



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Bachelorarbeit

Kevin Viehmann

Management des Kontrahenten-Risikos im Energie-Handelsgeschäft durch Absicherungs- instrumente: Herausforderungen und Lösungen in stark volatilen Märkten durch stark gestiegene Liquiditätsanforderungen mit dem Risiko von Margin Calls

*Fakultät Technik und Informatik
Department Maschinenbau und Produktion*

*Faculty of Engineering and Computer Science
Department of Mechanical Engineering and
Production Management*

Kevin Viehmann

**Management des Kontrahenten-Risikos im
Energie-Handelsgeschäft durch Absicherungs-
instrumente: Herausforderungen und Lösungen in
stark volatilen Märkten durch stark gestiegene
Liquiditätsanforderungen mit dem Risiko von
Margin Calls**

Bachelorarbeit eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung

im Studiengang Maschinenbau – Energie- und Anlagensysteme
am Department Maschinenbau und Produktion
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

in Zusammenarbeit mit:

Vattenfall Energy Trading GmbH (VET GmbH)

Vattenfall External Portfolio Management (EPM)

████████████████████

████████████████

Erstprüfer: Prof. Dr. Jens-Eric von Düsterlho (HAW Hamburg)

Zweitprüfer: Björn Schneegans, M. Sc., MBA (VET GmbH)

Zusammenfassung

Kevin Viehmann

Thema der Bachelorthesis

Management des Kontrahenten-Risikos im Energie-Handelsgeschäft durch Absicherungsinstrumente: Herausforderungen und Lösungen in stark volatilen Märkten durch stark gestiegene Liquiditätsanforderungen mit dem Risiko von Margin Calls

Stichworte

Energiehandel, Margin Call, Margining, Initial Margin, Variation Margin, Absicherungsinstrumente, Liquidität, Kontrahenten-Risiko, Börse, Over-The-Counter (OTC), Credit Support Annex (CSA), Kreditlinien, Merit Order, Beschaffungsstrategien, EFET, ISDA, SPAN®, EPEX, Clearingstelle

Kurzzusammenfassung

In dieser Bachelor-These wird das Management des Kontrahenten-Risikos im Energie-Handelsgeschäft beleuchtet. Hierzu wird die aktuelle Problematik auf Basis der volatilen Märkte und extremen Preisbewegungen erörtert und eine Bestandsaufnahme der verschiedenen Absicherungsinstrumente gegeben. Darauf folgt eine Analyse des Ist-Zustands der Herausforderungen im Energiesektor zur langfristigen Absicherung und ein Kapitel mit Lösungsansätzen.

Kevin Viehmann

Title of the paper

Management of counterparty risk in the energy trading business using hedging instruments: Challenges and solutions in highly volatile markets due to sharply increased liquidity requirements with the risk of margin calls

Keywords

Energy Trading, Margin Call, Margining, Initial Margin, Variation Margin, Hedging Instruments, Liquidity, Counterparty-Risk, Exchange, Over-The-Counter (OTC), Credit Support Annex (CSA), Lines of Credit, Merit Order, Procurement Strategies, EFET, ISDA, SPAN®, EPEX, Clearing House

Abstract

This bachelor thesis examines the management of counterparty risk in the energy trading business. For this purpose, the current problems based on the volatile markets and extreme price movements are discussed and an inventory of the various hedging instruments is given. This is followed by an analysis of the current state of the challenges in the energy sector for long-term hedging and a chapter with possible solutions.

Vorwort und Danksagung

Während meiner studentischen Tätigkeit in der Abteilung Vattenfall External Portfolio Management (EPM) der Firma Vattenfall Energy Trading GmbH (VET GmbH) in Hamburg konnte ich tiefe Einblicke in das Marktgeschehen des Energiegroßhandels bekommen. Regelmäßige Analysen der marktbewegenden Komponenten unter Nutzung von sowohl internen als auch externen Informationsquellen und Know-How erweiterten mein Verständnis im Bereich des Energiehandels. In den Monaten nach der Invasion Russlands in die Ukraine im Februar 2022 erhöhten sich sowohl die Volatilität als auch die Preise der Commodities insgesamt sehr stark. Die Medien und Marktteilnehmer begannen bereits über Liquiditätsprobleme einzelner Firmen zu berichten, die sich durch sowohl spekulative als auch gewöhnliche Positionen zur Absicherung der Handelsrisiken ergaben. Insbesondere Erzeuger hatten durch ihre Short-Hedges hohe Kapitallasten zu tragen. Im Zuge der Suche nach einem geeigneten Thema für meine Bachelor-Thesis wurde mir von der EPM das vorliegende Thema angeboten. Das interessante Thema rund um das Kontrahentenrisiko im Energiehandel mit dem aktuellen Problem der steigenden Liquiditätsanforderungen und dem Risiko von Margin Calls habe ich dankend angenommen.

Die Komplexität des Themas hat mich dazu bewegt Teile meiner Recherche und Analysen in den Anhang zu überführen, die nicht zu einem gewissen Grad den Grundgedanken dieser Bachelor-Thesis tangieren. Dabei handelt es sich zum Teil um Themengebiete, die im Kern der Bachelor-Thesis zwar benannt, aber nicht großartig erklärt worden sind. Aus persönlichem Interesse habe ich die Erklärung und Definition im Anhang nachgeholt. Des Weiteren sind im Anhang Dokumente und weitere bzw. vergrößerte Graphen, Tabellen und Bilder zu finden. Kritiker würden meinen, ich hätte der Bachelor-Thesis eine Studienarbeit angehängt.

Durch meinen technisch-basierten Studiengang tangiert diese Bachelor-Arbeit, trotz des Themas, hin und wieder technische Themengebiete mit Erklärungen und Beschreibungen, die klar dem Maschinenbau zuzuordnen sind.

Ich bedanke mich bei dem Team EPM bzw. der VET GmbH für die freundliche Unterstützung und das Ermöglichen einer industriebegleitenden Bachelor-Thesis. Insbesondere gilt mein Dank meinem industrieseitigen externen Zweitprüfer Björn Schneegans aus der Abteilung EPM (bzw. seit neustem Corporate Risk Trader), der sich die Zeit für die Betreuung und anschließende Korrektur meiner BA-Thesis nimmt. Des Weiteren gebührt mein Dank Herrn Prof. Dr. Jens-Eric von Düsterlho (Fakultät Wirtschaft an der HAW) als fakultätsübergreifender Erstprüfer an der HAW ohne dessen Zustimmung die Betreuung wahrscheinlich nicht möglich gewesen wäre.

Hinweis zum geschlechtergerechten Formulieren

Aus Gründen der Lesbarkeit und einfacheren Anfertigung der Bachelor-Thesis wurde auf eine geschlechtergerechte Formulierung verzichtet. Geschlechterspezifische Differenzierungen, wie z.B. Mitglieder/Innen gelten im Sinne der Gleichbehandlung für beide Geschlechter. Des Weiteren weisen weder der *Leitfaden für die schriftliche Fassung von studentischen Arbeiten*¹ des Departments Maschinenbau und Produktion – Fakultät Technik und Informatik der HAW Hamburg, noch das *Hinweisblatt für Abschlussarbeiten*² der HAW Hamburg eine Pflicht für die Anwendung der geschlechtergerechten Formulierung aus.

¹ Zu finden unter <https://www.haw-hamburg.de/studiengaenge/studierende/stg-ti/stg-mp/ba-maschinenbau-entwicklung-und-konstruktion/> „Leitfaden für die schriftliche Fassung von studentischen Arbeiten“ → „Leitfaden für die schriftliche Fassung von studentischen Arbeiten (Version 24.10.2019)“ ([Link](#)), abgerufen am 07.05.2023

² Zu finden unter <https://www.haw-hamburg.de/studiengaenge/studierende/stg-ti/stg-mp/ba-maschinenbau-entwicklung-und-konstruktion/> „Hinweise und Vordrucke“ → „Hinweise zur Abschlussarbeit“ ([Link](#)), Version vom 16.12.2015, abgerufen am 07.05.2023

Aufgabenstellung



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Hamburg University of Applied Sciences

Department Maschinenbau und Produktion

Aufgabenstellung

für die Bachelorthesis

von Herrn **Kevin Viehmann**

Matrikel-Nummer: XXXXXXXXXX

Thema: Management des Kontrahenten-Risikos im Energie-Handelsgeschäft durch Absicherungsinstrumente: Herausforderungen und Lösungen in stark volatilen Märkten durch stark gestiegene Liquiditätsanforderungen mit dem Risiko von Margin Calls

Problemstellung und Forschungsfrage

Die stark gestiegenen Energie- und Rohstoffpreise erhöhen massiv die Margin Anforderungen für alle Marktteilnehmer, die ihr Risiko für die folgenden Monate und Jahre am Markt absichern wollen (Stichwort Hedging). Zum einen sind die absoluten Preise das Problem, zum anderen führt die stark gestiegene Volatilität der Marktpreise zu gestiegenen Herausforderungen für Handelsunternehmen. Das Risiko ist oftmals nicht mehr abbildbar aufgrund der stark gestiegenen Liquiditätsanforderungen. Kreditlinien und Bankgarantien der typischen Marktteilnehmer (z.B. Stadtwerke) werden ausgeschöpft und führen zur Handlungsunfähigkeit auf finanzieller Seite. Dies ist sowohl für den Versorger (Risiko nicht abbildbar) als auch für die Kunden problematisch.

Zielsetzung und Aufbau

In der Bachelor-Thesis soll die Problematik erörtert und ggfs. Lösungsansätze vorgestellt werden, die die Problematik der gestiegenen Margin-Anforderungen für EVUs beinhalten. Hierzu können mit VF internen Tools (z.B. Kredit-Tool) Beispielrechnungen aufgezeigt und analysiert werden. Hierzu zählt insbesondere eine Bestandsaufnahme, nach dem Motto „Wie funktionieren klassische Absicherungsinstrumente?“. Eine Option ist das Margining. Hier soll erklärt werden, wie es funktioniert und warum es in den vergangenen Monaten und in den nächsten Jahren eine Herausforderung für Energieversorgungsunternehmen (EVUs) darstellt und darstellen wird; dies gilt insbesondere für kleinere Marktteilnehmer, wie Stadtwerke. Dabei sollte Bezug genommen werden auf Börse vs. OTC und der Unterschied zwischen Initial und Variation Margin aufgezeigt werden.

Schwerpunkte

- Bestandsaufnahme – Wie funktionieren klassische Absicherungsinstrumente?
 - Welche gibt es?
 - Kreditlinie vs. Margining
 - Wie funktionieren sie generell?
 - Warum greifen sie nur noch schwer im aktuellen Marktumfeld (geänderte Preisdimensionen)?
- Margining als Absicherungsinstrument
 - Wie funktioniert es?
 - Börse vs. OTC
 - Initial vs. Variation Margin
 - Warum eine Herausforderung für Energieversorgungsunternehmen (EVUs)?
 - Prozesse
 - Liquidität
- Problembeschreibung – Was ist das Problem? Stichwort Margin Calls durch steigende „Variation Margins“
- Einfluss der Dezentralisierung der Erzeugungslandschaft (z.B. durch Erneuerbare Energien)
- Verlust des Marktzugangs (insbesondere von kleineren EVUs)?
- Dokumentation bisheriger Strategien zur Risikoabsicherung mit klassischen Absicherungsinstrumenten und der damit einhergehenden Liquiditätsanforderungen
- Beschreibung von Margining als Absicherungsinstrument und warum es eine Herausforderung für EVUs geworden ist
- Darstellung von Vor- und Nachteilen der bestehenden Absicherungskonzepten
- Problembeschreibung
- Kredit-Tool und andere VF interne Tools nutzen zum Aufführen von Beispielen etc.
 - Gradienten der Liquiditätssteigerungen bildlich darstellen?
 - Änderungen durch neue Lösungsansätze darstellen
- Einfluss der Dezentralisierung der Erzeugungslandschaft (z.B. durch Erneuerbare Energien)
- Lösungsräume beschreiben
 - Gegenüberstellung von Vor- und Nachteilen der diskutierten Lösungsräumen
 - Übersicht eines Vor- und Nachteil-Vergleichs

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	III
Vorwort und Danksagung	IV
Hinweis zum geschlechtergerechten Formulieren	V
Aufgabenstellung	VI
Inhaltsverzeichnis	VIII
Abkürzungsverzeichnis	XI
Tabellenverzeichnis	XIV
Abbildungsverzeichnis	XV
1 Einleitung - Risikomanagement im Energiehandel	20
1.1 Energieportfolio-Management bei Stadtwerken.....	25
1.2 Energiebeschaffung	28
1.2.1 „Wie viel“ – Energiemengen.....	28
1.2.2 „Wie“ – Die 3 Versorgungsmodelle der Energiebeschaffung	29
1.3 Langfristige Bewirtschaftung via Absicherungsinstrumente	31
1.4 Kreditrisiko im Energiehandel	31
1.5 Extreme Marktbedingungen im Energiemarkt sind eine Gefahr für die Stabilität des gesamten Finanzmarkts	32
1.6 Problemstellung & Zielsetzung dieser Bachelor-Thesis	38
2 Bestandsaufnahme – Absicherungsinstrumente im Energiehandel	39
2.1 Börse	43
2.1.1 Markttransparenz	44
2.1.2 Futures	45
2.1.3 Options.....	47
2.1.4 Abgrenzung Future & Equity Styled Options	49
2.2 OTC	50
2.2.1 Standardisierte OTC-Produkte	52
2.2.2 Forwards	55
2.2.3 Swaps	57
2.3 Cleared OTC	57
2.4 Credit Support Annex (CSA)	60
2.5 Kreditlinie.....	61
2.5.1 Know-Your-Customer (KYC) Prozess	61
2.5.2 Bonität des Handelspartners.....	62
2.5.3 Ausarbeitung des Rahmenvertrags	63
2.5.4 Bewertung von Sicherheiten	64
2.5.5 Kreditlinienvergabe nach positiver Beurteilung des Handelspartners 64	
2.5.6 Exposure durch Kontrahentenlimits.....	66
2.5.7 Monitoring der Kreditlinien	68
2.5.8 Instrumente für Exposure-Management	69
2.6 Margining – Kalkulation der Sicherheitsleistung (Margin).....	70
2.6.1 Spot Market Margining	71
2.6.2 Derivative Market Margining	79

2.7	Power Purchase Agreements (PPAs).....	89
2.7.1	Verschiedene Typen von Power Purchase Agreements.....	91
2.7.2	Preismodelle der PPAs.....	96
2.7.3	Anlagentyp.....	102
2.7.4	Lieferschema.....	102
2.7.5	Vor- und Nachteile von PPAs.....	103
3	Analyse des Ist-Zustands - Herausforderungen im Energiesektor	105
3.1	Börslicher Handel.....	106
3.2	Margin Calls – Ein Beispiel.....	107
3.3	Bilateraler OTC Handel.....	113
3.3.1	Cleared OTC.....	113
3.3.2	Credit Support Annex (CSA).....	113
3.3.3	Kreditlinien.....	115
3.4	Power Purchase Agreements (PPAs).....	116
3.5	Liquiditätsbedarf eines großen Stadtwerks (Versorgers) – Beispielrechnung Hamburg Energie für das Lieferjahr 2024.....	117
3.6	Optimierungspotenzial bei Kreditrisiken.....	119
4	Lösungsräume.....	120
4.1	Virtuelles Kraftwerk mit Risikogesellschaft.....	120
4.1.1	Problematik ohne Energiespeicher.....	121
4.1.2	Integrierung eines Energiespeichers.....	122
4.1.3	Empfehlung.....	125
4.2	Substituierung der Future-Käufe durch Optionen.....	127
4.3	Trilateral Closeout via Sleeve-Handelsgeschäften.....	128
4.4	Prognose des Margin-Bedarfs.....	130
4.5	Vergleich und Bewertung der Lösungsräume.....	132
5	Zusammenfassung	133
	Literatur- und Quellenverzeichnis.....	135
	Anhang	XX
	Anhang A – Definitionen und Erklärungen.....	XX
	Verzeichnis für Definitionen und Erklärungen.....	XX
	A-1 Merit Order.....	XXVI
	A-2 Pay-as-Bid Gebotsverfahren.....	XXIX
	A-3 Beispielhafte Bestimmung des Gradienten im Last-Bereich der GuD & Gasturbinen in der deutschen Merit Order thermischer Kraftwerke.....	XXXI
	A-4 Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien.....	XXXII
	A-5 Typisierung von Stadtwerken (Versorgern).....	XXXIV
	A-6 Beschaffungsstrategien für den Bezug der benötigten Energiemengen	XXXV
	A-7 Strategien zur langfristigen Bewirtschaftung via Absicherungs-instrumente	XLIX
	A-8 Bestandteile der Strategien zur langfristigen Bewirtschaftung via Absicherungsinstrumente.....	LI
	A-9 Wertneutraler Hedge.....	LV
	A-10 Price Forward Curve (PFC).....	LXI
	A-11 Risikominderungstechniken für OTC-Derivate nach EU-Verordnung ..	LXV
	A-12 Minderung von Manipulationsrisiken im OTC-Derivatehandel.....	LXVII
	A-13 Hedging mit Swaps am Strommarkt.....	LXIX
	A-14 Kurzerklärung der Paragraphen im CSA Annex.....	LXXI

A-15 Credit-VAR-Modelle (CVAR).....	LXXII
A-16 Zahlungsflüsse beim Hedging mit Terminkontrakten während der Lieferperiode.....	LXXIV
A-17 SPAN® Risikoanalyse als Industriestandard.....	LXXV
A-18 ECC's Line of Defence – Der ECC Default Fund als 5. Verteidigungslinie bzw. Sicherheitsrücklage.....	LXXVI
A-19 Berechnungsgrundlagen Marktwert (Energieträgerspezifischer Monatsmarktwert).....	LXXVIII
A-20 Spezifischer idealer Speicherbedarf zur Veredlung von volatilem grünem Strom aus erneuerbaren Energien in gesicherte Leistung.....	LXXIX
A-21 Redox-Flow-Batterie.....	LXXXI
A-22 Arbitrage am Strommarkt.....	LXXXIII
A-23 Backwardation vs. Contango – Struktur der Forward Curve.....	LXXXV
A-24 Zeitliche Arbitrage zur Gegenfinanzierung.....	LXXXVII
Anhang B – Dokumente.....	XCI
Quellenverzeichnis zum Anhang für Dokumente.....	XCI
B-1 EFET General Agreement Electricity.....	XCII
B-2 EFET Credit Support Annex (CSA).....	CXXXIV
Anhang C – Graphen, Tabellen und Bilder.....	CXLVII
Quellenverzeichnis zum Anhang für Graphen, Tabellen und Bilder.....	CXLVII
C-1 Stündliche Settlement-Preise Day Ahead Auktion DE für 23. April 2023 (Abb. 1.1).....	CXLIX
C-2 EPEX Day-Ahead Auktion für Deutschland im Profil Baseload (Abb. 1.2).....	CL
C-3 EPEX Day-Ahead Auktion Settlements für Deutschland im Profil Baseload mit Jahresmittelwerten (Abb. 1.3).....	CLI
C-4 Stromexporte nach Frankreich von Deutschland.....	CLII
C-5 Bewertungsmatrix der Strategien zur Beschaffung (Tabelle 1.1).....	CLIII
C-6 Stichtagsbeschaffung des Festpreises (Abb. A-6-1.1).....	CLIV
C-7 Beispiel für resultierenden Bezugspreis (Abb. A-6-1.2).....	CLV
C-8 Bandlieferung als spezielle Form der Fahrplanlieferung (Abb. A-6-2.1).....	CLVI
C-9 Kreditlinien (Credit lines) und Darlehen (Loans) von Unternehmen im Energie-Derivatesektor (Abbildung 1.6) in Mrd. €.....	CLVII
C-10 Tabelle preisbeeinflussender Faktoren bei Optionen.....	CLVIII
C-11 EPEX Spot Auktionsergebnis Day-Ahead mit Lieferung 15.05.2023 im Marktgebiet DE-LU (Abb. A-24.1).....	CLIX
C-12 Cashflow während Lieferperiode 2022 (Abb. A-16.1).....	CLX
Erklärung zur Arbeit.....	CLXI

Abkürzungsverzeichnis

AMBO	Additional Margin Balance of the Month
AMCO	Additional Margin Coal
AMCU	Additional Margin Curtailment
AMEM	Additional Margin Emissions
AMIO	Additional Margin Iron Ore
AMOP	Additional Margin for Open Payment Obligations
AMPO	Additional Margin Power
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
CCP	Central Counterparty (zentrale Gegenpartei)
CER	Certified Emission Reductions
CESM	Current Exposure Spot Market
CET	Central European Time (Mittleuropäische Zeit (MEZ))
CFD	Contract for Difference
CM	Clearing Member (Clearing-Mitglied), auch Clearing Partner oder Clearing Mitglied
CME	Chicago Mercantile Exchange (Börse)
CSA	Credit Support Annex
CVAR	Credit-Value-at-Risk
DEPA	Deferred Payment Margin
DM	Delivery Margin
ECC	European Commodity Clearing AG
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EFET	European Federation of Energy Traders (Europäischer Energiehandelsverband)
EFS	Exchange of Future for Swaps
EMIR	European Market Infrastructure Regulation (Europäische Marktinfrastrukturverordnung)
EnBW	Energie Baden-Württemberg (Energieversorgungsunternehmen)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber für Strom)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange (europäische Strombörse)

ESMA	European Securities and Markets Authority (Europäische Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde)
ESTER	Euro Short-Term Rate – wird auch ESTR oder €STR genannt
ETD	Exchange-Traded-Derivatives (Börslich gehandelte Derivate)
EU	Europäische Union
EUA	EU Allowances (Emissions-Zertifikate)
EUA	EU Aviation Allowances (Emissions-Zertifikate Luftfahrt)
EUR	Euro, Währung
EURIBOR	Euro Interbank Offered Rate – Euro Refinanzierungssatz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EZB	Europäische Zentralbank, auch ECB (European Central Bank)
FR	Frankreich
GBP	Britisches Pfund Sterling, Währung
GFC	Great Financial Crisis (Globale Finanzkrise 2008 / 2009)
GO	Guarantees of Origin (auch HKN genannt)
GuD	Kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke
GW	Giga Watt
GWh	Giga Watt Stunde
HKN	Herkunftsnachweis (für Grünstrom)
HRFC	Hybrid Redox Flow Cells – Hybride Redox Flow Zelle
Hz	Hertz (1/s), Stichwort Frequenz
ICE	Intercontinental Currency Exchange oder Intercontinental Exchange
IM	Initial Margin (fixe Margin bzw. Kaution)
IMSM	Initial Margin Spot Market
ISDA	International Swaps and Derivatives Association
IVM	Intraday Variation Margin
KonTraG	Kontroll- und Transparenz-Gesetz
KYC	Know-Your-Customer
LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
MAC	Market Area Coordinator
MCAP	Margin Cap
MiFID	Markets in Financial Instruments Directive (Europäische Finanzmarktrichtlinie)
Mio.	Million
Mrd.	Milliarde
MtM	Mark-to-Market
MWh	Mega Watt Stunde

NCM	Non-Clearing Member
NFC	Non-Financial Corporation
NPO	Non-Profit-Organisation
OFI	Other Financial Institution
OGAW	Organismen für gemeinsame Anlagen in Wertpapieren
OMP	Organised Market Place
OTC	Over-the-Counter
OTF	Organised Trading Facility
PAMA	Pre-Auction Margin
P/L	Profit / Loss (Gewinn / Verlust)
PPA	Power Purchase Agreement (Stromliefervertrag)
REMIT	Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency
RFB	Redox-Flow-Batterie
RHMnFC	Regenerative Hydrogen / Mangan Fuel Cell - Regenerative Wasserstoff / Mangan Brennstoffzelle
RHVFC	Regenerative Hydrogen / Vanadium Fuel Cell – Regenerative Wasserstoff / Vanadium Brennstoffzelle
RL	Richtlinie
PM	Premium Margin
SPAN®	Standard Portfolio Analysis of Risk (Standard Portfolio Risikoanalyse)
SSMA	Intraday Supplementary Margin
SSMB	End-of-Day Supplementary Margin
Tsd.	Tausend
TSO	Transmission System Operator (Übertragungsnetzbetreiber)
TTF	Title Transfer Facility (virtueller Handelspunkt im Gasnetz der Niederlande)
TWh	Terra Watt Stunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VM	Variation Margin (variable Margin bzw. Kautions)
VRFB	Vanadium-Redox-Flow-Batterie
YTD	Year-to-Date (seit Jahresanfang)

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1: Bewertungsmatrix der Strategien zur Beschaffung <i>Quelle: Mit Inhalten von AXP-Consulting.de (2017/2017a/2017b) erstellt, vergrößert in Anhang C-5 zu finden..</i>	26
Tabelle 2.1: Vor- und Nachteile des börslichen Handels vs. OTC <i>Quelle: Längauer (2015) & Next-Kraftwerke.de (2023a) & Schneegans (2023))</i>	45
Tabelle 2.2: Lieferperioden und maximal handelbare Frontperioden für den German Power Future an der EEX <i>Quelle: Auf Basis von EEX.com (2020) & EEX.com (2023b/i) erstellt</i>	46
Tabelle 2.3: Recht und Pflicht bei Optionen <i>Quelle: Auf Basis von Längauer (2015) erstellt</i>	47
Tabelle 2.4: Lieferperioden und maximal handelbare Frontperioden für die German Power Options (Future & Equity Styled) an der EEX <i>Quelle: Auf Basis von EEX.com (2023c/e/f) erstellt</i>	49
Tabelle 2.5: Vor- und Nachteile OTC vs. Börse <i>Quelle: Entwickelt nach EON.de (2023) & Längauer (2015) & Next-Kraftwerke.de (2023a) & Schneegans (2023))</i>	52
Tabelle 2.6: Clearingschwellen im OTC-Markt <i>Quelle: Nach Eur-Lex.Europa.eu (2013) erstellt</i>	54
Tabelle 2.7: Forward vs. Future <i>Quelle: In Anlehnung an CMEGroup.com (2023a)</i>	56
Tabelle 2.8: Margin Typen im Spot Market Margining <i>Quelle: In Anlehnung an ECC.de (2022) & ECC.de (2023e)</i>	72
Tabelle 2.9: Margin Typen beim Derivative Market Margining <i>Quelle: In Anlehnung an ECC.de (2023b)</i>	80
Tabelle 2.10: Art der Vergütung eines PPA mit Vergütungsgrundlagen <i>Quelle: Nach Schnorr (2022) erstellt</i>	96
Tabelle 2.11: Vor- und Nachteile von PPAs	104
Tabelle 4.1: Spezifischer idealer Speicherbedarf in TWh pro GW installierter Leistung Wind + Solar <i>Quelle: Daten nach Sinn (2017) mit eigenen Berechnungen / Ergänzungen</i>	123
Tabelle 4.2: Abschreibungen pro erzeugter Energie mit Redox-Flow-Batteriespeicher <i>Quelle: Eigene Berechnung mit Zahlen von Sinn (2017) & Warwick.ac.uk (2021)</i>	124
Tabelle 4.3: Abschreibungen pro erzeugter Energie mit Lithium-Ionen-Batteriespeicher <i>Quelle: Eigene Berechnung mit Zahlen von Sinn (2017) & Warwick.ac.uk (2021)</i>	124
Tabelle 4.4: Volumen pro idealer Speichermenge für ein MW gesicherter Leistung <i>Quelle: Eigene Berechnung mit Daten von Pubs.Acs.org (2020) & Sinn (2017)</i>	126

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Stündliche Settlement-Preise Day-Ahead Auktion DE für 23. April 2023 <i>Quelle: Mit Daten von MCP (2023) erstellt, vergrößert in Anhang C-1 zu finden.....</i>	20
Abbildung 1.2: EPEX Day-Ahead Auktion für Deutschland im Profil Baseload <i>Quelle: Mit Daten von MCP (2023a) erstellt, vergrößert in Anhang C-2 zu finden.....</i>	22
Abbildung 1.3: EPEX Day-Ahead Auktion Settlements für Deutschland im Profil Baseload mit Jahresmittelwerten <i>Quelle: Mit Daten von MCP (2023b) erstellt, vergrößert in Anhang C-3 zu finden.....</i>	23
Abbildung 1.4: Enge Kopplung zwischen Vertrieb und Beschaffung <i>Quelle: Nach den Inhalten von Schnorr (2016) erstellt.....</i>	29
Abbildung 1.5: Übersicht der individuellen Handels- und Lieferverträge am Energiemarkt <i>Quelle: AXP-Consulting.de (2017).....</i>	30
Abbildung 1.6: Kreditlinien (Credit lines) und Darlehen (Loans) von Unternehmen im Energie-Derivatesektor in Mrd. € <i>Quelle: Ausschnitt von ECB.Europa.eu (2022), vergrößert in Anhang C-9.....</i>	33
Abbildung 1.7: Hinterlegte IM (links) & tägliche VM Flows (rechts) im zentralen Clearing-Bereich in Mrd. € <i>Quelle: Ausschnitt von ECB.Europa.eu (2022).....</i>	34
Abbildung 1.8: Ausstehende Positionen ICE vs. EEX für Gas-Future-Kontrakte sortiert nach Lieferpunkt in Mio. MWh <i>Quelle: Ausschnitt von ECB.Europa.eu (2022).....</i>	34
Abbildung 1.9: Marktanteil ETD vs. OTC für alle Kontrakt-Typen der Energy Commodities (links) & sortiert nach Future und Swap (rechts) nur für Gas Kontrakte in % des Gesamtexposures <i>Quelle: Ausschnitt von ECB.Europa.eu (2022).....</i>	36
Abbildung 1.10: Marktanteil am Brutto-Nominalwert im Oktober 2022 durch Unternehmen im Euroraum <i>Quelle: Ausschnitt von ECB.Europa.eu (2022).....</i>	37
Abbildung 1.11: Brutto-Nominalwert nach Derivate-Klasse (links) & Marktanteil der Summe von Initial Margin nach Derivate-Klasse (rechts) jeweils in % <i>Quelle: Ausschnitt von ECB.Europa.eu (2022).....</i>	37
Abbildung 2.1: Absicherungsinstrumente sortiert nach Kategorie <i>Quellen: Entwickelt nach Längauer (2015) & Schneegans (2023) & Schneegans (2023a).....</i>	39
Abbildung 2.2: Kontrahentenrisiko vs. Liquiditätsbedarf durch Margining (Margin Call Risiko) <i>Quelle: Eigene Darstellung mit Infografik Layout von Slidesgo [erweitert].....</i>	40
Abbildung 2.3: Marktanteil und Volumen der German Power Future an der EEX <i>Quelle: Als Screenshot entnommen aus EEX.com (2023a).....</i>	42

Abbildung 2.4: Volume and Market Share in EEX Power Future Market Europe in Februar 2023 Quelle: Mit den Daten von EEX.com (2023a) erstellt.....	42
Abbildung 2.5: Absicherung via Börse Quellen: Entwickelt nach Längauer (2015) & Schneegans (2023) & Schneegans (2023a).....	44
Abbildung 2.6: Gewinn und Verlust einer Option am Verfallstag Quelle: Längauer (2015)	48
Abbildung 2.7: Absicherung via OTC Quellen: Entwickelt nach Längauer (2015) & Schneegans (2023) & Schneegans (2023a).....	51
Abbildung 2.8: Lastgang nur schwer mittels Standardprofilen abdeckbar Quelle: Längauer (2015)	56
Abbildung 2.9: Handelsvolumen im Oktober 2022 sortiert nach Börse, OTC und cleared OTC mit Stichtag 22. Oktober 2022 via © Trayport a TMX Company Quelle: Mit Daten von Trayport (2022) erstellt.....	58
Abbildung 2.10: Handelsvolumen im November 2022 sortiert nach Börse, OTC und cleared OTC mit Stichtag 22. November 2022 via © Trayport a TMX Company Quelle: Mit Daten von Trayport (2022) erstellt.....	58
Abbildung 2.11: Year-to-date trends by execution type (%) via © Trayport a TMX Company Quelle: Mit Daten von Trayport (2022) erstellt	59
Abbildung 2.12: Verteilung des Risikokapitals im Energiehandel eines beispielhaften Unternehmens Quelle: Energiewirtschaft.blog (2016).....	65
Abbildung 2.13: Erfüllungsrisiko durch ausbleibende Zahlungen Quelle: vgl. Energiewirtschaft.blog (2016)	67
Abbildung 2.14: Beispiel für den Auszug aus einem täglichen Report zur Risikoüberwachung Quelle: vgl. Energiewirtschaft.blog (2016)	68
Abbildung 2.15: Sleeve-Handelsgeschäft Quelle: In Anlehnung an Energiewirtschaft.blog (2016).....	69
Abbildung 2.16: General Process: Exchange and Clearing House Quelle: In Anlehnung an EEX.com (2020) entwickelt.....	70
Abbildung 2.17: Definition der Gesamtexposition (Total Exposure) zur Berechnung der IMSM, Quelle: ECC.de (2022)	75
Abbildung 2.18: Beispiel Anpassung Exposure durch Risiko vor physischer Lieferung Quelle: Ausschnitt aus ECC.de (2022)	77
Abbildung 2.19: Beispiel für Netto-Exposure Quelle: ECC.de (2022)	78

Abbildung 2.20: Default Fund Contribution and Supplementary Margin due to results of Daily Stresstests <i>Quelle: ECC.de (2023c)</i>	87
Abbildung 2.21: Konzept eines Green PPAs von Vattenfall <i>Quelle: Ausschnitt aus YouTube.com (2021)</i>	90
Abbildung 2.22: Downstream PPA vs. Upstream PPA <i>Quelle: In Anlehnung an Schnorr (2022)</i>	91
Abbildung 2.23: Typen von PPAs <i>Quelle: Next-Kraftwerke.de (2023) [zugeschnitten]</i>	92
Abbildung 2.24: Utility PPA am Beispiel des Konzepts eines "Virtuellen Kraftwerks" der EnBW <i>Quelle: Interconnector.de (2021)</i>	93
Abbildung 2.25: Modellfluss bei einem synthetischen (finanziellen) PPA <i>Quelle: Erstellt auf Basis von Inhalten aus Handelsblatt (2022) & Interconnector.de (2021)</i>	95
Abbildung 2.26: Cap und Floor ergeben Preiskorridor <i>Quelle: In Anlehnung an Schnorr (2022) erstellt</i>	97
Abbildung 2.27: Dynamischer Preiskorridor eines PPA <i>Quelle: Next-Kraftwerke.de (2023) [zugeschnitten]</i>	97
Abbildung 2.28: Monats-Marktwerte 2021 – 2022 <i>Quelle: Schnorr (2022)</i>	99
Abbildung 2.29: Fixe Vergütung via Gegengeschäft <i>Quelle: Mit Inhalten von Schnorr (2022)</i>	100
Abbildung 2.30: Fixe Vergütung via Termingeschäft <i>Quelle: Mit Inhalten von Handelsblatt (2022) & Moneycontroller.de (2019) & Schnorr (2022)</i>	100
Abbildung 2.31: Fairer PPA-Preis als Mittelwert über die Vertragslaufzeit zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses, mit Settlements der EEX vom 06.01.2022 <i>Quelle: Schnorr (2022)</i>	101
Abbildung 2.32: MtM-Effekte, negative MtMs ergeben Verlust und vice versa <i>Quelle: Schnorr (2022)</i>	101
Abbildung 3.1: Bloomberg Commodity Spot Index Januar 2000 bis 25. Mai 2023 <i>Quelle: Twitter.com (2023), © 2023 Bloomberg Finance L.P.</i>	105
Abbildung 3.2: Beispielhafter Long-Term Hedge eines Renewable PPAs über 10 Jahre im Spanish Power Base Year mit Stichtag 2. November 2022 <i>Quelle: Entnommen aus EEX.com (2022)</i>	106
Abbildung 3.3: Bilanz EVU zum 1. Mai mit Marktwert Gas, links Liquidität und Gas-Vorrat, mittig Börsenpreis Gas, rechts Marktwert des Gas-Vorrats <i>Quelle: Eigene Konstruktion auf Basis von Handelsblatt (2022)</i>	108

Abbildung 3.4: Margin Call an CheapEnergy und Zahlungsfluss der Variation Margin <i>Quelle: Eigene Konstruktion auf Basis von Handelsblatt (2022)</i>	109
Abbildung 3.5: Bilanz EVU zum 8. Mai mit Marktwert Gas , links Liquidität und Gas-Vorrat, mittig Börsenpreis Gas, rechts Marktwert des Gas-Vorrats <i>Quelle: Eigene Konstruktion auf Basis von Handelsblatt (2022)</i>	109
Abbildung 3.6: Bilanz EVU zum 15. Mai mit Gaspreis auf neuen Höchstständen <i>Quelle: Eigene Konstruktion auf Basis von Handelsblatt (2022)</i>	109
Abbildung 3.7: Weiterer Margin Call an CheapEnergy mit Zahlungsflüssen der Variation Margin via Kreditinstitut , etwaige Zinsen vom EVU an Kreditinstitut nicht berücksichtigt <i>Quelle: Eigene Konstruktion auf Basis von Handelsblatt (2022)</i>	110
Abbildung 3.8: Weiterer Margin Call an CheapEnergy mit Zahlungsflüssen der Variation Margin via Staatsbank oder Bürgschaft vom Staat , etwaige Zinsen nicht berücksichtigt <i>Quelle: Eigene Konstruktion auf Basis von Handelsblatt (2022) & Bundesregierung.de (2023)</i>	110
Abbildung 3.9: Bilanz EVU zum 22. Mai <i>Quelle: Eigene Konstruktion auf Basis von Handelsblatt (2022)</i>	111
Abbildung 3.10: Margin Call an den Käufer durch fallende Gaspreise zum 22. Mai <i>Quelle: Eigene Konstruktion auf Basis von Handelsblatt (2022) & Bundesregierung.de (2023)</i>	111
Abbildung 3.11: Settlement am Tag der Lieferung Ende Mai , ohne Geldfluss für Handelsgebühr und Zinsen abgebildet <i>Quelle: Eigene Konstruktion auf Basis von Handelsblatt (2022) & Bundesregierung.de (2023)</i>	112
Abbildung 3.12: Bilanz EVU nach Settlement , links Liquidität und Gas-Vorrat, mittig Börsenpreis Gas, rechts Marktwert des Gas-Vorrats, keine Berücksichtigung etwaiger gezahlter Zinsen zu Lasten der liquiden Mittel <i>Quelle: Eigene Konstruktion auf Basis von Handelsblatt (2022)</i>	112
Abbildung 3.13: Beispielrechnung Hamburg Energie für Lieferjahr 2024 <i>Quelle: Eigene Berechnung auf Basis ausgewiesener Quellen und Annahmen</i>	117
Abbildung 3.14: Margin Zahlungsflüsse des Beispiels <i>Quelle: In Anlehnung an EEX.com (2020) erstellt</i>	119
Abbildung 4.1: Risikogesellschaft als virtuelles Kraftwerk <i>Quelle: Eigene Darstellung nach Kapitel 2.7 PPA / Mit Grafikbestandteilen von Schnorr (2022) & Handelsblatt (2022)</i> .	120
Abbildung 4.2: Sleeve-Handelsgeschäft <i>Quelle: In Anlehnung an Energiewirtschaft.blog (2016)</i>	128

Abbildung 4.3: Notwendige Konstellation für trilaterale Closeouts via Sleeve-Handelsgeschäfte <i>Quelle: In Anlehnung an Energiewirtschaft.blog (2016)</i>	129
Abbildung 4.4: Notwendige Konstellation für trilaterale Closeouts via Sleeve-Handelsgeschäfte <i>Quelle: In Anlehnung an Energiewirtschaft.blog (2016)</i>	130

1 Einleitung - Risikomanagement im Energiehandel

Auf dem Energiegroßhandelsmarkt für Strom treffen sich Erzeuger und Abnehmer elektrischer Energie. Sowohl für die Produzenten als auch für die Verbraucher stellen die dynamischen Börsenpreise ein signifikantes Risiko dar. Dieses Exposure (Risiko) muss mit entsprechenden Absicherungsinstrumenten und Strategien in ein beherrschbares deterministisches Risiko reduziert werden. In Abbildung 1.1 sind die stündlichen Settlement-Preise der Day-Ahead Auktion für Deutschland an der EPEX Spot mit Lieferung am 23. April 2023 zu erkennen. Die ausgeprägte und bereits bei Stunden-Kontrakten zu findende Volatilität untermauert die zuvor gemachte Aussage.

Von dem Verlauf der Settlement-Kurve lässt sich an diesem Beispiel das Solar-Peak ableiten, gegen 13:00 bis 14:00 Uhr am besagten Sonntag im April. Im Verlauf des Nachmittags ging die Strom-Erzeugung aus direktem Sonnenlicht schrittweise zurück und kombinierte diesen preissteigernden Effekt mit der gewöhnlichen Zunahme der Nachfrage nach elektrischer Energie am Abend. Zu erkennen am Tages-Peak der Settlement-Preise um 19:00 bis 20:00 Uhr. Diese Aussage ist weder mit Erzeugungs- noch mit Verbrauchsdaten untermauert, sondern dient lediglich einer schematischen Beschreibung des Kurvenverlaufs.

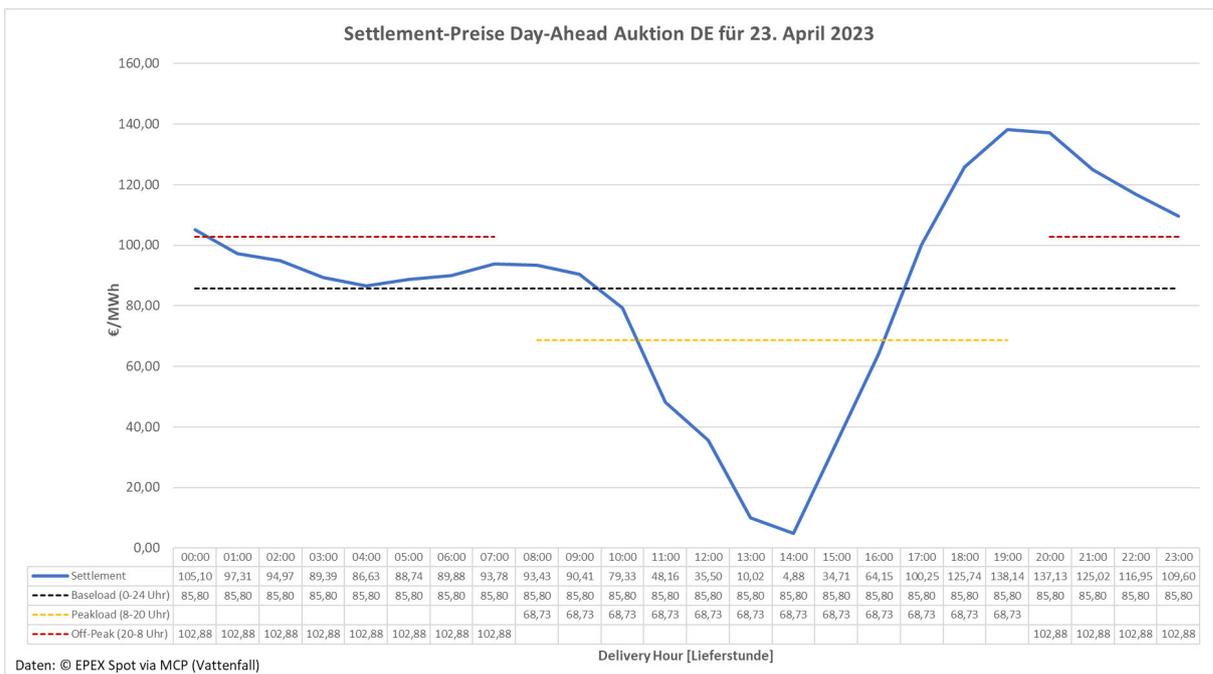


Abbildung 1.1: Stündliche Settlement-Preise Day-Ahead Auktion DE für 23. April 2023

Quelle: Mit Daten von MCP (2023) erstellt, vergrößert in Anhang C-1 zu finden

In der Grafik sind 3 verschiedene Lastprofile zu finden (vgl. Längauer (2015)):

- **Baseload** (- - -) – Die *Grundlast* entspricht dem 24-Stunden Mittelwert der EPEX Stundenauktion am jeweiligen Liefertag und deckt den kompletten Liefertag (0-24 Uhr) ab. Ist als Standardlastprofil regelmäßig am Terminmarkt handelbar. Er gilt an jedem Wochentag.

- **Peakload** (- - -) – Die *Spitzenlast* deckt als Lastprofil den Tag von 08:00 bis 20:00 Uhr ab. Wert entspricht dem 12-Stunden Mittelwert der EPEX Stundenauktion. Ist als Standardlastprofil regelmäßig am Terminmarkt handelbar. Gilt nur an Werktagen (Mo. – Fr.; inkl. Feiertage).
- **Off-Peak** (- - -) – Die *Schwachlast* ergibt sich als Lastprofil für die Lieferung an Werktagen zwischen 00:00 bis 8:00 Uhr & 20:00 bis 24:00 Uhr. Am Wochenende gilt sie von 0 – 24 Uhr. Der Wert ergibt sich als 12- bzw. 24-Stunden Mittelwert. Ist als Standardlastprofil regelmäßig am OTC-Terminmarkt handelbar. An der EEX wird dieses Lastprofil aktuell nicht angeboten als German Power Future, nur Base und Peak-Load-Kontrakte (vgl. auch EEX.com (2023g)).

Die Volatilität ist über längere Zeitperioden ebenfalls gut zu erkennen. In Abbildung 1.2 sind die EPEX Day-Ahead Stundenauktion im Profil Baseload (24-Stunden Mittelwert je Liefertag) für Deutschland dargestellt für den Zeitraum Anfang Januar 2020 bis Ende April 2023. Deutlich zu erkennen ist die im Vergleich geringe Volatilität bis zum Sommer 2021. Im Jahr 2021 kombinierten sich verschiedene Einflussfaktoren auf dem Strommarkt. Die wirtschaftliche Erholung nach der COVID-19 Pandemie (Anstieg der Nachfrage nach Strom) traf in der Merit Order (Erklärung siehe Anhang A-1) auf eine reduzierte gesicherte Atom- und Kohlekraftwerksleistung (geringe Angebotsseite). Dadurch wurden regelmäßig die Gaskraftwerke zum Preisgeber bei den Stundenauktionen. Das bezeichne ich als Merit-Order-Effekt in der Abbildung.

In Abbildung 1.2 ist ein leichter Abwärtstrend der Day-Ahead Strompreise während des Ausbruchs der COVID-19 Pandemie Anfang 2020 sichtbar (grauer Pfeil). Ab dem Sommer 2020 ist bereits ein leichter Aufwärtstrend zu erkennen. Dieser steigert sich im Jahr vor der Invasion (grüner Kasten) bis zum Herbst / Winter 2022 exponentiell durch den beschriebenen Merit-Order-Effekt. Mit der Invasion als Katalysator und den folgenden Turbulenzen auf dem Gasmarkt wird der Markträumungspreis auf neue Höchststände katapultiert. Durch hohe europäische Gasspeicherstände, LNG Tanker als *floating Storage* vor den Küsten Europas in Kombination mit einem milden Winter fielen die Gas-Notierungen auf deutlich niedrigere Niveaus. Lagen zuletzt dennoch weiter oberhalb von den Preisen im Jahr 2020. Nach Abb. 1.3 lag der Mittelwert im Baseload der Day-Ahead Auktionen in Deutschland im Jahr 2020 bei 30,47 €/MWh, im laufenden Jahr 2023 lag er bis zum Liefertag 02.05.2023 bei 111,79 €/MWh.

Ein weiterer Einflussfaktor im Jahr 2021 / 2022 war die erhöhte Stromimportnachfrage aus Frankreich. Aufgrund der vorübergehenden Stilllegung von mehr als der Hälfte der französischen Atomkraftwerke als Rückgrat der französischen Stromproduktion durch Korrosionsprobleme wurde der Marginal Price (Grenzkosten) der deutschen Merit Order in Deutschland durch die Strommarktkopplung weiter nach rechts (Verteuerung) verschoben, da mehr Leistung benötigt wurde (vgl. FFE.de (2022)). Für welchen Offset diese Strom-Knappheit aus Frankreich bei der deutschen Merit Order gesorgt hat ist fraglich und nur schwer deterministisch zu bestimmen. Bei bekannter Merit Order je Liefertag und der zusätzlichen Stromexporte nach Frankreich (und anderen betroffenen Importländer, die sonst von FR bezogen hätten) wäre eine Kalkulation wohl möglich. Durch den steilen Gradienten bei den Gaskraftwerken (Variation der Wirkungsgrade), könnte ein signifikanter Einfluss zu finden sein.

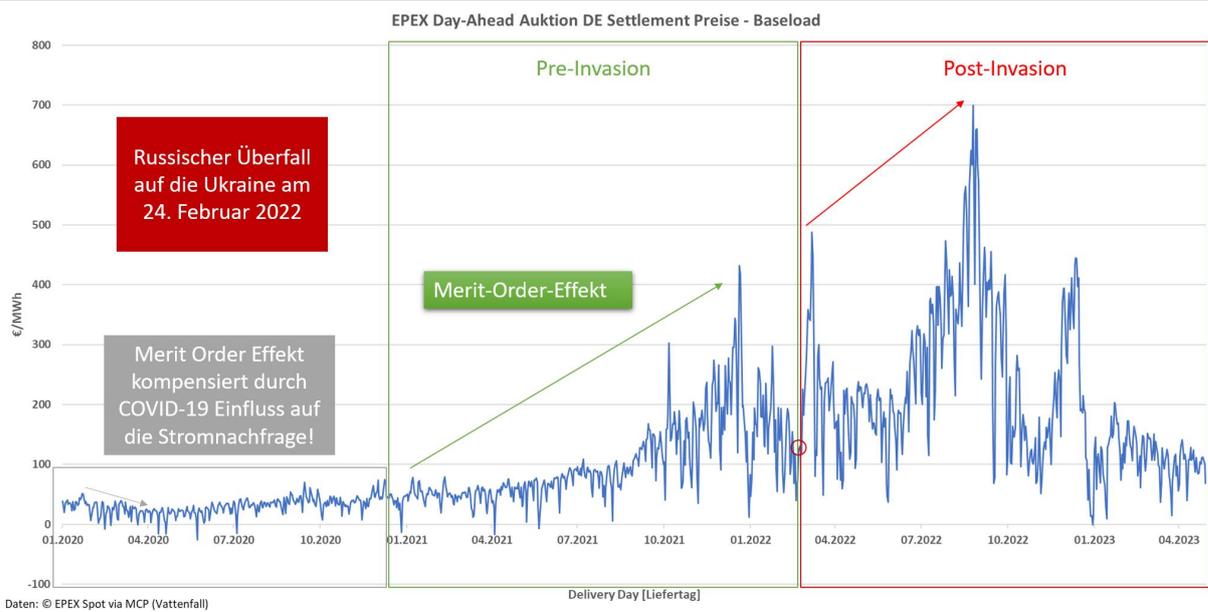


Abbildung 1.2: EPEX Day-Ahead Auktion für Deutschland im Profil Baseload

Quelle: Mit Daten von MCP (2023a) erstellt, vergrößert in Anhang C-2 zu finden

Im Sommerhalbjahr 2022 kam ein weiterer Einflussfaktor hinzu. Die Bundesregierung hatte zu Anfang Mai das Gasspeichergesetz verabschiedet. Hiermit wurden Gasspeicheranlagen-Betreiber dazu verpflichtet bis zum 1. Oktober 2022 einen Füllstand von mindestens 80 % und bis zum 1. November 2022 von mindestens 90 % vorzuweisen. Andernfalls können Kapazitäten vom Marktgebietsverantwortlichen (Tochtergesellschaft der Gaspipeline-Betreiber in Deutschland) zwangsweise übernommen werden. Deutschland besitzt mit 24 Mrd. m³ Speichervolumen (~240 TWh) über die größte Speicherfähigkeit in Mittel- und Westeuropa (vgl. BMWK.de (2022)). Die Gas-Spoteinkäufe haben sicherlich signifikant zur Gas- und, über die Merit Order verbunden, zur signifikanten Strompreisentwicklung beigetragen, in Kombination mit den reduzierten Gasflüssen aus Russland.

Im Anhang A-3 wurde der Gradient beispielhaft berechnet für thermische Kraftwerke im Jahr 2022. Mit 8,60 €/GW je MWh lag dieser für GuD & Gasturbinen deutlich höher als die geschätzten 3,33 €/GW je MWh bei den Kohlekraftwerken. Laut Statista lagen die Stromexporte von Deutschland nach Frankreich mit 8.800 GWh im Jahr 2022 auf dem höchsten Stand seit 2003. Ein Jahr zuvor lagen sie bei 3.900 GWh, nach 2.400 GWh im Jahr 2020. Die Daten sind reiner Export, ohne Netting mit den Importen (vgl. Statista.com (2023) bzw. Anhang C-4). Mit 8760 Stunden im Jahr 2022 ergibt sich ein durchschnittlicher Export nach Frankreich von etwa 1 GW. Summa summarum ergibt sich ein Einfluss von etwa 10 €/MWh auf den Einheitspreis der Merit Order im Jahr 2022 und etwa die Hälfte im Jahr 2021. Wobei der Einfluss regelmäßig sicherlich auch stärker war, da hier ein Durchschnittswert auf Jahres-Sicht genutzt worden ist. Laut der Bundesnetzagentur lagen die Netto-Stromexporte Deutschlands 2021 und 2022 bei 17,4 und 26,3 TWh (vgl. Bundesnetzagentur.de (2022/2023)). Das entspräche analog einer Netto-Exportleistung von durchschnittlich etwa 2 und 3 GW in den Jahren 2021 und 2022. Mit dem oben genannten Gradient im Jahr 2022 von 8,60 €/GW je MWh ergäbe sich ein Einfluss von etwa 26 €/MWh für die Merit Order im Jahr 2022. Wobei

auch hier der Einfluss regelmäßig sicherlich stärker war, da hier ebenfalls ein Durchschnittswert auf Jahres-Sicht genutzt worden ist.

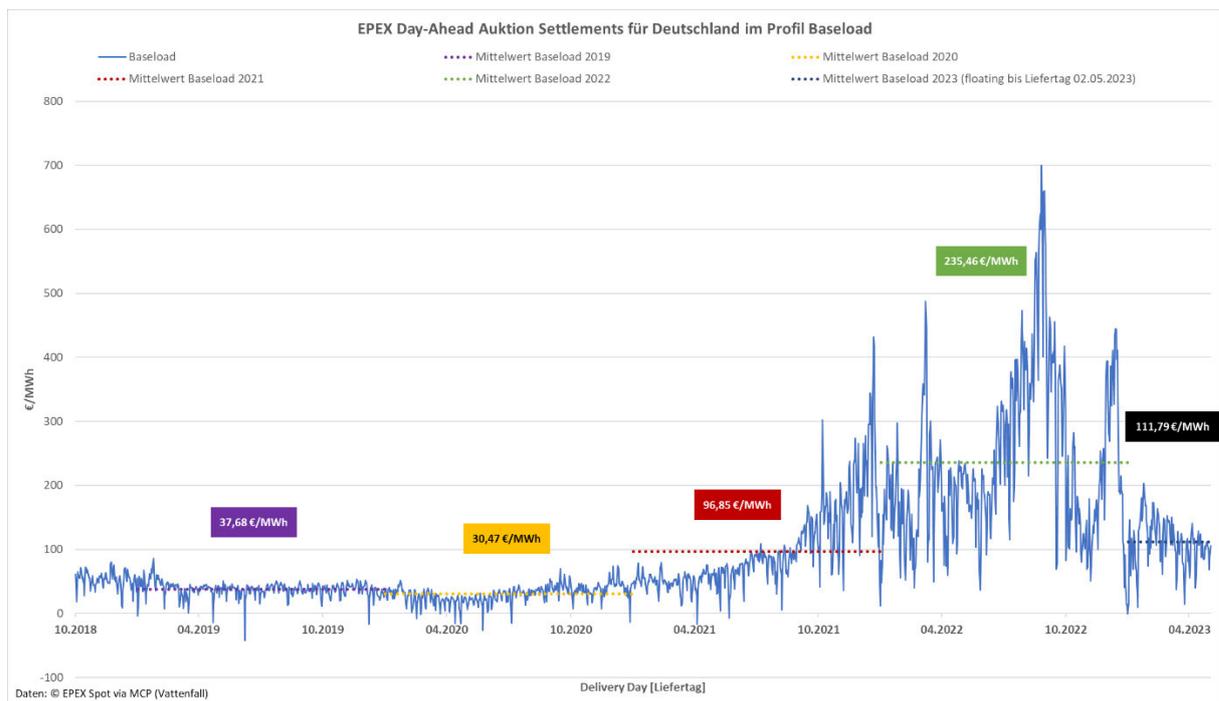


Abbildung 1.3: EPEX Day-Ahead Auktion Settlements für Deutschland im Profil Baseload mit Jahresmittelwerten

Quelle: Mit Daten von MCP (2023b) erstellt, vergrößert in Anhang C-3 zu finden

2018 lag die installierte Kapazität thermischer Kraftwerke in Deutschland bei knapp unter 90 GW. Der zeitgleich doppelstufige und schrittweise voranschreitende Ausstieg aus Atom- und Kohlekraft hat diese bis ins Jahr 2022 auf etwa 65 GW gesenkt (vgl. FFE.de (2022)). Die dadurch gestiegene Abhängigkeit von den Gas-Notierungen verdeutlichte sich nach der Invasion Russlands in die Ukraine im Februar 2022. In Abbildung 1.2 ist zu erkennen, wie die Grenzkosten in der Merit Order für die letzten genutzten Gaskraftwerke auf fast 700 €/MWh im Baseload am Liefertag 26.08.2022 hochgeschossen sind.

Eine Alternative zum „Pay-as-Clear“ Markträumungspreis (Einheitspreis) beim bisherigen Merit-Order-Prinzip zur Preisbildung ist das „Pay-as-Bid“ Gebotsverfahren. Hierbei beinhaltet der Gebotspreis nicht nur die variablen Kosten, sondern auch einen Deckungsbeitrag und Risikoaufschläge der Erzeuger. Die Bieter erhalten den Gebotspreis, wenn sie den Zuschlag erhalten. Die Befürworter vermuten damit einen geringeren Durchschnittspreis zu erhalten gegenüber dem Markträumungspreis. Kritiker weisen auf die Wahrscheinlichkeit und Unsicherheit des gegenteiligen hin, höhere Durchschnittskosten. Erzeuger mit geringen Produktionskosten könnten regelmäßig leer ausgehen bei den Zuschlägen im Gebotsverfahren. Der Einheitspreis unterstützt die Investitionssicherheit für Erzeuger mit niedrigen variablen Kosten, so der Wissenschaftliche Dienst der Bundesregierung. Weiter vermutet er negative Effekte beim Ausbau der erneuerbaren Energien durch Aufweichung und Entfall der Garantien für hohe Deckungsbeiträge dieser Erzeugerkategorie (vgl. Bundestag.de (2022)). Weitere Informationen finden Sie in Anhang A-2.

Die in den vergangenen 2 Jahren am Strommarkt zu findende Volatilität und die absoluten Preisniveaus stellen die Marktteilnehmer vor neue und gewaltige Herausforderungen im Sinne des Risikomanagements. Insbesondere Energiediscounter, die auf Basis kurzfristiger Stromeinkäufe langfristige Stromlieferverträge mit Stromendkunden (z.B. Haushaltskunden) bedienen standen unter extremen Stress. Der ein oder andere Energiediscounter trat den Weg zum Insolvenzverwalter an und die Kunden mussten vom örtlichen Grundversorger übernommen werden. Dies sorgt bei den Grundversorgern für Anspannung, da Strommengen ggfs. nachgekauft werden mussten zu den neuen überhöhten Konditionen. Spektrum berichtete über Haushaltskunden, die schlagartig bis zu 90 Cent/kWh bezahlen mussten. (vgl. Spektrum.de (2022)). Dies lässt sich durch den Unterschied zwischen Grund- und Ersatzversorgung erklären. Das Recht auf Grundversorgung gilt regelmäßig erst nach 3 Monaten. Die Kunden aus der Insolvenz der Energiediscounter erhielten ihre Energiemengen in Form der Ersatzversorgung. Hierbei darf der Grundversorger die gestiegenen Beschaffungskosten 1:1 an den Verbraucher weitergeben. Im Herbst 2022 wurde durch eine Änderung des EnWG zumindest das Splitting in der Grundversorgung zwischen Neu- und Bestandskunden verboten. (vgl. Verbraucherzentrale-Niedersachsen.de (2022))

Bereits Ende 2021 gab es mehrere Geschäftsaufgaben durch Lieferstopps und Insolvenzen z.B. bei den Energiediscountern Neckermann Strom AG, Stromio oder Grünwelt Energie. Mit Green City AG und der Deutschen Lichtmiete AG ging die Pleitewelle Anfang 2022 weiter. Die negativen Schlagzeilen im Energiediscounter-Bereich boten den Anstoß für eine Gesetzesänderung. Hierdurch sollten überraschende Kündigungen und Lieferstopps reglementiert werden durch eine Vorlaufzeit von mindestens 3 Monaten gegenüber der Bundesnetzagentur in Bezug auf die Einstellung des Geschäftsbetriebs (vgl. Computerbild.de (2022)). Weitere Billigstromanbieter die die Stromlieferung einstellten waren Enqu, Berla Energie, Lition Energie und Smiling Green Energy. Das Geschäftsmodell der Energiediscounter war: *„In letzter Sekunde Schnäppchen machen und die Kunden günstig beliefern“*. Kein Konzept, das sich rückblickend als krisensicher erwiesen hat (vgl. Handelsblatt (2021)).

Man kann hierbei den jeweiligen Energiediscountern eine sehr schlechte Absicherungsstrategie vorhalten. Diese hat in Zeit geringer Volatilität und im Vergleich geringer absoluter Preisniveaus vermutlich sehr gut funktioniert. Das Preisrisiko wurde schlussendlich nicht gerecht gemanagt und bei der Insolvenz auf den Kunden übertragen. Laut Handelsblatt hatten die Energiediscounter 3 Möglichkeiten zur Krisenabwehr (vgl. Handelsblatt (2021)): (1) Extreme Preiserhöhungen bei den Kunden durchsetzen. (2) Kurzfristige Lieferstopps mit Kündigung der Kundenverträge. (3) Sich aus dem Bilanzkreis der Netzbetreiber kündigen lassen. Dadurch erhalten sie einen gerechtfertigten Sonderkündigungsgrund für die Aufkündigung der ruinösen Kundenbeziehungen. Für die Kündigung des Bilanzkreisvertrages mit dem Marktgebietsverantwortlichen muss der Versorger seine vertraglichen Pflichten verletzen.

Ich habe für die Einleitung Charts mit Day-Ahead Spot-Daten statt Charts mit Notierungen des Terminhandels genutzt, da die spekulativen Einflüsse auf dem Spotmarkt geringer sind. Spekulationen auf dem physischen Intraday-Strommarkt sind zudem verboten! Der Day-Ahead Markt ist davon nicht betroffen (vgl. Schulze (2023)). Die Bundesnetzagentur hat jüngst

mehrere Bußgelder wegen „Manipulation im Energiegroßhandel“ verhängt. Im Herbst 2021 wurden Energi Danmark A/S und Optimax Energy GmbH zu jeweils 200.000 und 175.000 €uro Bußgeld verurteilt. Sie hatten mit *Spoofing* (Täuschung) und Leerverkäufen im untertätigen Handel (Intraday) an der EPEX Spot die Preise manipuliert im Juni 2019. Die herbeigeführte Unterdeckung ihrer Bilanzkreise hatten sie mit günstiger zu erwartender Ausgleichsenergie gedeckt (vgl. Bundesnetzagentur.de (2021)).

Zum Management des Preisrisikos nutzen die relevanten Marktteilnehmer (keine Haushaltskunden z.B.) die regulären Terminmärkte im Energiegroßhandel. Auf dem Energie-Derivatemarkt in der Eurozone waren zwischen September 2021 und Oktober 2022 etwa 1.700 Unternehmen aktiv. Davon entfiel etwa jedes 4. auf den Bereich der Energieerzeugung und den Energieversorgungsunternehmen zur Verteilung der Energie. Etwa 75 % der Marktteilnehmer sind energieintensive Industriekunden. (vgl. ECB.Europa.eu (2022))

Die Erfahrungen im Energiegroßhandel der letzten 2 Jahre hat ihren Eindruck bei den Marktteilnehmer hinterlassen und wird auch zukünftig in die Risikomodelle einfließen, die die neuen globalen Anforderungen versuchen abzubilden. Ohne einen liquiden Marktzugang wird sich die Frage für viele mittlere und kleinere Marktteilnehmer stellen: „Wie beschaffe ich in Zukunft meine Energiemengen?“. Eine Energiewelt mit den Konditionen wie vor der Energiekrise wird es absehbar nicht mehr so schnell geben. (vgl. Schneegans (2023b))

Im Folgenden werden das Energieportfolio-Management, die Energiebeschaffung am Großhandelsmarkt und das Kreditrisiko im Energiehandel beschrieben und erläutert (siehe Kapitel 1.1 bis 1.4). Dazu wird die Einschätzung der EZB erläutert und dargestellt (siehe Kapitel 1.5). In Kapitel 1.6 sind Problemstellung und Zielsetzung dieser Bachelor-Thesis definiert. In Kapitel 2 wird eine umfängliche Bestandsaufnahme der Absicherungsinstrumente im Energiehandel gegeben. Dazu werden einzelne Prozesse und Instrumente beschrieben und erläutert. Dazu gehört z.B. die Abgrenzung der unterschiedlichen Marktplätze im Terminhandel. In Kapitel 3 wird der Ist-Zustand analysiert und die Herausforderungen des Energiesektors beschrieben und hervorgehoben. Im 4. Kapitel folgen Lösungsräume zur Begegnung der Problematiken rund um Kontrahenten- und Margin Call Risiko. Im 5. Und letzten Kapitel dieser Bachelor-Thesis folgt eine kurze Zusammenfassung des Inhalts. Grundsätzlich setzt diese Bachelor-Thesis ihren Schwerpunkt auf den Strommarkt.

1.1 Energieportfolio-Management bei Stadtwerken

Stadtwerke nutzen den Energiegroßhandelsmarkt zur Beschaffung der von den Kunden nachgefragten Strom- und Gasvolumina. Dies kann als Energieportfolio benannt werden. Regelmäßig wird das Energieportfolio zur Übersichtlichkeit und besseren Handhabung in ein Strom- und Gasportfolio unterteilt (vgl. Schnorr (2016)). Zur Beschaffung stehen verschiedene Strategien zur Verfügung. Es kann zwischen „Vollversorgung“, „Strukturierter Beschaffung“ oder dem zielgerichteten „Portfolio-Management“ gewählt werden. In der folgenden Bewertungsmatrix (Tabelle 1.1) sind die Strategien von mir nach ihren jeweiligen Eigenschaften bewertet worden.

Bewertungsmatrix +++++ (Hoch) & + (Gering)	Portfolio-Management	Strukturierte Beschaffung	Vollversorgung
Flexibilität (der Beschaffungszeitpunkte, etc.)	+++++	+++	+
Komplexität	+++++	+++	+
Chancen an Marktentwicklungen zu partizipieren	+++++	+++	+
Mengen- & Preisrisiko	+++ (mit Risikocontrolling, etc.)	++	+
Sicherheit beim Bezugspreis	++	+++	+++++ (mit Festpreisvertrag)
Know-How & Markterfahrung	+++++	+++	+
Personelle & betriebswirtschaftliche Ressourcen	+++++	+++	+
Risikoarme Beschaffung & langfristige Planungssicherheit	++	+++	+++++
Transparenz beim Beschaffungspreis	+++++	+++	+
Transaktionskosten	+++++	+++	+
Voraussetzungen zur Teilnahme	+++++	+++	+

Tabelle 1.1: Bewertungsmatrix der Strategien zur Beschaffung

Quelle: Mit Inhalten von AXP-Consulting.de (2017/2017a/2017b) erstellt, vergrößert in Anhang C-5 zu finden

Das Portfolio-Management hat zwei sehr wichtige Aufgaben (vgl. Schnorr (2016)):

- **Operative Aufgaben** – Zu ihnen gehören die Tätigkeiten, die täglich erledigt werden müssen. Sie sind stark spezifisch für das jeweilige Stadtwerk. Je nach Größe des Stadtwerks, übernimmt diese Tätigkeiten ein eigenes Team.
 - Spotgebote abgeben
 - Fahrpläne anmelden
 - Nominierungen
- **Strategische Aufgaben** – Hiermit soll der Weg der Beschaffung vorgegeben werden. Definierung eines Beschaffungs-Rahmens.
 - Mengen (Gasmengen, Strommengen)
 - Produktarten (Lieferperioden, z.B. Jahr, Quartal, Monat, Woche, Saison, etc.)
 - Zeithorizont
 - Analyse der Preisbestandteile
 - Analyse der Preisrisiken

Die Frage, ob ein Stadtwerk ein eigenes Portfolio-Management auf die Beine stellt oder einen externen Dienstleister hierfür beauftragt ist im Kern stark abhängig von der Größe und Komplexität des Stadtwerks (In Anhang A-5 ist die Typisierung von Stadtwerken zu finden). Die personellen Ressourcen sind von der Größe abhängig und sind insbesondere bei mittleren und kleinen Stadtwerken begrenzt und verhindern hierdurch auch die Anwendung von notwendigen Kontrollmechanismen. Neben der Größe spielen auch die gewünschten Anforderungen des Stadtwerks an das Portfolio-Management eine sehr wichtige Rolle. Kleinere Stadtwerke greifen regelmäßig eher auf Dienstleister zurück. Jedoch je komplexer die notwendigen Aufgaben sind, desto eher überwiegen die Vorteile der Abwicklung intern.

Komplexität kann die Einbindung eines externen Dienstleisters stark beeinflussen und verkomplizieren. Mit einer eigenen Portfolio-Management Abteilung ist die teamübergreifende Zusammenarbeit deutlich effektiver. Wenige Aufgaben könnten dennoch zu einem Dienstleister outsourct werden, um die Fehlerquote zu verbessern und das Team zielführender auszulasten mittels Fokussierung auf die wichtigsten vertrieblichen Aufgaben. Hierbei ist externes Reporting ein üblicher Ansatz. Auch die Analyse von internen Strategien zur Bewirtschaftung können regelmäßig von externen Dienstleistern geprüft werden, dies verhindert auftretende „Betriebsblindheit“ (vgl. Schnorr (2016)). Diese tritt auf bei routinemäßigen Arbeitsabläufen, die als effizient und korrekt angesehen werden und bei denen keine Selbstkritik oder Veränderung zugelassen wird. Als Folge steigt die Wahrscheinlichkeit eines Wettbewerbsnachteils durch Effizienzeinbußen, der regelmäßig nur von externen Kräften erkannt und korrigiert wird (vgl. Wikipedia.org (2022)).

Analog zum Router in der Informationstechnik kann man Stadtwerke und Grundversorger definieren. Sie bündeln die Nachfrage von zum Teil vielen tausenden Haushalten (analog PCs und internetfähige Elektronik) und treten gegenüber dem Energiegroßhandel (analog das Internet) als ein großer Verbraucher (analog ein PC z.B.) auf. Des Weiteren schirmen Stadtwerke bzw. Versorger ihre Kunden vor dem Rauschen des Marktes (analog Schutz vor äußere unbefugte Zugriffe). Der Kunde erhält oftmals einen fixen Arbeits- und Grundpreis zur Abrechnung seiner Energiemengen.

Haushaltskunden haben auf dem Energiegroßhandel gewöhnlich keinen Zugang, da sie mit ihrem geringen Verbrauch und Leistung regelmäßig die Mindestverbrauchsmengen deutlich unterschreiten. Sondervertragskunden können durch höhere Anforderung an Leistung und Verbrauch davon abweichen. Des Weiteren erfolgt die Belieferung der Haushalts- und Tarifkunden auf Basis der allgemeinen Anschluss- und Versorgungspflicht. (vgl. AXP-Consulting.de (2017)) Die allgemeine Anschluss- und Versorgungspflicht wird im § 18 des Energiewirtschaftsgesetzes reguliert und besagt, dass Letztverbraucher Anrecht darauf haben, ans örtliche Energieversorgungsnetz für Niederspannung (Strom) und Niederdruck (Gas) durch den Grundversorger angeschlossen zu werden. Ausnahmen gelten nur bei wirtschaftlicher Unzumutbarkeit. Sofern ein Haushaltskunden über keinen gesonderten Tarif zur Lieferung von Energie verfügt, fällt er unter die allgemeinen Grundversorgungstarife des jeweiligen Grundversorgers (vgl. Dejure.org (2023) & Energie-Lexikon.info (2023)).

Die Grundversorgungspflicht ist in § 36 des Energiewirtschaftsgesetzes reguliert und besagt, dass die Vertrags- und Preisbedingungen unabhängig vom Zeitpunkt der Realisierung eines Grundversorgungsvertrags für alle Kunden gleich sein müssen. Ausnahmen gelten nur bei wirtschaftlicher Unzumutbarkeit und im Falle der Ersatzversorgung nach § 38 des Energiewirtschaftsgesetzes durch den Wegfall des bisherigen Energielieferanten durch die Kündigung dessen Bilanzkreis- oder Netznutzungsvertrages (z.B. auf Basis einer Insolvenz) (vgl. Dejure.org (2023a)).

1.2 Energiebeschaffung

Die Stadtwerke verbinden die Nachfrage der Kunden nach Strom und Gas mit dem Angebot auf dem Energiegroßhandelsmarkt. Da die Kunden die benötigten Mengen nicht im Voraus kennen und nicht direkt mit dem Energiegroßhandelsmarkt in Kontakt treten, müssen die Stadtwerke mit bestmöglichen Prognosen die Versorgung sicherstellen. Das Portfolio sollte weder zu stark über- noch unterdeckt sein. Dies führt zu starken Zusatzkosten. Da Prognosen nur eine bestmögliche Wahrscheinlichkeit liefern, wird die Beschaffung regelmäßig relativ kompliziert. Bei der Energiebeschaffung müssen die folgenden zwei Wie-Fragen beantwortet werden (vgl. Schnorr (2016)):

- „Wie viel“ muss beschafft werden?
- „Wie“ sollen die benötigten Mengen beschafft werden?

Hat das Stadtwerk einen direkten Zugang zum Terminmarkt und hedged aktiv selbst seine Preisrisiken, dann ist der Ablauf grundsätzlich folgender: Als Käufer am Strommarkt geht das Stadtwerk am Terminmarkt „long“ (Kauf) für diverse Lieferperioden. Die physische Lieferung erfolgt zumeist im Zusammenhang mit dem Spotmarkt. Dort werden die realen Liefermengen täglich via Gebot eingereicht und die Kosten dort mit den Gewinnen / Verlusten aus den entsprechenden Terminkontrakten verrechnet. Das Stadtwerk hat damit 2 Long-Positionen, eine langfristige im Terminhandel und eine kurzfristige im Spotmarkt. Bei Erzeugern läuft der Prozess analog invers. Hedging limitiert das Kostenrisiko (Käufer), bzw. das Risiko auf der Einnahmeseite (Erzeuger). (vgl. EEX.com (2020))

1.2.1 „Wie viel“ – Energiemengen

Die Frage nach dem „Wie viel Energie muss beschafft werden?“ ist stark abhängig von der Kopplung zwischen Vertrieb und Beschaffung, wie in Abbildung 1.4 dargestellt ist. Des Weiteren kommt der Prognosegüte eine wichtige Rolle zu. Eine enge Kopplung mit einem entsprechenden effizienten Informationsfluss zwischen Vertrieb und Beschaffung ist eine Notwendigkeit für eine effiziente Bewirtschaftung des Portfolios. Stadtwerke verhindern regelmäßig Reibung zwischen den Schnittstellen Vertrieb und Beschaffung durch die Bündelung der Aufsicht und Verantwortung in einer Person. So wird der Informationsfluss stark unterstützt. Der Informationsfluss von der Beschaffung zum Vertrieb ist besonders wichtig in Bezug auf das Reporting. Viel wichtiger ist der Informationsfluss vom Vertrieb zur Beschaffung. Die Beschaffung sollte regelmäßig über Vertriebsaktivitäten und den Vertriebserrungenschaften informiert werden. Dabei spielt die Entwicklung der Kundenbasis eine wichtige Rolle für Entscheidungen rund um die Menge der zu beschaffenden Energie in Form von Strom und Gas (vgl. Schnorr (2016)).

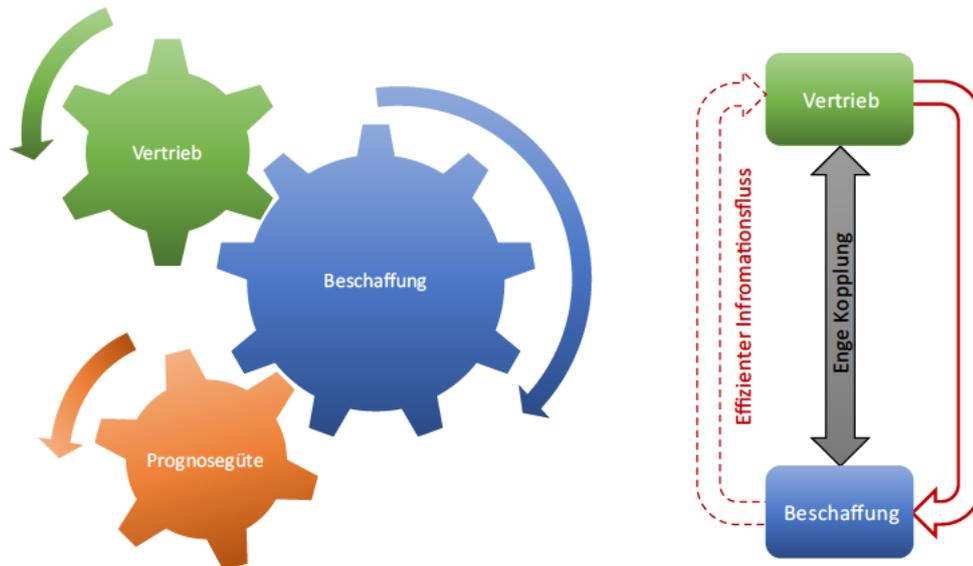


Abbildung 1.4: Enge Kopplung zwischen Vertrieb und Beschaffung

Quelle: Nach den Inhalten von Schnorr (2016) erstellt

1.2.2 „Wie“ – Die 3 Versorgungsmodelle der Energiebeschaffung

Anschließend auf die Beantwortung der Frage, wie viel Energie zu beschaffen ist, folgt die Fragestellung in Richtung der Hauptaufgabe des Portfolio-Managements, wie die benötigten Mengen beschafft werden sollen. Heute wird dafür regelmäßig der langfristige Terminmarkt genutzt. Vollversorgungsverträge gehören der Vergangenheit an und verlieren immer mehr an Bedeutung (vgl. Schnorr (2016)).

Vor der Liberalisierung des Strommarkts waren „Vollversorgungsverträge“ das Mittel der Wahl. Heute rücken Portfolio-Management und die strukturierte Beschaffung in den Fokus. Sie erweitern den Handlungsspielraum. Vollversorgungsverträge stellen reine Lieferverträge dar, wie in Abbildung 1.5 zu erkennen ist. Die Anwendung von strukturierter Beschaffung bis hin zum Portfolio-Management ließ mehr und mehr Handelsverträge in den Energiegroßhandel einfließen. Diese gewähren z.B. dem Kunden den (direkten) Zugang zum Markt und ermöglichen weitere vielseitige Vertragsoptionen. Lieferverträge beinhalten bei langfristiger Belieferung ein sogenanntes „Dauerschuldverhältnis“. Handelsverträge fallen unter das Recht des Bürgerliches Gesetzbuchs (BGBs) als Kaufverträge. (vgl. AXP-Consulting.de (2017))

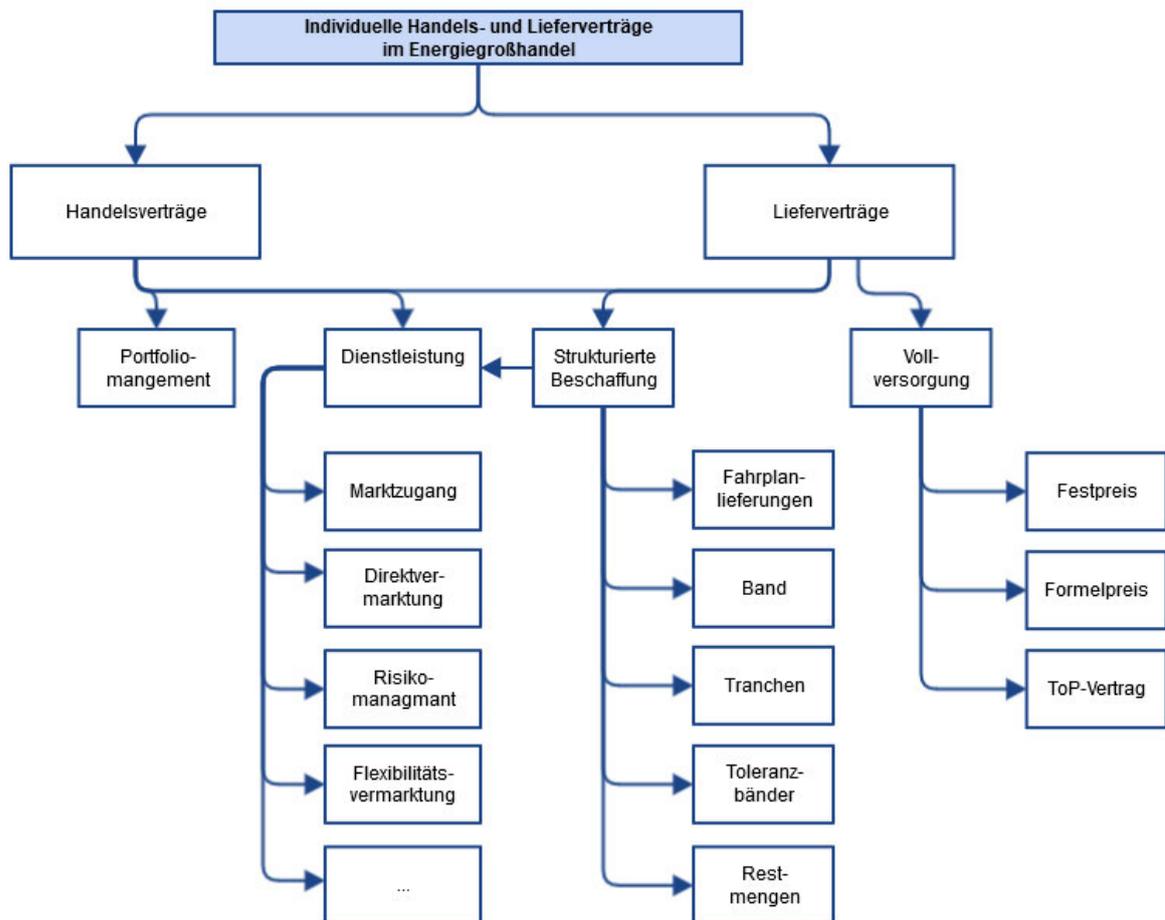


Abbildung 1.5: Übersicht der individuellen Handels- und Lieferverträge am Energiemarkt

Quelle: AXP-Consulting.de (2017)

Es entwickelten sich über die Jahre unterschiedliche Produkt- und Dienstleistungsangebote die von mehr als 1.000 Energieanbietern angeboten werden durch starken Wettbewerb rund um die Nachfrage von Energie. Der Energielieferant ist nicht immer gleichzeitig auch der Energietransporteur. Die Marktteilnehmer am Energiegroßhandel, wie mittlere und große Stadtwerke, große Energiekonzerne sowie Handels- und Industrieunternehmen müssen bei der Beschaffung 2 sehr wichtige Risiken managen (vgl. AXP-Consulting.de (2017)):

- **Mengenrisiko** – Dieses Risiko bezieht sich auf die Differenz zwischen tatsächlichem Bedarf und der Prognose. Hierbei stellt sich die Frage, wer das entsprechende Risiko trägt und ggfs. Energie nachbeschaffen oder verkaufen muss. Der Lieferant oder der Energieabnehmer.
- **Preisrisiko** – Strom- und Energiepreise im Allgemeinen unterliegen gewöhnlich starker Volatilität. Bei Lieferverträgen muss dieses Risiko klar vertraglich geregelt werden.

Eine ausführlichere Beschreibung zu den 3 Versorgungsmodellen „Vollversorgung“, „strukturierte Beschaffung“ und „Portfoliomanagement“ ist zur Konsolidierung der Bachelor-Thesis in Anhang A-6 zu finden.

1.3 Langfristige Bewirtschaftung via Absicherungsinstrumente

Im Sinne der strukturierten Beschaffung und dem komplexeren Portfolio-Management gibt es verschiedene Ansätze und Strategien zur langfristigen Bewirtschaftung der entsprechenden Portfolien. Regelmäßig werden Regelwerke erstellt, von denen sich anschließend die Beschaffungszeitpunkte ableiten lassen in Kombination mit der zur Verfügungstellung der Randbedingungen zur Beschaffung. Das Ziel des Regelwerks ist die Optimierung des Beschaffungspreises. Hierzu werden regelmäßig Zieleindeckungen festgelegt. Diese definieren die prozentuale Mengen der am Terminmarkt im Voraus zu sichernden Energiemengen im Verhältnis zu den jeweiligen Prognosen. Im Beschaffungs-Jargon wird die Zieleindeckung auch als „Ankerpunkt“ bezeichnet. (vgl. Schnorr (2016))

Je nach Risikobereitschaft des Unternehmens können im Risikohandbuch des Regelwerks sowohl Kauf- als auch Verkaufsoptionen enthalten sein. Hierdurch können bereits beschaffte Energiemengen zu aktuellen Marktkonditionen glattgestellt werden (zurückverkauft werden), sollten sich die Erwartung manifestiert haben, dass diese Mengen zu einem späteren Zeitpunkt erneut günstiger erworben werden können. Die Entscheidungsträger sind regelmäßig der Meinung, ein Versorger (Stadtwerk z.B.) dürfe nur Mengen kaufen, jedoch nicht spekulieren. Jedoch ist der einseitige Kauf auch eine Art Spekulation auf steigende Preise. Er impliziert günstige Kaufzeitpunkte. Wichtig ist die Option des Verkaufs von Mengen auch im Zuge der Prognoseänderungen und plötzlichen Überdeckungen des Portfolios durch dynamische Kundenbeziehungen (Stichwort Insolvenzen, etc.). (vgl. Schnorr (2016))

Glattstellungen von Positionen böten allerdings den Vorteil, dass bei starken Gegenbewegungen die unrealisierten Verluste entfallen. Diese würden ggfs. vor signifikanten Ausgleichszahlungen (Variation Margin) oder der Handlungsunfähigkeit durch Überschreiten der Kreditlinien beitragen. Geht die Spekulation nicht auf, könnte der Beschaffungspreis leiden. Die Reaktion als Antwort erhält man erst zeitlich versetzt vom Markt.

Eine Abgrenzung der Strategien und ihrer Bestandteile für die langfristige Bewirtschaftung via Absicherungsinstrumenten am Terminmarkt sind aus Gründen der Konsolidierung der Bachelor-Thesis auf das Kernthema in den Anhängen A-7 & A-8 zu finden.

1.4 Kreditrisiko im Energiehandel

Das Kreditrisiko im Energiehandel wird auch als *Kontrahentenrisiko*, *Adressrisiko* oder *Adressenausfallrisiko* apostrophiert. Alle diese Bezeichnungen verbindet die Eigenschaft, die Gefahr des Ausfalls eines Handelspartners zu charakterisieren. Dabei geht es im Kern darum, dass der Handelspartner seine vertraglich vereinbarten Pflichten nicht mehr erfüllt bzw. erfüllen kann. Als Folge entsteht dem Kontrahenten (Counterpart) des Vertrages ein wirtschaftlicher Schaden. Das Kontrahentenrisiko ist eine sehr wichtige Risikokategorie im Energiehandel. Der Ausfall einzelner Handelspartner kann in Abhängigkeit des Handelsvolumens zu Verlusten in 6-stelliger Höhe oder noch stärkerer Ausprägung führen. Die Umsätze aus dem vertrieblichen Geschäft sind bei Versorgern deutlich kleiner zu finden. Damit kann das Kontrahentenrisiko den Fortbestand des eigenen Unternehmens gefährden.

Ein wirksames Kreditrisikomanagement mit ausgewiesenen internen Richtlinien ist daher von besonderer Bedeutung. (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

Für kleine und mittlere Marktteilnehmer besteht das erhöhte Risiko, dass der Ausfall eines Lieferanten zur eigenen Insolvenz führt, da die Verluste regelmäßig deutlich höhere liegen als 6-stellig. Ein gutes Beispiel für diesen Sachverhalt ist Uniper als Lieferant (vgl. Schneegans (2023c)). Uniper wurde im Dezember 2022 von der Bundesregierung verstaatlicht und dadurch vor der Insolvenz gerettet. Die Energiekrise und insbesondere der Export-Stopp von russischem Gas und der damit verbundene starke Anstieg der Gas-Notierungen setzte das Unternehmen unter starken Liquiditätsdruck (vgl. EC.Europa.eu (2022)). Der Dominoeffekt auf die kleinen und mittleren Versorgungsbetriebe wäre verheerend gewesen.

Mit dem *Exposure* wird nach Basel 1 der Kreditäquivalenzverlustbetrag deklariert, den ein Unternehmen aus wirtschaftlicher Sicht erleiden würde, wenn ein ausgewählter Handelspartner zum Zeitpunkt der Berechnung des Exposures ausfallen würde. Er ist Basis der Kreditrisiko-Überwachung (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016)). Näheres ist im Kapitel 2.5.6 erläutert.

Das Wirtschaftsprüfungs- und Beratungsunternehmen KPMG hat bereits im Winter 2021 auf die gestiegenen Herausforderungen des Kreditrisikomanagement im Zusammenhang mit den gewachsenen Energiepreisrisiken hingewiesen. Energieversorger und Unternehmen, die via strukturierte Beschaffung ihre Strom- und Gasportfolios langfristig bewirtschaftet haben, standen unter hohem Druck durch gestiegenes Vorleistungs- und Wiederbeschaffungsrisiko. Daraus resultierte eine starke Auslastung der Kreditlimits. Das galt für fremde als auch für die eigenen Kreditlimits mit Handelspartnern. Firmen, die ihr Risikokapital nicht erhöhen konnten, standen vor der Handlungsunfähigkeit. (vgl. KPMG.com (2021))

1.5 Extreme Marktbedingungen im Energiemarkt sind eine Gefahr für die Stabilität des gesamten Finanzmarkts

Die Europäische Zentralbank (EZB) hat in ihrem *Financial Stability Review* (Bericht zur Finanzstabilität) vom November 2022 auf die Problematik der extremen Preisdynamik im Energiemarkt hingewiesen. Verschiedene Unternehmen aus dem Energiesektor sind durch die starke Volatilität und absoluten Preisanstiege im Energiehandel unter Druck geraten. Insbesondere seit der Invasion Russlands in die Ukraine sind die Notierungen im Energiemarkt stark angestiegen und haben zu signifikanten Margin Calls geführt. Dies gilt insbesondere für das besicherte Marktsegment mit Clearing im Bereich der Börse mit den starken Anforderungen zur Minderung des Kontrahentenrisikos. Stiegen die Preise weiter rasant an, würden vermeintlich weitere Schwachstellen im konsolidierten Finanzsystem das Tageslicht erblicken. Analog zu den Rissen im Beton der Autobahnen bei zu viel Sonneneinstrahlung. (vgl. ECB.Europa.eu (2022))

Laut der EZB haben Energieerzeuger und Energieunternehmen ihre Kreditlinien und Darlehen im Verlauf des Jahres 2022 um mehr als 200 % erhöht. Diese Entwicklung ist in Abbildung 1.6 dargestellt für die Periode August 2021 bis August 2022. Insbesondere der Sektor der Energieerzeugung (Power generation, orange) hatte sichtlich sehr großen Bedarf für mehr

Liquidität. Dies lässt sich mit dem Hedging am Terminmarkt erklären. Durch die gestiegenen Strom-Notierungen sind die Short-Positionen marked-to-market tief in die Roten Zahlen gerutscht und bei Exchange-Traded-Derivatives (ETDs) mit Clearingpflicht wurden signifikante Margin Calls insbesondere durch die Variation Margin fällig. Ein signifikanter Teil der Kreditlinien wurde durch die Bundesregierung in Deutschland garantiert. (vgl. ECB.Europa.eu (2022))

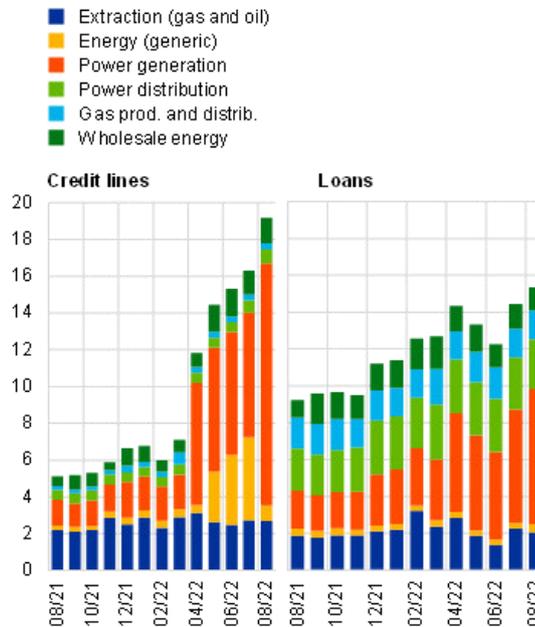


Abbildung 1.6: Kreditlinien (Credit lines) und Darlehen (Loans) von Unternehmen im Energie-Derivatesektor in Mrd. €

Quelle: Ausschnitt von ECB.Europa.eu (2022), vergrößert in Anhang C-9

In Abbildung 1.7 sind links die hinterlegte Initial Margin (IM) & rechts die Variation Margin (VM) bei zentralen Clearingstellen zu finden von Unternehmen im Euroraum, zwischen Oktober 2021 und 2022. Im Herbst 2022 erreichten die Zahlungsströme für Marktpreisänderungen (VM) rekordverdächtige 30 Mrd. € pro Tag als Folge der stark angestiegenen Volatilität der Notierungen für Gas (Natural Gas) und Strom (Power). Das Volumen der hinterlegten Initial Margin für Commodity-Derivate durch Unternehmen im Euroraum stieg von knapp 40 Mrd. € auf fast 150 Mrd. €. Die Initial Margins (links) für Gas (Natural Gas) und Strom (Power) wurden in dieser Grafik als Durchschnitt der jeweiligen Summen der 6 Frontmonats-Kontrakte berechnet.

Im ungesicherteren Segment des Derivatemarktes, dem Over-The-Counter (OTC) - Markt, versteckt sich für Counterpartys und Kreditgeber starkes Kontrahenten- und Ausfallrisiko, da das Clearing grundsätzlich fehlt. Dies wird durch Reaktionen der Marktteilnehmer zur Minderung der Liquiditäts-Anforderungen stark beeinflusst und ggfs. verstärkt. Hierzu zählen zum Beispiel das *Netting* von Positionen und die Konsolidierung von Positionen zum *Cross-Commodity Margin Netting* bei einer Börse bzw. einem oder wenigen Counterpartys (vgl. ECB.Europa.eu (2022) und Kapitel 2.2). Die Entwicklung der Konsolidierung zwischen Oktober

2021 und November 2022 ist in Abbildung 1.8 zu erkennen. Die ausstehenden Positionen an der EEX sind stark angestiegen, derweil sie bei der ICE signifikant zurückgegangen sind.

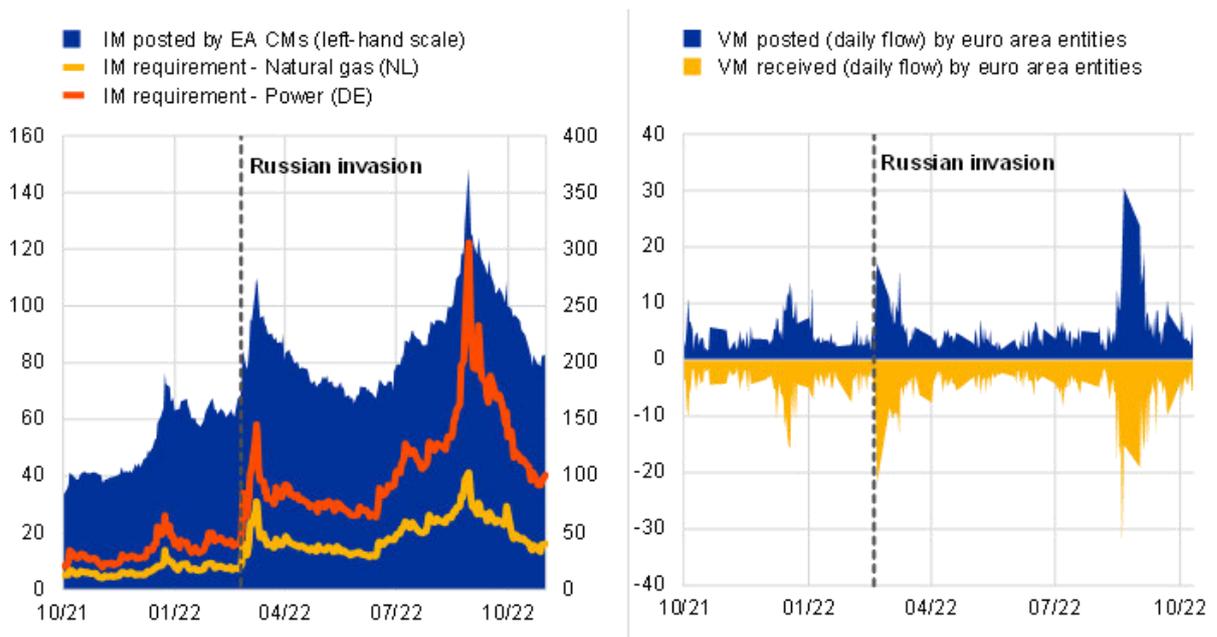


Abbildung 1.7: Hinterlegte IM (links) & tägliche VM Flows (rechts) im zentralen Clearing-Bereich in Mrd. €

Quelle: Ausschnitt von ECB.Europa.eu (2022)

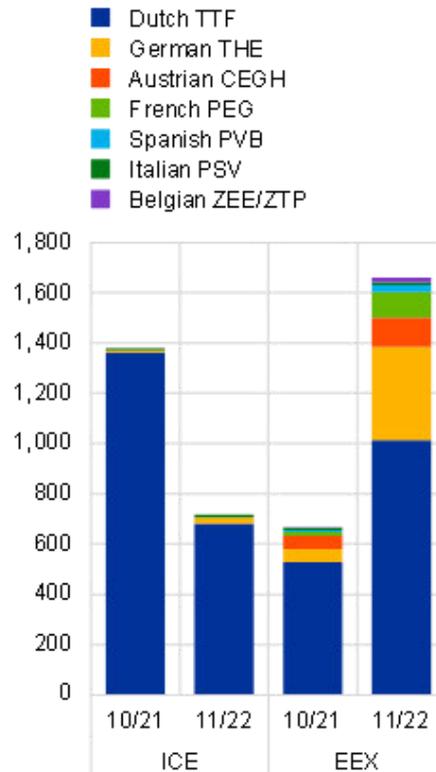


Abbildung 1.8: Ausstehende Positionen ICE vs. EEX für Gas-Future-Kontrakte sortiert nach Lieferpunkt in Mio. MWh

Quelle: Ausschnitt von ECB.Europa.eu (2022)

Im Bereich des „Cleared OTC“ und bei der Verwendung von „Credit Support Annex (CSA)“ liegt das Risiko analog wie bei den direkt börslich gehandelten Kontrakten in den möglichen Margin Calls (vgl. Kapitel 2.3 & 2.4). Beim Marktzugang über einfache Kreditlinien trägt der Dienstleister ohne weitere vertragliche Vereinbarung das Liquiditätsrisiko, das bei mehreren Kunden schnell in die Milliarden laufen kann. Ist der Account durch die Risikoabteilung des Dienstleisters eingefroren worden helfen maximal zusätzliche Bankgarantien oder die Auslösung der „Mark-to-Market (MtM)“ Verluste. Die hohen Liquiditätsanforderungen sind für kleine und mittlere Marktteilnehmer am Energiemarkt ein gewaltiges Problem. Ohne Marktzugang fehlt die Möglichkeit das Preisrisiko der kommenden Monate und Jahre zu managen (vgl. Schneegans (2023/2023a)).

Die EZB forderte in ihrem Financial Stability Review den Handelsbereich via Margining (Börse, Cleared OTC, CSA) zu überprüfen und Liquiditäts-Puffer aller Marktteilnehmer an die neuen Marktkonditionen anzupassen. Trotz der Ereignisse bleibt der Energie-Derivatemarkt ein unverzichtbares Instrument zur Absicherung der Markt- und Preisrisiken im Energiesektor. Sonst wären die Aktivitäten der Energieproduzenten in Gefahr und insbesondere Großverbraucher verlieren die Möglichkeit Preise auf absehbare Zeit zu kalkulieren. Damit hätten Einschränkungen bis hin zum Ausfall des Derivate-Markts einen direkten negativen Einfluss auf die wirtschaftliche Entwicklung in Europa. Aus dem starken Anstieg der Liquiditäts-Anforderungen ergeben sich ableitend ein erhöhtes Kredit- und Ausfallrisiko für alle Marktteilnehmer. (vgl. ECB.Europa.eu (2022))

Als Reaktion auf die stark gestiegenen Liquiditätsanforderungen mit Nachschuss von Cash und Hinterlegung von weiteren Sicherheit zur Begrenzung der Gefahr von Margin Calls betroffen zu sein, wurde ebenfalls ein Trend vom zentral geclearten börslichen Handel (ETD – Exchange Traded Derivatives) in den ungeclearten OTC-Markt beobachtet. Keine Entwicklung, die das Risiko im Markt reduziert. Nach Abbildung 1.9 ist der Shift über alle Kontrakt-Typen (linker Graph) relativ gering. Lediglich beim Gas im rechten Graph ist ein signifikanter Trend von zentral geclearten Futures hin zu ungeclearten Swaps im OTC-Markt zu erkennen. Die EZB warnt vor einer signifikanteren Entwicklung für das Finanzsystem durch damit steigendes Ausfallrisiko. (vgl. ECB.Europa.eu (2022))

Bilateral gehandelte Swaps reduzieren den Druck auf den Liquiditätsbedarf durch geringere Margin-Anforderungen. Banken bieten ihren Klienten „Liquidity Swaps“ oder auch „Exchange of Future for Swaps (EFS)“ genannte Finanzinstrumente an. Dadurch übernimmt die Bank zu 100 % den Anteil an der IM einer Position. Bei der VM werden je nach Marktbedingungen nicht mehr täglich Finanzflüsse fällig, sondern nur wenn bestimmte Schwellen (Thresholds) erreicht worden sind. Die Übernahme der Liquiditätsanforderungen und Verpflichtung lässt sich die Bank per Gebühr abgelden. (vgl. ECB.Europa.eu (2022))

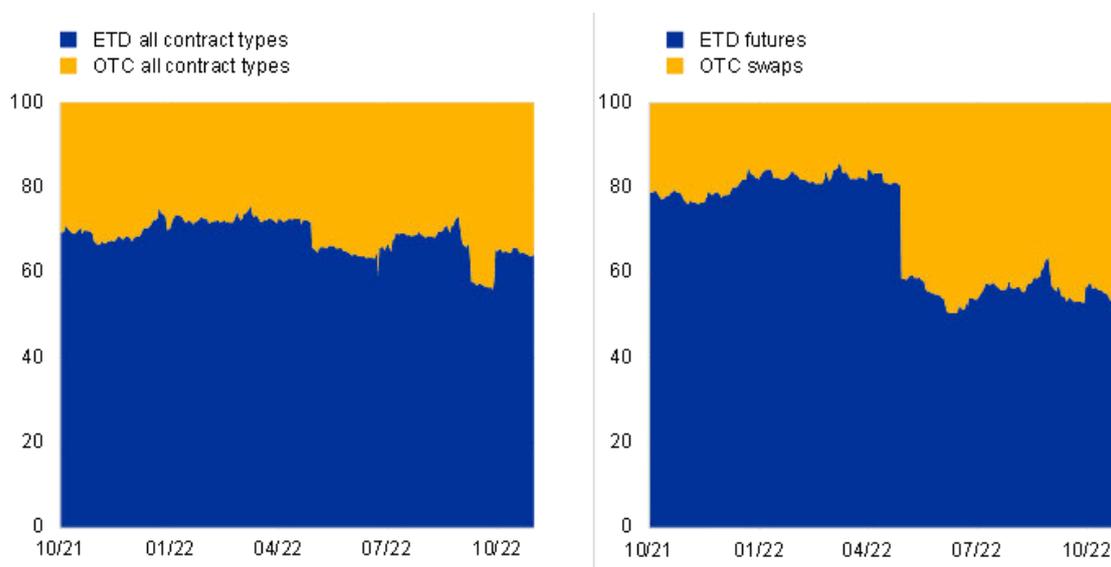


Abbildung 1.9: Marktanteil ETD vs. OTC für alle Kontrakt-Typen der Energy Commodities (links) & sortiert nach Future und Swap (rechts) nur für Gas Kontrakte in % des Gesamtexposures

Quelle: Ausschnitt von ECB.Europa.eu (2022)

Die Kombination aus der wirtschaftlichen Erholung nach der COVID-19 Pandemie und der Invasion Russlands katapultierte insbesondere die Gas-Notierungen auf noch nie dagewesene Preisniveaus und Allzeithochs. Ende August 2022 erreichte der Benchmark Dutch TTF für Natural Gas in Europa fast 340 €/MWh und lag damit etwa 18 mal über dem Preisniveau von Anfang 2021. Ein Kernproblem ist die unelastische Nachfrage im Bereich des Energiesektors bzw. der erforderlichen (Energie-) Rohstoffe. Die Stromproduktion erfolgt zum Teil mit Primärenergiequellen (Gas, Kohle, Oil), die nur schwer zu substituieren und dessen Fähigkeiten und Infrastruktur zur Lagerung begrenzt sind. (vgl. ECB.Europa.eu (2022))

Banken tragen das höchste Risiko im Energie-Derivatemarkt, da sie als Finanzintermediär (Clearing Member) zwischen Clearinghouse einer Börse und dem handelnden Unternehmen aus dem Energiesektor tätig sind. In Abbildung 1.10 ist der Marktanteil am Brutto-Nominalwert des Energie-Derivatemarkts in Europa abgebildet. Zu erkennen ist die dominierende Position der Banken. Beim Netto-Nominalwert haben laut der EZB die NFCs (Non-Financial Corporations – nichtfinanzielle Kapitalgesellschaften) die Nase vorn. Other Financial Institutions (OFIs) tragen den geringsten Teil des Risikos bei dieser Betrachtung. Die abweichende Rolle beim Netto-Nominalwert der Banken lässt sich vermutlich durch die Konzentration auf wenige Clearing Banken erklären. Hierdurch fällt das Netting stark ins Gewicht. Die EZB berichtet, dass sich 4 Banken etwa 85 % des Clearing-Volumens durch Kunden mit den Clearing-Häusern teilen. Beim Ausfall eines Kunden muss die Bank einspringen, dies nennt die EZB „Step-In Liquidity Risk“. „Power“ entspricht in dieser Grafik dem Strommarkt. „Other Energy“ schließt die anderen Arten der Energie-Derivate ein, wie zum Beispiel Kohle-derivate. (vgl. ECB.Europa.eu (2022)).

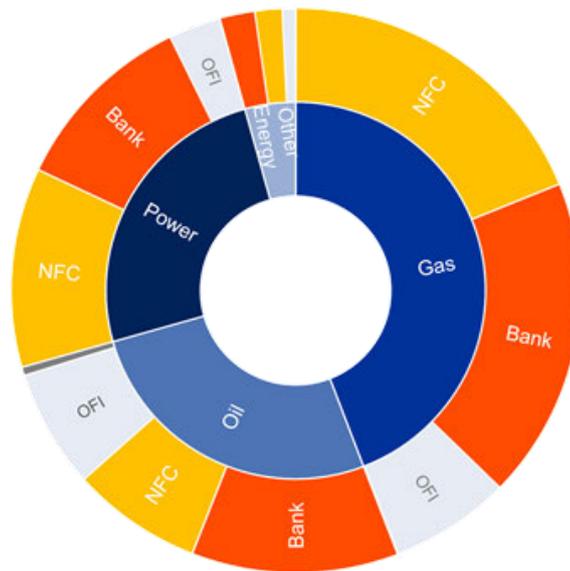


Abbildung 1.10: Marktanteil am Brutto-Nominalwert im Oktober 2022 durch Unternehmen im Euroraum

Quelle: Ausschnitt von ECB.Europa.eu (2022)

Betrachtet man die Summen der Initial Margins im Vergleich zum Brutto-Nominalwert fällt auf, dass diese im Bereich der Commodities (Rohstoffe) deutlicher ins Gewicht fallen. Dies ist in Abbildung 1.11 dargestellt im Vergleich von Oktober 2021 und 2022. Insbesondere ist deutlich zu erkennen, dass trotz des starken Rückgangs der Positionen in den Commodities der Marktanteil der Initial Margin nicht proportional mit gesunken ist. Dieses Phänomen lässt sich durch gestiegene Liquiditätsanforderungen der Clearingstellen bzw. der Börsen erklären durch die stark gestiegene Volatilität und den Preisspitzen, die sich in der Risikoanalyse niedergeschlagen haben. Im Oktober 2022 lag der Anteil am Brutto-Nominalwert bei etwa 2 % und der Anteil der Initial Margin bei etwa 20 %. Ein Verhältnis von 1 zu 10. (vgl. ECB.Europa.eu (2022))

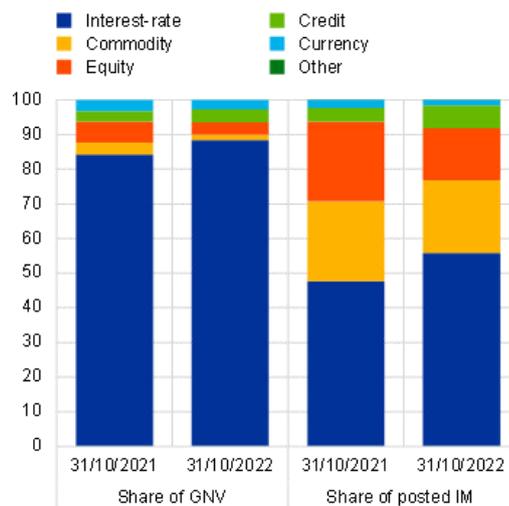


Abbildung 1.11: Brutto-Nominalwert nach Derivate-Klasse (links) & Marktanteil der Summe von Initial Margin nach Derivate-Klasse (rechts) jeweils in %

Quelle: Ausschnitt von ECB.Europa.eu (2022)

Die EZB sah im Herbst 2022 die Gefahr von Margin Calls für etwa die Hälfte der Energiehändler im Bereich des Strom- und Gas-Derivatemarkts gegeben, durch die Aussicht auf weiter sehr hohe Volatilität und die Gefahr von weiter steigenden Preisen. Glücklicherweise sind die Notierungen seitdem Stück-für-Stück gefallen, verbleiben aber auf hohem Niveau. Damit die essenziellen Dienstleistungen für die Wirtschaft aus dem Energiesektor auch in Zukunft weiter für Unternehmen und Haushalte gewährleistet werden können, müssen die Energiehändler darin unterstützt werden ihre Risiken über den Derivatemarkt hedgen zu können. (vgl. ECB.Europa.eu (2022))

1.6 Problemstellung & Zielsetzung dieser Bachelor-Thesis

Die stark gestiegenen Energie- und Rohstoffpreise erhöhen massiv die Margin- bzw. Liquiditäts-Anforderungen für alle Marktteilnehmer, die ihr Risiko für die folgenden Monate und Jahre am Markt absichern wollen (Stichwort Hedging). Zum einen sind die absoluten Preise das Problem, zum anderen führt die stark gestiegene Volatilität der Marktpreise zu gestiegenen Herausforderungen für Handelsunternehmen und Energieversorger (siehe Kapitel 1.4). Das Risiko ist oftmals nicht mehr abbildbar aufgrund der stark gestiegenen Liquiditätsanforderungen. Kreditlinien und Bankgarantien der typischen Marktteilnehmer (z.B. Stadtwerke) werden ausgeschöpft und führen zur Handlungsunfähigkeit auf finanzieller Seite. Dies ist sowohl für den Versorger (Preisrisiko nicht begrenzt für die kommenden Monate und Jahre) als auch für die Endkunden (Haushaltstarife mit hohen Risikoaufschlägen, schlechte Konditionen, bis hin zu Annahmestopp von Neukunden) problematisch.

In der Bachelor-Thesis soll die Problematik erörtert und ggfs. Lösungsansätze vorgestellt werden. Es soll die Problematik der gestiegenen Margin-Anforderungen für EVUs beinhalten. Hierzu zählt insbesondere eine Bestandsaufnahme der klassischen Absicherungsinstrumente am Terminmarkt. Eine Option ist das Margining im Börsenhandel. Hier soll erklärt werden, wie es funktioniert und warum es in den vergangenen Monaten und in den nächsten Jahren eine Herausforderung für Energieversorgungsunternehmen (EVUs) dargestellt hat und weiter eine signifikante Rolle spielen wird. Dies gilt insbesondere für kleinere Marktteilnehmer, wie Stadtwerke. Dabei sollte Bezug genommen werden auf Börse vs. OTC und der Unterschied zwischen Initial und Variation Margin aufgezeigt werden.

2 Bestandsaufnahme – Absicherungsinstrumente im Energiehandel

Zur Absicherung von (langfristigen) Marktpreisrisiken stehen vielfältige Instrumente zur Verfügung. Diese lassen sich nach Abbildung 2.1 in verschiedene Kategorien einteilen. Die oberste Kategorie bezieht sich auf die Art, wie sich Käufer und Verkäufer unmittelbar treffen, und definiert damit den Marktplatz. Das Matching zwischen Käufer und Verkäufer kann anonym über eine multilaterale Börse abgewickelt werden, außerbörslich bilateral direkt zwischen zwei Parteien über OTC („Over-the-Counter“, „über die Ladentheke“) Handelsgeschäfte oder unter Nutzung von Power Purchase Agreements (siehe Kapitel 2.7), sogenannte PPA-Verträge. Der zweite Layer bezieht sich auf die vertraglichen Konditionen über die Art der Bewältigung des Kontrahentenrisikos und die Abwicklung (Clearing) der Handelsgeschäfte. Bei der Börse ist dies zwingend das Margining via Clearinghouse. Im Bereich des OTC-Handels gibt es verschiedene Möglichkeiten, darunter zum Beispiel die Kreditlinien oder das Credit Support Annex (CSA). (vgl. Längauer (2015) & Next-Kraftwerke.de (2023a) & Schneegans (2023/a))

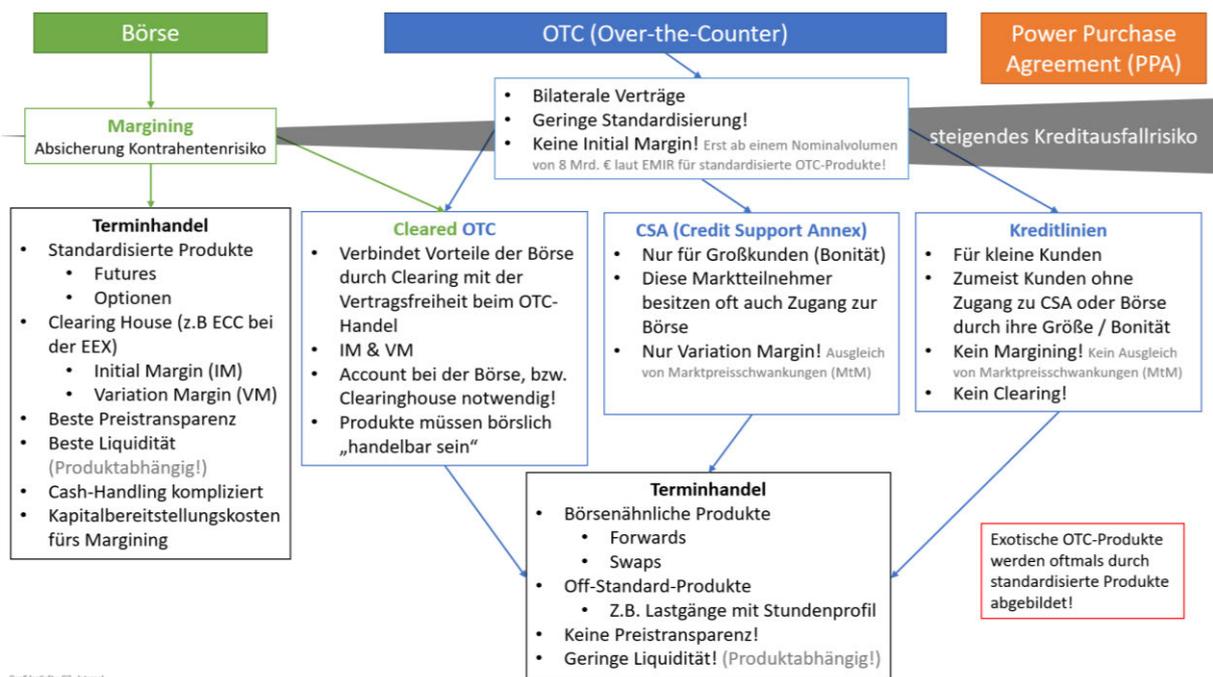


Abbildung 2.1: Absicherungsinstrumente sortiert nach Kategorie

Quellen: Entwickelt nach Längauer (2015) & Schneegans (2023) & Schneegans (2023a)

Das Verhältnis von Kontrahentenrisiko und Liquiditätsbedarf durch Margining kann in Form einer Waage abgebildet werden. In Abbildung 2.2 ist diese Analogie dargestellt. Ohne Margining gilt volles Kontrahentenrisiko. Möchte das Unternehmen das Kontrahentenrisiko durch Margining reduzieren, steigt das Margin Call Risiko durch den möglichen Bedarf an signifikanter Liquidität in Zeiten hoher Volatilität und Preisbewegungen. Eine Geschäftsbeziehung ohne Kontrahenten- & Margin Call Risiko ist nicht möglich. Lediglich die Ausfallwahrscheinlichkeit und seine Severity lässt sich im Falle des Kontrahentenrisikos in etwa kalkulieren. Siehe hierzu Kapitel 2.5 mit Bezug auf KYC, Bonität und die Bewertung der

Sicherheiten des Kontrahenten. Dazu das wichtige Monitoring zur Entwicklung der Bonität des Kontrahenten. Bei Verdacht einer Bonitätsverschlechterung muss der Kontrahent zusätzliche Nachweise für seine Bonität liefern (vgl. Anhang B-1 §18).

Kontrahentenrisiko vs. Liquiditätsbedarf durch Margining (Margin Call Risiko)



Abbildung 2.2: Kontrahentenrisiko vs. Liquiditätsbedarf durch Margining (Margin Call Risiko)

Quelle: Eigene Darstellung mit Infografik Layout von Slidesgo [erweitert]

Bei den Produkten im Terminhandel gelingt eine weitere Unterscheidung über die Differenzierung zwischen *bedingten* und *unbedingten* Termingeschäften bzw. der Verteilung der Erfüllungspflicht (vgl. Längauer (2015)):

- **Unbedingte Termingeschäfte (Futures, Forwards, Swaps)** – Hierbei gibt es eine Erfüllungspflicht für beide Vertragsparteien am Erfüllungstag die im Vertrag festgelegten Bedingungen (z.B. Preis) zu erfüllen. Das Marktrisiko ist symmetrisch auf beide Vertragsparteien verteilt.
- **Bedingte Termingeschäfte (Optionen)** – Sie differenzieren sich von den unbedingten Termingeschäften durch die optionale Erfüllungspflicht. Der Käufer kann am Erfüllungstag entscheiden, ob er die Option *ausüben* oder *verfallen lassen* möchte. Das Marktrisiko ist asymmetrisch verteilt und liegt nur beim Verkäufer der Option.

Beim OTC-Handel stehen regelmäßig die physischen Erfüllungen im Mittelpunkt. Börsengeschäfte werden regelmäßig eher finanziell gesettelt, wobei ein Cashflow (Ausgleichszahlung) für die Differenz zwischen dem Preis des Terminprodukts und dem Spotmarkt fließt (vgl. Schnorr (2016)). Es findet somit regelmäßig im börslichen Handel nur ein finanzieller Risikoübergang statt. Der Spot- und Intradaymarkt charakterisiert sich durch die physische Lieferung (vgl. Längauer (2015)).

Produkte im Terminmarkt werden regelmäßig auch als „Derivat“ bezeichnet. Derivat stammt von dem lateinischen Wort „derivare“ und bedeutet übersetzt „ableiten“. Dies beschreibt die

Analogie der Finanzkontrakte im Terminhandel, die sich von dem jeweiligen Kassageschäft ableiten. Das Kassageschäft dient als Basiswert bzw. „Underlying“ des Termingeschäfts (vgl. Wikipedia.org (2023a)). Im Fall der EEX dienen die Settlements an der EPEX Spot als physisches Underlying für die Terminkontrakte. Durch Kombination von EEX-Terminmarkt und physischem EPEX Spot Day-Ahead-Auktionen können sich Marktteilnehmer über die EEX Futures einen entsprechenden Preis langfristig sichern (vgl. Längauer (2015)).

Für die Teilnahme am OTC-Handel müssen die Handelspartner Rahmenverträge abschließen. Die Umsetzung ist zum Beispiel möglich mittels eines Standardrahmenvertrags der European Federation of Energy Traders (EFET). Mit Hilfe des Standardrahmenvertrags des europäischen Energiehandelsverbands werden etwa 95 % des außerbörslichen Handels abgewickelt. Der Standardrahmenvertrag unterstützt zwar internationale Rechtssicherheit, die Risiken in Bezug auf den Ausfall eines Counterparts bleiben dadurch allerdings unberührt. Hierdurch ist die Bonität einer der Kernpunkte, der in diesem Segment von besonderer Bedeutung ist. Regelmäßig findet eine intensive Bonitätsprüfung der Handelspartner statt. Die Unsicherheit kann dazu führen, dass Risikomanagementabteilungen die Daumenschrauben zu stark anziehen und damit das mögliche Handelsvolumen stark einschränken. Der „Over-the-Counter“ Handel hat dennoch einen Marktanteil von etwa 75 % am Stromhandel. Die Marktteilnehmer treffen sich entweder über einen Broker oder kennen sich persönlich und schließen Geschäfte via Telefon. Erneuerbare Energie wird eher selten über OTC-Handelsgeschäfte vermarktet. Dies war in den vergangenen Jahren überwiegend durch fixe Entgelte bzw. das Marktprämienmodell bedingt. (vgl. EON.de (2023) & Schnorr (2016))

Marianne Diem vom Blog Energiewirtschaft trifft zu den Standard-Rahmenverträgen die folgende unterstützend gemeinte Aussage:

„Ein Vertrag ist eine Essenz schlechter Erfahrungen, sagen die Juristen. Die schiere Länge des Standard-Rahmenvertrages für den Energiehandel – des EFET-Vertrages der European Confederation of Energy Traders – bestätigt dies. Möchte man die schlechten Erfahrungen anderer nicht selbst machen, ist es ratsam, diesen etablierten Standardvertrag dem Handelsgeschäft zugrunde zu legen. Viele kleinere Versorger bevorzugen dennoch deutsche Kurzversionen des EFET. Bei einem geringen Geschäftsumfang kann dies angemessen sein.“
(vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

Die größte Börse für den europäischen Energiehandel ist die European Energy Exchange (EEX) aus Leipzig. Hier wurden im Jahr 2022 im Terminmarkt 3.960,3 TWh Strom gehandelt. Das mit Abstand liquideste Produkt ist der German Power Future (deutscher Stromfuture) an der EEX und wird dabei weltweit als Benchmark für den europäischen Strommarkt genutzt (vgl. EEX.com (2023)). Im Februar 2023 lag das Volumen im German Power Future bei 215,9 TWh. Das entspricht einem Marktanteil von 74 % im German Power (siehe Abbildung 2.3) und 74,95 % im europäischen Marktsegment für Power Futures der EEX (siehe Abbildung 2.4). Der nächstgrößere Markt sind die French Power Futures (französische Stromfuture) mit 32,6 TWh im Februar 2023, dort wurde in dem Monat zum ersten Mal ein Marktanteil von 90 % für den französischen Markt erreicht. Im Vergleich zum europäischen Power Futures Market der

EEX lag er nur bei 11,3 % (vgl. EEX.com (2023a)). Sowohl Broker als auch Börsen kombinieren bei ihren Angaben zum gehandelten Volumen regelmäßig ihr „uncleared“ OTC-Volumen + „cleared“ OTC-Volumen via Clearinghouse bzw. ihr börsliches „cleared“ Volumina + „cleared“ OTC-Volumina. Das „cleared“ OTC-Volumen findet damit regelmäßig doppelt Anwendung bei der Berechnung des Marktanteils! (vgl. Schneegans (2023a))

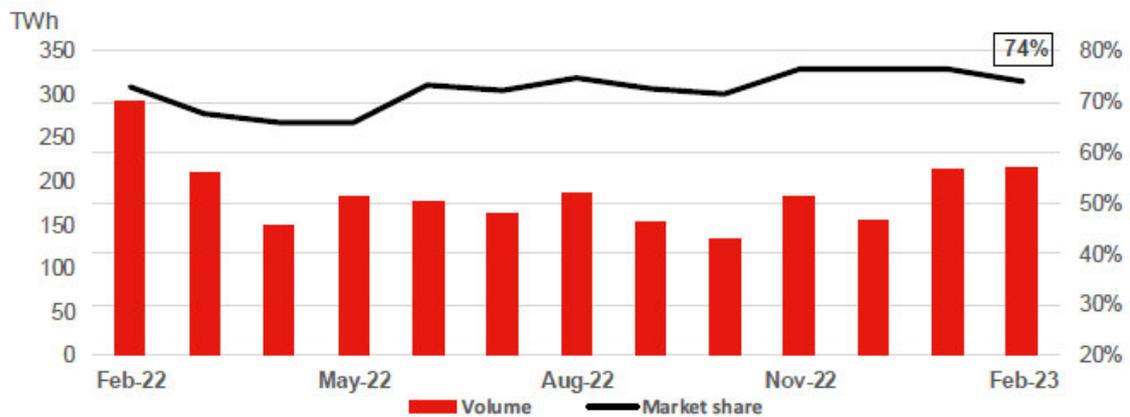


Abbildung 2.3: Marktanteil und Volumen der German Power Future an der EEX

Quelle: Als Screenshot entnommen aus EEX.com (2023a)

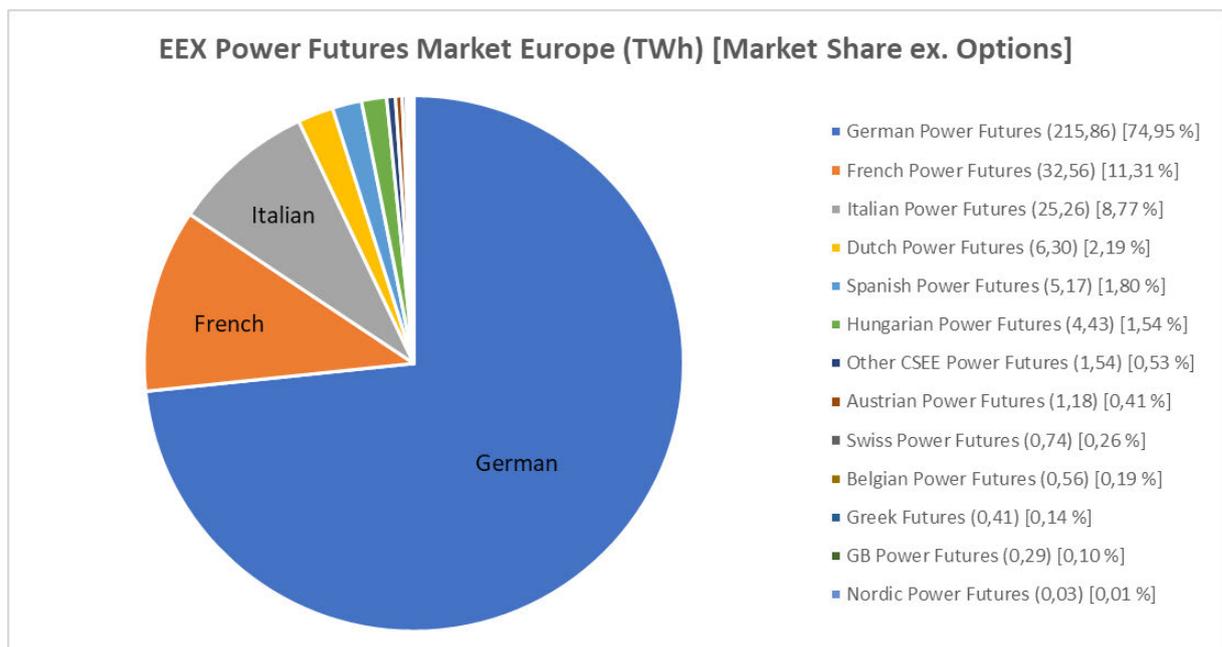


Abbildung 2.4: Volume and Market Share in EEX Power Future Market Europe in Februar 2023

Quelle: Mit den Daten von EEX.com (2023a) erstellt

Die Anforderungen zur Zulassung für den Handel an einer Börse sind die aufwendigsten. Es reicht nicht nur die Zulassung bei einer Börse, sondern es muss gleichzeitig auch eine Kooperation mit einem Clearing Member der entsprechenden Clearingstelle geben. Bei der EEX ist die Clearingstelle die European Commodity Clearing AG (ECC). Für eine EEX

Mitgliedschaft müssen des Weiteren die persönliche Zuverlässigkeit und berufliche Eignung nachgewiesen werden. Zusätzlich sind die finanziellen Hürden signifikant. Abschließend ist eine Clearingbank vertraglich zu binden. Die EEX bietet verschiedene Mitgliedschaftsoptionen an, dies erleichtert ggfs. die Zulassung. Eine Alternative zur Börse ist die Teilnahme am OTF Markt. (vgl. EEX.com (2023h) & Schneegans (2023c))

2.1 Börse

Beim Handel von Termingeschäften über eine Börse (z.B. die EEX) werden Handelsgeschäfte anonym geschlossen. Der jeweilige Händler hat nur eine direkte Beziehung zur Börse. Zur Steigerung der Liquidität werden dort nur standardisierte Produkte gehandelt, die es regelmäßig für die Profilvarianten Base (Grundlast), Peak (Spitzenlast) und Offpeak (Mittellast) gibt. Bei den Lieferperioden starten die Kontrakte regelmäßig bei Monaten. Die Kontrakte können sowohl physischer als auch finanzieller Natur sein. Das bedeutet, es muss nicht zwingend eine physische Lieferung zu Grunde liegen. Regelmäßig findet nur ein „finanzieller Risikoübergang“ statt. (vgl. Längauer (2015))

Das wichtigste Merkmal beim börslichen Handel ist das Clearinghouse. Hierdurch werden Erfüllungs- und Kontrahentenrisiko stark reduziert. Hierzu muss beim Handel eine Initial Margin hinterlegt werden, diese soll grundsätzlich die tägliche Marktvolatilität des Basiswerts abdecken. Durch Marktpreisschwankungen wird ggfs. eine Variation Margin als Ausgleichszahlung fällig, je nachdem wie sich der Basiswert zum Einstiegskurs entwickelt. In Abhängigkeit von der gewählten Positionsrichtung Long (Kauf) oder Short (Verkauf). Durch Netting kann die Margin-Anforderung gesenkt werden. Hierdurch soll die Liquidität am Markt gesteigert werden. Näheres zum Thema Margining folgt in Kapitel 2.6. (vgl. Längauer (2015))

Optionen und Futures als standardisierte Produkte an der Börse werden zwingend über ein Clearinghouse gesettelt. Hierdurch wird das Kontrahentenrisiko stark reduziert. Dadurch steigen jedoch die Kapitalbereitstellungskosten durch das angewendete Margining, wie in Abbildung 2.5 dargestellt ist. Der zentrale Handel ermöglicht hervorragende Transparenz im Hinblick auf die Preise und relevante Marktdaten wie zum Beispiel das Handelsvolumen als wichtiger Indikator. (vgl. Längauer (2015) & Schneegans (2023/a/c))

Durch die speziellen Eigenschaften des Börsenhandels ergeben sich spezifische Vor- und Nachteile im Vergleich zum außerbörslichen Direkthandel am OTC-Markt. Diese sind in Tabelle 2.1 zu finden. Trotz des im Verhältnis zum OTC-Handel kleinen Marktanteils, stellt der Börsenhandel im Strommarkt den wichtigsten Benchmark dar.

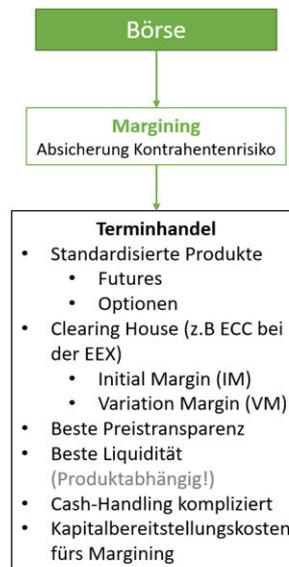


Abbildung 2.5: Absicherung via Börse

Quellen: Entwickelt nach Längauer (2015) & Schneegans (2023) & Schneegans (2023a)

2.1.1 Markttransparenz

Durch die Zentralisierung von Angebot und Nachfrage auf einen Marktplatz wird das „Matching“ effizienter und die Abwicklung für beide Seiten insgesamt deutlich transparenter. Durch die Informationsangleichung wird einer Wettbewerbsverzerrung entgegengewirkt, da alle Marktteilnehmer von der Preis- und Informationstransparenz gleichermaßen und zum gleichen Zeitpunkt profitieren können. Der Marktmanipulation und dem Insiderhandel werden durch gesetzlich verpflichtende und freiwillige Meldungen zur Markttransparenz Steine in den Weg gelegt. Insbesondere die zur Verfügungstellung von „marktrelevanten Erzeugungs- und Verbraucherdaten“ an der EEX steigern das Vertrauen und die Chancengleichheit aller Marktteilnehmer. (vgl. Längauer (2015))

Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Preistransparenz • Zur Verfügungstellung von Transparenzdaten (Stichwort Informationsangleichung <-> Gleichstellung für alle Marktteilnehmer) <ul style="list-style-type: none"> ○ Gehandelte Volumina ○ Offene Positionen ○ Historische Marktdaten ○ Zusätzliche freiwillige Meldungen zur Markttransparenz ○ Marktbewegende Erzeugungs- und Verbrauchsdaten ○ Begrenzt Marktmanipulation & Insiderhandel • Transparente Marktplattform • Effizientes „Matching“ von Angebot und Nachfrage • Anonyme Handelsgeschäfte • Zentralisierung der Liquidität bei einem Handelspartner, dem Clearinghouse <ul style="list-style-type: none"> ○ Es müssen keine (Rahmen-)Verträge mit jedem Counterpart ausgehandelt und geschlossen werden • Clearinghouse (ECC bei der EEX) <ul style="list-style-type: none"> ○ Keine Erfüllungsrisiken da Initial Margin & Variation Margin ○ Stark reduziertes Kontrahentenrisiko ○ (Kein) Bonitätsrisiko <ul style="list-style-type: none"> ▪ Stark vermindertes Bonitätsrisiko durch Top-Rating der EEX bzw. ECC ▪ Zentrales Bonitätsrisiko • Standardisierte Produkte unterstützen die Liquidität am Markt
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Börsengebühren • Transaktionsentgelte • Hohe Kapitalanforderungen <ul style="list-style-type: none"> ○ Initial Margin (IM) ○ Variation Margin (VM) (Ausgleichszahlungen) ○ Damit einhergehende Kapitalbereitstellungskosten ○ Verhindert den (direkten) Zugang für kleine und mittlere Marktteilnehmer (Stadtwerke) • Gefahr von Margin Calls durch VM als Ausgleichszahlungen bei starken Preisbewegungen

Tabelle 2.1: Vor- und Nachteile des börslichen Handels vs. OTC

Quelle: Längauer (2015) & Next-Kraftwerke.de (2023a) & Schneegans (2023))

2.1.2 Futures

Futures sind Terminmarktprodukte, die an einer zentralen Börse gehandelt werden. Im Gegensatz zu Forwards unterliegen sie einer Clearingpflicht mit entsprechendem Margining-Prozess (Initial Margin & Variation Margin) zur Reduzierung des Kontrahenten- und Ausfallrisikos. Sie gehören zu den unbedingten Termingeschäften und weisen daher ein symmetrisch verteiltes Marktrisiko für beide Vertragsparteien auf, da eine Erfüllungspflicht für beide gilt. (vgl. Längauer (2015))

Future und Forwards sind im Sinne des Stromhandels Warentermingeschäfte (Commodity Futures) und beruhen im Kern auf demselben Prinzip. Bei Vertragsabschluss wird ein Preis

vereinbart, die Erfüllung findet zu einem späteren fixen Zeitpunkt oder einer Lieferperiode statt (vgl. Längauer (2015)). Kauf bzw. Verkauf (Eröffnen einer Long- bzw. Short-Position im Markt) und physische bzw. finanzielle Lieferung während der Lieferperiode des Kontrakttyps sind zum Teil zeitlich sehr weit voneinander getrennt. An der EEX können zum Beispiel Jahreskontrakte für Lieferung in 10 Jahren gehandelt werden (vgl. EEX.com (2023g)).

Die EEX bietet am Beispiel des **German Power Futures** Kontrakte mit den Lieferperioden Tag bis Jahr für die Profilvarianten Base und Peak an. Die Anzahl der handelbaren Lieferperioden ist in Tabelle 2.2 zu finden. Die Future besitzen als Basiswert (Underlying) die EPEX Day-Ahead-Preise. Die Lieferrate (Lot-Size) ist 1 MW und die Quotierung liegt bei 0,01 €/MWh. Die Erfüllung wird laut Website mit Barausgleich oder physischer Erfüllung angegeben (vgl. EEX.com (2023g)). Die Profilvariante Base bildet den erwarteten Durchschnittspreis der Spot-Notierungen zwischen 0:00 und 24:00 Uhr [MESZ] ab. Bei Peak liegt der Zeitintervall bei 8:00 bis 20:00 Uhr. Jeweils für die entsprechende Lieferperiode (vgl. EEX.com (2020)). Zum Beispiel indiziert das Frontjahr Base Cal-24 den erwarteten 8784 (Schaltjahr mit 366 Tagen á 24 Stunden, regelmäßig 8760 Stunden) Stunden-Mittelwert der Spotpreise im Jahr 2024.

Lieferperiode	Anzahl Lieferperioden
Tag	14 Front-Tage (inkl. Wochenendtage)
Wochenende	2 bevorstehenden Front-Wochenenden
Woche	5 nächsten Kalenderwochen
Monat	10 nächsten Frontmonate
Quartal	11 Frontquartale
Jahr	Base: 10 Frontjahre Peak: 6 Frontjahre

Tabelle 2.2: Lieferperioden und maximal handelbare Frontperioden für den German Power Future an der EEX

Quelle: Auf Basis von EEX.com (2020) & EEX.com (2023b/i) erstellt

Beim Handelsvolumen und der Liquidität der einzelnen Kontrakte gibt es signifikante Unterschiede. Bei den Frontjahres-Kontrakten im Base ist das dichteste Lieferjahr mit knapp 51 Tsd. Lots (entspricht 51 GW) das Produkt mit der größten Anzahl offener Kontrakte am Freitag, den 21. April 2023 gegen Nachmittag. Gleichzeitig ist das Handelsvolumen mit etwa 887 Tsd. das umsatzstärkste. An diesem Tag waren von der horizontalen Breite die Frontquartale im Base am aktivsten, mit Handel bei 9 der 11 angebotenen Lieferperioden. Ganz allgemein lässt sich definieren, dass der dichteste Kontrakt der einzelnen Lieferperioden die größte Liquidität aufweist. (vgl. EEX.com (2023b)) Längauer hebt auf dieser Basis hervor, dass eine längerfristige Absicherung von zum Beispiel Kraftwerks-Erzeugung mit hohen Preis-Abschlägen einhergeht, da die Liquidität in den späteren Frontperioden zu schwach ist (vgl. Längauer (2015)).

2.1.3 Options

Optionen gehören zu den bedingten Termingeschäften und besitzen daher eine asymmetrische Verteilung des Marktrisikos zu Lasten des Verkäufers (Stillhalter der Option) einer Option. Der Käufer (Halter der Option) hat am Erfüllungstag die Möglichkeit die Option auszuüben oder verfallen zu lassen. Somit trägt der Käufer einer Option keine allgemeine Erfüllungspflicht. (vgl. Längauer (2015))

Es gibt Call-Optionen, die einen Kaufkontrakt darstellen. Auf der anderen Seite gibt es Put-Optionen, die einen Verkaufskontrakt abbilden. Beide Optionsarten lassen sich jeweils kaufen (Long) als auch verkaufen (Short). Hierdurch ergeben sich *Rechte (optionale Erfüllungspflicht)* und *Pflichten (Erfüllungspflicht)* für die Vertragsparteien (Halter & Stillhalter), diese sind in Tabelle 2.3 zu finden. (vgl. Längauer (2015))

	Kaufkontrakt (Call-Option)	Verkaufskontrakt (Put-Option)
Long (Kauf) Halter	Der Käufer erwirbt das Recht , den Basiswert zum Ausübungspreis der Option zu kaufen. (<i>optionale Erfüllungspflicht</i>)	Der Käufer erwirbt das Recht , den Basiswert zum Ausübungspreis der Option zu verkaufen. (<i>optionale Erfüllungspflicht</i>)
Short (Verkauf) Stillhalter	Der Verkäufer hat die Pflicht den Basiswert zum Ausübungspreis der Option zu verkaufen. Dies gilt insofern der Käufer seine Option ausübt. (<i>Erfüllungspflicht</i>)	Der Verkäufer hat die Pflicht den Basiswert zum Ausübungspreis der Option zu kaufen. Dies gilt insofern der Käufer seine Option ausübt. (<i>Erfüllungspflicht</i>)

Tabelle 2.3: Recht und Pflicht bei Optionen

Quelle: Auf Basis von Längauer (2015) erstellt

Der Stillhalter erhält für die asymmetrische Risikoübernahme eine Optionsprämie, da er mehr Pflichten besitzt als der Käufer Rechte erhält. In der Abbildung 2.6 von Längauer ist die Abhängigkeit des Gewinns / Verlusts einer Option vom Marktpreis zu finden. Auf der Ordinate definiert das „P“ die Optionsprämie. Der Basispreis ist auf der Abszisse mit „B“ abgebildet. Der Break Even Point (Kein Gewinn & kein Verlust) für die Call- und Put-Optionen ist auf der Abszisse mit als Summe aus Basispreis und Prämie „B+P“ bzw. als Differenz aus Basispreis und Prämie „B-P“ definiert. Für den Halter (Käufer) einer Option ist das Risiko auf die Optionsprämie begrenzt. Das Verlustrisiko für den Stillhalter (Verkäufer) ist unbegrenzt und der maximale Gewinn ist in der Optionsprämie verankert. (vgl. Längauer (2015))

Mit Blick auf den Stillhalter ist für den jeweiligen Marktteilnehmer ratsam das unbegrenzte Risiko zu hedgen. Hierbei kann sich zum Beispiel der Basiswert einer entsprechenden Call-Option bereits im Besitz des Stillhalters befinden. Hierdurch entfällt das Marktpreisrisiko, da der Stillhalter im Worstcase den Basiswert gegen den Ausübungspreis übergeben kann und

nicht zu Marktkonditionen erst beschaffen muss. Beim Verkauf einer Put-Option wäre der Leerverkauf des Basiswerts eine Möglichkeit des Hedgens.

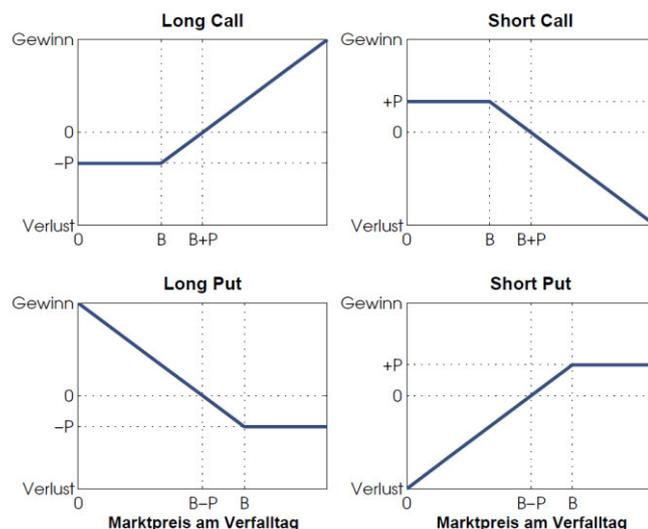


Abbildung 2.6: Gewinn und Verlust einer Option am Verfallstag

Quelle: Längauer (2015)

Der Wert einer Option ist abhängig vom Marktpreis im Verhältnis zum Basispreis. Hierbei wird nach Innerem Wert und Zeitwert differenziert. Der Innere Wert ist nicht abhängig von der Zeit bis zum Verfallstag, sondern nur von der Differenz zwischen Markt- und Basispreis. Hierbei ist er immer ≥ 0 . Der Zeitwert ist stark abhängig vom betrachteten Zeitpunkt vor dem Verfallstag auf Basis der Wahrscheinlichkeit. Je größer der Zeitabstand ist, desto höher liegt die Chance für den Halter mit seiner Option richtig zu liegen. Restlaufzeit und Zeitwert sind nicht linear verknüpft, vielmehr beschleunigt sich der Verfall des Zeitwerts mit herannahendem Verfallstag. (vgl. Längauer (2015))

Der Hauptunterschied zwischen europäischen und amerikanischen Optionen liegt in dem preisbeeinflussenden Faktor Laufzeit. Nach Finanzderivate.info kann sich die Laufzeit bei europäischen Call oder Put Optionen bivalent sowohl positiv als auch negativ auf den Wert auswirken. Bei den amerikanischen Optionen erzeugt eine längere Laufzeit sowohl bei Call als auch bei den Put Optionen einen monovalenten höheren Marktwert. Analog erzeugt eine kürzere Laufzeit bei beiden Optionsarten einen monovalenten negativen Effekt auf den Marktwert. (vgl. Anhang C-10 bzw. Finanzderivate.info (2023a))

Die EEX bietet europäische Optionen für den Stromhandel an. *Europäische Optionen* grenzen sich von amerikanischen und anderen Optionsarten darin ab, dass sie nur zum Verfallstag ausgeübt werden können (vgl. Längauer (2015)). Laut der Website von der EEX werden für den Strommarkt sowohl *Equity-Styled-Options* (auch *Premium-Styled-Options* genannt) als auch *Future-Styled-Options* angeboten. Jeweils mit dem Underlying EEX Power Base Future in der jeweiligen Lieferperiode (vgl. EEX.com (2023d)). Die verschiedenen Lieferperioden und Anzahl handelbarer Frontperioden sind in Tabelle 2.4 zu finden. Zusätzlich gibt es *Short-Dated-Options* für den EEX German Power Base Year Future mit Verfall Ende März / Juni / September und Dezember. Die Produkte heißen dann zum Beispiel EEX-German-Power-

Base-Year-Apr-Option mit Verfall Ende März. Die Lieferrate (Lot-Size) ist 1 MW und die Quotierung liegt bei 0,001 €/MWh (vgl. EEX.com (2023f)).

Lieferperiode	Anzahl Lieferperioden
Monat	5 Frontmonate
Quartal	6 Frontquartale
Jahr	4 Frontjahre (zzgl. je Lieferjahr 4x Short-Dated-Options)

Tabelle 2.4: Lieferperioden und maximal handelbare Frontperioden für die German Power Options (Future & Equity Styled) an der EEX

Quelle: Auf Basis von EEX.com (2023c/e/f) erstellt

Auf Basis des Open Interests war am 24.04.2023 der Frontmonat Mai 2023 der liquideste Kontrakt mit 153.510 offenen Lots bei den German Power Options. Bei den Marktdaten auf der Website wird leider nicht zwischen den unterschiedlichen Optionsarten unterschieden. Dies leite ich auf Basis der gleichen Volumina unter Equity- und Future-Styled-Options ab. Vergleicht man das Volumen, lag es beim Frontjahr Cal-24 mit 1.510.848 MWh am höchsten. Der Gradient für Volumen und Open Interest fällt stark mit weiter entfernten Lieferperioden. (vgl. EEX.com (2023c/e))

2.1.4 Abgrenzung Future & Equity Styled Options

Im Kern unterscheiden sie sich durch zwei wesentliche Punkte. Zum einen wird bei der Equity Styled Option (Premium Styled Option) die Optionsprämie als „Upfront Payment“ spätestens einen Tag nach dem Handel fällig und bei der Future Styled Option erst am Verfallstag. Hierdurch kann die Höhe der Optionsprämie bei der Future Styled Option auch null sein. Zum zweiten fällt die Future Styled Option unter die tägliche variable Margin (Daily Variation Margin) analog zu den Futures. Beide Optionsarten sind bei der EEX europäische Optionen und erhalten beim Settlement den EEX Power Base Future entsprechend long (Kauf) oder short (Verkauf). Die EEX sieht in den Future Styled Options mehrere Vorteile (vgl. YouTube.com (2021a)):

- **Mehr Liquidität** - Durch den Wegfall des Upfront Payments alias Optionsprämie stellen die Future Styled Options eine liquiditätsschonende Alternative zur Absicherung der Preisrisiken dar. Die Upfront-Optionsprämie wird in tägliche Variation Margin Ausgleichszahlungen gesplittet. (vgl. auch EEX.com (2023f))
- **Effizientere Nutzung des Cash Flows** – Orientiert sich am Basiswert, dem EEX Power Base Future.
- **Geringere Margin Anforderungen** – Die EEX sieht trotz der Daily Variation Margin in Kombination mit dem Wegfall eines Upfront Payments moderatere finanzielle Anforderungen für die Marktteilnehmer.

Hervorzuheben ist, dass bei den Future Styled Options die Gefahr eines Margin Calls durch die Daily Variation Margin gegeben ist. Bei den Premium Styled Options fällt nur die Optionsprämie als Risiko für den Käufer (Halter) ins Gewicht. Er trägt anschließend nach Tabelle 2.3 nur das Recht auf Ausübung aber keine Pflicht für die Erfüllung. Bei den Future Styled Options gibt es durch die Daily Variation Margin eine Art tägliche Erfüllungspflicht für die Ausgleichszahlung.

Es gibt auch Optionen, die via OTC gehandelt werden können. Hier liegt der Vorteil bei der Individualisierung der Inhalte der OTC-Optionen. Mit der Freiheit steigt allerdings auch das Ausfallrisiko des Counterparts. Insgesamt ist das Volumen am Optionsmarkt in Energiehandel deutlich geringer als mit Forwards und Futures (vgl. Längauer (2015)). An der EEX wurden im Februar 2023 bei den Power Options insgesamt 968.930 MWh gehandelt. Überwiegend mit German Power Options. Das entspricht einem Anteil von 0,33 % im EEX Power Derivatives Market Europe Marktvolumen von 295.307.581 MWh. Die German Power Futures lagen im Vergleich bei einem Marktanteil von 73,1 % (vgl. EEX.com (2023a)).

2.2 OTC

Bei „Over-the-Counter“ (OTC) handelt es sich um bilaterale Handelsgeschäfte, die sich signifikant durch fehlendes Clearing und geringe Standardisierung vom Börsenhandel abgrenzen. Des Weiteren gibt es bei diesen Handelsgeschäften regelmäßig keine Initial Margin (siehe hierzu Kapitel 2.2.1.3 für standardisierte OTC-Derivate). Damit sind zwar die Liquiditätsanforderungen geringer als bei Börsengeschäften, allerdings steigt damit das Kontrahentenrisiko (Ausfallrisiko) stark an. Beim außerbörslichen Handel treten zwei Marktteilnehmer direkt in Kontakt für Angebote und den Abschluss eines Termingeschäfts (z.B. zur Absicherung von Marktpreisrisiken), regelmäßig jedoch über einen Broker oder Handelsplattformen. Der OTC-Handel besitzt in Deutschland Synonyme wie „Freiverkehrshandel“ oder „Direkthandel“. (vgl. für dieses Kapitel Längauer (2015) & Next-Kraftwerke.de (2023a) & Schneegans (2023))

Bei den Termingeschäften kommen im langfristigen Handel sowohl börsenähnliche Produkte wie Forwards und Swaps als auch Off-Standard-Produkte zum Einsatz. Einer der großen Vorteile von diesen bilateralen Handelsgeschäften liegt in der individuellen Vertragsgestaltung. Damit einher gehen aber auch Nachteile wie geringe Preistransparenz und Liquidität. Je nach Individualisierungsgrad der Verträge (Off-Standard-Produkte) sinken diese Parameter weiter. Zu Off-Standard-Produkten gehören zum Beispiel Lastgänge mit Stundenprofil. Zur besseren Handbarkeit, Management und Reduzierung des Risikos wird zunehmend Wert auf vertragliche Standards gesetzt, in Form von standardisierten Produkten. Im Stromhandel werden überwiegend Tages- bis Jahresprodukte gehandelt, für sowohl Baseload (Grundlast) als auch Peakload (Spitzenlast).

Für konventionelle Strommarktgeschäfte spielt der OTC-Markt in Deutschland eine führende Rolle. Etwa $\frac{3}{4}$ aller Strommarktgeschäfte wird auf diese Weise getätigt. Mit Blick auf die Energiewende und den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland rücken Power Purchase Agreements (PPA) vermehrt ins Rampenlicht. OTC-Handelsgeschäfte werden nur

in Ausnahmefällen für erneuerbare Energien verwendet, sollte der börsliche Handel nicht möglich sein.

Für den technischen Ablauf kommen verschiedene Möglichkeiten in Frage:

- OTC-Handelsplattformen
 - Hohe Anforderungen durch Zulassungsvoraussetzungen
- Broker
 - Handeln „im Namen“ ihrer Kunden
- Telefonisch
 - Hierbei werden die Telefongespräche aufgezeichnet
 - Vertrag kommt „mündlich“ zustande
 - Anderweitige Bestätigung („Confirmation“) üblich
- Instant-Messaging-Programme

Der OTC-Markt teilt sich nach Abbildung 2.7 grundsätzlich in Kunden mit Rahmenverträgen via Credit Support Annex (CSA) (siehe Kapitel 2.4) und Kunden mit einfachen Kreditlinien (siehe Kapitel 2.5) auf. Diese Rahmenverträge werden bei Dienstleistern für den Marktzugang abgeschlossen, bzw. bei den jeweiligen Handelspartnern, mit denen via OTC gehandelt werden soll. Eine Besonderheit ist das „Cleared OTC“, hierbei wird über eine Clearingstelle abgewickelt und Margining angewendet analog zur Börse.

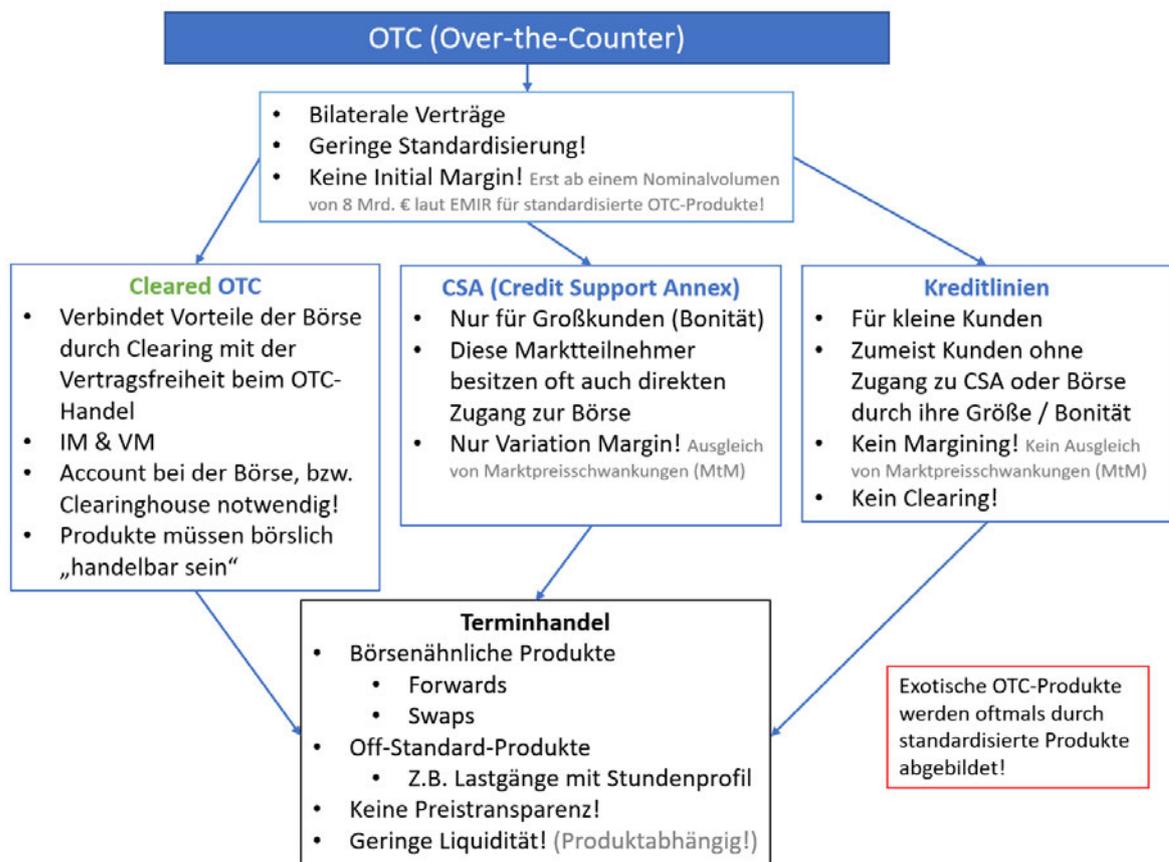


Abbildung 2.7: Absicherung via OTC

Quellen: Entwickelt nach Längauer (2015) & Schneegans (2023) & Schneegans (2023a)

Durch die speziellen Eigenschaften des OTC-Handels ergeben sich spezifische Vor- und Nachteile im Vergleich zum direkten Börsenhandel. Diese sind in Tabelle 2.5 zu finden.

Vorteile OTC vs. Börsenhandel	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Börsengebühren • Keine Transaktionsentgelte • Individuelle Vertragsgestaltung <ul style="list-style-type: none"> ○ Grundlage ist das Bürgerliche Gesetzbuch (BGB) ○ Keine soliden Standards • Flexibel
Nachteile OTC vs. Börsenhandel	<ul style="list-style-type: none"> • Fehlende Transparenz <ul style="list-style-type: none"> ○ Preise ○ Gehandelte Volumina ○ Nicht öffentlich einsehbar • Geringe Liquidität • Ungünstigere Einstiegshürden <ul style="list-style-type: none"> ○ Dezentrale Hinterlegung von Sicherheiten bei den einzelnen Handelspartnern • Riskanter als Börsengeschäfte <ul style="list-style-type: none"> ○ Kontrahentenrisiko • Ausfall- und Verlustrisiko <ul style="list-style-type: none"> ○ Fehlentscheidungen ○ Missverständnisse im Vertrag • Manipulationsrisiken

Tabelle 2.5: Vor- und Nachteile OTC vs. Börse

Quelle: Entwickelt nach EON.de (2023) & Längauer (2015) & Next-Kraftwerke.de (2023a) & Schneegans (2023))

Durch Arbitrage-Händler gleichen sich Preisdifferenzen zwischen Strombörsen und dem OTC-Handel relativ zügig aus. Arbitrage (Erklärung im Anhang A-22 zu finden) bezieht sich auf die Ausnutzung von Preisdifferenzen beim gleichen Handelsprodukt an unterschiedlichen Handelsplätzen durch verschiedene Instrumente. Hierdurch lässt sich ableiten, dass ein Teil der Preistransparenz von den Börsen auf den OTC-Handel überläuft. Ein bisher signifikanter Vorteil von kurzfristigen Vertragsabschlüssen wurde durch Anpassungen der Fristen im Börsenhandel weitestgehend eliminiert.

Risikominderungstechniken nach EU-Verordnung für OTC-Derivate und Informationen zur REMIT (*Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*) Verordnung zur Minderung der Manipulationsrisiken sind aus Gründen der Konsolidierung der Bachelor-Thesis in den Anhängen A-11 & A-12 zu finden.

2.2.1 Standardisierte OTC-Produkte

Die EEX bietet zur Risikominimierung standardisierte OTC-Kontrakte an, die dann entsprechend über die ECC abgewickelt werden. Hierzu werden EFET-Rahmenverträge als Vorlage verwendet. (vgl. Next-Kraftwerke.de (2023a))

Standardisierte OTC-Derivate unterliegen laut der European Market Infrastructure Regulation (EMIR) einer Clearing- und Meldepflicht, sobald eine Clearingschwelle überschritten wurde. (vgl. BaFin.de (2022a))

European Market Infrastructure Regulation (EMIR)

Die EMIR folgte auf die Erfahrungen nach der Großen Finanzkrise 2008/2009 (GFC). Während eines G20-Gipfels im Jahr 2009 wurde in Pittsburgh beschlossen, mehr Transparenz und Sicherheit in den außerbörslichen Derivatehandel (OTC) zu bringen. Ein Kernpunkt waren standardisierte OTC-Derivate. Diese sollten fortan nur noch zentral abgewickelt und meldepflichtig werden. Hierzu wurde eine Clearingpflicht beschlossen und ein Transaktionsregister eingeführt. Die Europäische Union (EU) setzte diesen Beschluss mit der Verordnung (EU) Nr. 648/2012 um. Hiermit wurde des Weiteren der Aufsichtsrahmen vereinheitlicht für Zentrale Gegenparteien (Central Counter Parties, CCPs). Die Verordnung unterscheidet nach finanziellen und nichtfinanziellen Gegenparteien. Im Juni 2019 trat eine Überarbeitung der EMIR in Kraft, die *EMIR - Regulatory Fitness and Performance Programms* (EMIR-REFIT). (vgl. BaFin.de (2022a))

2.2.1.1 Clearingpflicht

Das Überschreiten der jeweiligen Clearingschwelle entscheidet darüber, ob die Clearingpflicht für standardisierte OTC-Derivate greift. Wenn nicht, entfällt auch die Pflicht zur Mitteilung an das Transaktionsregister, das von der Europäischen Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde (ESMA) beaufsichtigt wird. Als OTC-Derivat sind Derivate definiert im Sinne der Richtlinie RL 2004/39/EG (MiFID) in Anhang I Abschnitt C Nummern 4 bis 10. Mit Nummer 4 werden Forwards (alias Terminkontrakt) und Swaps im Energiehandel mit eingeschlossen. (vgl. BaFin.de (2022a) & Eur-Lex.Europa.eu (2004))

„Optionen, Terminkontrakte, Swaps, Zinsausgleichsvereinbarungen und alle anderen Derivatkontrakte in Bezug auf Wertpapiere, Währungen, Zinssätze oder -erträge, oder andere Derivat-Instrumente, finanzielle Indizes oder Messgrößen, die effektiv geliefert oder bar abgerechnet werden können“ (vgl. Eur-Lex.Europa.eu (2004), Anhang I, Abschnitt C, Nummer 4, Hervorhebungen nachträglich eingefügt)

Die genannten Clearingschwellen werden in der Delegierten Verordnung (EU) 149/2013 in Artikel 11 beschrieben (siehe Tabelle 2.6). Termingeschäfte über OTC-Derivate im Energiemarkt fallen unter die Kategorie „*OTC-Warenderivatekontrakte und alle anderen OTC-Derivatekontrakte*“ mit dem entsprechenden Bruttonennwert von 3 Mrd. EUR. Finanzielle Gegenparteien werden beim Überschreiten der Clearingschwelle *clearingpflichtig für alle OTC-Derivateklassen*. Nichtfinanzielle Gegenparteien werden beim Überschreiten der Clearingschwelle *nur für die jeweilige OTC-Derivatklasse clearingpflichtig*, die überschritten wurde. Führen beide keine Berechnungen durch und melden die Unterschreitung der Schwelle, werden beide *clearingpflichtig für alle OTC-Derivateklassen*. (vgl. BaFin.de (2022a) & Eur-Lex.Europa.eu (2013))

Clearingschwellen	
nach Artikel 11 der Delegierten Verordnung (EU) 149/2013	
Art des Derivats	Bruttonennwert
OTC-Kreditderivatekontrakte	1 Mrd. EUR
OTC-Aktienderivatekontrakte	1 Mrd. EUR
OTC-Zinsderivatekontrakte	3 Mrd. EUR
OTC-Devisenderivatekontrakte	3 Mrd. EUR
OTC-Warenderivatekontrakte und alle anderen OTC-Derivatekontrakte	3 Mrd. EUR

Tabelle 2.6: Clearingschwellen im OTC-Markt

Quelle: Nach Eur-Lex.Europa.eu (2013) erstellt

2.2.1.2 Festlegung der Clearingschwellen

Die Clearingschwellen wurden auf Basis der Systemrelevanz kalkuliert. Hierbei sollten laut der Delegierten Verordnung (EU) Nr. 149/2013 der Europäischen Kommission verschiedene Ansätze berücksichtigt werden.

*„Gemäß der Verordnung (EU) Nr. 648/2012 sollte bei der Festlegung des Werts der Clearingschwellen **die Systemrelevanz der Summe aller Nettopositionen und -forderungen je Gegenpartei und Kategorie von OTC-Derivaten berücksichtigt werden. Allerdings sollte bedacht werden, dass diese Nettopositionen und -forderungen nicht mit einer gegenpartei- und vermögenskategorieübergreifenden Nettoforderung gleichzusetzen sind. Außerdem sollten diese Nettopositionen gemäß der Verordnung (EU) Nr. 648/2012 summiert werden, um festzustellen, welche Daten für die Festlegung der Clearingschwellen heranzuziehen sind.** Bei der Festlegung der Clearingschwellen sollte die Bruttogesamtsumme herangezogen werden, die sich aus der Summierung dieser Nettopositionen ergibt. Als Bezugsgrundlage für die Festlegung der Clearingschwellen sollte der Bruttonennwert herangezogen werden, der sich aus dieser Summierung ergibt.“* (vgl. Eur-Lex.Europa.eu (2013) Grund 22, Hervorhebungen nachträglich eingefügt)

2.2.1.3 Besicherungspflicht

Wird die Clearingschwelle nach Artikel 10 EMIR, bzw. nach Artikel 11 der Delegierten Verordnung (EU) 149/2013 überschritten, fallen sowohl finanzielle als auch nichtfinanzielle Gegenparteien unter die Besicherungspflicht. Ob Variation Margin und Initial Margin anfallen, ist abhängig vom Nominalvolumen für nicht über eine CCP abgewickelte OTC-Derivategeschäfte (vgl. BaFin.de (2022) & Eur-Lex.Europa.eu (2013)):

- **Initial Margin** – Wird seit dem 1. September 2022 fällig ab einem **Nominalvolumen von > 8 Milliarden Euro**. Die Anforderung wurde seit Inkrafttreten am 4. Februar 2017 von > 3 Billionen Euro schrittweise verschärft.
- **Variation Margin** – Gilt seit dem 1. März 2017 **für alle Marktteilnehmer**. Begann mit einer Grenze von > 3 Billionen Euro bei Inkrafttreten der Verordnung.

Die Besicherungspflicht gilt für nichtfinanzielle Gegenparteien für alle Assetklassen, wenn die Clearingschwelle überschritten worden ist. Bei finanziellen Gegenparteien gilt sie unabhängig von der Clearingpflicht immer. (vgl. BaFin.de (2022a))

Als „*anererkennungsfähige Sicherheiten*“ gelten laut Kapitel I Abschnitt 2 Artikel 4 der Delegierten Verordnung (EU) 2016/2251 der Europäischen Kommission folgende Sicherheiten: Barsicherheiten, Gold, Schuldverschreibungen unterschiedlicher Art und Güte, Unternehmensanleihen, höchstrangige Tranchen einer Verbriefung, Wandelschuldverschreibungen, Aktien und Anteile an Organismen für gemeinsame Anlagen in Wertpapieren (OGAW). Hierbei gelten jeweils noch spezifische Anforderungen. (vgl. Eur-Lex.Europa.eu (2016))

2.2.2 Forwards

Forwards bilden das Pendant im OTC-Markt zu den Futures im Börsenhandel. Sie sind bilaterale Verträge, die regelmäßig mit einer physischen Erfüllungspflicht (Lieferpflicht) ausgehandelt werden. Der Verkäufer (Short-Position) verpflichtet sich zur Lieferung und analog sich der Käufer (Long-Position) zur Abnahme. Beide Parteien einigen sich auf einen festgelegten Preis und Lieferzeitpunkt in der Zukunft. Forwards werden regelmäßig individuell ausgehandelt mit spezifischen Bedingungen und können auf dieser Basis gewöhnlich nicht übertragen werden. Das Kreditausfallrisiko ist erhöht und basiert auf der Bonität der Gegenparteien. Diese Art Termingeschäft ist regelmäßig nur sporadisch reguliert. Wie im Kapitel 2.2 erwähnt und in Anhang A-11 & A-12 beschrieben, versucht die EU z.B. mit der REMIT für mehr Integrität und Markttransparenz zu sorgen. Standardisierte Forwards, die via OTC gehandelt werden, fallen nach Kapitel 2.2.1 unter die European Market Infrastructure Regulation (EMIR) mit einer Clearingpflicht ab einem Schwellenwert und damit einhergehender Besicherungspflicht. (vgl. für dieses Kapitel CMEGroup.com (2023) & Längauer (2015) & Next-Kraftwerke.de (2023a))

Standardisierte Forwards werden auch Standardhandelsprodukte genannt. Sie stellen die liquideste Form dieser Art Termingeschäft dar. Sie werden regelmäßig über Brokerplattformen oder ggfs. auch Börsen gehandelt. Hierbei sind regelmäßig Profil (Base, Peak, Off-Peak),

Lieferzeitraum (Monat, Quartal, Saison, Kalenderjahr) und Lieferort standardisiert. (vgl. Längauer (2015))

Off-Standard Forwards bieten den immensen Vorteil, dass Erzeugung oder Verbrauch 1:1 am OTC-Markt gehandelt werden können. Zum Beispiel hätte ein Kraftwerksbetreiber die Möglichkeit, seinen prognostizierten Lastgang zu einem bestimmten Zeitpunkt in der Zukunft, mittels Off-Standard Forward direkt am Markt 1:1 per Lastprofil zu vermarkten. Mit Standardprofilen allein, ist das Abdecken von Lastgängen schwierig. Dies ist in Abbildung 2.8 zu finden. Hierdurch entsteht ein gewisses Restrisiko durch offene Positionen. (vgl. Längauer (2015)) Offene Position bezieht sich hierbei auf die Differenz aus prognostiziertem Lastgang und Abdeckung via Termingeschäften (auch prognostizierte Erzeugung – Vermarktung via Forward). Positiv für Unterdeckung und negativ für Überdeckung via Forwards. Die Differenz wird am Spotmarkt beschafft bzw. vermarktet. (vgl. auch Schnorr (2016))

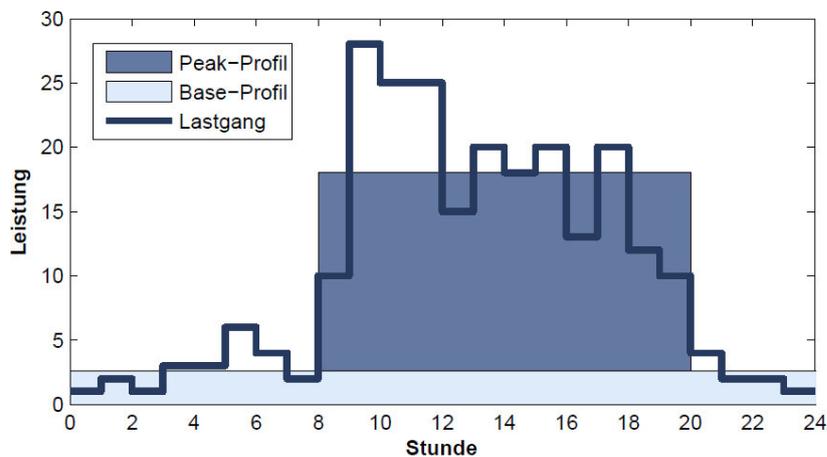


Abbildung 2.8: Lastgang nur schwer mittels Standardprofilen abdeckbar

Quelle: Längauer (2015)

In Tabelle 2.7 sind verschiedene Eigenschaften von Forwards und Futures gegenübergestellt.

Forwards	Futures
Bilateral verhandelt	An der Börse gehandelt
Individuell ausgehandelt	Standardisiert <ul style="list-style-type: none"> • Vertragseinheit • Ablauf • Tick-Größe • Nennwert
Ausfallrisiko durch Gegenpartei	Kein Kontrahentenrisiko durch Clearinghouse
Ggfs. nicht übertragbar	Aktiver Handel
Partiell reguliert siehe EMIR & REMIT in der EU	Reguliert

Tabelle 2.7: Forward vs. Future

Quelle: In Anlehnung an CMEGroup.com (2023a)

2.2.3 Swaps

Neben Forwards (finanzielles und physisches Settlement möglich) gibt es im OTC-Handel insbesondere für speziellen Bedarf die sogenannten „Swaps“, der Anglizismus steht im Deutschen für „Tauschgeschäft“. Sie werden analog zu den Forwards bilateral gehandelt und genießen ebenfalls die individuellen vertraglichen Ausgestaltungsfreiheiten mit dem dadurch implizierten Ausfallrisiko. Mit Hilfe eines Swaps können finanzielle Verpflichtungen ausgetauscht werden. Des Weiteren stellen Swaps immer eine reine Finanztransaktion dar, ohne die Möglichkeit einer physische Lieferung. Durch den Swap wird regelmäßig der Preis eines bestimmten Basiswerts (z.B. Strom) aus einer dynamischen Größe in einen konstanten Preis fixiert, siehe hierzu auch Anhang A-13 zum Thema Hedging mit Swaps am Strommarkt. Dort wird sowohl ein *Fixed-For-Floating* (Plain Vanilla) als auch ein *Spark Spread Swap* erläutert. Weicht der Marktpreis des Underlyings vom vertraglich fixierten Preis ab, entstehen Finanzflüsse (Cashflows) als Ausgleichszahlung. Diese Preisdifferenzen werden periodisch ausgeglichen. Die Perioden werden hierbei im Vertrag festgehalten. Der jeweilige Vertrag umfasst die Laufzeit, Mengen und den fixierten Preis. (vgl. Energysales.Vattenfall.de (2023a) & IG.com (2023) & Längauer (2015))

Swaps existieren in verschiedenen Arten, darunter für Zinsen (Absicherung gegen Zinsschwankungen), Währungen (Absicherung von Wechselkursvolatilität), Aktienindizes (Absicherung gegen Wertvolatilität), Kreditausfälle (Credit Default Swaps, die gelegentlich in den Nachrichten auftauchen als Versicherungspolice gegen den Ausfall eines Kredits oder Marktteilnehmers / Staates) und für Rohstoffe (Absicherung gegen Marktpreisschwankungen), zu denen auch der Strommarkt zählt. Er kann regelmäßig ein sehr komplexes Finanzinstrument sein. (vgl. IG.com (2023))

2.3 Cleared OTC

Zwischen der Abgrenzung von Börse und OTC gibt es eine besondere Schnittmenge. Den „Cleared OTC-Handel“. Hierbei werden Vorteile beider Märkte kombiniert. Auf der einen Seite gibt das Clearing via Clearing House die Sicherheit vor dem Ausfall eines Counterparts durch sowohl Initial als auch Variation Margining. Auf der anderen Seite kann die flexible Vertragsgestaltung des OTC-Marktes genutzt werden. Anforderung ist allerdings, dass diese Produkte mit börslich standardisierten Kontrakten abbildbar sind bzw. die Börse diese Art von Produkt anbieten würde, es lediglich durch zu geringe Liquidität oder ähnliches nicht vollzieht. Dies gilt insbesondere für sehr exotische Produkte. Bei der Nutzung des Clearing Houses fallen die üblichen Handels- und Clearingentgelte an. Die auf diese Weise gehandelten Volumina sind von nennenswerter Menge. (vgl. Schneegans (2023a))

Im Oktober 2022 beziffert Trayport das Handelsvolumen auf 307 GWh für European Continental Power zum Stichtag 22. Oktober 2022. Hierbei teilte sich das Handelsvolumen nach Abbildung 2.9 wie folgt auf: Cleared OTC (Broker cleared) hatte mit 54 % den größten Marktanteil. Der reine Börsen- und OTC-Handel haben sich den 2. Platz mit jeweils 23 % geteilt.

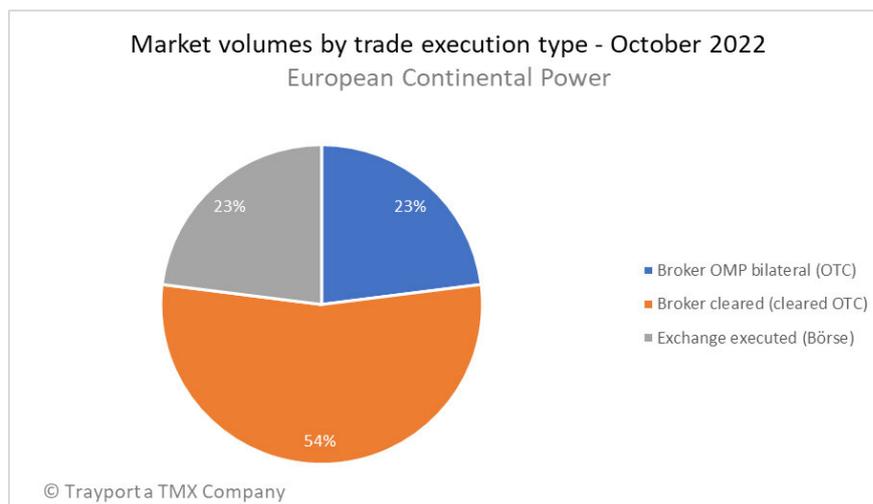


Abbildung 2.9: Handelsvolumen im Oktober 2022 sortiert nach Börse, OTC und cleared OTC mit Stichtag 22. Oktober 2022 via © Trayport a TMX Company
Quelle: Mit Daten von Trayport (2022) erstellt

Für November 2022 berichtete Trayport von einem Handelsvolumen im European Continental Power von 377 GWh mit Stichtag 22. November 2022. Das Handelsvolumen teilte sich hierbei nach Abbildung 2.10 wie folgt auf: Cleared OTC hatte mit 52 % den größten Marktanteil. Gefolgt von börslichem Handel mit 27 % und dem reinen OTC-Handel mit 21 %.

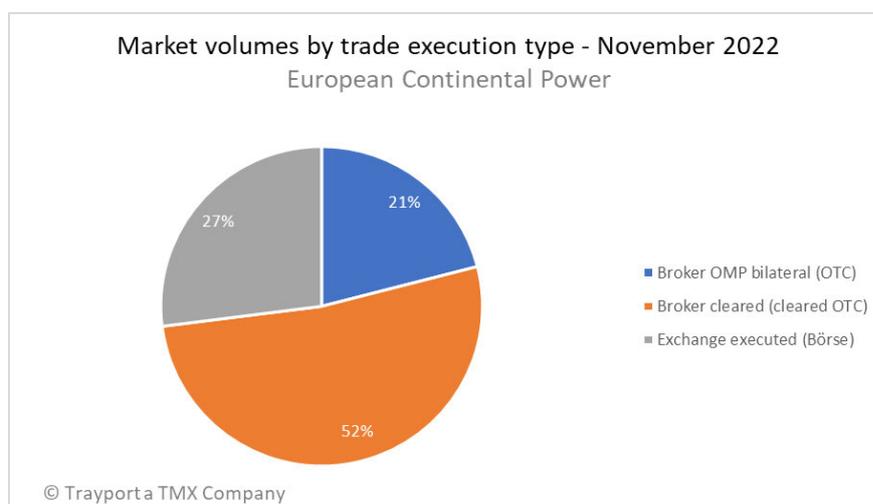


Abbildung 2.10: Handelsvolumen im November 2022 sortiert nach Börse, OTC und cleared OTC mit Stichtag 22. November 2022 via © Trayport a TMX Company
Quelle: Mit Daten von Trayport (2022) erstellt

Die Grafiken für Oktober und November 2022 verdeutlichen den nennenswerten Marktanteil, der regelmäßig dem cleared OTC zugeordnet werden kann. Die Volumina werden zwar auf Basis von OTC gehandelt, erfahren aber dennoch via Clearing House das Settlement und sorgen so für Sicherheit in Bezug auf das Kontrahentenrisiko. Betrachtet wird im Folgenden die Entwicklung von Jahresanfang bis November (Year-To-Date) der Jahre 2017 bis 2022. Abbildung 2.11 verdeutlicht den starken Rückgang des Marktanteils beim reinen OTC-Handel von 59 % im Jahre 2017 (YTD) bis runter auf 24 % im Jahre 2022 (YTD). Die Werte auf

Jahressicht zeigen kontinuierlichen Zuwachs des cleared OTC-Handels von 20 % im Jahr 2017 (YTD) bis hin zu 49 % im Jahre 2022 (YTD). Auch der rein börsliche Handel inklusive Clearing konnte einen leichten Zuwachs von 7 %-Punkten von 20 % im Jahre 2017 (YTD) auf 27 % im Jahre 2022 (YTD). Der starke Rückgang des reinen OTC-Handels ohne Clearing von 2021 auf 2022 kann durch Sondereffekte erklärt werden. Das Handelsvolumen lag in den Jahren 2017 (YTD) bis 2021 (YTD) zwischen etwa 10.000 TWh und 8.400 TWh. Im Jahre 2022 brach es um -45 % auf etwa 4.600 TWh ein. Dies lässt sich durch die stark gestiegenen Preise und Volatilität im Markt erklären auf Basis der Invasion der Ukraine durch Russland. Marktteilnehmer mussten ihr Risiko begrenzen und haben deshalb den ungesicherten OTC-Handel ohne Clearing stark reduziert, um das Ausfallrisiko zu minimieren.

„In der Tat. Die Börse sprach von einem wachsenden Marktanteil in einem schrumpfenden Markt.“

(vgl. Schneegans (2023c), Kommentar A38R37)

Weitere wichtige Märkte, die eine ausgeprägte Affinität zu cleared OTC-Produkten haben sind der Kohle- und Emissionshandel im europäischen Energiemarkt. Mit einem Marktanteil zwischen 65 % und 74 % in den vergangenen Jahren seit 2017 (YTD) lag der Kohlemarkt ganz vorn mit dabei. Der Emissionshandel konnte seinen cleared OTC Marktanteil von 20 % auf 49 % steigern zwischen 2017 (YTD) und 2022 (YTD). Die Zahlen beziehen sich auf die gleichen Perioden wie in Abbildung 2.11 dargestellt ist. (vgl. Trayport (2022))

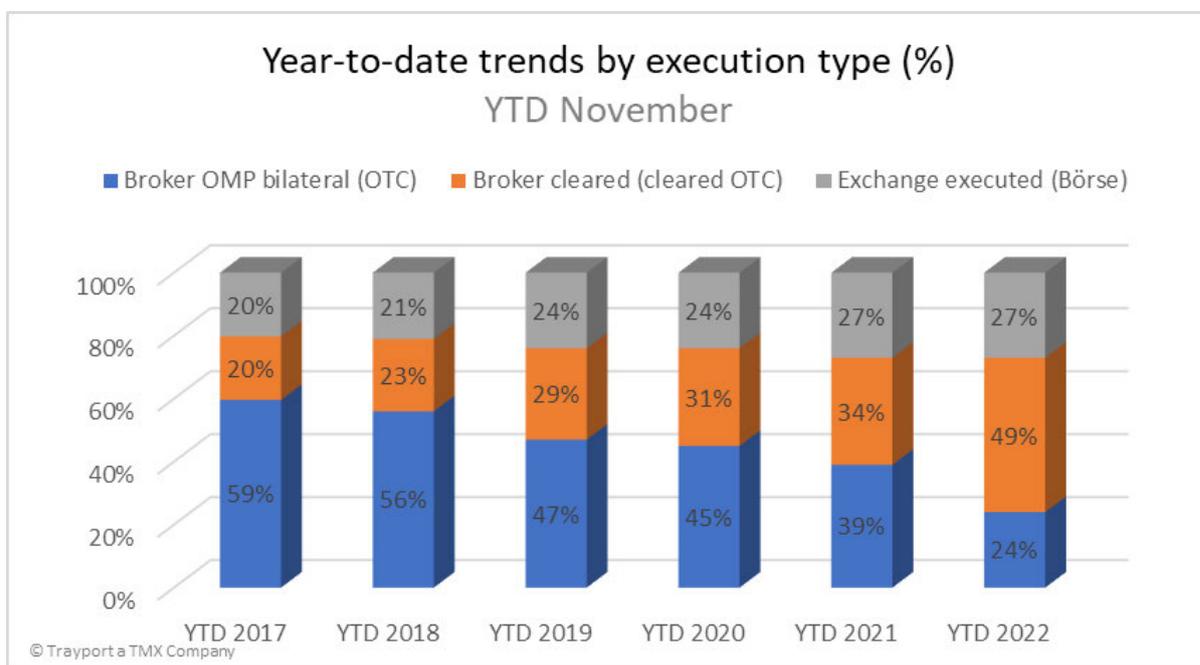


Abbildung 2.11: Year-to-date trends by execution type (%) via © Trayport a TMX Company

Quelle: Mit Daten von Trayport (2022) erstellt

2.4 Credit Support Annex (CSA)

Wie bereits zu Beginn des 2. Kapitels erwähnt worden ist, müssen für den OTC-Handel Rahmenverträge zwischen den Geschäftspartnern abgeschlossen werden. Standardrahmenverträge gibt es zum Beispiel beim europäischen Energiehandelsverband (EFET) als *General Agreement* (siehe Anhang B-1, dort ist eine Vorlage der EFET zu finden) oder über die International Swaps and Derivatives Association (ISDA) als *Master Agreement*. Diese Vorlagen haben sich auf Basis der Zunahme des OTC-Derivatevolumens und Komplexität der Verträge im Markt etabliert. Insbesondere die Überprüfung der Verträge und eine effiziente Vertragsabwicklung soll dadurch erleichtert werden. Das Credit Support Annex (CSA) **kann** ein Bestandteil des Anhangs der General bzw. Master Agreements sein. Die Pflicht einen CSA zu nutzen, gibt es nicht. Die General / Master Agreements konvergieren die Geschäftspartner zu einer einheitlichen Begriffsdefinition und enthalten standardisierte Vertragsklauseln. Anpassungen der Vertragsklauseln sind möglich und üblich. Mit den Agreements als Grundlage der Geschäftsbeziehung müssen beim Handel nur noch spezifische Tradeinformationen schriftlich festgehalten werden, als sogenannte *Trade Confirmation*. Die Besicherung der Position basiert regelmäßig auf dem Netto-Exposure, bei dem Einzelgeschäfte verrechnet werden. (vgl. Schneegans (2023/a/) & Holzmüller (2009))

Beruhet der OTC-Handel auf Credit Support Annex Verträgen, müssen die Marktteilnehmer ihre Bonität nachweisen und entsprechende Vermögenswerte hinterlegen. Des Weiteren werden die Positionen täglich mit „Mark-to-Market“ (MtM) bewertet und es muss eine Variation Margin (zu vergleichen mit dem Derivative Market Margining der ECC in Kapitel 2.6.2) als Ausgleichszahlung für Marktpreisschwankungen gezahlt werden (vgl. Schneegans (2023)).

CSA als Anhang zum ISDA unterliegt entweder dem Recht des Staates New York oder dem englischen Recht. In Europa sind CSA nach englischem Recht üblich. Wie zuvor bereits erwähnt, ist die Nutzung eines CSA keine Pflicht, eine Anwendung des CSA ohne General / Master Agreement, also als eigenständiger Solo-Vertrag, ist nicht möglich. Durch den Einsatz der Variation Margin zum Ausgleich der Marktpreisschwankungen des OTC-Derivats wird das Kreditausfallrisiko (Kontrahentenrisiko) begrenzt. Dies ist die Haupteigenschaft, durch die sich CSA Geschäftsbeziehungen von den einfachen Kreditlinien als Vertragsgrundlage im OTC-Handel abgrenzt. Die finanziellen Hürden sind durch die benötigte Bonität allerdings auch um ein Vielfaches höher. Großkunden mit genügend Bonität sind regelmäßig bereits auch Kunden im börslichen Handel. Durch den CSA basierten OTC-Handel können sie die relativ freie Vertragsgestaltung mit der Sicherung des Kontrahentenrisikos verknüpfen. Noch mehr Sicherheit bietet die zuvor in Kapitel 2.3 erläuterte Vertragsart „Cleared OTC“ mit den vollen Sicherheiten eines zentralen Clearing Houses (Initial & Variation Margin). (vgl. Schneegans (2023/a/b) & Holzmüller (2009))

Der CSA der EFET Version 3.1 vom 4. November 2021 ist ein 13-seitiges Dokument und enthält 14 Paragraphen. Der Muster-Anhang ist unter Anhang B-2 dieser Bachelor-Thesis beigefügt, da er regelmäßig ein Kernstück des Risiko-Managements beim OTC-Handel darstellt. Im Anhang A-14 werden die Paragraphen kurz und oberflächlich erklärt.

2.5 Kreditlinie

Kreditlinien (auch Kontrahentenlimit genannt) sind die einfachste Form im bilateralen OTC-Handel, die regelmäßig nur über Rahmenverträge der EFET oder ISDA abgeschlossen werden ohne Anhang für den transienten Austausch von Sicherheiten (Collateral) wie beim CSA (Stichwort Variation Margin). (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

Ein Unternehmen gewährt einem Handelspartnern eine Kreditlinie, nachdem das Kreditrisikomanagement des Unternehmens die folgenden wichtigen Aspekte im Zusammenhang mit dem potenziellen Handelspartner ausreichend und zufriedenstellend analysiert hat (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016)):

- (1) Integrität des Handelspartners via Know-Your-Customer-Prozess (KYC)
- (2) Prüfung der Bonität
- (3) Abschluss eines Rahmenvertrags
- (4) Bewertung der Sicherheiten (Collateral)

Mit abnehmender Bonität erhöht sich das Risiko, dass der Kontrahent in den nächsten Jahren in Zahlungsschwierigkeiten gerät. Daraus lässt sich ableiten, dass mit Handelspartnern geringer Bonität geringere Lieferperioden verwendet werden sollten. Das schränkt ggfs. die Produktvielfalt ein. (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

Nach erfolgreicher Zuweisung eines Kontrahentenlimits wird der (neue) Kontrahent im Handels- und den Risikoüberwachungs-Systemen angelegt und erhält seine Handelsfreigabe. Das Kreditrisikomanagement quantifiziert und überwacht das Kreditrisiko täglich. Die Rahmenverträge und seine Bestandteile wie z.B. Sicherheiten und Bonität sollten ebenfalls in regelmäßigem Turnus überwacht werden. (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

2.5.1 Know-Your-Customer (KYC) Prozess

Der KYC Prozess wird vom Geldwäschegesetz vorgeschrieben und dient gleichzeitig als Instrument zur Vermeidung von Umsatzsteuerbetrug. Eine Dokumentation des Prozesses ist vorgeschrieben. Für das Unternehmen hat der KYC Prozess den Vorteil eine verlässliche Einschätzung der Kreditwürdigkeit eines Handelspartners abzubilden. Ab einem gewissen potenziellen Handelsvolumen sollten die Geschäftsräume physisch begutachtet werden und der Geschäftsführer in einem persönlich Gespräch Rede und Antwort stehen. (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

Regelmäßig werden im KYC Prozess die folgenden Daten des potenziellen Handelspartners analysiert (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016)):

- (1) Firmensitz (z.B. Kopie des Mietvertrages über die Geschäftsräume)
- (2) Identität der Geschäftsführer (Personalausweis, Meldebescheinigung, ggfs. private Strom- oder Telefonrechnung)
- (3) Mitarbeiterzahl
- (4) Eigenkapital
- (5) Umsatzsteuer-Identifikationsnummer

- (6) Umsatzsteuererklärung mit Nachweis der Zahlung fälliger Umsatzsteuerbeträge
- (7) Handelsregisterauszug
- (8) Eigentümerstruktur
- (9) Steuerliche Unbedenklichkeitsbescheinigung

2.5.2 Bonität des Handelspartners

Die Prüfung der Bonität folgt auf die erfolgreiche Integritätsprüfung des potenziellen Handelspartners via KYC Prozess. Die Bonität (auch *Rating* eines Unternehmens) definiert das Maß der erwarteten Ausfallwahrscheinlichkeit (Wahrscheinlichkeit der Nichterfüllung der vertraglichen Verpflichtungen eines Handelspartners) eines Unternehmens. Zur Bestimmung gibt es verschiedene Möglichkeiten. Bei externen Ratingagenturen kann das Maß der Bonität eines Unternehmens eingekauft werden oder ein eigenes Rating kann von den Bilanzen des potenziellen Handelspartners abgeleitet werden. Eine einfache Einholung von Daten bei einer Wirtschaftsauskunftei wie Creditreform ist regelmäßig nicht ausreichend. (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

Die 3 weltgrößten Ratingagenturen aus den USA *S&P Global*, *Moody's* und *Fitch* besitzen auf dem europäischen Markt ein Oligopol mit einem vereinten Marktanteil von mehr als 90 %. Durch ihre Marktmacht können sie entsprechend hohe Gebühren verlangen. Markus Frühauf fordert in seinem Kommentar in der FAZ eine Reformation des Rating-Marktes (mit einem Gebührenvolumen von 1,4 Milliarden Euro zur Bewertung der Kreditwürdigkeit von Unternehmen im Euroraum) hin zu mehr Wettbewerb von Seiten der Europäischen Zentralbank (EZB) als Hüterin. (vgl. FAZ.net (2022))

Die großen Ratingagenturen erstellen regelmäßig nur Ratings für die großen Unternehmen. Beim Handel mit mittleren und kleinen Unternehmen ist damit zusätzlich zu Auskünften bei Wirtschaftsauskunfteien ein eigenes Rating zu erstellen. Hierbei sollten die folgenden Punkte in die Analyse des Ratings einfließen (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016)):

- Eine vertrauenswürdige Bilanzanalyse z.B. unter Nutzung von geeigneten Bilanzanalysetools
- Mögliche vergangene Geschäftsbeziehungen mit dem potenziellen Handelspartner unter die Lupe nehmen, dabei das Zahlungsverhalten analysieren
- Gründliche Internetrecherchen

Das Kreditrisikomanagement vergleicht die Ergebnisse mit den internen Anforderungen und stimmt einer Handelsbeziehung zu oder lehnt sie ab. Ein zu schwaches Rating kann dazu führen, dass eine Handelsbeziehung nur unter Bedingungen erfolgt: (1) Geschäftstätigkeiten nur über Vorkasse und / oder (2) der Handelspartner muss Sicherheiten (Collateral) stellen vor Aufnahme der Handelsbeziehungen. (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

Die Sicherheiten werden nur einmalig hinterlegt und sind keine Form der Initial Margin. Sie dienen nicht als Ausgleichszahlung in Bezug auf Marktwertschwankungen und werden auch nicht pro geöffneter Position berechnet. Vielmehr wird der Umfang der Sicherheiten auf Basis

der Bonität und dem maximalen Handelsvolumen definiert. Die Ausfallwahrscheinlichkeit des Kontrahenten spielt ebenfalls eine bedeutende Rolle. (vgl. Schneegans (2023c))

2.5.3 Ausarbeitung des Rahmenvertrags

Die Nutzung der Standard-Rahmenverträge als Basis der Geschäftsbeziehungen wird befürwortet, möchte man als Unternehmen schlechte Erfahrung vermeiden. Durch Netting (siehe Anhang B-1 §13 Punkt 3 Payment Netting) kann das Kreditausfallvolumen erheblich verringert werden. Bei der Ausarbeitung des spezifischen Rahmenvertrages müssen die risikomindernden Maßnahmen während der Vertragsverhandlungen schriftlich festgehalten werden. Dazu gehören zum Beispiel (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016)):

- **Sicherheitenanforderungen** – Siehe z.B. Anhang B-1 §16 Guarantees and Credit Support (Garantien und Sicherheiten) über die Höhe der zu hinterlegen Sicherheiten („*amount of Credit Support*“) bzw. deren Nachweis („*form of Credit Support Documents*“) und die Identität des Sicherheitengeber („*identity of one or more acceptable Credit Support Providers*“). Zu den Nachweisen gehören (laut Annex 1 – Defined Terms) z.B. Bankgarantien, Kreditbriefe oder Kreditunterstützungsvereinbarungen (CSA) als auch Garantien der Muttergesellschaft. (vgl. auch EFET.org (2007)) Marianne Diem empfiehlt die Sicherheitenanforderungen direkt zu Beginn der Vertragsverhandlungen durchzuführen. Energieversorger sind regelmäßig abgeneigt diese zu liefern.
- **Doppelseitiges Kündigungsrecht bei Bonitätsverschlechterung** – Nach Anhang B-1 §17 Performance Assurance (Versicherung der Zahlungsfähigkeit) Punkt 2 führt die Verschlechterung oder Aberkennung des Ratings unterhalb der vertraglich festgelegten Grenze eines relevanten Unternehmens (Handelspartner selbst oder seine Bank etc.) zu einem *Material Adverse Change* (wesentliche schädliche Änderung). Versichert der Handelspartner anschließend nicht innerhalb von 3 Business Tagen seine Zahlungsfähigkeit führt dies nach § 10 Term and Termination Rights (Laufzeit und Kündigungsrechte) Punkt 3 & 5 zur *Termination for Material Reason* (Kündigung aus wichtigem Grund) auf Basis der fehlenden *Performance Assurance*. (vgl. auch EFET.org (2007))
- **Vorkasse und abweichende Zahlungsregelungen** – Regelungen zu den Zahlungsmodalitäten können im § 13 Invoicing and Payment (Rechnung und Zahlung) des Anhangs B-1 getroffen werden. (vgl. auch EFET.org (2007))

Zur weiteren Minderung des Kreditausfallrisikos ist die Nutzung eines Credit Support Annex empfehlenswert. Hierbei wird ein Barausgleich definiert, sobald Grenzen im Kreditvolumen erreicht worden sind. Während der Ausarbeitung der Rahmenverträge sollte juristischer Beistand genutzt werden und der fertige Rahmenvertrag sollte von einem Juristen abschließend geprüft werden. (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016)). Das CSA wurde bereits in Kapitel 2.4 behandelt.

2.5.4 Bewertung von Sicherheiten

Hierbei wird die Zuverlässigkeit des Collaterals geprüft, inwieweit sich diese liquidieren lassen und dabei den angegebenen Wert durch den Verkauf Erlösen. Die Art der Sicherheiten wird im Rahmenvertrag definiert. Die Qualität von verschiedenen Sicherheiten wird im Folgenden absteigend sortiert (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016)):

- **Barsicherheiten** – Liquideres Collateral gibt es nicht, ggfs. Währungsrisiko
- **Garantien** – Z.B. als „auf erstes Anfordern“ oder einfache Garantien. Sie sind in Deutschland nicht gesetzlich geregelt und formlos gültig (Bankgarantien ausgenommen). Abstrakte Vertragsgestaltung und rechtlich unabhängig vom Basisgeschäft. *Auf erstes Anfordern* bedeutet, dass regelmäßig keine Einreden und Einwendungen durch das Basisgeschäft zugelassen werden. Zahlungen sind unmittelbar zu leisten. Laut der HypoVereinsbank üblich in internationalen Geschäften. (vgl. auch HypoVereinsbank.de (2020))
- **Bürgschaften** – Übernehmen regelmäßig Banken (Avalkredit, Bankaval oder Bankbürgschaft) oder Versicherungen (Kautionsversicherung oder Bürgschaftversicherung). Der Gläubiger erhält damit Zugang zu der Kreditwürdigkeit eines Dritten. (vgl. auch Buergschaften.ws (2023)) Bürgschaften sind in Deutschland gesetzlich geregelt in den §§ 765 ff. des BGB und stellen laut der HypoVereinsbank das „klassische Sicherungsinstrument“ für Kreditsicherungen innerhalb Deutschlands dar (vgl. auch HypoVereinsbank.de (2020)).
- **Patronatserklärungen (harte und weiche)** – Sind Garantien eines Mutterunternehmens als Ausgleich für das Risiko einer schlechten Bonität der Tochtergesellschaft (Steigerung der Kreditwürdigkeit). Die *harte Patronatserklärung* verpflichtet das Mutterunternehmen (Patron) zu einem Rechtsanspruch des Gläubigers. Bei der *weichen Patronatserklärung* gibt es regelmäßig keinen rechtlichen Anspruch des Gläubigers gegen den Patron. Die Muttergesellschaft bestätigt lediglich die allgemeine Unterstützung der Tochtergesellschaft ohne konkrete Summen oder Zahlen festzulegen (vgl. auch Auxmoney.com (2023)). Die Qualität der weichen Patronatserklärung ist damit definitionsgemäß deutlich minderwertiger anzusehen.
- **Beherrschungs- und Gewinnabführungsverträge** – Per *Beherrschungsvertrag* übernimmt der Gläubiger (Organträger, herrschendes Unternehmen) die Leitungsmacht des schuldenden Unternehmens (Organgesellschaft, beherrschtes Unternehmen). Der *Gewinnabführungsvertrag* verpflichtet die Organgesellschaft zur Abführung der Gewinne an den Organträger. Eine Kombination der Verträge ist regelmäßig möglich. (vgl. auch Notar-Heinig.de (2022))

2.5.5 Kreditlinienvergabe nach positiver Beurteilung des Handelspartners

Gibt das Kreditrisikomanagement grünes Licht nach erfolgreicher Analyse der 4 wichtigen Aspekte aus Kapitel 2.5 erhält der Handelspartner seine Kreditlinie bzw. es wird ihm ein Kontrahentenlimit eingeräumt. Die Höhe des Kontrahentenlimits ist stark abhängig von der Bonität des Handelspartners, da mit der Kreditlinie der potenzielle Verlust verknüpft ist und die

Bonität nach Kapitel 2.5.2 das Maß der erwarteten Ausfallwahrscheinlichkeit definiert. Ein weiterer Parameter, der in die Kalkulation einfließt, ist die Risikotragfähigkeit des eigenen Unternehmens. (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

Marianne Diem empfiehlt ein Maximallimit zu setzen, da ein sehr gutes Rating allein nicht zu 100 Prozent vor einem Ausfall des Kontrahenten schützt. Durch das Maximallimit soll der finanzwirtschaftliche Einfluss des Ausfalls eines einzelnen Handelspartners nicht zur Existenzgefährdung des eigenen Unternehmens führen können. (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

Damit folgen 3 wichtige Parameter für die Kalkulation des Kontrahentenlimits (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016)):

- Bonität des Kontrahenten
- Zugewiesenes Risikokapital für Kreditausfallrisiken des Energiehandels
- Begrenzt durch das Maximallimit

Das Risikokapital für Kreditausfallrisiken im Energiehandel eines Unternehmens kann sich nach Abbildung 2.12 beispielhaft so ergeben. Neben dem Kreditrisiko verteilt sich die Risikotragfähigkeit für den Bereich Energiehandel des Unternehmens auf Markt- und sonstige Risiken auf. Bei dieser beispielhaften Darstellung wird ein additives Auftreten von Kredit- und Marktrisiken unterstellt. Die Gleichzeitigkeit etwaiger Risikoeintritte wird nicht berücksichtigt, es kommt zu einer Überschätzung des Risikos. Möchte ein Unternehmen die Ausfallwahrscheinlichkeit in Abhängigkeit der Kreditlinienvergabe bestimmen, eignen sich zum Beispiel die Credit-VAR-Modelle (CVAR). (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

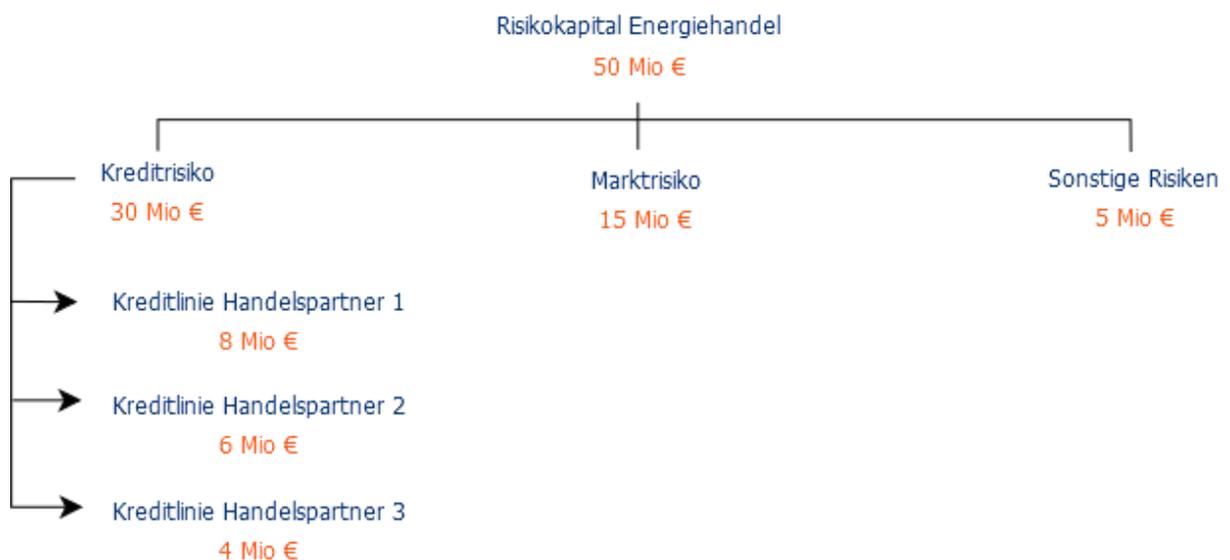


Abbildung 2.12: Verteilung des Risikokapitals im Energiehandel eines beispielhaften Unternehmens

Quelle: *Energiewirtschaft.blog (2016)*

Das Credit-Value-at-Risk (CVAR) Modell wird aus Gründen der Konsolidierung der Bachelor-Thesis in Anhang A-15 betrachtet und erläutert.

2.5.6 Exposure durch Kontrahentenlimits

Unter Nutzung von Kreditlinien bzw. Kontrahentenlimits für die Geschäftsbeziehungen eines Unternehmens mit einem Handelspartnern ergibt sich fortlaufend ein zu quantifizierendes Kreditrisiko, das sogenannte Exposure (definiert als *Kreditäquivalenzbetrag* nach Basel 1). Das Kreditrisiko setzt sich zusammen aus (vgl. *Energiewirtschaft.blog* (2016)):

- **Erfüllungsrisiko** – Auch *Vorleistungs- oder Settlement-Risiko* genannt. Es beinhaltet den Ausfall der Zahlungen für bereits gelieferte Waren und Dienstleistungen.
- **Wiedereindeckungs- oder Wiederabsatzrisiko** – Kreditrisiko durch Änderungen im Marktwert der Vertragsbeziehungen mit künftigen Lieferzeiträumen. Mark-to-market Verluste der offenen Positionen mit dem Handelspartner.

Die Summe ergibt das Exposure eines jeweiligen Handelspartners zu einem bestimmten Zeitpunkt für den Fall der Insolvenz und damit Zahlungsunfähigkeit. (vgl. *Energiewirtschaft.blog* (2016))

2.5.6.1 Kalkulation des Erfüllungsrisikos

Zu den wichtigsten Parametern mit Einfluss auf das Erfüllungsrisiko gehören Zahlungsfristen und Laufzeiten der Lieferperioden im Zuge eines Energieliefervertrags. Die Laufzeiten sind abhängig von Sperrfristen der Verbrauchsstelle, Fristen zur Abmeldung des Handelspartners aus dem eigenen Bilanzkreis und den allgemeinen Kündigungsfristen des Energieliefervertrages. Damit das Erfüllungsrisiko so klein wie möglich ausfällt sind eine konsequente Überwachung der Zahlungseingänge und ein solider Mahnprozess notwendig. (vgl. *Energiewirtschaft.blog* (2016))

Aus dem EFET General Agreement ergibt sich regelmäßig eine Zahlungsfrist bis zum 20. eines Folgemonats (vgl. auch Anhang B-1 § 13 Punkt 2 Payment). Wird die Zahlungsfrist überschritten kann jede Seite des Vertrags aus wichtigem Grund („Material Reason“) eine frühzeitige Kündigung („Early Termination“) des Liefervertrages nach einer kurzen Frist verlangen (vgl. auch Anhang B-1 § 10 Punkt 3 & 5 (a)). Regelmäßig verlängern die Mahnfristen den Ausfall der Zahlungen auf zwei Monate bei Insolvenz des Handelspartners. Dieser Sachverhalt ist in Abbildung 2.13 dargestellt. In diesem Beispiel wird der endgültige Zahlungstermin auf Ende des Monats der ersten Zahlungsversäumnis gelegt. Damit wurden zwei Monate ohne Entgelt geliefert. (vgl. *Energiewirtschaft.blog* (2016))

Das Erfüllungsrisiko ist einseitig auf den Lieferanten verteilt. Für den Käufer ist im Insolvenzfall des Lieferanten das Risiko auf die Wiedereindeckung begrenzt. Nur bei Vorkasse des Käufers gibt es analog ein Vorleistungs-Risiko. Der Lieferant ist zusätzlich dem Wiederabsatzrisiko ausgesetzt.

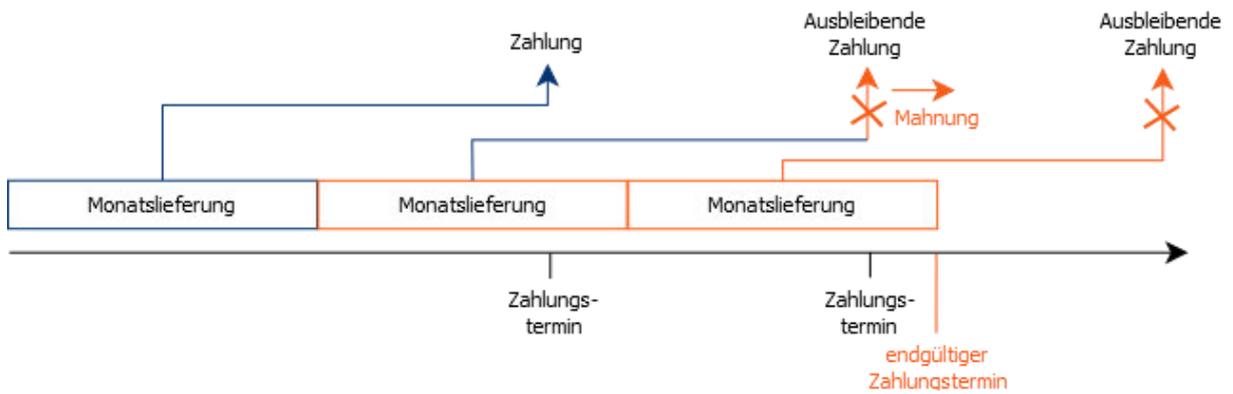


Abbildung 2.13: Erfüllungsrisiko durch ausbleibende Zahlungen

Quelle: vgl. *Energiewirtschaft.blog* (2016)

2.5.6.2 Kalkulation des Wiedereindeckungs- / Wiederabsatzrisikos

Das Risiko zur Wiedereindeckung bzw. Wiederabsatz bei Ausfall des Handelspartners kalkuliert sich aus dem Vertragspreis und dem Wert des gehandelten Rohstoffs aktuell am Markt (Mark-to-Market-Bewertung der Positionen). Ein Verlust ist nicht bivalent, sondern entsteht nur, wenn der aktuelle Marktwert der Ware unterhalb des Vertragspreises liegt (Verkaufsvertrag, Handelspartnern ist Long). Analog entsteht ein Verlust, wenn der aktuelle Marktwert oberhalb des Vertragspreises liegt (Kaufvertrag, Handelspartner ist Short). (vgl. *Energiewirtschaft.blog* (2016))

Mit Formel 2.1 lässt sich der Verlust quantifizieren. Der Kontraktpreis ergibt sich aus dem Vertragspreis. Der aktuelle Marktpreis ergibt sich als Gleichgewicht aus Angebot und Nachfrage am Markt. Der Positionsfaktor definiert die Liefermenge: Positiv für Käufe des Unternehmens beim ausfallenden Handelspartner (Kaufvertrag); analog negativ für Verkäufe an den ausfallenden Handelspartner (Verkaufsvertrag). (vgl. *Energiewirtschaft.blog* (2016))

$$Verlust = (Kontraktpreis - aktueller Marktpreis) * Positionsfaktor \quad 2.1$$

Zur Verdeutlichung ein Beispiel: Unternehmen X hat 100 MWh Gas an Handelspartner Y verkauft. Damit ergibt sich nach Formel 2.2/2.3 bei einem Vertragspreis von 100 €/MWh und einem aktuellen Marktpreis von 80 €/MWh ein Verlust von -2.000 € für das Unternehmen X.

$$Verlust_{Unternehmen X} = \left(100 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} - 80 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) * -100 \text{ MWh} \quad 2.2$$

$$Verlust_{Unternehmen X} = -2.000 \text{ €} \quad 2.3$$

2.5.7 Monitoring der Kreditlinien

Die Automatisierung der Ermittlung und Überwachung des Exposures ist heute gängige Praxis. Hierbei ist das Ziel, dass das Exposure eines Handelspartners nicht das Kontrahentenlimit übersteigt. Ansonsten müssen Instrumente zur Risikobegrenzung eingesetzt werden. Die First Line of Defense stellt standardmäßig die Sperrung des Handelspartners für weitere Energiehandelsgeschäfte dar. Insbesondere das Wiedereindeckungsrisiko bzw. Wiederabsatzrisiko wird dadurch jedoch nicht begrenzt. Die Mark-to-Market-Bewertung kann bei nicht ausgeglichenen offenen Positionen (Short- oder Long-Portfolio des Handelspartners) auch nach Sperrung des Handelspartners zu signifikanten Überschreitungen der Kreditlinien führen. Zu beachten seien hier auch die Lieferperioden der einzelnen Positionen. Kurzfristige Long-Position könnte durch Verrechnung mit langfristigen Short-Positionen zum Anschein führen, die offenen Positionen wären ausgeglichen. Nach Lieferung der kurzfristigen Positionen ergäbe sich schnell ein signifikantes Ungleichgewicht. Zur Beschreibung dieser Effekte wird das Potential Future Exposure kalkuliert, analog zur Initial Margin bei Spot- und Derivate-Geschäfte im börslichen Handel (vgl. Kapitel 2.6). (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

2.5.7.1 Potential Future Exposure

Das potenziell zukünftige Risiko mit einem Handelspartner wird kalkuliert auf Basis von Marktpreisszenarien über die Laufzeit der Handelsgeschäfte. Hierzu werden verschiedene Szenarien simuliert und das daraus resultierende maximale potenzielle Exposure beziffert. Die unterschiedlichen Werte werden dann statistisch ausgewertet. Ein geeignetes Quantil ergibt abschließend das Potential Future Exposure. (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

2.5.7.2 Reporting

Das Monitoring des Kreditrisikos aus dem Exposure verschiedener Handelspartner wird regelmäßig über tägliche Reportings gewährleistet. In den Reports werden die wichtigen Parameter eines Handelspartners XYZ dargestellt und oftmals mit einem Status versehen. Z.B. nach Ampelfarben mit Grün für Parameter im vorgeschriebenen Bereich, gelb bei bereits hoher Auslastung der Kreditlinie und rot bei Überschreitung bzw. potenzieller Überschreitung. In Abbildung 2.14 ist ein Beispiel dargestellt. Hierbei liegen sowohl Potential Future als auch das aktuelle Exposure unterhalb des Kontrahentenlimits und ergeben damit ein grünes Statussymbol. (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

Handelspartner	Kreditlinie	Potential Future Exposure	Aktuelles Exposure	Erfüllungsrisiko	Marktwert	Status
Regionalversorger XYZ	5 Mio €	4,3 Mio €	3 Mio €	400 T €	2,6 Mio €	

Abbildung 2.14: Beispiel für den Auszug aus einem täglichen Report zur Risikoüberwachung

Quelle: vgl. Energiewirtschaft.blog (2016)

2.5.8 Instrumente für Exposure-Management

2.5.8.1 Barausgleich

Indiziert die Mark-to-Market-Bewertung der Positionen einen hohen möglichen Verlust, der die Kreditlinie übersteigt oder gefährdet, kann die Handelsfreigabe durch zusätzliche Barsicherheiten wiederhergestellt werden, bzw. eine drohende Sperre abgewendet werden. Dies kann auf freiwilliger Basis passieren oder es existiert bereits ein Credit-Support-Annex, der diese Ausgleichszahlungen vorschreibt ab einem gewissen Exposure-Limit. (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

Eine weitere Möglichkeit sind *Closeout-Vereinbarungen*. Hierbei werden zukünftige, bivalente Lieferpositionen analysiert und bar ausgezahlt. Die Geschäfte werden anschließend geschlossen. Diese Art Barausgleich unterliegt regelmäßig einem sehr hohen Verhandlungsaufwand mit geringen Erfolgsaussichten. (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

2.5.8.2 Einseitige Sperrung

Dieses Instrument zielt auf die einseitige Sperrung von Handelsgeschäften ab, damit der Einfluss von Marktpreisschwankungen wenig ins Gewicht des kalkulierten Exposures einfließt. Kunden mit hohen Kauf- oder Verkaufsgeschäften werden für diese Seite gesperrt. Dadurch kann sich das Portfolio schrittweise ausgleichen. (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

2.5.8.3 Sleeve-Handelsgeschäfte

Mit Hilfe eines Sleeve-Partners kann ein Unternehmen die gesperrte Kreditlinie bei einem Handelspartner aushebeln. Das Unternehmen vermittelt seine weiteren Geschäfte an den Sleeve-Partner, dieser reicht sie an den Handelspartner weiter. Hierbei besteht allerdings für den Sleeve ein Kreditrisiko sowohl beim Unternehmen als auch beim Handelspartner des Unternehmens. Dies ist in Abbildung 2.15 dargestellt. (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

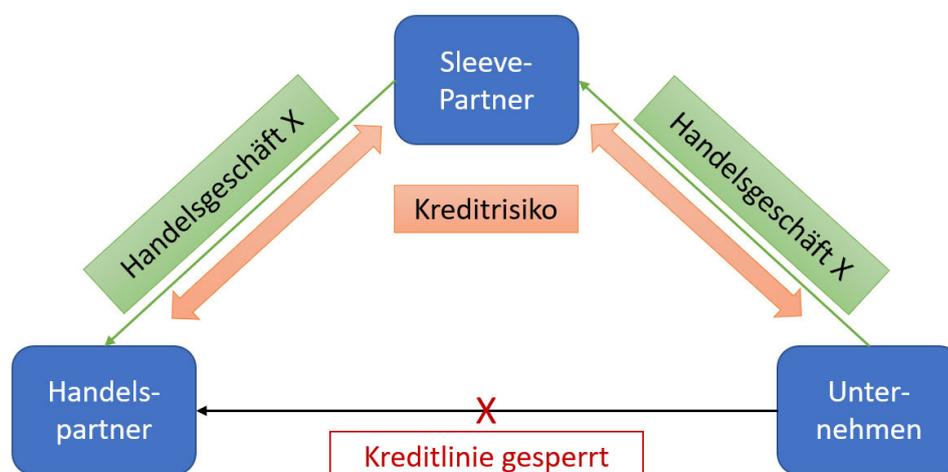


Abbildung 2.15: Sleeve-Handelsgeschäft

Quelle: In Anlehnung an Energiewirtschaft.blog (2016)

Sleeve-Handelsgeschäfte verfügen über die Möglichkeit Kreditrisiko verschiedener Unternehmen zu kombinieren. Dadurch kann das resultierende Exposure durch Netting-Effekte verrechnet und damit stark reduziert werden. Marktteilnehmer versuchten bereits im Jahr 2008 während der GFC diesen Ansatz zur Exposure-Reduzierung via Plattform zu etablieren. (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

2.6 Margining – Kalkulation der Sicherheitsleistung (Margin)

Für das Management des Kontrahentenrisikos an einer Börse wird das Margining über ein Clearing House abgewickelt. Hierdurch kann die Wahrscheinlichkeit maximal reduziert werden, dass ein Kontrahent seine Verpflichtungen nicht einhält. Sollte ein Teilnehmer dennoch zahlungs- oder lieferunfähig werden, erhält der Kontrahent dennoch grundsätzlich sein Geld, bzw. seine Lieferung. Die ECC sorgt für die Einhaltung der Verträge. In Abbildung 2.16 ist der Allgemeine Prozess zwischen Börse und Clearing House aus Sicht der EEX Group dargestellt. Zwischen dem Börsenmitglied und dem Clearing House sitzt jeweils die Bank des Börsenmitglieds als Clearing Member an der ECC. Zu erkennen sind die Flüsse rund um Kontrakte, Sicherheiten, Zahlungen und Lieferung physischer und finanzieller Natur. Die ECC unterstützt die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs) bei der physischen Lieferung seiner Kunden. (vgl. EEX.com (2020))

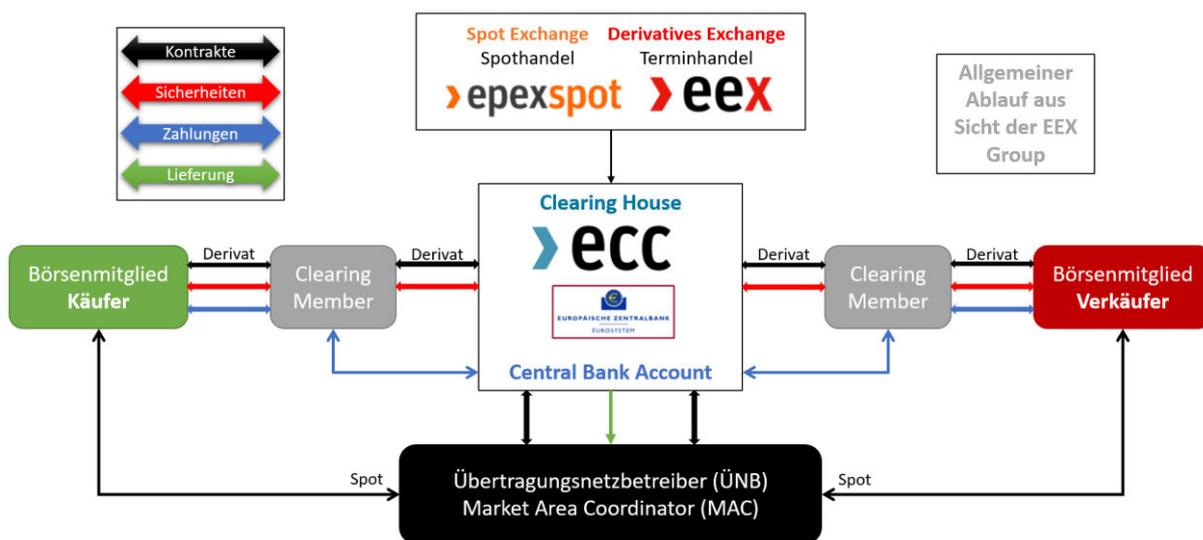


Abbildung 2.16: General Process: Exchange and Clearing House

Quelle: In Anlehnung an EEX.com (2020) entwickelt

Das Margining im Spot- und Derivatemarkt unterscheidet sich durch die jeweilige Natur zwischen Kassa- und Terminmarkt mit seinen unterschiedlichen Arten von Preis- und Marktrisiko. Beim Spotmarkt reduzieren die kurzfristigen Settlement-Perioden das Ausfallrisiko. Im Terminhandel kann das Clearing House seine Stärken vollends zeigen. Durch die zum Teil sehr langen Zeiten bis zur Lieferung bzw. Settlement vieler Produkte ist das Kontrahentenrisiko durch die Volatilität der Märkte deutlich ausgeprägter und Bedarf eines signifikanterem Risikomanagements. Von besonderer Bedeutung ist die Variation Margin im langfristigen Terminhandel. Sie garantiert letztendlich jedem Börsenmitglied bei Ausfall eines

Counterparts die Auszahlung zu den aktuellen Marktbedingungen. Analog hierzu, ist die Initial Margin im Spothandel ausgeprägter. (vgl. EEX.com (2020))

In Anhang A-16 sind die Zahlungsflüsse beim Hedging mit Terminkontrakten während der Lieferperiode erklärt und erläutert.

Beim Margining muss der Marktteilnehmer nicht den Nominalwert der Position beim Clearing House hinterlegen, sondern nur einen Teil, die sogenannte „Margin“. Übersetzt bedeutet der Begriff so viel wie „Sicherheitsleistung“. Die Bareinlagen und Sicherheiten der Clearing Member müssen in Höhe mindestens der aktuellen Margin entsprechen, andernfalls folgt der berühmte Margin Call an den Clearing Partner. Die Margin wird von den Clearingstellen kalkuliert.

Laut EUREX beschreibt das Margining den vollständigen Prozess rund um die Messung, Kalkulation und die Verwaltung der Sicherheiten, die als Deckung der offenen Positionen zu hinterlegen sind (vgl. EUREX.com (2023)). Die Begriffe *Margining* und *Margin* sind daher nicht zu verwechseln. In den folgenden Kapiteln 2.6.1 und 2.6.2 sind die Grundlagen der Kalkulation der Spot & Derivative Market Margin-Anforderung der ECC zu finden.

2.6.1 Spot Market Margining

Die folgenden Informationen zum Spot Market Margining in diesem Kapitel 2.6.1 und Unterkapiteln beruhen überwiegend auf den Daten und Fakten der European Commodity Clearing AG (ECC), die als Tochtergesellschaft zur EEX Group gehört (vgl. ECC.de (2022)).

Der Spotmarkt für Rohstoffe hebt sich vom Derivatemarkt über folgende Kriterien ab.

- Der Spotmarkt für Strom (Power) und Gas (Natural Gas) handelt 24 Stunden am Tag und 7 Tage die Woche, damit rund um die Uhr. Hierdurch kann das Risiko (Credit Exposure) mit nahezu realen Daten („near-to-real time Data“) ermittelt werden. An der European Commodity Clearing AG (ECC) wird hierzu die „Current Exposure Spot Market (CESM)“ Kalkulation zur Berechnung herangezogen.
- Im Spotmarkt kann kein „Delivery Versus Payment (DVP)“ Standard eingesetzt werden und damit entfällt die Option zur Begrenzung von Ausfallrisiko anderer Marktteilnehmer (Counterparty Exposure). Dies ist bedingt durch das sehr kurzfristige Settlement nach dem Handel. Des Weiteren sind diese Rohstoffe z.B. Strom und Gas nur bedingt speicherbar.

Beim 2. Punkt ist insbesondere Strom hervorzuheben, da dort physikalisch-technisch bedingt die Nachfrage und das Angebot zu jeder Zeit aufeinander abgestimmt sein müssen, damit sich die Frequenz Nahe des Sollwerts von 50 Hz befindet. Dies gilt im ENTSO-E Verbundnetz mit einer Toleranz bis runter auf 47,5 Hz (Verbrauch > Erzeugung) bzw. rauf auf 52,5 Hz (Verbrauch < Erzeugung). Erst bei Über- bzw. Unterschreitung dieser Toleranz werden Erzeuger und Verbraucher je nach Fall systematisch vom Netz getrennt und es kommt zu Netzausfällen. Bei 40.000 MW/Hz Gradient im ENTSO-E ergäbe sich theoretisch eine maximal

mögliche Abweichung von 100.000 MW für Verbrauch oder Erzeugung. (vgl. KOEPPEN (2021) & KOEPPEN (2021a))

Es gibt 2 Exposure Typen, die sich jeweils in 3 und 2 verschiedene Margin Typen unterscheiden lassen, wie in Tabelle 2.8 zu erkennen ist.

Risiko (Exposure) Typ	Margin Typ
<p>Aktuelles Risiko Current Exposure</p> <p>„[...] Netto-Zahlbeträge aus nicht oder nicht vollständig abgewickelten Transaktionen [...]“ (vgl. ECC.de (2023e))</p>	<p>Margin für Intraday Risiko am Spotmarkt Current Exposure Spot Market (CESM)</p>
	<p>Margin für aufgeschobene Zahlungen Deferred Payment Margin (DEPA)</p>
	<p>Zusätzliche Margin für mögliche Beschränkungen Additional Margin Curtailment (AMCU)</p>
<p>Potenziell zukünftiges Risiko Potential Future Exposure</p> <p>„[...] Margin-Anforderung in Höhe des statistisch ermittelten Risikos potentieller zukünftiger Transaktionen [...]“ (vgl. ECC.de (2023e))</p>	<p>Initiale Margin am Spotmarkt Initial Margin Spot Market (IMSM)</p>
	<p>Margin vor der Auktion Pre-Auction Margin (PAMA)</p>

Tabelle 2.8: Margin Typen im Spot Market Margining

Quelle: In Anlehnung an ECC.de (2022) & ECC.de (2023e)

2.6.1.1 Current Exposure Spot Market (CESM)

Das Intraday Risiko Spotmarkt bezieht sich auf das Netto-Exposure für Transaktionen, die am folgenden Handelstag gesettled werden. Damit sind Debit-Zahlungen abzüglich etwaiger Margin-Parameter gemeint, die berücksichtigt werden müssen. Die Mark-to-Market Bewertung wird nahezu in Echtzeit aktualisiert (near-to-real time). Das EUREX Clearing System erhält die aktuelle CESM-Margin mit einer Refresh-Rate von 10 min. Eine negative Margin (Margin Credit) ist ausgeschlossen und kann dadurch nicht mit anderen Margin-Klassen verrechnet werden. Das Netto-Exposure wird unter Hilfenahme von Faktoren errechnet, die aus mehreren Gründen für einige Produkte sehr wichtig sind:

- **Lieferrisiko** – Produkte, die ein erhöhtes Lieferrisiko besitzen, wie zum Beispiel ausgelöst durch Einschränkungen beim Übertragungsnetzbetreiber (TSO) oder Produkte die ein nicht-virtuellen Ausgleichspunkt (non-virtual balancing point) darstellen.
- **Währungsrisiko** – Starke Volatilität bei Währungen kann das Netto-Exposure stark verschieben, da das Konto bei der ECC in Euro geführt wird und das P/L bei wenigen Produkten in Fremdwährungen (non-EUR) errechnet wird. Legt zum Beispiel das britische Pfund Sterling (GBP) gegenüber dem Euro der Europäischen Währungsunion (EUR) stark zu (Verluste im EUR/GBP Währungspaar) fallen Verluste in Produkten, die GBP-nominiert sind größer aus. Hierzu zählen zum Beispiel UK Day Ahead und Intraday Power Produkte.
- **Preisänderungsrisiko bei lagerfähigen Produkten** – Für lagerfähige Produkte, wie EUAs oder CERs repräsentiert die CESH nicht den vollen ausstehenden Zahlungsbetrag, sondern bildet lediglich die Preisänderung bzw. das jeweilige Preisänderungsrisiko ab.

Der Faktor wird Margin Parameter $MP_g^{Kauf/Verkauf}$ genannt und ist für Standard-Produkte grundsätzlich 1 für sowohl Kauf- als auch Verkaufspositionen. Lediglich für wenige Produkte gibt es aktuell eine Abweichung für Verkaufspositionen (Sell), darunter zum Beispiel für UK Day Ahead und Intraday Power mit einem $MP_g^{Verkauf}$ von -0,5. Für andere Produkte liegt er bei -0,6 bis -0,7. Diese Margin Parameter werden vierteljährlich aktualisiert. Zusammen mit dem MP ergeben sich für die jeweiligen Produktgruppen g für einen Account i die folgenden ausstehenden Zahlungsbeträge $PA_{i,g}^{Kauf/Verkauf}$ jeweils für Kauf- und Verkaufspositionen mit Settlement am folgenden Handelstag, wie in den Formeln 2.4 und 2.5 zu erkennen ist. Die Variablen P und Q stehen für den Preis und die jeweilige Positionsgröße. Je nachdem, ob die Summe $\sum_{s \in S} P_{i,g}(s) * Q_{i,g}(s)$ größer oder kleiner null ausfällt ergibt sich eine Kaufs- oder Verkaufsposition für den ausstehenden Zahlungsbetrag. (vgl. auch ECC.de (2023a))

$$PA_{i,g}^{Kauf} = \left(\sum_{s \in S} P_{i,g}(s) * Q_{i,g}(s) \right) * MP_g^{Kauf} \quad 2.4$$

$$PA_{i,g}^{Verkauf} = \left(\sum_{s \in S} P_{i,g}(s) * Q_{i,g}(s) \right) * MP_g^{Verkauf} \quad 2.5$$

Das Netto-Exposure ergibt sich nach Formel 2.6 über die Summe der offenen Kauf- und Verkaufspositionen über alle Produktgruppen. Nach erfolgreicher Anweisung der Zahlung der offenen Beträge mit Settlement am kommenden Handelstag wird die CESH reduziert. Dies geschieht am Tag zuvor am Ende des Handelstages um 18:00 CET. Bei Zahlungen für Produkte, die nicht in EUR gesettled werden, dauert die Anpassung der CESH länger.

$$Netto Exposure = \sum_{g=1}^n PA_{i,g}^{Kauf} + PA_{i,g}^{Verkauf} \quad 2.6$$

Gegenüber der IMSM findet die CESH auch Anwendung bei Produkten, die nicht 24/7 gehandelt werden. Dazu gehören zum Beispiel die Emissions-Zertifikate (CO2) EUA, EUAA

und CER. Sind die Produkte lagerfähig wird nur das Preisänderungsrisiko berücksichtigt. Im Falle eines Ausfalls wären diese Produkte in der Lage mit ihrem Nominal-Wert Verluste abzudecken.

2.6.1.2 Deferred Payment Margin (DEPA)

Die DEPA wird bei Zahlungsaufschub verwendet und gilt nur, wenn die Zahlungsbeträge nicht schon von der IMSM abgedeckt sind. Dies ist der Fall, wenn das finanzielle Settlement mit Clearing-Mitgliedern vom Standard abweicht. Als Standard gilt normalerweise der ECC-Zahlungszyklus. Kann dieser aus technischen Gründen oder aufgrund von Verspätungen nicht angewendet werden, wird die DEPA Margin nach 18:00 Uhr CET berechnet und wird am nächsten Handelstag fällig. DEPA bildet hierbei die offenen Zahlungsbeträge nur für Lastschriften (debits only) ab, die normalerweise am kommenden Tag abgewickelt werden sollten.

Der Nachschuss für aufgeschobene Zahlungen dient als Puffer für Netto-Zahlungen, sollte es bei den Zahlungsflüssen bzw. Settlements zu Verzögerungen kommen.

2.6.1.3 Additional Margin Curtailment (AMCU)

Die zusätzliche Margin für mögliche Beschränkungen bezieht sich auf die erwarteten Kosten, die bei der Schließung von physischen Positionen entstehen können. Dies gilt z.B. für den Fall, dass der Übertragungsnetzbetreiber (TSO) für bilanztechnische Einschränkungen beim jeweiligen Handelspartner sorgt.

2.6.1.4 Initial Margin Spot Market (IMSM)

Mit Hilfe einer initialen Spotmarkt Margin soll das Risiko von Intraday (im Tagesverlauf) Margin Calls bzw. die Anzahl dieser über den Tag reduziert werden, welche zwischen Zahlungszeitpunkten auftreten können und dient damit als „Buffer“. Dieses Konzept beruht auf den zuvor genannten beiden Kriterien zwischen Spot- und Derivateprodukten aus Kapitel 2.6.1 und ist eine „in-house“ Entwicklung der ECC. Hierzu wird eine anfängliche (initiale) Margin für zukünftige Spot Transaktionen verlangt, die durch ein Modell berechnet wird. Dieses beruht auf historischen Daten über das letzte Handelsjahr bzw. die etwa 250 zurückliegenden Wochentagen (Mo. – Fr. inklusive der Feiertage). Hierbei werden die Expositionen verschiedener Rohstoffe (Handelsprodukte) verrechnet. Die Margin ist bei Aufnahme des Handelspartners fällig und wird im Falle der Beendigung der Handelsbeziehungen erst zurückgezahlt, wenn alle offenen Forderungen gegen diesen beglichen worden sind.

Zur Verdeutlichung der IMSM ein Auszug aus dem ECC Spot Market Margining Informationsblatt vom 30. März 2022. Die IMSM wird ohne Transaktionen bereits berechnet:

„[...] The IMSM is **called for expected transactions i.e. before any transactions are concluded and before any credit exposure has arisen**. It serves as a buffer to reduce the number of margin calls during the day and to ensure that credit exposure (measured with the CESM) in times where settlements/margin calls are not possible (e.g. weekends), i.e. the potential exposure from expected transactions, will be covered with a high degree of confidence.“

(vgl. ECC.de (2022), Hervorhebungen nachträglich eingefügt)

Die IMSM wird auf Basis der Historie der täglichen Gesamtexposition (daily total exposure) berechnet. Hierzu wird das Netto-Zahlungsvolumen aller Spottransaktionen (Kassageschäfte) kalkuliert, dass zwischen dem Zahlungsstopp (Payment cut-off) des vorangegangenen Wochentags (Mo. – Fr. inklusive der Feiertage) und dem letztmöglichen Zeitpunkt, zu dem ein Handelspartner eine Suspendierung (Expected Suspension) erhalten würde, liegt. Dies kann zum Beispiel passieren, wenn der Handelspartner mit Zahlungen in Verzug gerät.

In Abbildung 2.17 ist der zeitliche Ablauf schematisch dargestellt. Mit t ist der Berechnungstag gemeint. An diesem Tag um 14:00 Uhr CET wird das Netto-Zahlungsvolumen rückliegend bis zum Vortag ($t-1$) ab 16:00 Uhr CET zur Berechnung der Gesamtexposition herangezogen. Da sich dieser Zeitraum nur über 22 Stunden erstreckt, wird er auch als „incomplete“ (unvollständig) bezeichnet. Da die Day-Ahead Auktion für Strom am Berechnungstag dennoch mit abgedeckt ist, ist auch die Bezeichnung als „ t -Exposure“ (t -Exposition) geläufig.

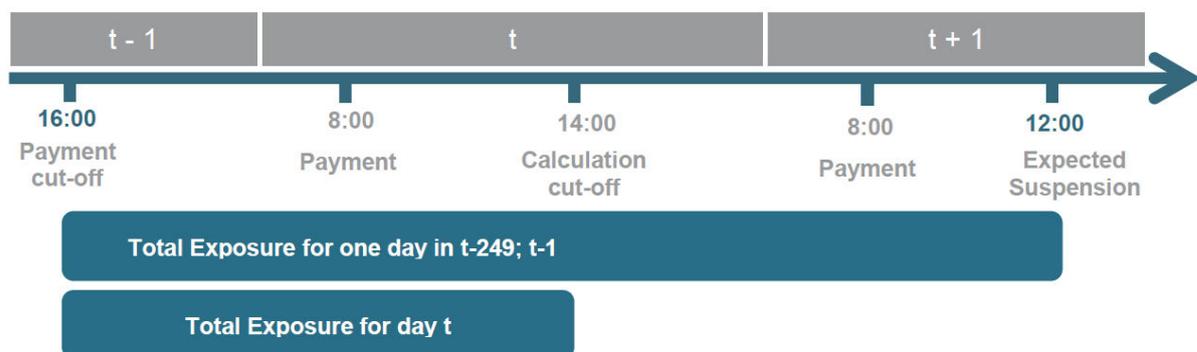


Abbildung 2.17: Definition der Gesamtexposition (Total Exposure) zur Berechnung der IMSM,

Quelle: ECC.de (2022)

Zur Abbildung 2.17: mit Zahlungsstopp (Payment cut-off), Bezahlung (Payment), Berechnung der Sperre bzw. des Gesamtexposures (Calculation cut-off), erwartetem Zeitpunkt der Suspendierung (Expected Suspension), Berechnungstag t , Vortag $t-1$, Uhrzeiten in CET

Die IMSM wird über die folgende Formel 2.7 berechnet. Hierbei wird der maximale Wert aus dem Vergleich der zwei Terme für eine **statistische** und eine **deterministische Komponente** in der geschweiften Klammer verwendet, zzgl. einer möglichen Anhebung auf eine **minimale Margin**. Hierbei steht $M_i(t+1)$ für die Spot Margin zum nächsten Geschäftstag für den jeweiligen Handelspartner i . Die IMSM wird auf das volle Vielfache von 10.000 € gerundet. Die

Berechnung erfolgt auf Tagesbasis. Für Feiertage und hierdurch verlängerte Wochenenden gibt es gesonderte Berechnungsgrundlagen, die hier nicht weiter ausgeführt werden.

$$M_i(t+1) = \max \left\{ \mu_{E_i,t} + \alpha * \sigma_{E_i,t}; \beta * \max_{t \in T'} \{E_i(t)\} \right\} + M_{min} \quad 2.7$$

Statistische Komponente

Der Term $\mu_{E_i,t} + \alpha * \sigma_{E_i,t}$ bezieht sich zum einen auf den Mittelwert des Exposures und die beobachtete gewichtete Standardabweichung des Exposures des jeweiligen Handelspartners für die letzten 250 Handelstage $T = [t - 249; t]$ und dient als statistische Komponente der Formel. Bei der Berechnung der Standardabweichung wird eine exponentielle Gewichtung mit einem Faktor von $\lambda = 0,99$ verwendet. Dies unterstützt eine schnellere Anpassung der Margin auf Basis des jüngsten Handelsverhaltens. Zur Berechnung der beiden statistischen Komponenten der Formel werden nur positive Exposures benutzt, somit werden keine Margin Credits berücksichtigt. Das Exposure hat für Standardprodukte gewöhnlich einen positiven Wert sowohl für Netto-Kauf als auch für Netto-Verkaufs-Tage. Lediglich 5 Produkte, darunter z.B. der UK Day Ahead oder Intraday Power besitzen je nach Kauf zu Verkauf Verhältnis der betrachteten Periode ggfs. ein negatives Exposure durch einen negativen Margin Parameter $MP_{g,(Buy,Sell)}$. Der Parameter α ist ein Multiplikator für die Standardabweichung und wird laut ECC Risk Parametern jährlich aktualisiert und liegt aktuell bei 2,3. (vgl. auch ECC.de (2023a))

Der Mittelwert $\mu_{E_i,t}$ wird nach Formel 2.8 berechnet über die Summe des Exposures $E_i(k)$ eines Accounts i dividiert durch die Anzahl der legitimen Datenpunkte mit einem positiven Wert. m kann hierbei maximal 250 Datenpunkte ergeben auf Basis von $T = [t - 249; t]$.

$$\mu_{E_i,t} = \frac{\sum_{k=0}^m E_i(k)}{m} \quad 2.8$$

Die gewichtete Standardabweichung $\sigma_{E_i,t}$ nach Formel 2.9 zum Zeitpunkt t ergibt sich über die Summe der Differenzen des Exposures eines Accounts i in Relation zum Mittelwert quadriert und multipliziert mit dem gewichteten Faktor λ^{k+1} geteilt durch die Summe des Produkts aus gewichtetem Faktor multipliziert mit einem Sicherheitswert (safety add-on) ε_m . Der Sicherheitswert ist abhängig von der Anzahl der legitimen Datenpunkte mit einem positiven Wert. Bei nur einem legitimen Datenpunkt ist der Sicherheitswert 0, für 2 bis 250 legitime Datenpunkte liegt er zwischen 1,646453192 und 1,068589932 (vgl. auch ECC.de (2023a)). Durch den Sicherheitswert soll ein möglicher statistischer Fehler bei nur wenigen Datenpunkten reduziert werden. Der gewichtete Faktor wird jeweils mit $k + 1$ potenziert, damit der Einfluss der jüngsten Datenpunkte maximiert wird. Schlussendlich wird die Wurzel aus dem Zwischenergebnis berechnet.

$$\sigma_{E_i,t} = \sqrt{\frac{\sum_{k=0}^m ((E_{i,k} - \mu_{E_i,t})^2 \lambda^{k+1})}{\sum_{k=0}^m \lambda^{k+1} * \varepsilon_m}} \quad 2.9$$

Deterministische Komponente

Der zweite Term innerhalb der übergeordneten geschweiften Klammern $\beta * \max_{t \in T'} \{E_i(t)\}$ bildet die kurzfristige deterministische Komponente der Formel. Hierbei werden die vergangenen 30 Handelstage ($T' = [t - 29; t]$) betrachtet. Im Fokus liegen hierbei die Marktbewegungen der jeweiligen Produkt-Gruppe und das Handelsverhalten des Marktteilnehmers. Der Parameter β ist ein Multiplikator und wird jährlich aktualisiert und liegt aktuell bei 1,6 (vgl. auch ECC.de (2023a)). Basis der Formel ist das maximale Exposure $\max_{t \in T'} \{E_i(t)\}$ des jeweiligen Accounts der vergangenen 30 Handelstage.

Minimale Margin

Mit M_{min} ist eine minimale Margin-Anforderung definiert, die gleichzeitig auch als zusätzlicher Buffer dient. Insbesondere für neue Handelspartner spielt diese eine wichtige Rolle, da in diesem Fall noch keine historischen Daten für etwaige Berechnungen auf Basis von zur Verfügung stehenden Handelsdaten vorliegen. Damit entfällt der Einfluss der beiden anderen Komponenten der Formel. Zurzeit liegt das maximale M_{min} (Absolute Additional Minimum) laut der Risiko-Parameterliste (vgl. auch ECC.de (2023a)) bei 50.000 € und wird ebenfalls jährlich aktualisiert. Mit anderen Worten erklärt, liegt somit die IMSM bei mindestens 50.000 €, unabhängig vom Marktteilnehmer und dessen Historie bei der Börse oder den zuletzt vielleicht eher ruhigeren Marktbewegungen in den jeweiligen Produkt-Gruppen.

Risiko vor physischer Lieferung

Für Produkte, die eine physische Lieferung besitzen, gibt es eine Anpassung des jeweiligen Exposures um einen gewissen Prozentsatz. Dabei wird ein negatives Exposure jeweils in ein positives Exposure umgerechnet. In der folgenden Abbildung 2.18 ist ein Beispiel von der ECC zu sehen. Der Grund dieser Anpassung ist die Möglichkeit, dass der Übertragungsnetzbetreiber die physische Nomination zurückziehen könnte. Dadurch würden Kosten für Imbalance entstehen. Die aktuellen Prozentsätze sind in den ECC Risk Parametern zu finden (vgl. auch ECC.de (2023a)).

Example:

For the UK market, sellers are facing a curtailment risk by the TSO. In order to cover the potential payments of imbalances, 30% of the financial exposure is considered.

$$\text{Exposure}_{old} = -\text{GBP } 1,000 \quad \text{Exposure}_{new} = -\text{GBP } 1,000 \cdot -0.3 = \text{GBP } 300$$

Abbildung 2.18: Beispiel Anpassung Exposure durch Risiko vor physischer Lieferung

Quelle: Ausschnitt aus ECC.de (2022)

Netto-Exposure

Für das Netto-Exposure eines Handelspartners am Tag t werden die Trades zwischen 16:00 CET des Vortags (t-1) bis zum darauffolgenden Tag (t+1) um 12:00 CET zusammengefasst wie in Abbildung 2.19 zu erkennen ist. Für Marktteilnehmer wird von der ECC ein Excel-Tool zur Verfügung gestellt, mit dem dieses Prinzip besser verstanden werden kann.

In diesem Beispiel beträgt das Gesamt-Exposure mit Stichtag Dienstag (Tue) 165 k€ welches sich aus Trade-Values -56 k€ um 22:00 Uhr des Vortages und 221 k€ (Summe aus 233 k€ + 98 k€ - 110 k€) am Dienstag bis 21 Uhr ergeben hat.

		--- ECC 4pm Booking Cut	— Latest possibility for suspension 11:45 am
Day	Time	Trade Value ¹¹ (k€)	Exposure
Mo	22:00	-56.00	0.00
Tue	12:00		
	12:00	233.00	
	16:00	98.00	
	21:00	-110.00	
Wed	12:00		63.00
	13:00	29.00	
	16:00	108.00	
	20:00	36.00	
Thu	12:00		226.00
	13:00	13.00	
	14:00	99.00	
	16:00	34.00	

Abbildung 2.19: Beispiel für Netto-Exposure

Quelle: ECC.de (2022)

2.6.1.5 Pre-Auction Margin (PAMA)

Einige Spot-Produkte verlangen diese Art von Margin vor der Auktion als Sicherheitsleistung, damit sollen unerwartete Margin Calls verhindert werden. Dies ist abhängig von dem Typ des Spot-Produkts und der aktuellen Marktlage und findet nur Anwendung auf Produkte mit längeren Wiederholungszyklen oder Produkten, die ein pre-Trade-Limit als Bedingung führen. Die Höhe der PAMA wird als Limit durch den Clearing Member bestimmt und gilt pro Auktion und pro nicht-Clearing-Mitglied.

Für die Berechnung der PAMA gibt es eine einfache Formel nach 2.10. *NCM* steht für *Non-Clearing Member* (nicht-Clearing-Mitglieder) und *AM* für *auction markets* (Auktionsmärkte). Als *NCM* werden die Kunden der Clearing Member von der ECC bezeichnet, die an der EEX letztendlich handeln.

$$Limit_{NCM/AM} = PAMA_{NCM}$$

2.10

2.6.2 Derivative Market Margining

Die folgenden Informationen zum Derivate-Markt Margining in diesem Kapitel 2.6.2 und Unterkapiteln beruhen überwiegend auf den Daten und Fakten der European Commodity Clearing AG (ECC), die als Tochtergesellschaft zur EEX Group gehört (vgl. ECC.de (2023b)).

Analog zum Kapitel 2.6.1 Spot Market Margining werden auch im Derivative Market Margining verschiedene Margin-Typen unterschieden. Hierbei teilen sich die Exposure Typen erneut in 2 Hauptgruppen „Current Exposure“ und „Potential Future Exposure“. Diese unterteilen sich schlussendlich in 3 und 6 verschiedene Margin Typen, wie in Tabelle 2.9 dargestellt ist. Die Margin Parameter werden täglich aktualisiert und an das aktuelle Marktrisiko angepasst. Ebenfalls wird auf Basis des EMIR Artikels 42 ein täglicher Stresstest durchgeführt. Hierbei wird der Ausfall eines oder mehrerer Clearing-Mitglieder simuliert und anhand dieser Ergebnisse die passende Kapitaldecke der ECC evaluiert und entsprechende Margin Parameter angepasst. Die Basis der Stresstests sind extreme und außergewöhnliche Marktbedingungen, die allerdings gleichzeitig plausibel zu sein haben. Zusätzlich werden tägliche Backtestings mit historischen Daten erzeugt, die ebenfalls in die Evaluierung der Margin Parameter einfließen.

Grob gefasst setzt sich die Margin-Anforderung einer Position aus einer (fast-) statischen und einer dynamischen Komponente zusammen. Der statische Teil wird durch die Initial Margin für das potenziell zukünftige Risiko (Potential Future Exposure) definiert. Hier kann es ggfs. durch die täglichen Stresstests (siehe „Stresstest Supplementary Margin“), die Mindest-Margin Anforderungen (siehe „Margin Cap“) oder durch Verfalls-, Liefer- und Settlement-Abweichungen (siehe „Delivery Margin“, „Other Margins“) auch zu dynamischen Änderungen kommen. Die eigentlich dynamische Komponente stellt die Variation Margin (End-of-Day und Intraday) dar. Sie definiert die Margin-Anforderungen durch das aktuelle Marktrisiko (Current Exposure) und ist die Hauptursache für Margin Calls der Börse gegenüber den Clearing-Partnern bzw. den jeweiligen Accounts der Marktteilnehmer. Des Weiteren haben kurzfristige Anpassungen der ECC an etwaige Risikoparameter einen direkten Einfluss auf die Höhe der jeweiligen Margin. Ebenfalls sind regulatorische Eingriffe auf Ebene der Gesetzgebung möglich.

Risiko (Exposure) Typ	Margin Typ
<p style="text-align: center;">Aktuelles Risiko Current Exposure</p> <p style="text-align: center;"><i>„[...] z.B. aufgelaufene Variation Margin seit der letzten Gutschrift bzw. Belastung [...]“ (vgl. ECC.de (2023e))</i></p>	<p>Variable Margin Variation Margin</p>
	<p>Variable Intraday Margin Intraday Variation Margin</p>
	<p>Margin für Premium-Style Options Premium Margin</p>
<p style="text-align: center;">Potenziell zukünftiges Risiko Potential Future Exposure</p> <p style="text-align: center;"><i>„[...] Margin-Anforderung für die Kosten einer potentiellen Glattstellung [...]“ (vgl. ECC.de (2023e))</i></p>	<p>Initiale Margin auf Basis der Standard Portfolio Risikoanalyse SPAN® SPAN® Initial Margin</p>
	<p>Liefermargin Delivery Margin (DM)</p>
	<p>Mindest-Margin Margin Cap (MCAP)</p>
	<p>Margin für Konzentrationsrisiko Concentration Risk Margin</p>
	<p>Ergänzende Margin auf Basis von täglichen Stresstests Stresstest Supplementary Margin</p>
	<p>Zusätzliche Margins Other Margins</p>

Tabelle 2.9: Margin Typen beim Derivative Market Margining

Quelle: In Anlehnung an ECC.de (2023b)

2.6.2.1 Variation Margin

Die Variable Margin (VM) basiert auf dem Prinzip von „mark-to-market“ und berücksichtigt das aktuelle Risiko (Current Exposure). Sie ist damit die genaueste Ableitung des augenblicklichen Risikos der ECC als Central Counter Party (CCP) im Falle von Insolvenzen (Defaults) eines Marktteilnehmers, das die ECC von ihren Clearing-Partnern einfordert. „Marking-to-market“ bedeutet nichts anderes, als dass die VM auf Basis der aktuellen Marktbewegungen adjustiert wird. Sie ist von daher nicht fix, sondern hat einen dynamischen Charakter. Mit der VM soll das dynamische Counterparty-Risiko (Kontrahentenrisiko) der aktuellen Marktlage abgedeckt werden. Sie wird bei der ECC täglich aktualisiert. Die Variation Margin ist der Hauptverantwortliche für die Entstehung von Margin Calls. Ein Beispiel zur besseren Veranschaulichung ist in Kapitel 3.2 (Margin Calls – Ein Beispiel) zu finden.

Mit der VM werden 2 Seiten einer Medaille präsentiert, wo im Mittelpunkt der Basiswert eines Futures liegt. Auf der Vorderseite liegt der entsprechende Marktteilnehmer mit seiner Position bzw. seinem Hedge richtig und der Markt bewegt sich für ihn vorteilhaft (zum Beispiel Short German Power und der Markt fällt unter seinen Einstiegskurs). Dadurch erhält er Margin Credits – seine Variation Margin dieser Position sinkt. Auf der Rückseite liegt ein Marktteilnehmer mit der entsprechenden Gegenwette und der Markt entwickelt sich zu seinen Ungunsten. Dadurch gerät seine Position bzw. Hedge unter Wasser und der P/L ist negativ, hierdurch steigt die Variation Margin für den entsprechenden Marktteilnehmer an. Die VM als Summe über alle Positionen aller Akteure an einer Börse ergibt 0, sprich sie heben sich alle gegenseitig auf. Der Buchgewinn (positive P/L) des einen, ist des anderen Verlusts (negatives P/L). Durch signifikante VMs in absoluten Zahlen und relativer Volatilität über Wochen und Monate kann es zu Margin Calls kommen, wenn das Guthaben und die Vermögenswerte nicht mehr die Margin-Anforderungen abdecken können. Mit steigenden Liquiditätsanforderungen steigen die (spezifischen) Kapitalkosten, da Geldgeber dem steigenden Risiko entsprechend höhere Zinsen verlangen werden, um dem gestiegenen Ausfallrisiko Rechnung zu tragen. Mit anderen Worten simpel erklärt präsentiert die VM den laufenden P/L bis zum Ablauf des Kontrakts.

Die Variation Margin $VM_X(t)$ eines Produkts X ergibt sich nach Formel 2.11 als Summe durch eine VM für Positionen vom vorherigen Handelstag ($t - 1$) und der VM durch neue Transaktionen am Tag t . Die endgültige VM eines Accounts errechnet sich als Summe über alle Produkte X , wie in Formel 2.12 zu erkennen ist. Von der Variation Margin sind sowohl Future als auch „Future-styled-Options“ (Future-ähnliche Optionen, vgl. Kapitel 2.1.4) betroffen. Des Weiteren werden auch ausgeübte Optionen berücksichtigt. Mit der „Ausübung von Optionen“ ist gemeint, dass der jeweilige Inhaber diese bis zur Fälligkeit hält und sein Recht in Anspruch nimmt den entsprechenden Basiswert der Option zum vereinbarten Preis zu erhalten (bei Call Option, Kaufrecht) oder zu verkaufen (bei Put Option, Verkaufsrecht) (vgl. auch InteractiveBrokers.co.uk (2023)).

$$VM_X(t) = VM_{X,existing\ position}(t) + VM_{X,new\ transactions}(t)$$

2.11

$$VM(t) = \sum_X VM_X(t) \quad 2.12$$

VM durch bestehende Positionen vom Vortag ($t - 1$)

Für die Berechnung der VM für Positionen vom vorherigen Arbeitstag nach Formel 2.13 wird die Nettoposition $position_X(t - 1)$ eines Produkts X des Vortages mit dem Gegenwert $ContractVolume_X$ des jeweiligen Kontrakts und der Preisdifferenz zum Vortag multipliziert. Die Preisdifferenz ergibt sich aus den Settlement-Preisen des aktuellen Tages $p_X(t)$ und dem des Vortages $p_X(t - 1)$ des jeweiligen Produkts bzw. Kontrakts.

$$VM_{X,existing\ position}(t) = position_X(t - 1) * ContractVolume_X * (p_X(t) - p_X(t - 1)) \quad 2.13$$

VM durch neue Transaktionen am Tag t

Als neue Transaktionen gelten alle seit dem letzten Settlement durchgeführten Trades bzw. Transaktionen i in einem jeweiligen Produkt X . Die Anzahl der Kontrakte innerhalb einer Transaktion $TransactionQuantity_i$ ergibt sich positiv für Käufe (Long) und analog negativ für Verkäufe (Short). Zusammen mit dem Gegenwert $ContractVolume_X$ des jeweiligen Kontrakts bzw. Produkts und der Preisdifferenz ergibt sich die VM nach Formel 2.14 als Summe über alle Transaktionen i . Die Preisdifferenz ergibt sich aus dem Settlement-Preis des aktuellen Tages und dem Preis der jeweiligen Transaktion i .

$$VM_{X,new\ transactions}(t) = \sum_i TransactionQuantity_i * ContractVolume_X * (p_X(t) - p_X^{transaction_i}) \quad 2.14$$

2.6.2.2 Intraday Variation Margin

Die Intraday Variation Margin (IVM) ist eine Erweiterung der zuvor in Kapitel 2.6.2.1 beschriebenen Variation Margin auf Tagesbasis und wird zwischen 8 Uhr morgens und 18 Uhr abends angewendet. Sie fällt damit ebenfalls unter das aktuelle Risiko (Current Exposure) als Risiko-Typ. Da es über den Tag am Settlement-Preis $p_X(t)$ fehlt, der sowohl in Formel 2.13 als auch Formel 2.14 Verwendung findet, bedarf es einer passenden und alternativen Berechnungsgrundlage. Als Substitut wird von der ECC ein Referenzpreis genutzt, der alle 10 Minuten durch Börsenpreise oder Preise auf dem OTC-Markt gegeben ist oder errechnet wird. Der letztere findet Anwendung sollten keine direkten Börsenpreise zur Verfügung stehen. Die Preisdifferenzen ergeben sich nun über den Settlement-Preis des Vortages $p_X(t - 1)$ und dem neuen Referenzpreis. Da die Aktualisierungsrate bei der IVM (alle 10 Minuten während der Handelszeiten) gegenüber der IM (täglich abends nach Durchführung des Settlements) deutlich schneller ist, ist das Risiko von Intraday Margin Calls um ein Vielfaches höher.

Referenzpreis auf Basis von OTC-Notierungen (non-exchange prices)

Sind mehr als 5 OTC-Preise eines Produkts verfügbar, wird der entsprechende Referenzpreis als Median der letzten 5 Notierungen errechnet. Der Median ist der mittlere Preis (nicht der Mittelwert!), und damit entspricht der Referenzpreis einem der 5 OTC-Preise. Wenn weniger als 5 non-exchange Notierungen zur Verfügung stehen, werden die OTC-Notierungen als „*not available*“ („nicht verfügbar“) deklariert. Wie in diesem Fall mit der Berechnung der IVM verfahren wird, ist in diesem ECC Dokument (vgl. ECC.de (2023b)) nicht näher beschrieben.

2.6.2.3 Premium Margin

Die Premium Margin wird für „Premium-styled Options“ genutzt, da diese nicht von der VM oder IVM abgedeckt sind. Sie deckt damit analog ebenfalls das aktuelle Risiko (Current Exposure) ab. Die Berechnung erfolgt simpel nach der Formel 2.15 und wird des Weiteren nach Kauf („long“, Buy of Option) und Verkauf („short“, Sell of Option) getrennt angewendet.

Ist der Marktteilnehmer einer jeweilige Option „long“ (Kauf von Call oder Put Option, „Halter“ nach Kapitel 2.1.3), wird ihm die Höhe der Prämie auf seinen Account zwar gutgeschrieben („*credited*“), allerdings sind keine externen Zahlungsflüsse damit möglich. Marktteilnehmer, die eine Option „short“ (Verkauf von Call oder Put Option, „Stillhalter“ nach Kapitel 2.1.3) sind, erhalten von der ECC eine tägliche Aufforderung zur Zahlung bzw. Hinterlegung der entsprechenden Premium Margin. Die *Stillhalter* besitzen nach Kapitel 2.1.3 ein *unbegrenztes Marktrisiko*.

Die Premium Margin ist normalerweise nicht als Margin Call gemeint, sondern der Account wird dementsprechend belastet. Bei einer Unterdeckung des Kontos, wäre schlussendlich ein Margin Call die Folge.

$$\text{Premium Margin} = \text{NetPosition} * \text{ContractSize} * \text{CurrentOptionSettlementPrice} \quad 2.15$$

2.6.2.4 SPAN® Initial Margin

Unter Nutzung der statistischen SPAN® Risikoanalyse soll eine effiziente Initiale Margin für die verschiedenen Produkte und Produktgruppen erreicht werden. Sie deckt das potenziell zukünftige Risiko (Potential Future Exposure) ab. Auf der einen Seite soll genügend Kapital zur Sicherung bereitgestellt werden, dass an die aktuellen Marktbedingungen angepasst ist und das Kontrahenten-Risiko für alle minimiert. Auf der anderen Seite liegt der Fokus auf der effizienten Nutzung von Kapital für die Marktteilnehmer. Die ECC erlaubt das Netting von Risiko auf Basis von Diversifikation. Das bedeutet es werden „Margin Credits“ von 0,01 % bis 99 % auf gegensätzliche Positionen gewährt, sofern diese Positionen bzw. dessen Produkte eine hohe Korrelation aufweisen (vgl. auch ECC.de (2023a)). Hierzu werden die Produkte (Future und Optionen) in Gruppen kombiniert, allerdings besteht das Netting nicht für Positionen auf verschiedenen Börsen. Nach den folgenden Kriterien wird gruppiert:

- Basiswert (same underlying)
- Lastprofil (load profile)
- Lieferperiode (delivery period)
- Fälligkeit (maturity)

Die ECC verwendet die vordefinierten Risikoszenarien der SPAN® ohne weitere Anpassungen. Diese betrachten vor allem die Preisbewegungen und Volatilitäten der verschiedenen Produkte und Produktgruppen. Hierfür wird ein Abwicklungszeitraum von mindestens 2 Tagen angenommen, dies ist die Mindestanforderung der ESMA Artikel 26.

Eine Erläuterung der SPAN® Risikoanalyse als Industriestandard ist in Anhang A-17 zu finden.

2.6.2.5 Delivery Margin

Die Liefermargin wird bei lagerfähigen Rohstoffen angewendet, wenn eine Netto-Shortposition („Lieferschuld“) vorliegt und sich das jeweilige Produkt innerhalb von 2 Geschäftstagen vor Ablauf befindet. Sie gehört ebenfalls zum potenziell zukünftigen Risiko (Potential Future Exposure). Mit der Liefermargin existiert ein Platzhalter, sollte der Marktteilnehmer die Produkte physisch noch nicht bei der ECC hinterlegt haben im Zuge des bevorstehenden Settlements. Hierzu zählen zum Beispiel Emissions-Zertifikate oder Guarantees of Origin (GO), auch Herkunftsnachweise (HKN) genannt. Die Margin wird bis zum Settlement täglich angepasst und von der ECC über die folgende Formel 2.16 berechnet. Hierbei steht der Index sc für *Storable Commodities* (lagerfähige Rohstoffe):

$$DM_{SC} = \text{Last Spot Price} * (1 + HC_{SC}) * \text{Volume} * |\text{Net Short Position}| \quad 2.16$$

Mit HC_{SC} ist ein „Haircut for Storable Commodities“ definiert. Laut den ECC-Risikoparametern liegt dieser zu Zeit bei 0,35 und wird jährlich aktualisiert (vgl. auch ECC.de (2023a)). Hiermit soll das Risiko von potenziellen Marktbewegungen abgedeckt werden. Zusammen mit der letzten Spotnotierung, dem Volumen und dem Betrag der Netto-Shortposition ergibt sich die Liefermargin für den jeweiligen Account.

2.6.2.6 Margin Cap (MCAP)

Durch Netting (entsteht durch verschiedene Position bei unterschiedlichen Accounts) kann die resultierende Netto-Margin deutlich unterhalb von der Summe über alle Einzel-Margins ausfallen. Ab 80 % Reduzierung wird hierdurch eine ergänzende Margin (Supplementary Margin) errechnet. Diese Anforderung basiert auf dem Artikel 27 der EMIR. Die Höhe der Supplementary Margin ergibt sich als Differenz aus der regulatorisch vorgegebenen Mindestmargin (max. 80 % Reduzierung) und der tatsächlich reduzierten Margin (> 80 % Reduzierung bis max 99 % laut ECC-Risikoparametern). Die Margin Cap stellt somit keine zusätzliche Margin im weitesten Sinne dar, sondern erfüllt den Zweck einer Bodenbildung (Mindest-Margin) bei der Kalkulation der Margin-Anforderung. (vgl. auch ECC.de (2023a) & ECC.de (2023c))

2.6.2.7 Concentration Risk Margin

Die Margin für Konzentrationsrisiko bezieht sich auf illiquide Märkte und stellt eine zusätzlich Margin dar. Sie gehört ebenfalls zum Risiko-Typ potenziell zukünftiges Risiko (Potential Future Exposure). Des Weiteren gilt sie nur für Märkte, die einen Abwicklungszeitraum von 2 Arbeitstagen überschreiten. Bei der ECC gilt dies vornehmlich für Frachtgüter (Freight Products), für die ein Abwicklungszeitraum von 3 Tagen vorgesehen ist. Ganz allgemein gilt die Formel 2.17 und wird für Account und Clearing-Mitglieder separat erweitert und angepasst.

$$\text{Concentration Risk Margin} := IM_{SPAN} * \max\left(\sqrt{\frac{l}{2}} - 1; 0\right) \quad 2.17$$

Der Abwicklungszeitraum l erhält einen Offset für die Reaktionszeit.

Konzentrationsrisiko bei Accounts

Der Abwicklungszeitraum l_A nach Formel 2.19 wird gewichtet (nach Euro-Wert) über die Abwicklungszeiträume der einzelnen Produktgruppen $i = 1$ bis n berechnet. Hierzu wird jeweils das Netto der offenen Positionen $OI_A^{CC_i}$ (Nettomenge multipliziert mit dem Vertragswert des jeweiligen Kontrakts) für einen Account A und eine Produktgruppe CC_i ins Verhältnis gesetzt zum täglichen Marktumsatz MC^{CC_i} in der jeweiligen Produktgruppe, wie in Formel 2.18 zu erkennen ist. Die Produktgruppe wird hierbei auf Basis des gleichen Basiswerts kategorisiert. Zum Beispiel alle German Power Future und Optionen. Die Variable $\widetilde{OI}_A^{CC_i}$ definiert hierbei den Euro-Wert der jeweiligen Nettoposition $OI_A^{CC_i}$. Der Abwicklungszeitraum l_A ist aktuell laut ECC-Risikoparametern auf 3 Arbeitstage begrenzt und wird jährlich von der ECC aktualisiert (vgl. auch ECC.de (2023a)). Dies entspricht ebenfalls dem Zeitraum für die Abwicklung von Accounts in Zahlungsverzug (Default).

$$l_A^{CC_i} = \frac{OI_A^{CC_i}}{MC^{CC_i}} \quad 2.18$$

$$l_A = \frac{\sum_{i=1}^n l_A^{CC_i} * \widetilde{OI}_A^{CC_i}}{\sum_{i=1}^n \widetilde{OI}_A^{CC_i}} \quad 2.19$$

Damit ergibt sich das **Konzentrationsrisiko** $CONR_A$ eines Accounts A nach Formel 2.20 unter Nutzung der per SPAN® berechneten Initial Margin $IM_{SPAN,A}$ des Accounts zu:

$$CONR_A = IM_{SPAN,A} * \max\left(\sqrt{\frac{l_A}{2}} - 1; 0\right) \quad 2.20$$

Der maximale Risiko-Multiplikator liegt mit der Begrenzung von $\max(l_A) = 3$ bei 0,225.

Konzentrationsrisiko bei Clearing-Mitgliedern

Auf der Ebene der Clearing Member (CM) sammeln sich ggfs. Positionen verschiedener Accounts. Dementsprechend bedarf es hier einer gesonderten Berechnung des **Konzentrationsrisikos** $CONR_{CM}$ nach Formel 2.21. Es kann zum Kluster-Effekt kommen, durch kleine gleiche Positionen verschiedener Accounts beim selben CM. Zur Berechnung werden die Nettopositionen des CM herangezogen. Laut ECC-Risikoparametern (vgl. auch ECC.de (2023a)) ist das Konzentrationsrisiko aktuell auf 50 % der totalen Initial Margin nach SPAN® begrenzt.

$$CONR_{CM} = \max \left\{ \max \left(\sqrt{\frac{l_{CM}}{2}} - 1; 0 \right) * \sum_{A \text{ of } CM} IM_{SPAN,A} - \sum_{A \text{ of } CM} CONR_A - \alpha * IM_{Buffer}; 0 \right\} \quad 2.21$$

Der Gewichts-Faktor α dient als Buffer der Initial Margin und liegt zwischen 0 und 1, aktuell liegt dieser laut ECC-Risikoparameter bei 0,5 bzw. 50 % (vgl. auch ECC.de (2023a)). Eine Anpassung des Faktors erfolgt jährlich. Der Initial Margin Buffer IM_{Buffer} wird nach Formel 2.22 folgendermaßen berechnet:

$$IM_{Buffer} = \sum_{A \text{ of } CM} IM_{SPAN,A} - NetMargin_{CM} \quad 2.22$$

Offset für Reaktionszeit

Sowohl der Abwicklungszeitraum bei Accounts l_A als auch auf CM-Ebene l_{CM} erhält einen Offset von zusätzlichen 0,3 Tagen laut ECC-Risikoparametern (vgl. auch ECC.de (2023a)). Damit kalkuliert die ECC den Zeitraum für das Aufspüren von Accounts und / oder CM die in Zahlungsverzug (Default) sind oder alsbald geraten könnten. Zusätzlich wird mit dem Offset die Zeit abgedeckt, die zur Analyse der notwendigen Abwicklung benötigt werden wird.

2.6.2.8 Stresstest Supplementary Margin

Die ECC führt täglich während der Arbeitstage einen Stresstest auf Basis von historischen Daten und Erfahrungen durch. Kommt es bei diesen Kalkulationen dazu, dass die grundlegende Liquiditätsdecke (Basic Default Fund Contribution per CM) und der zusätzliche Liquiditätsbedarf (Additional Default Fund Contribution per CM) des Default Funds (Sicherheitsrücklage) der ECC nicht ausreicht den neu berechneten Mindestbetrag zu erfüllen, wird diese ergänzende Margin (Supplementary Margin) von den Clearing-Partnern erhoben („Margin Call“). Vom Risiko-Typ her, fällt die „Ergänzende Margin auf Basis von Stresstests“ unter das potenziell zukünftige Risiko (Potential Future Exposure). Der Ablauf ist bildlich in Abbildung 2.20 dargestellt. (vgl. auch ECC.de (2023c) für dieses Kapitel)



Abbildung 2.20: Default Fund Contribution and Supplementary Margin due to results of Daily Stresstests

Quelle: ECC.de (2023c)

Basic Default Fund Contribution per CM (Minimum DF Contribution)

Der grundsätzliche Beitrag eines Clearing-Partners basiert auf einem der folgenden 3 Ansätze und verwendet dabei ECC-Risikoparameter, die jährlich aktualisiert werden. Beträge werden auf 100.000 € gerundet und die Kalkulation wird täglich durchgeführt (vgl. auch ECC.de (2023a) & ECC.de (2023c)):

- **Absolutes Minimum** – Dieses ist abhängig von der Art des Clearing-Partners
 - 3.000.000 € General Clearing Members
 - 2.000.000 € Central Counterparties
 - 500.000 € Direct Clearing Members
- **Minimum auf Grundlage historischer Volatilität** – Hierbei steht der Anstieg der Übernacht-Margin im Vordergrund. Auf Basis von Mittelwerten und Standardabweichungen der zurückliegenden 255 Arbeitstage wird das Minimum mit Hilfe des „Risk Multipliers“ von derzeit 0,20 (jährliche Aktualisierung) kalkuliert.
- **Grenze für Netto-Margin (EMIR Netting Cap)** – Durch Netting (entsteht durch verschiedene Position bei unterschiedlichen Accounts) kann die resultierende Netto-Margin deutlich unterhalb von der Summe über alle Einzel-Margins ausfallen. Ab 80 % Reduzierung wird hierdurch eine ergänzende Margin (Supplementary Margin) errechnet. Diese Anforderung basiert auf dem Artikel 27 der EMIR.

Additional Default Fund Contribution per CM

Reicht der Basic Default Fund nicht aus zur Deckung des durch einen Stresstest errechneten Mindestbetrags, wird diese zusätzliche Liquidität von den Clearing-Partnern verlangt. Der Gegenwert der Additional Default Fund Contribution ist abhängig von der Summe der Initial Margin aus SPAN® IM (Future) und IMSM (Spot) des jeweiligen Clearing-Partners im Verhältnis zum Gesamtexposure aller CM. Mit maximal 13,5 % von der totalen Initial Margin ist der Default Fund insgesamt begrenzt. Diese Begrenzung wird als „Maximum Target Default Fund“ von der ECC in ihren Risikoparametern vierteljährlich aktualisiert. (vgl. auch ECC.de (2023a) & ECC.de (2023c))

End-of-Day Supplementary Margin (SSMB)

Übersteigt der Stresstest den ausgeschöpften Default Fund, richtet die ECC den sogenannten „EoD Supplementary Margin Call“ zum Tagesende an ihre Clearing-Partner. Diese zusätzliche Liquidität wird bei den Stresstests der kommenden Tage verwendet und ggfs. zurückgezahlt, wenn sich die Marktbedingungen erholt haben und die Margin-Anforderungen gesunken sind. (vgl. auch ECC.de (2023c))

Intraday Supplementary Margin (SSMA)

Übersteigt die Mindestanforderung an Margin-Liquidität durch einen Stresstest zusätzlich auch die totalen finanziellen Rücklagen der ECC tritt die „Intraday Supplementary Margin“ des Weiteren in Kraft. Die SSMA gilt in dem Fall dann für die 2 Clearing-Partner mit dem größten Exposure für die ECC. Sie wird frühestens am nächsten Arbeitstag zurückgezahlt, wenn es die Marktbedingungen zulassen. (vgl. auch ECC.de (2023c))

Näheres zu ECC's Line of Defense und dem ECC Default Fund ist in Anhang A-18 zu finden.

2.6.2.9 Other Margins

Es gibt des Weiteren zusätzliche Sicherheitsleistungen für Produkte, die die folgenden Besonderheiten besitzen:

- Verfall des Kontrakts, bevor die Lieferung erfolgt ist oder der finale Settlement-Preis vorliegt
- Verfall vor Lieferung, insbesondere der Emissions-Zertifikate
- Offene Zahlungsverpflichtungen durch längerfristigen Settlement-Zeitraum
- Margin-Limits außerhalb regulärer Börsenzeiten (Pre-Opening)

Verfall vor Lieferung / finalelem Settlement-Preis

Befindet sich das Verfallsdatum eines Produkts vor dem Zeitpunkt der Lieferung oder des Erreichens eines finalen Settlement-Preises, verschwindet diese Position technisch bedingt aus dem Radar der Berechnung via SPAN® Initial Margin. Für den Übergang bis zum Vorliegen des Settlement-Preises gilt diese zusätzliche Margin, die somit als Substitut gilt. Diese gilt für die folgenden 4 Produktklassen:

- Monatsbalance – Additional Margin Balance of the Month (AMBO)
- Steinkohle – Additional Margin Coal (AMCO)
- Eisenerz – Additional Margin Iron Ore (AMIO)
- Strom – Additional Margin Power (AMPO)

Verfall EUA-Kontrakt vor Lieferung

Käufer von EUA-Kontrakten müssen für den Zeitraum zwischen Verfall und Lieferung ebenfalls das Substitut der SPAN® Initial Margin leisten. Sie ist vom Umfang her gleichwertig, wird nur separat gebucht auf Basis der zuvor genannten Gründe (siehe „Verfall vor Lieferung / finalelem

Settlement-Preis“). Die „Additional Margin Emissions“ (AMEM) wird erst nach erfolgter Bezahlung zurückerstattet, die grundsätzlich am Liefertag zu erfolgen hat.

Offene Zahlungsverpflichtungen

Für offene Zahlungsverpflichtungen wurde eine End-of-Day Margin eingeführt. Die „Additional Margin for open payment obligations“ (AMOP) entspricht dem Gegenwert als Substitut der Variation Margin (siehe Kapitel 2.6.2.1). Sie gilt insbesondere für Zahlungen in bestimmten Fremdwährungen, bei denen das Cash-Settlement grundsätzlich Payment + ≥ 2 Tage dauert (z.B. JPY). Maximal sind +4 Tage durch Feiertage möglich, hierdurch kann sich die AMOP über 3 Handelstage aufsummieren (d bis d+2).

Pre-Opening Margin Limits

Dieses Margin Limit bezieht sich auf japanische Stromkontrakte (Japanese Power Future), die während der europäischen Nachtsitzung gehandelt werden. Ohne ein entsprechendes Limit, dass durch den jeweiligen Clearing-Member gesetzt wird, ist kein Handel möglich. Die Marge teilt sich nicht auf die Netto-Position eines Accounts auf, sondern wird für jede einzelne Position benötigt.

2.7 Power Purchase Agreements (PPAs)

Power Purchase Agreements (PPAs) sind (oft langfristige) Stromlieferverträge, die im Energiesektor bilateral zwischen Stromproduzenten und Stromabnehmer Anwendung finden und sind dabei technologieneutral. Innerhalb eines PPAs werden alle vertraglichen Bedingungen rund um die Lieferung der Strommengen geregelt. Zu einem PPA gehören die folgenden vertraglichen Bestandteile (vgl. für dieses Kapitel Interconnector (2021) & Next-Kraftwerke.de (2023) & Schnorr (2022)):

- Ausgehandelte Preise
- Strommengen
- Art der bilanziellen Abwicklung
- Konventionalstrafe (Strafe bei Verletzung des Vertrags)

In Abbildung 2.21 ist das Konzept eines „Green PPAs“ des Energiedienstleisters Vattenfall dargestellt. Hierbei wird mittels PPA die sichere „Abnahme der Energie und der Herkunftsnachweise“ vom Erzeuger (links) und Vattenfall (rechts) als Stromhändler vertraglich geregelt. Gleichzeitig findet ein „Maßgeschneidertes Preissystem“ für Erzeuger und Abnehmer Anwendung, dies sorgt bilateral für Planungssicherheit. Diese Art von Vertrag wird als Merchant bzw. Utility PPA bezeichnet, da Vattenfall nur als Abnehmer, jedoch nicht als Verbraucher in Erscheinung tritt. Vattenfall übernimmt in diesem Fall bis zu 100 % der erzeugten grünen Strommengen in ihren Bilanzkreis auf und wirbt dabei in seinem Video des Weiteren mit der „Übernahme der damit verbundenen Aufgaben und Risiken“. Hierdurch ist das Green PPA Vattenfalls im Allgemeinen als **Sleeved Utility PPA** zu definieren, näheres hierzu ist in Kapitel 2.7.1 zu finden. Vattenfall wirbt darüber hinaus in seinem kurzen

Werbepost mit seiner soliden Bonität und damit verbundenen „*bankenfähigen PPAs*“. (vgl. auch YouTube.com (2021))

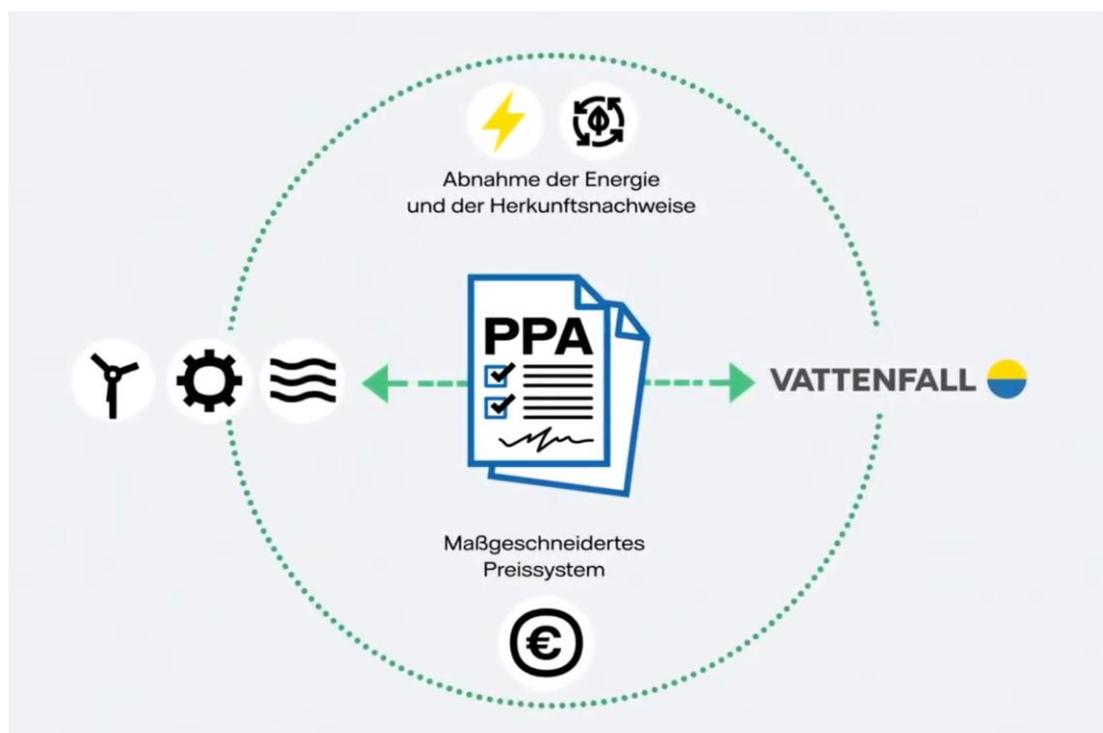


Abbildung 2.21: Konzept eines Green PPA von Vattenfall

Quelle: Ausschnitt aus YouTube.com (2021)

PPAs haben insbesondere für erneuerbare Energien in den vergangenen Jahren an Bedeutung zugelegt. PPAs gehören laut dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) nach §21a zur Vermarktungsart „*sonstige Direktvermarktung*“. Analog gibt es laut dem §20 die „*direkte Vermarktung*“, hierbei werden die „grünen Anlagen“ anhand der Fördermechanismen des EEG auf dem Strommarkt vermarktet. Der Großteil der Wind- und Solarenergieanlagen fand bisher ihren Weg über die direkte Vermarktung ins Stromnetz, seitdem das EEG-Gesetz im Jahr 2000 in Kraft getreten ist, mit dem Ziel eine Transformation der deutschen Energieversorgung hin zu erneuerbaren Energien. (vgl. auch Erneuerbare-Energien.de (2023)). Laut dem neusten EEG von 2023 soll bis 2030 die Stromversorgung Deutschlands mit mindestens 80 % aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden (vgl. auch BMWK.de (2023)).

Green PPA

Ein „Green PPA“ oder auch „Greenfield PPA“ ist die besondere Form eines Power Purchase Agreements, bei dem nur grüner Strom als Energiequelle genutzt wird. Hierzu gehören sowohl Wind- als auch Solarkraft. Er hat Vorteile für beide Parteien. Der Abnehmer als Gewerbe- oder Industriekunde erhält langfristige Planungssicherheit bei seinen Stromkosten durch fixe Preise und kann mit dem „grünen Strom“ insbesondere seine gesetzten Umweltziele erreichen. Auf der anderen Seite erhält der Erzeuger durch die Fixpreise ebenfalls Planungssicherheit und bekommt die Abnahme der Strommengen vertraglich zugesichert. (vgl. auch Energysales.Vattenfall.de (2023))

2.7.1 Verschiedene Typen von Power Purchase Agreements

Eine erste grobe Einteilung der PPAs gelingt durch die Lieferrichtung. Hierbei wird nach Down- und Upstream sortiert, dies ist in Abbildung 2.22 bildlich dargestellt (vgl. für dieses Kapitel Energysales.Vattenfall.de (2023) & Interconnector.de (2021) & Next-Kraftwerke.de (2023) & Schnorr (2022)):

- **Downstream PPA** – Hierbei wird der Strom einer erneuerbaren Anlage direkt an einen Abnehmer bzw. Verbraucher geliefert. Dabei befindet sich dieser direkt in dem gleichen Bilanzkreis, wie der Lieferant oder besitzt ggfs. seinen eigenen (dies gilt insbesondere bei großen Verbrauchern wie Industriebetrieben).
- **Upstream PPA** – Liefert der Erzeuger des erneuerbaren Stroms seine Mengen an einen Dienstleister (aka. „Zwischenhändler“), wird dies als Upstream PPA definiert. Anlagenbetreiber erneuerbarer Energien besitzen regelmäßig keinen eigenen Bilanzkreis aufgrund des administrativen Aufwands.

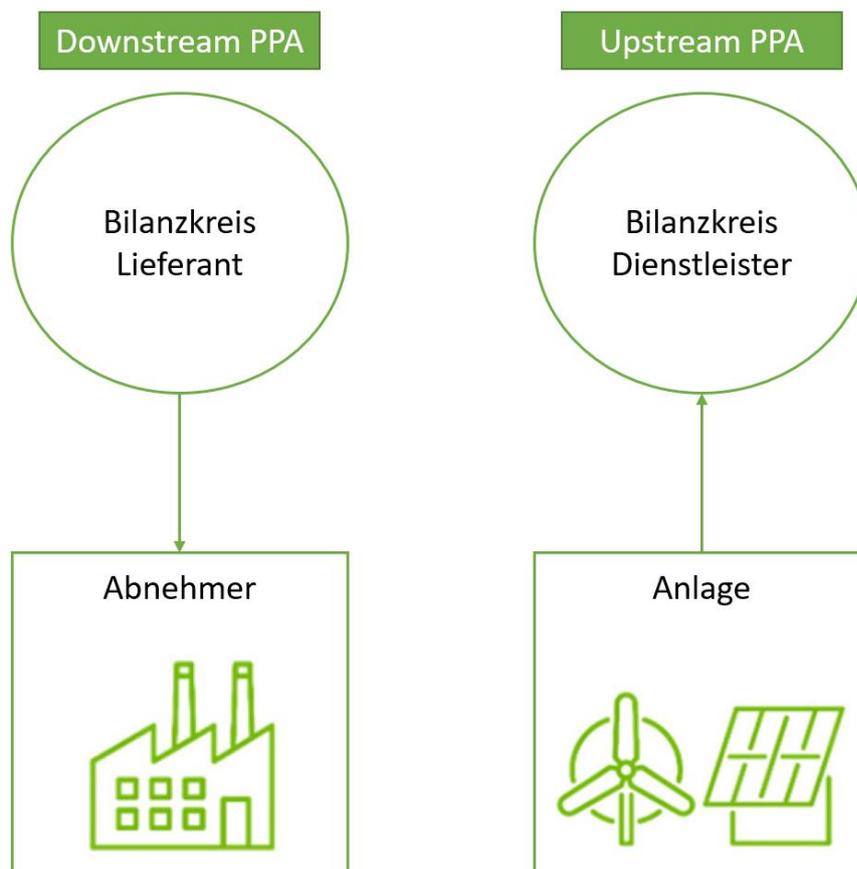


Abbildung 2.22: Downstream PPA vs. Upstream PPA

Quelle: In Anlehnung an Schnorr (2022)

Eine weitere Einordnung beruht auf der Art des Abnehmers, diese ist zur Veranschaulichung mit den großen grünen Kreisen in Abbildung 2.23 zu finden:

- **Corporate PPAs** – Ist der Stromabnehmer ein verbrauchendes Unternehmen, handelt es sich um ein Corporate PPA. Der Strom wird demnach direkt von dem Abnehmer verbraucht, von daher ist auch die Bezeichnung als „Direct PPA“ geläufig. On-site PPAs sind dieser Klasse zuzuordnen.
- **Merchant / Utility PPAs** – Wird der grüne Strom an einen Stromhändler verkauft, handelt es sich um ein Merchant bzw. Utility PPA. Anschließend kann der Stromhändler weitere Corporate PPAs mit verbrauchenden Abnehmern (Unternehmen etc.) abschließen. Als Alternative ist die Vermarktung der gekauften Strommengen auch über die Börse für den Stromhändler eine Möglichkeit. In Abbildung 2.24 ist das Konzept eines Utility PPAs der Firma EnBW mit einem virtuellen Kraftwerk als Abnehmer zu erkennen. Durch diese Konstellation handelt es sich um ein Synthetic (finanzielles) PPA. Näheres zu dieser Definition folgt in den nächsten Absätzen.

Von Merchant ist dann die Rede, wenn der Abnehmer ein Handels- bzw. Dienstleistungsunternehmen ist. Utility bezieht sich auf Abnehmer, die als Versorger gelten.

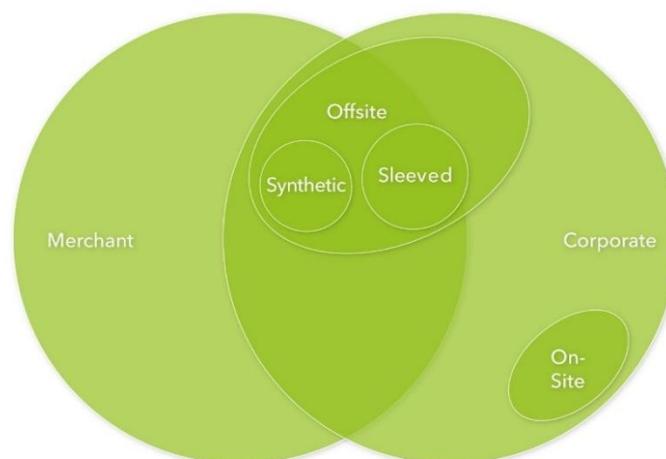


Abbildung 2.23: Typen von PPAs

Quelle: Next-Kraftwerke.de (2023) [zugeschnitten]

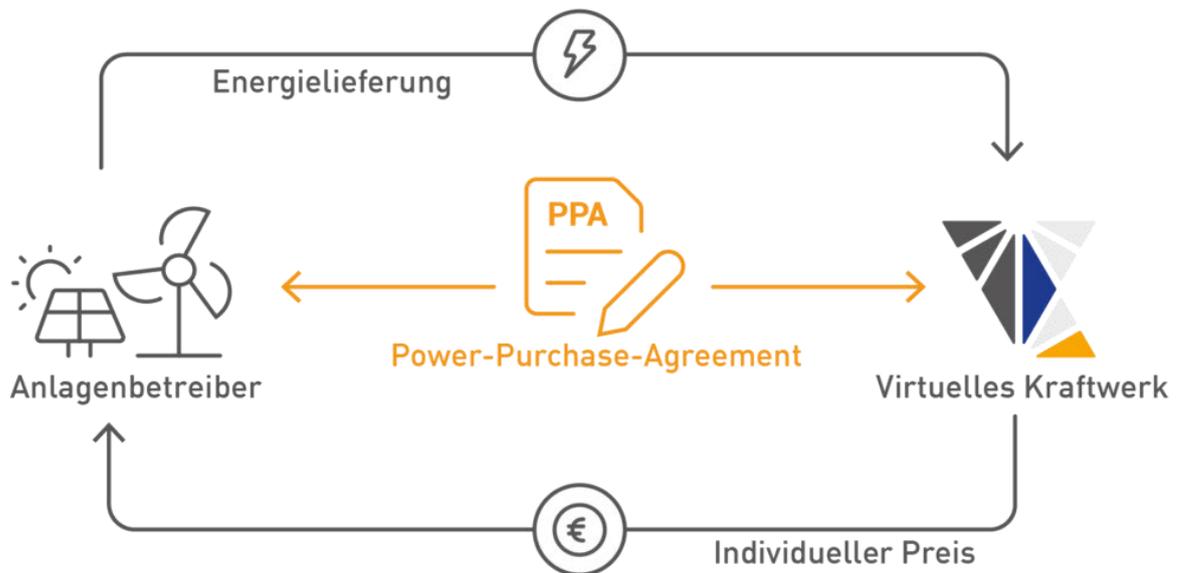


Abbildung 2.24: Utility PPA am Beispiel des Konzepts eines "Virtuellen Kraftwerks" der EnBW

Quelle: *Interconnector.de (2021)*

Des Weiteren unterscheiden sich die PPAs danach, wie der Strom geliefert und genutzt wird. Dabei wird grob in physische und finanzielle (synthetische) PPAs differenziert. Die physischen PPAs werden hierbei noch in 3 Subkategorien sortiert, bei den die räumliche Nähe zwischen Erzeuger und Verbraucher eine wesentliche Rolle spielt:

- **Physische PPAs (physical PPAs)** – Bei diesen PPAs wird eine im Vertrag festgeschriebene Menge Strom verkauft und geliefert. Die 3 Subkategorien basieren auf dem jeweiligen Lieferweg:
 - **On-Site PPA** – Hierbei wird der Strom direkt physisch geliefert (und bilanziell), es besteht somit eine direkte konkrete Verbindung zwischen dem Verbraucher und dem Erzeuger. Dabei befinden sich beide hinter demselben Stromzähler, dies macht eine räumliche Nähe unabdingbar und verhindert damit ggfs. die Wahl eines geeigneteren Standorts für die Erzeugungsanlage. Diese Art von PPA hat den Vorteil, dass Abgaben für Netzentgelte entfallen können oder nur gemäßigt ausfallen. Lediglich Reststrommengen müssen hierbei über das öffentliche Stromnetz bezogen werden. Bedingt durch die physische Lieferung ist ein on-site PPA immer ein Corporate PPA, da die Strommengen direkt verbraucht werden!
 - **Off-Site PPA** – Im Gegensatz zum On-Site PPA findet beim Off-Site PPA nur eine bilanzielle Lieferung von physischen Strommengen statt und damit ist keine räumliche Nähe notwendig. Dies hat aber zur Folge, dass die kompletten Strommengen über das öffentliche Netz transportiert werden müssen und damit entsprechend Teil der Bilanzkreise von Erzeuger und Verbraucher werden. Ebenso werden Netzentgelte fällig. Als signifikanter Vorteil gilt die Freiheit zur Wahl eines geeigneteren Standorts für die Erzeugeranlagen.

Nimmt man Windenergieanlagen (WEAs) als Beispiel. Hier beeinflusst die durchschnittliche örtliche Windgeschwindigkeit die Rotorleistung proportional kubisch (vgl. auch KOEPPEN (2021a)). Daraus folgt, dass eine Verdopplung der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit, das Ergebnis der Stromerzeugung mit dem Faktor 8 beeinflussen kann. Dies trifft in erster Näherung gut auf das Verhältnis von Nord-West-Deutschland (hohes Jahresmittel in 80 m Höhe) vs. Süd-Deutschland zu (vgl. auch DWD.de (2004)). Die Kosten der Netzentgelte wären damit sicherlich kompensiert. Ein weiterer Vorteil ist die Nutzung von einer schon bestehenden Anlage. Zum Beispiel nach dessen Auslauf aus der direkten Vermarktung via EEG-Gesetz, sofern die aktuellen regulatorischen Anforderungen es zulassen.

- **Sleeved PPA** – Bei dieser Art PPA spielt ein Energiedienstleister als Zwischenhändler erneut eine Rolle. Generell entspricht ein Sleeved PPA der Ableitung eines Off-Site PPAs, allerdings mit einem Dienstleister als Vermittler, der zusätzlich bestimmte Funktionen und Prozesse übernimmt. Dies reduziert den administrativen Aufwand für Erzeuger und Verbraucher. Führt allerdings unterm Strich zu schlechteren Konditionen, da die Dienstleistung des Vermittlers natürlich vergütet werden muss. Zu den Dienstleistungen gehören:
 - Kombination verschiedener Erzeugungsanlagen zu einem Anlagenportfolio
 - Bilanzkreisführung
 - Vermarktung von Grünstromzertifikaten (GO)
 - Management und Übernahme von Risiken durch Kontrahentenrisiko und Ausgleichsenergiekosten
 - Lieferung von Reststrommengen
 - Verkauf von Überschussmengen
 - Zur Verfügungstellung von Einspeiseprognosen (ggfs. langjähriges Know-How und Erfahrung)
- **Synthetische PPAs (Virtual PPA / Synthetic PPA / Finanzielles PPA)** – Durch Synthetische Power Purchase Agreements (SPPA) wird der physische Stromfluss vom finanziellen Geldfluss getrennt und entkoppelt. Hierbei wird der Strom nicht vom Käufer direkt verbraucht, sondern wird separat flexibel über klassische Vermarktungsinstrumente vermarktet. Zum Beispiel über einen Energiedienstleister, der seinen Bilanzkreis zu Verfügung stellt. Der wichtigste Bestandteil dieser Art PPA ist der „Contract for Difference“ (CFD), der für die notwendigen Ausgleichszahlungen sorgt, damit die gewünschte Preissicherheit für beide Parteien gegeben ist. Der Synthetische PPA kombiniert die Vorteile eines Off-site und Sleeved PPAs, da er die räumliche Trennung von Erzeugung und Verbrauch ermöglicht und gleichzeitig den administrativen Aufwand für beide reduziert bzw. outsourced. Die Eigenschaften als grüner Strom werden über Herkunftsnachweise abgebildet.

Zum besseren Verständnis sind in Abbildung 2.25 die physischen Stromflüsse (**Blaue Pfeile**) und die Geldflüsse (**Orangene Pfeile**) eines finanziell (synthetischen) PPAs bildlich dargestellt. Mit einem Abnehmer hat der Anlagenbetreiber ein Finanzielles PPA abgeschlossen mit einem fixen Preis über eine jeweilige Laufzeit für eine bestimmte Strommenge. Zusätzlich beinhaltet

der Vertrag einen „Contract for Difference“ (CFD) für Ausgleichszahlungen. Der Anlagenbetreiber liefert seine physische Stromproduktion nicht direkt an den Abnehmer, sondern in den Bilanzkreis eines Energiedienstleisters (sofern er keinen eigenen besitzt), zum Beispiel an den örtlichen Versorger (Stadtwerk). Dieser vergütet die Strommengen zu den aktuellen Marktkonditionen und vermarktet sie zum Beispiel über die Spotbörse. Der Abnehmer bezieht für seinen physischen Stromverbrauch die Mengen über einen entsprechenden Energiedienstleister (ggfs. derselbe bei relativ räumlicher Nähe). Die Strommengen entsprechen im Umfang exakt dem Einspeiseprofil des Erzeugers (hier 100 MWh als Beispiel). Dafür entrichtet der Verbraucher eine entsprechende Vergütung an seinen Energielieferanten. Dieser beschafft die notwendigen Mengen zum Beispiel über die Spotbörse zu aktuellen Marktkonditionen. Weichen die Kosten der Vergütungen für Erzeuger und Verbraucher vom im PPA fixierten Preis ab, deckt der CFD die jeweiligen Differenzen ab. Es gibt somit für Erzeuger und Abnehmer / Verbraucher jeweils 2 Geldflüsse, einmal mit dem jeweiligen physischen Energiedienstleister und über Ausgleichszahlung per CFD zwischen Erzeuger und Abnehmer. In Summe ergeben beide den spezifischen fixierten Preis aus dem finanziellen PPA und somit entsteht die gewünschte Preissicherheit.

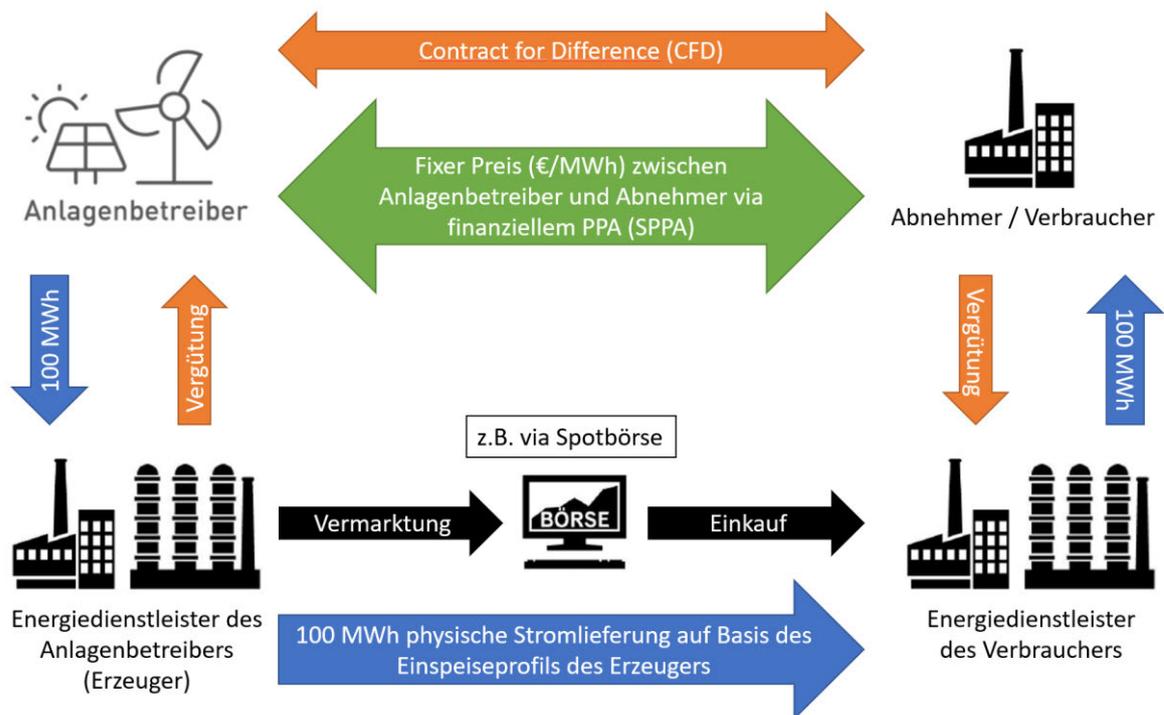


Abbildung 2.25: Modellfluss bei einem synthetischen (finanziellen) PPA

Quelle: Erstellt auf Basis von Inhalten aus Handelsblatt (2022) & Interconnector.de (2021)

In Abbildung 2.24 war bereits ein Synthetic (Virtuelles) PPA-Konzept der Firma EnBW zu finden. Hierbei sind Abnehmer und Energiedienstleister ein und dieselbe Firma. Über das virtuelle Kraftwerk werden die physischen Strommengen weiter vermarktet.

2.7.2 Preismodelle der PPAs

Die Preismodelle der PPAs unterscheiden sich grundsätzlich durch Anwendung einer *variablen Vergütung* oder einer *fixen Vergütung*, wie in Tabelle 2.10 zu erkennen ist. Für die Vergütungsgrundlage existieren jeweils verschiedene Möglichkeiten. (vgl. für dieses Kapitel und Subkapitel Schnorr (2022))

Art der Vergütung des PPA	Vergütungsgrundlage
Variable Vergütung	Spotpreis (via EPEX Spot)
	Marktwert (Energieträgerspezifischer Monatsmarktwert)
Fixe Vergütung	Auf Basis Gegengeschäft
	Auf Basis Terminmarkt

Tabelle 2.10: Art der Vergütung eines PPA mit Vergütungsgrundlagen

Quelle: Nach Schnorr (2022) erstellt

2.7.2.1 Variable Vergütung

Für die variable Vergütung existieren grundsätzliche zwei verschiedene Vergütungsgrundlagen. Zum einen auf Grundlage des Spotpreises der EPEX-Spot und zum anderen auf Basis des Marktwerts bzw. des energieträgerspezifischen Monatsmarktwerts mit Bezug auf einen Kalendermonat. Neben dem Risiko in Bezug auf die produzierten Strommengen, gibt es bei dieser Art Vergütung keine Preissicherheit, weder für den Erzeuger noch für den Abnehmer / Verbraucher. Die Strommengen können prognostiziert, jedoch nicht sicher vorhergesagt werden (vgl. Schnorr (2022)).

Spotpreis

Grundlage sind die tagesaktuellen Spot-Notierungen der europäischen Strombörse EPEX Spot. Diese stehen täglich gegen Mittag für den Folgetag zur Verfügung und stellen einen transparenten und breit akzeptierten Ansatz für alle Marktteilnehmer dar. Die Volatilität der Marktpreise führt sowohl zu Vor- als auch zu Nachteilen. Auf der einen Seite können durch steigende Notierungen die Erlöse größer ausfallen als prognostiziert worden sind. Auf der anderen Seite besteht aber natürlich auch das Risiko des genauen Gegenteils, mit Markterlösen, die weit unterhalb der erwarteten Summen liegen. Der Vergütungssatz kann erst nach Ende des Vertrages exakt ermittelt werden. Es besteht keine Preissicherheit, sofern nicht ein Sleeved oder Synthetic (finanzielles) PPA mit einem Zwischenhändler gewählt wird. Hierbei könnte das Preisrisiko vom Energiedienstleister getragen werden.

Eine weitere Möglichkeit zur Begrenzung der Preisrisiken ist das Einsetzen von Preislimits, auch „Cap“ und „Floor“ genannt, die einen festen Preiskorridor über die Laufzeit des PPA definieren. In Kombination ist auch die Bezeichnung „Collar“ (Kragen) geläufig. Im

Finanzwesen ist Collar eine Optionsstrategie als strukturiertes Finanzprodukt gegen Zinsänderungsrisiken (vgl. Wikipedia.org (2023)). Das Cap (oberes Limit) schützt den Käufer (Abnehmer) des PPA gegen zu hohe Preise, der „Floor“ schützt den Verkäufer (Erzeuger) vor zu geringen Erlösen. In Abbildung 2.26 ist die Anwendung eines konstanten Preiskorridors über ein Jahr zu finden, in Abbildung 2.27 ist ein über die Laufzeit der PPA dynamisch anwachsender Preiskorridor zu erkennen. Liegt der aktuelle Marktpreis außerhalb des vorgegebenen Preiskorridors, gilt das jeweilige Limit.

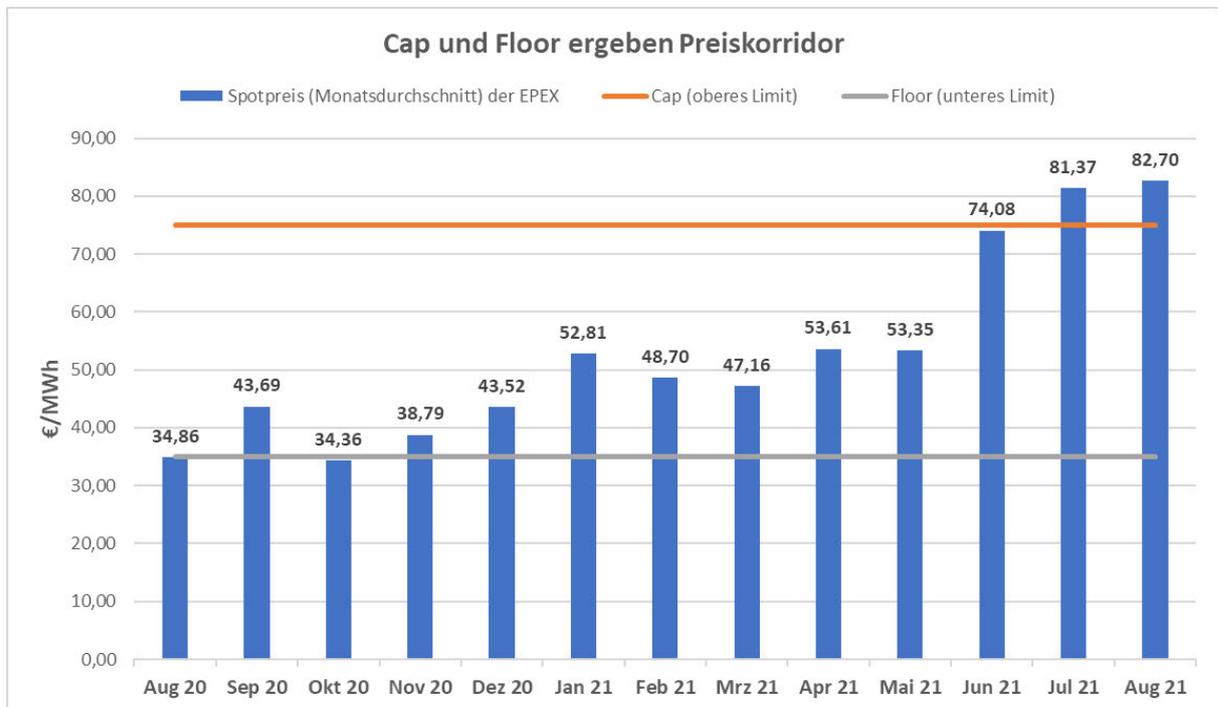


Abbildung 2.26: Cap und Floor ergeben Preiskorridor

Quelle: In Anlehnung an Schnorr (2022) erstellt

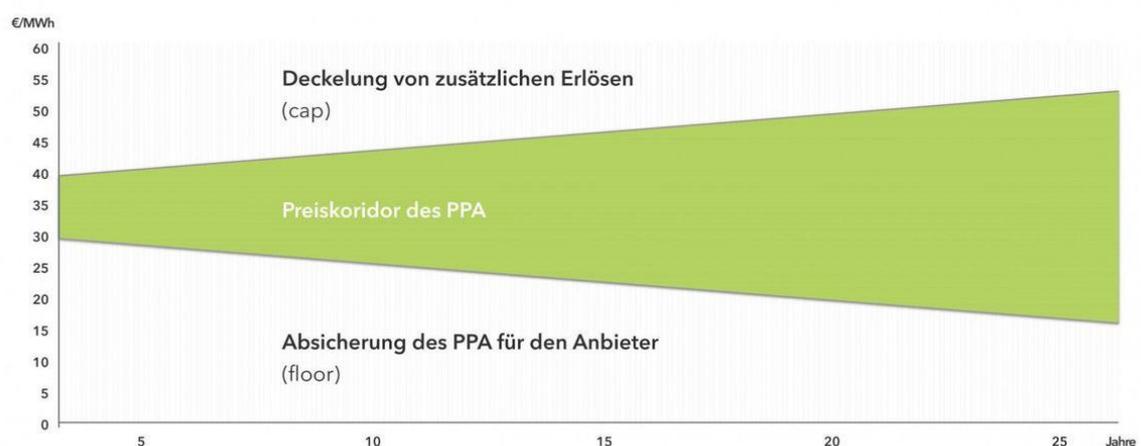


Abbildung 2.27: Dynamischer Preiskorridor eines PPA

Quelle: Next-Kraftwerke.de (2023) [zugeschnitten]

Die Abnehmer bei Utility bzw. Merchant PPAs müssen das entsprechende Preisrisiko durch das „floor“-Limit (untere Preisgrenze) bei der weiteren Vermarktung berücksichtigen, sollten

die Strommengen nicht direkt über weitere Corporate PPAs oder anderweitige Instrumente gehedged sein. Dies gilt insbesondere für Sleeved PPAs mit Energiedienstleistern oder Versorgern als Intermediäre. Bei direkten Corporate PPAs (On-Site, Off-Site) spielt dieses Risiko nur eine untergeordnete Rolle, da der Strom direkt verbraucht wird. Es kann dort lediglich von Opportunitätskosten gesprochen werden, wenn die fixen Entgelte via PPA über die Laufzeit teurer waren als der Marktpreis. Man kann diese Kosten der Preissicherheit zuordnen. Sie müssen nicht anfallen und können des Weiteren auch günstiger ausfallen.

Der Erzeuger hat durch das Cap (oberes Limit) ggfs. signifikante Opportunitätskosten zu verzeichnen, wenn der Marktpreis deutlich und über längere Zeit über dem Cap-Niveau liegt. Ein besonderes Risiko gilt dem Fall eines technischen Defekts der Anlage. Die verkauften Mengen müssen in diesem Fall über den Markt beschafft werden. Durch das Cap kann die Differenz zwischen Nachbeschaffung und Erlös von signifikanter Größe sein. Sofern die Anlage ohne Zwischenfall seine prognostizierten Mengen liefert, bleibt nur das oben genannte Opportunitätsrisiko von Bedeutung, denn Sonne und Wind stellen üblicherweise keine Kosten in Rechnung. Von daher wären höhere Marktpreise über dem Cap kein wirtschaftlicher Weltuntergang.

Marktwert (Energieträgerspezifischer Monatsmarktwert)

Der energieträgerspezifische Monatsmarktwert wird für diverse Energieträger berechnet. Im EEG 2023 Anlage 1 (zu §23a) sind diese für „*Windenergie an Land*“ (Wind Onshore), „*Windenergie auf See*“ (Wind Offshore) und für „*Solare Strahlungsenergie*“ (Solar) definiert. Wie der Name bereits verlauten lässt, wird der entsprechende Marktwert auf Monatsbasis errechnet. Der spezifische Wert (Euro(Cent) je Energieeinheit) wird als Durchschnitt über den Erlös des jeweiligen Energieträgers berechnet, für den entsprechenden Monat. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind laut EEG dazu verpflichtet für jeden Kalendermonat die Monatsmarktwerte gesondert auf einer gemeinsamen Internetseite zu veröffentlichen. Neben dem Monatsmarktwert, ist auch der Jahresmarktwert zur Verfügung zu stellen. Die Vergütungsgrundlage ist auf dieser Basis nicht sicher vorhersehbar und steht somit analog zum Spotpreis bei Vertragsabschluss nicht fest. Dies führt zu den im vorherigen Abschnitt zum „Spotpreis“ gemachten Vor- und Nachteilen. (vgl. auch Gesetze-Im-Internet.de (2023))

Die Berechnungsgrundlagen des energieträgerspezifischen Monatsmarktwerts nach EEG-Gesetz sind aus Gründen der Konsolidierung der Bachelor-Thesis in Anhang A-19 zu finden.

In Abbildung 2.28 sind die Monatsmarktwerte für Wind- und Solarenergie sortiert zu finden. Die Kurven ähneln sich durch die gemeinsame Abhängigkeit vom Spotpreis. Die starke Abweichung im Winter 21 lässt sich über die Unterschiede in der Mengenstruktur der Erzeugungsträger erklären. Wind kann 24 Stunden am Tag wehen, die Sonne scheint allerdings nur etwa den halben Tag und liefert insbesondere zur Mittagszeit die Nettoleistung, sofern es die örtlichen Rahmenbedingungen zulassen und insbesondere das Wetter mitspielt. Bei hohen Solareinspeisungen wird der Spotpreis regelmäßig negativ belastet, je nach Marktlage insgesamt.

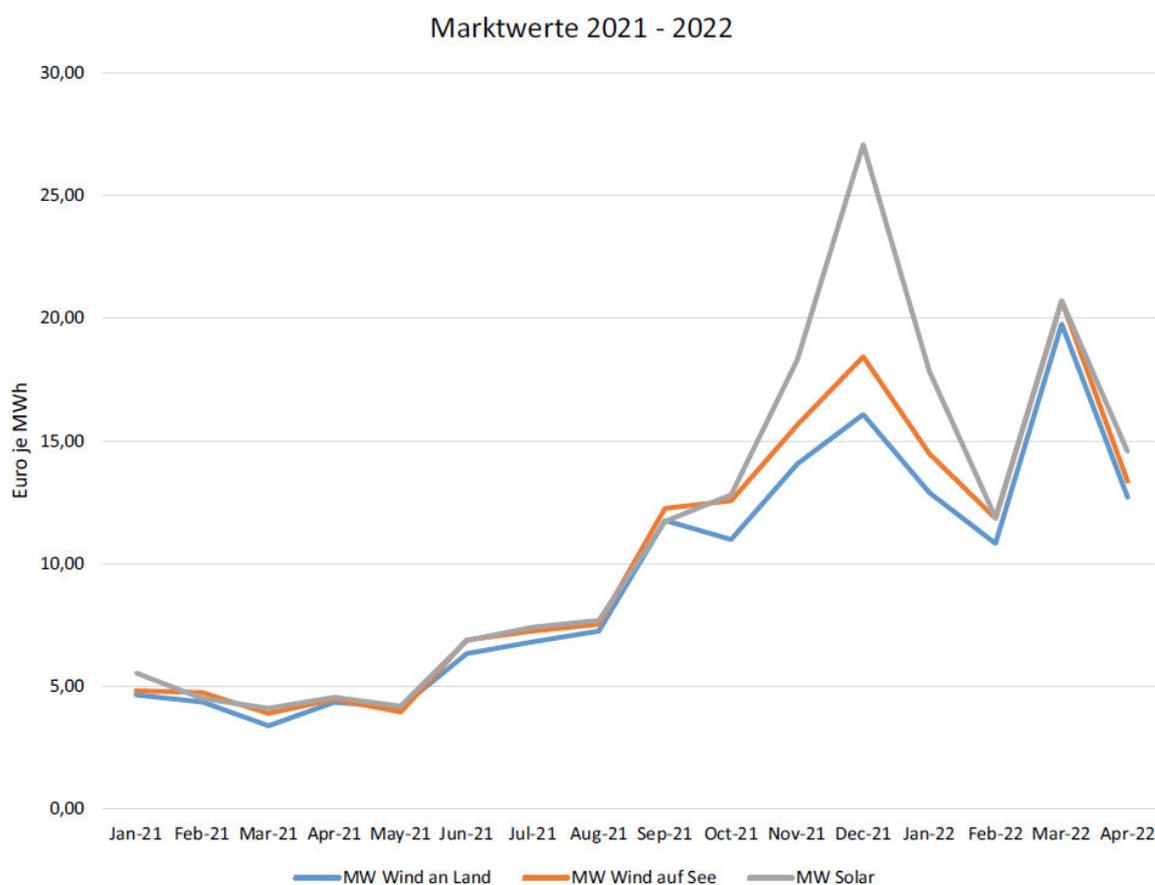


Abbildung 2.28: Monats-Marktwerte 2021 – 2022

Quelle: Schnorr (2022)

2.7.2.2 Fixe Vergütung

Grundsätzlich existieren im Sinne der fixen Vergütung 2 verschiedene Vergütungsgrundlagen. Auf der einen Seite gibt es die Möglichkeit *Gegengeschäfte* zu nutzen, auf der anderen Seite können *Termingeschäfte* Anwendung finden. Die fixe Vergütung führt zu Preissicherheit für Erzeuger und Abnehmer / Verbraucher, trotz schwankender Notierung am Markt. Jedoch verbleibt auch hier das Risiko in Bezug auf die produzierten Mengen. Diese können prognostiziert, aber nicht sicher vorhergesagt werden. Des Weiteren entstehen ggfs. Opportunitätskosten, durch steigende oder fallende Preise im Verhältnis zum fixierten Preis im PPA. Der Erzeuger verliert bei steigenden Notierungen die Möglichkeit für höhere Erlöse. Der Abnehmer zahlt ggfs. mehr als es die Preis-Entwicklung über die Laufzeit des PPAs ergibt. Beides lässt sich als Kosten und Risiko für die Preissicherheit definieren. (vgl. für dieses Kapitel Schnorr (2022))

Auf Basis von Gegengeschäften

Hierbei steht am Anfang entweder ein Downstream oder ein Upstream PPA zur Disposition. Für ein Downstream PPA wird eine „kongruente Gegenposition“ in Form eines Upstream PPA gesucht und vice versa. Dieses Konzept ist in Abbildung 2.29 dargestellt. Als wichtige Parameter, über die sich beide Vertragsparteien einig sein müssen, sind die Laufzeit, die Art

der Erzeugungstechnologie (alias Wind Onshore, Wind Offshore, Solar, etc.) und signifikant natürlich die Strommengen zu nennen. Aus wirtschaftlicher Sicht bleibt des Weiteren der fixierte Preis ein signifikanter Faktor in den Vertragsverhandlungen. Dieser administrative Aufwand macht den Findungsprozess (das Matching) passender Marktteilnehmer relativ schwierig und aufwendig. Regelmäßig werden Gegengeschäft monatlich abgerechnet. Etwaige Vermarktungsentgelte sind im fixen Entgelt enthalten.

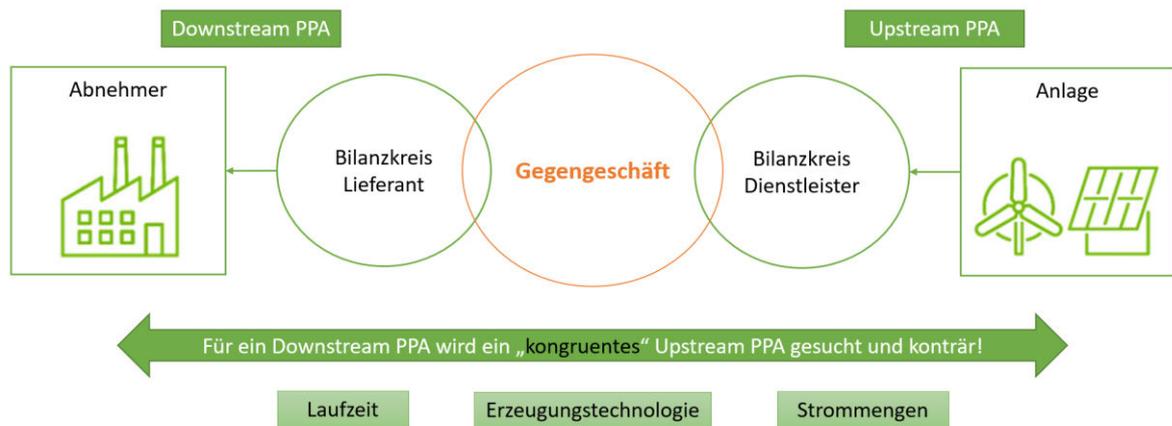


Abbildung 2.29: Fixe Vergütung via Gegengeschäft

Quelle: Mit Inhalten von Schnorr (2022)

Auf Basis von Termingeschäften

Hierbei wird die prognostizierte Strommenge via Termingeschäfte am Markt gehedged und somit ein fixer Preis generiert, dies ist in Abbildung 2.30 dargestellt. Respektive werden die Strommengen im Voraus am Markt verkauft. Die Erlöse (je Lieferjahr) ergeben entsprechend rückwirkend einen fixen Preis für den Erzeuger.



Abbildung 2.30: Fixe Vergütung via Termingeschäft

Quelle: Mit Inhalten von Handelsblatt (2022) & Moneycontroller.de (2019) & Schnorr (2022)

Statt eines Festpreises über die gesamte Laufzeit des Upstream PPAs, wird regelmäßig ein Preis je Lieferjahr berechnet. Für Termingeschäfte über die EEX werden hierzu die Settlements der entsprechenden Lieferjahre verwendet. Hierdurch erhält der PPA je Lieferjahr einen „dynamischen“ Fixpreis, der über alle Lieferjahre einen entsprechenden Mittelwert ergibt, der den eigentlichen PPA-Fixpreis über die Gesamtlaufzeit widerspiegelt. In Abbildung 2.31 ist dieser Sachverhalt bildlich dargestellt. Hierbei ergibt sich der PPA-Preis als Mittelwert der Settlements zu 91,73 €/MWh (graue Linie) und gilt als „fair“ bewertet. Das Basisprodukt entspricht wahrscheinlich den Frontjahren des German Baseloads an der EEX.

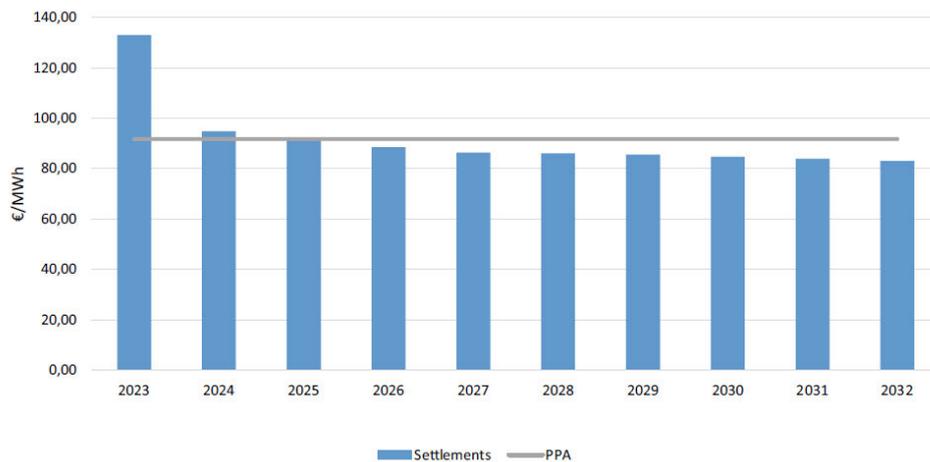


Abbildung 2.31: Fairer PPA-Preis als Mittelwert über die Vertragslaufzeit zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses, mit Settlements der EEX vom 06.01.2022

Quelle: Schnorr (2022)

Eine regelmäßige (zumeist jährliche) Bewertung des Vertrages erfolgt auf Basis von „Mark-to-Market“ (MtM). Hierbei kann es, wie in Abbildung 2.32 zu erkennen ist, zu dynamischen MtM-Effekten kommen, für alle einzelnen Lieferjahre über die Gesamtlaufzeit. Negative MtMs ergeben einen Verlust in der Bewertung, positive MtMs erweisen sich als Gewinn. Über die Gesamtlaufzeit des PPA ergibt sich die Summe der MtMs zu null.

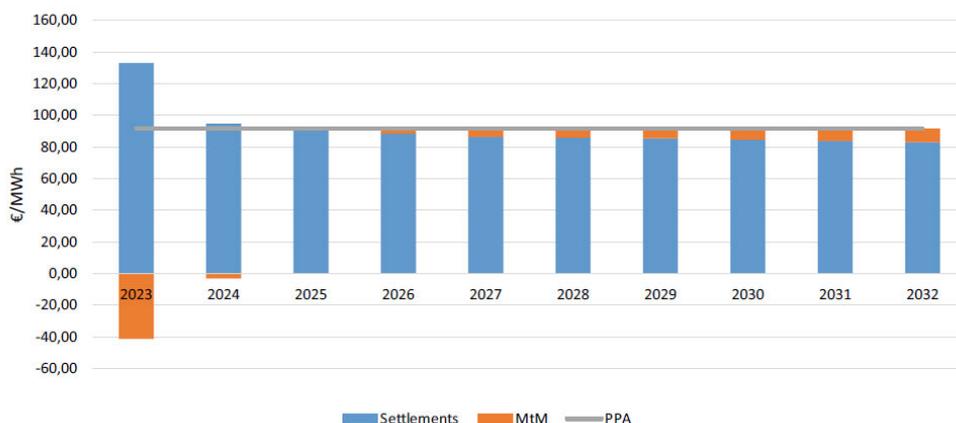


Abbildung 2.32: MtM-Effekte, negative MtMs ergeben Verlust und vice versa

Quelle: Schnorr (2022)

2.7.3 Anlagentyp

In den letzten 2 Dekaden wurden die erneuerbaren Energieanlagen (Windenergieanlagen, Solar) zum Großteil über die „*direkte Vermarktung*“ (Marktprämienmodell) nach EEG-Gesetz vermarktet. Die Förderung läuft maximal 20 Jahre. Hiernach erfolgt entweder ein Rückbau der Anlage oder eine vertragliche Neuausrichtung für die Vermarktung der Strommengen. Auf dieser Basis lassen sich die PPAs nach Art bzw. ihrem Alter klassifizieren. Bei Anlagen, die ohne Förderung nach EEG, also via „*sonstige Direktvermarktung*“ gebaut werden, erhalten die PPAs die Bezeichnung „Greenfield“. Ältere Anlagen, die nach 20 Jahren aus der Förderung entfallen, werden als „Ü20“, „Post-EEG“ oder „Brownfield“ PPA vermarktet. (vgl. für dieses Kapitel Schnorr (2022))

Greenfield PPAs

Wie bereits erwähnt, bezieht sich diese Art PPA auf neue Anlagen, die keine Marktprämie nach EEG-Gesetz erhalten, sondern über die „*indirekte Vermarktung*“ per PPA vermarktet werden. Hersteller gewähren zumeist Garantien auf die Bestandteile der Anlage, die für eine Laufzeit von 20+ Jahren ausgelegt werden. Hierbei muss im Laufe der Nutzung nach technischen und wirtschaftlichen Kriterien entschieden werden. Durch die Neuwertigkeit der Anlagenbestandteile besteht in den ersten Jahrzehnten ein geringeres Risiko für Ausfälle als bei älteren und bereits über Jahrzehnte benutzte Anlagen („Post-EEG“-Anlagen). Die Laufzeiten der PPAs liegen regelmäßig im Bereich von 10 und mehr Jahren. Dies unterstützt bei der Suche nach Kapitalgebern (z.B. Banken) durch einen relativ sicheren Cashflow und reduzierte Ausfallwahrscheinlichkeit.

Post EEG / Ü20 / Brownfield PPAs

Anlagen dieser Klasse haben regelmäßig bereits eine Lebensdauer von 20 Jahren hinter sich gebracht. Dadurch steigt das Risiko für Ausfälle gegenüber den „Greenfield“-Anlagen. Besonders die Versorgung mit Ersatzteilen und notwendiges Know-How können für zentrale Probleme sorgen. Eine sichere Aussage über die mögliche Restlaufzeit lässt sich nur sehr schwer treffen. Die technischen Risiken mit erhöhter Ausfallwahrscheinlichkeit führen zu Unsicherheiten, die regelmäßig nur Verträge über 1 bis 2 Jahren Laufzeit zulassen.

2.7.4 Lieferschema

Die Kategorisierung nach Lieferschema basiert auf den laut PPA zugesicherten Liefermengen, bzw. dessen Lieferprofilen. Diese werden in 3 Gruppen eingeteilt (vgl. für dieses Kapitel Schnorr (2022)):

- Nach Produktion (As Produced)
- Nach Vorhersage (As Forecasted)
- Spezifisches Lieferprofil

As Produced

Beruht der PPA auf Basis der realisierten Produktion der Anlage, muss dieser zu 100 % vom Käufer abgenommen werden. Upstream-PPAs (vgl. Kapitel 2.7.1) beruhen regelmäßig auf dieser Kategorie. Auch die Verträge für Anlagen, die nach Marktprämie laut EEG-Gesetz vermarktet worden sind, beruhen auf dieser Kategorie. Die Bewirtschaftungen für Über- oder Unterdeckung müssen vom Käufer getragen werden. Damit liegt das Liefer-Risiko komplett beim Käufer. Der Verkäufer kann mit Sicherheit seinen kompletten Strom absetzen.

As Forecasted

Hierbei wird dem Abnehmer nicht die tatsächlich realisierte Strommenge der Anlage geliefert, sondern ein „prognostiziertes Profil“ auf Basis täglicher Forecasts. Bei dieser Art PPA, der regelmäßig bei Downstream-Verträgen (vgl. Kapitel 2.7.1) Anwendung findet, liegt das Liefer-Risiko beim Erzeuger, da die tatsächlich realisierten Strommengen signifikant vom Forecast abweichen können. Dadurch werden signifikante Über- oder Unterdeckung möglich, die am Strommarkt vermarktet oder beschafft werden müssen (Stichwort Ausgleichsenergie). Der Käufer kann seine Restmengen auf Basis der Prognosewerte des Verkäufers (Forecast) wie gewohnt per Spotgebot einholen. Dies erleichtert dem Käufer als Abnehmer die operativen Abläufe.

Spezifisches Lieferprofil

Eine vergütete Art (im Sinne von veredelt) des „As Forecasted“ stellt ein PPA mit festem Lieferprofil dar. Hierbei beruht das Lieferprofil nicht auf täglichen Forecasts des Verkäufers bzw. seines Dienstleisters, sondern steht im Vorhinein fest. Ein Beispiel wäre ein Base-Band oder andere (dynamische) Lieferprofile, z.B. in Abhängigkeit von Wochentagen. Die relativ festen Lieferprofile erlauben es dem Käufer bzw. Abnehmer des Stroms eine noch optimalere Integration in sein Portfolio zu gewährleisten. Dies Art von PPA findet regelmäßig bei Downstream-Verträgen Anwendung.

Fixed-Volume PPA

Eine weitere Möglichkeit ist ein „Fixed-Volume PPA“. Hierbei wird eine bestimmte Liefermenge definiert, die während der Vertragslaufzeit vom Erzeuger zu liefern ist. Der Lieferant trägt das Anlagenverfügbarkeits- und Mengenrisiko und muss Über- und Unterdeckungen managen. (vgl. DENA.de (2022))

2.7.5 Vor- und Nachteile von PPAs

Die vorliegende Tabelle 2.11 mit der Auflistung von Vor- und Nachteilen in Bezug auf die Nutzung von PPAs für Erzeuger und Verbraucher bei erneuerbaren Energieanlagen beruht auf den Quellen Interconnector.de (2021) & Next-Kraftwerke.de (2023). Sie erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Die spezifischen Vor- und Nachteile sind abhängig vom Erzeuger, Abnehmer / Verbraucher und den gegebenen Randbedingungen.

Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Langfristige Preissicherheit für Erzeuger und Abnehmer / Verbraucher <ul style="list-style-type: none"> ○ Reduzierung von Risiken bei Stromverkauf und -einkauf ○ Kalkulationssicherheit ○ Nur bei PPAs mit Festpreis • Langfristige Planungssicherheit <ul style="list-style-type: none"> ○ Volatile Strommarktpreise haben keinen Einfluss bei PPAs mit Festpreis • Unterstützung beim Erhalt von Investitionskapital durch vertraglich gesicherte Cashflows <ul style="list-style-type: none"> ○ Bonität des Abnehmers / Verbrauchers ermöglicht ggfs. günstiger Konditionen bei Investoren ○ Langfristige Sicherung & Ermöglichung von Projekten im Bereich der erneuerbaren Energien ○ Unterstützung bei der Reduktion von CO₂ • Nachhaltiger und sauberer Energiebezug für Abnehmer / Verbraucher durch spezifisch physische Lieferung <ul style="list-style-type: none"> ○ Regionaler Strombezug ○ Herkunftsnachweise (HKN) ○ Image verbessern ○ Ökologischer Fußabdruck ○ „Teilhabe an der Energiewende“ • Individueller Vertrags-Spielraum <ul style="list-style-type: none"> ○ Präferenzen für Erzeuger und Abnehmer / Verbraucher abbildbar ○ Freie Preisgestaltung <ul style="list-style-type: none"> ▪ Feste Vergütung durch vertraglich vereinbarte Fixpreise ▪ Variable Vergütung mit der Möglichkeit zur Partizipation an Marktchancen und -risiken • Attraktive Vermarktungsoption für „Brownfield“-Anlagen (Post-EEG-Anlagen) • Verbindliche Abnahmeverpflichtungen • Unabhängig von Förderungen und entsprechenden Verpflichtungen <ul style="list-style-type: none"> ○ Aufwendige Ausschreibungen ○ EEG-Förderung • Nutzung von standardisierten Verträgen zur Reduzierung des Aufwands
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Komplexe und zeitaufwendige Verträge <ul style="list-style-type: none"> ○ Regelmäßig langjährige Absprachen zwischen Erzeuger und Abnehmer notwendig • Langfristige Laufzeiten <ul style="list-style-type: none"> ○ Opportunitätskosten durch steigende / fallende Marktpreise im Verhältnis zum vertraglich vereinbarten Fixpreis ○ Risikoabschlag bei PPAs mit Festpreis und langen Laufzeiten (Kosten für die Preis- und Planungssicherheit) ○ Faire Verteilung des Risikos • Volatile Stromproduktion bei erneuerbaren Energien (Wind, Solar) <ul style="list-style-type: none"> ○ Je nach Lieferschema problematisch für Erzeuger oder Abnehmer / Verbraucher (vgl. Kapitel 2.7.4) ○ Auslagerung des Liefer-Risikos an einen Stromhändler (z.B. als Sleeved PPA)

Tabelle 2.11: Vor- und Nachteile von PPAs

3 Analyse des Ist-Zustands - Herausforderungen im Energiesektor

Die Entwicklungen im Energie- und Rohstoffsektor der vergangenen gut 2 Jahre stellen die Marktteilnehmer vor unbeachtete Herausforderungen. Das Risiko von Margin Calls z.B. beim börslichen Handel von ETDs (Exchange Traded Derivatives) ist nicht neu, wurde durch die starken Preisbewegungen aber in seiner Wahrscheinlichkeit in ein neues Licht gerückt.

In Abbildung 3.1 ist der Bloomberg Commodity Spot Index der vergangenen gut 23 ½ Jahre zu finden. Der Index stellt einen Benchmark für die Rohstoffpreisentwicklung weltweit dar. Nach dem Einbruch Anfang 2020 durch die beginnende Corona Pandemie legte der Benchmark deutlich zu. Vom Coronatief zum neuen Allzeithoch lag der Zuwachs bei etwa 145 % in gut 2 Jahren. Mitte 2021 lag die Steigerungsrate regelmäßig im Jahresvergleich bei gut 70 % (siehe unteren Graph). Die rasante Entwicklung nach der Erholung von der Pandemie markiert damit den steilsten Gradienten seit Anfang 2000. Der geopolitische Katalysator im Herzen Europas seit 24. Februar 2022 befeuerte den Index auf fast 700 Zähler. Durch Basiseffekte schaffte der Gradient in der Spitze dennoch lediglich 55 % im Jahresvergleich.



Abbildung 3.1: Bloomberg Commodity Spot Index Januar 2000 bis 25. Mai 2023

Quelle: Twitter.com (2023), © 2023 Bloomberg Finance L.P.

Über die Verbindung mit dem Finanzsektor sind insbesondere die Banken als Finanzintermediär gefährdet. Nach Kapitel 1.5 tragen die Banken laut Berechnungen der EZB das größte Risiko durch den größten Marktanteil am Brutto-Nominalwert ausstehender Energie-Derivate (Stand Oktober 2022) bei Unternehmen im Euroraum (vgl. Abbildung 1.10). Gefolgt von NFCs (Non-Financial Corporations – nichtfinanzielle Kapitalgesellschaften) und Other Financial Institutions (OFIs).

In den folgenden Subkapiteln werden die Herausforderungen sortiert nach Handelsplatz (Börse, OTC, etc.) und Vertragsart (Margining, Cleared OTC, CSA, Kreditlinien) beschrieben.

3.1 Börslicher Handel

Die stark gestiegenen Energie- und Rohstoffpreise haben signifikanten Einfluss auf die Stabilität des Energiesektors in Deutschland. Für Marktteilnehmer, die ihre Preisrisiken via Hedging am börslichen Handelsplatz absichern, führen zum einen die absoluten Preissteigerungen und zum anderen die stark gestiegene Volatilität zu signifikanten Liquiditätsproblemen. Für Positionen in den börslichen Terminmärkten haben sich die Anforderungen der Initial Margin stark erhöht. Wie in Kapitel 1.5 von der Europäischen Zentralbank (EZB) im Herbst 2022 berichtet wurde, ist das Volumen der Initial Margin bei Unternehmen im Euroraum zwischen Oktober 2021 und Oktober 2022 von etwa 40 Mrd. € auf in der Spitze gut 150 Mrd. € angewachsen (vgl. Abbildung 1.7). Dies ist eine Folge der absoluten Preissteigerungen als auch der Volatilität, die in die Berechnung der Initial Margin einfließt. Bei der EEX wird der Industriestandard SPAN® zur statistischen Risikoanalyse eingesetzt, in diese fließen „die Preisbewegungen und Volatilitäten der verschiedenen Produkte und Produktgruppen“ ein (vgl. Kapitel 2.6.2.4 SPAN® Initial Margin).

Die EEX berichtete von gewöhnlichen Initial Margin Anforderungen von etwa 3 bis 7 % des Nominalvolumens für langlaufende Hedges in den Jahren vor Beginn der Energiekrise seit 2021 / 2022. Am Beispiel eines Long-Term Hedges über 10 Jahre eines Renewable PPAs im *Spanish Power Base Year* (Strom Baseload in Spanien als Jahreskontrakte) wird der signifikante Anstieg der Liquiditätsanforderungen im Sinne der Initial Margin deutlich. Der Kapitalbedarf lag nach Abbildung 3.2 Anfang November 2022 bei fast 20 %. Und damit etwa 3 bis 7 mal so hoch wie üblich. Der Liquiditätsbedarf durch tägliche Margin Calls auf Basis der Variation Margin zum Ausgleich der Marktpreisschwankungen ist in diesem Beispiel noch nicht mit berücksichtigt. (vgl. EEX.com (2022))

Date	Product	Expiry Year	Expiry Month	Trade Price	Initial Margin per Contract*	Lots	Initial Margin (in EUR)	Trade Volume (in MWh)	Notional Value
2/11/2022	Spanish Power Base Year	2023	12	210.00 €	€ 355,480.00	1	€ 355,480.00	8,760	€ 1,839,600.00
	Spanish Power Base Year	2024	12	130.00 €	€ 212,397.00	1	€ 212,397.00	8,784	€ 1,141,920.00
	Spanish Power Base Year	2025	12	87.00 €	€ 107,134.00	1	€ 107,134.00	8,760	€ 762,120.00
	Spanish Power Base Year	2026	12	71.00 €	€ 105,908.00	1	€ 105,908.00	8,760	€ 621,960.00
	Spanish Power Base Year	2027	12	67.00 €	€ 113,617.00	1	€ 113,617.00	8,760	€ 586,920.00
	Spanish Power Base Year	2028	12	63.00 €	€ 115,685.00	1	€ 115,685.00	8,784	€ 553,392.00
	Spanish Power Base Year	2029	12	62.00 €	€ 117,121.00	1	€ 117,121.00	8,760	€ 543,120.00
	Spanish Power Base Year	2030	12	60.00 €	€ 117,296.00	1	€ 117,296.00	8,760	€ 525,600.00
	Spanish Power Base Year	2031	12	59.00 €	€ 117,559.00	1	€ 117,559.00	8,760	€ 516,840.00
	Spanish Power Base Year	2032	12	58.00 €	€ 117,793.00	1	€ 117,793.00	8,784	€ 509,472.00
								€ 1,479,990.00	87,672

Initial Margin in % of Notional Value 19.47%

Abbildung 3.2: Beispielhafter Long-Term Hedge eines Renewable PPAs über 10 Jahre im Spanish Power Base Year mit Stichtag 2. November 2022

Quelle: Entnommen aus EEX.com (2022)

Sehr hoch Punkten kann der börsliche Handel mit hervorragender Markttransparenz. Alle Marktteilnehmer haben den gleich Zugang zu denselben Informationen und können von der Preis- und Informationstransparenz auf Augenhöhe profitieren. Marktmanipulation und Insiderhandel sind erschwert (vgl. Kapitel 2.1.1). Herausforderungen beim Zugang zum börslichen Handel sind die signifikanten Kapitalbereitstellungskosten fürs Margining (Clearing) und kompliziertes Cash-Handling. Dafür kann der standardisierte Terminhandel an der Börse

mit Liquidität (Produktabhängig) und der zuvor genannten Preistransparenz punkten. Weitere Hürden sind die Anforderungen zur Zulassung an einer Börse zusammen mit der Zulassung beim Clearing House bzw. der Kooperation mit einem entsprechenden Clearing Member der Clearingstelle. Neben dem finanziellen Aufwand für den Zugang sind die personellen Ressourcen und entsprechendes Know-How vorzulegen. (vgl. Kapitel 2)

Das für viele Marktteilnehmer am börslichen Handel wohl dynamischere Risiko liegt in der Variation Margin (VM). Sie dient als Instrument zur Reduzierung des Kontrahenten- und Ausfallrisikos für das Clearing House. Wie in Kapitel 1.5 von der Europäischen Zentralbank (EZB) im Herbst 2022 berichtet wurde, sind die Geldströme im Zusammenhang mit der VM zwischen Oktober 2021 und 2022 von 5 bis 10 in der Spitze auf 30 Mrd. € pro Tag rasant angewachsen. Dies hat den Energiesektor stark unter liquiden Druck gesetzt. „Die Variation Margin ist der Hauptverantwortliche für die Entstehung von Margin Calls“ auf Tagessicht (vgl. Kapitel 2.6.2.1 Variation Margin). Insbesondere die Erweiterung, die *Intraday Variation Margin*, setzt mit einer Aktualisierungsrate von 10 Minuten die Marktteilnehmer im Energiesektor zeitlich sehr stark unter Liquiditätsdruck. Die Problematik der Margin Calls durch Variation Margin ist im folgenden Kapitel 3.2 durch ein Beispiel beschrieben und bildlich dargestellt.

3.2 Margin Calls – Ein Beispiel

Steigender Liquiditätsbedarf durch starke Marktbewegungen – Erläuterung anhand eines Beispiels

Intensive Marktbewegungen bergen das Risiko für steigenden Liquiditätsbedarf bei Stadtwerken und anderen Marktteilnehmern, die auf dem Energiemarkt tätig sind. Sobald ihre Verkaufs- oder Kauf-Position am gesicherten Terminmarkt (via Clearing House oder mittels CSA Anhang bei OTC) mark-to-market stark in den Verlust gerutscht ist, wird die Wahrscheinlichkeit für Margin Calls stetig größer. Mit anderen Worten, verkauft ein Marktteilnehmer zum Beispiel Strom an der Börse und der Marktpreis für Strom steigt rapide über den vereinbarten Kaufpreis an, erhält er von der Börse einen Margin Call zur Hinterlegung einer Kautions bzw. Variation Margin (VM) damit das Counterparty-Risiko der Börse ausgeräumt wird, sollte der Marktteilnehmer nicht liefern. Hierdurch verhindert die Börse, dass der Marktteilnehmer seinen vertraglich vereinbarten Lieferverpflichtungen nicht nachkommt und seine Mengen zu besseren Konditionen am Markt veräußert. Analog muss der Käufer eine VM hinterlegen, sollte der Marktpreis in Relation zum vereinbarten Kaufpreis rapide fallen. Hierdurch möchte die Börse verhindern, dass der Käufer sich zu nun günstigeren Konditionen am Markt Strom beschafft und anschließend seiner vertraglich vereinbarten Abnahme der Strommenge nicht mehr nachkommt.

Im Folgenden wird die Problematik anhand eines Beispiels aufgezeigt. Hierzu hat das Handelsblatt im Herbst des vergangenen Jahres einen interessanten und aufschlussreichen Artikel veröffentlicht, auf dessen Basis der kommende Abschnitt beruht. (vgl. Handelsblatt (2022))

Tag 1

Das Energieversorgungsunternehmen (EVU) *CheapEnergy* besitzt zum Stichtag 1. Mai, wie in Abbildung 3.3 zu erkennen ist, 1.000.000 € an Liquidität und gleichzeitig Gas im Umfang von 10.000 MWh. Unter Berücksichtigung des aktuellen Marktpreises von 50 €/MWh an einer Börse ergibt sich für das Gas ein Marktwert von 500.000 €. Über die Börse bietet das EVU ihr Gas anderen Marktteilnehmern zum Kauf an und verspricht gleichzeitig der Börse das Gas zum vertraglich vereinbarten Zeitpunkt zu liefern. Die Käufer (z.B. Stadtwerke) gehen mit der Börse einen Kaufvertrag über den Marktpreis zzgl. eines Aufschlags ein, den die Börse einbehält.

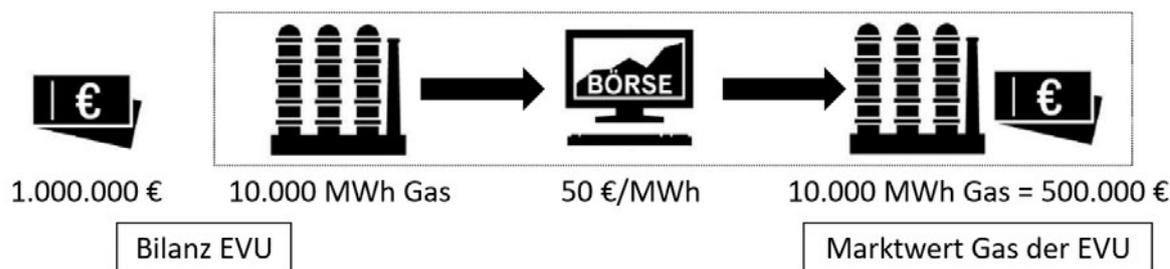


Abbildung 3.3: Bilanz EVU zum 1. Mai mit Marktwert Gas, links Liquidität und Gas-Vorrat, mittig Börsenpreis Gas, rechts Marktwert des Gas-Vorrats

Quelle: Eigene Konstruktion auf Basis von Handelsblatt (2022)

Tag 8 – Eine Woche später

Am 8. Mai erreicht der Marktpreis von Gas 150 €/MWh. Dadurch steigt der Marktwert vom Gas des EVU auf 1.500.000 €. Hierdurch hätte das EVU *CheapEnergy* aus wirtschaftlicher Sicht den Drang ihr Gas zu dem nun gültigen Marktwert zu veräußern. Immerhin beträgt die Differenz stattliche 1.000.000 € ($10.000 \text{ MWh} \cdot 100 \text{ €/MWh}$ Differenz zu Tag 1) bzw. geht es um eine Steigerung von 200 % beim Marktwert des Gases.

Nun kommt allerdings die Börse ins Spiel und verlangt Vertragstreue und auf dessen Basis die Zahlung einer Variation Margin (VM) exakt dieser Differenz (siehe Abbildung 3.4) *gelled* wird. Damit möchte die Börse verhindern, dass das EVU ihrer Lieferverpflichtung nicht nachkommt und richtet einen *Margin Call* an *CheapEnergy*. Die VM kann als Art Kautions erklärt werden, die Verkäufer dazu motivieren soll, ihre Lieferverpflichtungen einzuhalten.

Würde das EVU nicht liefern, könnte die Börse wiederum nicht seinen vertraglichen Verpflichtungen gegenüber den Käufern nachkommen und könnte bei fehlenden liquiden Mitteln selbst unter starken wirtschaftlichen Druck geraten (siehe hierzu z.B. den Dominoeffekt, der auch während der GFC und Jahre später im Finanzsektor für schlaflose Nächte gesorgt hatte (vgl. *manager-magazin.de* (2010))). Die Kautions überweist die Börse an die Käufer. Diese wären damit in der Lage sich bei einem Lieferausfall der EVU das Gas am Markt ersatzweise zu beschaffen. Die Börse reduziert mit dem *Margin Call* ihr Counterparty-Risiko auf ein Minimum.

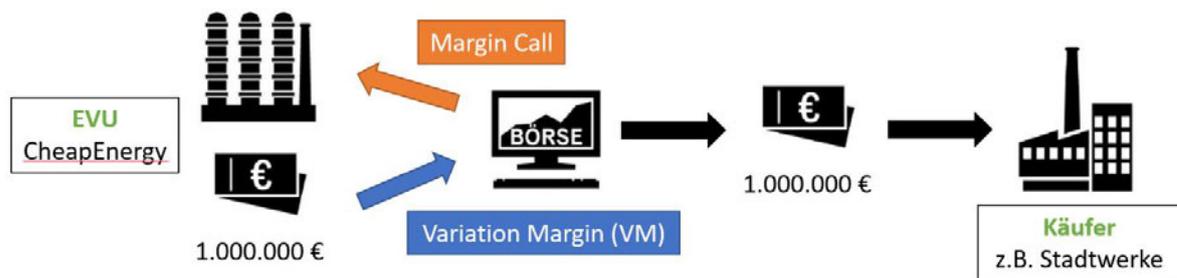


Abbildung 3.4: Margin Call an CheapEnergy und Zahlungsfluss der Variation Margin

Quelle: Eigene Konstruktion auf Basis von Handelsblatt (2022)

Durch den Margin Call der Börse und die anschließende Zahlung der Kautions bzw. Variation Margin sinken die liquiden Mittel des EVUs enorm, wie in Abbildung 3.5 zu erkennen ist. In diesem Fall verschlingt die VM die vollständigen liquiden Mittel von CheapEnergy!

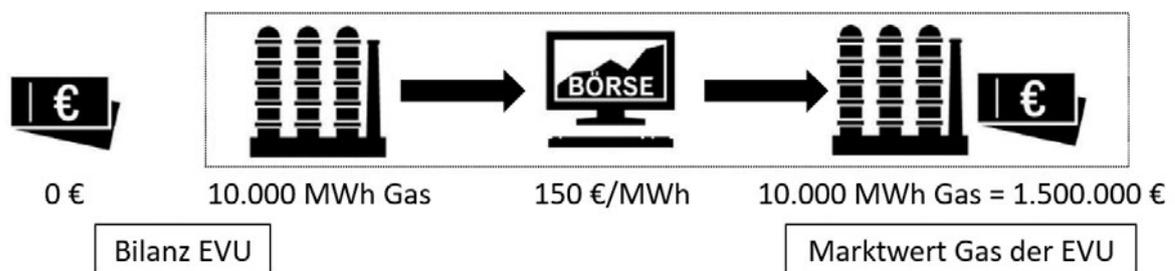


Abbildung 3.5: Bilanz EVU zum 8. Mai mit Marktwert Gas, links Liquidität und Gas-Vorrat, mittig Börsenpreis Gas, rechts Marktwert des Gas-Vorrats

Quelle: Eigene Konstruktion auf Basis von Handelsblatt (2022)

Tag 15 – Zwei Wochen nach Stichtag

Am 15. Mai erreicht der Marktpreis für Gas neue Höchststände mit 450 €/MWh aufgrund einer Explosion und dem zu erwartenden, mehrmonatigen Ausfalls des wichtigen Henry Hubs in den Vereinigten Staaten zum Export von Liquefied Natural Gas (LNG). Mit dem starken Anstieg der Gas-Notierungen steigt der Buchwert des Gas-Vorrats des EVU auf 4.500.000 €, wie in Abbildung 3.6 zu erkennen ist. Die liquiden Mittel verbleiben bei 0 €.

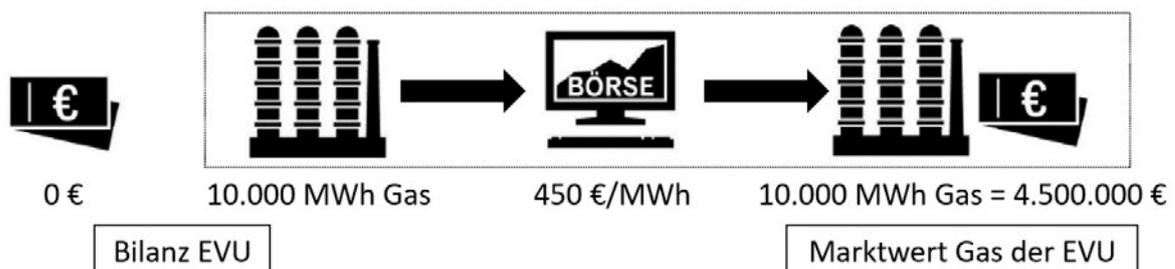


Abbildung 3.6: Bilanz EVU zum 15. Mai mit Gaspreis auf neuen Höchstständen

Quelle: Eigene Konstruktion auf Basis von Handelsblatt (2022)

Durch den weiteren Preisanstieg erhöht sich die VM um 3.000.000 € auf 4.000.000 € für CheapEnergy. Die Börse richtet einen weiteren Margin Call an das EVU über weitere 3 Mio. €. Wie aus der Abbildung 3.6 hervorsticht, besitzt CheapEnergy zu diesem Zeitpunkt keine liquiden Mittel in dieser Größenordnung. Sollte CheapEnergy eine gute Bonität besitzen, wird das Unternehmen vermutlich weitere Kredite von Banken erhalten, wie in Abbildung 3.7 zu erkennen ist oder z.B. Kreditlinien erhöhen.

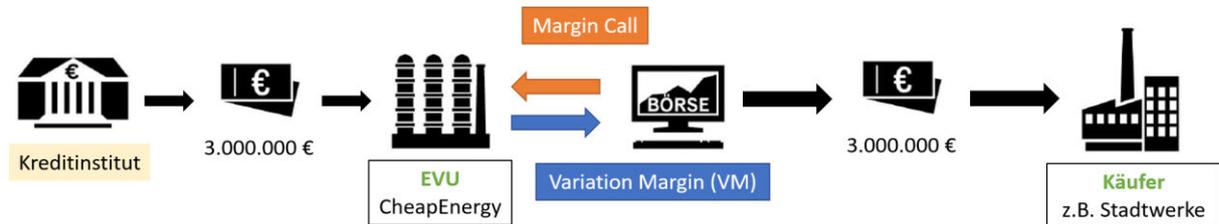


Abbildung 3.7: Weiterer Margin Call an CheapEnergy mit Zahlungsflüssen der Variation Margin via Kreditinstitut, etwaige Zinsen vom EVU an Kreditinstitut nicht berücksichtigt

Quelle: Eigene Konstruktion auf Basis von Handelsblatt (2022)

Andernfalls könnte das EVU auf Basis der Versorgungssicherheit der Bevölkerung eine Anfrage an den Staat richten und um einen Staatskredit oder Bürgschaft für einen Kredit bitten, wie in Abbildung 3.8 zu sehen ist.

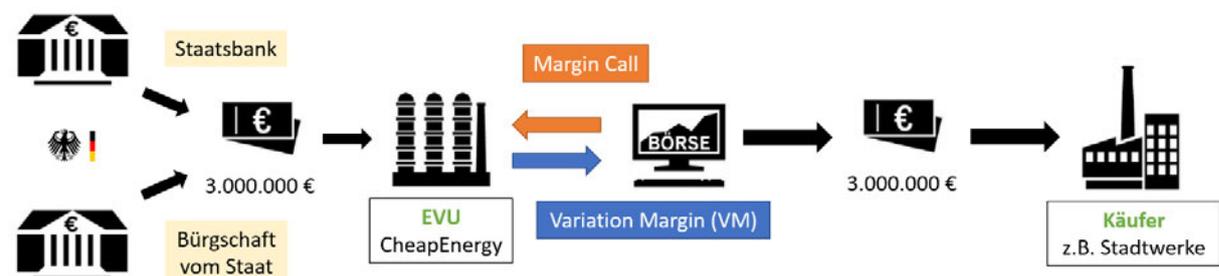


Abbildung 3.8: Weiterer Margin Call an CheapEnergy mit Zahlungsflüssen der Variation Margin via Staatsbank oder Bürgschaft vom Staat, etwaige Zinsen nicht berücksichtigt

Quelle: Eigene Konstruktion auf Basis von Handelsblatt (2022) & Bundesregierung.de (2023)

Woher das EVU die Liquidität erhält ist der Börse gleichgültig. Damit CheapEnergy weiterhin als „zuverlässiger Handelspartner“ gilt, ist die zügige Zahlung der Variation Margin von Bedeutung.

Tag 22 – Eine Woche vor Lieferung

Zum 22. Mai fielen die Gas-Notierungen um 200 € auf 250 €/MWh. Damit ist auch der Marktwert des Gas-Vorrats der EVU gefallen, wie in Abbildung 3.9 zu erkennen ist. Durch den Rückgang der Gaspreise liegt der Marktwert zu diesem Zeitpunkt nur noch bei 2.500.000 € und damit um 2.000.000 € tiefer als vor einer Woche.

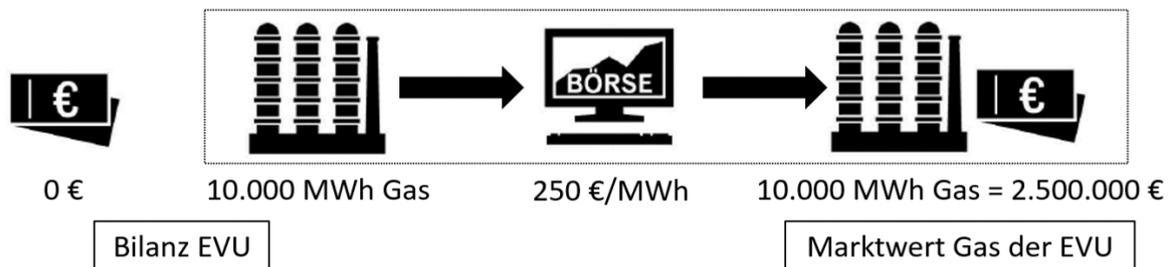


Abbildung 3.9: Bilanz EVU zum 22. Mai

Quelle: Eigene Konstruktion auf Basis von Handelsblatt (2022)

Die Börse richtet nun, analog zum Fall der steigenden Gaspreisen, einen Margin Call an den Käufer über die Differenz von 2.000.000 €. Dies ist in Abbildung 3.10 zu erkennen. Das Geld fließt zurück an CheapEnergy und kann von der EVU für die Rückzahlung von Krediten und Bürgschaften verwendet werden.

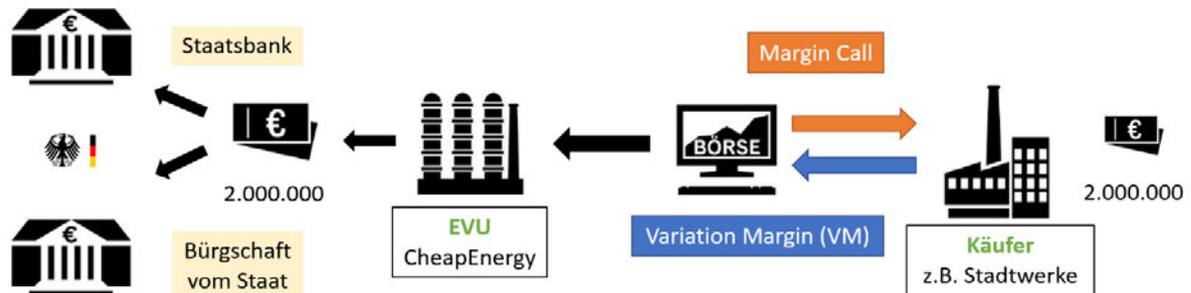


Abbildung 3.10: Margin Call an den Käufer durch fallende Gaspreise zum 22. Mai

Quelle: Eigene Konstruktion auf Basis von Handelsblatt (2022) & Bundesregierung.de (2023)

Tag 31 – Tag der Lieferung

Am Ende des Monats Mai liefert das EVU wie vertraglich vereinbart worden war seine 10.000 MWh Gas und erhält für diese Lieferung, wie am 1. Mai per Kaufvertrag vereinbart worden war, 50 €/MWh, obwohl der Marktpreis für Gas weiterhin auf deutlich höherem Niveau liegt von 250 €/MWh. Wie in Abbildung 3.11 zu erkennen ist, erhält das EVU auch die Kautions bzw. Variation Margin zurück von der Börse bzw. dem Käufer. Mit der erhaltenen Liquidität von zusammen 2.500.000 € begleicht das EVU seine etwaigen Schulden und Bürgschaften bei Kreditinstituten und / oder dem Staat.

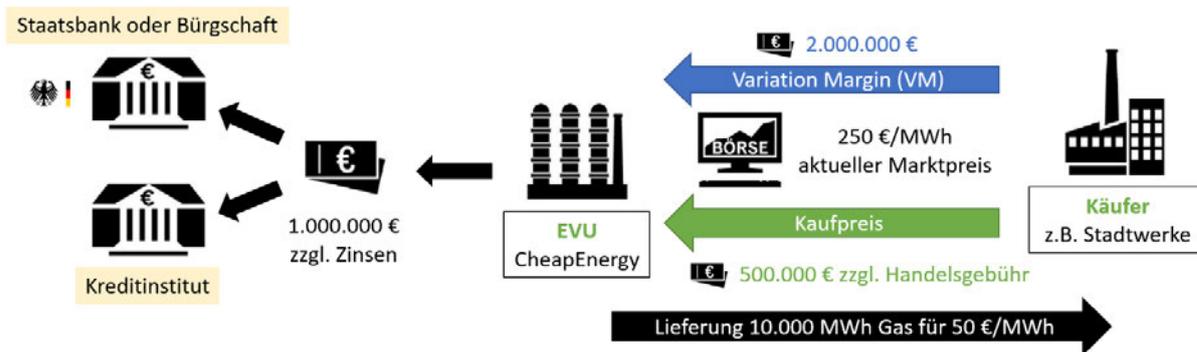


Abbildung 3.11: Settlement am Tag der Lieferung Ende Mai, ohne Geldfluss für Handelsgebühr und Zinsen abgebildet

Quelle: Eigene Konstruktion auf Basis von Handelsblatt (2022) & Bundesregierung.de (2023)

Nach dem Settlement des Kaufvertrags erhöht sich die Liquidität des Unternehmens CheapEnergy und der Gas-Vorrat ist leer. Das ist in Abbildung 3.12 dargestellt. Der Marktpreis von Gas hat zu diesem Zeitpunkt keinen Einfluss mehr auf den Buchwert des Unternehmens. Marktbewegungen gegen das EVU führen nicht mehr zu Margin Calls der Börse.

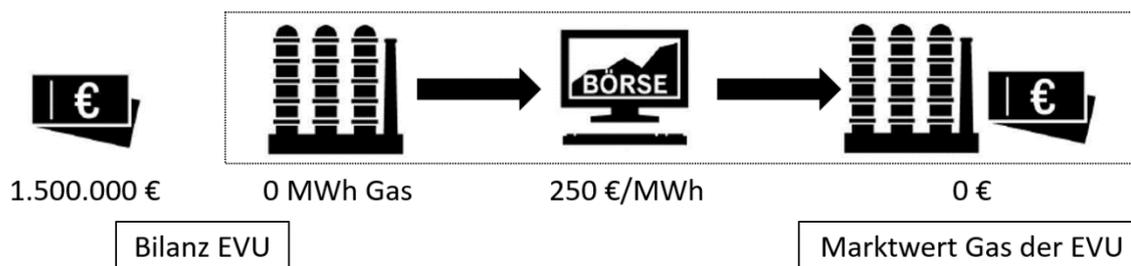


Abbildung 3.12: Bilanz EVU nach Settlement, links Liquidität und Gas-Vorrat, mittig Börsenpreis Gas, rechts Marktwert des Gas-Vorrats, keine Berücksichtigung etwaiger gezahlter Zinsen zu Lasten der liquiden Mittel

Quelle: Eigene Konstruktion auf Basis von Handelsblatt (2022)

Durch die Marktbewegungen während der offenen Position des Gas-Verkaufs mittels Future konnte die EVU keine weiteren Erlöse erzielen. Vielmehr waren aus finanzieller Sicht signifikante Aufwendungen zu erbringen. Für die „geleaste“ Liquidität bei Bank und Co. muss die EVU mit ziemlicher Sicherheit ein Entgelt bezahlen. Das verringert den Gewinn aus dem Verkauf der Gasmengen. Das Management des Preisrisikos durch die börslichen Future-Kontrakte hatte ein erhöhtes Kredit- und Ausfallrisiko zur Folge durch die finanzielle Belastung ausgelöst durch die Marktbewegungen.

3.3 Bilateraler OTC Handel

Der außerbörsliche Handel über bilaterale Handelsgeschäfte besitzt im Vergleich zum börslichen Handel mit zentralem Clearing House ein starkes Potenzial für signifikantes Kreditausfallrisiko. Nur die Kombination mit einem Credit Support Annex (CSA) Anhang oder zentralem Clearing via cleared OTC Verträgen schaffen Abhilfe. Die Liquiditätsanforderungen sind ohne Margining deutlich geringer. Aus bürokratischer Sicht ist der Aufwand beim bilateralen Handel deutlich größer, da mit jedem Handelspartner gesonderte Verträge ausgehandelt werden müssen. Die Nachteile liegen in der geringeren Transparenz in Bezug auf die Preise und Handelsdaten und dem erhöhten Manipulationsrisiko. Bei Off-Standard-Produkten wird die Liquidität oftmals beschränkt sein. Ein weiterer Nachteil sind die oftmals nicht standardisierten Instrumente bei der individuellen Vertragsgestaltung. Dazu kommt die dezentrale Hinterlegung von Sicherheiten bei vielen verschiedenen Handelspartnern, sofern diese vertraglich vereinbart worden ist. (vgl. Kapitel 2.2 ff.)

3.3.1 Cleared OTC

Der Teil des OTC-Handels, der über zentrale Clearingstellen abgewickelt wird, besitzt analog zum börslichen Handel ein deutlich verringertes Kontrahentenrisiko. Stattdessen kann es zu hohem Liquiditätsbedarf kommen durch Initial Margin (IM) und Variation Margin (VM). Insbesondere die VM kann zu Margin Calls führen. Das Clearing House bzw. der jeweilige Clearing Member hat gehobene Anforderungen an die Geschäftsbeziehung und regelmäßig gibt es hohen Kapitalbedarf. (vgl. Kapitel 2.1)

Die Produkte im Cleared OTC müssen „börslich handelbar sein“ und sich deshalb durch Standard-Produkte abbilden lassen. Des Weiteren sind die Gebühren der Clearingstelle als negative Komponente dieser Vertragsart aufzuzeigen. Der signifikanteste Vorteil liegt im stark reduzierten Erfüllungsrisiko, gefolgt von der Vertragsfreiheit bei der Ausgestaltung der Produkte, sofern sie sich wie erwähnt durch börsliche Standard-Produkte abbilden lassen. (vgl. Kapitel 2.3).

Nach Daten von Trayport war der cleared OTC-Handel etwas ausgeprägter als die Summe aus bilateralem OTC-Handelsvolumen ohne zentralem Clearing und börslich gehandelten Volumina. Die steigende Nachfrage von Sicherheit durch zentrales Clearing ist in den Jahreszahlen von Trayport sichtbar. Von 2017 bis 2021 (jeweils YTD November) erhöhte sich der Marktanteil des cleared OTC um 70 % von 20 %-Punkten auf 34 %-Punkten. Die Daten für 2022 stellen mit einem Marktanteil von 49 % (YTD November) eine Sondersituation dar, durch die Auswirkungen der Energiekrise. Vereinzelt Marktteilnehmer haben aufgrund der stark gestiegenen Preise und der Volatilität einen Teil ihrer unbesicherten Positionen in das sicherere Clearing transferiert. (vgl. Kapitel 2.3)

3.3.2 Credit Support Annex (CSA)

Durch die Nutzung der Variation Margin analog zu den zentral gesicherten Produkten bei einer Börse mit Clearing House unterliegen die Derivat-Handelsverträge mit Credit Support Annex (CSA) dem gleichen Margin Call Risiko wie die Produkte in Kapitel 3.1. Lediglich die Initial

Margin entfällt regelmäßig, von daher ist der Liquiditätsbedarf geringer als bei cleared OTC oder dem direkten Börsenhandel mit Clearing House Unterstützung (vgl. Kapitel 2).

Der CSA beseitigt eine der Kern-Nachteile des bilateralen OTC-Handels, das (hohe) Kreditausfallrisiko für beide Parteien. Die General bzw. Master Agreements sehen hier keinen ausreichenden Schutz vor. Mit Hilfe des CSA wird das Kontrahentenrisiko für beide Parteien mit Ausgleichszahlungen stark reduziert. Analog zu den Zahlungsströmen im zentral gesicherten Börsenhandel mit Clearing House. In §16 (Guarantees and Credit Support) des im Anhang B-1 befindlichen Mustervertrags der EFET für den Stromhandel wird zwar „das Risiko der Parteien adressiert in Bezug auf die Kreditwürdigkeit der Gegenpartei“, allerdings ist der Austausch von „Credit Support Documents“ als optional angegeben. Nach §18 (Provision of Financial Statements and Tangible Net Worth) kann jede Partei die Jahresabschlüsse und Übersicht des Sachvermögens von der Gegenpartei auf Anfrage bekommen. Bei einem starken Rückgang des greifbaren Nettovermögens ist die Gegenpartei zu informieren (vgl. EFET.org (2007)). Informationen allein reduzieren allerdings nicht direkt das Kreditausfallrisiko, maximal helfen sie bei der Risiko- bzw. Verlustbegrenzung. Etwaige individuelle Anpassungen der Parteien sind von diesen Aussagen ausgenommen.

Die auf das Kontrahentenrisiko stabilisierende Wirkung des CSA Anhangs der Master und General Agreements für Derivat-Handelsgeschäfte hat den signifikanten Nachteil für kleine und mittlere Marktteilnehmer, dass sie für diese Vertragsart nicht genügend Liquidität und Bonität besitzen (vgl. Kapitel 2. CSA „Nur für Großkunden (Bonität)“). Trotz guter Bonität ist es nicht unüblich, dass die Risikomanagementabteilungen die Handelsvolumina durch „Unsicherheiten“ bei der Kreditwürdigkeit des Counterparts sehr limitieren (vgl. Kapitel 2).

Mit Hilfe der CSA Anhänge können Marktteilnehmer die Freiheit des OTC-Marktes bei der Vertragsgestaltung der handelbaren Produkte (z.B. Off Standard Produkte im Terminhandel) ausnutzen („individuelle Vertragsgestaltung“) in Kombination mit der nötigen Sicherheit in Bezug auf das Kreditausfallrisiko des Counterparts. Die Geschäftsbeziehung via CSA zur Risikominimierung hat einen signifikanten Nachteil gegenüber dem zentralen Clearing via Clearing House bei Börsengeschäften oder cleared OTC. Das sind die dezentralen Hinterlegungen von Sicherheiten bei den vielen einzelnen Handelspartnern gegenüber einer zentralen Clearingstelle. Ebenfalls ist das Manipulationsrisiko ausgeprägter als im börslichen Handel. Dennoch werden etwa 75 % des Stromhandels in Deutschland über OTC abgewickelt. (vgl. Kapitel 2.2)

Die im CSA festgelegten Clearingschwellen sind unabhängig und individuell von der gesetzliche Vorgabe durch die European Market Infrastructure Regulation (EMIR) für standardisierte OTC-Produkte. Nach EMIR müssen seit Anfang September 2022 ab einem Nominalvolumen von > 8 Milliarden €uro Initial Margins ausgetauscht werden. Gleiches gilt seit Anfang März 2017 für alle Marktteilnehmer für den Austausch der Variation Margin (Ausgleichszahlungen für Marktpreisschwankungen), wenn die Clearingschwelle von 3 Mrd. €uro bei Energie- und Rohstoffderivaten überschritten wird. (vgl. Kapitel 2.2.1). Hierdurch ergibt sich für die Parteien des CSA Anhangs eine große Bandbreite bei der Ausgestaltung der Clearingschwellen (Clearing Threshold) und Margin Anforderungen bis zu den zuvor genannten Nominalvolumina.

3.3.3 Kreditlinien

Das Exposure je Handelspartnern ergibt sich als Summe aus Erfüllungs- und Wiedereindeckungs- bzw. Absatzrisiko. Nach Kapitel 2.5.6 ff. werden für das Erfüllungsrisiko regelmäßig mindestens zwei Monate beim Lieferanten angesetzt. Für den vergangenen und laufenden Monat. Der Wert des Verlusts zur Wiedereindeckung oder zum Wiederabsatz ist abhängig von den noch nicht in Lieferung befindlichen Positionen. Diese Summe entspricht dem Verlust, dem ein Unternehmen zum aktuellen Zeitpunkt ausgesetzt wäre, sollte der Handelspartner heute ausfallen.

Nach Kapitel 2.5.3 kann durch die Festlegung des *Nettings* (vgl. Anhang B-1 §13 Punkt 3 Payment Netting) im Rahmenvertrag das Kreditausfallrisiko stark reduziert werden. Damit hat die Netting-Regelung im Rahmenvertrag einen starken Einfluss auf die Kalkulation des Exposures der einzelnen Handelspartner. Bei bestehender Netting-Vereinbarung kann das Unternehmen separate Zahlungen an den insolventen Handelspartner verweigern und mit eigenen Forderungen verrechnen. Ohne Netting-Vereinbarung ist das Unternehmen zu fortlaufenden Zahlungen verpflichtet und die Zahlungen des Unternehmens verblissen in der Insolvenzmasse des Handelspartners. (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

Bei Insolvenz eines Handelspartners führt die Netting-Vereinbarung dazu, dass (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016)):

- (1) Der Rahmenvertrag gekündigt wird
- (2) Sämtliche Lieferungen eingestellt werden
- (3) Offene Forderungen und Verbindlichkeiten verrechnet werden können
- (4) Offene Lieferverträge mit Mark-to-Market-Bewertung in die Verrechnung der Forderungen und Verbindlichkeiten mit einfließt
- (5) Schlussendlich bleibt nur eine Netto-Forderung oder Verbindlichkeit übrig

Damit kann der tatsächliche Schaden unter Anwendung einer Netting-Vereinbarung im Rahmenvertrag über die Kapitel 2.5.6.1 & 2.5.6.2 kalkuliert werden. Die Netting-Vereinbarung sollte um das Zahlungs-Netting erweitert werden. Dadurch kann bis zu einem gewissen Grad verhindert werden, dass ein Unternehmen seine Netto-Verpflichtungen begleicht, die eigenen Forderungen jedoch unbedient bleiben. (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

Im Vergleich zu den anderen Vertragsarten des bilateralen OTC-Handels sind Kreditlinien mit sehr hohem Kontrahentenrisiko verbunden. Eine Reduzierung des Kreditrisikos kann nach Kapitel 2.5.8 über verschiedene Instrumente erreicht werden. Hierbei hat der Barausgleich die signifikanteste Wirkung. Die einseitige Sperrung führt nicht zwingend zum schnellen Ausgleich der offenen Positionen und Sleeve-Handelsgeschäfte erhöhen das Kreditrisiko des Unternehmens insgesamt um das Exposure mit dem (neuen) Handelspartner als Sleeve des gesperrten Kontrahentens.

Eine sichere Alternative wäre die Erweiterung der Rahmenverträge um das Credit Support Annex oder noch besser das Clearing über ein Clearing House, analog zum börslichen Handel. Ohne diese Erweiterungen können die offenen Positionen nach Kapitel 2.5.7 trotz einer bereits

erfolgten Sperre des Handelspartners zu sehr hohen und signifikanten Verlusten durch das Wiedereindeckungs- bzw. Wiederabsatzrisiko führen für den Fall der Insolvenz des Kontrahenten.

Marianne Diem beschreibt die Credit Support Annex als sehr unbeliebte Anhänge bei den EFET-Regelungen, da die Marktteilnehmer die nicht abschätzbaren und zum Teil sehr hohen und kurzfristigen Zahlungsverpflichtungen scheuen. Das OTC-Clearing hat auf Basis dieser Liquiditätserwägungen ebenfalls keinen guten Stand bei den Marktteilnehmern. Das bremst den Transfer von signifikanteren Volumina zum Clearing bzw. vollem Margining mit deutlich geringerem Kontrahentenrisiko aus. Der OTC-Markt über einfache Kreditlinien genießt aus diesen Gründen eine hohe Beliebtheit bei den Versorgern, da hier die Cashflows der Endkunden mit den Verpflichtungen aus den OTC-Handelsgeschäften (zeitlich und deterministisch) verknüpft werden können. Im Gegensatz hierzu stehen die volatilen Anforderungen durch Initial und Variation Margin im zentralen Clearing. (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016) & Kapitel 2.1 & 2.3)

Ausgeschöpfte Kreditlinien kleiner und mittlerer Unternehmen können zur Handlungsunfähigkeit in Bezug auf die langfristige Preisabsicherung mittels Terminmarkt führen. Die jüngsten Entwicklungen an den Energie- und Rohstoffmärkten können Versorgungsunternehmen dazu veranlassen ihre Kundenbeziehungen vor dem Hintergrund des gestiegenen Kontrahentenrisikos und hohen Kapitalkosten zu konsolidieren. Marktzugänge über Kreditlinien ohne CSA führen zu hohem Liquiditätsbedarf und damit verbundenen Kapitalkosten bei den großen Versorgern. Die neuen Marktkonditionen führen zu vergrößerten Einstiegshürden für Stadtwerke und Co auf der Suche nach einem Marktzugang.

3.4 Power Purchase Agreements (PPAs)

PPAs sind vom Risiko her vergleichbar mit Kreditlinien. Für beide Parteien existieren analog das Erfüllungs- und Wiedereindeckungs- bzw. Wiederabsatzrisiko (vgl. Kapitel 2.5.6). Eine Insolvenz des Abnehmers der Strommengen führt zum Zahlungsausfall der bereits gelieferten Mengen. Analog kann bei Vorkasse die Lieferung des Erzeugers ausbleiben. Genauso kann es zu Verlusten durch Wiedereindeckung beim Abnehmer kommen, wenn der PPA entfällt und die Strommengen am Markt nachbeschafft werden müssen. Das Wiederabsatzrisiko trägt der Erzeuger, wenn die Vertragspartei die Strommengen doch nicht abnehmen sollte und die aktuellen Marktpreise deutlich unter der vertraglichen gesicherten Vergütung liegen.

Analog zum Kontrahentenlimit spielt bei den PPAs die Bonität der Vertragsparteien eine wichtige Rolle. Des Weiteren ist die Integrität des Handelspartners und sind Sicherheiten ein Kernpunkt der PPA-Verträge. Als Sicherheiten könnten z.B. Garantien, Bürgschaften oder Patronatserklärungen in Frage kommen (vgl. Kapitel 2.5.4). Je nach Lieferschema liegt das Mengenrisiko entweder beim Abnehmer (Lieferschema „As Produced“) oder beim Erzeuger (Lieferschema „As Forecasted“ & „Spezifisches Lieferprofil“) (vgl. Kapitel 2.7.4). Signifikante Über- oder Unterdeckungen müssen zum Marktniveau vermarktet oder beschafft werden. Anforderungen können in den PPA-Verträgen individuell spezifiziert werden.

Ein Kontrahenten- oder Margin Call Risiko in Bezug auf den Terminmarkt entsteht in dem Fall, wenn der PPA nicht auf Festpreisen auf Basis von Gegengeschäften beruht, sondern eine variable Vergütung vertraglich zugrunde liegt. Davon betroffen sind die Vergütungsgrundlagen *Spotpreis* als auch *Marktwert*. Sowohl Erzeuger als auch Abnehmer könnten ihr Preisrisiko dann am Markt mit Terminkontrakten hedgen. Festpreise auf Basis von Termingeschäften für den Erzeuger wären hiervon ebenfalls betroffen. (vgl. Kapitel 2.7.2 ff.)

Merchant bzw. Utility PPAs besitzen ein erhöhtes Mengen- und Preisrisiko, da die bezogenen Strommengen vom erneuerbaren Erzeuger am Energiemarkt weitervermarktet werden. Insbesondere, wenn die Downstream-Verträge mit Groß- und Endverbrauchern auf Festpreisen beruhen, ist das Hedging der Preisrisiken unabdingbar und führt durch den Terminmarkt unweigerlich zum Kontrahenten- oder Margin Call Risiko.

3.5 Liquiditätsbedarf eines großen Stadtwerks (Versorgers) – Beispielrechnung Hamburg Energie für das Lieferjahr 2024

In Abbildung 3.13 wurde der Liquiditätsbedarf beispielhaft für die Hamburger Energiewerke (HEnW) am Stromabsatz überschlägig berechnet. Hierbei wurden die Absatzdaten aus dem Jahresabschluss 2021 verwendet, die für den stromseitigen Energiebedarf für das Lieferjahr 2024 hochgerechnet wurden. Mit Hilfe der Notierungen am Stromterminmarkt der EEX wurde der Liquiditätsbedarf im Hinblick auf Initial & Variation Margin kalkuliert. Annahmen sind in der Abbildung definiert.

Beispielrechnung Hamburg Energie für Lieferjahr 2024		
Privatkunden (127.167) [GWh]	323,00	Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2021 bis zum 31.12.2021 der Hamburger Energiewerke GmbH (vgl. Bundesanzeiger.de (2022))
Geschäfts- und Gewerbekunden (4.203) [GWh]	461,00	
Absatz E-Mobilität [GWh]	8,50	
Energiebedarf 2021 [GWh]	792,50	Summe aus Jahresabschluss 2021
Energiebedarf 2024 [GWh]	941,12	Prognose mit 5,8 % Steigerungsrate Stromvertrieb über 3 Jahre; aus Jahresabschluss 2021; möglichen Pandemie-Effekt vernachlässigt, Elektrifizierung im Focus!; Anpassung an Schaltjahr (366/365)
Lot-Size	107,14	1 MW pro Lot bei 8784 Stunden im Lieferjahr 2024
Beschaffungspreis [€/MWh]	144,75	EEX German Power Future Base Cal-24 (vgl. EEX.com (2023)); Spread (Bid vs. Ask) und Slippage (Preisabweichungen beim Kauf via Market Order) nicht berücksichtigt
Nominalwert der Position im Warentermingeschäft via Börse, cleared OTC, Nutzung von CSA	136.226.960,68 €	100 % Terminmarktdeckung via Base Frontjahr an der EEX (Annahme); sofern die Hamburger Energiewerke mit 100 % Eindeckungsgrad in die Belieferung im Jahr 2023 geht; laut Schnorr sind 90 % bis 100 % üblich (vgl. Anhang A-8-1)
Initial Margin	13.622.696,07 €	10 % Schätzung nach Kapitel 3.1; nur fällig bei Börse oder cleared OTC
Variation Margin	68.113.480,34 €	-50 % Spitzenbuchwertverlust des Stromportfolios mit Lieferjahr 2024, entspricht Mark-to-Market mit Beschaffungspreis einem Kurs von 72,375 €/MWh

Abbildung 3.13: Beispielrechnung Hamburg Energie für Lieferjahr 2024

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis ausgewiesener Quellen und Annahmen

Im Ergebnis führt ein 100 %-iger Eindeckungsgrad zu einem Liquiditätsbedarf von etwa 13,6 Mio. € für die Initial Margin. Da die Stromkunden gewöhnlich nicht im Voraus bezahlen, sondern mit Abschlagszahlungen während der Lieferung, hat Hamburg Energie die Liquidität während des Beschaffungszeitraums auszuliegen. Dies wird wahrscheinlich durch Bankkredite oder Darlehen absolviert mit entsprechenden Kapitalkosten, die auf die Kunden umgelagert werden. In diesem Beispiel wurde der Beschaffungszeitraum auf einen Tag, den 05.05.2023 mit einem Beschaffungspreis von 144,75 € an der EEX-Terminbörse im Frontjahr Base Cal-24 erledigt. Laut mengenneutralen Hedge wären 107 Lots (107 MW) zu beziehen, Wertneutralität liegt nicht vor (vgl. Anhang A-8 & A-9). Nach Schnorr streckt sich der Beschaffungszeitraum des Portfolios für Lieferung 2024 über 1 bis 5 Jahre, je nach Strategie und Liquiditätsdecke der Hamburger Energiewerke (vgl. Anhang A-8-1).

Normalerweise würde die Beschaffung nicht über ein einziges Produktprofil (hier nur Frontjahr) ablaufen, sondern es würde strukturierter beschafft werden mit Frontjahren, -quartalen und Base und Peak Lastprofilen. Zum Beispiel durch Nutzung einer Kombination aus horizontalen & vertikalen Tranchen (vgl. Anhang A-6-2). Hierzu müssten dann aber Verbrauchsprognosen zur Bestimmung vorliegen. Ich habe zur Vereinfachung nur mit den reinen Energiemengen auf Jahressicht kalkuliert. Das Ergebnis müsste dennoch mit einer guten Genauigkeit am realen Beschaffungswert liegen, da der Base des Frontjahres die Erwartung der Marktteilnehmer für den 8760-Stunden (hier Schaltjahr, also 8784-Stunden) gewichteten Durchschnittspreis widerspiegelt. Da bei der strukturierteren Beschaffung mehr Kontrakte gekauft werden müssen (höhere Auflösung), sind die Transaktionskosten in dem Fall deutlich höher. Diese habe ich in dieser Berechnung nicht berücksichtigt.

Der Liquiditätsbedarf aus Initial & Variation Margin bleibt über die Lieferperiode erhalten. Bleiben wir beim oberen Beispiel und unterstellen zum finalen Settlement (am letzten möglichen Handelstag vor Lieferung) des Future-Kontrakts einen Mark-to-Market Buchverlust von -50 % beläuft sich die Liquiditäts-Belastung der Hamburger Energiewerke für die Stromlieferung im Jahr 2024 auf etwa 81,7 Mio. €. Bei Kapitalkosten von etwa 3 % ergäben sich Ausgaben von 2,45 Mio. € für das gesamte Lieferjahr 2024. Nach Abbildung 3.14 wird die Sicherheitsleistung aus IM & VM erst nach Ende der Lieferung zurückgezahlt. Aus ökonomischer Sicht handelt es sich bei den Sicherheitsleistungen um „totes Kapital“. Die Initial und Variation Margin wird von den Hamburger Energiewerken nicht direkt an das Clearing House bezahlt, sondern über ihre Clearing Bank als Clearing Member der ECC.

Regelmäßig wird das Collateral bei den Clearingstellen verzinst. Hierzu wird gewöhnlich der ESTER Zins verwendet (vgl. Schneegans (2023c)). Die Verzinsung wird üblicherweise nur auf Bareinlagen angewendet. Sicherheiten anderer Form werden regelmäßig nicht verzinst (vgl. Schneegans (2023d)).

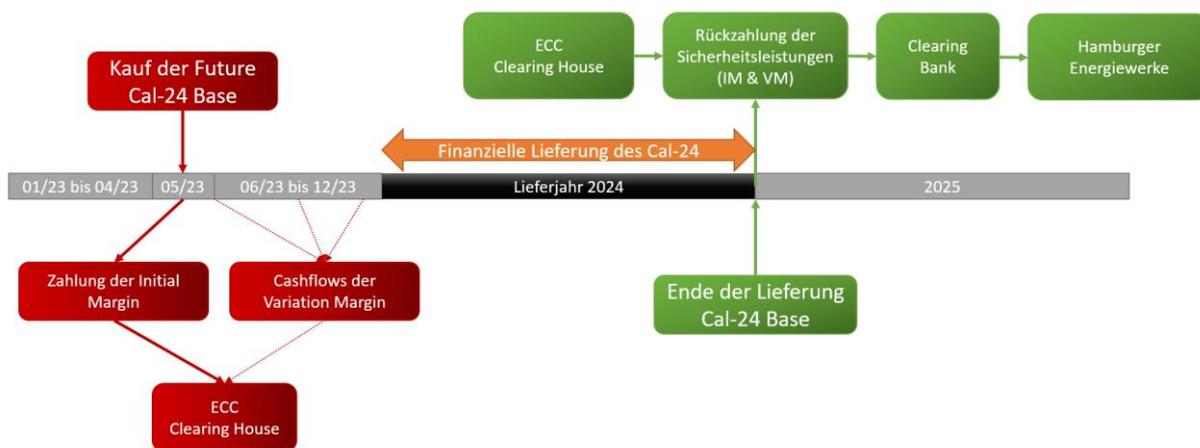


Abbildung 3.14: Margin Zahlungsflüsse des Beispiels

Quelle: In Anlehnung an EEX.com (2020) erstellt

3.6 Optimierungspotenzial bei Kreditrisiken

KPMG definiert 3 verschiedene Instrumente des Kreditrisikomanagements zur Sicherung der Handelsaktivitäten des Unternehmens während starker Verwerfungen an den Märkten, die für steigenden Liquiditätsdruck sorgen. Mit Hilfe der folgenden Ansätze sollen die Optimierungspotenziale bei den Kreditrisiken ausgenutzt werden (vgl. KPMG.com (2021)):

- **Revision der Risikokapitalaggregation** – Regelmäßig werden verschiedene Einzelrisiken über eine Korrelation von 1 additiv aggregiert. Das bedeutet es wird davon ausgegangen, dass alle Einzelrisiken gleichzeitig auftreten. KPMG empfiehlt einen weniger konservativen Ansatz zu wählen, damit die Risiken nicht überschätzt werden. Z.B. ist die Wahrscheinlichkeit sehr gering, dass alle Handelspartner gleichzeitig zahlungsunfähig werden. Folglich könnten die Kreditlinien in Summe größer ausfallen und für Entlastung bei den Handelspartner sorgen.
- **Reallokation des Risikokapitals** – Hierbei sollte die Verteilung des Risikokapitals überdacht werden. Ggfs. ist die Auslastung bei Einzelrisiken relativ gering. Durch Reallokation eines Teils des verbliebenen Risikopuffers können die Kreditrisiken für andere Handelspartner erhöht werden. Des Weiteren sollten die Berechnungsgrundlagen der Kreditrisiken revidiert werden.
- **Überarbeitung des Risikomaßes** – Kreditrisiken werden in Unternehmen regelmäßig auf Einzel Ebene kalkuliert. Dabei wird zum Beispiel die Zahlungsunfähigkeit eines einzelnen Handelspartners analysiert. Für eine bessere Genauigkeit werden Credit-VAR-Modelle verwendet (siehe Anhang A-15). Hierbei wird das maximale Kreditverlustpotenzial eines definierten Szenarios kalkuliert für einen vorgegebenen Zeitraum und einer vorgegebenen Wahrscheinlichkeit (Confidence-Intervall von z.B. 95 %). Damit kann eine Überschätzung der Kreditrisiken vermieden werden.

4 Lösungsräume

4.1 Virtuelles Kraftwerk mit Risikogesellschaft

Das Kernstück dieses Konzepts ist die Risikogesellschaft. Sie bezieht als virtuelles Kraftwerk von vielen verschiedenen Erzeugern erneuerbarer Energie (Solar, Wind) per Merchant PPAs mit Lieferschema „as Produced“ Strommengen. Diese Liefermengen werden per Corporate PPAs mit Versorger-spezifischen Lieferprofilen an Verbraucher vermarktet (vgl. Kapitel 2.7 ff.). Die Laufzeiten dieser PPA Verträge ist langfristig orientiert. Die Hauptrisiken (Mengen- und Preisrisiko) liegen bei der Risikogesellschaft als Non-Profit-Organisation (NPO). Zur Sicherheit gibt es einen Risikofonds. Mit ihm werden Liquiditätsspitzen abgefangen. Diese können durch das Kontrahentenrisiko entstehen, sollte z.B. ein Verbraucher Insolvenz anmelden. Der erwirtschaftete Überschuss wird bis zu einer gewissen Grenze im Risikofonds gesammelt. Wird diese überschritten wird er anteilig an die Verbraucher zurückbezahlt als Prämie. Dieses Konzept ist in Abbildung 4.1 dargestellt.

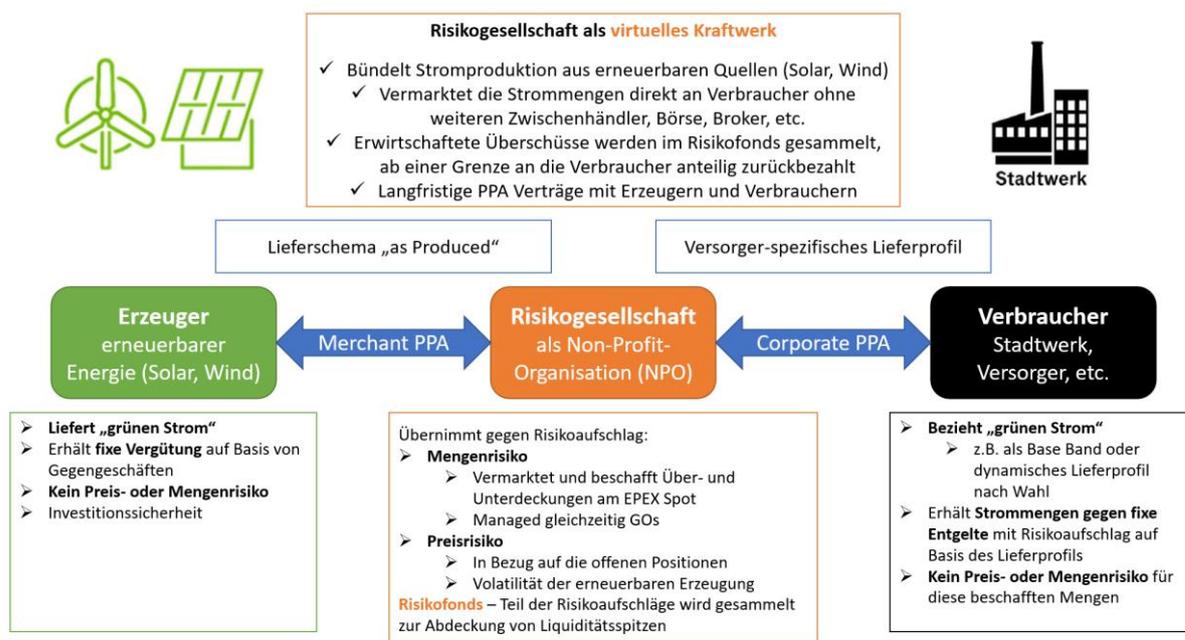


Abbildung 4.1: Risikogesellschaft als virtuelles Kraftwerk

Quelle: Eigene Darstellung nach Kapitel 2.7 PPA / Mit Grafikbestandteilen von Schnorr (2022) & Handelsblatt (2022)

Die Erzeuger erhalten eine fixe Vergütung auf Basis von Gegengeschäften. Das Matching der Upstream & Downstream PPAs übernimmt die Risikogesellschaft und sorgt damit für „kongruente Gegenpositionen“ (vgl. Kapitel 2.7.2 ff.). Hierfür ist eine entsprechende Größe der Risikogesellschaft notwendig, damit sich die Strommengen der Erzeuger und Verbraucher effizient aufteilen können. Über- und Unterdeckungen des Portfolios werden von der Risikogesellschaft gemanagt über EPEX Spot Käufe und Verkäufe. Hierbei werden ebenfalls notwendige GOs beschafft und vermarktet, damit der Verbraucher 100 % grüne Energie erhält, in der Menge die vertraglich festgelegt worden ist. Der Verbraucher bezieht vertraglich

vereinbarte Strommengen zu einem fixen Entgelt inklusive Risikoaufschlag in Abhängigkeit des Lieferprofils. Dadurch entfällt ein Preis- oder Mengenrisiko für diese beschafften Mengen.

Grundlage der PPA Verträge ist der Erwerb von Anteilen an der Risikogesellschaft sowohl durch Erzeuger als auch durch die Versorger. Die Höhe der Anteile ist abhängig vom geplanten Stromumsatz. Zusammen mit den Anteilen ist nicht nur der Zugang verbunden, sondern auch die Möglichkeit die Gesellschaft mitzugestalten. Die Anteile entsprechen dem Stimmrecht. Bei Liquiditätsproblemen der Gesellschaft werden die Forderungen anteilig auf die Erzeuger und Verbraucher umgelegt. Dies wäre erst der Fall, wenn der Risikofonds ausgeschöpft ist. Das Eigenkapital der Risikogesellschaft besteht aus den Einlagen durch den Verkauf der Anteile. Je nach Größe des Eigenkapitals kann am Markt eine gute Bonität erreicht werden.

Terminmarktgeschäfte sind nicht geplant, damit kein Margin Call Risiko (börslich) besteht und kein gesondertes Kontrahentenrisiko aus dem OTC-Handel hervorgeht. Durch die analoge Abwicklung via Gegenschäften ist eine gesonderte Absicherung der Preisrisiken im Groben auch nicht mehr notwendig. Das Preisrisiko bezieht sich vielmehr auf offene Positionen und die Volatilität der erneuerbaren Erzeugung. Zur Eliminierung des Volatilitäts-Risikos kann ein Energiespeicher in die Risikogesellschaft integriert werden. Dieser Fall wird in Kapitel 4.1.2 betrachtet.

Die Risikogesellschaft kann als *cleared PPA* bezeichnet werden. Damit verbinde ich die Vertragsart durch Power Purchase Agreements mit einem gewissen Grad an reduziertem Kontrahentenrisiko. Der Risikofonds und die Verteilung von darüber hinausgehenden Liquiditätsspitzen auf Erzeuger und Verbraucher mindert den möglichen negativen Einfluss durch den Ausfall des Kontrahenten. Im Vergleich zu bilateralen PPA-Verträgen anonymisiert die Risikogesellschaft das Matching als virtuelles Kraftwerk. Somit ist zwar die Wahrscheinlichkeit höher, dass es vereinzelt zu Ausfällen kommt, dafür ist die Severity (Schwere) der jeweiligen Ausfälle deutlich geringer und gefährdet regelmäßig nicht den Fortbestand der jeweiligen Energieunternehmen.

4.1.1 Problematik ohne Energiespeicher

Die Volatilität der erneuerbaren Erzeugung ist in diesem Szenario das Hauptrisiko für den Portfolio-Preis. Es besteht selbstverständlich auch ein Mengenrisiko, allerdings lassen sich Strommengen jederzeit über die Day-Ahead oder Intraday-Märkte beschaffen und vermarkten. Letztendlich hat es dann nur signifikante Auswirkungen auf den Portfolio-Preis. Laut Energy Brainpool hat die Prognose der erneuerbaren Energien erst ab etwa 3 Tagen Vorlauf eine relativ gute Güte (vgl. Energybrainpool.com (2019)). Das bedeutet, die Zusatzkosten für EPEX Spot Käufe und Verkäufe würden wahrscheinlich signifikante Ausmaße annehmen. Insbesondere Dunkelflauten sind in diesem Zusammenhang hervorzuheben, da unter der Spitzenlast der Markträumungspreis regelmäßig ein sehr hohes Niveau erreichen wird. Denn die Dunkelflaute betrifft regelmäßig den Großteil der Solar- und Windenergieanlagen.

Bei der Solarenergie können die Spitzenleistungen um die Mittagszeit nicht geglättet werden. Da bei diesem Konzept eine Gruppe von Erzeugern und Verbrauchern dezentraler betrachtet wird als auf Sicht des ganzen ENTSO-E Marktes, machen sich Leistungsspitzen deutlicher

bemerkbar. Wenn die Peaks der Solarenergie nicht zu den Lastprofilen der Verbraucher passen, entstehen kurzzeitig hohe Überdeckungen im Portfolio der Risikogesellschaft.

Zudem könnten die Erzeuger auf die Bezahlung von *Phantomstrom* bestehen. Bei der Konstellation von (erwarteten) negativen Preisen am Spotmarkt und zu hohen Erzeugungsleistungen könnte die Risikogesellschaft gezwungen sein die Leistung der Erzeuger zu reduzieren. Analog zu dem Verhalten der Netzbetreiber im ENTSO-E, die diese Kosten über die Netzentgelte an die Verbraucher weiterreichen. Dieser Phantomstrom könnte mit einem Energiespeicher verhindert werden.

Die offenen Positionen sind ebenfalls stark abhängig von der Volatilität der erneuerbaren Energien. Da in der Risikogesellschaft auf langfristige Absicherungen via Terminmarkt verzichtet werden soll, damit kein Margin Call oder Kontrahenten-Risiko besteht, sind die offenen Positionen stark mit einem Preisrisiko verbunden. Es besteht weder ein mengen- noch ein wertneutraler Hedge.

4.1.2 Integrierung eines Energiespeichers

Aus Anhang A-20 geht hervor, dass auf Basis der Stundenproduktionsdaten der Wind- und Solarenergie im Jahr 2014 mit einer kombinierten installierten Leistung von 73,26 GW ein Jahresmittelwert von 9,55 GW erzeugter Leistung erreicht worden ist. Mit Hilfe eines idealen Speichers von 6,89 TWh hätte dieser Jahresmittelwert als gesicherte Leistung bereitgestanden. Ohne einen solchen lag die gesicherte Leistung (99,5 % Verfügbarkeit) bei 0,13 GW (physikalisch bedingt nur Wind). Es ergibt sich ein spezifischer idealer Speicherbedarf von 721,47 MWh pro MW gesicherter Leistung (Wind + Solar) nach Tabelle 4.1. Unter dessen Nutzung können etwa 13 % (Mittelwert bei Verhältnis installierter Leistung 1:1 bei Wind- und Solarenergie) der installierten Leistung aus Wind- und Solarenergie auf gesicherte Leistung veredelt werden, von einem Wert von 0,18 % ($0,13 \text{ GW} / 73,26 \text{ GW}$) ohne. (vgl. Anhang A-20 & Sinn (2017))

Auf dieser Grundlage kann das Risiko der Volatilität der erneuerbaren Erzeugung eliminiert werden. Pro MW gesicherter Leistung (für Verbraucher) ergibt sich mit diesem Speicher-Konzept ein Leistungsbedarf von 7,69 MW (*1 durch 13 %*) durch Erzeuger. Die Merchant PPAs müssten in diesem Fall keine Speichermengen beinhalten, sondern die installierte Leistung berücksichtigen. Unter diesem Ansatz könnte die Risikogesellschaft eine Leistung von 1 MW vermarkten an Abnehmer / Verbraucher mittels Corporate PPA und müsste dafür mit einem Erzeuger einen Merchant PPA abschließen über 7,69 MW installierter Leistung. Der ideale Speicherbedarf läge nach Tabelle 4.1 bei 721,47 MWh/MW (vgl. Anhang A-20). Dies entspricht in etwa der Kapazität der größten im Bau befindlichen Vanadium-Redox-Flow-Batterie (VRFB) in China mit 800 MWh (vgl. Anhang A-21 bzw. Energy-Storage.news (2022)).

Daten nach Sinn (2017)		
Installierte Leistung Wind [GW] Daten sind Trend-Adjustiert durch den Zubau	35,92	2014 in Deutschland
Installierte Leistung Solar [GW] Daten sind Trend-Adjustiert durch den Zubau	37,34	
Installierte Leistung kombiniert [GW] Daten sind Trend-Adjustiert durch den Zubau	73,26	
Gesicherte Leistung (physikalisch nur bei Windenergie) [GW] Daten sind Trend-Adjustiert durch den Zubau	0,13	99,5 % Verfügbarkeit
Jahresmittel-Leistungen		
Jahresmittel-Leistung Wind [GW] Daten sind Trend-Adjustiert durch den Zubau	5,85	2014 in Deutschland
Jahresmittel-Leistung Solar [GW] Daten sind Trend-Adjustiert durch den Zubau	3,70	
Jahresmittel-Leistung kombiniert [GW] Daten sind Trend-Adjustiert durch den Zubau	9,55	
Kombinierte Jahresmittel-Leistung vs. kombinierte installierte Leistung	13,04%	
Veredelung der Jahresmittelleistung auf gesicherte Leistung - Konzept nach Sinn (2017) Jahresmittelleistungen von Wind, Solar oder kombiniert erreichen damit eine Verfügbarkeit von 99,5 %		
Speicherbedarf (Wind) [TWh] Analyse der Stochastik	9,96	Bei separater Betrachtung der Stochastik von Wind und Solar
Speicherbedarf (Solar) [TWh] Analyse der Stochastik	8,06	
Speicherbedarf (Wind + Solar kombiniert) [TWh] Analyse der Stochastik	6,89	Ersparnis von knapp 62 % durch Ausnutzung der saisonalen Unterschiede in der Erzeugung
Eigene Ableitung auf Basis der Daten von Sinn (2017)		
Spezifischer idealer Speicherbedarf [TWh pro GW gesicherter Leistung Wind + Solar]	0,721	TWh/GW
	721,47	GWh/GW bzw. MWh/MW

Tabelle 4.1: Spezifischer idealer Speicherbedarf in TWh pro GW installierter Leistung Wind + Solar

Quelle: Daten nach Sinn (2017) mit eigenen Berechnungen / Ergänzungen

Forscher an der University of Warwick und dem Imperial College London aus Großbritannien haben in einer Presseerklärung Anfang 2021 verkündet, dass sie einen Weg gefunden haben, die Kosten für Redox-Flow-Batterien auf etwa 17,24 – 22,99 €/kWh (£15 – £20 pro Kilowattstunde) zu reduzieren. Im Mittel sind es nach aktuellem Wechselkurs etwa 20 €/kWh. Dabei werden Nanomaterialien verwendet. Die Energiedichten (damit auch der Fußabdruck auf die Umwelt via Flächenverbrauch) bei Redox-Flow-Batterien sind bis zu 500 mal besser als die von Pumpspeicherkraftwerken. (vgl. Warwick.ac.uk (2021), 1 EUR = 0,8699 GBP (vgl. ECB.Europa.eu (2023))).

Die Forscher untersuchten den Einsatz von hybriden Redox-Flow-Batteriespeichern (HRFC). Dabei werden zwei unterschiedliche Stoffe in den 2 Halbzellen verwendet. Zum Beispiel Wasserstoff – Vanadium (RHVFC) oder Wasserstoff – Mangan (RHMnFC) HRFCs. Die RHVFCs haben einen Wirkungsgrad von über 70 % bei einer Stromdichte von 150 mA/cm². Bei einer Stromdichte von 50 mA/cm² ist eine Energiedichte von 45 Wh/l möglich. (vgl. Pubs.Acs.org (2020))

Der zuvor kalkulierte Speicherbedarf von 721.470 kWh pro MW gesicherter Leistung (Solar + Wind) ergibt sich damit zu Kosten von 14.429.400 € pro MW gesicherter Leistung. Bei Abschreibung über 20 Jahre und 8760 Stunden Stromproduktion pro Jahr ergibt sich ein spezifischer Preis nach Tabelle 4.2 von 82,36 €/MWh.

Kosten für Redox-Flow-Batteriespeicher Laut Pressemeldung der University of Warwick	20,00 €	pro kWh
idealer Speicherbedarf	721,47	MWh/MW
	721.470,00	kWh/MW
Kosten des idealen Speichers	14.429.400,00 €	pro MW
Abschreibung der Investition des idealen Speichers	20	Jahre
Abschreibung pro Jahr	721.470,00 €	Kosten/(Jahr*MW)
Stunden pro Jahr, in dem die 1 MW Leistung geliefert wird (Schaltjahre nicht berücksichtigt)	8760	h
Abschreibung pro erzeugter Energie	82,36 €	Kosten/(MW*h)
	8,236	Cent/kWh

Tabelle 4.2: Abschreibungen pro erzeugter Energie mit Redox-Flow-Batteriespeicher

Quelle: Eigene Berechnung mit Zahlen von Sinn (2017) & Warwick.ac.uk (2021)

Laut dem US Department of Energy (DoE) gilt ein Preis von £75/kWh (~86 €/kWh) als „erschwinglich“ für die Nutzung in großen (saisonalen) Netzspeichern. Der Marktführer bei den Netzspeichern, die Lithium-Ionen-Batterie, hat Kosten von etwa £130/kWh (~149 €/kWh). (vgl. Warwick.ac.uk (2021), 1 EUR = 0,8699 GBP (vgl. ECB.Europa.eu (2023))) Für die Nutzung eines Lithium-Ionen-Batteriespeichers würde sich analog nach Tabelle 4.3 ein spezifischer Preis von 613,58 €/MWh ergeben. Langzeit Energiespeicher auf Basis von Lithium-Ionen sind nach dieser Übersichtsrechnung keine Option.

Kosten für Lithium-Ionen-Batteriespeicher Laut Pressemeldung der University of Warwick	149,00 €	pro kWh
idealer Speicherbedarf	721,47	MWh/MW
	721.470,00	kWh/MW
Kosten des idealen Speichers	107.499.030,00 €	pro MW
Abschreibung der Investition des idealen Speichers	20	Jahre
Abschreibung pro Jahr	5.374.951,50 €	Kosten/(Jahr*MW)
Stunden pro Jahr, in dem die 1 MW Leistung geliefert wird (Schaltjahre nicht berücksichtigt)	8760	h
Abschreibung pro erzeugter Energie	613,58 €	Kosten/(MW*h)
	61,358	Cent/kWh

Tabelle 4.3: Abschreibungen pro erzeugter Energie mit Lithium-Ionen-Batteriespeicher

Quelle: Eigene Berechnung mit Zahlen von Sinn (2017) & Warwick.ac.uk (2021)

Ein deutlicher Unterschied beim spezifischen Preis ist zu erkennen. Allerdings werden Lithium-Ionen-Batteriespeicher bisher deutlich öfter eingesetzt als Redox-Flow-Batteriespeicher. Die Berechnungen der University of Warwick mit den sehr gering wirkenden Kosten basieren auf Hochrechnung der Studienergebnissen für große Speicherlösungen.

Ein großer Vorteil der Nutzung eines saisonalen Energiespeichers zusammen mit der Risikogesellschaft besteht insbesondere bei Dunkelflaute. Hierbei können die Energiemengen zu den Grenzkosten aus dem Speicher entnommen werden. Eine zusätzliche Beschaffung über den Spotmarkt ist grundsätzlich bei der Speichernutzung nicht notwendig. Des Weiteren

kann der Speicher die Spitzenleistungen der Solarenergie über die Mittagszeit auf den ganzen Tag verteilen.

Die Entstehung von *Phantomstrom* kann grundsätzlich ausgeschlossen werden. Am besten sollte der Energiespeicher wenige Prozentpunkte größer ausgelegt sein, damit in Zeiten überdurchschnittlicher Stromproduktion genügend Puffer bereit steht, die „kostenlosen“ Energiemengen aufzunehmen. Kostenlos, weil die Merchant PPAs in diesem Konzept auf Leistung normiert sind und nicht auf Energiemengen. Die Sonne schickt weder für Wind noch für solare Einstrahlung eine Rechnung.

Durch den Speicher können offene Positionen mit den Grenzkosten des Energiespeichers bezahlt werden. Das Preisrisiko am Spotmarkt entfällt in diesem Fall. Ohne Energiespeicher müssten Über- und Unterdeckungen zum Markträumungspreis im Day-Ahead Handel oder im Intraday-Spot-Markt vermarktet oder beschafft werden. Da die Risikogesellschaft dort nur in Ausnahmefällen tätig wäre entfallen auch die Transaktionskosten, die mit diesen Beschaffungen und Vermarktungen einhergehen würden. Des Weiteren könnte die Risikogesellschaft negative Markträumungspreise in den Day-Ahead-Auktionen bzw. negative Marktpreise im Intraday-Handel ausnutzen und damit den Speicher mit geringen Kosten oder sogar Gewinn aufladen.

4.1.3 Empfehlung

Nach Analyse des Konzepts ohne und mit Energiespeicher ist meine eindeutige Empfehlung eine **Risikogesellschaft mit Energiespeicher** zu nutzen. Auf Basis der Skalierungseffekte ist dafür ein gewisses Volumina erforderlich. Mit Hilfe des Energiespeichers werden insbesondere die Preisrisiken stark reduziert. Offene Positionen, Dunkelflaute als auch die ausgeprägte Volatilität auf Makro-Ebene der erneuerbaren Energien werden durch den Energiespeicher eliminiert. Phantomstrom hätte ebenfalls keinen negativen Einfluss auf den Portfolio-Preis.

Auf Basis des Energiespeichers kann die Risikogesellschaft explizit gesicherte Leistung vermarkten. Fast analog zu einem konventionellen Kraftwerk. Hierbei spielt die Volatilität über mehrere Jahre eine entscheidende Rolle. Bei der Berechnung des spezifischen idealen Energiespeichers wurde nur der saisonale Effekt über ein Jahr betrachtet. Über mehrere Jahre ergeben sich höchstwahrscheinlich weitere ausgeprägte Effekte, die Stochastik der Natur.

Dafür sind mit dem Energiespeicher sehr hohe Investitionskosten verbunden. Für den Bau des Energiespeichers schlage ich daher eine modulare Bauweise vor. Durch die Nutzung der Redox-Flow-Batterie können Leistung (Zellen) und Kapazität (Volumen der Tanks als Größe der möglichen Energiespeicherung) sehr gut getrennt gebaut werden. Redox-Flow-Batterien haben eine hohe Zyklenzahl (Langlebigkeit). Mit 80 % Wirkungsgrad sind die hohen Verluste durch die benötigte Pumpenleistungen zu erkennen. Diese resultiert aus dem benötigten Volumen bzw. Massenstrom, da regelmäßig eine geringe Energiedichte beim Speichermedium vorliegt. Redox-Flow-Batterien z.B. auf Basis von Vanadium haben eine Energiedichte von 25 Wh/l. (vgl. Struckmann (2020))

In der Tabelle 4.4 wird das benötigte Volumen der idealen Speichermenge für ein MW gesicherter Leistung berechnet auf Basis einer Wasserstoff – Vanadium (RHVFC) Brennstoffzelle als hybrider Redox-Flow-Batteriespeicher. Daraus werden der Kugeldurchmesser und die Kantenlänge eines Würfels beispielhaft abgeleitet für das Raumvolumen des benötigten Tanks (ohne Materialdicke, etc.). Mit etwa 16 Mio. Litern entspricht das benötigte Tankvolumen der x-fachen Menge gewöhnlicher Schwimmbecken. Bei Abmaßen von 50 m Länge, 20 m Breite und einer Tiefe von 2 m ergäbe sich der Bedarf zu 8 Schwimmbecken zur Veredelung von 7,69 MW installierter erneuerbarer Leistung aus Wind und Sonne auf 1 MW gesicherter Leistung analog zu den konventionellen Kraftwerken mit deterministischer Natur. Ein gewaltiger finanzieller und logistischer Aufwand.

Der Speicherbedarf von etwa 720 MWh pro MW gesicherter Leistung entspricht in etwa dem Volumen des bald weltgrößten Vanadium-Redox-Flow-Batteriespeichers aus China. Das Dalian Projekt wird eine 800 MWh Kapazität und 200 MW Spitzenleistung haben (vgl. Energy-Storage.news (2022)). In meinem Konzept wäre das Verhältnis von Kapazität zu Leistung bei 721 MWh : -1 MW (Entladen) und 108 : 1 (Laden) [mit 721 MWh : 6,69 MW Peakladeleistung (7,69 MW Erzeugung – 1 MW Verbrauch)]. Durch die geringe Größe der Brennstoffzelle ergibt sich eventuell ein Kostenvorteil. Die Speicherung der Energieträger ist weniger aufwendig und gefährlich als bei Wasserstoffspeichern.

idealer Speicherbedarf	721,47	MWh / MW gesicherter Leistung
	721.470.000	Wh / MW gesicherter Leistung
Energiedichte des Speichermediums Wasserstoff - Vanadium (RHVFC) Brennstoffzelle als hybrider Redox-Flow-Batteriespeicher (vgl. Pubs.Acs.org (2020))	45	Wh/l
Volumen des Speichermediums	16.032.667	Liter pro MW gesicherter Leistung
in Kubikdezimeter pro MW	16.032.667	dm ³ /MW
in Kubikmeter (1000 l bzw. dm ³) pro MW	16.033	m ³ /MW
Kugeldurchmesser pro idealer Speichermenge für ein MW gesicherte Leistung	15,64	Metern
Würfel mit der Kantenlänge pro idealer Speichermenge für ein MW gesicherte Leistung	25,22	Meter

Tabelle 4.4: Volumen pro idealer Speichermenge für ein MW gesicherter Leistung

Quelle: Eigene Berechnung mit Daten von Pubs.Acs.org (2020) & Sinn (2017)

Das Konzept Risikogesellschaft mit Energiespeicher ist kein schnell umsetzbarer Ansatz für Versorger für den verlässlichen Bezug von grüner Energie, da die Bauzeit einer solchen Anlage erhebliche Zeit in Anspruch nehmen würde, bevor eine erste Energielieferung über die Risikogesellschaft abgewickelt werden könnte. Ohne Energiespeicher ist die theoretische Umsetzung deutlich einfacher, da lediglich Erzeuger und Verbraucher von der Risikogesellschaft *gematched* werden müssten. Dann allerdings mit dem zuvor beschriebenen Preisrisiko. Beide Konzepte kommen damit nicht als kurzfristiges Substitut für Versorger in Frage, die bisher an der Börse ihren Strombedarf mengen-, bzw. wertneutral gehedged haben und aktuell versuchen dem Margin Call Risiko zu entkommen.

Eine Idee der Gegenfinanzierung des teuren saisonalen Energiespeichers ist die Nutzung von zeitlicher Arbitrage im Energiegroßhandel. Aus Gründen der geringen Tangierung dieses Abschnitts mit dem Kern der Bachelorarbeit befindet sich die Kalkulation in Anhang A-24. Hierbei können Backwardation bzw. Contango der Marktpreisstruktur eine Rolle spielen. Sie beschreiben die Struktur der Price Forward Curve (PFC) (siehe Anhang A-23).

4.2 Substituierung der Future-Käufe durch Optionen

Anstatt direkt Future-Kontrakte zur Absicherung der Preisrisiken zu kaufen, kann der Weg des Hedges als Zwischenschritt über Strommarkt-Optionen laufen. Hierdurch ist das Risiko für Margin Calls stark minimiert. Bei der Nutzung von *Equity-Styled-Options* (auch *Premium-Styled-Options* genannt) wird beim Erwerb nur die Premium Margin fällig (vgl. 2.1.3 & 2.6.2.3). Die Optionen fallen nicht unter die Initial & Variation Margin Anforderungen der standardmäßigen Strommarktfuture an der Börse. Beim Erwerb (Kauf, Netto-Long-Position) der Optionen wird die Marktprämie bezahlt als „Upfront Payment“ spätestens einen Tag nach dem Handel (vgl. Kapitel 2.1.4).

Net-long-Positionen bei Optionen erhalten maximal eine Gutschrift bei Wertschwankungen des Underlyings. Lediglich die Stillhalter (Verkäufer, Netto-Short-Position) der Optionen müssen täglich die Premium Margin hinterlegen oder erhalten einen Margin Call von der ECC (vgl. ECC.de (2023e)). Bei der Ausübung der europäischen Option wird der EEX Power Base Future als Basiswert geliefert. Damit erhält der Käufer der Option eine Long-Position im Strom-Future, ohne in der Periode zwischen Kauf der Option und Ausübung von dem Margin Call Risiko betroffen zu sein, die sich insbesondere auf die Variation Margin konzentriert. Die Anwendung von Future-Styled-Options beinhaltet diesen Vorteil nicht. (vgl. Kapitel 2.1.4)

In der Zeit zwischen Kauf der Option und dem Liefertag kann der Marktteilnehmer von vorteilhaften Marktbewegungen profitieren. Sollte zum Beispiel eine Option zu einem Zeitpunkt gekauft worden sein, als der Strom-Future bei 150 €/MWh gehandelt hat, könnte er ihn in der Zwischenzeit für 75 €/MWh kaufen und die Option entweder verkaufen oder verfallen lassen, je nachdem welchen Strike-Preis die Option beinhaltet.

Nachteile der Strommarkt-Optionen im Energiehandel sind eine zu geringe Marktliquidität und die komplexe Bewertung und damit verbundene Zurückhaltung der Marktteilnehmer durch fehlende Erfahrung. Einer der Kernkritikpunkte sind die Anzahl der verschiedenen Kontrakte pro Optionsart im Sinne des Lieferjahrs und Settlements auf Basis der variablen Strike-Preise. Dadurch verteilt sich die bereits geringe Liquidität auf sehr viele Kontrakte (vgl. Längauer (2015)). Der Strike-Preis ist das Niveau, bei dem eine Option am Liefertag verfällt, sollte der Basiswert unter bzw. über diesem Niveau handeln. Laut dem EEX Marktupdate für Derivate im Februar lag das Volumen bei Power Options bei 968.930 MWh, nur ein Bruchteil von 0,33 % am EEX Power Derivatives Market Europe mit dem Hauptumsatz in den German Power Options (vgl. EEX.com (2023a)).

Bei der Bewertung ist die Natur des bedingten Termingeschäfts das Problem (vgl. Kapitel 2). Für unbedingte Termingeschäfte ist die Bestimmung des Werts zusammen mit den aktuellen Marktpreisen alltäglich. Für Optionen ist tiefergreifenderes Know-How nötig. Längauer hebt

insbesondere die Volatilität des Underlyings (Basiswert) als Kernstück zur Berechnung des Werts der Option hervor (vgl. Längauer (2015)). Dazu gehören der innere Wert und der Zeitwert einer Option (vgl. Kapitel 2.1.3).

Mit steigender Volatilität des Basiswerts erhöht sich die Marktprämie einer Option, da die Wahrscheinlichkeit steigt, dass die Option am Verfallstag nicht verfällt (vgl. Finanzderivate.info (2023)). Das wird insbesondere in den letzten 2 Jahren die Marktteilnehmer davon abgehalten haben von Future-Terminkontrakten auf bedingte Termingeschäfte zu substituieren. Nun kann die erhöhte Marktprämie mit den zusätzlichen Kapitalkosten durch den immensen Liquiditätsbedarf aufgrund des Marginings in den letzten 2 Jahren bei den Future-Kontrakten verglichen werden. Das Margin Call Risiko bei den Optionen wäre null gewesen.

4.3 Trilateral Closeout via Sleeve-Handelsgeschäften

Bei gesperrten Kreditlinien hilft nach Kapitel 2.5.8.3 die Einbindung eines oder mehrerer Sleeve-Partner, die als Vermittler Handelsgeschäfte vom gesperrten Unternehmen zum sperrenden Handelspartner vermitteln und damit ein Kreditrisiko mit beiden Parteien aufbaut (siehe Abbildung 4.2). Das Kreditrisiko wird damit insgesamt nicht vermindert, allerdings wird die Handlungsfähigkeit des Unternehmens gestärkt. Dafür zahlt das Unternehmen entsprechende Risikoaufschläge an den Sleeve-Partner.

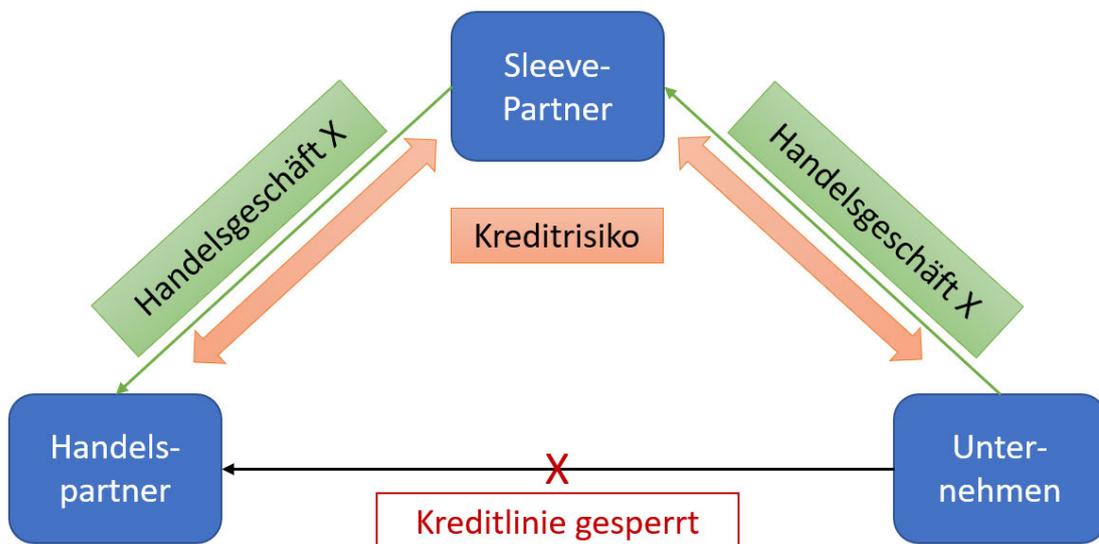


Abbildung 4.2: Sleeve-Handelsgeschäft

Quelle: In Anlehnung an *Energiewirtschaft.blog* (2016)

Über Netting-Effekte können bestimmte Formen der *Sleeve-Handelsgeschäfte via trilateralen Closeouts* dazu genutzt werden die Kreditlinien aller Parteien zu reduzieren. Hauptbedingung ist die folgende Positionierung der 3 Handelspartner untereinander, sie ist in Abbildung 4.3 dargestellt. Jedes Unternehmen hat mit einem der beiden Kontrahenten ein positives Exposure und mit dem anderen ein negatives. Z.B. hat Unternehmen A ein negatives Exposure (C-) mit Unternehmen C und ein positives Exposure (B+) mit Unternehmen B. Derweilen hat Unternehmen B ein invers negatives Exposure (A-) mit Unternehmen A und

Unternehmen C hat ein invers positives Exposure (A+) mit Unternehmen A. Die Unternehmen C & B sind über B- und C+ Exposure invers miteinander gekoppelt. Durch die inverse Kopplung des Exposures zwischen den Handelspartnern entspricht ein positiver Marktwert von z.B. Unternehmen A dem negativen Marktwert des gleichen Geschäfts von Unternehmen B. (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

Nun verkauft z.B. Unternehmen A ein Geschäft mit negativem Marktwert an Unternehmen B zum Preis von 1 €. Unternehmen B verkauft dieses weiter an Unternehmen C und dieses weiter im Kreis an Unternehmen A zurück. Beim Kauf des Geschäfts mit negativem Marktwert wird dessen Marktwert ins positive gewandelt. Der negative Marktwert beim Verkauf kann nun mit dem positiven Marktwert durch den Empfang verrechnet werden. Damit wird der Absolutwert aller Kreditlinien gesenkt. Dieses Kreis-Geschäft aus Abbildung 4.4 führt nicht zu einer Verschiebung des bilanziellen Ergebnisses noch zu Liquiditätseffekten. (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

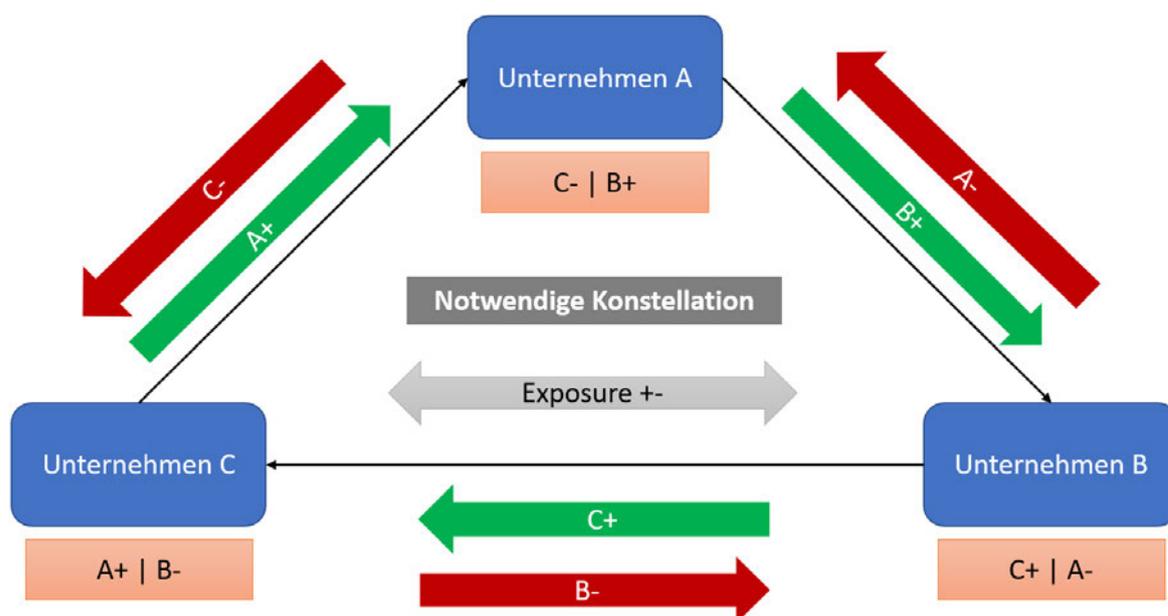


Abbildung 4.3: Notwendige Konstellation für trilaterale Closeouts via Sleeve-Handelsgeschäfte

Quelle: In Anlehnung an Energiewirtschaft.blog (2016)

Die große Herausforderung des trilateralen Closeouts ist die notwendige Konstellation nach Abbildung 4.3. Es gab während der Finanzkrise (GFC) Bemühungen der Marktteilnehmer eine gesonderte Plattform zum Kreditlinien-Management zu etablieren, damit der Liquiditätsdruck durch die negativen Marktwerte gebremst werden konnte. (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))

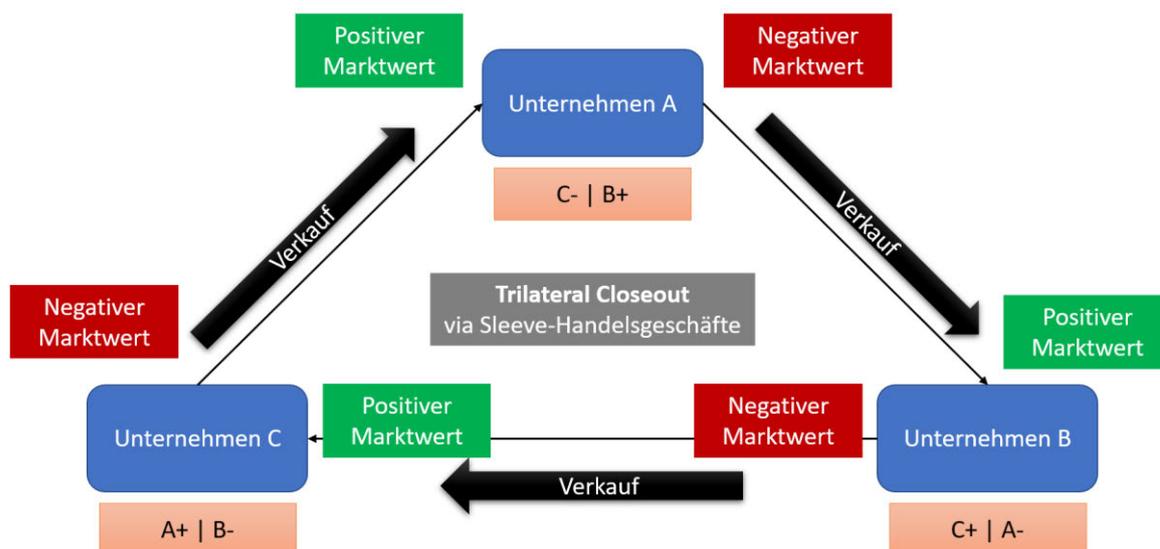


Abbildung 4.4: Notwendige Konstellation für trilaterale Closeouts via Sleeve-Handelsgeschäfte

Quelle: In Anlehnung an *Energiewirtschaft.blog* (2016)

4.4 Prognose des Margin-Bedarfs

Durch eine verlässliche Prognose der zukünftigen Margin-Anforderung lässt sich das Cash-Handling effizienter gestalten. Damit kann sichergestellt werden, dass auch in extremen Marktsituationen bereits genügend Collateral beim Clearing House hinterlegt ist, damit Margin Calls stark reduziert werden können. Margin Calls können dazu führen, dass Assets sehr kurzfristig zu schlechten Marktkonditionen veräußert werden müssen, damit der Margin-Bedarf beim Clearing House rechtzeitig gedeckt wird. (vgl. OPENGAMMA.de (2022))

Regelmäßig arbeiten aktive Unternehmen im Derivatemarkt mit großen Kapital-Puffern, da ihnen das Know-How für eine verlässliche Prognose fehlt. Das führt zu unnötigen Kapitalkosten und hat Einfluss auf die Rentabilität des Unternehmens. Die Fähigkeit zur Prognose des Margin-Bedarfs wurde durch die jüngsten Marktentwicklungen durch die COVID-19 Pandemie und den negativen Einfluss durch geopolitische Events auf die Energie- und Rohstoffmärkte bestärkt. Marktteilnehmer im Energiesektor sahen sich zunehmend mit Margin Calls konfrontiert. (vgl. OPENGAMMA.de (2022))

Was sind die Stellschrauben für eine erfolgreiche Prognose der Margin-Anforderungen? OPENGAMMA definiert die folgenden Parameter als wichtige Bestandteile und beschreibt die Problematiken wie folgt (vgl. OPENGAMMA.de (2022)):

- **Variation Margin** – Kern der Prognose sind die Marktpreise. Neben einer verlässlichen Quelle für die Notierungen ist das Wissen um die Korrelation mit anderen Produkten von besonderer Bedeutung. Zusätzlich müssen Notierungen von vielen Produkten von anderen Marktbewegungen abgeleitet werden, da im Intraday-Bereich nicht immer Preise oder Settlements zur Verfügung stehen. Die Preise vieler Produkte werden über alternative Quellen kalkuliert oder bereitgestellt. Der Einfluss von Korrelationen verschiedener Produkte innerhalb eines Portfolios sind insbesondere in Stress-situationen hervorzuheben und müssen bei der Prognose des Margin-Bedarfs berücksichtigt werden.
- **Initial Margin** – Die Prognose der Variation Margin auf Basis von erwarteten Preisbewegungen scheint bereits komplex zu sein, dennoch ist die Prognose der Initial Margin laut OPENGAMMA deutlich anspruchsvoller und multidimensionaler. Es besteht keine direkte Proportionalität zwischen der Höhe der Initial Margin und den Veränderungen der Marktbedingungen. Da neu eröffnete Positionen einen signifikanten Einfluss auf das gesamte Portfolio haben können, kann nicht allein auf Basis der vergangenen Trades die Initial Margin Anforderung abgeleitet werden. Die Natur der SPAN® Risikoanalyse (vgl. Anhang A17), die regelmäßig von zentralen Gegenparteien (Clearingstellen) Anwendung findet, kann kurzfristig zu signifikanten Änderungen bei der Initial Margin führen. Die Clearingstellen können die verwendeten Risikoparameter bei großen Steigerungen der Marktvolatilität sehr kurzfristig adjustieren. Die Marktteilnehmer erhalten in dem Zuge dann nur wenige Tage Vorlauf vor der Anpassung oder noch kurzfristigere Zeiträume. Die Adjustierung der Margin Parameter hat somit einen nennenswerten Einfluss auf die Prognose der erwarteten Initial Margin. Die Überlegungen der Clearingstellen auf Value-at-Risk umzusteigen, wird laut OPENGAMMA die implizierten potenziellen Verluste deutlich erhöhen und die Notwendigkeit der Prognostizierung verstärken. Zusätzlich wäre die Reaktionszeit verkürzter.

Ein weiterer wichtiger Punkt ist der Zeit-Horizont der Margin-Prognose. Geht es um kurzfristige Prognosen im Intraday-Markt oder soll der Kapitalbedarf für mehrere Tage im Voraus prognostiziert werden. Langzeitbetrachtungen sind ebenfalls möglich und unterliegen einer größeren Breite an Einflüssen. Neben verfallenden Positionen spielen die erwarteten Marktkonditionen eine sehr wichtige Rolle. Hierbei muss unterschieden werden, ob „normale Marktkonditionen“ als Grundlage der Berechnung genutzt werden sollen oder „außergewöhnliche Preisbewegungen“, wie sie in den letzten 2 Jahren beobachtet worden sind, die dem Markt und den Marktteilnehmern ein hohes Stresslevel aufbürden. (vgl. OPENGAMMA.de (2022))

4.5 Vergleich und Bewertung der Lösungsräume

Mit Blick auf die 4 vorgestellten Lösungsräume ist die Umsetzbarkeit der Substituierung von Future-Käufen durch Optionen die simpelste Art den Liquiditätsbedarf zu begrenzen. Hierbei entfallen die Cashflows durch Initial und Variation Margin an das Clearing House. Dafür kann der Marktteilnehmer die Marktprämie verlieren, sollte die Option wertlos verfallen. Dieser Nachteil könnte in dem Umfang ausgeglichen werden, dass der Halter der Option die Möglichkeit besitzt zwischen Erwerb und Lieferung die Future auch direkt zu günstigeren Marktbedingungen zu kaufen. Man kann hier auch von einer „Win-Win-Situation“ sprechen. Die Zusatzkosten würden sich ggfs. nur auf die Marktprämie und zusätzliche Transaktionskosten belaufen, sofern die Option wirklich wertlos verfällt. Der Energieversorger könnte sich so langfristig am Markt hedgen und hätte die Option ggfs. ein noch deutlich günstigeren Portfolio-Preis zu erreichen. (vgl. Kapitel 2.1.3 & 4.2)

Mit Hilfe eines Sleeve-Partners (vgl. Kapitel 2.5.8.3 & 4.3) können drohende Handlungsunfähigkeiten durch gesperrte Kreditlinien umgangen werden. Diese Möglichkeit bietet die Prognose des Margin-Bedarfs allein nicht. Der Bedarf an Liquidität wird hierdurch jedoch nicht verringert, eher im Gegenteil, der Sleeve-Partner wird einen bonitätsabhängigen Risikoaufschlag verlangen. Nur eine Verlagerung von Positionen in den Optionsmarkt verhindert das Risiko von Margin Calls. Denn auch der Sleeve-Partner wird Ausgleichszahlungen für Wertschwankungen der Positionen verlangen.

Trilateral Closeouts (vgl. Kapitel 4.3) beinhalten die Möglichkeit der Reduzierung der Liquiditätsanforderungen durch Netting verschiedener Sleeve Handelsgeschäfte zwischen 3 verschiedenen Unternehmen. Die bedingte Positionierung der Unternehmen untereinander macht diese Art des Margin Managements sehr aufwendig in der Auffindung.

Die geringste Umsetzbarkeit sehe ich bei der Risikogesellschaft (vgl. Kapitel 4.1 ff.) durch die hohen Investitionskosten des saisonalen Energiespeichers. Ohne Speicher wären die Kosten der Über- und Unterdeckung vermutlich nicht trag- und abbildbar. Preis- und Mengenrisiko wären dadurch nicht beherrschbar. Die Vorteile der Risikogesellschaft werden erst mit dem Energiespeicher sichtbar. Das Preis- und Mengenrisiko kann stark reduziert werden, davon ausgenommen sind starke Abweichungen bei der Erzeugung auf Jahressicht.

Mit der Prognose des Margin-Bedarfs lassen sich zwar Margin Calls größtmöglich verhindern, sie hat dennoch keinen Einfluss auf den Liquiditätsbedarf zu Spitzenzeiten. Lediglich ein regelmäßig zu hoher Kapitel-Buffer lässt sich damit verhindern. Die Komplexität der Berechnung der Prognosen dürfte viele Marktteilnehmer abschrecken. (vgl. Kapitel 4.4)

5 Zusammenfassung

Die Marktentwicklungen der vergangenen 2 Jahre haben zu einem hohen Stressfaktor für Energieversorger geführt. Sowohl der Merit-Order-Effekt als auch der zusätzliche geopolitische Katalysator im Frühjahr 2022 befeuerte die Energie- und Rohstoffmärkte. Marktteilnehmer, die sich regelmäßig am Energie-Terminmarkt langfristig ihre Erzeugungs- und Beschaffungspreise sichern, sahen sich hohem Liquiditätsdruck ausgesetzt, wie die EZB im Herbst 2022 in ihrem Financial Stability Review bestätigt hat. Damit sah und sieht die europäische Zentralbank insbesondere auch die Stabilität im Bankensektor als Finanzintermediär in Gefahr. Die langfristige Absicherung ist mit Kontrahenten- oder Margin Call Risiko verbunden. Die starken Preisbewegungen führten zu hohen Margin Calls bei gesicherten Termingeschäften und zur Handlungsunfähigkeit bei verschiedenen Marktteilnehmern durch Ausschöpfung der Kreditlinien bei den Handelspartnern im regelmäßig unbesicherten OTC-Terminmarkt.

Den Energieversorgern stehen verschiedene Marktplätze zur langfristigen Absicherung der Preisrisiken zur Verfügung. Neben dem zentral gesicherten Börsen-Terminhandel gibt es den bilateralen OTC-Terminhandel und Schnittmengen, wie den zentral gesicherten (Cleared OTC) bilateralen Handel, der sich steigender Beliebtheit erfreut. Im börslichen Handel sind standardisierte Future und Optionen das Mittel der Wahl. Im bilateralen Handel greifen die Marktteilnehmer auf Forwards, Swaps und ggfs. auf OTC-Optionen zurück. Forwards bieten im Vergleich zu den standardisierten Future-Kontrakten den immensen Vorteil der Individualisierung. Strommengen können langfristig auch über Power Purchase Agreements (PPAs) bezogen werden. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien spielt diese Form der „Green bzw. Greenfield PPAs“ eine immer bedeutendere Rolle im Energiehandelsgeschäft.

Beim zentral gesicherten Börsen-Terminhandel führt das Margining in Zeiten hoher Volatilität und signifikanten Marktverwerfungen zu hohem Liquiditätsbedarf durch rasant steigende Margin-Anforderungen durch Initial und Variation Margin. Bei zu geringer Collateral-Decke beim Clearing House richtet die Clearingstelle den gefürchteten *Margin Call* an den entsprechenden Non-Clearing-Member (NCM) als Akteur an der Börse. Im November 2022 berichtete die EEX von 3- bis 7-fach gestiegenem Liquiditätsbedarf für Long-Term Hedges eines PPAs über 10 Jahre (vgl. Kapitel 3.1). Der bilaterale Terminhandel besitzt in der Vertragsart *Cleared OTC* und mittels *Credit Support Annex (CSA)* Anhang das gleiche Risiko für Margin Calls. Beim OTC-Terminhandel über einfache Kreditlinien liegt das Augenmerk auf dem *Kontrahentenrisiko* (auch als *Adressrisiko* oder *Adressenausfallrisiko* bezeichnet). Ausgereizte Kreditlinien führen zwangsläufig zur Handlungsunfähigkeit, sofern keine weitere Liquidität durch Bankgarantien oder Ausweitung der Kreditlinien bei Banken bereitgestellt werden kann. Verlieren wichtige Energiemarktteilnehmer den Zugang zum Terminmarkt könnten wichtige Dienstleistungen für die Wirtschaft im Ganzen nicht mehr vollends gewährleistet werden betont die EZB (vgl. ECB.Europa.eu (2022)). Bei PPAs liegt das Risiko analog zu Kreditlinien, da sich die beiden Vertragsparteien regelmäßig langfristig binden und auf die Bonität des Kontrahenten angewiesen sind.

Aus der Beispielrechnung in Kapitel 3.5 geht hervor, dass die Energieversorger bzw. Stadtwerke einen hohen finanziellen Aufwand betreiben müssen zur Absicherung der Preisrisiken. Insbesondere große Preisbewegungen führen zu signifikantem Liquiditätsbedarf, der als „totes Kapital“ z.B. im Bereich des zentral gesicherten Terminhandels über Monate und Jahre gebunden bleibt. Laut KPMG sollten die Marktteilnehmer ihr Optimierungspotenzial bei den Kreditrisiken nutzen. Das bezieht sich zum Beispiel auf die Revision der Risikokapitalaggregation, die Reallokation des Risikokapitals oder Überarbeitung des Risikomaßes (vgl. Kapitel 3.6).

Bei den vorgeschlagenen Lösungsräumen zur Begegnung des Margin Call Risikos hat sich die Substitution der Future-Käufe durch vorgelagerte Options-Käufe als vorteilhaft herausgestellt (vgl. Kapitel 4.2). Der Marktteilnehmer kann sich einen Portfolio-Preis langfristig sichern, ohne die Gefahr von Initial Margin oder Variation Margin begegnen zu müssen. Dabei können vorteilhafte Marktbedingungen den Portfolio-Preis ggfs. senken, wenn Future doch noch zwischen Kauf und Ausübung der Optionen direkt gekauft werden. Geringe Erfahrung im Optionshandel und die bescheidene Liquidität sind Faktoren, die einen Umstieg bisher verhindert haben. Mit Blick auf das Kontrahentenrisiko können Netting-Effekte durch trilaterale Handelsbeziehungen stark vermindert werden. Allerdings ist hierfür eine besondere Konstellation des Exposures der 3 Handelspartner untereinander erforderlich und erschwert das Matching dieser Trilateral Closeouts via Sleeve-Handelsgeschäfte. Während der großen Finanzkrise 2008 (GFC) versuchten Marktteilnehmer eine Plattform für diese Art Kreditlinien-Management zu schaffen (vgl. Kapitel 4.3).

Die Idee mit der Risikogesellschaft inkl. saisonalem Langzeitspeicher ist eher theoretischer Natur. Der finanzielle Aufwand wäre enorm. Jedoch könnten die Preisrisiken ohne Nutzung des Terminmarkts und den verbunden Risiken stark reduziert werden. Dazu passt dieses Konzept mit seinem grünen Ansatz hervorragend in die Grüne Klimaagenda Deutschlands. Mit der zeitlichen Arbitrage in Anhang A-24 habe ich eine Option der Gegenfinanzierung präsentiert.

Abschließend lässt sich sagen, dass die (negativen) Erfahrungen der vergangenen 2-3 Jahre bei den Marktteilnehmern und ihren Risikoabteilungen mit Sicherheit einen gravierenden Fußabdruck hinterlassen haben. Der Energiemarkt wird sich an die neuen Marktbedingungen anpassen müssen und neue Lösungen zum Management des Kontrahenten-Risikos im Energie-Handelsgeschäft durch eventuell alternative Absicherungsinstrumente und Strategien hervorbringen. Eine Rückkehr zum Alltag vor der Energiekrise ist eher unwahrscheinlich.

Literatur- und Quellenverzeichnis

A

[Agora-Energiewende.de \(2023\)](https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power_generation_price/17.04.2023/30.04.2023/today/), „**Agorameter – Strompreis, Stromerzeugung und Stromverbrauch**“, interaktive Grafik der © Agora Energiewende, für den Zeitraum 17.04.2023 bis 30.04.2023, [online] abgerufen am 02.05.2023 URL [https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power_generation_price/17.04.2023/30.04.2023/oday/](https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power_generation_price/17.04.2023/30.04.2023/today/)

[Auxmoney.com \(2023\)](https://www.auxmoney.com/kredit/patronatserklaerung.html), „**Patronatserklärung – Patronatserklärung: Wichtige Definitionen & Erläuterungen**“, [online] abgerufen am 13.05.2023, URL <https://www.auxmoney.com/kredit/patronatserklaerung.html>

[AXP-Consulting.de \(2017\)](https://www.axp-consulting.de/vollversorgung-serie-zu-vertragstrukturen-im-energiegrosshandel-insb-strom-und-gas-teil-1/), „**Vertragsstrukturen im Energiegroßhandel | Teil 1: Vollversorgung**“, von Arlett Heinemann am 20. Juni 2017 veröffentlicht, [online] abgerufen am 12.04.2023, URL <https://www.axp-consulting.de/vollversorgung-serie-zu-vertragstrukturen-im-energiegrosshandel-insb-strom-und-gas-teil-1/>

[AXP-Consulting.de \(2017a\)](https://www.axp-consulting.de/vertragstrukturen-im-energiegrosshandel-teil-2-strukturierte-beschaffung/), „**Vertragsstrukturen im Energiegroßhandel | Teil 2: Strukturierte Beschaffung**“, von Arlett Heinemann am 18. Juli 2017 veröffentlicht, [online] abgerufen am 15.04.2023, URL <https://www.axp-consulting.de/vertragstrukturen-im-energiegrosshandel-teil-2-strukturierte-beschaffung/>

[AXP-Consulting.de \(2017b\)](https://www.axp-consulting.de/vertragstrukturen-im-energiegrosshandel-teil-3-portfoliomanagement/), „**Vertragsstrukturen im Energiegroßhandel | Teil 3: Portfoliomanagement**“, von Arlett Heinemann am 25. August 2017 veröffentlicht, [online] abgerufen am 18.04.2023, URL <https://www.axp-consulting.de/vertragstrukturen-im-energiegrosshandel-teil-3-portfoliomanagement/>

B

[BaFin.de \(2022\)](https://www.bafin.de/DE/Aufsicht/BoersenMaerkte/Derivate/EMIR/Besicherung/besicherung_otc_node.html), „**Besicherung bei OTC-Derivaten**“, [online] abgerufen am 07.04.2023, URL https://www.bafin.de/DE/Aufsicht/BoersenMaerkte/Derivate/EMIR/Besicherung/besicherung_otc_node.html

[BaFin.de \(2022a\)](https://www.bafin.de/DE/Aufsicht/BoersenMaerkte/Derivate/EMIR/emir_node.html), „**European Market Infrastructure Regulation (EMIR)**“, [online] abgerufen am 07.04.2023, URL https://www.bafin.de/DE/Aufsicht/BoersenMaerkte/Derivate/EMIR/emir_node.html

[BMWK.de \(2022\)](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220325_faktenpapier_gasspeichergesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=8), „**Gasspeichergesetz – Versorgungssicherheit durch volle Gasspeicher**“, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, [online] PDF, abgerufen am 02.05.2023, URL https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220325_faktenpapier_gasspeichergesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=8

BMWK.de (2023), „**Erneuerbare Energien**“, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, [online] abgerufen am 02.04.2023, URL <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>

BMWK.de (2023a), „**REMIT**“, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, [online] abgerufen am 08.04.2023, URL <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/markttransparenz-remit.html>

Buergschaften.ws (2023), „**Bürgschaften – Garantien für vertragsgemäße Lieferungen und Leistungserbringungen**“, Informationsangebot von Schnittker Versicherungsmakler © 2023, Schnittker Versicherungsmakler GmbH aus Steinfeld, [online] abgerufen am 13.05.2023, URL <https://www.buergschaften.ws/buergschaften>

Bundesanzeiger.de (2022), „**Hamburger Energiewerke GmbH (vormals: Wärme Hamburg GmbH) – Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2021 bis zum 31.12.2021**“, Bundesanzeiger, Jahresabschluss [online] abgerufen am 06.05.2023, URL <https://www.bundesanzeiger.de/>

Bundesnetzagentur.de (2021), „**Bußgelder wegen Manipulationen im Energiegroßhandel**“, [online] Pressemitteilung, abgerufen am 02.05.2023, URL https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/20211005_BusgeldMarktmanipulation.html

Bundesnetzagentur.de (2022), „**Bundesnetzagentur veröffentlicht Daten zum Strommarkt 2021**“, [online] Pressemitteilung, abgerufen am 01.05.2023, URL https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2022/20220107_smar.html

Bundesnetzagentur.de (2023), „**Bundesnetzagentur veröffentlicht Daten zum Strommarkt 2022**“, [online] Pressemitteilung, abgerufen am 01.05.2023, URL https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20230104_smar.html

Bundesregierung.de (2023), **Logo Adler „Die Bundesregierung“**, [online] abgerufen am 07.03.2023, URL (indirekt) <https://www.bundesregierung.de/breg-de> , URL (direkt) <https://www.bundesregierung.de/resource/image/1537866/16x9/500/281/dfaa81700c2114d2c5fc2981504a776c/Fd/logo-share-social-media.png>

Bundestag.de (2022), „**Ausarbeitung zur Merit Order – Alternativen zum Preisbildungsmechanismus an der Strombörse**“, Deutscher Bundestag, Wissenschaftliche Dienste, Aktenzeichen: WD 5 – 3000 – 111 – 22, Abschluss der Arbeit 31.10.2022, Fachbereich: WD 5 – Wirtschaft und Verkehr, Ernährung und Landwirtschaft, [online] PDF abgerufen am 30.04.2023, URL <https://www.bundestag.de/resource/blob/922150/ef7b04eda9b6b5034876248539891467/WD-5-111-22-pdf-data.pdf>

C

CMEGroup.com (2019), **CME SPAN: Standard Portfolio Analysis of Risk**, [online], abgerufen am 24.03.2023, URL <https://www.cmegroup.com/clearing/span-methodology.html>

CMEGroup.com (2019a), **CME SPAN® - Standard Portfolio Analysis of Risk®**, [online] PDF mit Stand 2019, abgerufen am 24.05.2023, URL (direkt) <https://www.cmegroup.com/clearing/files/span-methodology.pdf> , URL (indirekt) <https://www.cmegroup.com/clearing/span-methodology.html> unter „Read Full Report“

CMEGroup.com (2023), **„Futures im Vergleich zu Forwards“**, [online] abgerufen am 07.04.2023, URL <https://www.cmegroup.com/de/education/learn-about-trading/courses/introduction-to-futures/futures-contracts-compared-to-forwards.html>

CMEGroup.com (2023a), **„Futures Contracts Compared to Forwards“**, [online] abgerufen am 07.04.2023, URL <https://www.cmegroup.com/education/courses/introduction-to-futures/futures-contracts-compared-to-forwards.html>

CMEGroup.com (2023b), **„Was ist Contango und Backwardation?“**, [online] abgerufen am 14.05.2023, URL <https://www.cmegroup.com/de/education/learn-about-trading/courses/introduction-to-base-metals/what-is-contango-and-backwardation.html>

Computerbild.de (2022), **„Stromanbieter pleite: Gesetz schiebt einen Riegel vor“**, [online] Artikel, abgerufen am 01.05.2023, URL <https://www.computerbild.de/artikel/cb-Tipps-Financen-Stromanbieter-insolvent-17477611.html>

D

Dejure.org (2023), **„Energiewirtschaftsgesetz - § 18 Allgemeine Anschlusspflicht“**, in Kraft getreten am 21.12.2018, [online] abgerufen am 13.04.2023, URL <https://dejure.org/gesetze/EnWG/18.html>

Dejure.org (2023a), **„Energiewirtschaftsgesetz - § 36 Grundversorgungspflicht“**, in Kraft getreten am 29.07.2022, [online] abgerufen am 13.04.2023, URL <https://dejure.org/gesetze/EnWG/36.html>

DENA.de (2022), **„Vertragswesen von Green Power Purchase Agreements – Ein Leitfaden für Stromerzeuger und -abnehmer“**, Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2022), Stand 04/2022, [online] PDF abgerufen am 23.05.2023, URL https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Vertragswesen_von_Green_Power_Purchase_Agreements_MoEE.pdf

DWD.de (2004), **„Windkarte zur mittleren Windgeschwindigkeit“**, [online] abgerufen am 02.04.2023, URL https://www.dwd.de/DE/leistungen/windkarten/deutschland_und_bundeslaender.html

E

EC.Europa.eu (2022), „**EU-Kommission genehmigt Übernahme von Uniper durch BMF**“, Pressemitteilung der Europäischen Kommission am 16. Dez. 2022, [online] abgerufen am 24.05.2023, URL https://germany.representation.ec.europa.eu/news/eu-kommission-genehmigt-ubernahme-von-uniper-durch-bmf-2022-12-16_de

ECB.Europa.eu (2022), „**Financial stability risks from energy derivatives markets**“, Published as part of the Financial Stability Review, November 2022, von Oana Furtuna et al., [online] abgerufen am 19.04.2023, URL https://www.ecb.europa.eu/pub/financial-stability/fsr/special/html/ecb.fsrart202211_01~173476301a.en.html

ECB.Europa.eu (2023), „**Pound sterling (GBP)**“, Währungskurs vom 09. Mai 2023, [online] abgerufen am 10.05.2023, URL https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/eurofxref-graph-gbp.en.html

ECC.de (2022), **European Commodity Clearing, ECC Spot Market Margining**, Version 1.4, Stand 30.03.2022, [online] PDF-File, abgerufen am 09.03.2023, URL (direkt) https://www.ecc.de/fileadmin/ECC/Downloads/Risk_Management/Margining/ECC_Spot_Market_Margining_V1.4.pdf URL (indirekt) via Website <https://www.ecc.de/en/risk-management/margining> unter „ECC Spot Market Margining“

ECC.de (2023), **European Commodity Clearing, Stichwort „Margining“** [online] abgerufen am 24.05.2023, URL <https://www.ecc.de/en/risk-management/margining>

ECC.de (2023a), **ECC Risk Parameters**, [online] PDF mit Stand 08.03.2023, abgerufen am 22.03.2023, URL (indirekt) <https://www.ecc.de/en/risk-management/margining> unter „ECC Risk Parameters“, URL (direkt) https://www.ecc.de/fileadmin/ECC/Downloads/Risk_Management/Margining/20230308_ECC_Risk_Parameters.pdf

ECC.de (2023b), **ECC Derivative Market Margining**, [online] PDF mit Stand 14.03.2023, Version 1.7, abgerufen am 24.03.2023, URL (direkt) https://www.ecc.de/fileadmin/ECC/Downloads/Risk_Management/Margining/ECC_Derivative_Market_Margining_V1.7.pdf , URL (indirekt) <https://www.ecc.de/en/risk-management/margining> unter „ECC Derivative Market Margining“

ECC.de (2023c), **ECC – Default Fund**, [online], abgerufen am 30.03.2023, URL <https://www.ecc.de/en/risk-management/stress-testing/default-fund> , URL (direkt) Grafik https://www.ecc.de/fileadmin/ECC/Downloads/Risk_Management/Risk_Management/Reports_and_Files/stresstest-df-suppmargin-data.png

ECC.de (2023d), **Lines of Defence**, [online], abgerufen am 30.03.2023, URL <https://www.ecc.de/en/risk-management/lines-of-defence> , URL (direkt) Bild Default Waterfall https://www.ecc.de/fileadmin/ECC/Risk_Management/16122022_Financial_Resources_Available_for_the_management_of_a_default_event.png

ECC.de (2023e), „**Clearing-Bedingungen der European Commodity Clearing AG**“, Version 0061a, vom 02.02.2023, Leipzig, [online] PDF, abgerufen am 07.05.2023, URL https://www.ecc.de/fileadmin/ECC/Downloads/About_ECC_AG/Rules/Current_Clearing_Conditions/20230202_ECC_Clearing-Bedingungen_V061a_clean.pdf

EEX.com (2020), „**Renewable Energy Price Risk Management at the Energy Exchange**“, von Viviana Ciancibello, Senior Business Developer, European Power Derivatives, Februar 2020, [online] PDF abgerufen am 26.04.2023, URL https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Markets/Power_Derivates_Market/190612-eex-price-risk-management-data_01.pdf

EEX.com (2022), „**Renewable Energy and PPAs: Hedging with EEX Power Futures**“, von 2022, EEX AG, [online] Präsentation als PDF, abgerufen am 27.04.2023, URL https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Markets/Power_Derivates_Market/20221031_LT-Hedging.pdf

EEX.com (2023), „**Strom (Strom-Terminmarkt)**“, [online] abgerufen am 12.04.2023, URL <https://www.eex.com/de/maerkte/strom>

EEX.com (2023a), „**Power Derivatives Market Update February 2023**“, EEX Group, [online] PDF, abgerufen am 12.04.2023, URL https://www.eex.com/fileadmin/Global/News/Group/News/EEX_Power_Derivatives_Market_Update_Feb_2023.pdf

EEX.com (2023b), „**Futures**“, Marktdaten für Strom-Futures, Dropdown „EEX German Power Futures“, [online] abgerufen am 21.04.2023, URL <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/futures>

EEX.com (2023c), „**Future Styled Options**“, Marktdaten für Optionen, Dropdown „EEX German Power Future Styled Options“, [online] abgerufen am 25.04.2023, URL <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/future-styled-options>

EEX.com (2023d), „**Marktdaten – Strom**“, [online] abgerufen am 25.04.2023, URL <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom>

EEX.com (2023e), „**Equity Styled Options**“, Marktdaten für Optionen, Dropdown „EEX German Power Options“, [online] abgerufen am 25.04.2023, URL <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/equity-styled-options>

EEX.com (2023f), „**Strom-Optionen**“, [online] abgerufen am 25.04.2023, URL <https://www.eex.com/de/maerkte/strom-terminmarkt/strom-optionen>

EEX.com (2023g), „**Strom-Futures**“, [online] abgerufen am 25.04.2023, URL <https://www.eex.com/de/maerkte/strom-terminmarkt/strom-futures>

EEX.com (2023h), „**Zulassung – Zulassung zum Handel und Clearing**“, [online] abgerufen am 25.04.2023, URL <https://www.eex.com/de/zugang/zulassung>

[EEX.com \(2023i\)](https://www.eex.com/en/market-data/power/futures), „**Futures**“, Marktdaten für Strom-Futures an der EEX, Dropdown „EEX German Power Futures“, [online] abgerufen am 25.04.2023, URL <https://www.eex.com/en/market-data/power/futures>

[EEX.com \(2023j\)](https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/futures), „**Futures**“, Marktdaten für Strom-Futures an der EEX, Dropdown „EEX German Power Futures“, Abrechnungspreis vom 05.05.2023 im Cal-24 Base Future, [online] abgerufen am 06.05.2023, URL <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/futures>

[EFET.org \(2007\)](https://www.efet.org/files/documents/EFET%20General%20Agreement%20Power%20V2.1(a).pdf), „**General Agreement – Concerning the Delivery and Acceptance of Electricity**“, General Agreement der European Federation of Energy Traders (EFET) für Strom, [online] PDF, abgerufen am 28.04.2023, URL [https://www.efet.org/files/documents/EFET%20General%20Agreement%20Power%20V2.1\(a\).pdf](https://www.efet.org/files/documents/EFET%20General%20Agreement%20Power%20V2.1(a).pdf)

[EFET.org \(2021\)](https://www.efet.org/files/documents/EFET%20Credit%20Support%20Annex%20(Gas%20and%20Power)%20Version%203.1%20November%204,%202021.pdf), „**Credit Support Annex**“, Anhang der European Federation of Energy Traders (EFET) zum EFET General Agreement für Gas / Strom, [online] PDF, abgerufen am 28.04.2023, URL [https://www.efet.org/files/documents/EFET%20Credit%20Support%20Annex%20\(Gas%20and%20Power\)%20Version%203.1%20November%204,%202021.pdf](https://www.efet.org/files/documents/EFET%20Credit%20Support%20Annex%20(Gas%20and%20Power)%20Version%203.1%20November%204,%202021.pdf)

[Energie-Experten.org \(2021\)](https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/oekostrom/energiespeicher), „**Energiespeichertechnologien im Überblick**“, [online] abgerufen am 11.05.2023, URL <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/oekostrom/energiespeicher>

[Energie-Lexikon.info \(2023\)](https://www.energie-lexikon.info/verteilungsnetzbetreiber.html), „**Verteilungsnetzbetreiber**“, [online] abgerufen am 13.04.2023, URL <https://www.energie-lexikon.info/verteilungsnetzbetreiber.html>

[Energiewirtschaft.blog \(2016\)](https://energiewirtschaft.blog/kreditrisiko-energiehandel/), „**Kreditrisiko Energiehandel – Steuerung von Kreditrisiken im Energiehandel: Vergabe von Kreditlinien, Bestimmung von Exposure und Potential Future Exposure, Kreditlinienmanagement durch Credit Support Annex, OTC-Clearing und Trilateral Closeout**“, verfasst von Marianne Diem, 4. Juli 2016, [online] abgerufen am 12.05.2023, URL <https://energiewirtschaft.blog/kreditrisiko-energiehandel/>

[Energy-Storage.news \(2022\)](https://www.energy-storage.news/first-phase-of-800mwh-world-biggest-flow-battery-commissioned-in-china/), „**First phase of 800MWh world biggest flow battery commissioned in China**“, von Andy Colthorpe, erschien am 21. Juli 2022 auf der Website der Energy Storage News, [online] Artikel abgerufen am 11.05.2023, URL <https://www.energy-storage.news/first-phase-of-800mwh-world-biggest-flow-battery-commissioned-in-china/>

[Energybrainpool.com \(2019\)](https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Whitepapers/2019-03-22_Energy_Brainpool_White_Paper_fhPFC.pdf), „**Die hPFC ist tot – Es lebe die fhPFC**“, Energy Brainpool, [online] PDF, abgerufen am 05.05.2023, URL https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Whitepapers/2019-03-22_Energy_Brainpool_White_Paper_fhPFC.pdf

[Energy.ec.Europa.eu \(2022\)](https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/action-and-measures-energy-prices_en), „**Action and measures on energy prices**“, [online] abgerufen am 01.05.2023, URL https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/action-and-measures-energy-prices_en

[Energysales.Vattenfall.de \(2023\)](https://energysales.vattenfall.de/renewables/greenfield-ppa), „**Greenfield PPA – Nachhaltig erzeugte Energie ohne EEG-Förderung gewinnbringend vermarkten**“, [online] abgerufen am 03.04.2023, URL <https://energysales.vattenfall.de/renewables/greenfield-ppa>

[Energysales.Vattenfall.de \(2023a\)](https://energysales.vattenfall.de/energielexikon), „**Energielexikon**“, Swap-Geschäfte, [online] abgerufen am 09.04.2023, URL <https://energysales.vattenfall.de/energielexikon>

[Enervis \(2022\)](#), „**EE-Marktwerte, Direktvermarktung und grüne PPAs**“, Vattenfall Europe Power Management – Inhouse-Workshop, enervis®, von Dr. Nicolai Herrmann & Eckhard Kuhnhenne-Krausmann, 25.11.2022, [Vattenfall] PDF des Vortrags

[EON.de \(2023\)](https://www.eon.de/de/gk/energiewissen/stromboerse.html), „**Strombörse: So funktioniert der Strommarkt in Deutschland**“, [online] abgerufen am 10.04.2023, URL <https://www.eon.de/de/gk/energiewissen/stromboerse.html>

[EPEXSpot.com \(2023\)](https://www.epexspot.com/de/node/180), „**Screenshot der Market Results**“, Day-Ahead Auction Results für Lieferung 15. Mai 2023, Marktgebiet DE-LU, [online] abgerufen am 14.05.2023, URL <https://www.epexspot.com/de/node/180> , URL (direkt) https://www.epexspot.com/de/node/180?market_area=DE-LU&trading_date=2023-05-14&delivery_date=2023-05-15&underlying_year=&modality=Auction&sub_modality=DayAhead&technology=&product=60&data_mode=graph&period=&production_period=

[Erneuerbare-Energien.de \(2023\)](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html), „**Das Erneuerbaren-Energien-Gesetz**“, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, [online] abgerufen am 02.04.2023, URL <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html>

[EUREX.com \(2023\)](https://www.eurex.com/ec-en/services/margining/margining-process), „**Margining process**“, [online] abgerufen am 25.05.2023, URL <https://www.eurex.com/ec-en/services/margining/margining-process>

[Eur-Lex.Europa.eu \(2004\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32004L0039&from=DE), „**Richtlinie 2004/39/EG des Europäischen Parlaments und des Rates**“, vom 30. April 2004, [online] abgerufen am 07.04.2023, URL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32004L0039&from=DE>

[Eur-Lex.Europa.eu \(2011\)](https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2011:326:0001:0016:DE:PDF), „**VERORDNUNG (EU) Nr. 1227/2011 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES – über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts**“, vom 25. Oktober 2011, [online] PDF abgerufen am 08.04.2023, URL <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2011:326:0001:0016:DE:PDF>

[Eur-Lex.Europa.eu \(2012\)](https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:201:0001:0059:DE:PDF), „**VERORDNUNG (EU) Nr. 648/2012 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES**“, vom 4. Juli 2012, [online] PDF abgerufen am 07.04.2023, URL <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:201:0001:0059:DE:PDF>

[Eur-Lex.Europa.eu \(2013\)](https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:052:0011:0024:DE:PDF), „**DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) Nr. 149/2013 DER KOMMISSION**“, vom 19. Dezember 2012, [online] PDF abgerufen am 07.04.2023, URL <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:052:0011:0024:DE:PDF>

[Eur-Lex.Europa.eu \(2016\)](#), „**DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) 2016/2251 DER KOMMISSION**“, vom 4. Oktober 2016, [online] PDF abgerufen am 08.04.2023, URL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R2251>

F

[FAZ.net \(2022\)](#), „**EZB muss für Wettbewerb sorgen**“, Kommentar von Markus Frühauf, Frankfurter Allgemeine Zeitung am 08.08.2022, [online] abgerufen am 12.05.2023, URL <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/ezb-muss-fuer-mehr-wettbewerb-der-ratingagenturen-sorgen-18228353.html>

[FFE.de \(2022\)](#), „**Veränderungen der Merit Order und deren Auswirkungen auf den Strompreis**“, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., erschien am 14.09.2022, [online] abgerufen am 30.04.2023, URL <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/veraenderungen-der-merit-order-und-deren-auswirkungen-auf-den-strompreis/>

[Finanzderivate.info \(2023\)](#), „**Wissen zu Finanzderivaten – Preiseinflussfaktoren bei Optionen**“, [online] abgerufen am 11.05.2023, URL <https://finanzderivate.info/optionen/preiseinflussfaktoren-bei-optionen/>

[Finanzderivate.info \(2023a\)](#), „**Wissen zu Finanzderivaten – Tabelle preisbeeinflussende Faktoren bei Optionen**“, [online] abgerufen am 12.05.2023, URL <https://finanzderivate.info/optionen/preiseinflussfaktoren-bei-optionen/tabelle-preisbeeinflussende-faktoren-bei-optionen/>

G

[Gesetze-Im-Internet.de \(2023\)](#), „**Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2023) – Anlage 1 (zu § 23a) – Höhe der Marktprämie**“, [online] abgerufen am 03.04.2023, URL https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/anlage_1.html

H

[Handelsblatt \(2021\)](#), „**Krise der Billiganbieter: Nächster Energiediscounter Stromio gibt auf**“, von Isabelle Wermke, veröffentlicht am 22.12.2021, [online] Artikel, abgerufen am 01.05.2023, URL <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/steigende-energiepreise-krise-der-billiganbieter-naechster-energiediscounter-stromio-gibt-auf/27916080.html>

[Handelsblatt \(2022\)](#), „**Energiekrise – Milliardenrisiko Margin Calls: Das unterschätzte Problem in der Energiekrise**“, von Catiana Krapp, veröffentlicht am 23.09.2022, [online] abgerufen im Herbst 2022, URL (mit geändertem Titel, Stand 29.09.2022) <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/margin-call-weshalb-energiekonzerne-milliarden-fuer-gas-hinterlegen-muessen/28686810.html>

Holzmüller (2009), „**Vorstellung des Credit Support Annex zur Besicherung des OTC-Derivatgeschäfts mittels Collateral Management**“, von Sabine Holzmüller, Hochschule Mittweida (FH), University of Applied Sciences, Fachbereich Wirtschaftswissenschaften, Wien, 2009, [online] Bachelor-Thesis als PDF abgerufen am 28.04.2023, URL https://monami.hs-mittweida.de/frontdoor/deliver/index/docId/345/file/Bachelorarbeit_Holzmueller.pdf

HypoVereinsbank.de (2020), „**Praxisfall Garantie – Unterschied Bürgschaft – Garantie**“, Infoblatt der HypoVereinsbank als Member von UniCredit, Außenhandel Praxisinfo Nr. 1 (2020), [online] PDF abgerufen am 13.05.2023, URL <https://www.hypovereinsbank.de/content/dam/hypovereinsbank/unternehmen/pdf/Downloadcenter/PP-Aussenhandel-Praxisinfo.pdf>

I

IG.com (2023), „**Was sind Swaps und wie funktionieren sie**“, [online] abgerufen am 09.04.2023, URL <https://www.ig.com/de/trading-strategien/was-sind-swaps-und-wie-funktionieren-sie-210923>

InteractiveBrokers.co.uk (2023), „**Lieferung, Ausübung und Kapitalmaßnahmen – Ausübung von Optionen**“, [online], abgerufen am 30.03.2023, URL <https://www.interactivebrokers.co.uk/de/index.php?f=7184&p=optionEx>

Interconnector.de (2021), „**Was ist ein Power Purchase Agreement (PPA)?**“, [online] abgerufen am 03.04.2023, URL <https://www.interconnector.de/wissen/power-purchase-agreement-ppa/>, URL Grafik (direkt) <https://www.interconnector.de/wp-content/uploads/ablauf-bei-einem-power-purchase-agreement-ppa-1024x547.png>

K

KOEPPEN (2021), „**Elektrische Energieanlagen – Kapitel 1**, Prof. Dr. Birgit Koeppen, Vorlesungsskript, Wintersemester 2021, HAW Hamburg

KOEPPEN (2021a), „**Elektrische Energieanlagen – Kapitel 3**, Prof. Dr. Birgit Koeppen, Vorlesungsskript, Wintersemester 2021, HAW Hamburg

KPMG.com (2021), „**Wachsende Herausforderungen innerhalb des Kreditrisikomanagements für Industrie und Handel**“, Bericht vom 16.12.2021, verfasst von Ralph Schilling, CFA, Partner, Head of Finance and Treasury Management, KPMG AG & Moritz zu Putlitz, Manager, Finance and Treasury Management, KPMG AG, [online] abgerufen am 16.05.2023, URL <https://kpmg.com/de/de/home/themen/2021/12/kreditrisikomanagement-industrie-handel.html>

L

Längauer (2015), „**Risikomanagement im Energiehandel**“, [online] Masterarbeit als PDF von Klemens Längauer, JKU Linz, 2015, abgerufen am 05.04.2023, URL <https://epub.jku.at/obvulihs/download/pdf/412965?originalFilename=true>

M

Manager-Magazin.de (2010), „**Finanzkrise – Angst vor dem Dominoeffekt**“, erschienen am 18.11.2010, Autor Henrik Müller, [online] abgerufen am 29.05.2023, URL <https://www.manager-magazin.de/politik/artikel/a-729774.html>

MCP (2023), „**Settlement Preise Day Ahead Auktion DE für 23.04.2023**“, [Vattenfall] © EPEX Spot Daten via MCP Timeseries „power_day Ahead_auction_de_hours_epex“ abgerufen am 30.04.2023

MCP (2023a), „**EPEX Day Ahead Auktion DE Settlement Preise – Baseload**“, [Vattenfall] © EPEX Spot Daten via MCP Timeseries „power_day Ahead_auction_de_days_epex“, abgerufen am 30.04.2023

MCP (2023b), „**EPEX Day Ahead Auktion DE Settlement Preise – Baseload**“, alle verfügbaren Datensätze, [Vattenfall] © EPEX Spot Daten via MCP Timeseries „power_day Ahead_auction_de_days_epex“, abgerufen am 01.05.2023

MCP (2023c), „**Settlement Preise Day Ahead Auktion DE**“, [Vattenfall] © EPEX Spot Daten via MCP Timeseries „power_day Ahead_auction_de_hours_epex“ abgerufen am 14.05.2023

Moneycontroller.de (2019), „**Pressemitteilung – Halbjahr 2019: EEX Group weiter auf globalem Wachstumskurs**“, [online] Grafik abgerufen am 29.05.2023, URL <https://www.moneycontroller.de/finanznachrichten/eex-european-energy-exchange-ag/pressemitteilung-halbjahr-2019-eex-group-weiter-auf-globalem-wachstumskurs-3176> , URL (direkt) <https://www.moneycontroller.de/upload/aziende/brand-eex-european-energy-exchange-ag.png>

N

Next-Kraftwerke.de (2023), „**Was ist ein Power Purchase Agreement (PPA)?**“, [online] abgerufen am 02.04.2023, URL <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/power-purchase-agreement-ppa> , URL Grafik „Preisfindung bei einem PPA“ (direkt) https://www.next-kraftwerke.de/api/media/image/d27db42ee5/full_1x/Preisbildung-PPA.png , URL Grafik „Typen von Power Purchase Agreements (PPA)“ (direkt) <https://www.next-kraftwerke.de/api/media/image/e792281d01/ppas-ueberblick.jpg>

Next-Kraftwerke.de (2023a), „**Was ist der OTC-Handel?**“, [online] abgerufen am 06.04.2023, URL <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/otc-handel>

Next-Kraftwerke.de (2023b), „**Was ist Arbitrage**“, [online] abgerufen am 14.05.2023, URL <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/arbitrage>

Notar-Heinig.de (2022), „**Unternehmensverträge – Beherrschungs & Gewinnabführungsverträge**“, Homepage von Dr. Jens Heinig, Notar aus Monheim am Rhein, [online] abgerufen am 13.05.2023, URL <https://www.notar-heinig.de/unternehmensvertraege/>

O

OPENGAMMA.de (2022), „**Forecasting margin requirements: Why is it important?**“, von Jo Burnham, 8. August 2022, Blogbeitrag, [online] abgerufen am 26.05.2023, URL <https://opengamma.com/forecasting-margin-requirements/>

P

Pubs.Acs.org (2020), „**Hybrid Redox Flow Cells with Enhanced Electrochemical Performance via Binderless and Electrophoretically Deposited Nitrogen-Doped Graphene on Carbon Paper Electrodes**“, Research Artikel verfasst von Chakrabarti et al., ACS Publications, ACS Appl. Mater. Interfaces 2020, Ausgabe 12, Seiten 53869-53878, Veröffentlicht am 18. November 2020, [online] abgerufen am 10.05.2023, URL <https://pubs.acs.org/doi/full/10.1021/acsmi.0c17616> , URL (direkt) <https://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/acsmi.0c17616>

S

Schneegans (2023), „**Mündliches Gespräch über Absicherungsinstrumente**“, via TEAMs-Meeting, 05.04.2023, Björn Schneegans, M. Sc., MBA, Vattenfall Energy Trading GmbH, Abteilung VEPM, (Teil-) Inhalt siehe Mitschrift

Schneegans (2023a), „**Mündliches Gespräch über Absicherungsinstrumente und weitere Themen**“, via TEAMs-Meeting, 13.04.2023, Björn Schneegans, M. Sc., MBA, Vattenfall Energy Trading GmbH, Abteilung VEPM, (Teil-) Inhalt siehe Mitschrift

Schneegans (2023b), „**Mündliches Gespräch zum Cashflow bei Terminkontrakten, dem Thema Risikogesellschaft und weiteren Themen**“, via TEAMs-Meeting, 27.04.2023, Björn Schneegans, M. Sc., MBA, Vattenfall Energy Trading GmbH, Abteilung VEPM, (Teil-) Inhalt siehe Mitschrift

Schneegans (2023c), „**Korrektur der Bachelor-Thesis mit Stand 18.05.2023**“, Änderungen und Anmerkungen via Word-Dokument eingefügt, als PDF exportiert, Björn Schneegans, M. Sc., MBA, Vattenfall Energy Trading GmbH, Corporate Risk Trader, erhalten am 24.05.2023 via Mail

Schneegans (2023d), „**Antworten zur Nachfrage der Korrektur der Bachelor-Thesis mit Stand 18.05.2023 (Schneegans (2023c))**“, Antwort als Mail von Björn Schneegans, M. Sc., MBA, Vattenfall Energy Trading GmbH, Corporate Risk Trader, erhalten am 26.05.2023, Inhalte aus Datenschutz unkenntlich gemacht

Schnorr (2016), „**Portfolio-Management in Stadtwerken – Effiziente Bewirtschaftung von Strom- und Gasportfolios**“, Stephan Schnorr, Springer Gabler, ISBN 978-3-658-15431-8 (eBook), erschien 2016, 1. Auflage

Schnorr (2022), „**Power Purchase Agreements – Stromlieferverträge für Erneuerbare Energien**“, Stephan Schnorr, Springer Gabler, ISBN 978-3-658-37910-0 (eBook), erschien 2022, 1. Auflage

Schulze (2023), „**Vattenfall MS TEAMS Chat zum Thema Spekulationsverbot im Intraday-Handel**“, mit Krino Schulze, Vattenfall External Portfolio Management, am 24.05.2023, [Screenshot als PNG] des Chatverlaufs vom 25.05.2023

Sinn (2017), „**Buffering Volatility: A Study on the Limits of Germany's Energy Revolution**“, Center for Economic Studies & Ifo Institute (CESifo) Working Paper No. 5950, von Prof. em. Dr. Dr. h.c. mult. Hans-Werner Sinn, Originale Version von Juni 2016, diese Version ist eine Überarbeitung von Mai 2017, ISSN 2364-1428, [online] PDF abgerufen am 10.05.2023, URL <https://www.cesifo.org/en/publications/2016/working-paper/buffering-volatility-study-limits-germanys-energy-revolution> , URL (direkt) https://www.cesifo.org/DocDL/cesifo1_wp5950.pdf

Spektrum.de (2022), „**Warum teures Gas auch den Strompreis mit nach oben reißt**“, von Thomas Grüter, veröffentlicht am 29.08.2022, [online] Artikel, abgerufen am 30.04.2023, URL <https://www.spektrum.de/news/merit-order-prinzip-warum-der-strompreis-nach-oben-schnellt/2051949>

Statista.com (2023), „**Menge des exportierten Stroms von Deutschland nach Frankreich in den Jahren 2003 bis 2022**“, [online] Graph, abgerufen am 01.05.2023, URL <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/151340/umfrage/strom-export-von-deutschland-nach-frankreich-seit-1996>

Struckmann (2020), „**Batterietechnik – ATEAS – 2 Performance und Zell-Typen**“, Thorsten Struckmann, Vorlesungs-Skript im Rahmen der Lehrveranstaltungen an der HAW Hamburg im Wahlpflichtfach Batterietechnik, Stand 28-09-2020, [PDF]

T

TickerTape.TDAmeritrade.com (2020), „**Contango or Backwardation: Looking to the Future in the Futures Markets**“, von Bruce Blythe, veröffentlicht am 2. Juli 2020, [online] abgerufen am 14.05.2023, URL <https://tickertape.tdameritrade.com/trading/contango-backwardation-futures-markets-18174>

Trayport (2022), „**Trayport Commodities Report – November 2022**“, [offline] PDF erhalten von VEPM am 13.04.2023

Twitter.com (2023), „**Bloomberg Commodity Spot Index**“, Bild entnommen aus Tweet von Liz Ann Sonders (@LizAnnSonders), vom 25. Mai 2023, [online] abgerufen am 29.05.2023, Link zum Tweet: <https://twitter.com/LizAnnSonders/status/1661694132731928576?s=20> , URL zum Bild (direkt) <https://pbs.twimg.com/media/Fw-GAW-WwAEL3dE?format=jpg&name=medium>

U

Umsicht.Fraunhofer.de (2020), „**Abschlussbericht des Forschungsvorhabens TrafoSW – Transformation von Stadtwerken als wichtige Säule der Energiewende**“, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT), gefördert durch BMWK (ehemals BMW), von Carsten Beier et al., Oberhausen, den 25. September 2020, [online] abgerufen am 06.05.2023, URL https://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/referenzen/trafosw/TrafoSW_03ET1518A_Abschlussbericht_UMSICHT.pdf

V

Verbraucherzentrale-Niedersachsen.de (2022), „**Energiepreise in der Grund- und Ersatzversorgung**“, vom 05.10.2022, [online] Artikel, abgerufen am 01.05.2023, URL <https://www.verbraucherzentrale-niedersachsen.de/themen/energie-wohnen/energiepreise-anbieterwechsel/energiepreise-der-grund-ersatzversorgung>

W

Warwick.ac.uk (2021), „**Highly efficient grid-scale electricity storage at fifth of cost – researchers modify hybrid flow battery electrodes with nanomaterials**“, University of Warwick, Pressemitteilung vom 22. Januar 2021, [online] abgerufen am 10.05.2023, URL https://warwick.ac.uk/newsandevents/pressreleases/highly_efficient_grid-scale/

Wiki.HSLU.ch (2021), „**Value at Risk**“, Controlling-Wiki der HSLU Hochschule Luzern, Version vom 8. März 2021, Autoren: Thasana Sithamparanathan et al., [online] abgerufen am 17.05.2023, URL https://wiki.hslu.ch/controlling/Value_at_Risk

Wikipedia.org (2020), „**Spark Spread**“, zuletzt bearbeitet am 17. November 2020, [online] abgerufen am 09.04.2023, URL https://de.wikipedia.org/wiki/Spark_Spread

Wikipedia.org (2022), „**Betriebsblindheit**“, zuletzt bearbeitet am 30. Januar 2022, [online] abgerufen am 12.04.2023, URL <https://de.wikipedia.org/wiki/Betriebsblindheit>

Wikipedia.org (2023), „**Collar (Finanzwesen)**“, zuletzt bearbeitet am 23. März 2023, [online] abgerufen am 03.04.2023, URL [https://de.wikipedia.org/wiki/Collar_\(Finanzwesen\)](https://de.wikipedia.org/wiki/Collar_(Finanzwesen))

Wikipedia.org (2023a), „**Derivat (Wirtschaft)**“, zuletzt bearbeitet am 3. Februar 2023, [online] abgerufen am 24.04.2023, URL [https://de.wikipedia.org/wiki/Derivat_\(Wirtschaft\)](https://de.wikipedia.org/wiki/Derivat_(Wirtschaft))

Y

YouTube.com (2021), „**Was sind Green PPAs – nachhaltige Lösungen für Erzeuger erneuerbarer Energien?**“, [online] YouTube-Video des Kanals „Vattenfall Deutschland“, Screenshot bei 0:46, [MP4 & VP9] heruntergeladen am 03.04.2023, URL <https://www.youtube.com/watch?v=cL-9RnSG3cA>

YouTube.com (2021a), „**Futures Styled Margin Options Webinar**“, [online] YouTube-Video des Kanals „EEX TV“, [MP4 & VP9] heruntergeladen am 25.04.2023, URL https://www.youtube.com/watch?v=5dJoei81tPM&ab_channel=EEXTV

Anhang

Anhang A – Definitionen und Erklärungen

In diesem Abschnitt gibt es Erklärungen zu Wörtern, Prozessen und weiteren Themen, die den Rahmen des Textumfangs dieser Bachelor-Thesis gesprengt hätten.

Verzeichnis für Definitionen und Erklärungen

Anhang		Seite
A-1	Merit Order	XXVI
Abb. A-1.1	Merit-Order-Prinzip seit dem Jahr 2022 Weil immer auch Gaskraftwerke gebraucht werden, um den Strombedarf in Deutschland zu decken, ist der Strompreis wegen des massiv gestiegenen Gaspreises im Jahr 2022 rasant gestiegen. (schematische Darstellung) <i>Quelle: Spektrum.de (2022)</i>	XXVII
Abb. A-1.2	Merit Order der thermischen Kraftwerke in Deutschland für das Jahr 2022 (bis einschließlich den 02.09.2022) <i>Quelle: FFE.de (2022)</i>	XXVII
Abb. A-1.3	Merit Order der thermischen Kraftwerke in Deutschland für das Jahr 2018 <i>Quelle: FFE.de (2022)</i>	XXVIII
A-2	Pay-as-Bid Gebotsverfahren	XXIX
Abb. A-2.1	Modellvergleich „Pay-as-Clear“ und „Pay-as-Bid“ <i>Quelle: Bundestag.de (2022)</i>	XXX
A-3	Beispielhafte Bestimmung des Gradienten im Last-Bereich der GuD & Gasturbinen in der deutschen Merit Order thermischer Kraftwerke	XXXI
Abb. A-3.1	Gradient – Grenzkosten pro Last – in der Merit Order Ein Beispiel <i>Quelle: FFE.de (2022) [erweitert]</i>	XXXI
A-4	Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien	XXXII
Abb. A-4.1	Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien Die geförderte EE-Stromeinspeisung senkt den Marktpreis punktuell ab Beispiel <i>Quelle: Enervis (2022)</i>	XXXII
Abb. A-4.2	Strompreis [Spotmarkt], Stromerzeugung und Stromverbrauch vom 17.04.2023 bis 30.04.2023 gestaffelt nach konventioneller und regenerativer Erzeugung	XXXIII

	<i>Quelle: Agora-Energiewende.de (2023)</i>	
A-5	Typisierung von Stadtwerken (Versorgern)	XXXIV
Abb. A-5.1	Typisierung von Stadtwerken (Versorgern) nach Literatur in (sehr klein), mittel und groß durch das Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT) <i>Quelle: Umsicht.Fraunhofer.de (2020)</i>	XXXIV
A-6	Beschaffungsstrategien für den Bezug der benötigten Energiemengen	XXXV
A-6-1	Vollversorgung	XXXV
Abb. A-6-1.1	Stichtagsbeschaffung des Festpreises <i>Quelle: AXP-Consulting.de (2017), vergrößert in Anhang C-6 zu finden</i>	XXXVI
Tab. A-6-1.1	Beispiel für resultierenden Bezugspreis – Fixierungszeitpunkte mit Formelpreisen <i>Quelle: In Anlehnung an AXP-Consulting.de (2017) erstellt, mit eigenen Zahlen</i>	XXXVII
Abb. A-6-1.2	Beispiel für resultierenden Bezugspreis <i>Quelle: Daten nach Tabelle A-5-1.1, vergrößert in Anhang C-7 zu finden</i>	XXXVII
Abb. A-6-1.3	Beispiel für horizontale Tranchen <i>Quelle: AXP-Consulting.de (2017)</i>	XXXVIII
Abb. A-6-1.4	Bezugspreis durch Indizierung <i>Quelle: AXP-Consulting.de (2017)</i>	XXXIX
Abb. A-6-1.5	Dynamischer Bezugspreis-Charakter durch Nutzung der Indizierung <i>Quelle: AXP-Consulting.de (2017)</i>	XXXIX
A-6-2	Strukturierte Beschaffung	XLI
Abb. A-6-2.1	Bandlieferung als spezielle Form der Fahrplanlieferung <i>Quelle: vgl. AXP-Consulting.de (2017a), vergrößert in Anhang C-8 zu finden</i>	XLII
Abb. A-6-2.2	Vertikale Tranchen am Beispiel von Monatstranchen <i>Quelle: vgl. AXP-Consulting.de (2017a)</i>	XLIII
Abb. A-6-2.3	Kombination Bandlieferung und vertikale Tranchen <i>Quelle: vgl. AXP-Consulting.de (2017a)</i>	XLIV
Abb. A-6-2.4	Deckung des realen Bedarfs durch kurzfristige Restmengen <i>Quelle: vgl. AXP-Consulting.de (2017a), Grafik beschnitten</i>	XLV

Abb. A-6-2.5	Fahrplanlieferung mit Toleranzmengen <i>Quelle: vgl. AXP-Consulting.de (2017a)</i>	XLV
A-6-3	Portfolio-Management	XLVI
Abb. A-6-3.1	Die 4 Säulen des Portfoliomanagements im Energiegroßhandel <i>Quelle: Auf Basis von AXP-Consulting.de (2017b) erstellt</i>	XLVI
Tab. A-6-3.1	Bestandteile des Portfoliomanagements <i>Quelle: Nach AXP-Consulting.de (2017b) erstellt</i>	XLVII
Tab. A-6-3.2	Vorteile und Nachteile des Portfolio-Managements <i>Quelle: Auf Basis von AXP-Consulting.de (2017b) erstellt</i>	XLVIII
A-7	Strategien zur langfristigen Bewirtschaftung via Absicherungsinstrumente	XLIX
A-7-1	Fundamental orientierte Strategien	XLIX
Tab. A-7-1.1	Vor- und Nachteile der fundamental orientierten Bewirtschaftung <i>Quelle: Nach Schnorr (2016) erstellt</i>	XLIX
A-7-2	Technisch orientierte Strategien	L
Tab. A-7-2.1	Vor- und Nachteile der technisch orientierten Bewirtschaftung <i>Quelle: Nach Schnorr (2016) erstellt</i>	L
A-8	Bestandteile der Strategien zur langfristigen Bewirtschaftung via Absicherungsinstrumente	LI
A-8-1	Mengenbezogenes Element der Strategie	LI
Abb. A-8-1.1	Zieleindeckung und Mengenlimits <i>Quelle: Schnorr (2016)</i>	LII
Abb. A-8-1.2	Eindeckungsgrad im Beschaffungskorridor <i>Quelle: Schnorr (2016)</i>	LIII
A-8-2	Preisbezogenes Element der Strategie	LIV
A-9	Wertneutraler Hedge	LV
Abb. A-9.1	Prognose eines Stromlastgangs <i>Quelle: In Anlehnung an Schnorr (2016)</i>	LV
Abb. A-9.2	Beispiel einer Planlast und Hedge einer Woche <i>Quelle: Schnorr (2016)</i>	LVI
Abb. A-9.3	Resultierende offene Positionen nach Wochentag <i>Quelle: Schnorr (2016)</i>	LVII

Abb. A-9.4	Planlast und typische Preisstruktur nach Wochentag <i>Quelle: Schnorr (2016)</i>	LVII
Abb. A-9.5	Beträge in absolute Zahlen des Beispiels <i>Quelle: Schnorr (2016)</i>	LVIII
Abb. A-9.6	Iterative Berechnung des wertneutralen Hedges <i>Quelle: Eigene Berechnung und Erstellung auf Basis des Beispiels von Schnorr (2016)</i>	LVIII
Abb. A-9.7	Iterative Berechnung des wertneutralen Hedges – Daten <i>Quelle: Eigene Berechnung und Erstellung auf Basis des Beispiels von Schnorr (2016)</i>	LIX
Abb. A-9.8	Auszug der iterativen Berechnung via Excel <i>Quelle: Eigene Berechnung und Erstellung auf Basis des Beispiels von Schnorr (2016)</i>	LX
A-10	Price Forward Curve (PFC)	LXI
Abb. A-10.1	hPFC für die Jahre 2018-2022 basierend auf EPEX Spot Daten <i>Quelle: Energybrainpool.com (2019)</i>	LXI
Abb. A-10.2	Prognosefehler der hPFC gegenüber den Markträumungspreisen der EPEX Spot im April 2018 <i>Quelle: Energybrainpool.com (2019)</i>	LXIII
Abb. A-10.3	Prognosefehler für Stromvertrieb mit 400 GWh/Jahr bei Beschaffung nach H0H-Profil im April 2018 <i>Quelle: Energybrainpool.com (2019)</i>	LXIV
A-11	Risikominderungstechniken für OTC-Derivate nach EU-Verordnung	LXV
Tab. A-11.1	Risikominderungstechniken für OTC-Derivatekontrakte <i>Quelle: Eur-Lex.Europa.eu (2013)</i>	LXVI
A-12	Minderung von Manipulationsrisiken im OTC-Derivatehandel	LXVII
A-13	Hedging mit Swaps am Strommarkt	LXIX
Abb. A-13.1	Cashflows bei Nutzung eines Fix-For-Floating Swaps <i>Quelle: Nach dem Modell von Längauer (2015) mit eigenen Ergänzungen</i>	LXIX
Abb. A-13.2	Spark Spread Swap für ein Gaskraftwerk <i>Quelle: Nach dem Modell von Längauer (2015) mit eigenen Ergänzungen</i>	LXX
A-14	Kurzerklärung der Paragraphen im CSA Annex	LXXI

Tab. A-14.1	Definitionen der Paragraphen des CSA als Muster in Anhang B-2 <i>Quelle: Eigene Analyse von EFET.org (2021) unter Hilfe von Holzmüller (2009)</i>	LXXI
A-15	Credit-VAR-Modelle (CVAR)	LXXII
Abb. A-15.1	Typische schiefe Verteilung der Kreditrisiken <i>Quelle: (vgl. Energiewirtschaft.blog (2016))</i>	LXXII
Abb. A-15.2	Grafische Darstellung des Value at Risk <i>Quelle: Wiki.HSLU.ch (2021)</i>	LXXIII
A-16	Zahlungsflüsse beim Hedging mit Terminkontrakten während der Lieferperiode	LXXIV
Abb. A-16.1	Cashflow während Lieferperiode 2022 <i>Quelle: Erstellt mit Daten von MCP (2023b), vergrößert in Anhang C-12 zu finden</i>	LXXIV
A-17	SPAN® Risikoanalyse als Industriestandard	LXXV
Tab. A-17.1	SPAN® Basis-Szenarien <i>Quelle: ECC.de (2023b)</i>	LXXV
A-18	ECC's Line of Defence – Der ECC Default Fund als 5. Verteidigungslinie bzw. Sicherheitsrücklage	LXXVI
Abb. A-18.1	Line of Defence der ECC mit dem "Default waterfall" <i>Quelle: ECC.de (2023d)</i>	LXXVI
Tab. A-18.1	ECC's "Line of Defence" <i>Quelle: ECC.de (2023d)</i>	LXXVII
A-19	Berechnungsgrundlagen Marktwert (Energieträgerspezifischer Monatsmarktwert)	LXXVIII
A-20	Spezifischer idealer Speicherbedarf zur Veredlung von volatilem grünem Strom aus erneuerbaren Energien in gesicherte Leistung	LXXIX
Abb. A-20.1	Gesicherte Leistung und Jahres-Stunden-Mittelwert für Wind- und Solar-Energie im Jahr 2014 <i>Quelle: Sinn (2017)</i>	LXXIX
Abb. A-20.2	Größe des idealen Speichervolumens <i>Quelle: Sinn (2017)</i>	LXXX
A-21	Redox-Flow-Batterie	LXXXI
Abb. A-21.1	Speicherkapazität und Ausspeicherdauer verschiedener Speichertechnologien im Überblick <i>Quelle: Energie-Experten.org (2021)</i>	LXXXI

Abb. A-21.2	Aufbau einer Vanadium basierten Redox-Flow-Batterie <i>Quelle: Struckmann (2020)</i>	LXXXII
A-22	Arbitrage am Strommarkt	LXXXIII
Abb. A-22.1	Beispiel: Quantitative Arbitrage am Intraday-Markt <i>Quelle: Next-Kraftwerke.de [zugeschnitten]</i>	LXXXIV
A-23	Backwardation vs. Contango – Struktur der Forward Curve	LXXXV
Abb. A-23.1	PFC von Crude Oil (WTI) im Januar 2020 & April 2020 <i>Quelle: TickerTape.TDAmeritrade.com (2020) mit Data source CME Group</i>	LXXXV
Abb. A-23.2	Price Forward Curve in Backwardation Preis [Price] über Lieferzeitpunkt [Time] schematische Darstellung <i>Quelle: CMEGroup.com (2023b)</i>	LXXXVI
Abb. A-23.3	Price Forward Curve in Contango Preis [Price] über Lieferzeitpunkt [Time] schematische Darstellung <i>Quelle: CMEGroup.com (2023b)</i>	LXXXVI
A-24	Zeitliche Arbitrage zur Gegenfinanzierung	LXXXVII
Abb. A-24.1	EPEX Spot Auktionsergebnis Day-Ahead mit Lieferung 15.05.2023 im Marktgebiet DE-LU <i>Quelle: EPEXSpot.com (2023), vergrößert in Anhang C-11 zu finden</i>	LXXXVII
Abb. A-24.2	Tages-Range Day-Ahead Stundenauktionen an der EPEX Spot seit Anfang 2020 mit Jahresmediane <i>Quelle: Mit Daten von MCP (2023c) erstellt</i>	LXXXVIII
Abb. A-24.3	Histogramm Tages-Ranges Lieferjahr 2020 <i>Quelle: Mit Daten von MCP (2023c) erstellt</i>	LXXXIX
Tab. A-24.1	Überschlagsrechnung Bruttoerlöse aus zeitlicher Arbitrage auf Basis des Lieferjahres 2020 <i>Quelle: Eigene Berechnung mit Daten von MCP (2023c)</i>	XC

A-1 Merit Order

Die Merit Order findet im Stromhandel bzw. dem Strommarkt als **Preisbildungsmechanismus** Anwendung bei den Day Ahead Auktionen. Die Merit Order beschreibt die **Grenzkostenkurve der thermischen Stromerzeugung**. Diese wird nach Grenzkosten der Anlagen aufsteigend sortiert. In den Grenzkosten sind nur die Brennstoffkosten enthalten, die Fixkosten finden keine Berücksichtigung. Die Grenzkosten bilden nur die variablen Kosten im Kraftwerksbetrieb, also die Summe aus Brennstoff- & anteiligem CO₂-Preis. Das Merit-Order-Prinzip wurde im Rahmen der Liberalisierung der Energiemärkte eingeführt und bildet die Basis des Preisbildungsmechanismus am Day-Ahead Markt der EPEX Spot. (vgl. Bundestag (2022) & FFE.de (2022))

Die Merit Order ist **keine planwirtschaftliche Anordnung des Gesetzgebers**. Vielmehr handelt es sich bei der Merit Order um „eine ökonomische Beschreibung des Marktes“, so der Wissenschaftliche Dienst des Bundestages. Hinter dem Merit-Order-Prinzip bei der Preisbildung steht keine Ableitung staatlicher Regulierung. Es ist eine Folge der Liberalisierung der Strommärkte auf nationaler Ebene. Die EU-Richtlinie zum Erdgas- und Strombinnenmarkt wurde in Deutschland durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) umgesetzt. (vgl. Bundestag.de (2022))

Der **Einheitspreis** (auch *Uniform* oder *Marginal Price*) wird von dem zuletzt benötigten teuersten Kraftwerk bestimmt. Alle Kraftwerksleistungen, die in der Merit-Order nach Abbildung A-1.1 links von diesem Kraftwerk liegen, erhalten den gleichen Einheitspreis. Dies soll in der Theorie den Anreiz für die Erzeuger schaffen, ihre Grenzkosten so gering wie möglich als Gebot aufzugeben, damit sie sicher einen Zuschlag erhalten. (vgl. FFE.de (2022))

Wie in Abbildung A-1.1 zu erkennen ist, bildet das letzte genutzte teuerste Kraftwerk den Markträumungspreis (auch „**Pay-as-Clear**“ genannt). Dieses Prinzip gewährleistet, dass die Kraftwerke mit den geringsten variablen Kosten zuerst den Zuschlag erhalten. Wie aus der Abbildung A-1.1 zu entnehmen ist, liegen diese bei den erneuerbaren Energien am niedrigsten. In dieser schematischen Darstellung von Spektrum geben Gaskraftwerke den Marginal Price vor. Der Bereich zwischen Markträumungspreis und Grenzkosten des jeweiligen Erzeugers bildet den Deckungsbeitrag. (vgl. Bundestag (2022))

In Abbildung A-1.2 ist das Merit-Order-Prinzip für rein thermische Kraftwerke in Deutschland von FFE dargestellt. Hier ist der Einfluss der unterschiedlichen Wirkungsgrade bei den Gaskraftwerken deutlich am Gradienten der Grenzkosten zu erkennen, im Verhältnis zur Steigung bei den Braun- und Steinkohle-Grenzkosten. Gas- und Dampfkraftwerke (GuDs) besitzen durch ihren besseren Wirkungsgrad (Kraft-Wärme-Kopplung mit Nutzung von Strom und Abwärme steigert den Nutzungsgrad erheblich!) als reine Gaskraftwerke einen zu erkennenden Vorteil in der Merit Order. Die Stromerzeugung aus Abfall stellt die mit Abstand günstigste Form in der Merit Order dar. Gefolgt von der in Deutschland aussterbenden Stromerzeugung aus Kernenergie. (vgl. FFE.de (2022))

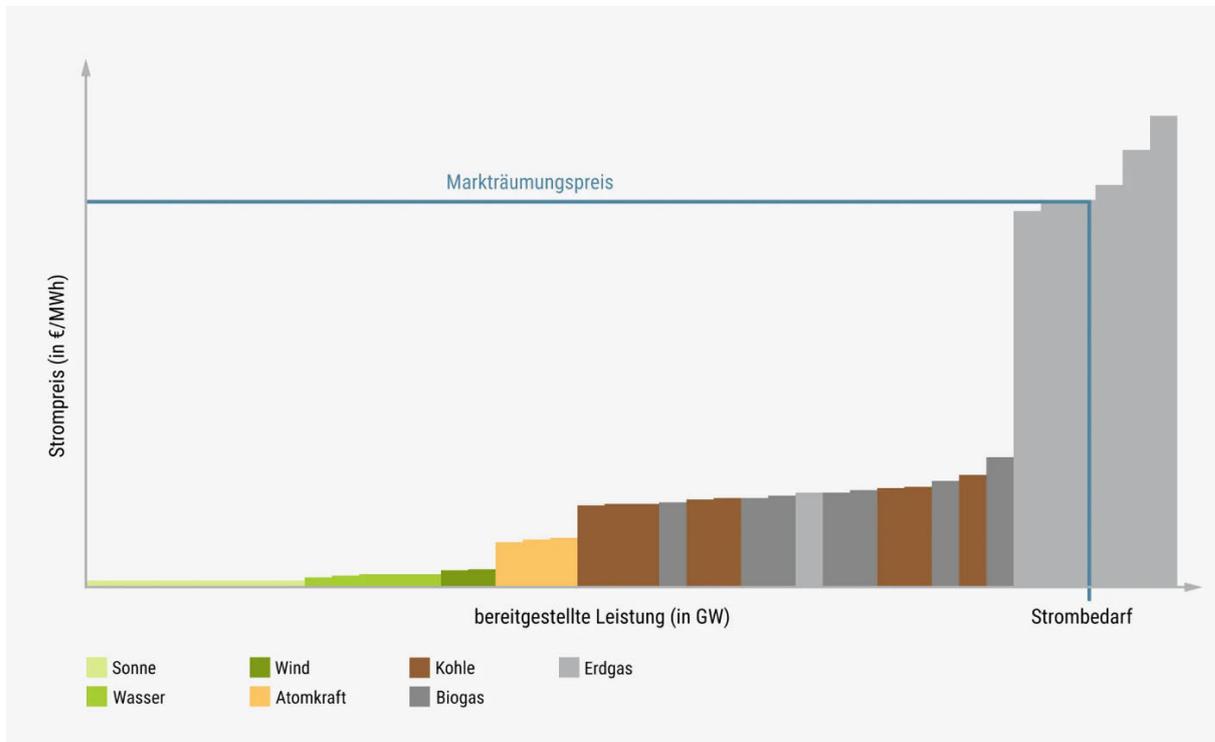


Abbildung A-1.1: Merit-Order-Prinzip seit dem Jahr 2022 | Weil immer auch Gaskraftwerke gebraucht werden, um den Strombedarf in Deutschland zu decken, ist der Strompreis wegen des massiv gestiegenen Gaspreises im Jahr 2022 rasant gestiegen. (schematische Darstellung) Quelle: Spektrum.de (2022)

**Merit Order thermischer Kraftwerke in Deutschland
2022 (90 € CO₂-Zertifikatskosten, 123,3 €/MWh Gaspreis)**

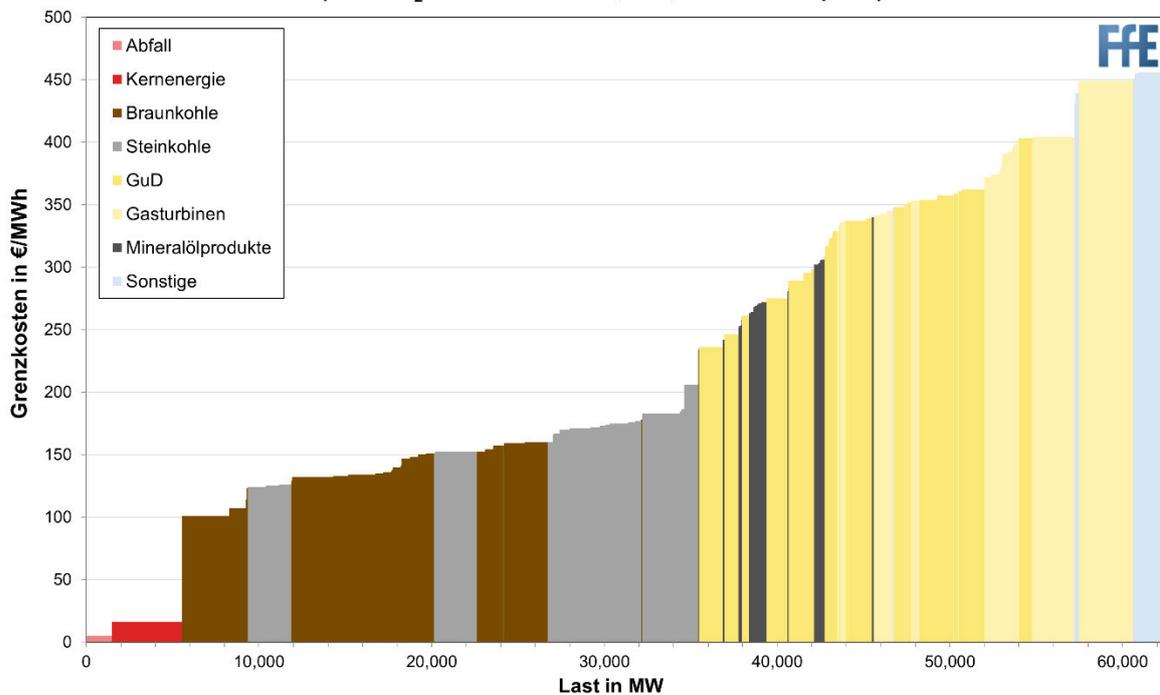


Abbildung A-1.2: Merit Order der thermischen Kraftwerke in Deutschland für das Jahr 2022 (bis einschließlich den 02.09.2022) Quelle: FFE.de (2022)

Die Last ergibt sich als Residuallast als Differenz aus Strombedarf abzüglich der Stromerzeugung aus den erneuerbaren Energien. Sie lag in den Monaten Juni bis August 2018 bei etwa 47.000 MW. Damit ergäbe sich nach Abbildung A-1.2 ein Einheitspreis von fast 350 €/MWh. Im Vergleich hierzu lagen die Grenzkosten im Jahr 2018 nach Abbildung A-1.3 bei etwa 35 €/MWh. Ein Faktor von 10! Die Exportsalden wurden hierbei nicht berücksichtigt. Für Gaskraftwerke ergeben sich die Grenzkosten regelmäßig als das 2 – 3 fache der Gas-Notierungen, je nach Wirkungsgrad. Die gestiegenen Gaspreise sollten den Blick auf höhere Effizienz bei der Ausnutzung der Exergie im Gas verschärfen. (vgl. FFE.de (2022))

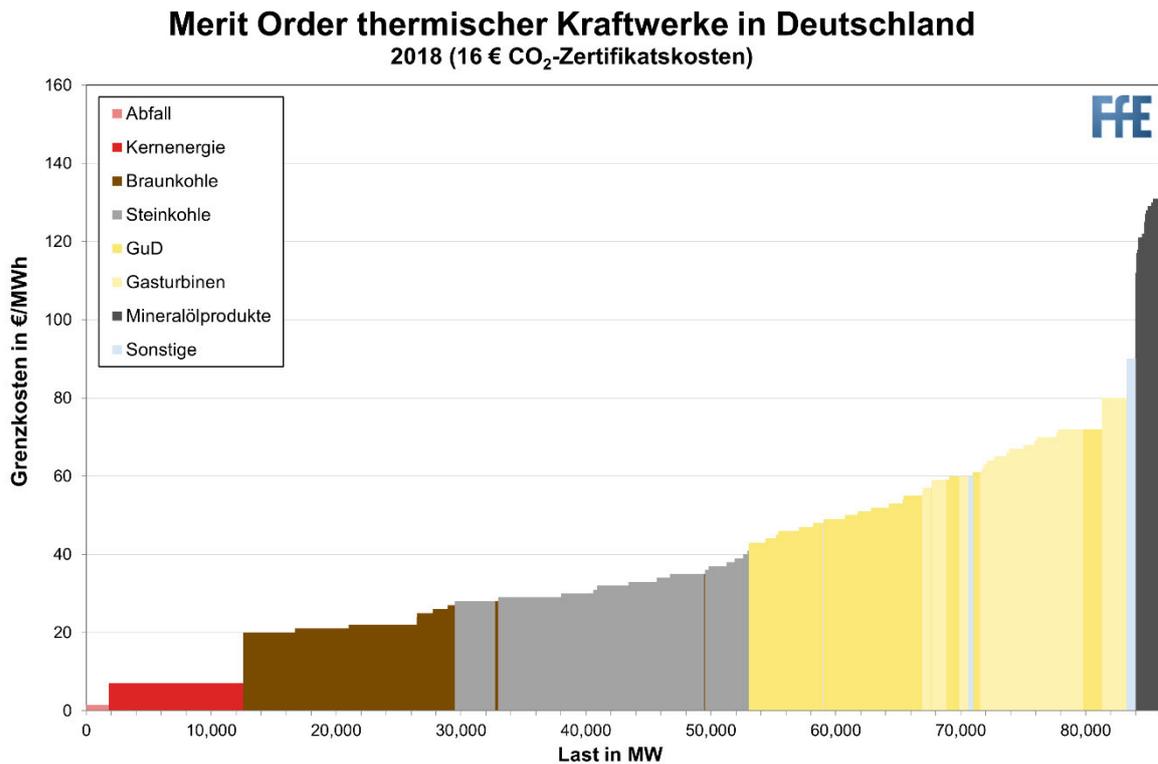


Abbildung A-1.3: Merit Order der thermischen Kraftwerke in Deutschland für das Jahr 2018 Quelle: FFE.de (2022)

Im Anhang A-4 wird der preissenkende Effekt der erneuerbaren Energien auf die Merit Order beschrieben, der durch die Verdrängung der teuren Kraftwerke entsteht.

A-2 Pay-as-Bid Gebotsverfahren

Eine Alternative zum „Pay-as-Clear“ Markträumungspreis (Einheitspreis) beim bisherigen Merit-Order-Prinzip zur Preisbildung ist das „Pay-as-Bid“ Gebotsverfahren. Hierbei beinhaltet der Gebotspreis nicht nur die variablen Kosten, sondern auch einen Deckungsbeitrag und Risikoaufschläge der Erzeuger. Die Bieter erhalten den Gebotspreis, wenn sie den Zuschlag erhalten. Die Befürworter vermuten damit einen geringeren Durchschnittspreis zu erhalten gegenüber dem Markträumungspreis. Kritiker weisen auf die Wahrscheinlichkeit und Unsicherheit des genauen Gegenteils hin, höhere Durchschnittskosten. Erzeuger mit geringen Produktionskosten könnten regelmäßig leer ausgehen bei den Zuschlägen im Gebotsverfahren. Der Einheitspreis unterstützt die Investitionssicherheit für Erzeuger mit niedrigen variablen Kosten, so der Wissenschaftliche Dienst der Bundesregierung. Weiter vermutet er negative Effekte beim Ausbau der erneuerbaren Energien durch Aufweichung und Entfall der Garantien für hohe Deckungsbeiträge dieser Erzeugerklasse. (vgl. Bundestag.de (2022))

Griechenland hatte diesen Vorschlag ebenfalls in Europa eingebracht. Hierdurch sollten die Anbieter nur noch den Preis erhalten, der von ihnen geboten worden ist. Die Europäische Kommission ist hiervon weniger überzeugt gewesen und antwortete schriftlich:

„Die Alternative würde nicht zu günstigeren Preisen führen. Beim Pay-as-bid-Modell würden die Erzeuger (einschließlich der billigen erneuerbaren Energien) einfach zum erwarteten Markträumungspreis bieten und nicht zum Nulltarif oder zu ihren Herstellungskosten.“

(vgl. Spektrum.de (2022) zitiert hierbei Energy.ec.Europa.eu (2022))

In Abbildung A-2.1 sind die beiden Modellvarianten bildlich gegenübergestellt. Links das Markträumungsverfahren (Pay-as-Clear) und rechts das alternative Gebotsverfahren (Pay-as-Bid). Die blauen Balken stehen für die Grenzkosten der Erzeuger A bis F. Die gelben Balken sind die Deckungsbeiträge der Erzeuger, die sie in den „Pay-as-Bid“ Geboten eigenständig festlegen können. Hierdurch ist die Wahrscheinlichkeit des Zuschlages nicht mehr so gegeben, wie beim Markträumungspreis (hier „Uniform-Price-Auction“ genannt). Legt zum Beispiel ein Windenergie-basierter Erzeuger seinen Deckungsbeitrag zu hoch aus, wie beim Erzeuger A in der rechten Grafik, kann er ggfs. den Zuschlag verlieren, obwohl seine variablen Kosten nach dem Markträumungsprinzip in der Grafik links die mit dem stärksten Wettbewerbsvorteil sind. Der rote Strich markiert den schematischen Strombedarf auf der Abszisse (MW-Achse). Dies führt auf der Ordinate (hier \$/MWh) zu einem entsprechenden Einheitspreis (links, „Uniform Market Clearing Price“) oder Durchschnittspreis (rechts, „Average Price“). Der Deckungsbeitrag beim Einheitspreis (links) ergibt sich als Differenz aus Clearing Price und den Grenzkosten (hier „Plant A’s Margin“ z.B.).

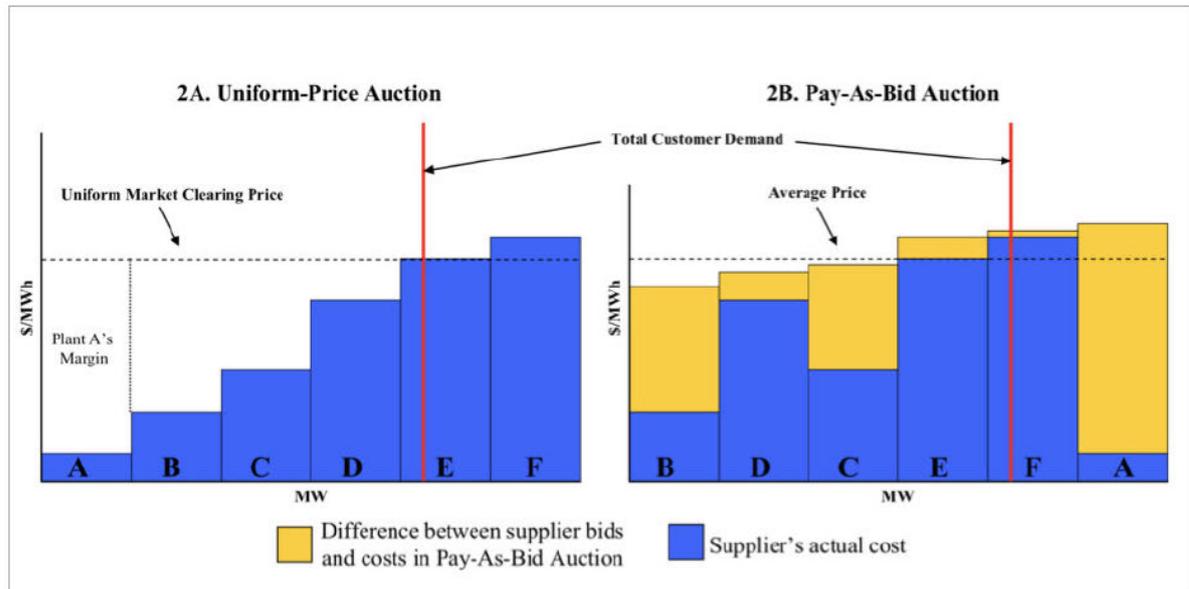


Abbildung A-2.1: Modellvergleich „Pay-as-Clear“ und „Pay-as-Bid“

Quelle: Bundestag.de (2022)

A-3 Beispielhafte Bestimmung des Gradienten im Last-Bereich der GuD & Gasturbinen in der deutschen Merit Order thermischer Kraftwerke

In Abbildung A-3.1 ist der Gradient (roter Pfeil) für den **Last-Bereich der GuD & Gasturbinen** in der deutschen Merit Order thermischer Kraftwerke dargestellt. Die Daten galten im Jahr 2022 bis einschließlich den 02.09.2022 laut FFE. Der Hauptfaktor für die Steilheit der Gradienten liegt in den jeweiligen Wirkungsgraden der Erzeugungsanlagen. Die Steigung des Gradienten kann über die folgende Formel A-3.1 berechnet werden:

$$\text{Gradient}_{\text{Grenzkosten pro Last}} = \frac{\Delta Y}{\Delta X} = \frac{\Delta_{\text{Grenzkosten}}}{\Delta_{\text{Last}}} = \frac{215 \text{ €/MWh}}{25 \text{ GW}} \quad \text{A-3.1}$$

$$\text{Gradient}_{\text{Grenzkosten pro Last}} = 8,60 \frac{\text{Euro}}{\text{MWh} * \text{GW}} \quad \text{A-3.2}$$

Aus der vorliegenden Merit Order ergibt sich damit ein Gradient von 8,60 €/GW je MWh für den roten Pfeil nach Formel A-3.2. Der **Gradient im Braun- und Steinkohle-Last-Bereich** erscheint deutlich flacher zu sein, geschätzt etwa **3,33 €/GW je MWh**.

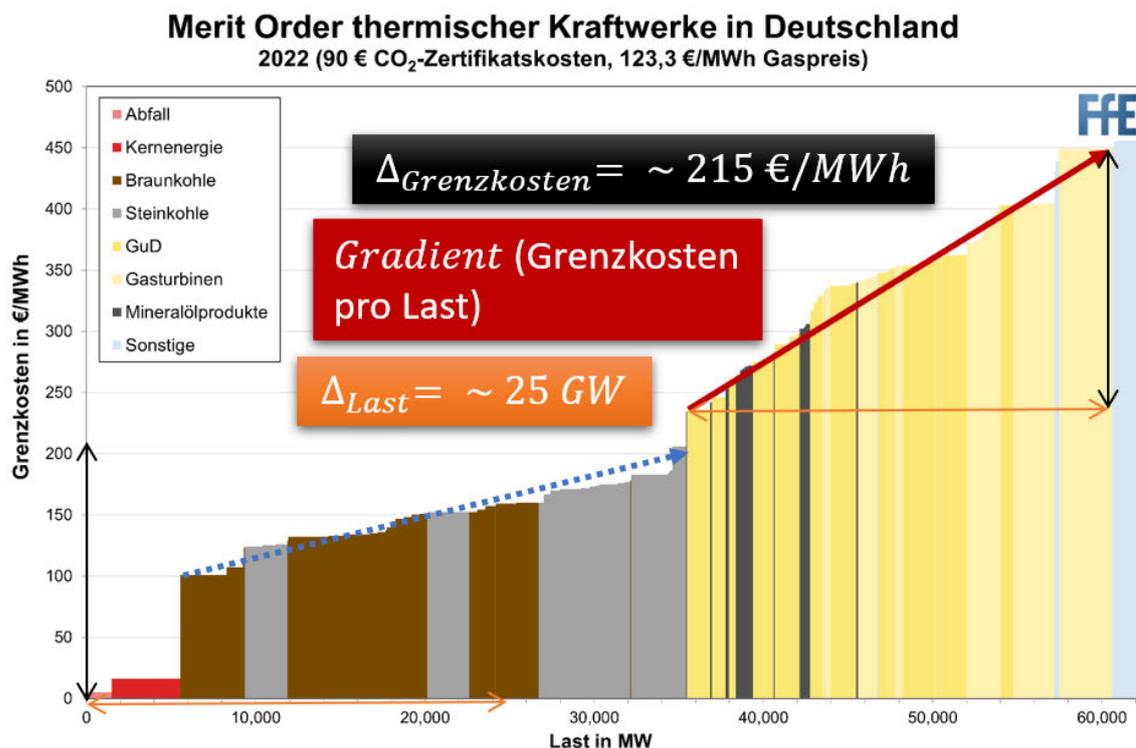


Abbildung A-3.1: Gradient – Grenzkosten pro Last – in der Merit Order | Ein Beispiel

Quelle: FFE.de (2022) [erweitert]

Disclaimer: Diese Berechnungen sind nur überschlägig und stellen keine verlässlichen Parameter für seriöse Kalkulationen zur Verfügung! Sie dienen lediglich der bildlichen Darstellung. Insbesondere die Abgrenzung der Gradienten zwischen Kohle und Gas ist hiermit sichtbar gemacht worden.

A-4 Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) sinkt die Residual-Last (Strombedarf minus Erzeugung der EE). Damit rutscht die Kurve der Grenzkosten, wie in Abbildung A-4.1 zu sehen ist, nach rechts um die Leistung der EE. Bei gleicher Beispiellast sinkt der Markträumungspreis wie in diesem Beispiel zu erkennen ist. Die erneuerbaren Energien haben somit in der Theorie einen preissenkenden Effekt auf den Auktionsmarkt im Day-Ahead-Handel durch Verdrängung von Kraftwerken mit hohen variablen Kosten. Damit sinken selbstverständlich auch die Erlöse der EE ohne Preisbindung.

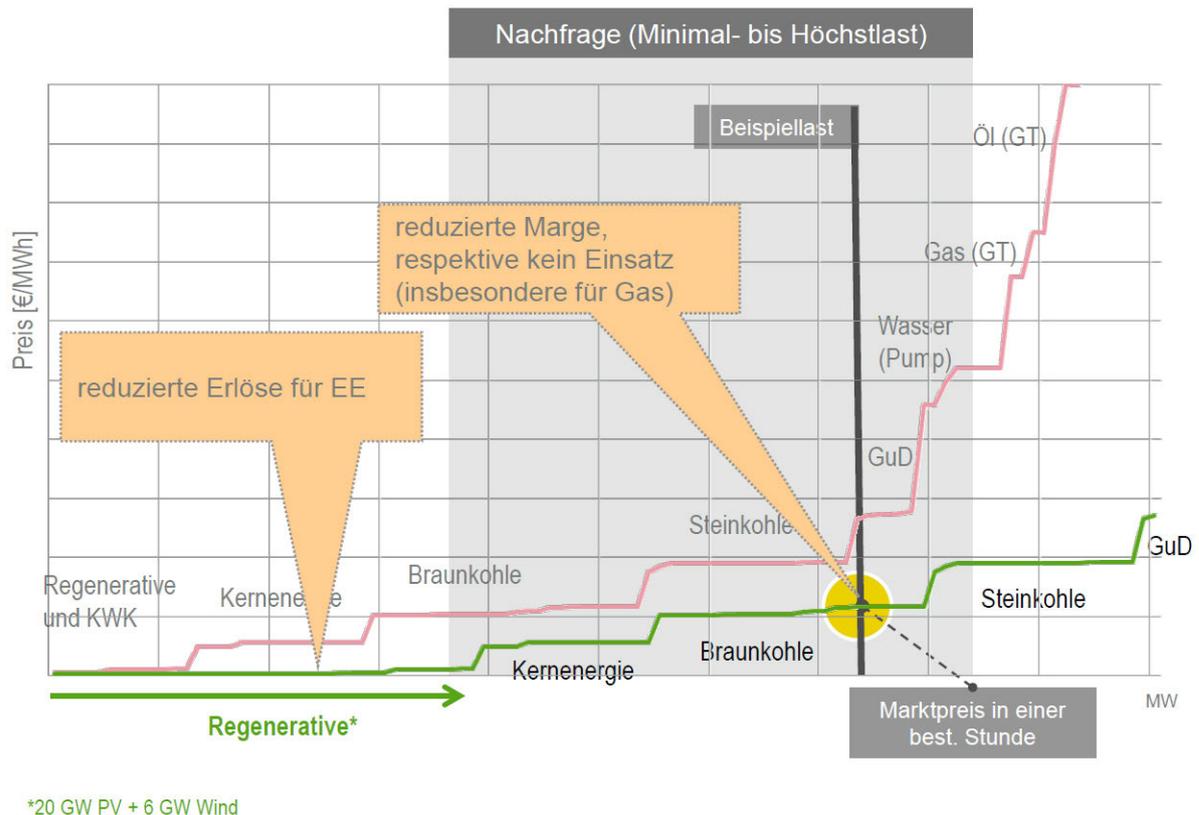


Abbildung A-4.1: Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien | Die geförderte EE-Stromeinspeisung senkt den Marktpreis punktuell ab | Beispiel

Quelle: Enervis (2022)

In Abbildung A-4.2 ist dieser Effekt auf die Preisbildung deutlich zu erkennen. Die Spitzen der regenerativen Erzeugung konvergieren regelmäßig mit den relativen Lows bei den Settlements im Day-Ahead-Handel der EPEX Spot. Ein verstärkender Faktor bei der Senkung des Markträumungspreises ist zu den Zeitperioden zu beobachten, wenn die Summe der Erzeugung deutlich über dem Stromverbrauch liegt.

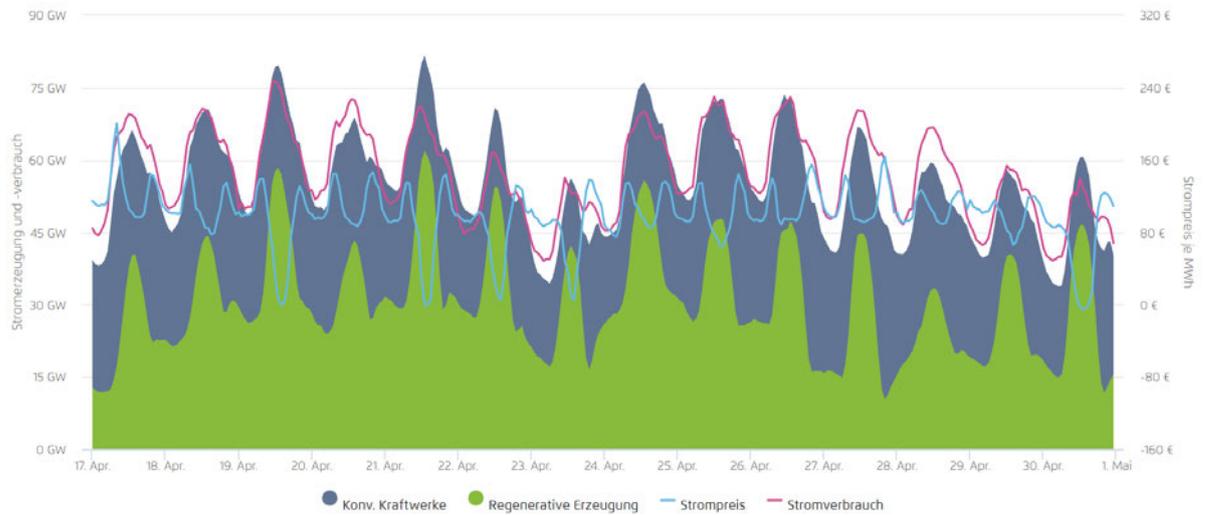


Abbildung A-4.2 Strompreis [Spotmarkt], Stromerzeugung und Stromverbrauch vom 17.04.2023 bis 30.04.2023 | gestaffelt nach konventioneller und regenerativer Erzeugung

Quelle: *Agora-Energiewende.de* (2023)

A-5 Typisierung von Stadtwerken (Versorgern)

Das Fraunhofer UMSICHT hat in Abbildung A-5.1 die Typisierung von Stadtwerken (Versorgern) auf Basis verschiedener Literaturquellen im Zuge eines Forschungsvorhabens zwischen 2017 und 2020 zur „Transformation von Stadtwerken als wichtige Säule der Energiewende“ erstellt. Hierbei wird differenziert nach (1) Anzahl der Mitarbeiter, (2) Umsatz und (3) Größe des Versorgungsgebietes mit der potenziellen Anzahl der zu versorgenden Kunden. (vgl. Umsicht.Fraunhofer.de (2020))

Demnach zeichnen sich *große Stadtwerke* durch Jahresumsätze oberhalb von 250 Mio. € und einem Versorgungsgebiet von über 100.000 Einwohner aus. Zudem haben sie regelmäßig mehr als 250 Mitarbeiter.

Für *mittlere Stadtwerke* läge der Jahresumsatz bei etwa 50 – 250 Mio. € und das Versorgungsgebiet umfasst maximal 100.000 Einwohner. Die Mitarbeiterzahl liegt regelmäßig bei weniger als 250.

(*Sehr*) *kleine Stadtwerke* liegen bei ihrem Jahresumsatz bei (weniger als 25 Mio. €) 25 – 50 Mio. € und das Versorgungsgebiet umfasst regelmäßig weniger als 50.000 Einwohner. Die Mitarbeiterzahl liegt bei (weniger als 30) weniger als 100 Mitarbeitern.



Abbildung A-5.1: Typisierung von Stadtwerken (Versorgern) nach Literatur in (sehr klein), mittel und groß durch das Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT)

Quelle: Umsicht.Fraunhofer.de (2020)

A-6 Beschaffungsstrategien für den Bezug der benötigten Energiemengen

A-6-1 Vollversorgung

Die Vollversorgung gilt als die simpelste Form der Beschaffung für den Abnehmer von Energie. Hierbei wird der gesamte Energiebedarf durch einen Versorger abgedeckt. Der Lieferant stellt den Bedarf des Kunden sicher, egal zu welchem Zeitpunkt. Damit ist diese Art Kundenbeziehung für den Lieferanten sehr komplex und insbesondere riskant in Bezug auf Mengen- und Preisrisiko. Die Energie kann vom Abnehmer flexibel verbraucht werden und damit ist die Vollversorgung für den Abnehmer eine risikoarme Beschaffungsalternative kombiniert mit langfristiger Planungssicherheit und Schutz vor Preissteigerungsrisiken. Diese Sicherheit erkaufte sich der Kunde durch die begrenzte Möglichkeit von Marktentwicklungen zu profitieren. Der Kunde kann sich Flexibilität durch eine vertragliche Anpassung der Vollversorgungsmodelle einkaufen, erhöht damit allerdings sein Preissteigerungsrisiko. (vgl. AXP-Consulting.de (2017) & Schneegans (2023c))

Vollversorgungsverträge lassen sich durch die Art der Bepreisung in **4 Submodelle** differenzieren. Hierbei gehören die Varianten 2 bis 4 zur Kategorie der *variablen Preisbildung* (vgl. AXP-Consulting.de (2017)):

- I. **Festpreisvertrag** – Abnehmer können sich durch die Nutzung eines Festpreisvertrages vor Preisschwankungen bzw. Preisrisiken schützen. Hierdurch kann allerdings auch nicht von positiven Marktentwicklungen profitiert werden, wenn die Börsenpreise stark fallen. Regelmäßig besteht der Vertrag aus einem Arbeitspreis (ct/kWh), der die Energielieferung abdeckt und einem Grundpreis (€/Monat bzw. €/Jahr), der die versorgungsbezogenen Leistungen vergütet. Die Vertragslaufzeit liegt üblich bei 1 bis 3 Jahren und ein Festpreisvertrag gilt als Standard bei der Vollversorgung. Ein großer Vorteil ist maximale Planungssicherheit ohne entsprechendes Markt-Know-How und Personalressourcen zu besitzen und aufzuwenden. Als Nachteil ist die Intransparenz für den Kunden zu nennen. In Abbildung A-6-1.1 ist die Stichtagsbeschaffung eines Festpreises zu erkennen. Bei diesem Beispiel lag der Fixierungszeitpunkt für den Käufer optimal, da der Börsenpreis während des Lieferzeitraums überwiegend teurer lag.



Abbildung A-6-1.1: Stichtagsbeschaffung des Festpreises

Quelle: AXP-Consulting.de (2017), vergrößert in Anhang C-6 zu finden

- II. **Variabler Preis** – Dieser Vollversorgungsvertrag beruht auf einem Formelpreis mit variablen Terminmarktpreisen. Ein marktüblicher ist in Formel A-6-1.1 dargestellt. Hierbei definieren die Gewichtungsfaktoren α, β das Verhältnis der Stromabnahme während der Hauptverbrauchszeiten (Peak) vs. der Nebenverbrauchszeiten (Off Peak). Je größer der Bedarf während der Hauptverbrauchszeit ausfällt, desto kleiner wird α . Aus dem Bezug $\beta = 1 - \alpha$ ergäbe sich damit logisch ein großer Gewichtungsfaktor für den Peak-Preis. Mit z werden Aufschläge durch den Lieferanten erhoben, z.B. für die Risikoabsicherung. Die zu beschaffenden Energiemengen können über Teilmengen auf verschiedene Fixierungszeitpunkte differenziert werden. Hierdurch ergibt sich der resultierende Bezugspreis aus dem gewichteten Durchschnitt der einzelnen Formelpreise in Abhängigkeit der zu diesem Zeitpunkt aktuellen Terminmarkt-Notierungen zu den jeweiligen Fixierungszeitpunkten. Die Gewichtungsfaktoren können weitere Aufschläge enthalten (Dann gilt $\alpha + \beta = 1$ mathematisch natürlich nicht mehr!). Diese Art der Beschaffung bietet mehr Flexibilität und zerstreut das Marktrisiko auf mehrere Fixierungszeitpunkte.

$$\text{Formelpreis} = \alpha * \text{Preis}_{\text{Base}} + \beta * \text{Preis}_{\text{Peak}} + z \quad \text{A-6-1.1}$$

Im Folgenden wird ein Beispiel für den resultierenden Bezugspreis dargestellt, für den Fall der Beschaffung via Teilmengen. Die Parameter und Preise sind in Tabelle A-6-1.1 zu finden. Der Verlauf der Base und Peak Notierungen am Terminmarkt und der resultierende gewichtete Bezugspreis ist in Abbildung A-6-1.2 dargestellt. Aus den 4 Teilmengen mit $\alpha = 0,75$, $\beta = 0,25$ und $z = 0,25 \text{ €/MWh}$ ergibt sich ein Beschaffungspreis von 85,01 €/MWh.

Fixierungszeitpunkt	Preis (Base)	Preis (Peak)	Formelpreis	Menge	Beschaffungskosten
Datum	€/MWh	€/MWh	€/MWh	MW	€uro
Montag, 2. Januar 2023	100,00	150,00	112,75	5	4.938.450,00 €
Montag, 3. April 2023	50,00	75,00	56,50	7	3.464.580,00 €
Montag, 3. Juli 2023	75,00	100,00	81,50	7	4.997.580,00 €
Montag, 2. Oktober 2023	120,00	150,00	127,75	2	2.238.180,00 €
			Summen	21	15.638.790,00 €
			Bezugspreis	85,01	€/MWh

Tabelle A-6-1.1: Beispiel für resultierenden Bezugspreis – Fixierungszeitpunkte mit Formelpreisen

Quelle: In Anlehnung an AXP-Consulting.de (2017) erstellt, mit eigenen Zahlen

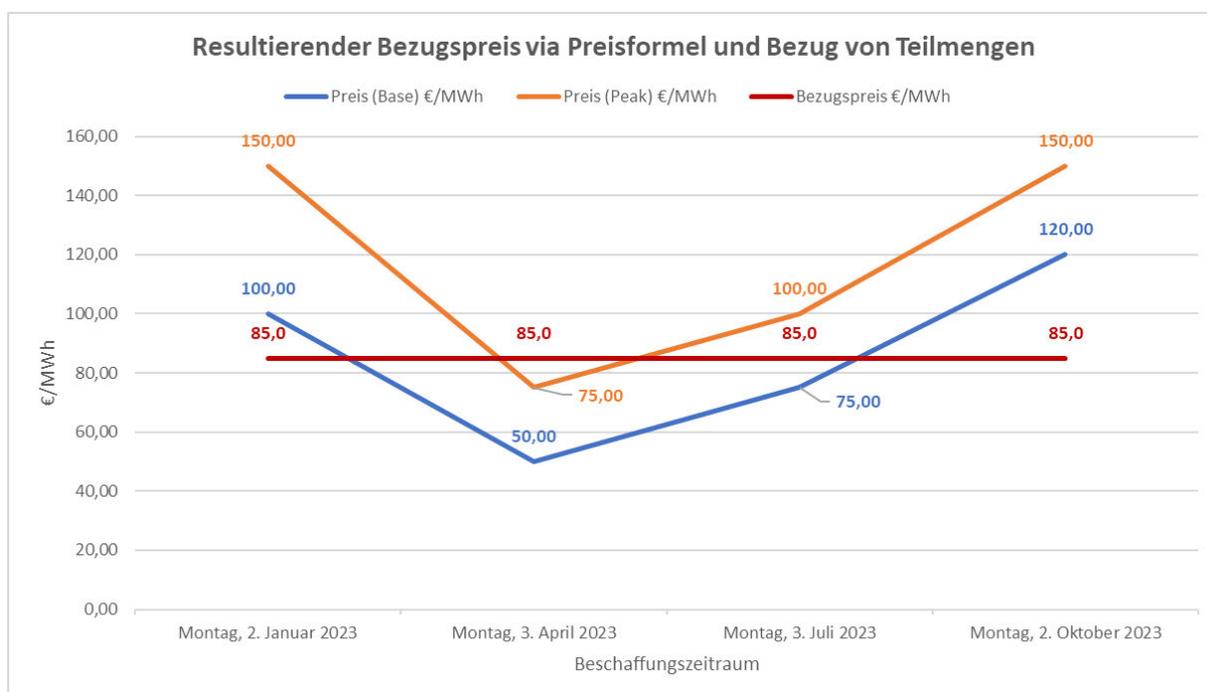


Abbildung A-6-1.2: Beispiel für resultierenden Bezugspreis

Quelle: Daten nach Tabelle A-6-1.1, vergrößert in Anhang C-7 zu finden

- III. **Horizontales Tranchenmodell** – Bei diesem Modell werden die zu beschaffenden Energiemengen auf strukturgleiche Tranchen aufgeteilt. Bei dem Beispiel von AXP Consulting in Abbildung A-6-1.3 werden gleiche Tranchenmengen von 1.700 MWh zu 4 verschiedenen Fixingzeitpunkten beschafft. Über die Mengengewichtung ergibt sich in diesem Beispiel ein Bezugspreis von 28,12 €/MWh (rote Linie). Regelmäßig werden nicht mehr als 10 Tranchen zugelassen. Strukturgleiche Tranchen können z.B. nur Jahresprodukte sein. Wie in diesem Beispiel zu erkennen war, grenzt sich das horizontale Tranchenmodell durch *gleichgroße Tranchenmengen* vom zuvor vorgestellten Modell mit variablen Preisen als Vollversorgung ab.

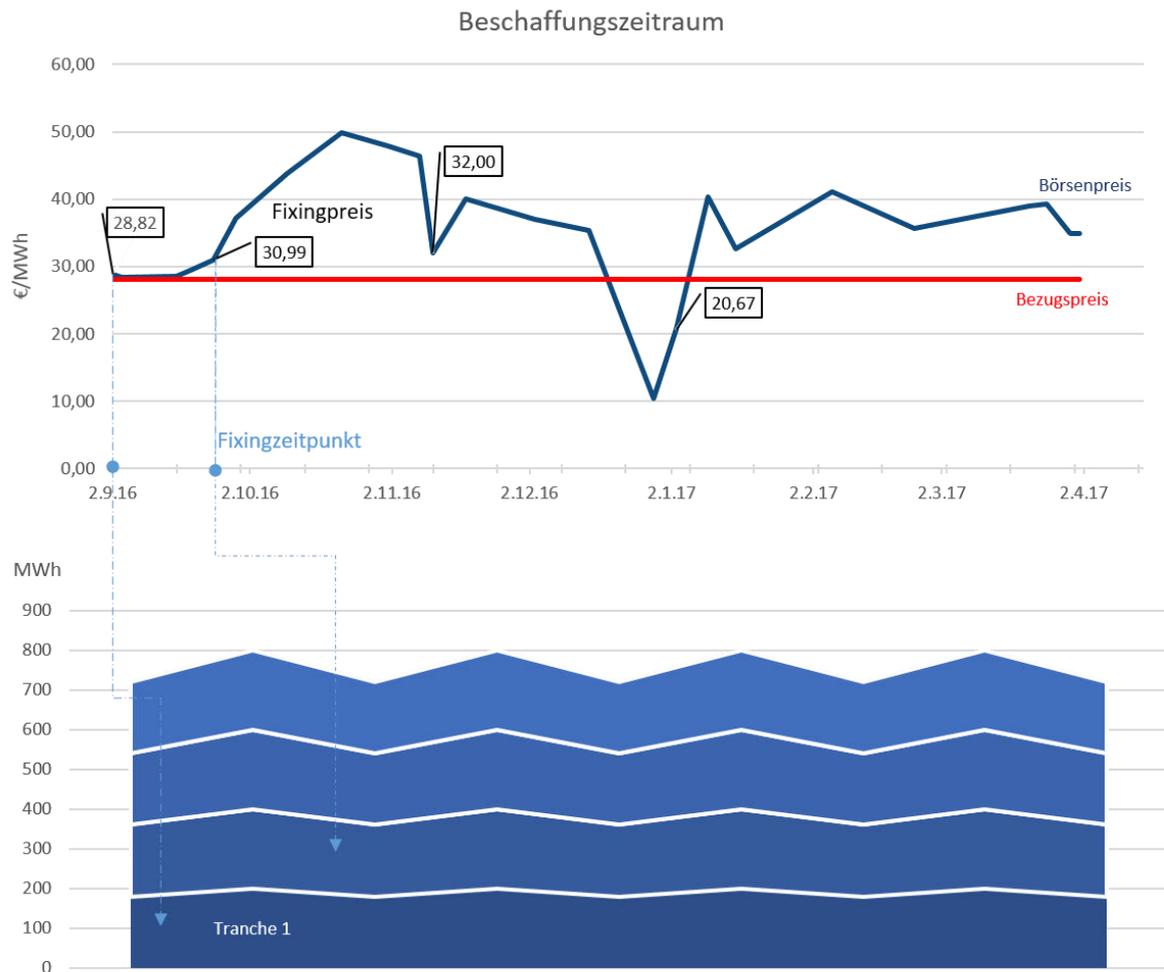


Abbildung A-6-1.3: Beispiel für horizontale Tranchen

Quelle: AXP-Consulting.de (2017)

IV. **Indizierung** – Bei diesem Modell ergibt sich der Bezugspreis auf Basis eines Börsen- oder Indexpreises. Er hat somit einen dynamischen Charakter und kann während der Lieferperiode variieren und führt damit zu einem Preisrisiko trotz Vollversorgung. Im Beispiel von AXP Consulting in Abbildung A-6-1.4 ergibt sich der Bezugspreis für den Monat Februar als Durchschnittspreis der Börse im Monat Januar.

Der dynamische Charakter ist in Abbildung A-6-1.5 zu erkennen. Die Variation des Bezugspreises Monat für Monat ist durch die Treppen-ähnliche Struktur der Preisentwicklung zu erkennen. Der dargestellte Prognoseverbrauch spielt bei der Betrachtung keine Rolle.



Abbildung A-6-1.4: Bezugspreis durch Indizierung

Quelle: AXP-Consulting.de (2017)

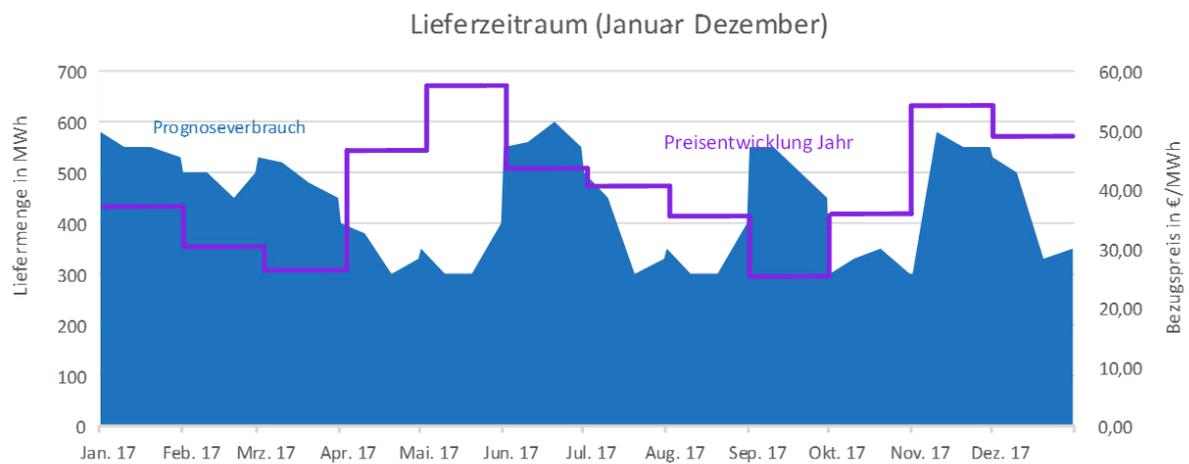


Abbildung A-6-1.5: Dynamischer Bezugspreis-Charakter durch Nutzung der Indizierung

Quelle: AXP-Consulting.de (2017)

Take-or-Pay-Klausel

Unter Nutzung einer „Take-or-Pay-Klausel“ kann der Lieferant sein Mengenänderungsrisiko begrenzen, dass durch die Differenz zwischen prognostiziertem und realen Verbrauch regelmäßig auftritt. Der Kunde muss unter dieser Klausel eine bestimmte Mindestmenge abnehmen (z.B. 75 % der vertraglich vereinbarten Liefermenge). Passiert das nicht, werden die Kosten bis zur Mindestmenge vom Lieferanten dem Kunden dennoch in Rechnung gestellt. Der Lieferant hat somit sein Mengenrisiko auf den Abnehmer übertragen. (vgl. AXP-Consulting.de (2017))

Nachbezugs- und Rückverkaufsregelung

Die Take-or-Pay-Klausel lässt sich zum Vorteil des Kunden durch eine Nachbezugs- und Rückverkaufsregelung erweitern. Diese ermöglicht es dem Kunden bei einer Über- oder Unterdeckung seiner Strommengen diese am Markt zu veräußern oder zu kaufen. Hierbei erhalten die Kunden regelmäßig bessere Kondition vom Lieferanten, als sie zu diesem Zeitpunkt gerade am Markt vorherrschen. (vgl. AXP-Consulting.de (2017))

A-6-2 Strukturierte Beschaffung

Der Schlüssel zur strukturierten Beschaffung ist eine sehr gute Prognose des eigenen Energiebedarfs für den entsprechenden Lieferzeitraum, für den Energiemengen beschafft werden sollen. Daneben haben die Einkaufszeitpunkte der beschafften Teilmengen und die Wahl der richtigen Produkte, wie Standardhandelsprodukte (Base, Peak) oder strukturierte Produkte (Fahrpläne) einen sehr großen Einfluss auf den Erfolg der strukturierten Beschaffung. Durch die strukturierte Beschaffung haben Marktteilnehmer die Möglichkeit von Marktpreisschwankungen zu profitieren. (vgl. AXP-Consulting.de (2017a))

Nachteile der strukturierten Beschaffung sind die zusätzlichen Transaktionskosten, die sich in der Höhe deutlich von denen der Vollversorgung abheben. Diese Kostendifferenz muss durch die Vorteile der zeitlichen Flexibilität der Beschaffung mindestens gedeckt werden können. Ohne die entsprechenden personellen Ressourcen und Markt-Know-How addieren sich weitere Kosten für externe Dienstleistung. Soll die Flexibilität der Beschaffung weiter ausgebaut werden, fällt der Blick auf das gezielte Portfolio-Management, eine Weiterentwicklung der strukturierten Beschaffung.

Die strukturierte Beschaffung lässt sich in 6 Subkategorien differenzieren, die auch in Kombination Anwendung finden. Dabei teilen sie sich in die Fahrplanlieferung und verschiedene Tranchenmodelle auf (vgl. AXP-Consulting.de (2017a)).:

- I. **Fahrplanlieferung** – Bei diesem Modell wird vom Abnehmer ein individueller Lastgang ausgefertigt. Der Lastgang stellt einen differenzierten Fahrplan zur Lieferung dar, der auf Stunden-, Tages oder Monatsbasis kalkuliert wird. Zur Kalkulation nutzt der Abnehmer seine Prognosen zum Energiebedarf je Zeiteinheit. Diese müssen ausreichend genau sein, damit die Vorteile der Fahrplanlieferung ausgeschöpft werden können. Die Kosten sind abhängig vom Preismodell und ergeben sich je Zeiteinheit mit den entsprechenden Energiemengen. Die Beschaffung wird anschließend technisch über Standardhandelsprodukte realisiert. Diese Art der Beschaffung überträgt das Mengenrisiko auf den Abnehmer, hierdurch erhält der Abnehmer den Vorteil besserer Konditionen als in der Vollversorgung. Über- und Unterdeckungen werden regelmäßig verbrauchsscharf zu Spotmarkt-Konditionen abgerechnet, sollte es keine vertraglichen Regelungen über Toleranzmengen geben.
- II. **Bandlieferung (horizontale Tranche)** – Sie ist eine Ableitung der Fahrplanlieferung mit konstanter Liefermenge je Zeiteinheit über den entsprechenden Lieferzeitraum. Sie unterstützt die langfristige Planungssicherheit und Preisabsicherung (über den Grundbedarf). Der tatsächliche Energiebedarf spielt bei dieser Art strukturierter Beschaffung keine Rolle. Anhand der Prognose des Energiebedarfs wird die Grundlast definiert in Abhängigkeit des gewählten Bandprodukts (Monats-, Quartals-, Saison- oder Jahresband). Dies darf nicht größer sein als der geringste Energiebedarf in der gewählten Lieferperiode, wie in Abbildung A-6-2.1 dargestellt ist. Eine Kombination verschiedener Energiebänder ist zulässig. Anwendung findet die Bandlieferung zur langfristigen Deckung des Energiegrundbedarfs.



Abbildung A-6-2.1: Bandleieferung als spezielle Form der Fahrplanlieferung

Quelle: AXP-Consulting.de (2017a), vergrößert in Anhang C-8 zu finden

- III. **Vertikale Tranchen** – Bei diesem Modell wird der prognostizierte Energiebedarf auf strukturierte Tranchen aufgeteilt. Regelmäßig werden vertikale Tranchen mit der Bandleieferung kombiniert. Zur Auswahl stehen unterschiedliche Lieferperioden bei den Terminmarktprodukten: Monat, Quartal, Saison und Jahr. Diese können frei miteinander kombiniert werden. Der Bezugspreis unter Nutzung der strukturierten Beschaffung via vertikalen Tranchen konvergiert dichter mit den tatsächlichen Marktkonditionen. Dieser Vorteil ist allerdings stark abhängig von der Marktentwicklung! In Abbildung A-6-2.2 sind vertikale Tranchen am Beispiel von Monatsstranchen zu finden.
- IV. **Kombination Bandleieferung (horizontale Tranchen) & vertikale Tranchen** - Wie zuvor bereits erwähnt, werden Bandleieferung und vertikale Tranchen regelmäßig kombiniert. Das hat den Vorteil, dass sich die Verbrauchsprognose gezielter mit Standardprodukten (Monat, Quartal, Saison, Jahr) abbilden lässt. Der Energiekunden kann zwischen automatisierten und manuellen Modellen wählen. Durch die Flexibilität der vertikalen Tranchen können Beschaffungszeitpunkte für Quartals- und Monatsprodukte im Lieferjahr liegen. Das ermöglicht die Ausnutzung von Marktveränderungen und reduziert gleichzeitig das Preisrisiko. Der Schlüssel zum Erfolg ist eine verlässliche Marktbeobachtung und vertrauenswürdige Analyse der Notierungen im Energiegroßhandel in Kombination mit dem nötigen Know-How und entsprechender Erfahrung. Ohne kompetentes Fachwissen und insbesondere bei kleineren Energiekunden wird die automatisierte Form der Beschaffung favorisiert. Durch Preislimits in der Tranchenbeschaffung wird der Aufwand gezielt reduziert. Im Beispiel der Abbildung A-6-2.3 wurde die vertikale Tranche Mai 2017 erst Anfang Januar 2017 beschafft mit einem Preis von 20,67 €/MWh, innerhalb des abgebildeten Lieferzeitraums für das Jahr 2017.

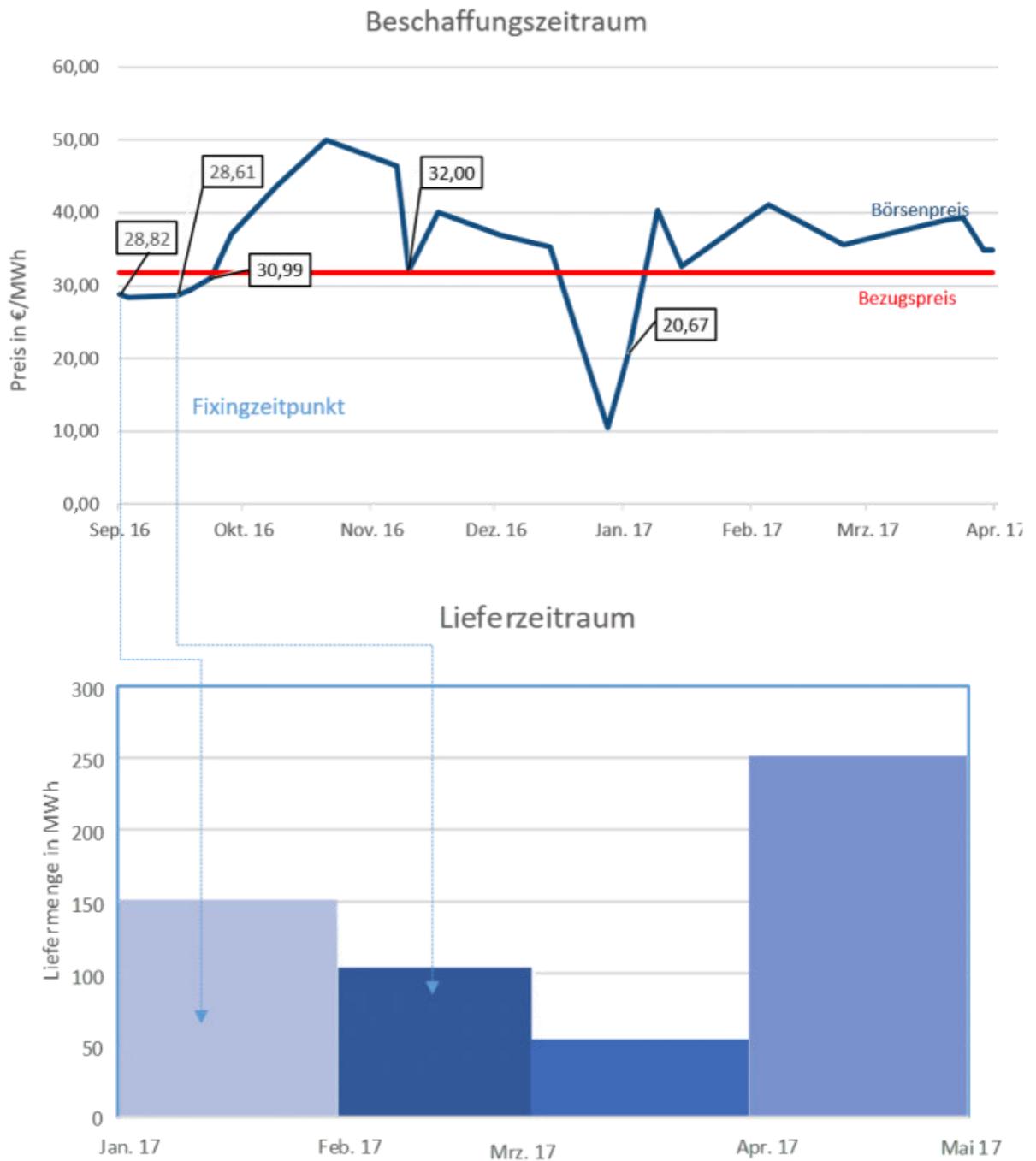


Abbildung A-6-2.2: Vertikale Tranchen am Beispiel von Monatstranchen

Quelle: AXP-Consulting.de (2017a)

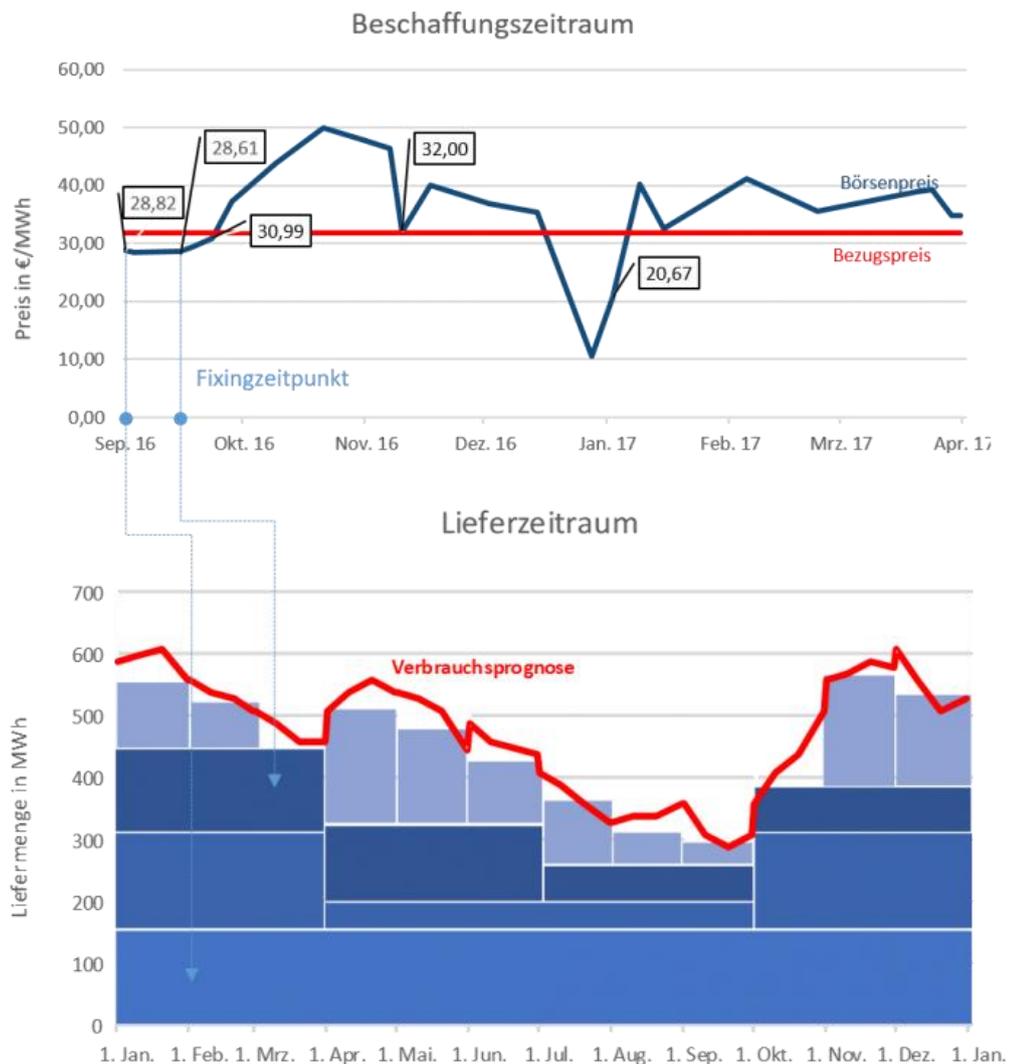


Abbildung A-6-2.3: Kombination Bandlelieferung und vertikale Tranchen

Quelle: AXP-Consulting.de (2017a)

- V. **Restmengen** – Strukturierte Beschaffung mit Hilfe von Standardprodukten am Terminmarkt und prognostizierter Energiebedarf sind in den seltensten Fällen Deckungsgleich. Die „Auflösung“ der Rechtecke, wie in Abbildung A-6-2.3 dargestellt ist, ist oftmals zu grob. Des Weiteren ist die Verbrauchsprognose von dynamischer Natur und ändert sich im Laufe der Zeit bis zur Lieferung. Die Prognosen werden mit kürzerem Abstand zur Lieferperiode üblicherweise genauer. Der resultierende Restbedarf (auch offene Mengen genannt) ergibt sich aus der Unter- oder Überdeckung als Differenz zwischen Beschaffung und Prognose. Für den kurzfristigen Kauf- oder Verkauf von Restmengen wird der Spotmarkt genutzt. Hier hat der jeweilige Marktteilnehmer die Wahl zwischen dem Day-Ahead-Markt (Handel einen Tag vor Lieferung mit Stundenkontrakten) oder Intraday-Markt (Handel am Tag der Lieferung, bis 30 Minuten vor Lieferbeginn für Viertelstunden- und Stundenkontrakte). Die Restmengenlieferung kann durch die feine Auflösung (Viertelstunden- und Stundenkontrakte) die (groben) Tranchenmodelle (Saison, Quartal, Monat) bestmöglich auf die Verbrauchsprognose abstimmen. Dies ist in Abbildung A-6-2.4 zu erkennen.

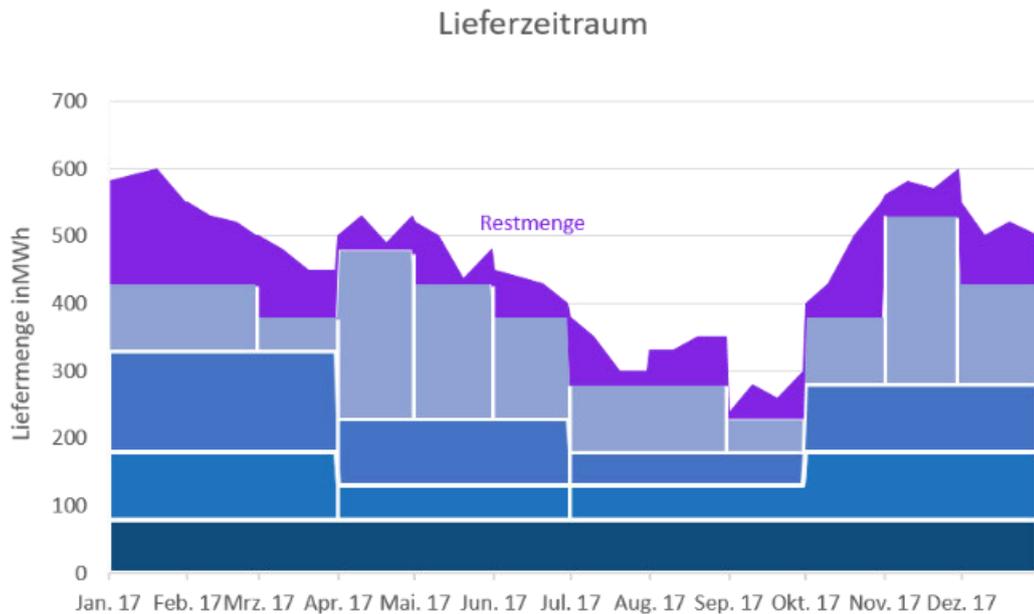


Abbildung A-6-2.4: Deckung des realen Bedarfs durch kurzfristige Restmengen

Quelle: vgl. AXP-Consulting.de (2017a), Grafik beschnitten

- VI. **Toleranzmengen** – Bei der Fahrplanlieferung gibt es als Alternative zur Abrechnung der Über- oder Unterdeckung verbrauchsscharf via Spotmarkt die Möglichkeit vom Lieferanten Toleranzmengen vertraglich zugesichert zu bekommen. Hierdurch wird das Mengenänderungsrisiko des Abnehmers reduziert. Die Fahrplanlieferung erhält im Zuge dieser Vereinbarung eine Toleranz von z.B. $\pm 10\%$ in Bezug auf den prognostizierten Energiebedarf. Der Bezugspreis innerhalb der Toleranzbänder ist konstant. Liegt der tatsächliche Bedarf über- oder unterhalb der Toleranzgrenzen werden signifikant höhere Bezugspreise durch Pönalisierung („Strafe“) fällig. In Abb. A-6-2.5 sind die Toleranzbänder einer Fahrplanlieferung zu erkennen.



Abbildung A-6-2.5: Fahrplanlieferung mit Toleranzmengen

Quelle: vgl. AXP-Consulting.de (2017a)

A-6-3 Portfolio-Management

Das Portfoliomanagement ist die Fortentwicklung der strukturierten Beschaffung aus Anhang A-6-2 und verwaltet Absatz- und Beschaffungsverträge eines Portfolios unter Einfluss der prognostizierten Marktentwicklungen. Im Vergleich nutzt das Portfoliomanagement auf dem Energiegroßhandel alle physischen und finanziellen Produkte. Auch die Nutzung einer eigenen Stromerzeugung steht zur Disposition. Mit Hilfe des Portfoliomanagements sollen die Beschaffungskosten minimiert werden. Dazu werden Bezugsquellen differenziert und vorteilhaft kombiniert damit Kosten- und Preisvorteile maximiert werden. Die 4 wichtigsten Säulen des Portfoliomanagements im Energiegroßhandel sind in Abbildung A-6-3.1 dargestellt. Von größter Bedeutung ist das Risikomanagement als Rückgrat eines erfolgreichen Portfoliomanagements. Des Weiteren gehören die Absatzvermarktung, die Energiebeschaffung und die Beschaffungs- und Absatzoptimierung zu den Tätigkeiten. (vgl. AXP-Consulting.de (2017b))

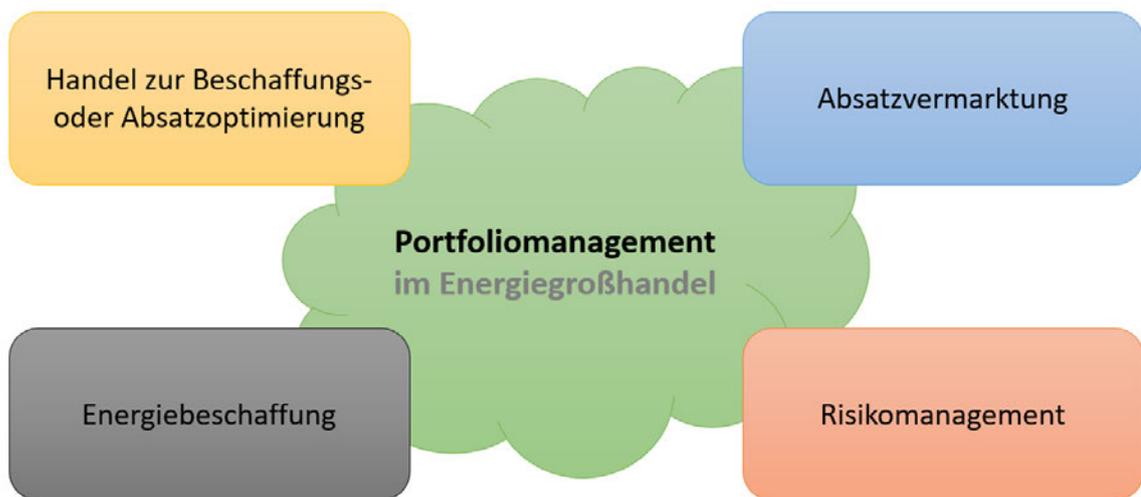


Abbildung A-6-3.1: Die 4 Säulen des Portfoliomanagements im Energiegroßhandel

Quelle: Auf Basis von AXP-Consulting.de (2017b) erstellt

Fundament für die Partizipation am Energiegroßhandel ist der Zugang zum Spot- und Terminmarkt. Die unterschiedlichen Marktzugänge und ihre spezifischen Absicherungsinstrumente werden in Kapitel 2 betrachtet. Teilnehmende Unternehmen am Energiehandel unterstehen dem Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG) und sind hierdurch zur Implementierung eines Risikomanagements verpflichtet. Markt-Know-How in Bezug auf die Energiemärkte und technische Kenntnisse zu den Parametern der Energieprodukte sind logische Voraussetzungen für ein erfolgreiches Management des Portfolios. Des Weiteren müssen die regulatorischen Anforderung dynamisch überwacht und gesetzeskonform eingehalten werden. Insgesamt verschlingt das Portfoliomanagement eine Menge personelle und betriebswirtschaftliche Ressourcen und ist von daher nicht für alle Marktteilnehmer geeignet. In Tabelle A-6-3.1 sind die wichtigsten Bestandteile des Portfoliomanagements zu finden. (vgl. AXP-Consulting.de (2017b))

Marktzugang	Festlegung und Dokumentation der Handelsstrategien	Strukturierung & Bewirtschaftung der Portfolios
Geeignete Software zur Erstellung von Lastprognosen und Fahrplänen	Geeignete Software fürs Portfoliomanagement, Bilanzkreismanagement, Risikomanagement, etc.	Personelle Ressourcen
Marktbeobachtungen	Marktanalyse	Ein- und Verkauf von Energieprodukten
Abwicklung	Abrechnung	Risikomanagement- und Controlling

Tabelle A-6-3.1: Bestandteile des Portfoliomanagements

Quelle: Nach AXP-Consulting.de (2017b) erstellt

Eine Kosten-Nutzen-Analyse sollte zur Bewertung, ob ein inhouse Portfolio-Management von Vorteil wäre, durchgeführt und bewertet werden. Als Alternative kann ein Dienstleister einzelne oder die kompletten Aufgaben übernehmen mit den entsprechenden Zusatzkosten. Zur Kostenoptimierung sollte die Beschaffung bei Anwendung des Portfolio-Managements am realen Energiebedarf ausgerichtet und keine riskanten und spekulativen Positionen eingegangen werden mit der Hoffnung auf Gewinn. (vgl. AXP-Consulting.de (2017b))

In der folgenden Tabelle A-6-3.2 werden die Vor- und Nachteile bzw. Herausforderungen des Portfolio-Managements aufgelistet (vgl. AXP-Consulting.de (2017b)):

Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Flexibilität bei den Beschaffungszeitpunkten • Große Bandbreite bei den nutzbaren Energieprodukten <ul style="list-style-type: none"> ○ Prognoselastgänge im Viertelstunden-Raster ○ Abbildung via Standardhandelsprodukte am Terminmarkt • Hohe Reaktionsfähigkeit auf <ul style="list-style-type: none"> ○ Nachfrageänderungen ○ Prognoseanpassungen ○ Preisschwankungen • Transparente Kostenkalkulation bei der Energiebeschaffung • Vorteilhafte Handelsstrategien können Gewinne erwirtschaften <ul style="list-style-type: none"> ○ Offene Positionen bieten die Chance für Erlösüberschüsse <ul style="list-style-type: none"> ▪ Offene Positionen ergeben sich aus der Differenz zwischen Prognose und Beschaffung • Risikocontrolling unterstützt bei der Steuerung der Risiken <ul style="list-style-type: none"> ○ Unabhängiges Berichtswesen (Risikoberichte) ○ Überwachung von Preis-Limits ○ Szenarioanalysen ○ Sorgt für objektiven Risikoüberblick
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Insgesamt risikoreicher als Antwort auf die Flexibilität • Hohes Maß an Erfahrung und Marktkenntnis erforderlich • Tools zur Risikobegrenzung erforderlich • Marktzugang erforderlich • Offene Positionen müssen überwacht werden <ul style="list-style-type: none"> ○ Spekulation auf Erlösüberschuss bergen Marktrisiken ○ Mengen- und Preisrisiko • Effiziente Handelsstrategien erforderlich <ul style="list-style-type: none"> ○ Insbesondere für die Beschaffung ○ Abstimmung mit der Strategie und Risikoneigung des Unternehmens ○ Mengen, Handlungsräume, Preis-Limits, Risikokennzahlen (z.B. Profit-at-Risk, Value-at-Risk) • Hoher Aufwand an personelle und betriebswirtschaftliche Ressourcen • Geeignete Software für sämtliche Prozesse des Portfolio- und Risikomanagements erforderlich • Aufwendige Marktanalysen

Tabelle A-6-3.2: Vorteile und Nachteile des Portfolio-Managements

Quelle: Auf Basis von AXP-Consulting.de (2017b) erstellt

A-7 Strategien zur langfristigen Bewirtschaftung via Absicherungsinstrumente

Stadtwerke können grundsätzlich zwischen zwei verschiedenen Ansätzen zur langfristigen Bewirtschaftung wählen. Bauchgefühl sollte nicht bei Kauf- und Verkaufsentscheidungen eine Rolle spielen. Es sollte ein formaler und reproduzierbarer Ansatz genutzt werden. Erfahrungen haben gezeigt, dass die Marktteilnehmer am Energiegroßhandel regelmäßig technisch orientiert handeln. (vgl. Schnorr (2016))

A-7-1 Fundamental orientierte Strategien

Trigger für Kauf- und Verkaufszeitpunkte werden durch Ableitung aus Fundamentaldaten geliefert. Schnorr spricht in diesem Zusammenhang von einem „*zukunftsorientierten Herangehen*“. Hierzu wird der Markt analysiert und die entsprechenden Einflussfaktoren auf die Notierungen ermittelt. Zum Beispiel fließen die Gas- und CO₂-Preise in die Strommarktentwicklung mit ein. Bei dieser als „*kausalen Deduktion*“ genannten Analyse der Einflussfaktoren werden sie entsprechend eingeschätzt und damit der zukünftige Einfluss auf den Strommarkt abgeleitet. Beliebte Methoden und Werkzeuge zur Untersuchung der Einflussfaktoren sind Korrelations- und Sensitivitätsanalysen. Darauf folgen ggfs. Regressionsanalysen zur Untersuchung der Signifikanz des Einflusses. (vgl. Schnorr (2016))

In der Tabelle A-7-1.1 sind Vor- und Nachteile dieser Strategie aufgezeigt:

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • Ermittlung des theoretisch fairen Werts mit Berücksichtigung aller relevanten Einflussgrößen • Es werden mehr als nur Marktdaten (Preisbewegungen) berücksichtigt 	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Komplexität – Vielzahl relevanter Zusammenhänge und Abhängigkeiten • Keine zentrale Preisunsicherheit – Unsicherheiten existieren bei allen genutzten Einflussfaktoren • Kursbewegungen sind des Öfteren irrational und basieren nicht auf fundamentalen Gründen

Tabelle A-7-1.1: Vor- und Nachteile der fundamental orientierten Bewirtschaftung

Quelle: Nach Schnorr (2016) erstellt

A-7-2 Technisch orientierte Strategien

Der technische Ansatz zur Bewirtschaftung basiert auf dem Konzept der informations-effizienten Energie- und Rohstoffmärkte. Dieses besagt, dass relevante Informationen im Preis der Märkte bereits enthalten sind, in unterschiedlichem Ausmaß. Der Trigger für Kauf- und Verkaufszeitpunkte wird durch die „Charttechnik“ bestimmt. Ein mathematisch-statistischer Ansatz. Bei der Charttechnik werden zum Beispiel Widerstandslinien (-zonen), Marktphasen und Unterstützungslinien (-zonen) definiert. Indikatoren können helfen die Marktphasen entsprechend einzuschätzen. Hierzu gehören zum Beispiel einfache gleitende Durchschnitte. Die Anzahl der unterschiedlichen Indikatoren ist theoretisch unbegrenzt. (vgl. Schnorr (2016))

In der Tabelle A-7-2.1 sind Vor- und Nachteile dieser Strategie aufgezeigt:

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • Alle Einflussfaktoren sind über den informationseffizienten Ansatz bereits eingepreist – Als Reaktion der Marktteilnehmer auf Änderungen bei den Einflussfaktoren <ul style="list-style-type: none"> ○ Dynamische Veränderungen bei den Erwartungen zu Einflussfaktoren führen zu Preisbewegungen ○ z.B. Erwartungen zur Kohleproduktion steigen → höheres Angebot an Kohle → Preise im Kohlemarkt fallen → Notierungen am Strommarkt fallen durch die Korrelation 	<ul style="list-style-type: none"> • Vergangenheitsorientiert • Indikatoren verlieren über die Zeit ggfs. an Aussagekraft <ul style="list-style-type: none"> ○ Systemänderungen ○ Strukturelle Umbrüche • „Noise“ (Rauschen) im Markt ohne signifikante Grundlage, wie einer Änderung der Rahmenbedingungen kann zu Trigger führen <ul style="list-style-type: none"> ○ Preisbewegungen durch z.B. Portfolioumschichtungen ○ Strategiewechsel ○ Zwangsliquidierungen

Tabelle A-7-2.1: Vor- und Nachteile der technisch orientierten Bewirtschaftung

Quelle: Nach Schnorr (2016) erstellt

A-8 Bestandteile der Strategien zur langfristigen Bewirtschaftung via Absicherungsinstrumente

Die Festlegung des Bewirtschaftungszeitraums einer Lieferperiode ist zu Beginn der Auswahl der passenden Strategie einer der Kernparameter. Hierbei spielen verschiedene Faktoren bei der Entscheidung eine wesentliche Rolle: (1) Positionierung im Wettbewerb (2) Art der Strategie – Beinhaltet die gewählte Strategie die Ausnutzung von vorteilhaften Marktbewegungen, sollte ein entsprechend langer Bewirtschaftungszeitraum gewählt werden. Der Marktteilnehmer kommt hierbei schnell zum „Henne-Ei-Problem“. (3) Liquidität in den zu handelnden Produkten – Diese sinkt signifikant mit den weiter entfernten Lieferperioden. Schnorr spricht hierbei von 3 liquiden Frontjahren (Y+1, Y+2, Y+3) im Baseload und empfiehlt darüber die Bewirtschaftung von maximal 36 Monaten. (vgl. Schnorr (2016))

Backtesting spielt eine wichtige Rolle bei der Nutzung von technischen Indikatoren. Die Marktstruktur kann sich im Laufe der Jahre und Jahrzehnte stark verändern und Indikatoren damit ihre Aussagekraft verlieren. Des Weiteren sollten die Parameter *regelmäßiges Monitoring* erfahren. Beim Backtesting werden Strategien, Parameter und Regelwerke auf Basis historischer Preisverläufe analysiert. Es gilt die mentale Einstellung, was sich in der Vergangenheit ein- oder mehrmals bewährt hat, hat eine hohe Wahrscheinlichkeit in Zukunft weiterhin erfolgreich zu sein. Kernthese dieser Ansicht ist das Fernbleiben von Systembrüchen in den Marktstrukturen, die sich charakterlich stark ähneln sollten. Beim Monitoring, der fortlaufenden Kontrolle und Überwachung empfiehlt Schnorr einen Turnus von einem Jahr. Hierbei werden sowohl die Erfolge einer Strategie insgesamt und ihre jeweiligen Parameter betrachtet. (vgl. Schnorr (2016))

Es gibt 2 grundsätzliche Methoden die fundamentale oder technisch orientierte Strategie am Markt umzusetzen. Zum einen die mengenbezogene und zum anderen eine preisbezogene Komponente. Schnorr empfiehlt die Strategie auf beide Elemente zu verteilen, gibt dabei aber keine Gewichtung vor. (vgl. Schnorr (2016))

A-8-1 Mengenbezogenes Element der Strategie

Hier wird ein Beschaffungskorridor vorgegeben, mit minimal und maximal zu beschaffenden Energiemengen in Bezug auf den jeweiligen Zeitpunkt. Auch als *mengenmäßiger Spielraum* bzw. *Hedgelimits* definiert. Das obere Hedgelimit liegt regelmäßig bei 100 % des prognostizierten Energiebedarfs (dynamische Prognosen!). Des Weiteren werden gewöhnlich Short-Positionen bei der Beschaffung mit einem unteren Hedgelimit bei 0 % angesetzt. Leerverkäufe (Physische Spekulationen auf fallende Kurse) werden damit per Regelwerk ausgeschlossen. (vgl. Schnorr (2016))

Es werden Mindesteindeckungsgrenzen definiert. Hierdurch kann eine schrittweise Mengenbeschaffung und definierter Mindestbestand gewährleistet werden ohne Trigger (Kaufsignale) über die fundamental oder technisch orientierte Strategie erhalten zu müssen. Regelmäßig werden die Zieleindeckungsgrade kurz vor Lieferung mit 90 bis 100 % im Regelwerk vorgegeben. Großen Einfluss auf den Eindeckungsgrad zu diesem Zeitpunkt haben

die Entwicklungen der Spotmärkte und die kurzfristigen Prognoseanpassungen. Ein weiterer Bestandteil der mengenbezogenen Komponente ist die Festlegung von Tranchengrößen (Energimengen) bei Kaufsignalen. Hierbei werden regelmäßig Kontrakte mit 1 MW Lieferrate für die Standardprodukte Jahresbaseload und -peakload beschafft. (vgl. Schnorr (2016))

In Abbildung A-8-1.1 ist ein schematisches Beispiel für die Bewirtschaftung eines Portfolios vor der Lieferung gezeigt. Die roten Linien definieren den Beschaffungskorridor mit unteren und oberen Hedgelimits zu jedem Monat. Die Zieleindeckung hat bei der gewählten Bewirtschaftung über 3 Jahre (36 Monate) eine Steigung von $1/36$. Daraus folgt, soll im Zeitraum genau die Zieleindeckung zu jedem Monat erreicht werden, muss pro Monat $1/36$ der Prognose beschafft werden. Zu erkennen sind auch die oberen und unteren Hedgelimits zur Verhinderung einer Überdeckung und von Leerverkäufen. (vgl. Schnorr (2016))

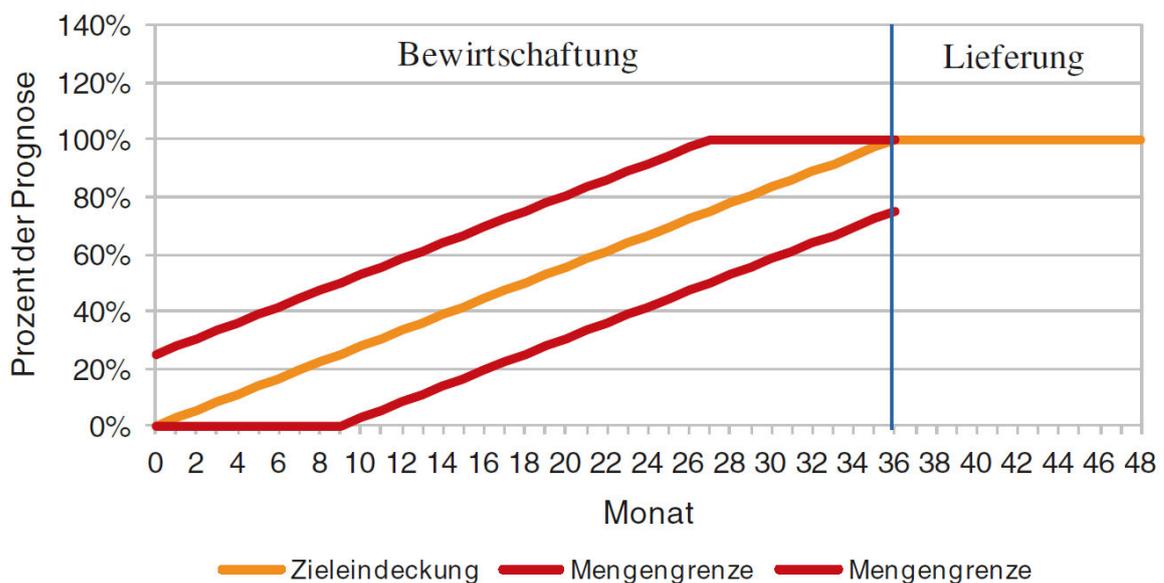


Abbildung A-8-1.1: Zieleindeckung und Mengenlimits

Quelle: Schnorr (2016)

Der Zeitraum zur Bewirtschaftung kann flexibel im Regelwerk definiert werden. Denkbar wären zum Beispiel auch 1,5 oder 5 Jahre vor Lieferung. Ein linearer Verlauf der Zieleindeckung und Mengengrenzen sind nicht vorgeschrieben und flexibel anwendbar. Zum Beispiel kann die Zieleindeckung unterschiedliche Gradienten zu unterschiedlichen Zeitperioden besitzen. (vgl. Schnorr (2016))

In Abbildung A-8-1.2 ist der Eindeckungsgrad im Beschaffungskorridor beispielhaft dargestellt. Analog zur Zieleindeckung wird der Eindeckungsgrad als Verhältnis von beschafften Mengen über die Prognose in Prozent dargestellt. In diesem Beispiel erkennt man die Rolle der Hedgelimits. Insbesondere das untere Hedgelimit hat in diesem Beispiel des Öfferns zu sukzessiven Kaufsignalen geführt, damit der Eindeckungsgrad innerhalb der Toleranzgrenzen bleibt.

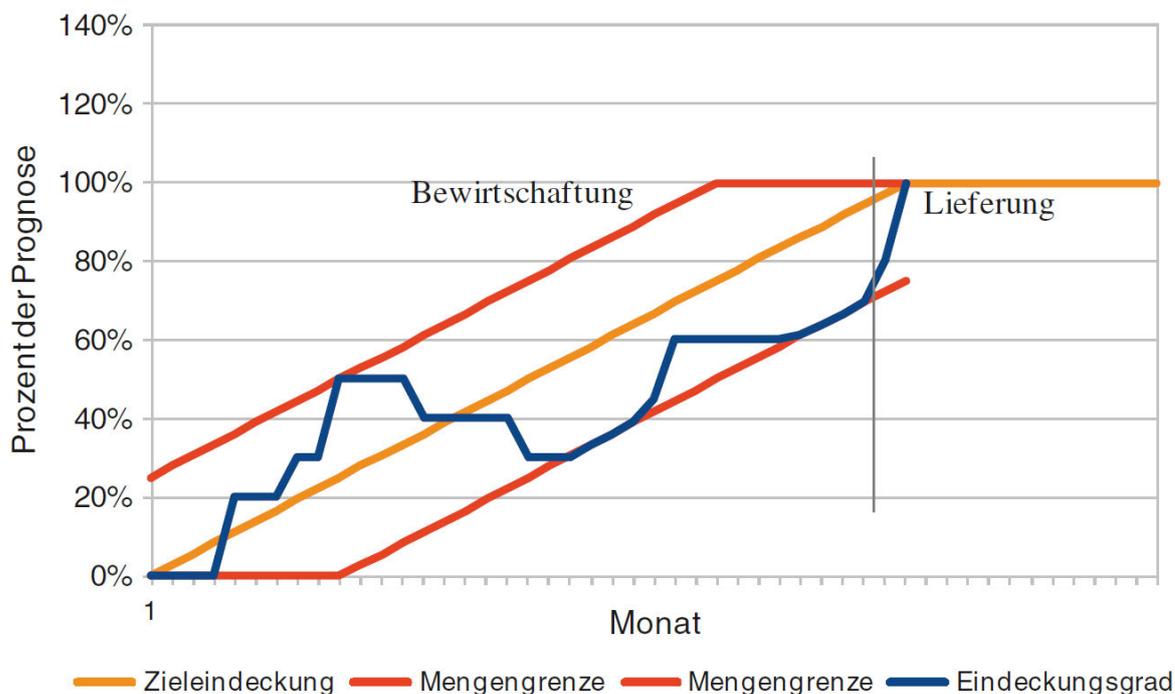


Abbildung A-8-1.2: Eindeckungsgrad im Beschaffungskorridor

Quelle: Schnorr (2016)

Da sich die Prognosen im Laufe des Bewirtschaftungszeitraums ändern können, haben die Zieleindeckung, Mengengrenzen und Eindeckungsgrade einen dynamischen Charakter. Hierdurch können sich weitere Trigger zum Kauf- oder Verkauf ausbilden. Schnorr definiert diese als Sonderfälle, die regelmäßig nur selten auftreten und räumt dem Beschaffer eine Totzeit ein, soweit ein Spielraum fundamental gegeben ist. Hierdurch können notwendig gewordene Anpassungen in der Beschaffung in zeitlich vorteilhaftere Perioden verlagert werden. (vgl. Schnorr (2016))

In diesem Kapitel wurde bisher der *mengenneutrale Hedge* definiert. Stromportfolios werden jedoch regelmäßig wertneutral gehedged. Die Differenz dieser beiden Ansätze bezieht sich auf die Variation in der Preisstruktur in Bezug auf die Über-/Unterdeckung, die jeweils für einzelne Tage am Spotmarkt vermarktet oder beschafft werden muss. Der mengenneutrale Hedge birgt signifikantes Preisrisiko durch diese kurzfristige Adjustierung der Bezugsmengen. Gewöhnlich liegt die Menge des wertneutralen Hedges über dem Volumina des mengenneutralen Hedges. (vgl. Schnorr (2016))

Eine präzise Erklärung des wertneutralen Hedges ist in Anhang A-9 zu finden.

A-8-2 Preisbezogenes Element der Strategie

Durch die preisbezogene Komponente der Strategie soll der Durchschnittspreis der Beschaffung verbessert werden. Hierbei ist das Ziel einen günstigeren Beschaffungspreis des Portfolios zu generieren, als der Durchschnittspreis am Markt über den Beschaffungszeitraum als Benchmark im Rückblick darstellt. Dies wäre mit einem rein mengenbezogenen Ansatz nur bis zu einem bestimmten Grad möglich, indem die Auflösung der Beschaffung vergrößert wird. Das bedeutet bis hin zu täglichen Käufen. Dadurch könnte sich der Beschaffer dem Durchschnittspreis annähern, allerdings mit erhöhten Transaktionskosten. (vgl. Schnorr (2016))

Ganz allgemein ist die Grundlage der preisbezogenen Komponente die vorteilhafte Ausnutzung von Preisentwicklungen auf dem Energiegroßhandelsmarkt. Regelmäßig werden technische Indikatoren wie gleitende Durchschnitte oder Preislimits (statisch und dynamisch) verwendet, die als Trigger für Kauf- und Verkaufssignale sorgen. Schnorr empfiehlt nicht zu viele Indikatoren zu benutzen, damit die Übersichtlichkeit gewährt bleibt und setzt ein nicht bindendes Limit bei 3 Faktoren. Bei zu vielen Indikatoren kann es zu gegenläufigen Signalen kommen und damit das „Bauchgefühl“ als Vetorecht benutzt werden. (vgl. Schnorr (2016))

A-9 Wertneutraler Hedge

Beim *mengenneutralen Hedge* kann es zu signifikantem Preisrisiko kommen. Das basiert grob gesagt auf der Variation der Spotpreise auf Makroebene, z.B. innerhalb der Woche. Die Spot-Notierungen spielen beim Vermarkten und Beschaffen der offenen Positionen (Differenz aus Absatz-Prognose und bereits beschafften Mengen) eine wichtige Rolle. Für eine erfolgreiche Kalkulation des wertneutralen Hedges wird eine verlässliche Price Forward Curve (Erklärung siehe Anhang A-10) benötigt. Die Qualität dieser Preiskurve ist hierbei von besonderer Bedeutung. Es wird dennoch nicht erwartet, dass sie die Preise genau vorhersagen kann, sondern es geht bei der Qualität eher um die Vorhersage der richtigen Struktur. (vgl. Schnorr (2016))

Das Niveau der Preise in der PFC ist theoretisch egal, bei richtig vorhergesagter Struktur, netten sich diese Offset-Effekt auf null bei der Summierung der Kauf und Verkauf-Restmengen. Zur anschaulichen Erklärung der Problematik rund um den mengenneutralen Hedge sei das Beispiel einer Lastkurve in Abbildung A-9.1 gegeben. Gut zu erkennen sind die saisonalen Effekte bei der Stromlast. Ein Unterschied zwischen Sommer- und Winter-Strombedarf ist deutlich in den Kurven zu finden. Des Weiteren können auch die Wochenstrukturen klar erkannt werden. (vgl. Schnorr (2016))

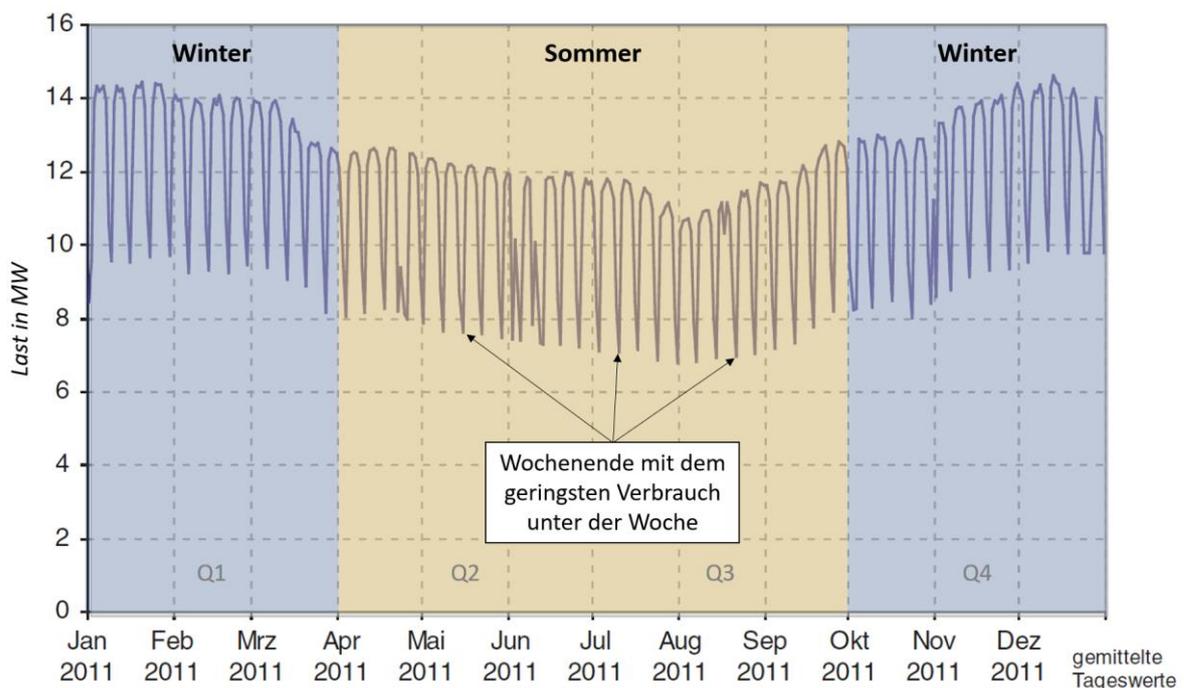


Abbildung A-9.1: Prognose eines Stromlastgangs

Quelle: In Anlehnung an Schnorr (2016)

Mit Hilfe eines mengenneutralen Hedges kann im ersten Schritt versucht werden Kauf- und Verkaufsmengen zu konvergieren, damit sind die zu beschaffenden Mengen und Prognosen des Strombedarfs auf Basis der Kunden gemeint. Dabei sollen die offenen Positionen möglichst ausgeglichen werden. Damit ist gemeint, dass die Volumina von Kauf- und Verkaufsmengen in etwa dieselben Mengen darstellen. In Abbildung A-9.2 ist die Planlast

einer Woche beispielhaft dargestellt. Als Hedge wird 4 MW genutzt, dies entspricht exakt dem Mittelwert der Planlast über die Woche. Hierdurch fallen die Beträge der offenen Positionen mit +4 MW und -4 MW innerhalb dieser Woche gleichgroß aus. Der mengenneutrale Hedge wäre neutral und das Mengenrisiko entfällt. Der Versorger könnte zum Beispiel ein Strom-Wochen-Future mit 4 MW Gegenwert kaufen. Das entspräche einer Energiemenge von 96 MWh (24 h x 4 MW) pro Tag. (vgl. Schnorr (2016))

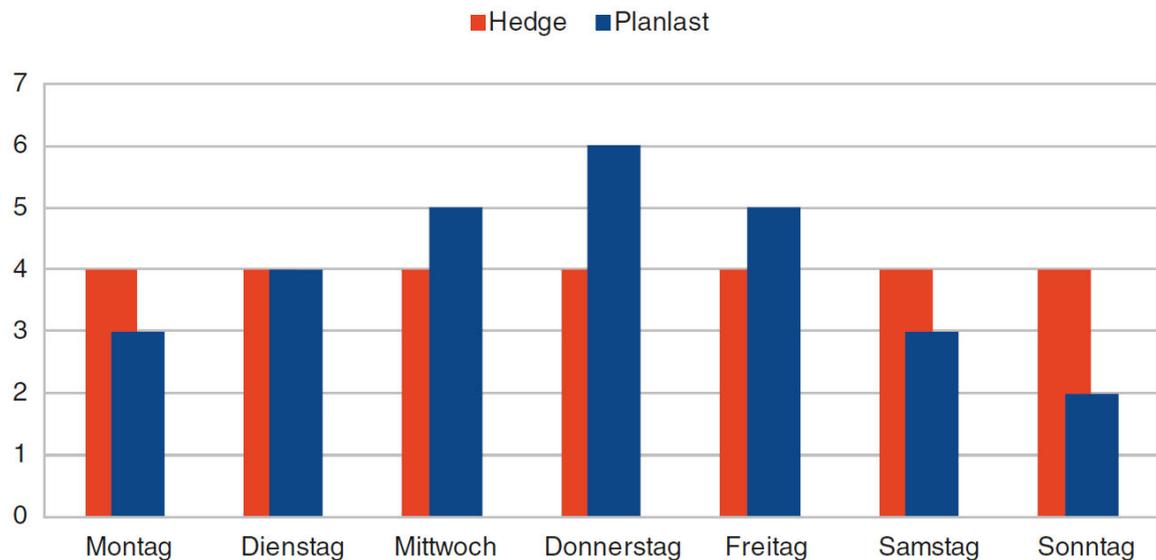


Abbildung A-9.2: Beispiel einer Planlast und Hedge einer Woche

Quelle: Schnorr (2016))

Bei der Bewertung der offenen Positionen ergäben sich die nach Abbildung A-9.3 gezeigten Long- und Short-Positionen auf Basis der zu erwartenden Spot-Notierungen. Hierbei wird die Struktur der Preise mit berücksichtigt. Das ist der signifikante Unterschied zwischen mengenneutralem und wertneutralem Hedge, die Berücksichtigung von typischen Preisstrukturen, wie in Abbildung A-9.4 dargestellt ist. Das Wochenende bildet gewöhnlich die geringste Last in der Woche ab, da der Großteil des Industrie-Strombedarfs auf die Werktage (Mo.-Fr.) entfällt. Hierdurch sind an diesen Tagen auch regelmäßig die Markträumungspreise der Spot Auktion geringer als im Wochenschnitt. In Abbildung A-9.5 sind die Werte der offenen Positionen als Beträge für Kauf- und Verkaufspositionen berechnet worden. Summiert ergibt sich eine Differenz von 17,- €. (vgl. Schnorr (2016))

Unterstellt man dem Hedge einen Preis von 25 €/MWh ergäben sich Kosten von 16.800 € (4 MW x 7 Tage x 24 h x 25 €/MWh) zzgl. Gebühren. Die Differenz wäre damit in diesem Beispiel nicht signifikant, allerdings ist die Variation der Preise nach Abbildung A-9.4 auch nicht wirklich signifikant.



Abbildung A-9.3: Resultierende offene Positionen nach Wochentag

Quelle: Schnorr (2016))

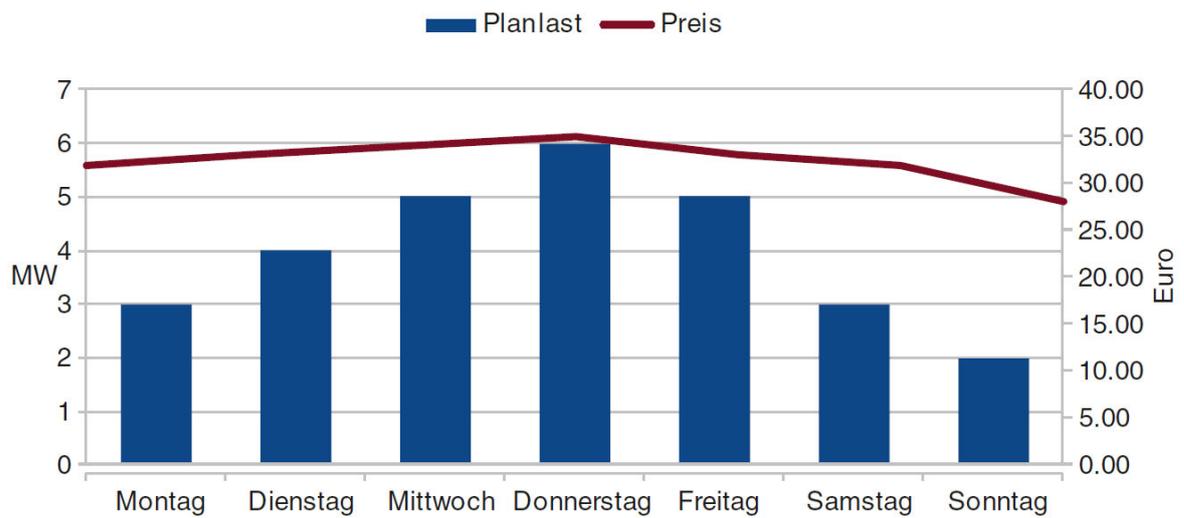


Abbildung A-9.4: Planlast und typische Preisstruktur nach Wochentag

Quelle: Schnorr (2016))

Tag	Kauf	Verkauf	Preis	Betrag Kauf	Betrag Verkauf
Montag		-1	32,00		-32,00
Dienstag			33,00		
Mittwoch	1		34,00	34,00	
Donnerstag	2		35,00	70,00	
Freitag	1		33,00	33,00	
Samstag		-1	32,00		-32,00
Sonntag		-2	28,00		-56,00
				137,00	-120,00

Abbildung A-9.5: Beträge in absolute Zahlen des Beispiels

Quelle: Schnorr (2016))

Der wertneutrale Hedge liegt in diesem Beispiel laut Schnorr bei etwa 4,075 MW (vgl. Schnorr (2016)). Dieser muss iterativ berechnet werden. Das habe ich über EXCEL gelöst. Dort habe ich die Summe aus Kauf und Verkauf der Restmengen bei unterschiedlichen Hedge-Größen kalkulieren lassen. Im Bereich von $\pm 5\%$ um den Startwert von 4 MW als mengenneutraler Hedge. Über eine lineare Trendlinie konnte ich eine Formel ausgeben lassen und auf dessen Basis den Schnittpunkt der X-Achse (Summe ergibt null) berechnen, den Graph finden Sie in Abbildung A-9.6. Der Wert von Schnorr hat sich mit einem wertneutralen Hedge bei etwa 4,075 MW bestätigt. Die Auflösung bei der Berechnung lag bei 0,05 %-Schritten. Bei diesem Ergebnis liegt die Abweichung zwischen Kauf und Verkaufspostitionen bei 0,03 €. In Abbildung A-9.7 befinden sich die Daten der Berechnung und in Abbildung A-9.8 ist ein Auszug aus der iterativen Berechnung via Excel zu finden.

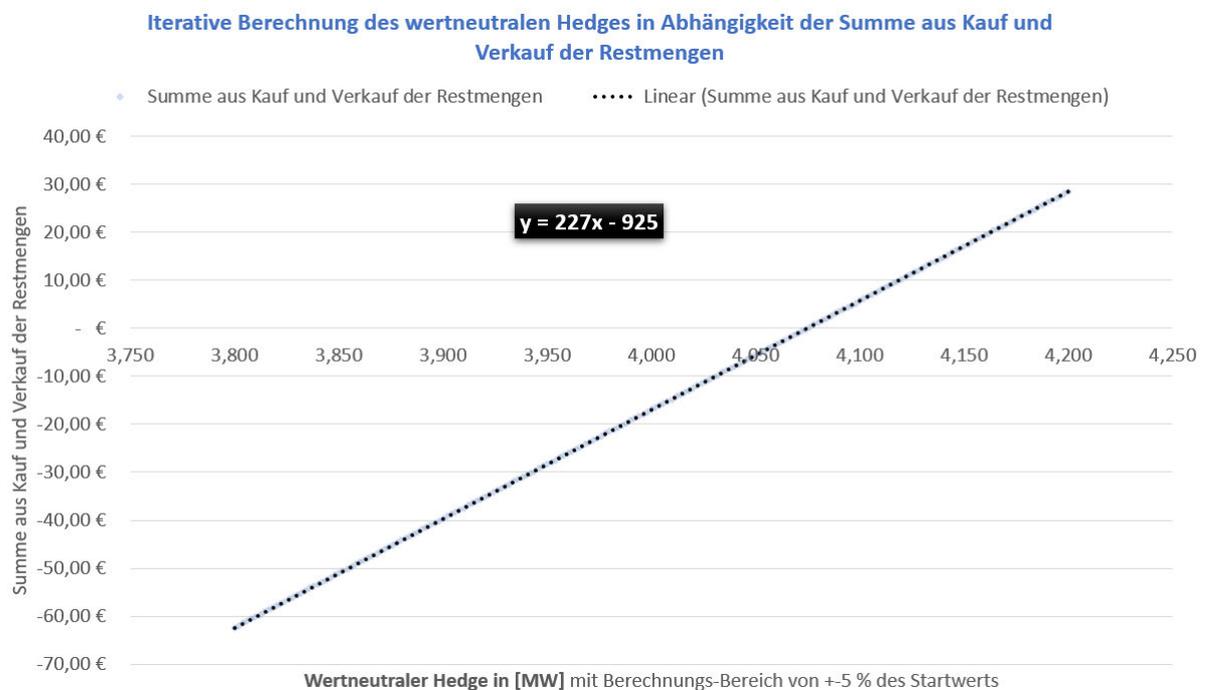


Abbildung A-9.6: Iterative Berechnung des wertneutralen Hedges

Quelle: Eigene Berechnung und Erstellung auf Basis des Beispiels von Schnorr (2016))

Hedge als Startwert:		4 [MW]		Offset	0,075	aus iterativer Berechnung
Wertneutraler Hedge:		4,075 [MW]				
	Planlast	Preis	offene Position (mengenneutral)	offene Position (wertneutral)	Betrag	
Montag	3	32,00 €	-1	-1,075	-	34,40 €
Dienstag	4	33,00 €	0	-0,075	-	2,48 €
Mittwoch	5	34,00 €	1	0,925		31,45 €
Donnerstag	6	35,00 €	2	1,925		67,38 €
Freitag	5	33,00 €	1	0,925		30,53 €
Samstag	3	32,00 €	-1	-1,075	-	34,40 €
Sonntag	2	28,00 €	-2	-2,075	-	58,10 €
Summe aus Kauf und Verkauf der Restmengen					-	0,03 €
			Aus Formel der iterativen Berechnung			
			$y=m*x+b$	m	227	
				Betrag b	925	
			Schnittpunkt x-Achse		4,075	Ergebnis für wertneutralen Hedge
			benötigter Offset		0,075	

Abbildung A-9.7: Iterative Berechnung des wertneutralen Hedges – Daten

Quelle: Eigene Berechnung und Erstellung auf Basis des Beispiels von Schnorr (2016))

Abwehng	Montag			Dienstag			Mittwoch			Donnerstag			Freitag			Samstag			Sonntag			Summe aus Kauf und Verkauf der Restmengen								
	NW	Planlast	offene Position (wertneutral) iterativ	Preis	Betrag	Planlast	offene Position (wertneutral) iterativ	Preis	Betrag	Planlast	offene Position (wertneutral) iterativ	Preis	Betrag	Planlast	offene Position (wertneutral) iterativ	Preis	Betrag	Planlast	offene Position (wertneutral) iterativ	Preis	Betrag									
0,90%	4,036	3	1,036	32,00€	33,15€	4	0,036	33,00€	1,19€	5	-0,964	34,00€	-32,78€	6	-1,964	35,00€	-68,74€	5	-0,964	33,00€	-31,81€	3	1,036	32,00€	33,15€	2	2,036	28,00€	57,01€	8,83€
0,85%	4,034	3	1,034	32,00€	33,09€	4	0,034	33,00€	1,12€	5	-0,966	34,00€	-32,84€	6	-1,966	35,00€	-68,81€	5	-0,966	33,00€	-31,88€	3	1,034	32,00€	33,09€	2	2,034	28,00€	56,95€	9,28€
0,80%	4,032	3	1,032	32,00€	33,07€	4	0,032	33,00€	1,06€	5	-0,968	34,00€	-32,91€	6	-1,968	35,00€	-68,88€	5	-0,968	33,00€	-31,94€	3	1,032	32,00€	33,07€	2	2,032	28,00€	56,90€	9,74€
0,75%	4,030	3	1,030	32,00€	33,05€	4	0,030	33,00€	0,99€	5	-0,970	34,00€	-32,98€	6	-1,970	35,00€	-68,95€	5	-0,970	33,00€	-32,01€	3	1,030	32,00€	32,96€	2	2,030	28,00€	56,84€	10,19€
0,70%	4,028	3	1,028	32,00€	33,03€	4	0,028	33,00€	0,92€	5	-0,972	34,00€	-33,05€	6	-1,972	35,00€	-69,02€	5	-0,972	33,00€	-32,08€	3	1,028	32,00€	32,94€	2	2,028	28,00€	56,78€	10,64€
0,65%	4,026	3	1,026	32,00€	33,01€	4	0,026	33,00€	0,86€	5	-0,974	34,00€	-33,12€	6	-1,974	35,00€	-69,09€	5	-0,974	33,00€	-32,14€	3	1,026	32,00€	32,92€	2	2,026	28,00€	56,73€	11,10€
0,60%	4,024	3	1,024	32,00€	32,77€	4	0,024	33,00€	0,79€	5	-0,976	34,00€	-33,18€	6	-1,976	35,00€	-69,16€	5	-0,976	33,00€	-32,21€	3	1,024	32,00€	32,77€	2	2,024	28,00€	56,67€	11,55€
0,55%	4,022	3	1,022	32,00€	32,70€	4	0,022	33,00€	0,73€	5	-0,978	34,00€	-33,25€	6	-1,978	35,00€	-69,23€	5	-0,978	33,00€	-32,27€	3	1,022	32,00€	32,70€	2	2,022	28,00€	56,62€	12,01€
0,50%	4,020	3	1,020	32,00€	32,64€	4	0,020	33,00€	0,66€	5	-0,980	34,00€	-33,32€	6	-1,980	35,00€	-69,30€	5	-0,980	33,00€	-32,34€	3	1,020	32,00€	32,64€	2	2,020	28,00€	56,56€	12,46€
0,45%	4,018	3	1,018	32,00€	32,58€	4	0,018	33,00€	0,59€	5	-0,982	34,00€	-33,39€	6	-1,982	35,00€	-69,37€	5	-0,982	33,00€	-32,41€	3	1,018	32,00€	32,58€	2	2,018	28,00€	56,50€	12,91€
0,40%	4,016	3	1,016	32,00€	32,51€	4	0,016	33,00€	0,53€	5	-0,984	34,00€	-33,46€	6	-1,984	35,00€	-69,44€	5	-0,984	33,00€	-32,47€	3	1,016	32,00€	32,51€	2	2,016	28,00€	56,45€	13,37€
0,35%	4,014	3	1,014	32,00€	32,45€	4	0,014	33,00€	0,46€	5	-0,986	34,00€	-33,52€	6	-1,986	35,00€	-69,51€	5	-0,986	33,00€	-32,54€	3	1,014	32,00€	32,45€	2	2,014	28,00€	56,39€	13,82€
0,30%	4,012	3	1,012	32,00€	32,38€	4	0,012	33,00€	0,40€	5	-0,988	34,00€	-33,59€	6	-1,988	35,00€	-69,58€	5	-0,988	33,00€	-32,60€	3	1,012	32,00€	32,38€	2	2,012	28,00€	56,34€	14,28€
0,25%	4,010	3	1,010	32,00€	32,32€	4	0,010	33,00€	0,33€	5	-0,990	34,00€	-33,66€	6	-1,990	35,00€	-69,65€	5	-0,990	33,00€	-32,67€	3	1,010	32,00€	32,32€	2	2,010	28,00€	56,28€	14,73€
0,20%	4,008	3	1,008	32,00€	32,26€	4	0,008	33,00€	0,26€	5	-0,992	34,00€	-33,73€	6	-1,992	35,00€	-69,72€	5	-0,992	33,00€	-32,74€	3	1,008	32,00€	32,26€	2	2,008	28,00€	56,23€	15,18€
0,15%	4,006	3	1,006	32,00€	32,19€	4	0,006	33,00€	0,20€	5	-0,994	34,00€	-33,80€	6	-1,994	35,00€	-69,79€	5	-0,994	33,00€	-32,80€	3	1,006	32,00€	32,19€	2	2,006	28,00€	56,17€	15,64€
0,10%	4,004	3	1,004	32,00€	32,13€	4	0,004	33,00€	0,13€	5	-0,996	34,00€	-33,86€	6	-1,996	35,00€	-69,86€	5	-0,996	33,00€	-32,87€	3	1,004	32,00€	32,13€	2	2,004	28,00€	56,11€	16,09€
0,05%	4,002	3	1,002	32,00€	32,06€	4	0,002	33,00€	0,07€	5	-0,998	34,00€	-33,93€	6	-1,998	35,00€	-69,93€	5	-0,998	33,00€	-32,93€	3	1,002	32,00€	32,06€	2	2,002	28,00€	56,06€	16,55€
0,00%	4,000	3	1,000	32,00€	32,00€	4	0,000	33,00€	0,00€	5	-1,000	34,00€	-34,00€	6	-2,000	35,00€	-70,00€	5	-1,000	33,00€	-33,00€	3	1,000	32,00€	32,00€	2	2,000	28,00€	56,00€	17,00€
0,05%	3,998	3	0,998	32,00€	31,94€	4	-0,002	33,00€	-0,07€	5	-1,002	34,00€	-34,07€	6	-2,002	35,00€	-70,07€	5	-1,002	33,00€	-33,07€	3	0,998	32,00€	31,94€	2	1,998	28,00€	55,94€	17,45€
0,10%	3,996	3	0,996	32,00€	31,87€	4	-0,004	33,00€	-0,13€	5	-1,004	34,00€	-34,14€	6	-2,004	35,00€	-70,14€	5	-1,004	33,00€	-33,13€	3	0,996	32,00€	31,87€	2	1,996	28,00€	55,89€	17,91€
0,15%	3,994	3	0,994	32,00€	31,79€	4	-0,006	33,00€	-0,20€	5	-1,006	34,00€	-34,20€	6	-2,006	35,00€	-70,21€	5	-1,006	33,00€	-33,20€	3	0,994	32,00€	31,79€	2	1,994	28,00€	55,83€	18,36€
0,20%	3,992	3	0,992	32,00€	31,74€	4	-0,008	33,00€	-0,26€	5	-1,008	34,00€	-34,27€	6	-2,008	35,00€	-70,28€	5	-1,008	33,00€	-33,26€	3	0,992	32,00€	31,74€	2	1,992	28,00€	55,78€	18,82€
0,25%	3,990	3	0,990	32,00€	31,68€	4	-0,010	33,00€	-0,33€	5	-1,010	34,00€	-34,34€	6	-2,010	35,00€	-70,35€	5	-1,010	33,00€	-33,33€	3	0,990	32,00€	31,68€	2	1,990	28,00€	55,72€	19,27€
0,30%	3,988	3	0,988	32,00€	31,62€	4	-0,012	33,00€	-0,40€	5	-1,012	34,00€	-34,41€	6	-2,012	35,00€	-70,42€	5	-1,012	33,00€	-33,40€	3	0,988	32,00€	31,62€	2	1,988	28,00€	55,66€	19,72€
0,35%	3,986	3	0,986	32,00€	31,55€	4	-0,014	33,00€	-0,46€	5	-1,014	34,00€	-34,48€	6	-2,014	35,00€	-70,49€	5	-1,014	33,00€	-33,46€	3	0,986	32,00€	31,55€	2	1,986	28,00€	55,61€	20,18€
0,40%	3,984	3	0,984	32,00€	31,49€	4	-0,016	33,00€	-0,53€	5	-1,016	34,00€	-34,54€	6	-2,016	35,00€	-70,56€	5	-1,016	33,00€	-33,53€	3	0,984	32,00€	31,49€	2	1,984	28,00€	55,55€	20,63€
0,45%	3,982	3	0,982	32,00€	31,42€	4	-0,018	33,00€	-0,59€	5	-1,018	34,00€	-34,61€	6	-2,018	35,00€	-70,63€	5	-1,018	33,00€	-33,59€	3	0,982	32,00€	31,42€	2	1,982	28,00€	55,50€	21,09€
0,50%	3,980	3	0,980	32,00€	31,36€	4	-0,020	33,00€	-0,66€	5	-1,020	34,00€	-34,68€	6	-2,020	35,00€	-70,70€	5	-1,020	33,00€	-33,66€	3	0,980	32,00€	31,36€	2	1,980	28,00€	55,44€	21,54€
0,55%	3,978	3	0,978	32,00€	31,30€	4	-0,022	33,00€	-0,73€	5	-1,022	34,00€	-34,75€	6	-2,022	35,00€	-70,77€	5	-1,022	33,00€	-33,73€	3	0,978	32,00€	31,30€	2	1,978	28,00€	55,38€	21,99€
0,60%	3,976	3	0,976	32,00€	31,23€	4	-0,024	33,00€	-0,79€	5	-1,024	34,00€	-34,82€	6	-2,024	35,00€	-70,84€	5	-1,024	33,00€	-33,79€	3	0,976	32,00€	31,23€	2	1,976	28,00€	55,33€	22,45€
0,65%	3,974	3	0,974	32,00€	31,17€	4	-0,026	33,00€	-0,86€	5	-1,026	34,00€	-34,88€	6	-2,026	35,00€	-70,91€	5	-1,026	33,00€	-33,86€	3	0,974	32,00€	31,17€	2	1,974	28,00€	55,27€	22,90€
0,70%	3,972	3	0,972	32,00€	31,10€	4	-0,028	33,00€	-0,92€	5	-1,028	34,00€	-34,95€	6	-2,028	35,00€	-70,98€	5	-1,028	33,00€	-33,92€	3	0,972	32,00€	31,10€	2	1,972	28,00€	55,22€	23,36€
0,75%	3,970	3	0,970	32,00€	31,04€	4	-0,030	33,00€	-0,99€	5	-1,030	34,00€	-35,02€	6	-2,030	35,00€	-71,05€	5	-1,030	33,00€	-33,99€	3	0,970	32,00€	31,04€	2	1,970	28,00€	55,16€	23,81€
0,80%	3,968	3	0,968	32,00€	30,98€	4	-0,032	33,00€	-1,06€	5	-1,032	34,00€	-35,09€	6	-2,032	35,00€	-71,12€	5	-1,032	33,00€	-34,06€	3	0,968	32,00€	30,98€	2	1,968	28,00€	55,10€	24,26€
0,85%	3,966	3	0,966	32,00€	30,91€	4	-0,034	33,00€	-1,12€	5	-1,034	34,00€	-35,16€	6	-2,034	35,00€	-71,19€	5	-1,034	33,00€	-34,12€	3	0,966	32,00€	30,91€	2	1,9			

A-10 Price Forward Curve (PFC)

Die PFC wird auf Basis historischer Preisentwicklungen abgeleitet und soll einen Richtwert für die zukünftigen Lieferperioden darstellen. Sie kalkuliert die erwarteten mittleren Preise und existiert für den Gasmarkt als **daily Price Forward Curve** (dPFC) & für den Strommarkt als **hourly Price Forward Curve** (hPFC). Eine genaue Vorhersage der Preisentwicklung ist logisch ausgeschlossen. Das Ziel dieser Preiskurve ist eher das Verhalten zu unterschiedlichen Lieferzeitpunkten darzustellen. (vgl. Schnorr (2016))

Die Gewichtung der zurückliegenden Lieferjahre innerhalb der Modelle ist eine individuelle Entscheidung des Energieversorgers. Dadurch kommt es zu signifikanten Variationen bei gleicher Datenbasis. Brain Pool empfiehlt die verwendeten Bezugszeiträume auf Augenhöhe zu gewichten, dadurch entsteht ein aussagekräftiger Mittelwert ohne großen Einfluss von Ausreißern in außergewöhnlichen Angebots- und Nachfragesituationen zu haben (vgl. Energybrainpool.com (2019)).

In Abbildung A-10.1 ist eine hPFC für den Strommarkt zu finden. Bei der Berechnung wurden die Daten der Jahre 2012 bis 2017 gleichgewichtet verwendet. Dies hat durch Mittelwertbildung zu einer „gedämpften“ hPFC geführt. Die Kalkulation erfolgte von Brain Pool Ende Juni 2018 und stellt typische Charakteristika dar: (1) Saisonale Effekte mit hoher Nachfrage und entsprechenden Preisen in den Wintermonaten. (2) Perioden mit geringer Nachfrage und entsprechend weniger unterstützten Preisen liegen z.B. an Feiertage und über die Sommermonate. (vgl. Energybrainpool.com (2019))

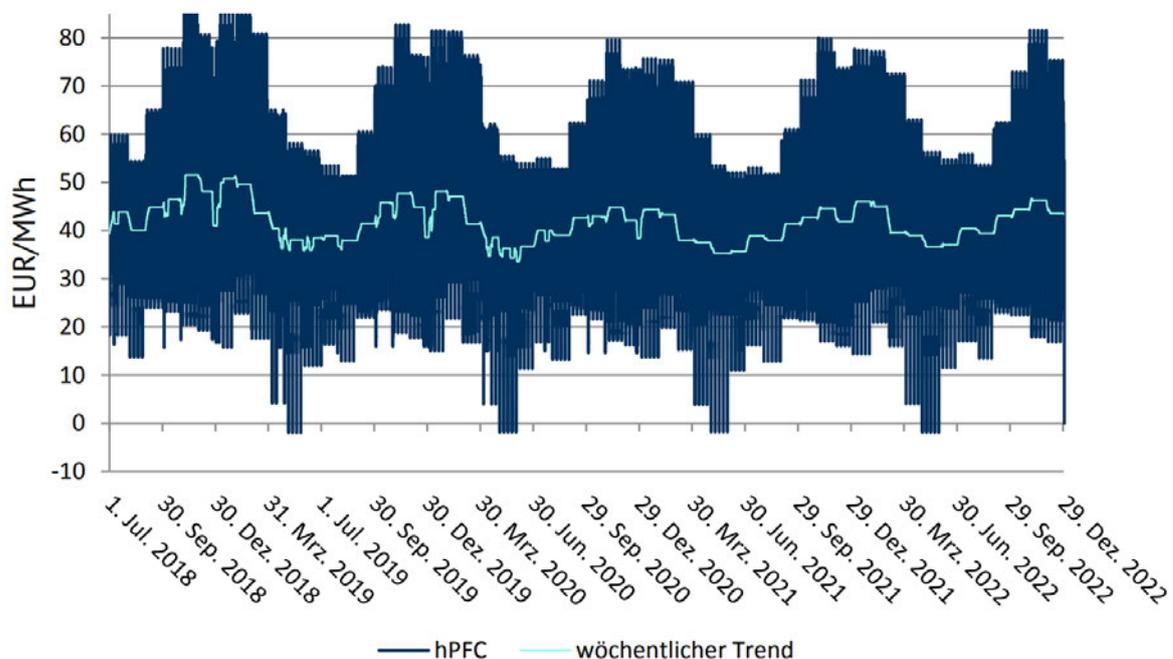


Abbildung A-10.1: hPFC für die Jahre 2018-2022 basierend auf EPEX Spot Daten

Quelle: Energybrainpool.com (2019)

Mit Hilfe der hPFC können zwei wichtige Fragen für den Stromversorger beantwortet werden:

*„[...] Wie bewerte ich die einzelnen Lieferstunden meines Kunden? [...]“
und (2) „[...] Ist der Verbrauch meiner Stromkunden in den teuren Stunden
am Abend und im Winter höher und muss ich dann Strommengen gegen-
über meiner Kalkulation teurer nachkaufen?“
(vgl. Energybrainpool.com (2019))*

Da es nicht möglich ist, stündliche Strompreise für die nächsten Tage (außer Day-Ahead-Auktionen, die keinen Handel im eigentlichen Sinne darstellen) Wochen, Monate, Quartale und Jahre zu handeln, stellt die hPFC ein sehr wichtiges Instrument zur Bepreisung der Endkundenlieferverträge und von offenen Positionen dar. Grundlage der Berechnung einer hPFC sind historisch gehandelte Spotpreise im Strukturprofil. Hierfür werden bisher Typtage, -woche und -monate für die Erstellung einer Preisverteilungskurve herangezogen. Je nach Komplexität wird des Weiteren nach Ferien-, Feier- und Brückentagen differenziert. Die Differenzierung nach Werk- und Wochenendtagen findet regelmäßig Anwendung. Die hPFC sollte zudem die bereits eingepreiste „Marktmeinung“ aus dem Terminmarkt „arbitragefrei“ berücksichtigen. Dazu ist es erforderlich, dass der Monatsmittelwert der Kalkulation die monatlichen Terminpreisen widerspiegelt. Hierbei steht insbesondere das Strompreisniveau im Focus, weniger die erwartete Volatilität. (vgl. Energybrainpool.com (2019))

Die **arbitragefreie hPFC-Berechnung** erklärt Brain Pool wie folgt:

*„[...] Das Profil der historischen Spot-Preise wird so über die aktuellen
Base- und Peak-Terminmarktpreise gelegt, dass sich diese im Mittelwert
genau treffen. Dadurch lässt sich die zukünftige Entwicklung der
Spotpreise gut annähern, ohne „gegen den Markt zu wetten“ – also
ausgehend von einer abweichenden Erwartung an die künftige
Preisverteilung spekulative Handelsentscheidungen zu treffen. Gerade
Letzteres soll nicht mit einer hPFC gemacht werden.“
(vgl. Energybrainpool.com (2019))*

Es werden Faktoren für die verschiedenen Lieferperioden (Monat, Quartal, etc.) erstellt. Diese Faktoren werden mit den Jahres-, Quartals oder Monats-Preisen multipliziert und ergeben ein Bild der zukünftigen Preisentwicklung auf Quartals-, Monats oder Tagessicht im betrachteten Lieferjahr. Es wird grundsätzlich immer vom nächsthöheren Lieferprofil abgeleitet, wie in den Formeln A-10.1 bis A-10.4 zu erkennen ist. Eine notwendige Bedingung der erstellten Ableitungen ist, dass diese als Mittelwert immer den Preis des genutzten gehobenen Lieferproduktes darstellt. Zum Beispiel werden über Faktoren Monatspreise von einem Quartalsprodukt abgeleitet. Die Monatspreise müssen zusammen wieder den Quartalspreis ergeben. Sonst entstehen Preisrisiken durch falsch bewertete Marktstrukturen. Beim Gasmarkt endet die Betrachtung beim Tagespreis. (vgl. Schnorr (2016))

$$\text{Jahrespreis} * \text{Quartalsfaktor} = \text{Quartalspreis}$$

A-10.1

$$\text{Quartalspreis} * \text{Monatsfaktor} = \text{Monatspreis} \quad \text{A-10.2}$$

$$\text{Monatspreis} * \text{Tagesfaktor} = \text{Tagespreis} \quad \text{A-10.3}$$

$$\text{Monatspreis} * \text{Stundenfaktor} = \text{Stundenpreis} \quad \text{A-10.4}$$

Der gewaltige Zuwachs der erneuerbaren Energien erhöht den Einfluss des Wetters auf die zukünftigen Preisentwicklung immens. Die Wetterstochastik hat einen signifikanten Einfluss auf die Profildüte, insbesondere die volatilen Einspeisungen der Windenergie haben laut Energy Brainpool einen „nicht-stetigen und nicht-linearen Einfluss“ auf den Markträumungspreis. Regelmäßig können Prognosen zur Einspeisung erneuerbarer Energien mit bis zu 3 Tagen Vorlauf als gut befunden werden. Dieser Vorlauf ist deutlich zu kurz für die hPFC. Der Effekt der erneuerbaren Energien kann zum Teil in Abbildung A-10.2 den Prognosefehlern zuzuordnen sein und führt bei den Versorgern zu wetterabhängigen Bezugskostenvariationen. Mit Glättungsfunktionen und Extremwetterfiltern können Spitzenpreise herausgefiltert werden. Brain Pool gibt hierbei zu bedenken, dass sich die hPFC damit mehr und mehr in eine „annahmegetriebene Prognose der Strompreisstruktur“ verwandelt und damit dem „Grundgedanken einer hPFC für die Kundenbepreisung“ widerspricht. Brain Pool hat als Alternative eine fundamentale hourly Price Forward Curve entwickelt, die fhPFC. (vgl. Energybrainpool.com (2019))

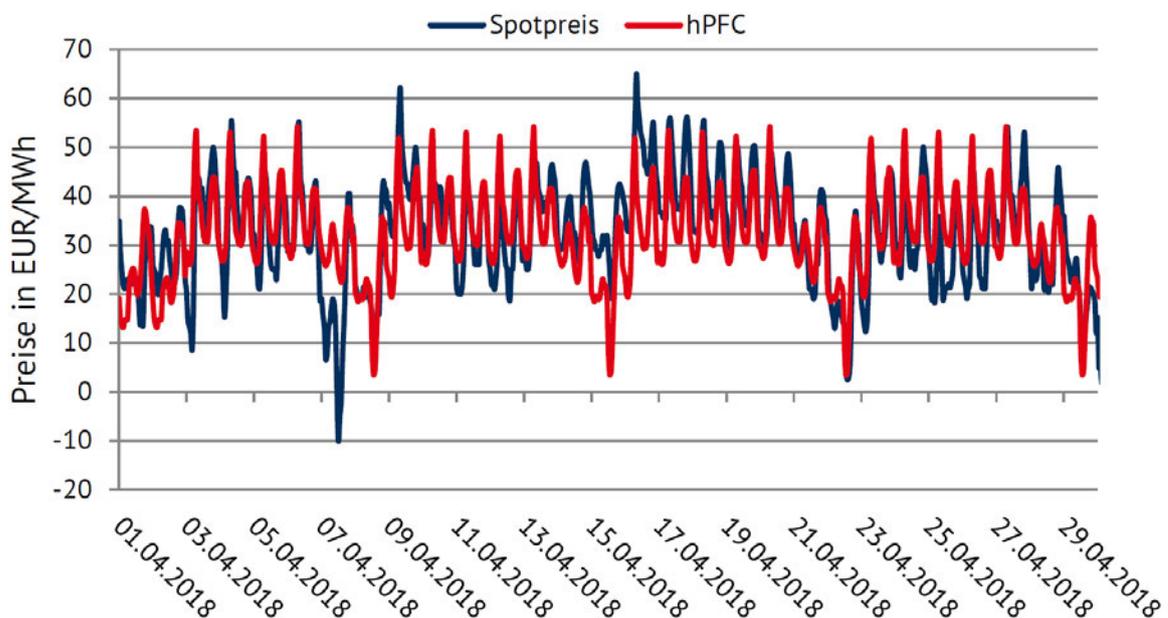


Abbildung A-10.2: Prognosefehler der hPFC gegenüber den Markträumungspreisen der EPEX Spot im April 2018

Quelle: Energybrainpool.com (2019)

Der Erfolg einer PFC kann erst nach Abschluss der Lieferperiode vollends analysiert werden. Die Güte ist stark abhängig von der gewählten mathematischen Methode und der Basis der Berechnung, den Stützperioden und Verarbeitung von Ausreißern in der Datensammlung. Der Aufwand zur Qualitätsanalyse der genutzten PFCs kann die Ressourcen kleinerer und mittlerer Stadtwerke und Versorger übersteigen. Hier kann ein Dienstleister mit seiner Expertise unterstützen. Von diesem erhält der Kunde ggfs. PFCs, die sich für viele andere Kunden bewährt haben. (vgl. Schnorr (2016))

In Abbildung A-10.3 hat Brain Pool den Einfluss der Prognose durch die Windeinspeisung bei einem Stromvertrieb mit 400 GWh/Jahr kalkuliert. Die Kostendifferenz ergibt sich aus HOH-hPFC-Profil und den am Spotmarkt realisierten Stundenpreisen. Es ist ein klarer Trend zu erkennen, dass hohe Einspeisungen erneuerbarer Energien, in diesem Fall Wind, zu deutlich günstigeren Marktkonditionen führen und dem Versorger bei Nutzung des HOH-Profiles Zusatzkosten entstanden sind. Bei SLP-Kunden (Standardisiertes Leistungsprofil) wäre der Einfluss weniger dramatisch. Bei RLM-Kunden (Registrierende Leistungsmessung) jedoch, sind die Zusatzkosten deutlich signifikanter. (vgl. Energybrainpool.com (2019) & Schnorr (2016))

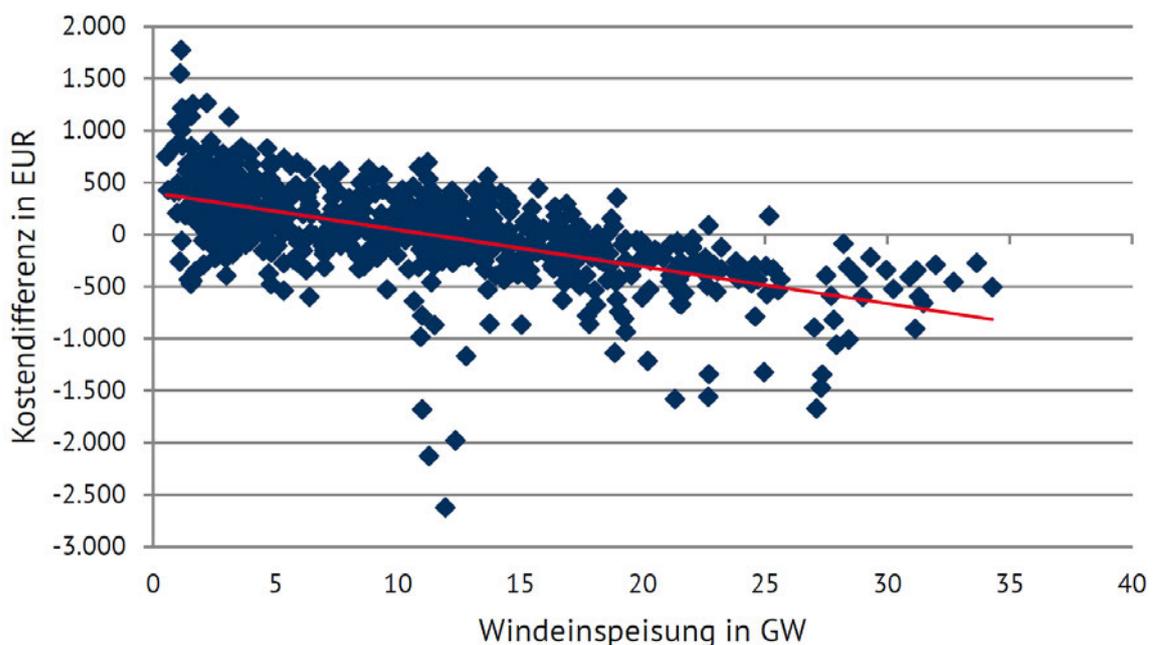


Abbildung A-10.3: Prognosefehler für Stromvertrieb mit 400 GWh/Jahr bei Beschaffung nach HOH-Profil im April 2018

Quelle: Energybrainpool.com (2019)

A-11 Risikominderungstechniken für OTC-Derivate nach EU-Verordnung

Im Kapitel 8 der Delegierten Verordnung (EU) 149/2013 werden verschiedene Risikominderungstechniken für OTC-Derivatekontrakte vorgeschrieben, die nicht durch eine zentrale Clearingstelle gecleart werden (vgl. Eur-Lex.Europa.eu (2012) & Eur-Lex.Europa.eu (2013)). Mit Hilfe dieser Risikominderungstechniken sollen

*„Finanzielle Gegenparteien und nichtfinanzielle Gegenparteien, die einen nicht durch eine CCP geclearten Derivatekontrakt abschließen, gewährleisten mit der gebührenden Sorgfalt, dass angemessene Verfahren und Vorkehrungen bestehen, um das operationelle Risiko und das Gegenparteiausfallrisiko zu ermessen, zu beobachten und zu mindern [...]“
(vgl. Eur-Lex.Europa.eu (2012) Titel II Artikel 11 Absatz 1)*

Die Risikominderungstechniken sind in der Tabelle A-11.1 aufgeführt und werden oberflächlich beschrieben.

Risikominderungstechniken für OTC-Derivatekontrakte nach Kapitel VIII der Delegierten Verordnung (EU) 149/2013	
Rechtzeitige Bestätigung (Artikel 12)	Elektronische Bestätigung so schnell wie möglich; spätestens jedoch innerhalb der vorgegebenen Frist (Produktanhängig); Meldepflicht von unbestätigten Transaktionen
Portfolioabgleich (Artikel 13)	Schriftliche oder elektronische Vereinbarung über die Modalitäten zum Portfolioabgleich vor Handelsgeschäft; gegenseitig oder durch qualifizierte Drittpartei; Frequenz (täglich bis einmal pro Quartal / Jahr) nach Anzahl der ausstehenden OTC-Derivatekontrakte
Portfoliokomprimierung (Artikel 14)	Gilt für finanzielle & nichtfinanzielle Gegenparteien mit mindestens 500 ausstehenden OTC-Derivatekontrakten außerhalb CCP; Prüfverfahren zur Minderung des Kontrahentenrisikos durch Portfoliokomprimierung; mindestens 2x jährlich
Streitbeilegung (Artikel 15)	Vor Abschluss von Handelsgeschäften vereinbaren Gegenparteien Verfahren und Prozesse zur Überwachung und Aufzeichnung dieser; dient der schnelleren Streitbeilegung; Offene Forderung über mehr als 15 Mio. EUR seit mehr als 15 Geschäftstagen sind meldepflichtig
Marktbedingungen, die eine Bewertung zu Marktpreisen verhindern (Artikel 16)	Inaktiver Markt – Preise sind nicht regelmäßig und ohne weiteres verfügbar und Transaktionen weichen stark von marktüblichen Bedingungen ab; Plausible Zeitwertschätzungen mit hoher Streuung und nicht hinreichend kalkulier- und bewertbar
Kriterien für eine Bewertung nach Modellpreisen (Artikel 17)	Finanzielle & nichtfinanzielle Gegenparteien verfügen über Modell; muss die verschiedenen relevanten Faktoren und Marktbewertungsinformationen einbeziehen; anerkannte Prozesse zur Bepreisung von Finanzinstrumenten; Kalibrierung und Validierung der Modelle; Dokumentation
Angaben zu gruppeninternen Geschäften in der Benachrichtigung der zuständigen Behörde (Artikel 18)	Schriftlicher Antrag oder Mitteilung mit Einzelheiten des gruppeninternen Handelsgeschäfts an zuständige Behörde; Angabe der wichtigsten und relevanten Geschäftsdaten; zur Verfügungstellung von Informationen über Risikomanagementverfahren, historischen Transaktionsdaten und weiteren relevanten Informationen nach Artikel 11 Absatz 6 bis 10 der Verordnung (EU) Nr. 648/2012; ggfs. Rechtsgutachten
Angaben zu gruppeninternen Geschäften in der Mitteilung an die ESMA (Artikel 19)	Schriftliche Übermittlung an ESMA; innerhalb eines Monats (für Benachrichtigungen und Entscheidungen); Angabe der wichtigsten und relevanten Geschäftsdaten nach Artikel 18; Angabe über Entscheidung (positiv oder abschlägig) mit entsprechenden Gründen und Bedingungen
Zu veröffentlichende Informationen über die Befreiung gruppeninterner Geschäfte (Artikel 20)	Nennung der rechtmäßigen Gegenparteien; ihre Beziehung; wurden gruppeninterne Handelsgeschäfte befreit?; Gesamtsummebetrag der befreiten OTC-Derivatekontrakte

Tabelle A-11.1: Risikominderungstechniken für OTC-DerivatekontrakteQuelle: *Eur-Lex.Europa.eu (2013)*

A-12 Minderung von Manipulationsrisiken im OTC-Derivatehandel

Die Intransparenz im OTC-Handel birgt Manipulationsrisiken. Für den Strommarkt hat die EU die REMIT (*Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*) Verordnung geschaffen. Hierdurch sollen die Integrität und Markttransparenz auf dem Energiemarkt verbessert werden und damit das Risiko für Manipulation und Insiderhandel vermindert. Die gesetzlich verbindlichen Meldepflichten werden in Deutschland von der Bundesnetzagentur überwacht. (vgl. Next-Kraftwerke.de (2023a))

REMIT - Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency

Die REMIT ist als Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 „über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts“ am 28. Dezember 2011 in Kraft getreten. Sie soll den Energiegroßhandelsmarkt gegen Insiderhandel und Marktmanipulation schützen. Kernpunkt ist das Verbot von Marktmissbrauch und -manipulation. Hierzu wurden Regelungen zur Marktüberwachung erlassen. Des Weiteren wurde eine weitreichende Datenmeldepflichtung eingeführt. In Deutschland überwacht die Bundesnetzagentur die Einhaltung. Hierzu wurde sie im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) mit den notwendigen Befugnissen zur Durchsetzung und Aufsicht versorgt. Für Zuwiderhandlungen wurden entsprechende Strafvorschriften eingeführt. Der Energiegroßhandel muss Insider-Informationen in Bezug auf Handels- und Fundamentaldaten melden. (vgl. BMWK.de (2023a))

Als **Insider-Information** gilt nach Artikel 2 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates

„[...] eine nicht öffentlich bekannte präzise Information, die direkt oder indirekt ein oder mehrere Energiegroßhandelsprodukte betrifft und die, wenn sie öffentlich bekannt würde, die Preise dieser Energiegroßhandelsprodukte wahrscheinlich erheblich beeinflussen würde. [...]“ (vgl. Eur-Lex.Europa.eu (2011), Artikel 2, Punkt 1)

Als **Marktmanipulation** gilt nach Artikel 2 zum Beispiel

„[...] der Abschluss einer Transaktion oder das Erteilen eines Handelsauftrags für Energiegroßhandelsprodukte, der bzw. die falsche oder irreführende Signale für das Angebot von Energiegroßhandelsprodukten, die Nachfrage danach oder ihren Preis gibt oder geben könnte, [...]“
(vgl. Eur-Lex.Europa.eu (2011), Artikel 2, Punkt 2, a und i)

oder

„[...] die Verbreitung von Informationen über die Medien einschließlich dem Internet oder auf anderem Wege, die falsche oder irreführende Signale für das Angebot von Energiegroßhandelsprodukten, die Nachfrage danach oder ihren Preis geben oder geben könnten, u. a. durch Verbreitung von Gerüchten sowie falscher oder irreführender Nachrichten, wenn die diese Informationen verbreitende Person wusste oder hätte wissen müssen, dass sie falsch oder irreführend waren. [...]“
(vgl. Eur-Lex.Europa.eu (2011), Artikel 2, Punkt 2, b)

Des Weiteren gibt es noch die Kategorie „Versuch der Marktmanipulation“.

A-13 Hedging mit Swaps am Strommarkt

Möchte zum Beispiel ein Erzeuger auf dem Strommarkt die Erlöse für seine Stromproduktion an einen festen Strompreis koppeln, kann er als Käufer (Swapkäufer) bei einem Emittenten (Swapverkäufer) einen passenden Swap-Vertrag abschließen. Hierbei reicht der Erzeuger den variablen Strompreis vom Spotmarkt an den Swap-Emittenten weiter. Von diesem erhält der Erzeuger wiederum den zuvor vertraglich festgehaltenen Preis zurück, indem je nach Marktpreis ein Cashflow (durch Ausgleichszahlungen) zwischen Käufer und Verkäufer des Swaps fließt. Das Prinzip wird **Fixed-For-Floating Swap** oder auch **Plain Vanilla Swap** genannt und ist in Abbildung A-13.1 dargestellt. Es zeigt sowohl die physischen (Strom gegen Erlös) als auch rein finanziellen (Ausgleichszahlungen) Strom- und Geldflüsse. (vgl. Längauer (2015))

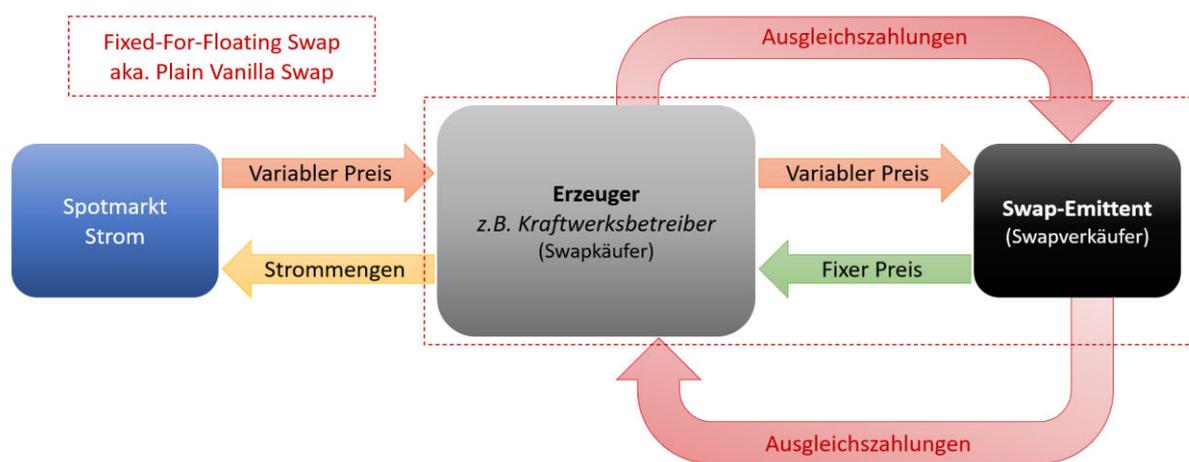


Abbildung A-13.1: Cashflows bei Nutzung eines Fix-For-Floating Swaps

Quelle: Nach dem Modell von Längauer (2015) mit eigenen Ergänzungen

Es gibt auch Swaps, die einen variablen Preis in einen anderen variablen Preis umwandeln. Hierbei werden zwei unterschiedliche variable Zahlungsströme gegeneinander getauscht („geswapt“). Längauer unterteilt diese in die Kategorien (vgl. Energysales.Vattenfall.de (2023a) & Längauer (2015)):

- **Cross-Commodity-Swaps** – Zum Beispiel ein *Spark Spread Swap* für ein Gaskraftwerk. Dieser wird durch die Bündelung von zwei Fixed-For-Floating Swaps erstellt. Zum einen für den Stromverkauf zum fixen Preis, zum anderen für den Gaseinkauf zum fixen Preis.
- **Ortsbasiswaps**
- **Time Spread Swaps**

Spark Spread

Der *Spark Spread* ist regelmäßig die Differenz zwischen dem Verkauf einer Einheit Strom und dem Kauf einer Einheit Gas zur Produktion dieser Einheit Strom. Es ergibt sich die Bruttomarge eines Gaskraftwerks ohne Betriebskosten, Wartungskosten, Kapitalkosten und weitere. Diese müssen über den Spark Spread abgegolten werden. Somit ist der Spark Spread eine wichtige

Größe für die Profitabilität eines Gaskraftwerks. Analog gibt es für Kohlekraftwerke den *Dark Spread*. Eine Erweiterung von Spark und Dark Spread sind die erweiterten Clean Spark und Clean Dark Spreads. Diese berücksichtigen auch die Kosten für EUA Zertifikate (CO₂) in Folge der Verbrennung von Kohlenwasserstoffen (Methan in Erdgas, Braunkohle, Steinkohle, etc.). (vgl. Wikipedia.org (2020))

Mit der folgenden Formel A-13.1 lässt sich der Spark Spread S berechnen. Hierbei ist P_E der Preis für eine Einheit Strom, P_G der Preis für eine Einheit Gas zur Produktion der Einheit Strom und η_{el} entspricht dem elektrischen Wirkungsgrad des Gaskraftwerks. Dieser liegt in Deutschland bei etwa 50 % im Durchschnitt. Als Einheit wird regelmäßig €/MWh verwendet (vgl. Wikipedia.org (2020)):

$$S = P_E - \frac{P_G}{\eta_{el}} \quad \text{A-13.1}$$

Spark Spread Swap

In Abbildung A-13.2 ist die Nachbildung eines Spark Spread Swaps auf Basis von 2 Fixed-For-Floating Swaps zu erkennen. Je einer zum Fixieren des Strom- und Gaspreises. Zwischen dem Swapkäufer (hier Erzeuger als Gaskraftwerk) und den Swap-Emittenten fließt je nach Marktpreisen für Strom und Gas ein Cashflow als Ausgleichszahlung im Verhältnis zum vertraglich vereinbarten Fixpreis für Stromverkauf und Gaseinkauf. Mit dem Fixed-for-Floating (FfF) Swap #1 tauscht der Erzeuger einen variablen Marktpreis als Erlöse für seinen produzierten Strom gegen einen Fixpreis, mit dem FfF Swap #2 fixiert der Erzeuger seine Kosten für die entsprechenden Gasmengen, die er für einen bestimmten Lieferzeitraum benötigt gegen den volatilen Marktpreis zu diesem Zeitpunkt am Spotmarkt. Durch den Spark Spread Swap kann der Kraftwerksbetreiber seine Marge für die Zukunft hedgen („absichern“). (vgl. Längauer (2015))

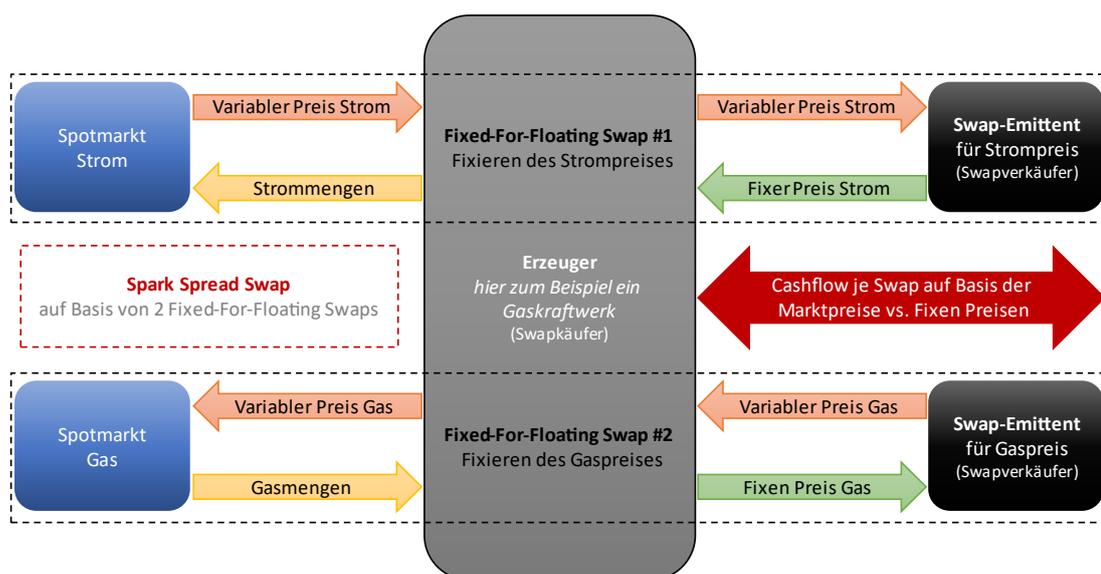


Abbildung A-13.2: Spark Spread Swap für ein Gaskraftwerk

Quelle: Nach dem Modell von Längauer (2015) mit eigenen Ergänzungen

A-14 Kurzerklärung der Paragraphen im CSA Annex

	Paragraf	Inhalt
§1	Definitions and Interpretations	Erweitert die Definitionen auf den Anhang 1 („Defined Terms“) des CSA für Begriffe und Bezeichnungen, wie z.B. EURIBOR. Regelt die Interpretation von Verweisen auf Paragraphen.
§2	Valuation Agent and Determination of Valuations	Definiert den Valuation Agent (Berechnungsstelle) und die Gegenwert-Bestimmung des Exposures. Regelt den Inhalt der Mitteilungen zum Bewertungszeitpunkt an die Parteien.
§3	Credit Support Obligations	Verpflichtung zum Ausgleich des Exposure mit Eligible Credit Support (Berechtigten Vermögenswerten); definiert Fristen
§4	Return of Eligible Credit Support	Definiert die Rückzahlung von Überschuss bei Vermögenswerten; definiert Fristen
§5	Minimum Transfer, Threshold and Independent Amounts	Definiert Schwellen (Threshold) für Zahlungsströme im Allgemeinen oder spezifisch nach Instrument; Mindestüberweisungsbeträge
§6	Exchange of Eligible Credit Support	Vermögenswerte zur Besicherung können durch andere Mittel substituiert werden.
§7	Transfer of Title, Representation and No Security Interest	Titel der Vermögenswerte werden ohne Recht auf Gebühren, Zinszahlungen, Ansprüchen Dritter, etc. übertragen (Vollrechtsübertragung); Sicherheitengeber muss Besitz oder Recht zur Nutzung nachweisen; keine Verzinsung der Vermögenswerte
§8	Dispute Resolution	Definiert Regeln zur Streitbeilegung bei Unstimmigkeiten; unbestrittene Beträge müssen bezahlt werden; aktive Streitschlichtung der Parteien, ggfs. Neuberechnung durch Valuation Agent; §10 Material Reason (Sachgrund) findet währenddessen keine Anwendung auf die beanstandete Summe
§9	Interest income on Cash	Bargeld als Vermögenswert wird nach dem Zinssatz in §14.8 des CSAs gezahlt; zum ersten des Monats fällig; in der Regel wird die Euro Short-Term Rate (ESTER) verwendet (vgl. Schneegans (2023c))
§10	Material Reason	Definiert weitere Sachgründe neben den aus §10.3 des EFET General Agreements (<i>Term and Termination Rights – Termination for Material Reason</i> , siehe Anhang B-1) und damit Gründe zur Beendigung der Geschäftsbeziehungen
§11	Termination of the Agreement	Regelungen bei (frühzeitiger) Beendigung der Geschäftsbeziehungen.
§12	Expenses	Jede Partei kommt für die eigenen Kosten auf und trägt keine Verpflichtung zur Begleichung der Kosten des anderen.
§13	Bank Accounts	Bankdaten der Parteien zur Zahlung von Cash als Vermögenswert und damit verbundene Zinszahlungen nach §9
§14	Specifications	Definiert Parameter wie Mindestüberweisungsbeträge, Schwellenwerte, Bewertungszeitpunkte, Valuation Agent, Zins nach §9, Hauptwährung, Rundungen der Beträge und weiteres.

Tabelle A-14.1: Definitionen der Paragraphen des CSA als Muster in Anhang B-2

Quelle: Eigene Analyse von EFET.org (2021) unter Hilfe von Holzmüller (2009)

A-15 Credit-VAR-Modelle (CVAR)

CVAR Modelle kalkulieren das maximale Kreditverlustpotenzial eines definierten Szenarios. Dabei wird ein Verlustlimit modelliert mit einer vorgegebenen Wahrscheinlichkeit (z.B. 95 % oder 99 % Confidence-Intervall) über eine bestimmte Zeit. Die Risiko-Masszahl Value at Risk (VaR) definiert damit den maximalen Verlust, der mit dem gewählten Confidence-Intervall über die gewählte Periode auftreten wird. (vgl. Wiki.HSLU.ch (2021))

Es wird eine binäre Zufallsvariable mit dem Modell abgebildet. Das maximale Kreditverlustpotential ergibt sich dann als Summe der binären, korrelierenden Zufallsvariablen. Das typische Ergebnis ist eine schiefe Verteilung der Kreditrisiken, wie in Abbildung A-15.1 zu sehen ist. (vgl. KPMG.com (2021)) Daraus ableiten lässt sich:

„[...] In einem Handelsportfolio treten mit hoher Wahrscheinlichkeit überhaupt keine Kreditrisikoverluste auf, mit geringen Wahrscheinlichkeiten sehr hohe Verluste. [...]“ (vgl. KPMG.com (2021))

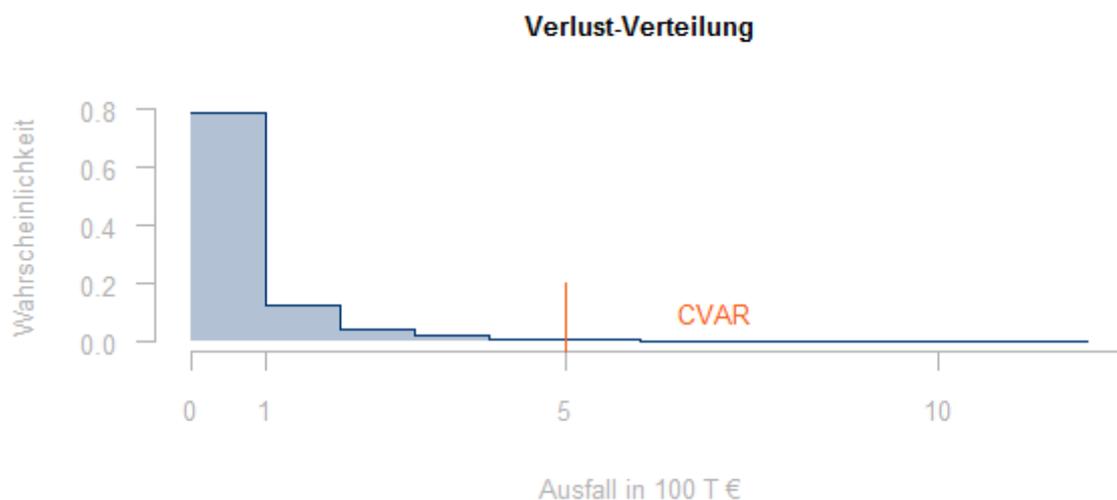


Abbildung A-15.1: Typische schiefe Verteilung der Kreditrisiken

Quelle: *Energiewirtschaft.blog* (2016)

Die folgenden Nachteile unterbinden eine nachhaltige Verbreitung dieser Modelle (vgl. *Energiewirtschaft.blog* (2016)):

- Kalkulation und Modellierung übersteigt die Möglichkeiten von MS Excel
- Der Mehrwert bei weniger als 20 Handelspartnern ist sehr gering bis nicht spürbar

Der CVAR wird durch Kreditlinienvergabe an Handelspartner mit ausgezeichneter Bonität nicht beeinflusst. Auch bei großen Handelsportfolien ist der Mehrwert überschaubar. Marianne Diem empfiehlt daher die Nutzung eines *Conditional VARs*. Dieser beziffert den erwarteten Ausfall, sollte der CVAR überschritten werden. (vgl. *Energiewirtschaft.blog* (2016))

Über die Analyse von historischen Daten können weitere Korrelationsfaktoren abgeleitet werden. Das unterstützt die Genauigkeit der Ergebnisse und unterbindet die Überschätzung des Kreditrisikos. Das Gewicht eines CVARs ist sehr stark abhängig von der Güte der Daten und dem Wert des analysierten Handelsportfolios. (vgl. KPMG.com (2021))

Das Value at Risk beschreibt das maximale Verlustpotenzial für eine gewählte Wahrscheinlichkeit p . Daraus ergibt sich das Konfidenzniveau α über (vgl. Wiki.HSLU.ch (2021)):

$$\alpha = 1 - p$$

A-15.1

In Abbildung A-15.2 ist das Konfidenzniveau von 95 % zu sehen. Damit ergibt sich eine Ausfallwahrscheinlichkeit von 5 %, dass das per CVAR definierte, maximale Kreditverlustpotenzial überschritten wird. (vgl. Wiki.HSLU.ch (2021))

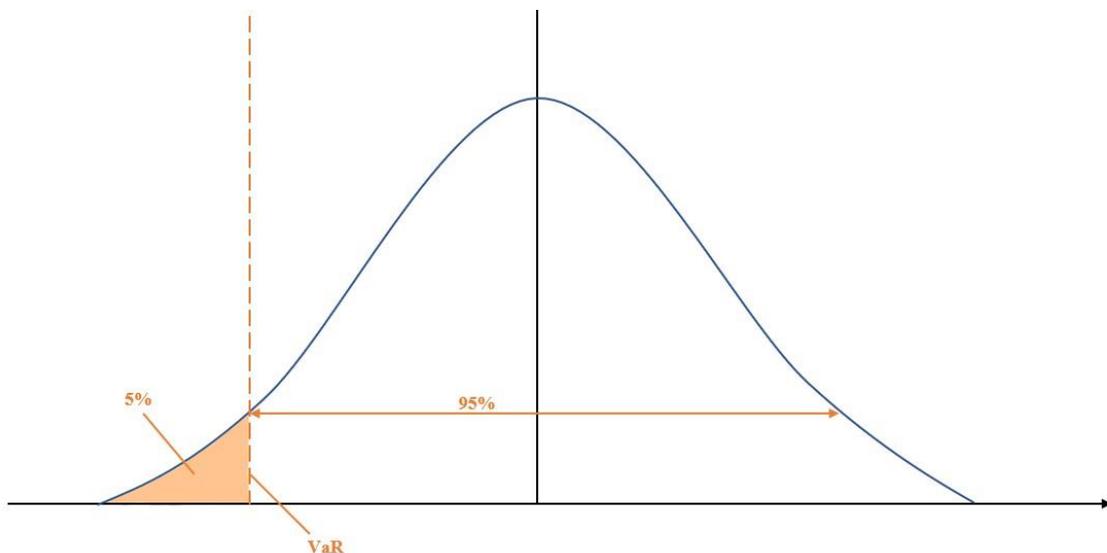


Abbildung A-15.2: Grafische Darstellung des Value at Risk

Quelle: Wiki.HSLU.ch (2021)

Für das CVAR gibt es verschiedene Voraussetzungen (vgl. Wiki.HSLU.ch (2021)):

- Separierung der Risiken in Einzelkategorien und Ableitung einer passenden Verteilungsfunktion
- Korrelation der Einzel-Risiken muss bekannt oder schätzbar sein
- Stabile und prognostizierbare Eigenschaften der Risiken über die Zeit (ohne Extremszenarien)
- Vertrauensvolle und ausreichende Datenbasis

Zu den möglichen Konzepten gehören **analytische Modelle** (z.B. Varianz-Kovarianz-Ansatz) oder **Simulationsmodelle** auf Basis von historischen Daten (Historische Simulation) bzw. eine Monte-Carlo-Simulation. (vgl. Wiki.HSLU.ch (2021))

A-16 Zahlungsflüsse beim Hedging mit Terminkontrakten während der Lieferperiode

Während der finanziellen Lieferung (financial Settlement) bei den Terminkontrakten entstehen Ausgleichszahlungen als Soll (werden gutgeschrieben) oder Haben (in Rechnung gestellt) auf dem Konto des zentralen Clearing Houses. Der Wert und die Verteilung sind abhängig von der täglichen EPEX Spot Stundenauktion und dem Beschaffungspreis der jeweiligen Positionen in dem Kontrakt. Die Ausgleichszahlungen werden täglich getätigt und bei Kombination mit der physischen Lieferung an der EPEX Spot direkt verrechnet. Bei einer 100 % Eindeckung (Gleiches Volumen im Future- und Spot-Markt gekauft) am Terminmarkt würden sich die Forderungen des Clearing Houses auf die per Future gesicherten Preise beschränken. (vgl. Schneegans (2023b))

Kaufte ein Marktteilnehmer z.B. das Frontjahr Cal-22 im German Power Base Future mit einem Beschaffungspreis zum Beginn der Lieferung von 100,- €/MWh als gewichteter Durchschnitt während der Bewirtschaftungsperiode von vielleicht 3 Jahren im Voraus hätten sich in der Theorie die täglichen Cashflows (Zahlungsflüsse) nach Abbildung A-16.1 ergeben. Die Margin wird erst nach Ende der Lieferung zurückgezahlt (vgl. Abbildung 3.14 aus Kapitel 3.5).

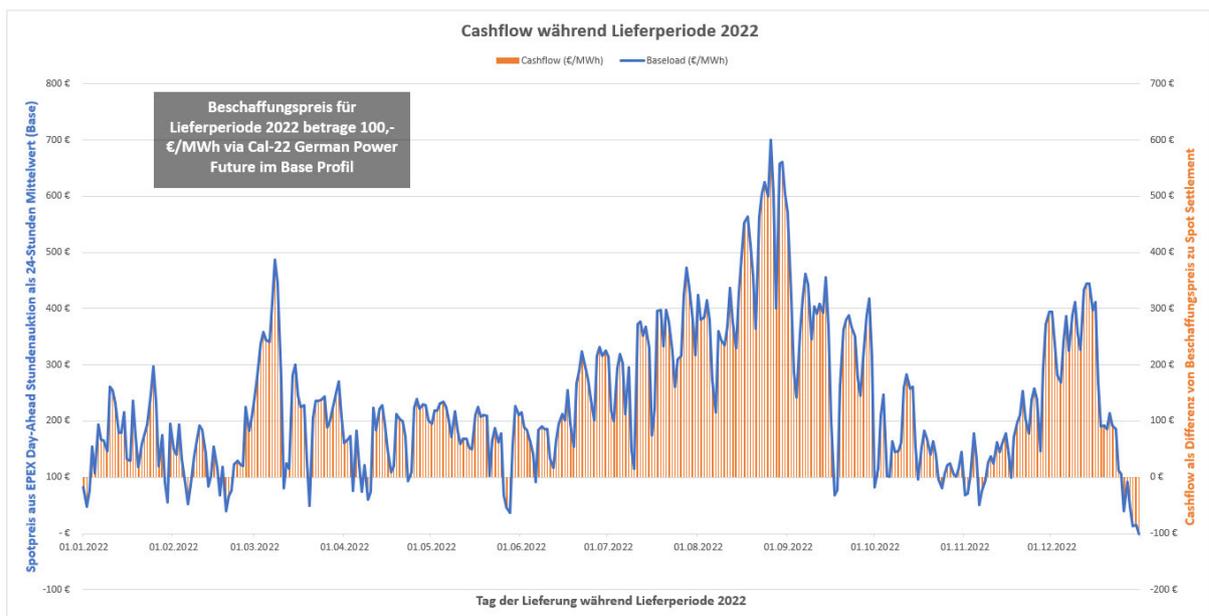


Abbildung A-16.1: Cashflow während Lieferperiode 2022

Quelle: Erstellt mit Daten von MCP (2023b), vergrößert in Anhang C-12 zu finden

Der Cashflow ergibt sich als Differenz aus dem Markträumungspreis im Base Lastprofil auf Basis der Settlements in den EPEX Spot Stundenauktionen und dem Beschaffungspreis (gewichteter Preis der gekauften Kontrakte im Cal-22 Base Future). Der Betrag des gutgeschriebenen Cashflows hätte in diesem Beispiel 50.807,07 € pro Lot (1 MW), der Betrag des in Rechnung gestellten Cashflows hätte -1.365,61 € pro Lot (1 MW) ergeben. In Summe hätte der Marktteilnehmer pro Lot 49.441,46 € über das Lieferjahr erhalten. Im Mittel hätte der Marktteilnehmer einen um 135,46 €/MWh besseren Beschaffungspreis erzielt als die reine Spot-Beschaffung als Benchmark.

A-17 SPAN® Risikoanalyse als Industriestandard

SPAN® ist ein Industriestandard und wird weltweit bei über 50 Börsen und Clearingstellen eingesetzt. Er dient zur statistischen Risikoanalyse und wurde von der CME in den 90er Jahren erfunden. „What-Ifs“ für verschiedene Marktsituationen sind der Grundbaustein dieser Analyse. SPAN® war der Pionier bei der Berechnung der Margin ausschließlich auf dem Rücken des Portfolio-Risikos. Hierbei wird das Portfolio-Risiko sowohl für die Kunden- als auch für die Clearing-Ebene analysiert. Die CME Group definiert SPAN® als „*marktsimulationsbasiertes Value-at-Risk-System*“. Durch diese statistische Risikoanalyse soll ein effizienter Ausgleich zwischen den an die Marktbedingungen angepasste Margin-Größe und dem gebundenen Kapitel erreicht werden können. Neben dem Einsatz bei Derivaten (Future, Optionen) findet dieser Industriestandard zum Beispiel auch Anwendung bei der Risikoanalyse von Aktien-Positionen. (vgl. CMEGroup.com (2019/a) & ECC.de (2023/b))

Herz der SPAN® Risikoanalyse ist die Berechnung des maximal möglichen Verlusts eines Portfolios auf Basis von Vorgaben der Börse oder Clearing Stelle. Die geschieht durch Simulationen von extremen Marktbewegungen, grundsätzlich werden 16 verschiedene Szenarien simuliert. Diese Basis-Szenarien, auch „Scan-Points“ genannt, sind in der Tabelle A-17.1 zu finden und basieren auf 8 angenommenen Preisbewegungen kombiniert mit 2 möglichen Bewegungen der Volatilität (Up, Down). Die Börsen und Clearing Stellen sind allerdings frei in der Gestaltung der Risikoparameter. Für die Berechnungen werden Produkte in gemeinsame Kategorien unterteilt und analysiert. Zum Beispiel Produkte mit demselben Basiswert (Underlying), wie Future und Optionen auf den gleichen Index. In einem zweiten Schritt werden die verschiedenen Ergebnisse der verschiedenen Kategorien kombiniert und Offsets reduziert bzw. ihre P/L kombiniert (Netting). (vgl. CMEGroup.com (2019/a) & ECC.de (2023/b))

Scenario	Underlying Price Scan Change	Volatility Scan Change	Scenario	Underlying Price Scan Change	Volatility Scan Change
1	UNCHANGED	UP	9	DOWN 67%	UP
2	UNCHANGED	DOWN	10	DOWN 67%	DOWN
3	UP 33%	UP	11	UP 100%	UP
4	UP 33%	DOWN	12	UP 100%	DOWN
5	DOWN 33%	UP	13	DOWN 100%	UP
6	DOWN 33%	DOWN	14	DOWN 100%	DOWN
7	UP 67%	UP	15	UP 300%	UP
8	UP 67%	DOWN	16	DOWN 300%	DOWN

Tabelle A-17.1: SPAN® Basis-Szenarien

Quelle: ECC.de (2023b)

Das Szenario mit dem größten potenziellen Verlustrisiko einer Produktgruppe wird als „*aktives Szenario*“ definiert und gilt als Grundlage zur Berechnung der SPAN® Initial Margin. Das Risiko des aktiven Szenarios ergibt durch Multiplikation mit der Netto-Position der einzelnen Produktgruppen die jeweilige SPAN® Initial Margin. (vgl. ECC.de (2023b))

A-18 ECC's Line of Defence – Der ECC Default Fund als 5. Verteidigungslinie bzw. Sicherheitsrücklage

Die ECC besitzt zur Sicherheit eine Rücklage in Form des ECC Default Funds. Dieser soll bei dem Ausfall eines Clearing Partners als „Airbag“ dienen. Allerdings erfolgt die vollständige Nutzung laut der ECC „Line of Defense“ (siehe Tabelle A-18.1) erst als 5. Sicherungsring. Nach Abbildung A-18.1 wird zuvor erst die hinterlegte Margin und der Anteil am Default Fund des insolventen Clearing Partners verwendet (*Margins & Default Fund defaulting CM*). Danach tritt die ECC mit Eigenmitteln von derzeit 35 Mio. € ein, diese werden auch als ECC's „Skin-in-the-Game“ (SITG) bezeichnet. Anschließend werden die Rücklagen der non-defaulting (solventen) Clearing Partner aus dem Default Fund verwendet. Diese Regelung basiert auf der Europäischen Marktinfrastrukturverordnung (EMIR). Der „Default Waterfall“ definiert das Management im Falle des Ausfalls eines Clearing-Partners der ECC. (vgl. ECC.de (2023b) & ECC.de (2023c) & ECC.de (2023d))

Financial Resources Available for the Management of a Default Event

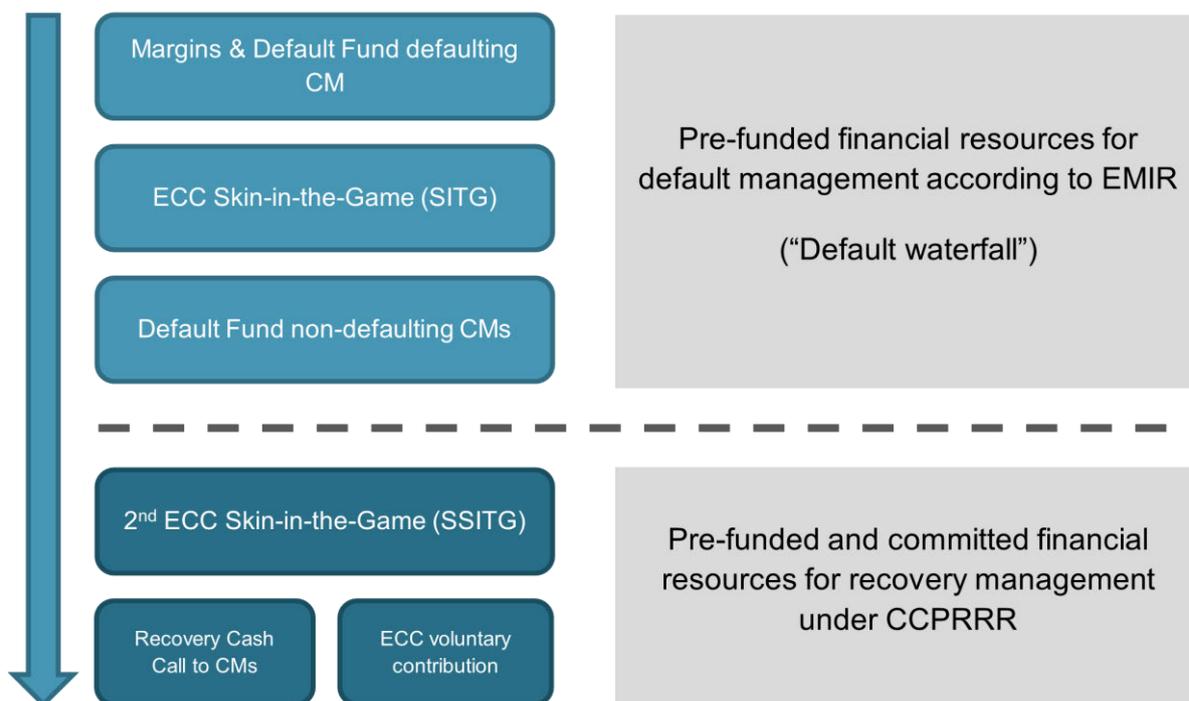


Abbildung A-18.1: Line of Defence der ECC mit dem "Default waterfall"

Quelle: ECC.de (2023d)

Die 7 *Lines of Defence* der ECC sind in der Tabelle A-18.1 zu finden. Dort werden sie des Weiteren stichpunktartig beschrieben.

	Line of Defence	Beschreibung
1	Zulassungskriterien für Clearing-Mitglieder Clearing Member Admission Criteria	<ul style="list-style-type: none"> • Strenge Zulassungsvoraussetzungen • Prüfung der finanziellen Situation und Risiko- und Sicherheitsprozesse der CMs • Monitoring seitens der ECC • Marktteilnehmer erhalten nur über zugelassene Clearing-Partner am Markt Zugang („Principal-to-Principal“ System) • Ausfallwahrscheinlichkeit eines Clearing-Partners soll hierdurch minimiert werden
2	Management-Prozesse für Kontrahentenrisiko Counterparty Risk Management Processes	<ul style="list-style-type: none"> • Exposure Limits für CMs • Variation Margin wird täglich gesetzt, ggfs. auch Intraday bei starken Marktbewegungen • Adjustierung von Risikoparametern
3	Sicherheit durch Margin Margin Collateral	<ul style="list-style-type: none"> • Schutz bei Ausfall eines CM • Für Derivate, Spot mit Lieferung • Ggfs. spezielle Zusatzmargins
4	Eigenmittel der ECC ECC's Dedicated Own Resource	<ul style="list-style-type: none"> • ECC's „Skin-in-the-Game“ (SITG) • Rücklage der ECC über derzeit 35 Mio. € • Finanzmarktregulierung schafft damit Anreiz für die ECC als zentrale Gegenpartei (CCP) für korrektes Risikomanagement
5	Ausfallfonds Default Fund	<ul style="list-style-type: none"> • Sicherheitsrücklage bei Ausfall eines Clearing-Partners, dessen Margin nicht die Verluste abdeckt • Besteht aus: <ul style="list-style-type: none"> ○ Basis Default Fund Contribution pro CM ○ Additional Default Fund Contribution pro CM ○ Supplementary Margins (EoD & Intraday) • Gegenwert soll nach Möglichkeit das Exposure der beiden größten Clearing-Member abdecken können
6	Weitere Eigenmittel der ECC ECC's Additional Dedicated Own Resources	<ul style="list-style-type: none"> • „Second Skin-in-the-Game“ (SSITG) der ECC • Weitere Rücklage der ECC über derzeit 15 Mio. € • Analog zu SITG Verstärkung des Anreizes für adäquates Risikomanagement der ECC als CCP
7	Weitere zugesagte Finanzmittel Committed Additional Financial Resources	<ul style="list-style-type: none"> • Recovery Cash Call to CMs <ul style="list-style-type: none"> ○ Begrenzt auf Default Fund Anteil des CM pro Auftreten eines Ausfalls ○ Max 3x innerhalb 90 Tagen • ECC Voluntary Contribution <ul style="list-style-type: none"> ○ Weitere Rücklagen in Höhe von 50 Mio. €

Tabelle: A-18.1: ECC's "Line of Defence"

Quelle: Erstellt mit ECC.de (2023d)

A-19 Berechnungsgrundlagen Marktwert (Energieträgerspezifischer Monatsmarktwert)

Im Folgenden näheres zu den jeweiligen Berechnungsgrundlagen je Energieträger nach dem EEG-Gesetz mit den jeweiligen Formeln A-19.1 bis A-19.3 (vgl. Gesetze-Im-Internet.de (2023)):

Windenergie an Land (Wind Onshore)

Dieser entspricht dem „[...] *tatsächlichen Monatsmittelwert [MW] des Marktwerts von Strom aus Windenergieanlagen an Land [...]*“ (vgl. Gesetze-Im-Internet.de (2023)). Dieser wird über den Spotmarktpreis bestimmt, indem der je Stunde gemittelte Spotmarktpreis, mit der in der jeweiligen Stunde produzierten Strommenge multipliziert wird. Die resultierende Summe über alle Stunden n wird durch die Strommenge des Monats dividiert. (vgl. Gesetze-Im-Internet.de (2023))

$$MW_{Wind\ an\ Land} = \frac{\sum_{i=1}^n Preis_{i,Wind\ an\ Land}^{\emptyset\ je\ Stunde} * Strommenge_{i,Wind\ an\ Land}^{\emptyset\ je\ Stunde}}{\sum_i Strommenge_{i,Wind\ an\ Land}^{\emptyset\ je\ Stunde}} \quad A-19.1$$

Windenergie auf See (Wind Offshore)

Dieser wird analog zum tatsächlichen Monatsmittelwert (MW) für Windenergie an Land berechnet. Auch hier ist die Entwicklung des Spotmarktpreises die Berechnungsgrundlage, arithmetisch gewichtet über die Strommenge (vgl. Gesetze-Im-Internet.de (2023)).

$$MW_{Wind\ auf\ See} = \frac{\sum_{i=1}^n Preis_{i,Wind\ auf\ See}^{\emptyset\ je\ Stunde} * Strommenge_{i,Wind\ auf\ See}^{\emptyset\ je\ Stunde}}{\sum_i Strommenge_{i,Wind\ auf\ See}^{\emptyset\ je\ Stunde}} \quad A-19.2$$

Solare Strahlungsenergie (Solar)

Analog wird der tatsächliche Monatsmittelwert (MW) auch für die Solarenergie berechnet. Auch hier wird die Entwicklung des Spotmarktpreises als Berechnungsgrundlage genutzt, arithmetisch gewichtet über die Strommenge (vgl. Gesetze-Im-Internet.de (2023)).

$$MW_{Solar} = \frac{\sum_{i=1}^n Preis_{i,Solar}^{\emptyset\ je\ Stunde} * Strommenge_{i,Solar}^{\emptyset\ je\ Stunde}}{\sum_i Strommenge_{i,Solar}^{\emptyset\ je\ Stunde}} \quad A-19.3$$

Strommengen

Die Strommengen werden nach dem EEG-Gesetz (vgl. Gesetze-Im-Internet.de (2023)) durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) auf einer Internetseite veröffentlicht. Die Berechnungen basieren auf „[...] *einer repräsentativen Anzahl von gemessenen Referenzanlagen erstellte Online-Hochrechnung der Menge des tatsächlich erzeugten Stroms [...]*“ aus Wind- und Solarenergieanlagen. Gefordert ist eine stündliche Auflösung mit zügiger Datenbereitstellung. Netzbetreiber-seitige Reduzierungen der Erzeugungsleistung werden in der Hochrechnung nicht berücksichtigt.

A-20 Spezifischer idealer Speicherbedarf zur Veredlung von volatilem grünem Strom aus erneuerbaren Energien in gesicherte Leistung

Im Working Paper No. 5950 hat er Prof. em. Dr. Dr. h.c. mult. Hans-Werner Sinn die Stromproduktion der Wind- und Solarenergie für das Jahr 2014 analysiert. Hierbei wurden auf Basis der Stundenproduktion der Jahres-Mittelwert und die wichtige gesicherte Leistung (99,5 % Verfügbarkeit) bestimmt (siehe Abbildung A-20.1). Für die Windenergie kam bei einer installierten Kapazität von 35,92 GW (~ 24.000 WEAs) ein Jahres-Mittelwert von 5,85 GW (16,3 % der installierten Leistung) heraus. Die gesicherte Leistung lag gerade einmal bei 0,13 GW (0,36 %). Bei der Solarenergie lag die Kapazität bei 37,34 GW. Für das Jahr 2014 ergab sich ein Jahres-Mittelwert von 3,70 GW (9,9 %). Die gesicherte Leistung ist physikalisch bedingt null! (vgl. Sinn (2017))

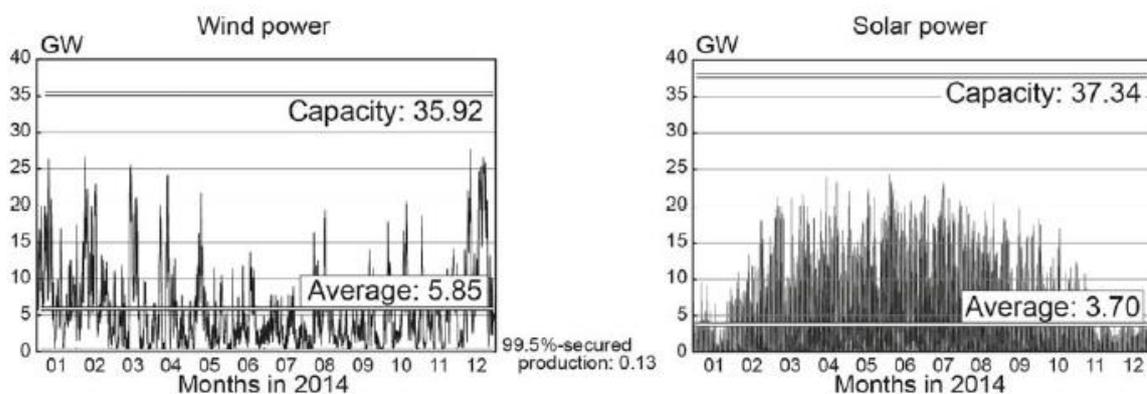


Abbildung A-20.1: Gesicherte Leistung und Jahres-Stunden-Mittelwert für Wind- und Solar-Energie im Jahr 2014

Quelle: Sinn (2017)

Für die Berechnung eines idealen Speichers wird pro Stunden exakt die Leistung nach Jahres-Mittelwert entnommen. Wird mehr produziert, füllt sich der Speicher, wird weniger produziert, sinkt die Speichermenge. Definitionsgemäß müssen Anfang und Ende dieser Speicherkurve auf gleichem Niveau liegen. Diese Kurven sind in Abbildung A-20.2 zu finden. Sowohl separat für Wind- und Solarenergie als auch in Kombination beider Energieträger. Durch die Kombination kann der saisonale Effekt ausgenutzt werden. Regelmäßig ist die Windenergie im Winter und Frühjahr stärker ausgeprägt. Analog dazu, zeigt die Solarenergie im Sommer und Herbst ihre Stärke. In Kombination ergibt sich ein deutlich geringerer Speicherbedarf. Solo für Wind lag dieser bei 9,96 TWh und für Solar bei 8,06 TWh. Bei separater Betrachtung hätte sich also ein Volumen von 18,02 TWh ergeben. In Kombination ergibt sich (nur noch) ein benötigter idealer Speicher von 6,89 TWh, eine Reduktion von -61,76 %. Die berechneten Speicher-Kurven nach dem zuvor erwähnten Ansatz wurden so weit auf der Ordinate nach unten verschoben, dass ein oder mehrere Punkte der Kurve null erreicht. (vgl. Sinn (2017))

Mit einem Speichervolumen von 6,89 TWh hätte bei dieser Kalkulation die kombinierte Jahres-Mittelleistung von 9,55 GW aus Sonne und Wind als gesicherte Leistung genutzt werden können. Eine Veredelung mit entsprechenden Kosten und Aufwand.

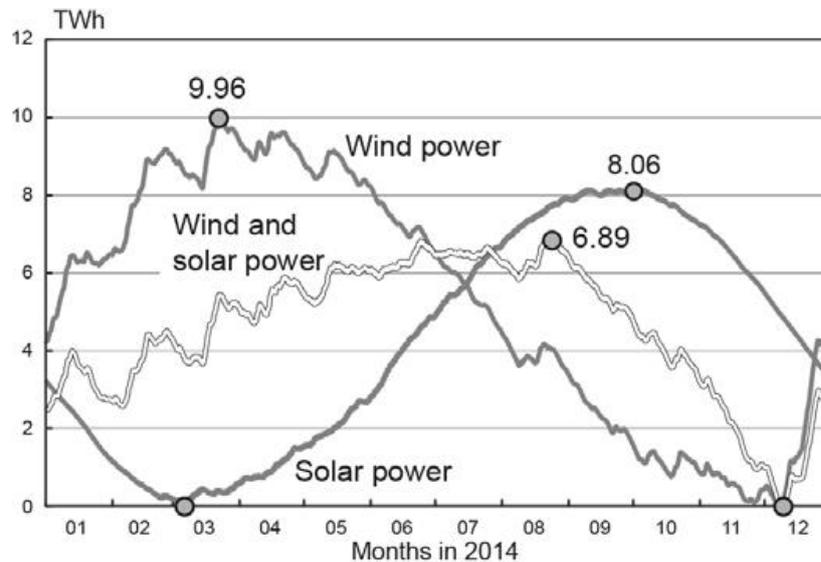


Abbildung A-20.2 Größe des idealen Speichervolumens

Quelle: Sinn (2017)

Für eine spezifische Betrachtung errechne ich einen spezifischen idealen Speicherbedarf. Die 6,89 TWh Speicherbedarf ergaben sich als Kombination von Wind- und Solarenergie mit einer Jahresmittel-Leistung von 5,85 GW und 3,70 GW und der entsprechenden Stochastik über das Jahr 2014.

$$\text{Spezifischer idealer Speicherbedarf} = \frac{\text{kalkulierter Speicherbedarf Wind + Solar}}{\text{Jahresmittel Leistung von Wind + Solar}} \quad \text{A-20.1}$$

$$\text{Spezifischer idealer Speicherbedarf} = \frac{6,89 \text{ TWh}}{5,85 \text{ GW} + 3,70 \text{ GW}} \quad \text{A-20.2}$$

$$\text{Spezifischer idealer Speicherbedarf} = 0,721 \frac{\text{TWh}}{\text{GW}} \quad \text{A-20.3}$$

$$\text{Spezifischer idealer Speicherbedarf} = 721,47 \frac{\text{GWh}}{\text{GW}} \quad \text{A-20.4}$$

$$\text{Spezifischer idealer Speicherbedarf} = 721,47 \frac{\text{MWh}}{\text{MW}} \quad \text{A-20.5}$$

Mit Hilfe eines spezifischen idealen Speichers von 721,47 MWh pro MW können 16,3 % der installierten Wind und 9,9 % der Solarenergieleistung als gesicherte Leistung kalkuliert werden. Dieser Ansatz ist nur überschlägig und beispielhaft. Bei Erweiterung auf höhere installierte Leistungen und insbesondere Änderungen im Verhältnis von installierter Wind- und Solarenergie (hier etwa 1:1) werden sich entsprechende Abweichung ergeben, die signifikanter Natur sein können.

A-21 Redox-Flow-Batterie

Nach Abbildung A-21.1 gehört die Redox-Flow-Batterie (RFB) zu den elektro-chemischen Speichertypen. Ihre regelmäßige Speicherkapazität wird in MWh und die Ausspeicherdauer in Stunden bis Tagen angegeben. Die Ausspeicherdauer definiert die Dauer der möglichen Energielieferung eines Speichers. Sie wird kalkuliert als Division aus ausspeicherbarer Energiemenge und der Leistung der Anlage. (vgl. Energie-Experten.org (2021))

Leistung (Anzahl Zellen) und Kapazität (Volumen der Tanks) bei RFB lassen sich unabhängig voneinander skalieren. Die Leistung liegt gewöhnlich im MW Bereich, die Energiemenge regelmäßig bei MWh. Die Wirkungsgrade liegen aufgrund der Pumpleistung bei um die 80 %. Ein großer Vorteil ist, dass Elektroden (Graphit) und das Elektrolyt (hier Speichermedium) nicht miteinander reagieren. Je nach Speichermedium sind hohe Zyklenzahlen möglich. Das bedeutet, die Anlage hat eine hohe Betriebsdauer. Die Nachteile liegen bei der geringen Energiedichte von etwa 25 Wh/l. Damit sind sie ungeeignet im mobilen Anwendungen. (vgl. Struckmann (2020))

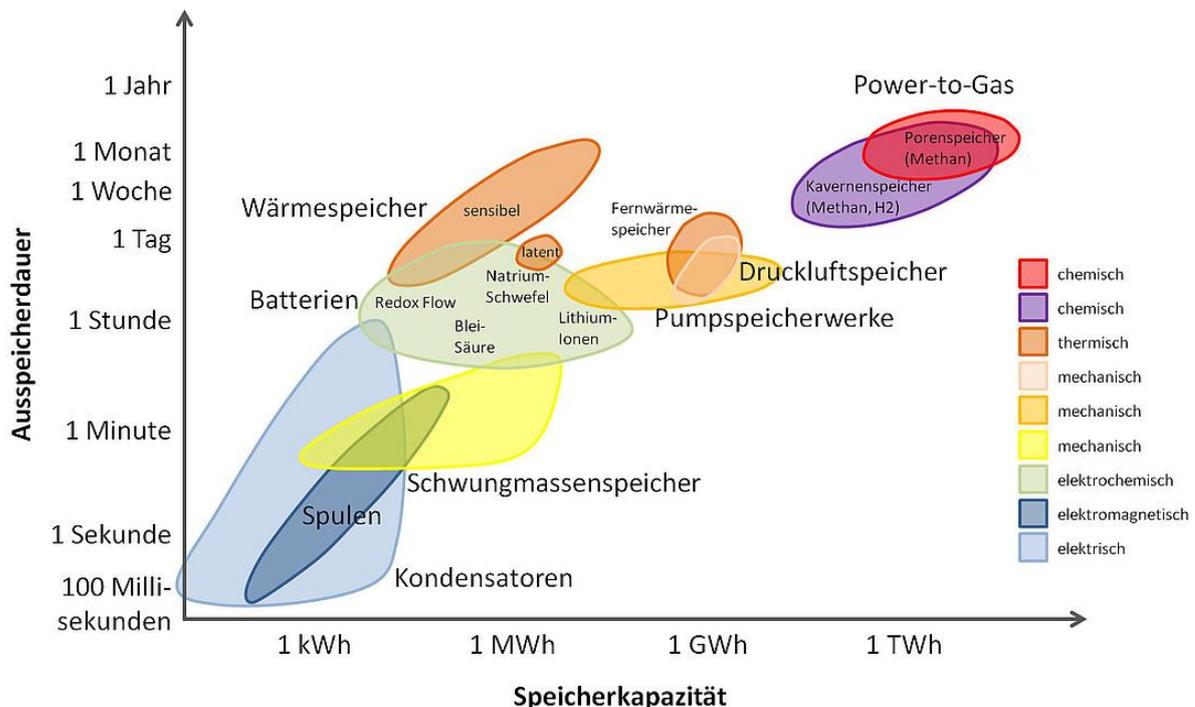


Abbildung A-21.1: Speicherkapazität und Ausspeicherdauer verschiedener Speichertechnologien im Überblick

Quelle: Energie-Experten.org (2021)

Der Aufbau einer Vanadium RFB ist in Abbildung A-21.2 zu finden. Die beiden unterschiedlich geladenen Speichermedien sind Vanadium-Wasser-Gemische. Die Standard-Zell-Spannung liegt bei 1,26 Volt, mit einem Standardpotenzial (Normalpotential) von 1,004 Volt bei der positiven Halbzelle (linker Bereich) und -0,255 Volt bei der negativen Halbzelle (rechter Bereich). **Beim Aufladen (Charge)** wandern positiv geladene Wasserstoff-Ionen H⁺ von der positiven zur negativen Halbzelle. Dabei wird das Vanadium-Ion V⁴⁺ oxidiert zu V⁵⁺ unter Abgabe von Elektronen (Oxidation). Das frei werdende Elektron wandert über die Elektrode

der positiven Halbzelle zur Elektrode der negativen Halbzelle und reduziert das Vanadium-Ion V^{3+} zu V^{2+} durch Aufnahme von Elektronen (Reduktion) in der negativen Halbzelle. Beim Entladen (Discharge) läuft dieser elektro-chemische Prozess analog invers ab. (vgl. Struckmann (2020))

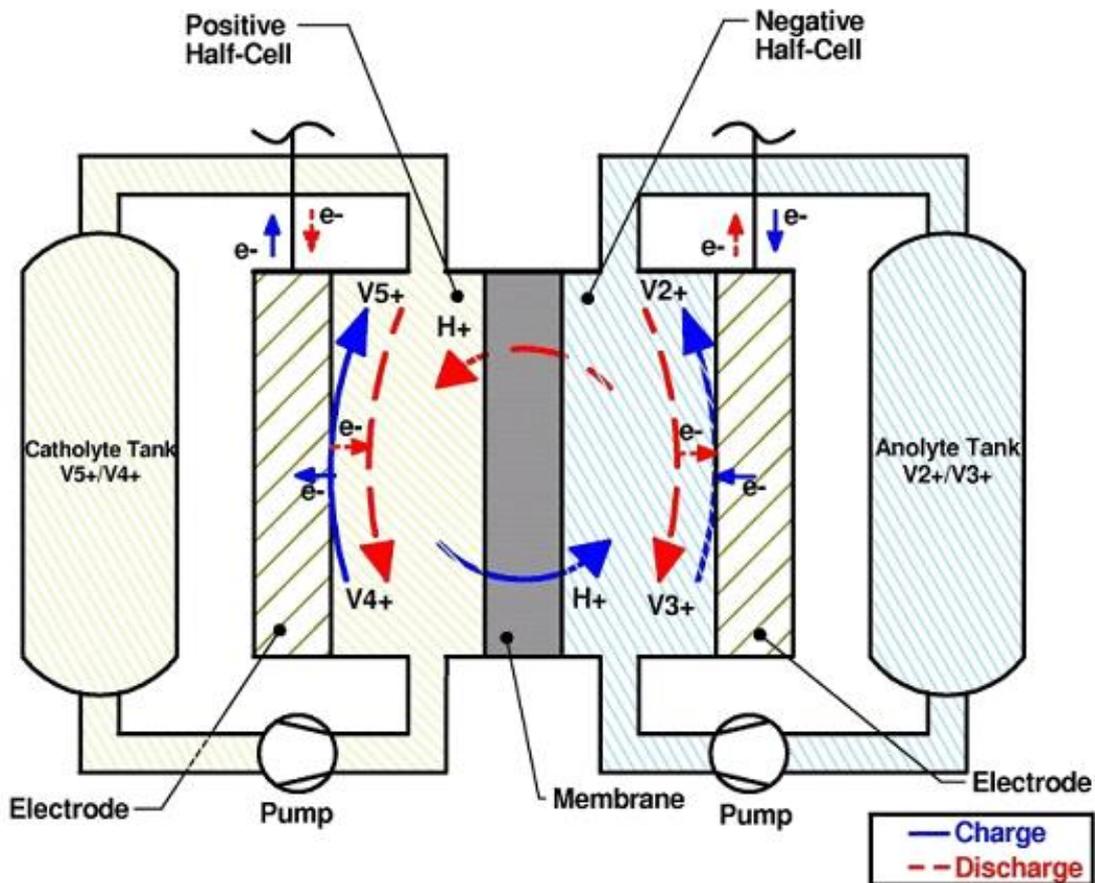


Abbildung A-21.2: Aufbau einer Vanadium basierten Redox-Flow-Batterie

Quelle: Struckmann (2020)

Die wässrige Lösung des Vanadium-Ions V^{3+} ändert im Lade-Betrieb seine Farbe von grün auf violett des reduzierten V^{2+} . Das V^{4+} ist blau und wechselt im Charge-Modus in die Farbe Gelb der oxidierten V^{5+} wässrigen Vanadium-Ion Lösung. (vgl. Struckmann (2020))

Die leistungsstärkste Vanadium-Redox-Flow-Batterie (VRFB) wird in China in der nord-östlichen Stadt Dalian der Provinz Liaoning gebaut. Der Produzent ist Rongke Power, Tochter eines staatlichen Instituts. Die Bauzeit der ersten von 2 Phasen betrug 6 Jahre. Nach ihrer Fertigstellung soll das Dalian Projekt eine Leistung von 200 MW und Speicherkapazität von 800 MWh besitzen. Im Juli 2022 berichtete Energy Storage News über die erfolgreiche Inbetriebnahme (Commissioning) der Hälfte der Anlage im Sommer 2022. (vgl. Energy-Storage.news (2022))

A-22 Arbitrage am Strommarkt

Arbitrage ist regelmäßig eine grundsätzlich risikolose und spekulationsfreie Option zur Gewinnerzielung für Marktteilnehmer. Im Börsenjargon wird dieser Gewinn als „Free Lunch“ bezeichnet. Wirtschaftswissenschaftlich wird Arbitrage als positiv bewertet durch seine unterstellten Eigenschaften, der Steigerung der Markteffizienz und Förderung des Wettbewerbs. Berücksichtigt werden müssen die Transaktions- und Transformationskosten für eine insgesamt profitable Arbitrage im Strommarkt. Das Vorhandensein einer Preisdifferenz ist obligatorisch. (vgl. Next-Kraftwerke.de (2023b))

Next Kraftwerke definiert Arbitrage wie folgt:

„Wer Arbitrage betreibt, versucht durch das Nutzen von Preisunterschieden eines Guts an unterschiedlichen Marktplätzen Gewinne zu erzielen. Eine Möglichkeit zur Arbitrage besteht, wenn die Preisunterschiede zwischen den Teilmärkten die anfallenden Transaktions- und Transformationskosten überschreiten und demnach lohnend sind. Die Märkte können zeitlich, räumlich oder sachlich voneinander getrennt sein. Reine Arbitragegeschäfte sind für den Arbitrageur risikolos, da sie nur unter perfekten Informationsbedingungen stattfinden.“
(vgl. Next-Kraftwerke.de (2023b))

Arbitragegeschäfte unterliegen einer Vielzahl von Anforderungen Next-Kraftwerke.de (2023b):

- **Homogenität** – Das gehandelte Gut muss *homogen* sein und *Handelbarkeit* an beiden Märkten vorweisen. Zu den Gütern gehören Rohstoffe wie Edelmetalle oder Weizen als auch Strom. Die beiden Teilmärkte müssen *zeitlich*, *sachlich* oder *räumlich* miteinander verbunden sein. Ebenfalls müssen die Markt-Bedingungen homogen sein.
- **Markttransparenz** – Es gilt ein *Mindestmaß an Markttransparenz* für die Teilnehmer am Arbitragegeschäft. Die Preisniveaus der Teilmärkte müssen sich für die Marktakteure ableiten lassen. Durch die beschränkte Transparenz im bilateralen OTC-Handel ist Arbitrage nur erschwert möglich. Broker und Handelsplattformen helfen hierbei nur begrenzt.
- **Idealbedingungen** – Marktzutritts und Marktaustrittshemmnisse beschränken ggfs. die Möglichkeiten der Arbitragegeschäfte. Diese regulatorischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen müssen bekannt und managebar sein. Für das Idealmodell des Arbitragegeschäfts wäre ein vollkommen freier Warenverkehr erforderlich.

Die Rahmenbedingungen auf dem deutschen Strommarkt entsprechen nicht dem Idealmodell mit freiem Warenverkehr. Sie verhindern das Arbitragegeschäft jedoch nicht vollständig, beschränken es jedoch stark. Regelmäßig findet die *quantitative Arbitrage* Anwendung auf dem deutschen Strommarkt durch eine sehr gute Transparenz. Ein räumlich begrenzender Faktor im innereuropäisch-internationalen Stromhandel sind die spärlich dimensionierten Grenzkuppelkapazitäten zwischen den nationalen Netz- und Marktgrenzen der verbundenen Länder. Wer Arbitrage am Strommarkt nutzen möchte, sollte schnelles Reaktionsvermögen besitzen, da sich die Märkte sehr schnell ausgleichen. (vgl. Next-Kraftwerke.de (2023b))

Die **quantitative Arbitrage** nutzt Preisunterschiede verschiedener Produkttypen für einen Free Lunch aus. In Abbildung A-22.1 sind die Viertelstunden- und der entsprechende Stundenpreis beispielhaft zu finden. Das Gut Strom ist homogen und die Transparenz durch den Intraday-Handel gut. Die 4 Viertelstunden liegen definitionsgemäß innerhalb des hier gezeigten Stundenprodukts. Über den Kauf einer Strommenge X über die vier Viertelstundenkontrakte ergäbe sich ein Mittelwert von 50 €/MWh (Ask-Preis für Käufe, entspricht dem aktuell billigsten Sell Limit im Orderbuch). Als Stundenkontrakt kann die gleiche Lieferstunde für 58 €/MWh verkauft werden (Bid-Preis bei Verkäufen, entspricht dem aktuell teuersten Buy Limit im Orderbuch). Als Arbitragegewinn oder Free Lunch ergibt sich eine Differenz von 8 €/MWh. Mit einem entsprechenden Volumina ergibt sich ein schöner und insbesondere risiko- und spekulationsfreier Gewinn. (vgl. Next-Kraftwerke.de (2023b))

Viertelstundenprodukte	Bid	Ask	Stundenprodukt	Bid	Ask
1. Viertelstunde	23 €	25 €	1 Stunde	58 €	60 €
2. Viertelstunde	43 €	45 €			
3. Viertelstunde	58 €	60 €			
4. Viertelstunde	68 €	70 €			
Durchschnittspreis:	48 €	50 €			

Arbitragegewinn
bei zeitgleichem
Ankauf und Verkauf: 8 €

Abbildung A-22.1: Beispiel: Quantitative Arbitrage am Intraday-Markt

Quelle: Next-Kraftwerke.de (2023b) [zugeschnitten]

Mit **räumlicher Arbitrage** können Preisunterschied im Strommarkt verbundener Länder („räumliche Distanz“) genutzt werden. Diese sind jedoch, wie bereits erwähnt, durch die schwach dimensionierten Grenzkuppelkapazitäten stark limitiert. Eine völlige Markt- und Transferfreiheit ist im innereuropäisch Stromhandel nicht vorhanden. (vgl. Next-Kraftwerke.de (2023b))

Die **zeitliche Arbitrage** schöpft aus Preis-Volatilität über einen bestimmten Zeitraum einen Vorteil und generiert einen Profit. Neben der Ausnutzung von Preisunterschieden eines Guts zu unterschiedlichen Zeitpunkten (Kauf und Verkauf liegen zeitlich getrennt; Zwischenspeicherung der Strommengen; keine Spekulation im weitesten Sinne, da Preise bekannt), sind auch unterschiedliche Bewertungen der Lieferzeitpunkte (z.B. Notierungen eines bestimmten Strom-Kontrakts zu unterschiedlichen Zeitpunkten; keine physische Stromlieferung und -entnahme geplant; spekulativ, da zukünftige Preisentwicklung nicht vorhersehbar) eine Möglichkeit einen Vorteil im Markt zu finden. Aus der begrenzten Speichermöglichkeit und schwierigen mittel- bis langfristigen Prognose der Preise am Strommarkt entspricht dies nicht der Definition einer risiko- und spekulationsfreien Arbitrage-Tätigkeit. Im Energiewirtschafts-Jargon hat die zeitliche Arbitrage deshalb auch die Bezeichnung „**Quasi-Arbitragegeschäft**“. (vgl. Next-Kraftwerke.de (2023b))

A-23 Backwardation vs. Contango – Struktur der Forward Curve

Contango und *Backwardation* beschreiben die Struktur der Price Forward Curve eines Produkts. Bei *Contango* werden die längerfristigen Terminprodukte mit einem Aufschlag zum Spotniveau und den kurzfristigeren Terminprodukten gehandelt. Bei der *Backwardation* werden die längerfristigen Terminprodukten stattdessen mit einem Abschlag gehandelt zum kurzfristigen Terminmarkt und den Spotnotierungen. (vgl. CMEGroup.com (2023b))

Backwardation ist regelmäßig Ausdruck für eine hohe wirtschaftliche Nachfrage für ein Gut und signalisiert damit eine (kurzfristige) Knappheit. Analog hierzu signalisiert *Contango* den (kurzfristigen) Überfluss eines Guts und ist Ausdruck geringer wirtschaftlicher Nachfrage. Ein gutes Beispiel hierfür ist der Oil-Markt kurz vor und kurz nach Ausbruch der COVID-19 Pandemie im Frühjahr 2020. Der plötzliche sehr starke Einbruch der erwarteten Nachfrage ist in Abbildung A-23.1 dargestellt. Im Januar 2020 befand sich West-Texas-Intermediate (WTI) noch in guter Backwardation (gelbe Linie). Im April 2020 war die Nachfrage-Prämie durch die verschlechterte Konjunktur-Erwartung weltweit auf ganzer Länge der PFC dahingeschmolzen und WTIs Price Forward Curve befand sich in steilem *Contango* (türkis-blaue Linie). (vgl. TickerTape.TDAmeritrade.com (2020))



Abbildung A-23.1: PFC von Crude Oil (WTI) im Januar 2020 & April 2020

Quelle: TickerTape.TDAmeritrade.com (2020) mit Data source CME Group

Backwardation – Ausdruck hoher Nachfrage, signalisiert Knappheit

Der Kassakurs (links mit dem kürzesten Lieferzeitpunkt) liegt in Abbildung A-23.2 deutlich oberhalb der Notierungen der folgenden ansteigenden Lieferzeiten via kurz-, mittel- und langfristigem Terminhandel. Die Forward Curve ist folglich abwärtsgerichtet ausgehend von kurzfristigen bis späteren Lieferzeitpunkten. Dieses Phänomen wird bei physisch gesetzten Kontrakten auch als *physische Verfügbarkeitsprämie* bezeichnet. Damit wird eine Rendite auf die Lagerung impliziert. Die Lagerbestände sind invers proportional mit der Verfügbarkeitsprämie verknüpft. Bei niedrigen Lagerbeständen ist die Prämie hoch und die Backwardation

der PFC deutlich ausgeprägt. Bei hohen Lagerbeständen ist die Prämie analog deutlich niedriger. (vgl. CMEGroup.com (2023b))

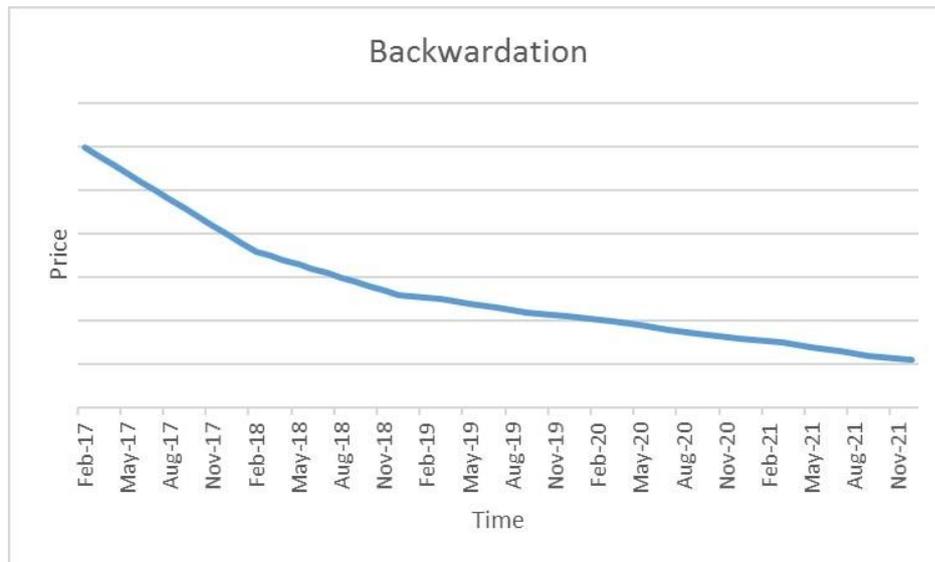


Abbildung A-23.2: Price Forward Curve in Backwardation | Preis [Price] über Lieferzeitpunkt [Time] | schematische Darstellung *Quelle: CMEGroup.com (2023b)*

Contango – Ausdruck geringer Nachfrage, signalisiert Überfluss

Signifikant für eine PFC in Contango sind die Kassakurse mit Notierung unterhalb der Preise des kurz-, mittel- und langfristigen Terminhandels. Das ist in Abbildung A-23.3 deutlich sichtbar. Verteilung von Aufschlag und Abschlag sind invers zur Backwardation. Die Kurve der PFC ist aufwärtsgerichtet ausgehend von kurzfristigen bis späteren Lieferzeitpunkten. Ein Auslöser für Contango können Lager- und Finanzierungskosten sein. Sie werden auch *Cost of Carry* oder *Haltekosten* genannt. Hinzu kommen mögliche Versicherungskosten. (vgl. CMEGroup.com (2023b))

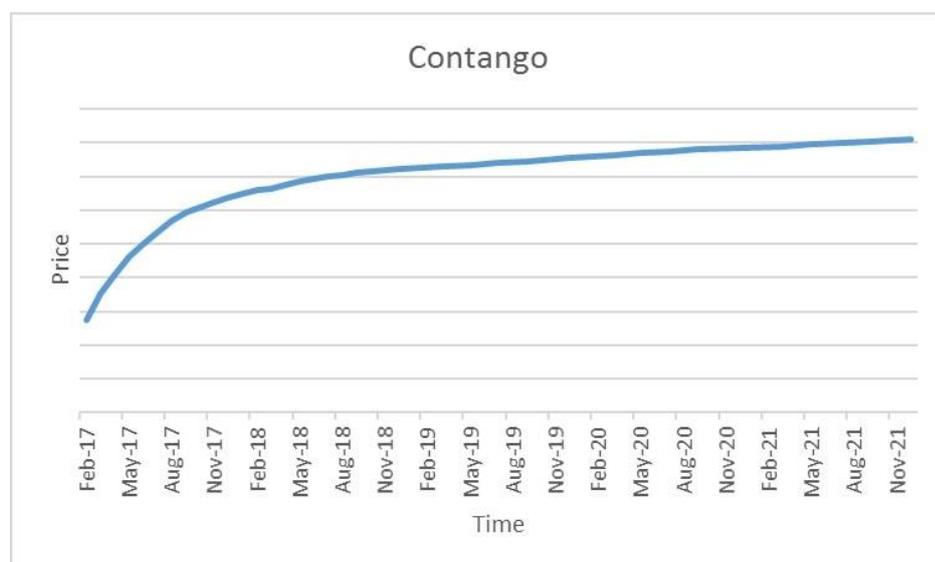


Abbildung A-23.3: Price Forward Curve in Contango | Preis [Price] über Lieferzeitpunkt [Time] | schematische Darstellung *Quelle: CMEGroup.com (2023b)*

A-24 Zeitliche Arbitrage zur Gegenfinanzierung

Eine Idee zur Gegenfinanzierung des teuren saisonalen Speichers ist die Nutzung von zeitlicher Arbitrage im Stromhandel (nähere Infos hierzu in Anhang A-22). Hierbei werden kurz- und mittelfristige Preisunterschiede am EPEX Spot und / oder dem EEX- / OTC-Terminmarkt ausgenutzt. Eine Kombination des kurz- und mittelfristigen Handels wäre ebenfalls denkbar. Im Spotmarkt kann die zeitliche Arbitrage sowohl über den Intraday-Handel (ID) als auch die Day-Ahead-Gebote (DA) realisiert werden. Bei dem Markträumungspreis des DA-Handels birgt das Gebotsverfahren jedoch eine gewisse Preisunsicherheit und unterstreicht damit die Bezeichnung der zeitlichen Arbitrage im Stromhandel als „Quasi-Arbitragegeschäft“ (vgl. Anhang A-22). Im Intraday-Markt ist die Preistransparenz ausgeprägter.

Auf kurzfristiger Zeitebene wäre die Ausnutzung der Preisunterschiede über den Tag (Stunden- bzw. Viertelstundenhandel DA und ID) der Ansatz des Konzepts. In Stunden hoher erneuerbaren Einspeisung könnten zusätzliche Strommengen im Energiespeicher zwischengeparkt werden. An Stunden geringer Einspeisung erneuerbarer Energie könnten die Strommengen dann gewinnbringend am Markt angeboten werden. An Tagen mit Dunkelflaute sind die Notierungen regelmäßig stark erhöht. Dieser Prozess lässt sich jeweils auch invers betrachten. Der Speicher könnte erst liefern und dann zeitlich versetzt diese Strommengen zurückkaufen.

In Abbildung A-24.1 ist das Auktionsergebnis der EPEX Spot am 14.05.2023 (Lieferung 15.05.2023) abgebildet. Die teuerste Stunde war mit 168,79 €/MWh ab 7:00 Uhr, die günstigste Stunde markierte die Lieferung ab 14:00 Uhr mit 89,42 €/MWh. Damit lag die Range über den gesamten Tag bei 79,37 €/MWh. MCV entspricht dem Market Clearing Volume (Markträumungsvolumen).

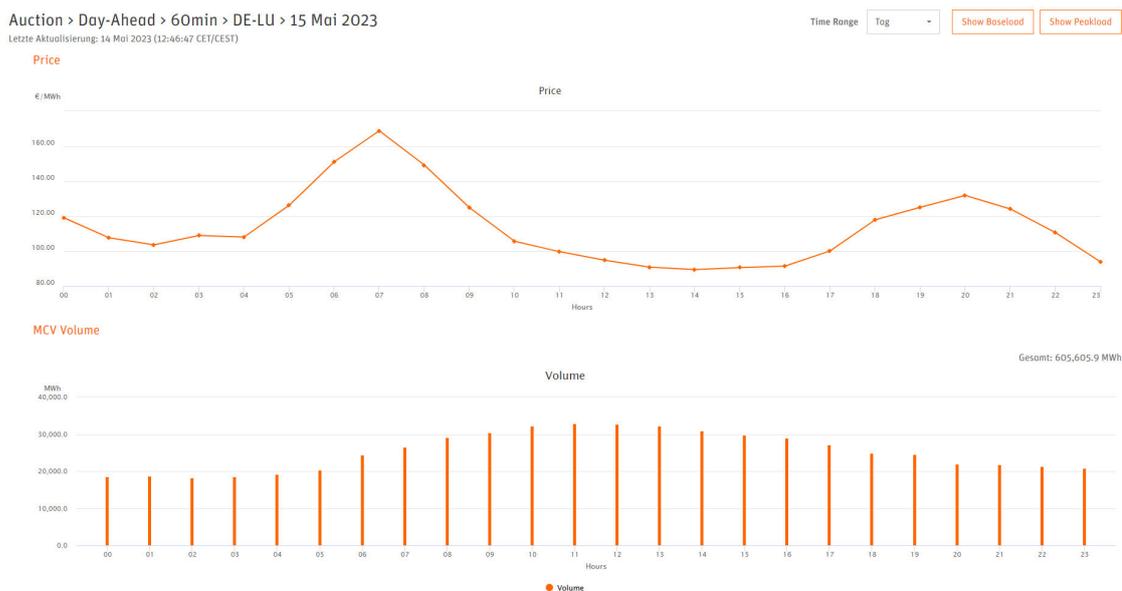


Abbildung A-24.1: EPEX Spot Auktionsergebnis Day-Ahead mit Lieferung 15.05.2023 im Marktgebiet DE-LU

Quelle: Screenshot der Market Results von EPEXSpot.com (2023), vergrößert in Anhang C-11 zu finden

Unter Nutzung einer fundamentalen hourly Price Forward Curve (fhPFC) lässt sich laut Brain Pool eine gute Profilogik mit Berücksichtigung der erneuerbaren Einspeisungen erstellen (vgl. Anhang A-10 & Energybrainpool.com (2019)). Auf dieser Basis wäre beispielhaft eine sehr kurzfristige zeitliche Arbitrage mit Verkauf von Strommengen in der Stunde 7:00 Uhr und Rückkauf in der Stunde 14:00 Uhr im Day-Ahead-Gebotshandel möglich gewesen. Der erzielte Gewinn ergäbe sich (ohne Berücksichtigung der Transaktionsaktions- und Fixkosten für den Trade und Zugang zur EPEX Spot) zu etwa 80 €/MWh.

In Abbildung A-24.2 sind die Tages-Ranges der stündlichen Markträumungspreise je Liefertag aus den Day-Ahead-Auktionen der EPEX Spot zu finden. Die starken Marktverwerfungen im Jahr 2021 und 2022 führten zu deutlich gesteigener Differenz zwischen maximalem und minimalem Stunden-Settlement. Damit Ausreißer einen weniger starken Einfluss auf die Durchschnittswertberechnung der Jahre haben, habe ich die Jahres-Mediane berechnet anstelle von Mittelwerten. Insbesondere der Mittelwert für 2021 lag bei 80,31 €/MWh. Deutlich zu erkennen ist, dass die Tages-Ranges in den Stundenauktionen weiterhin auf hohem Niveau sind mit 81,95 €/MWh im Vergleich zu den stabileren Werten für 2020 mit 27,99 €/MWh.

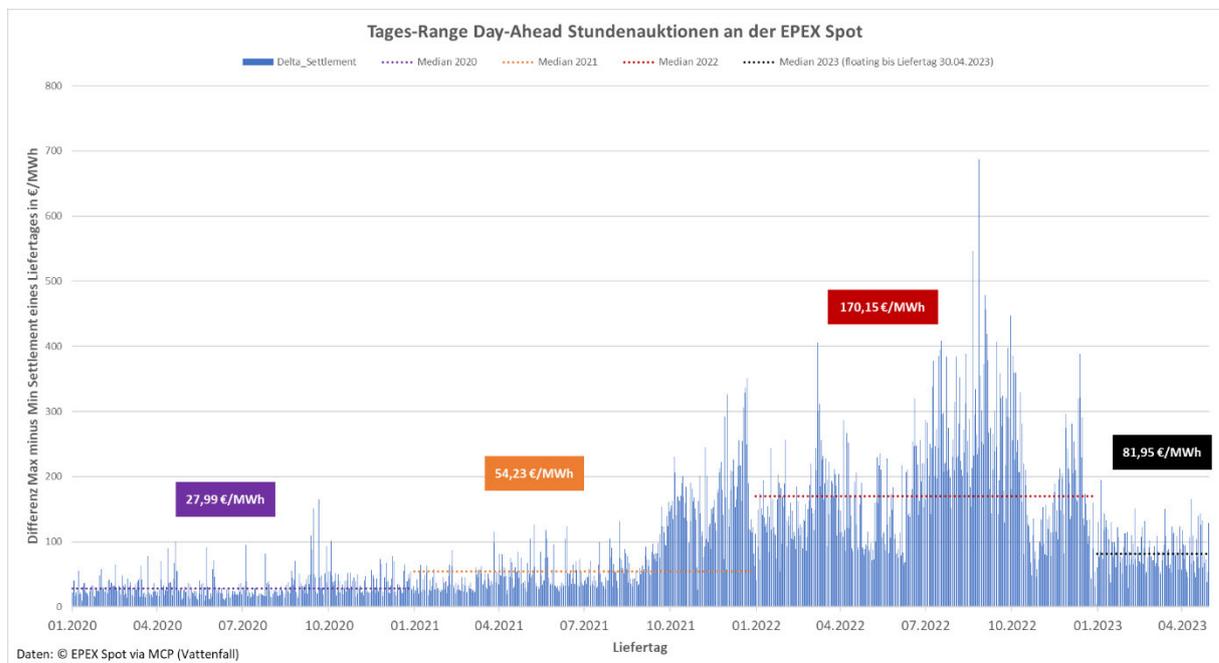


Abbildung A-24.2: Tages-Range Day-Ahead Stundenauktionen an der EPEX Spot seit Anfang 2020 mit Jahresmediane

Quelle: Mit Daten von MCP (2023c) erstellt

Die zeitliche Arbitrage hätte sich demnach insbesondere in den vergangenen 2 Jahren rentiert. Mit Blick auf das stabilere Jahr 2020 kann aus dem Histogramm in Abbildung A-24.3 die Anzahl von 292 Liefertagen entnommen werden, in denen die Tages-Ranges bei über 20 €/MWh lagen. Durch diese Auswahl erhöht sich der Median auf 31,14 €/MWh. Unter Annahme, dass bei niedrigen Preisen der zuvor kalkulierte Leistungsbedarf von 7,69 MW pro 1 MW gesicherte Leistung aus Kapitel 4.1.2 auch bereits voll ausgeschöpft ist, müsste die Leistung des Batteriespeichers folglich deutlich größer ausfallen. Angenommen die Leistung wird auf 15 MW pro 1 MW gesicherter Leistung erhöht, ergäben sich Kapazitäten von etwa 7,31 MW, die für die

zeitliche Arbitrage in Laderichtung zur Verfügung stehen könnten. In Entladerichtung ergäbe sich damit eine Kapazität von 14 MW, da per Definition des Konzepts maximal 1 MW aus dem Energiespeicher entnommen worden wäre im Falle, dass kein Strom über die per Merchandise PPA gesicherten Wind + Solarenergieeinheiten geliefert wird (Stichwort Dunkelflaute). Die Erhöhung der Kapazität bedingt selbstverständlich eine Verteuerung der Investition, diese wird in dieser Kalkulation nicht mitbetrachtet.

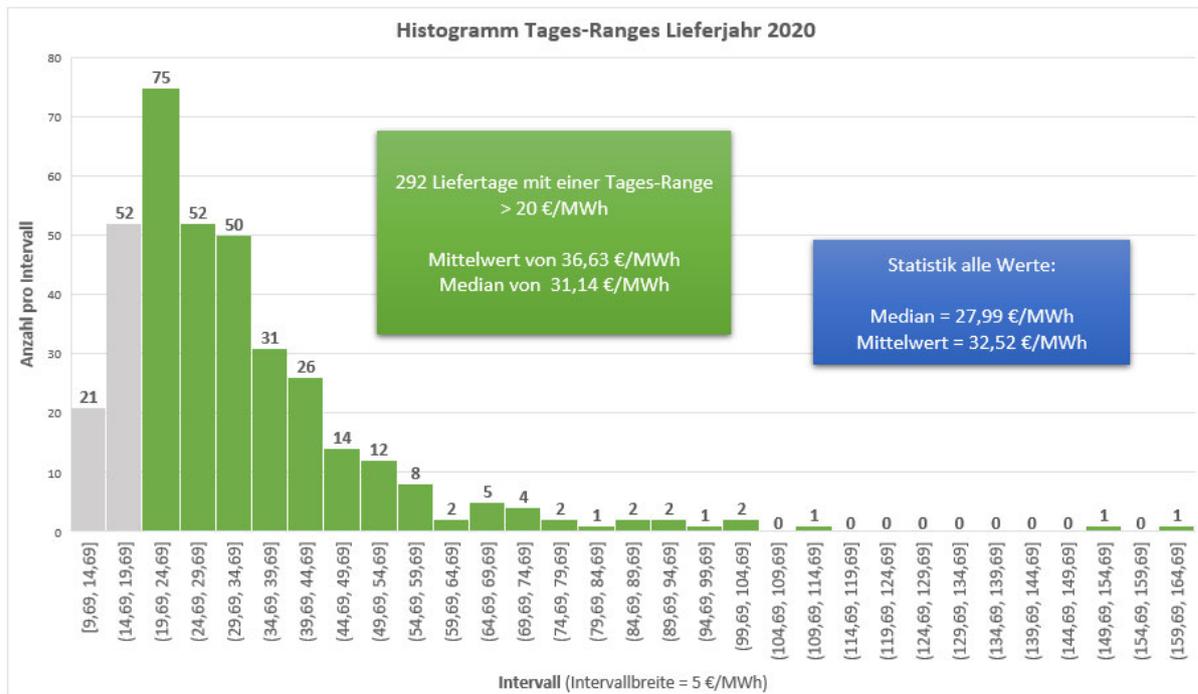


Abbildung A-24.3: Histogramm Tages-Ranges Lieferjahr 2020

Quelle: Mit Daten von MCP (2023c) erstellt

Mit angenommener Lade- und Entladeleistung von etwa 7 MW für die zeitliche Arbitrage am EPEX Spotmarkt ergäben sich Bruttoerlöse (ohne Transaktionskosten, etc.) von etwa 63.650 €/Jahr und MW gesicherter Leistungseinheit nach Tabelle A-24.1. Über 20 Jahren Laufzeit (Abschreibung) des Speichers ergäben sich etwa 1,27 Mio. €. Die Zusatzinvestition müssen hier gegengerechnet werden. Beibehält die Volatilität eher auf dem aktuellen Niveau von etwa 80 €/MWh im Median, ergebe sich ein Faktor von 2 bis 3 bei den Erlösen. Des Weiteren könnte eine asymmetrischere Nutzung der Lade- und Entladeleistung ausgenutzt werden. Bei besonders günstigen Konditionen am Spot-Markt wären 7 MW Ladeleistung für die zeitliche Arbitrage vorrätig. An besonders teuren Tagen (Dunkelflaute) könnte der Speicher 14 MW liefern. Hierdurch würden die Erlöse überproportional stärker ausfallen. Dabei würde die zeitliche Arbitrage jedoch auch über eine längere Laufzeit Teile der Energiespeicher-Kapazität in Anspruch nehmen. Bei dieser Entscheidung spielt der State of Charge (SOC, Füllstand des Energiespeichers) dann eine wichtige Rolle.

Lade bzw. Entladeleistung	7	MW
Medianwert nach Histogramm im Lieferjahr 2020 für Werte > 20 €/MWh	31,14	€/MWh
Anzahl Medianwert nach Histogramm 2020	292	Liefertage
Bruttoerlöse (ohne Transaktionskosten, etc.)	63.650,16 €	pro Jahr
Laufzeit / Abschreibung des Energiespeichers	20	Jahre
Gesamte-Bruttoerlöse über die Laufzeit der Anlage	1.273.003,20 €	

Tabelle A-24.1: Überschlagsrechnung Bruttoerlöse aus zeitlicher Arbitrage auf Basis des Lieferjahres 2020

Quelle: Eigene Berechnung mit Daten von MCP (2023c)

Im kurz- bis mittelfristigen Zeithorizont kommt die Gesetzmäßigkeit der Price-Forward-Curve-Struktur ins Spiel. Zeitliche Preisdifferenzen durch Contango und Backwardation (Erklärung siehe Anhang A-23) der PFC können mit dem Energiespeicher prima ausgenutzt werden. Ein risiko- und spekulationsfreier Handel, da die Preisdifferenzen zu jedem Zeitpunkt über gleichzeitige Käufe und Verkäufe im Terminhandel gesichert werden können. Damit kauft sich die Risikogesellschaft jedoch ein Kontrahenten- oder Margin Call Risiko ein, je nach Handelsplatz. Jedoch sollen die zeitlichen Arbitrage-Geschäfte jeweils nur von kurzer Dauer sein. Damit können ausgeprägte Liquiditäts-Einflüsse durch das Margining vermutlich weitestgehend verhindert werden. Eine 100-prozentige Sicherheit gibt es natürlich nicht. Nach dem Motto, ich kaufe diese Woche viel Energie zu sehr günstigen Preisen ein und speichere sie zwischen, da ich an den Preissignalen erkenne, dass in der nächsten Woche eine hohe Residual-Last vorherrscht. Bedingt durch eine Dunkelflaute zum Beispiel. Sehr steile PFCs bieten hierbei die größten Potenzialitäten für Gewinne.

Anhang B – Dokumente

Unter diesem Sub-Anhang finden Sie angefügte Dokumente im Bildformat. Die Quellen der jeweiligen Dokumente sind im folgenden Quellenverzeichnis zu finden. Inklusive kurzer Beschreibung des Inhalts des entsprechenden Dokuments. Das eingefügte Format der Dokumente übersteigt den rechten Blatt-Rand von 3 cm zur besseren Lesbarkeit.

Quellenverzeichnis zum Anhang für Dokumente

	Anhang	Quelle	Seite
B-1	EFET General Agreement Electricity Standardrahmenvertrag der EFET für den Handel von Strom Version 2.1(a) vom 21. September 2007 Copyright © 2007 by European Federation of Energy Traders	EFET.org (2007)	XCII
B-2	EFET Credit Support Annex (CSA) Standardrahmenvertrag des Anhangs zum EFET General Agreement für Gas oder Strom inkl. Appendix 1 Version 3.1 vom 4. November 2021 <i>Copyright © 2021 by the European Federation of Energy Traders ("EFET")</i>	EFET.org (2021)	CXXXIV

B-1 EFET General Agreement Electricity

Version 2.1(a)/September 21, 2007

EFET

European Federation of Energy Traders

Webpage: www.efet.org

WAIVER: THE FOLLOWING GENERAL AGREEMENT WAS PREPARED BY EFET'S MEMBERS EXERCISING ALL REASONABLE CARE. HOWEVER, EFET, THE EFET MEMBERS, REPRESENTATIVES AND COUNSEL INVOLVED IN ITS PREPARATION AND APPROVAL SHALL NOT BE LIABLE OR OTHERWISE RESPONSIBLE FOR ITS USE AND ANY DAMAGES OR LOSSES RESULTING OUT OF ITS USE IN ANY INDIVIDUAL CASE AND IN WHATEVER JURISDICTION. IT IS THEREFORE THE RESPONSIBILITY OF EACH PARTY WISHING TO USE THIS GENERAL AGREEMENT TO ENSURE THAT ITS TERMS AND CONDITIONS ARE LEGALLY BINDING, VALID AND ENFORCEABLE AND BEST SERVE TO PROTECT THE USER'S LEGAL INTEREST. USERS OF THIS GENERAL AGREEMENT ARE URGED TO CONSULT RELEVANT LEGAL OPINIONS MADE AVAILABLE THROUGH EFET AS WELL AS THEIR OWN COUNSEL.

NOTE: USERS USING THIS GENERAL AGREEMENT AFTER 4 NOVEMBER 2021 ARE STRONGLY RECOMMENDED TO INCLUDE THE CLAUSE UPDATING THE IBOR INTEREST RATE DEFINITIONS PUBLISHED BY EFET ON ITS WEBSITE ON 4 NOVEMBER 2021.

General Agreement

Concerning the Delivery and Acceptance of Electricity

Between

having its registered office at _____

("[*abbreviation of name*]"

and

having its registered office at _____

("[*abbreviation of name*]"

(referred to jointly as the "**Parties**" and individually as a "**Party**")

entered into on _____ (the "**Effective Date**").

Version 2.1(a)

Copyright © 2007 by European Federation of Energy Traders

TABLE OF CONTENTS

§ 1 Subject of Agreement	5
1. Subject of Agreement.....	5
2. Pre-Existing Contracts.....	5
§ 2 Definitions and Construction	5
1. Definitions.....	5
2. Inconsistencies	5
3. Interpretation	5
4. References to Time.....	5
§ 3 Concluding and Confirming Individual Contracts.....	5
1. Conclusion of Individual Contracts.....	5
2. Confirmations.....	5
3. Objections to Confirmations	5
4. Authorised Persons.....	5
§ 4 Primary Obligations For Delivery and Acceptance of Electricity	6
1. Delivery and Acceptance	6
2. Definition of Schedule	6
§ 5 Primary Obligations for Options.....	6
1. Delivery and Acceptance Pursuant to an Option	6
2. Premium for the Option.....	6
3. Exercise of Option and Deadline	6
4. Notice of Exercise	6
§ 6 Delivery, Measurement, Transmission and Risk	6
1. Current/Frequency/Voltages	6
2. Delivery Schedules.....	6
3. Transfer of Rights of Title.....	6
4. Measurement of Electricity Deliveries and Receipts	7
5. Documentation of Actual Deliveries and Receipts	7
6. Reimbursement of External Costs.....	7
7. Seller and Buyer Risks	7
§ 7 Non-Performance Due to Force Majeure.....	7
1. Definition of Force Majeure.....	7
2. Release From Delivery and Acceptance Obligations.....	7
3. Notification and Mitigation of Force Majeure	7
4. Effects of Force Majeure on Other Party	7
§ 8 Remedies for Failure to Deliver and Accept.....	8
1. Failure to Deliver	8
2. Failure to Accept	8
3. Amounts Payable.....	8
§ 9 Suspension of Delivery	8
§ 10 Term and Termination Rights	8
1. Term	8
2. Expiration Date and 30 Day Termination Notice.....	9
3. Termination for Material Reason	9
4. Automatic Termination	9
5. Definition of Material Reason.....	9
§ 11 Calculation of the Termination Amount	11
1. Termination Amount	11
2. Settlement Amount.....	11
§ 12 Limitation of Liability.....	11

1.	Application of Limitation.....	11
2.	Exclusion of Liability.....	11
3.	Consequential Damage and Limitation of Liability.....	12
4.	Intentional Default, Fraud and Fundamental Rights.....	12
5.	Duty to Mitigate Losses.....	12
§ 13	Invoicing and Payment.....	12
1.	Invoice.....	12
2.	Payment.....	12
3.	Payment Netting.....	12
4.	Invoicing and Payment of Scheduled Contract Quantities.....	12
5.	Default Interest.....	13
6.	Disputed Amounts.....	13
§ 14	VAT and Taxes.....	13
1.	VAT.....	13
2.	Other Taxes.....	13
3.	Seller's and Buyer's Tax Obligation.....	14
4.	Taxes Targeted at End-Users.....	14
5.	Exemption Certificates.....	14
6.	Indemnity.....	14
7.	New Taxes.....	15
8.	Termination for New Tax.....	15
9.	Withholding Tax.....	16
§ 15	Floating Prices and Fallback Procedure for Market Disruption.....	16
1.	Calculation of Floating Contract Prices.....	17
2.	Market Disruption.....	17
3.	Fallback Mechanism.....	17
4.	Definition of Market Disruption Event.....	17
5.	Calculation Agent.....	18
§ 16	Guarantees and Credit Support.....	18
§ 17	Performance Assurance.....	18
1.	Right to Require Performance Assurance.....	18
2.	Material Adverse Change.....	18
§ 18	Provision of Financial Statements and Tangible Net Worth.....	20
1.	Provision of Financial Statements.....	20
2.	Decline in Tangible Net Worth.....	20
3.	Accounting Principles.....	20
§ 19	Assignment.....	20
1.	Prohibition.....	20
2.	Assignment to Affiliates.....	20
§ 20	Confidentiality.....	20
1.	Confidentiality Obligation.....	21
2.	Exclusions from Confidential Information.....	21
3.	Expiration.....	21
§ 21	Representations and Warranties.....	21
§ 22	Governing Law and Arbitration.....	22
1.	Governing Law.....	22
2.	Arbitration.....	22
§ 23	Miscellaneous.....	22
1.	Recording Telephone Conversations.....	23
2.	Notices and Communications.....	23
3.	Amendments.....	23
4.	Partial Invalidity.....	23

5. Third Party Rights	23
-----------------------------	----

ANNEX 1 -	DEFINED TERMS
ANNEX 2A -	CONFIRMATION OF INDIVIDUAL CONTRACT (FIXED PRICE)
ANNEX 2B -	CONFIRMATION OF INDIVIDUAL CONTRACT (FLOATING PRICE)
ANNEX 2C -	CONFIRMATION OF INDIVIDUAL CONTRACT (CALL OPTION)
ANNEX 2D -	CONFIRMATION OF INDIVIDUAL CONTRACT (PUT OPTION)

ELECTION SHEET TO THE GENERAL AGREEMENT

PART I:	CUSTOMISATION OF PROVISIONS IN THE GENERAL AGREEMENT
PART II:	ADDITIONAL PROVISIONS TO THE GENERAL AGREEMENT

§ 1**Subject of Agreement**

1. **Subject of Agreement:** This General Agreement (which includes its Annexes and the election sheet ("Election Sheet")) governs all transactions the Parties shall enter into for the purchase, sale, delivery and acceptance of electricity, including Options on the purchase, sale, delivery and acceptance of electricity (each such transaction being an "Individual Contract"). All Individual Contracts and this General Agreement shall form a single agreement between the Parties (collectively referred to as the "Agreement"). The provisions of this General Agreement constitute an integral part of each Individual Contract.
2. **Pre-Existing Contracts:** If § 1.2 is specified as applying in the Election Sheet, each transaction between the Parties regarding the purchase, sale, delivery and acceptance of electricity, including Options on such transactions, entered into before the Effective Date but which remain either not yet fully or partially performed by one or both Parties, is deemed to be an Individual Contract under the Agreement.

§ 2**Definitions and Construction**

1. **Definitions:** Terms used in the Agreement shall have the meanings set out in Annex 1.
2. **Inconsistencies:** In the event of any inconsistency between the provisions of the Election Sheet and the other provisions of this General Agreement, the Election Sheet shall prevail. In the event of any inconsistency between the terms of an Individual Contract (whether evidenced in a Confirmation or by other means) and the provisions of this General Agreement (including its Election Sheet), the terms of the Individual Contract shall prevail for the purposes of that Individual Contract.
3. **Interpretation:** Headings and titles are for convenience only and do not affect the interpretation of the Agreement.
4. **References to Time:** References to time shall be to Central European Time (CET) or as specified in the Election Sheet.

§ 3**Concluding and Confirming Individual Contracts**

1. **Conclusion of Individual Contracts:** Unless otherwise agreed between the Parties, Individual Contracts may be concluded in any form of communication (whether orally or otherwise) and shall be legally binding and enforceable from the time the terms of such Individual Contract are concluded.
2. **Confirmations:** In the event that an Individual Contract is not concluded in written form, both Parties shall be free to confirm, or have confirmed, in writing their understanding of the agreed terms of the Individual Contract (each such written confirmation constituting a "Confirmation"). A written Confirmation shall not constitute a requirement for a legally valid Individual Contract. A Confirmation shall contain the information stipulated in, and shall be substantially in the form of, the applicable confirmation sheet from among those attached to this General Agreement as Annex 2 a - d.
3. **Objections to Confirmations:** Without prejudice to the provisions of § 3.2, if a Party receives a Confirmation, it shall promptly review the terms of such Confirmation and if they differ from its understanding of the terms of the applicable Individual Contract notify the other Party of any inconsistency without delay. If both Parties send a Confirmation without delay and their terms contradict, then each such Confirmation shall be deemed to be a notice of objection to the terms of the other Party's Confirmation.
4. **Authorised Persons:** If § 3.4 is specified as applying to a Party in the Election Sheet, Individual Contracts may be negotiated, confirmed and signed on behalf of that Party exclusively by those persons listed by it for such purposes as may be specified in an Annex to this General Agreement. Each Party may unilaterally amend and supplement in writing the list of persons currently authorised to act on its behalf at any time. Such amendments and supplements shall become effective upon their receipt by the other Party.

§ 4**Primary Obligations For Delivery and Acceptance of Electricity**

1. **Delivery and Acceptance:** In accordance with each Individual Contract, the Seller shall Schedule, sell and deliver, or cause to be delivered, and the Buyer shall Schedule, purchase and accept, or cause to be accepted, the Contract Quantity at the Delivery Point; and the Buyer shall pay to the Seller the relevant Contract Price.
2. **Definition of Schedule:** "Schedule" shall mean, as applicable, those actions necessary for a Party to effect its respective delivery or acceptance obligations, which may include nominating, scheduling, notifying, requesting and confirming with the other Party, their respective designated agents and authorised representatives, and the Network Operator, as applicable, the Contract Quantity, Contract Capacity, Delivery Point, Delivery Schedule, Total Supply Period, and any other relevant terms of the Individual Contract in accordance with all applicable rules of the Network Operator and other customary industry practices and procedures.

§ 5**Primary Obligations for Options**

1. **Delivery and Acceptance Pursuant to an Option:** When an Individual Contract provides for the purchase and sale of a physical option to buy electricity (a "Call Option") or to sell electricity (a "Put Option") (each, an "Option"), the seller of the Option (the "Writer") grants to the purchaser of the Option (the "Holder") the right, but not the obligation, by complying with certain designated procedures described below in this § 5, to require each Party to meet its respective obligations under § 4.1 for the delivery and acceptance of electricity in accordance with that respective Individual Contract.
2. **Premium for the Option:** The Holder shall pay the Writer the Premium for the Option on or before the Premium Payment Date (and if no Premium Payment Date is designated in the terms of the Individual Contract, such Premium shall be due and payable on the fifth (5th) Business Day following the day on which the Parties entered into the Individual Contract). If the Option is Exercised, invoicing and payment of the Contract Price for the Contract Quantity shall be in accordance with § 13 (*Invoicing and Payment*) unless otherwise agreed.
3. **Exercise of Option and Deadline:** The Holder of an Option may exercise its rights under the Option (in accordance with § 5.4 (*Notice of Exercise*)) by giving the Writer irrevocable notice of such Exercise during the Exercise Period. Unless otherwise agreed, if, in respect of an Individual Contract no Exercise Deadline is specified in respect of an Option, the Exercise Deadline shall be 10:00 am CET.
4. **Notice of Exercise:** Each notice of Exercise shall be effective upon receipt by the Writer and may be given in writing or verbally, provided that Exercise may not be effected by e-mail and verbal Exercise may not be effected by leaving a message on a voice mail or similar verbal electronic messaging system. In the case of verbal Exercise, the Holder shall promptly confirm the Exercise in writing (including without limitation by facsimile), provided that such written confirmation is not a prerequisite to the validity of verbal Exercise.

§ 6**Delivery, Measurement, Transmission and Risk**

1. **Current/Frequency/Voltages:** Electricity shall be delivered in the current, frequency and voltage applicable at the relevant Delivery Point agreed in the Individual Contract and in accordance with the standards of the Network Operator responsible for the Delivery Point.
2. **Delivery Schedules:** Electricity shall be delivered according to the Delivery Schedules specified in each Individual Contract.
3. **Transfer of Rights of Title:** Delivery shall be effected by making available the Contract Quantity at the Contract Capacity at the Delivery Point. Delivery and receipt of the Contract Quantity, and the transfer from Seller to Buyer of all rights to title free and clear of any adverse claims thereto, shall take place at the Delivery Point.

4. **Measurement of Electricity Deliveries and Receipts:** Each Party is responsible for ensuring that electricity deliveries and receipts are measured or verified by means that can be reasonably evidenced in accordance with the Network Operator's procedures governing the relevant Delivery Point.
5. **Documentation of Actual Deliveries and Receipts:** Upon reasonable request, a Party shall:
- (a) provide to the other Party documentation in its possession or control that evidences Schedules, quantities, deliveries and receipts of electricity for the purposes of determining the cause of any deviations between the terms of an Individual Contract and actual deliveries and receipts of electricity; and
 - (b) use its reasonable and diligent efforts to request and acquire from the Network Operator, and shall share with the requesting Party, any additional documentation necessary to reconcile inconsistencies between Scheduled and actual flows of electricity.
6. **Reimbursement of External Costs:** In the event a Party, at the request of the other Party or to resolve a dispute raised by the other Party, incurs reasonable external expenses in verifying that the other Party has failed to properly perform its obligations under the terms of an Individual Contract, such expenses shall be reimbursed upon demand by the Party that failed to perform.
7. **Seller and Buyer Risks:** Seller shall bear all risks associated with, and shall be responsible for any costs or charges imposed on or associated with Scheduling, transmission and delivery of the Contract Quantity up to the Delivery Point. Buyer shall bear all risks associated with, and shall be responsible for any costs or charges imposed on or associated with acceptance and transmission of, the Contract Quantity at and from the Delivery Point.

§ 7

Non-Performance Due to Force Majeure

1. **Definition of Force Majeure:** Unless otherwise specified in the Election Sheet, for purposes of the Agreement "**Force Majeure**" means an occurrence beyond the reasonable control of the Party claiming Force Majeure (the "**Claiming Party**") which it could not reasonably have avoided or overcome and which makes it impossible for the Claiming Party to perform its delivery or acceptance obligations, including, but without limitation, due to one or more of the following:
- (a) the failure of communications or computer systems of the relevant Network Operator(s) which prevents the Claiming Party from performing its obligations of delivery or acceptance; or
 - (b) the relevant Network Operator's suspension of delivery or acceptance or its disregard of the Claiming Party's obligations with regard to Scheduling under the Individual Contract.
2. **Release From Delivery and Acceptance Obligations:** If a Party is fully or partly prevented due to Force Majeure from performing its obligations of delivery or acceptance under one or more Individual Contracts and such Party complies with the requirements of § 7.3 (**Notification and Mitigation of Force Majeure**), no breach or default on the part of the Claiming Party shall be deemed to have occurred and it shall be released (and not merely suspended) from those obligations for the period of time and to the extent that such Force Majeure prevents its performance. No obligation to pay damages pursuant to § 8 (**Remedies for Failure to Deliver and Accept**) will accrue to the Claiming Party with respect to those quantities not delivered or received.
3. **Notification and Mitigation of Force Majeure:** The Claiming Party shall as soon as practical after learning of the Force Majeure notify the other Party of the commencement of the Force Majeure and, to the extent then available, provide to it a non-binding estimate of the extent and expected duration of its inability to perform. The Claiming Party shall use all commercially reasonable efforts to mitigate the effects of the Force Majeure and shall, during the continuation of the Force Majeure, provide the other Party with reasonable updates, when and if available, of the extent and expected duration of its inability to perform.
4. **Effects of Force Majeure on Other Party:** In the event, and to the extent, a Seller's delivery obligations are released by Force Majeure, the Buyer's corresponding acceptance and payment obligations

shall also be released. In the event and to the extent a Buyer's acceptance obligations are released by Force Majeure, Seller's corresponding delivery obligations shall also be released.

§ 8

Remedies for Failure to Deliver and Accept

1. **Failure to Deliver:** To the extent that the Party obliged to deliver electricity (the "**Delivering Party**") fails to deliver the Contract Quantity in whole or in part in accordance with the terms of an Individual Contract and such failure is not excused by an event of Force Majeure or the other Party's non-performance, the Delivering Party shall pay the other Party (the "**Accepting Party**") as compensation for damages an amount for such quantity of undelivered electricity equal to the product of:

- (a) the amount, if positive, by which the price, if any, at which the Accepting Party acting in a commercially reasonable manner is or would be able to purchase or otherwise acquire in the market the quantity of undelivered electricity exceeds the Contract Price; and
- (b) the quantity of undelivered electricity.

Such amount shall be increased by any incremental transmission costs and other reasonable and verifiable costs and expenses incurred by the Accepting Party as a result of the Delivering Party's failure.

2. **Failure to Accept:** To the extent that the Accepting Party fails in whole or in part to accept the Contract Quantity in accordance with an Individual Contract and such failure is not excused by an event of Force Majeure or the other Party's non-performance, the Accepting Party shall pay the Delivering Party as compensation for damages an amount for the quantity of non-accepted electricity equal to the product of:

- (a) the amount, if positive, by which the Contract Price exceeds the price at which the Delivering Party is or would be able to sell the quantity of non-accepted electricity in the market acting in a commercially reasonable manner; and
- (b) the quantity of the non-accepted electricity.

Such amount shall be increased by any incremental transmission costs and other reasonable and verifiable costs and expenses incurred by the Delivering Party as a result of the Accepting Party's failure.

3. **Amounts Payable:** Amounts that are due according to this § 8 shall be invoiced and paid in accordance with § 13 (*Invoicing and Payment*).

§ 9

Suspension of Delivery

In addition to any other rights or remedies available to a Party (the "**Non-Defaulting Party**"), should a Party (the "**Defaulting Party**") default on any payment that is due under the Agreement, or should it or its Credit Support Provider fail to provide, replace or increase the amount of any Performance Assurance required pursuant to the Agreement or any Credit Support Document, the Non-Defaulting Party shall be entitled, no earlier than three (3) Business Days after sending a written notice to the Defaulting Party to immediately cease further deliveries of electricity (and be released (and not merely suspended) from its underlying delivery obligations) under all Individual Contracts until such time as the Non-Defaulting Party, has received either the required collateral or full payment (including all applicable default interest and expenses) of all outstanding amounts owed to the Non-Defaulting Party.

§ 10

Term and Termination Rights

1. **Term:** This General Agreement shall come into force as of the Effective Date. It may be terminated in accordance with either § 10.2 (*Expiration Date and 30 Day Termination Notice*) or § 10.3 (*Termination for Material Reason*) through § 10.5 (*Definition of Material Reason*).

2. **Expiration Date and 30 Day Termination Notice:** This General Agreement will terminate on the Expiration Date (if one is specified in the Election Sheet) or if no Expiration Date has been specified in the Election Sheet, by a Party by giving the other Party thirty (30) days prior written notice of termination (in both cases "**Ordinary Termination**"). In the event of Ordinary Termination, the General Agreement shall remain legally binding on the Parties until, but only in respect of, all rights and obligations already created or existing under the Agreement prior to the date of the Ordinary Termination are fully performed by both Parties.

3. **Termination for Material Reason:**

- (a) If a Material Reason (as defined below) with respect to a Party has occurred and is continuing, the other Party (the "**Terminating Party**") may terminate the Agreement ("**Early Termination**") by giving the other Party notice. A notice of Early Termination may be given by telephone if that notice is confirmed in writing within two (2) Business Days.
- (b) A notice of Early Termination shall specify the relevant Material Reason for the Early Termination and shall designate a day as an early termination date (the "**Early Termination Date**"). The Early Termination Date may not be earlier than the day the notice is deemed to have been received under the Agreement nor later than twenty (20) days after such day. With effect from the Early Termination Date all further payments and performance in respect of all Individual Contracts shall be released (and not merely suspended) and existing duties and obligations of the Parties shall be replaced by the obligation of one Party to pay damages for non-fulfilment to the other Party in an amount (if any) calculated in accordance with § 11.1 (the "**Termination Amount**").
- (c) If notice designating an Early Termination Date is given, the Early Termination Date shall occur on the date so designated even if the applicable Material Reason is no longer continuing. On, or as soon as practicable after, the Early Termination Date, the Terminating Party shall calculate in a commercially reasonable manner, and shall notify the other Party of, the Termination Amount (if any) to be received or paid by it deriving from aggregating all Settlement Amounts as stipulated in § 11 (**Calculation of the Termination Amount**).
- (d) The Termination Amount shall be payable by the relevant Party to the other Party within three (3) Business Days of its notification by the Terminating Party.
- (e) The Terminating Party may take into account any Performance Assurance or credit support available pursuant to the Agreement or any Credit Support Document.
- (f) The right to designate an Early Termination Date under this § 10.3 (**Termination for Material Reason**) is in addition to any other remedies available under the Agreement or at law.

4. **Automatic Termination:** If "**Automatic Termination**" is specified as applying to a Party in the Election Sheet, and upon the occurrence of a Material Reason described in § 10.5(c) (**Winding-up/Insolvency/Attachment**), the Terminating Party need not send that Party any notice of the designation of an Early Termination Date and the Early Termination Date in such event shall be as specified in the Election Sheet. Except as provided in this § 10.4, Early Termination by virtue of operation of Automatic Termination shall be as provided in § 10.3 (**Termination for Material Reason**).

5. **Definition of Material Reason:** The Agreement may be terminated at any time for one or more of the following reasons (each, a "**Material Reason**");

- (a) **Non Performance:** The failure of a Party or its Credit Support Provider, when required, to make a payment, to deliver any Performance Assurance or to perform any other material obligation (other than when such obligation is released pursuant to § 7 (**Non-Performance Due to Force Majeure**)):
 - (1) under the Agreement; provided, that in the case of a failure to pay, such failure is not cured within two (2) Business Days of a written demand, or, in the case of

any other failure of performance, such failure is not cured within ten (10) Business Days of a written demand;

- (i) under any Credit Support Document (after giving effect to any applicable notice or grace period thereunder); or
 - (ii) under any Performance Assurance in accordance with § 17 (*Performance Assurance*).
- (b) **Cross Default and Acceleration:** Unless otherwise specified in the Election Sheet.
- (i) any payment default under any Specified Indebtedness with an aggregate outstanding principal balance equal to three percent (3%) of the Tangible Net Worth of such (aa) Party's, or (bb) such Party's Credit Support Provider (if such Party has a Credit Support Provider) or (cc) such Party's Controlling Party (if such Party does not have a Credit Support Provider but has a Controlling Party), as the case may be, as of the date of the default, or
 - (ii) the failure of a Party or its Credit Support Provider or Controlling Party to make one or more payments in an aggregate amount (individually or collectively) of not less than the Threshold Amount specified in the Election Sheet for that Party under such agreements or instruments entered into between such Parties or their Affiliates (after giving effect to any applicable notice requirement or grace period).
- (c) **Winding-up/Insolvency/Attachment:** A Party or its Credit Support Provider:
- (i) is dissolved (other than pursuant to a consolidation, amalgamation or merger);
 - (ii) becomes insolvent or is unable to pay its debts or fails or admits in writing its inability generally to pay its debts as they become due;
 - (iii) makes a general assignment, arrangement or composition with or for the benefit of its creditors;
 - (iv) institutes or has instituted against it a proceeding seeking a judgement of insolvency or bankruptcy or any other relief under any bankruptcy or insolvency law or other similar law affecting creditors' rights, or a petition is presented for its winding-up or liquidation and, if specified in the Election Sheet, is not withdrawn, dismissed, discharged, stayed or restrained within such period as specified in the Election Sheet;
 - (v) has a resolution passed for its winding-up, official management or liquidation (other than pursuant to a consolidation, amalgamation or merger);
 - (vi) seeks or becomes subject to the appointment of an administrator, provisional liquidator, conservator, receiver, trustee, custodian or other similar official for it or for all or substantially all its assets;
 - (vii) has a secured party take possession of all or substantially all its assets or has a distress, execution, attachment, sequestration or other legal process levied, enforced or sued on or against all or substantially all its assets;
 - (viii) causes or is subject to any event with respect to it which, under the applicable laws of any jurisdiction, has an analogous effect to any of the events specified in clauses (i) to (vii) (inclusive); or
 - (ix) takes any action in furtherance of, or indicating its consent to, approval of, or acquiescence in, any of the acts referred to in this § 10.5(c).

- (d) **Failure to Deliver or Accept:** If specified as applying in the Election Sheet, the failure of a Party to comply with its obligation to deliver or accept electricity under an Individual Contract, (other than, when such obligation is released pursuant to §7 (*Non-Performance Due to Force Majeure*)) for more than seven (7) consecutive days or for more than seven (7) days in aggregate within a period of sixty (60) days.
- (e) **Force Majeure:** A Party is released from its obligations under the Agreement due to Force Majeure for more than thirty (30) consecutive days or for more than sixty (60) days in aggregate within a period of one calendar year.
- (f) **Representation or Warranty:** A representation or warranty when made or repeated or deemed to have been made or repeated by a Party to this General Agreement or an Individual Contract or by its Credit Support Provider in a Credit Support Document proves to have been incorrect or misleading in any material respect when made or repeated or deemed to have been made or repeated.

Unless otherwise specified in the Election Sheet, the above Material Reasons shall constitute the exclusive reasons for Early Termination under this § 10.

§ 11

Calculation of the Termination Amount

1. **Termination Amount:** The Terminating Party shall calculate an amount (the "**Termination Amount**") to be paid in accordance with § 10.3 (*Termination for Material Reasons*) and § 10.4 (*Automatic Termination*) by calculating the sum (whether positive or negative) of all Settlement Amounts for all Individual Contracts plus any or all other amounts payable between the Parties under or in connection with the Agreement.

2. **Settlement Amount:** The "**Settlement Amount**" for an Individual Contract shall be the Gains less the aggregate of the Losses and Costs which the Terminating Party incurs as a result of the termination of the Individual Contract. For the purpose of this provision:

- (a) "**Costs**" means brokerage fees, commissions and other third party costs and expenses reasonably incurred by the Terminating Party either in terminating any arrangement pursuant to which it has hedged its obligation or entering into new arrangements which replace a terminated Individual Contract and all reasonable legal fees, costs and expenses incurred by the Terminating Party in connection with its termination of such Individual Contract;
- (b) "**Gains**" means an amount equal to the present value of the economic benefit to the Terminating Party, if any (exclusive of Costs), resulting from the termination of an Individual Contract, determined in a commercially reasonable manner; and
- (c) "**Losses**" means an amount equal to the present value of the economic loss to the Terminating Party, if any (exclusive of Costs), resulting from its termination of an Individual Contract, determined in a commercially reasonable manner.

In calculating the Settlement Amounts, the Terminating Party may, but is not obliged, to calculate its Gains and Losses as at the Early Termination Date, at its discretion, without entering into any replacement transactions.

§ 12

Limitation of Liability

1. **Application of Limitation:** This § 12 will apply unless otherwise specified by the Parties in the Election Sheet.

2. **Exclusion of Liability:** Subject to §§ 12.3 and 12.4 and except in respect of any amounts payable under § 8 (*Remedies for Failure to Deliver and Accept*) or § 10.3 (*Termination for Material Reason*), a Party and its employees, officers, contractors and/or agents, are not liable to the other Party for any loss, cost, expense or damages ("**Damages**"), (including, without limitation, any liability due to the irregularities in the supply of

electricity under an Individual Contract) incurred by the other Party under or in connection with the Agreement, except where such Damages are due to gross negligence, intentional default or fraud of a Party or its employees, officers, contractors and/or agents used by such Party in performing its obligations under the Agreement.

3. Consequential Damage and Limitation of Liability: Subject to § 12.4, the liability of a Party under or in connection with this Agreement:

- (a) does not include liability for any indirect and/or consequential Damages, including, without limitation, loss of profit, goodwill, business opportunity or anticipated saving; and
- (b) is limited to an amount equal to the amounts payable for electricity supplied or to be supplied by a Party under any relevant Individual Contract provided that such limitation shall not apply to payments under § 8 (*Remedies for Failure to Deliver and Accept*) and § 11 (*Calculation of the Termination Amount*).

4. Intentional Default, Fraud and Fundamental Rights: Nothing in the Agreement operates to exclude or limit a Party's liability for:

- (a) intentional default,
- (b) fraud; or
- (c) any action which endangers the fundamental legal rights of a Party or which violates a Party's fundamental contractual obligations ("*Kardinalspflichten*").

5. Duty to Mitigate Losses: For the avoidance of doubt, and subject to applicable law, each Party agrees that it has a duty to mitigate its Damages and covenants that it will use commercially reasonable efforts to minimise any Damages it may incur under or in connection with the Agreement.

§ 13

Invoicing and Payment

1. Invoice: Each Party who is a Seller of electricity in an Individual Contract shall transmit to the other Party in the course of the calendar month following a delivery of electricity according to the Delivery Schedule for the previous month an invoice setting forth the total quantities of electricity that were sold by it under Individual Contracts in the previous calendar month. In connection with such invoice the Party may state all amounts then owed between the Parties pursuant to the Individual Contracts including, without limitation, all amounts owed for the purchase and sale of electricity, fees, charges, reimbursements, damages, interest, and other payments or credits owed between the Parties and, if applicable, any net amount due for payment pursuant to § 13.3 (*Payment Netting*). Invoicing of Premiums due under an Individual Contract for Options shall be as agreed by the Parties in the Individual Contracts.

2. Payment: On or before the later of (a) the twentieth (20th) day of the calendar month or if not a Business Day the immediately following Business Day or (b) the fifth (5th) Business Day following receipt of an invoice (the "**Due Date**"), a Party owing an invoiced amount shall pay, by wire transfer in freely available funds, the amount set forth on such invoice to the payment address or bank account provided by the other Party as specified in the Election Sheet. Such payment shall be made, unless otherwise agreed, in EURO, and subject to § 14 (*VAT and Taxes*) and the remitter shall pay its own bank charges. Notwithstanding the foregoing, the Due Date for payment of a Premium under an Individual Contract for Options shall be the Premium Payment Date specified in the Individual Contract.

3. Payment Netting: If this § 13.3 is specified as applying in the Election Sheet, if on any day the Parties are each required to pay one or more amounts in the same currency (for which purpose all EURO currencies shall be considered a single currency) under one or more Individual Contracts then such amounts with respect to each Party shall be aggregated and the Parties shall discharge their respective payment obligations through netting, in which case the Party, if any, owing the greater aggregate amount shall pay the other Party the difference between the amounts owed.

4. Invoicing and Payment of Scheduled Contract Quantities: Invoicing and payment shall be based on Scheduled Contract Quantities in accordance with all applicable Delivery Schedules for the respective

month. When and if data becomes available confirming that the actual quantities of electricity delivered and received differs from that set out in the Delivery Schedules, invoicing and payment will be adjusted to reflect any deviations between the Contract Quantities and actual deliveries.

5. **Default Interest:** Overdue payments shall accrue interest from, and including, the Due Date to, but excluding, the date of payment, at the Interest Rate. For this purpose the "Interest Rate" shall be the rate of interest specified in the Election Sheet.

6. **Disputed Amounts:** If a Party, in good faith, disputes the accuracy of an invoice, it shall on or before the Due Date provide a written explanation of the basis for the dispute and shall pay:

- (a) if this § 13.6(a) is specified as applying in the Election Sheet, the full amount invoiced no later than the Due Date. If any amount paid under dispute is finally determined to have not been due, such overpayment shall, at the election of the owed Party, be credited or returned to it within ten (10) days of such determination, along with interest accrued at the Interest Rate from, and including, the date such amount was paid, to the other Party, but excluding, the date returned or credited; or
- (b) if this § 13.6 (b) is specified as applying in the Election Sheet, the undisputed amount invoiced no later than the Due Date. If any amount withheld under dispute is finally determined to have been due, such withheld amount shall, at the election of the owed Party, be credited or returned to it within ten (10) days of such determination, along with interest accrued at the Interest Rate from, and including, the date such amount was due, to the other Party, but excluding, the date paid or credited.

§ 14

VAT and Taxes

1. **VAT:** All amounts referred to in this General Agreement are exclusive of VAT. The VAT treatment of the supply of electricity under an Individual Contract shall be determined pursuant to the VAT laws of the jurisdiction where a taxable transaction for VAT purposes is deemed to take place. If VAT is payable on any such amounts, the Buyer shall pay to the Seller an amount equal to the VAT at the rate applicable from time to time; provided that such amount shall only be required to be paid once the Seller provides the Buyer with a valid VAT invoice (applicable in the jurisdiction of supply) in relation to that amount.

Where, in accordance with EU and/or national legislation, any supplies under an Individual Contract may be Zero-Rated and/or subject to the reverse charge in accordance with Articles 38, 39 or 195 of Council Directive 2006/112/EC, the following shall apply:

- (a) the Buyer and the Seller hereby covenant that they will do all such proper acts, deeds and things as are necessary (which may include and shall not be limited to providing to the Seller all such proper, true and accurate documentation or assistance as may reasonably be required by the relevant taxing authority) to ensure that such supply is Zero-Rated or subject to the reverse charge for the purposes of such legislation;
- (b) in the event that the Buyer or the Seller fails to comply with such obligation, the non-complying Party shall indemnify the other Party in respect of any and all VAT, penalties and interest incurred by the other Party as a result of the non-complying Party's failure to comply with the above covenant; and
- (c) in the absence of the Buyer providing any documentation as referred to in (a) above, the Seller reserves the right to charge local VAT.

2. **Other Taxes:** All amounts referred to in this General Agreement are exclusive of Other Taxes. In the case of Other Taxes, if the cost of an Other Tax is charged or passed on by the Seller to the Buyer, the Buyer shall pay this amount of Other Tax to the Seller; provided that such amount of Other Tax is identified separately on the invoice issued by the Seller and confirmation is received by the Buyer, where applicable, that such amount of Other Tax has been duly paid or accounted for to the relevant Tax authority, as appropriate.

Where in accordance with EU and/or national legislation there is an exemption or other relief, as applicable, from Other Taxes in respect of any supplies under an Individual Contract, the following shall apply:

- (a) the Buyer and the Seller hereby covenant that they will do all such proper acts, deeds and things as are necessary (which may include and shall not be limited to providing to the Seller all such proper, true and accurate documentation or assistance as may reasonably be required by the relevant taxing authority) to ensure that such supply is exempt from Other Taxes for the purposes of such legislation;
- (b) in the event that the Buyer or the Seller fails to comply with such obligation, the non-complying Party shall indemnify the other Party in respect of any and all Other Taxes, penalties and interest incurred by the other Party as a result of the non-complying Party's failure to comply with the above covenant; and
- (c) in the absence of the Buyer providing any documentation as referred to in (a) above the Seller reserves the right to charge Other Taxes.

3. Seller's and Buyer's Tax Obligation: The Seller shall pay or cause to be paid all Tax on or with respect to electricity delivered pursuant to an Individual Contract arising before the transfer of risk and title at the Delivery Point. The Buyer shall pay or cause to be paid all Tax on or with respect to the electricity delivered pursuant to an Individual Contract arising after the transfer of risk and title at the Delivery Point. Subject to §14.2, the Parties shall pay all Tax arising at the transfer of risk and title at the Delivery Point in accordance with applicable local laws. In the event that the Seller is required by law to pay any Tax which is properly for the account of the Buyer, the Buyer shall promptly indemnify or reimburse the Seller in respect of such Tax. In the event that the Buyer is required by law to pay any Tax which is properly for the account of the Seller, the Buyer may deduct the amount of any such Tax from the sums due to the Seller under the Agreement and the Seller shall promptly indemnify or reimburse the Buyer in respect of any such Tax not so deducted.

4. Taxes Targeted at End-Users: The Buyer covenants to the Seller that, for the purposes of a Tax which is targeted at the end-user or consumer of electricity, either:

- (a) it will not be an end-user or consumer of such electricity delivered to it under any Individual Contract, or
- (b) that the Buyer has the status of an intermediary or any equivalent status as defined in any applicable legislation, or
- (c) that the electricity so delivered will either be transported out of the jurisdiction in which the Delivery Point is situated under such Individual Contract or will be re-sold within such jurisdiction,

and the Buyer will provide such documentation as may be required by applicable legislation to evidence any of the foregoing.

5. Exemption Certificates: If, however, the Buyer intends to consume any of the electricity delivered under an Individual Contract, the Buyer shall provide to the Seller, if required under the applicable legislation, a Valid Certificate evidencing the exemption of the Buyer's relevant facility from the Tax which is targeted at the end-user or consumer of electricity, in respect of its energy supply to the reasonable satisfaction of the Seller. If such a Valid Certificate, which is required by any applicable legislation, is not provided and/or the Seller is not so satisfied by the relevant time of invoicing and the Seller is liable to pay the Tax targeted at the end-user or consumer of electricity, the Seller shall charge the Buyer and the Buyer shall pay to the Seller in addition to the Contract Price an amount equal to the Tax which is applicable to the end-user or consumer of electricity on the electricity delivered under such Individual Contract, at the rate applicable at the time of the sale. If the Buyer, subsequent to the Seller charging such Tax, provides the Seller within the applicable time (if any) with a Valid Certificate, the Seller shall reimburse the Buyer for any such Taxes paid by the Buyer, provided the Seller has reclaimed such Tax.

6. Indemnity: In the event that, in respect of an Individual Contract, a Party is in breach of its obligations under §14.4 (*Taxes Targeted at End-Users*) or §14.5 (*Exemption Certificates*), it shall indemnify and hold harmless the other Party against any liability for Tax which is targeted at the end-user or consumer of

electricity (and any associated charges or penalties) in respect of electricity delivered under such Individual Contract.

7. **New Taxes:** If any New Tax is applicable to an Individual Contract, and the Buyer is, by the use of reasonable endeavours, able to obtain any available exemption or relief therefrom or is contractually able to pass the same through to or be reimbursed in respect thereof by a third party, the Buyer shall pay or cause to be paid, or reimburse the Seller if the Seller has paid, such New Tax, and the Buyer shall indemnify, defend and hold harmless the Seller from and against any claims for such New Tax.

8. **Termination for New Tax:** Unless otherwise specified in the Election Sheet or in the terms of an Individual Contract, the provisions of this §14.8 shall only apply in respect of an Individual Contract if the period from the date on which the Parties concluded such Individual Contract pursuant to § 3.1 (*Conclusion of Individual Contracts*) to the end of the Total Supply Period exceeds two years.

Where the provisions of this § 14.8 apply in respect of an Individual Contract and:

- (a) a New Tax is imposed on a Party (the "**Taxed Party**") in respect of the Contract Quantity; and
- (b) having used reasonable endeavours to do so, the Taxed Party is unable contractually to pass on the cost of the New Tax to the other Party or a third party; and
- (c) the total amount of the New Tax that would be payable in respect of the balance of the total amount of electricity to be delivered during the remainder of the Total Supply Period (the "**Remaining Contract Quantity**"), unless otherwise specified in the Election Sheet, shall exceed five percent (5%) of the product of the Remaining Contract Quantity and the Contract Price

then, the Taxed Party shall be entitled to terminate the Individual Contract subject to the following conditions:

- (a) the Taxed Party must give the other Party (the "**Non-Taxed Party**") at least five (5) Business Days' prior written notice (the "**Negotiation Period**") of its intent to terminate the Individual Contract (and which notice shall be given no later than 180 Days after the later of the enactment or the effective date of the relevant New Tax), and prior to the proposed termination the Taxed Party and the Non-Taxed Party shall attempt to reach an agreement as to the sharing of the New Tax;
- (b) if such agreement is not reached, the Non-Taxed Party shall have the right, but not the obligation, upon written notice to the Taxed Party within the Negotiation Period, to pay the New Tax for any continuous period it so elects on a calendar month to calendar month basis, and in such case the Taxed Party shall not have the right during such continuous period to terminate the Individual Contract on the basis of the New Tax;
- (c) should the Non-Taxed Party elect to pay the New Tax on a calendar month to calendar month basis, the Non-Taxed Party may elect to cease the payment of the New Tax upon giving five (5) Business Days' prior written notice to the Taxed Party of its election to cease payment of such New Tax, in which case the Non-Taxed Party shall indemnify the Taxed Party for the New Tax and related interest and penalties that may be incurred by the Taxed Party in respect of the period during which the Non-Taxed Party had elected to pay the New Tax and the Taxed Party shall again be subject to the provisions of this § 14.8 as if the New Tax had an effective date as of the date on which the Non-Taxed Party ceased payment of such New Tax;
- (d) if agreement as to sharing a New Tax is not reached and the Non-Taxed Party does not elect to pay the New Tax for any period of time within the Negotiation Period, the Individual Contract affected shall be terminated on the expiry of the Negotiation Period;
- (e) upon termination of the Individual Contract, the provisions of § 11 (*Calculation of the Termination Amount*) relating to the calculation and payment of the Termination Amount

shall apply but only in respect of the Individual Contract(s) so terminated, and for these purposes:

- (i) the Non-Taxed Party shall be understood to be the Terminating Party for the calculation of the Termination Amount: and
- (ii) the effect (if any) of the relevant New Tax on the calculation of the Termination Amount (or any Settlement Amount) shall be expressly excluded.

9. Withholding Tax: If this § 14.9 is specified as applying in the Election Sheet, the following shall apply between the Parties:

- (a) **Payments Free and Clear:** All payments under an Individual Contract shall be made without any withholding or deduction for or on account of any Tax unless such withholding or deduction is required by law. If a Party is so required to withhold or deduct Tax from a payment to be made by it, then that Party ("**Paying Party**") shall notify the other Party ("**Receiving Party**") immediately of such requirement and pay to the appropriate authorities all amounts withheld or deducted by it. If a receipt or other evidence can be issued evidencing the payment to the authorities, the Paying Party shall deliver such evidence (or a certified copy thereof) to the Receiving Party.
- (b) **Grossing-Up:** The Paying Party shall increase the amount of any payment which is required to be made subject to a withholding or deduction to the extent necessary to ensure that, after the making of the required withholding or deduction, the Receiving Party receives the same amount it would have received had no such withholding or deduction been made or required to be made, except that no increase shall be made in respect of any Tax:
 - (i) which is only imposed as a result of a connection between the Receiving Party and the jurisdiction of the authority imposing the Tax (including, without limitation, a connection arising from the Receiving Party having or having had a permanent establishment or other fixed place of business in that jurisdiction, or having been present or engaged in business in that jurisdiction) other than the mere execution or delivery of this General Agreement, any Confirmation or any Credit Support Document; or
 - (ii) which could have been avoided if the Receiving Party had delivered to the Paying Party or to the appropriate authority as reasonably requested by the Paying Party, any declaration, certificate, or other documents specified in the Election Sheet in a form reasonably satisfactory to the Paying Party; or
 - (iii) which is only imposed as a result of any Tax representation made by the Receiving Party in the Election Sheet for the purposes of this § 14.9 failing or ceasing to be true and accurate provided that this paragraph (iii) shall not apply (and the Paying Party shall be obliged to increase the amount of any payment pursuant to this § 14.9(b)) if such representation has failed or ceased to be true and accurate by reason of:
 - (an) any change in, or in the application or interpretation, of any relevant law, enactment, directive, or published practice of any relevant Tax authority being a change occurring on or after the date on which the relevant Individual Contract is entered; or
 - (bb) any action taken by a Tax authority, or brought in a court of competent jurisdiction, on or after the date on which the relevant Individual Contract is entered into.

§ 15

Floating Prices and Fallback Procedure for Market Disruption

1. **Calculation of Floating Contract Prices:** In the event the Contract Price is based on an index, exchange or any other kind of variable reference price (such price being a "**Floating Price**") the Contract Price shall be determined on the Settlement Date at the Settlement Price as specified in the applicable Individual Contract. The Settlement Price shall be determined in accordance with the Calculation Method on the Calculation Date as specified in the Individual Contract. The Calculation Date is the date specified as such in the Individual Contract on which the Settlement Price for the specific delivery is determined. The Calculation Agent shall provide prompt notice of the Settlement Price determined as well as the amount to be paid on the Due Date. Payment shall be made pursuant to § 13 (**Invoicing and Payment**).

2. **Market Disruption:** Upon the occurrence of a Market Disruption Event as specified in § 15.4 (**Definition of Market Disruption Event**), the Calculation Agent shall determine an alternative price to which the relevant Individual Contract shall be settled (the "**Alternative Settlement Price**") according to the applicable Fallback Mechanism contained in the provisions of § 15.3 (**Fallback Mechanism**). In the event of a Market Disruption Event, the order of succession of §15.3 from (a) to (c) shall be binding upon the Calculation Agent. The Calculation Agent can only use the next following Fallback Mechanism provision if the previous Fallback Mechanism provision is not available due to a Market Disruption Event or otherwise as provided in §15.3, as applicable.

3. **Fallback Mechanism:** In the event of a Market Disruption Event the Calculation Agent shall determine the Alternative Settlement Price according to the following procedure (each a "**Fallback Mechanism**"):

- (a) **Fallback Reference Price:** The Calculation Agent shall determine the Alternative Settlement Price based upon the price for that Calculation Date of the first Alternate Commodity Reference Price, if any, specified in the applicable Individual Contract and which is not itself subject to a Market Disruption Event; if an Alternate Commodity Reference Price has not been agreed on in the Individual Contract, the next applicable Fallback Mechanism shall apply for the relevant Individual Contract;
- (b) **Negotiated Fallback:** Each Party shall promptly negotiate in good faith to agree with the other on an Alternative Settlement Price (or a method for determining the Alternative Settlement Price), and, if the Parties have not so agreed on or before the fifth (5th) Business Day following the first Calculation Date on which the Market Disruption Event existed, the next applicable Fallback Mechanism shall apply;
- (c) **Dealer Fallback:** On or after six (6) Business Days following the first Calculation Date on which the Market Disruption Event occurred or existed, the Parties shall promptly and jointly agree upon three independent leading participants in the relevant market ("**Dealers**") selected in good faith from among participants of the highest credit standing which satisfy all the criteria that the Parties apply generally in deciding whether to offer or to make an extension of credit or to enter into a transaction comparable to the Individual Contract that is affected by the Market Disruption Event. The Dealers shall be appointed to make a determination of the Alternative Settlement Price taking into consideration the latest available quotation for the relevant commodity reference price and any other information that in good faith is deemed relevant. The Alternative Settlement Price shall be the arithmetic mean of the three amounts determined to be the Alternative Settlement Price by each Dealer, in which case the calculation shall be binding and conclusive in the absence of manifest error.

4. **Definition of Market Disruption Event:** "**Market Disruption Event**" under this § 15 shall mean the events stipulated under § 15.4 (a) through (f) (the existence of which shall be determined in a commercially reasonable manner by the Calculation Agent). For purposes of this § 15.4, "**Price Source**" shall mean any institution determining and publishing the price for a relevant commodity (a "**Commodity Reference Price**") including exchanges trading in any relevant future contracts or commodities on which the Floating Price is based.

- (a) the failure of any relevant Price Source to announce or publish information necessary for determining the Commodity Reference Price;
- (b) the temporary or permanent objective unavailability of any relevant Commodity Reference Price;

- (c) a temporary or permanent closing of the Price Source of any relevant Commodity Reference Price;
- (d) the discontinuance or suspension of, or the imposition of a material limitation on, trading in any relevant futures contract or commodity offered by the relevant exchange for the Commodity Reference Price;
- (e) the occurrence since the date such Individual Contract was entered into of a material change in the details of the composition of or specifications for any relevant commodity or Commodity Reference Price (i) which are entered into or incorporated in any relevant futures contract or offered by the relevant exchange or (ii) which are used by any other relevant institution for determining the Commodity Reference Price in compiling the price information necessary for determining such Floating Price; or
- (f) the occurrence since the commencement of the relevant Individual Contract of a material change in the method of calculation used for any relevant Commodity Reference Price to determine the price information necessary for determining such floating price.

5. **Calculation Agent:** Unless the Parties otherwise specify in the Election Sheet or in the relevant Individual Contract, the Seller shall be the Calculation Agent.

§ 16

Guarantees and Credit Support

To address each Party's risk relating to the creditworthiness of the other Party, and to secure the prompt fulfilment of all obligations resulting from this General Agreement and Individual Contracts, the Parties may agree, on or at any time after the Effective Date, or at the time of the concluding of each Individual Contract, upon the circumstances in which Credit Support Documents may be required to be provided for the benefit of a Party, including, the form of Credit Support Documents, the amount of credit support, and the identity of one or more acceptable Credit Support Providers.

§ 17§

Performance Assurance

1. **Right to Require Performance Assurance:** At any time and from time to time, when a Party (the "Requesting Party") believes in good faith that a Material Adverse Change has occurred in respect of the other Party, the Requesting Party shall be entitled to require, by written notice, that the other Party provide to it or increase in amount: (a) a Letter of Credit; (b) cash; or (c) other security (including a bank or parent guarantee), in a form and amount reasonably acceptable to the Requesting Party (each a "Performance Assurance"). Upon receipt of such written notice, the other Party shall within three (3) Business Days provide to the Requesting Party the Performance Assurance required.

2. **Material Adverse Change:** A Material Adverse Change shall have occurred if any one or more of following events has occurred and is continuing insofar as such event is specified as applying to a Party in the Election Sheet:

- (a) **Credit Rating:** If the Credit Rating of an Entity listed in (i)-(iii), each such Entity being a "Relevant Entity" of such Party, is withdrawn or downgraded below the rating set out for such Party in the Election Sheet:
 - (i) the other Party (unless all of that other Party's financial obligations under the Agreement are fully guaranteed or assured under a Credit Support Document); or
 - (ii) the other Party's Credit Support Provider (other than a bank); or
 - (iii) any Entity who is a party to a control and/or profit transfer agreement (*Berherrschungs-Gewinnabführungsvertrag*) within the meaning of the German Stock Corporation Act (*Aktengesetz; AktG*) (a "Control and Profit Transfer Agreement") with the other Party and such other Party is in relation to such

Entity, its subsidiary over which such Entity has control (a "**Controlling Party**"); or

- (b) **Credit Rating of a Credit Support Provider that is a Bank:** If the Credit Rating of a bank serving as the other Party's Credit Support Provider is withdrawn or downgraded below the Credit Rating set out in the Election Sheet; or
- (c) **Financial Covenants:** Insofar as a Relevant Entity does not have a Credit Rating, if such Relevant Entity does not fulfill any of the following financial requirements as determined by reference to its most recent financial statement:
 - (i) **EBIT to Interest:** The ratio of EBIT to the sum of all interest and any amounts in the nature of interest charged to expense relating to financial indebtedness for borrowed money (which includes debts payable to Affiliates as well as debt instruments to financial institutions) for such Relevant Entity in any fiscal year is greater than the ratio specified in the Election Sheet;
 - (ii) **Funds from Operations:** The ratio of Funds from Operations to Total Debt for such Relevant Entity in any fiscal year is greater than the ratio specified in the Election Sheet; or
 - (iii) **Total Debt to Total Capitalisation:** The ratio of Total Debt to Total Capitalisation for such Relevant Entity in any fiscal year is less than the ratio specified in the Election Sheet; or
- (d) **Decline in Tangible Net Worth:** If the Tangible Net Worth of a Relevant Entity falls below the amount specified in the Election Sheet; or
- (e) **Expiry of Performance Assurance or Credit Support Document:** If any Performance Assurance or any Credit Support Document expires or terminates with respect to any outstanding obligations of the other Party under the Agreement, or, if a Performance Assurance or Credit Support Document is due to expire or terminate within the period of time, if any, specified in the Election Sheet, or the failing or ceasing of such Credit Support Document to be in full force or effect for the purpose of the Agreement (in each case other than in accordance with its terms or the terms of the Agreement) before the satisfaction of all outstanding obligations of such other Party under the Agreement to which such Credit Support Document relates, without the written consent of the Requesting Party.
- (f) **Failure of Performance Assurance or Credit Support Document:** If any Credit Support Provider or Performance Assurance provider of the other Party disaffirms, disclaims, revokes, repudiates or rejects in whole or in part, or challenges the validity of, any Credit Support Document or Performance Assurance provided by it or otherwise fails to comply with or perform its obligations under or in respect of such Credit Support Document or Performance Assurance and such failure is continuing after any applicable grace or cure period; or
- (g) **Failure of Control and Profit Transfer Agreement:** If any Controlling Party of the other Party disaffirms, disclaims, revokes, repudiates or rejects in whole or in part, or challenges the validity of, any Control and Profit Transfer Agreement entered into by it or otherwise fails to comply with or perform its obligations under such Control and Profit Transfer Agreement; or
- (h) **Impaired Ability to Perform:** If in the reasonable and good faith opinion of the Requesting Party, the ability of the Relevant Entity to perform its obligations under the Agreement, any Credit Support Document or any Control and Profit Transfer Agreement, as the case may be, is materially impaired.
- (i) **Amalgamation/Merger:** If the other Party or its Credit Support Provider undergoes a change of control, consolidates or amalgamates with, or merges with or into, or transfers all or substantially all its assets to, or reorganises, incorporates, reincorporates, or

reconstitutes into or as, another Entity, or another Entity transfers all or substantially all its assets to, or reorganises, incorporates, reincorporates, or reconstitutes into or as, such other Party or its Credit Support Provider and:

- (i) the creditworthiness of such Party, its Credit Support Provider or the resulting, surviving, transferee or successor Entity is materially weaker than that of the other Party or such Credit Support Provider, as the case may be, immediately prior to such action;
- (ii) the resulting, surviving, transferee or successor Entity fails to assume all the obligations of that other Party or such Credit Support Provider under the Agreement or any Credit Support Document to which it or its predecessor was a party by either operation of law or pursuant to an agreement reasonably satisfactory to the Requesting Party; or
- (iii) the benefits of any Credit Support Document cease or fail to extend (without the consent of the Requesting Party) to the performance by such resulting, surviving, transferee or successor Entity of its obligations under the Agreement.

§ 18

Provision of Financial Statements and Tangible Net Worth

1. Provision of Financial Statements: Unless otherwise specified in the Election Sheet, if requested by a party, the other Party shall deliver

- (a) within 120 days following the end of each fiscal year, a copy of such other Party's, or for such period the other Party's obligation are supported by a Credit Support Provider or if it is a party to a Control and Profit Transfer Agreement, its Credit Support Provider's or its Controlling Party's, as the case may be, annual report containing audited consolidated financial statements for such fiscal year, and
- (b) within sixty (60) days after the end of each of its first three fiscal quarters of each fiscal year, a copy of its quarterly report containing unaudited consolidated financial statements; and

2. Decline in Tangible Net Worth: If this & 18.2 is specified as applying in the Election Sheet, as soon as it becomes aware of such decline, each Party shall promptly notify the other Party of the occurrence of a decline in its Tangible Net Worth or the Tangible Net Worth of its Credit Support Provider or Controlling Party, to a level below the amount specified in the Election Sheet.

3. Accounting Principles: In all cases the financial statements referred to in this §18 shall be prepared in accordance with generally accepted accounting principles in the relevant jurisdiction.

§ 19

Assignment.

1. Prohibition: Neither Party shall be entitled to assign its rights and obligations under the Agreement to a third party without the prior written consent of the other Party. Such consent shall not be unreasonably delayed, refused or withheld.

2. Assignment to Affiliates : If this 6 19.2 is specified as applying in the Election Sheet, each Party shall be entitled to assign its rights and obligations under the Agreement without the prior written consent of the other Party to an Affiliate of an equivalent or greater creditworthiness. Such Assignment shall only become effective upon notice being received by the other Party and; provided that any Credit Support Document issued or agreed on behalf of the assigning Party has first been reissued or amended to support the obligations of the Affiliate for the benefit of the other Party.

§ 20

Confidentiality

1. **Confidentiality Obligation:** Unless this § 20 is specified as not applying in the Election Sheet, and subject to § 20.2 (*Exclusions from Confidential Information*), neither Party shall disclose the terms of an Individual Contract (“**Confidential Information**”) to a third party.

2. **Exclusions from Confidential Information:** Confidential Information shall not include information which:

- (a) is disclosed with the other Party’s prior written consent;
- (b) is disclosed by a Party to the Network Operator, its directors, employees, Affiliates, agents, professional advisers, bank or other financing institution, rating agency or intended assignee;
- (c) is disclosed to comply with any applicable law, regulation, or rule of any exchange, system operator or regulatory body, or in connection with any court or regulatory proceeding; provided that each Party shall, to the extent practicable and permissible under such law, regulation, or rule, use reasonable efforts to prevent or limit the disclosure and to give the other Party prompt notice of it;
- (d) is in or lawfully comes into the public domain other than by a breach of this § 20; or
- (e) is disclosed to price reporting agencies or for the calculation of an index provided that such disclosure shall not include the identity of the other Party.

3. **Expiration:** A Party’s obligation in respect of an Individual Contract under this § 20 shall expire one (1) year after the expiration of such Individual Contract.

§ 21

Representations and Warranties

If specified as applying to a Party in the Election Sheet, that Party hereby represents and warrants to the other Party upon entering into this General Agreement and each time it enters into an Individual Contract as follows:

- (a) it is an Entity duly organised, validly existing and in good standing under the laws of its jurisdiction of incorporation or organisation;
- (b) the signing and the entering by it into of the General Agreement, any Credit Support Document to which it is a party and each Individual Contract and the carrying out of the transactions contemplated therein, shall not violate any provision of its constitutional documents;
- (c) it has the power and is authorised to execute, deliver and perform its obligations under the Agreement and any Credit Support Document to which it is a party and has taken all necessary action to authorise that execution, delivery, performance and its entry into the Agreement and its execution, delivery and the performance of the Agreement and any Credit Support Document do not violate or conflict with any other term or condition of any contract to which it is a party or any constitutional document, rule, law or regulation applicable to it;
- (d) no Material Reason for termination as outlined in § 10.5 (*Definition of Material Reason*), with respect to it has occurred and is continuing and no such event or circumstance would occur as a result of its entering into or performing its obligations under the Agreement;
- (e) it has all governmental and regulatory authorisations, approvals and consents necessary for it to legally perform its obligations under the Agreement and any Credit Support Document to which it is party;

- (f) it has negotiated, entered into and executed the Agreement and any Credit Support Document to which it is a party as principal (and not as agent or in any other capacity, fiduciary or otherwise);
- (g) it regularly enters into agreements for the trading of electricity as contemplated by the Agreement, and does so on a professional basis in connection with its principal line of business, and may be reasonably characterised as a professional market party;
- (h) it is acting for its own account (and not as advisor, agent, broker or in any other capacity, fiduciary or otherwise), has made its own independent decision to enter into this General Agreement and each Individual Contract and as to whether this General Agreement and each such Individual Contract is appropriate or proper for it based upon its own judgement, is not relying upon the advice or recommendations of the other Party in so doing, and is capable of assessing the merits of, and understands and accepts, the terms, conditions and risks of the Agreement;
- (i) the other Party is not acting as its fiduciary or adviser;
- (j) it is not relying upon any representation made by the other Party other than those expressly set forth in the Agreement or any Credit Support Document to which it is a party;
- (k) [DELETED];
- (l) it is a supplier ("*Versorger*") within the meaning of the German Electricity Tax Act (*Stromsteuergesetz* ("*StromStG*")) of March 24, 1999 and does not accept electricity as an end user ("*Letztverbraucher*"). (In this case, if it has its registered office within Germany, and upon the other Party's request, it shall forward evidence of its permission according to § 4 of *StromStG*);
- (m) with respect to a Party that is a governmental Entity or public power system, such governmental Entity or public power system represents and warrants to the other Party as follows: (i) all acts necessary for the valid execution, delivery and performance of the Agreement, including without limitation, competitive bidding, public notice, election, referendum, prior appropriation or other required procedures have or shall be taken and performed; (ii) entry into and performance of the Agreement by a governmental Entity or public power system are for a proper public purpose within the meaning of relevant constitutional or other governing documents and applicable law; and (iii) the term of the Agreement does not extend beyond any applicable limitation imposed by any relevant constitutional or other governing documents and applicable law; and
- (n) with respect to a Party, it is not insolvent, and there are no pending or threatened legal or administrative proceedings to which it is a party which to the best of its knowledge would materially adversely affect its ability to perform any Individual Contract under the Agreement or any Credit Support Document to which it is party, such that it could become insolvent.

§ 22

Governing Law and Arbitration

1. **Governing Law:** Unless otherwise specified in the Election Sheet, this Agreement shall be construed and governed by the substantive law of the Federal Republic of Germany, excluding any application of the "United Nations Convention on Contracts for the International Sale of Goods of April 11, 1980."

2. **Arbitration:** Unless otherwise specified in the Election Sheet, any disputes which arise in connection with the Agreement shall be referred for resolution to the German Institution of Arbitration (DIS) and decided according to its rules, ousting the jurisdiction of the ordinary courts. The number of arbitrators shall be three. The arbitration shall be conducted in the language specified in the Election Sheet.

§ 23

Miscellaneous

1. **Recording Telephone Conversations:** Each Party is entitled to record telephone conversations held in connection with the Agreement and to use the same as evidence. Each Party waives any further notice of such recording and acknowledges that it has obtained all necessary consents of its officers and employees to such recording.

2. **Notices and Communications:** Except as otherwise provided herein or agreed with respect to an Individual Contract, all notices, declarations or invoices sent by one Party to the other shall be in writing and shall be delivered by letter (overnight mail or courier, postage prepaid) or facsimile as provided in the Election Sheet. Each Party may change its notice information by written notice to the other. Written notices, declarations and invoices shall be deemed received and effective:

- (a) if delivered by hand, on the Business Day delivered or on the first Business Day after the date of delivery if delivered on a day other than a Business Day;
- (b) if sent by first class post, on the 2nd Business Day after the date of posting, or if sent from one country to another, on the 5th Business Day after the day of posting; or
- (c) if sent by facsimile transmission and a valid transmission report confirming good receipt is generated, on the day of transmission if transmitted before 17.00 hours (recipient's time) on a Business Day or otherwise at 09.00 hours (recipient's time) on the first Business Day after transmission.

3. **Amendments:** Except as provided in § 3 (*Concluding and Confirming Individual Contracts*) with respect to Confirmations, any amendments or additions to this General Agreement shall be made only in writing signed by both Parties.

4. **Partial Invalidity:** If, at any time, any provision of this General Agreement or an Individual Contract is or becomes illegal, invalid or unenforceable, in any respect, under the law of any relevant jurisdiction, neither the legality, validity nor enforceability of the remaining provisions of this General Agreement or of any Individual Contract, shall be in any way affected or impaired thereby. The Parties undertake to replace any illegal, invalid or unenforceable provision with a legal, valid and enforceable provision which comes as close as possible to the invalid provision as regards its economic intent.

5. **Third Party Rights:** The Parties do not intend that any third party shall have any rights under or be able to enforce the Agreement and the Parties exclude to the extent permitted under applicable law any such third party rights that might otherwise be implied.

Executed by the duly authorised representative of each Party effective as of the Effective Date.

[Name of Party]

[Name of Party]

[Name of Signatory/ies]

[Name of Signatory/ies]

[Title of Signatory/ies]

[Title of Signatory/ies]

Annexes:

I: Definitions

2a-d: Confirmation Forms for Fixed Price, Floating Price, Put Options and Call Options

EFET

European Federation of Energy Traders

Annex 1 to the General Agreement

Defined Terms

Terms used in the General Agreement shall have the following meanings:

“**Accepting Party**” has the meaning specified in § 8.1 (*Failure to Deliver*);

“**Affiliate**” means with respect to a Party, any Entity Controlled, directly or indirectly, by that Party, any Entity that Controls, directly or indirectly that Party or any Entity directly or indirectly under the common Control of a Party;

“**Agreement**” has the meaning specified in § 1.1 (*Subject of Agreement*);

“**Alternate Commodity Reference Price**” has the meaning, if any, specified in each Individual Contract containing a Floating Price;

“**Alternative Settlement Price**” has the meaning specified in § 15.2 (*Market Disruption*);

“**American Style Option**” means a style of Option which may be Exercised during an Exercise Period that consists of more than one day;

“**Automatic Termination**” has the meaning specified in § 10.4 (*Automatic Termination*);

“**Business Day**” means a day (other than Saturday or Sunday) on which commercial banks are open for general business at the places where each Party has its registered office;

“**Buyer**” has the meaning specified in the Individual Contract;

“**Calculation Agent**” has the meaning specified in § 15.5 (*Calculation Agent*);

“**Calculation Date**” has the meaning specified in a Floating Price Individual Contract;

“**Calculation Method**” has the meaning specified in a Floating Price Individual Contract;

“**Call Option**” has the meaning specified in § 5.1 (*Delivery and Acceptance Pursuant to an Option*);

“**Central European Time**” or “**CET**” means Central European Time and shall include Central European Winter Time and Central European Summer Time as applicable;

“**Commodity Reference Price**” has the general meaning specified in § 15.4, and with respect to a Floating Price Individual Contract, as specified in that Floating Price Individual Contract;

“**Confidential Information**” has the meaning specified in § 20.1 (*Confidentiality*);

“**Confirmation**” has the meaning specified in § 3.2 (*Confirmations*);

“**Contract Capacity**” means, in respect of an Individual Contract, the capacity agreed between the Parties, expressed in MW;

Annex 1 - 1

Version 2.1(a)

Copyright © 2007 by European Federation of Energy Traders

“**Contract Price**” means, in respect of an Individual Contract, the price agreed between the Parties;

“**Contract Quantity**” means, in respect of an Individual Contract, the quantity agreed between the Parties, expressed in MWh;

“**Control**” means ownership of more than fifty per cent (50%) of the voting power of a Party or Entity and “**Controlled**” or “**Controlling**” shall be construed accordingly;

“**Control and Profit Transfer Agreement**” has the meaning specified in § 17.2(a)(iii) (*Credit Rating*);

“**Controlling Party**” has the meaning specified in § 17.2(a)(iii) (*Credit Rating*);

“**Costs**” has the meaning specified in § 11.2(a) (*Settlement Amount*);

“**Credit Rating**” means in respect of an Entity any of the following: (i) the long-term unsecured, unsubordinated (unsupported by third party credit enhancement) public debt rating; (ii) the debt issuer’s credit rating; or (iii) the corporate credit rating given to that entity, in each of cases (i) to (iii) by Standard & Poor’s Rating Group (a division of McGraw-Hill Inc.) or Moody’s Investor Services Inc.;

“**Credit Support Documents**” has the meaning specified with respect to a Party specified in the Election Sheet, which may include, without limitation, a parent guarantee, bank guarantee, letter of awareness, letter of credit or any credit support agreement;

“**Credit Support Provider**” has the meaning specified with respect to a Party specified in the Election Sheet;

“**Damages**” has the meaning specified in § 12.2 (*Exclusion of Liability*);

“**Dealers**” has the meaning specified in § 15.3(c) (*Dealer Fall Back*);

“**Defaulting Party**” has the meaning specified in § 9.1 (*Suspension of Delivery*);

“**Delivering Party**” has the meaning specified in § 8.1 (*Failure to deliver*);

“**Delivery Point**” means, in respect of an Individual Contract, the delivery point agreed between the Parties;

“**Delivery Schedule**” means, in respect of an Individual Contract, the delivery schedule agreed between the Parties;

“**Due Date**” has the meaning specified in § 13.2 (*Payment*);

“**Early Termination**” has the meaning specified in § 10.3 (a) (*Termination for Material Reason*);

“**Early Termination Date**” has the meaning specified in § 10.3 (b) (*Termination for Material Reason*);

“**EBIT**” means earnings before interest and taxes which, shall be in respect of the relevant fiscal year, the net revenue of the Relevant Entity before deducting corporate taxes (or any other tax on income or gains in the relevant jurisdiction of the Relevant Entity); plus the sum of all interest and any amounts in the nature of interest charged to expense relating to financial indebtedness for borrowed money (which amounts include debts payable to Affiliates as well as debt instruments to financial institutions) of the Relevant Entity;

“**Effective Date**” has the meaning set out on the first page of this General Agreement;

“**Election Sheet**” has the meaning specified in § 1.1 (*Subject of Agreement*);

“**Entity**” means an individual, government or state or division thereof, government or state agency, corporation, partnership or such other entity as the context may require;

“**EU**” means the European Community as it exists from time to time;

“**European Style Option**” means a style of Option which may be Exercised only on the day of the Exercise Deadline;

“**Exercise**” means the exercise of an Option pursuant to § 5.3 (*Exercise of Option and Deadline*) and “**Exercises**” and “**Exercised**” shall be construed accordingly,

“**Exercise Deadline**” means the day and time by which Exercise must be given under § 5.3 (*Exercise of Option and Deadline*);

“**Exercise Period**” means: (1) in respect of a European Style Option, the day of the Exercise Deadline; and (ii) in respect of any other Option including an American Style Option, each of the periods specified in the Individual Contract;

“**Expiration Date**” has the meaning specified in § 10.2 (*Expiration Date and 30 Day Termination Notice*) of the Election Sheet;

“**Fallback Mechanism**” has the meaning specified in § 15.3 (*Fall Back Mechanism*);

“**Floating Price**” has the meaning specified in § 15.1 (*Settlement Price Calculation*);

“**Force Majeure**” has the meaning specified in § 7.1 (*Definition of Force Majeure*);

“**Funds from Operations**” means the amount of cash generated or employed by the Relevant Entity in its operating activities;

“**Gains**” has the meaning specified in § 11.2(b) (*Settlement Amount*);

“**General Agreement**” means this General Agreement Concerning the Delivery and Acceptance of Electricity;

“**Holder**” has the meaning specified in § 5.1 (*Delivery and Acceptance Pursuant to an Option*);

“**Interest Rate**” has the meaning specified in § 13.5 (*Default Interest*);

“**Individual Contract**” has the meaning specified in § 1.1 (*Subject of Agreement*);

“**Letter of Credit**” means an irrevocable standby letter of credit payable on demand in a form and substance satisfactory to the Requesting Party and issued by a financial institution whose Credit Rating is at least the rating specified in the Election Sheet as provided in 17.2 (b) (*Credit Rating of a Credit Support Provider that is a Bank*);

“**Losses**” has the meaning specified in § 11.2(c) (*Settlement Amount*);

“**Market Disruption Event**” has the meaning specified in § 15.4 (*Definition of Market Disruption Event*);

“**Material Adverse Change**” has the meaning specified in § 17.2 (*Material Adverse Change*);

“**Material Reason**” has the meaning specified in § 10.5 (*Definition of Material Reason*);

“**Negotiation Period**” has the meaning specified in § 14.8 (*Termination for New Tax*);

“**Network Operator**” means collectively the relevant transmission providers and network, grid or system operators;

“**New Tax**” means in respect of an Individual Contract, any Tax enacted and effective after the date on which the Individual Contract is entered into, or that portion of an existing Tax which constitutes an effective increase (taking effect after the date on which the Individual Contract is entered into) in applicable rates, or extension of any existing Tax to the extent that it is levied on a new or different class of persons as a result of any law, order, rule, regulation, decree or concession or the interpretation thereof by the relevant taxing authority, enacted and effective after the date on which the Individual Contract is entered into;

“**Non-Defaulting Party**” has the meaning specified in § 9 (*Suspension of Delivery*);

“**Non-Taxed Party**” has the meaning specified in § 14.8 (*Termination for New Tax*);

“**Option**” has the meaning specified in § 5.1 (*Delivery and Acceptance Pursuant to an Option*);

“**Ordinary Termination**” has the meaning specified in § 10.2 (*Expiration Date and 30 Day Termination Notice*);

“**Other Tax**” means any energy Tax or excise duty but not including Taxes targeted at end users;

“**Party A**” means the Party identified as such in the Election Sheet;

“**Party B**” means the Party identified as such in the Election Sheet;

“**Paying Party**” has the meaning specified in § 14.9(a) (*Payments Free and Clear*);

“**Performance Assurance**” has the meaning specified in § 17.1 (*Performance Assurance*);

“**Premium**” has the meaning specified in the Individual Contract for an Option;

“**Premium Payment Date**” has the meaning specified in the Individual Contract for an Option;

“**Price Source**” has the meaning specified in § 15.4 (*Definition of Market Disruption Event*);

“**Put Option**” has the meaning specified in § 5.1 (*Delivery and Acceptance Pursuant to an Option*);

“**Receiving Party**” has the meaning specified in § 14.9(a) (*Payments Free and Clear*);

“**Relevant Entity**” has the meaning specified in § 17.2(a) (*Credit Rating*);

“**Remaining Contract Quantity**” has the meaning specified in § 14.8 (*Termination for New Tax*);

“**Requesting Party**” has the meaning specified in § 17.1 (*Credit Rating*);

“**Schedule**” has the meaning specified in § 4.2 (*Definition of Schedule*) and “**Scheduled**” and “**Scheduling**” shall be construed accordingly;

“**Seller**” has the meaning specified in the Individual Contract;

“**Settlement Amount**” has the meaning specified in § 11.2 (*Settlement Amount*);

“**Settlement Date**” has the meaning specified in the Individual Contract;

“**Settlement Price**” has the meaning specified in the Individual Contract;

“**Specified Indebtedness**” means any financial indebtedness (whether present or future, contingent or otherwise, as principal or surety or otherwise) for borrowed money (which includes debts payable to Affiliates as well as debt instruments to financial institutions);

“**Tangible Net Worth**” means the sum of all paid up shareholder cash contributions to the share capital account or any other capital account of the Relevant Entity ascribed for such purposes of the Relevant Entity and any accumulated earnings less any accumulated retained losses and intangible assets including, but limited to, goodwill;

“**Tax**” means any present or future tax, levy, impost, duty, charge, assessment royalty, tariff or fee of any nature (including interest, penalties and additions thereto) that is imposed by any government or other taxing authority (whether or not for its benefit) in respect of any payment, nomination and allocation under any Individual

Contract or under this Agreement, and "Taxes" shall be construed accordingly. For the avoidance of doubt, Tax shall exclude; (i) any tax on net income or wealth; (ii) a stamp, registration, documentation or similar tax; and (iii) VAT;

"Taxed Party" has the meaning specified in § 14.8 (*Termination for New Tax*);

"Terminating Party" has the meaning specified in § 10.3 (*Termination for Material Reason*);

"Termination Amount" has the meaning specified in § 11.1 (*Termination Amount*);

"Threshold Amount" with respect to a Party, shall have the meaning as specified for that Party pursuant to § 10.5(b)(ii);

"Total Capitalisation" means in respect of the relevant period the sum of Total Debt and all paid up shareholder cash contributions to the share capital account or any other capital account of the Relevant Entity ascribed for such purposes of the Relevant Entity;

"Total Debt" means in respect of the relevant period the sum of financial indebtedness for borrowed money (which includes debts payable to affiliated companies as well as debt instruments to financial institutions) of the Relevant Entity;

"Total Supply Period" means, in respect of an Individual Contract, the supply period agreed between the Parties;

"Valid Certificate" means any appropriate documentation accepted by the relevant taxing authorities or as required by applicable law, order, rule, regulation decree or concession or the interpretation thereof;

"VAT" means any value added tax or any tax analogous thereto but excluding any statutory late payment interest or penalties;

"VAT Rules" means any VAT law, order, rule, regulation, decree or concession or the interpretation thereof;

"Zero-Rated" means, in respect of a supply, a tax exempt export or tax-free export under applicable VAT Rules and "Zero-Rating" shall be construed accordingly; and

"Writer" has the meaning specified in § 5.1 (*Delivery and Acceptance Pursuant to an Option*).

EFET

European Federation of Energy Traders

**Annex 2a
to the
General Agreement
Confirmation of Individual Contract
(Fixed Priced)**

between

_____ as Seller

and

_____ as Buyer.

concluded on: __/__/____, ____ hours

Delivery Schedule

<i>Total Supply Period</i>		From CET	To CET	Contract Capacity MW	Contract Quantity MWh	Contract Price Euro / MWh	Total Amount Euro
First Date	Last Date						
					(Total)		(Total)
					(Total)		(Total)
					(Total)		(Total)
					(Total)		(Total)
					(Total)		(Total)

and additional (for single-block contracts)

Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	including Holidays	excluding Holidays as specified below

Delivery Point (Trading zone) _____

Voltage Level: _____

Excluded Holidays: _____

Other arrangements:

This Confirmation confirms the Individual Contract entered into pursuant to the EFET General Agreement Concerning the Delivery of Electricity between the Parties (General Agreement) and supplements and forms part of that General Agreement. In case of any inconsistencies between the terms of this Confirmation and the Individual Contract, please contact us immediately.

Date: _____ Signature: _____

Annex 2A - 1

Version 2.1(a)

Copyright © 2007 by European Federation of Energy Traders

EFET

European Federation of Energy Traders

Annex 2b to the General Agreement

Confirmation of Individual Contract

(Floating Price)

between

_____ as Seller

and

_____ as Buyer.

Date and time of conclusion: ____/____/____, ____ hours

Delivery Schedule

First Date	Last Date	From CET	To CET	Contract Capacity MW	Contract Quantity MWh	Floating Price	Settlement Date
					(Total)	(variable)	
					(Total)	(variable)	
					(Total)	(variable)	
					(Total)	(variable)	
					(Total)	(variable)	

and additional (for single-block contracts)

Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	including Holidays	excluding Holidays as specified below

Price Source: _____

Commodity Reference Price: _____

Alternate Commodity Reference Price: _____

Calculation Date: _____

Calculation Agent: _____

Calculation Method: _____

Annex 2B - 1

Version 2.1(a)

Copyright © 2007 by European Federation of Energy Traders

Delivery Point (Trading zone): _____

Voltage level: _____

Excluded Holidays: _____

Other arrangements:

This Confirmation confirms the Individual Contract entered into pursuant to the General Agreement Concerning the Mutual Delivery of Electricity between the Parties (General Agreement) and supplements and forms part of that General Agreement. In case of any inconsistencies between the terms of this Confirmation and the Individual Contract, please contact us immediately.

Date: _____ Signature: _____

EFET**European Federation of Energy Traders****Annex 2c
to the
General Agreement****Confirmation of Individual Contract****(Call Option)**

between

_____ as Writer

and

_____ as Holder

Date and time of conclusion: __/__/__, . . hours

Option Details:

- a) Option Type: Call
- b) Exercise Deadline:
- c) Premium:
- d) Premium Payment Date:

Delivery Schedule

First Date	Last Date	From CET	To CET	Contract Capacity MW	Contract Quantity MWh	Strike Price (Contract Price) Euro / MWh	Total Amount Euro
					(Total)		(Total)
					(Total)		(Total)
					(Total)		(Total)
					(Total)		(Total)
					(Total)		(Total)

and additional (for single-block contracts)

Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	including Holidays	excluding Holidays as specified below

Delivery Point (Trading zone) _____

Annex 2C - 1

Version 2.1(a)

Copyright © 2007 by European Federation of Energy Traders

Voltage Level: _____

Excluded Holidays: _____

Other arrangements:

This Confirmation confirms the Individual Contract entered into pursuant to the General Agreement Concerning Delivery of Electricity between the Parties (General Agreement) and supplements and forms part of that General Agreement. In case of any inconsistencies between the terms of this Confirmation and the Individual Contract, please contact us immediately.

Date: _____ Signature: _____

EFET

European Federation of Energy Traders

Annex 2d to the General Agreement

Confirmation of Individual Contract

(Put Option)

between

_____ as Writer

and

_____ as Holder

Date and time of conclusion: __ / __ / __, . . . hours

Option Details:

- a) Option Type: Put
- b) Exercise Deadline:
- c) Premium:
- d) Premium Payment Date:

Delivery Schedule

First Date	Last Date	From CET	To CET	Contract Capacity MW	Contract Quantity MWh	Strike Price (Contract Price) Euro / MWh	Total Amount Euro
					(Total)		(Total)
					(Total)		(Total)
					(Total)		(Total)
					(Total)		(Total)
					(Total)		(Total)

and additional (for single-block contracts)

Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	including Holidays	excluding Holidays as specified below

Delivery Point (Trading zone) _____

Annex 2D - 1

Version 2.1(a)

Copyright © 2007 by European Federation of Energy Traders

Voltage Level: _____

Excluded Holidays: _____

Other arrangements:

This Confirmation confirms the Individual Contract entered into pursuant to the General Agreement Concerning Delivery of Electricity between the Parties (General Agreement) and supplements and forms part of that General Agreement. In case of any inconsistencies between the terms of this Confirmation and the Individual Contract, please contact us immediately.

Date: _____ Signature: _____

EFET

European Federation of Energy Traders

Election Sheet to the General Agreement

with an Effective Date of

between and
("Party A") ("Party B")

PART I: CUSTOMISATION OF PROVISIONS IN THE GENERAL AGREEMENT

§1

Subject of Agreement

§1.2 Pre-Existing Contracts: § 1.2 shall apply, or
 § 1.2 shall not apply

§2

Definitions and Construction

§2.4 References to Time: Time references shall be: as provided in the General Agreement
(CET), or
 to the following time:

§3

Concluding and Confirming Individual Contracts

§3.4 Authorised Persons: § 3.4 shall apply to Party A and shall be as designated in Annex
_____, or
 § 3.4 shall not apply to Party A
 § 3.4 shall apply to Party B and shall be as designated in Annex
_____, or
 § 3.4 shall not apply to Party B

§7

Non-Performance Due to Force Majeure

§7.1 Definition of Force Majeure: § 7.1 shall apply as written in the General Agreement, or
 § 7.1 shall not apply as written but instead shall be as follows:

§10

Term and Termination Rights

§10.2 Expiration Date: § 10.2 shall apply and the Expiration Date shall be:
_____, or
 § 10.2 shall not apply and there shall be no Expiration Date

§10.4 Automatic Termination: §10.4 shall apply to Party A, with termination effective
_____, or

A

- § 10.4 shall not apply to Party A
 § 10.4 shall apply to Party B, with termination effective _____, or
 § 10.4 shall not apply to Party B

§ 10.5(b) Cross Default and Acceleration:

- § 10.5(b)(i) shall apply to Party A, or
 § 10.5(b)(i) shall not apply to Party A
 § 10.5(b)(i) shall apply to Party B, or
 § 10.5(b)(i) shall not apply to Party B
 § 10.5(b)(ii) shall apply to Party A and the Threshold Amount for Party A shall be: _____, or
 § 10.5(b)(ii) shall not apply to Party A
 § 10.5(b)(ii) shall apply to Party B and the Threshold Amount for Party A shall be: _____, or
 § 10.5(b)(ii) shall not apply to Party B

§ 10.5(c) Winding-up/Insolvency/Attachment:

- § 10.5(c) (iv) shall apply and the applicable time period is within _____ days, or
 § 10.5(c) (iv) shall not apply

§ 10.5(d) Failure to Deliver or Accept:

- § 10.5(d) shall apply, or
 § 10.5(d) shall not apply

§ 10.5 Other Material Reasons:

- Material Reasons shall be limited to those stated in the General Agreement, or
 the following additional Material Reasons shall apply to Party A:

 the following additional Material Reasons shall apply to Party B:

§ 12

Limitation of Liability

- § 12 Application of Limitation:** § 12 shall apply as written in the General Agreement, or
 § 12 shall be amended or replaced in its entirety as follows:

§ 13

Invoicing and Payment

§ 13.2 Payment:

initial billing and payment information for each Party is set out in § 23 of this Election Sheet

§ 13.3 Payment Netting:

- § 13.3 shall apply, or
 § 13.3 shall not apply

§ 13.5 Interest Rate:

the Interest Rate shall be the one month EURIBOR interest rate for 11:00 a.m. on the Due Date, plus _____ percent (___%) per annum

§ 13.6 Disputed Amounts:

- § 13.6 (a) shall apply, or
 § 13.6 (b) shall apply

§ 14

VAT and Other Taxes

B

§14.8 Termination for New Tax: unless otherwise specified in the terms of an Individual Contract the provisions of § 14.8 shall apply to such Individual Contract only in the circumstances specified in the first paragraph of § 14.8, or
 subject to the terms of an Individual Contract, the provisions of § 14.8 shall only apply in the following circumstances:
 _____]

§14.9 Withholding Tax: § 14.9 shall apply, or
 § 14.9 shall not apply

§15

Settlement of Floating Prices and Fallback Procedures For Market Disruption

§15.5 Calculation Agent: the Calculation Agent shall be Seller, or
 the Calculation Agent shall be _____

§16

Guarantees and Credit Support

§16 Credit Support Documents: Party A shall provide Party B with the following Credit Support Document(s):

Party B shall provide Party A with the following Credit Support Document(s):

§16 Credit Support Provider: Credit Support Provider(s) of Party A shall be:

Credit Support Provider(s) of Party B shall be:

§17

Performance Assurance

§17.2 Material Adverse Change: the following categories of Material Adverse Change shall apply to Party A:

§17.2 (a) (**Credit Rating**), and the minimum rating shall be:
 _____;

§17.2 (b) (**Credit Rating of Credit Support Provider that is a Bank**);

§17.2 (c) (**Financial Covenants**), and
 the EBIT to Interest ratio shall be: _____,
 the Funds From Operations to Total Debt ratio shall be:
 _____, and

the Total Debt to Total Capitalisation ratio shall be: _____;

§17.2 (d) (**Decline in Tangible Net Worth**), and the relevant figure is:
 _____;

§17.2 (e) (**Expiry of Performance Assurance or Credit Support**),
 and

the relevant time period shall be _____, or

no time period shall apply;

§17.2 (f) (**Failure of Performance Assurance or Credit Support**);

§17.2 (g) (**Failure of Control & Profit Transfer Agreement**);

§17.2 (h) (**Impaired Ability to Perform**); and

§17.2 (i) (**Amalgamation/Merger**)

the following categories of Material Adverse Change shall apply to Party B:

- §17.2 (a) (Credit Rating), and the minimum rating shall be: _____;
- §17.2 (b) (Credit Rating of Credit Support Provider that is a Bank);
- §17.2 (c) (Financial Covenants), and
the EBIT to Interest ratio shall be: _____,
the Funds From Operations to Total Debt ratio shall be: _____,
and
the Total Debt to Total Capitalisation ratio shall be: _____;
- §17.2 (d) (Decline in Tangible Net Worth), and the relevant figure is: _____;
- §17.2 (e) (Expiry of Performance Assurance or Credit Support),
and
 the relevant time period shall be _____, or
 no time period shall apply;
- §17.2 (f) (Failure of Performance Assurance or Credit Support);
- §17.2 (g) (Failure of Control & Profit Transfer Agreement);
- §17.2 (h) (Impaired Ability to Perform); and
- §17.2 (i) (Amalgamation/Merger)

§18

Provision of Financial Statements and Tangible Net Worth

- §18.1 (a) Annual Reports:** Party A shall deliver annual reports, or
 Party A need not deliver annual reports, and
 Party B shall deliver annual reports, or
 Party B need not deliver annual reports
- §18.1(b) Quarterly Reports:** Party A shall deliver quarterly reports, or
 Party A need not deliver quarterly reports, and
 Party B shall deliver quarterly reports, or
 Party B need not deliver quarterly reports
- §18.2 Tangible Net Worth:** Party A shall have a duty to notify as provided in §18.2, and the applicable figure for it shall be _____, or
 Party A shall have no duty to notify as provided in §18.2, and
 Party B shall have a duty to notify as provided in §18.2, and the applicable figure for it shall be _____, or
 Party B shall have no duty to notify as provided in §18.2

§19

Assignment

- §19.2 Assignment to Affiliates:** Party A may assign in accordance with § 19.2, or
 Party A may not assign in accordance with § 19.2, and
 Party B may assign in accordance with § 19.2, or
 Party B may not assign in accordance with § 19.2

§20

Confidentiality

- §20.1 Confidentiality Obligation:** § 20 shall apply, or
 § 20 shall not apply

§21

Representation and Warranties

The Following Representations and Warranties are made:

- | | | |
|--------|--|--|
| | by Party A: | by Party B: |
| §21(a) | <input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no | <input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no |

D

§21(b)	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no
§21(c)	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no
§21(d)	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no
§21(e)	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no
§21(f)	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no
§21(g)	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no
§21(h)	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no
§21(i)	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no
§21(j)	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no
§21(k)	[DELETED]	[DELETED]
§21(l)	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no
§21(m)	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no
§21(n)	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no	<input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> no

In addition Party A represents and warrants the following: _____
 In addition Party B represents and warrants the following: _____

§22
Governing Law and Arbitration

§22.1 Governing Law: §22.1 shall apply as written, or
 §22.1 shall not apply as written but instead shall be as follows:

§22.2 Arbitration: §22.2 shall apply as written and the language of the arbitration shall be:
 _____, or
 §22.2 shall not apply as written but instead shall be as follows:

§23
Miscellaneous

§23.2 Notices, Invoices and Payments:

(a) **TO PARTY A:**

Notices & Correspondence

Address:

Telephone No:

Fax No:

Attention: [Job Title]

Invoices

Fax No:

Attention: [Job Title]

Payments

Bank account details

(b) **TO PARTY B:**

Notices & Correspondence

Address:

Telephone No:

Fax No:

Attention: [Job Title]

Invoices

Fax No:

Attention: [Job Title]

Payments

Bank account details

PART II: ADDITIONAL PROVISIONS TO THE GENERAL AGREEMENT

Executed by the duly authorised representative of each Party effective as of the Effective Date.

“Party A”

“Party B”

[Name of Party]

[Name of Party]

[Name of Signatory/ies]

[Name of Signatory/ies]

[Title of Signatory/ies]

[Title of Signatory/ies]

B-2 EFET Credit Support Annex (CSA)

Version 3.1/November 4, 2021

EFET**European Federation of Energy Traders**Webpage: www.efet.org**Credit Support Annex**

to the:

**EFET General Agreement
Concerning the Delivery and Acceptance of Natural Gas
Version 2.0/January 6, 2003 or Version 2.0(a)/May 11, 2007
(the "EFET Gas Master")**

and/or

**EFET General Agreement
Concerning the Delivery and Acceptance of Electricity
Version 2.1/December 20, 2000 or Version 2.1(a)/September 21, 2007
(the "EFET Power Master")**

(each individually referred to as a "General Agreement")

WAIVER: THIS CREDIT SUPPORT ANNEX WAS PREPARED BY EFET'S MEMBERS EXERCISING ALL REASONABLE CARE. HOWEVER, EFET, THE EFET MEMBERS, REPRESENTATIVES AND COUNSEL INVOLVED IN ITS PREPARATION AND APPROVAL SHALL NOT BE LIABLE OR OTHERWISE RESPONSIBLE FOR ITS USE AND ANY DAMAGES OR LOSSES RESULTING OUT OF ITS USE IN ANY PARTICULAR CASE AND IN WHATEVER JURISDICTION. IT IS THEREFORE THE RESPONSIBILITY OF EACH PARTY WISHING TO USE THIS CREDIT SUPPORT ANNEX AND THE EFET GENERAL AGREEMENT TO ENSURE THAT ITS TERMS AND CONDITIONS ARE LEGALLY BINDING, VALID AND ENFORCEABLE AND BEST SERVE TO PROTECT THE USER'S LEGAL INTERESTS. USERS OF THIS CREDIT SUPPORT ANNEX ARE URGED TO CONSULT RELEVANT LEGAL OPINIONS MADE AVAILABLE THROUGH EFET AS WELL AS THEIR OWN COUNSEL IN RESPECT OF ITS PROPER USE.

Version 3.1/November 4, 2021

USAGE NOTES TO CREDIT SUPPORT ANNEX (VERSION [3.1]/[November 4], 2021):

IBOR transition. In consultation with EFET's Members, amendments have been made to this Credit Support Annex in order to update references to EURIBOR to ensure adequate fallback mechanisms are in place, in accordance with the EU Benchmarks Regulation. **This version shall substitute all previous versions of the Credit Support Annex.**

[REMOVE AND DISCARD THIS PAGE PRIOR TO EXECUTION]

**[FOR INFORMATION PURPOSES ONLY - NOT PART OF CREDIT
SUPPORT ANNEX]**

Version 3.1/November 4, 2021

EFET**European Federation of Energy Traders****Credit Support Annex**

between

.....
("Party A")

and

.....
("Party B")

This Credit Support Annex (the "**Annex**") shall constitute an Annex to, and shall modify, supplement, amend, form part of and be subject to, any General Agreement between the Parties to which it is annexed at the time of its execution. In this case, the Effective Date of such General Agreement shall also be the effective date of this Annex (the "**Effective Date**").

OR

If the Parties are adding this Annex to an existing and previously executed General Agreement, they must check the applicable box, fill in the applicable date, and execute this Annex where provided below:

Effective _____ (the "**Effective Date**"), _____ Party A and Party B, (collectively, "**the Parties**") hereby *modify, supplement and amend*, to the extent set forth herein, the terms of the following previously executed General Agreement:

That certain EFET Power Master entered into between the Parties and dated as of _____; or

That certain EFET Gas Master entered into between the Parties and dated as of _____

Upon mutual execution of this Annex, the above identified General Agreement shall incorporate the terms of this Annex and this Annex shall become a part thereof, applicable to all Individual Contracts thereunder.

Version 3.1/November 4, 2021

CREDIT SUPPORT ANNEX

The Parties agree to provide each other with Eligible Credit Support according to the following provisions. This shall serve to collateralize outstanding obligations between the Parties from time to time pursuant to the Agreement.

§1**Definitions and Interpretation**

1. **Definitions:** In addition to the other terms and phrases in the General Agreement, the capitalized terms used in this Annex shall have the meanings set out in Appendix 1.
2. **Interpretation:** Headings and titles are for convenience only and do not affect the interpretation of this Annex. Unless otherwise described, references in this Annex to paragraphs are to paragraphs of this Annex. In the event of inconsistency between this Annex and other provisions of the General Agreement, this Annex will prevail. In the event of inconsistency between § 14 and the other provisions of this Annex, § 14 will prevail. References to "transfer" in this Annex mean, in relation to Cash, payment, and in relation to other assets, delivery.

§2**Valuation Agent and Determination of Valuations**

1. **Valuation Agent:** The Valuation Agent shall be the agent designated as such in § 14.5. Should the Parties not have determined a Valuation Agent under § 14.5, the Party asserting a claim for transfer under § 3 or § 4 shall be the Valuation Agent. Should a Material Reason have occurred in relation to the Valuation Agent designated in accordance with sentences one or two of this § 2.1, the Party in relation to which the Material Reason does not subsist, for so long as the Material Reason does not subsist, shall assume the function of Valuation Agent.
2. **Determination of Valuations:** The Valuation Agent or the Party assuming the function of Valuation Agent in accordance with § 2.1 shall determine the Base Currency Equivalent at the Valuation Time on each Valuation Day and inform the Parties at the Notification Time of:
 - (a) the amount of any Exposure;
 - (b) the Value of any Eligible Credit Support held under this Annex;
 - (c) the amount of any Credit Support Amount; and
 - (d) the amount, if any, which may be transferred pursuant to § 3 or § 4.

§3**Credit Support Obligations**

1. **Credit Support Obligations:** Upon demand by a Party (the "Transferee") on or promptly following a Valuation Day, the other Party (the "Transferor") shall transfer to the Transferee Eligible Credit Support in an amount equal to the amount by which the Credit Support Amount of the Transferee exceeds the Eligible Credit Support held by the Transferee at the Valuation Time. Eligible Credit Support demanded but not received by a Party prior to a Valuation Time shall be deemed to be held by it, provided that the transfer of such Eligible Credit Support is due on or after such Valuation Time.
2. **Delivery of Eligible Credit Support:** Subject to § 8, should a Transferor receive a request for Eligible Credit Support in accordance with § 3.1, then the Transferor shall transfer to the Transferee the requested Eligible Credit Support not later than close of business on the Business Day following such request by either:

Version 3.1/November 4, 2021

- (a) transferring Cash to the account of the Transferee specified in § 13; or
- (b) providing a Letter of Credit.

§4

Return of Eligible Credit Support

1. **Excess Credit Support:** Upon demand by the Transferor on or promptly following a Valuation Day, the Transferee shall transfer to the Transferor Eligible Credit Support in an amount equal to the amount by which the Eligible Credit Support held by the Transferee exceeds the Credit Support Amount of the Transferee at the Valuation Time.
2. **Return of Eligible Credit Support:** Subject to § 8, should a Transferee receive a request pursuant to § 4.1, then the Transferee shall transfer to the Transferor the requested Eligible Credit Support not later than close of business on the Business Day following such request by either:
 - (a) transferring Cash to the account of the Transferor specified in § 13; or
 - (b) where the Eligible Credit Support is a Letter of Credit, and as preferred by the Transferor, waiving its rights, in part or in whole, under, or agreeing to the amendment or revocation of the Letter of Credit and, where relevant, its return. The Transferee may waive its rights conditional upon the transfer of other Eligible Credit Support such that its Value, when added to the Value of the remaining Eligible Credit Support held by the Transferee, equals the Credit Support Amount of the Transferee.

§5

Minimum Transfer, Threshold and Independent Amounts

1. **Minimum Transfer Amount:** In the event that a Minimum Transfer Amount has been agreed for a Party in § 14.1, that Party shall be obliged to transfer pursuant to § 3 or § 4 only if the Value of the Eligible Credit Support to be transferred is at least equal to such Minimum Transfer Amount.
2. **Threshold Amounts:** In the event that a Threshold Amount has been agreed for a Party in § 14.2, that Party shall be obliged to transfer pursuant to § 3 or § 4 only if the Exposure of the other Party minus any Independent Amount of such Party, in addition to the first Party's Independent Amount if any, is at least equal to the Threshold Amount.
3. **Independent Amounts:** In the event that an Independent Amount has been agreed for a Party in § 14.9, such amount shall be added to the Exposure of the other Party when determining the Credit Support Amount of such other Party, and shall be deducted from its own Exposure when determining its own Credit Support Amount.

§6

Exchange of Eligible Credit Support

Exchange of Eligible Credit Support: Subject to the approval of the Transferee (not unreasonably to be withheld), the Transferor may replace, in whole or in part, any Eligible Credit Support provided under this Annex by Eligible Credit Support of the same or higher Value. The Transferee shall have no obligation to transfer the Eligible Credit Support which it holds until it has received the replacement Eligible Credit Support.

Version 3.1/November 4, 2021

§7

Transfer of Title, Representation and No Security Interest

1. **Transfer of Title:** Each Party agrees that all right, title and interest in and to any Eligible Credit Support or Interest Amount which it transfers to the other Party under the terms of this Annex will vest in the Transferee free and clear of any liens, claims, charges or encumbrances or any other interest of the Transferor or of any third person.
2. **Representation:** Each Party represents to the other Party (which representation is deemed to be repeated on each day on which it transfers Eligible Credit Support or an Interest Amount) that it is the sole owner of or otherwise has the right to transfer all such Eligible Credit Support or Interest Amount to the other Party under this Annex, free and clear of any security interest, lien, encumbrance or other restriction.
3. **No Security Interest:** Nothing in this Annex is intended to create or does create in favour of either Party any mortgage, charge, lien, pledge, encumbrance or other security interest in any cash or other property transferred by one Party to the other Party under this Annex.

§8

Dispute Resolution

1. **Objections:** Should a Party object to the Valuation Agent's calculation of Eligible Credit Support to be transferred, or the Value of any Eligible Credit Support, then such Party will notify the other Party and the Valuation Agent (if not the other Party), setting out the reasons for the objection, not later than the close of business on the Business Day following the day on which the relevant demand for Eligible Credit Support is received, or on the Business Day on which Eligible Credit Support is Transferred, as relevant.
2. **Undisputed Amounts:** Where a Party disputes the Valuation Agent's calculation of Eligible Credit Support to be transferred, the appropriate Party will transfer the undisputed amount, if any, to the other Party no later than the time such transfer is due pursuant to this Annex.
3. **Resolution:** The Parties will consult each other in an attempt to resolve disputes. If the Parties fail to resolve a dispute by the Resolution Time, then the Valuation Agent will recalculate the Eligible Credit Support to be transferred and/or the Value of Eligible Credit Support as of the Recalculation Day by seeking quotations from three leading traders in the relevant commodity market which it may choose according to its reasonably exercised discretion, and by taking the arithmetic average of those obtained. Where three quotations are not available for an Individual Contract, each Party shall obtain one quotation and the Valuation Agent will take the arithmetic average of those obtained. Where neither the Valuation Agent nor the Parties are able to obtain the requisite quotations for an Individual Contract, the Valuation Agent's original calculations will be used for such Individual Contract. Following a recalculation pursuant to this § 8.3, the Valuation Agent will notify each Party (or the other Party if relevant), as soon as possible but in any event not later than the Notification Time on the Business Day following the Resolution Time, of the results of the recalculation and the means of arriving at those results. The appropriate Party will, upon demand following such notice, make the appropriate transfer.
4. **No Material Reason:** The failure by a Party to transfer any amount which is the subject of a dispute to which this § 8 applies will not constitute a Material Reason for as long as the procedures set out in this § 8 are being carried out. For the avoidance of doubt, upon completion of those procedures, § 10 of this Annex will apply to any failure by a Party to make a required transfer on the relevant due date.

Version 3.1/November 4, 2021

§9

Interest income on Cash

Interest Income on Cash: The Transferee shall pay interest on Cash at the Reference Interest Rate set out in § 14.8. Interest Amounts shall be paid on the first Business Day of each month for Eligible Credit Support held and received during the preceding month to the account of the Transferor specified in § 13.

§10

Material Reason

Material Reason: For the purposes of § 10.3 of the General Agreement, a Material Reason shall also exist with respect to a Party if such Party fails to transfer, when due, Eligible Credit Support under § 3, § 4 or § 8, and such failure is not cured within (1) Business Day of written demand by the other Party.

§11

Termination of the Agreement

Termination of the Agreement: In the event of Early Termination of the Agreement, the Valuation Agent shall determine the Base Currency Equivalent of all Eligible Credit Support provided under this Annex on the Early Termination Date; *provided*, however that any Eligible Credit Support in the form of a Letter of Credit as of the Early Termination Date shall not be considered by the Valuation Agent in making such determination. Notwithstanding the preceding sentence, to the extent that the Transferee draws under any such Letter of Credit, the obligations of the Transferor shall be discharged in an amount equal to such drawings. Such amount shall be included in the Termination Amount to be determined pursuant to § 11 of the General Agreement as part of "other amounts payable" by the Transferee. At the same time, all claims of the Parties for the transfer of Eligible Credit Support pursuant to § 3 or § 4 shall expire.

§12

Expenses

Each Party will pay its own costs and expenses in connection with performing its obligations under this Annex, and neither Party will be liable for any such costs and expenses incurred by the other Party.

[BALANCE OF PAGE INTENTIONALLY LEFT BLANK]

Version 3.1/November 4, 2021

§13
Bank Accounts

Transfers of Cash pursuant to § 3 and § 4 as well as payments of Interest Amounts shall be effected to the following accounts:

Party A:
Bank:
Account number:
Swift:

Party B:
Bank:
Account number:
Swift:

§14
Specifications

1. **Minimum Transfer Amount** means with respect to Party A: _____, and
Minimum Transfer Amount means with respect to Party B: _____
2. **Threshold Amount** means with respect to Party A: _____, and
Threshold Amount means with respect to Party B: _____, but in the event of a Material Reason or Material Adverse Change with respect to a Party, the Threshold Amount in respect of such Party shall be zero.
3. **Valuation Time:** _____
4. **Valuation Day:** _____
5. **Valuation Agent:** _____
6. **Notification Time:** _____
7. **Resolution Time:** _____
8. **Reference Interest Rate** means EURIBOR, unless otherwise specified here: _____ for a period of: [one month/ one year/[insert other tenor] _____ as agreed between the Parties] (the "**Designated Maturity**") provided that if the Reference Interest Rate plus any margin would otherwise be less than zero, the sum of the Reference Interest Rate plus any margin shall be floored at zero.
9. **Independent Amount** means with respect to Party A: _____, and
Independent Amount means with respect to Party B: _____
10. **Base Currency** means Euro, unless otherwise specified here: _____
11. **Eligible Currency:** _____
12. **Additional provisions:** _____

Version 3.1/November 4, 2021

13. **Rounding:** Amounts to be transferred in accordance with § 3 and § 4 shall be rounded up and down to the nearest integral multiple of € _____

To be executed only by Parties that checked and completed one or more of the boxes on Page 1 of this Annex:

IN WITNESS whereof this Annex has been duly executed by the duly authorized representatives of each Party on the respective dates set out below with effect from the Effective Date.

Signature(s) of Party A

Signature(s) of Party B

Name of Signatory/ies

Name of Signatory/ies

Title of Signatory/ies

Title of Signatory/ies

Name of Party A

Name of Party B

(Date)

(Date)

Version 3.1/November 4, 2021

APPENDIX 1
to the
CREDIT SUPPORT ANNEX

Defined Terms

Terms used in this Annex shall have the following meanings:

“**Base Currency**” has the meaning set out in § 14.10.

“**Base Currency Equivalent**” means, in respect of any amount denominated in the Base Currency, such Base Currency amount, and, in respect of any amount denominated in an Eligible Currency, the amount of Base Currency required to purchase such amount of Eligible Currency at the spot exchange rate determined by the Valuation Agent for value on the day that the relevant determination is being made.

“**Cash**” means an amount of money in the Base Currency or any Eligible Currency.

“**Credit Support Amount**” means in relation to a Party (“Party X”) on a Valuation Day, the aggregate of Party X’s Exposure plus any Independent Amount applicable to the other Party (“Party Y”), minus any Independent Amount posted as Cash applicable to Party X and any Threshold Amount applicable to Party Y. Calculations which result in a negative number shall be deemed to be zero.

“**EURIBOR**” means that the rate for a Reset Date will be EURIBOR (the Euro wholesale funding rate known as the Euro Interbank Offered Rate provided by the European Money Markets Institute, as the administrator of the benchmark (or a successor administrator)) for the Designated Maturity which appears on the Reuters Screen EURIBOR01 Page as of 11:00 a.m., CET (or any amended publication time as specified the benchmark administrator in the EURIBOR benchmark determination methodology), on the day that is two TARGET Settlement Days preceding that Reset Date.

No Index Cessation Effective Date with respect to EURIBOR

If, by 11:00 a.m. CET (or the amended publication time for EURIBOR, if any, as specified by the EURIBOR benchmark administrator in the EURIBOR benchmark methodology) on that Reset Date, EURIBOR for a period of the Designated Maturity in respect of the Reset Date has not been published on the Reuters Screen EURIBOR01 Page and an Index Cessation Effective Date with respect to EURIBOR has not occurred, then, references to EURIBOR will be deemed to be references to the last provided or published EURIBOR. If by 3:00 p.m., CET (or four hours after the amended publication time for EURIBOR), on that Reset Date, neither the administrator of EURIBOR nor an authorized distributor has provided or published EURIBOR for a period of the Designated Maturity in respect of the Reset Date and an Index Cessation Effective Date has not occurred, then, unless otherwise agreed by the Parties, the rate for that Reset Date will be:

- (A) a rate formally recommended for use by the administrator of EURIBOR; or
- (B) a rate formally recommended for use by the supervisor which is responsible for supervising EURIBOR or the administrator of EURIBOR,

in each case, during the period of non-publication of EURIBOR and for so long as an Index Cessation Effective Date has not occurred. If a rate described in sub-paragraph (A) is available, that rate shall apply. If no such rate is available but a rate described in sub-paragraph (B) is available, that rate shall apply. If neither a rate described in sub-paragraph (A) nor a rate described in sub-paragraph (B) is available, then the Valuation Agent shall

Version 3.1/November 4, 2021

determine a commercially reasonable alternative for EURIBOR, taking into account any rate implemented by central counterparties and/or futures exchanges, in each case with trading volumes in derivatives or futures referencing EURIBOR that the Valuation Agent considers sufficient for that rate to be a representative alternative rate.

Index Cessation Effective Date with respect to EURIBOR

If an Index Cessation Effective Date occurs with respect to EURIBOR, then the rate for a Reset Date occurring two or more TARGET Settlement Days after the Index Cessation Effective Date will be such rate as replaces EURIBOR pursuant to the prevailing fallbacks mechanics ISDA (the International Swaps and Derivatives Association), or any successor to ISDA, has in place (the “**Applicable Fallback Rate**”), as at the Index Cessation Effective Date, after the Valuation Agent has made such adjustments as are necessary to account for any difference in term structure or tenor of the Applicable Fallback Rate and all provisions in this section shall be read as though references to EURIBOR are instead references to the Applicable Fallback Rate.

“**Eligible Credit Support**” means either:

- (a) Cash; or
- (b) a Letter of Credit.

“**Eligible Currency**” has the meaning set out in § 14.11.

“**Exposure**” means in relation to a Party on a Valuation Day, the amount determined by the Valuation Agent to be due and payable to such Party pursuant to the method set out in § 11 of the General Agreement, being the amount that would be payable to such Party upon termination of all outstanding Individual Contracts at that time. For the avoidance of doubt, such amount shall include sums due and payable, and the Value of commodity delivered, but for which payment has not been received. Calculations which result in a negative number shall be deemed to be zero.

“**Independent Amount**” has the meaning set out in § 14.9.

“**Index Cessation Effective Date**” means, in respect of an Index Cessation Event, the first date in respect of which EURIBOR, or (if an Applicable Fallback Rate is being used) such Applicable Fallback Rate, is no longer provided. If EURIBOR, or, as the case may be, such Applicable Fallback Rate, ceases to be provided on the same day that it is required to determine the rate for a Reset Date pursuant to the terms of the contract but it was provided at the time at which it is to be observed pursuant to the terms of the contract (or, if no such time is specified in the contract, at the time at which it is ordinarily published), then the Index Cessation Effective Date will be the next day on which the rate would ordinarily have been published.

“**Index Cessation Event**” means, in respect of EURIBOR or, in the event an Applicable Fallback Rate is being used, such Applicable Fallback Rate:

- (a) a public statement or publication of information by or on behalf of the administrator of the index announcing that it has ceased or will cease to provide the index permanently or indefinitely, provided that, at the time of the statement or publication, there is no successor administrator that will continue to provide the index; or
- (b) a public statement or publication of information by the regulatory supervisor for the administrator of the index, the central bank for the currency of the index, an insolvency official with jurisdiction over the administrator for the index, a resolution authority with jurisdiction over the administrator for the index or a

Version 3.1/November 4, 2021

court or an entity with similar insolvency or resolution authority over the administrator will cease to provide the index permanently or indefinitely, provided that, at the time of the statement or publication, there is no successor administrator that will continue to provide the index.

“Interest Amount” means with respect to an Interest Period, the aggregate sum of the Base Currency Equivalents of the amounts of interest determined for each relevant currency and calculated for each day in that Interest period on the amount of the Eligible Credit Support comprised of Cash and held by the Transferee, determined by the Valuation Agent for each such day as follows:

- (a) the amount of cash denominated in the relevant currency on that day; multiplied by
- (b) the Reference Interest Rate in effect on that day; divided by
- (c) 360.

“Interest Period” means the period from (and including) the last Business Day on which an Interest Amount was transferred (or if no Interest Amount has yet been transferred, the Business Day on which Eligible Credit Support in the form of Cash was transferred to or received by the Transferee) to (but excluding) the Business Day on which the current Interest Amount is transferred.

“Letter of Credit” means a standby letter of credit, bank guarantee or similar document in a format acceptable to the Transferee denominated in the Base Currency or an Eligible Currency issued irrevocably by a leading commercial bank with a credit rating of at least A- from Standard & Poor’s Rating Group or A3 by Moody’s Investors Services, Inc. which obliges the bank to pay the amount guaranteed therein upon first demand of the Transferee.

“Minimum Transfer Amount” is the amount designated as such in § 14.1.

“Notification Time” means the time designated as such in § 14.6.

“Recalculation Day” means the Valuation Day that gives rise to the dispute under § 8, provided, however, that if a subsequent Valuation Day occurs under § 3 prior to the resolution of the dispute, then the “Recalculation Day” shall mean the most recent Valuation Day under that § 3.

“Reference Interest Rate” has the meaning set out in § 14.8.

“Reset Date” shall mean each day in an Interest Period.

“Resolution Time” has the meaning set out in § 14.7.

“TARGET Settlement Day” means any day on which TARGET2 (the Trans-European Automated Real-time Gross settlement Express Transfer system) is open for the settlement of payments in Euro.

“Threshold Amount” has the meaning set out in § 14.2.

“Transferee” has the meaning set out in § 3.

“Transferor” has the meaning set out in § 3.

“Valuation Agent” means the agent designated as such in § 14.5 or otherwise provided for in § 2.

“Valuation Day” means any Business Day designated as such in § 14.4.

Version 3.1/November 4, 2021

“**Valuation Time**” means the time designated as such in § 14.3.

“**Value**” means, for any Valuation Day or other day for which Value is calculated pursuant to this Annex, and subject to § 8 in the case of the dispute, with respect to:

- (a) Eligible Credit Support that is Cash, the Base Currency Equivalent of such amount; and
- (b) Eligible Credit Support that is a Letter of Credit, the Base Currency Equivalent of the face value of such Letter of Credit, less any drawn portion.

Anhang C – Graphen, Tabellen und Bilder

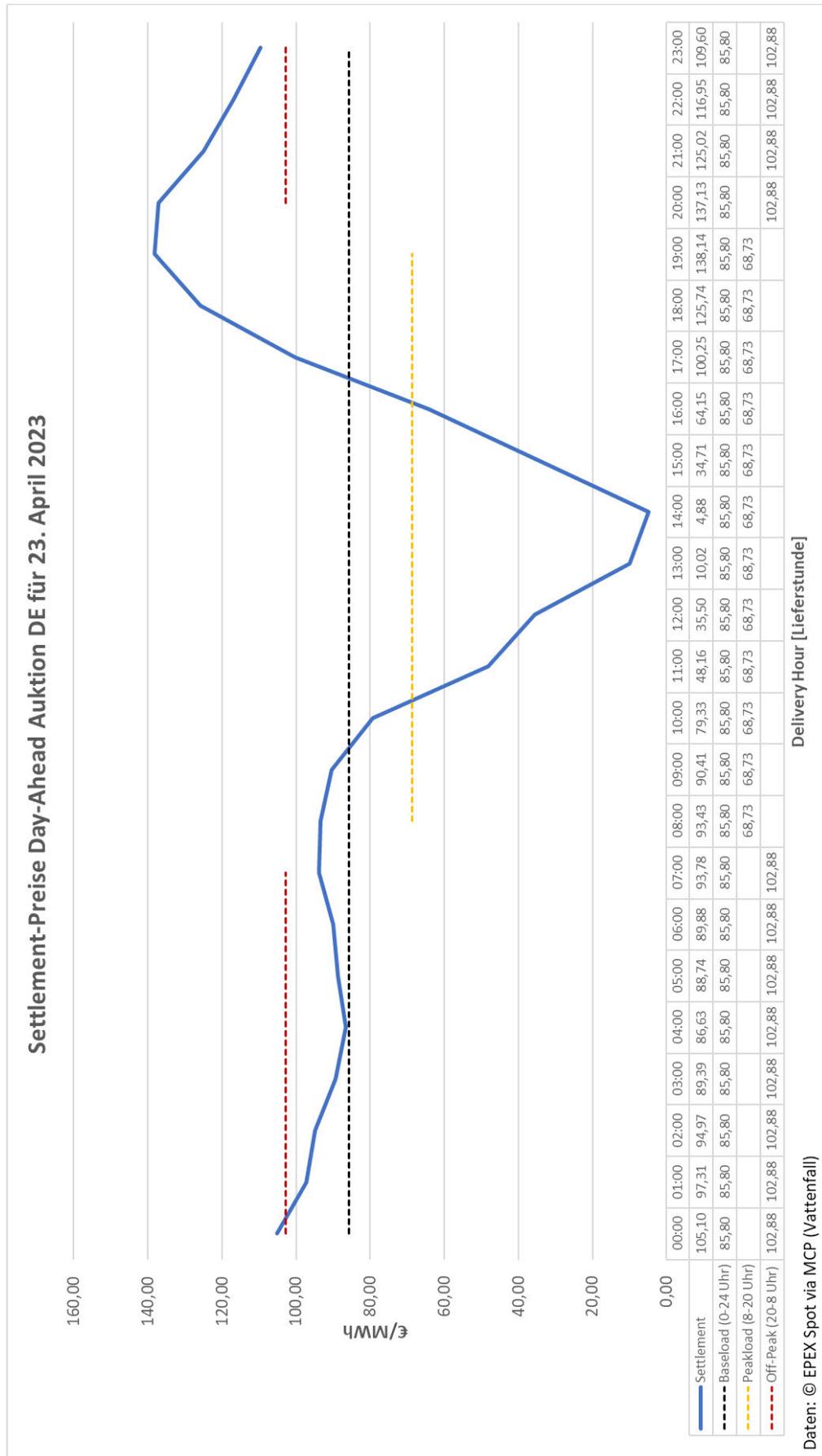
In diesem Abschnitt C des Anhangs werden weitere Graphen, Tabellen und Bilder platziert. Außerdem werden hier Abbildungen und Tabellen aus der Bachelor-Thesis vergrößert dargestellt. Die Quellen sind aus Platzgründen im folgenden Quellenverzeichnis zu finden.

Quellenverzeichnis zum Anhang für Graphen, Tabellen und Bilder

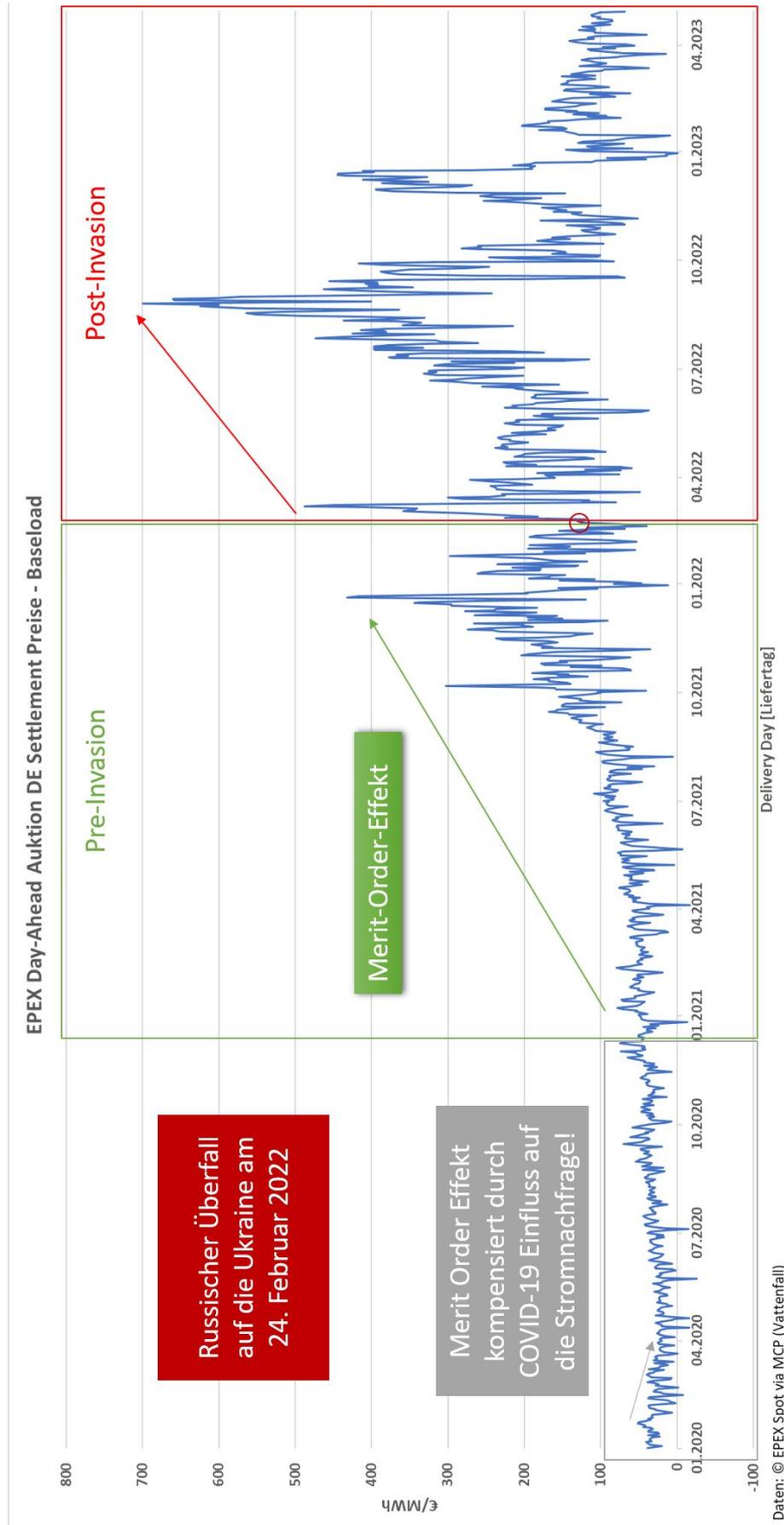
	Anhang	Quelle	Seite
C-1	Stündliche Settlement-Preise Day-Ahead Auktion DE für 23. April 2023 (Abb. 1.1) Liefertage vom Sonntag, den 23.04.2023 zwischen 0:00 und 24:00 Uhr	<i>Mit Daten von MCP (2023) erstellt</i>	CXLIX
C-2	EPEX Day-Ahead Auktion für Deutschland im Profil Baseload (Abb. 1.2) Liefertage vom 02.01.2020 bis 30.04.2023	<i>Mit Daten von MCP (2023a) erstellt</i>	CL
C-3	EPEX Day-Ahead Auktion Settlements für Deutschland im Profil Baseload mit Jahresmittelwerten (Abb. 1.3) Liefertage vom 01.10.2018 bis 02.05.2023	<i>Mit Daten von MCP (2023b) erstellt</i>	CLI
C-4	Stromexporte nach Frankreich von Deutschland Menge des exportierten Stroms von Deutschland nach Frankreich in den Jahren 2003 bis 2022 (in Gigawattstunden)	<i>Statista.com (2023)</i>	CLII
C-5	Bewertungsmatrix der Strategien zur Beschaffung (Tabelle 1.1)	<i>Mit Inhalten von AXP-Consulting.de (2017/2017a/2017b) erstellt</i>	CLIII
C-6	Stichtagsbeschaffung des Festpreises (Abb. A-6-1.1)	<i>AXP-Consulting.de (2017)</i>	CLIV
C-7	Beispiel für resultierenden Bezugspreis (Abb. A-6-1.2) Nach Tabelle A-6-1.1 – Beispiel für resultierenden Bezugspreis – Fixierungszeitpunkte mit Formelpreisen	<i>Daten nach Tabelle A-6-1.1</i>	CLV
C-8	Bandlieferung als spezielle Form der Fahrplanlieferung (Abb. A-6-2.1)	<i>vgl. AXP-Consulting.de (2017a)</i>	CLVI
C-9	Kreditlinien (Credit lines) und Darlehen (Loans) von Unternehmen im Energie-Derivatesektor (Abbildung 1.6) in Mrd. €	<i>Ausschnitt von ECB.Europa.eu (2022)</i>	CLVII

C-10	Tabelle preisbeeinflussender Faktoren bei Optionen	<i>Erstellt nach Finanzderivate.info (2023a), Fehler in der Tabelle logisch geändert [CALL zu PUT in rechter Spalte]</i>	CLVIII
C-11	EPEX Spot Auktionsergebnis Day-Ahead mit Lieferung 15.05.2023 im Marktgebiet DE-LU (Abb. A-24.1)	<i>Screenshot der Market Results von EPEXSpot.com (2023)</i>	CLIX
C-12	Cashflow während Lieferperiode 2022 (Abb. A-16.1)	<i>Erstellt mit Daten von MCP (2023b)</i>	CLX

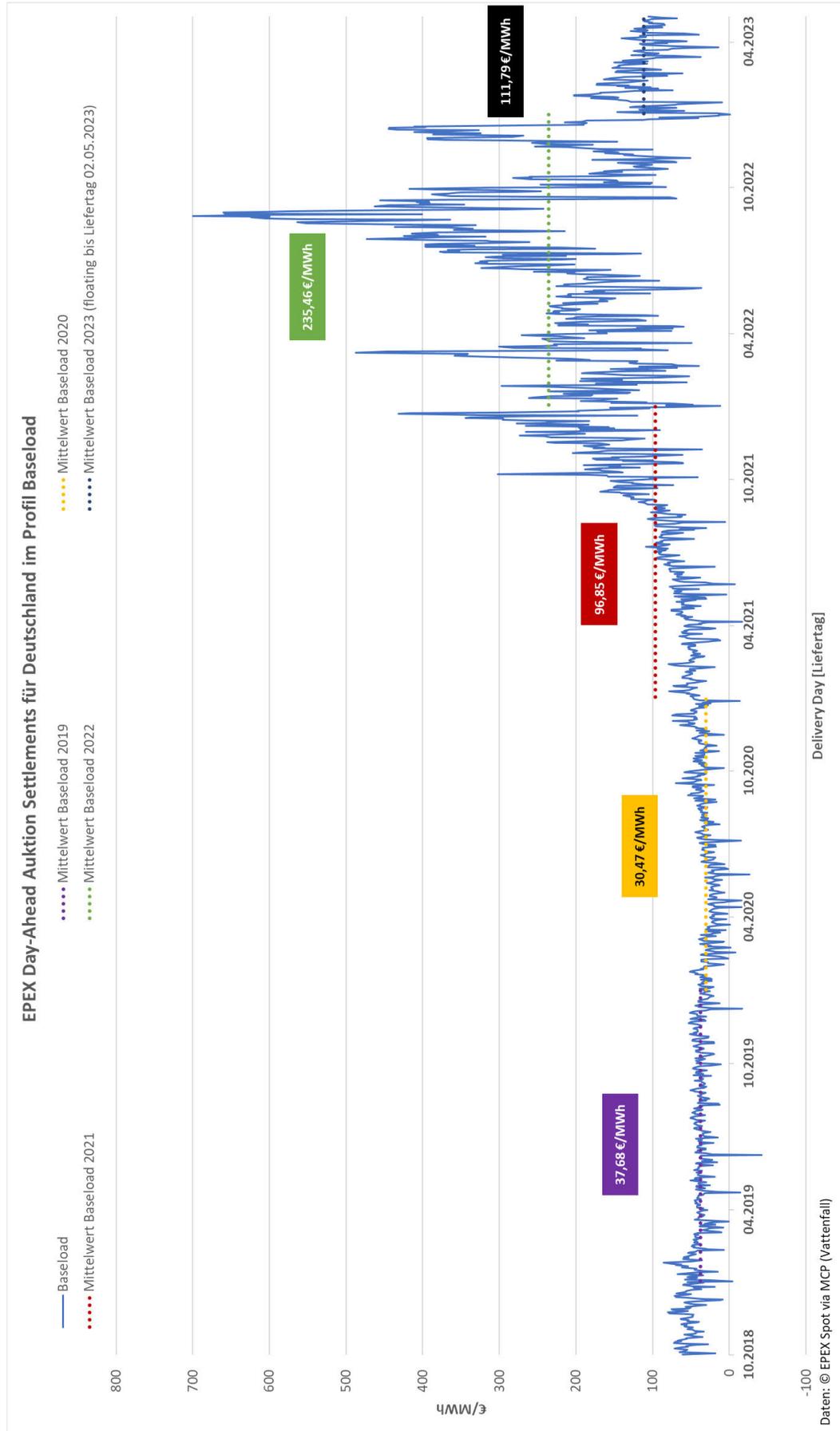
C-1 Stündliche Settlement-Preise Day Ahead Auktion DE für 23. April 2023 (Abb. 1.1)



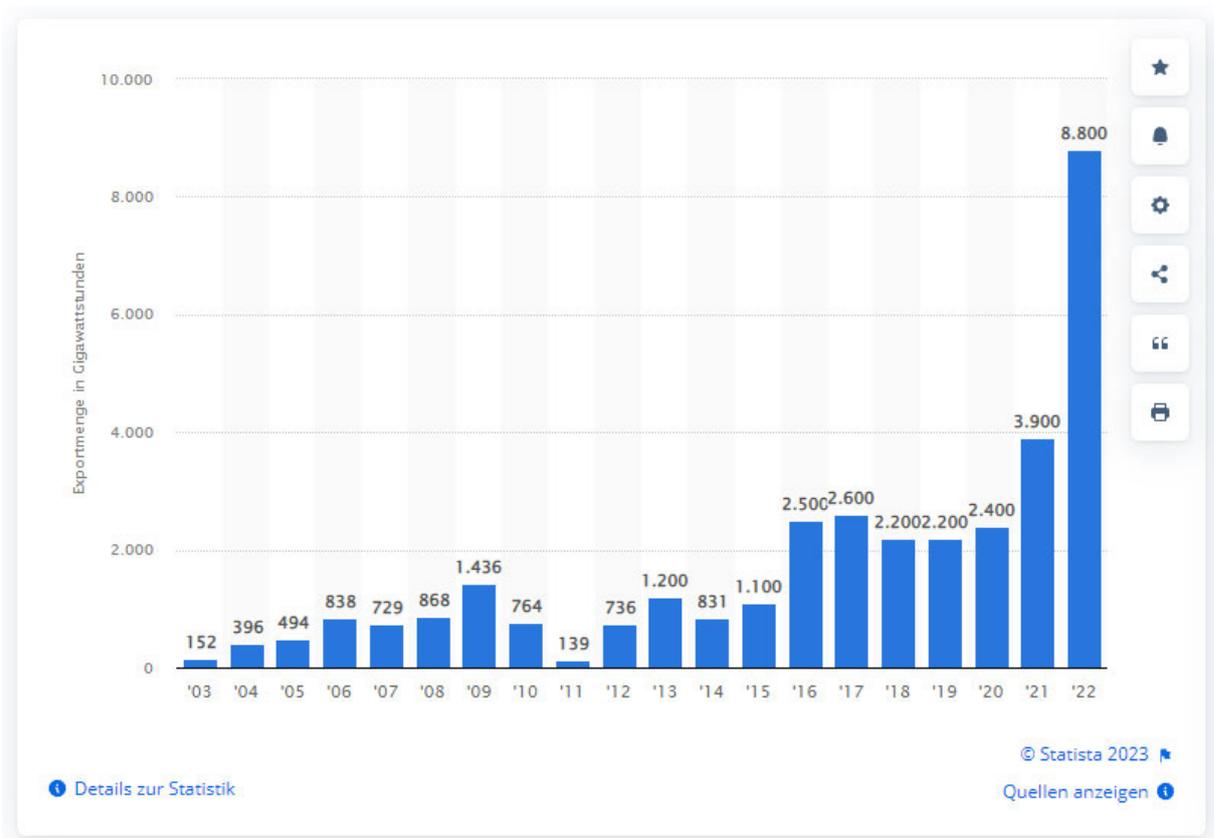
C-2 EPEX Day-Ahead Auction DE Settlement Preise - Baseload (Abb. 1.2)



C-3 EPEX Day-Ahead Auktion Settlements für Deutschland im Profil Baseload mit Jahresmittelwerten (Abb. 1.3)



C-4 Stromexporte nach Frankreich von Deutschland

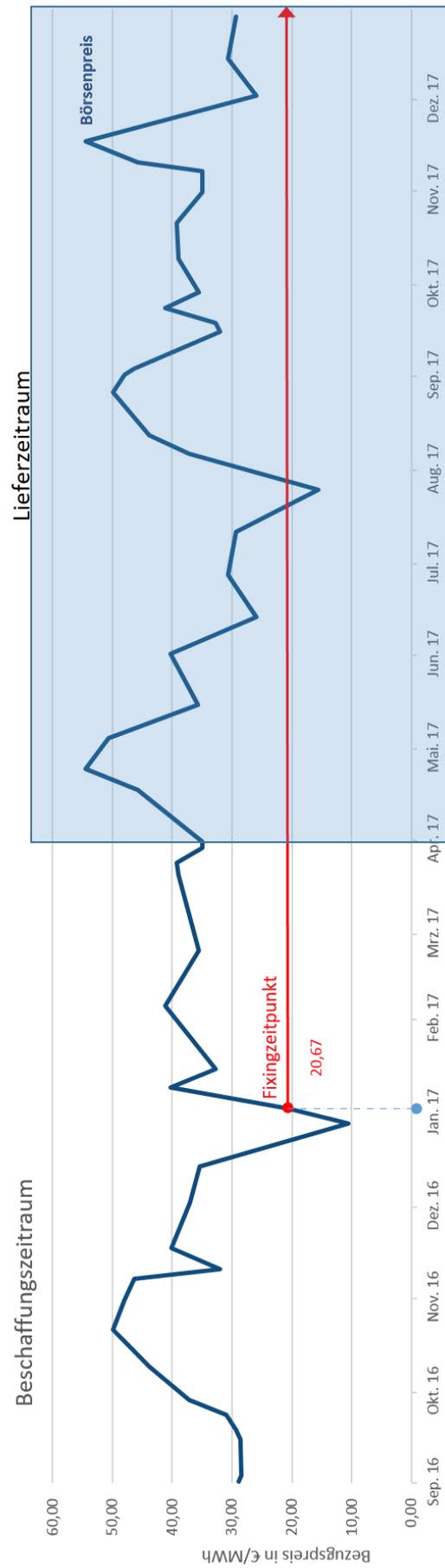


Menge des exportierten Stroms von Deutschland nach Frankreich in den Jahren 2003 bis 2022 (in Gigawattstunden) *Quelle: Statista.com (2023)*

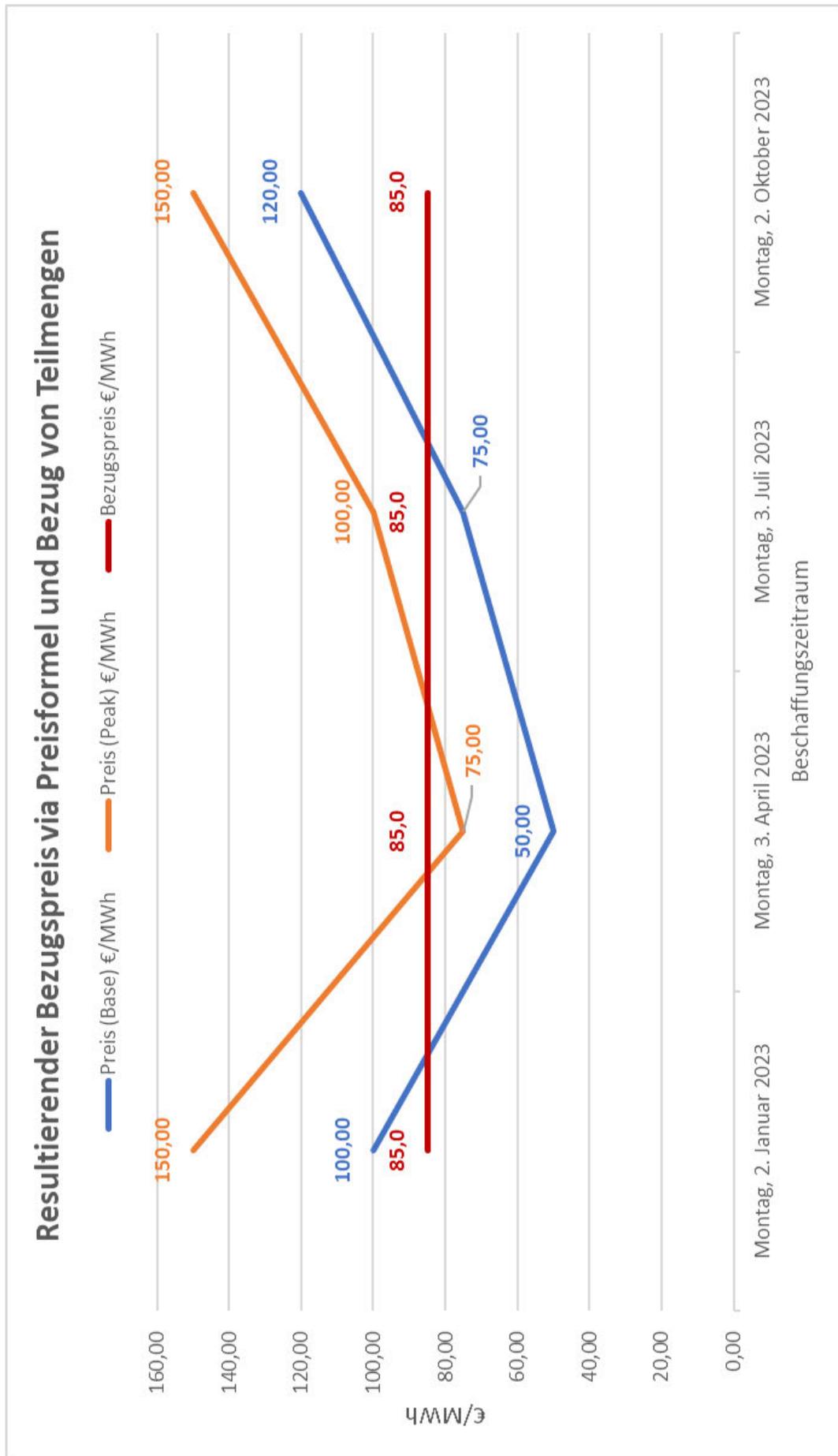
C-5 Bewertungsmatrix der Strategien zur Beschaffung (Tabelle 1.1)

Bewertungsmatrix +++++ (Hoch) & + (Gering)	Portfolio-Management	Strukturierte Beschaffung	Vollversorgung
Flexibilität (der Beschaffungszeitpunkte, etc.)	+++++	+++	+
Komplexität	+++++	+++	+
Chancen an Marktentwicklungen zu partizipieren	+++++	+++	+
Mengen- & Preisrisiko	+++ (mit Risikocontrolling, etc.)	++	+
Sicherheit beim Bezugspreis	++	+++	+++++ (mit Festpreisvertrag)
Know-How & Markterfahrung	+++++	+++	+
Personelle & betriebswirtschaftliche Ressourcen	+++++	+++	+
Risikoarme Beschaffung & langfristige Planungssicherheit	++	+++	+++++
Transparenz beim Beschaffungspreis	+++++	+++	+
Transaktionskosten	+++++	+++	+
Voraussetzungen zur Teilnahme	+++++	+++	+

C-6 Stichtagsbeschaffung des Festpreises (Abb. A-6-1.1)



C-7 Beispiel für resultierenden Bezugspreis (Abb. A-6-1.2)

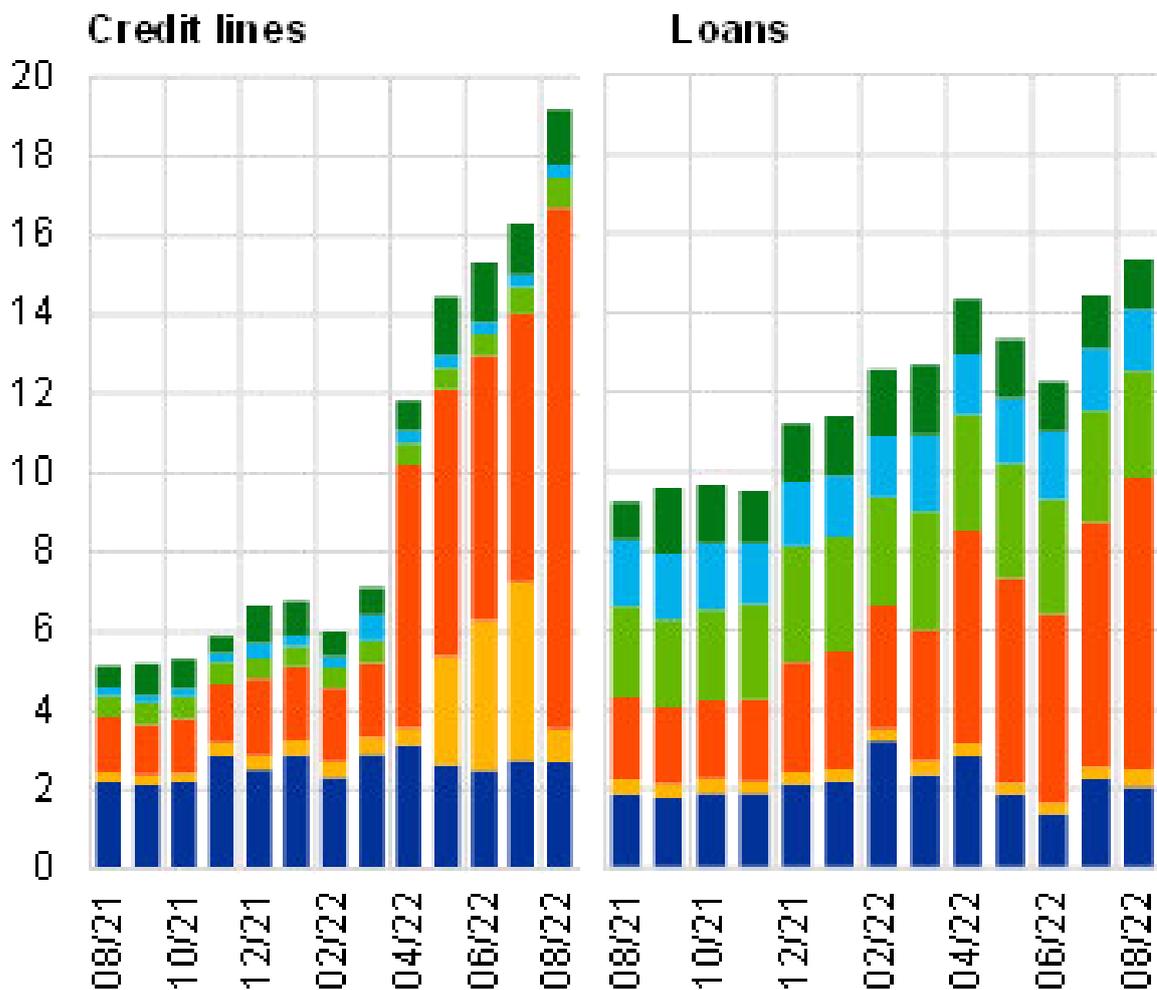


C-8 Bandlieferung als spezielle Form der Fahrplanlieferung (Abb. A-6-2.1)



C-9 Kreditlinien (Credit lines) und Darlehen (Loans) von Unternehmen im Energie-Derivatesektor (Abbildung 1.6) in Mrd. €

- Extraction (gas and oil)
- Energy (generic)
- Power generation
- Power distribution
- Gas prod. and distrib.
- Wholesale energy



C-10 Tabelle preisbeeinflussender Faktoren bei Optionen

Variable	CALL (europäisch)	PUT (europäisch)	CALL (amerikanisch)	PUT (amerikanisch)
Basispreis ↑	+	-	+	-
Basispreis ↓	-	+	-	+
Strike ↑	-	+	-	+
Strike ↓	+	-	+	-
Laufzeit ↑	+/-	+/-	+	+
Laufzeit ↓	+/-	+/-	-	-
Volatilität ↑	+	-	+	-
Volatilität ↓	-	+	-	+
Zinsniveau ↑	+	-	+	-
Zinsniveau ↓	-	+	-	+
Dividende ↑	-	+	-	+
Dividende ↓	+	-	+	-

Tabelle C-10: Preisbeeinflussende Faktoren bei Optionen

Quelle: Erstellt nach Finanzderivate.info (2023a), Fehler in der Tabelle logisch geändert
[CALL zu PUT in rechter Spalte]

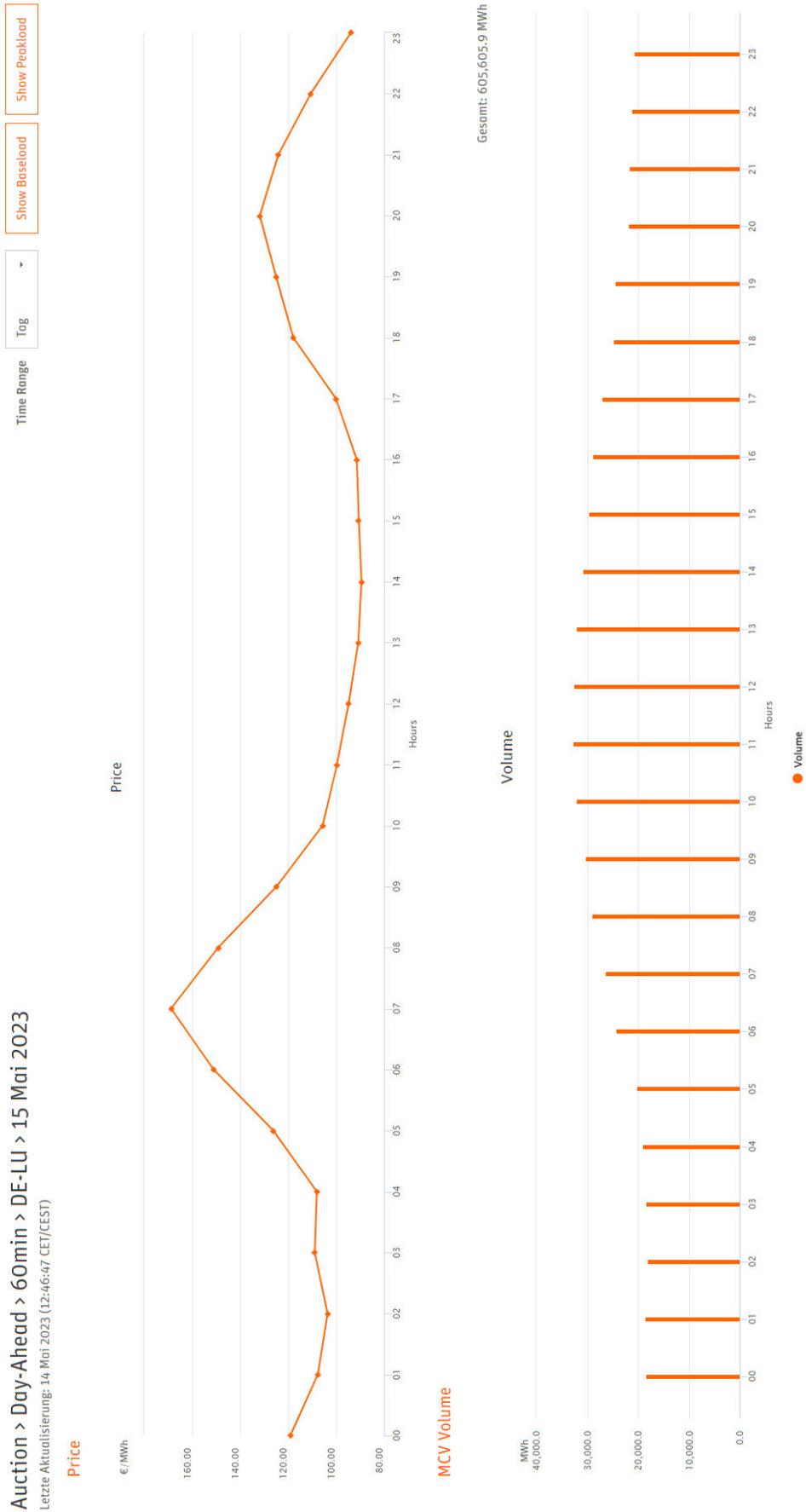
Logische Annahme der Definition in der Tabelle von Finanzderivate.info:

[+] Variable erhöht Marktwert

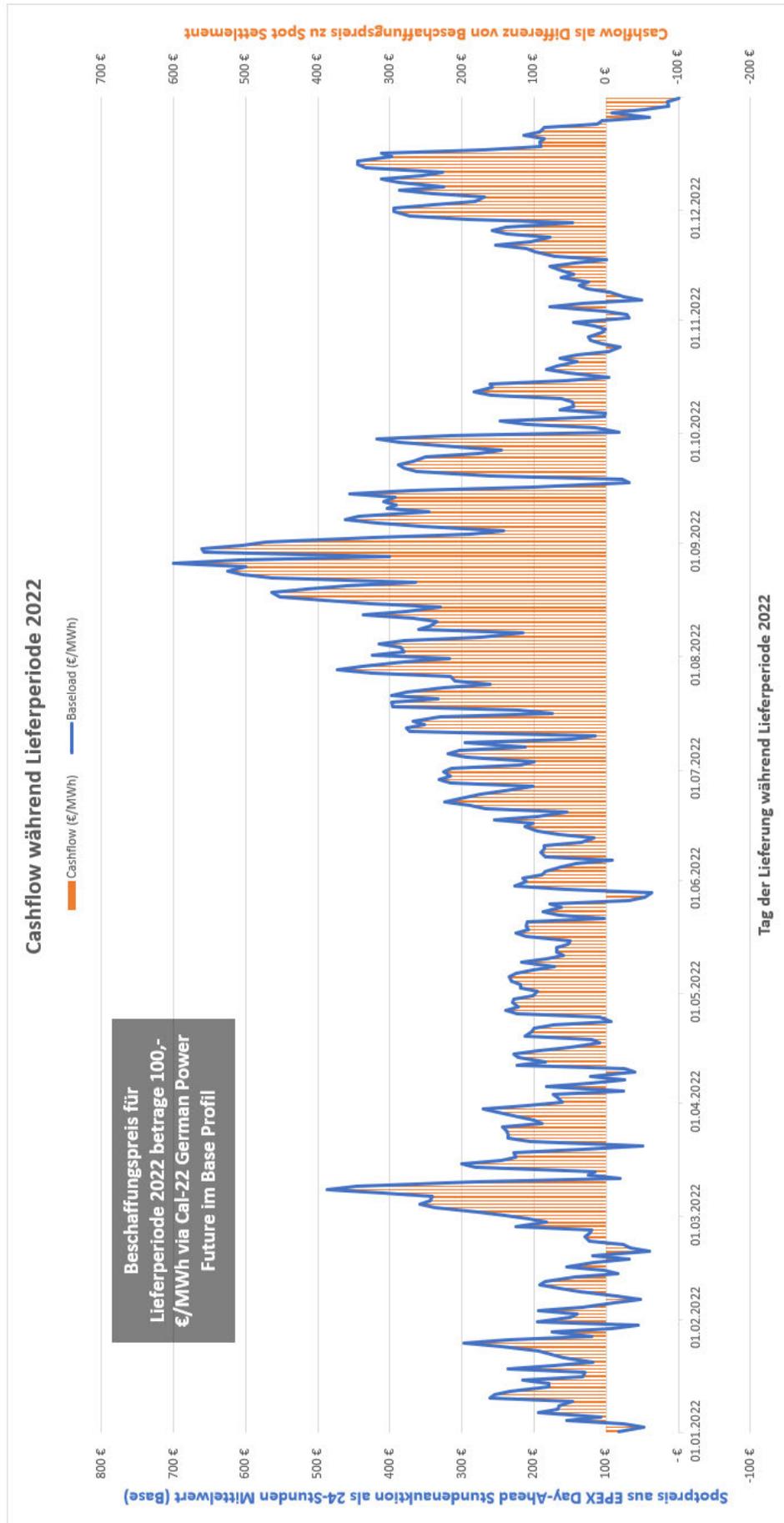
[-] Variable verringert Marktwert

[+/-] Variable kann Marktwert sowohl erhöhen als auch verringern

C-11 EPEX Spot Auktionsergebnis Day-Ahead mit Lieferung 15.05.2023 im Marktgebiet DE-LU (Abb. A-24.1)



C-12 Cashflow während Lieferperiode 2022 (Abb. A-16.1)



Erklärung zur Arbeit



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit

Gemäß der Allgemeinen Prüfungs- und Studienordnung ist zusammen mit der Abschlussarbeit eine schriftliche Erklärung abzugeben, in der der Studierende bestätigt, dass die Abschlussarbeit „– bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit [(§ 18 Abs. 1 APSO-TI-BM bzw. § 21 Abs. 1 APSO-INGI)] – ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt wurden. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich zu machen.“

Quelle: § 16 Abs. 5 APSO-TI-BM bzw. § 15 Abs. 6 APSO-INGI

Dieses Blatt, mit der folgenden Erklärung, ist nach Fertigstellung der Abschlussarbeit durch den Studierenden auszufüllen und jeweils mit Originalunterschrift als letztes Blatt in das Prüfungsexemplar der Abschlussarbeit einzubinden.

Eine unrichtig abgegebene Erklärung kann -auch nachträglich- zur Ungültigkeit des Studienabschlusses führen.

Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung der Arbeit

Hiermit versichere ich,

Name:

Vorname:

dass ich die vorliegende Bachelorarbeit bzw. bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit – mit dem Thema:

Management des Kontrahenten-Risikos im Energie-Handelsgeschäft durch Absicherungsinstrumente:
Herausforderungen und Lösungen in stark volatilen Märkten durch stark gestiegene Liquiditätsanforderungen mit dem Risiko von Margin Calls

ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

- die folgende Aussage ist bei Gruppenarbeiten auszufüllen und entfällt bei Einzelarbeiten -

Die Kennzeichnung der von mir erstellten und verantworteten Teile der -bitte auswählen- ist erfolgt durch:

Ort Datum Unterschrift im Original