



Markttransparenz 2019

Bericht der ElCom

Bern, im Mai 2020

Inhaltsverzeichnis

Vorwort von Matthias Finger	4
1 Marktüberwachung in der Schweiz: Zahlen und Fakten	5
2 Marktüberblick	9
2.1 Spotmarktbericht – Jahresrückblick 2019	9
2.2 Terminmarktbericht – Jahresrückblick 2019.....	18
3 Wesentliche Marktüberwachungsaktivitäten der ElCom	20
3.1 Analysearbeit und Analysestatistik	20
3.2 Auswirkung der Einführung von XBID-Reporting auf die Datenqualität	21
3.3 Umfrage und Mitteilung zum algorithmischen Handel	21
3.4 Analyse zum Crossborder Intraday-Handel	25
3.5 Analyse zur möglichen Manipulation eines Marktindexes	32
3.6 Analyse Intraday-Handel vs. Balancing.....	34
4 Weitere Tätigkeiten der ElCom zu Marktüberwachung	36
4.1 Zusammenarbeit im In- und Ausland	36
4.2 Sonstige Aktivitäten mit Bezug auf Marktüberwachung	37
5 Überwachung von Schweizer Marktteilnehmern durch ausländische Regulatoren	38
5.1 Geltende rechtliche Lage.....	38
5.2 Der Fall «Vitol»	38
6 Die Digitalisierung im Fokus der ElCom	39
6.1 Entwicklungen in der Energiewirtschaft.....	39
6.2 CEER Paper: Dynamic Regulation to Enable Digitalization	40
6.3 Regulatorische Aspekte in der Schweiz	41
7 Ausblick	41
7.1 Glossar	43

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anzahl der bei der ECom registrierten Schweizer Marktteilnehmer	5
Abbildung 2: Anzahl der bei EU-Regulatoren registrierten Schweizer Marktteilnehmer.....	6
Abbildung 3: Anzahl der an die ECom rapportierten Daten 2016–2019.....	7
Abbildung 4: Standardverträge rapportiert für 2019	8
Abbildung 5: Territoriale Verteilung der organisierten Marktplätze.....	8
Abbildung 6: Aufteilung der organisierten Marktplätze nach Typ	9
Abbildung 7: Swiss Base und Peak Day Ahead-Preise 2019	11
Abbildung 8: Day Ahead Base-Preise für Schweiz, Deutschland und Frankreich.....	11
Abbildung 9: Day Ahead-Prognose: kumulierte Erzeugung aus Wind und Solar vs. Last in Deutschland	12
Abbildung 10: Tagesdurchschnitt der Last in der Schweiz 2019.....	13
Abbildung 11: Tagesdurchschnitt der netto kommerziellen Flüsse Schweiz - Nachbarländer	14
Abbildung 12: Tagesdurchschnitt der aktuellen Stromproduktion in der Schweiz nach Produktionstyp.....	15
Abbildung 13: Tagesdurchschnitt der aktuellen Stromproduktion in Frankreich nach Produktionstyp	16
Abbildung 14: Tagesdurchschnitt der aktuellen Stromproduktion in Deutschland nach Produktionstyp	16
Abbildung 15: Tagesdurchschnitt der aktuellen Produktion aus Wind und Solar in Deutschland	17
Abbildung 16: Tagesdurchschnitt der aktuellen Produktion aus erneuerbaren Quellen in der Schweiz.....	17
Abbildung 17: Füllstände der Speicherseen Schweiz 2019	18
Abbildung 18: Preisverlauf im Jahr 2019 der Strom-Base-Frontjahreskontrakte 2020.....	19
Abbildung 19: CO ₂ -, Kohle- und Erdgas-Preisentwicklung der 2020-Kontrakte	20
Abbildung 20: Übersicht der bei der ECom eingegangenen STORs	20
Abbildung 21: Anzahl Marktteilnehmer, die Handelsalgorithmen einsetzten, aufgeteilt nach «make/buy»	22
Abbildung 22: Anzahl Marktteilnehmer, die Handelsalgorithmen einsetzten, aufgeteilt nach Markt	23
Abbildung 23: Einsatz von Handelsalgorithmen nach Lieferort	23
Abbildung 24: Antwort auf Hauptfragen in der Testphase bei Unternehmen, die Algorithmen selbst entwickeln ..	24
Abbildung 25: Antwort auf Hauptfragen in der Testphase bei Unternehmen, die Algorithmen extern beschaffen ..	24
Abbildung 26: Etablierung von entsprechenden Risikokontrollen im Unternehmen.....	25
Abbildung 27: Auswertung von Reservationsverhalten in beide Richtungen der Grenze	26
Abbildung 28: Auswertung von Reservationsverhalten kurz nach Eröffnung der Reservationsplattform.	27
Abbildung 29: Preisdifferenz Schweiz-Deutschland in der Day Ahead-Auktion für Stundenprodukte 2019.....	28
Abbildung 30: Korrelation zwischen Preisdifferenz Schweiz-Deutschland und früher Reservation	28
Abbildung 31: Verteilung der Reservationszeitpunkte im Vergleich zum Lieferperiodenstart	29
Abbildung 32: Saisonale Unterschiede der Zeitspannen von der Reservation bis zum Beginn der Lieferperiode ..	30
Abbildung 33: Stunden von Reservation bis Beginn der Lieferperiode nach reserviertem Volumen	31
Abbildung 34: Häufigkeit der Reservationsvolumina.....	31
Abbildung 35: Day Ahead-Markt-Index (DAM Index CH) vs. Intraday-Markt Index (IDM Index CH)	33
Abbildung 36: Day Ahead-Markt-Index (DAM Index CH) vs. Intraday-Markt Index (IDM Index CH).....	34

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Liste der bei der ECom angebundenen RRM per 31. Dezember 2019	6
Tabelle 2: Base-Preise in Lieferung der gehandelten Elektrizitätsgrosshandelsprodukte nach Lieferperiode und Lieferland	10
Tabelle 3: Balancing-Markt Frankreich vs. Intraday-Markt.....	34

Vorwort von Matthias Finger

Betreffend Markttransparenz stand in der Europäischen Union (EU) ganz im Zeichen der ersten REMIT-Fälle, die vorwiegend im Gasbereich für Aufsehen sorgten. Diese Fälle zeigten, dass sich Energiehandel – oder Handel überhaupt – immer in einer gewissen Grauzone bewegt. Die Bestrebung der meisten Händler ist es, «to outsmart the market». Zugleich ist es aber schwer einzuschätzen, was noch erlaubt ist und nach welchen Handlungen, Marktpreise tatsächlich als manipuliert betrachtet werden können. Die aufgedeckten und publizierten Fälle zeigen jedoch einmal mehr, wie wichtig Transparenz und Integrität im Energiemarkt sind.

In der Schweiz gelten Marktmanipulation und Insider-Handel immer noch nicht als verboten. Die ElCom hat aber den gesetzlichen Auftrag, den Schweizer Elektrizitätsmarkt zu überwachen und Fehlverhalten der Marktteilnehmer aufzuzeigen. Dass die ElCom diesem Auftrag nachkommt, können Sie exemplarisch beim Studium der in diesem Bericht präsentierten Fälle nachlesen. Vorwiegend geht es hier darum, Manipulationsmöglichkeiten und Lücken im Marktdesign aufzudecken und zu schliessen.

Im Rahmen ihrer Marktüberwachungstätigkeit hat die ElCom bis dato neun «Suspicious Transaction and Order Reports» (sogenannte STORs) von organisierten Marktplätzen wie Börsen und Brokern erhalten. Diese STORs wurden ElCom-intern detailliert bearbeitet, analysiert und die zu klärenden Fragen mit den betroffenen Marktteilnehmern erörtert. Besprechungen in diesem Zusammenhang sind sehr informativ und lehrreich: Einerseits sehen Marktteilnehmer, dass die ElCom mit den rapportierten Daten tatsächlich arbeitet und Untersuchungen durchführt, andererseits erkennt die ElCom aus Sicht der Marktteilnehmer die Motive hinter den jeweiligen Handelstätigkeiten. Das Ziel solcher Gespräche ist es, die Umstände aufzulösen und sicherzustellen, dass das angesprochene auffällige Verhalten zukünftig in dieser Form nicht mehr zu Anwendung kommt.

Betreffend Datenreporting ist darauf hinzuweisen, dass aufgrund der aktuellen Gesetzeslage, die ElCom nach wie vor nur Daten zu den Handelsaktivitäten der Schweizer Marktteilnehmer in der EU sowie die Schweizer Börsendaten von EPEX Spot erhält. Der Umstand, dass die ElCom nicht über die vollständigen Datenmeldungen verfügt, birgt weiterhin die Gefahr, dass sich die Schweiz im Hinblick auf den Elektrizitätsgrosshandelsmarkt zu einer «ethischen Senke» entwickeln könnte.

Um mehr Transparenz in den Markt zu bringen, veröffentlicht die ElCom wöchentlich einen Spot- und Terminmarktbericht. Doch auch hier gibt es Verbesserungsbedarf. Verfolgt man die seitens Schweiz an den Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) rapportierten Zahlen in Bezug auf die Einspeisung von Photovoltaik, so ist festzustellen, dass diese kontinuierlich abnimmt, obwohl auch in der Schweiz immer mehr Photovoltaik-Anlagen ans Netz angebunden werden. Der Grund für diese «falschen» Zahlen ist, dass die rapportierten Werte nicht die tatsächliche Photovoltaik-Erzeugung in der Schweiz darstellen, sondern nur jene, die in die Bilanzgruppe «Erneuerbare Energien» einfließt. Alle Anlagen, die keine Förderung durch die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) bekommen, sind nicht verpflichtet, ihre Energie über die Bilanzgruppe «Erneuerbare Energien» zu vermarkten (und können dementsprechend nicht gemeldet werden). Ausserdem muss die Stromproduktion aus Neuanlagen über 100 kW seit dem 1. Januar 2018 direkt vermarktet werden. Durch diesen Umstand kann der Eindruck entstehen, dass die Schweiz kontinuierlich weniger Strom mit Photovoltaik-Anlagen produziert. Gerade in Zeiten wie diesen, in welchen Versorgungssicherheit und präzise Einplanung der Kapazitäten hohe Priorität haben, wäre es wünschenswert, einen detaillierten Überblick über die tatsächliche Einspeisung von erneuerbaren Energien in der Schweiz zu haben. Die ElCom arbeitet darauf hin, dass diese Werte rapportiert und publiziert werden.

1 Marktüberwachung in der Schweiz: Zahlen und Fakten

Gestützt auf Artikel 26a der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV; SR 734.71) müssen Unternehmen mit Sitz oder Wohnsitz in der Schweiz, die an einem Energiegrosshandelsmarkt in der Europäischen Union teilnehmen und aufgrund der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts (REMIT-Verordnung) verpflichtet sind, den Behörden der EU oder ihrer Mitgliedstaaten Informationen zu liefern, die gleichen Informationen gleichzeitig und in gleicher Form auch der EICom übermitteln. Dazu gehört auch eine entsprechende Anmeldung respektive Registrierung bei der EICom (Art. 26a Abs. 4 StromVV).

Eine Liste der derzeit bei der EICom registrierten Marktteilnehmer findet sich auf der Webseite der EICom unter der Rubrik «Marktüberwachung». Sie zeigt, dass per Ende 2019 66 Marktteilnehmer mit Sitz oder Wohnsitz in der Schweiz für Rapportierungszwecke nach Artikel 26a StromVV erfasst waren. Somit blieb die totale Anzahl der Registrierungen im Vergleich zu 2018 unverändert. Das liegt daran, dass sich im letzten Jahr gleich viele – je sechs – Marktteilnehmer an- und abmeldeten, siehe Abbildung 1.

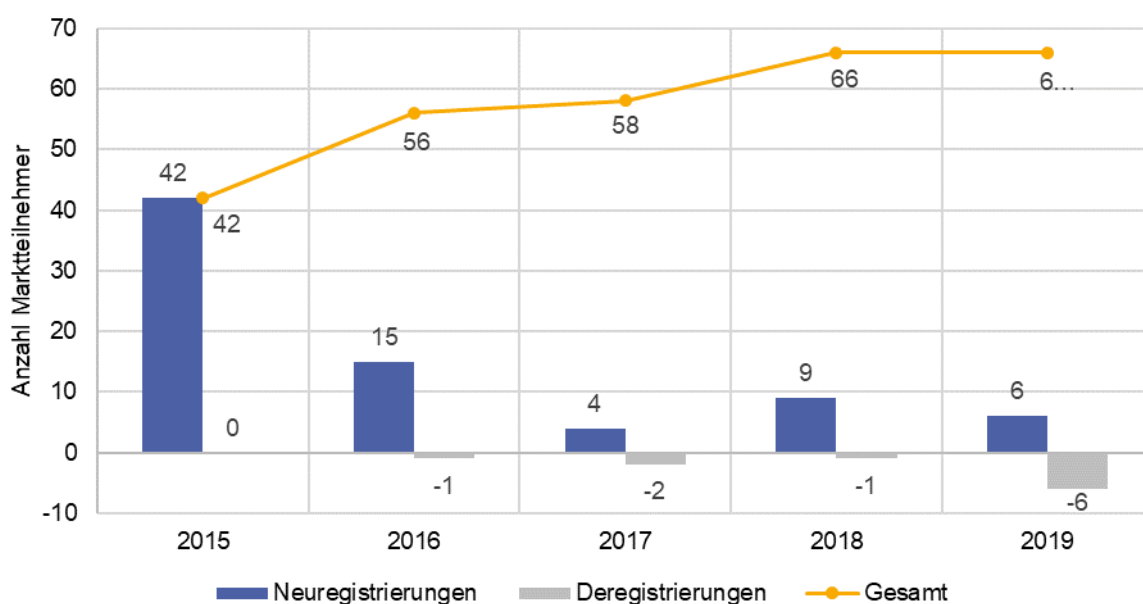


Abbildung 1: Anzahl der bei der EICom registrierten Schweizer Marktteilnehmer

Die Neuregistrierungen sind grösstenteils Folge der jährlichen Abfrageaktion, bei der 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 EICom verglichen wird. Diejenigen Marktteilnehmer, die bei der EICom noch nicht angemeldet sind, werden schriftlich ersucht, eine Erklärung zu diesem Umstand abzugeben. Im Regelfall sind es Unternehmen, die 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 handeln. Nur wenige Marktteilnehmer kannten die entsprechenden gesetzlichen Verpflichtungen nicht. Diese holten die Registrierung bei der EICom sowie die Meldung der rapportierungspflichtigen Daten nach.

Die Abmeldungen wurden zum einen von Unternehmen veranlasst, die früher vorbereitend auf eine zukünftige Teilnahme am Elektrizitätsgrosshandelsmarkt eine Registrierung nach REMIT vorgenommen haben, jedoch zu keinem Zeitpunkt meldepflichtigen Handel mit der Commodity Strom betrieben haben oder erst in Zukunft zu betreiben beabsichtigen. Zum anderen handelte es sich um Marktteilnehmer, die ihre Handelsaktivitäten eingestellt hatten und am Elektrizitätsgrosshandelsmarkt nicht mehr aktiv waren. Einige davon wurden bei der Analyse in Bezug auf die Vollständigkeit der rapportierten Daten identifiziert, andere im Rahmen der 2019 von der EICom durchgeführten Befragung zum algorithmischen Handel, siehe Kapitel 3.3.

Trotz der Zu- und Abgänge hat sich die Verteilung der Marktteilnehmer nach dem Land, wo die initiale Registrierung nach REMIT stattgefunden hat, im Vergleich zum Vorjahr nicht wesentlich verändert. Die meisten Unternehmen mit Sitz in der Schweiz, die nach REMIT und entsprechend auch gemäss Artikel 26a ff. StromVV der EICom gegenüber als rapportierungspflichtig gelten, sind nach wie vor bei der deutschen *Bundesnetzagentur* (BNetzA) angemeldet – insgesamt 39 und somit ein Unternehmen mehr als per Ende 2018. Unverändert ist die Anzahl der registrierten Elektrizitätsgrosshandelsunternehmen mit Sitz in der Schweiz bei der britischen Regulierungsbehörde *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem) – sieben, beim französischen Regulator *Commission de régulation de l'énergie* (CRE) – fünf, bei der österreichischen *Energie-Control GmbH* (E-Control), bei der niederländischen *Autoriteit Consument & Markt* (ACM) – jeweils drei, und je ein Marktteilnehmer bei der polnischen (*Urząd Regulacji Energetyki*, URE) und der spanischen (*Comisión Nacional de Energía*, CNE) Überwachungsstelle. Die Registrierungen von Schweizer Marktteilnehmern bei der italienischen Regulierungsbehörde *Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente* (ARERA) sind um eine zurückgegangen. Der Marktteilnehmer, der bei der irischen *Commission for Regulation of Utilities* (CRU) angemeldet war, hat sich deregistrieren lassen und erscheint somit nicht mehr auf der diesjährigen Übersicht. Dort wird allerdings weiterhin ein Schweizer Unternehmen aufgeführt, das Handelsaktivitäten nur innerhalb der Schweiz abwickelt, sich aber freiwillig bei der EICom registriert hat. Eine Übersicht zur Verteilung der Schweizer Marktteilnehmer nach Registrierungsland bietet Abbildung 2.

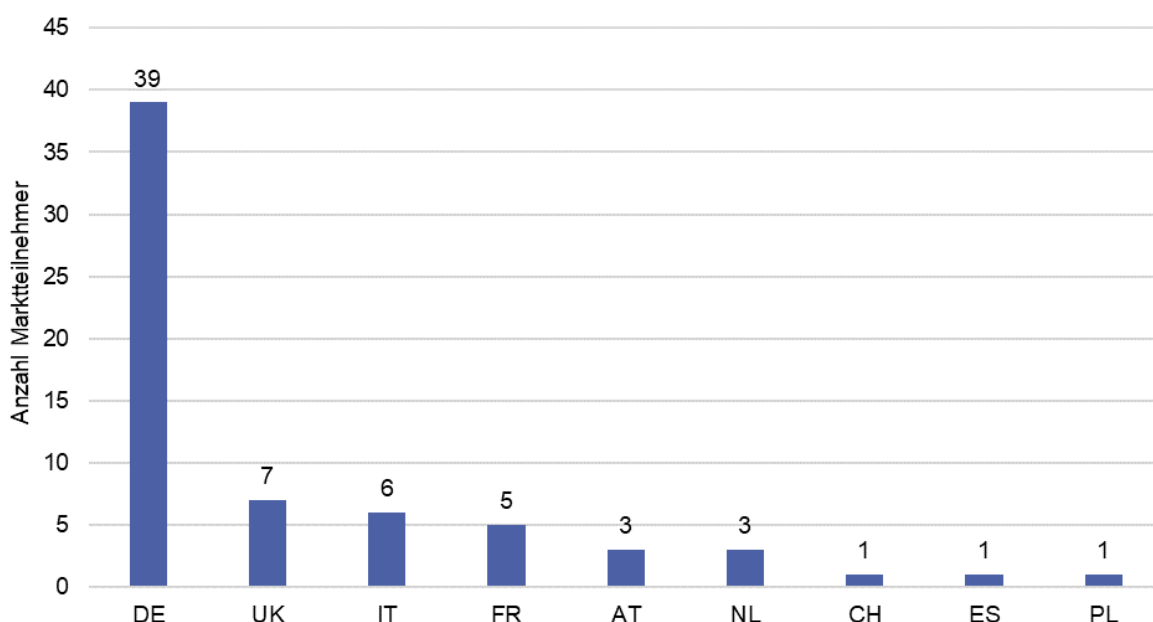


Abbildung 2: Anzahl der bei EU-Regulatoren registrierten Schweizer Marktteilnehmer

Die Informationen zu den an den EU-Märkten getätigten Energiehandelsgeschäften übermittelten die Schweizer Marktteilnehmer über sieben registrierte Datenlieferanten, sogenannte Registered Reporting Mechanisms (RRM), die an die Datenbank der EICom angebunden sind, siehe Tabelle 1. Das ist mit Total Gas & Power Limited ein RRM mehr im Vergleich zu 2018. Noch zwei weitere RRM sind im Prozess der Anbindung an die Systeme der EICom und werden 2020 für die Datenübermittlung aktiviert.

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	JAO S.A.	B0005876N.LU
5	Total Gas & Power Ltd.	A0000208K.UK
6	Trayport Ltd.	B00001100.UK
7	Webware Internet Solutions GmbH	B0001064H.DE

Tabelle 1: Liste der bei der EICom angebotenen RRM per 31. Dezember 2019

Die Fundamentaldaten und die Publikationen zu Insider-Informationen erhielt die EICom, wie die Jahre davor, über die eigenen, dafür geschaffenen Schnittstellen mit der Transparenzplattform des Verbandes der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E (ENTSO-E TP)¹ und der Transparenzplattform der Europäischen Energiebörse EEX (EEX TP). Marktteilnehmer, die ihre Meldungen über Insider-Informationen an anderen Orten als der EEX TP veröffentlichen, sind angehalten, beim Auftreten eines solchen Ereignisses die EICom umgehend in Kenntnis zu setzen.

In die Analysen der EICom werden auch weitere Informationen aus verschiedenen anderen Quellen einbezogen. Dazu gehören beispielsweise Settlement-Preise, Referenzdaten wie Kohle-, Gas- und CO₂-Preise, die Daten von Meteo Schweiz, Angaben zu den Füllständen der Stauseen sowie weitere fallbezogene Informationen.

Richtet man den Blick auf die Anzahl der von den Marktteilnehmern über die RRM rapportierten Standard- und Nicht-Standardverträge, wird deutlich, dass sich die seit Beginn des Reporting aufgezeichnete steigende Tendenz in 2019 bestätigt hat, siehe Abbildung 3. Insgesamt wurden 2019 fast 39 Millionen Transaktionen (Orders und Trades) rapportiert, was im Vergleich zum Vorjahr knapp 70 Prozent mehr Meldungen darstellt. Die signifikante Veränderung gegenüber 2018 lässt sich grösstenteils durch den Anstieg der Reports aus dem Kurzfristhandel erklären. Allein im Intraday-Markt hat sich die Anzahl der Orders und Trades mehr als verdoppelt. Während 2018 etwa 10 Millionen Transaktionen gezählt wurden, waren hier 2019 fast 22 Millionen zu verzeichnen. 2019 wurde zudem ein Backloading der Daten zu den Grenzkapazitätsreservierungen im Intraday-Handel vorgenommen, was auch zur Zunahme der Meldungen um etwa zwei Millionen beitrug. Als weiterer Grund für den starken Anstieg der rapportierten Datenmeldungen wäre der Einsatz von Algorithmen im Intraday-Handel zu nennen.

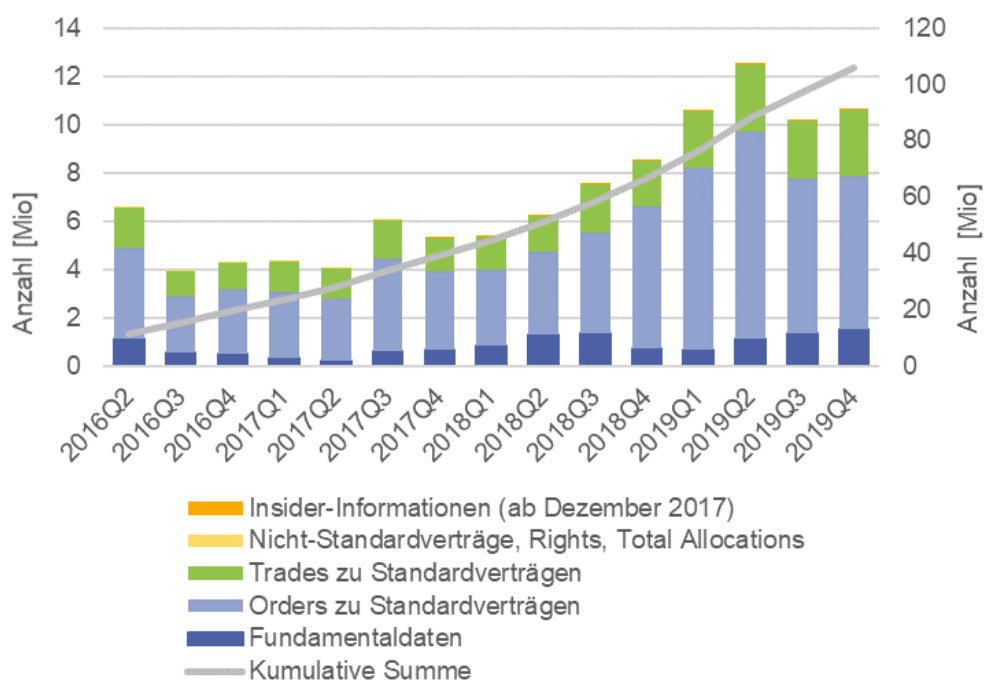


Abbildung 3: Anzahl der an die EICom rapportierten Daten 2016–2019

Ein wesentlicher Teil der Transaktionsdatenmeldungen, etwa 85 Prozent, betraf die sogenannten Standardverträge. Dort ist eine leichte Veränderung des Verhältnisses von Orders zu Trades von 2.5:1 auf 3:1 zu beobachten. Wie im Vorjahr wurden fast 90 Prozent der Standardverträge auf dem Spotmarkt abgewickelt. Futures und Forwards repräsentierten daher entsprechend weniger als zehn Prozent, siehe Abbildung 4.

¹ Auf der ENTSO-E-Plattform werden lediglich die Daten zu den Kraftwerken mit einer Produktionskapazität grösser 100 MW erfasst.

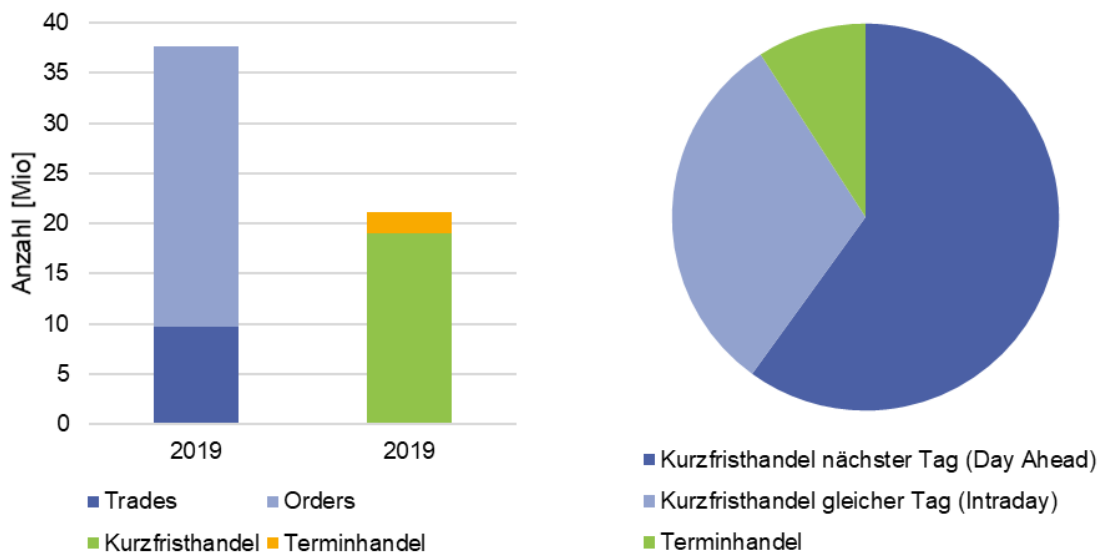


Abbildung 4: Standardverträge rapportiert für 2019

Balkendiagramm links: Aufteilung der Orders/Trades und Kurzfrist-/Terminhandel, Kuchendiagramm rechts: Aufteilung Kurzfristhandel nächster Tag/Kurzfristhandel gleicher Tag/Terminhandel

Die Anzahl abgeschlossener Nicht-Standardverträge hat sich im Vergleich zum Vorjahr nur leicht verändert und weist mit 3'002 gegenüber 3'200 Meldungen in 2018 eine leicht rückläufige Tendenz auf.

Bei dem Fundamentaldatenvolumen war wiederum ein Anstieg festzustellen. Gegenüber 2018 gingen bei der ECom 2019 mit 4.7 Millionen insgesamt eine halbe Million mehr Meldungen ein. Zu den Fundamentaldaten gehören vor allem die Einspeisung von elektrischer Energie durch Kraftwerke aller Art und Produktion aus erneuerbaren Energien. Ebenso werden Import- und Exportkapazitäten an den jeweiligen Grenzen sowie geplante und ungeplante Ausfälle von Kraftwerken bei den Monitoring-Tätigkeiten der ECom berücksichtigt.

Die Schweizer Marktteilnehmer handelten 2019 an 58 organisierten Marktplätzen (*Organised Market Places, OMP*). Das sind 13 mehr als im Vorjahr. Die meisten dieser Plattformen haben ihren Sitz in Grossbritannien (21), gefolgt von Frankreich (8) sowie Deutschland (5) und den Niederlanden (4). Bei den zwei Marktplätzen, die unter «Andere» erfasst sind, handelt es sich um OMPs, die sich ausserhalb der EU befinden, siehe Abbildung 5.

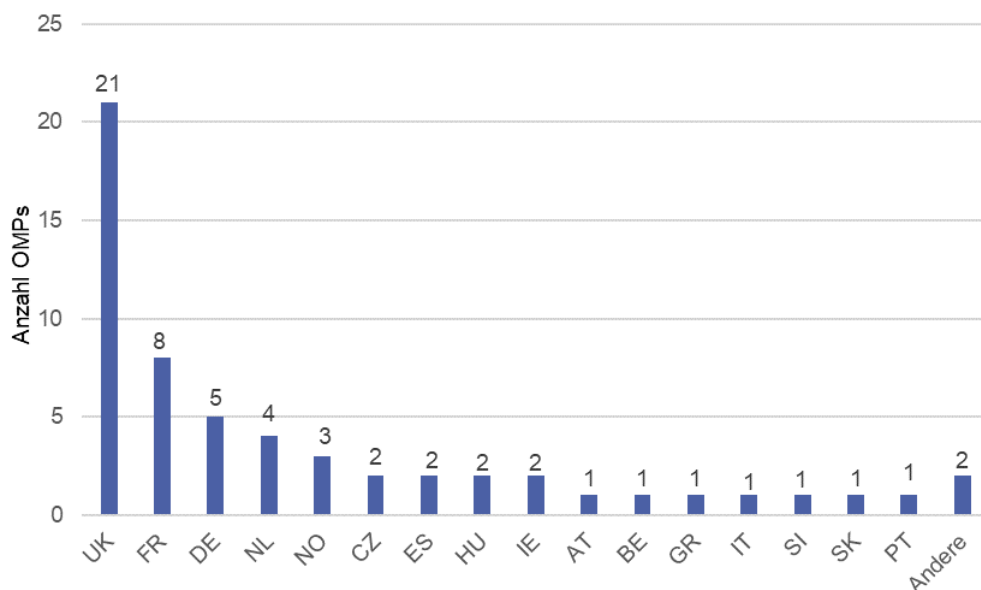


Abbildung 5: Territoriale Verteilung der organisierten Marktplätze

Ein Grossteil der Transaktionen wurde an den Börsen, darunter den nationalen Börsen der EU-Länder, abgeschlossen. Geringfügig weniger Transaktionen als an den Börsen wurden über die zahlreichen Broker-Plattformen abgewickelt. Knapp zwei Prozent der Handelsabschlüsse fanden auf Organised Trading Facilities (OTF) statt, siehe Abbildung 6.

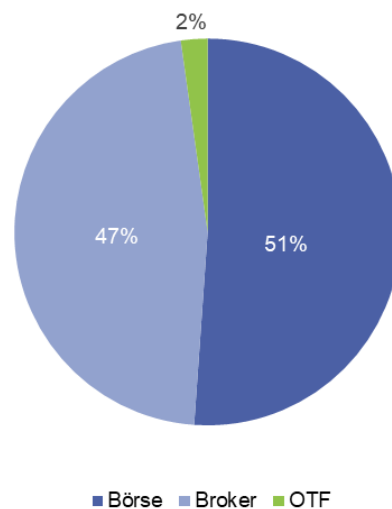


Abbildung 6: Aufteilung der organisierten Marktplätze nach Typ

Im Vergleich zum Vorjahr sind bei der Verteilung der Handelsaktivitäten der Schweizer Elektrizitätsgrosshandelsunternehmen nach Lieferort lediglich unwesentliche Abweichungen zu beobachten. Weiterhin gelten hier Italien und Deutschland als grösste Zielmärkte. Grund für die hohe Anzahl von Transaktionen in Italien ist nach wie vor das italienische Marktdesign mit mehreren Gebotszonen und mehreren täglichen Auktionen, wodurch entsprechend eine grössere Anzahl an Transaktionen generiert wird. Wesentlich kleiner ist der Anteil von Frankreich gefolgt von Grossbritannien.

2 Marktüberblick

2019 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 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 2019 werden zusammengefasst im folgenden Kapitel präsentiert.

2.1 Spotmarktbericht – Jahresrückblick 2019

Im Hinblick auf die Entwicklungen auf den Stromspotmärkten 2019 waren einige nennenswerte Bewegungen zu verzeichnen. Mit 40.92 EUR/MWh lag der Tagesdurchschnittspreis der Schweizer Day Ahead-Auktion 2019 um ca. 3 EUR/MWh höher als der Durchschnitt von 37.67 EUR/MWh in Deutschland, während der Durchschnittspreis der französischen Day Ahead-Auktion 2019 39.45 EUR/MWh betrug. Der teuerste Monat war der Januar mit einem durchschnittlichen Preis von 62.33 EUR/MWh für Base-Stromlieferungen in der Schweiz (in Deutschland 49.39 EUR/MWh, in Frankreich 61.15 EUR/MWh). Preislich am tiefsten erwies sich der Juni mit einem durchschnittlichen Preis von 31.90 EUR/MWh (in Deutschland 32.52 EUR/MWh, in Frankreich 29.26 EUR/MWh). Aussergewöhnlich tief waren die Preise auch im Februar. Dauerhaft milde Temperaturen hielten den Schweizer Preis bei durchschnittlich 48.76 EUR/MWh.

In der untenstehenden Tabelle 2 sind die Tagesdurchschnittspreise der Day Ahead-Auktion von EPEX Spot nach Lieferperiode und Lieferland angegeben. Zudem können daraus auch die Differenzen zwischen dem Schweizer Preis und dem Preis in den Nachbarländern Deutschland und Frankreich abgelesen werden. Wie aus Tabelle 2 ersichtlich ist, lagen die Schweizer Preise in allen angezeigten Lieferperioden oberhalb des französischen Niveaus, wobei sich die Preisdifferenz (Spread) meistens zwischen 0 und 2 EUR/MWh bewegte. Eine Ausnahme stellte der Dezember dar als die Schweizer Preise im Durchschnitt 4 EUR/MWh höher lagen als die französischen.

Im Vergleich zu Deutschland blieben die Schweizer Preise im Winter 2019 deutlich höher. Der grösste Spread konnte im Januar mit 12.94 EUR/MWh registriert werden. Im dritten Quartal änderte sich die Lage. Die Kotierungen am deutschen Markt überholten die Schweizer Preise. Mit einem Spread von knapp 3 EUR/MWh war der August der Monat mit der höchsten Preisdifferenz.

Lieferperiode	Lieferprodukt	Preise in Lieferung in EUR/MWh nach Lieferland					Letzter EEX Settlementpreis vor Lieferung	Letzter Settlementpreis minus Preis in Lieferung
		CH	DE	FR	CH-DE	CH-FR	CH	CH
2019	Base	40.92	37.67	39.45	3.25	1.47	60.57	19.65
Q1	Base	48.96	40.88	47.23	8.08	1.73	67.17	18.21
Q2	Base	36.22	35.80	34.88	0.43	1.35	38.78	2.56
Q3	Base	36.38	37.45	35.53	-1.06	0.85	37.69	1.31
Q4	Base	42.22	36.59	40.28	5.62	1.94	56.71	14.49
Jan 19	Base	62.33	49.39	61.15	12.94	1.18	70.94	8.61
Feb 19	Base	48.76	42.82	46.62	5.94	2.14	61.49	12.73
Mär 19	Base	35.77	30.62	33.85	5.15	1.92	43.97	8.20
Apr 19	Base	38.66	36.96	38.08	1.71	0.58	37.30	-1.36
Mai 19	Base	38.07	37.84	37.21	0.22	0.85	38.60	0.53
Jun 19	Base	31.87	32.52	29.26	-0.64	2.62	37.00	5.13
Jul 19	Base	37.88	39.68	37.66	-1.80	0.22	33.82	-4.06
Aug 19	Base	33.87	36.85	33.39	-2.98	0.48	36.82	2.95
Sep 19	Base	37.43	35.75	35.54	1.67	1.88	38.47	1.04
Okt 19	Base	39.99	36.96	38.61	3.03	1.38	47.91	7.92
Nov 19	Base	45.94	41.00	45.94	4.94	-0.01	47.06	1.12
Dez 19	Base	40.85	31.97	36.46	8.89	4.39	51.60	10.75

Tabelle 2: Base-Preise in Lieferung der gehandelten Elektrizitätsgrosshandelsprodukte nach Lieferperiode und Lieferland²

Datenquelle: EEX

In Tabelle 2 werden die Base-Preise in Lieferung der gehandelten Elektrizitätsgrosshandelsprodukte nach Lieferperiode und Lieferland gezeigt. Zusätzlich wird dort auch der letzte EEX Settlementpreis für die Schweiz vor Lieferung für jedes Stromhandelsprodukt angegeben. Dies entspricht der letzten Terminmarkt-Preiserwartung für das entsprechende Handelsprodukt. Eine grössere Abweichung zwischen dem gehandelten Terminmarktpreis und dem effektiven Settlement-Preis der Day Ahead-Auktion ist ein Zeichen dafür, dass der Markt für dieses Handelsprodukt andere Erwartungen hatte als die Preise, die sich aus der Schweizer Day Ahead-Auktion ergeben haben.

Die Spotpreise in den Winterquartalen bewegten sich deutlich tiefer als die der entsprechenden Terminmarktprodukte. Insbesondere der Februar und der Dezember verzeichneten Niveaus, die die Erwartungen am Terminmarkt nicht erfüllen konnten und diese unterschritten. Milde Temperaturen und eine eher hohe Erzeugung aus erneuerbaren Energien waren mitverantwortlich für die niedrigeren Preise.

Bezüglich des Verlaufs der Schweizer Spotpreise im Jahr 2019 sieht man in Abbildung 7, dass sich die Spotpreise zu Beginn des Jahres auf einem tieferen Niveau befanden und sich danach eher seitwärts bewegten. Im Vergleich zu den Vormonaten waren im Juli die Preise aufgrund der Hitzewelle höher und im Dezember tiefer.

² Basis: Tagesdurchschnittspreise der EPEX Spot Day Ahead-Auktion für die entsprechende Lieferperiode.

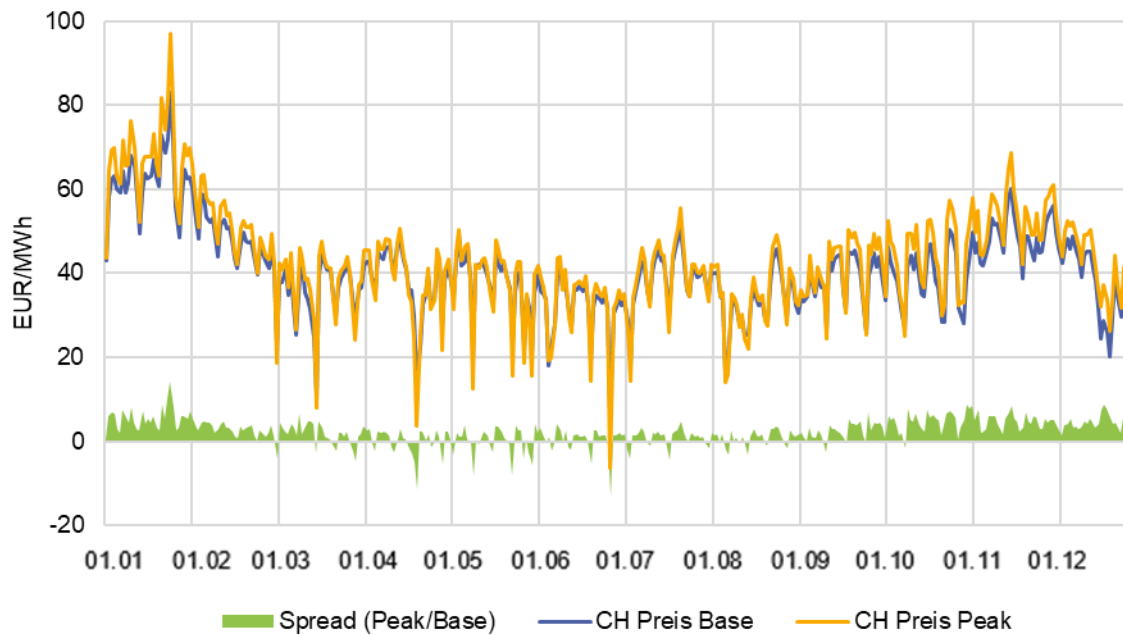


Abbildung 7: Swiss Base und Peak Day Ahead-Preise 2019
Datenquelle: EEX

Eine Gegenüberstellung der Entwicklungen bei den Day Ahead-Preisen auf den drei Märkten Schweiz, Deutschland und Frankreich wird in Abbildung 8 gezeigt.



Abbildung 8: Day Ahead Base-Preise für Schweiz, Deutschland und Frankreich
Datenquelle: EEX

Im Januar war die Preisdifferenz zwischen Deutschland und der Schweiz am höchsten. Wenn die Last in der Schweiz und in Frankreich temperaturbedingt erheblich ist, können auch die neuen erneuerbaren Energien in Deutschland nicht verhindern, dass der Schweizer Strompreis in die Höhe schnellte. Die verfügbaren Importkapazitäten sind dann voll ausgelastet. Winterstürme führen bisweilen zu erheblichen Windeinspeisungen in Deutschland, was den deutschen Preis nach unten zieht.

Erwähnenswert erscheint für 2019 auch die Häufigkeit von negativen Day Ahead-Auktionspreisen bei den Base-Produkten in Deutschland. Konkret war der Base-Preis³ in Deutschland an folgenden vier Tagen negativ: am 1. Januar 2019 (Neujahr), am 22. April 2019 (Ostermontag), am 8. Juni 2019 (Pfingstsonntag) und am 8. Dezember 2019 (Sonntag), als er bei jeweils -4.3 EUR/MWh, -14.01 EUR/MWh, -42.24 EUR/MWh und -16.38 EUR/MWh lag. Diese tiefen Preise wirkten sich auch preisdämpfend auf den Schweizer Markt aus. Allerdings sorgten Grenzkapazitätsengpässe dafür, dass die Base-Preise in der Schweiz nicht bis ins Negative rutschten.

Hauptgrund für die negativen Preise war eine Stromüberproduktion. Die feiertagsbedingte tiefere Last gepaart mit hoher Einspeisung aus Wind und Solar führten in einzelnen Stunden zur kompletten Deckung des Strombedarfs durch erneuerbare Energien. Die Erzeugung aus thermischen Kraftwerken verschärfte an diesen Tagen die Überproduktion. In Abbildung 9 sind die kumulierte Erzeugung aus Wind und Solar sowie die Last für die vier negativen Base-Preis-Tage in Deutschland aufgeführt.

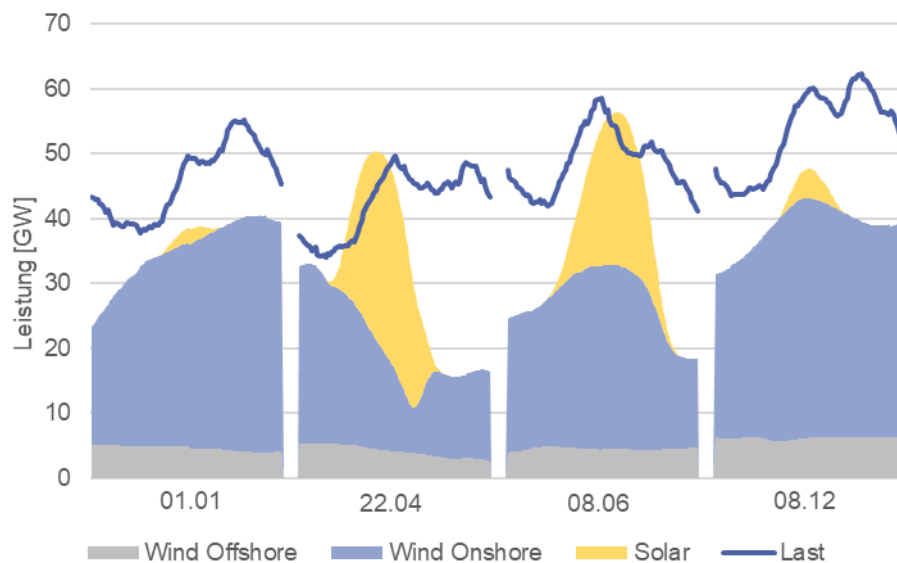


Abbildung 9: Day Ahead-Prognose: kumulierte Erzeugung aus Wind und Solar vs. Last in Deutschland
Datenquelle: ENTSO-E

Die Stromnachfrage in der Schweiz zeigte 2019 den typischen Jahresverlauf: hohe, durch mehr Wärme- und Lichtbedarf bedingte Nachfrage in den Wintermonaten sowie tiefere Nachfrage im Sommer, siehe Abbildung 10.

³ Der Base-Preis entspricht dem Durchschnitt der 24-Stundenpreise aus der Day Ahead-Auktion.

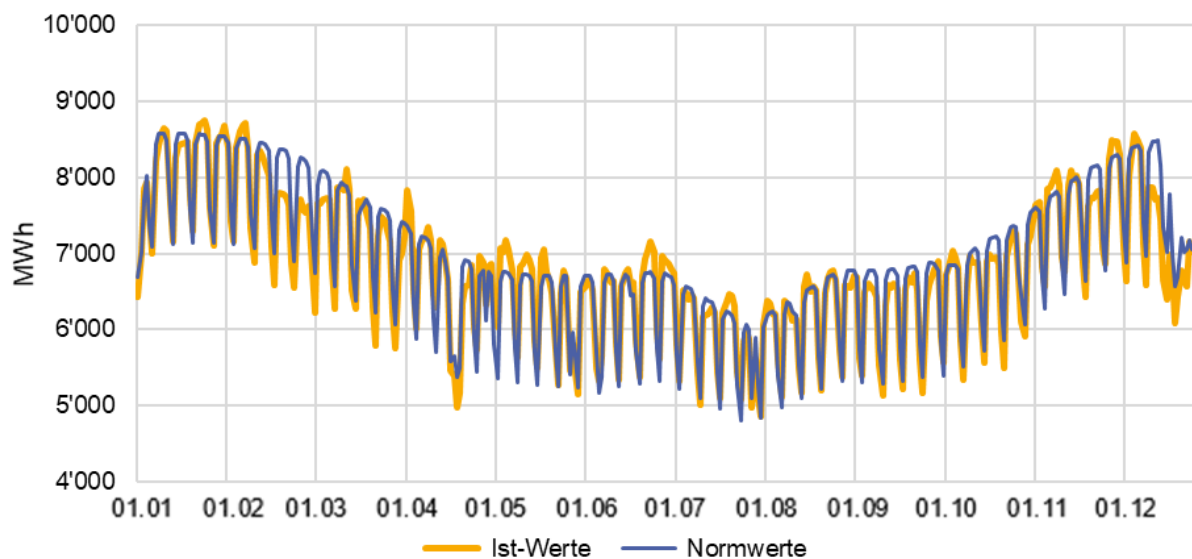


Abbildung 10: Tagesdurchschnitt der Last in der Schweiz 2019

Datenquelle: Refinitiv Power Research

Im Vergleich zu 2018, wo es eine Kältewelle im Februar gab, war die Last im selben Monat 2019 auf Grund der milden Temperaturen deutlich unter Norm⁴. Wie 2018 traf die Hitzewelle auch im Sommer 2019 ein. So war die Last insbesondere Ende Juni oberhalb der für den Monat typischen Werte. Wie aus Abbildung 10 ersichtlich ist, zeigte die Nachfrage auch im Mai und im Januar Werte über der Norm. Dies widerspiegelte sich insbesondere in den Spotpreisen für Januar, welche vergleichsweise hoch ausfielen, siehe Abbildung 7.

Auch die kommerziellen Flüsse (flows) für 2019 zeigen in Abbildung 11 ein typisches Bild: Export nach Italien (IT) während des ganzen Jahres, Import aus Deutschland-Österreich (DE & AT) und Frankreich (FR) vor allem in den Wintermonaten, im Sommer Import aus Frankreich und Export nach Deutschland.

Im Jahr 2019 wurde ein Exportüberschuss (kommerzielle Flüsse) von ca. 4.7 TWh erzielt. Der Grossteil der Exporte floss nach Italien (19.9 TWh). In die Schweiz wurden 13.6 TWh aus Frankreich und 2 TWh aus Österreich geliefert. Für das Jahr 2019 wurde kommerziell mehr nach Deutschland exportiert als importiert (0.4 TWh). 2019 wurde in 4'257 Stunden (49%) (kommerziell) netto Strom eingeführt. In 4'503 Stunden (51%) wurde Strom aus der Schweiz exportiert.

⁴ Unter dem Begriff «Norm» versteht sich eine Nachfrage unter normalen Wetterbedingungen.

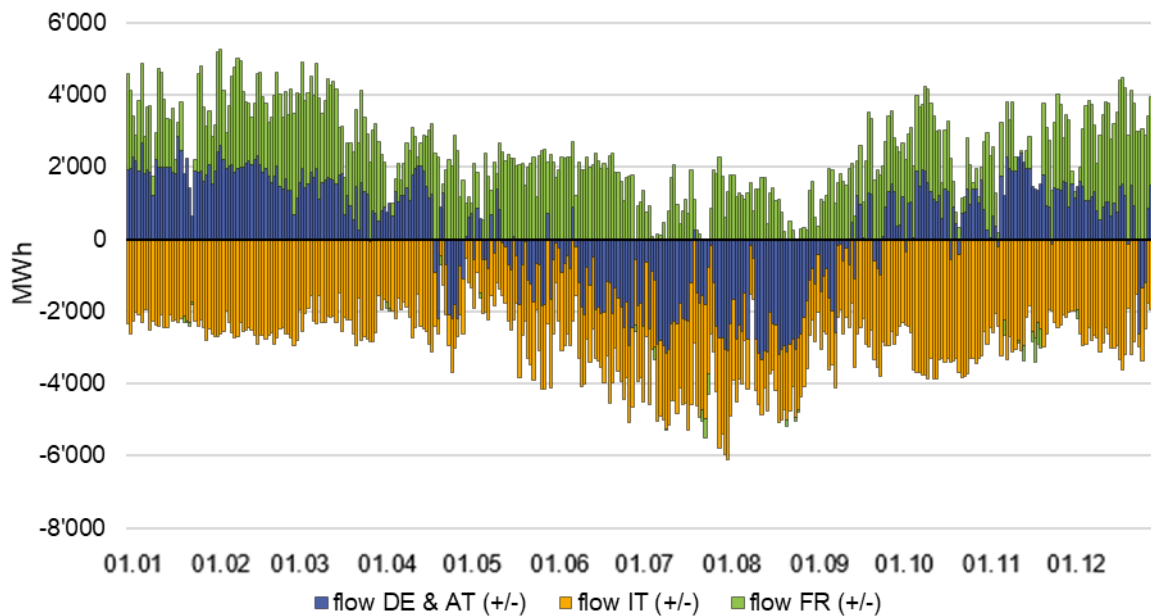


Abbildung 11: Tagesdurchschnitt der netto kommerziellen Flüsse Schweiz - Nachbarländer
Der Export aus der Schweiz wird als negative, der Import in die Schweiz als positive Zahl dargestellt
Datenquelle: ENTSO-E

Der grösste Teil der Schweizer Stromproduktion (ohne Wind und Sonne) wurde 2019 von den Atomkraftwerken (AKW) erbracht. Zusätzlich leisteten die Speicherseen und die Pumpspeicherkraftwerke einen substanziellen Beitrag dazu. Laut ENTSO-E betrug die Stromproduktion aus Kernkraftwerken 25.7 TWh, die Laufwasserkraftwerke erzeugten 1.9 TWh, die Pumpspeicherkraftwerke 7.7 TWh und die Speicherkraftwerke 11.9 TWh.

Das Jahr 2019 ist von vermehrten Ausfällen bei den Kernkraftwerken gekennzeichnet, siehe Abbildung 12. So wurde das Kernkraftwerk Gösgen in der Nacht auf Sonntag, den 3. Februar 2019, unvorhergesehen vom Netz genommen. Im Kernkraftwerk Leibstadt kam es am 24. April 2019 zu einer Schnellabschaltung des Reaktors, die automatisch durch eine Störung am Vordruckregler ausgelöst wurde. Am 26. April 2019 war das Kernkraftwerk wieder am Netz, doch kurz darauf, in der Nacht vom 12. Mai 2019, erfolgte erneut eine Schnellabschaltung des Reaktors. Wie auch am 24. April 2019 wurde hier eine Störung beim Vordruckregler als Ursache identifiziert.

Anfangs Juni starteten bei den Atomkraftwerken Gösgen und Leibstadt die planmässigen Revisionen, was sich deutlich auf die schweizerische Stromproduktion auswirkte. Bereits kurze Zeit nach der Wiederinbetriebnahme musste das AKW Gösgen am 26. Juli 2019 nach einer Turbinenschnellabschaltung bis am 11. August 2019 wieder vom Netz genommen werden. Grund dafür war ein Kurzschluss im Schaltanlagengebäude.

Fast zeitgleich mit der Wiederinbetriebnahme vom AKW Gösgen begann am 10. August 2019 auch bei AKW Beznau 2 die jährliche Revision. Einige Tage davor, am 6. August 2019, führte beim AKW Beznau 1 eine Störung mit Verlust der 220-kV-Netzanbindung, wahrscheinlich in Folge eines Blitzschlags, zu einer automatischen Reaktorschnellabschaltung und dadurch zu einem ungeplanten Ausfall von 01:35 Uhr bis 12:00 Uhr.

Nach einigen Monaten ohne Vorfälle schloss das Jahr wieder mit einer Abschaltung im Schweizer AKW-Park. Vom 28. Dezember bis 31. Dezember 2019 fiel das AKW Leibstadt aus. Eine technische Störung im nicht-nuklearen Teil des Kraftwerks wurde als Ursache für die Schnellabschaltung identifiziert.

Das Jahresende ist auch durch ein besonderes Ereignis geprägt. Am 20. Dezember 2019 wurde das Atomkraftwerk Mühleberg mit einer installierten Leistung von 373 MW für immer abgeschaltet und vom Netz genommen. Nach 47 Betriebsjahren und 43 Tagen ist das AKW Mühleberg somit Geschichte. Mögliche Auswirkungen dieser Abschaltung werden sich ab 2020 abzeichnen.

Die Kernkraftwerke waren im Verlauf des Jahres 2019 nicht nur von ungeplanten und geplanten Ausfällen betroffen. Wegen der Hitzewelle im Sommer 2019 musste die Leistung einiger davon gedrosselt werden⁵. So hatte zum Beispiel die Axpo aus diesem Grund beim Kernkraftwerk Beznau am 23. Juli 2019 die Leistung um 100 MW reduziert. Am 24. Juli 2019 wurde diese weiter auf 365 MW und damit auf die Hälfte der Gesamtleistung gesenkt. In der Nacht zum 25. Juli 2019 konnte die Drosselung wieder auf 100 MW verringert werden. Grundlage für die Reduktion war eine Verfügung des Bundesamtes für Energie (BFE), gemäss welcher Axpo verpflichtet ist, die Leistung des Kraftwerks zurückfahren, wenn die Wassertemperatur der Aare die 25-Grad-Celsius-Marke erreicht.

An diesen Tagen war auch das AKW Mühleberg von einer Reduktion betroffen. Gemäss der Kühlwasserkonzession muss dieses Kernkraftwerk ab einer Aare-Temperatur von über 20,5 Grad Celsius im Tagesmittelwert seine Leistung reduzieren. Damit diese Vorschrift eingehalten wird, kam es in der Nacht auf den 23. Juli 2019 zu einer Kürzung bei der Stromproduktion um 10 MW von insgesamt 373 MW und in der Nacht zum 24. Juli 2019 - um weitere 15 MW.

Da beide Kernkraftwerke Leibstadt und Gösgen über Kühltürme gekühlt werden, mussten diese in der Zeit ihre Produktion nicht einschränken.

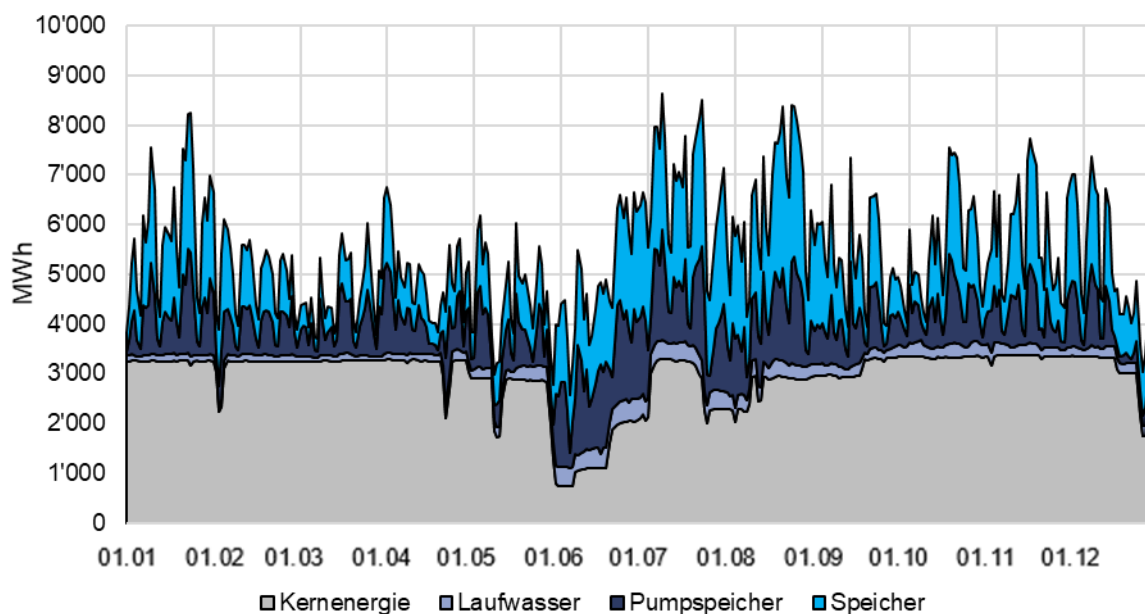


Abbildung 12: Tagesdurchschnitt der aktuellen Stromproduktion in der Schweiz nach Produktionstyp
Da der Anteil der neuen erneuerbaren Energien an der aktuellen Stromproduktion in der Schweiz sehr gering ist, wird auf dessen Darstellung in der Abbildung verzichtet. Sie werden in Abbildung 16 dargestellt.

Datenquelle: ENTSO-E

In dem Zeitraum waren auch die Kernkraftwerke in Frankreich vermehrt von der Kühlwasserproblematik betroffen. Wie in der Schweiz leisten auch hier die Atomkraftwerke den grössten Beitrag zur Stromproduktion, siehe Abbildung 13. Laut ENTSO-E betrug deren Anteil an der gesamthaften französischen Stromerzeugung 377.7 TWh. Aus Wasserkraft wurden 54.1 TWh produziert. Der Beitrag der Gaskraftwerke belief sich auf 37.8 TWh.

⁵ SUTTER Michael, Kernkraftwerke müssen wegen Hitze Leistung senken, in: Energate Messenger vom 24. Juli 2019.

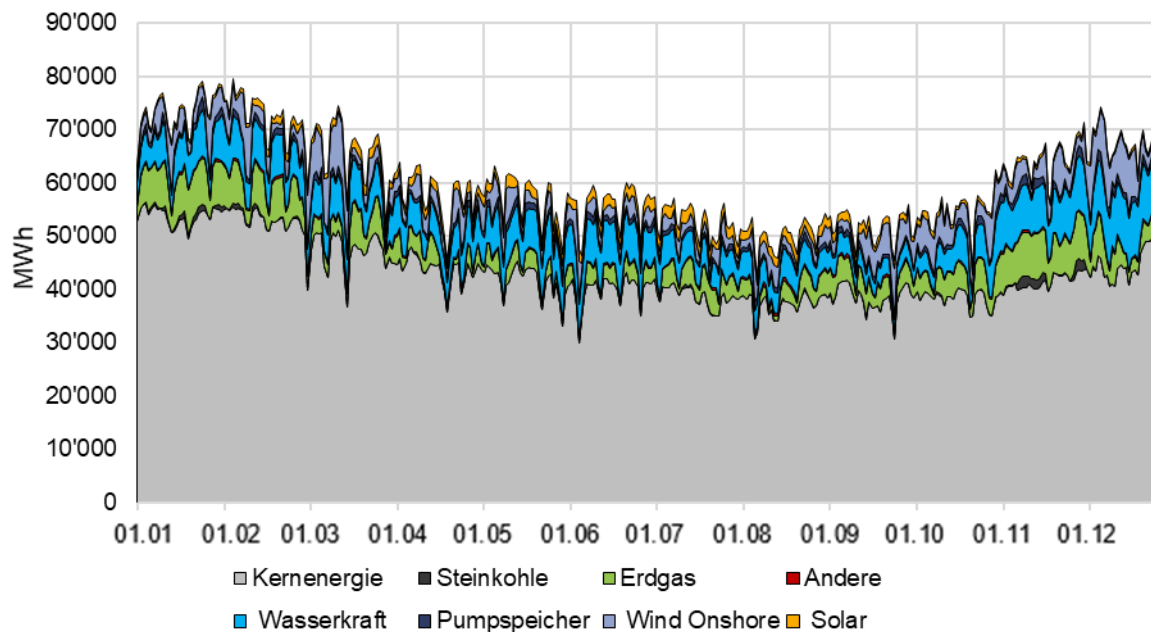


Abbildung 13: Tagesdurchschnitt der aktuellen Stromproduktion in Frankreich nach Produktionstyp
Datenquelle: ENTSO-E

In Deutschland machten Wind (123.8 TWh), Braunkohle (102.9 TWh), Kernenergie (71 TWh) und Steinkohle (44.9 TWh) den grössten Teil der Stromerzeugung aus, siehe Abbildung 14. Die unterschiedlichen Kraftwerksparks und somit die unterschiedlichen Grenzkosten sowie die limitierten Grenzübertragungskapazitäten sind ein Grund für die teilweise (insbesondere im Winter) starken Preisunterschiede zwischen Deutschland und der Schweiz, siehe dazu auch Abbildung 8.

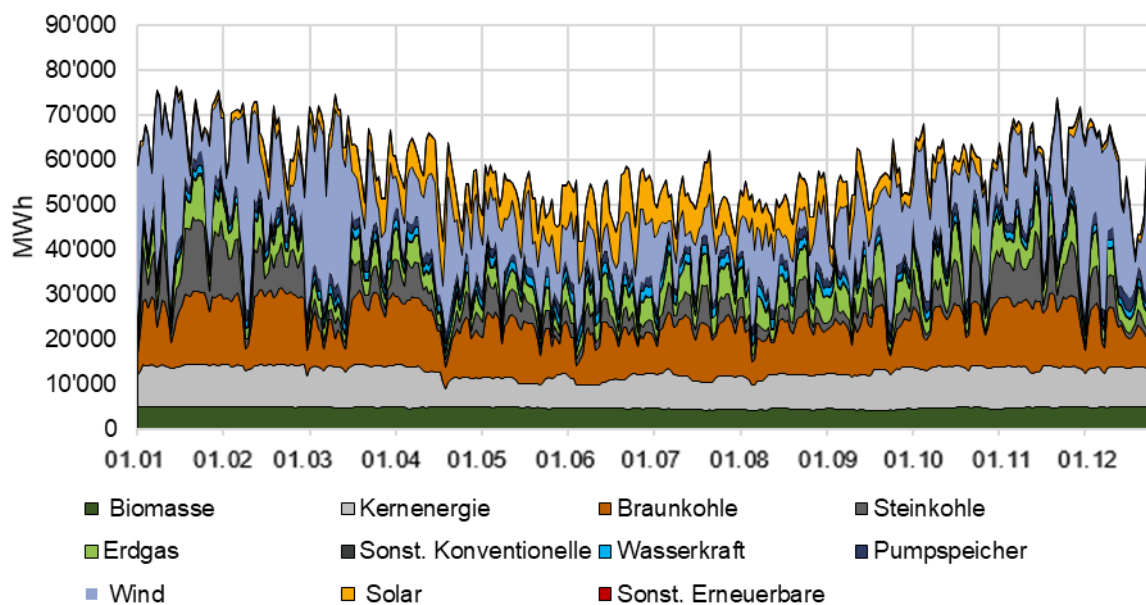


Abbildung 14: Tagesdurchschnitt der aktuellen Stromproduktion in Deutschland nach Produktionstyp
Datenquelle: ENTSO-E

Insbesondere in den Winterquartalen lag der Tagesdurchschnitt der Produktion aus Wind und Solar in Deutschland mehrmals über 40 GWh, siehe Abbildung 15. Bei hoher Erzeugung aus erneuerbaren Energien und feiertagsbedingter tiefer Last wurden – wie weiter oben berichtet - im letzten Jahr in Deutschland vermehrt negative Preise beobachtet.

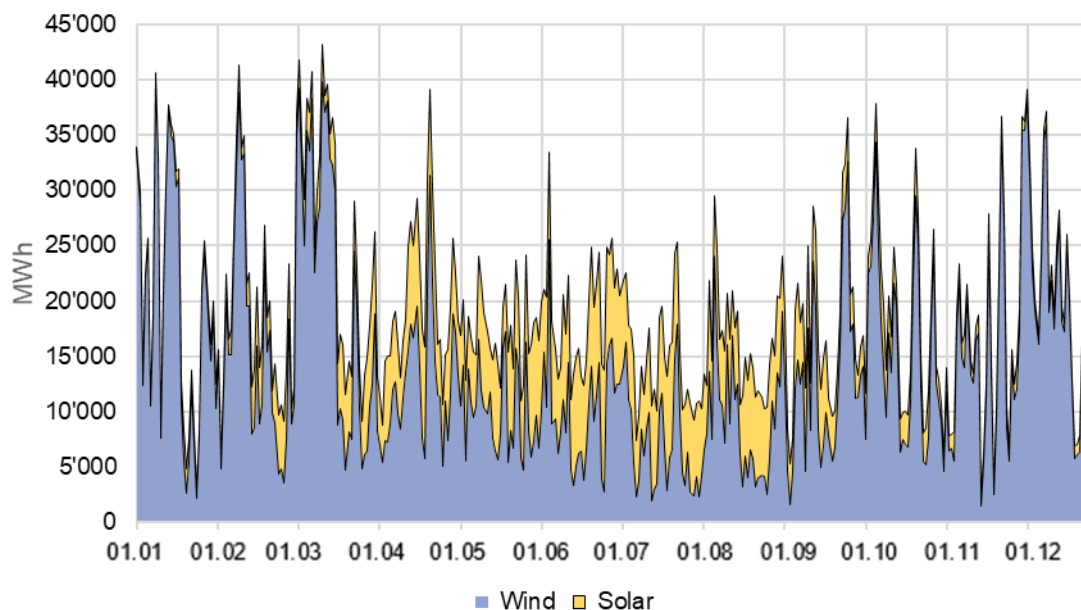


Abbildung 15: Tagesdurchschnitt der aktuellen Produktion aus Wind und Solar in Deutschland
Datenquelle: ENTSO-E

Im Vergleich zu Deutschland ist die Schweizer Produktion aus Wind und Solar, wie in Abbildung 16 dargestellt, sehr gering.⁶

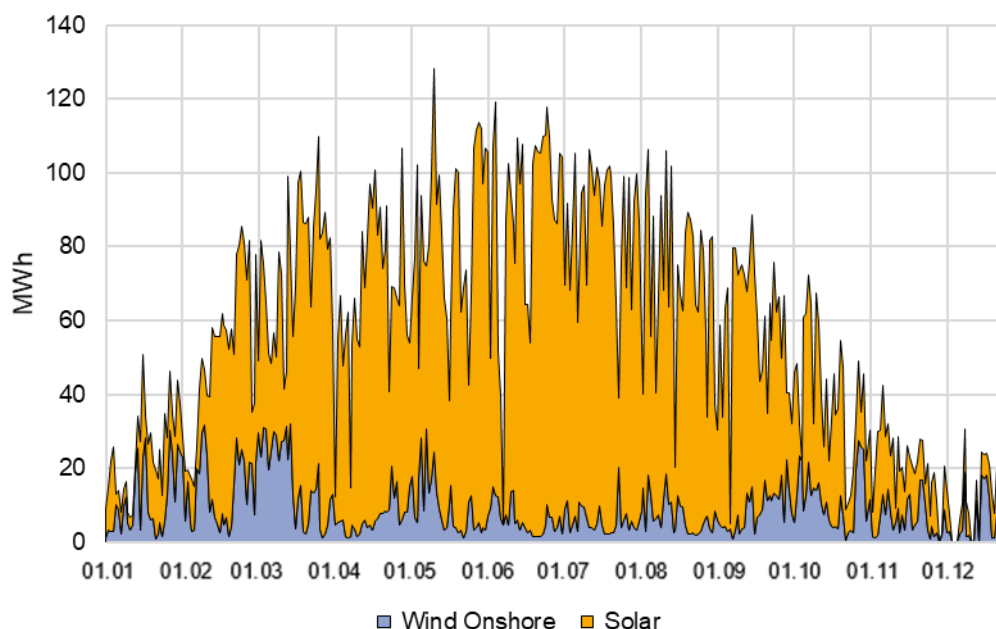


Abbildung 16: Tagesdurchschnitt der aktuellen Produktion aus erneuerbaren Quellen in der Schweiz
Photovoltaik Daten aus Bilanzgruppe EE (erneuerbare Energien)
Datenquelle: ENTSO-E.

⁶ Die Solardaten beinhalten nur die Daten, die von der Erneuerbaren Bilanzgruppe zur Verfügung gestellt werden. Die tatsächliche PV-Einspeisung in der Schweiz ist bedeutend höher.

In der Schweiz erreichten die Speicherseen ihren tiefsten Stand im Mai. Der höchste Stand wurde Ende Oktober mit 8.19 TWh verfügbarer gespeicherter Energie registriert, siehe Abbildung 17.

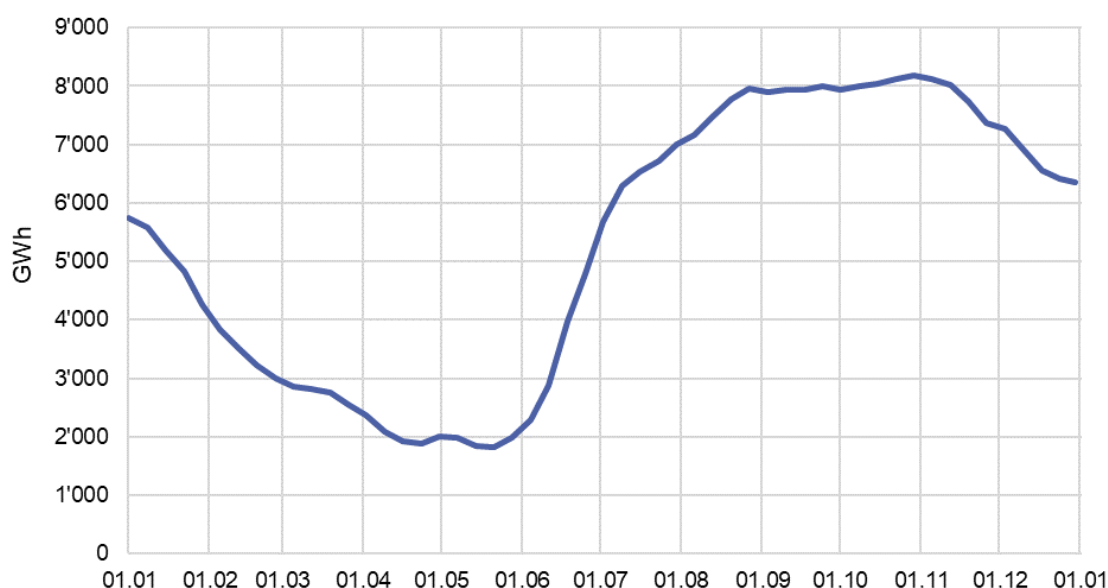


Abbildung 17: Füllstände der Speicherseen Schweiz 2019
Datenquelle: BFE

2.2 Terminmarktbericht – Jahresrückblick 2019

In Bezug auf das Frontjahr war bei den Strompreisen in der Schweiz 2019 eine parallele Entwicklung zu den Preisen in den Nachbarländern Deutschland, Frankreich und Italien festzustellen. Der Strompreis für das Kalenderjahr 2020 mit Lieferort Schweiz handelte zu Beginn des Jahres bei 55.85 EUR/MWh und bewegte sich im ersten Halbjahr im Bereich zwischen 50 und 56 EUR/MWh. Ende Juni wurde das Schweizer Frontjahr mit 53.69 EUR/MWh ca. 2 EUR/MWh tiefer als zu Jahresbeginn kotiert. Im Juli kletterte er noch auf bis zu 57.53 EUR/MWh hoch. Dann gab er aber bis zum Jahresende (insbesondere im Dezember) nach, um das Jahr bei 45.86 EUR/MWh abzuschliessen.

Eine Darstellung des Verlaufs der Strompreise im Jahr 2019 für das Kalenderjahr 2020 mit Lieferort Schweiz, Deutschland, Frankreich und Italien findet sich in Abbildung 18 auf der nächsten Seite. Dort ist klar ein starker Strompreisanstieg im Juli und September zu beobachten. Ab Juli sorgten die Hitzewelle und die geringe Einspeisung von erneuerbaren Energien für eine erhöhte thermische Produktion und somit für eine höhere Nachfrage nach Gas, Kohle und entsprechend CO₂-Zertifikaten. Im Juli kamen noch Unterbrechungen bei den norwegischen Gasexporten hinzu, die den Gaspreis nach oben steigen liessen. Die Meldung über die Löschung von überschüssigen Zertifikaten gab den CO₂-Preisen noch mehr Rückenwind. Deren Preise gingen schnell nach oben. Die hohen Temperaturen, die Trockenheit und die niedrigen Flusssstände liessen die Sorgen in Zusammenhang mit der Kühlwasserproblematik der Kohlekraftwerke und den Kohlelieferungen über den Rhein, welche schon 2018 eingeschränkt waren, steigen und bedingten einen zusätzlichen Anstieg der Strompreise.

Die starke Bewegung nach oben Mitte September lässt sich durch eine Meldung von EDF, dem grössten französischen Energiekonzern erklären. EDF informierte die inländische Aufsichtsbehörde über Abweichungen von den technischen Standards bei der Herstellung von Kernreaktorkomponenten⁷. Zu Beginn hiess es, dass dadurch mindestens fünf Kernkraftwerke betroffen seien, die allenfalls abgeschaltet werden müssten. Die Strompreise stiegen in kurzer Zeit stark an, der Spread Frankreich-Schweiz drehte sich plötzlich so, dass Stromlieferungen im vierten Quartal 2019 in Frankreich kurzfristig mit Preisen oberhalb der Schweizer Preise gehandelt wurden. Kurz danach gab es jedoch Entwarnung. Nach der Bekanntgabe, dass keine Kraftwerke heruntergefahren werden mussten, erholten sich die Preise und fielen wieder.

⁷ Vgl. <https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-medias/cp/2019/20190910-ecarts-composants-fr.pdf> (besucht am 07.04.2020) und <https://www.edf.fr/groupe-edf/nos-energies/nucleaire/non-qualites-et-ecarts-de-fabrication/point-sur-l-ecart-relatif-au-referentiel-technique-de-fabrication-de-composants-de-reacteurs-nucleaires-par-framatome> (besucht am 07.04.2020).

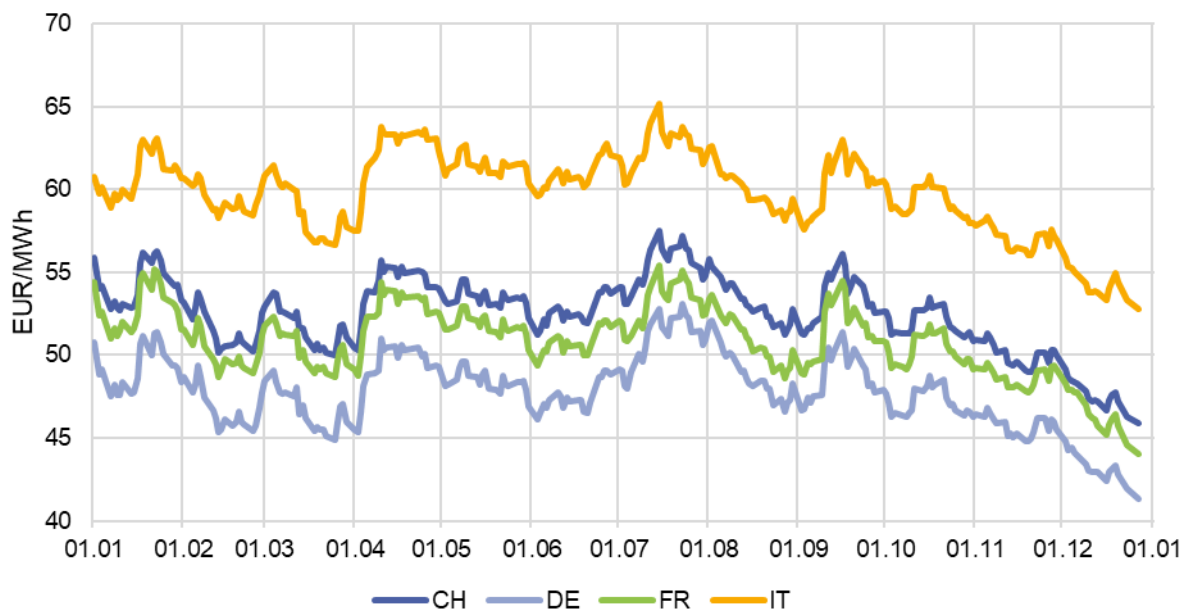


Abbildung 18: Preisverlauf im Jahr 2019 der Strom-Base-Frontjahreskontrakte 2020
Datenquelle: EEX

Der für das Frontjahr insgesamt tiefere Strompreis lässt sich durch die fallende Preisentwicklung bei den für den Strompreis wichtigen Commodities Kohle und Gas begründen. Der Preis für Kohle setzte seinen Abwärtstrend auch 2019 weiter fort. Während das Jahr mit Kohlepreisen über 100 USD/Tonne startete, lagen sie Ende 2019 nur noch knapp unter 55 USD/Tonne. Allgemein hohe Lagerbestände, gepaart mit einer tieferen Nachfrage nach Kohle, welche sich durch den Gas-Kohle-Switch zusätzlich verringerte, drückten auf den Preis dieser Commodity.

Auch der Gaspreis für Lieferung im Frontjahr 2020 folgte 2019 einem sinkenden Trend, der sich zudem insbesondere gegen Jahresende verstärkte. Während der TTF⁸-Preis für 2020 Anfang Jahr noch bei knapp 20 EUR/MWh lag, notierte er am Schluss nur noch 13.6 EUR/MWh. Zu Jahresbeginn wurde das Gas-Frontjahr über den Gashandelsprodukten mit Lieferperiode 2021 und 2022 gehandelt. Der Spread drehte sich dann im letzten Quartal, so dass das Gas-Frontjahr deutlich tiefer als die Gaslieferungen für 2021 und 2022 schloss. Volle Gasspeicher und die LNG-Importe sorgten für preisdämpfende Impulse. Zeitliche Unterbrechungen der norwegischen Gaslieferungen führten lediglich zu kurzfristigen Preiskorrekturen nach oben.

Der Preis für CO₂ erreichte zwar zu Jahresbeginn, am 18. Februar 2019, einen Tiefpunkt von 18.82 EUR/Tonne, folgte aber seitdem einem Trend nach oben. Er stieg jedoch nicht stark genug, um die Preisbewegung von Kohle und Gas zu kompensieren, so dass der Strompreis für das Frontjahr insgesamt fiel. Die Befürchtungen eines harten Brexit Anfang 2019 wirkten sich dämpfend auf den CO₂-Preis aus. Die Aussicht auf einen weichen Austritt Grossbritanniens aus der EU und schliesslich die Verlängerung für die Brexit-Verabschiedung bis Ende Oktober verliehen den CO₂-Zertifikatspreisen Aufschwung. Die Marktunsicherheit aufgrund des Rücktritts der britischen Premierministerin Ende Mai sowie der Handelskrieg zwischen China und den USA beendeten diesen Aufwärtstrend.

Die Meldung über die geplante Löschung von überschüssigen Zertifikaten im Emissionshandel in Zusammenhang mit dem deutschen Kohleausstieg sorgte im Juli für höhere Preise bei den CO₂-Zertifikaten. Ab August sorgten hier wiederum das Ende der Hitzewelle und die Eskalationen im Handelskrieg zwischen China und den USA für eine Rückwärtsbewegung. Die niedrigen Gaspreise haben zusätzlich einen Fuel Switch von Kohle zu Gas begünstigt, was sich auch dämpfend auf die Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten auswirkte. Zudem trat auch das Brexit-Thema wieder auf die Agenda. Abschliessend bewegten sich die Preise bis Ende Jahr eher seitwärts.

⁸ TTF: virtueller Handelspunkt im niederländischen Gasnetz und Referenzpreis für den Gasmarkt in den Niederlanden; aufgrund seines hohen Handelsvolumens einer der wichtigsten Handelspunkte für Erdgas in Europa.

Der Preisverlauf im Jahr 2019 für das 2020-Produkt für CO₂ (EUA⁹ 2020), Gas (NCG¹⁰ 2020) und Kohle (rollierender Frontmonat für die ARA¹¹-Region) sind der Abbildung 19 zu entnehmen.

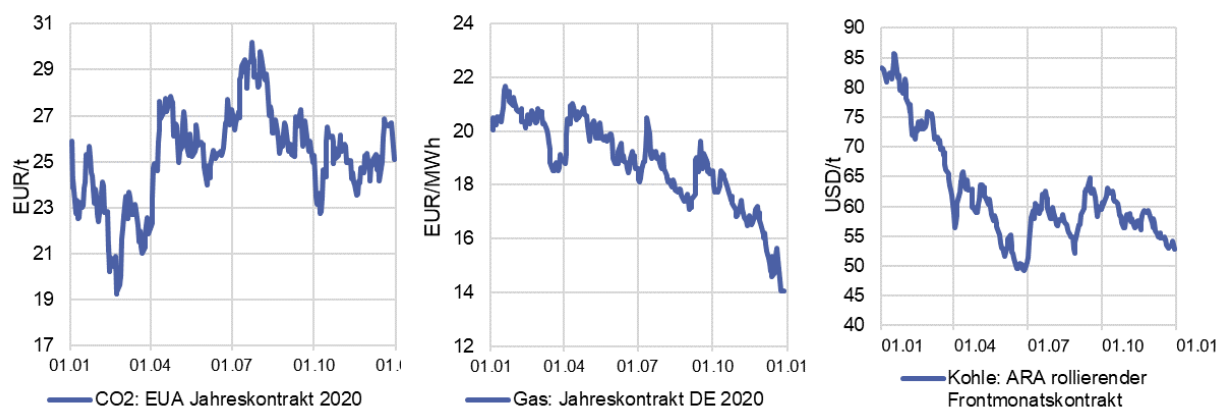


Abbildung 19: CO₂-, Kohle- und Erdgas-Preisentwicklung der 2020-Kontrakte
Datenquelle: EEX

3 Wesentliche Marktüberwachungsaktivitäten der ElCom

3.1 Analysearbeit und Analysestatistik

In Bezug auf Markttransparenz und Marktüberwachung lag der Fokus der Arbeiten bei der ElCom auch 2019 beim Monitoring des Schweizer Elektrizitätsgrosshandelsmarktes und der Analyse der Aktivitäten der Schweizer Marktteilnehmer in der Europäischen Union. Im Laufe von 2019 hat die ElCom zwei Suspicious Transaction and Order Reports erhalten, siehe Abbildung 20. Diese STORs werden der ElCom bei Auffälligkeiten betreffend Schweizer Marktteilnehmer von den Handelsüberwachungsstellen der organisierten Marktplätze übermittelt. Die Informationen aus den STORs werden detailliert untersucht und gegebenenfalls mit zusätzlichen, bei der ElCom vorhandenen Informationen analysiert. Je nach Ergebnis dieser Analysen und zur Klärung von allfälligen Fragen wird direkt Kontakt mit den Marktteilnehmern aufgenommen.

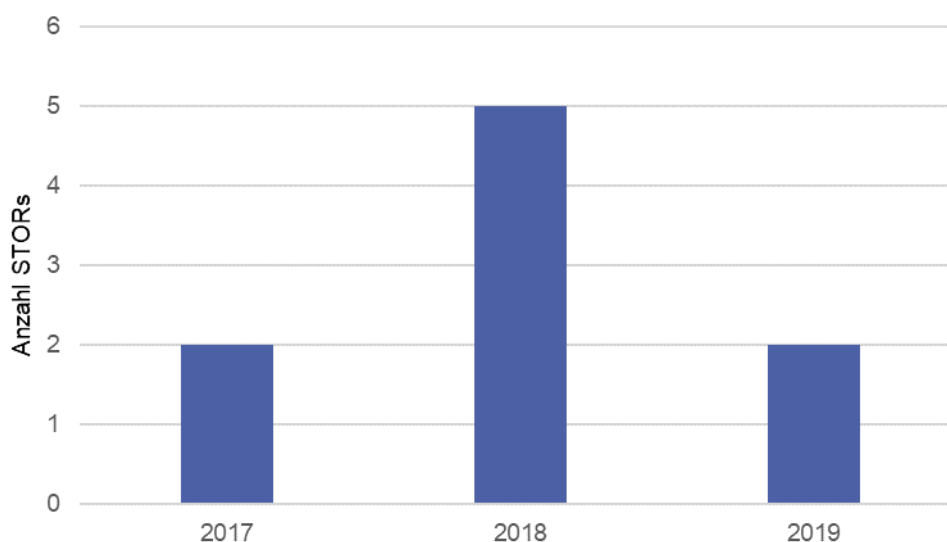


Abbildung 20: Übersicht der bei der ElCom eingegangenen STORs

⁹ EUA: European Emission Allowances.

¹⁰ NCG: Referenzpreis für den deutschen Gaspreis vom Marktgebietsbetreiber NetConnect Germany.

¹¹ ARA: Referenzpreis für thermische Kohle am Umschlagterminal im Städtedreieck Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen, dem Hauptkohlemarkt in Europa.

Neben den STORs wurden, wie im Jahr davor, auch themenbezogene ad-hoc Analysen durchgeführt. Einige davon waren mit Bezug auf die Einführung von XBID und die dadurch induzierte geringe Liquidität im Schweizer Intraday-Markt. Hier lag der Fokus unter anderem auf der Aufdeckung möglicher Kapazitätsshortung an den Schweizer Grenzen sowie auf dem Handel mit sehr kleinen Mengen.

Ein weiteres Thema, womit sich die EICOM 2019 auseinandersetzte, war der Einsatz von Algorithmen am Schweizer Elektrizitätsgrosshandelsmarkt sowie deren Einsatz durch Schweizer Marktteilnehmer an den Elektrizitätsgrosshandelsmärkten der EU. Diesbezüglich wurde eine Umfrage unter den bei der EICOM registrierten Unternehmen durchgeführt. Befragt wurden auch zwei ausländische Stromhändler, die aktiv am Schweizer Markt teilnehmen. Die Auswertung der Umfrage wird in Kapitel 3.3 präsentiert. Basierend auf den Erkenntnissen aus der Umfrage hat die EICOM eine Mitteilung zum algorithmischen Handel verfasst. Diese wird im Rahmen des Workshops Marktüberwachung 2020 präsentiert und im Anschluss daran auf der Webseite der EICOM publiziert.

3.2 Auswirkung der Einführung von XBID-Reporting auf die Datenqualität

Gute Datenqualität ist für die Aussagekraft der Ergebnisse aus der Monitoring-Tätigkeit unabdingbar. Aus diesem Grund arbeitet die EICOM seit Beginn des Reporting 2015 kontinuierlich an der Verbesserung der Vollständigkeit, der Fehlerfreiheit und der fristgerechten Übermittlung der meldepflichtigen Daten. 2019 wurde diese Arbeit fortgesetzt.

Um die Vollständigkeit der Daten zu gewährleisten, fanden 2019 einige umfangreiche Backloadings statt. Das wesentliche Ereignis in Bezug auf die Datenqualität steht allerdings in enger Verbindung mit der Einführung von XBID und betraf einen Parameter der Meldungen aus dem Intraday-Handel, den so genannten Zeitstempel.

Bei der Implementierung von XBID im Juni 2018 wurde eine zentralisierte Plattform geschaffen, auf der Marktteilnehmer aller an XBID teilnehmenden Länder im Rahmen der zwischen den Ländern verfügbaren Grenzkapazitäten Intraday-Handel betreiben können. Orders und Trades werden dabei auf lokalen Marktplätzen eingegeben, aber auf der zentralen Plattform zusammengeführt.

Da zu Beginn der Aufbauarbeiten für XBID REMIT noch nicht operativ war, wurden die REMIT-Reporting-Regeln bei der Implementierung von XBID zu wenig berücksichtigt. Dies hatte zur Folge, dass die rapportierten Orders teilweise Zeitstempel nach dem dazugehörigen Trade aufwiesen und einen falschen Status hatten («Cancel» anstatt «Update»). Da es im Rahmen der Marktüberwachung sehr wichtig ist, genau nachvollziehen zu können, wann eine Order gestellt und eine Transaktion abgeschlossen wurde, ist durch diesen Umstand die automatisierte Marktüberwachung beeinträchtigt. Dieses Problem betrifft nicht nur die Schweiz, sondern auch alle anderen Länder, in denen der XBID-Handel überwacht wird. Daher arbeiten nicht nur die EICOM, sondern auch andere EU-Regulierungsbehörden (NRAs) an der Behebung dieses Problems.

Die für die Rapportierung verantwortlichen Nominated Electricity Market Operators (NEMOs) haben das Problem erkannt. Unklar ist, wann die Korrektur der fehlerhaften Zeitstempel erfolgen wird.

3.3 Umfrage und Mitteilung zum algorithmischen Handel

Im August 2019 hat die EICOM eine Umfrage zum aktuellen Thema «algorithmischer Handel» durchgeführt. Im Fokus der Befragung standen einerseits der Einsatz von Algorithmen am Schweizer Strommarkt sowie deren Einsatz durch Schweizer Marktteilnehmer an den Elektrizitätsgrosshandelsmärkten der Europäischen Union. Andererseits wurden Fragen zu deren zugrunde liegenden Risikokontrollen und Governance sowie zu den Entwicklungs-, Test- und Implementierungsphasen von Handelsalgorithmen gestellt.

Die Gründe für den Einsatz von Handelsalgorithmen in der Energiewirtschaft sind vielfältig. Primär werden Handelsalgorithmen zur automatisierten Schliessung einer offenen Position, die sich zum Beispiel bei einem Portfolio aus erneuerbaren Energien aufgrund einer neu eingetroffene Wind- oder Solarprognose ergibt, verwendet. Auch nachfrageseitig erlauben «Smart Meter» eine «fast» Echtzeit-Messung des Verbrauchs und aktualisierte Nachfrageprognosen können durch Handelsalgorithmen direkt am Intraday-Markt optimiert werden. Haupttreiber für den Einsatz von algorithmischem Handel sind hier die Reduzierung von Ausgleichsenergiekosten und eine Optimierung der Stromposition auch ausserhalb der normalen Bürozeiten, falls der Aufwand eines 24/7-Schichtbetriebs zu hoch ist.

Ein weiterer Grund für den Einsatz von Handelsalgorithmen ist, Gewinne zu erschliessen. Die wachsende Palette der kurzfristig handelbaren Stromprodukte (Stunden-, Halbstunden- und Viertelstundenprodukte), aber auch der unterschiedlichen Marktplätze erhöht einerseits den Aufwand bei den Händlern, eröffnet andererseits aber auch Arbitragemöglichkeiten zwischen den Produkten (beispielsweise Kauf des Stundenprodukts vs. Verkauf der vier Viertelstundenprodukte) oder zwischen verschiedenen Handelsplätzen.

Zusätzlich können Handelsalgorithmen für die spekulative Portfolio-Optimierung eingesetzt werden. Dies setzt aber voraus, dass das Unternehmen über gute Preismodelle verfügt und bereit ist, gewisse Risiken einzugehen. Eine weitere Möglichkeit bilden Algorithmen, die ein automatisiertes Market Making machen und interne Orders zuerst zusammenbringen (*match*), bevor diese nach aussen an den Markt gelangen. Dies reduziert das Handelsvolumen und entsprechend die Börsen- und Brokergebühren.

Die Auswertung der Umfrage diente der ECom als Grundlage für die Einschätzung der Präsenz von Handelsalgorithmen am Schweizer Elektrizitätsgrosshandelsmarkt. Zudem verhalf es zum Verständnis, wie Marktteilnehmer mit den Risiken, welche sich aus dem algorithmischen Handel ergeben, umgehen und welche möglichen Massnahmen von den Marktteilnehmern ergriffen werden müssen bzw. ergriffen wurden, um das erforderliche Niveau an Compliance einzuhalten und die Marktintegrität zu gewährleisten. Die Auswertung der Umfrage bildete einen Grundstein für die Erarbeitung der Mitteilung in Zusammenhang mit dem algorithmischen Handel.

Im Rahmen der Umfrage hat die ECom insgesamt 61 Marktteilnehmer¹² angeschrieben. Zwei davon haben ihren Sitz im Ausland, sind aber stark an den Schweizer Kurzfristmärkten aktiv. Insgesamt haben 46 der Marktteilnehmer den Fragebogen ausgefüllt. 6 davon haben den Fragebogen nicht ausgefüllt, weil sie gemäss eigenen Aussagen nicht mehr am Elektrizitätsgrosshandelsmarkt aktiv sind. Von 9 befragten Marktteilnehmer hat die ECom keine Rückmeldung erhalten.

Abbildung 21 zeigt, dass acht der Unternehmen Handelsalgorithmen einsetzen. Drei davon haben diese selbst entwickelt. Am häufigsten werden Algorithmen im Intraday-Handel und vor allem am deutschen Strommarkt eingesetzt, siehe Abbildung 22 und Abbildung 23.

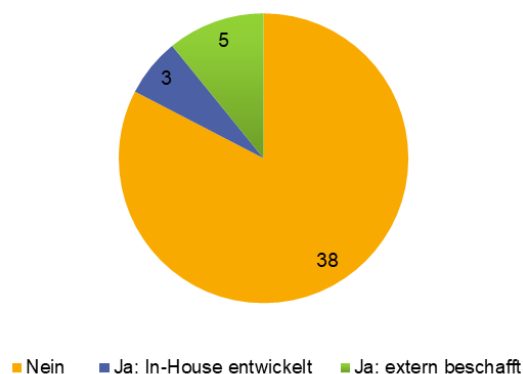


Abbildung 21: Anzahl Marktteilnehmer, die Handelsalgorithmen einsetzen, aufgeteilt nach «make/buy»

¹² Die Abweichung zwischen der Anzahl angeschriebener Marktteilnehmer und der im ersten Kapitel genannten lässt sich durch die Neu- und De-Registrierungen im Laufe des Jahres vor der Umfrage erklären.

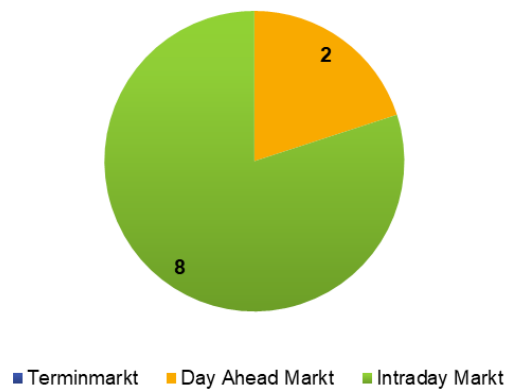
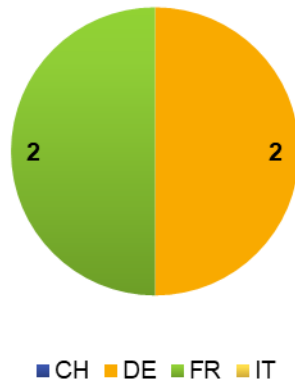


Abbildung 22: Anzahl Marktteilnehmer, die Handelsalgorithmen einsetzten, aufgeteilt nach Markt

Aufteilung nach Lieferort bei Einsatz von Algorithmen am Day-Ahead-Markt



Aufteilung nach Lieferort bei Einsatz von Algorithmen am Intraday-Markt

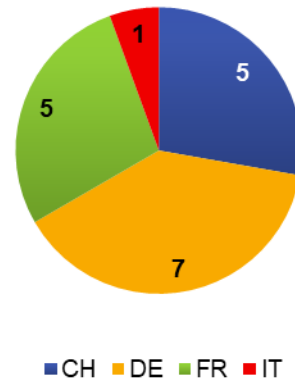


Abbildung 23: Einsatz von Handelsalgorithmen nach Lieferort

Die Auswertung in Zusammenhang mit der Entwicklungs-, Test-, Validierungsphase und Dokumentation von Handelsalgorithmen zeigte, dass durchaus Optimierungspotential bei den Unternehmen vorhanden ist. Zum Beispiel gehört eine Guideline oder Vorgaben zur Entwicklung und zum Testen von Algorithmen, welche intern von allen Einheiten gleich übernommen und angewendet wird, zu den *Best Practices* eines Unternehmens, welches Handelsalgorithmen anwendet. Diese Guideline sollte sich nicht nur auf den Prozess der Entwicklung neuer Algorithmen begrenzen, sondern auch klar den Prozess der Änderung an bereits vorhandenen Algorithmen definieren. Wenn die Algorithmen extern beschafft werden, sollten diese internen Vorgaben helfen, Mindestanforderungen und kritische Fragen an die Drittfirma zu stellen. Die Guideline sollte mit den internen Richtlinien im Einklang stehen und der Risikobereitschaft und den Verhaltenserwartungen des Unternehmens entsprechen. Bei den Unternehmen, die Algorithmen selbst entwickeln, war eine solche Guideline vorhanden. Das war jedoch meistens nicht der Fall bei den Unternehmen, die Algorithmen extern beschafft haben.

Bei der Testphase konnten auch Unterschiede zwischen Unternehmen, welche Algorithmen selbst entwickeln, und solche, die Algorithmen extern beschaffen, festgestellt werden, siehe Abbildung 24 und Abbildung 25.

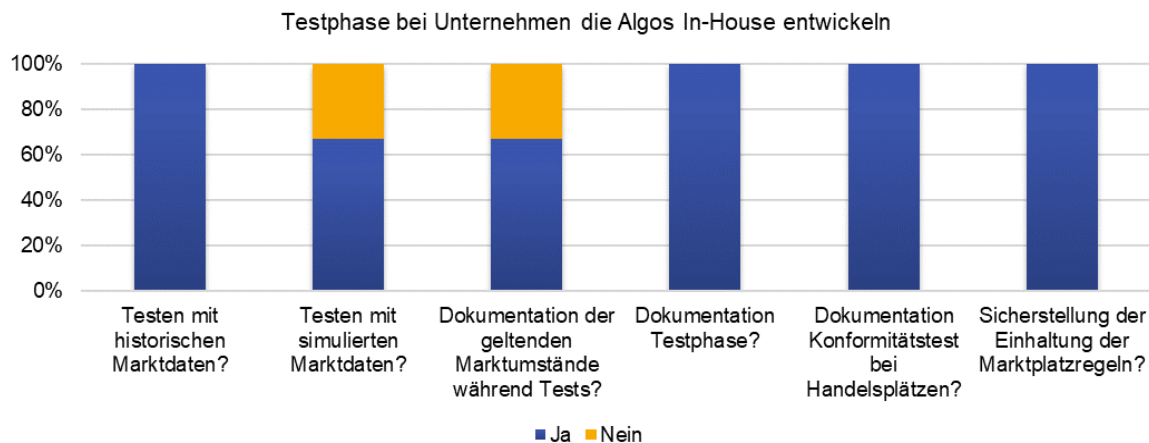


Abbildung 24: Antwort auf Hauptfragen in der Testphase bei Unternehmen, die Algorithmen selbst entwickeln

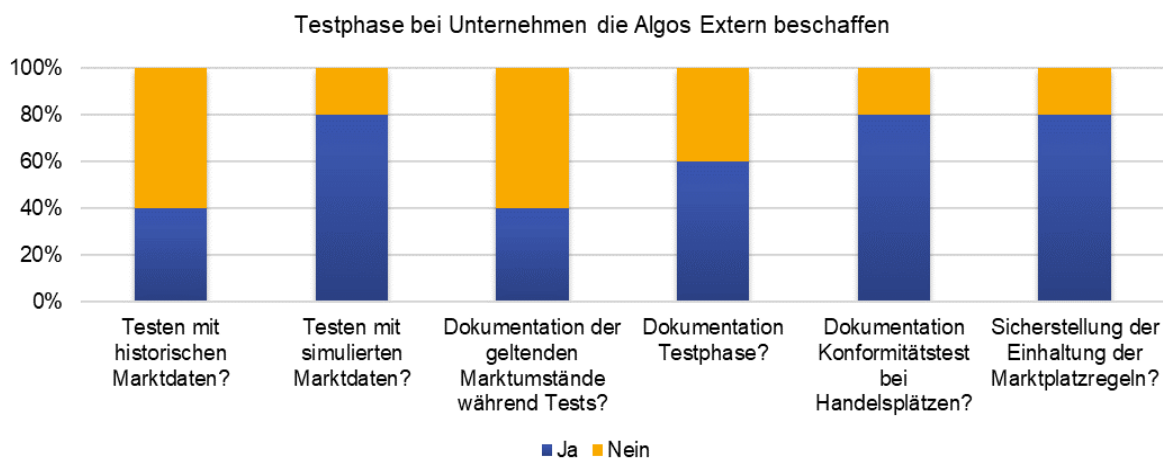


Abbildung 25: Antwort auf Hauptfragen in der Testphase bei Unternehmen, die Algorithmen extern beschaffen

Um potentielle Handelsrisiken im Zusammenhang mit dem algorithmischen Handel zu identifizieren und zu reduzieren, sollten alle Unternehmen angemessene Risikokontrollen durchführen. Einerseits ist dies im Sinne des eigenen Unternehmens (operative Fehler durch ausser Kontrolle geratene Algorithmen können hohe Kosten verursachen), andererseits ist es auch im Sinne der Sicherstellung der Marktintegrität der Handelsplätze, an denen die Algorithmen aktiv eingesetzt werden.

Erwähnenswert sind hier vor allem die Vorhandelskontrollen, das heisst Kontrollen, die vor der Einreichung eines Auftrages bei einem Marktplatz stattfinden. Diese sind in Abbildung 26 unter den Nummern 1 bis 6 zusammengefasst. Abbildung 26 zeigt zudem, dass Risikokontrollen bei den Unternehmen, die Handelsalgorithmen anwenden, gut etabliert sind.

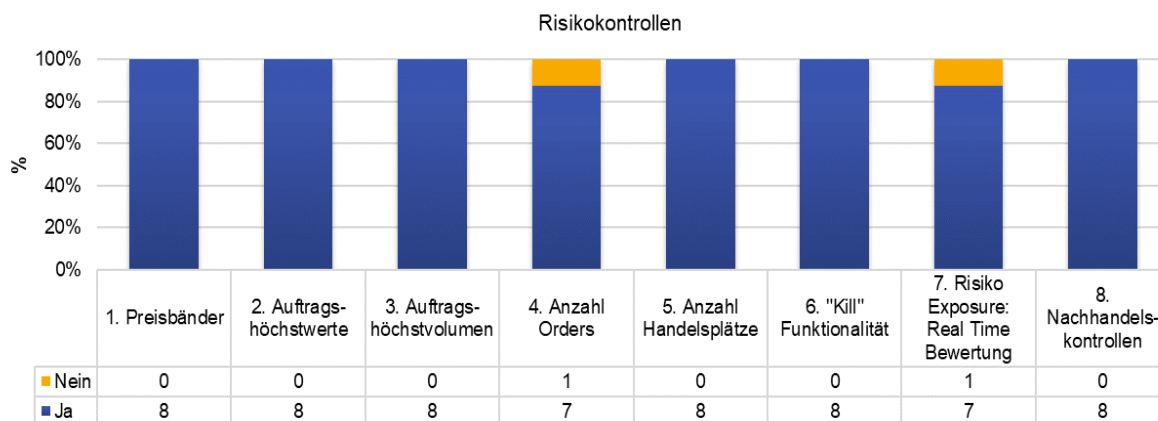


Abbildung 26: Etablierung von entsprechenden Risikokontrollen im Unternehmen

Des Weiteren ist ein starker Governance-Rahmen mit geeigneten Richtlinien, klaren und formalisierten Vorgaben sowie einem effektiven Risikomanagement von grundlegender Bedeutung für die Reduzierung der Risiken, die mit algorithmischen Handelsstrategien verbunden sind.

Von entscheidender Bedeutung ist es, dass die Unternehmen die Auswirkungen ihrer Handelstätigkeit auf das Marktverhalten und die Auswirkungen auf die allgemeine Marktintegrität berücksichtigen. Insbesondere auch deshalb, weil Energiemärkte teilweise eine deutlich geringere Liquidität aufweisen als Wertpapiermärkte.

Es ist nicht Aufgabe des Regulators, jeden Algorithmus zu prüfen, bevor dieser produktiv ausgerollt wird. In Anbetracht der sich schnell verändernden Landschaft und der Möglichkeiten, solche Algorithmen zu programmieren, stellt sich jedoch die Frage, ob in Zukunft Algorithmen zertifiziert werden sollten, bevor sie produktiv eingesetzt werden. Bei der Algorithmen-Zertifizierung sollte sichergestellt werden, dass ein bestimmter Algorithmus mit einer oder mehreren Vorgaben übereinstimmt. Es sollte dabei geprüft werden, ob der Algorithmus den protokollierten Anforderungen (Richtigkeit, Vollständigkeit, Konsistenz und Genauigkeit) entspricht und die diesbezüglichen Standards, die marktüblichen Praktiken sowie die geltenden Marktregeln erfüllt sind. Die Aufgabe des Regulators wäre dann, in Abstimmung mit der Branche Leitlinien, Standards und Fachwissen in Bezug auf den algorithmischen Handel zu entwickeln, um ein Gleichgewicht zwischen Innovation, Marktsicherheit und Integrität herzustellen.

3.4 Analyse zum Crossborder Intraday-Handel

Mit der Einführung von XBID im Juni 2018 wurde der implizite grenzüberschreitende Intraday-Handel zwischen der Schweiz und Deutschland sowie der Schweiz und Frankreich eingestellt. Händler müssen für Import und Export von elektrischer Energie im Intraday in zwei Schritten vorgehen: Die benötigte Grenzkapazität muss reserviert werden und die Energiegeschäfte müssen abgeschlossen werden.

Die für einen bestimmten Tag benötigten Grenzkapazitäten können ab 18:00 Uhr am Vortag (für die Grenze Schweiz-Deutschland) und ab 21:05 Uhr am Vortag (für die Grenze Schweiz-Frankreich) reserviert werden. Dabei gilt das Prinzip First Come - First Served. Die Kapazitäten sind kostenlos. Reservationen können bis eine Stunde vor Beginn der Lieferperiode getätigt werden.

Einmal reservierte Kapazitäten können durch Reservationen von Kapazitäten in die Gegenrichtung aufgehoben werden. Dadurch entsteht die Gefahr von Kapazitätshortungen. Händler reservieren Kapazität, um sich die Option auf grenzüberschreitende Energiegeschäfte offenzuhalten. Entwickeln sich die Preise ungünstig, wird die reservierte Kapazität durch Buchung von Kapazität in die Gegenrichtung zurückgegeben. Die so blockierte Kapazität steht somit anderen Marktteilnehmern nicht zur Verfügung.

ACER hat diesbezüglich eine Guideline veröffentlicht, welche Hortungen als REMIT-relevantes Verhalten einstuft.¹³

Die EICOM hat die Daten für die Grenze Schweiz-Deutschland für das Jahr 2019 ausgewertet, um das Verhalten der Marktteilnehmer besser zu verstehen. Im Rahmen der detaillierten Analyse ergaben sich die folgenden Fragestellungen:

Wie oft kommt es vor, dass Marktteilnehmer Intraday-Kapazitäten in beide Richtungen reservieren? Wieviel Kapazität wird in die Gegenrichtung reserviert?

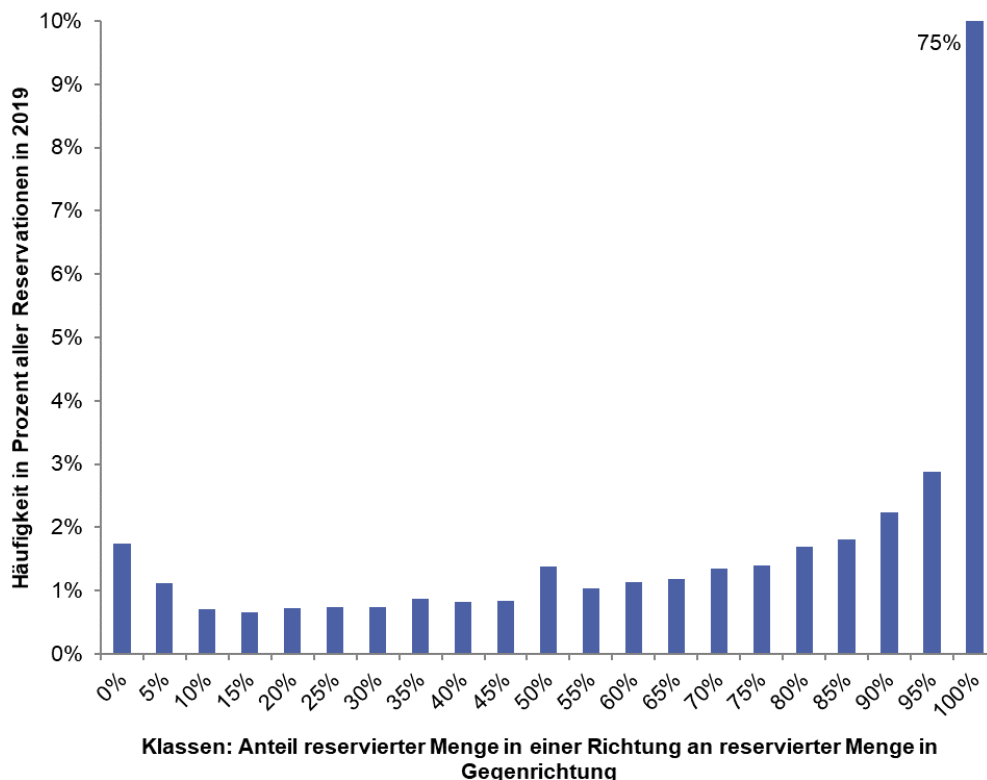


Abbildung 27: Auswertung von Reservationsverhalten in beide Richtungen der Grenze
Wieviel grösser ist die Reservation als die Reservation in Gegenrichtung? 100% = Reservation in nur eine Richtung, 0% = reservierte Kapazität ist identisch in beide Richtungen

Über alle Marktteilnehmer und alle Lieferperioden hinweg wurde in über 75 Prozent der Reservationen Kapazität nur in eine Richtung reserviert. In gut einem Prozent der Reservationen war die reservierte Kapazität in beide Richtungen gleich gross oder die Abweichung von der reservierten Kapazität in der einen Richtung war kleiner als fünf Prozent. In elf Prozent der Reservationen betrug die reservierte Kapazität in der einen Richtung 50 Prozent oder mehr als die reservierte Kapazität in der Gegenrichtung. Damit kann Hortung in vielen Fällen ausgeschlossen werden. Es verbleiben jedoch mehrere hundert Fälle, in denen praktisch gleichviel Kapazität in beide Richtungen gebucht wurde.

¹³ Guidance Note 1/2018 – Transmission Capacity Hoarding (Published: 22/03/2018): Guidance on the application of Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency.

Wieviel der total reservierten Kapazität einer Lieferperiode und einer Transportrichtung wird in den ersten 30 Minuten nach Eröffnung der Reservationsplattform um 18:00 Uhr am Vortag gebucht?

Je früher die Kapazität reserviert ist, desto grösser ist die Wahrscheinlichkeit, dass noch Kapazität verfügbar ist. Kann Kapazität reserviert werden, steht eine Option für den Transport von elektrischer Energie im Intraday-Handel zur Verfügung.

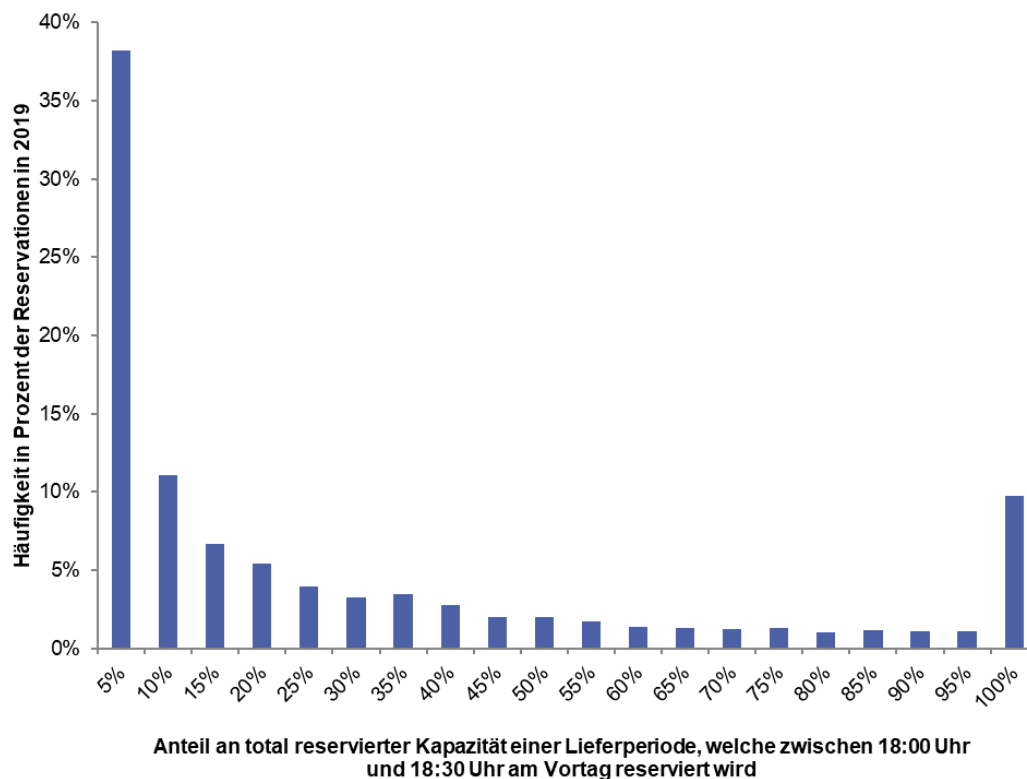


Abbildung 28: Auswertung von Reservationsverhalten kurz nach Eröffnung der Reservationsplattform. 100 Prozent bedeutet, die ganze Kapazität für eine Lieferperiode wird zwischen 18:00 und 18:30 Uhr reserviert. 0 – 5 Prozent bedeutet, nur 0 – 5 Prozent der Kapazität für eine Lieferperiode wird zwischen 18:00 und 18:30 Uhr reserviert.

In etwas mehr als zehn Prozent der Fälle wird die ganze Kapazität einer Lieferperiode bereits zwischen 18:00 und 18:30 Uhr gebucht. In mehr als einem Drittel aller Fälle wird in dieser Zeitperiode nur fünf Prozent oder weniger der bis zur Lieferperiode hin total gebuchten Kapazität reserviert.

Dies deutet darauf hin, dass die meisten Entscheidungen über Intraday-Geschäfte nicht bereits um 18:00 Uhr am Vortag getroffen worden sind, sondern die Preisentwicklungen an den Märkten und die Entwicklungen von Fundamentalparametern wie Wind- und Sonneneinspeisung oder Nachfrage abgewartet werden.

Für den Zeitpunkt der Reservation spielt ebenfalls der Preisunterschied zwischen Deutschland und der Schweiz aus der Day Ahead-Auktion eine Rolle. Die Day Ahead-Auktion findet am Vortag um 11:00 Uhr (Schweiz) und 12:00 Uhr (Deutschland) statt. Ist zu diesem Zeitpunkt ein deutlicher Preisunterschied zwischen den beiden Ländern feststellbar, ist die Wahrscheinlichkeit früherer Reservationen für Intraday-Grenzkapazitäten höher, da die Händler damit rechnen können, dass sich die Preisverhältnisse (und damit die Flussrichtung) der elektrischen Energie im Intraday nicht ändern wird.

Im Jahresverlauf sind die Preise tendenziell im Winter höher in der Schweiz und im Sommer höher in Deutschland, siehe auch Abbildung 8:

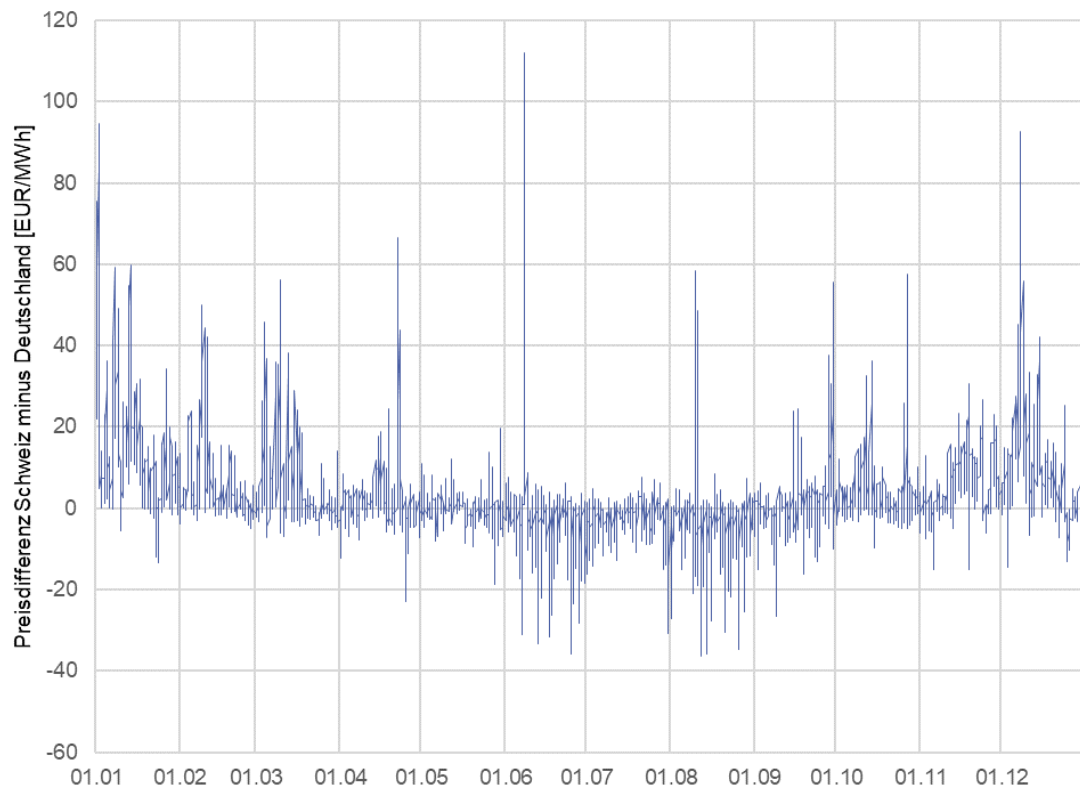


Abbildung 29: Preisdifferenz Schweiz-Deutschland in der Day Ahead-Auktion für Stundenprodukte 2019
Datenquelle: EPEX Spot

Korreliert man die Preisunterschiede mit dem Anteil Grenzkapazität, welcher zwischen 18:00 und 18:30 Uhr reserviert wird, ergibt sich folgendes Bild:

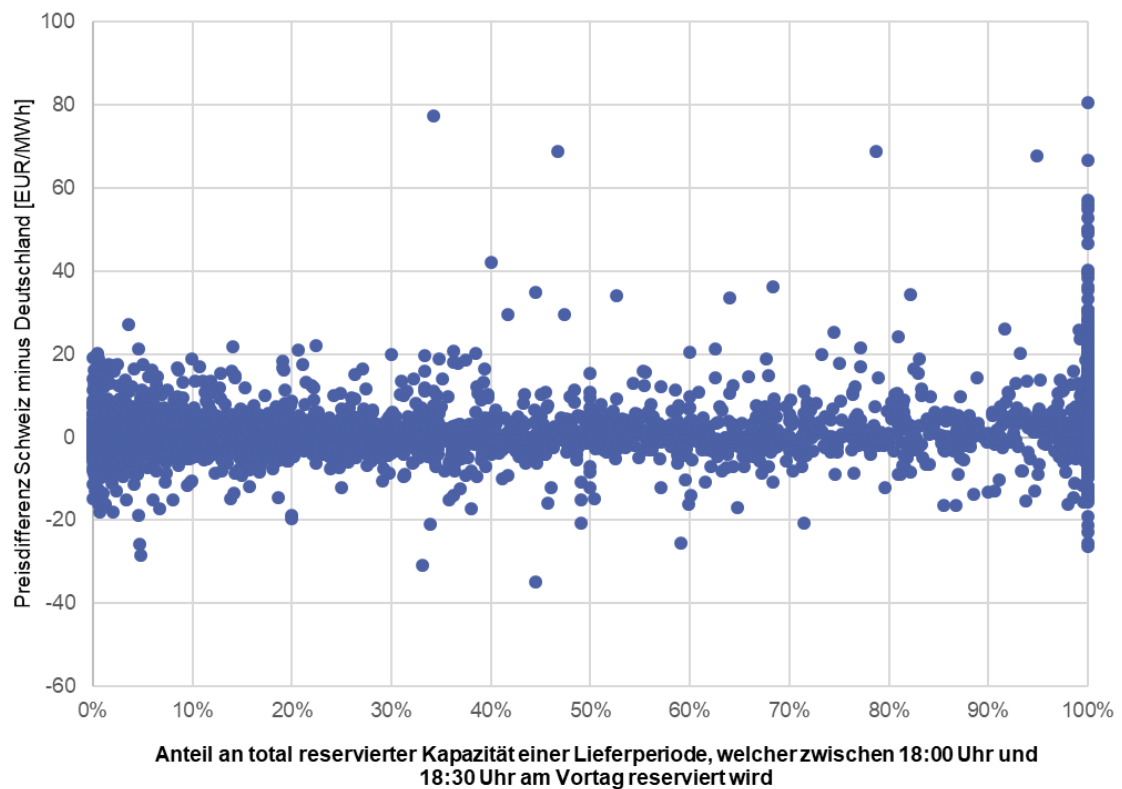


Abbildung 30: Korrelation zwischen Preisdifferenz Schweiz-Deutschland und früher Reservation

Grundsätzlich ist zu erwarten, dass bei höherem Spread mehr Kapazität in den ersten 30 Minuten nach Öffnung der Plattform reserviert würde. Dies ist als Tendenz nicht ersichtlich, ausser bei Reservationen der ganzen Kapazität (100%) für Import von elektrischer Energie in die Schweiz (bei positivem Preisunterschied in der Grafik. Dies bedeutet, dass Energie in der Schweiz teurer ist als in Deutschland und diese deshalb von Deutschland in die Schweiz importiert wird).

Vergleicht man Reservationsanteile zwischen 30-80 Prozent mit Anteilen 0-10 Prozent wird tendenziell trotz höherem Preisunterschied (bis zu 20 bzw. -20 EUR/MWh) weniger Kapazität in den ersten 30 Minuten reserviert.

Wie kurz vor der Lieferperiode wird die Kapazität reserviert?

Eine Reservation kann maximal 30 Stunden vor Lieferung erfolgen, da die Reservationsplattform für alle Lieferstunden eines Tages am Vortag um 18:00 Uhr öffnet.

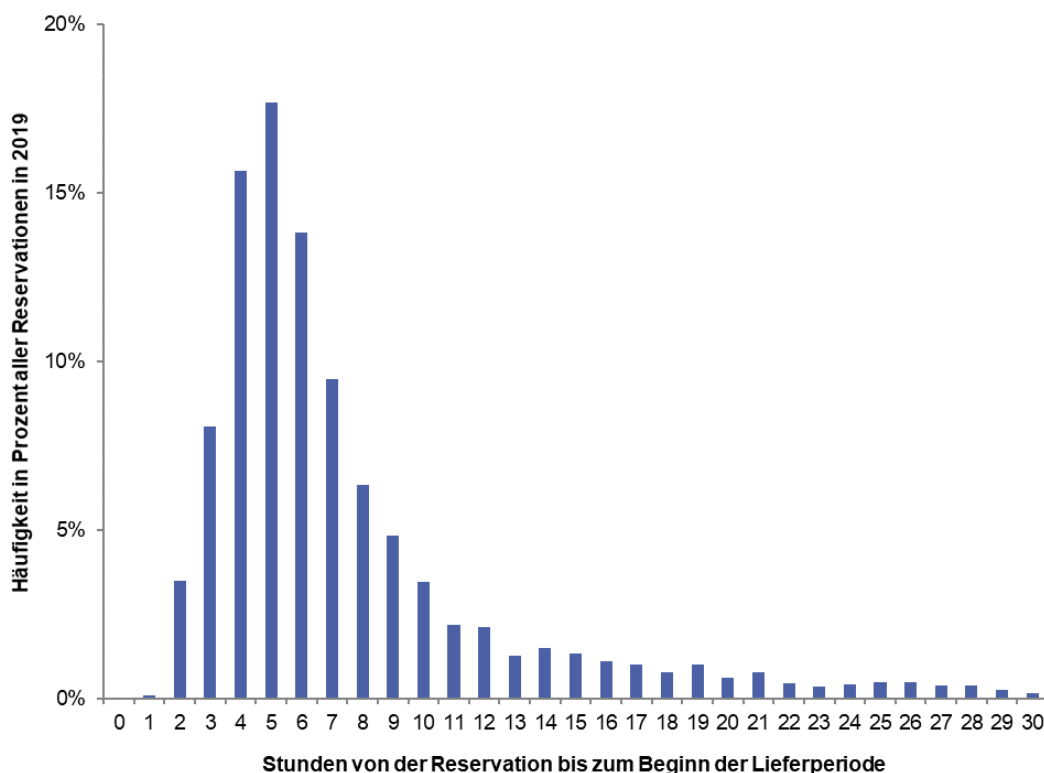


Abbildung 31: Verteilung der Reservationszeitpunkte im Vergleich zum Lieferperiodenstart

In 70 Prozent der Reservationen beträgt die Zeit von der Reservation der Kapazität bis zum Start der Lieferperiode zwischen drei und neun Stunden, wobei die grösste Häufigkeit für die Zeit vier bis sechs Stunden vor Lieferperiode auftritt.

Welcher saisonale Unterschied besteht bei der Zeitspanne zwischen Reservation und Beginn Lieferperiode?

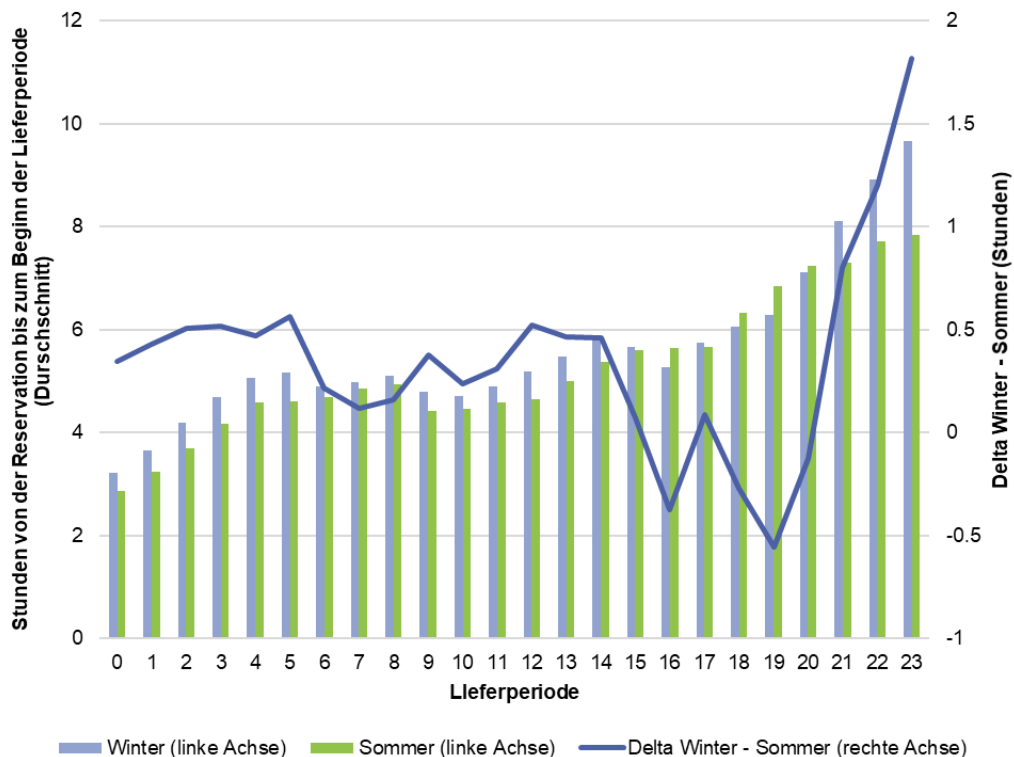


Abbildung 32: Saisonale Unterschiede der Zeitspannen von der Reservation bis zum Beginn der Lieferperiode
Pro Lieferperiode. Auf der x-Achse sind die 24 Lieferperioden, Lieferperiode 0 entspricht dabei der Stunde 0-1.

Für die meisten Lieferperioden gilt, dass die Kapazität im Winter (Oktober bis März) früher reserviert wird als im Sommer. Im Sommer sind Prognoseabweichungen grösser, da mehr Solarenergie produziert wird. Deshalb ist die Zeitspanne von der Reservation bis zur Lieferperiode geringer. Dies zeigt sich besonders in den sonnenintensiven Stunden von 11:00 bis 14:00 Uhr. Umgekehrt ist die Zeitspanne geringer im Winter in den Stunden 18:00 und 19:00. Dies sind Stunden mit grosser Nachfrage vor allem in den Wintermonaten, weshalb hier auf Schwankungen kurzfristiger reagiert wird.

Ebenfalls eine Rolle spielt die Preisdifferenz zwischen Deutschland und der Schweiz aus der Day Ahead-Auktion. Ist die Differenz gross (üblicherweise im Winter), wird tendenziell früher Kapazität im Intraday reserviert, da die Wahrscheinlichkeit, dass die Flussrichtung im Intraday dem Day Ahead folgt, grösser ist.

Welche Volumenabhängigkeit zum Reservationszeitpunkt besteht?

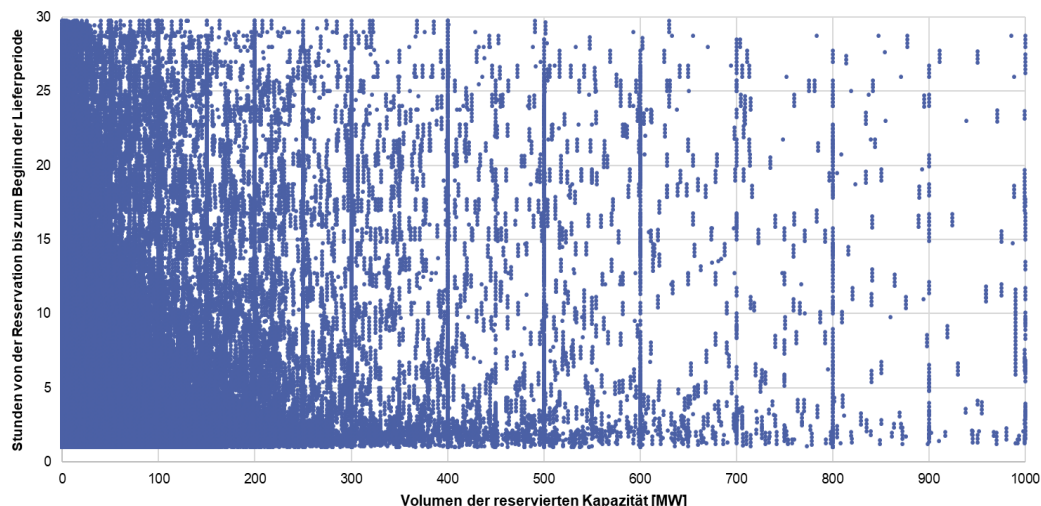


Abbildung 33: Stunden von Reservation bis Beginn der Lieferperiode nach reserviertem Volumen

Es werden in der Tendenz nur kleine Volumina lange vor der Lieferperiode reserviert. Dies lässt darauf schliessen, dass das Risiko für grosse Kapazitätsreservierungen lange vor Beginn der Lieferperiode im Allgemeinen als zu gross eingeschätzt wird. Dennoch gibt es vereinzelt solche grossen Reservierungen.

Welche Volumina werden wie oft reserviert?

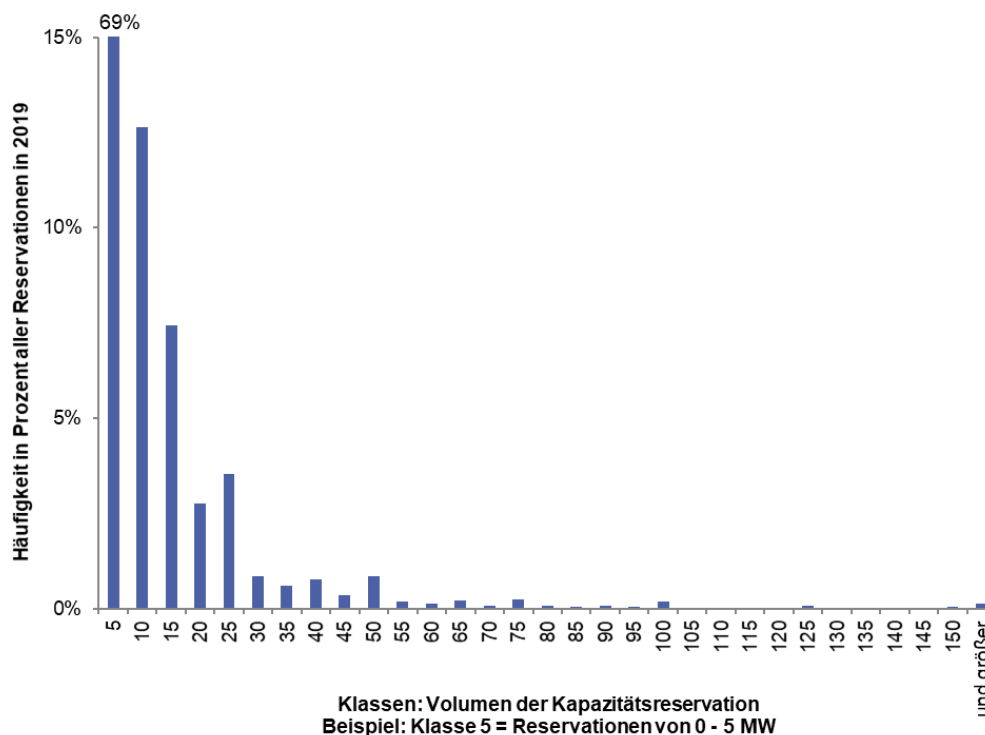


Abbildung 34: Häufigkeit der Reservationsvolumina

In den meisten Fällen sind die Volumina der Reservationen fünf MW oder kleiner. In über 80 Prozent der Fälle sind sie kleiner als 10 MW. Dies deutet darauf hin, dass Intraday-Handel über die Grenze hinweg oft als Ausgleich von kurzfristig offenen Positionen betrieben wird. Solche Positionen können entstehen, wenn sich abzeichnet, dass Prognosen für Wind- und Solarproduktion oder für die Nachfrage nicht korrekt waren. Ein weiterer Grund kann der Ausfall oder die Reduktion der Einspeisung eines Kraftwerkes sein.

Die Grenze Schweiz-Deutschland wird im Intraday-Handel rege bewirtschaftet. Zu einem grossen Teil wird dabei nur Kapazität in eine Richtung gebucht, wodurch keine Hortung entstehen kann. Die Buchungen erfolgen meistens am betroffenen Tag selber, in der Regel vier bis sechs Stunden vor Beginn der Lieferperiode. Buchungen bereits kurz nach Eröffnung der Reservationsplattform um 18:00 Uhr am Vortag sind eher die Ausnahme. Dies ist ein weiteres Anzeichen dafür, dass der Markt ordnungsgemäss funktioniert und Hortungen über längere Zeit nicht vorkommen. Es werden tendenziell keine grossen Kapazitäten schon frühzeitig reserviert. Reservationen von grossen Kapazitäten sind zudem selten, überwiegend werden Reservationen bis zu 10 MW getätigt. Dies deutet auf Bewirtschaftung von kurzfristig entstandenen offenen Positionen hin, wie sie beispielsweise durch Korrektur von Prognosen zur Solar- und Windeinspeisung oder der Nachfrage erwachsen können.

Dennoch kann es in Einzelfällen zu problematischem Verhalten von Marktteilnehmern kommen. Die ElCom geht diesen Fällen nach und kontaktiert bei Bedarf die Marktteilnehmer.

3.5 Analyse zur möglichen Manipulation eines Marktindex

Der *Intraday Market Index Schweiz* (IDM CH) wird für jeden Tag, für jede Stunde berechnet. Der Preis ermittelt sich als mengengewichteter Preis aus allen Transaktionen, welche für die entsprechende Stunde am Intraday-Markt Schweiz stattfinden. Wenn in diesem Zeitraum keine Geschäfte am Intraday-Markt abgewickelt wurden, wird der IDM CH Index gleich dem Day Ahead-Marktpreis (stündlicher Referenzpreis, welcher sich im Rahmen der Day Ahead-Auktion am Vortag für die entsprechende Stunde etabliert) gesetzt. Wenn für eine Stunde lediglich eine Transaktion von 0.1 MWh auf der EPEX Spot Plattform stattfindet, dann bestimmt diese Transaktion den IDM CH Index für diese Stunde, unabhängig davon, wie stark dieser Preis vom Day Ahead-Marktpreis abweicht und inwiefern er die Handelstätigkeit am Intraday-Markt Schweiz repräsentiert.

Seit der Einführung von XBID im Juni 2018 ist das Handelsvolumen am Intraday-Markt Schweiz stark eingebrochen. Illiquide Märkte sind anfälliger für potentielle Marktmanipulationen, da mit wenigen Mitteln bereits grössere Preisauswirkungen erzielt werden können. An einzelnen Tagen ist eine grössere Abweichung zwischen den Preisen am kontinuierlichen Intraday- und dem Day Ahead-Markt zu beobachten. Die stündlichen Intraday-Marktpreise Schweiz unterschieden sich an diesen Tagen ebenso stark von den Intraday-Marktpreisen in den umliegenden Ländern. Zudem wurde auch am Schweizer Intraday-Markt ein «Plateau»-Verlauf der Preise beobachtet – ein eher unüblicher Preisverlauf für diesen Markt, der Anlass für eine genauere Analyse gab. Die Auswertung der Transaktionen ergab, dass gewisse Marktteilnehmer in Zeiten von sehr geringer Liquidität am Intraday-Markt Schweiz Orders mit aussergewöhnlich kleinem Volumen (0.1 MWh) zu Preisen, die deutlich über dem Referenzpreis des Day Ahead-Marktes lagen, ausgeführt haben.

Die Analyse der Fundamentaldaten zu Kraftwerksausfällen, möglichen Lastveränderungen, Abweichungen seitens der erneuerbaren Energien oder der Grenzflüsse hat für die entsprechenden Tage keine auffälligen Veränderungen ergeben, welche die Preisabweichungen zwischen dem Day Ahead und Intraday-Markt Schweiz und die Preisdifferenz zu den umliegenden Ländern erklären würden.

Die Auswertung der Orders der Marktteilnehmer zeigte teilweise, dass die Anzahl Orders mit einem Handelsvolumen von 0.1 MWh nach der Einführung von XBID deutlich zugenommen hat, obwohl das Handelsvolumen unverkennbar zurückgegangen ist.

Das Vorhandensein von Verträgen mit Vertriebskunden, welche auf dem Schweizer Intraday-Markt indexiert sind, wurde von einzelnen Marktteilnehmern bestätigt. Dies stellt somit durchaus einen Anreiz dar, den *Intraday Market Index* in einer gewissen Richtung zu beeinflussen. Das bedeutet jedoch nicht, dass jede Order oder jeder Trade mit minimalem Volumen ein vermuteter Versuch der Marktbeeinflussung oder gar Manipulation darstellt, denn manchmal sind Marktteilnehmer gezwungen, auch Kleinstmengen aus Vertriebs- und Produktionspositionen glattzustellen. In einem illiquiden Markt wird dies dann zu dem in dem Moment verfügbaren Preis abgewickelt, der dann teilweise deutlich vom «Last Trade» oder vom letzten Referenzpreis für diese Stunde abweichen kann.

In Abbildung 35 und Abbildung 36 wird der Einfluss der Handelstätigkeit eines Marktteilnehmers auf den IDM CH Index für verschiedene Liefertage graphisch dargestellt. Die blaue Linie stellt den Day Ahead-Markt Index in EUR/MWh dar (linke Referenzachse). Der Intraday-Markt-Index wird in EUR/MWh (linke Referenzachse) mit der orange gestrichelten Linie dargestellt. Die roten Sterne zeigen jeweils den Preis in EUR/MWh (linke Referenzachse), zu welchem der Marktteilnehmer das Intraday-Geschäft abgeschlossen hat. Hat der Marktteilnehmer mehrere Transaktionen pro Stunde abgeschlossen, gibt es mehrere Sterne. Die Balken repräsentieren jeweils das kumulierte gehandelte Volumen pro Stunde des Marktteilnehmers (in MWh, rechte Referenzachse), wobei jede einzelne Transaktion pro Stunde in der zeitlichen Reihenfolge farblich abgegrenzt wird. Die Zahlen bei den Balken stellen jeweils das kumulierte Volumen nach jeder Transaktion dar. Liegt der rote Stern nahe oder genau auf der orange gestrichelten Linie, hat das Handelsgeschäft des Marktteilnehmers massgeblich den IDM CH Index bestimmt.

Die Preisunterschiede zwischen dem Day Ahead-Marktpreis und dem Intraday-Markt-Index waren für die Liefertage in Abbildung 35 und Abbildung 36 an gewissen Stunden erheblich. Am Intraday-Markt wurde in einer Stunde sogar eine 760 Prozent Steigerung gegenüber dem Day Ahead-Preis beobachtet.

Aufgrund der Umstände hat die EICOM das Gespräch mit den entsprechenden Marktteilnehmern gesucht und EPEX Spot auf die Notwendigkeit hingewiesen, einen Schwellenwert beim Transaktionsvolumen im Rahmen der Berechnung des volumengewichteten Durchschnittspreises für die Ermittlung des *Intraday Market Index Schweiz* einzuführen. Erst wenn der Schwellenwert erreicht wird, sollte der *Intraday Market Index Schweiz* berechnet werden. Ansonsten wird er dem Day Ahead-Markt-Index gleichgesetzt. Diese Massnahme soll bewirken, dass der Schweizer *Intraday Market Index* wieder einen fairen Wert ausweist, welcher die Handelstätigkeit am Schweizer Intraday-Markt abbildet und keinen starken Schwankungen ausgesetzt ist, die durch nicht-marktorientierte Transaktionen mit Kleinstmengen ausgelöst werden können.

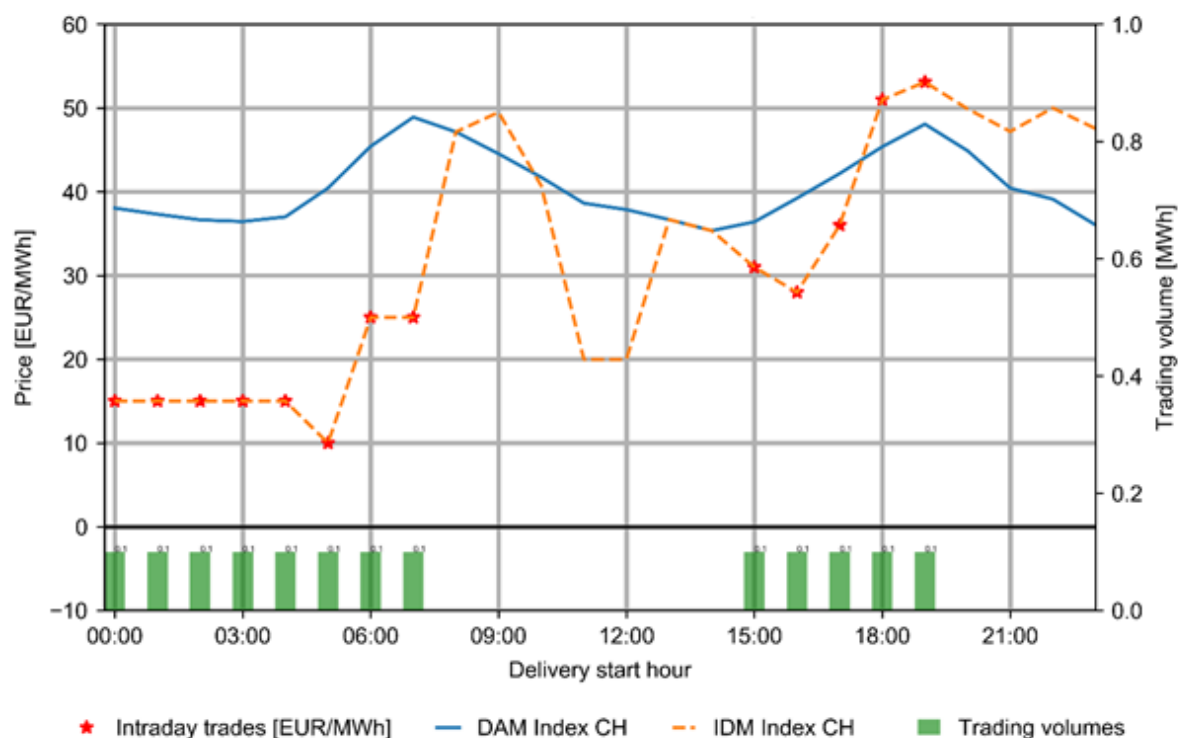


Abbildung 35: Day Ahead-Markt-Index (DAM Index CH) vs. Intraday-Markt Index (IDM Index CH)
Stündliche Intraday-Transaktionen eines Marktteilnehmers in EUR/MWh als Stern, stündliches kumuliertes Volumen des Marktteilnehmers als Balken.

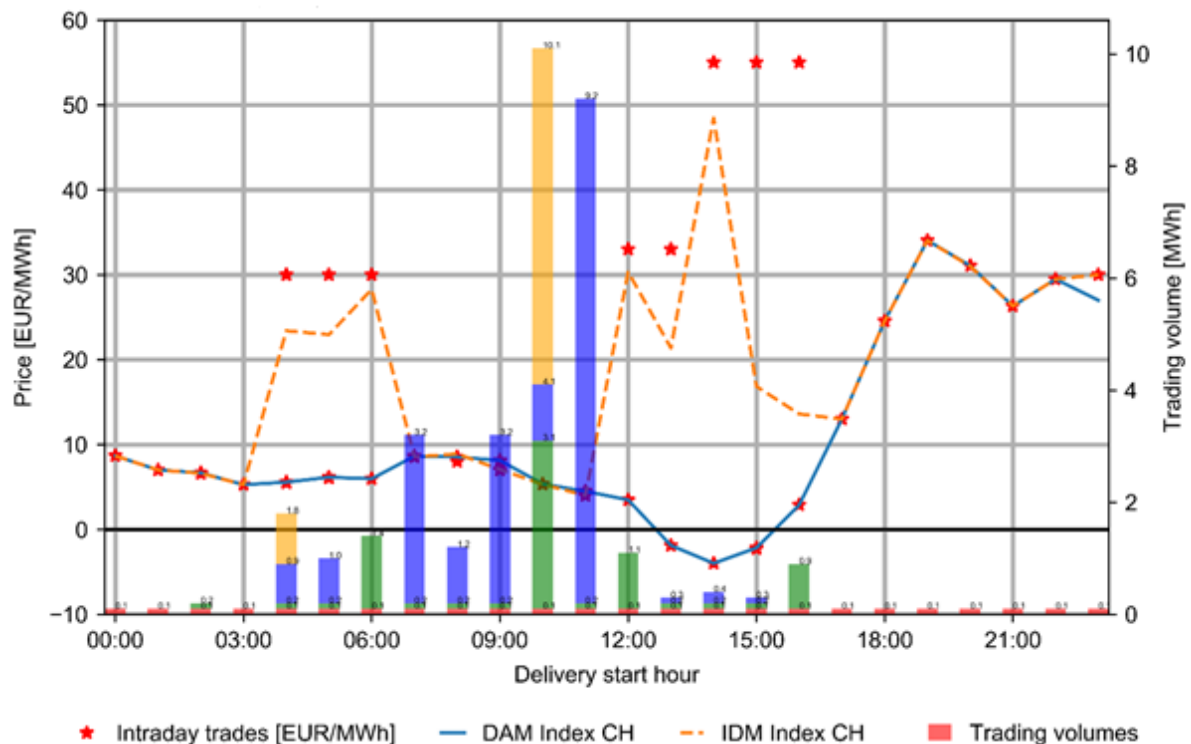


Abbildung 36: Day Ahead-Markt-Index (DAM Index CH) vs. Intraday-Markt Index (IDM Index CH)
Stündliche Intraday-Transaktionen eines Marktteilnehmers in EUR/MWh als Stern, stündliches kumuliertes Volumen des Marktteilnehmers als Balken

3.6 Analyse Intraday-Handel vs. Balancing

Seit 2017 hat die EICom mehrere STORs erhalten, bei welchen es darum ging, dass, nachdem der entsprechende Marktteilnehmer am französischen Balancing-Markt aktiviert wurde, sich die Handelstätigkeit von Marktteilnehmern preislich stark auf den französischen oder Schweizer Intraday-Markt ausgewirkt hat.

Die wichtigsten Eigenschaften von beiden Märkten werden in Tabelle 3 dargestellt.

Balancing Markt Frankreich (BM)	Intraday Markt (IM)
• TSO stellt in Echtzeit sicher dass die Nachfrage dem Angebot entspricht • Ist das System angespannt (Angebot < Nachfrage), wird der TSO die Gebote aktivieren (günstigere zuerst) • Pay-as-bid • Preise am BM höher als am IM, um Flexibilität zu belohnen → Handelsgeschäfte (Preis und Volumen) nur für den TSO und den Marktteilnehmer dessen Gebot aktiviert wurde sichtbar	• Alle Marktteilnehmer sind im Wettbewerb gegeneinander • Kontinuierlicher Handel • TSOs dürfen am IM nicht handeln, ausser um Netzverluste zu kompensieren • IM widerspiegelt nicht wirklich die temporären Ungleichgewichte des Systems → Handelsgeschäfte (Preis und Volumen) für alle Marktteilnehmer vom IM sichtbar

Tabelle 3: Balancing-Markt Frankreich vs. Intraday-Markt

In allen Fällen wurde ein ähnliches Muster beobachtet: Das französische Netz war an den entsprechenden Tagen zu den betroffenen Stunden bereits sehr angespannt, was zu der Aktivierung am Balancing-Markt durch den französischen Netzbetreiber führte. Der Marktteilnehmer, welcher den Zuschlag am französischen Balancing-Markt erhielt, kaufte die benötigte Energie (teilweise oder vollständig) am Intraday-Markt (Frankreich oder Schweiz) ein, anstatt die Energie mittels eigener Kraftwerksleistung zu erbringen. Die durch den entsprechenden Marktteilnehmer ausgelösten Käufe am Intraday-Markt führten teilweise zu starken Preisänderungen am Intraday-Markt sowohl in Frankreich als auch in der Schweiz.

Grundsätzlich sollten Balancing-Marktabrufe mittels flexibler Kraftwerksleistung erbracht werden, um das französische Netz und den Markt zu entlasten. Die Preise am Balancing-Markt sind grundsätzlich höher als am Intraday-Markt, um den Marktteilnehmern einen Anreiz zu geben, eine gewisse Kraftwerksleistung für den Balancing-Markt vorzuhalten oder zu reservieren.

Ein Kraftwerksoptimierer ist täglich mit strategischen Entscheidungen konfrontiert:

- Er kann sein Kraftwerk für den Tag D an der Tagesauktion der Strombörse an D-1 (Day Ahead-Markt) zu Grenzkosten oder höher anbieten.
- Sollte dieses Kraftwerk D-1 nicht zum Zuge gekommen sein, weil der Stundenpreis an der Börse tiefer als seine Grenzkosten war, hat der Kraftwerksbetreiber immer noch die Möglichkeit, sein Kraftwerk am Intraday-Markt am Tag D anzubieten.
- Der Kraftwerksoptimierer kann sein Kraftwerk (solange Grenzkapazitäten vorhanden sind) aber auch am französischen Balancing-Markt anbieten.

Wenn der Marktteilnehmer die abgerufene Menge am Balancing-Markt Frankreich dann aber am Intraday-Markt selbst beschafft, anstatt die flexible Kraftwerksleistung zur Verfügung zu stellen, hat dies verschiedene Konsequenzen:

- Der bereits angespannte französische Markt wird durch zusätzliche Käufe am Schweizer oder am französischen Intraday-Markt noch angespannter. Da die Intraday-Märkte Schweiz und Frankreich stark korrelieren, führen Käufe auf dem Schweizer Intraday-Markt indirekt dazu, dass der französische Intraday-Markt angespannter wird.
- Der Marktteilnehmer erhält über den Balancing-Markt eine Flexibilitätsmarge. Er ist aber nicht selber für diese Flexibilität verantwortlich. Diese Flexibilität wird indirekt von den Teilnehmern am französischen oder Schweizer Intraday-Markt erbracht, was nicht der Aufgabe des Balancing-Marktes entspricht.
- Der Marktteilnehmer übt möglicherweise Insider-Handel aus. Nur er und der französische Netzbetreiber wissen, welche Menge, wann, zu welchem Preis am Balancing-Markt aktiviert worden ist. Die Information ist präzise, nicht öffentlich und könnte die entsprechenden Stunden im Intraday-Markt preislich stark beeinflussen. Der Marktteilnehmer ist dann bereit, die Information zu nutzen und die entsprechende Menge, bis zum Balancing-Marktpreis (der meistens deutlich höher als der Intraday-Marktpreis ist) auf dem Intraday-Markt zu beschaffen. Dieses Wissen fehlt den anderen Marktteilnehmern, die somit nicht den fairen System-Preis, der sich aufgrund von besonderen Gegebenheiten am Balancing-Markt ergibt, kennen.
- Dem Marktteilnehmer könnte möglicherweise Cross Market-Manipulation vorgeworfen werden. Der Intraday-Markt widerspiegelt temporäre Ungleichgewichte des Systems nicht. Die Balancing-Marktpreise sind höher als die Intraday-Marktpreise, um Flexibilität zu belohnen.
- Die offene Position aus dem Balancing-Markt über den Intraday-Markt glattzustellen, führt möglicherweise zu einer Manipulation des Intraday-Markts, da irreführende Preissignale gesendet werden: je höher der Preisunterschied zwischen den beiden Märkten ist, umso motivierter ist der Marktteilnehmer, den Intraday-Marktpreis nach oben zu treiben.

Aus Sicht der ElCom handelt es sich hier um ein Problem des Marktdesigns. Es sollte grundsätzlich nicht möglich sein, dass dasselbe Produkt auf zwei unterschiedlichen Märkten (Balancing- und Intraday-Markt), an denen unterschiedliche Marktteilnehmer interagieren und andere Regeln gelten, gleichzeitig gehandelt wird. Beim Balancing-Markt ist auf einer Seite immer der TSO, beim Intraday-Markt befinden

sich auf beiden Seiten Marktteilnehmer. Zudem sind beim Intraday-Markt Transaktionen mit Preis und Volumen jederzeit für alle sichtbar, beim Balancing-Markt hingegen handelt es sich bei den Transaktionen um nicht öffentliche Informationen. Diese unterschiedliche Marktkonstellation führt zu unterschiedlichen Preisen und gibt einen Anreiz zur Arbitrage seitens der Händler.

Um diesem Problem entgegenzuwirken, hat der französische Netzbetreiber am 1. August 2018 die «Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement»¹⁴ angepasst und einen neuen Artikel hinzugefügt (Artikel 4.2.1.2.1). Dieser gilt allerdings nur für jene Marktteilnehmer, die als «EDA Point d'Échange» betrachtet werden. Das sind Marktteilnehmer, die am französischen Balancing-Markt aktiv sind, jedoch ihren Sitz im Ausland haben.

Die neue Regel besagt:

«Ein EDA (entité d'ajustement) Point d'Echange ist definiert als eine Gesamtheit von Anlagen, die sich ausserhalb des kontinentalfranzösischen Territoriums befindet und in der Lage ist, auf Aufforderung von RTE über einen Austauschpunkt – d. h. über einen physikalischen Anschluss an eine Verbindungsleitung – innerhalb einer vorgegebenen Zeitspanne eine bestimmte Menge Elektrizität einzuspeisen oder zu beziehen. Die Aktivierung des Gebots eines EDA Point d'Echange darf folglich nicht dazu führen, dass dieser Teilnehmer am Balancing-Markt die entsprechende Strommenge am französischen Intraday-Markt erwirbt (für Produktionsgebote) oder verkauft (für Verbrauchsgebote), sei es in Form eines expliziten Flusses oder einer impliziten Nominierung.»

Trotz der neuen Regelung haben gewisse Schweizer Marktteilnehmer weiterhin Preisdifferenzen an beiden Märkten ausgenutzt und dabei einen Arbitragegewinn erzielt. Die Handelstätigkeit dieser Marktteilnehmer für die entsprechenden Lieferstunden wurden seitens der EICom untersucht.

4 Weitere Tätigkeiten der EICom zu Marktüberwachung

4.1 Zusammenarbeit im In- und Ausland

Da es sich bei Marktüberwachung und Marktintegrität nach wie vor um ein neues Themengebiet für die Energieregulatoren handelt, ist der themenbezogene Austausch mit den Marktüberwachungsabteilungen anderer Regulierungsbehörden von grosser Bedeutung. In diesem Zusammenhang wurde 2019 das Abhalten von jährlichen Sitzungen mit den Marktüberwachungsstellen anderer Regulierungsbehörden fortgesetzt. Mit einer der ausländischen Regulierungsbehörden fand zudem eine Job Rotation statt. Die Intensivierung des Austausches in Form eines solchen einwöchigen Arbeitsplatzwechsels mit den Monitoring-Abteilungen von anderen Regulierungsbehörden wird von der EICom begrüsst.

Seit Beginn 2019 ist die EICom von der Teilnahme als Beobachterin an den verschiedenen von ACER organisierten Round Tables zur Umsetzung der REMIT-Verordnung ausgeschlossen. Der Austausch mit ACER ist von dem her lediglich auf ein informelles, bilaterales Treffen pro Jahr eingeschränkt, welches zwischen Vertretern der Sektion Marktüberwachung der EICom und Mitarbeitern der Abteilungen *Market Integrity and Transparency* (MIT) und *Market Surveillance* (MS) von ACER stattfindet und sich auf die Diskussion von operativen Themen fokussiert.

Eine weitere Möglichkeit, um Informationen in Bezug auf die Implementierung der REMIT-Verordnung, die für die Anwendung von Artikel 26a ff. StromVV durch die EICom massgeblich ist, auf EU-Ebene zu beschaffen, ist die Teilnahme am jährlichen *Market Integrity and Transparency Forum* von ACER. Dort werden diverse Aspekte rund um das Thema Marktüberwachung und Marktintegrität sowie die Fortschritte bei der Implementierung der REMIT-Verordnung in der EU diskutiert.

¹⁴ https://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/20190901_MARE_Section-1.pdf 01.09.2019

Eine Plattform zum Austausch zu aktuellen Themen mit REMIT-Bezug bietet auch die Teilnahme an der *CEER Market Integrity and Transparency Working Group* (CMIT). Die ECom hat auch 2019 ihre Tätigkeit in dieser Arbeitsgruppe, wo sie einen der Vorsitze innehat, fortgesetzt. Neben der Mitarbeit an dem Vorschlag zum Umgang mit Drittstaaten, zu der CEER eine *Guidance* für die Regulatoren verfassen wird, hat die ECom aktiv auch an einer umfassenden Analyse betreffend Umsetzung und Ausmass der Marktüberwachungstätigkeit in der EU mitgewirkt. Die Ergebnisse aus dieser Umfrage bestätigen, dass die Anwendung von REMIT auf nationaler Ebene in den meisten EU-Mitgliedsstaaten insgesamt voranschreitet, aber je nach Regulierungsbehörde unterschiedlich ausgeprägt ist.

Da die Marktüberwachung in der Finanzbranche schon länger etabliert ist und es durchaus Überschneidungsbereiche gibt, wurden auch zwei Sitzungen mit der Eidgenössischen Finanzmarktaufsichtsbehörde FINMA betreffend Methodenerfahrungsaustausch durchgeführt.

Auf Initiative einiger Grossunternehmen fand in 2019 wieder ein Austausch zu aktuellen Themen mit Bezug auf die REMIT-Umsetzung respektive die Anwendung von Artikel 26a StromVV sowie die Überwachung des Schweizer Elektrizitätsgrosshandelsmarktes statt. Abgesehen davon war der direkte Kontakt mit den Schweizer Marktteilnehmern vorwiegend auf dedizierte Einzeltreffen beschränkt. Auslöser dafür waren im Regelfall Auffälligkeiten im Marktverhalten des jeweiligen Unternehmens, die von der ECom beobachtet wurden und nicht zwingend selbsterklärend oder trotz fundierter Analysen nachvollziehbar waren. Diese Besprechungen dienten sowohl der Abklärung der Ursachen für solche auffälligen Handelsmuster als auch dem Aufzeigen von Alternativen zur zukünftigen Vermeidung von Aktivitäten mit vermutetem marktmanipulativem Charakter oder solcher, die auf einen auf Insider-Information basierenden Handel schliessen lassen. Manche Analysen der ECom haben Lücken in den internen Compliance Prozessen bestimmter Marktteilnehmer aufgezeigt und anschliessend unternehmensintern Massnahmen aufgerufen, die zur Schliessung dieser Lücken führte.

4.2 Sonstige Aktivitäten mit Bezug auf Marktüberwachung

Im Mai 2019 fand zum fünften Mal der Workshop zur Marktüberwachung statt. Der Themenschwerpunkt des Anlasses lag auch in diesem Jahr auf den verschiedenen Aspekten der Marktüberwachung in der Energiewirtschaft in der Schweiz und in Europa. Im Rahmen des Workshops wurden einerseits einige von der ECom durchgeführte Analysen präsentiert, während andererseits Vertreter der deutschen und der dänischen Regulierungsbehörde Einblick in die von ihnen bearbeiteten Fälle gewährten. Auch auf das zu dem Zeitpunkt aktuelle Thema rund um die Auswirkungen von Brexit auf die Energiemärkte Europas wurde eingegangen. Dabei beschränkte sich die Präsentation nicht nur auf die theoretische Auslegung des Ereignisses. Es wurde auch die praktische Seite beleuchtet, indem die Herausforderungen durch Brexit für die Compliance aus Sicht eines Schweizer Unternehmens diskutiert wurden.

Im Rahmen des Workshops wurde auch der erste Markttransparenzbericht der ECom präsentiert und anschliessend auf der Webseite der ECom publiziert. Der Bericht beschränkte sich nicht nur auf die Übersicht über die wesentlichen Marktüberwachungsaktivitäten der ECom. Vielmehr gewährte er der breiteren Öffentlichkeit einen Einblick in den Inhalt und die Ergebnisse aus exemplarisch vorgestellten Analysen, bei denen auch die bereits vorhandenen, von den Schweizer Marktteilnehmern rapportierten Daten eingesetzt wurden. In einem Rückblick wurden dort auch die jährliche Entwicklung der Spot- und Terminmarktpreise sowie unter anderem die Stromproduktion in der Schweiz, Deutschland und Frankreich nach Produktionstyp präsentiert. Die Basis für diese Auswertung sind die seit 2018 wöchentlich veröffentlichten Spot- und Terminmarktberichte der ECom. Diese wurden auch im Rahmen der zahlreichen Informationsveranstaltungen der ECom präsentiert.

5 Überwachung von Schweizer Marktteilnehmern durch ausländische Regulatoren

5.1 Geltende rechtliche Lage

Obwohl es aufgrund des Territorialitätsprinzips vorbehaltlich anderslautender Regelungen (z. B. Staatsvertrag) für ausländische Behörden nicht möglich ist, Schweizer Marktteilnehmer (d. h. Marktteilnehmer mit [Wohn-]Sitz in der Schweiz) direkt zu kontaktieren, kommt dies in der Praxis immer wieder vor. Nach Artikel 271 Absatz 1 des Schweizerischen Strafgesetzbuches (StGB; SR 311.0) machen sich Personen, die im Auftrag eines ausländischen Staates auf schweizerischem Gebiet ohne Befugnis Tätigkeiten für einen ausländischen Staat ausüben (d. h. insbesondere Informationen liefern), strafbar. Informelle Ersuchen ausländischer Behörden um freiwillige Mitteilung von Informationen ohne Androhung rechtlicher Konsequenzen (z. B. einfache Fragebögen) werden grundsätzlich toleriert. Solche Anfragen müssen jedoch der ECom gemeldet werden. In solchen Fällen sind neben strafrechtlichen Normen auch weitere Rechtsnormen zu beachten (z. B. den Datenschutz oder das Amts- und Berufsgeheimnis betreffend).

Die EU-Regulierungsbehörden senden immer wieder Auskunftersuchen direkt an den jeweiligen Marktteilnehmer. Bei dieser Kontaktaufnahme wird zwischen zwei verschiedenen Fällen unterschieden:

- Anfrage nach Informationen ohne souveränen Charakter (z. B. allgemeine Fragebogenerhebung usw.)
- Anforderung von Informationen mit souveränem Charakter (z. B. Fragebogenerhebung zu STORs etc.)

Die Schweizer Marktteilnehmer sind bei der Weitergabe von Daten für die Einhaltung aller rechtlichen Rahmenbedingungen selbst verantwortlich. Die ECom ist in jedem Fall über die Anfrage und bei Übermittlung von Daten an ausländische Regulierungsbehörden über diese Daten zu informieren.

5.2 Der Fall «Vitol»

Der Streitschlichtungs- und Sanktionsausschuss der *Commission de régulation de l'énergie* (CRE) hat am 5. Oktober 2018 gegen Vitol eine Geldbusse in Höhe von 5 Mio. EUR wegen Marktmanipulationen (Verstoss gegen Art. 5 der REMIT-Verordnung) am virtuellen Gashandelsplatz Südfrankreich (*Point d'échange de gaz – Sud*, PEG Sud) im Zeitraum vom 1. Juni 2013 bis zum 31. März 2014 verhängt.

Die Vitol Gruppe ist ein Energiekonzern mit Sitz in Genf, der 1966 in Rotterdam gegründet wurde und heute über rund 40 Niederlassungen weltweit verfügt. Vitol hat sich auf physischen Handel, Logistik und Vertrieb spezialisiert und verkauft täglich mehr als sieben Millionen Barrel Rohöl sowie verwandte Produkte. Sie ist ausserdem seit fast 20 Jahren auf dem Erdgasmarkt in Europa, Asien und Amerika aktiv sowie auf dem Strommarkt mit jährlich rund 1.000 TWh in Europa und den USA tätig. Vitol ist nicht börsenkotiert, gehört aber gemessen am Umsatz zu den grössten Unternehmen in der Schweiz. Für das gesamte Geschäftsjahr 2018 hatte Vitol gemäss einem Bericht der Financial Times einen Gewinn von 1,7 Milliarden US-Dollar gemeldet¹⁵.

Laut Entscheidung von CRE hat Vitol auf der Powernext Handelsplattform für Gashandelsprodukte mit Lieferperiode Day Ahead, Intraday und Weekend zwischen Juni 2013 und März 2014 in 65 Fällen, die sich über 54 Handelstage erstreckten, folgenden *modus operandi* bei ihrer Handelstätigkeit gezeigt:

- Zu Beginn des Handelstages (insbesondere vor 15:00 Uhr), wenn die Liquidität sehr gering ist, wurden Verkaufsaufträge ins Orderbuch gestellt und im Laufe des Tages weitere, zu immer niedrigeren Preisen, eingefügt. Die Anzahl der Verkaufsaufträge nahm ab 16:00 Uhr, dem Zeitpunkt ab dem die Marktliquidität am höchsten ist, wieder ab;
- als dann die Preise bereits gefallen waren, folgten grössere Kaufgeschäfte durch Vitol;
- schliesslich, sobald die Käufe getätigt wurden, stornierte Vitol ihre Verkaufsaufträge und beendete den Tag als Netto-Käufer.

¹⁵ Vgl. <https://www.cash.ch/news/top-news/groesstes-unternehmen-der-schweiz-vitol-hat-halbjahresgewinn-nahezu-verdoppelt-1403321> (besucht am 07.04.2020).

Aufgrund der Stapelung der Verkaufsaufträge entfiel der Grossteil von den an den entsprechenden Tagen zum Verkauf stehenden Mengen auf Vitol. Bei den Kaufaufträgen nutzte Vitol hingegen «Iceberg Orders»-Kaufaufträge mit versteckten Mengen, so dass das sichtbare Kaufvolumen von Vitol im Vergleich zum übrigen Markt gering erschien. Trotz der beträchtlichen Anzahl eingestellter Verkaufsaufträge tätigte Vitol bedeutende Käufe. Indem die Orders von Vitol grössere Mengen zum Verkauf als auch zum Kauf auswies, war die Vorgehensweise geeignet, um dem Markt widersprüchliche Signale in Bezug auf Angebot und Nachfrage zu senden. Für die anderen Akteure entstand der Eindruck eines relativ reichhaltigen Angebots.

In den meisten der genannten Fälle könnte die beobachtete Vorgehensweise einen potenziellen Einfluss auf die Preisbildung haben. Eine hohe Anzahl an Verkaufsaufträgen in den Markt zu einer Zeit mit geringer Liquidität zu platzieren, kann die Preisbildung des Tages erheblich beeinflussen. Dieser Einfluss auf die Preise ist auf einem Markt mit geringer Liquidität, wie dem Markt des *PEG Sud*, und auf einer Handelsplattform wie Powernext, auf der die Orders anonym eingestellt werden, von besonderer Bedeutung. Die Marktteilnehmer können nicht wissen, dass die unterschiedlichen Orders vom ein- und demselben Marktteilnehmer stammen und diese Stacks eine Entwicklung des Wettbewerbs auf dieser Seite des Orderbuchs sind. Konkurrierende Verkäufer können so dazu veranlasst werden, Aufträge zu immer niedrigeren Preisen zu erteilen, und die Käufer dazu verleiten, aktiv zu werden, um von den niedrigeren Preisen zu profitieren.

Auch die nachträgliche Stornierung von Verkaufsaufträgen deutet darauf hin, dass Vitol nicht beabsichtigte, diese Aufträge tatsächlich auszuführen. Obwohl die Stornierung von Orders, die auf elektronischen Handelsplattformen wie Powernext durchgeführt werden können, eine grundsätzlich zulässige Praxis darstellt, dürfen gemäss den Bestimmungen von Artikel 1.2.3.3 der Powernext Market Rules eingestellte Orders «keinen anderen Zweck als die Ausführung haben». Insbesondere ist es gemäss den Artikel 1.2.3.4 dieser Bestimmung «[...] den Mitgliedern strengstens untersagt, [...] Order zu erteilen, ohne sie ausführen zu wollen [...]».

Die CRE-Entscheidung hält fest, dass die Vorgehensweise von Vitol zum einen geeignet war, dem Markt irreführende Signale hinsichtlich des Angebots oder der Nachfrage bei *PEG Sud* zu geben (Verletzung von Art. 2 Abs. 2 Bst. a Ziff. i REMIT-Verordnung), und zum anderen folgte dieses Verhalten mangels Gegenbeweisen von Vitol nicht einer rationalen wirtschaftlichen Logik (unter anderem Stornierung von Verkaufsaufträgen bei steigenden Preisen).

Die Vorfälle am *PEG Sud* im Zeitraum zwischen dem 1. Juni 2013 und dem 31. März 2014 wurden daher als Marktmanipulation mit einer Geldstrafe in Höhe von 5 Mio. EUR verbüsst. Dies ist die erste Strafe, die im Rahmen der REMIT-Verordnung in Frankreich verhängt wurde. Vitol hat gegen den Entscheid Berufung eingelegt, weshalb der Fall noch nicht definitiv abgeschlossen ist.

6 Die Digitalisierung im Fokus der ElCom

6.1 Entwicklungen in der Energiewirtschaft

Im Europäischen Energiesektor sind grundlegende Veränderungen im Gange. Neben dem laufenden Übergang zu einer nachhaltigen und grünen Energiewirtschaft hat eine zweite Welle des technologischen Wandels den Energiesektor beeinflusst: die Digitalisierung, die neue Chancen aber auch neue Herausforderungen für Netzbetreiber, Marktteilnehmer und Regulierungsbehörden mit sich bringt.

Trends wie die Digitalisierung, Dezentralisierung und Dekarbonisierung prägen das aktuelle Bild der Energiewirtschaft. Dabei hat die Digitalisierung das Potenzial

- die Produktivität des aktuellen Energiesystems zu erhöhen;
- neue Produkte und Dienstleistungen, die den Strombedarf verändern, zu ermöglichen; sowie
- neue Plattformen und Marktplätze, die den Sektor verändern, zu fördern.

In diesem Zusammenhang beeinflusst die Digitalisierung den Energieverbrauch in Gebäuden, die Nutzung von Energie für den Verkehr und die Produkte, die wir in Zukunft kaufen werden. Die digitale Entwicklung beruht auf der Verfügbarkeit von immer grösseren digitalen Daten- und Informationsmengen, Datenübertragungskapazitäten, sowie immer leistungsfähigerer Hard- und Software zur Verarbeitung dieser Daten.

Vor allem durch die Energiewende in Deutschland verändert sich der Energiesektor rasch. Der Aufstieg der erneuerbaren Energien unterstreicht die Notwendigkeit einer zunehmenden Flexibilität, um jederzeit das richtige Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage zu gewährleisten. Gleichzeitig erfordert die Entwicklung neuer Nutzungen wie Elektrofahrzeuge oder Eigenverbrauch intelligenter und flexiblere Stromnetze.

In diesem Zusammenhang werden die traditionellen Elektrizitätsunternehmen ihre Geschäftsmodelle durch Dezentralisierung (Stromerzeugung, -nutzung, -speicherung und -handel ausserhalb ihrer Kontrolle) und der Entwicklungen neuer Lösungen, Geschäftsmodelle und Marktteilnehmer, die nicht unbedingt strombezogene Vermögenswerte besitzen, anpassen müssen.

Die Digitalisierung ermöglicht nicht nur neue Produkte und Dienstleistungen, sondern schafft auch Raum für neue Plattformen und Marktplätze, die die Art und Weise, wie Ressourcen genutzt und Geschäfte getätigt werden können, verändern.

Der Einfluss von digitalen Plattformen und Märkten kann in der Energiewirtschaft immer grössere Ausmasse annehmen. Plattformen schaffen Transparenz, bieten Marktzugang, üben eine koordinierende Funktion aus und schaffen neue Werte. Dies kann zur Folge haben, dass Grosshandelsmärkte durch eine Vielzahl von lokalen Märkten ergänzt oder ersetzt werden.

6.2 CEER Paper: Dynamic Regulation to Enable Digitalization

In diesem Zusammenhang hat der Rat der Europäischen Energieregulierer (CEER) die Digitalisierung als einen seiner strategischen Schlüsselbereiche festgelegt. Die Digitalisierung ist kein Ziel per se, sondern ein nützliches Instrument, um das übergeordnete Ziel eines flexiblen und nachhaltigen Energiesystems zu erreichen, das letztlich den Energieverbrauchern Vorteile bringt.

Wie wird sich die Digitalisierung in den komplexen Energiesystemen manifestieren, die sich über Jahrzehnte entwickelt haben? Was bedeutet die Digitalisierung für den Verbraucher? Welche Rolle spielen die Energieregulierungsbehörden, um Veränderungen in einer für den Verbraucher positiven Art und Weise anzuregen? Dies sind entscheidende Fragen, die in diesem Bericht behandelt wurden.

Seitens CEER setzen sich die Kernelemente einer nachhaltigen Regulierungsstrategie für die Digitalisierung im Energiesektor wie folgt zusammen:

- Die richtigen Preissignale geben: Erzeugungs-, Verbrauchs- und Netzdaten müssen einen eindeutigen Marktwert erhalten, um Anreize für Prosumer zu schaffen, durch die Nutzung ihrer Daten zur Optimierung ihrer Produktion und ihres Verbrauchs beizutragen.
- Ermutigung der Verteilungsnetzbetreiber zur Nutzung von Flexibilität: Ein grosser Teil des Wertes der Daten stammt von Verteilernetzbetreibern, die die Informationen nutzen, um die Systemeffizienz zu erhöhen.
- Stärkung der Verbraucher: Der Wert der Digitalisierung entsteht nicht durch die Installation eines intelligenten Zählers, sondern durch dessen Nutzung für einen effizienteren Verbrauch.
- Daten zugänglich und nützlich machen: Daten müssen gesammelt und nicht nur den Netzbetreibern, sondern auch den aktuellen und potenziellen Marktteilnehmern zur Verfügung gestellt werden.
- Sicherheit im Einklang mit den Anforderungen an die Cybersicherheit und den Datenschutz.

Zur Förderung von Innovation ist dabei vor allem für die Regulierungsbehörden wichtig, *Best-Practice*-Ansätze zu entwickeln, um die Erprobung neuer Produkte und Geschäftsmodelle («Sandbox») unter Berücksichtigung des gesamten Systemansatzes zu ermöglichen.

6.3 Regulatorische Aspekte in der Schweiz

Es ist von wesentlicher Bedeutung, dass sich der regulatorische und gesetzliche Rahmen entwickelt, um die Veränderungen im Energiesektor entsprechend zu begleiten. Es wird immer schwieriger, mittelfristige Prognosen zu erstellen, aber auch immer komplizierter für die Regulierungsbehörde, die am besten geeigneten Entscheidungen zu treffen.

Die Digitalisierung wird jedoch nicht durch die Politik vorangetrieben, sondern durch technologische Entwicklungen und den Markt selbst. Daher ist schwer vorhersehbar, welchen Technologie- und Innovationstrends die Energiewirtschaft folgen wird. Dies stellt eine Herausforderung für politische Entscheidungsträger und Regulierungsbehörden dar, mit den Veränderungen Schritt halten zu können und sicherzustellen, dass Politik und Regulierung kein Hindernis für Innovationen darstellen, wobei gleichzeitig die Versorgungssicherheit für die Verbraucher sichergestellt werden soll. Dies bedeutet, dass man sich von der statischen Regulierung zur anpassungsfähigen und agilen Regulierung bewegt. Es reicht nicht mehr aus, sich auf die effiziente Nutzung der bestehenden Infrastruktur und neue Investitionen zu konzentrieren. Die Regulierung muss auch disruptive Innovationen und Infrastrukturtransformation berücksichtigen. Daraus ergibt sich, dass man als Regulierungsbehörde einen stärker lernenden Ansatz verfolgt, Versuche und Pilotprojekte fördert und offen für die Beseitigung von Hindernissen ist.

Die Digitalisierung erfordert bei den Regulatoren neue Fähigkeiten und Fertigkeiten – vor allem in den Bereichen Informationstechnologie, Big Data, Datenwissenschaft und künstliche Intelligenz. Im regulierten Bereich sind daher wahrscheinlich fortlaufend Analysen zur regulatorischen Kompatibilität der digitalen Dienstleistungen notwendig. In Zukunft können Daten zum wertvollsten Kapital der Branche werden. Um diese Möglichkeiten optimal zu nutzen, benötigen die Regulierungsbehörden Zugang zu wichtigen Informationen, wobei zu berücksichtigen wäre, dass sie nicht durch endlose Datenmengen überlastet werden. Ein Grossteil der Informationen, die die Regulierungsbehörden heute von den von ihnen regulierten Unternehmen sammeln, wird in Zukunft auf andere Weise verfügbar sein. Regulierungsbehörden müssen sich weiterentwickeln und die notwendigen gesetzlichen Grundlagen müssen geschaffen werden, um sich mit der Digitalisierung und den damit verbundenen Innovationen befassen zu können.

Ein sektorspezifischer Regulator wird in Zukunft nicht mehr ausreichen, um die Entwicklung der Digitalisierung handhaben zu können. Nur eine ganzheitliche Betrachtung dieser sehr komplexen Entwicklungen wird eine faire und nichtdiskriminierende Nutzung der gesamten Infrastruktur auf einer Meta-Ebene ermöglichen.

7 Ausblick

Basierend auf der Weiterentwicklung von neuen Technologien und der fortschreitenden Digitalisierung werden sich die Strommärkte immer rascher verändern und weiterentwickeln. Zu den spannenden Themen, welche die Schweizer Energiewirtschaft in den nächsten Jahren beschäftigen werden, zählen unter anderem

- eine mögliche Verteilungsproblematik beim Netznutzungsentgelt bedingt durch die Eigenverbrauchsregelung,
- die Implementierung eines zentralen *Datahubs*, sowie
- die Einführung gesetzlicher Erleichterungen für innovative Lösungen in Form von Sandboxes.

Des Weiteren ist es seitens der ElCom nach wie vor unerlässlich, dass auf Gesetzesstufe entsprechende Grundlagen, inklusive Strafbestimmungen für mehr Transparenz, geschaffen werden, um allfälliges Fehlverhalten im Elektrizitätsgrosshandel im Zusammenhang mit der Schweiz wirksam begegnen zu können.

Auch auf die Verteilnetzbetreiber als Bindeglied zwischen Swissgrid auf der einen Seite und dezentralen Erzeugern/Verbrauchern auf der anderen Seite kommen neue Anforderungen und Verantwortungen zu. Dies betrifft insbesondere die steigende Flexibilität des Verteilnetzes. Dafür müssen die Verteilnetzbetreiber künftig enger mit anderen Netzbetreibern zusammenarbeiten. Zudem werden die Kunden – und hier allen voran die Prosumer – mehr Rechte erhalten.

Zukünftig wird sich die Art und Weise, wie Energie kurzfristig gehandelt wird, ändern. Der Trend geht in Richtung flexibler Trading-Plattformen für den Intraday-Marktzugang, die es einfach und günstig ermöglichen, erneuerbare Energien auch kurzfristig erfolgreich zu vermarkten sowie den Gewinn aus der Vermarktung von erzeugungs- und verbrauchsseitigen Flexibilitäten für Kunden zu erhöhen. In Zukunft wird Trading mehr und mehr als Service angeboten werden, basierend auf Echtzeit-Daten, selbstlernenden Modellen und modernsten Technologien.

Tatsächlich ist der algorithmische oder Hochfrequenzhandel im Finanzhandel bereits eine Realität und hat Regulierungsmassnahmen der Finanzregulierungsbehörden ausgelöst. Auch im Energiehandel ist der Algo- und Hochfrequenzhandel bereits anzutreffen. Aufgrund dieser Entwicklungen und der Notwendigkeit, in immer kürzeren Zeiträumen kurzfristige Flexibilitäten anzupassen oder auszugleichen, wird der algorithmische Handel zunehmend an Bedeutung gewinnen. Gerade aus Sicht der Markttransparenz und -integrität wird es immer wichtiger werden, konkrete Leitplanken für den algorithmischen Handel aufzustellen.

Darüber hinaus können die jüngsten Entwicklungen im Bereich der Blockchain in naher Zukunft neue Formen des Peer-to-Peer-Handels ermöglichen. Dies führt dazu, dass sich die ElCom mit den neuen regulatorischen Herausforderungen dieser Technologien auseinandersetzen wird.

Des Weiteren wird die Umsetzung des geplanten Gasversorgungsgesetzes Auswirkungen auf die Marktüberwachungstätigkeiten der ElCom haben. Schweizer Marktteilnehmer, die in der EU mit Gas handeln, werden gleich wie die Marktteilnehmer im Strommarkt verpflichtet sein, Ihre Angebote und Transaktionen an die ElCom zu rapportieren. Diesbezüglich muss bei der ElCom die notwendige Expertise im Gasmarkt aufgebaut werden, damit einerseits die Entwicklungen der Gaspreise besser nachverfolgt und andererseits die Wechselwirkung zwischen Strom- und Gasmarkt fundierter analysiert werden können.

Schon 2018 hatte es in der EU Planungen für erste Grossprojekte zur industriellen Erzeugung von grünem Wasserstoff aus erneuerbaren Energien gegeben. 2019 hat das Thema gewaltig Fahrt aufgenommen. Aus lokalen Projekten sind europaweit eine Vielzahl von Ideen und Initiativen entstanden. Das leichteste chemische Element kann eine bedeutende Rolle in der Energieversorgung der Zukunft und bei der Minderung der Treibhausgasemissionen spielen.

Nach dem heutigen Wissenstand ist davon auszugehen, dass die Versorgungssicherheit der Schweiz langfristig nur durch den Zubau von erneuerbare-Energie-Anlagen nicht gewährleistet werden könnte. Ein Schlüsselement dafür könnte aus erneuerbaren Quellen hergestellter Wasserstoff sein. Die ElCom wird die Entwicklung dieser neuen Technologie weiterhin beobachten.

7.1 Glossar

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ACM	Autoriteit Consument & Markt (niederländischer Regulator)
AKW	Atomkraftwerk
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)
AT	Österreich
BFE	Bundesamt für Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur (deutscher Regulator)
CEER	Council of the European Energy Regulators
CEREMP	Centralised European Register of Energy Market Participants
CMIT	Market Integrity and Transparency Working Group
CNE	Comisión Nacional de Energía /spanischer regulator)
CRE	Commission de régulation de l'énergie (französischer Regulator)
CRU	Commission for Regulation of Utilities (irischer Regulator)
DE	Deutschland
E-Control	Energie-Control GmbH (österreichischer Regulator)
EDA	Point d'Echange (Teilnehmer am Balancing-Markt)
EDF	Électricité de France SA
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 Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
EPEX Spot	European Power Exchange (Europäische Strombörse für Spot und Intraday)
EU	Europäische Union
EUA	European Emission Allowances
FINMA	Eidgenössische Finanzmarktaufsicht
FR	Frankreich
GME	Gestore dei mercati energetici (italienische Strombörse)
GWh	Gigawattstunde
IDM CH	Intraday Market Index Schweiz
IT	Italien
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
LNG	Liquefied Natural Gas
LPG	Liquefied Petroleum Gas
MIT	Market Integrity and Transparency
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NCG	Referenzpreis für den deutschen Gaspreis vom Marktgebietsbetreiber NetConnect
NEMO	Nominated Electricity Market Operators
NRA	National Regulatory Authority
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets (britischer Regulator)
OMP	Organised Market Places
OTF	Organised Trading Facility
PEG-Sud	Point d'échange de gaz-Sud
REMIT	Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency
RRM	Registered Reporting Mechanism
RTE	Französischer Übertragungsnetzbetreiber
STOR	Suspicious Transaction and Order Report
StromVV	Stromversorgungsverordnung
TTF	virtueller Handelspunkt im niederländischen Gasnetz und Referenzpreis für den Gasmarkt in den Niederlanden
TWh	Terawattstunde

URE	Urząd Regulacji Energetyki (polnischer Regulator)
XBID	Cross-Border Intraday