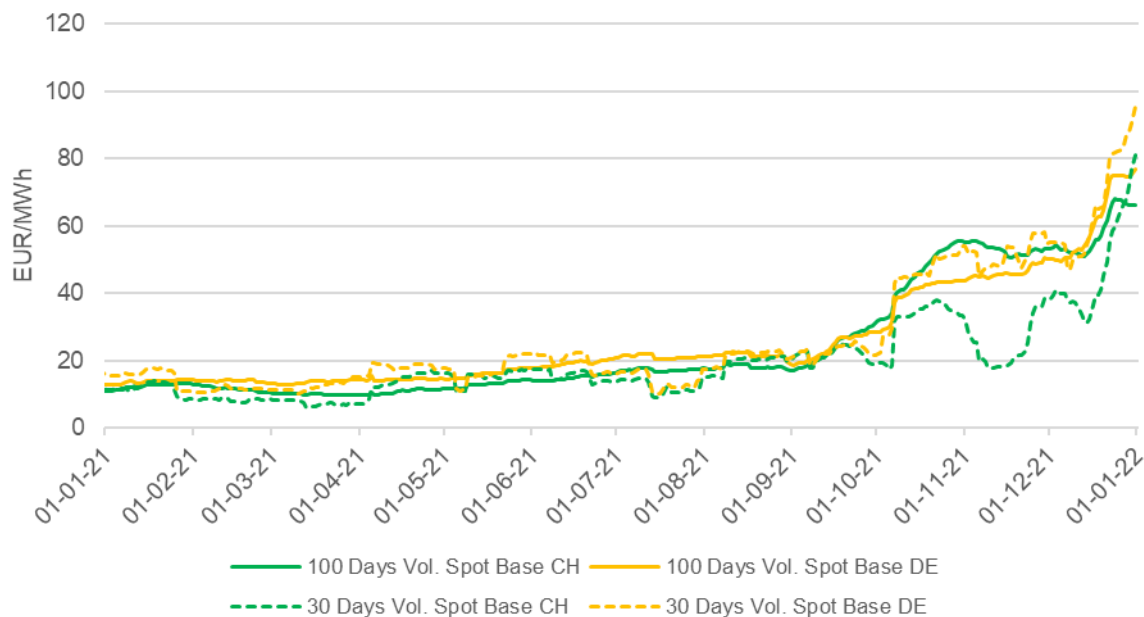


Abbildung 9: Aktuelle Volatilität für Day-Ahead Base Preise für Schweiz und Deutschland, Datenquelle: EEX

Auf der Produktionsseite zeigte sich in der Schweiz das typische Bild, siehe Abbildung 10. Die Kernenergie produzierte die Bandlast, mit Einbrüchen während der jährlichen Revisionen der Kernkraftwerke (KKW) und reduzierten Einspeiseleistungen aufgrund von ungeplanten Ausfällen. Diese werden in der Regel durch technische Probleme ausgelöst. Die Wasserkraft (vor allem Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) deckte dann die Spitzenlast ab.

Im Jahr 2021 haben die vier Schweizer Kernkraftwerke netto 18,6 Millionen Megawattstunden (MWh) Strom produziert (Vorjahr: 23,1 Mio. MWh). Grund für den Rückgang waren zeitintensive Modernisierungsprojekte im Kernkraftwerk Leibstadt (KKL), die eine sechsmonatige Revisionsabstellung nach sich zogen. Das Kraftwerk hat neben Instandhaltungs- und Erneuerungsprojekten zwei grosse Modernisierungen umgesetzt. Deshalb reduzierte sich die Gesamtproduktion auf netto 4,8 Mio. MWh (Vorjahr: 9,1 Mio. MWh). Mit dem Ersatz des Kondensators sowie dem Umbau des Reaktorumwälzsystems brachte das KKL zwei wichtige Grosskomponenten auf den neusten technischen Stand. Die neuen, effizienteren Anlagenteile erlauben dem jüngsten und stärksten Schweizer Kernkraftwerk zudem eine Leistungssteigerung, dies bei gleichbleibender Reaktorleistung. Trotzdem haben die Schweizer Kernkraftwerke im Jahr 2021 rund einen Viertel des konsumierten Schweizer Stroms erzeugt.³

³ Medienmitteilung von Swissnuclear vom 31. Januar 2022, [Medienmitteilung - swissnuclear](#), Stand 31. Januar 2022

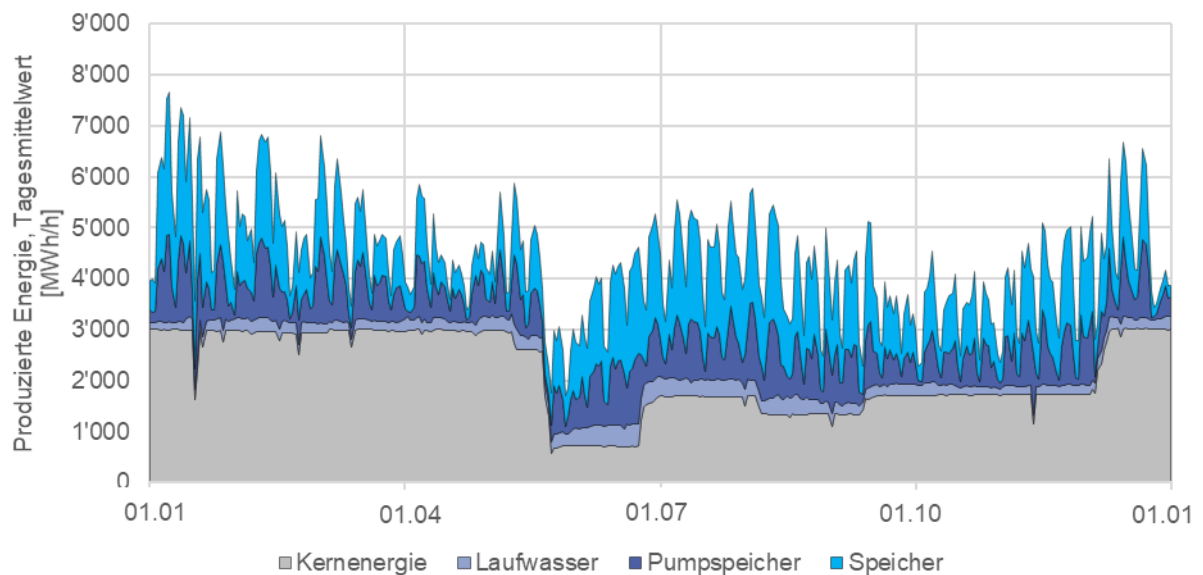


Abbildung 10: Tagesdurchschnitt der aktuellen Stromproduktion in der Schweiz nach Produktionstyp

Da der Anteil der neuen erneuerbaren Energien 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, welche 2021 später einsetzte, siehe Abbildung 11. Im Vergleich zu 2020 startete das Jahr mit deutlich weniger Wasser und der totale Füllstand senkte sich im April und Mai stärker, weil die Spotpreise 2021 zu dieser Zeit höher lagen als 2020, als die Preise wegen der Corona-Massnahmen allgemein tief waren. Ende 2021 wurde aufgrund der hohen Spotpreise mehr Wasser turbinieren als in der gleichen Periode im Vorjahr.

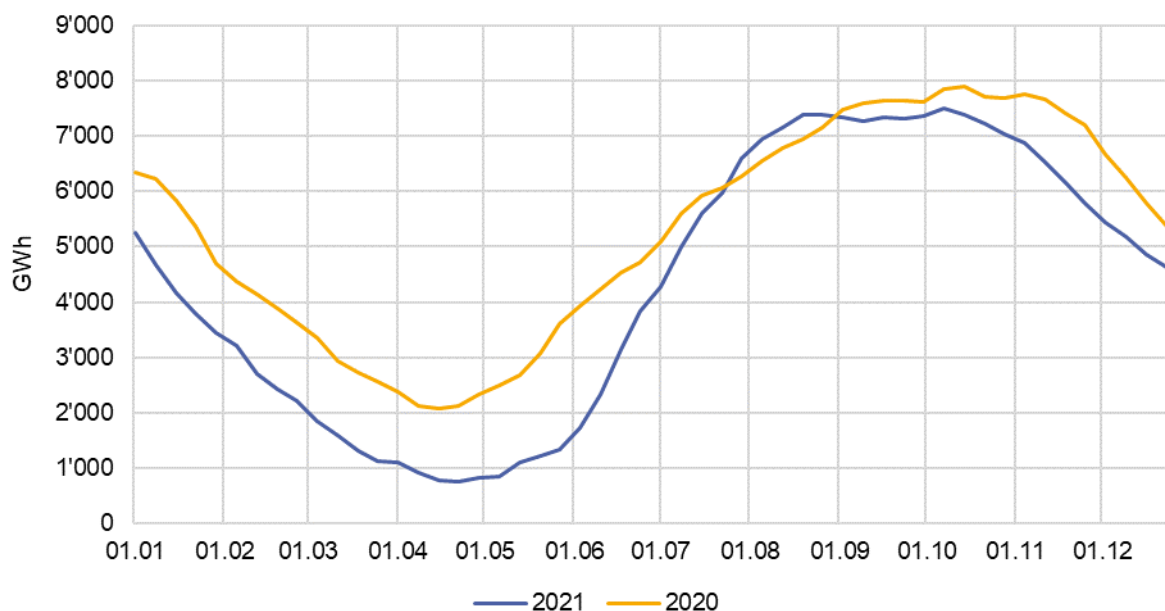


Abbildung 11: Füllstände der Speicherseen Schweiz 2021 und 2020, Datenquelle: BFE

Ein wichtiger Treiber der Spotpreise in der Schweiz ist im Winter vor allem die Verfügbarkeit der Kernkraftwerke in Frankreich. Die Kernkraftwerkproduktion in Frankreich war 2020 im Vergleich zu 2019 bedingt durch die Corona-Pandemie zwischen März und Mitte Juli eigentlich tief. Zu Beginn des Jahres

2021 wurde dieses tiefe Niveau gehalten, im Sommer 2021 waren die Kernkraftwerke Frankreichs jedoch verfügbarer als im Sommer 2020, erst ab November 2021 sank das Niveau wieder unter den Vorjahreswert und trug so ebenfalls zu den hohen Strompreisen bei.

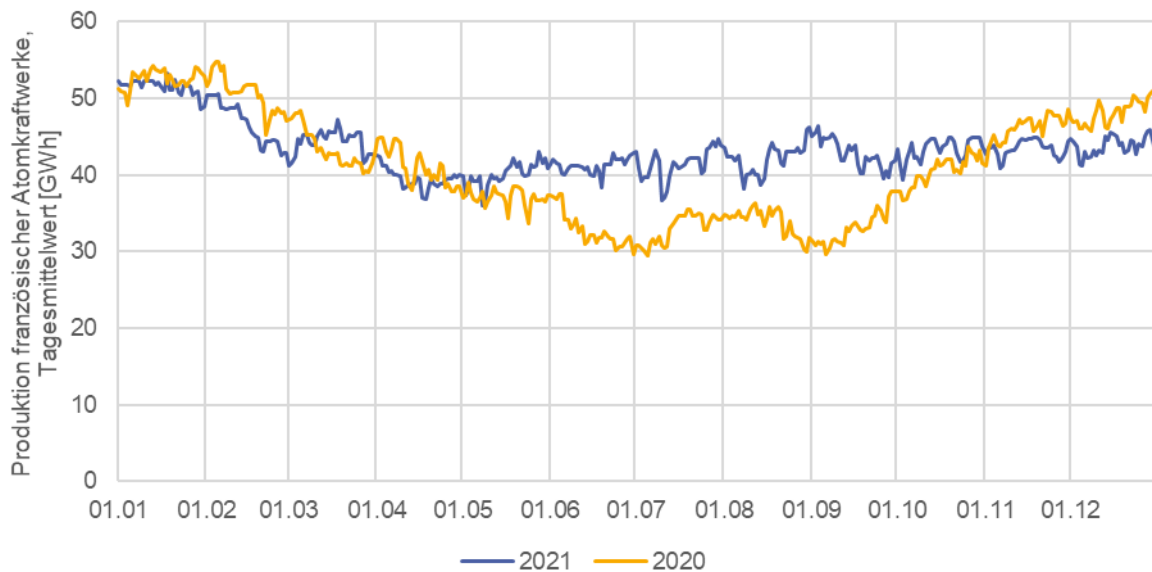


Abbildung 12: Produktion französischer Atomkraftwerke 2021 verglichen mit 2020, Datenquelle: Refinitiv Power Research

Einen grossen Einfluss auf die Spotpreise in Deutschland aber auch in der Schweiz hat die Erzeugung aus Erneuerbaren in Deutschland. Abbildung 13 zeigt die monatliche Erzeugung aus Wind 2021 in Deutschland im Vergleich zur Norm. Unter Norm versteht sich die aus den letzten zehn Jahren zu erwartete Windproduktion für den entsprechenden Monat. Wie aus der Graphik zu entnehmen ist, war das Jahr 2021 kein windreiches Jahr. Im Februar, März, Juni und von September bis Dezember war die Windproduktion deutlich unter Norm, was auch zu den höheren Spotpreisen beigetragen hat.

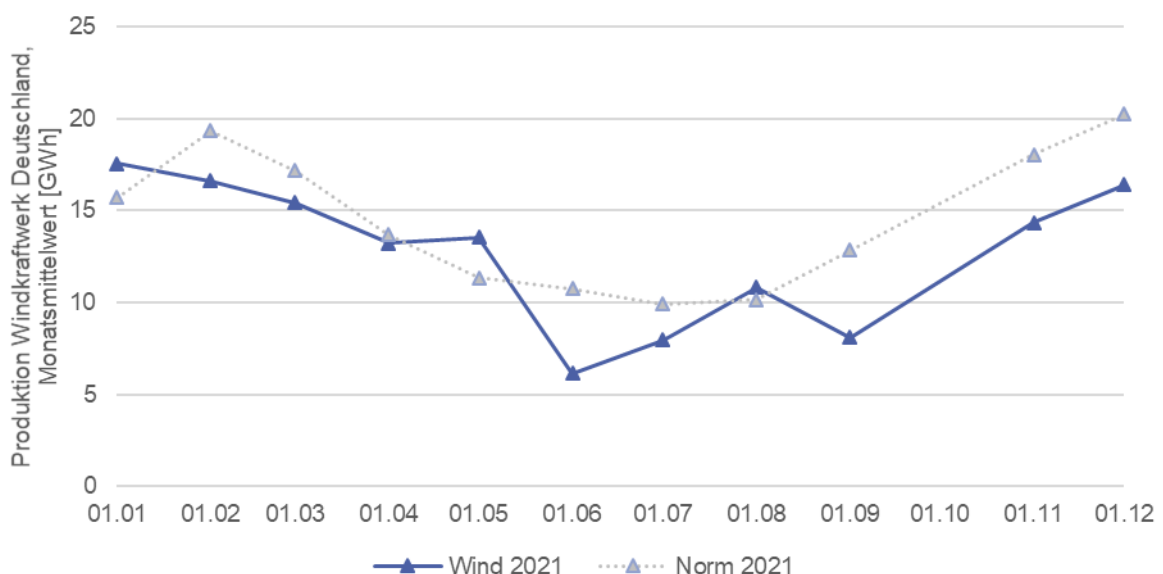


Abbildung 13: Erzeugung aus Windkraftwerke in Deutschland 2021 vs. Normwerte, Datenquelle: Refinitiv Power Research

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)⁴.

Der Zusammenhang zwischen Residuallast und Spotpreisen in Deutschland wird aus Abbildung 14 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.

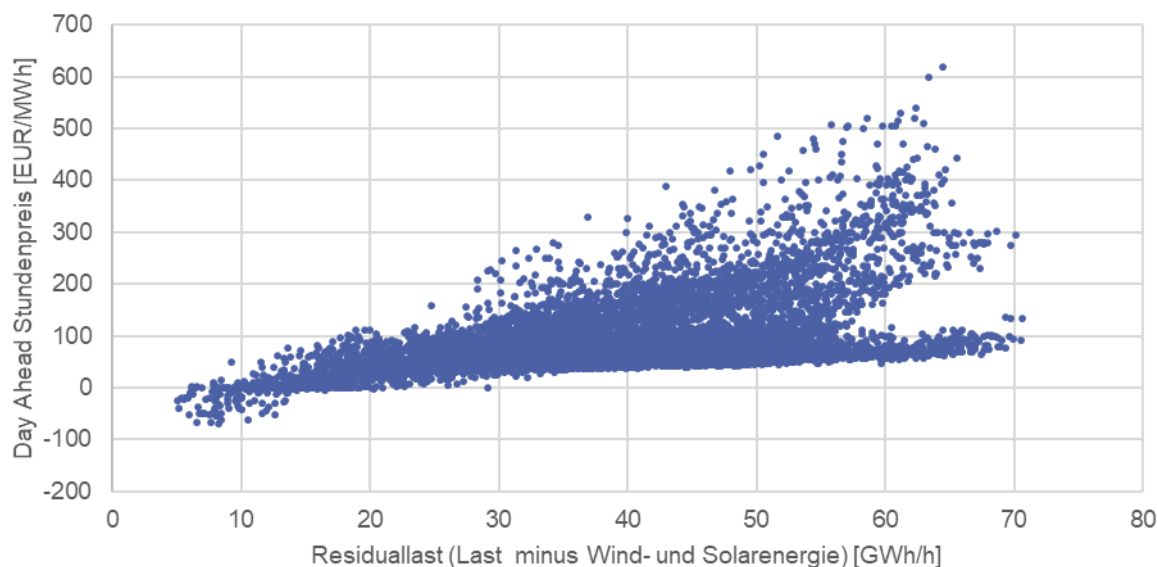


Abbildung 14: Residuallast versus Day Ahead-Stundenpreis in Deutschland 2021, Datenquelle: EEX, ENTSO-E

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, welche in der Regel hohe Produktionskosten aufweisen, weshalb Strom aus der Schweiz nach Italien geliefert wird.

Die Übersicht zum Jahresverlauf auf Abbildung 15 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. Ab November, mit Ausnahme der Weihnachtswoche, sind die Exporte von der Schweiz nach Italien deutlich zurückgegangen. Die hohen Preisen in der Schweiz haben dazu geführt, dass die Preisdifferenzen zu Italien zurückgegangen sind, so dass Exporte weniger attraktiv waren.

Wie aus Abbildung 15 und Abbildung 16 erkennbar ist, hat sich im Fall von Deutschland 2021 der saisonale Verlauf bestätigt. Im Winter ist der Strom teurer in der Schweiz, entsprechend wird aus Deutschland importiert. 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. Da in Deutschland viel und zunehmend mehr Strom aus Wind- und Solarkraftwerken hergestellt wird, kommt es tendenziell häufiger vor, dass die Schweiz auch im Winter nach Deutschland exportiert, wenn dort wenig Windenergie und/oder wenig Solarenergie erzeugt wird.

⁴ Siehe dazu auch die Studie der EICOM: «Analyse der negativen Preise für die Schweiz, Frankreich und Deutschland», <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/berichte-und-studien.html>, Stand 1. Februar 2021.

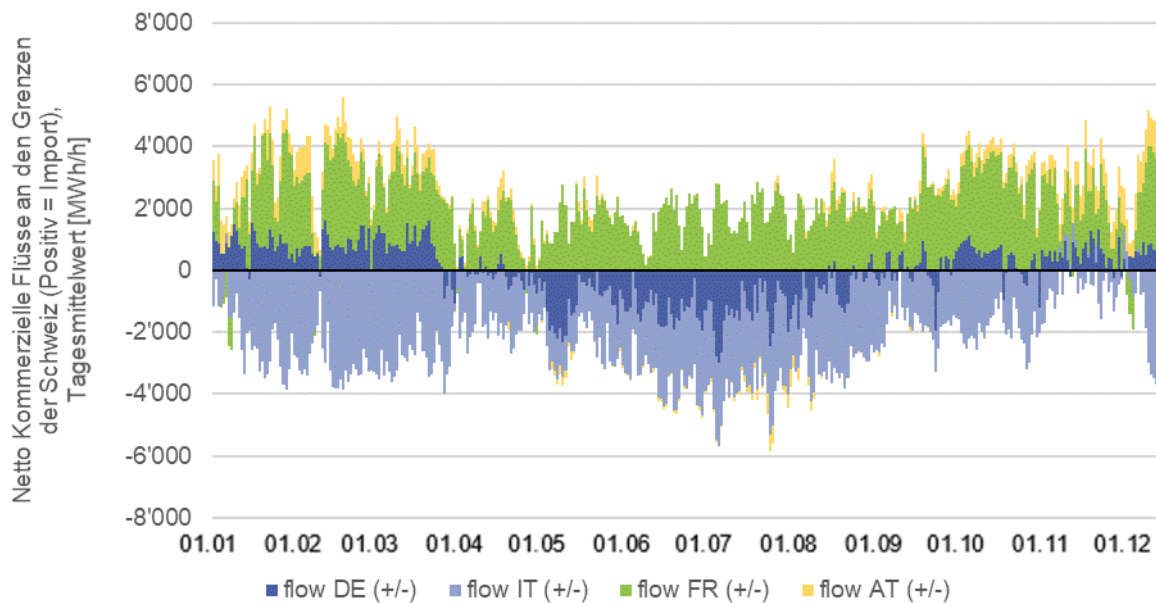


Abbildung 15: Netto kommerzielle Flüsse an den Schweizer Grenzen, Datenquelle: EEX

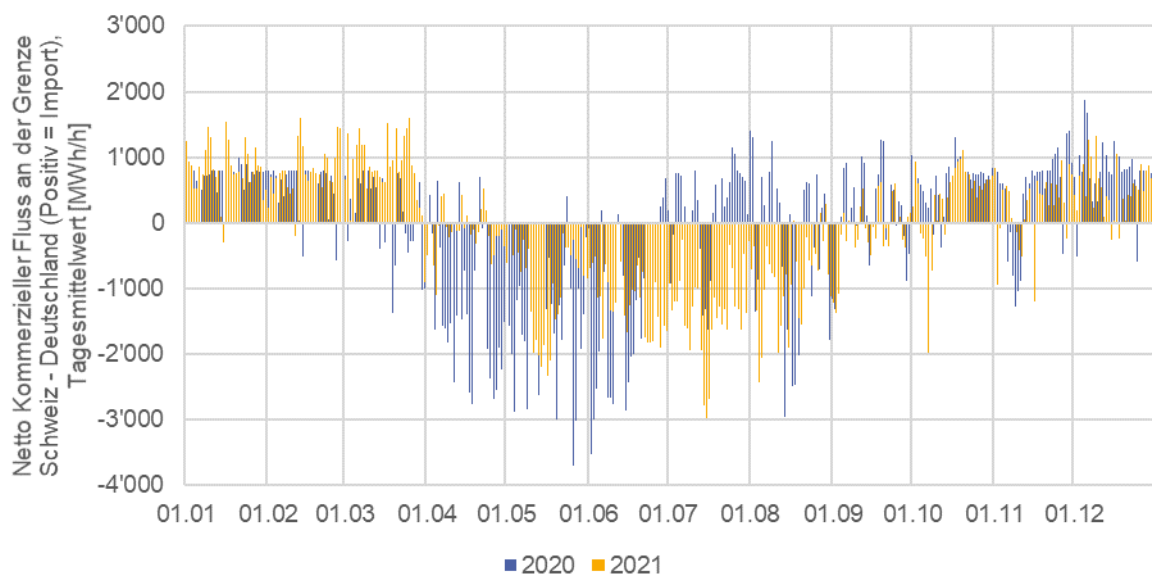


Abbildung 16: Netto kommerzieller Fluss an der Grenze Schweiz – Deutschland, Datenquelle: ENTSO-E

In der Jahressumme wurden netto 0.77 TWh nach Deutschland exportiert, was eine leichte Steigerung zum Vorjahr darstellt (0.56 TWh).

Der Nettogrenzfluss über alle Schweizer Grenzen zeigt den gleichen saisonalen Verlauf wie die Grenze Schweiz-Deutschland, siehe Abbildung 17. Dies überrascht nicht, da sich die regelmässigen Exporte nach Italien mit den regelmässigen Importen aus Frankreich in etwa die Waage halten. Dennoch ist im Q4 2021 mit 4 TWh deutlich mehr netto importiert worden, weil wegen der hohen Preise weniger Energie nach Italien geflossen ist. Über das ganze Jahr war die Schweiz mit knapp 0.93 TWh Netto-Importeur.

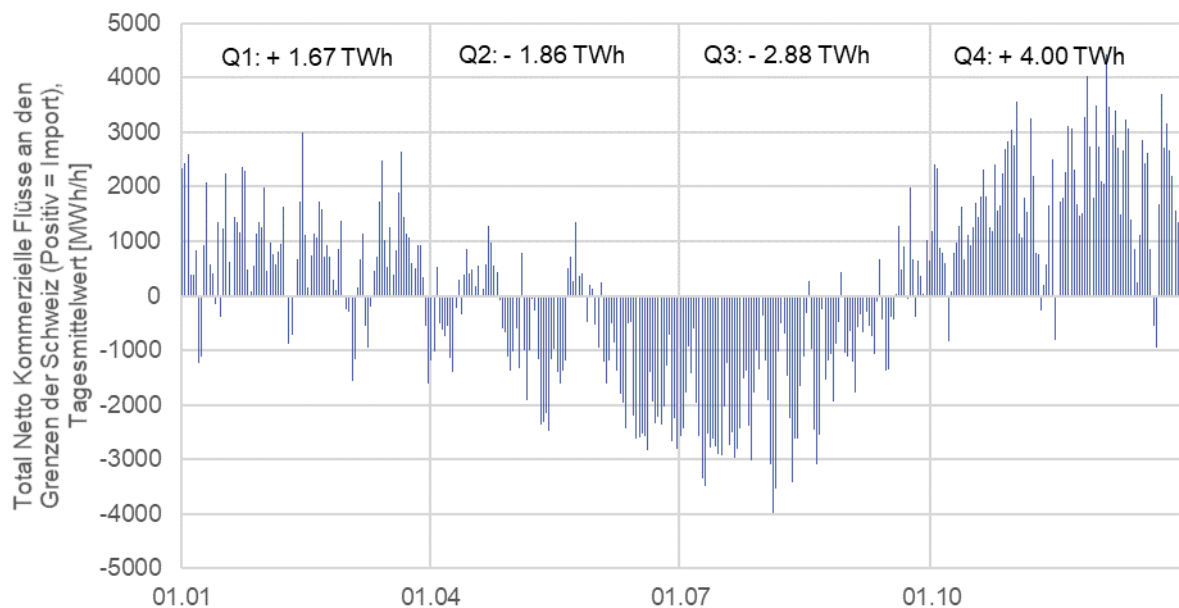


Abbildung 17: Total netto kommerzielle Flüsse 2021 an den Grenzen der Schweiz, Datenquelle: ENTSOE

2.2 Terminmarktbericht – Jahresrückblick 2021

Die Schweizer Strompreise für das Kalenderjahr 2022 bewegten sich auch 2021 parallel zu den Preisen in den Nachbarländern Deutschland, Frankreich und Italien. Das Jahr 2021 war geprägt von einem historisch einmaligen Preisanstieg ab Juli 2021. Während sich 2020 der Preis für das Frontjahresprodukt der Schweiz in einer Preisspanne von etwa 15 EUR/MWh bewegte (38 - 53 EUR/MWh), erreichten die Preise für das Jahresprodukt 2022 noch nie gesehene Maxima, die im Dezember in einem Preis für das Frontjahr Frankreich von über 400 (!) EUR/MWh gipfelten (Abbildung 18). Die Preise fielen kurz nach dieser Spitze bis Ende Jahr wieder stark ab, dennoch resultierte für das Schweizer Frontjahresprodukt bis Ende 2021 ein Anstieg von 53 EUR/MWh auf 229 EUR/MWh, was einer Zunahme um über 330% entspricht.

Bis Ende September war das italienische Frontjahresprodukt Base wie in den vergangenen Jahren üblich das teuerste, das Schweizer Pendant handelte am zweithöchsten, dicht gefolgt vom französischen Frontjahr, während das deutsche Frontjahr, ebenfalls wie historisch üblich, zu den tiefsten Preisen erhältlich war. Mit dem starken Preisanstieg kehrten sich diese Verhältnisse teilweise um. Zuerst wurde das französische Handelsprodukt für Stromlieferungen im Jahr 2022 (Cal 22 Base) teurer als das Schweizer Cal 22 Base, und im November überholte das französische Cal 22 Base auch das italienische Cal 22 Base, welches in Folge vereinzelt sogar billiger war als das Schweizer und das deutsche Lieferjahr 2022 Base.

Bei den Quartalsprodukten waren es die Preise für das Produkt Q4 2021 (viertes Quartal 2021) und das Produkt Q1 2022 (erstes Quartal 2022), welche den starken Preisanstieg mitmachten. Die Quartale 2 und 3 2022 stiegen zwar auch an, jedoch fiel die Preiserhöhung vergleichsweise moderat aus.

Der Verlauf der Strompreise im Jahr 2021 für das Frontjahr Base mit Lieferort Schweiz, Deutschland, Frankreich und Italien ist in Abbildung 18 graphisch dargestellt.

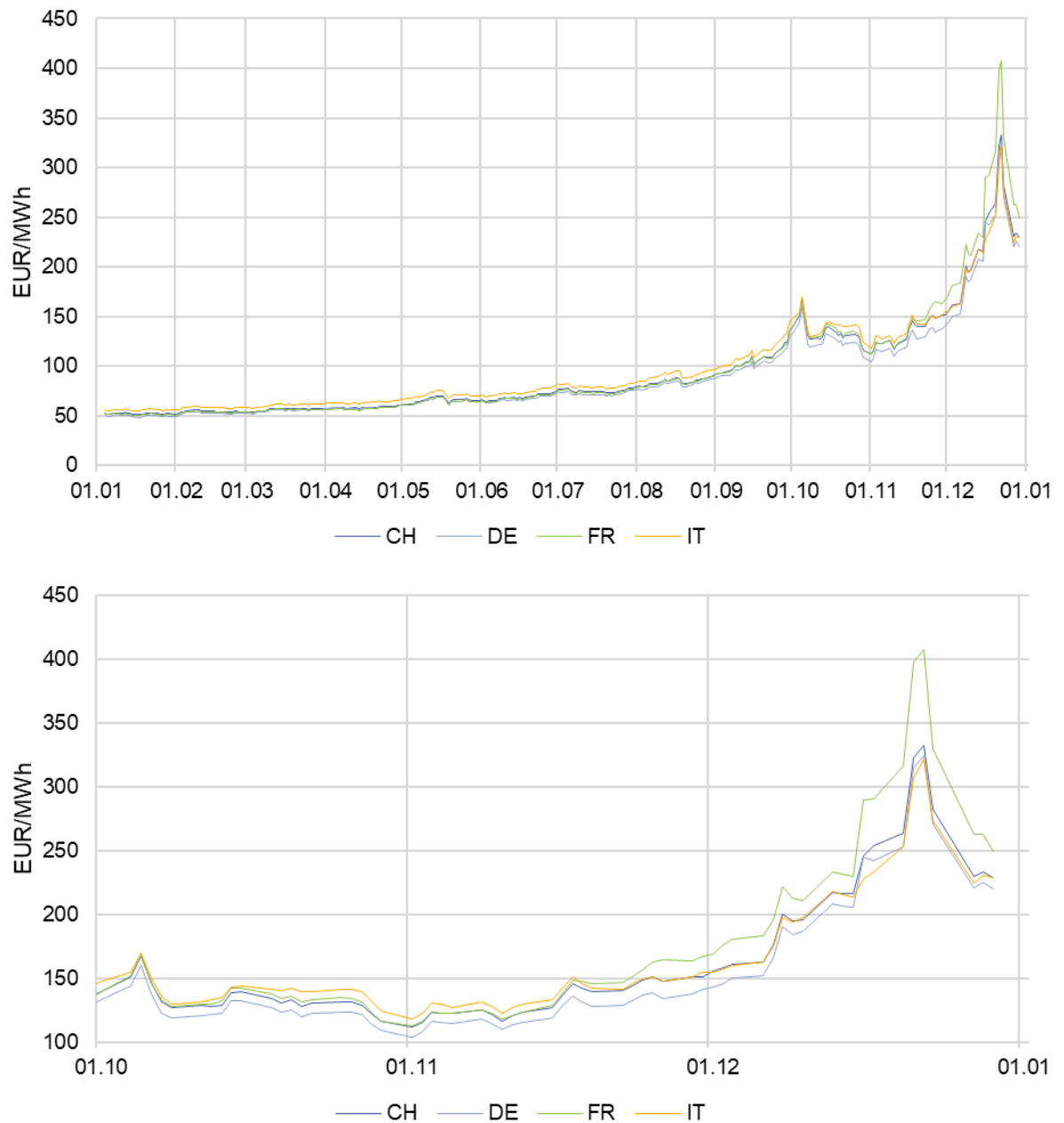


Abbildung 18: Preisverlauf im Jahr 2021 der Strom-Base-Frontjahreskontrakte 2022, unten für die bessere Sichtbarkeit des grossen Preisanstiegs im letzten Quartal Ausschnitt von 1.10 bis 31.12.2021 Datenquelle: EEX

Die Preise für die Jahresprodukte Cal 23 Base und Cal 24 Base mit Lieferort Schweiz machten die starke Preisbewegung nicht mit (Abbildung 19), der Markt schätzte den starken Preisanstieg als temporär ein. Das Cal 23 Base erreichte in der Spitze knapp 150 EUR/MWh, blieb also rund 200 EUR/MWh unter dem Cal 22 Base. Noch weniger stieg das Cal 24 Base an, welches nicht einmal auf 100 EUR/MWh kam.

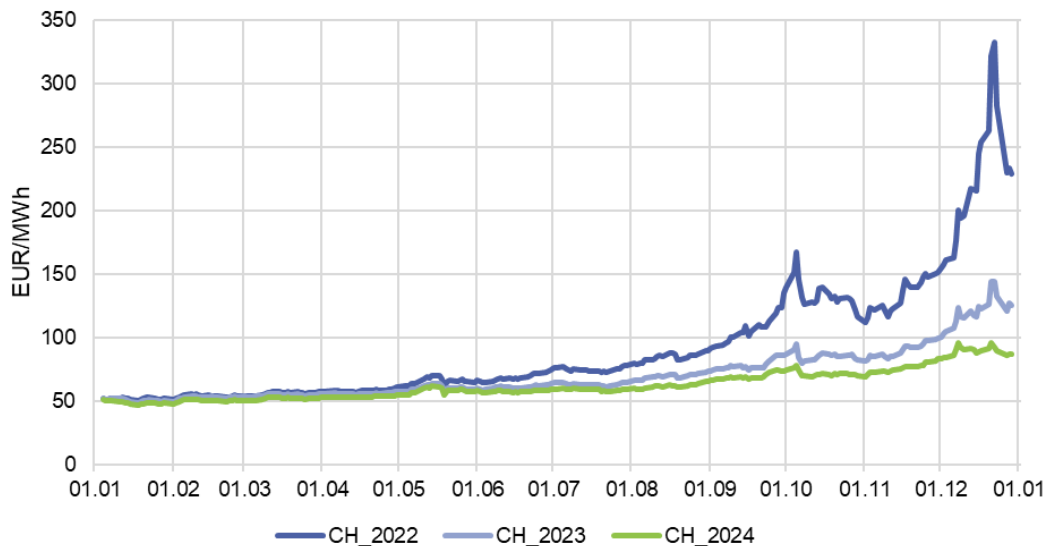


Abbildung 19: Preisverlauf im Jahr 2021 der Strom-Base-Jahreskontrakte 2022 – 2024 mit Lieferort Schweiz, Datenquelle: EEX

Die Strompreise am Terminmarkt hängen stark von den Preisen für die drei Commodities Gas, Kohle und CO₂ ab (Abbildung 20).

Die Preise für CO₂-Zertifikate verzeichneten dabei von Anfang bis Mitte Jahr eine erste Aufwärtsbewegung von 35 EUR/t auf eine Preisspanne von 50 - 65 EUR/t. Ein wichtiger Treiber dabei war die Aushandlung des «Fit for 55» Gesetzespakets der EU-Kommission im Verlauf des Frühlings und Sommers 2021. Darin sieht die EU-Kommission vor, die CO₂-Emissionen bis 2030 um 55% zu reduzieren, was deutlich mehr ist als die vorgängig diskutierten 40%. Zur Erreichung dieses Ziels wurden letztlich im Sommer 13 Massnahmen definiert. Der Effekt der Diskussionen und die Verabschiedung der Massnahmen führten zu der starken Aufwärtsbewegung bei den CO₂-Preisen im ersten Halbjahr.

Im zweiten Halbjahr wurde der weitere Anstieg der CO₂-Preise begünstigt durch den starken Anstieg der Gaspreise. Dies führte dazu, dass sich die Konkurrenzfähigkeit der Kohlekraftwerke gegenüber den Gaskraftwerken verbesserte und mehr Strom mit Kohlekraftwerken produziert wurde. Weil Kohleverstromung eine höhere CO₂-Intensität ausweist als Gasverstromung, stieg entsprechend die Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten, was die CO₂-Preise stützte. Im November fand zudem die Klimakonferenz der United Nations in Glasgow statt (COP 26), die dort diskutierten Massnahmen und Verpflichtungen wirkten ebenfalls preistreibend. Letztlich erreichten die CO₂-Preise ein Hoch bei knapp 90 EUR/t kurz vor Jahresende und schlossen das Jahr 2021 auf einem Niveau von etwa 80 EUR/t ab.

Auch die Gaspreise stiegen seit Beginn des Jahres kontinuierlich an. Tiefe Speicherstände oder Ereignisse wie die Blockade des Suez-Kanals durch das Containerschiff Ever Given trieben die Preise nach oben. Den historisch beispiellosen Anstieg verzeichneten die Gaspreise aber dann ab Mitte Jahr. Verschiedene Faktoren trugen zu diesem Anstieg bei. Der wirtschaftliche Aufschwung nach dem Corona-Jahr 2020 führte zu erhöhter Gasnachfrage, insbesondere in Asien. Gleichzeitig war weniger Flüssiggas (LNG) auf dem Weltmarkt verfügbar, unter anderem weil Hurrikane in den USA das Angebot reduzierten. Zudem stieg die Nachfrage nach Flüssiggas in Brasilien, weil in Folge einer Dürre ausfallende Stromproduktion aus Wasserkraftwerken mit Gasverstromung ersetzt wurde. Das verfügbare Flüssiggas floss zudem vermehrt nach Asien, da die asiatischen LNG-Preise meist über den europäischen Preisen lagen.

Später im Herbst häuften sich die Nachrichten, dass Gaslieferungen durch die neue Pipeline Nordstream 2 erst mit Verzögerungen werden geliefert werden können, da sich der Registrierungsprozess beim deutschen Regulator (BNetzA) in die Länge ziehen würde. Gleichzeitig fielen die Gasspeicher-

stände in Nordwesteuropa auf einen historischen Tiefststand, vor allem weil die von Gazprom bewirtschafteten Speicher nicht wie üblich befüllt worden waren, und weil der Herbst kälter als üblich war, was zu erhöhten Speichorentleerungen führte. Dazu kamen Nachrichten, dass sich russische Gaslieferungen über bestehende Pipelines (beispielsweise Yamal) reduzierten oder teilweise ganz ausblieben, und Befürchtungen, dass die Flüchtlingskrise an der Grenze von Belarus oder der Ukrainekonflikt Gaslieferungen von Russland erschweren oder verunmöglichen würden. Die entsprechend angespannte Versorgungslage mit dem bevorstehenden Winter führte dazu, dass sich im Markt Sorgen über Versorgungsengpässe beim Gas breit machten und folglich verteuerte sich das Jahresprodukt 2022 am deutschen Hub NCG⁵ von knapp 30 EUR/MWh auf bisweilen über 140 EUR/MWh. Auffällig war auch die hohe Volatilität im Gasmarkt, als die Preise auf einem hohen Niveau waren. Nachrichten wie beispielsweise Aussagen von Russlands Präsident Putin, Verschiebung der Inbetriebnahme von Nordstream 2 oder verringerte Kapazitätsbuchungen von Gazprom für den Gastransport via Yamalpipeline führten zu deutlichen Preisausschlägen. Der Preis für das Frontjahresprodukt schloss das Jahr letztlich knapp unter 100 EUR/MWh.

Nach einem kurzen Rückgang zu Beginn des Jahres stiegen auch die internationalen Kohlepreise im Verlauf des Jahres an. Im Frühling stützten Faktoren wie die Lockerung des chinesischen Importverbots oder der temporäre Ausfall australischer Kohleinfrastruktur (Verladestationen in Newcastle, unterbrochene Versorgungslinien im Inland nach Überschwemmungen) den Anstieg der Preise. Dazu kam die anziehende Wirtschaft in Asien, wodurch sich auch die Kohlenachfrage erhöhte. Dies wurde in der zweiten Jahreshälfte zu einem wichtigen Faktor für den stärker werdenden Anstieg: In China konnte die Kohleproduktion trotz Bemühungen der chinesischen Regierung nicht mit der stetig zunehmenden Nachfrage mithalten, was die chinesischen Kohlepreise nach oben trieb und den Importbedarf von China steigerte. Weil China einen grossen Teil des Kohleweltmarktes ausmacht, hatte dies auch einen starken Einfluss auf die europäischen Kohlepreise. Der Kohlepreis stieg letztlich im Jahresverlauf von knapp 60 EUR/t auf knapp 80 EUR/t, wobei zwischenzeitliche Maxima von über 100 EUR/t erreicht wurden.

Der Preisverlauf im Jahr 2021 für das 2022-Produkt für CO₂ (EUA⁶), Gas (NCG/THE⁷) und Kohle (ARA⁸-Region) ist der Abbildung 20 zu entnehmen.

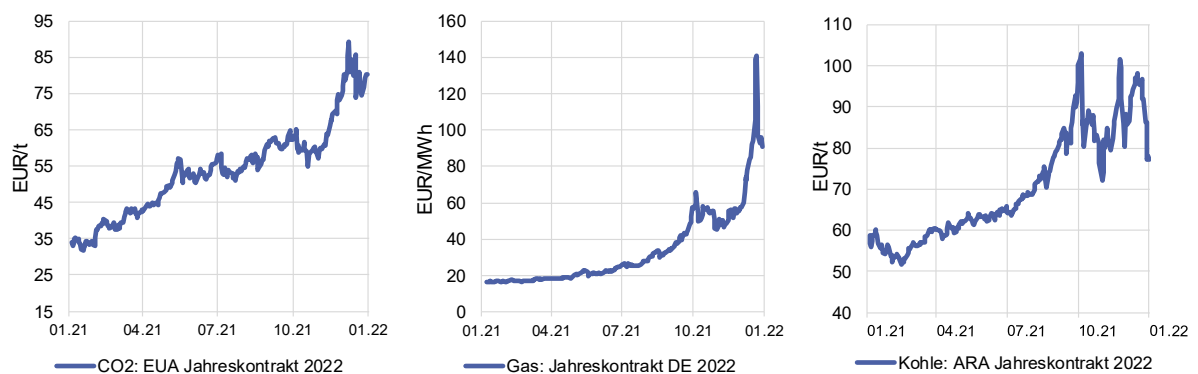


Abbildung 20: Preisverlauf 2021 für das 2022-Produkt für CO₂ (EUA), Gas (NCG) und Kohle (ARA-Region), Datenquelle: EEX und Refinitiv Power Research

Abbildung 21 zeigt, dass die Gaspreise die höchste Korrelation zu den Strompreisen aufwiesen. Insbesondere bei den sehr hohen Preisen waren die Bewegungen der Gaspreise ausschlaggebend für die Bewegungen der Strompreise, da die Gaskraftwerke den Preis setzten. Entsprechend kann bei den Kohlepreisen ein Abflachen ab einem Strompreisniveau von etwa 100 EUR/MWh beobachtet werden,

⁵ Am 01. Oktober 2022 fusionierte Net Connect Germany (NCG) mit dem Hub Gaspool, der fusionierte HUB heisst neu THE (Trading Hub Europe).

⁶ EUA: European Emission Allowances.

⁷ NCG: Referenzpreis für den deutschen Gaspreis vom Marktgebietsbetreiber NetConnect Germany bzw Trading Hub Europe.

⁸ ARA: Referenzpreis für thermische Kohle am Umschlagterminal im Städtedreieck Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen, dem Hauptkohlemarkt in Europa.

erst unter diesem Preis ist eine gute Korrelation zum Strompreis zu beobachten. Die CO₂-Preise zeigen nur in kleinen Strompreisspannen eine gute Korrelation, über das ganze Jahr gesehen korrelieren sie am wenigsten mit den Strompreisen. Mit ein Grund dafür ist, dass der Einfluss der CO₂-Kosten auf die variablen Kosten von Gaskraftwerken vor allem bei hohen Gaspreisen deutlich geringer ist als die Gas-kosten.

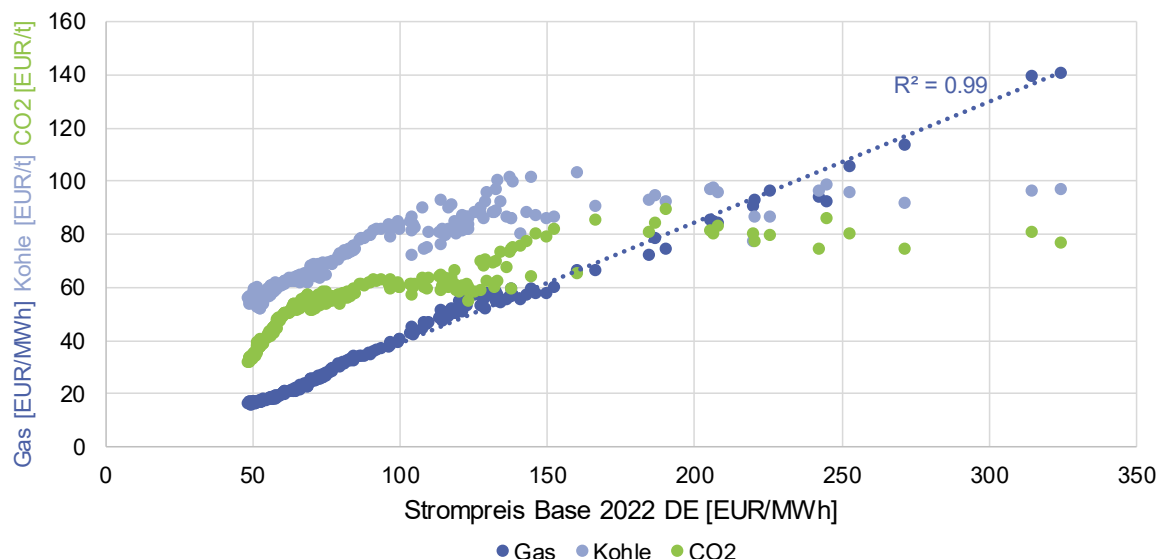


Abbildung 21: Korrelation der Strompreise für das Produkt Base 2022 (Lieferort Deutschland) mit den Commodities Gas (Base 2022 NCG/THE), Kohle (Base API 2) und CO₂ (EUA Dez 2022)

Terminmarktpreise können aber auch von weiteren Faktoren beeinflusst werden. So hat gerade in der Hochpreisphase Ende des Jahres 2021 die reduzierte Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke ebenfalls zum Preisanstieg beigetragen. Für kurzfristige Terminmarktprodukte sind zudem Wetterprognosen (Temperatur, Wind, Sonnenschein) preisbeeinflussend.

2.3 Wie gut haben die tatsächlichen Spotpreise die Schweizer Terminmarktpreise der letzten Jahre getroffen?

Mit Terminmarktkontrakten können langfristige Preisschwankungen im Voraus abgesichert werden. Erzeuger können ihre Kraftwerkspositionen zu einem heute bekannten Preis mehrere Jahre im Voraus absichern. Der Vertrieb des Stromversorgers kann die für seine Kunden benötigten Mengen am Terminmarkt im Voraus zu einem festen Preis absichern und diesen zuzüglich seiner Marge an seine Kunden weitergeben. Auch grosse Verbraucher (z. B. Industrieunternehmen) können sich direkt am Terminmarkt mit Strom zu festen Preisen eindecken.

Die Day-Ahead-Auktion des Spotmarktes erlaubt die Schliessung von stündlichen Positionen auf Basis des Merit-Order-Prinzips.

Terminmärkte reflektieren die Erwartungen der Marktteilnehmer bzgl. der zukünftigen fundamentalen Einflussfaktoren und somit der zukünftig zu erwartenden Spotpreise. Da am Terminmarkt die Kontrakte bis zu drei Jahre im Voraus gehandelt werden, in drei Jahren die Brennstoffkosten und die CO₂-Preise stark schwanken können und man langfristig sowohl von einer der Norm entsprechenden Solar- und Winderzeugung als auch einem der Norm entsprechenden Verbrauch ausgeht, ist klar, dass die Preise am Terminmarkt nicht immer die tatsächlichen Spotpreise treffen. Mit der Analyse soll aufgezeigt werden, wie breit die Preishandelsspanne von entsprechenden Jahres-, Quartals- und Monatskontrakten am Schweizer Terminmarkt in den letzten fünf Jahren war und wo schlussendlich der Durchschnitt der Spotpreise für die entsprechende Lieferperiode gelegen hat.

Im Folgenden wird der Fokus lediglich auf die Quartalsprodukte gelegt.

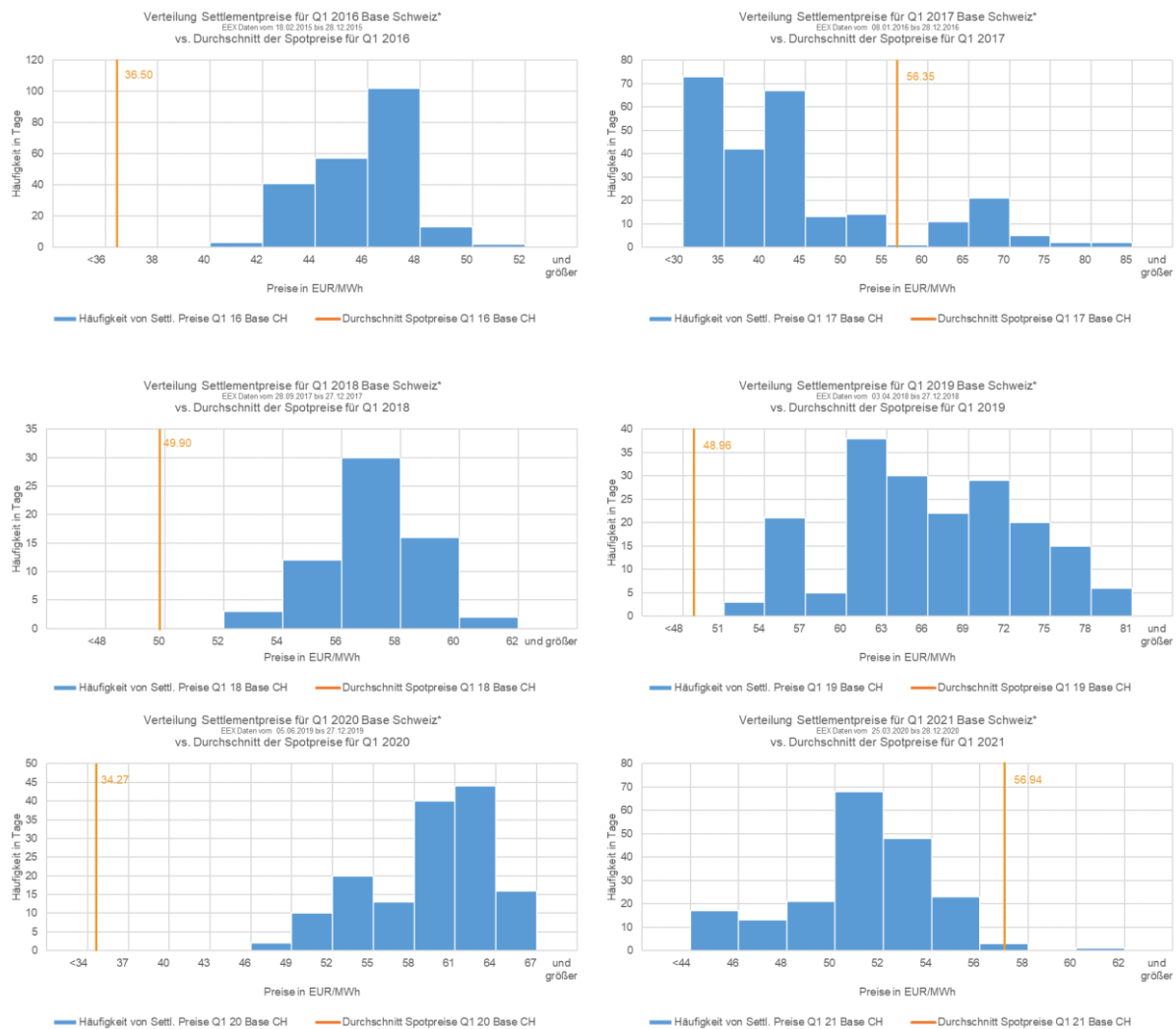


Abbildung 22: Verteilung der EEX Settlementpreise für das erste Quartal Base CH vs. Durchschnitt der Spotpreise für das erste Quartal der Lieferjahre 2016 bis 2021

Seit 2016 hat der Terminmarkt tendenziell die Spotpreise für das erste Quartal (Q1) überschätzt (siehe Abbildung 22). Die tatsächlichen Spotpreise für das Q1 für die Lieferjahre 2016, 2018, 2019 und 2020 lagen deutlich unter dem minimalen Preis, welcher am Terminmarkt an der EEX Börse zuvor gehandelt wurde. Für das Lieferjahr 2017 lag der Durchschnitt der Spotpreise bei 56.35 EUR/MWh und befand sich somit in der am Terminmarkt gehandelten Preisspanne für das Q1 17. Für das Q1 2021 wurde an der Day-Ahead-Auktion 56.94 EUR/MWh bezahlt, was dem oberen Ende der Preisspanne entsprach, zu der dieses Produkt am Terminmarkt gehandelt wurde.

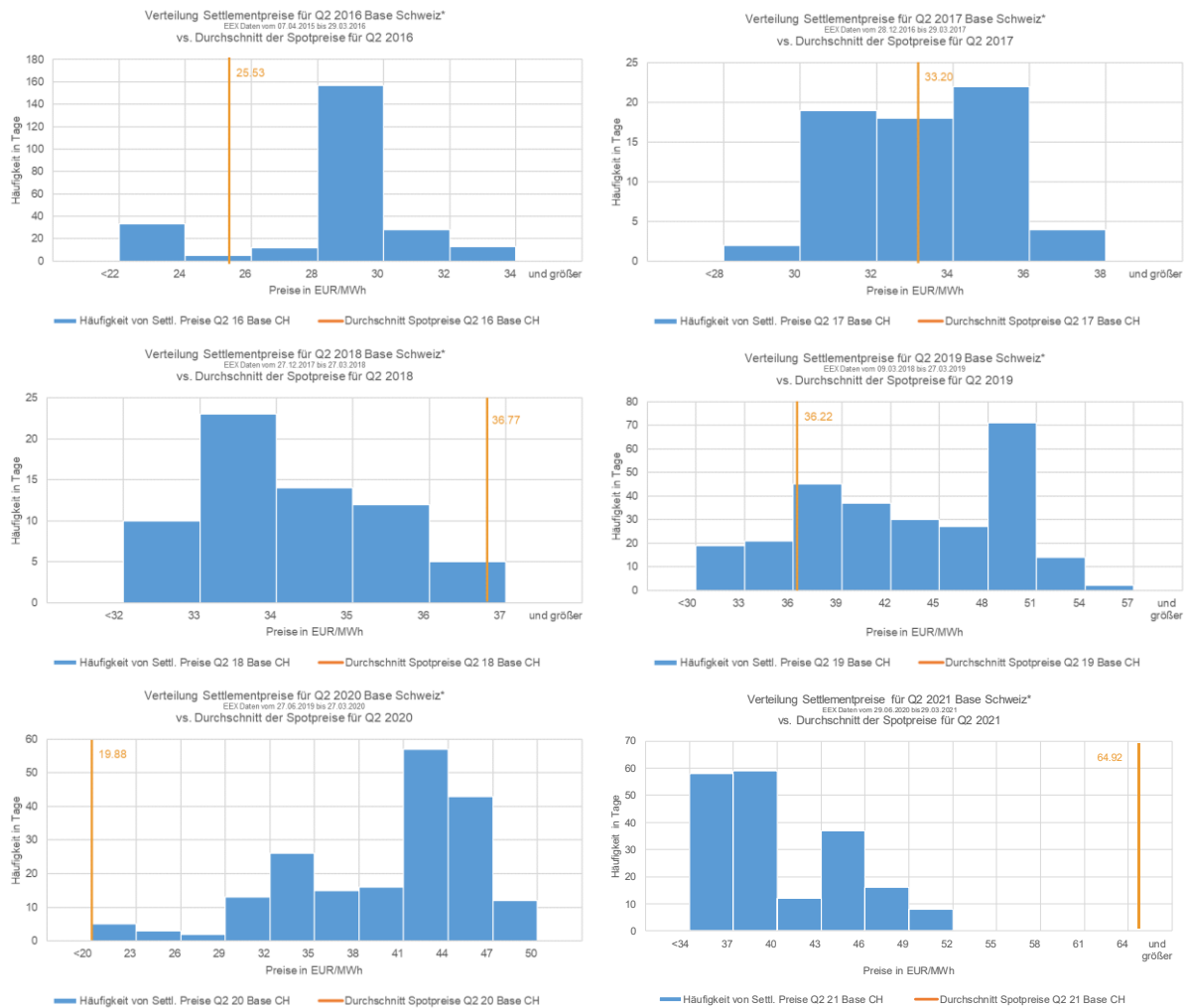


Abbildung 23: Verteilung der EEX Settlementpreise für das zweite Quartal Base CH vs. Durchschnitt der Spotpreise für das zweite Quartal der Lieferjahre 2016 bis 2021

Aus Abbildung 23 ist ersichtlich, dass sich mit Ausnahme des Corona-Jahrs 2020 und des Lieferjahrs 2021 der Durchschnitt der Spotpreise für das zweite Quartal innerhalb der Preishandelsspanne der am Terminmarkt gehandelten Preise befand. Für Q2 2021 entsprach der Durchschnitt der Spotpreise 64.92 EUR/MWh, was über 14 EUR/MWh höher lag als der Preis, zu dem dieses Lieferprodukt maximal am Terminmarkt gehandelt wurde, nämlich 50.31 EUR/MWh.

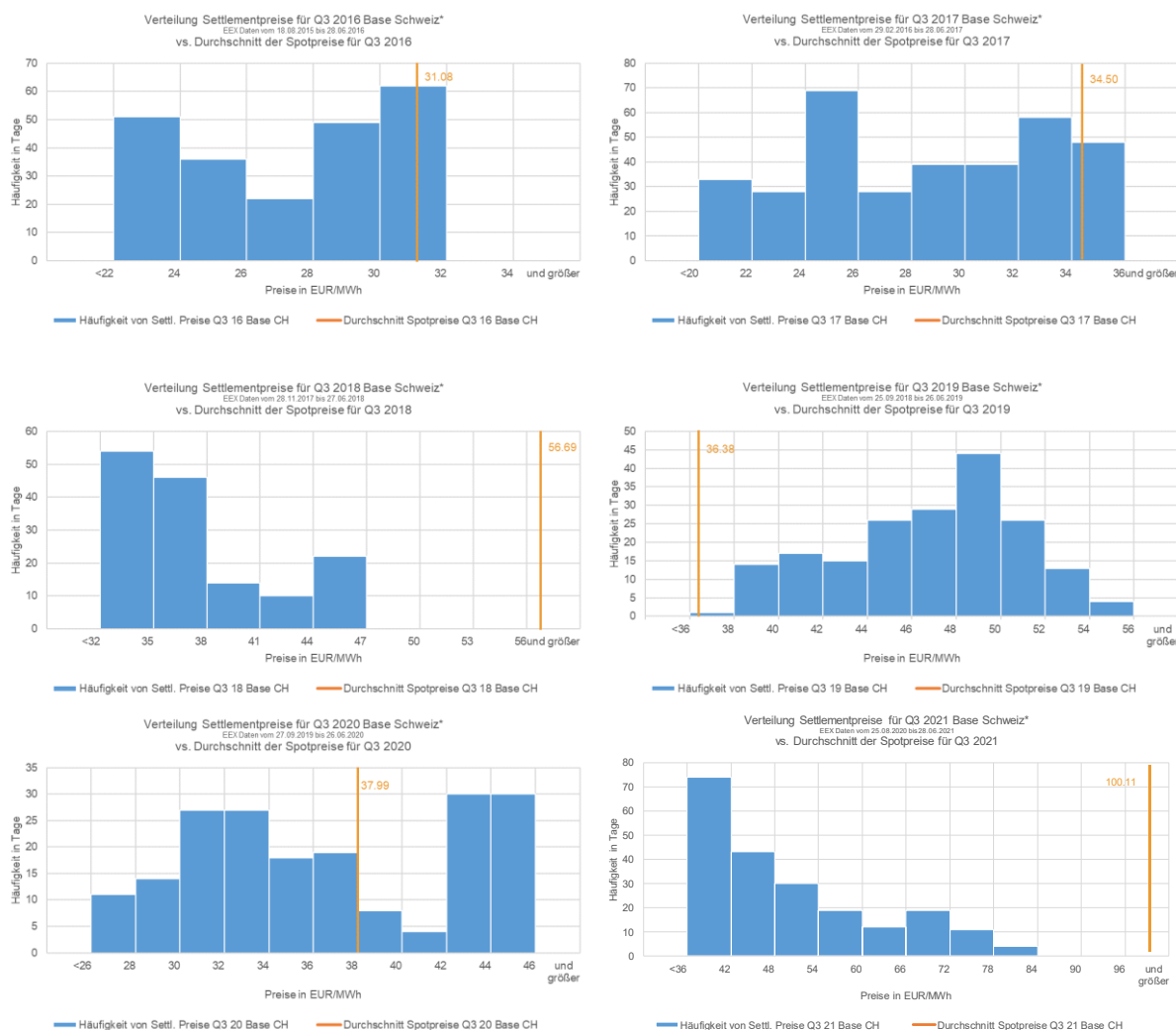


Abbildung 24: Verteilung der EEX Settlementpreise für das dritte Quartal Base CH vs. Durchschnitt der Spotpreise für das dritte Quartal der Lieferjahre 2016 bis 2021

Die Abbildung 24 zeigt bereits, wie aussergewöhnlich hoch die Spotpreise für das Q3 2021 im Vergleich zu den Vorjahren ausfallen. So ist gut ersichtlich, dass für Q3 2021 der Durchschnitt der Spotpreise mit 100.11 EUR/MWh deutlich höher war als die Preise, zu denen am Terminmarkt gehandelt wurde. Der höchste Settlement-Preis für dieses Handelsprodukt an der EEX war 82.02 EUR/MWh. Die Spotpreise lagen nochmals 18 EUR/MWh darüber.

Auch für das dritte Quartal Q3 2018 unterschätzte der Terminmarkt die Spotpreise deutlich. Für die Lieferjahre 2016 und 2017 befanden sich die tatsächlichen Spotpreise am oberen Ende der Terminmarkt-Preishandelspanne. Für 2020 befanden sich die Spotpreise im mittleren Bereich der Preishandelspanne. Für Q3 2019 waren die Spotpreise tiefer als am Terminmarkt tendenziell erwartet.

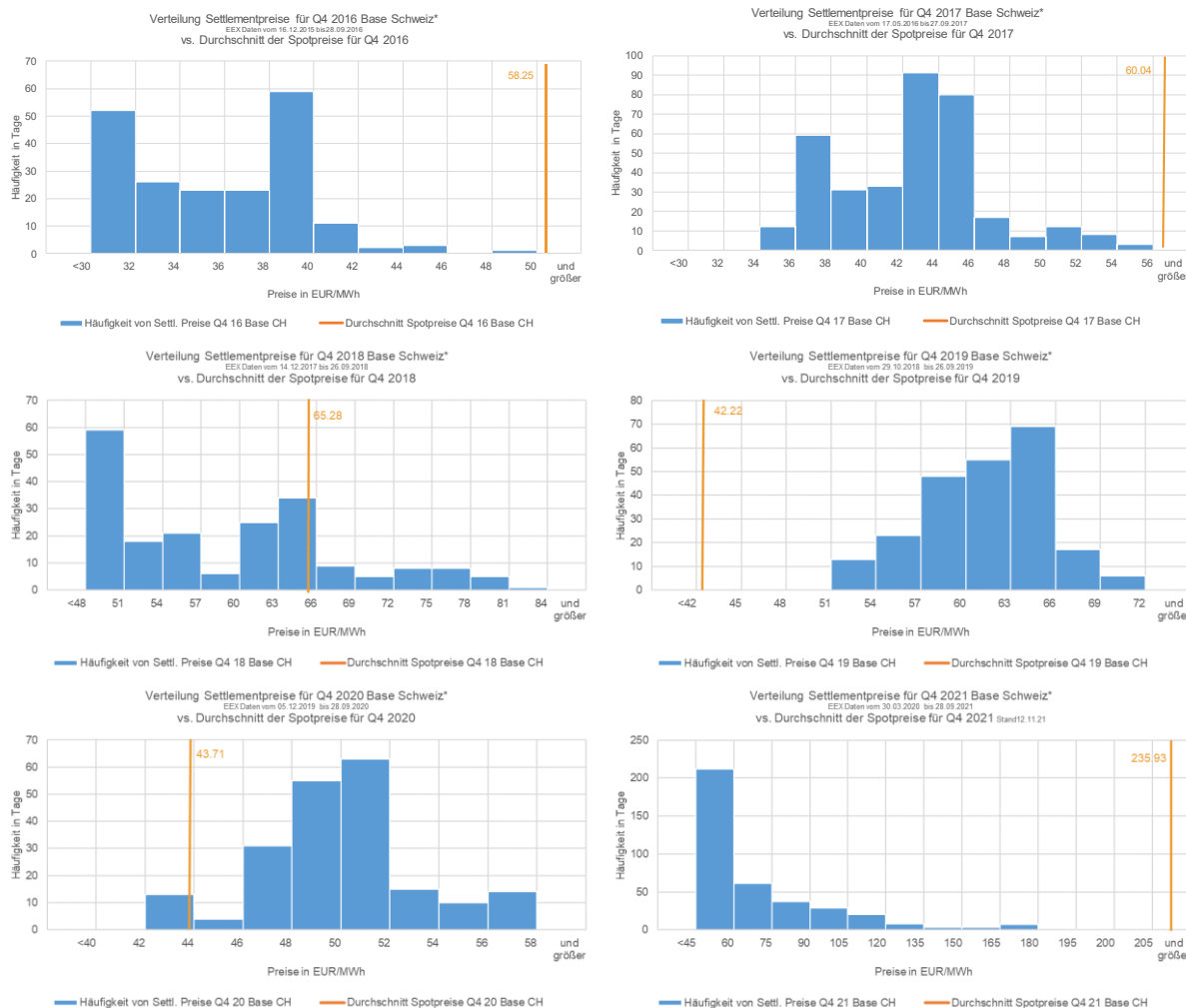


Abbildung 25: Verteilung der EEX Settlementpreise für das vierte Quartal Base CH vs. Durchschnitt der Spotpreise für das vierte Quartal der Lieferjahre 2016 bis 2021

Auch 2021 sticht das vierte Quartal aus Abbildung 25 hervor. Der Durchschnitt der Spotpreise lag mit 235.93 EUR/MWh deutlich über dem maximalen Wert des Terminmarktes. Für die Lieferjahre 2016 und 2017 hat der Terminmarkt das vierte Quartal tendenziell unterschätzt, während für 2019 und 2020 die Preise für das vierte Quartal eher überschätzt wurden.

3 Wesentliche Marktüberwachungsaktivitäten der ElCom

3.1 Analysearbeit und Analysestatistik

Basierend auf Artikel 26a StromVV müssen in der Schweiz ansässige Marktteilnehmer (juristische und gegebenenfalls natürliche Personen), die an einem Elektrizitätsgrosshandelsmarkt in der EU teilnehmen und aufgrund der REMIT-Verordnung Informationen an Behörden der EU liefern, diese Informationen zur gleichen Zeit im gleichen Format auch an die ElCom übermitteln. Zu diesen an die ElCom gelieferten Daten zählen Daten zu Stromgrosshandelsprodukten, Fundamentaldaten und – soweit publiziert – Insider-Informationen.

Da die Marktpreise in der Schweiz von den Entwicklungen und Geschehnissen in den umliegenden Ländern stark beeinflusst werden, sind diese Informationen für die Marktbeobachtung und somit auch für die Beurteilung der Versorgungssicherheit in der Schweiz von Bedeutung. Die Bearbeitung und die Analyse der erhobenen Daten ermöglichen es zu evaluieren, was an den (europäischen) Stromgrosshandelsmärkten effektiv passiert.

Die Analysetätigkeiten der Sektion Marktüberwachung werden mithilfe des Market Monitoring Systems (MMS) durchgeführt. Dabei werden die gelieferten Daten aufbereitet und durch den Einsatz von Alerts nach bestimmten vordefinierten Kriterien ausgewertet und evaluiert; vor allem im Hinblick auf Verdachtserscheinungen, die auf eine Marktmanipulation oder Insider-Handel hindeuten könnten.

Zusätzlich zu den eigenen Analysetätigkeiten erhält die ECom auch von den Handelsüberwachungsstellen der organisierten Marktplätze Hinweise auf Auffälligkeiten betreffend Schweizer Marktteilnehmer, die sogenannten Suspicious Transaction and Order Reports (STORs).

2021 wurden – gleich wie 2020 – drei solche Vorfälle der ECom zu Kenntnis gebracht. Dabei werden die Informationen und Auffälligkeiten aus den STORs detailliert untersucht und gegebenenfalls mithilfe zusätzlicher, bei der ECom vorhandenen Informationen analysiert. Je nach Ergebnis dieser Analysen und zur Klärung von allfälligen Fragen wurde bei Bedarf direkt Kontakt mit den Marktteilnehmern aufgenommen.

Neben den durch die Alerts im MMS ausgelösten Untersuchungen von Auffälligkeiten und den übermittelten STORs führte die ECom auch 2021 einige themenbezogene ad-hoc Analysen durch. Im Vergleich zum Vorjahr wurde 2021 eine Analyse weniger durchgeführt.

In verkürzter Form werden in diesem Markttransparenzbericht ein Update zur Entwicklung der hohen Preise präsentiert. Dabei wurden vor allem die aussergewöhnlich hohen Gas- und Strompreise und deren Auswirkungen auf Netzbetreiber, Industrie und Endkunden näher betrachtet. Zusätzlich wurde noch eine Analyse betreffend die Auswirkungen von windbedingten Grenzkapazitätskürzungen auf den Day-Ahead-Spread Deutschland-Schweiz durchgeführt.

Die detaillierte Analyse zu den hohen Strompreisen in der Schweiz und der EU sowie Ausführungen über die Nutzung der Schweizer Grenzen zwischen 2018 und 2021 werden im ECom-Tätigkeitsbericht 2021 diskutiert.

Eine detaillierte Übersicht über die Analysetätigkeit der Sektion Marktüberwachung findet sich in Abbildung 26.

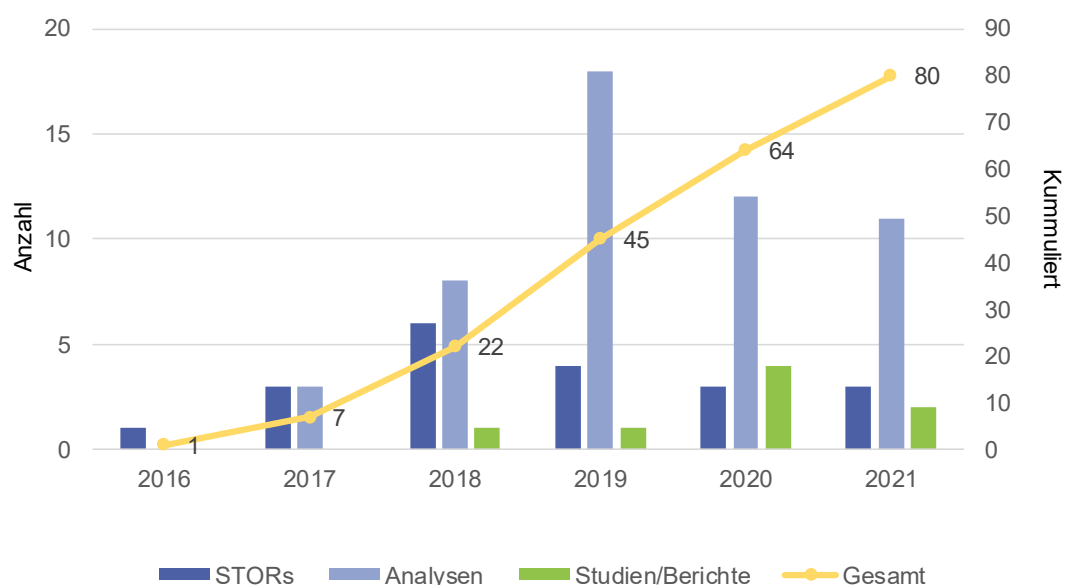


Abbildung 26: Übersicht der bei der ECom eingegangenen STORs

3.2 Analysen von Preisentwicklungen 2021

3.2.1 Analyse des Preiszerfalls am Terminmarkt für Deutschland Base Frontjahr am 18. – 19. Mai 2021

In der ersten Jahreshälfte war die Preisvolatilität am Terminmarkt noch nicht so hoch wie in der zweiten Hälfte. Deshalb generierte der Preiszerfall im Deutschen Base-Frontjahr am 18. und 19. Mai einen Preisalert, den die Sektion Marktüberwachung näher untersuchte.

Das Frontjahr 2022 Base mit Lieferort Deutschland handelte am 17. Mai noch zwischen 67.5 und 68.5 EUR/MWh. Am 18. Mai am Morgen handelten Schweizer Marktteilnehmer das Cal 22 Base Deutschland noch bei 68.2 EUR/MWh. Um 17:50 Uhr handelte das gleiche Handelsprodukt bei 64.90 EUR/MWh und somit 3.3 EUR/MWh tiefer als bei der Eröffnung. Am 19. Mai erschien der erste Trade im Market Monitoring System bei 64.15 EUR/MWh. Um 18:00 Uhr des 19. Mai handelte das Produkt bei 60.5 EUR/MWh.

Das deutsche Frontjahr hat somit innerhalb von zwei Handelstagen 7.7 EUR/MWh an Wert verloren, und war am Mittwoch, den 19. Mai abends 11.3% tiefer als noch am Dienstagmorgen. Diese starke Bewegung in einem Strom Base Jahresprodukt war zu diesem Zeitpunkt bereits aussergewöhnlich und wurde deshalb näher untersucht. Ebenso wurden die Handelsaktivitäten der Schweizer Marktteilnehmer an diesen zwei Tagen näher analysiert.

Haupttreiber für die starke Preisbewegung am Strommarkt waren die CO₂-Preise. In Abbildung 27 befindet sich die Preisbewegung des CO₂-Kontrakts mit Lieferung im Dezember 2022 in Handelsintervallen von 30 Minuten vom 03.05.2021 bis 21.05.2021. Aus Abbildung 27 ist gut zu sehen, dass der CO₂-Preis am Dienstag, 18. Mai bei ca. 57 EUR/t gehandelt hat. Am Abend wurden noch 52 EUR/t bezahlt. Am Mittwoch, 19. Mai fiel der Preis des Kontrakts zeitweise unter 50 EUR/t. Am 20. Mai stieg der Preis wieder auf 53 EUR/t. Das gehandelte Volumen im CO₂-Kontrakt ist sowohl am 18. wie am 19. Mai aussergewöhnlich hoch.



Abbildung 27: Preis für CO₂-Kontrakt mit Lieferung im Dez. 2022 vom 03.05.2021 bis 21.05.2021 (orange Linie) und Handelsvolumina im entsprechenden Kontrakt (violette Balken), Datenquelle: Refinitiv Coal Research

Der 18. Mai war der Tag, bevor Grossbritannien den Handel mit seinem eigenen Emissionshandelssystem (ETS) aufgenommen hat. Gewinnmitnahmen und das Auslagern von Absicherungsgeschäften von Versorgern mit Engagements im britischen ETS waren wahrscheinlich der Auslöser für den starken Verkaufsdruck. Obwohl es keine Verknüpfung zwischen dem EU-Emissionshandelssystem und dem britischen Emissionshandelssystem gibt, war der steile Rückgang vom Dienstag und Mittwoch wahrscheinlich das Ergebnis von Versorgern mit Aktivitäten in Grossbritannien, die den rekordhohen Preis nutzten, um ihre Absicherungen zu veräussern, bevor sie in das britische System einstiegen.

Die Preisbewegung am Strommarkt folgte also jener des CO₂-Marktes, wo die Reaktion des Marktes auf Änderungen im System zurückzuführen war.

Die Analyse zeigte auch auf, dass die Handelsaktivität von Schweizer Marktteilnehmern im deutschen Frontjahr 2022 in der Periode vom 18.05.2021 bis 21.05.2021 im Vergleich zu vorher und nachher eher hoch war (siehe Abbildung 28). Auffälligkeiten wurden aber keine festgestellt.

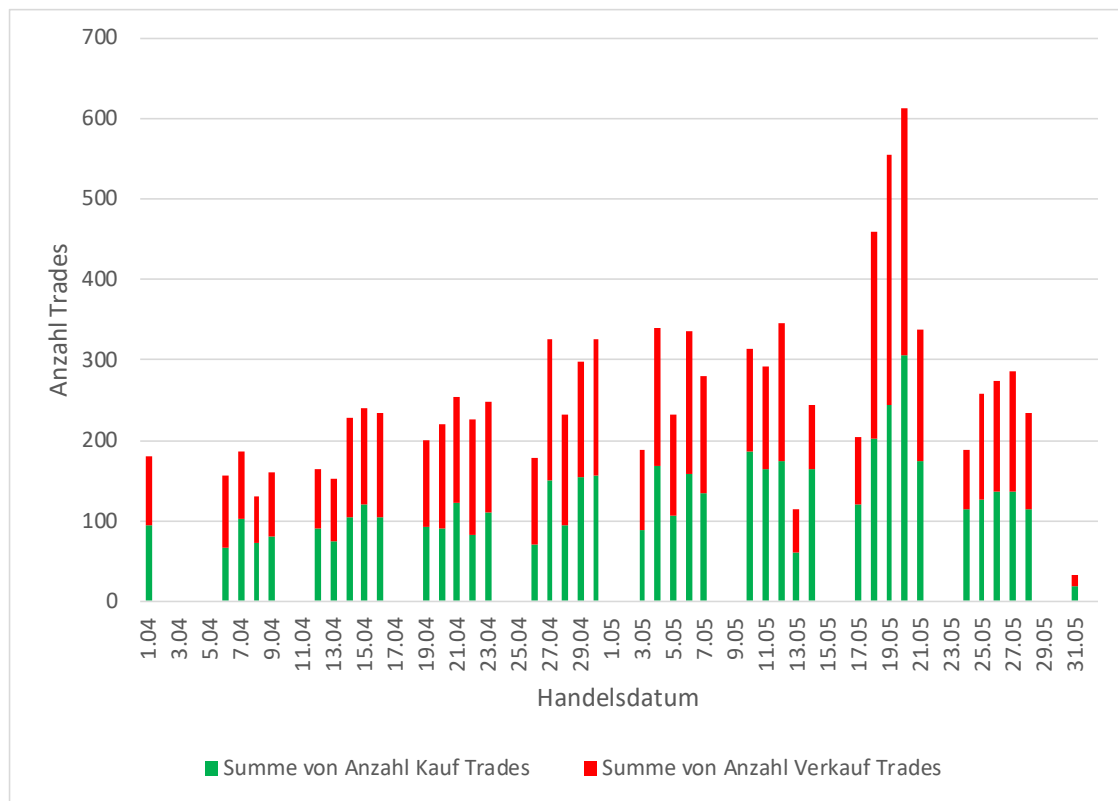


Abbildung 28: Anzahl Transaktionen von Schweizer Marktteilnehmern im Kalenderjahr 2022 Base Deutschland

3.2.2 Analyse der aussergewöhnlich hohen Gas- und Strompreise und deren Auswirkungen auf Netzbetreiber, Industrie und Endkunden

Bereits im September hat sich die Sektion Marktüberwachung mit den hohen Gas- und Strompreisen auseinandergesetzt und die möglichen Auswirkungen auf Netzbetreiber, Industrie und Endkunden analysiert. In der Analyse wurde in einem ersten Schritt kurz aufgezeigt, um wieviel der Gas- und Strompreis, aber auch der Kohle- und CO₂-Preis an den Energiegrosshandelsmärkten seit Jahresbeginn gestiegen ist. Zudem wurden die Gründe für den Preisanstieg erläutert. Dies wurde im Kapitel 2.2 Terminmarktbericht – Jahresrückblick 2021 bereits thematisiert.

In einem zweiten Schritt wurden mögliche Auswirkungen auf die Netzbetreiber untersucht. Im Oktober waren in UK die Folgen der hohen Preise bereits kritisch. Verschiedene Energieversorger meldeten bereits Insolvenz an.

Die Lage ist für Schweizer Energieversorger nicht so kritisch wie im Ausland. In der Schweiz können Energieversorger durch die Cost-Plus-Rechnung ihre Energiekosten den Endkunden in der Grundversorgung weiterverrechnen. Dies führt dazu, dass die Anreize, in der Grundversorgung spekulativ unterwegs zu sein (d.h. zum Zeitpunkt der Tarifpublikation noch nicht den ganzen Grundversorgungsbedarf für das nächste Jahr am Markt beschafft zu haben), eher gering sind. Die meisten kleinen EVUs sind in der Schweiz in der Vollversorgung bzw. in der strukturierten Vollversorgung. Mit der Vollversorgung wählen sie ein Liefermodell, innerhalb dessen der vereinbarte Preis für den Verbrauch gilt, ohne dass die Verbrauchsmenge fixiert wird. Die Preise sind ihnen somit vor der Lieferung bekannt und sie setzen sich keinem Ausgleichsrisiko aus. Das Risiko der hohen Spotpreise / Ausgleichsenergiepreise trägt ihr

Lieferant, der meistens ein grösseres EVU oder ein Produzent ist. Die Lieferanten sind ihrerseits oft Produzenten und profitieren deshalb derzeit stark von den hohen Preisen.

Dennoch gab es auch einzelne Energieversorger (zumindest eine schriftliche Anfrage hat die ElCom dazu erreicht), die zum Zeitpunkt der Tarifpublikation noch nicht die ganze Menge beschafft hatten und nun zu deutlich höheren Preisen als geplant einkaufen mussten, wodurch ihre berechneten Tarife und durch die ElCom bereits genehmigten Tarife zu tief ausfallen könnten. Das Fachsekretariat der ElCom hat zur Frage der nachträglichen oder unterjährigen Anpassung von Tarifen eine lange und gefestigte Praxis. Eine nachträgliche Anpassung der publizierten Energietarife ist nach dieser Praxis nicht zulässig. Dies ergibt sich einerseits aus der gesetzlichen Frist zur Publikation der Tarife, welche durch die Möglichkeit von nachträglichen Anpassungen beliebig umgangen werden könnte. Zudem sind die publizierten Energietarife Entscheidungsgrundlage für allfällige Wechselentscheide der (wechselberechtigten) Endverbraucher. Im vorliegenden Kontext der steigenden Strompreise ist nach dieser Praxis eine Anpassung der Energietarife nach Publikation Ende August nicht zulässig. Die Abweichungen zwischen den Tariferlösen und den tatsächlich entstandenen Beschaffungskosten kann der Energieversorger wie gewohnt über die Deckungsdifferenzen in den Folgejahren ausgleichen.

Solche starken Preisbewegungen können aber für Schweizer Energieversorgungsunternehmen (grössere EVUs und Produzenten), die sehr aktiv am Grosshandelsmarkt teilnehmen, das Kredit- und Liquiditätsrisiko erhöhen. Der Stromhandel findet in der Schweiz vor allem Over The Counter (OTC) statt, obwohl in den letzten Jahren der Handel über die Börse zugenommen hat. Siehe nächsten Abschnitt: Liquiditätsrisiken in Zusammenhang mit Hedging Aktivitäten.

In letzter Zeit ist für Schweizer Energieversorger auch das Kreditrisiko stark gestiegen. Fallen Gegenparteien aufgrund von Insolvenzen aus, müssen eventuell bereits abgeschlossene Terminmarktgeschäfte nochmals am Markt zu deutlich höheren Konditionen eingedeckt werden. Dies kann aus finanzieller Sicht problematisch sein.

Liquiditätsrisiken in Zusammenhang mit Hedging Aktivitäten

Um sich gegen grösseren Preisschwankungen abzusichern und somit das Marktrisiko zu verringern verkaufen Kraftwerksbetreiber Ihre Stromproduktion bereits drei Jahre vor der physischen Lieferung am Stromgrosshandelsmarkt. Dadurch werden zukünftige Cash Flows planbarer und eine gewisse Rentabilität wird abgesichert. Das Marktrisiko durch Absicherung zu reduzieren heisst aber auch andere Risiken zu erhöhen, nämlich das Kreditrisiko und das Liquiditätsrisiko. Werden die Verkäufe der Kraftwerksposition am OTC Markt abgeschlossen erhöht sich das Kreditrisiko. Werden sie an der Börse gemacht ist, das Kreditrisiko ausgeschlossen, aber das Liquiditätsrisiko schlägt voll durch. Mittels EFET Zusatzvereinbarungen wie den Credit Support Annex können wie bei der Börse die Kreditrisiken zulasten der Liquiditätsrisiken gemindert werden.

Die Clearing Stelle für die Börse EPEX SPOT (Spotmarkt) und EEX (Terminmarkt) ist die ECC. Als zentraler Kontrahent übernimmt die ECC das Kontrahentenrisiko für alle an ihren Partnermärkten abgeschlossenen Geschäfte. Im Falle des Ausfalls eines Clearing-Mitglieds stellt die ECC die Zahlungen an nicht ausfallende Clearing-Mitglieder sicher. Das Management des Kontrahentenrisikos ist daher ein wesentlicher Bestandteil des Geschäfts der ECC. Um über die Börse handeln zu können werden finanzielle Sicherheiten von den Marktakteuren gefordert. Die mit der Marktbewertung verbundenen Zahlungen werden als Variation Margin bezeichnet, wobei ungünstige Marktbewegungen Zahlungsanforderungen verursachen, während vorteilhafte Marktbewegungen als Guthaben beim Margin Account erscheinen. Die kumulierte Variation Margin stellt Gewinn und Verlust dar, so dass am Fälligkeitstag die kumulierte Variation Margin den Gesamtverlust einer bis zur Fälligkeit gehaltenen unrentablen Position und den Gesamtgewinn einer gewinnbringenden Position darstellt. Hat ein Marktteilnehmer 1 MW Cal 22 Base (8760MWh) an der EEX verkauft und steigt der Strompreis beim Jahresprodukt um 100 EUR/MWh, muss der Marktteilnehmer 876'000 EUR als Sicherheit stellen. Das ist der Betrag, der für die Börse nun im Risiko steht. Bei Auslieferung der Energie erhält der Marktteilnehmer die Sicherheit zurück. Zusätzlich muss der Marktteilnehmer bereits im Voraus eine so genannte «initial margin» als Sicherheit hinterlegen für den Fall, dass der Preis im Lauf der Zeit bis zur Lieferung des Stroms sich stark verändert. Bei den Berechnungen der Initial Margin spielt die Marktvolatilität eine wichtige Rolle.

Dadurch, dass die Strompreise zuletzt stark angestiegen sind, ist der Marktwert von früher getätigten Verkäufen an der EEX für Stromlieferungen in die Zukunft deutlich negativ. Der Preis für das Lieferjahr 2022 und 2023 lag vor zwei Jahren deutlich tiefer. Somit verlangen die Börsen und die Gegenparteien, mit denen ein Credit Support Annex unterzeichnet wurde, Margin Call Zahlungen, um die nicht realisierten Hedge Verluste abzusichern. Desto höher die Preisausschläge und desto höher die Marktvolatilität, desto stärker steigen die Margin Call Zahlungen. Dieser Liquiditätsbedarf sollte nicht unterschätzt werden, denn er könnte im schlimmsten Fall ein Unternehmen in die Insolvenz bringen.

Es ist wichtig zu verstehen, dass durch die hohen Preise die Kraftwerke (insbesondere Wasser- und Kernkraftwerke) an Wert gewonnen haben. Da Produzenten in der Regel den Strom bis zu drei Jahre im Voraus am Terminmarkt verkaufen, macht sich der Preisanstieg für die Erzeuger nur mit Verzögerung positiv bemerkbar. Die Herausforderungen auf der Liquiditätsseite sind der Börsenregulierung geschuldet, da plötzlich viel mehr Sicherheiten hinterlegt werden müssen. Diese erhalten die Marktteilnehmer im Energiehandel aber wieder zurück, sobald sie den Strom geliefert haben. Das Geld liegt quasi nur auf einem Sperrkonto bis zur Erfüllung des Vertrags. Dieses System soll andere Marktteilnehmer vor finanziellem Schaden schützen sollte ein Marktteilnehmer ausfallen. Das System hat somit seine Berechtigung. Die Herausforderung liegt nun darin zu schauen, ob das System allenfalls für den Energiebereich angepasst werden sollte, um zu verhindern, dass rentablen Unternehmen bei extremen Preissprüngen die Liquidität ausgeht und die Versorgungssicherheit gefährdet wird.

Auch die Industrie bemerkt die hohen Preise. Im Ausland haben einzelne Industrie- und Agrarbetriebe wegen des teuren Gaspreises ihre Produktion vorübergehend geschlossen, darunter ein grosser Düngemittelhersteller. Auch der europäische Dünger-Gigant Yara International kündigte an, die Ammoniumproduktion wegen der hohen Kosten um 40 Prozent zu reduzieren⁹. Für die Schweizer Industrie hängen die Auswirkungen davon ab, wie viele direkt am freien Markt sind und wie ihre Beschaffungsstrategie aussieht. Haben sie bereits viel im Voraus am Terminmarkt beschafft, spüren sie den Preisanstieg deutlich weniger, als wenn ihre Energiekosten auf dem Day-Ahead-Markt-Index basieren. Dass Industrieunternehmen in der Schweiz ihre Produktion aufgrund der steigenden Energiekosten eingestellt hätten, ist der ElCom nicht bekannt.

Um die Folgen auf die Schweizer Endkunden einzuschätzen, wurden verschiedene informelle Gespräche mit EVUs durchgeführt. Den Endkunden und Industriekunden werden die steigenden Energiepreise mit Verzögerung über die Tarife weiterverrechnet. Sind die Tarife der Versorger aber rein gestehungskostenbasiert, sollten sich Preisänderungen am Grosshandelsmarkt nicht auf ihre Tarife auswirken.

3.2.3 Analyse der Auswirkungen von windbedingten Grenzkapazitätskürzungen auf den Day-Ahead-Spread Deutschland-Schweiz

Im Oktober 2021, während des starken Strompreisanstieges, fiel auf, dass die Preisunterschiede zwischen Deutschland und der Schweiz in den Day-Ahead-Auktionen Werte von über 200 EUR/MWh erreichten. Dafür gab es mehrere Gründe.

Zuerst einmal muss festgehalten werden, dass die Kapazitäten zur Übertragung von Strom von Deutschland in die Schweiz stark abhängig sind von der Stromproduktion aus Windkraftwerken in Deutschland. Abbildung 29 verdeutlicht dies.

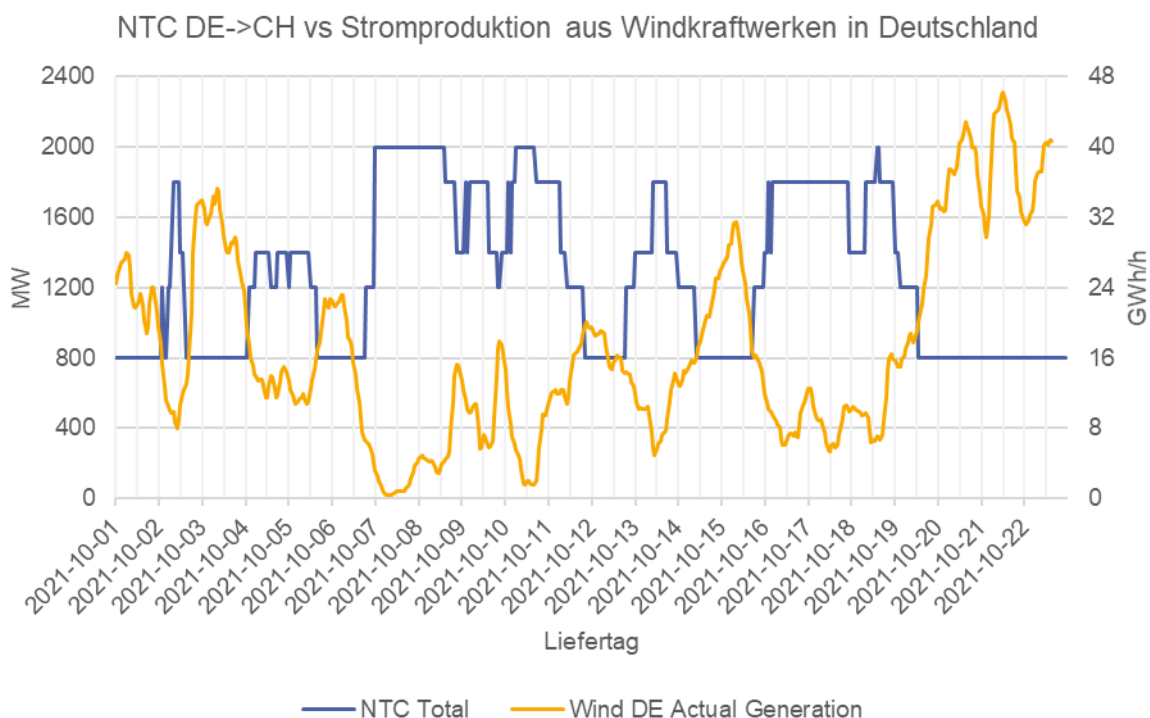


Abbildung 29 – linke Achse: gesamte Grenzübertragungskapazität DE->CH (NTC Total), rechte Achse: stündliche Stromproduktion aus Windkraftwerken in Deutschland (onshore + offshore)

Je grösser die Stromproduktion aus Windkraftwerken, desto kleiner ist die verfügbare Kapazität zum Import von Strom aus Deutschland.

⁹ <https://www.agrarheute.com/markt/diesel/diesel-heizuel-strom-so-verdammt-teuer-585701>

Der Grund für die Reduktion liegt in der Belastung der Netze. Fragt die Schweiz bei hoher deutscher Windstromproduktion viel (entsprechend billigen) Strom aus Deutschland nach, geraten die innerdeutschen Netzkapazitäten an die Belastungsgrenze. Der Windstrom kann nicht nach Süden und in die Schweiz transportiert werden. Entsprechend müssen Reservekraftwerke in Süddeutschland Strom produzieren, um die Nachfrage aus der Schweiz zu befriedigen. Dies führt zu hohen Netzkosten in Deutschland. Um dies zu vermeiden, wird die Grenzkapazität in Richtung Schweiz bei hoher Windstromproduktion reduziert, um hohe Stromflüsse in die Schweiz zu verhindern.

Abbildung 30 zeigt, dass die Preisunterschiede (Spreads) in Zeiten mit reduzierter Grenzkapazität deutlich höher waren als wenn viel Grenzkapazität zur Verfügung stand. Aus der Grafik wird auch ersichtlich, dass der Preis für die Grenzkapazität Deutschland Richtung Schweiz, welche am Vortag versteigert wurde, bei reduziertem Kapazitätsangebot (NTC Day-Ahead) ebenfalls hoch war.

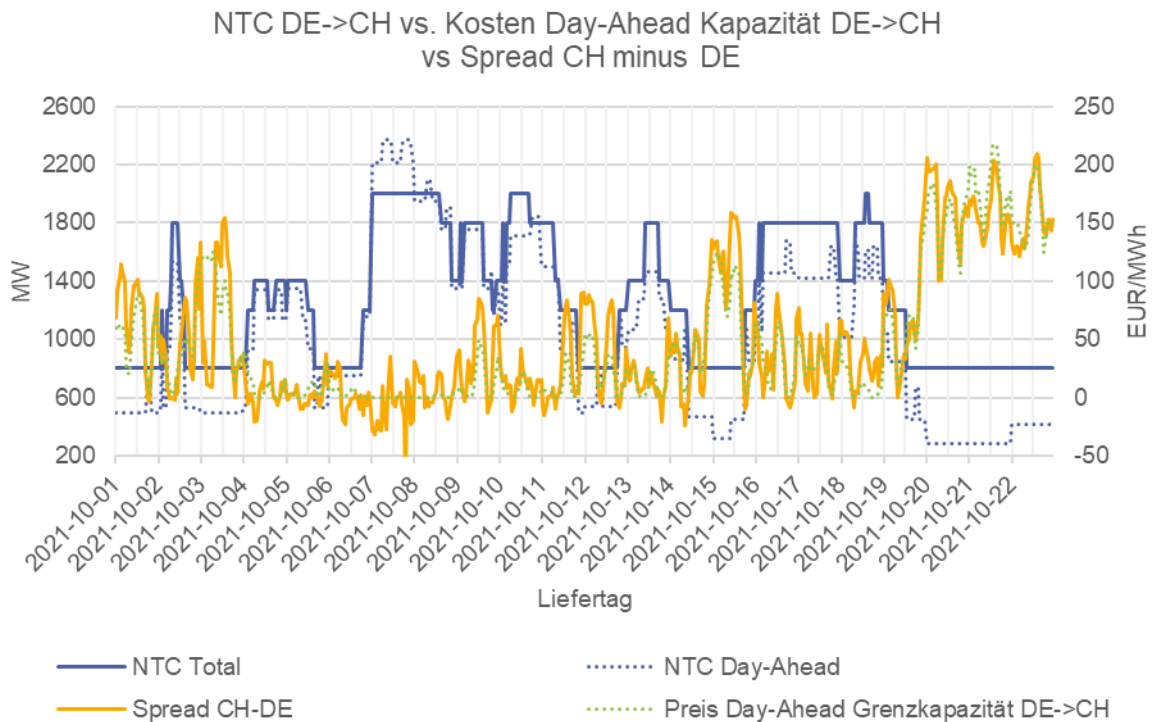


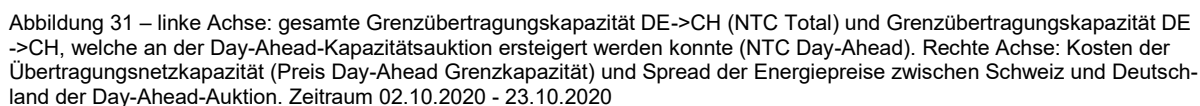
Abbildung 30 – linke Achse: gesamte Grenzübertragungskapazität DE->CH (NTC Total) und Grenzübertragungskapazität DE->CH, welche an der Day-Ahead-Kapazitätsauktion ersteigert werden konnte (NTC Day-Ahead). Rechte Achse: Kosten der Übertragungsnetzkapazität (Preis Day-Ahead-Grenzkapazität) und Spread der Energiepreise zwischen Schweiz und Deutschland der Day-Ahead-Auktion für den Zeitraum 01.10.2021 - 22.10.2021.

Weht in Deutschland viel Wind, sind in der Regel Braunkohlekraftwerke preissetzend. In Frankreich und Italien hingegen sind es bei hoher Nachfrage und/oder geringem Angebot die Grenzkosten der Gaskraftwerke, die den Preis bestimmen. Diese waren im Oktober aufgrund der hohen Gaspreise deutlich über den Grenzkosten der Braunkohlekraftwerke (Abbildung 5).

Der Preis in der Schweiz wiederum ist stark abhängig von den Grenzkosten der Wasserkraftwerke. Diese Grenzkosten hängen davon ab, wieviel Strom zu welchen Preisen aus dem Ausland importiert werden kann und wie hoch die Preise auf den Terminmärkten in Europa sind. Ein Wasserkraftwerk wird seinen Strom zum bestmöglichen Preis verkaufen, weshalb die Angebote von Wasserkraftwerken in der Day Ahead-Auktion auch davon abhängen, zu welchem Preis der Strom auf den Terminmärkten verkauft werden könnte. Die Terminmarktpreise wiederum stiegen im Oktober stark an, siehe auch Kapitel 2.2 und 3.2.3

Wird die Grenzkapazität von Deutschland Richtung Schweiz reduziert, kann nicht genug (billigerer) deutscher Strom zur Deckung der Nachfrage in die Schweiz importiert werden. Es muss mehr Strom in der Schweiz selbst erzeugt werden, oder der Strom muss aus anderen Ländern mit höheren Preisen

Der Rückblick auf die Situation im gleichen Zeitraum 2020 auf Abbildung 31 veranschaulicht, dass die Kürzung der NTCs in der angespannten Preissituation im Oktober 2021 an den Terminmärkten zu deutlich grösseren Preisdifferenzen zwischen der Schweiz und Deutschland führte: In der Vorjahresperiode 2020 blieb der Spread der Energiepreise in der Regel auch während Perioden mit gekürzten Grenzkapazitäten unter 50 EUR/MWh.



4 Das Stromversorgungsgesetz: die gesetzliche Grundlage zur Marktüberwachung

¹⁰ Siehe auch Bericht der ElCom [Berücksichtigung des Schweizer Netzes in der Kapazitätsberechnung der EU](https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/berichte-und-studien.html), <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/berichte-und-studien.html>

In diesem Zusammenhang reichte Nationalrat Jürg Grossen am 07.12.2021 zusammen mit 17 Mitunterzeichnenden eine parlamentarische Initiative ein mit dem Titel *Mehr Transparenz und Integrität im Stromgrosshandel sorgt für faire Preise für Stromverbraucher*¹¹. Der Text der Initiative lautet:

Es sind die gesetzlichen Grundlagen für eine wirksame Aufsicht über den Elektrizitätsgrosshandelsmarkt zu schaffen. Sie beinhalten insbesondere Bestimmungen, mit welchen Marktmanipulation und das Ausnützen von Insiderinformationen geahndet werden können.

Begründet wird die Initiative unter anderem mit Gefahr von Preisverzerrungen durch Insiderhandel und durch unentdeckte Preismanipulationen. Verzerrte Preise wiederum sendeten falsche Signale an Investoren, wodurch Investitionen in neue erneuerbare Energieträger, wichtige Ersatzinvestitionen und Erneuerungen der Stromversorgungsinfrastruktur gefährdet seien. Manipulierte Preise könnten sich auch in erhöhten Endverbraucher-Strompreisen niederschlagen. Durch die zunehmende Abkoppelung des Schweizer Marktes von der EU nehme auch die Liquidität im Schweizer Markt ab, weshalb ein Monitoring des Stromgrosshandels an Relevanz gewinne.

Das Ziel der parlamentarischen Initiative sei die Schaffung eines transparenten und integren Stromgrosshandels in der Schweiz, der fehlbarem Verhalten vorbeuge, faire Preise garantiere und so zu einer volkswirtschaftlich optimalen Stromversorgung beitrage.

Zum Zeitpunkt der Erstellung des Markttransparenzberichts war die parlamentarische Initiative noch nicht behandelt worden, und ein Datum der Behandlung war nicht bekannt. Eine Annahme der parlamentarischen Initiative würde der ElCom erlauben, den Schweizer Stromgrosshandel besser zu überwachen. Dies erhöht die Glaubwürdigkeit von Preissignalen und das Vertrauen in einen funktionierenden, fairen Grosshandelsmarkt. Zudem würde es die Zusammenarbeit mit den Stromregulatoren der Nachbarländer erleichtern, da sich die rechtlichen Grundlagen in der Schweiz denjenigen der EU angleichen würden.

5 Weitere Tätigkeiten zu Markttransparenz und -überwachung

5.1 Zusammenarbeit im In- und Ausland

Auch im zweiten Jahr der Corona-Pandemie wurde der Austausch mit Energieregulierungsbehörden aus umliegenden Ländern betreffend Marktüberwachung und Marktintegrität virtuell fortgesetzt. Im Rahmen dieser Koordinationssitzungen werden unterschiedliche Herangehensweisen bei der Marktüberwachung und -beobachtung besprochen. Dabei konnten auch aktuelle Marktereignisse und -entwicklungen diskutiert werden. Gegen Ende des Jahres lag der Fokus der Gespräche auf den Auswirkungen der hohen Preise, nicht nur im Strom, sondern vor allem auch in anderen Commodities, auf dem Markt und den Marktteilnehmern.

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.

Das sonst jährliche bilaterale Treffen mit der SIX fand diesmal gleich zwei Mal statt. Der Grund dafür war, dass die Marktüberwachung bei der SIX neu von Christian Müller übernommen worden ist und dadurch neue Systeme in Betrieb sind und die Infrastruktur angepasst worden ist. Bei einem zweiten Treffen wurde das neu auf künstlicher Intelligenz basierende Marktüberwachungstool live präsentiert.

Beim jährlich stattfindenden Methodenerfahrungsaustausch mit der Eidgenössische Finanzmarktaufsicht (FINMA) wurde unter anderem auch der verstärkte Einsatz von algorithmischem und Hochfrequenzhandel und deren Auswirkungen auf die Marktüberwachung thematisiert.

Ein themenbezogener Austausch erfolgte mit Swissgrid während des ganzen Jahres.

¹¹ <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20210510>

Uneingeschränkt fortgesetzt wurden ebenfalls die Arbeiten im europäischen Bereich. Die EICom nahm weiterhin an den Sitzungen der Council of European Energy Regulators (CEER) Market Integrity and Transparency Working Group (CMIT) teil. Diese führte auch in diesem Jahr unter den europäischen Energieregulierungsbehörden *National Regulatory Agencies* (NRAs) eine Befragung zum Stand der Implementierung der REMIT-Verordnung in den EU-Mitgliedstaaten durch. Auch wenn in der Schweiz nicht REMIT, sondern die nationale Gesetzgebung angewandt wird, unterstützt die EICom von Anfang an die Initiative und beteiligt sich sowie an der Verfassung der Befragung als auch – seit diesem Jahr – an der Auswertung und der Analyse der übermittelten Informationen. Aus der diesjährigen Umfrage geht hervor, dass der Stand der Implementierung der REMIT-Verordnung in den einzelnen EU-Ländern im Hinblick auf die eingesetzten personellen Ressourcen, technische Ausstattung und den Austausch mit ACER EU-weit wie in den Jahren davor sehr unterschiedlich verläuft. Insgesamt wurden Fortschritte verzeichnet, doch aufgrund der COVID-19-Pandemie und der daraus resultierenden Einschränkungen kam es zu Beeinträchtigungen bei der Überwachungsarbeit der EU-Energieregulatoren.

Des Weiteren nahm das Fachsekretariat der EICom an dem dieses Jahr von ACER online organisierten REMIT-Forum teil. Der Schwerpunkt der diesjährigen Tagung fokussierte sich hauptsächlich auf 10 Jahre REMIT. Dieses Jubiläum gab Anlass zu feiern, zurück zu blicken, was erreicht wurde, wo die Probleme liegen und nach vorne zu schauen: was getan werden sollte, um das Regulierungssystem zu verbessern. Dabei wurden vor allem die wichtigsten zukünftigen Herausforderungen von REMIT in den nächsten zwei bis drei Jahren, wie beispielsweise die Verlagerung der Handelsaktivitäten auf immer kurzfristigere und damit auch flexiblere Märkte diskutiert. In den verschiedenen Panels wurde besprochen, wie diese Herausforderungen am besten angegangen werden können. Offen wurde dabei auch angesprochen, ob es ein REMIT II geben soll und welche der vorgeschlagenen Anpassungen darin in welcher Form Niederschlag finden sollen.

In diesem Zusammenhang hat ACER auch ein Verfahren zur Anforderung weiterer Informationen von den benannten Strommarktbetreibern *Nominated Electricity Market Operators* (NEMOs), die auf dem Markt für die einheitliche untertägige Kopplung *Single Intraday Coupling* (SIDC) tätig sind, eingeleitet. Diese Informationen werden benötigt, um die Handelsdynamik und die lokale Sicht auf das gemeinsame Auftragsbuch im SIDC-Markt zu rekonstruieren und damit ACER in die Lage zu versetzen, ihren Auftrag zur Überwachung der Energiegrosshandelsmärkte gemäss Artikel 7 der REMIT vollständig zu erfüllen. Die Bereitstellung der relevanten Informationen an ACER ermöglicht es der Agentur, die Integrität und Transparenz des europäischen Grosshandelsmarktes, insbesondere des einheitlichen Intraday-Marktes, wirksam entsprechend den REMIT-Vorgaben zu überwachen.

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

5.2 Sonstige Aktivitäten mit Bezug zu Markttransparenz und Marktüberwachung

Auch 2021 waren die Auswirkungen der Corona-Pandemie in den Marktbeobachtungen zu spüren. Trotz der vorübergehenden Homeoffice-Pflicht wurde der operative Betrieb und das Monitoring des Schweizer Elektrizitätsgrosshandelsmarktes sowie der Aktivitäten der Schweizer Marktteilnehmer in der Europäischen Union im Secure Room aufrechterhalten. Dies im Gegensatz zu einigen umliegenden Regulierungsbehörden.

Eines der Highlights war die Durchführung des im Jahr zuvor aufgrund der Corona-Pandemie abgesagten Workshops Marktüberwachung. Der Workshop stand wie im Vorjahr geplant unter dem Motto: «Algorithmischer Handel – Auswirkungen im Energiehandel» und wurde 28. Mai 2021 das erste Mal online abgehalten. Im Rahmen des Workshops wurden im ersten Teil die wichtigsten Aspekte des Markttransparenzberichts 2020 vorgestellt sowie zwei aktuelle Analysen der Marktüberwachung präsentiert. Der

zweite Teil der Veranstaltung fokussierte sich darauf, den algorithmischen Energiehandel aus unterschiedlichen Blickwinkeln zu beleuchten. Dabei wurde der algorithmische Handel aus akademischer Sicht betrachtet und die Auswirkungen von einem verstärkten Einsatz von Algorithmen auf den Börsenhandel dargestellt. Zudem hat die ElCom die Ergebnisse der durchgeführten Umfrage zum Einsatz von Algorithmen im Stromhandel durch Schweizer Marktteilnehmer und ihre Mitteilung zum Algorithmischen Handel vorgestellt. Zum Abschluss präsentierte die Bundesnetzagentur einen REMIT-Fall im Zusammenhang mit dem Einsatz von Algorithmen im Gashandel in Deutschland und es gab noch praktische Beispiele aus Sicht eines Compliance Officers eines Marktteilnehmers. Je mehr gewisse Märkte nur noch mit Algorithmen bedient werden können, desto grösser ist die Gefahr, dass kleinere Firmen nicht mehr mithandeln können, weil der Aufwand für eine Algorithmus-Erstellung zu gross ist. Eine anschließende Umfrage ergab, dass ein Update der Befragung zur Anwendung von Algorithmen im Energiehandel von 2019 von grossem Interesse wäre. Es wäre sehr spannend zu sehen, wie sich die Zahlen über die Jahre verändert haben.

Interessant war auch noch zu beobachten, wie sich die partielle Sonnenfinsternis, die am 10. Juni 2021 während der Mittagszeit stattfand, auf die Marktpreise auswirkte. Dabei war in Deutschland ein kleiner Peak im Day-Ahead-Markt in der Mittagzeit feststellbar, bei dem der Marktpreis von 73 EUR/MWh auf 82 EUR/MWh gestiegen ist. Interessant war dabei, dass die Auswirkung auf die Preise nicht so stark war wie bei der letzten Sonnenfinsternis. Diese war gerade bei den Intraday-Preisen deutlich spürbar gewesen. Der Grund für die geringeren Auswirkungen auf die Marktpreise ist wahrscheinlich, dass es mittlerweile viele Möglichkeiten gibt, kurzfristige Einspeise- und Bedarfsänderungen abzufangen, wie zum Beispiel die 15-Minuten-Intraday-Auktionen am Vortag und verbesserte Prognosen, die dazu führen, dass die Marktteilnehmer besser vorbereitet sind. In der Schweiz waren die Auswirkungen auf den Day-Ahead-Preis aufgrund der geringen Photovoltaik-Einspeisung aber kaum spürbar.

Am Grosshandelsmarkt sind die Spot- und Terminmarktpreise vor allem ab August 2021 stark angestiegen (das Kalenderjahr 2022 Base Schweiz handelte zu Beginn des Jahres bei ca. 52.5 EUR/MWh und notierte Ende 2021 bei 229 EUR/MWh). Aus diesem Grund gab es ab diesem Zeitraum verstärkt Anfragen von Journalisten und von Endkunden betreffend die Auswirkungen der hohen Strom- und Gaspreise auf die Endkumentarife. Alle Anfragen wurden umfassend beantwortet. Mehr zu den Hintergründen dieser Preisentwicklungen ist in Kapitel 3.2.2. erläutert.

Neben den wöchentlichen Spot- und Terminmarktberichten mit Marktkommentaren und dem Markttransparenzbericht 2020 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 ElCom in der Rubrik „Berichte und Studien“ publiziert.

6 Ausblick

Bleiben die Grosshandelspreise auf dem derzeit hohen Niveau? Dies wird sich weisen. Die Veränderung von wichtigen preisbeeinflussenden Faktoren wie der Ukraine Krise, dem Start von Gaslieferungen durch die neuen Pipeline Nordstream 2, der Verfügbarkeit der französischen Atomkraftwerke, politischer Entscheidungen zum CO₂-Markt oder auch Temperatur, Sonneneinstrahlung und Windaufkommen lassen sich für längere Zeithorizonte nur mit grosser Unsicherheit vorhersagen. Der Markt glaubt derzeit noch nicht an eine Entspannung, berücksichtigt man die Preise für das Jahresprodukt 2023, welches momentan immer noch deutlich über 100 EUR/MWh handelt.

Aufgrund der steigenden und volatilen Preisentwicklungen gegen Ende 2021 stellt sich die Frage, ob betreffend Versorgungssicherheit nicht nur der Aspekt Produktion und Netz gemonitort werden sollte, sondern auch beobachtet werden sollte, inwiefern kommerzielle und finanzielle Ansprüche von Börsen und Clearinghäusern zu einem Systemproblem führen und somit die Versorgungssicherheit gefährden könnten.

Die seit der Finanzkrise implementierten Margining-Regeln können bei hohen Preisen und grossen Volatilitäten im Markt zu ausserordentlich hohen (täglichen) Liquiditätsforderungen führen. Das Problem

bei den Energiehändlern ist dabei, dass sie nicht wie Banken über grosse Mengen an Cash verfügen, sondern ihre Liquidität in ihren Assets gebunden ist.

Die zentralen Clearinghäuser und Börsen unterstehen der EU-Finanzmarktregulierung und können daher keine Ausnahmen für Commodity Trader gewähren. Um längerfristig solche Entwicklungen vermeiden zu können, wäre es gegebenenfalls notwendig, etwaige Anpassungen der Clearing-Vorgaben für Commodity Trader vorzunehmen oder die Möglichkeit zu evaluieren, dass Clearinghäuser in Extremsituationen in Abstimmung mit ihren Aufsichtsbehörden in einem vorgegebenen Rahmen Parameter ihrer Margin-Modelle anpassen können.

Aktuell kann die ElCom solche Marktentwicklungen und allfällige Konsequenzen daraus nicht vorzeitig erkennen und einschätzen, da Stromtransaktionen (Orders und Trades) mit Lieferort Schweiz derzeit nicht unter Artikel 26a ff StromVV fallen und daher nicht an die ElCom rapportiert werden. Dadurch kann die ElCom dieser Aufgabe nicht nachkommen. Die im Jahr 2022 anstehende Revision des StromVG bietet eine Gelegenheit, dies zu ändern.

Auch 2021 gab es einige neue Fälle von Marktmanipulation im Energiegrosshandelsmarkt in der EU. ACER hat bis Ende des dritten Quartals 2021 61 neue Fälle eröffnet und im Gegenzug in diesem Zeitraum 41 Fälle geschlossen. Dabei werden EU-weit vermehrt Sanktionen wegen Verstössen gegen REMIT mit teilweise hohen Geldstrafen ausgesprochen.

Interessant war in diesem Zusammenhang auch, dass Ofgem einen dritten Fall betreffend Marktmanipulation hinsichtlich der Bereitstellung von irreführender Informationen an Systembetreiber auf dem Ausgleichsmarkt sanktioniert hat. Basierend auf REMIT sind Regulierungsbehörden in der EU in der Lage, durch Aufdeckung solcher Fälle potenziell versorgungssicherheitsgefährdende Marktmechanismen zu identifizieren und das Risiko zukünftiger Fehlverhalten zu reduzieren.

Im Hinblick auf eine Weiterentwicklung von REMIT wurde die Frage aufgeworfen, ob eine stärkere Zentralisierung der Durchsetzungsbefugnisse und eine Harmonisierung der Sanktionen erforderlich sind. REMIT sollte weiterentwickelt werden, um das Vertrauen in die Märkte zu erhalten. In diesem Zusammenhang könnte das REMIT-Reporting von mehr Flexibilität bei der Datenerhebung profitieren. Beispielsweise würde mehr Flexibilität beim Anwendungsbereich, den zugrundeliegenden Definitionen und der Art und Weise, wie Daten gemeldet werden, REMIT in die Lage versetzen, besser mit den Marktentwicklungen Schritt zu halten, die teilweise durch eine stärkere Marktintegration, wie beispielsweise das Market Coupling oder den Ausbau von SIDC sowie das Entstehen von Ausgleichsmarktplattformen, getrieben werden. Aus diesem Grund wird auch in den kommenden Jahren die Zahl der rapportierten Datensätze weiterhin kontinuierlich zunehmen. Der verstärkte Einsatz von algorithmischem Handel und die technologische Entwicklung wie künstliche Intelligenz (KI), maschinelles Lernen (ML) etc. werden zu weiteren Veränderungen führen.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anzahl der bei der ECom registrierten Schweizer Marktteilnehmer per 31.12.2021	4
Abbildung 2: Anzahl der bei EU-Regulierungsbehörden registrierten Schweizer Marktteilnehmer	5
Abbildung 3: Gemeldete Daten seit Beginn der Reporting-Verpflichtung. Fundamentaldaten beinhalten Produktionsdaten von Kraftwerken, Lastdaten, Verfügbarkeit von Grenzkapazitäten, kommerzielle Grenzflüsse, Meldungen zu Ausfällen von Strominfrastruktur, etc.	7
Abbildung 4: Aufteilung der Standardverträge nach Kurzfrist- und Terminhandel	8
Abbildung 5: Grenzkosten von Braun-, Steinkohle und Gaskraftwerke auf Basis der Frontmonatsprodukte für Kohle, Gas und CO ₂	10
Abbildung 6: Monatliche durchschnittliche Spotpreise an der Schweizer Day-Ahead-Auktion, Datenquelle: EEX	10
Abbildung 7: Day-Ahead-Base-Preise für Schweiz (CH), Deutschland (DE), Österreich (AT) und Frankreich (FR), Datenquelle: EEX	11
Abbildung 8: Preisdauerkurve Day Ahead-Preise Schweiz, 2021 und 2020	12
Abbildung 9: Aktuelle Volatilität für Day-Ahead Base Preise für Schweiz und Deutschland, Datenquelle: EEX	13
Abbildung 10: Tagesdurchschnitt der aktuellen Stromproduktion in der Schweiz nach Produktionstyp	14
Abbildung 11: Füllstände der Speicherseen Schweiz 2021 und 2020, Datenquelle: BFE	14
Abbildung 12: Produktion französischer Atomkraftwerke 2021 verglichen mit 2020, Datenquelle: Refinitiv Power Research	15
Abbildung 13: Erzeugung aus Windkraftwerke in Deutschland 2021 vs. Normwerte, Datenquelle: Refinitiv Power Research	15
Abbildung 14: Residuallast versus Day Ahead-Stundenpreis in Deutschland 2021, Datenquelle: EEX, ENTSO-E	16
Abbildung 15: Netto kommerzielle Flüsse an den Schweizer Grenzen, Datenquelle: EEX	17
Abbildung 16: Netto kommerzieller Fluss an der Grenze Schweiz – Deutschland, Datenquelle: ENTSO-E	17
Abbildung 17: Total netto kommerzielle Flüsse 2021 an den Grenzen der Schweiz, Datenquelle: ENTSO-E	18
Abbildung 18: Preisverlauf im Jahr 2021 der Strom-Base-Frontjahreskontrakte 2022, unten für die bessere Sichtbarkeit des grossen Preisanstiegs im letzten Quartal Ausschnitt von 1.10 bis 31.12.2021 Datenquelle: EEX	19
Abbildung 19: Preisverlauf im Jahr 2021 der Strom-Base-Jahreskontrakte 2022 – 2024 mit Lieferort Schweiz, Datenquelle: EEX	20
Abbildung 20: Preisverlauf 2021 für das 2022-Produkt für CO ₂ (EUA), Gas (NCG) und Kohle (ARA-Region), Datenquelle: EEX und Refinitiv Power Research	21
Abbildung 21: Korrelation der Strompreise für das Produkt Base 2022 (Lieferort Deutschland) mit den Commodities Gas (Base 2022 NCG/THE), Kohle (Base API 2) und CO ₂ (EUA Dez 2022)	22
Abbildung 22: Verteilung der EEX Settlementpreise für das erste Quartal Base CH vs. Durchschnitt der Spotpreise für das erste Quartal der Lieferjahre 2016 bis 2021	23
Abbildung 23: Verteilung der EEX Settlementpreise für das zweite Quartal Base CH vs. Durchschnitt der Spotpreise für das zweite Quartal der Lieferjahre 2016 bis 2021	24
Abbildung 24: Verteilung der EEX Settlementpreise für das dritte Quartal Base CH vs. Durchschnitt der Spotpreise für das dritte Quartal der Lieferjahre 2016 bis 2021	25
Abbildung 25: Verteilung der EEX Settlementpreise für das vierte Quartal Base CH vs. Durchschnitt der Spotpreise für das vierte Quartal der Lieferjahre 2016 bis 2021	26
Abbildung 26: Übersicht der bei der ECom eingegangenen STORs	27
Abbildung 27: Preis für CO ₂ -Kontrakt mit Lieferung im Dez. 2022 vom 03.05.2021 bis 21.05.2021 (orange Linie) und Handelsvolumina im entsprechendem Kontrakt (violette Balken), Datenquelle: Refinitiv Coal Research	28
Abbildung 28: Anzahl Transaktionen von Schweizer Marktteilnehmern im Kalenderjahr 2022 Base Deutschland	29
Abbildung 29 – linke Achse: gesamte Grenzübertragungskapazität DE->CH (NTC Total), rechte Achse: stündliche Stromproduktion aus Windkraftwerken in Deutschland (onshore + offshore)	32

Abbildung 30 – linke Achse: gesamte Grenzübertragungskapazität DE->CH (NTC Total) und Grenzübertragungskapazität DE ->CH, welche an der Day-Ahead-Kapazitätsauktion ersteigert werden konnte (NTC Day-Ahead). Rechte Achse: Kosten der Übertragungsnetzkapazität (Preis Day-Ahead-Grenzkapazität) und Spread der Energiepreise zwischen Schweiz und Deutschland der Day-Ahead-Auktion für den Zeitraum 01.10.2021 - 22.10.2021.....	33
Abbildung 31 – linke Achse: gesamte Grenzübertragungskapazität DE->CH (NTC Total) und Grenzübertragungskapazität DE ->CH, welche an der Day-Ahead-Kapazitätsauktion ersteigert werden konnte (NTC Day-Ahead). Rechte Achse: Kosten der Übertragungsnetzkapazität (Preis Day-Ahead-Grenzkapazität) und Spread der Energiepreise zwischen Schweiz und Deutschland der Day-Ahead-Auktion. Zeitraum 02.10.2020 - 23.10.2020.....	34

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Liste der bei der ECom angebundenen RRM per 31. Dezember 2021	6
Tabelle 2: Tagesdurchschnittspreise der EPEX SPOT Day Ahead-Auktion vs. an der EEX zuletzt gehandelter Terminmarktpreis nach Lieferperiode und Lieferland	9

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)
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)
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
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
IIP	Inside Information Platform
IPCEI	Important Projects of Common European Interest
KI	Künstliche Intelligenz
LNG	Liquefied Natural Gas
LPG	Liquefied Petroleum Gas
MIT	Market Integrity and Transparency
ML	Maschinelles Lernen
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
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