

Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung

vorgelegt von
Diplom-Ingenieur
Niels Ehlers

bei der Fakultät III – Prozesswissenschaften
der Technischen Universität Berlin
zur Erlangung des akademischen Grades
Doktor der Ingenieurwissenschaften
– Dr.-Ing. –
genehmigte Dissertation

Promotionsausschuss:

Vorsitzender: Prof. Dr.-Ing. Prof. e.h. Dr. h.c. George Tsatsaronis

Berichter: Prof. Dr. rer. pol. Georg Erdmann

Berichter: Prof. Dr.-Ing. Hermann-Josef Wagner

Tag der wissenschaftlichen Aussprache: 4. März 2011

Berlin 2011
D 83

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet Energiesysteme der Technischen Universität Berlin.

Herrn Prof. Dr. rer. pol. Georg Erdmann gilt mein besonderer Dank für die Anregung, Unterstützung und inhaltliche Betreuung dieser Dissertation. Die Diskussionen mit ihm im Kreise der Mitarbeiter erweiterten meinen Horizont weit über rein energiewirtschaftliche Themen hinaus. Hierfür, aber auch für das angenehme und fordernde Arbeitsumfeld am Fachgebiet sowie der Möglichkeit zur fachlichen und persönlichen Weiterentwicklung, bin ich ihm sehr dankbar.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Hermann-Josef Wagner möchte ich für die Begutachtung der Arbeit und die anregenden Gespräche auf Konferenzen herzlich danken.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Prof. e.h. Dr. h.c. George Tsatsaronis danke ich für die Übernahme des Vorsitzes der Prüfungskommission.

Ein weiterer Dank gilt den aktuellen und ehemaligen Mitarbeitern des Fachgebietes, die meine Arbeit mit spannenden Diskussionen und wichtigen Hinweisen unterstützt haben: Rocco Melzian, Boris Heinz, Johannes Henkel, Lars Dittmar, Aaron Praktiknjo, Arne Grein und Robert Kraus. Die freundschaftliche Zusammenarbeit mit euch hat mir sehr viel Freude bereitet und es waren fünf tolle Jahre.

Schließlich gilt mein Dank meiner Frau Britta, die mit sehr viel Mühe und Geduld mitgeholfen hat, zumindest die schlimmsten geistigen Knoten dieser Arbeit zu entwirren und mir insbesondere in der Endphase der Arbeit mit viel Verständnis zur Seite gestanden hat. Und natürlich danke ich meinen Eltern, die mich bis heute immer tatkräftig unterstützt haben und ohne die diese Arbeit nicht möglich gewesen wäre.

Kurzfassung

Der Strommarkt in Deutschland befindet sich in einer gewaltigen Umbruchphase. Die bisher sehr erfolgreiche Förderung Erneuerbarer Energien hat einen Punkt erreicht, an dem sich zunehmend sowohl technische als auch wirtschaftliche Konflikte mit dem bestehenden Marktsystem abzeichnen. In der vorliegenden Arbeit werden diese analysiert und mehrere Konfliktpunkte durch Modellrechnungen quantifiziert.

Die Marktteilnehmer stehen vor gewaltigen Herausforderungen, wenn bald über 20 Prozent des Absatzmarktes aus dem freien Wettbewerb entfallen und zusätzlich die verbleibende Residuallast, also die Nachfrage abzüglich der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, deutlich volatiler wird. Die Ergebnisse der Modellrechnungen dieser Arbeit zeigen in Verbindung mit dem bestehenden Marktsystem in Europa eine Reihe von zukünftigen Problemen des aktuellen Marktes. Da der Zubau von EEG-Anlagen nicht marktbasierend aufgrund internalisierter CO₂-Kosten, sondern auf Basis exogener Fördermechanismen erfolgt, kommt es zu Spannungen mit wettbewerblich agierenden Marktteilnehmern. Aus Sicht des Marktdesigns müssen Erneuerbare Energien im Kurzfristhandel zwingend in den Markt integriert werden. Die Möglichkeit der kurzfristigen Drosselung von EEG-Anlagen ist von hoher Bedeutung um volkswirtschaftlich nachteilige Umverteilungen und erhebliche negative Preise zu vermeiden. Auch im Bereich regionaler Engpässe legen die Ergebnisse nahe, dass durch eine gezielte Steuerung der EEG-Einspeisung in vielen Fällen ein kostenintensiveres *Redispatch* vermieden werden kann. Vor diesem Hintergrund als auch aufgrund der erheblichen Inkompatibilität mit dem derzeit implementierten Marktdesign erscheint die Einführung regionaler Preise, wie sie in anderen Märkten existieren, nicht sinnvoll. Die zentrale Struktur eines *Independent System Operators* bietet trotz effizienter Bewirtschaftung von Netzengpässen keine realistische Alternative zum Ausbau des europäischen Binnenmarktes durch Verbesserung der Netzinfrastruktur und Ausweitung der Kooperation von Strombörsen im *Market-Coupling*.

Die Modellrechnungen dieser Arbeit zeigen, dass auch ohne Kernenergieausstieg der fossile Kraftwerkspark die residuale Nachfrage bis etwa zum Jahr 2030 ohne größere Abschaltungen Erneuerbarer Energien technisch decken kann. Wirtschaftlich ergeben sich jedoch für fossile Kraftwerke aus dem Zubau Erneuerbarer Energien erhebliche Risiken. Ohne zusätzliche Erlöse sind derzeit im deutschen Marktdesign keine neuen Kraftwerke finanzierbar. Hier müssen rechtzeitig finanzielle Anreize und klare politische Rahmenbedingungen gesetzt werden um mittelfristig den Zubau flexibler Kraftwerke zu ermöglichen. Die Kombination aus Erneuerbaren Energien, darunter vor allem Windkraftanlagen, und dynamischen Gaskraftwerken ist in den Modellrechnungen die wirtschaftlichste Option. Eine langfristige direkte Speicherung von EEG-Strom ist in keinem der betrachteten Szenarien wirtschaftlich darstellbar. Insbesondere Kurzfristspeicher, wie sie durch Ausbau der Elektromobilität zur Verfügung stehen können, sind zur nötigen saisonalen Speicherung nicht geeignet.

Abstract

High feed-in tariffs for renewable energies have led to a tremendous amount of newly deployed capacity in Germany. With a steadily growing share of generation from renewable sources conflicts with the existing market arise. These conflicts are quantified in this work and possible corrective measures are the main research focus of this work.

Participants in the free and liberalized market are facing enormous challenges, when soon more than 20 percent of the market volume will be transferred to the regulated sector and in addition the residual load - that is the end-user demand less the generation from renewable energy sources – will become much more volatile. The results of model calculations in this work show in conjunction with the existing market system in Europe a number of future problems of the current market. Since the extension of renewable power plants is not based on market prices with internalized CO₂ costs, but on exogenous support mechanisms, there is growing tension with competitively operating market participants. From the perspective of market design these renewable installations need to be closer integrated into the market. The possibility of short-term curtailment of those installations is of high importance to avoid adverse redistribution of welfare and significant negative prices. The results suggest that in constrained areas, curtailment can be an economic option to avoid costly redispatch. The results of this work further suggest that an introduction of regional prices is not reasonable. The central structure of an Independent System Operator as it exists in other markets is no realistic alternative to the expansion of the European internal market by improving the network infrastructure and extending the use of international exchange-based congestion management such as price-based market coupling.

The model calculations suggest that it is possible for existing fossil power plants - even without a phase-out of nuclear power - to technically meet the residual demand up to the year 2030 without any major curtailments of renewable energies. In the medium run, the model favors a combination of renewable energy, especially wind turbines and flexible gas-fired power plants.

A long-term direct storage of electricity from renewable sources is not economically viable in any of the scenarios considered. In particular, short-term storages as they might be accessible by deployment of electric vehicles are not suitable for the seasonal storage that will be needed.

Fossil power plants face significant economic risks resulting from the extension of renewable energies. Without additional revenues from modifications in the German market design no additional fossil capacity can be financed and shortages are to be expected. Therefore, financial incentives and clear policy framework is needed to promote the extension of the electricity grid as well as flexible gas-fired power plants.

Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG	1
2	HANDELSPLÄTZE UND MARKTSTRUKTUREN	4
2.1	ELEKTRISCHE ENERGIE ALS HANDELSGUT	5
2.1.1	<i>Last</i>	7
2.1.2	<i>Erzeugung</i>	9
2.1.3	<i>Netze</i>	12
2.2	INTERNATIONALE ERFAHRUNGEN	14
2.3	ZENTRALE SYSTEMBETREIBER IN NORDAMERIKA	15
2.3.1	<i>Der PJM Markt</i>	21
2.3.2	<i>Kalifornien – CalISO</i>	44
2.4	KRITISCHE WÜRDIGUNG	53
2.5	DEZENTRALE STRUKTUREN IN EUROPA	54
2.5.1	<i>Wichtige Politische Förder- und Lenkungsinstrumente</i>	55
2.5.2	<i>Netzbetrieb</i>	61
2.5.3	<i>Handel</i>	63
2.5.4	<i>Marktentwicklung</i>	66
3	MARKTTEILNEHMER	75
3.1	KRAFTWERKS BETREIBER	75
3.1.1	<i>Fossile Kraftwerke</i>	77
3.1.2	<i>Erneuerbare Energien</i>	79
3.2	SPEICHERBETREIBER	81
3.3	VERBRAUCHER.....	87
3.3.1	<i>Smart Metering</i>	88
3.3.2	<i>Elektromobilität</i>	90
4	MODELLANALYSE	91
4.1	<i>MODELLBESCHREIBUNG</i>	91
4.2	EINGANGSDATEN	93
4.2.1	<i>Technologieportfolio</i>	93
4.2.2	<i>Lastgänge</i>	96
4.3	RESIDUALLAST	109
4.4	<i>MODELLRECHNUNGEN</i>	112
4.4.1	<i>Wirtschaftlichkeit von Speichern</i>	112
4.4.2	<i>Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken</i>	130
4.4.3	<i>Integrierte Optimierung des Gesamtsystems</i>	135
5	ERGEBNISSE UND SCHLUSSFOLGERUNGEN	155
5.1	AUSWIRKUNGEN DES VERSTÄRKTEN ZUBAUS VON EEG ANLAGEN	157
5.1.1	<i>Technische Auswirkungen</i>	157

5.1.2	<i>Wirtschaftliche Auswirkungen</i>	160
5.2	MAßNAHMEN ZUR INTEGRATION ERNEUERBARER ENERGIEN	164
5.3	MÖGLICHE ÄNDERUNGEN AM MARKTDESIGN	166
5.3.1	<i>Regionale Preisdifferenzierung / Zonenpreise</i>	167
5.3.2	<i>Kapazitätsmärkte</i>	172
5.3.3	<i>Regulierte Förderung von Speichern und Leitungen</i>	176
6	FAZIT	178
7	LITERATUR	181
8	ANHANG	190
8.1	KOSTENOPTIMALER KRAFTWERKSPARK	190
8.2	ANNAHMEN FÜR COMMODITYPREISE	192
8.3	STATISTISCHE AUSWERTUNG DER WINDEINSPEISUNG 2007-2010	193
8.4	AUSWERTUNG DER LASTGÄNGE VON PV UND WIND SEIT 1991	195
8.5	REAKTION DER MARKTTILNEHMER BEI EINFÜHRUNG DER PAY-AS-BID-AUKTION	197

Abkürzungen

ATC	<i>Available Transfer Capacity</i> (amer. Vefügbare Transportkapazität einer Stromleitung)
AusglMechAV	Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus
AusglMechV	Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus
CAISO	<i>California Independent System Operator</i>
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i>
CRR	<i>Congestion Revenue Rights</i> (ähnlich FTRs)
DEC	<i>Decremental Offer</i> (Virtuelles Gebot im PJM-Markt)
dfax	Bezeichnung für <i>PTDF</i> im <i>PJM</i> Markt
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EE	Erneuerbare Energien
EEX	<i>European Energy Exchange</i>
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	<i>European Power Exchange</i> (Elektrizitäts-Spotmarkt der EEX)
EUA	<i>European Emission Allowance</i> (CO ₂ -Zertifikat)
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i> (Nationale Regulierungsbehörde der USA)
FTR	<i>Financial Transmission Rights</i>
GK	Grenzkosten
GuD	Gas- und Dampfturbine
INC	<i>Incremental Offer</i> (Virtuelles Gebot im PJM-Markt)
ISO	<i>Independent System Operator</i>
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LMP	<i>Locational Marginal Pricing oder Price</i>
MRL	Minutenreserveleistung
MRTU	<i>Market Redesign and Technology Update</i> (Neues Marktdesign in Kalifornien seit 2009)
MW	Megawatt (Leistung)
MWh	Megawattstunde (Energie)
Nodalpreis	Regionaler Strompreis an einem Netzknoten (= LMP)
NTC	<i>Net Transfer Capacity</i> (europ. Siehe ATC)
PJM	<i>Pennsylvania New Jersey Maryland Interconnection LLC</i>
PRL	Primärregelleistung

PTDF	<i>Power Transfer Distribution Factor</i> (Faktor, der die Einspeisung an einem Netzknoten auf die angeschlossenen Leitungen aufteilt)
PUC	<i>Public Utility Commission</i> (Regulierungsbehörde der Bundesstaaten)
RTO	<i>Regional Transmission Organization</i> (Vorläufer der ISO)
SDF	<i>Shift Distribution Factors</i> (siehe PTDF)
<i>Shale Gas</i>	Unkonventionelles Erdgas in Schichten aus Tonschiefer mit erheblichen Neuentdeckungen seit 2005
SRL	Sekundärregelleistung
TTC	<i>Total Transfer Capacity</i> (Maximale Transportkapazität einer Stromleitung)
TTF	<i>Title Transfer Facility</i> (Virtueller Handelspunkt für Erdgas in den Niederlanden)
VoLL	<i>Value of Lost Load</i> (Kosten des Lastabwurfs, dient zur Preisfindung in Engpassituationen)

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Klassische Struktur des Elektrizitätsmarktes	6
Abbildung 2 Stromnachfrage in verschiedenen Netzbereichen	8
Abbildung 3 Installierte Kraftwerksleistung verschiedener Elektrizitätsmärkte und Deutschlands	10
Abbildung 4 Merit-Order verschiedener Märkte	11
Abbildung 5 Konvexe Kostenstruktur	11
Abbildung 6 Struktur des Europäischen Verbundnetzes	13
Abbildung 7 Unabhängige Systembetreiber in den Vereinigten Staaten 2009 [Ferc 2009b]	20
Abbildung 8 Preisbildung bei inelastischer Nachfrage in zwei getrennten Netzgebieten	22
Abbildung 9 Preisbildung bei Nutzung vorhandener Kuppelkapazitäten	23
Abbildung 10 Ermittlung regionaler Preise (Locational Marginal Prices)	25
Abbildung 11 Regionale Preise im Gebiet von PJM und MISO	26
Abbildung 12 Übersicht der Märkte im Gebiet des Systembetreibers PJM	29
Abbildung 13 Prinzip des „Scarcity Pricing“ im Falle hoher Kapazitätsengpässe	30
Abbildung 14 Konzept der Distribution Factors (dfax)	33
Abbildung 15 Gebotskurven am PJM Day-Ahead Markt vom 16.01.2009 08-09h	36
Abbildung 16 Das Stromnetz im PJM Gebiet mit dem Engpass Bedington-Black Oak [PJM 2009b]	37
Abbildung 17 Preise PJM Realtime-Markt vom 08.08.2007 16-17h	38
Abbildung 18 Day-Ahead-Preise im PJM Marktgebiet	38
Abbildung 19 Erlösbestandteile neuer Kraftwerke	39
Abbildung 20 Fixkostendeckung neuer Kraftwerke im PJM-Gebiet [Monitoring Analytics Llc 2009a; Monitoring Analytics Llc 2009b]	39
Abbildung 21 Erlöse und Kosten unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien im PJM-Markt pro Megawatt installierter Leistung [Monitoring Analytics Llc 2009a, S. 121ff.]	41
Abbildung 22 Gebotskurven am PJM Day-Ahead Markt vom 08.08.2007 16-17h	42
Abbildung 23 Preise im PJM-Markt seit 2008	44
Abbildung 24 System des kalifornischen Strommarkts bis 2001	46
Abbildung 25 Transfer der Konsumentenrente durch Under-Scheduling	47
Abbildung 26 Preisentwicklung in Kalifornien 2000-2001	48
Abbildung 27 Marktdesign des kalifornischen Marktes nach 04/2009	49
Abbildung 28 Zonenpreise vs. Nodalpreise in Kalifornien	50
Abbildung 29 Preisentwicklung im kalifornischen Strommarkt nach Einführung des MRTU (San Diego Load Aggregation Point)	52
Abbildung 30 Auslegungsfall des Strommarktes im Jahr 1998 („Alte Welt“)	54
Abbildung 31 Historische CO ₂ -Preise (EEX)	56
Abbildung 32 Entwicklung der CO ₂ -Emissionen in Deutschland [Umweltbundesamt 2010]	57
Abbildung 33 Entwicklung Erneuerbarer Energien in Deutschland [Bmu & 'Bundesministerium Für Umwelt 2010; Bundesnetzagentur 2010b]	58
Abbildung 34 EEG Anlagen in Deutschland 2010	60
Abbildung 35 Trennung von Handel und Netzbetrieb in Deutschland	61
Abbildung 36 Zusammenhang von Bilanzkreis- und Netzbetrachtung	64
Abbildung 37 Handlungsoptionen im deutschen Energiemarkt	65
Abbildung 38 Zukünftiges Market Coupling in Europa	66
Abbildung 39 Gebotskurve am EEX Spotmarkt für Donnerstag, den 28.01.2010 18-19 Uhr	67
Abbildung 40 Preisverlauf am Spot- und Intradayhandel der EPEX im Januar 2010	68
Abbildung 41 Entwicklung des Handelsvolumens und der Preise am EPEX Spotmarkt in Deutschland	69
Abbildung 42 Mittlere Spotmarktpreise in Europa 2008 und 2009 [€/MWh]	70
Abbildung 43 Stündliche Spotpreise an internationalen Stromhandelsplätzen	71
Abbildung 44 Korrelation zwischen den Europäischen Strommärkten im Stundenhandel 2008 und 2009	71
Abbildung 45 Regelenergiekosten bei Starkwindsituationen	73
Abbildung 46 Marktentwicklung des Regelenergiemarktes in Deutschland	74
Abbildung 47 Vollkosten unterschiedlicher Kraftwerkstypen bei linearer Betrachtung	76
Abbildung 48 Jahresdauerlinie und Kraftwerkskapazität	76

Abbildung 49 Eigenbedarfsdeckung durch PV und Speicher	80
Abbildung 50 Erlöse von Speicherbetreibern bei optimaler Vermarktung am Day-Ahead Markt der EEX. 85	85
Abbildung 51 Nutzung von Terminmarktschwankungen als zusätzliche Speichererlöse.	86
Abbildung 52 Theoretisch maximal mögliche Erlöse durch Vermarktung von Speichern im Terminmarkt	87
Abbildung 53 Anfahrkosten im PJM-Markt (Oktober 2009).....	94
Abbildung 54 Mittlere Windgeschwindigkeit aller DWD Wetterstationen in Deutschland.....	97
Abbildung 55 Stromerzeugung aus Windenergie	98
Abbildung 56 Gemittelter Verlauf der Windenergieeinspeisung innerhalb der Transpower-Regelzone....	98
Abbildung 57 Einspeisung aus Windkraftanlagen im Januar 2010.....	99
Abbildung 58 Wind- und Nachfragesituation am 27. und 28. Januar 2010	100
Abbildung 59 Anteil der Windeinspeisung an der Nachfragedeckung 2009	100
Abbildung 60 Einspeiseverlauf von Offshore-Wind in der Regelzone von TENNET.....	102
Abbildung 61 Verlauf der Offshore-Windeinspeisung.....	102
Abbildung 62 Simulation der Photovoltaik-Einspeisung	103
Abbildung 63 Jährlicher Verlauf der Einspeisung aus PV-Anlagen in der 50Hertz Regelzone.....	104
Abbildung 64 Stündlicher Verlauf der Einspeisung aus PV-Anlagen in der 50Hertz-Regelzone.....	105
Abbildung 65 Stromnachfrage in Deutschland.....	106
Abbildung 66 Tagesverlauf der Stromnachfrage 2006-2009.....	106
Abbildung 67 FFT Analyse der Nachfrage in amerikanischen und europäischen Netzgebieten	108
Abbildung 68 Szenarien mit exogen vorgegebenem Zubau Erneuerbarer Energien.....	109
Abbildung 69 Residuallast in den Szenarien 2020, 2035 und 2050	111
Abbildung 70 Preisbeeinflussung durch den Speichereinsatz	113
Abbildung 71 Preisänderung durch neue Speicher im Oktober 2009.....	114
Abbildung 72 Speichererlöse in Abhängigkeit von Speichervolumen und Turbinenleistung (2006).....	115
Abbildung 73 Wohlfahrtseffekte des Speichereinsatzes	116
Abbildung 74 Konsumenten- und Produzentenrente im Jahr 2009 bei Zubau von 2000 MW Speicherleistung (8h Speichervolumen).....	116
Abbildung 75 Beispiele Europäischer Kuppelleitungen	117
Abbildung 76 Wohlfahrtseffekte zusätzlicher Leitungen	118
Abbildung 77 Preiseffekte zusätzlicher Kuppelleitungen zwischen Norwegen und Deutschland	119
Abbildung 78 Unterschiedliche Ansätze der Speicheroptimierung	121
Abbildung 79 Nicht-Lineare Kostenfunktion im Simulationsmodell.....	122
Abbildung 80 Speichererlöse bei Zubau von Speichern und linearer Preisfunktion.....	123
Abbildung 81 Kosten der Integration überschüssiger Energiemengen aus Erneuerbaren Energien. .	124
Abbildung 82 Gewinne aller Speicherbetreiber	126
Abbildung 83 Anzahl der Speicherzyklen in den verschiedenen Szenarien	127
Abbildung 84 FFT-Analyse mit- und ohne Einsatz von Speichern	128
Abbildung 85 Speicherzyklen zur Integration unterschiedlicher Erneuerbarer Technologien	129
Abbildung 86 Das erweiterte Strommarktmodell.....	130
Abbildung 87 Simulationsergebnis (links) und realer Kraftwerkseinsatz (rechts).....	132
Abbildung 88 Jahresvolllaststunden thermischer Kraftwerke und Speicher in den verschiedenen Szenarien	132
Abbildung 89 Erzeugte Strommengen einzelner Kraftwerke.....	133
Abbildung 90 Preisentwicklung in den verschiedenen Szenarien.....	134
Abbildung 91 Qualitative und schematische Darstellung der Preisbildung in einem vollständig integrierten Energiemarkt bei vorgegebenem CO ₂ -Cap	136
Abbildung 92 Das Optimierungsmodell	137
Abbildung 93 Kraftwerkspark ohne und mit KKW	141
Abbildung 94 Resultierende Volllaststunden in den Szenarien mit KKW.....	142
Abbildung 95 Schattenpreise für CO ₂ und Lastdeckung aus der Modellrechnung.....	146
Abbildung 96 Jahresdauerlinien der Strompreise in Form der Grenzkosten der Lastdeckung.....	149
Abbildung 97 Value of Lost Load Pricing.....	150
Abbildung 98 Spezifische Gewinne/Verluste einzelner Kraftwerkstypen im Szenario „50 Mio.t mit Kernkraft“	152
Abbildung 99 Gewinne Erneuerbarer Energien in den Modellrechnungen bei Grenzkostenpreisen	153

Abbildung 100 Aktuelle und zukünftige Strommarktsituation	155
Abbildung 101 Maßnahmen des Redispatch innerhalb der Regelzone von 50HertzT.....	159
Abbildung 102 Redispatch im Jahr 2009 in der Regelzone von 50Hertz Transmission *.....	159
Abbildung 103 Strompreisbildung im aktuellen Marktsystem in Deutschland (rein qualitative Darstellung)	161
Abbildung 104 Wirtschaftliche Reihenfolge der Maßnahmen zur Integration von EEG Strommengen...	166
Abbildung 105 Betreiberkonzepte von Smart Metering mit Endkundenwettbewerb	170
Abbildung 106 Lastsituation im Netzgebiet der 50Hertz Transmission am 03.07.2009 10:15h und am 26.12.2009 um 00:30h	171
Abbildung 107 Preisdauerkurve mit fixkostenfreier Spitzenlastdeckung	174
Abbildung 108 Jahresdauerlinie und Deckungsbeiträge- schematisch	191
Abbildung 109 Historische Preisentwicklung von Kohle und Erdgas.....	192
Abbildung 110 Histogramm der Onshore-Windeinspeisung	193
Abbildung 111 Reale und simulierte Einspeisung aus Offshore-Windanlagen	194
Abbildung 112 Histogramm der Einspeisung aus Offshore-Windanlagen	194
Abbildung 113 Jahresdauerlinien von Onshore-Wind seit 1991 (Station Cuxhaven)	195
Abbildung 114 Jahresdauerlinien von Photovoltaik seit 1991 (Stationen in Süddeutschland)	196
Abbildung 115 Jahresdauerlinien von Offshore-Wind seit 2004 (Station Fino1)	196

Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1</i> Charakteristiken konventioneller Kraftwerkstechnologien.....	9
<i>Tabelle 2</i> Speichererlöse bei unterschiedlichen Fahrplänen.....	82
<i>Tabelle 3</i> Regressionsmodell zur Ableitung des Spotmarktpreises aus den Kraftwerkseinsätzen	83
<i>Tabelle 4</i> Struktur des deutschen Strommarktes.....	88
<i>Tabelle 5</i> Modellkosten thermischer Kraftwerke.....	94
<i>Tabelle 6</i> Anfahrkosten und Mindestbetriebszeiten von Kraftwerken	94
<i>Tabelle 7</i> Modellkosten Erneuerbarer Energien	95
<i>Tabelle 8</i> Baukosten aktueller Pumpspeicherprojekte.....	95
<i>Tabelle 9</i> Modellkosten von Speichertechnologien.....	96
<i>Tabelle 10</i> Korrelation der Onshore-Windeinspeisung in unterschiedlichen Regelzonen.....	101
<i>Tabelle 11</i> Statistiken zum Stromverbrauch in Deutschland nach [Statistisches Bundesamt 2009]und BDEW.....	107
<i>Tabelle 12</i> Szenarien von Speicherkosten	125
<i>Tabelle 13</i> Installierte Kraftwerksleistung im heuristischen Einsatzmodell.....	131
<i>Tabelle 14</i> Kostendaten der Kraftwerke im heuristischen Einsatzmodell.....	131
<i>Tabelle 15</i> Bedeutung der Schattenpreise von Nebenbedingungen der Optimierung	145
<i>Tabelle 16</i> Gewinne einzelner Kraftwerkstechnologien im Szenario 50 Mio. t CO ₂	151
<i>Tabelle 17</i> Unterschiede verschiedener Marktdesigns.....	167

1 Einleitung

Seit nunmehr über zehn Jahren befindet sich die Elektrizitätswirtschaft in Deutschland aber auch in vielen anderen Ländern in einem Umbruch von bisher nicht gekanntem Ausmaß. Strom wird in neuen Märkten von Frankreich bis Norwegen oder Delaware bis North Dakota über mehrere tausend Kilometer gehandelt und erhebliche Mengen hiervon werden bereits heute durch Wind- und Solaranlagen CO₂-frei produziert.

Was ist geschehen? Die Privatisierung und Liberalisierung des Telekommunikationssektors hat in den 90er Jahren gute Ergebnisse erzielt und so haben Regulatoren weltweit begonnen, an andere leitungsgebundene Sektoren anzuknüpfen, insbesondere im Elektrizitätsbereich, um dort ebenfalls einen effizienten Wettbewerb anzustoßen. Elektrizität unterscheidet sich jedoch erheblich von anderen Handelsgütern. Da Erfahrungen aus anderen Sektoren daher nur bedingt als Grundlage geeignet sind, wird weltweit mit sehr unterschiedlichen Konzepten und Marktdesigns experimentiert, um einen freien Wettbewerb zwischen Kraftwerksbetreibern bei gleichzeitig gegebener Versorgungssicherheit zu erreichen. Der Innovationsgrad dieser Aufgabe sowie die anfängliche Unerfahrenheit der Marktteilnehmer und Regulatoren haben auch zu Rückschlägen geführt, bis hin zu erheblichen Blackouts in Kalifornien in den Jahren 2000/2001. Die Frequenz der politischen und regulatorischen Interventionen lässt erkennen, dass auch 10 Jahre später immer noch kein allseits befriedigender und stabiler Wettbewerbs- und Regulierungsrahmen entstanden ist.

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich in Kapitel 2 mit den internationalen Erfahrungen, wobei auf die Entwicklung des amerikanischen PJM-Marktes (*Pennsylvania, New Jersey, Maryland*) ein besonderes Gewicht gelegt wird, weil das sich hier herausbildende Marktmodell zum Benchmark der internationalen Debatte werden kann. Während in Europa dezentrale Strukturen vorherrschen, bei denen der Handel vom Betrieb der Infrastruktur, also des Stromnetzes getrennt ist, wird im PJM-Gebiet ein integriertes System genutzt, bei dem ein zentraler *Independent System Operator* sowohl den Netzbetrieb als auch den Handel koordiniert abwickelt.

Die Windungen, Konzepte, Ergebnisse und Herausforderungen der Strommarkt-Liberalisierung stellen nur einen Teil des Untersuchungsgegenstands der vorliegenden Dissertation dar. Der „Liberalisierungsschock“ ist nämlich nicht die einzige Herausforderung, die von den Stromversorgern zu bewältigen ist. Die zweite Herausforderung liegt im massiven Zubau Erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten, deren Angebot nicht analog zum bestehenden Kraftwerkpark gezielt gesteuert werden kann, sondern von den meteorologischen Gegebenheiten abhängt. Ohne die massive Förderung – meist in Form eines Einspeise-Vorrangs zu gesetzlich festgelegten Einspeise-Tarifen – wäre diese mit technologie- und klimapolitischen Argumenten begründete Entwicklung der Erneuerbaren Stromerzeugung nicht eingetreten. Sie hat zur Konsequenz, dass ein wachsender Teil der Stromwirtschaft den gerade geschaffenen Grundsätzen

1 Einleitung

einer wettbewerblichen Energieversorgung wieder entzogen wird. Solange die Erneuerbaren Energien nur einen kleinen Teil im Energiemix bildeten, konnten die beiden Bereiche „Liberalisierter Markt“ und „Förderung Erneuerbarer Energien“ ohne größere Probleme nebeneinander existieren. Doch nachdem die in Deutschland installierte Leistung Erneuerbarer Energien mit – international geradezu unglaublichen – 46 GW (Wert Ende 2009 [Bmu et al. 2010]) die Hälfte der maximalen Elektrizitätsnachfrage (ca. 80 GW) übertrifft, werden hier nun zunehmend Konflikte deutlich.

Vor dem Hintergrund der sich synchron entwickelnden Strommarktliberalisierung hat der Ausbau der Erneuerbaren Stromerzeugung erhebliche Auswirkungen auf den verbleibenden liberalisierten Strommarkt. Die Marktteilnehmer stehen vor gewaltigen Herausforderungen, wenn bald über 20 Prozent des Absatzmarktes aus dem freien Wettbewerb wegfallen und zusätzlich die verbleibende Residuallast, also die Nachfrage abzüglich der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, deutlich volatiler wird.

Für quantitative Aussagen zum Einfluss fluktuierender Erneuerbarer Energien auf Marktpreise und Investitionsentscheidungen von Kraftwerken und Stromspeichern werden zwei Modelle entwickelt. Im ersten Modell wird bei exogener Vorgabe Erneuerbarer Energien und bestehender Kraftwerkskapazitäten eine stundenscharfe Kraftwerkseinsatzplanung mit Hilfe eines heuristischen Verfahrens durchgeführt. Das zweite Modell basiert auf einer geschlossenen linearen Optimierung, bei der Kraftwerksinvestitionen und der Zubau Erneuerbarer Energien bei vorgegebenen CO₂-Grenzen endogen im Modell bestimmt werden können. Die Ausbauszenarien für Erneuerbare Energien werden anhand realer Daten in stündliche Zeitreihen umgerechnet. Basis hierfür ist die Datenbank historischer Daten von Märkten und Netzbetreibern, die am Fachgebiet Energiesysteme aufgebaut worden ist und unterhalten wird. Im Rahmen der für diese Arbeit erforderlichen Datenanforderungen wird diese Datenbank deutlich erweitert.

Die Ergebnisse der Modellrechnungen zeigen in Verbindung mit dem bestehenden System in Europa eine Reihe von zukünftigen Problemen des aktuellen Marktes. Die Gründe hierfür sind vielfältig und sollen im Rahmen der folgenden Kernfragen der Arbeit erörtert werden:

- 1. Welchen Einfluss hat der forcierte Zubau Erneuerbarer Energien auf den bestehenden Wettbewerbsmarkt?**
- 2. Welches Marktdesign ist am ehesten geeignet, den liberalisierten Elektrizitätsmarkt bei weiterem Zubau von bevorzugten erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen zu erhalten?**

Mit den vorstehenden Ausführungen ist die Struktur der Arbeit bereits angedeutet. Im zweiten Kapitel werden internationale Marktsysteme vorgestellt, wobei die Unterschiedlichkeiten zwischen europäischen und amerikanischen Design besonders herausgearbeitet werden. Innerhalb des regulatorisch vorgegebenen Marktdesigns treffen Marktteilnehmer ihre Investitions- und Vermarktungsentscheidungen nach Maßgabe der jeweils individuellen wirtschaftlichen

Optima. Was das konkret heißt, wird in Kapitel drei behandelt. Kapitel Vier beschreibt die Modellierung des Einflusses der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien auf Strompreise und Investitionen. Im fünften Kapitel werden die beiden Stränge „Strommarktliberalisierung“ und „priorisierte fluktuierende Stromerzeugung“ zusammengeführt, um in Kapitel 5 zu einer Bewertung des aktuell in Europa angewendeten Marktdesigns zu gelangen und Vorschläge zu einer Lösung der erkennbaren Konfliktpotentiale zu entwickeln.

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

Im ersten Paragraf des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes wurden in Deutschland allgemeine Ziele für das Energiesystem festgelegt, welche international übertragbar sind. In §1 des EnWG heißt es:

*Zweck des Gesetzes ist eine möglichst **sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche** leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas.*

Die Sicherheit der Stromversorgung steht verständlicherweise an erster Stelle. Die Erfahrungen der letzten Jahrzehnte in Europa haben gezeigt, dass eine sehr zuverlässige Versorgung technisch möglich ist und außerhalb von lebenswichtigen Anlagen auf eine eigene Ersatzstromversorgung verzichtet werden kann bzw. diese nur einen sehr kurzzeitigen Ausfall der Versorgung aus dem Netz überbrücken muss. Da in manchen Gebieten wie Frankreich oder Skandinavien auch Elektrizität zur Wärmeversorgung genutzt wird, ist die sichere und zuverlässige Versorgung ein sehr hohes Gut und alle Einschränkungen hierbei zugunsten anderer Ziele werden volkswirtschaftlich nur sehr teuer erkauf¹.

Demgegenüber steht der zweite Punkt, der preisgünstigen Versorgung. In der klassischen Ökonomie wird die Preisbildung eines Produktes im Allgemeinen durch die drei Faktoren Nutzwert, Wertschätzung und Knappheit definiert². Dem hohen Nutzwert von Strom steht eine im Vergleich eher geringe Wertschätzung gegenüber. Betrachtet man die Nicht-Substituierbarkeit von Elektrizität in vielen Bereichen, müsste der Preis des Stromes dem entgangenen Nutzen der hierdurch bereitgestellten Dienstleistung entsprechen und aus dieser Sicht deutlich höher liegen. In der Realität ist jedoch der Faktor Knappheit entscheidend. Eine geringe Knappheit bedingt niedrige Preise und eine hohe Versorgungssicherheit, jedoch kann nur durch Knappheit ein Markt entstehen. Aufgrund der im Tagesverlauf schwankenden Nachfrage und auch teils schwankender Erzeugung kann bei Strom der Grad der Knappheit und damit der Preis innerhalb kurzer Zeit stark schwanken.

In Zeiten des Klimawandels und globaler Ressourcenkonflikte muss als dritter Punkt die Umweltverträglichkeit und Nachhaltigkeit der Energieversorgung gesichert werden. Da es sich hierbei zumeist um externe Effekte außerhalb des Elektrizitätsmarktes handelt, müssen Wege gefunden werden, diese zu internalisieren oder in anderer Form die Marktteilnehmer zu nachhaltigem Handeln zu bewegen.

¹ Aktuelle Schätzungen gehen von mehreren tausend Euro pro verlorener Megawattstunde aus [Praktiknjo 2010].

² Die Frage, welches der „gerechte“ Preis für ein Produkt oder eine Dienstleistung ist, begann schon in der Antike und so gibt es hierzu bereits Ausführungen bei Aristoteles oder auch später in den Schriften des Thomas von Aquin zum *justum pretium* [Issing et al. 2002].

Im Spannungsfeld dieser drei Punkte ist elektrische Energie eines der interessantesten Basisgüter der modernen Marktwirtschaft und vermutlich auch eines der kompliziertesten. Sie unterscheidet sich in vielen Bereichen von herkömmlichen Handelsgütern, weshalb im ersten Unterkapitel auf die Besonderheiten dieses Handelsgutes noch genauer eingegangen werden soll.

Bis Ende des 20. Jahrhunderts war der Handel von Strom weltweit auf bilaterale Langfristverträge eines regionalen Versorgers mit Monopolstellung und den Kunden innerhalb seines Versorgungsgebietes beschränkt. Ein liquider Marktplatz oder kurzfristige Handelsmöglichkeiten existierten nicht. Es gab weder standardisierte Produkte noch die Möglichkeit für neue Teilnehmer in den Markt einzutreten. Die Sicherung der drei oben genannten Kernziele unterlag nur der regionalen Aufsichtsbehörde. Um den Marktteilnehmern selber Anreize zu setzen, die Preise zu senken, wurden in vielen Ländern die Märkte liberalisiert und so die Basis für freien Wettbewerb geschaffen. Aufgrund der fehlenden Erfahrung wurden in verschiedenen Ländern unterschiedliche Konzepte und „Spielregeln“ für den Markt festgelegt. Auf die unterschiedlichen Konzepte und Erfahrungen mit diesen Strukturen wird in den weiteren Unterkapiteln eingegangen werden.

2.1 Elektrische Energie als Handelsgut

Um Elektrizität handeln zu können, bedarf es wie in jedem Vertrag zunächst einer genauen Definition des Handelsgegenstands. Da Wechselstrom nicht im Netz speicherbar ist, muss in einem abgeschlossen System die Leistungsbilanz aus zeitgleicher Einspeisung und Entnahme immer ausgeglichen sein³. Daher muss für jedes Produkt auch der Zeitraum der Lieferung genau definiert werden. Ein Produkt „Elektrische Energie“

- berechtigt zur Entnahme oder verpflichtet zur Einspeisung
- einer festgelegten elektrischen Leistung
- über einen festgelegten Zeitraum
- an einem festgelegten Punkt (dieser Begriff muss nicht rein geografisch definiert sein)
- synchron zu der an diesem Punkt vorherrschenden Frequenz und Spannung.

In Summe müssen alle Marktteilnehmer zu jedem Zeitpunkt an jedem Punkt eine ausgeglichene Position besitzen. Dies gilt weltweit für alle Strommärkte. Produkte mit variabler Leistung können nur angeboten werden, sofern der Anbieter die Möglichkeit hat, diese Position selber

³ Die einzige Möglichkeit der direkten Speicherung von Wechselstrom bietet ein Schwingkreis als Zusammenspiel von Kapazität und Induktivität und tritt eher als negativer Effekt in Form von Blindleistung im Stromnetz auf. Jede andere Form der Speicherung bedarf der Umwandlung in andere Energieformen durch weitere Marktteilnehmer.

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

oder durch weitere Verträge auszugleichen⁴.

Für den Transport zwischen zwei Punkten bedarf es zumeist weiterer Verträge und Kosten. Hierbei muss die Leistungsbilanz an beiden Punkten ebenfalls ausgeglichen werden und zudem müssen technische Restriktionen der Übertragungskapazität eingehalten werden.

Der klassische Elektrizitätsmarkt ist wie andere Energiemärkte (Kohle, Gas, Öl) auch in einer Wertschöpfungskette von Erzeugung, Transport und Verteilung sowie Vertrieb mit zwischen-geschalteten Händlern oder auch Speicherbetreibern gegliedert (Abbildung 1).

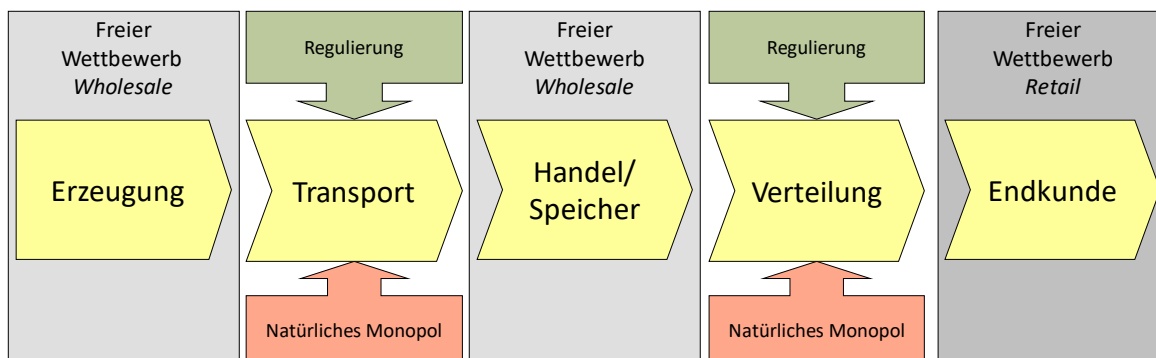


Abbildung 1 Klassische Struktur des Elektrizitätsmarktes

In Märkten mit regionalen Monopolen sind diese Stufen zumeist in einem vertikal integrierten Unternehmen gebündelt. Bei den Stufen Transport und Verteilung ist diese Monopolstruktur zudem inhärent, weshalb diese weiterhin unter der Kontrolle einer Regulierungsbehörde verbleiben müssen⁵. In allen anderen Bereichen gibt es grundsätzlich keine Einschränkungen eines freien Wettbewerbs, weshalb sich in den meisten Märkten der Staat aus diesen Bereichen zurückgezogen hat. Um eine vollständige Trennung von regulierten und unregulierten Bereichen zu ermöglichen und eine Quersubventionierung oder Begünstigungen verbundener Konzernbereiche in ehemals vertikal integrierten Konzernen sicherzustellen, werden in vielen Märkten die Netzgesellschaften operationell, gesellschaftsrechtlich oder sogar eigentumsmäßig vom alten Mutterkonzern getrennt (*Unbundling*). Physikalisch besteht jedoch auch weiterhin eine Verbindung und so muss der Netzbetrieb zur Sicherstellung der Netzstabilität in jedem Fall mit den Bereichen des Handels koordiniert werden. Die Art und Weise, wie dies geschieht, bildet die größten Unterschiede zwischen den weltweit verschiedenen Marktstrukturen.

Nicht in allen Märkten wurde der Handel auf den Endkunden ausgeweitet. In vielen Staaten

⁴ Beispiel ist der klassische Fall der Belieferung von Endkunden. Hier besteht die Vertragsleistung meist in der kontinuierlichen Bereitstellung einer elektrischen Wechselspannung mit festgelegter Frequenz (230V, 50Hz / 110V, 60Hz) und dem Recht, Leistung zu einem festen Arbeitspreis aus dem Netz zu entnehmen. Der Ausgleich der Leistungsbilanz obliegt nur dem Anbieter („Rundum-Sorglos-Tarif“).

⁵ Kennzeichen dieses „Natürlichen Monopols“ sind die Subadditivität der Transportkosten, insbesondere durch die Reduktion der Verluste und Erhöhung der Leitungskapazität durch die Transformation auf die Höchstspannung. Eine Leitung mit 380kV hat weniger als ein Fünftel der Kosten pro installierte Leistung als eine Leitung mit 110kV. Auch sind Genehmigungsverfahren für Leitungen langwierig und teuer.

der USA ist dieser auf den Großhandelsmarkt beschränkt. Endkunden sind weiterhin an die regulierten Preise ihres lokalen Versorgers gebunden, wobei die Preise am Großhandelsmarkt jedoch als Referenz für die Preisregulierung dienen.

In den nächsten drei Abschnitten soll genauer auf die technischen Grundlagen der drei wichtigsten Stufen Nachfrage, Erzeugung und Transport eingegangen werden.

2.1.1 Last

Grundlage für alle Elektrizitätsmärkte bildet die Nachfrage von Kunden nach Dienstleistungen auf Basis elektrischer Energie und einer sich daraus ergebenden Zahlungsbereitschaft. Dies ist die einzige nicht-substituierbare Größe des gesamten Marktes, alle weiteren Faktoren können grundsätzlich beliebig variiert werden. Die Nachfrage besteht aus der Summe aller Verbraucher an einem Netzknoten und kann mit Hilfe einer *Bottom-Up*-Analyse bestimmt werden. Sie ergibt sich aus einer Vielzahl von Effekten wie:

- Tages-, Wochenrhythmus x genutzte Industriemaschinen / Haushaltsgeräte
- Temperatur x installierte Heizungen / Klimaanlage
- Helligkeit x installierte Lichtleistung
- Energiepreise x Preiselastizität der Kunden
- Sondereffekte (Sportveranstaltungen etc.)⁶

Der zeitliche Verlauf der aggregierten Nachfrage ist weltweit ähnlich und wird hauptsächlich durch einen zeitunabhängigen Grundlastanteil und einem dem menschlichen Tagesrhythmus entsprechenden Anteil bestimmt. Je mehr Verbraucher in einem Netz zusammengefasst werden, umso niedriger ist die Schwankungsbreite zwischen minimaler und maximaler Last, da sich viele Einflüsse stochastisch aufheben. In Abbildung 2 ist dies dargestellt.

⁶ [Erdmann et al. 2008, S. 65ff.]

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

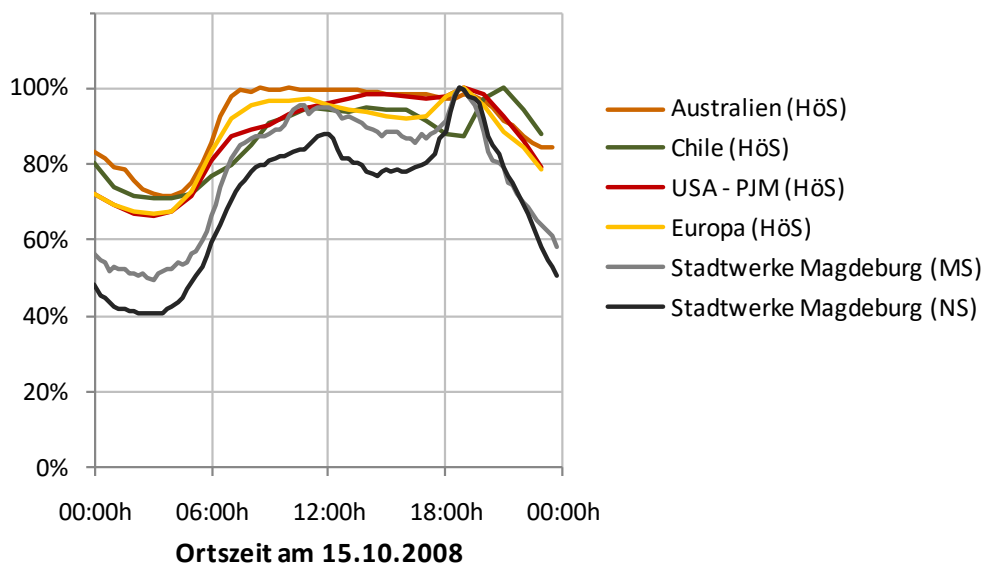


Abbildung 2 Stromnachfrage in verschiedenen Netzbereichen⁷

Im Mittel- und Niederspannungsnetz von Magdeburg ist die tägliche Schwankung bezogen auf die Spitzenlast dieses Tages deutlich höher als im europäischen Verbundnetz auf Höchstspannungsebene. Je mehr Gewerbe- und Haushaltskunden und weniger verarbeitende Industrie ein Netzgebiet aufweist, desto höher fällt ebenfalls die tägliche Schwankung aus.

Gut erkennbar ist die Abendspitze, in der viele Nutzer nach der Arbeit zu Hause bereits Licht und Haushaltsgeräte einschalten, während in den Betrieben die Maschinen und Beleuchtung noch nicht gänzlich abgeschaltet sind. In Europa stellt diese Abendspitze an besonders kalten Tagen den Zeitpunkt der höchsten Netzlast dar. In wärmeren Ländern mit hoher installierter Leistung von Klimaanlage ist hingegen der Verbrauch an heißen Nachmittagen im Sommer maximal.

Die meisten Kunden werden derzeit über Vollversorgungsverträge beliefert, die keine zeitabhängige Preiskomponente besitzen. Nur große Industriekunden in liberalisierten Märkten gehen bisher zum eigenen Portfoliomanagement über und passen den Verbrauch einem variablen Preis an. Der Großteil der Nachfrage ist demnach preisunelastisch und muss daher in jedem Fall von Kraftwerken gedeckt werden.

Derzeit existieren vielfältige Bemühungen, die Endkunden durch zeitvariable Tarife dazu anzuhalten, den Verbrauch zu flexibilisieren und so auf Lastspitzen oder Engpässe reagieren zu können. Voraussetzung hierfür sind zeiterfassende Verbrauchsmesser, so genannte „Intelligen-

⁷ Quellen:[Australian Energy Market Operator 2009], [Centro De Despacho Económico De Carga - Sistema Interconectado Central 2009], [PJM Interconnection Llc 2010], [European Network of Transmission System Operators for Electricity 2010], [Stadtwerke Magdeburg Netzgesellschaft 2009]

te Zähler“ oder *Smart Meter*, die derzeit in vielen Märkten sukzessive eingeführt werden⁸ oder bereits wurden. Im Bereich der Endkunden existieren jedoch bisher meist nur einfache Tarife wie pauschale Vergünstigungen für Nachtstrom. Kurzfristige Preisanreize für Endkunden existieren bisher nicht.

2.1.2 Erzeugung

Zur Deckung der Stromnachfrage stehen unterschiedliche Erzeugungstechnologien zur Verfügung. Aus Sicht des Marktes spielt die Technik eine untergeordnete Rolle. Ein Kraftwerk wird vielmehr als Black-Box betrachtet, das mit einer geringen Zahl von Kenngrößen beschrieben werden kann. Die wichtigsten Kenngrößen aus Sicht des Marktes sind hierbei

- Variable Kosten (Brennstoffkosten, Emissionskosten, Anfahr- und Betriebskosten)
- Fixkosten (Kapitalkosten, Instandhaltung, Wartung, Personal)
- Einsatzflexibilität (Leistungsgradienten, Steuerbarkeit)
- Risiko (Ausfallwahrscheinlichkeit, Unfallrisiko, Einfluss von Kostenrisiken, Politische Vorgaben)

In der folgenden Tabelle sind die verbreitetsten Kraftwerkstypen mit ihren Kennzahlen aufgeführt. Die Preisdaten sind mit hohen Unsicherheiten behaftet und sollen nur als Anhaltspunkte dienen. Wirtschaftliche Risiken hängen auch stark vom politischen und regulatorischen Umfeld ab, daher werden nur die größten Risikofaktoren genannt. Durch Lerneffekte steigen die Wirkungsgrade konventioneller Technologien weiter an. Zur Technologie der Kohlendioxid-Abscheidung und Speicherung (CCS) existieren derzeit noch keine Kostendaten.

Kraftwerkstyp	Brennstoffkosten	CO ₂ -Kosten	Fixkosten	Flexibilität	Risiko
[Wirkungsgrad]	[€/MWh _{elektr.}]	[€/MWh _{elektr.}] (20€/t)	[Tsd.€/MW/a]	[%/min]	
Kernkraft [30%]	ca. 10	-	> 300		5 Politik, Strahlung
Braunkohle [42%]	ca. 15	19	ca. 280		5 CO ₂ -Kosten
Steinkohle [45%]	ca. 24	15	ca. 270		5 CO ₂ -Kosten
GuD [60%]	ca. 42	7	ca. 110		7 Erdgaspreis
KWK	ca. 50	8	ca. 120	-	Subventionen
Gasturbine [35%]	ca. 71	11	ca. 70		15 Erdgaspreis
Wind	0,1	-	ca. 120	-	Subventionen
Photovoltaik	0,1	-	ca. 250	-	Subventionen
Biomasse	ca. 100	-	k.A.		0 Subventionen
Wasserkraft	0,1	-	> 150		20 Konzessionen

Tabelle 1 Charakteristiken konventioneller Kraftwerkstechnologien⁹

Braunkohle- und Kernkraftwerke haben niedrige Brennstoffkosten, benötigen jedoch zumeist eine hohe Volllaststundenzahl (typischerweise > 5000h/a) zur Deckung der hohen Kapitalkos-

⁸ In Deutschland ab 2011 bei Neubau und Sanierung durch das [EnWG 2005] geregelt.

⁹ Fixkosten in Anlehnung an [Monitoring Analytics Llc 2009a], Flexibilität aus [Steck et al. 2008], Brennstoffkosten Kernkraft aus [Cámara De Comercialização De Energia Elétrica 2010], Brennstoffpreise (zzgl. Overhead) aus [EEX 2010]

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

ten. Mittel- und Spitzenlastkraftwerke auf Steinkohle- und Erdgasbasis können bei entsprechendem Preisniveau mit deutlich weniger Volllaststunden finanziert werden. Erneuerbare Energien speisen zumeist zu festgelegten Einspeisetarifen ein, ihre Wirtschaftlichkeit hängt daher meist noch von der Höhe der Subventionen ab.

Die Struktur des Kraftwerksparks eines Landes ist eng mit den verfügbaren Ressourcen sowie den politischen Rahmenbedingungen verbunden. In Abbildung 3 sind die Anteile unterschiedlicher Erzeugungstechnologien in verschiedenen Märkten dargestellt. In Brasilien liegt der Anteil der installierten Leistung von Wasserkraftwerken bei über 70 Prozent der installierten Gesamtleistung. Frankreich besitzt in Europa den größten Anteil an Kernenergie, England hingegen besitzt erhebliche Kapazitäten im Gasbereich. In Deutschland liegt der Anteil Erneuerbarer Energien bei der installierten Kapazität bereits bei über 20 Prozent. Bei voller Einspeisung aus Erneuerbaren Energien (ca. 30 GW) könnte im Schwachlastfall (zumindest theoretisch) bereits heute die gesamte Nachfrage (ca. 29 GW¹⁰) gedeckt werden.

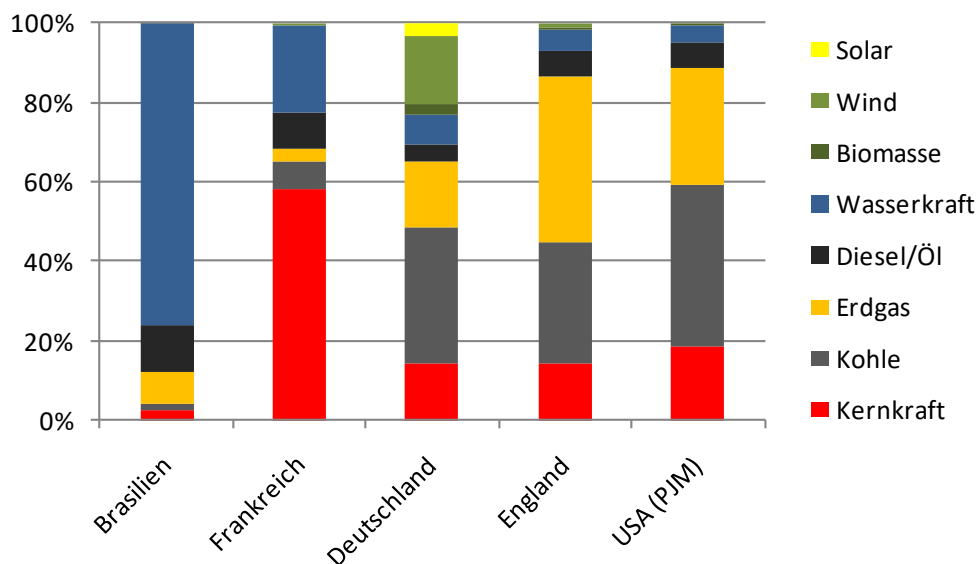


Abbildung 3 Installierte Kraftwerksleistung verschiedener Elektrizitätsmärkte und Deutschlands¹¹

Aus den Kosten des verfügbaren Kraftwerksparks ergibt sich die *Merit-Order*, welche die kurzfristigen Grenzkosten des Kraftwerkseinsatzes beschreibt. In Abbildung 4 sind mehrere *Merit-Order* Kurven anhand der Gebote in unterschiedlichen Märkten dargestellt¹². In Kombination

¹⁰ Quelle ENTSO-E Daten in der Datenbank des Fachgebiets. Nachfrage am 01.06.2009 05:00h lag bei 28.984 MW

¹¹ Daten: [Bundesnetzagentur 2009; Monitoring Analytics Llc 2009a; Operador Nacional Do Sistema Eléctrico (Ons) 2009; Réseau De Transport D'électricité (Rte) 2009; Uk Statistics Authority 2009]

¹² Preise wurden mit dem tagesaktuellen Euro-Dollar Fixing umgerechnet. Bei den EEX Daten wurden limitierte Angebots- und Nachfragegebote zu einer gemeinsamen Angebotsfunktion zusammengefasst, da limitierte Nachfragegebote meist Opportunitätsgebote bereits vermarkteter Kraftwerke sind. Auch wenn die Skalierung das Bild etwas verzerrt und in Deutschland nicht alle Kraftwerke an der EEX teilnehmen, stimmt der Eindruck des höheren Preisniveaus in Europa. Im PJM Marktgebiet lag der Durchschnittspreis im Jahr 2009 im Vortragshandel bei 37 USD/MWh, während er an der EEX im Schnitt bei 38 Euro/MWh notierte.

mit der Nachfrage können so vereinfachend die Kraftwerke bestimmt werden, die zur Deckung der Last benötigt werden.

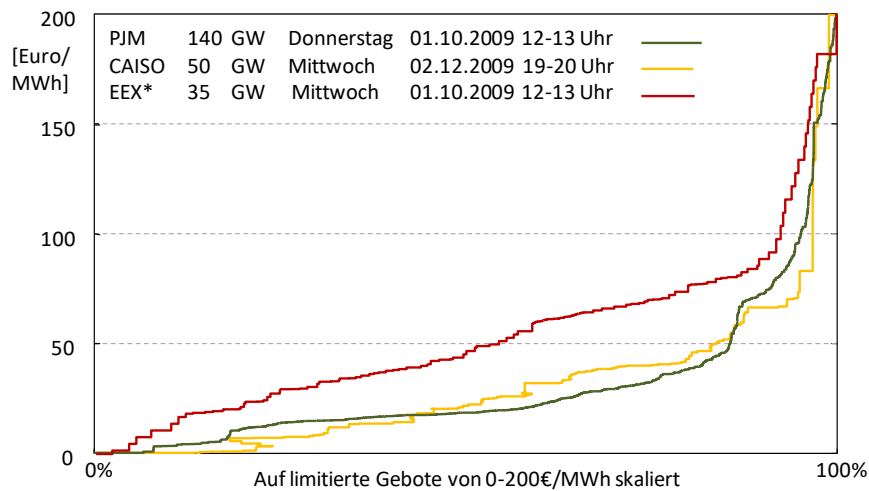


Abbildung 4 Merit-Order verschiedener Märkte

Der starke Anstieg der Kostenstruktur werden durch Spitzenlastkraftwerke verursacht, die nur wenige Stunden im Jahr laufen und zwar geringe Fix- aber hohe variable Kosten verursachen und die eingesetzt werden, da sich ein Zubau günstigerer Kraftwerke aufgrund hoher Kapitalkosten nicht lohnt. Teilweise ist der konvexe Anstieg aber auch auf Kapazitätsrestriktionen zurückzuführen. Solche Kapazitätsbeschränkungen sind typisch für Energiemärkte und führen in vielen Bereichen zu erheblichen Erlösdiskrepanzen einzelner Marktteilnehmer. Bestes Beispiel sind Rohstoffmärkte, in denen technische oder auch strategische Beschränkungen günstiger Produktionskapazitäten (z.B. leicht erschließbare Erdölfelder, günstige Kohlegruben) zu einem konvexen Anstieg der Grenzkostenkurve und erheblichen Windfall-Profits günstiger Produzenten führen. Dieser Zusammenhang ist keine neue Erkenntnis, so formulierte bereits 1922 Hubert D. Henderson zur Kostenfunktion englischer Kohlegruben:

“It follows that there is no real connection between price and cost of production throughout the industry as a whole. It follows incidentally that those concerns which can market their coal at an appreciably lower cost than the marginal concerns, are likely to reap more than an ordinary rate of profit, though royalties may absorb part of the excess. “

[Henderson et al. 1922]

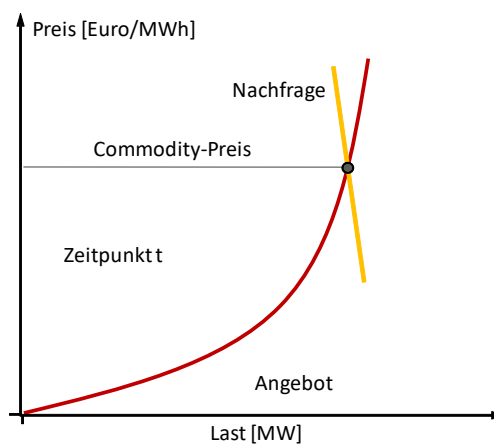


Abbildung 5 Konvexe Kostenstruktur

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

Insgesamt muss immer eine größere gesicherte Leistung zur Verfügung stehen, als an maximaler Nachfrage erwartet werden kann. Inwieweit Wind- oder Solarkraftwerke zur gesicherten Leistung beitragen können, ist noch nicht vollständig geklärt und hängt auch mit der regionalen Diversifikation der Wind- oder Solaranlagen zusammen. In den USA erhalten Windkraftwerke sog. *Capacity Credits* von bis zu 20% [Milligan et al. 2006], in Deutschland liegt der empirische Anteil von Windstrom im Schnitt bei 5,5-7,5%, er kann jedoch auch in einigen Stunden auf unter 0,2% fallen. Die Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke liegt deutlich höher, meist im Bereich von über 90%. Da die maximale Last nur zu einem Zeitpunkt im Jahr abgerufen wird, wird die hierfür vorgehaltene Kapazität auch nur einmal eingesetzt und dient ansonsten nur der Kompensation von Kraftwerksausfällen oder Revisionen. Neben der Gesamtkapazität muss der jeweils eingesetzte Kraftwerkspark jedoch auch in Summe technisch in der Lage sein, alle auftretenden Lastgradienten zu beherrschen. Insbesondere bei stark schwankenden Einspeisungen aus Windkraftanlagen kann es nötig sein, eine Vielzahl konventioneller Kraftwerke gleichzeitig herunter zu regeln. Unabhängig des Marktdesigns müssen daher die Marktanreize zur Steuerung jedes Kraftwerks mit den Unsicherheiten der Nachfrage oder intermittierenden Erzeugung sowohl zeitlich als auch mengenmäßig kongruieren, so dass zu jedem Zeitpunkt eine ausgeglichene Leistungsbilanz sichergestellt werden kann¹³.

Der Einsatz der Kraftwerke unterliegt in den meisten Märkten der Entscheidung des Eigentümers. In vertikal integrierten Märkten mit Gebietsmonopolen erfolgt die Einsatzplanung zentral unter Vorgabe der kostenminimalen Lastdeckung. Im Wettbewerbsmarkt bestimmt der Marktpreis den Einsatz der Kraftwerke und jeder Marktteilnehmer optimiert den eigenen Kraftwerkseinsatz entsprechend seiner Handelsgeschäfte. Im besten Fall stimmt dieser Kraftwerkseinsatz mit dem kostenminimalen Fall der geschlossenen Optimierung überein. Im Falle eines zentralen Systembetreibers oder zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen können die Marktteilnehmer auch die Kontrolle des Kraftwerks (bzw. einzelner „Kraftwerksscheiben“) an den Netz- oder Systembetreiber übergeben, so dass dieser in die Einsatzplanung gemäß seiner Vorgaben eingreifen kann. In Europa ist dies auf die Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelreserve beschränkt, im PJM Markt werden jedoch auch reguläre Kraftwerksfahrpläne zentral gesteuert.

2.1.3 Netze

Die Struktur von Stromnetzen ist in der folgenden Abbildung 6 dargestellt. Zur Minimierung der Leitungsverluste existieren mehrere Spannungsebenen, jede ein Kompromiss zwischen Verlustleistung und spezifischen Kosten. In Transportnetzen liegt die Wechselspannung zu-

¹³ Beispiel: Wenn am liquiden Handelspunkt nur Stundenprodukte gehandelt werden, muss der Systembetreiber auf genügend Kapazitäten zurückgreifen können, um alle Abweichungen während jeder Stunde vom Stundenmittel (zuzüglich von Prognoseunsicherheiten) ausregeln zu können.

meist bei 220-1000kV. Für längeren Transport oder Seekabel werden zusätzlich Gleichstromübertragungen (meist 500-800kV) eingesetzt. Historisch bedingt erfolgte der Transport zumeist von zentralen Großkraftwerken über diese Transportnetze zu den Verteilnetzen und von dort zum Kunden. Verteilnetze untereinander sind nicht verbunden sondern nur mit der übergelagerten Spannungsebene, daher besteht nur auf der obersten Spannungsebene die Möglichkeit des Transports über große Distanzen.

Durch die Zunahme dezentraler Einspeisung wird jedoch zunehmend auch auf nachgelagerten Spannungsebenen eingespeist, so dass es auch zu Rückspeisungen in übergelagerte Netze kommen kann. In diesem Fall ist die vertikale Netzlast negativ.

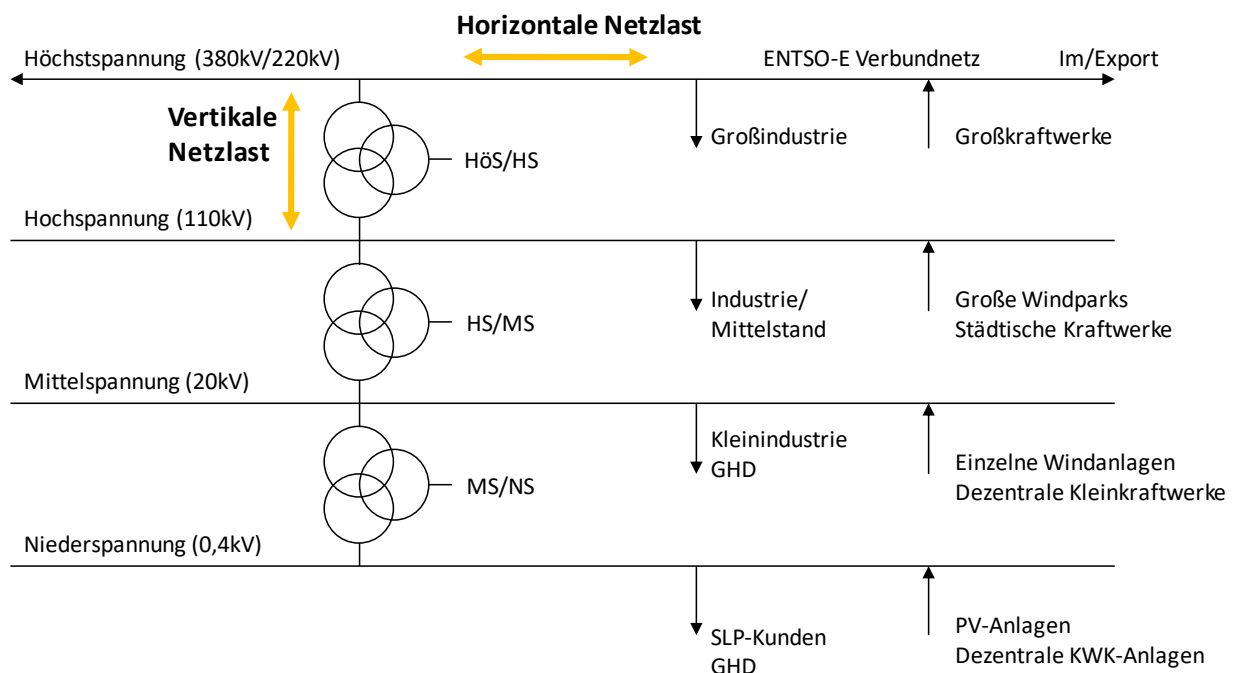


Abbildung 6 Struktur des Europäischen Verbundnetzes

Trotz einer aktuell vermehrten Popularität dezentraler Systeme kommt den Netzbetreibern eigentlich die größte Bedeutung zu, da sie in letzter Instanz die Systemstabilität und –sicherheit garantieren müssen, indem sie die Energieverteilung gewährleisten und Spannung und Frequenz im stabilen Bereich halten. Wie bereits im vorigen Abschnitt erwähnt obliegt es den Netzbetreibern (bzw. Systembetreibern in integrierten Märkten) alle Leistungsdifferenzen auszugleichen. Aufgrund des zeitlichen Vorlaufs von Handelsgeschäften und längeren Erfüllungszeiträumen (¼, ½, 1 Stundenprodukte, Monatsbänder) entstehen immer Abweichungen in Echtzeit, die zu Abweichungen der Netzfrequenz vom Soll (50 bzw. 60 Hz) führen und vom TSO/ISO durch Systemdienstleistungen, e.g. Regelenergie, ausgeglichen werden müssen. Derzeit erfolgt die Erbringung von Systemdienstleistungen nur durch die Betreiber von Transportnetzen, durch zunehmende Probleme im Bereich der Spannungshaltung in Verteilnetzen durch dezentrale Einspeisungen werden in Zukunft jedoch auch Eingriffe auf Verteilnetzebene not-

wendig werden. Hier existieren bisher nur erste Erfahrungen auf Basis von Pilotprojekten [Bmvit Österreich 2009].

Im passiven Netzbetrieb erfolgt der Lastfluss nur nach den Kirchhoffschen Gesetzen. Da daher jeder Lastfluss einer Leitung auch Einflüsse auf alle anderen Lastflüsse galvanisch verbundener Leitungen hat, ist eine genaue Zuordnung von Transportpfaden schwierig. Es besteht jedoch die Möglichkeit, die Auswirkungen zusätzlicher Einspeisung an einzelnen Netzpunkten auf die Gesamtverluste im System zu quantifizieren und entstehende Kosten dementsprechend zuzuordnen. Eine Steuerung der Lastflüsse ist in heutigen Systemen durch Veränderung der Ein- und Ausspeisemengen (*Redispatch*) und nur in sehr begrenztem Maße durch aktive Regelung von Netzkomponenten (Phasenschieber, FACTS¹⁴) möglich.

Die Netzentgelte innerhalb einzelner Marktgebiete werden daher meist auf Basis von punktbezogenen Ein- oder Ausspeisetarifen berechnet, ohne Berücksichtigung von Transportwegen.

Ein gutes Zusammenspiel zwischen Netzen und Märkten ist für das effiziente Design von hoher Bedeutung. Die Behandlung von Netzrestriktionen bei der Umsetzung des Stromhandels bildet daher auch die größten Unterschiede zwischen verschiedenen Marktdesigns.

2.2 Internationale Erfahrungen

Die flächendeckende Versorgung der Bevölkerung mit Elektrizität gilt als eine zentrale Voraussetzung für das Funktionieren moderner Industriestaaten. Der Aufbau der entsprechenden Infrastrukturen erfolgt daher meist unter privilegierten Bedingungen. Viele Staaten gewähren den Elektrizitätsversorgungsunternehmen regionale Gebietsmonopole verbunden mit der Auflage, alle Interessenten an das Stromnetz anzuschließen und mit Elektrizität zu versorgen. Andere Staaten organisieren die Elektrizitätsversorgung als staatliches Monopol. Um diese Monopole in den Wettbewerb zu überführen, werden weltweit verschiedene Ansätze verfolgt. Kernelement ist immer die Öffnung der Netze für neue Anbieter. Neuseeland hat als eine der ersten Länder den Elektrizitätsmarkt liberalisiert, viele weitere Länder folgten. Einen Überblick über die weltweite Entwicklung gibt [Sioshansi et al. 2006]. Besonders interessant ist die Entwicklung in Brasilien, da hier aufgrund des hohen Anteils an Wasserkraft in Abhängigkeit der jährlichen Regenmenge mehrjährige Zyklen und Versorgungsengpässe entstehen können. Zwar existiert ein Kapazitätsmarkt, doch ist es für fossile Kraftwerke schwierig, Planungs- und Investitionssicherheit z.B. zur Absicherung der Gaslieferverträge über derart lange Zeiträume mit hohen Unsicherheiten zu erlangen. Der Fokus der Arbeit

¹⁴ *Flexible AC Transmission System*: Aktive Steuerung von Netzkomponenten, e.g. zuschaltbare Kapazitäten, Induktivitäten

liegt aber auf den Konzepten in Nordamerika und Europa, da diese stellvertretend für die beiden unterschiedlichen Systemansätze eines zentralen Systembetreibers oder aber eines dezentralen, bilateralen Handels stehen und die Frage erörtert werden soll, welches der beiden Systeme besser zur Integration großer Mengen Erneuerbarer Energien geeignet ist.

2.3 Zentrale Systembetreiber in Nordamerika

Definition: *Spot-* und *Forward* Märkte

In den Vereinigten Staaten und Europa werden die Bezeichnungen *Spot-* und *Forward-Markt* unterschiedlich interpretiert. Während in den Vereinigten Staaten der Begriff Spotmarkt die sofortige Transaktion, also quasi den Sekundenhandel bezeichnet, wird der Begriff in Europa weiter gefasst. Hier gehört der Vortagshandel bereits zum Spotmarkt, während er in den USA schon als *Forward*-Handel bezeichnet wird. In den folgenden Abschnitten wird die Europäische Konvention gebraucht, d.h. *Spotmarkt* bezeichnet den Zeitraum bis zu 36 Stunden vor der Transaktion.

In den 20er Jahren des letzten Jahrhunderts kommt es im Zuge der Finanzkrise von 1929 zu erheblichen Verwerfungen im Energiemarkt. Dieser ist bis dahin in weiten Bereichen unreguliert, da die Zuständigkeiten zwischen Bund und Ländern in diesem Sektor nicht eindeutig geklärt sind. Während die großen Verbundunternehmen in mehreren Bundesstaaten aktiv sind, liegt die Regulierung zum größten Teil in der Hand der jeweiligen Staaten, ohne Einfluss auf den zwischenstaatlichen Handel von Strom und Gas.

Ohne funktionierende Regulierung schleichen sich jedoch eine Reihe von Systemfehlern ein, die in selber oder ähnlicher Form auch die Finanzkrise 80 Jahre später bestimmen:

- Zum Ausnutzen der Hebelwirkung eines hohen Verschuldungsgrades zur Steigerung der Eigenkapitalrendite (*Leveraging*) werden große Holding-Gesellschaften gegründet, ähnlich den heutigen Investmentbanken, die mit wenig Eigenkapital viele regionale Versorgungsunternehmen kontrollieren.
- Zur Steigerung der kurzfristigen Rendite wird die marktmächtige Stellung ausgenutzt und überhöhte Preise verlangt.
- Durch Bilanzmanipulationen werden Finanzmittel von den regionalen Gesellschaften zu den Mutterkonzernen transferiert, so dass diese Mittel für langfristige Investitionen in die Versorgungssicherheit fehlen.

Da der Hebeleffekt einer hohen Verschuldung jedoch in beide Richtungen wirkt, verstärkt dieser im Laufe der Finanzkrise und Großen Depression von 1929 die Probleme der Holding-Gesellschaften, so dass eine große Zahl dieser kollabiert und die Kunden mit hohen Strompreisen und unzuverlässiger Versorgung zurück lässt [Doe 1993].

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

Durch den 1935 in Kraft getretenen *Public Utility Holding Company Act* (PUHCA) werden staatsübergreifende Energieversorger zerschlagen und das geografische Versorgungsgebiet auf einzelne Bundesstaaten beschränkt. Durch die zusätzlichen rechtlichen Markteintrittsbarrieren in sämtlichen Teilbereichen der Stromwirtschaft entwickelt sich eine marktbeherrschende Stellung von Gebietsmonopolisten. Zudem wird durch den *Federal Power Act* (FPA) der zwischenstaatliche Stromhandel der Regulierung des Bundes (*Federal Power Commission* FPC) unterworfen.

Dieses System bleibt de facto bis 1978 unverändert. In Folge der Ölkrise in den 70er Jahren und einem verstärkten Fokus auf Versorgungssicherheit wird im Rahmen des „*National Energy Act*“ der *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA) durchgesetzt, welcher der nationalen Aufsichtsbehörde FERC (ehemals FPC) deutlich größeres Gewicht zumisst. Ziel des Gesetzes ist die Förderung alternativer Erzeugungstechnologien. Kleine Erzeuger und Betreiber von KWK-Anlagen können als *qualifying facilities* (QF) von der Regulierung ausgenommen werden. Öffentliche Versorger werden verpflichtet, den Strom dieser Kleinerzeuger zu regulierten Preisen auf Basis der Grenzkosten herkömmlicher Erzeugung abzunehmen. Durch den Markteintritt dieser unabhängigen Erzeuger kommt es erstmals zu Ansätzen von Wettbewerb im vertikal integrierten Strommarkt, ohne dass dies beabsichtigtes Ziel des Gesetzes ist.

Der Betrieb von unregulierten *Qualifying Facilities* gewinnt zunehmend an Bedeutung, da im regulierten Markt die sehr reale Gefahr besteht, bei zu geringer Nachfrage und entstehenden Überkapazitäten deren Kosten beim Regulator nicht geltend machen zu können, da dieser diese Investitionen als unüberlegt (*imprudent*) ansehen und solche Managementfehler nicht an die Kunden weitergeben kann. Diese *prudence reviews* verunsichern viele Versorger und lassen sie beim Zubau von Kapazitäten im regulierten Markt zögern. Ebenfalls schwierig ist das Setzen von Anreizen zur Effizienzsteigerung in kostenregulierten Systemen. Für die Versorger besteht kein Anreiz, unternehmerische Risiken einzugehen, da mögliche Gewinnsteigerungen durch die Regulierung wieder abgegriffen werden.

Nach Abbau der Überkapazitäten Ende der 80er Jahre wird eine Bepreisung von QFs auf Basis der Grenzkosten alternativer Erzeugung zunehmend schwierig, da als Alternative nur der Bau zusätzlicher Kapazitäten möglich ist. Hier bietet eine Auktion zwischen *Qualifying Facilities* und den wenigen zugelassenen unabhängigen Betreibern für neue Kapazitäten die beste Lösung. Mit der *Johnston Bill* im Jahr 1989, die es auch regulierten Unternehmen erlaubt, in unabhängige Kraftwerkskapazitäten zu investieren, wird die Vorlage für eine Reform der PUHCA gelegt.

Diese Reform wird nach intensiven Debatten als *Energy Policy Act* im Jahr 1992 verabschiedet. Kerngedanke hierbei ist die Senkung der Stromgestehungskosten durch die Ausweitung des Wettbewerbs. Diese Annahme basiert auf zwei Entwicklungen, zum einen haben die unabhängigen Betreiber der Kleinanlagen nach PURPA ein hohes Maß an technischer Innovation und Kosteneinsparungen gezeigt. Zum anderen sind in den Jahren zuvor die Märkte für Flugverkehr

und Kommunikation erfolgreich dem Wettbewerb geöffnet worden.

Zudem sollen Risiken der Stromerzeugung, die innerhalb eines kostenregulierten Systems direkt an die Endkunden weitergegeben werden, durch Ausbau des Wettbewerbs auf unabhängige Kraftwerksbetreiber übertragen werden. Diese Risiken sind:

- Mengenrisiken der Nachfrage
- Preis- und Projektrisiken im Kraftwerksbau
- Preisrisiken der Brennstoffkosten

Die unabhängigen Kraftwerksbetreiber (*Exempt wholesale generators, EWG*) unterliegen dafür keiner Preisregulierung. Hierbei ist neu, dass als EWG auch Unternehmen des regulierten Marktes auftreten können. Die Aufsichtsbehörde FERC wird dazu mit umfassenden Rechten ausgestattet, um beispielsweise mögliche Eigengeschäfte oder Quersubventionierungen zwischen den EWG-Anlagen eines Unternehmens und dem regulierten Endkundenvertrieb zu kontrollieren und zu verhindern. Der Wettbewerb wird auf den Großhandelsmarkt beschränkt, der Endkundenvertrieb verbleibt weiterhin bei den regionalen Gebietsmonopolisten. Ein weiterer wesentlicher Punkt ist die Öffnung des Netzes für Drittanbieter. Diese erhalten die Möglichkeit, bei der Aufsichtsbehörde Anträge auf Netznutzung zu stellen, welche nur in Ausnahmefällen bei Gefahr von Systemüberlastungen abgelehnt werden dürfen [Doe 1993].

In den vorausgegangen Debatten sind bereits wichtige Punkte angeklungen, die in der weiteren Entwicklung des Marktes eine wichtige Rolle spielen sollten:

- Welchen Einfluss hat die hohe Fremdfinanzierung unabhängiger Betreiber auf deren Finanzstabilität?
- Wie sind Strombeschaffungsverträge im Vergleich zur Eigenerzeugung in den Bilanzen der Energieversorger zu bewerten?
- Besteht die Gefahr, durch kurzfristige Renditeziele zu stark in Kraftwerke mit geringen Kapitalkosten zu investieren, d.h. Gaskraftwerke, die aber hohe Preisrisiken bei den Brennstoffkosten aufweisen?
- Welchen Einfluss hat ein entkoppeltes System von unabhängiger Erzeugung, Transport und Verteilung auf die Systemstabilität?
- Wie hoch ist die Verfügbarkeit unabhängiger Kraftwerke?
- Entstehen durch die Öffnung des Systems rechtliche Lücken, die die Ausübung von Marktmacht erlauben?
- Können in einem liberalisierten Markt regulatorische Maßnahmen für sozial schwächere Kunden beibehalten werden (Sozialtarife, Verbot der Abschaltung)

Kernelement der Marktöffnung ist der freie Netzzugang für unabhängige Betriebe. Durch den EPACT erhält die nationale Regulierungsbehörde FERC die Befugnis, bei allen Netzbetreibern unabhängigen Netzzugang für Dritte anzuordnen [Bluvas 2007]. Dies geschieht durch die FERC

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

*Order Nr. 888*¹⁵ im Jahre 1996. Hiermit wird der Grundstein für freien Wettbewerb im Großhandelsmarkt gelegt, die Einführung des Endkundenwettbewerbs unterliegt weiterhin der Entscheidung der einzelnen Bundesstaaten.

Die *FERC Order Nr. 888* enthält zwei wesentliche Punkte. Zum einen zwingt es die ehemaligen Monopolisten zur Öffnung der Transportnetze für Drittbetreiber, im Gegenzug wird diesen aber die Rückgewinnung so genannter *Stranded Costs* zugestanden, d.h. Kosten, die voraussichtlich in einem deregulierten Markt nicht zu decken sein würden.

Die Problematik der *Stranded Costs* ist ein besonderer und einmaliger Aspekt in der Geschichte der Amerikanischen Strommarktliberalisierung und betrifft insbesondere die Finanzierung von Kernkraftwerksprojekten. Durch die Monopolstellung und gesicherten Erlösen aus kostenregulierten Preisen ist es den regionalen Versorgern möglich gewesen, extrem günstige Kreditkonditionen für kostenintensive Kraftwerksprojekte, insbesondere für den Bau besagter Kernkraftwerke, zu erlangen [Flowers 1998, ff. 127-130].

Im freien Wettbewerb steigen diese Kapitalkosten aufgrund des ebenfalls steigenden Risikos deutlich. Zudem sind in der Kostenkalkulation die Lebensdauer der Kraftwerke häufig überschätzt worden, wodurch Rückstellungen für den späteren Rückbau fehlen [Watkins 2000].

Die Kraftwerksbetreiber einigen sich im Endeffekt auf einen *Deal* [Reeves 2000]. Die regionalen Versorger dürfen für einen Zeitraum von maximal fünf Jahren eine Zusatzgebühr auf die Stromrechnung aufschlagen und so die *Stranded Costs* der Kernkraftwerke decken. Im Weiteren unterliegen die Endkundenpreise über diesen Zeitraum weiterhin der Regulierung. Können die Kosten bereits vor Ende der Frist gedeckt werden, entfällt sowohl die Zusatzgebühr als auch die Regulierung.

In den folgenden Jahren können die *Stranded Costs* früher als erwartet zurückgezahlt werden. Da sich viele Versorger vom Kraftwerksgeschäft getrennt haben, sich jedoch noch kein ausreichender Wettbewerb entwickelt hat, sind diese nun einem erhöhten Preisrisiko bei der Beschaffung ausgesetzt.

Der freie Netzzugang birgt weiterhin große Hürden. Aufgrund des schwach ausgebauten Übertragungsnetzes gibt es Probleme oder Möglichkeiten der Diskriminierung bei der Ausweisung der *Total Transfer Capacity (TTC)* oder *Available Transfer Capacity (ATC)* sowie der kurzfristigen Behebung von Netzengpässen durch Lastflusssteuerung.

Mit der *FERC Order 2000* wird daher vom Regulator das Konzept einer *Regional Transmission Organization (RTO)* vorgegeben, einer dem Netzbetreiber übergeordneten Organisation, welche die Netznutzung wettbewerblich und transparent organisiert. Hierbei ist es für das Konzept irrelevant, ob es sich bei dem RTO um eine gewinnorientierte Netzgesellschaft mit Eigen-

¹⁵ <http://www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg/land-docs/order888.asp>

tum am Netz (*Transmission Companies, TransCos*) oder einen nicht-gewinnorientierten Systembetreiber (*Independent System Operator, ISO*) handelt. Die Teilnahme der Netzbetreiber an einer RTO ist zunächst freiwillig, da sie aber im Interesse der Regulierungsbehörde liegt, besteht die Möglichkeit von finanziellen Anreizen durch höhere Tarife oder die verpflichtende Teilnahme im Fall von Übernahmen und Fusionen.

Die Grundcharakteristika einer RTO waren nach [Merrill 2000]:

1. Unabhängigkeit

Durch eine vollständige Trennung von Erzeugung, Transport und Vertrieb soll sichergestellt werden, dass durch die RTO keine Marktmacht zugunsten von einzelnen Marktteilnehmern ausgeübt werden kann.

2. Angemessene geografische Ausdehnung

Hierdurch soll das Marktgebiet erweitert werden um die bestehende regionale Zersplitterung des Marktes aufzubrechen.

3. Entscheidungsbefugnis für alle betrieblichen Abläufe im unterstellten Netz

Dadurch wird die Handlungsfähigkeit des RTO begründet.

4. Verantwortung für die kurzfristige Netzstabilität

Neben den Neuerungen durch die Einführung eines RTO muss die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleistet werden.

Die wichtigsten Aufgaben dieser neu geschaffenen Organisation sind es:

- Die Tarifstrukturen für die Netznutzung festzulegen
- Netzgengpässe zu bewirtschaften
- Die sich aus den Ohmschen Gesetzen ergebende Pfadunabhängigkeit des Stromtransportes in den Netzkosten zu berücksichtigen
- Systemdienstleistungen bereitzustellen
- Marktaufsicht auszuüben
- Die Ausbauplanung des Netzes zu koordinieren
- Kuppelflüsse mit angrenzenden Netzgebieten zu koordinieren

Entscheidend für die Unabhängigkeit der RTO ist, dass kein Marktteilnehmer aus dem Nicht-Netzbereich, i.e. Erzeugung oder Vertrieb signifikante Anteile an einer RTO oder dem betreffenden Netzbetreiber besitzen darf und so keine Möglichkeit besteht, Marktmacht auszuüben und insbesondere neuen Marktteilnehmern den Netzzugang zu erschweren.

Insgesamt entstehen so in den USA sechs unabhängige Übertragungsnetzbetreiber, die in Abbildung 7 dargestellt sind. Die Ausgestaltung und Regulierung der Märkte in den übrigen Bundesstaaten ist noch nicht abschließend geklärt.

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

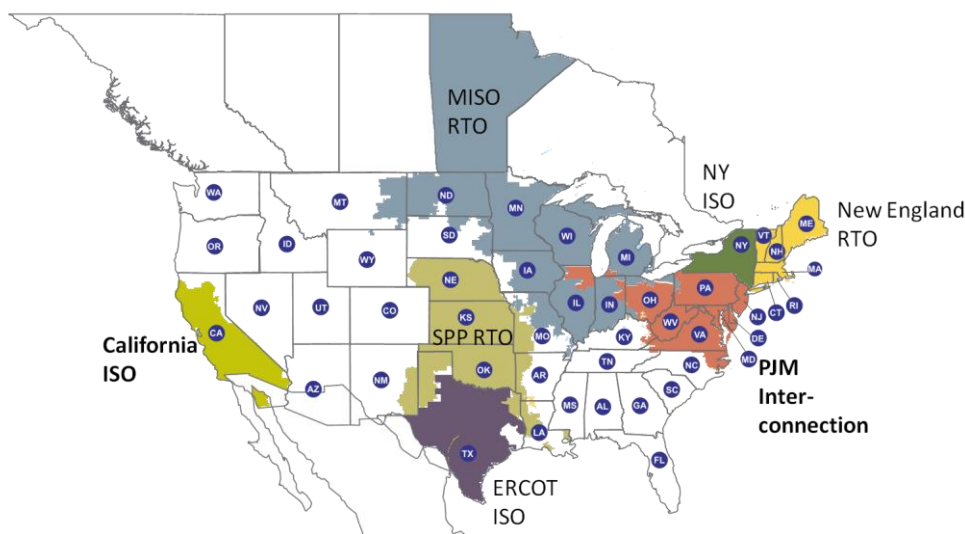


Abbildung 7 Unabhängige Systembetreiber in den Vereinigten Staaten 2009 [Ferc 2009b]

Nach der FERC Order sind Netzbetrieb und Energiehandel nicht notwendigerweise verbunden. Bis 2009 sind die Aufgaben der ISO/RTO in vielen Gebieten auf den Netzbetrieb und die Frequenzhaltung beschränkt. Beispiele hierfür sind ERCOT Markt in Texas oder auch der kalifornische Markt vor seiner Neustrukturierung (MRTU¹⁶) im April 2009. Der Großhandel von Energiemengen erfolgt hier auf Basis bilateraler Kontrakte oder an separaten Strombörsen.

Die Ausgestaltung und Regulierung der Märkte hat entscheidenden Einfluss auf den Verlauf der Marktöffnung. In Kalifornien kommt es zu einem vollständigen Marktversagen, wodurch zeitweise sogar die physische Versorgung mit Strom zusammenbricht und im Januar 2001 Stromausfälle den Staat erschüttern. Grund hierfür sind in erster Linie illegale Marktmanipulationen durch den Energiekonzern *ENRON* und einige weitere Firmen, welche durch strategische Kapazitätsverknappung die Strompreise weit über das wettbewerbliche Niveau erhöhen. Vertriebsunternehmen, die die überhöhten Preise durch regulierte Tarife nicht an die Endkunden weiterreichen können, werden insolvent. Möglich werden die Preismanipulationen auch durch eine mangelnde Koordination zwischen dem Großhandelsmarkt und dem Netzbetrieb. Durch fehlerhafte Ausgestaltung des Marktes ist es den Händlern von *Enron* möglich, mit Aktivitäten am vortägigen Großhandelsmarkt Netzengpässe zu verursachen, für deren Beseitigung sie im kurzfristigen Ausgleichsenergiemarkt des Netzbetreibers erhebliche Zusatzerlöse generieren¹⁷ [Ferc 2003]. Festzuhalten bleibt jedoch, dass solche Strategien im Regelwerk des neugestalteten Marktes verboten sind und es auch in den folgenden Gerichtsverfahren zu Urteilsprüchen gegenüber ehemaligen Händlern kommt. Seitdem wird in allen Märkten besonderer Fokus auf der Einrichtung einer starken Marktaufsicht (*Market Monitoring Unit, MMU*) gelegt. Dennoch

¹⁶ Market Redesign and Technology Upgrade

¹⁷ Diese Strategie mit dem internen Namen „*Death Star*“, es gab noch weitere Manipulationsstrategien mit den klanghaften Namen „*Ricochet*“, „*Get Shorty*“ oder auch „*Fat Boy*“ [Caiso 2002; Ferc 2003]

bietet das Marktdesign mit der fehlenden Koordination zwischen Energiehandel und Netzbetrieb die Basis für solch eine Form der Preismanipulation.

Im *PJM* Großhandelsmarkt wird hingegen von Anfang an ein integriertes Konzept gewählt und der Netzbetrieb mit dem Stromhandel verbunden. Bereits vor der Marktöffnung besteht *PJM* als *Power Pool* in dem die Kraftwerkseinsatzplanung geschlossen optimiert wird. Im Jahr 1998 wird dieses System weitestgehend übernommen nur dass nun auch neue Marktteilnehmer Kostendaten ihrer Kraftwerke (Brennstoffkosten, Startkosten, Anfahrzeit etc.) an *PJM* übermitteln und so in die Kraftwerkseinsatzplanung einbezogen werden können. Diese Möglichkeit der kostenbasierten Angebote (*cost based offers*) wird ein Jahr später erweitert um die Möglichkeit Preis/Mengen-Kombinationen (*price based offers*) in das System einzustellen und so grundsätzlich eine reine Marktpreisbildung, wie sie an Aktien- oder anderen *Commodity*-Märkten bekannt ist, eingesetzt werden kann. Bei diesem *Merit-Order-Dispatch* werden so lange Kraftwerke ausgehend vom niedrigsten Gebot bezuschlagt, bis die Nachfrage gedeckt wird.

In der Realität basiert der *PJM* Markt aber auch heute noch zu großen Teilen auf kostenbasierten Geboten und die meisten Teilnehmer sind verpflichtet, sowohl Preis- als auch Kostengebote abzugeben¹⁸. Kostendaten der Kraftwerke dienen sowohl dazu, technische Restriktionen wie Mindestlaufzeiten oder Anfahr Dauern in der Einsatzplanung zu berücksichtigen, als auch Gebote von Marktteilnehmern auf unlauteres Verhalten, insbesondere die Ausübung von Marktmacht, zu überprüfen.

Im Folgenden wird nun genauer auf die Ausgestaltung des *PJM*-Marktes eingegangen werden, da dieses Marktdesign in mehreren Richtlinien der staatlichen Regulierung übernommen wird. So basiert die von der *FERC* im Jahr 2002 veröffentlichte Vorlage eines Großhandelsmarktes für Strom (*Standard Market Design*) in weiten Teilen auf der bestehenden Struktur des *PJM* Marktes. Weitere ISOs im Nordosten der USA sowie der neue Markt in Kalifornien basieren auf ähnlichen Systemen mit meist nur veränderter Nomenklatur.

2.3.1 Der *PJM* Markt

Nach einer Übersicht der Marktstruktur des *PJM*-Marktes wird die Marktentwicklung beschrieben. Abschließend erfolgt eine kritische Würdigung dieses Marktdesigns welches für viele Märkte als Referenz gilt und mittlerweile in mehrere Bundesstaaten der USA exportiert worden ist.

2.3.1.1 Marktstruktur

Die grundsätzliche Preisfindung basiert wie in allen Märkten auf dem Gleichgewicht von Ange-

¹⁸ Zumindest, wenn sie am Kapazitätsmarkt teilnehmen wollen, was für die meisten Marktteilnehmer zutrifft, siehe hierzu *Capacity Resource Obligations in PJM*.

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

bot und Nachfrage. Zusätzlich werden jedoch auch Restriktionen des Stromnetzes implizit berücksichtigt. Ohne diese Restriktionen kann ein Gleichgewichtspreis für den gesamten Markt bestimmt werden, da jegliche Preisunterschiede zwischen zwei Netzpunkten sofort durch Arbitrage ausgeglichen werden können. Sobald zwischen zwei Gebieten jedoch keine beliebige Strommenge transportiert werden kann, entfällt die Möglichkeit der vollständigen Arbitrage und für beide Gebiete stellen sich unterschiedliche Gleichgewichtspreise ein. In Abbildung 8 und Abbildung 9 sind diese Zusammenhänge dargestellt, wobei die Nachfrage als inelastisch angenommen wird. Durch die große geografische Ausdehnung des Stromnetzes im Nordosten der USA und eine geringe Vermaschung existieren eine Vielzahl von möglichen Netzengpässen und daher auch viele Gebiete mit unterschiedlichen Preisen. Im Extremfall ergibt sich so ein Preis für jeden einzelnen Netzknoten (*Node*). Solch ein System regional unterschiedlicher Preise innerhalb eines Netzgebietes wird als Nodalpreissystem bezeichnet. Im weiteren Verlauf wird die Abkürzung LMP des englischen Originalbegriffs *Locational Marginal Pricing* verwendet.

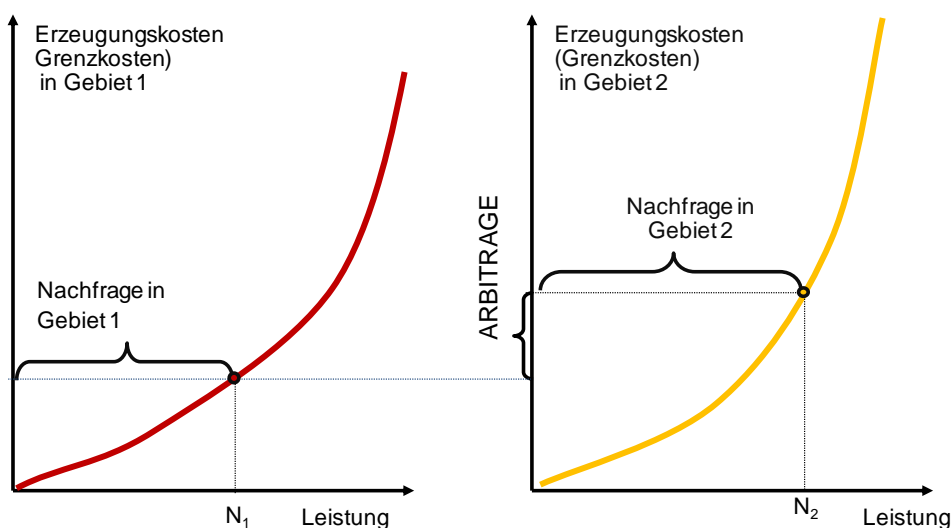


Abbildung 8 Preisbildung bei inelastischer Nachfrage in zwei getrennten Netzgebieten

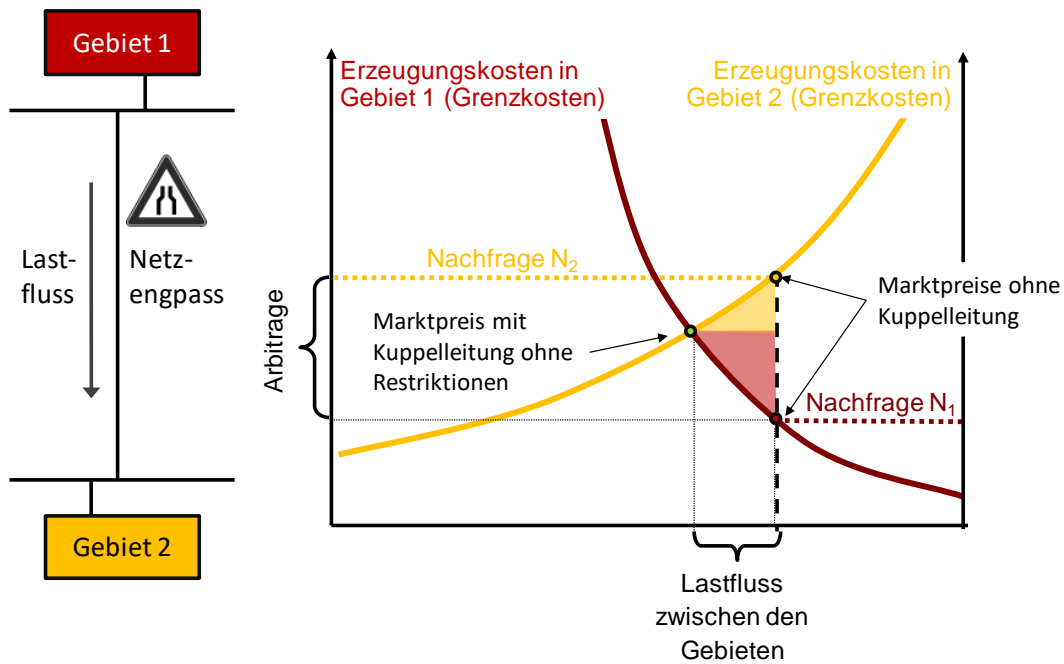


Abbildung 9 Preisbildung bei Nutzung vorhandener Kuppelkapazitäten

Durch den Stromtransport zwischen zwei Netzknoten können in einem effizienten Markt Wohlfahrtsgewinne entstehen. In Abbildung 9 sind diese als ausgefüllte Dreiecke dargestellt. Das rote Dreieck bezeichnet die zusätzliche Konsumentenrente durch die Preissenkung in Gebiet 2, die blaue Fläche den Zugewinn an Produzentenrente in Gebiet 1. In diesem Fall wird der Lastfluss von Gebiet 1 ins Gebiet 2 so lange erhöht, bis die Kapazitätsgrenze der Leitung erreicht ist, oder aber die Preise in beiden Gebieten gleich sind. Dies ist äquivalent zu einer Maximierung der Wohlfahrt im System. Geht man im vereinfachten Fall von einer inelastischen Nachfrage aus, entspricht die Lösung gleichzeitig der kostenminimalen Erzeugung und somit eines effizienten Einsatzes des Kraftwerksparks.

Da in einem vermaschten System wie dem Stromnetz weit mehr als nur zwei Knotenpunkte existieren, ist die Wohlfahrtsmaximierung und Bestimmung der Preise aller Knoten eine komplexe Optimierungsaufgabe. Diese enthält aufgrund technischer Randbedingungen der Kraftwerke und Netze zudem viele Nicht-Linearitäten.

Zunächst aber ist die Frequenzhaltung und Sicherstellung der Versorgung von oberster Priorität, die Preisbildung dient im Nachhinein der finanziellen Abrechnung. Hierzu führt der Systembetreiber PJM in kurzen Zeitintervallen eine Optimierung des Kraftwerkseinsatzes zunächst auf Basis der Preis-Mengen-Gebote der Marktteilnehmer durch. Zusätzlich können aber auch Kostenparameter wie Anfahrkosten oder Mindestlaufzeiten der einzelnen Kraftwerke in die Optimierung einbezogen werden.

Das Optimierungsergebnis liefert für alle Kraftwerke oder steuerbare Lasten die gewünschte Leistung. Dieser Leistungspunkt wird an jeden Marktteilnehmer in Echtzeit individuell übermittelt.

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

telt. Zusätzlich werden noch weitere Echtzeitdaten wie bspw. Frequenzabweichungen übertragen, falls Kraftwerke auch Regelleistung bereitstellen. Als Backup wird zusätzlich noch ein Preissignal für jede Zone übermittelt, so dass bei Ausfall der zentralen Kraftwerkseinsatzplanung die gewünschte Balance von Erzeugung und Last durch Veränderung der Preissignale eingestellt werden kann [Maynur 2007; PJM 2008].

Die Marktteilnehmer sind nicht verpflichtet, den Anweisungen des Systembetreibers zu folgen. Sie können auch Alternativvorschläge machen oder eine eigene Einsatzplanung durchführen und beispielsweise Laständerungsgeschwindigkeiten optimieren. Abweichungen vom vorgegebenen Fahrplan werden jedoch vom Systembetreiber überprüft und auf mögliche Manipulationsversuche untersucht. Mit Hilfe eines *Generator Performance Monitor* wird untersucht, wie gut ein Kraftwerk den Fahrplänen von *PJM* folgt und so kann schnell festgestellt werden, ob möglicherweise strategische Verknappung vorliegt.

Nach Ablauf einer Zeiteinheit wird auf Basis der real eingetretenen Last und Erzeugung für jeden Netzknoten der Preis (LMP) bestimmt und zur späteren Abrechnung der Energiemengen verwendet [PJM 2009a].

In Abbildung 10 soll das Konzept an einem Beispiel erläutert werden. Das Netzgebiet bestehe aus drei Gebieten A, B und C, welche durch Kuppelleitungen verbunden sind. Die Verbindungsleitung zwischen Gebiet A und Gebiet B besitze eine maximale Belastung von 200 MW, die anderen Leitungen unterliegen keinen Beschränkungen. In Gebiet A stehe ein Kohlekraftwerk mit variablen Kosten von 40 €/MWh zur Verfügung, in Gebiet C eine Gasturbine mit variablen Kosten von 60 €/MWh. In Gebiet B wird eine vertikale Netzlast von 75 MW gemessen, in Gebiet C eine Last von 325 MW. Ohne Leitungsgengpässe könnten alle Verbraucher vom günstigeren Kohlekraftwerk versorgt werden, der Preis läge einheitlich bei 40 €/MWh, da dies den Grenzkosten einer zusätzlichen Einheit Strom entspräche. Durch den Netzengpass muss jedoch der Lastfluss A→B auf 200 MW begrenzt werden. Dazu muss der teure Generator Teile von Gebiet B und C versorgen. Zusätzlich werden noch Leitungsverluste berücksichtigt, die aber in diesem Beispiel ausgelassen werden. *PJM* übermittelt die gewünschten Ausgangsleistungen (338 MW in Gebiet A und 62 MW in Gebiet B) und als Backup die Preissignale (40 €/MWh Gebiet A und 60 €/MWh Gebiet B) an die Kraftwerksbetreiber.

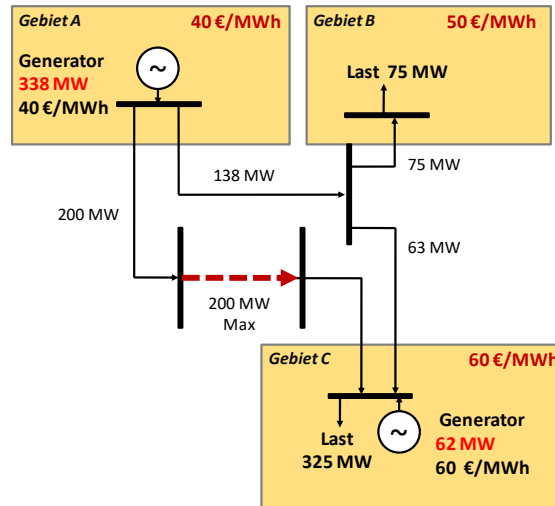


Abbildung 10 Ermittlung regionaler Preise (Locational Marginal Prices)

Die Kraftwerke folgen den Anweisungen von PJM und der gewünschte Lastfluss stellt sich ein. Im Anschluss werden daher die Preise (LMP) zur Abrechnung bestimmt. Bis auf wenige Ausnahmen, bei denen Kraftwerke aus technischen Gründen nicht dem Fahrplan von PJM folgen, entsprechen die Preise an Kraftwerksknoten den übermittelten Preissignalen. Grundsätzlich ergibt sich der Preis als Schattenpreis, d.h. als Grenzkosten/Grenzerlös am jeweiligen Netzknoten. Vereinfachend beinhaltet dies die Antwort auf die Frage: „Welchen Preis würde eine zusätzliche MWh kosten oder erhalten, die am Netzknoten X entnommen oder eingespeist wird?“.

In Gebiet A kann jederzeit Strom vom Kohlekraftwerk abgenommen werden, weshalb hier der Preis bei 40 €/MWh verbleibt. In Gebiet C muss der teure Generator zusätzliche Strommengen bereitstellen, da es nicht möglich ist, zusätzliche Energiemengen vom Kohlekraftwerk zu transportieren, ohne die Leitung zu überlasten. Wie verhält es sich nun mit Gebiet B? Wenn hier eine zusätzliche Energiemenge abgenommen wird, muss diese zu gleichen Teilen von Gas- und Kohlekraftwerk bereitgestellt werden. Würde das Kohlekraftwerk mehr einspeisen, würde ebenfalls die Leitung A→B überlastet. Der Schattenpreis entspricht daher $0,5 \cdot 40 \text{ €/MWh} + 0,5 \cdot 60 \text{ €/MWh} = 50 \text{ €/MWh}$. Schattenpreise können auch negativ sein, wenn eine Mehrabnahme an einem Netzknoten einen Netzengpass entlastet und so zu deutlichen Einsparungen führt [Stoft 2007].

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

Der Preis an jedem Knoten kann in drei Komponenten zerlegt werden:

$$LMP = \text{Systempreis für Energie} + \text{Transportkosten} + \text{Marginale Netzverluste}$$

Der Systempreis ist immer der Preis an einem Referenzknoten, im obigen Beispiel würde man vermutlich Gebiet A wählen, da dieses über die meiste Erzeugung verfügt und auch den Preis setzen würde, falls keine Engpässe vorhanden wären. Netzverluste werden in diesem Beispiel vernachlässigt.

$$LMP_A = 40 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} + 0 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} + 0 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 40 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

$$LMP_B = 40 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} + 10 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} + 0 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 50 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

$$LMP_C = 40 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} + 20 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} + 0 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 60 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Die Transportkosten von Gebiet A zum Gebiet C entsprechen den zusätzlichen Kosten der Erzeugung in Gebiet C, die ohne den Netzengpass nicht angefallen wären.

In Abbildung 11 sind die Preise für ein Fünf-Minuten-Intervall dargestellt. Die Preise können sich schnell ändern, so lagen die Preise aus Abbildung 11 fünf Minuten später bereits wieder einheitlich bei ca. 30USD/MWh.

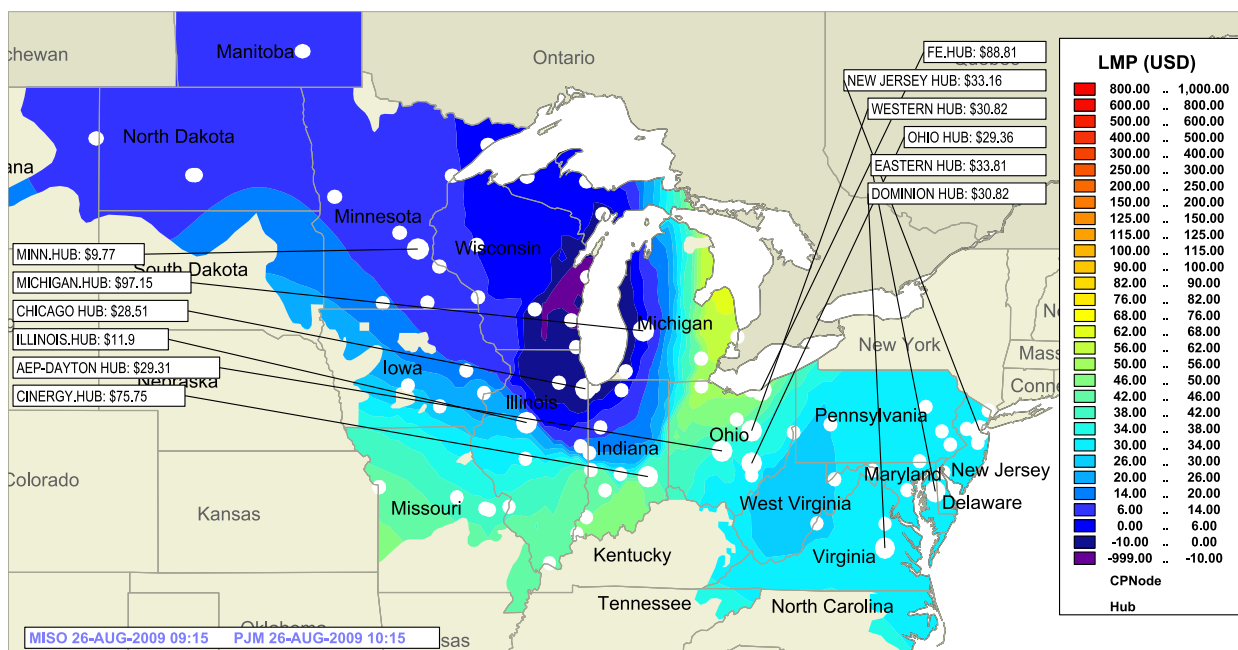


Abbildung 11 Regionale Preise im Gebiet von PJM und MISO¹⁹

Die schnelle Preisänderung und hohe Volatilität der Preise stellt für die Marktteilnehmer ein großes finanzielles Risiko dar. Zusätzlich benötigen Kraftwerksbetreiber frühzeitig Informatio-

¹⁹ Quelle: <http://www.miso-pjm.com/>

nen über den Kraftwerkseinsatz, um diesen zu planen und keine unzulässigen Lastgradienten zu fahren. Daher wird jeweils bereits am Vortag eine *Day-Ahead* Auktion durchgeführt, in der alle Gebote der Marktteilnehmer sowie Lastprognosen zusammengeführt werden und so für jeden Knoten die Preise für jede Stunde des Folgetages ermittelt werden. Die Ergebnisse dieser Auktion sind bindend, im Echtzeitmarkt werden nur noch die Differenzmengen zu denen der *Day-Ahead*-Auktion mit dem Echtzeitpreis verrechnet.

Zusätzlich besteht die Möglichkeit, im *Day-Ahead*-Markt rein finanziell zu handeln²⁰. Durch finanzielle Gebote kann die Preisdifferenz zwischen *Day-Ahead*- und Echtzeitmarkt abgesichert werden. Da es sich um einen rein finanziellen Kauf handelt, muss - analog zu einem Kraftwerksausfall - die Gesamtmenge im Echtzeitmarkt zugekauft werden bzw. bei einem Kauf am Vortag abgesetzt werden. Verkauft ein Marktteilnehmer 10 MWh finanziell am Vortag zum Preis von 30 €/MWh und der Echtzeitpreis liegt bei 35 €/MWh würde das Konto des Teilnehmers mit

$$10 \text{ MWh} \cdot 30 \text{ €/MWh} - 10 \text{ MWh} \cdot 35 \text{ €/MWh} = -50 \text{ €}$$

belastet. Die Möglichkeit solch virtueller Gebote sollte durch Arbitrage zu einer besseren Preiskonvergenz zwischen Vortags- und Echtzeithandel führen, die Auswirkungen sind jedoch noch nicht ausreichend erforscht. Auch wenn virtuelle Gebote keinen Einfluss auf den tatsächlichen Kraftwerkseinsatz haben, können sie doch die Preise am *Day-Ahead*-Markt beeinflussen. Da einige Finanzinstrumente ausschließlich auf diesem Markt aufsetzen, besteht die Möglichkeit der Marktmanipulation.

Das wichtigste dieser Finanzinstrumente zur Absicherung von Preisrisiken sind die *Financial Transmission Rights, FTR*. Diese dienen der Absicherung der Kosten des Engpassmanagements, also der Transportkosten. Hierzu soll noch einmal das Beispiel aus Abbildung 10 betrachtet werden.

Wenn das Kohlekraftwerk in Gebiet A zum Versorger in Gebiet C gehört, könnte dieser ohne Engpässe alle Kunden zum Preis von 40 €/MWh versorgen. Aufgrund des Engpasses können jedoch nur 262,5 MW vom Kohlekraftwerk bezogen werden, die restliche Menge von 62,5 MW muss vom Gaskraftwerk bereitgestellt werden. Dennoch bezahlt der Marktteilnehmer für die Gesamtmenge von 325 MW den LMP von 60 €/MWh. Somit generiert PJM zunächst aus diesem Netzengpass Einnahmen. Marktteilnehmer haben jedoch die Möglichkeit, diese Preisdifferenzen durch den Kauf der finanziellen Übertragungsrechte abzusichern. Diese Punkt-zu-Punkt-Kontrakte werden vom Übertragungsnetzbetreiber in einer jährlichen und einer täglichen Auktion angeboten.

Besitzt der Versorger ein Übertragungsrecht für 200 MW von Gebiet A zu Gebiet C, kann er

²⁰ So genannte *INC/DEC* Gebote

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

durch diesen Kontrakt für die betreffende Stunde Erlöse in Höhe von

$$FTR = 200 \text{ MW} \cdot 1\text{h} \cdot \left(60 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} - 40 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) = 4000\text{€}$$

erhalten. Dies ist äquivalent zu der Aussage, dass 200 MW in Gebiet A zum Preis von 40 €/MWh gekauft werden und die restlichen 125 MW in Gebiet C zum Preis von 60 €/MWh. Der Übertragungsnetzbetreiber muss darauf achten, maximal nur so viele Transportrechte zu vergeben, wie sie auch gleichzeitig im System möglich sind. Vergibt der Netzbetreiber die vollständigen 325 MW von Gebiet A ins Gebiet C als Transportrecht, können die Kosten der Gasturbine nicht gedeckt werden, da diese 62 MW zum Preis von 60 €/MWh erzeugt, der Kunde in Gebiet C aufgrund des Transportvertrages über 325 MW hingegen nur 40 €/MWh bezahlen würde. Werden alle FTRs optimal vergeben, decken diese exakt die Transportkosten ab und es ist Kostenäquivalenz gegeben [Hogan 2000]. Dem Netzbetreiber bleiben weiterhin die Auktionserlöse dieser Transportrechte.

Die Netznutzung im PJM-Gebiet wird derzeit jedoch nicht über die Transportkosten finanziert, sondern durch eine Regulierung der Erlöse jedes am System beteiligten Netzbetreibers. Um zu vermeiden, dass Netzkunden doppelt für den Transport bezahlen, wird ein Großteil dieser Transportrechte kostenlos an die betreffenden Transportkunden zugeteilt²¹. Im Gegensatz hierzu werden in Kalifornien oder anderen Märkten alle Transportrechte versteigert und die Erlöse zur Senkung der Netznutzungsentgelte verwendet [Singh 2008]. Durch eine kostenlose Zuteilung der Übertragungsrechte besteht für Marktteilnehmer, die über *FTRs* abgesichert sind, kein Anreiz mehr, auf Engpasssignale zu reagieren.

Der eigentliche Sinn der *FTRs* liegt in der finanziellen Absicherung gegen Netzengpässe, die meisten Marktteilnehmer reduzieren hierdurch ihr Portfoliorisiko insbesondere bei bilateralen Verträgen. Es besteht jedoch auch die Möglichkeit, rein spekulativen Handel zu betreiben und auf Preisdifferenzen zwischen der *FTR*-Auktion und dem *Day-Ahead-Markt* zu wetten. Erwartet der Marktteilnehmer überdurchschnittliche Engpasssituationen, geht er eine *Long-Position* von *FTRs* ein, erwartet er geringe Nachfrage und gleiche Preisniveaus, so kann er durch eine *Short-Position* Erlöse erzielen. Alternativ kann der Marktteilnehmer zu jeder *Long-Position* Übertragungsrechte in gegengerichteter Übertragungsrichtung verkaufen bzw. statt einer *Short-Position* gegengerichtete *FTRs* kaufen (*counterflow trades*). Diese Form des spekulativen Handels führt zum Einen zu einer höheren Liquidität am Markt, bedingt jedoch gleichzeitig ein höheres Ausfallrisiko bei nicht-gesicherten Positionen.

Neben dem *Day-Ahead*- und Echtzeitmarkt und finanziellen Transportrechten existieren noch weitere Märkte im PJM-Gebiet. Diese sind in Abbildung 12 dargestellt. Zur Sicherung der Sys-

²¹ Hierbei werden so genannte *Auction Revenue Rights (ARR)* ausgegeben, welche in Transportrechte (*FTR*) umgewandelt werden können, aber im Gegensatz zu den verpflichtenden *FTR* nur Optionscharakter haben und keine Zahlungsverpflichtung bei negativen Transportkosten beinhalten.

temstabilität gibt es Ausschreibungen für Hilfsdienste (*Ancillary Services*) wie die Bereitstellung von Regelleistung oder auch die Schwarzstartfähigkeit im Notfall.

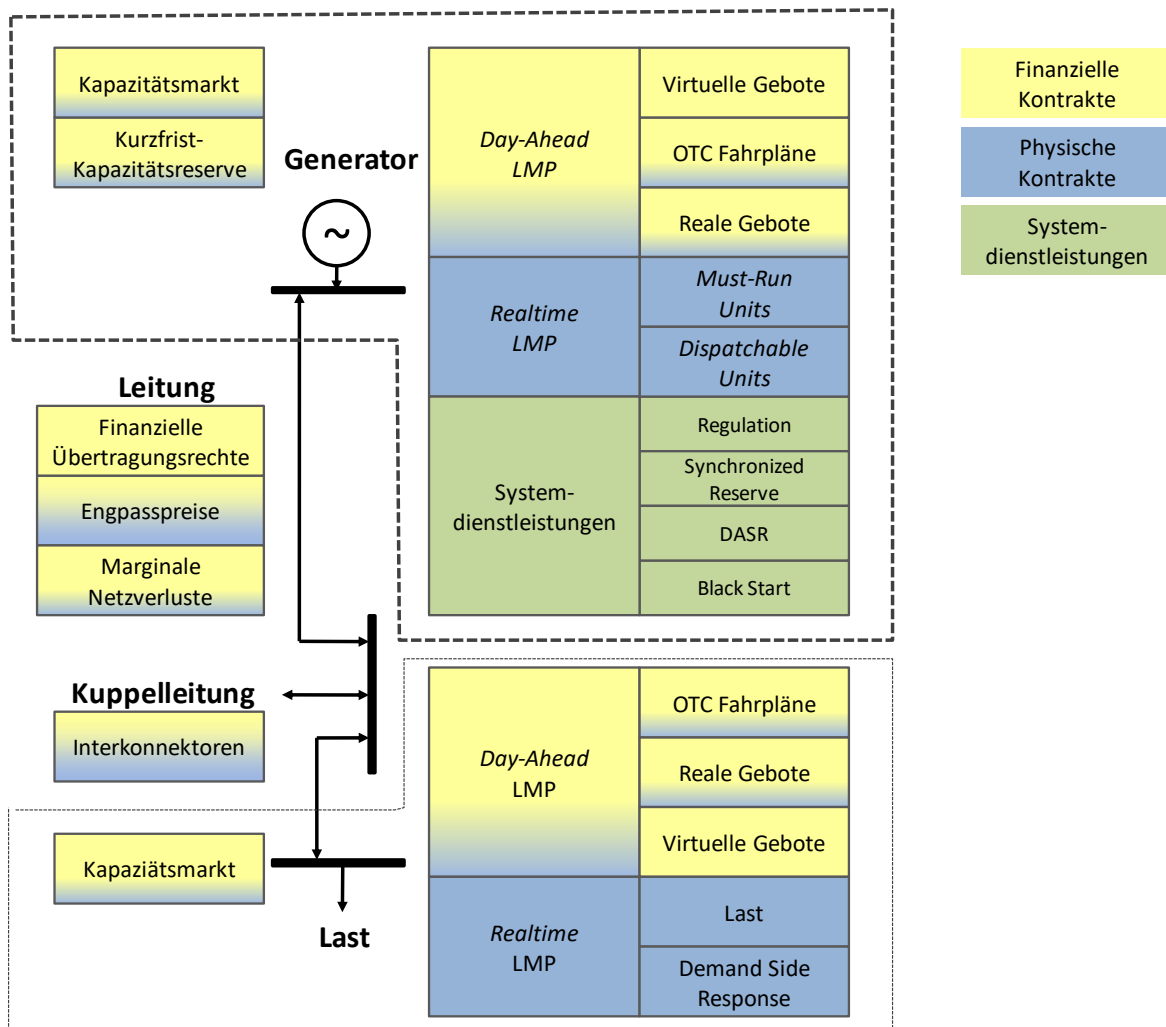


Abbildung 12 Übersicht der Märkte im Gebiet des Systembetreibers PJM

Grenzkostenpreise besitzen den Nachteil, dass Kraftwerke mit hohen Stromgestehungskosten teilweise nicht in der Lage sind, ihre Fixkosten zu erwirtschaften und Investitionen ausbleiben. Im PJM Markt ist aus diesem Grund ein zusätzlicher Kapazitätsmarkt eingeführt worden (*Reliability Pricing Model Capacity Market*). Zusätzlich werden bei besonderen Knappheitssituationen Preise oberhalb der Grenzkosten zugelassen (*Scarcity Pricing*).

Am Kapazitätsmarkt müssen alle Teilnehmer, die Endkunden versorgen, anteilig ihrer maximalen Netzlast und eines von PJM festgelegten Schlüssels in einer mehrstufigen Auktion zusätzlich benötigte Erzeugungsleistung kaufen. Die Erlöse des Kapazitätsmarktes sollen der Finanzierung neuer Kraftwerke dienen.

Das System des *Scarcity Pricing* wurde 2006 eingeführt und ist somit noch ein relativ neues Instrument. Zum Zeitpunkt der Schriftsetzung wurde das Design des *Scarcity Pricing* überarbei-

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

tet, so dass ab 2010 mit einer neuen Struktur gerechnet werden kann. Grundsätzlich beruht es auf folgender Idee: wenn eine Knappheitssituation auftritt, d.h. innerhalb eines Gebietes an einem Knoten wenig oder keine Reservekapazität zur Verfügung steht, werden die Preise angrenzender Knoten auf den Knappheitspreis des überlasteten Knotens angehoben. Dadurch entsteht in diesem Gebiet eine Knappheitsrente, die zusätzliche Deckungsbeiträge für Spitzenlastkraftwerke (aber auch für die aktuell eingesetzten Grund- und Mittellastkraftwerke) ermöglicht. Der Mechanismus ist in Abbildung 13 dargestellt.

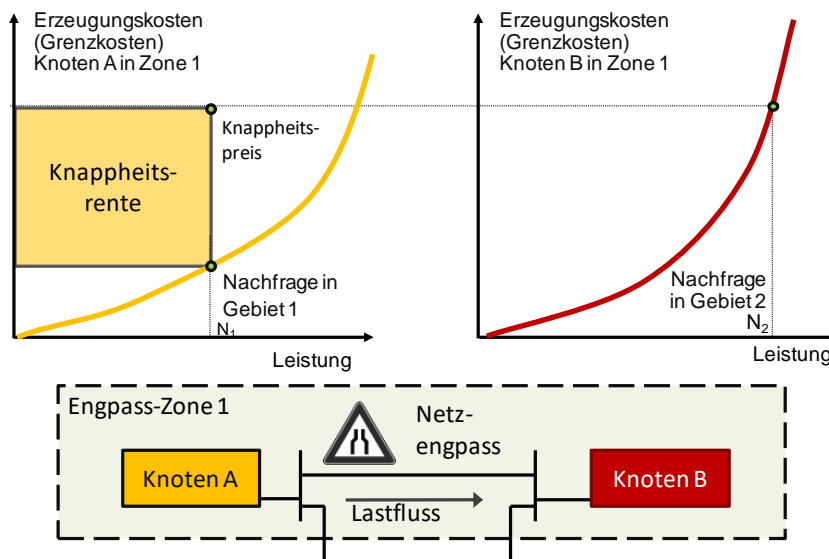


Abbildung 13 Prinzip des „Scarcity Pricing“ im Falle hoher Kapazitätsengpässe

Kapazitätsengpässe bieten großen Marktteilnehmern jedoch die Möglichkeit, Preise zu manipulieren. Wie in allen Märkten ist daher auch hier eine wirksame Regulierung notwendig. Ziel der Regulierung ist es, ein wettbewerbliches Preisniveau herzustellen. Unternehmen, die über **Marktmacht** verfügen besitzen jedoch

die Möglichkeit, Preise vom Wettbewerbsniveau zu entfernen²²

Es bestehen verschiedene Möglichkeiten, Marktmacht auszuüben, allen gemein ist die künstliche Verknappung von Ressourcen. Die häufigsten Varianten hierbei sind:

- Physische Verknappung
 - gezieltes Zurückhalten von Kraftwerkskapazität
 - Leistungsreduktion trotz Preisen über Grenzkostenniveau
- Wirtschaftliche Verknappung
 - Angebotspreis liegt über Grenzkostenniveau
 - Handelstransaktionen entgegen des vorherrschenden Preisgefälles

²² Definition von Marktmacht nach [Stoft 2007]

- Gezielte Förderung von Netzengpässen

Wirtschaftliche und physische Verknappung sind grundsätzlich äquivalent. Die gezielte Erzeugung von Netzengpässen beruht zumeist auf der Ausnutzung fehlender Koordination zwischen unterschiedlichen Märkten (Arbitrage zwischen Fahrplan- und Regelenergiemarkt) oder Inkonsistenzen der Marktregeln benachbarter Netzbetreiber (*Loop-Flows*). Der Nachweis strategischer Verknappung ist außerordentlich komplex und konnte bis zum Jahr 2009 nur in Kalifornien eindeutig nachgewiesen werden. Durch die hohe Marktkonzentration in Strommärkten handelt es sich aber um eine inhärente Gefahr von Strommärkten. Verstärkt wird das Problem durch die weitestgehend preisunelastische Nachfrage bei einem stark konvexen Verlauf der Kostenfunktion. In Spitzenlastzeiten können bereits geringe Änderungen der Angebotsmenge erhebliche Preisänderungen verursachen, wodurch die zusätzlichen Erlöse der im Markt verbliebenen Kraftwerke die fehlenden Deckungsbeiträge der dem Markt entzogenen Kraftwerke bei weitem übersteigen. Abbildung 22 verdeutlicht die Problematik: am 8. August 2007 kam es im PJM Markt aufgrund sehr hoher Temperaturen am Nachmittag zu einer erheblichen Knappheitssituation. Der Marktpreis stieg umgerechnet auf über 400 Euro/MWh an. In solchen Knappheitssituationen hätten bereits wenige Megawatt zu einer Verdoppelung des Marktpreises geführt. Da in solchen Lastsituationen auch erhebliche Netzengpässe auftreten, werden Marktgebiete entkoppelt und es entstehen lokale Märkte geringer Liquidität, die eine strategische Preisbeeinflussung zusätzlich begünstigen. Es besteht jedoch nicht für alle Marktteilnehmer ein Anreiz zur Ausübung von Marktmacht, sondern nur solchen, die über eine *Long-Position* verfügen. Dies sind insbesondere Kraftwerksbesitzer und Händler mit offenen Positionen. Lokale Versorger oder auch Kraftwerksbetreiber mit ausgeglichener Position, sei es durch Langfristverträge oder eigenen Kundenstamm, haben keine wirtschaftlichen Anreize der Marktbeeinflussung.

Eine wirksame Regulierung ist eine schwierige Aufgabe: sind die Regeln zu weit gefasst, kann der Markt manipuliert werden und es entstehen erhebliche Produzentenrenten. Ist die Regulierung jedoch zu streng, fehlen Investitionsanreize für eine nachhaltige Versorgungssicherheit. Insbesondere schwierig ist die Situation bei Spitzenlastkraftwerken. Da diese bei reinen Grenzkostenpreisen nicht bestehen können (s.a. Kap. 5.1.2), müssen hier Alternativregelungen gefunden werden, wie sie der Kapazitätsmarkt oder das *Scarcity Pricing* bilden. Gleichzeitig muss der Verbraucher vor Preismanipulationen geschützt werden. Im PJM Markt wurden folgende Kontrollen und Regeln eingeführt, welche von der *Market Monitoring Unit (MMU)*²³ überwacht werden:

Fahrplanmarkt

²³ Die MMU besitzt eine reine Kontrollfunktion, sie hat keine Möglichkeit, Sanktionen auszusprechen oder Preise nachträglich anzupassen. Sie ist somit institutionell vollständig von PJM getrennt.

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

- Preisobergrenze von 1000 USD/MWh (inklusive Zahlungen für Regelenergie)
- Kostenfaktoren für Anfahrt und Mindestlastbetrieb können nur halbjährlich angepasst werden
- Gebote für Kraftwerkskapazität am *Day-Ahead*-Markt gelten 24 Stunden
- Wird ein Kraftwerk aufgrund von Mindestlaufzeiten eingesetzt, wird es in der Preisbildung nicht berücksichtigt, sondern agiert als Preisnehmer bzw. erhält die Kosten +10%, falls der aktuelle Preis unter diesem Niveau liegt.
- Begrenzung lokaler Marktmacht durch den *Three Pivotal Supplier Test* (s.u.)
- Abweichungen von Geboten am *Day-Ahead*- und am Echtzeitmarkt werden kontrolliert
- Koordination von Kraftwerksrevisionen und geplanten Kraftwerksstillständen
- Anreize zur Erhöhung der Nachfrageelastizität

Kapazitätsmarkt

- Begrenzung der maximalen Auktionspreise im Kapazitätsmarkt auf 150% der Neubaukosten (CONE, Cost of New Entry). Diese werden von PJM in Studien ermittelt²⁴.
- Kontrolle der Zuteilungen von Erlösen im Kapazitätsmarkt

Netzbereich

- Kontrolle von Leistungsparametern und Belastungsgrenzen
- Koordination von Revisionen und Leitungsunterbrechungen

Der angesprochene *Three Pivotal Supplier Test* soll im Fall von Kapazitätsengpässen lokale Marktmacht begrenzen. Das Konzept beruht auf dem *Residual Supplier Index* RSI. Der RSI ist definiert als der Prozentsatz der Last, die ohne den zu untersuchenden Marktteilnehmer mit Kapazität seiner Kapazität C gedeckt werden kann.

$$RSI = \frac{\sum_{i=1}^n C_i - C_x}{Last}$$

Formel 2.1 *Residual Supplier Index*

Bei Werten unter 100 Prozent ist der Marktteilnehmer pivotal und kann den Preis bestimmen. Da der Stromverbrauch nicht konstant ist, muss die Untersuchung für jeden neuen Lastfall wiederholt werden.

Bei lokaler Marktmacht aufgrund eines Netzengpasses ist jedoch nicht die Gesamtnachfrage im System entscheidend, sondern nur die Nachfrage, die zu der Engpasssituation führt bzw. ohne

²⁴ PJM: „Net CONE Methodology“ Capacity Market Evolution Committee Item 2A October 6, 2008.

die kein Engpass bestünde. Ebenso führt die Leistungserhöhung einzelner Kraftwerke aufgrund des hohen Vermaschungsgrads nur bedingt zur Beseitigung des Engpasses. Der Prozentsatz, mit dem ein Kraftwerk zu einem Lastfluss einer Leitung beiträgt, heißt *Shift Distribution Factor (dfax)* und gibt an, um wie viel MW sich der Lastfluss der besagten Leitung ändert, falls das Kraftwerk die Leistung um ein MW erhöht. Analog existieren Faktoren zur Bewertung von Leitungen, welche besagen, wie sich im Falle eines Leitungsausfalls die Lastflüsse der übrigen Leitungen ändern. Grundsätzlich sind diese Faktoren vom aktuellen Lastzustand abhängig und somit zeitvariant. Häufig werden die Faktoren jedoch über längere Zeiträume gemittelt bzw. für Referenzszenarien berechnet. Die so ermittelten Faktoren können dann zur Kostenaufteilung von Leitungsbauprojekten genutzt werden²⁵.

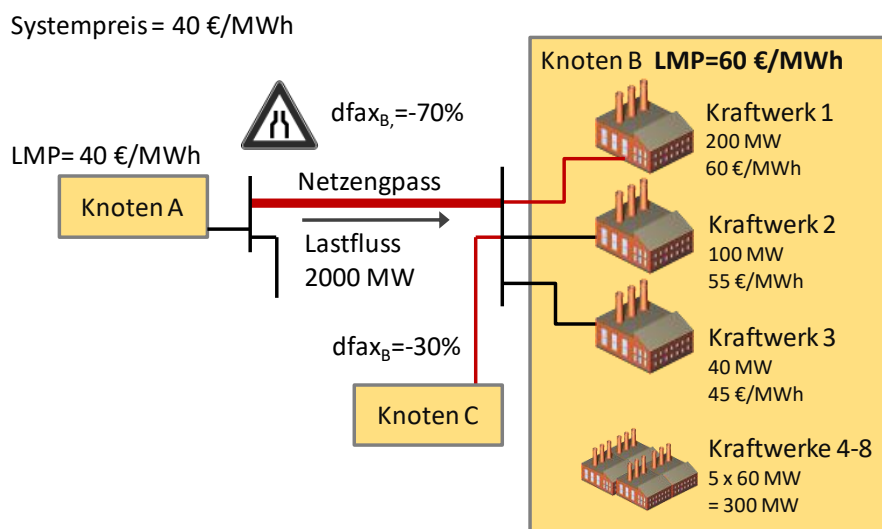


Abbildung 14 Konzept der Distribution Factors (dfax)

Das Konzept des *Three Pivotal Supplier Test* soll nun anhand des Beispiels in Abbildung 14 erläutert werden. In einem Netzgebiet mit drei Knoten A, B und C existiert ein Netzengpass zwischen den Knoten A und B. Die Versorgung des Knotens B kann nicht mehr durch die günstigen Kraftwerke von Knoten A erfolgen, sondern es müssen die teureren Kraftwerke 1-3 genutzt werden. Dadurch steigt der Preis hier auf 60 €/MWh. Der Schattenpreis des Engpasses ergibt sich unter Vernachlässigung der Netzverluste als Preisdifferenz zum Systempreis von 40 €/MWh, also zu $(40\text{€/MWh} - 60\text{€/MWh}) = -20\text{€/MWh}$.

Die maximale Leitungskapazität betrage 90% der aktuellen Leistung, zur Beseitigung des Netzengpasses und einer Angleichung der Preise müsste der Lastfluss daher um

$$N = 2000\text{MW} - 2000\text{MW} \cdot 90\% = 200\text{MW}$$

²⁵ Bei der Berechnung von Lastflüssen zwischen verschiedenen Netzgebieten werden die Faktoren als *Power Transfer Distribution Factors (PTDF)* bezeichnet. Sie werden im europäischen Raum zur Koppelung unterschiedlicher Marktgebiete (*Open Market Coupling*) herangezogen. Bei zu geringem Detaillierungsgrad des Netzes können jedoch Probleme entstehen [Duthaler 2007].

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

reduziert werden. Dies könnte unter anderem durch eine höhere Einspeisung der Kraftwerke 1-3 erfolgen. Aufgrund des vermaschten Netzes führt eine Leistungserhöhung an Knoten B jedoch nur zu einem Teil zu einer Reduktion des Lastflusses aus Gebiet A und zwar entsprechend des *Distribution Factors* $df_{ax_B}=70\%$. Jedes Kraftwerk kann daher nur mit 70% der Leistung zur Reduktion der Leitungsbelastung beitragen.

Kraftwerk	Maximale Leistung	Leistungsbeitrag am Engpass L
Kraftwerk 1	200 MW	$L_1=140$ MW
Kraftwerk 2	100 MW	$L_2=70$ MW
Kraftwerk 3	40 MW	$L_3=28$ MW
Kraftwerk 4-8	60 MW	$L_x=42$ MW

Mit Hilfe des *Three Pivotal Supplier Test* kann nun die Existenz struktureller Marktmacht untersucht werden. Der Test orientiert sich am *RSI*, nur dass hierbei eine Kollusion von drei Unternehmen als möglich erachtet wird und daher jedes Unternehmen für den Test mit den beiden größten Marktteilnehmern zusammengefasst wird. Zusätzlich werden nicht absolute Leistungswerte der Kraftwerke betrachtet, sondern nur der jeweilige Leistungsanteil, der den Engpass beeinflusst.

$$RSI_3 = \frac{\sum_{i=1}^n E_i - (E_1 + E_2 + E_x)}{N} \geq 100\%$$

N = Nötige Leistung zur Beseitigung des Engpasses

E_i = Einspeiseleistung des Kraftwerks i bei einer Erhöhung des Schattenpreises um 50%

Formel 2.2 Der Three Pivotal Supplier Test

Wenn demnach die beiden größten zusammen mit dem zu prüfenden Anbieter nicht berücksichtigt werden und die restlichen Anbieter in der Lage sind, den Engpass zu beseitigen (auch wenn dies um 50% höhere Engpasskosten verursacht), wird von einem wettbewerbsfähigen Markt ausgegangen und der Test gilt als bestanden. Sobald ein Anbieter den Test nicht erfüllt, haben auch automatisch die beiden größten Anbieter den Test nicht bestanden.

Kraftwerk	RSI_3	Test bestanden?
-----------	---------	-----------------

Kraftwerk 1	Wird nicht berechnet	Nein, da KW 4-10 nicht bestanden
Kraftwerk 2	Wird nicht berechnet	Nein, da KW 4-10 nicht bestanden
Kraftwerk 3	$\frac{(140+70+28+5 \times 42) \text{MW} - (140+70+28) \text{MW}}{200 \text{ MW}} = 1,05$	Ja
Kraftwerk 4-10	$\frac{(140+70+28+5 \times 42) \text{MW} - (140+70+42) \text{MW}}{200 \text{ MW}} = 0,98$	Nein

Bis auf Kraftwerk 3 besitzen in diesem Szenario alle Kraftwerke an Knoten B strukturelle Marktmacht, da sie notwendig sind, um den Engpass zu beseitigen, ohne die Engpasskosten über 50% zu erhöhen. In diesem Fall werden bei diesen Kraftwerken die Gebote am Markt kostenbasiert reguliert, d.h. auf die verfügbaren Kostendaten zurückgegriffen und das Preis/Mengen Gebot auf diesen Wert begrenzt. Der Test wird sowohl im *Day-Ahead* als auch im Echtzeitmarkt durchgeführt, wobei die Regulierung im Echtzeitmarkt auf stillstehende Kraftwerke beschränkt wird, d.h. nur für Kraftwerke gilt, die kurzfristig zur Engpassbeseitigung eingesetzt werden müssen und deren Einsatz noch nicht im *Day-Ahead*-Markt geplant war. Der *Pivotal Supplier Test* bewertet nur die grundsätzliche Möglichkeit der Ausübung von Marktmacht, nicht jedoch, ob ein wirtschaftlicher Anreiz zu deren Ausübung besteht. Es wurde daher diskutiert, das Verfahren zu überarbeiten und die Menge der offenen Positionen in die Bewertung einfließen zu lassen. Aufgrund der komplexen Anforderungen an solch eine Regulierung und die Sensibilität dieser Geschäftsdaten, wurde dieses Konzept nicht weiter verfolgt.

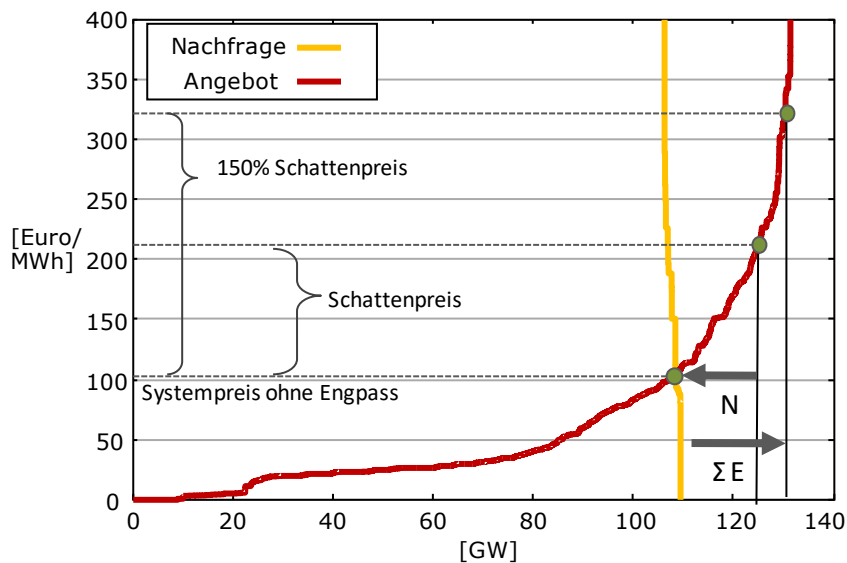


Abbildung 15 Gebotskurven am PJM Day-Ahead Markt vom 16.01.2009 08-09h

Das Zusammenspiel von Preisanreizen zur Engpassbeseitigung (*Scarcity-Pricing*) und wirksamer Marktüberwachung (kostenbasierte Regulierung) ist aufgrund der geringen Erfahrung mit diesen Instrumenten noch nicht vollständig austariert. Auf die Erfolge und Probleme wird im folgenden Abschnitt genauer eingegangen.

2.3.1.2 Marktentwicklung

Der nordamerikanische Strommarkt besitzt eine relativ schwache Netzinfrastruktur mit hoher geografischer Ausdehnung und vielen Netzengpässen. Hierdurch kommt es bei der Anwendung lokaler Preise zu einer Vielzahl von Regionen mit unterschiedlichen Preisniveaus. Ein Extremfall ist in Abbildung 17 dargestellt, bei dem die Preise im August 2007 aufgrund erheblicher Knappheit im Markt zwischen 200 USD/MWh und über 1000 USD/MWh lagen.

Insgesamt entwickelt sich der Markt jedoch sehr positiv und es kommt nur selten zu solch dramatischen Preisausreißern. Steigende Primärenergiepreise beeinflussen auch hier den Strompreis doch können sie gut mit Fundamentaldaten nachgebildet werden und liegen im Bereich der realen Grenzkosten der Erzeugung (Abbildung 18).

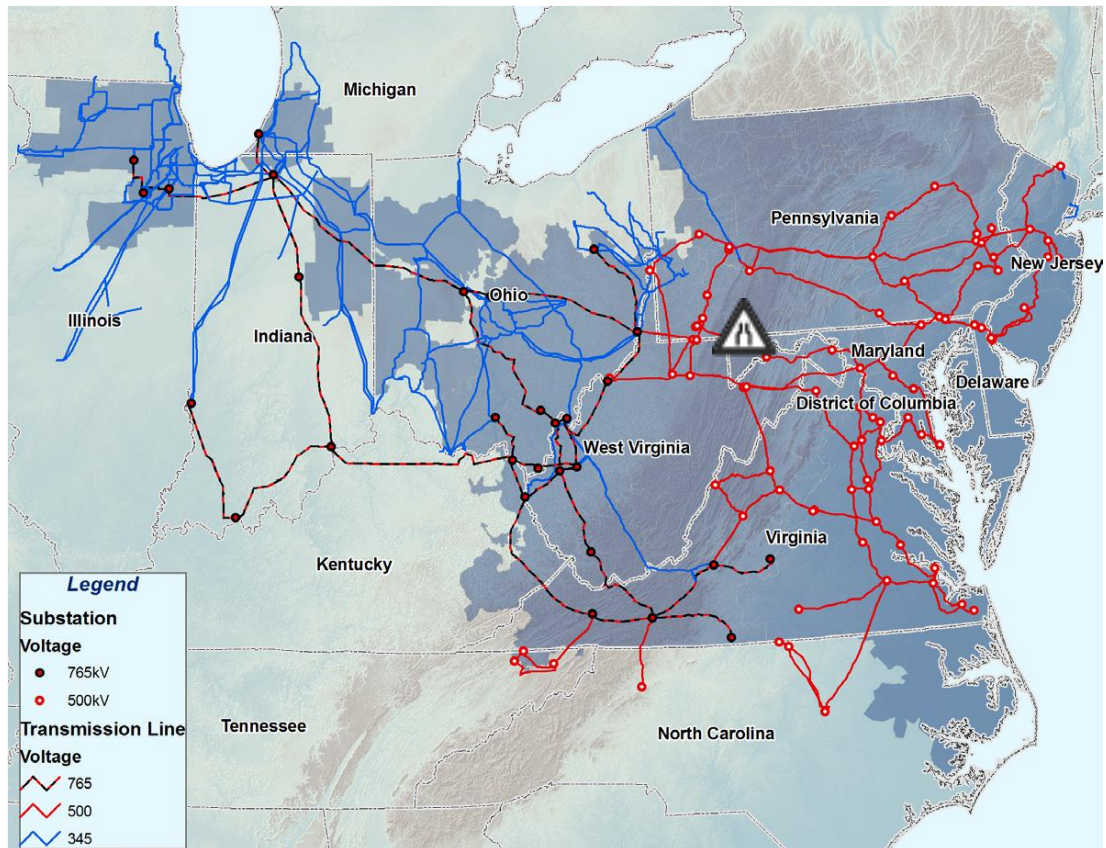


Abbildung 16 Das Stromnetz im PJM Gebiet mit dem Engpass Bedington-Black Oak [PJM 2009b]

Die insgesamt positive Entwicklung am *Day-Ahead* Markt ist zu großen Teilen auf die strenge Regulierung der Marktteilnehmer zurückzuführen. Es besteht jedoch die Gefahr, dass hierdurch notwendige Investitionen blockiert werden. Durch entstehende Planungsunsicherheiten aufgrund häufig veränderten Marktdesigns wird zudem die Investition in weniger kapitalintensive Technologien mit kürzeren Amortisationszeiten attraktiver.

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

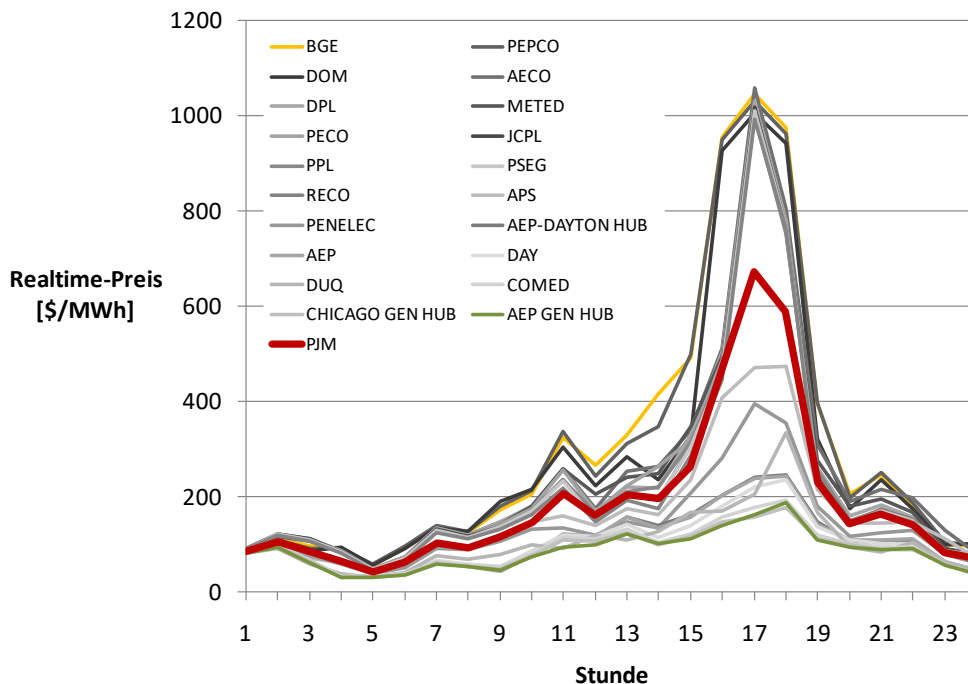


Abbildung 17 Preise PJM Realtime-Markt vom 08.08.2007 16-17h

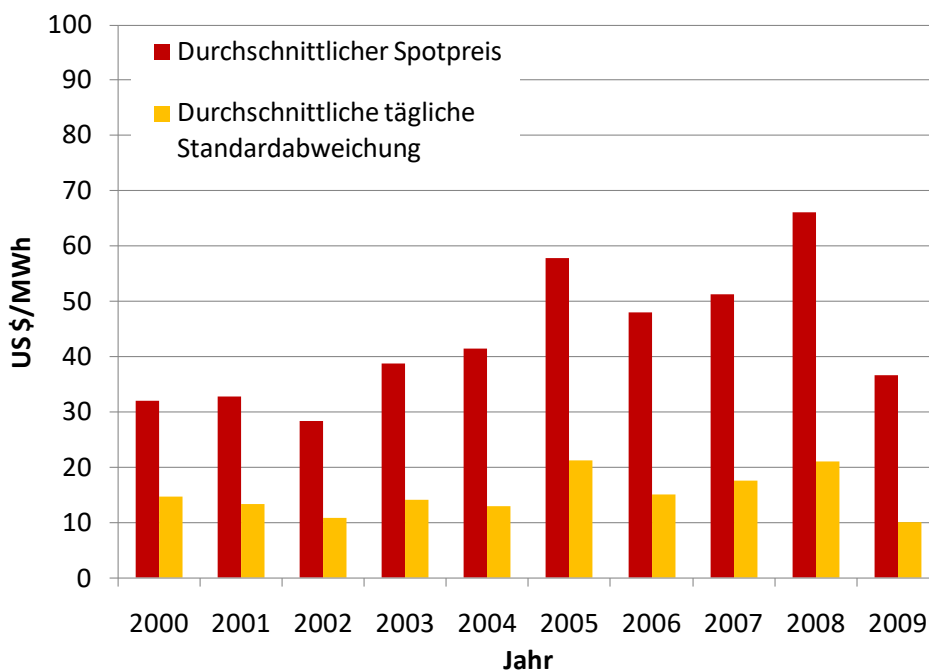


Abbildung 18 Day-Ahead-Preise im PJM Marktgebiet

Vergleicht man die annuitätisch umgelegten Fixkosten verschiedener Kraftwerke bei Neubau und 20-jähriger Laufzeit²⁶ mit den möglichen Erlösen, so muss man feststellen, dass mit Ausnahme eines Kohlekraftwerks im Jahre 2005 in keinem Jahr eine Fixkostendeckung erreicht

²⁶ Die Daten wurden von Monitoring Analytics (MA) für einen Referenzstandort erhoben. Monitoring Analytics ist die offizielle und unabhängige Marktbeobachtungsinstanz im PJM Markt (www.monitoringanalytics.com).

werden konnte (Abbildung 20). Hierbei werden die Erlöse aller Märkte summiert, an denen das Kraftwerk teilnehmen kann. Die beiden größten Erlösbestandteile sind der Markt für Fahrplanenergie sowie der Kapazitätsmarkt. Hilfsdienste wie Synchronreserve oder die Bereitstellung von Blindleistung tragen nur zu einem sehr geringen Teil zur Kostendeckung bei [Monitoring Analytics Llc 2009b, S. 52ff.].

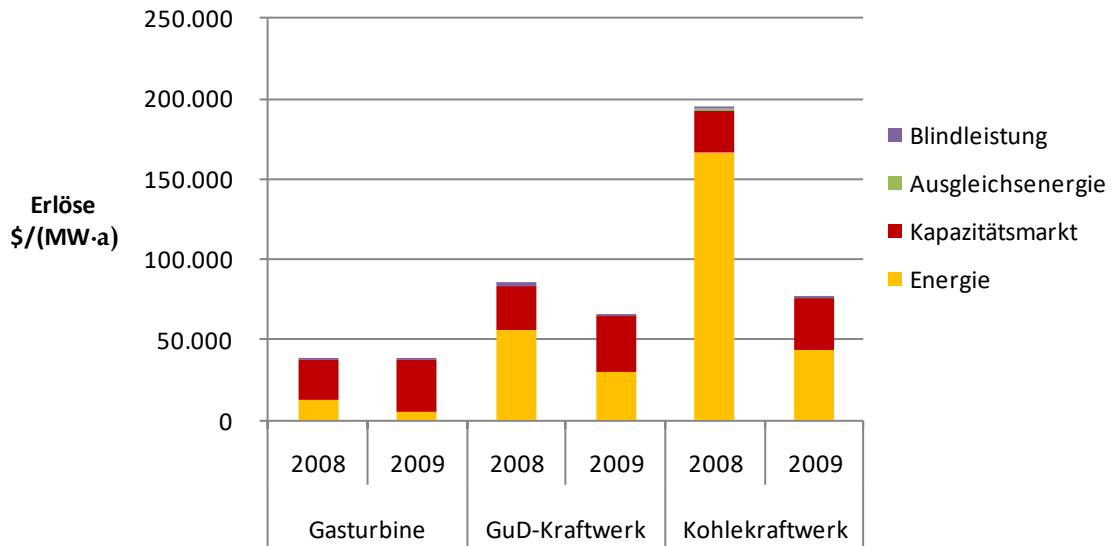


Abbildung 19 Erlösbestandteile neuer Kraftwerke

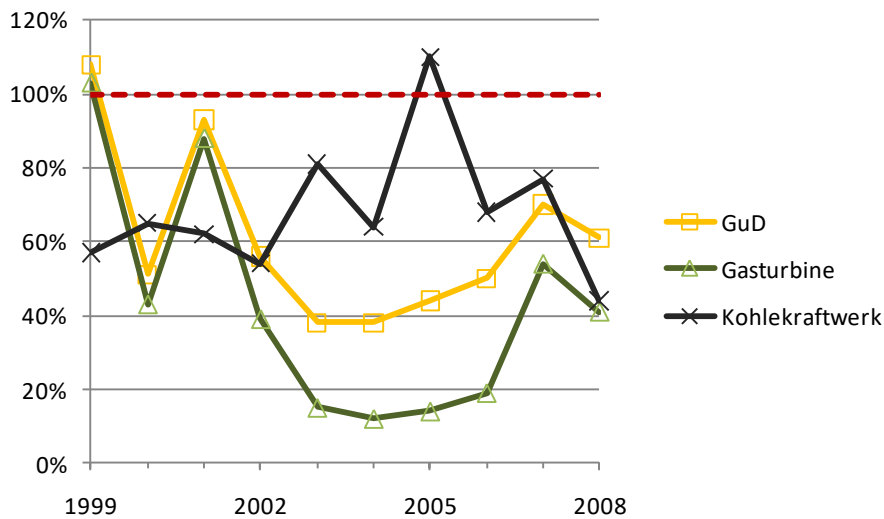
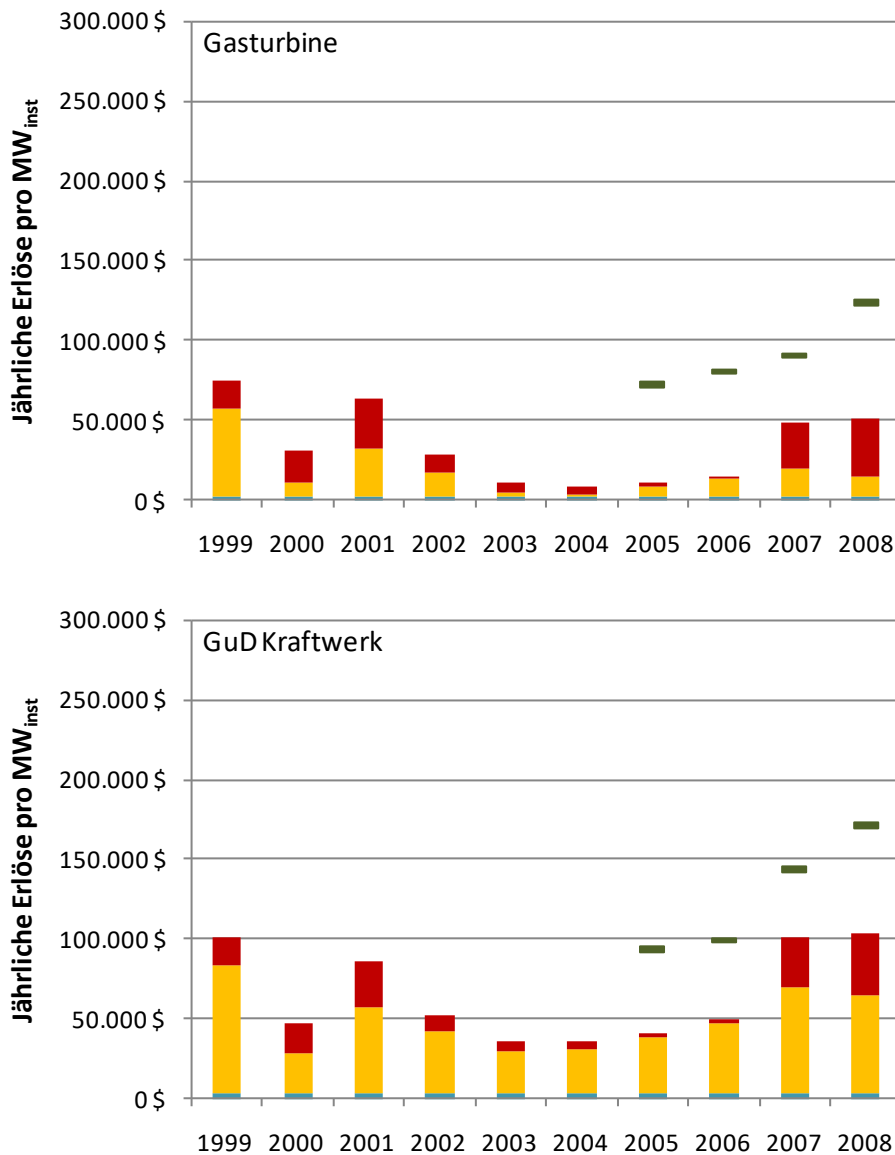


Abbildung 20 Fixkostendeckung neuer Kraftwerke im PJM-Gebiet [Monitoring Analytics Llc 2009a; Monitoring Analytics Llc 2009b]

Durch den zeitlichen Vorlauf der Kapazitätsauktion werden die erheblichen Preissteigerungen im Kraftwerksbau in den Jahren 2005-2008 nicht in entsprechender Höhe in die Auktionsgebote am Kapazitätsmarkt übernommen. Insbesondere bei Spitzenlastkraftwerken, die sich größtenteils aus Systemdienstleistungen und Kapazitätserlösen finanzieren müssen, fehlen so In-

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

vestitionsanreize. Für Kraftwerke des Mittel- und Grundlastbetriebs sind eher die Preisentwicklungen am *Day-Ahead* und *Real-time*-Markt entscheidend. Für neue Marktteilnehmer ist es daher im aktuellen Marktumfeld sehr schwer, Kraftwerksinvestitionen zu finanzieren (Abbildung 21). Der Rückgang der Elektrizitätsnachfrage im Zuge der Finanz- und Wirtschaftskrise 2008/2009 verstärkt diese Situation.



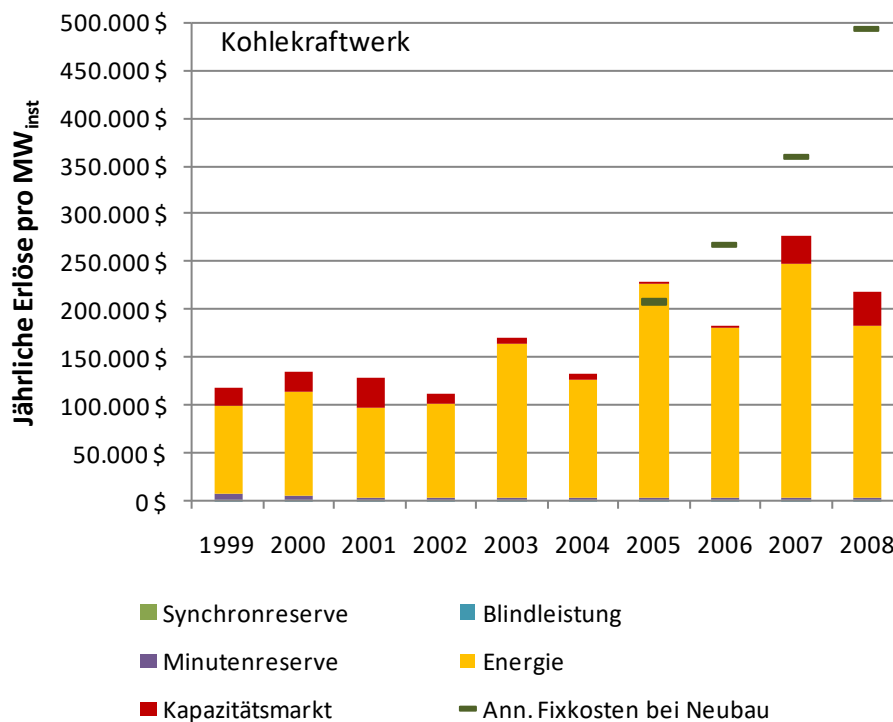


Abbildung 21 Erlöse und Kosten unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien im PJM-Markt pro Megawatt installierter Leistung [Monitoring Analytics Llc 2009a, S. 121ff.]

2.3.1.1 Kritische Würdigung

Der PJM-Markt ist gekennzeichnet durch eine zentralistische Struktur mit dem Systemoperator als übergeordneter Instanz aller vertikalen Integrationsstufen bis zur Übergabe an regionale Verteilnetze. Der Wettbewerb auf den Großhandelsmarkt enthält derzeit noch nicht den Endkundenbereich. Die Preis/Mengen-Gebote der Erzeuger unterliegen der Kontrolle des Systembetreibers, welcher im Hintergrund alle Kostenkomponenten überprüft und im Fall von Indizien einer Ausübung von Marktmacht regulierend eingreift. Der hierzu notwendige IT-Aufwand ist extrem hoch, und nicht immer ist das System flexibel genug, sich ändernden Rahmenbedingungen schnell genug anzupassen, wie das Beispiel des „trägen“ Kapazitätsmarktes zeigt.

Insgesamt entwickelt sich der PJM-Markt seit seiner Gründung jedoch relativ stabil mit einem moderaten Preisniveau, weshalb das Konzept in der Literatur mit dem Begriff des *Standard Market Designs* geadelt wird und als Vorbild für andere Strommärkte dient. Es bestehen jedoch weiterhin mehrere „Baustellen“, deren Beseitigung Gegenstand laufender Konsultationen und Änderungen des Marktdesigns sind. Wichtigster Punkt hierbei ist der Umgang mit struktureller Marktmacht in *regionalen Sub-Markets*, d.h. Gebieten, in denen aufgrund von Leitungsempässen Kraftwerke eingesetzt werden müssen, deren Grenzkosten oberhalb der Grenzkosten des Gesamtmarktes liegen. In solchen Situationen ist es leicht möglich, durch

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

strategische Verknappung Marktmacht auszuüben und Monopolpreise durchzusetzen (siehe Abbildung 22). Die regulatorischen Gegenmaßnahmen des *Offer-Caps* und *Scarcity Pricing* sind erste Ansätze, für die derzeit untersucht wird, ob sie die Kriterien der Wirksamkeit, Effizienz und Verhältnismäßigkeit erfüllen.

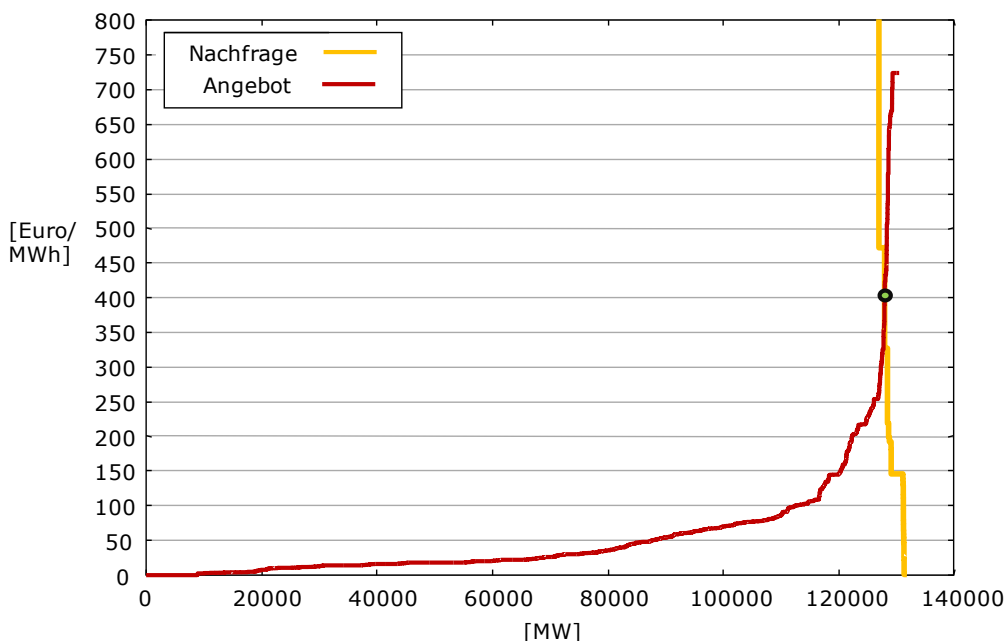


Abbildung 22 Gebotskurven am PJM Day-Ahead Markt vom 08.08.2007 16-17h

Nicht alle Gebote der Stromerzeuger sind anhand transparenter Preise (Erdgaspreis, Kohlepreis etc.) nachvollziehbar. Bei vielen Kraftwerken müssen die Gebote den Opportunitätskosten entsprechen, deren Höhe bzw. Angemessenheit extern nur durch komplexe Modelle bestimmt bzw. überprüft werden kann. Ein Beispiel sind Speicherkraftwerke, die durch sehr geringe Grenzkosten ausgezeichnet sind, die die begrenzte Energiemenge des Reservoirs jedoch nach Möglichkeit in den Stunden höchster Preise einsetzen müssen, um die Stromversorgung zu optimieren und die Preisschwankungen zu glätten. Die Betreiber von Speicherkraftwerken müssen dazu die Preisentwicklung prognostizieren. Andere Opportunitätskosten ergeben sich aus der Wahl des Zielmarktes, da viele Kraftwerke in der Lage sind, sowohl Fahrplanenergie als auch Systemdienstleistungen bereitzustellen. Im *PJM*-Markt wird daher derzeit daran gearbeitet, in die Preisberechnung des Energiemarktes auch Opportunitätspreise der Systemdienstleistungen einzubeziehen um konsistente Preise in beiden Märkten zu erhalten und die Gesamtkosten zu minimieren [PJM Scarcity Pricing Working Group 2009].

Um die Preisdifferenz zwischen *Day-Ahead* und *Real-Time* Markt zu minimieren, besteht die bereits beschriebene Möglichkeit der virtuellen Gebote und damit zur Arbitrage zwischen den Märkten. Grundsätzlich besteht hierbei jedoch ebenfalls die Gefahr strategischer Ausnutzung dieser Möglichkeit, da beide Märkte an weitere Produkte gekoppelt sind. So könnten Marktteilnehmer ein Interesse daran haben, Preise im *Day-Ahead* Markt durch strategische Gebote

zu erhöhen (auch wenn sie dadurch Verluste im *Real-Time*-Markt haben) und dadurch den Wert finanzieller Transportrechte (*FTR*), welche auf *Day-Ahead*-Preisen basieren, zu steigern und so insgesamt Gewinne erwirtschaften.

Überhaupt kommt es im Bereich der finanziellen Transportrechte, eigentlich einem der zentralen Elemente innerhalb eines Systems mit vielen lokalen Preisen, zu erheblichen Problemen. Wie so häufig in derivativen Märkten entwickelte sich ein Produkt, welches eigentlich als reines Instrument zur Preisabsicherung (*Hedging*) gedacht war, zum Spielball spekulativer Marktteilnehmer. Diese Marktteilnehmer kauften so genannte *Counterflow-FTRs*, also Transportrechte entgegen des vorherrschenden Preisgefälles und übernahmen so die Gegenposition konventioneller Preisabsicherer in der Hoffnung ausbleibender Netzengpässe. Als es im Sommer 2007 aufgrund heißer Temperaturen zu extremen Preisdifferenzen kam (s.a. Abbildung 17), entstanden erhebliche Verluste und in Folge kam es zu mehreren Insolvenzen, eine der Größten war hierbei der Zusammenbruch der Firma *PowerEdge LLC* mit einem Gesamtschaden von über 80 Millionen Dollar. In diesem Zusammenhang wird derzeit untersucht, ob es hierbei zu Marktmanipulationen kam²⁷ [Ferc 2009a].

In allen Strommärkten existieren Probleme an Grenzen von Märkten mit unterschiedlichen Betreibern, wenn der jeweilige Netzbetreiber keine Informationen über das Netz hinter der Kuppelleitung besitzt. Hierdurch kann es zu so genannten *Loop-Flows* kommen, bei denen Stromflüsse zwischen zwei Netzknoten innerhalb eines Netzes über Leitungen eines benachbarten Netzbetreibers erfolgen. Im Nordosten der USA waren *Loop-Flows* im Jahr 2003 für einen der größten Stromausfälle jüngerer Zeit verantwortlich²⁸. Inkonsistenzen des Marktdesigns an Systemgrenzen bieten jedoch auch im normalen Betrieb die Möglichkeit der Marktmanipulation. Hierauf geht das Beispiel der Entwicklung in Kalifornien im nächsten Abschnitt genauer ein. Im PJM-Markt wird versucht, diesen Problemen durch verstärkte Kooperation mit angrenzenden Netzbetreibern oder Fusion mit angrenzenden Märkten zu begegnen.

Bisher nicht berücksichtigt im *PJM*-Markt werden Endkunden. Ein *Retail*-Wettbewerb existiert nicht. Daher bestehen derzeit auch nur begrenzte Möglichkeiten, diese in den Markt einzubeziehen und so die Preiselastizität der Nachfrage zu erhöhen. Zurzeit werden jedoch Konzepte erarbeitet, wie ein *Demand-Side-Management* eingeführt werden kann. Dieses beschränkt sich bisher nur auf regionale Initiativen der regulierten Verteilnetzunternahmen. Ein Problem hierbei ist die Definition eines geeigneten Referenzlastgangs (*Baseline*), ausgehend von welchem die Minderung oder Verschiebung des Stromverbrauchs des Kunden im Rahmen des DSM ermittelt werden kann.

²⁷ Der Vorwurf ist hierbei, dass die Tochterfirmen mit den riskanten Portfolios eine Absicherung des Mutterkonzerns darstellten. Käme es zu keinen Netzengpässen hätten diese die Positionen des Mutterkonzerns abgesichert. Bei starken Netzengpässen hätte der Mutterkonzern hohe Gewinne realisiert und die Insolvenz der Tochterfirmen billigend in Kauf genommen.

²⁸ International Transmission Says 'Loop Flow' Caused Grid Collapse, Agrees With Michigan Findings
http://tdworld.com/news/power_international_transmission_says/

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

Insgesamt kann der PJM Markt auf eine erfolgreiche Geschichte zurückblicken und in mancherlei Hinsicht werden hier im Rahmen des Marktdesigns bereits Probleme berücksichtigt, für die im europäischen Markt erst nach und nach Konzepte entwickelt werden. Die größte Herausforderung dürfte hier in den möglicherweise nicht ausreichenden finanziellen Anreizen zur Sicherung von Kraftwerks- und Netzinvestitionen liegen

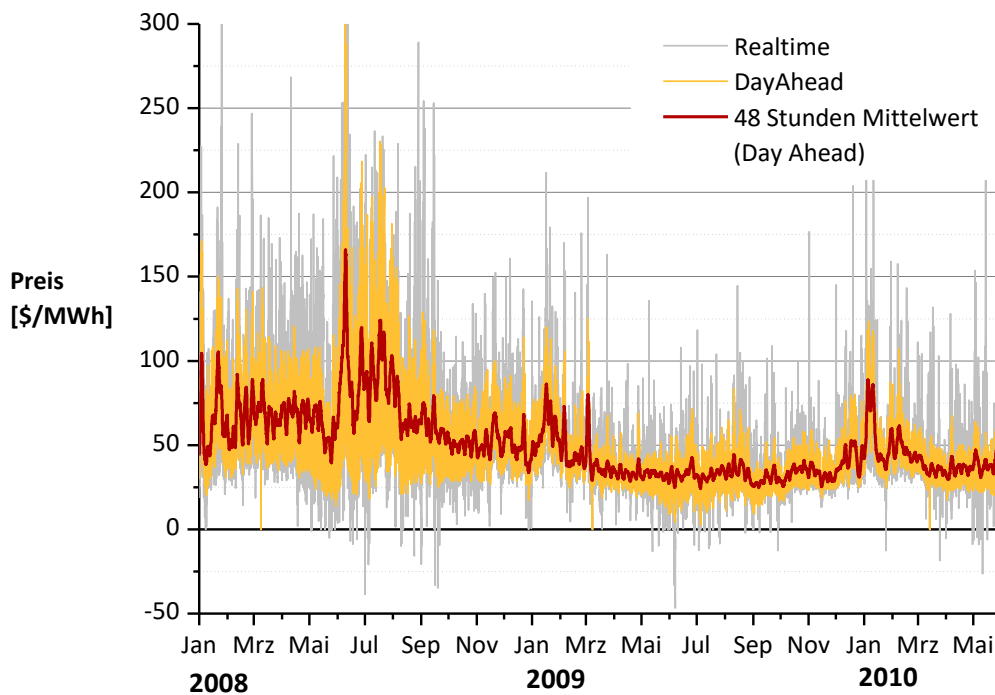


Abbildung 23 Preise im PJM-Markt seit 2008

2.3.2 Kalifornien – CalISO

Kalifornien war ein Vorreiter bei der Liberalisierung des Strommarktes. Nach erheblichen Rückschlägen im Jahr 2001 wurde der Großhandelsmarkt zunächst wieder eingestellt und erst im April 2009 nach umfangreicher Restrukturierung wieder eröffnet. Heute ist bekannt, dass die Probleme nur bedingt in einem fehlerhaften Marktdesign begründet und somit struktureller Natur waren. Vielmehr wurde die kriminelle Energie einiger Marktteilnehmer, darunter im Besonderen einiger Trader bei *ENRON*, unterschätzt und deren erhebliche Marktmanipulationen erst zu spät entdeckt und geahndet.

2.3.2.1 Von den Anfängen bis zur Enron Krise

Das erste Konzept des kalifornischen Strommarktes vor dem Jahr 2001 ähnelt sehr dem derzei-

tigen europäischen System bzw. umgekehrt. Stromhandel und Netzbetrieb sind vollständig getrennt. Marktteilnehmer können bilateral oder an der Strombörse *CALPX*²⁹ handeln und melden die resultierenden Fahrpläne an den Netzbetreiber. Die drei größten Versorger, *PACIFIC GAS & ELECTRIC*, *SOUTHERN CALIFORNIA EDISON*, und *SAN DIEGO GAS & ELECTRIC* werden verpflichtet, ihre gesamten Strommengen über die Börse zu vermarkten bzw. zu beschaffen. Andere Marktteilnehmer können ebenfalls durch einen Antrag beim Regulator die Zulassung erwirken, Strom zu Marktpreisen zu handeln³⁰.

Grundsätzlich basiert der Handel auf dem Konzept der Bilanzkreissystematik. Das Netzgebiet ist aufgeteilt in drei Zonen. Jeder Teilnehmer am Großhandelsmarkt muss für mindestens eine Zone einen Bilanzkreis einrichten. In diesem werden dann alle Kunden bzw. Erzeugungsanlagen aus seinem Portfolio zusammengefasst. Jeweils um 10:00 Uhr des Vortages muss der Marktteilnehmer einen ausgeglichenen Fahrplan an den Netzbetreiber schicken. Offene Positionen aus prognostizierter Kundennachfrage oder geplanter Erzeugung müssen durch gegengerichtete Positionen anderer Bilanzkreise innerhalb derselben Zone oder Im/Exporte an Kuppelstellen ausgeglichen werden. Wichtigster Handelsplatz ist hierbei die *CALPX*.

Die Börse betreibt den *Day Ahead* Markt sowie einen Stundenhandel innerhalb der drei netztechnisch ausgewiesenen Zonen. Hierbei werden für jede Zone einheitliche Preise ermittelt und Engpässe innerhalb der Zone nicht berücksichtigt.

Der Netzbetreiber (*ISO*) hat die Aufgabe, solche Netzengpässe durch *Countertrading* aufzulösen, d.h. Strommengen auf der Eingangsseite des Netzengpasses zu kaufen und dafür Strom aus Kraftwerken auf der anderen Seite der Leitung zu kaufen. Zudem muss der *ISO* die Netzfrequenz durch den Einsatz von Regelenergie stabilisieren und weitere Systemdienstleistungen (Schwarzstartservice für den Inselbetrieb) bereitstellen.

Sowohl die Märkte der Börse als auch die des Netzbetreibers sind rein physische Märkte. Jeder Marktteilnehmer muss über einen Bilanzkreis verfügen und alle gehandelten Mengen werden als Fahrplanmeldungen an den Netzbetreiber übermittelt. Das Konzept sieht vor, dass nach dem *Clearing* des *Day Ahead* Marktes nur noch minimale Anpassungen an den Fahrplänen vorgenommen werden müssen. Diese können dann durch den Handel am Stundenmarkt der *CalPX* erfolgen oder durch Gebote für Mehr- oder Mindermengen (*Decremental/Incremental Offers*) an den Netzbetreiber. Ein finanzieller Handel findet nur im Vorfeld an der New Yorker Terminbörse Nymex oder anderen Handelsplattformen statt.

²⁹ *California Power Exchange*

³⁰ *Market based rates* <http://www.ferc.gov/industries/electric/gen-info/mbr.asp>

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

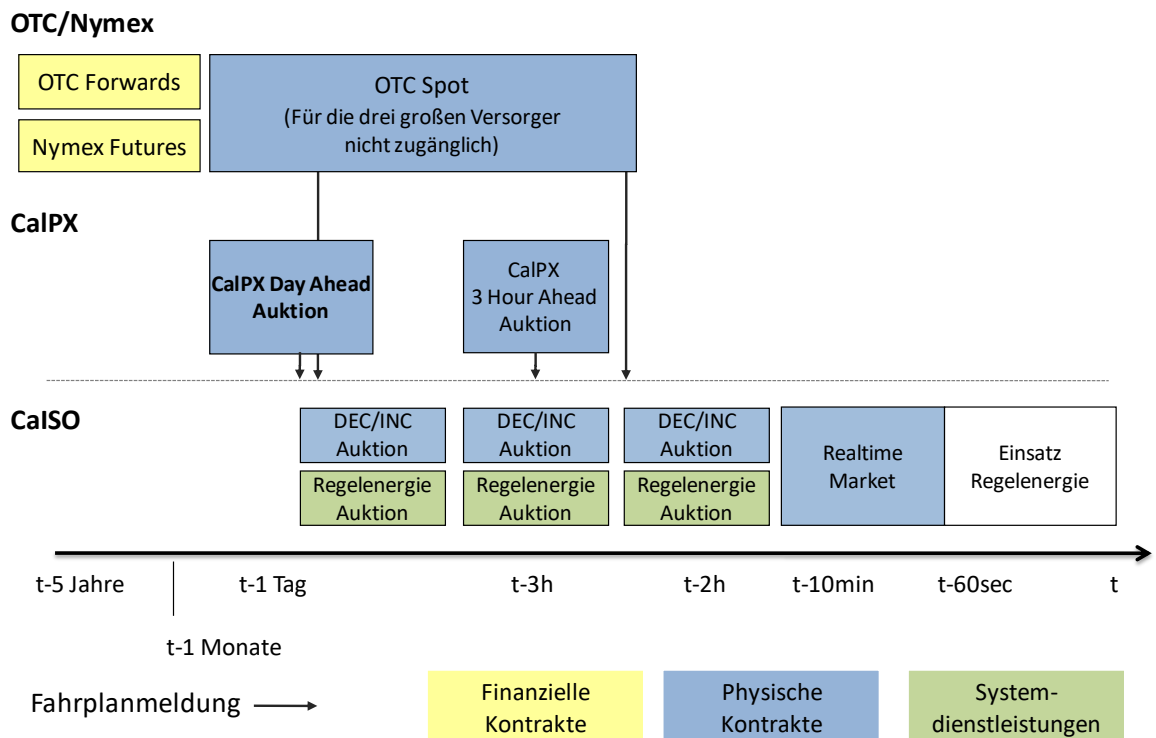


Abbildung 24 System des kalifornischen Strommarkts bis 2001

Durch die schwache Netzinfrastruktur kommt es in der Zeit nach Einführung des neuen Systems verstärkt zur Nutzung der DEC/INC Auktion des Netzbetreibers zur Behebung von Netzengpässen. Da diese Auktionen meist in regional begrenzten Märkten mit extrem niedriger Liquidität stattfinden, kommt es zu erheblichen Preisschwankungen in diesen Märkten, wobei die mittleren Preise über längere Zeiträume systematisch von den Marktpreisen der Börse abweichen. Ebenso volatil sind die Märkte für Regelenenergie und der endgültige Kraftwerkseinsatz im Echtzeitmarkt.

Aufgrund des starken Anstiegs der marginalen Stromgestehungskosten im letzten Abschnitt der *Merit-Order* ist es für Versorger attraktiv, hohe Preise im Vortagshandel zu vermeiden und eher hohe Preise im weniger liquiden Echtzeitmarkt in Kauf zu nehmen. Unter der Prämisse, dass die Fläche der gesparten Konsumentenrente im Vortagshandel (Fläche A in Abbildung 25) größer ist als der entgangenen Konsumentenrente im Echtzeitmarkt (Fläche B) ist diese Strategie auch sinnvoll, da so eine Preisdiskriminierung zugunsten der Käufer erreicht wird. Um dies zu erreichen wird die Nachfrage im Vortagshandel absichtlich unterschätzt (*under-scheduling*). Im Echtzeitmarkt wird die Nachfrage dadurch automatisch um denselben Betrag ΔQ erhöht.

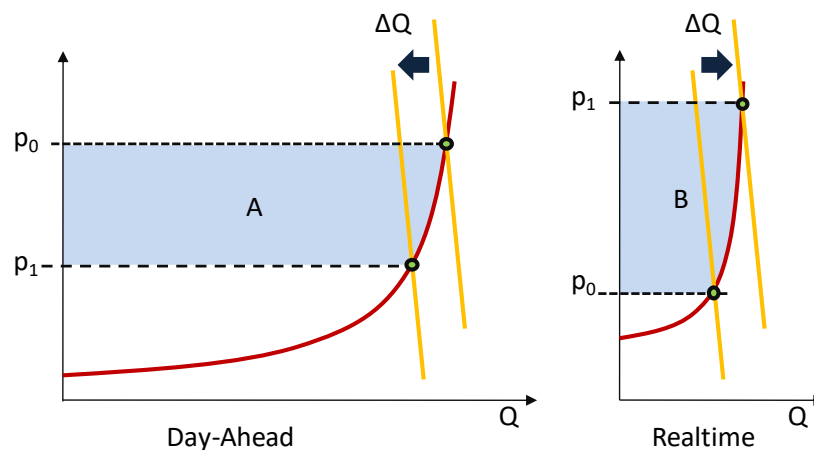


Abbildung 25 Transfer der Konsumentenrente durch Under-Scheduling

Die Stromhändler, insbesondere von *ENRON*, sind bestrebt, die höheren Preise in den zeitlich späteren Märkten zu realisieren. Da jedoch kein finanzieller Handel existiert und die Fahrpläne bereits nach der *Day-Ahead* Auktion ausgeglichen sein müssen, besteht die einzige Möglichkeit, in diese Märkte zu gelangen, ebenfalls nur durch eine fehlerhafte Fahrplanmeldung, d.h. eine explizite Falschangabe der zu erwarteten Nachfrage. Dadurch entstehen im untertäglichen Handel *long* bzw. *short* Positionen, welche dann zu deutlich besseren Konditionen als im *Day-Ahead* Markt geschlossen werden können. Diese Arbitrage zwischen den Märkten, welche den Händlern zur Last gelegt wurde, ist jedoch aus Sicht der Markteffizienz keinesfalls verwerflich.

ENRON nimmt lediglich eine Gegenposition zu den Versorgern ein, was zu einer Angleichung der Preise führt und volkswirtschaftlichen Nutzen bedeutet. In den aktuellen Marktdesigns wird genau dieses Verhalten durch die Einführung finanzieller Gebote (*Virtual Offers* bei *PJM*, *Convergence Bidding* bei *CAISO*) ermöglicht.

Die Händler finden zudem weitere Fehler im Marktdesign, die sich insbesondere aus unterschiedlichen Marktregeln zwischen Kalifornien und angrenzenden Netzbetreibern ergeben. So können Preisobergrenzen durch Re-Importe aus Nachbarregionen umgangen werden. Noch problematischer sind asymmetrische Preise für die Erzeugung und Beseitigung von Netzengpässen. Dadurch können ohne physischen Lastfluss nur aus geschickter Fahrplanmeldung Gewinne generiert werden.

Bis hierher sind alle Strategien der Händler zwar in einer rechtlichen Grauzone und verursachen zusätzliche Kosten, die Probleme könnten aber zu einem späteren Zeitpunkt gelöst werden und belasten das physische Stromnetz nicht.

Das eigentliche und strafrechtlich relevante Problem liegt stattdessen in strategischer Verknappung und extensiver Ausnutzung von Marktmacht. Während die maximalen Netzlasten üblicherweise in heißen Sommermonaten auftreten, kommt es hierdurch vermehrt zu Kapazi-

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

tätsengpässen im Winter. In den im Jahr 2007 veröffentlichten Prozessunterlagen finden sich explizite Anordnungen von Tradern, Kraftwerke unplanmäßig und unnötigerweise in Revision zu schicken [Ferc 2007a; Ferc 2007b].

RICH: OK, so we're just comin' down for some maintenance, like a forced outage type thing?
BILL: Right.
RICH: And that's cool.
BILL: Hopefully.
[they laugh]

Beweismittel Ex. SNO-525, FERC Enron Investigation

Erst durch dieses unlautere Ausnutzen von Monopolstellungen kommt es zu den erheblichen Preisverwerfungen am Markt. Versorger, die noch nicht alle *Stranded Costs* zurückgefordert hatten und daher weiterhin der Regulierung der Endkumentarife unterworfen sind, kommen in erhebliche finanzielle Schwierigkeiten bis hin zur Insolvenz.

Die Firma *ENRON*, deren übrige Geschäftsbereiche auf ähnlich sandigem Fundament gebaut sind und die zusätzlich erhebliche Bilanzfälschungen begeht, meldet am 02. Dezember 2001 Insolvenz an. Die sich hieraus ergebenden Zahlungsausfälle führen im Januar 2001 zur Insolvenz der Börse und einer Rückkehr zur vollständigen Preisregulierung. Da *ENRON* international im Energiehandel involviert ist, sind die Auswirkungen der Insolvenz auch in Europa spürbar, viele deutsche Stromhändler haben ebenfalls offene Positionen bei *ENRON* und müssen diese kurzfristig bilateral schließen. Die Preisentwicklungen im kalifornischen Markt in den entscheidenden Monaten ist in Abbildung 26 dargestellt. Die erheblichen Preisdifferenzen zwischen Vortags- und Echtzeithandel sind deutlich erkennbar.

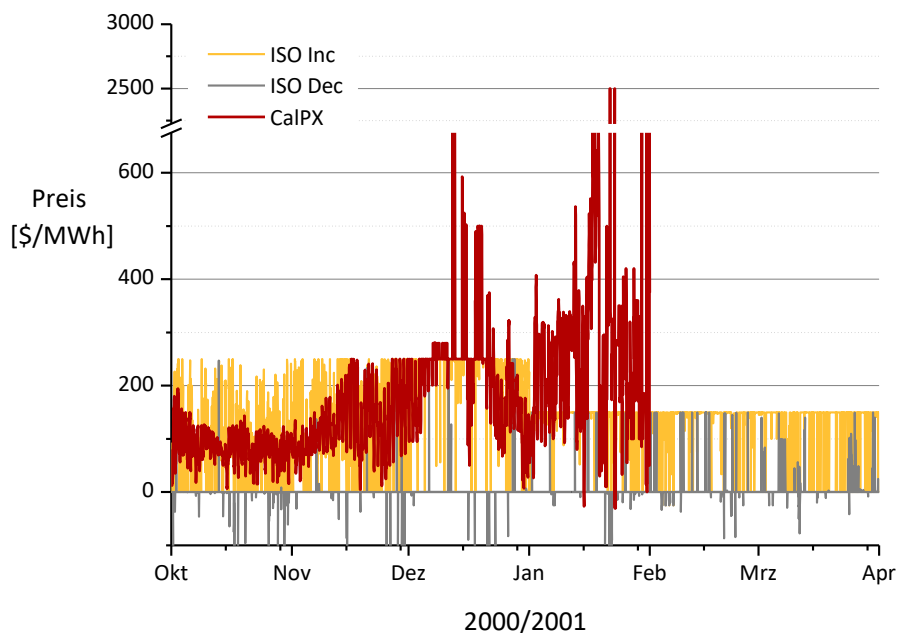
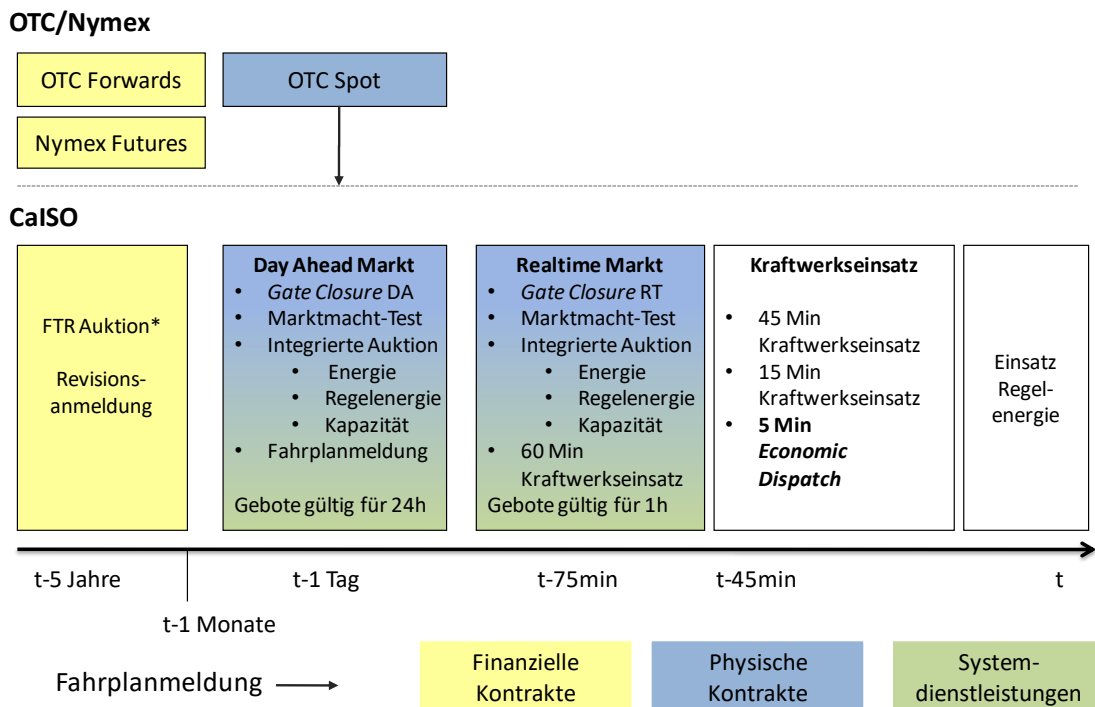


Abbildung 26 Preisentwicklung in Kalifornien 2000-2001

2.3.2.2 Aktuelle Entwicklungen

Nach dem Scheitern des Marktes Anfang 2001 liegt der Großhandelsmarkt mehrere Jahre dar-nieder. Erst im Jahr 2009 wird ein neuer Anlauf gewagt und das *Market Redesign and Techno-logy Upgrade(MRTU)* gestartet. Der neue Markt wird nun ganz nach dem Modell des *Standard Market Design* der FERC, also angelehnt an den *PJM*-Markt entworfen, wobei jedoch die Bi-lanzkreissystematik beibehalten wird. In der Kombination beider Systeme ist dieses System bisher einmalig. Die Struktur des Marktes ist im folgenden Diagramm dargestellt.



*) diese haben im CAISO die Bezeichnung CRR, *Congestion Revenue Rights*

Abbildung 27 Marktdesign des kalifornischen Marktes nach 04/2009

Die Trennung der Aufgaben zwischen Börse und Systembetreiber wird aufgehoben und *CAISO* betreibt nun auch einen Energiehandel. Die Bilanzkreismanager müssen daher nicht mehr zwingend ausgeglichene Fahrpläne anmelden, sondern können offene Positionen am *CAISO* Markt schließen. Um alle Netzengpässe exakt abzubilden, wurde von einheitlichen Zonenprei-sen auf ein vollständiges Netz-knotenmodell gewechselt.

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

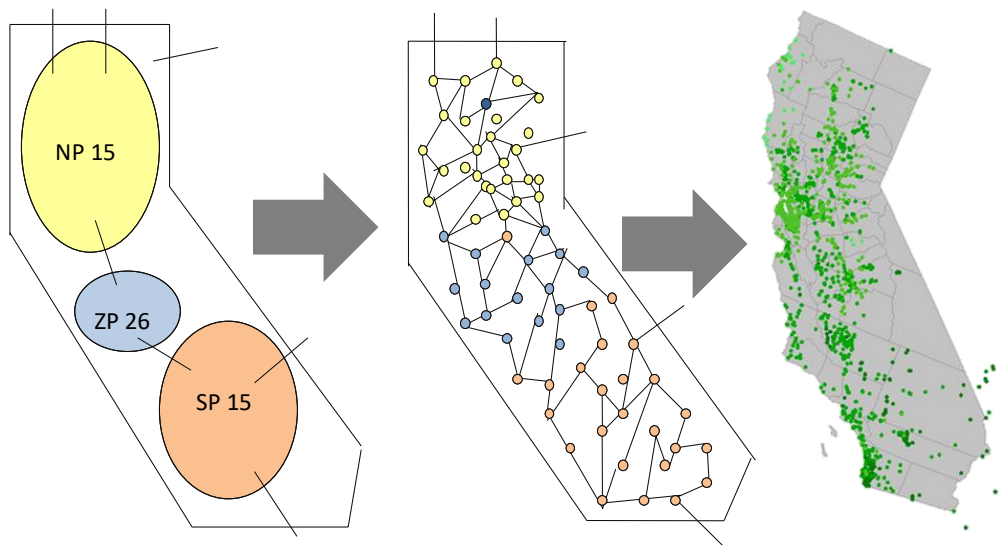


Abbildung 28 Zonenpreise vs. Nodalpreise in Kalifornien

Hierdurch sollen konsistente Preise für Netzengpässe gewährleistet und intransparente Maßnahmen zur Engpassbeseitigung vermieden werden. Bilanzkreismanager müssen jedoch nun nicht mehr nur drei Fahrpläne für jede Zone anmelden, sondern für alle Kunden oder Kraftwerke an jedem Netzknoten. Die Marktteilnehmer können weiterhin bilateral handeln oder am neu gegründeten Großhandelsmarkt des ISO teilnehmen. Dieser ist ebenso wie PJM in einen Vortagshandel und einen Echtzeithandel getrennt. Im Vortagshandel übermitteln alle Kraftwerke ihre Gebote für den nächsten Tag. Bei den Geboten handelt es sich um komplexe Informationspakete, die unter anderem folgende Informationen enthalten:

- Preis/Mengengebote für Energielieferungen / Energienachfrage
- Preisunabhängige Gebote (Bilaterale Kontrakte, Fahrpläne)
- Gebote für Systemdienstleistungen
- Gebote für Kapazitätsvorhaltung
- Maximale Leistungsgradienten
- Anfahrkosten, Mindestleistungen
- *Shift Distribution Factors* (siehe 2.3.1.1)
- Vorhandene Transportrechte

Die Gebote werden zunächst auf strukturelle Marktmacht geprüft, indem die Marktergebnisse einer Auktion ohne Netzengpässe mit den Preisen einer integrierten Auktion unter Berücksichtigung aller Netzengpässe verglichen werden. Ergibt der Vergleich, dass eine Ressource zur Beseitigung eines Engpasses benötigt wird, wird das Gebot auf ein Standardgebot³¹ zurückgesetzt, welches aus den Kostendaten bestimmt wird. Nach der Auktion von Fahrplanenergie

³¹ Default Energy Bid

werden zudem Systemdienstleistungen und Kapazitätsvorhaltung³² bezuschlagt. Letztere bedeutet, dass Kraftwerke zusätzliche Kapazitätserlöse erhalten können, wenn sie im Vortagshandel teilnehmen und sich verpflichten, freie Mengen im Echtzeithandel anzubieten. Etwa 75 Minuten vor Beginn jeder Stunde wird für diese Stunde eine zweite Auktion (*Realtime Markt*) durchgeführt. Der Verlauf ist ähnlich dem des Vortagshandels, nur muss hier die Gesamtnachfrage der aktuellen Lastprognose des ISO entsprechen, so dass die gesamte Nachfrage gedeckt wird.

$Nachfrage_{DA} = \text{Preisunabhängige Nachfragegebote} + \text{Preisabhängige Nachfrage}$

$Nachfrage_{RT} = \text{Prognostizierte Nachfrage (ISO)} - \text{Preisabhängige Nachfrage}$

Nach Abschluss des Echtzeitmarktes schickt der ISO die Marktergebnisse und die resultierende Kraftwerkseinsatzplanung an die Marktteilnehmer. Je nach Anfahrtdauer der Kraftwerke erfolgt die Anforderung des Kraftwerkseinsatzes mit zeitlichem Vorlauf³³, so dass für jedes Zeitintervall der folgenden Stunde ausreichend synchronisierte Leistung am Netz ist. Während der laufenden Stunde erfolgt dann die exakte Leistungsregelung auf Basis der geordneten Grenzkosten der verfügbaren Kraftwerke. Der ISO übermittelt in 5-Minuten-Intervallen die aktuell geforderte Leistung an die Marktteilnehmer.

Im Anschluss an den Kraftwerkseinsatz werden für jeden Netzknoten, für den ein Preis bestimmt wird³⁴, der *LMP* für dieses Zeitintervall bestimmt. Die Kosten bzw. Erlöse werden hierbei mit dem Ergebnis der betreffenden Stunde des Vortagshandels verrechnet. Ein Kraftwerk am Netzknoten X, welches 500 MW im Vortagshandel verkauft und von welchem im Echtzeitmarkt um 16:15 Uhr weitere 30 MW angefordert werden, hat in diesem Zeitintervall einen Erlös von

$$[500 \text{ MW} \cdot LMP_{DA, \text{Node X}, 16-17h} + 30 \text{ MW} \cdot LMP_{RT, \text{Node X}, 16:15h}] \cdot 1/12h$$

Zusätzlich können weitere Erlöse/Kosten für die Marktteilnehmer aus der Kapazitätsvorhaltung oder weiteren Systemdienstleistungen entstehen. Die Kosten hierfür werden über die Netzentgelte abgegolten.

2.3.2.1 Marktentwicklung

Der Markt befindet sich derzeit noch im Aufbau, einige Elemente sind noch nicht implementiert, die Einführung virtueller Gebote wird derzeit vorbereitet. Auch bei der Veröffentlichung der Marktergebnisse gibt es derzeit noch erhebliche technische Probleme. So kann aufgrund nur fehlerhaft veröffentlichter Gebotskurven keine detaillierte Marktanalyse durchgeführt

³² *Residual Unit Commitment, RUC*

³³ Für Kraftwerke mit sehr langer Anfahrtdauer existieren gesonderte Regelungen (*Extremely long start commitment process*)

³⁴ *Price Nodes (PNode), Connectivity Nodes (CNodes), Aggregate Price Nodes (APNodes)*
bzw. Referenzpreise (*Load Aggregation Points, LAP's* oder *Trading Hubs*)

werden. Das Problem der Preisdivergenz zwischen Vortagshandel und Echtzeitmarkt ist noch nicht endgültig behoben. Die Preise der 5-Minuten Intervalle zeigen teils erhebliche Abweichungen zu den Preisen des *Day-Ahead* Handels (siehe Abbildung 29). Zu einzelnen Zeitpunkten kommt es zu Preisvolatilitäten von mehr als 3000 USD/MWh innerhalb von nur zwei 5-Minuten Intervallen³⁵.

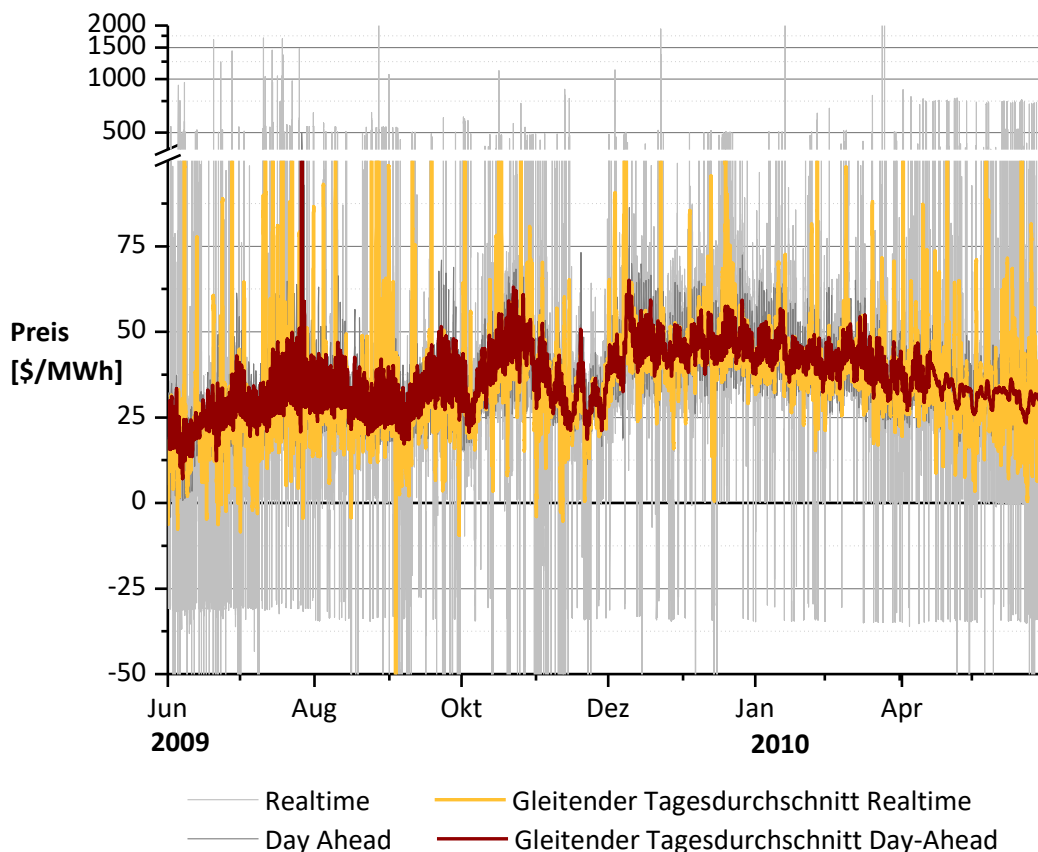


Abbildung 29 Preisentwicklung im kalifornischen Strommarkt nach Einführung des MRTU (San Diego Load Aggregation Point)

Die erheblichen Preisvolatilitäten im Kurzfristhandel sind noch nicht behoben und auch wenn sie die realen Schattenpreise der Kraftwerkseinsatzoptimierung darstellen, so stellen sie doch für Investoren erhebliche Preisrisiken dar, die nur für rein spekulative Händler interessant sind. Die Einführung von virtuellen Geboten („*Convergence bidding*“) Ende 2010 soll diese Probleme teilweise beheben. Die Kraftwerkseinsatzoptimierung führt auch dazu, dass einige Kraftwerke sehr häufig für kurze Zeit bei Minimallast betrieben werden, was den Verschleiß erhöht und durch neue Marktregulierungen behoben werden soll. Auch ist das aktuelle Design anfälliger für Preismanipulationen, da gegenüber *PJM* die Kraftwerksgebote noch auf stündlicher Basis erfolgen, während im *PJM*-Markt alle Gebote für 24 Stunden gelten.

³⁵ [Caiso 2009c]

Insgesamt kann man festhalten, dass das derzeitige System in Kalifornien noch nicht so ausge-reift ist wie die Systeme der Ostküste. Ein Grund für die eher schleppende Implementierung des neuen Marktdesigns kann auf Differenzen in der Marktphilosophie der betreffenden *Stakeholder* und insbesondere zwischen dem kalifornischen Regulator *CPUC* und dem nationalen Regulator *FERC* zurückgeführt werden:

The CPUC is seen as not being as strong a proponent as FERC in terms of competitive energy markets. California policy-makers at the state agencies and government see the need for long-term planning in addressing multiple policy goals that are not achieved through short-term markets operated by CAISO. With this view, the California Legislature and the CPUC have embraced a stronger role for regulation to shape and direct energy policies within the state. [Caiso 2009b]

Im Kern spiegelt dies den Konflikt zwischen der Idee eines rein marktbasierten und der eines stärker regulierten Stromhandels auf Basis bilateraler Langfristverträge dar. Die Frage, welcher dieser Ansätze besser geeignet ist, ein sicheres, nachhaltiges und kosteneffizientes Energiesystem zu erreichen, ist noch nicht endgültig entschieden.

2.4 Kritische Würdigung

Die Einführung des neuen Marktdesigns in Kalifornien zeigt die Komplexität eines Systems mit zentralem Systembetreiber. Viele Geschäftsprozesse müssen neu eingeführt werden und erzeugen so zunächst erhebliche Übergangskosten. Gleichzeitig können aber durch die integrierte Betrachtung von Netz und Handel Synergieverluste, wie sie in Europa durch das *Unbundling* entstehen, vermieden werden. Die Kosten von Einspeisung, Transport und Verbrauch werden transparent jedem Netzknoten direkt zugeordnet, Netzengpässe in den Großhandelspreisen exakt berücksichtigt. Gleichzeitig führt dies zu einer Zersplitterung des Marktes, Verbraucher an entfernten Netzknoten müssen dadurch meist deutlich höhere Preise gegenüber netztechnisch gut erschlossenen Gebieten zahlen. Windanlagen, deren Einspeisung die Netzengpässe erhöht und so einen ineffizienten *Dispatch* fossiler Kraftwerke hervorruft, müssen deutlich negative lokale Preise an ihrem Netzknoten erwarten. Hier zeigt sich bereits, wie ökologische und ökonomische Ziele kollidieren, die kostenminimale Lösung würde eine Leistungsreduktion der Windkraftanlagen vorsehen, die ökologische Lösung einen teureren *Redispatch* konventioneller Leistung. Durch die hohe Preistransparenz und die zentrale Steuerung ist es jedoch leichter, systemweite Regelungen zu treffen und die indirekten Kosten der Erneuerbaren Energien klar zu beziffern. Ein weiteres Kernelement sind Kapazitätsmärkte, die in Europa noch nicht durchgesetzt haben, die marktbasierende Implementierung ist jedoch ebenfalls noch mit Problemen behaftet. Die Diskussion, ob das System eines zentralen Systembetreibers auch für Europa relevant sein könnte, erfolgt in Kapitel 5.3, zunächst soll jedoch das eher dezentral strukturierte System in Europa betrachtet werden.

2.5 Dezentrale Strukturen in Europa

Europa ist historisch geprägt von dezentralen Strukturen und pluralistischen Ansätzen. Der Energiebereich bildet hier keine Ausnahme. Auch wenn mittlerweile fast ganz Kontinentaleuropa galvanisch verbunden ist und Generatoren in Lissabon und Warschau synchron laufen, so sind die nationalen Regularien und Gesetze doch höchst unterschiedlich. Erst langsam kommt es hier durch neue Entwicklungen wie *Market Coupling* oder die Kooperation von Regulierungsbehörden³⁶ zu Annäherungen.

Aufgrund des hohen Vermaschungsgrades und relativ starker Netzinfrastruktur sind Engpässe bei der Entwicklung des Marktdesigns nicht berücksichtigt worden. Der Referenzfall sind einspeisende Großkraftwerke, die zum größten Teil Kunden innerhalb derselben Regelzone beliefern, innerhalb einer Regelzone wird das Netz als Kupferplatte betrachtet.

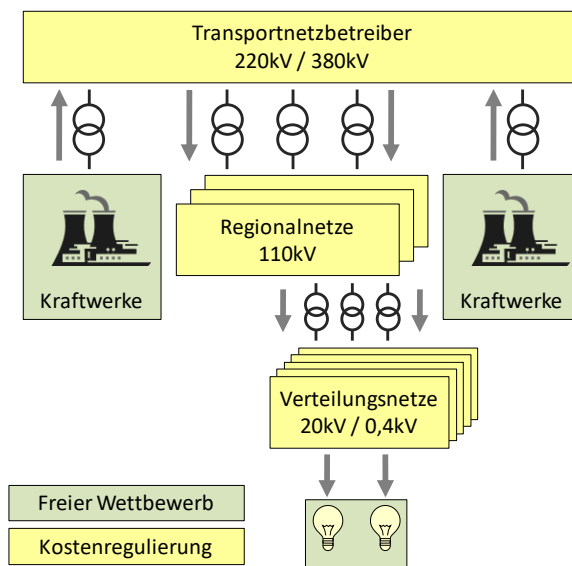


Abbildung 30 Auslegungsfall des Strommarktes im Jahr 1998 („Alte Welt“)

Seit Anfang der 90er Jahre des letzten Jahrhunderts sind sukzessive Fördermechanismen für den Ausbau von Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien eingeführt worden. Zusätzlich wird im Jahr 2005 zum Erreichen des politischen Ziels der Senkung von CO₂-Emissionen ein europäischer Emissionshandel eingeführt. Beide Instrumente haben den Europäischen Energiemarkt grundlegend verändert, weshalb sie zunächst beschrieben werden sollen, bevor auf die eigentliche Marktstruktur eingegangen wird.

In den darauf folgenden Abschnitten werden die Bereiche Netzbetrieb und Handel betrachtet, zwei Bereiche, die in Europa noch weitestgehend getrennt sind. Abschließend wird die Marktentwicklung skizziert.

³⁶ CEER bzw. ERGEG

2.5.1 Wichtige Politische Förder- und Lenkungsinstrumente

Als Beitrag zum internationalen Ziel der Vereinten Nationen, die globale Erwärmung auf zwei Grad zu begrenzen und dem Klimawandel zu begegnen, hat die Europäische Kommission beschlossen, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um 20 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren. Um die hieraus resultierende Obergrenze von CO₂-Emissionen („Cap“) zu erreichen und die günstigsten Vermeidungsoptionen zu nutzen, ist bereits 2005 ein EU-weiter Emissionshandel eingeführt worden, an dem die meisten Energieerzeugungsanlagen mit einer thermischen Leistung von mehr als 20 MW teilnehmen müssen³⁷.

Theoretisch genügt diese Maßnahme durch den vorab definierten Cap alleine, die CO₂-Ziele zu erreichen. Um eine größere Bandbreite an Reduktionsmaßnahmen zu fördern und Technologieförderung zu betreiben, werden zusätzlich Ziele von 20 Prozent Erneuerbarer Energien und 20 Prozent höherer Energieeffizienz in das Konzept der Kommission aufgenommen („20-20-20 Ziele“). Deutschland hat sich im integrierten Klima- und Energieprogramm (IEKP) sogar noch ehrgeizigere Ziele gesteckt (30 Prozent Erneuerbare Energien im Strommarkt und 40 Prozent CO₂-Reduktion bis 2020). Da beide Instrumente nicht koordiniert sind und der Cap vorab festgelegt ist, führt die Förderung Erneuerbarer Energien kurzfristig zu keiner CO₂-Einsparung.

2.5.1.1 Emissionshandel

Die Verknappung der Ressource CO₂ führt marktwirtschaftlich sofort zu einem positiven Marktpreis für CO₂, der bei steigender Verknappung zunimmt (s.a. Abschnitt 4.4.3). Unabhängig der Art der Zuteilung von CO₂-Zertifikaten muss jeder rationale Marktteilnehmer diesen Preis in der Kostenkalkulation berücksichtigen. Hierdurch erhöhen sich die Stromgestehungskosten pro MWh um den CO₂-Preis multipliziert mit der spezifischen Emissionsmenge. In der ersten Handelsperiode 2005-2007 lag die zugeteilte Menge deutlich über der Emissionsmenge, es gab also keine wirksame Knappheit und der Preis war null. In der aktuellen Handelsperiode 2008-2012 ist durch die Wirtschaftskrise bedingt erneut eine Überallokation zu erwarten, da die Zertifikate jedoch in eine mögliche dritte Handelsperiode übertragen werden können, findet kein Preisverfall wie 2007 statt (s.a. Abbildung 31).

³⁷ Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz vom 8. Juli 2004 (BGBl. I S. 1578), Anhang 1

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

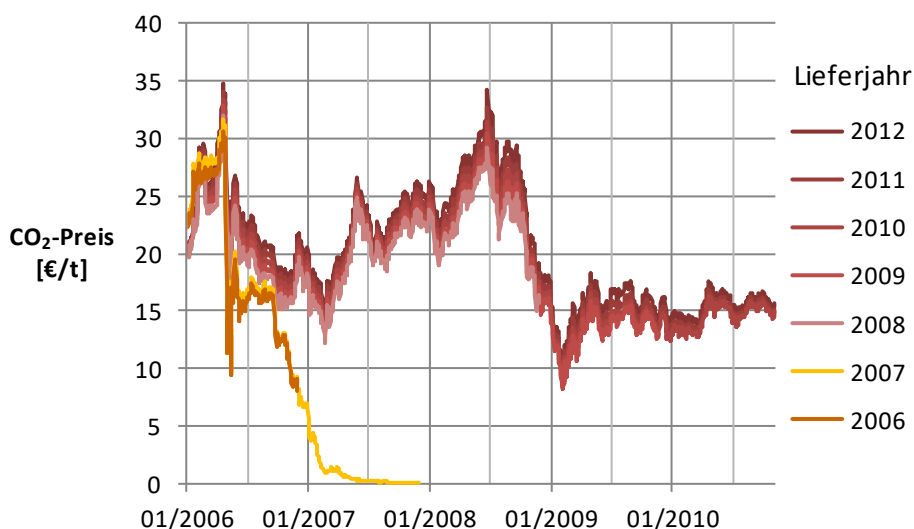


Abbildung 31 Historische CO₂-Preise (EEX)

Die hohe implizite Preisvolatilität eines *Cap-and-Trade* Systems erhöht das Risiko von Investitionen zur CO₂-Vermeidung, weshalb es in Zukunft möglicherweise zu einem Wechsel hin zu einer PIGOUT-Steuer kommen kann, bei der dann der CO₂-Preis anstelle der maximalen Emissionsmenge festgesetzt würde. In der Energiewirtschaft existieren derzeit fünf Alternativen zur lokalen Emissionsreduktion, die geschätzten, kurzfristigen spezifischen Vermeidungskosten sind in Klammern angegeben:

- Weiternutzung der Kernenergie (0 €/tCO₂)
- Brennstoffwechsel von Kohle zu Erdgas (25-30 €/t CO₂³⁸)
- Ausbau Erneuerbarer Energien (50-500 €/tCO₂³⁹)
- Effizienzsteigerung / Senkung des Verbrauchs (15-200 €/tCO₂)
- *Carbon Capture and Storage* (CCS: derzeit Pilotprojekte, vermutet 30-50 €/tCO₂)

Hierbei muss zwischen einer kurzfristigen und einer langfristigen Betrachtung unterschieden werden. Während kurzfristig der Brennstoffwechsel auch durch den starken Anstieg der Erdgasreserven in vielen Bereichen attraktiv ist, kann eine vollständige CO₂-Reduktion nur durch emissionsfreie Technologien erfolgen, also durch Erneuerbare Energien oder Kernenergie. Aufgrund begrenzter Speichermöglichkeiten ist CCS ebenfalls nur eine Übergangstechnologie.

³⁸ Annahmen: Kohlekraftwerk: Kohlepreis 10€/MWh_{therm}, Wirkungsgrad 45%, Emissionsfaktor 0,342 tCO₂/ MWh_{therm} → Gaskraftwerk: Gaspreis 20 €/MWh_{therm}, Wirkungsgrad 60%, Emissionsfaktor 0,204 tCO₂/ MWh_{therm}

³⁹ Annahmen: Kein Kapazitätsbeitrag, d.h. keine Vermeidung von Fixkosten thermischer Kraftwerke, Offshore-Wind 65€/MWh, PV 200€/MWh
 Verdrängung alter Steinkohle durch Wind: 10 €/MWh_{Elektr} + 0,90 tCO₂/MWh_{Elektr} x CO₂-Preis = 65 €/MWh_{Elektr} → CO₂-Preis = 61 €/tCO₂
 Verdrängung neuer GuD durch Wind: 20 €/MWh_{Elektr} + 0,33 tCO₂/MWh_{Elektr} x CO₂-Preis = 65 €/MWh_{Elektr} → CO₂-Preis = 125 €/tCO₂
 Verdrängung neuer GuD durch PV: 20 €/MWh_{Elektr} + 0,33 tCO₂/MWh_{Elektr} x CO₂-Preis = 200 €/MWh_{Elektr} → CO₂-Preis = 545 €/tCO₂

Alternativ existiert die Möglichkeit, CO₂-Zertifikate aus anderen Sektoren oder über flexible Mechanismen des Kyoto-Protokolls einzukaufen⁴⁰. Da jedoch der Energiesektor mit Abstand die höchsten Emissionen erzeugt und alle anderen Sektoren deutlich stärker diversifiziert sind, was die möglichen Handelsmengen verringert und die Transaktionskosten erhöht, ist es eher unwahrscheinlich, dass in anderen Sektoren signifikant niedrigere CO₂-Vermeidungskosten realisiert werden können. Der Handel über flexible Mechanismen bleibt als Option, wenngleich die Kapazitäten auch begrenzt sind und derzeit ein erheblicher Overhead für die Projektentwicklung und Betreuung anfällt.

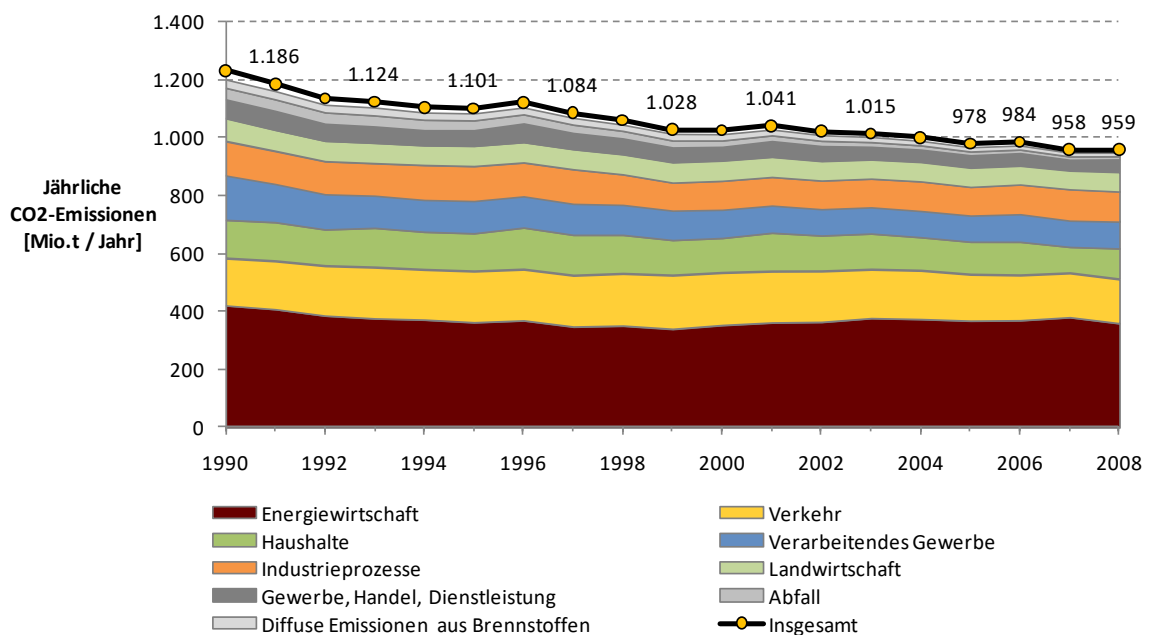


Abbildung 32 Entwicklung der CO₂-Emissionen in Deutschland [Umweltbundesamt 2010]

2.5.1.2 Erneuerbare Energien Gesetz

Der im vorigen Abschnitt beschriebene Emissionshandel hat zwar entscheidenden Einfluss auf den Energiemarkt in Europa, prinzipiell handelt es sich aber nur um eine Modifikation der Brennstoffpreise. Die Marktteilnehmer sind daher kurzfristig nur finanziell betroffen; das physikalische Stromsystem - Kraftwerke, Netze und Verbraucher - verändert sich nicht. Das gleiche gilt zunächst auch für die Marktliberalisierung nach 1998⁴¹, wobei hierdurch der internationale Stromhandel zugenommen hat und regelzonenübergreifende Synergieeffekte bei Systemdienstleistungen genutzt werden können. Der Großteil der Veränderungen durch die Liberalisierung liegt aber nicht im technischen Bereich sondern im Bereich der Unternehmensor-

⁴⁰ Clean Development Mechanism (CDM) oder Joint Implementation (JI) Projekte, die Nutzung ist aber derzeit auf 22 Prozent beschränkt.

⁴¹ EU Richtlinie 96/92/EG, später ersetzt durch Richtlinien 2003/54/EG bzw. 2009/72/EG

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

ganisation, des Energiehandels, der Geschäftsprozesse und der Kommunikationsstrukturen zur Einführung des Endkundenwettbewerbs. Wirklich von Grund auf technisch verändert wird das Elektrizitätssystem zumindest in Deutschland durch ein anderes Gesetz: das Erneuerbare Energien Gesetz. Die ursprüngliche Fassung ist am 01.04.2000 in Kraft getreten und gewährt seitdem feste Einspeisetarife für die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien [EEG 2009]. Die drei wichtigsten neuen Energieträger sind hierbei Windenergie, Biomasse und Photovoltaik, wobei letztere im Jahre 2009 mit über fünf Gigawatt die höchste Zuwachsrate besaß (siehe Abbildung 33).

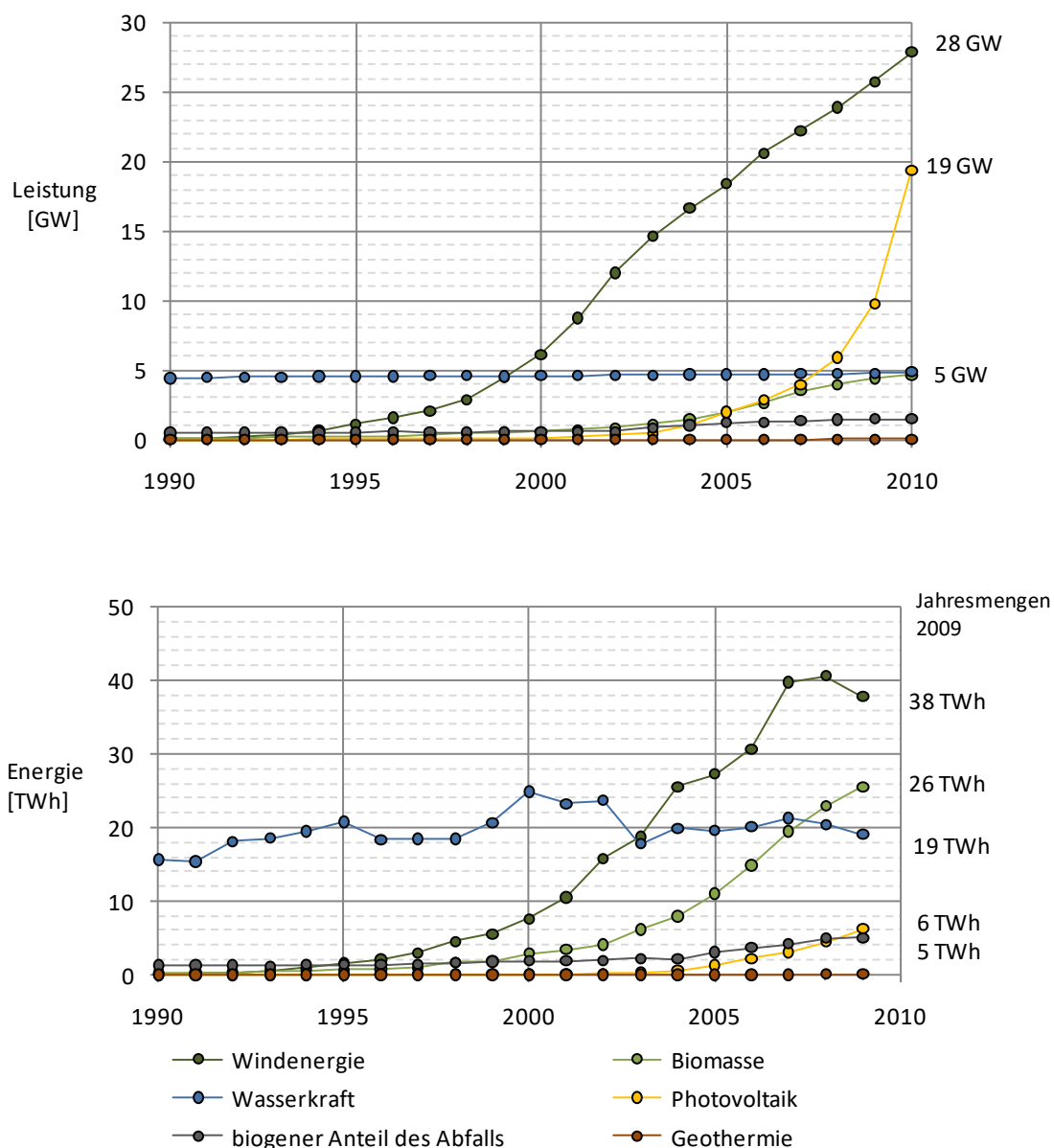


Abbildung 33 Entwicklung Erneuerbarer Energien in Deutschland [Bmu & Bundesministerium Für Umwelt 2010; Bundesnetzagentur 2010b]

Durch die festgelegte Vergütung über einen Zeitraum von 20 Jahren entfällt für die Betreiber

von EEG Anlagen das Preisrisiko und es entsteht eine hohe Investitionssicherheit. Im Vergleich zu Systemen auf Basis eines Zertifikatehandels, die mit einem systemimmanenten Preisrisiko behaftet sind, zeigten Systeme mit fester Einspeisevergütung deutlich größere Erfolge gemessen an der zugebauten Kapazität. Insbesondere das deutsche EEG wurde daher in ähnlicher Form in vielen Ländern übernommen. Im Januar 2010 sind in Deutschland über 35 Gigawatt fluktuierender Erzeugungskapazität installiert, was mehr als 45 Prozent der maximalen Nachfrage entspricht. Auch wenn der energetische Anteil mit 16 Prozent vom Gesamtverbrauch im Jahr 2009 im Vergleich zur installierten Leistung noch vergleichbar gering ist, hat die fluktuierende Einspeisung in windstarken Stunden oder an sonnenstarken Sommertagen einen erheblichen Anteil am Gesamtbedarf und daher erheblichen Einfluss auf den Markt. Auf die Auswirkungen auf die Marktgestaltung wird in späteren Abschnitten eingegangen. Die Kosten sind jedoch derzeit noch erheblich im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken. Für das Jahr 2011 erwarten Netzbetreiber Kosten von 17,13 Mrd. €, was einer durchschnittlichen Vergütung von 174€/MWh entspricht⁴². Für den Stromkunden entstehen so voraussichtlich Mehrkosten von 3,530 Ct./kWh⁴³, für die Folgejahre werden noch deutlich höhere Kosten erwartet. Als Alternative zu festen Vergütungssätzen gibt es zusätzliche Bonuszahlungen für die Eigennutzung des erzeugten Stroms. Trotz einer Absenkung der Vergütungssätze bleibt dies nach aktueller Gesetzeslage eine interessante Option für die Betreiber von Photovoltaikanlagen. In Abbildung 34 ist die regionale Aufteilung der EEG-Anlagen in Deutschland mit Stand Juli 2010⁴⁴ dargestellt. Grün steht für Biomasse, gelb für Photovoltaikanlagen und rot für Windkraft. Die Fläche der Kreise ist proportional zur installierten Leistung.

⁴² Bundesnetzagentur „Hintergrundinformationen zur Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung“

⁴³ Entspricht den erwarteten Kosten minus dem erwarteten Erlös am Spotmarkt geteilt durch nicht vom EEG ausgenommenen Letztverbraucherabsatz [Ünbs 2010]

⁴⁴ Daten aus den Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber, regionale Zuordnung über OpenGeoDB

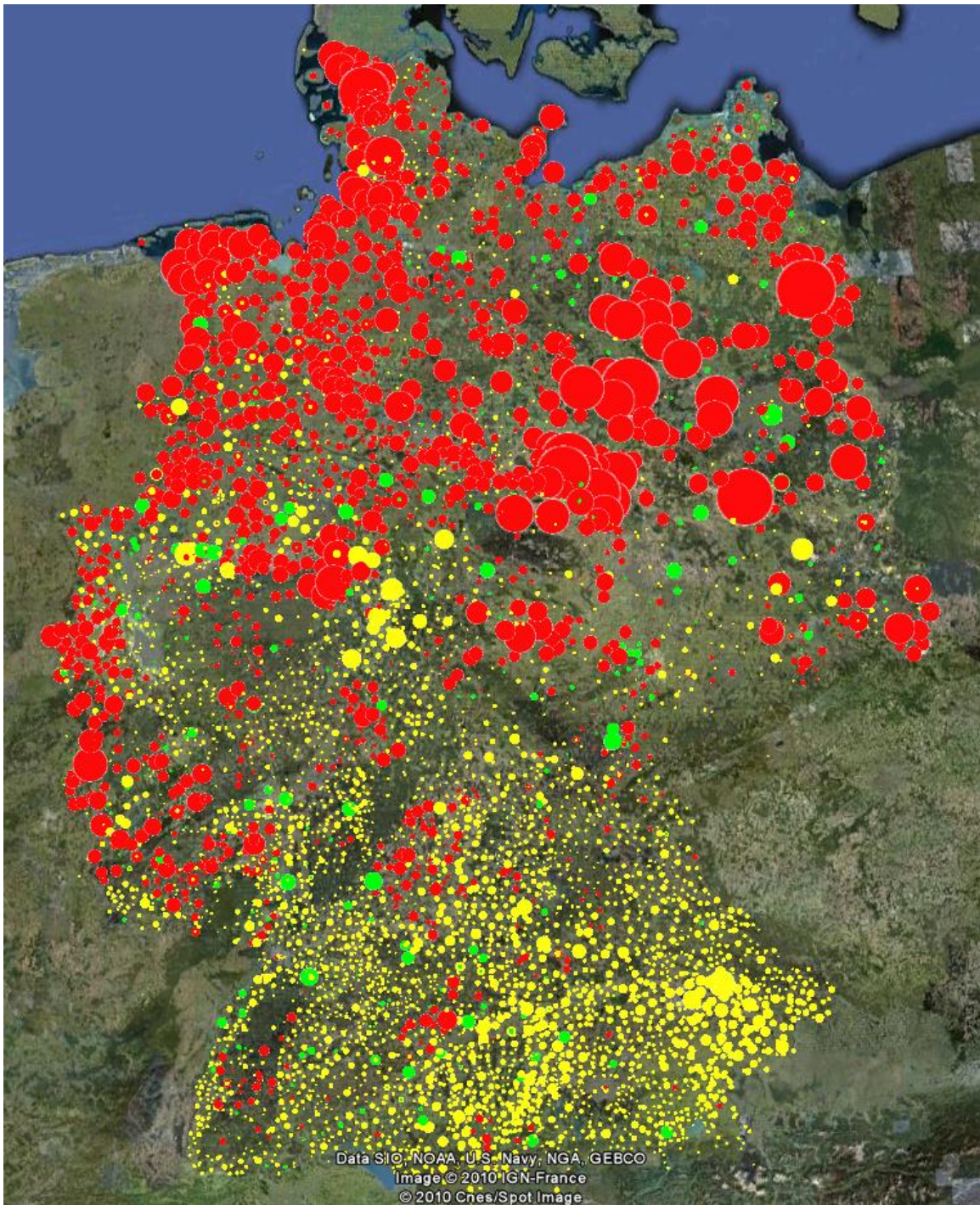


Abbildung 34 EEG Anlagen in Deutschland 2010⁴⁵

2.5.1.3 Kraft-Wärme-Kopplung

Neben erneuerbaren Energien wird der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) als wichtiger Baustein zum Erreichen der Klimaziele gesehen. Während im industriellen Bereich durch Nut-

⁴⁵ Quelle: Datenbank des Fachgebiets auf Basis der Veröffentlichungen der vier Übertragungsnetzbetreiber. Karte: *GOOGLE EARTH*

zung von Kraftwerksabwärme in Industrieprozessen oder in einigen Fernwärmenetzen in der Tat Effizienzsteigerungen erreicht werden können, ist der Nutzen in anderen Sektoren wissenschaftlich umstritten [Erdmann et al. 2010]. Mittelfristig kann ein verstärkter Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung durch gesetzliche Fördermechanismen wie das KWK-MODERNISIERUNGS-GESETZ zu einer geringeren Flexibilität des thermischen Kraftwerksparks führen, da wärmegeführte Anlagen Restriktionen des Wärmebedarfs unterliegen. Stromerzeugung zur Versorgung der Fernwärmenetze in ostdeutschen Städten begrenzt bereits heute die dortige Aufnahme von Windstrom und verstärkt den Bedarf an Transportkapazität in Übertragungsnetzen. Ebenso erhöht eine steigende EEG-Umlage die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen, da durch die Eigenversorgung diese Ausgaben eingespart werden können, ein aus Systemsicht nicht unbedingt wünschenswerter Effekt, da es zu erhöhter Konkurrenz mit Windstrom kommen kann. Aus Wettbewerbssicht ist KWK jedoch von hoher Bedeutung, da sie häufig in der Hand kleinerer kommunaler Unternehmen liegt, durch deren Markteintritt der Wettbewerbsdruck auf die großen Versorger zunehmen kann. In den USA war das Aufkommen kommunaler KWK einer der Grundpfeiler für die Entstehung des Wettbewerbs (siehe Abschnitt 2.3).

2.5.2 Netzbetrieb

Im Gegensatz zu integrierten Systemen mit unabhängigen Systembetreibern ist der Netzbetrieb in Europa weitestgehend vom Energiehandel getrennt. Der Netzbetreiber ist daher „nur“ für die kurzfristige Systemstabilität, also die Frequenz- und Spannungshaltung verantwortlich. Der Handel geschieht über unabhängige Handelsplattformen, entweder eine Börse oder bilateral (OTC).

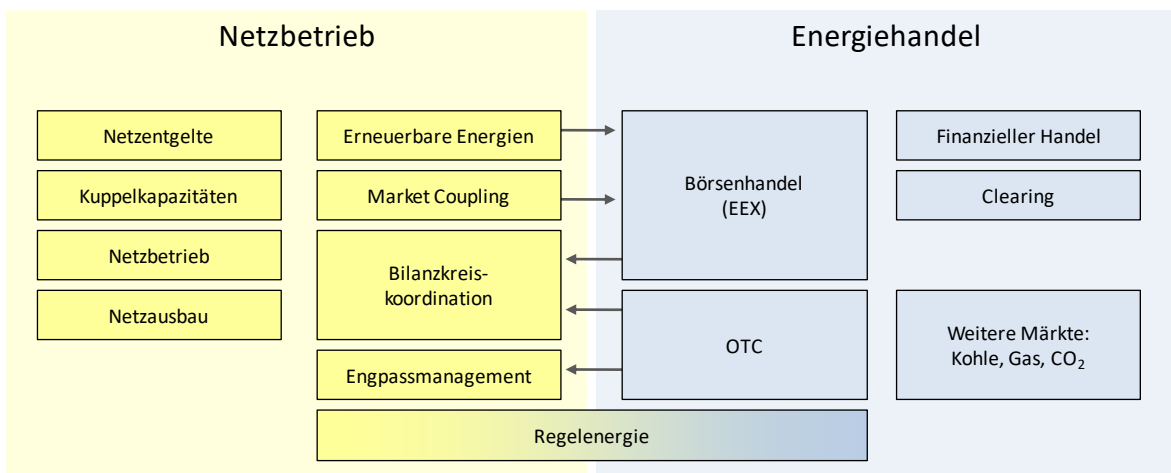


Abbildung 35 Trennung von Handel und Netzbetrieb in Deutschland

Durch die Entrichtung eines Netznutzungsentgelts erhält jeder Marktteilnehmer in Deutschland freien Zugang zum Transportnetz und darf innerhalb des vertraglich zugesicherten Leistungsbereichs beliebige Strommengen entnehmen. Erzeugungsanlagen sind in Deutschland

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

sogar vollständig von Netzentgelten befreit⁴⁶.

Innerhalb einer Regelzone kann somit Strom zwischen beliebigen Marktteilnehmern gehandelt werden, ohne dass diese Kapazitätsbeschränkungen im Transport unterliegen oder der physische Lastfluss berücksichtigt wird. Diese Pfadunabhängigkeit von Transaktionen innerhalb einer Regelzone führt dazu, dass es aus Handelssicht innerhalb dieser Zone keine Netzengpässe gibt, selbst wenn diese physikalisch existieren.

In den letzten Jahren kommt es durch den beschriebenen starken Zubau von Erneuerbaren Energien jedoch zunehmend zu Engpässen sowohl in Übertragungs- als auch in Verteilnetzen. Erstere vornehmlich durch Windeinspeisungen, letztere durch kleine dezentrale Erzeugungsanlagen wie Photovoltaik oder Klein-KWK. Die Annahme einer einheitlichen Preiszone ist zu diesen Zeitpunkten theoretisch nicht mehr zulässig.

Für die Beseitigung der Engpässe existieren verschiedene Maßnahmen. Wenn der Engpass eindeutig Anlagen nach EEG Vergütung zugeordnet werden kann, dürfen diese nach [EEG 2009 §11] heruntergeregelt werden. Im Übertragungsnetz ist diese Zuordnung schwieriger. Um die Engpässe kurzfristig zu beseitigen, muss der Übertragungsnetzbetreiber daher als Händler auftreten und durch *Countertrading* oder *Redispatch* von Kraftwerken den Lastfluss so verschieben, dass der Engpass beseitigt wird [Enwg 2005 §13.1, §13.2]. De facto sind die Zuständigkeiten zwischen den verschiedenen Anlagen- und Netzbetreibern nicht ausreichend spezifiziert, weshalb derzeit (Stand Ende 2010) eine Neuregelung des Einspeisemanagements von der Bundesnetzagentur vorbereitet wird [Bundesnetzagentur 2010a].

Um kurzfristige Schwankungen und Kraftwerksausfälle auszugleichen, betreibt der Netzbetreiber eine Marktplattform⁴⁷, an der er Regelleistung (Minuten-, Sekundär- und Primärregelreserve) im Vorfeld vertraglich bindet und so sicherstellen kann, kurzfristige Regelleistung zur Verfügung zu haben. Während die Leistungspreise hierfür über die Netzentgelte sozialisiert werden, werden die Arbeitskosten verursachergerecht auf die Marktteilnehmer abgewälzt.

Durch die Marktliberalisierung kommt es auch zunehmend zu internationalen Handelsgeschäften. Die hierbei bestehenden Netzengpässe werden im Gegensatz zu Engpässen innerhalb der Regelzone explizit ausgewiesen und bewirtschaftet. Im eng vermaschten europäischen Netz ist es jedoch schwierig, die genaue Kapazität eines Engpasses zu bestimmen, es existieren jedoch hierbei verschiedene Lösungsansätze [Duthaler 2007]. Während explizite Auktionen vom Netzbetreiber alleine durchgeführt werden können, sind bei neueren, impliziten Auktionen („*Market Coupling*“) Kooperationen zwischen Energiehandel und Netzbetrieb nötig.

Die Betreiber von Übertragungsnetzen treten in einem weiteren Fall als Händler auf, denn sie

⁴⁶ StromNEV §15(1): „Für die Einspeisung elektrischer Energie sind keine Netzentgelte zu entrichten.“

⁴⁷ www.regelleistung.net

sind nach der [AusglmechAV 2010] verpflichtet, den gesamten Strom aus Anlagen, die nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz vergütet werden, aufzunehmen und über die EEX zu vermarkten. Der Netzbetreiber agiert somit wie ein normaler Marktteilnehmer, mit der Ausnahme, dass der Strom über den Spotmarkt vermarktet werden muss, ihm also Sicherungsgeschäfte am Terminmarkt verboten sind [Lenck 2009].

Das Zusammenspiel von Marktteilnehmern und der Koordination durch die Börse und den Übertragungsnetzbetreiber wird im folgenden Abschnitt vertieft.

2.5.3 Handel

Im Gegensatz zu großen Teilen der USA ist in Europa der Wettbewerb nicht auf den Großhandel beschränkt, sondern auch auf den Endkundenbereich ausgedehnt. Kernkonzept dieses Handels ist die Bündelung von Kunden in Bilanzkreisen. Jeder Marktteilnehmer muss für die Summe seiner Kunden (Erzeuger oder Verbraucher) einen ausgeglichenen Fahrplan an den Bilanzkreiskoordinator (BKK) übersenden. Die Rolle dieses Bilanzkreiskoordinators übernimmt in allen vier Regelzonen der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber. Unvorhersehbare Abweichungen von diesem Fahrplan werden dann in Echtzeit durch Ausgleichsenergie vom ÜNB ausgeglichen und dem Marktteilnehmer ex-post in Rechnung gestellt. In Deutschland führt der Netzbetreiber zusätzlich einen Bilanzkreis, in dem alle Anlagen zusammengefasst werden, die nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz vergütet werden. Der Verbrauch jedes Kunden eines Bilanzkreises wird vom jeweiligen Netzbetreiber, an den der Kunde angeschlossen ist, bestimmt und an den ÜNB zur Saldierung übermittelt. Je nach Kunde wird der Verbrauch durch eine direkte Leistungsmessung oder über analytische bzw. synthetische Standard-Lastprofile ermittelt. Der Unterschied der beiden letzteren Methoden liegt darin, ob der Handelsteilnehmer oder der Netzbetreiber die kurzfristigen Kosten für Abweichungen in Echtzeit von dem vorher definierten Standardlastprofil übernimmt, bevor in der Jahresendabrechnung die genauen Energiemengen abgerechnet werden. Wenn der Netzbetreiber die Abweichungen vom Standardlastprofil übernimmt, muss er ebenfalls einen Bilanzkreis führen, dem dann diese Abweichungen zugeordnet und durch Ausgleichsenergie ausgeglichen werden. Die Bilanzkreisbetrachtung ist innerhalb einer Regelzone völlig unabhängig von der geografischen oder netztechnischen Lage der einzelnen Ein- und Ausspeisepunkte (Abbildung 36). Dies erlaubt Versorgern eine einfache Zuordnung von neuen Kunden im gesamten Regelzonengebiet zum eigenen Bilanzkreis. Ohne dieses einfache Verfahren, welches bereits in dieser Form eine erhebliche Automatisierung im Bereich der Geschäftsprozesse voraussetzt, wäre ein Endkundenwettbewerb in Deutschland wohl nicht denkbar. In wie fern ein flächendeckender Ausbau intelligenter Zähler sich auf dieses System auswirkt, wird in Abschnitt 5.3 diskutiert.

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

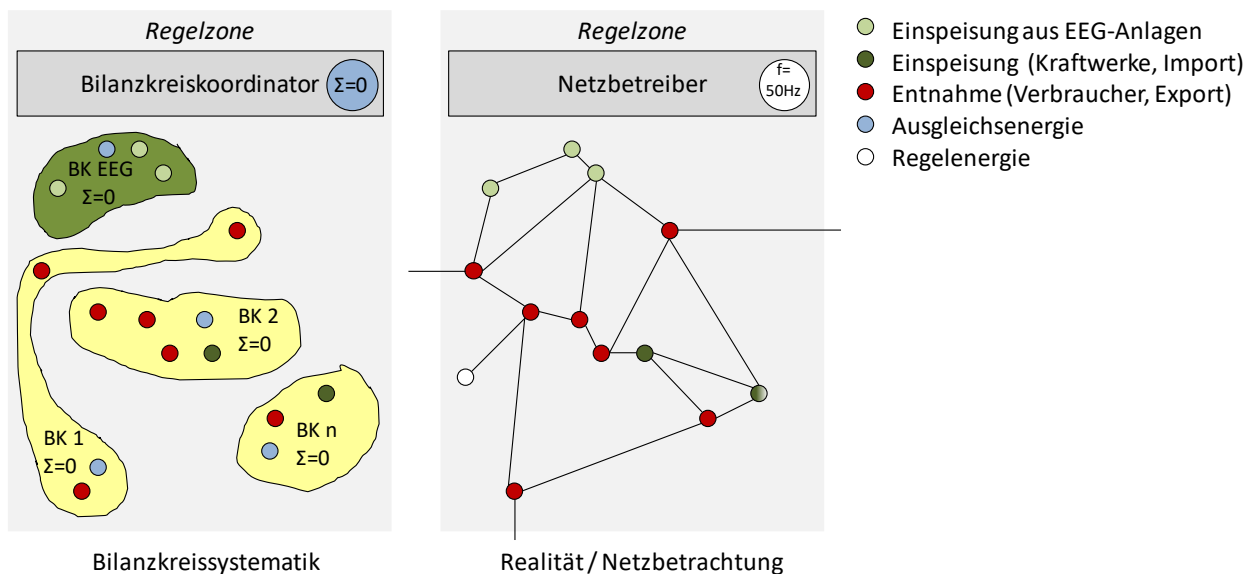


Abbildung 36 Zusammenhang von Bilanzkreis- und Netzbetrachtung

Die Mehrzahl der Marktteilnehmer agiert auf den in Abbildung 37 blau hinterlegten Marktplätzen, um einen ausgeglichenen Fahrplan zu erreichen. Bei vollständigem Portfoliomangement würde der benötigte Kundenlastgang zunächst im Vorfeld durch Terminprodukte (Jahr/Monat/Quartal/Woche) abgebildet. Am Vortag können dann Differenzmengen über den Stundenhandel der EEX, dem momentan liquidesten Markt in Deutschland, beschafft oder veräußert werden. Ein kurzfristiger Ausgleich kann darüber hinaus noch im *Intraday*-Handel erfolgen, bevor spätestens 75 Minuten vor Beginn der Lieferung der endgültige Fahrplanwert an den Netzbetreiber übermittelt werden muss. Alle danach auftretenden Bilanzkreisabweichungen werden durch den Netzbetreiber in Form von Ausgleichsenergie ausgeglichen. Teilweise heben sich gegensätzliche Abweichungen einzelner Bilanzkreise auf. Der verbleibende Saldo muss dann über den Einsatz von Regelenergie vom Netzbetreiber physikalisch beschafft werden. Da der *Intraday*-Handel zu manchen Zeiten nicht über die notwendige Liquidität verfügt, beschaffen die Übertragungsnetzbetreiber für den Ausgleich des EEG-Bilanzkreises zusätzliche EEG-Reserve. Alle Reservearten werden über eine *Pay-As-Bid* Auktion im Vorfeld des *Day-Ahead* Handels beschafft. Dies erhöht die Liquidität im Markt, aber auch die Kosten, da die Marktteilnehmer bei nicht-erfolgreichen Geboten noch am Spotmarkt teilnehmen können [Swider 2006].

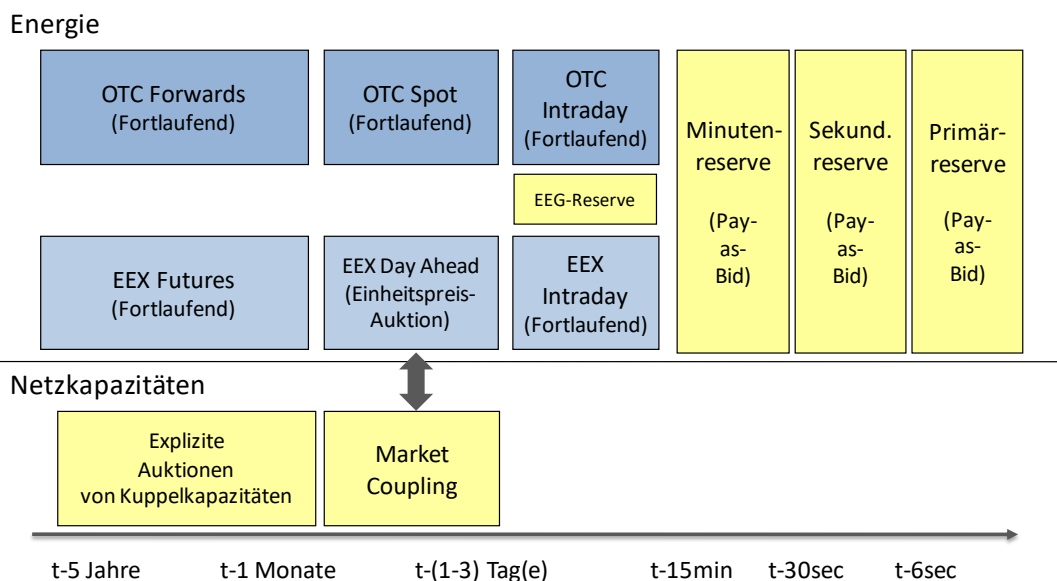


Abbildung 37 Handelsoptionen im deutschen Energiemarkt

Während insbesondere der EEX Markt eine hohe Liquidität und Transparenz aufweist, sind die Regelenenergiemärkte noch nicht sehr liquide und wenig transparent. Wie sich die Preise für Ausgleichsenergie aus den realen Kosten für Regelenenergie zusammensetzen ist bisher nur schwer zu ermitteln, die Bundesnetzagentur versucht hier aber, die Transparenz zu erhöhen⁴⁸. Die Ausgestaltung der Ausgleichsenergiepreise ist auch weiterhin im Fokus der wissenschaftlichen und regulatorischen Diskussion [Vandezande et al. 2009]. Derzeit wird ein Konzept erarbeitet, die europäischen Märkte der drei Börsen *EPEX* (Deutschland/Österreich, Frankreich), *BELPEX/APX-ENDEX* (BeNeLux) und *NORDPOOL* zu koppeln. Im Kern entspricht die Idee des Systems dem in Kapitel 2.3.1.1 beschriebenen *Locational Marginal Pricing*. Da in Europa aber unterschiedliche Börsen zusammengeschaltet werden, gibt es deutlich größere Schwierigkeiten. Zunächst müssen die Auktionsregeln der Börsen harmonisiert werden, insbesondere die Art der Blockgebote und der Zeitpunkt des *Gate Closures* (Letztmögliche Gebotsabgabe). Auch müssen an den verschiedenen Börsen gleiche Mindest- oder Maximalpreise gelten. Ohne diese Harmonisierung können Lastflüsse resultieren, die entlang des Preisgefälles verlaufen anstatt - wie gewünscht - entgegen. Durch die hohe Zahl von Blockgeboten ist die resultierende Optimierungsaufgabe sehr komplex und führt auf ein gemischt-ganzzahliges Problem von erheblicher Dimension. Um den Rechenaufwand in vertretbaren Grenzen zu halten, wird daher zunächst ein *Volume Coupling* eingeführt, eine etwas vereinfachte Version, bei der die Preisfindung nach den (unterschiedlichen) Regeln der einzelnen Börsen erfolgt und nur Lastflüsse zwischen den Marktgebieten angepasst werden, bis die größtmögliche Wohlfahrt erreicht wird. Da hierbei weiterhin kleine Lastflüsse entlang der Preisrichtung entstehen können, wird dieses

⁴⁸ Die Bundesnetzagentur hatte mit Schreiben vom 17. März 2009 die ÜNB aufgefordert, das bestehende einheitliche Modell zur Ausgleichsenergiepreisbildung so zu ergänzen, dass die Umlage aller Arbeitskosten der Regelenenergie auf die BKV ermöglicht wird. http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xbcr/trm_de/Modell_zur_Berechnung_der_Ausgleichspreise_der_4_UeNB.pdf

Methodik nur als Zwischenschritt gesehen, bis die Gebote aller Marktteilnehmer geschlossen in einer einzelnen Auktion zusammengeführt werden können. Hierzu müssen aber zunächst alle Auktionsregeln der Börsen harmonisiert werden⁴⁹. In Abbildung 38 sind die zukünftig gekoppelten Marktgebiete in Europa dargestellt. Die gestrichelten Interkonnektoren verbinden die Marktgebiete Kontinentaleuropas mit dem skandinavischen *NORDPOOL* und werden bereits heute über die *EUROPEAN MARKET COUPLING COMPANY GMBH (EMCC)* vermarktet⁵⁰.

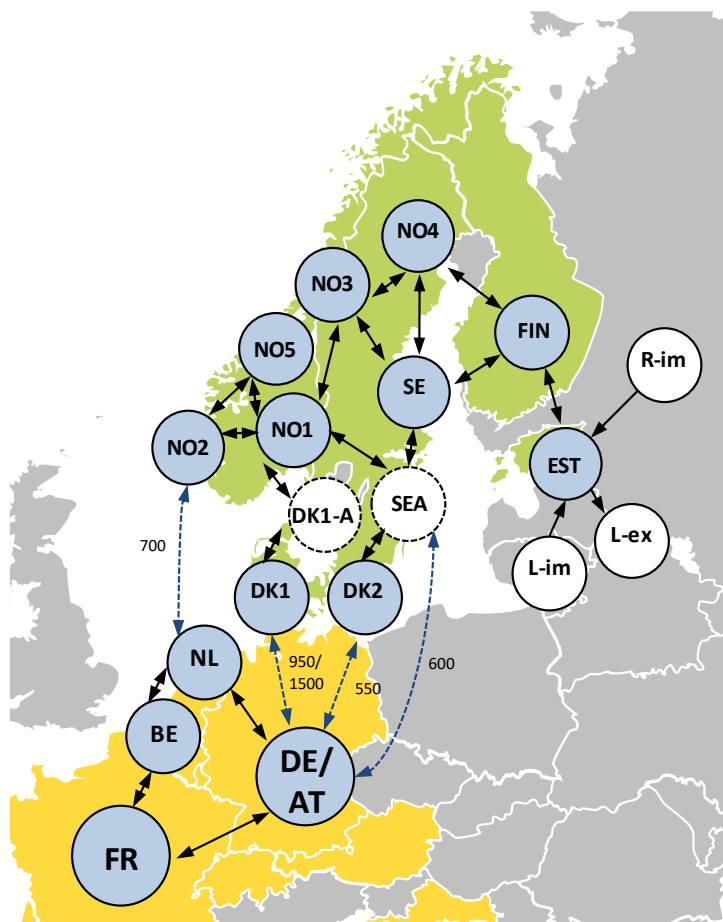


Abbildung 38 Zukünftiges Market Coupling in Europa

2.5.4 Marktentwicklung

Der wichtigste Markt für den physischen Handel von Strom in Mitteleuropa ist der *EPEX* Spotmarkt⁵¹. Hier besteht die Möglichkeit, ein Portfolio, welches zumeist aus größeren Blockprodukten des Terminmarktes besteht, stundengenau zu optimieren. Die Strom-Terminprodukte der *EEX* basieren zudem auf den Preisen des Spotmarktes, so dass der Schlussabrechnungs-

⁴⁹ www.marketcoupling.com

⁵⁰ Die Zahlen geben die maximale Kapazität in MW an.

⁵¹ Vormalig EEX Spot. Die EPEX Spot ist eine Kooperation der EEX in Deutschland und Powernext in Frankreich.

preis eines *Base*-Jahresfutures⁵² dem Mittelwert aller Stunden-Spotpreise des Jahres entspricht.

Der Spotmarkt basiert auf einer geschlossenen *Day-Ahead* Auktion für jede Stunde des Folgetages. Das Handelsvolumen hat seit der Gründung im Jahr 2001 deutlich zugenommen. Durch den neuen Wälzungsmechanismus des EEG kommt es zu einem erneuten Sprung im gehandelten Volumen, so dass Anfang 2010 im Mittel fast 25 Gigawattstunden pro Stunde über den EEX/EPEX Spotmarkt gehandelt wurden (Abbildung 41). Der Preis jeder Stunde wird durch die Zusammenführung aller Gebote ermittelt. Im Gegensatz zu komplexen Kostengebotes nord-amerikanischer Märkte handelt es sich hierbei um reine Preis-Mengen-Tupel. Das Preislimit liegt bei minus bzw. plus 3000 Euro/MWh. Ob ein Marktteilnehmer als Käufer oder Verkäufer auftritt, ist von seiner physischen Position (*Long* oder *Short*) unabhängig. Wenn ein Kraftwerksbetreiber die gesamte Kraftwerkskapazität am Terminmarkt verkauft hat, kann er trotzdem am Spotmarkt als Käufer zu Opportunitätskosten bieten (siehe 3.1.1). Diese entsprechen genau den Kosten, unter denen es sich lohnt, das Kraftwerk zu drosseln und stattdessen die Lieferverpflichtungen des Terminmarktes aus Spotmarktkäufen zu bedienen. Bei hohen Abfahrkosten können diese Opportunitätskosten auch negative Werte annehmen. Seit April 2008 sind daher auch negative Preisgebote zulässig (Abbildung 39). Seit März 2010 dürfen nach [§8 AusglmechAV 2010] die Netzbetreiber die Gebote limitieren, um extrem negative Preisausschläge zu verhindern. Dies führt zu der in Abbildung 39 dargestellten Form der Gebotskurven mit limitierten Geboten im Bereich von -200€/MWh.

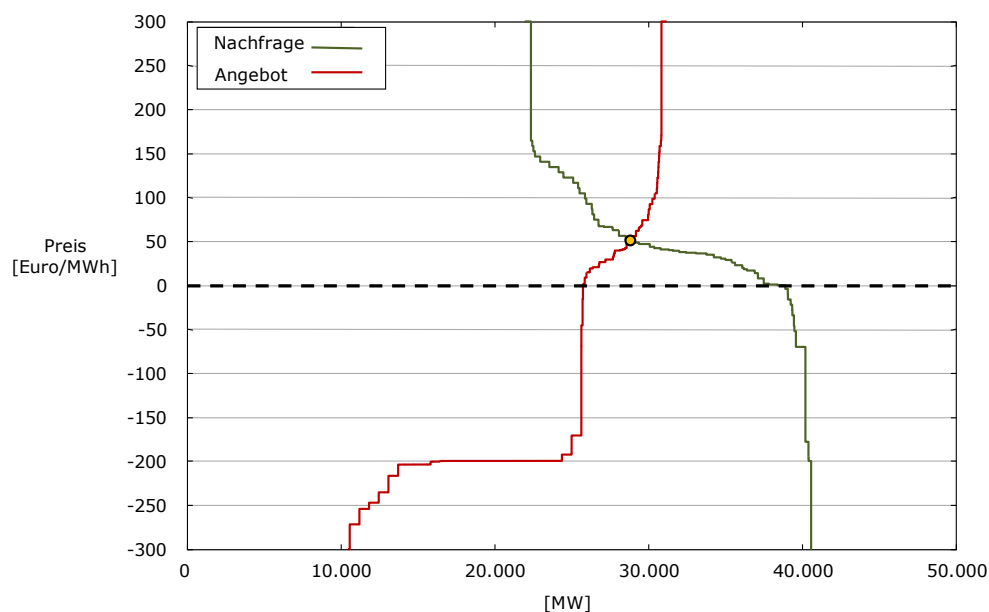


Abbildung 39 Gebotskurve am EEX Spotmarkt für Donnerstag, den 28.01.2010 18-19 Uhr

Die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien hat einen dämpfenden Einfluss auf die Preise, da

⁵² „Phelix Base F1BY Cal“

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

die Angebotsmenge in wind- oder sonnenstarken Stunden deutlich ausgeweitet wird [Sensfuß 2008]. In Abbildung 40 wird dies deutlich. Während der Preis im Mittel dem Verlauf der Nachfrage folgt, überwiegt in windstarken Stunden der preisdämpfende Effekt. Abbildung 40 zeigt diesen Effekt am Beispiel des Preisverlaufs im Januar 2010. Am 28.01. und 30.01. kommt es zu den in Abbildung 57 dargestellten hohen Windeinspeisungen, wodurch die vorzeichenrichtige Summe aus Nachfrage und Einspeisung in unteren Spannungsebenen, also die vertikale Netzlast aus Sicht des Übertragungsnetzes zumindest in den Netzbereichen mit hoher Windeinspeisung deutlich abnimmt. Der Preis an der Strombörse folgt diesem Verlauf der Residuallast sehr deutlich⁵³. Die genauere Untersuchung, welche Auswirkungen eine Zunahme dieser stochastischen Einspeisung auf den Börsenhandel hat, erfolgt in den Modellrechnungen in Kapitel 4.

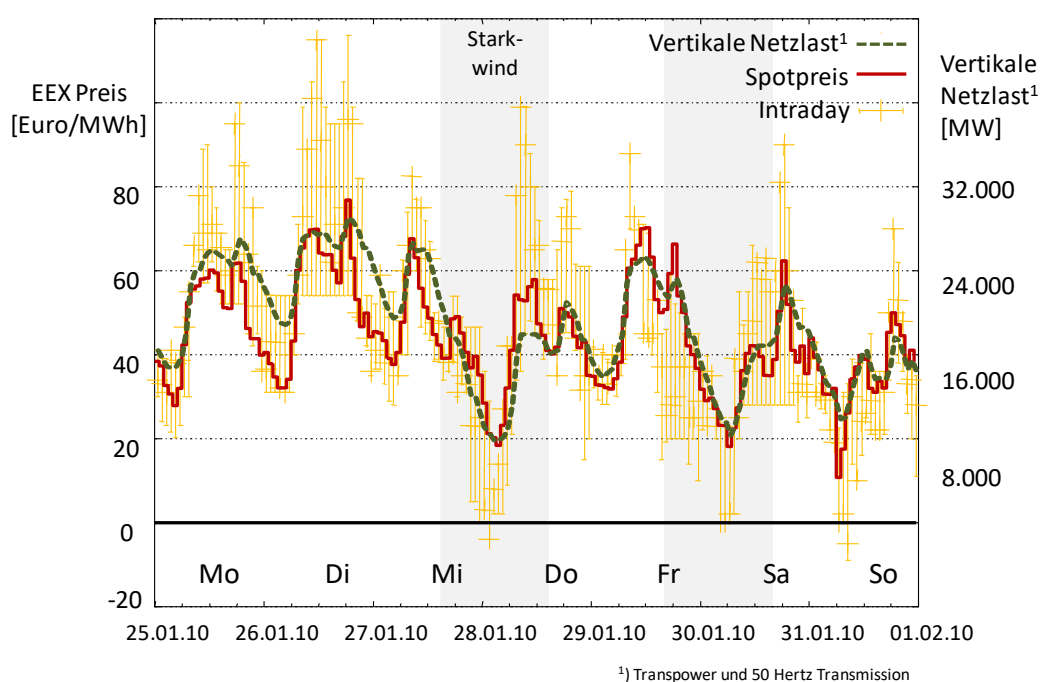


Abbildung 40 Preisverlauf am Spot- und Intradayhandel der EPEX im Januar 2010

Die Börsenpreise basieren in den meisten Stunden auf den kurzfristigen Grenzkosten des teuersten eingesetzten thermischen Kraftwerks⁵⁴. Je nach Kraftwerkspark sind dies meist Steinkohle- und Gaskraftwerke⁵⁵. Bei der üblichen *Mark-to-Market* Bewertung der eingesetzten Brennstoffe unterliegen die Strompreise daher auch den Preisschwankungen der Primärenergien. Diese erreichen mit Ölpreisen von über 140USD/bbl. im Jahr 2008 historische Höchststände. Die Preisentwicklung am Spotmarkt folgt den Preisentwicklungen an den Kohle- und Gasmärkten und erreicht vor Beginn der Wirtschafts- und Finanzkrise Ende 2008 einen Höchststand mit fast 90 Euro/MWh als mittlerem Preis aller Stunden des Monats (Abbildung 41).

⁵³ Für Januar 2010 bei linearer Regression mit einem R^2 von 0,76

⁵⁴ Diese vereinfachende Annahme wird in Kapitel 3 präzisiert.

⁵⁵ Im PJM Markt z.B. in 78% der Stunden Kohle [Monitoring Analytics]

Nach Beginn der Krise sinkt der Strombedarf in Deutschland durch die Rezession deutlich, so dass das Preisniveau wieder auf dem Niveau von 2005 liegt.

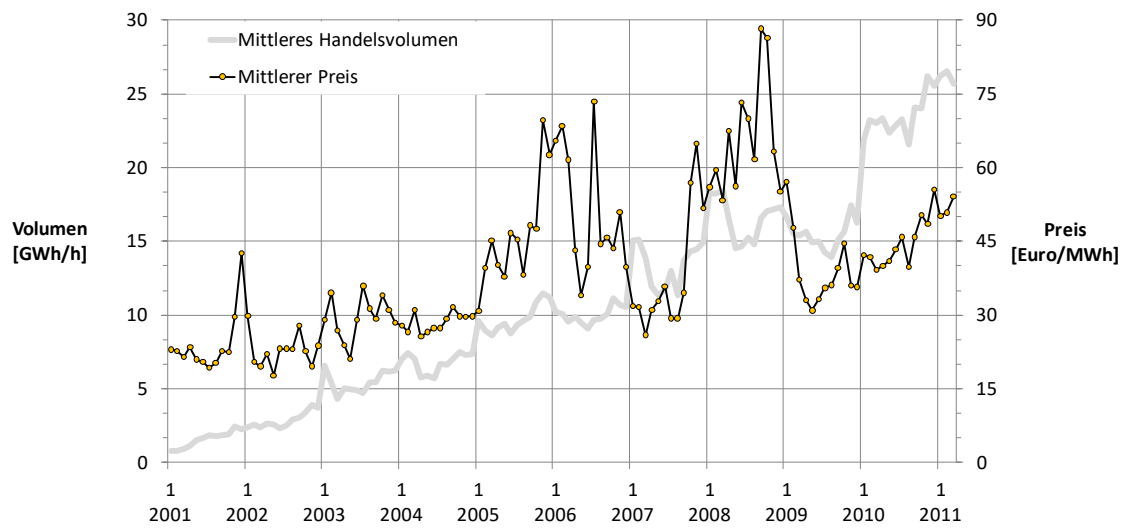


Abbildung 41 Entwicklung des Handelsvolumens und der Preise am EPEX Spotmarkt in Deutschland

Der grenzüberschreitende Stromhandel hat in den letzten Jahren erheblich zugenommen. Die zwischen Deutschland und benachbarten Staaten gehandelte Strommenge hat sich zwischen 1990 und 2007 verdoppelt⁵⁶. Durch eine bessere Nutzung der Grenzkuppelstellen kam es zu einer Harmonisierung der Börsenpreise in Mittel- und Westeuropa. Im September 2010 soll das bestehende *Market Coupling* zwischen Frankreich und den Benelux Staaten auf Deutschland ausgeweitet werden. Gleichzeitig besteht bereits eine Marktkopplung zwischen Deutschland und dänischen Gebieten von *NORDPOOL*. Aufgrund des hohen Anteils an Wasserkraftwerken und noch fehlender Leitungskapazitäten ist der Strompreis in Nordeuropa niedriger⁵⁷, in Italien sind die Börsenpreise u.a. aufgrund fehlender Kraftwerkskapazitäten deutlich höher als in Mitteleuropa (Abbildung 42).

⁵⁶ AG Energiebilanzen 2010

⁵⁷ Ausnahme bilden Jahre mit geringem Wasserangebot in denen das Preisniveau in Nordeuropa deutlich über dem Preisniveau Kontinentaleuropas liegt.

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

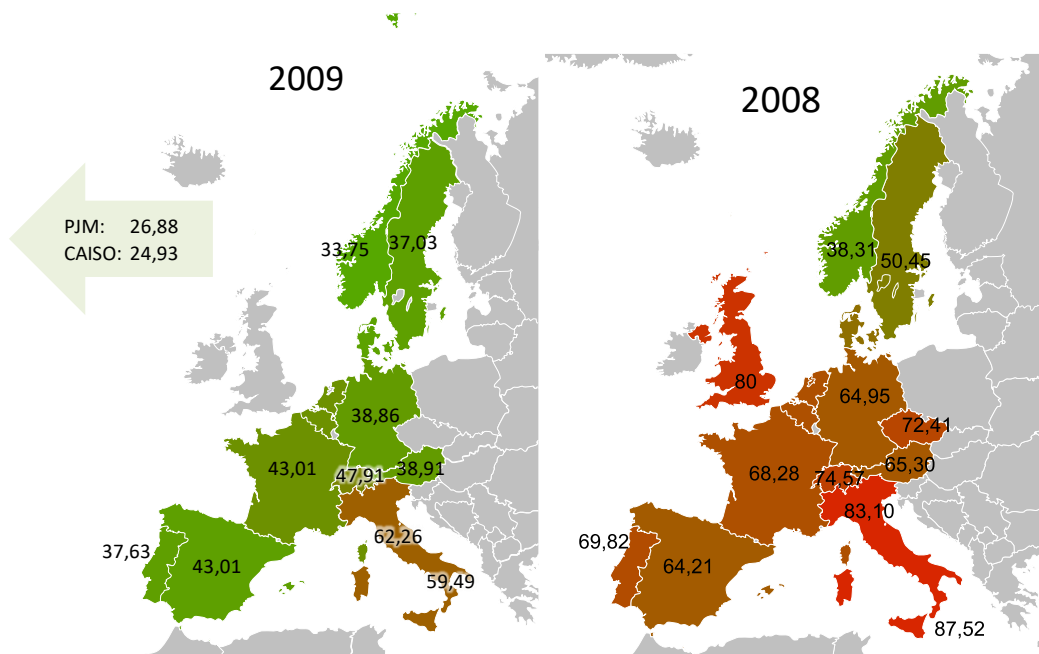


Abbildung 42 Mittlere Spotmarktpreise in Europa 2008 und 2009 [€/MWh]⁵⁸

In Abbildung 42 wird die Bedeutung der preissetzenden Kraftwerke sichtbar, denn trotz des hohen Anteils der Kernenergie in Frankreich liegt der Börsenpreis sowohl 2008 als auch 2009 über dem Preis in Deutschland oder Spanien. Interessant ist die Rolle der Schweiz, die galvanisch zwischen dem hochpreisigen italienischen und moderaten Preisniveau in Mitteleuropa liegt. In den Winterquartalen bestimmt die knappe Erzeugung den Preis wodurch dieser auf das italienische Niveau ansteigt. Im Sommer führt das Mehrangebot aus Speicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss zu einem Angebotsüberschuss, weshalb der Preis auf das Niveau der übrigen mitteleuropäischen Märkte absinkt (Abbildung 43). Im internationalen Vergleich liegen alle europäischen Märkte über dem Preisniveau in den Vereinigten Staaten. So notiert der *PJM* Markt in den Jahren 2008 und 2009 u.a. aufgrund des fehlenden Emissionshandels Preise, die 30 Prozent unter dem Preisniveau der *EPEX SPOT* Deutschland lagen.

⁵⁸ Quellen: EEX, EPEX, Nordpool, OMEL, Gestore Mercato Energetico, Powernext

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

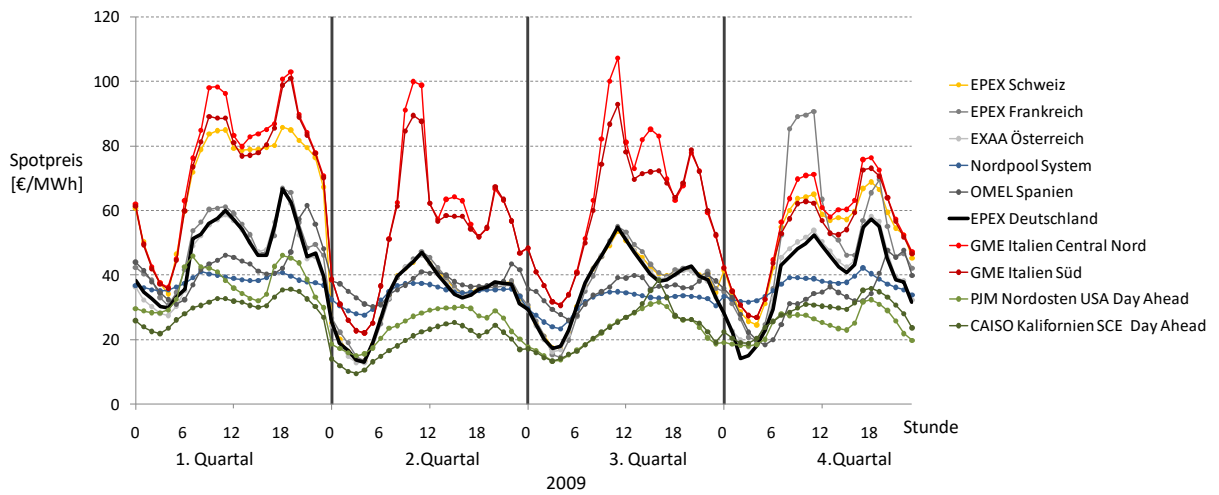


Abbildung 43 Stündliche Spotpreise an internationalen Stromhandelsplätzen

Um die europäische Marktintegration zu untersuchen, wird eine Korrelationsanalyse aller Stundenpreise im Jahr 2009 der wichtigen Europäischen Strombörsen durchgeführt. Da es in allen Märkten zu Preisausreißern kam, wird der Rangkorrelationskoeffizient nach *SPEARMAN* benutzt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 44 dargestellt.

2008	Finnland	Norwegen Süd	Norwegen West	Norwegen Nord	Schweden	Nordpool	Dänemark Ost	Dänemark West	Nordpool KT	Deutschland	Österreich	Schweiz	Frankreich	Italien Nord	Italien Mitte-Nord	Italien Mitte-Süd	Italien Süd	Spanien	Portugal
Finnland	1.00	0.98	0.58	0.95	1.00	0.86	0.86	0.80	0.65	0.64	0.65	0.46	0.56	0.49	0.48	0.51	0.51	0.41	0.36
Norwegen Süd	0.98	1.00	0.60	0.96	0.99	0.87	0.85	0.78	0.63	0.62	0.63	0.45	0.54	0.47	0.46	0.49	0.49	0.41	0.36
Norwegen West	0.58	0.60	1.00	0.58	0.58	0.83	0.40	0.30	0.28	0.28	0.28	0.28	0.27	0.27	0.26	0.27	0.26	0.50	0.51
Norwegen Nord	0.95	0.96	0.58	1.00	0.95	0.85	0.83	0.76	0.61	0.60	0.61	0.43	0.52	0.44	0.43	0.45	0.45	0.38	0.34
Schweden	1.00	0.99	0.58	0.95	1.00	0.87	0.86	0.80	0.65	0.64	0.65	0.46	0.56	0.49	0.48	0.51	0.51	0.42	0.36
Nordpool	0.86	0.87	0.83	0.85	0.87	1.00	0.73	0.67	0.61	0.59	0.60	0.52	0.56	0.50	0.48	0.48	0.48	0.50	0.47
Dänemark Ost	0.86	0.85	0.40	0.83	0.86	0.73	1.00	0.89	0.77	0.74	0.76	0.55	0.65	0.59	0.58	0.60	0.60	0.41	0.33
Dänemark West	0.80	0.78	0.30	0.76	0.80	0.67	0.89	1.00	0.84	0.80	0.81	0.62	0.72	0.62	0.62	0.62	0.62	0.39	0.30
Nordpool KT	0.65	0.63	0.28	0.61	0.65	0.61	0.77	0.84	1.00	0.94	0.96	0.85	0.92	0.81	0.80	0.77	0.77	0.48	0.39
Deutschland	0.64	0.62	0.28	0.60	0.64	0.59	0.74	0.80	0.94	1.00	0.96	0.86	0.91	0.81	0.80	0.77	0.77	0.47	0.38
Österreich	0.65	0.63	0.28	0.61	0.65	0.60	0.76	0.81	0.96	0.96	1.00	0.89	0.92	0.83	0.82	0.79	0.79	0.48	0.40
Schweiz	0.46	0.45	0.28	0.43	0.46	0.52	0.55	0.62	0.85	0.86	0.89	1.00	0.90	0.85	0.84	0.77	0.77	0.50	0.43
Frankreich	0.56	0.54	0.27	0.52	0.56	0.56	0.65	0.72	0.92	0.91	0.92	0.90	1.00	0.82	0.81	0.77	0.76	0.53	0.44
Italien Nord	0.49	0.47	0.27	0.44	0.49	0.50	0.59	0.62	0.81	0.81	0.83	0.85	0.82	1.00	0.98	0.94	0.94	0.54	0.43
Italien Mitte-Nord	0.48	0.46	0.26	0.43	0.48	0.48	0.58	0.62	0.80	0.80	0.82	0.84	0.81	0.98	1.00	0.96	0.95	0.55	0.44
Italien Mitte-Süd	0.51	0.49	0.27	0.45	0.51	0.48	0.60	0.62	0.77	0.77	0.79	0.77	0.77	0.94	0.96	1.00	1.00	0.55	0.44
Italien Süd	0.51	0.49	0.26	0.45	0.51	0.48	0.60	0.62	0.77	0.77	0.79	0.77	0.77	0.94	0.95	1.00	1.00	0.56	0.44
Spanien	0.41	0.41	0.50	0.38	0.42	0.50	0.41	0.39	0.48	0.47	0.48	0.50	0.53	0.54	0.55	0.55	0.56	1.00	0.85
Portugal	0.36	0.36	0.51	0.34	0.36	0.47	0.33	0.30	0.39	0.38	0.40	0.43	0.44	0.43	0.44	0.44	0.44	0.85	1.00

2009	Finnland	Norwegen Süd	Norwegen West	Norwegen Nord	Schweden	Nordpool	Dänemark Ost	Dänemark West	Nordpool KT	Deutschland	Österreich	Schweiz	Frankreich	Italien Nord	Italien Mitte-Nord	Italien Mitte-Süd	Italien Süd	Spanien	Portugal
Finnland	1.00	0.57	0.53	0.59	1.00	0.83	0.90	0.89	0.84	0.79	0.81	0.76	0.77	0.64	0.62	0.62	0.57	0.44	0.40
Norwegen Süd	0.57	1.00	0.91	0.97	0.57	0.87	0.43	0.52	0.39	0.35	0.38	0.35	0.36	0.30	0.27	0.27	0.24	0.27	0.28
Norwegen West	0.53	0.91	1.00	0.92	0.53	0.88	0.42	0.51	0.39	0.36	0.37	0.36	0.37	0.27	0.24	0.24	0.21	0.26	0.27
Norwegen Nord	0.59	0.97	0.92	1.00	0.59	0.88	0.45	0.54	0.41	0.37	0.40	0.37	0.38	0.33	0.30	0.29	0.27	0.28	0.29
Schweden	1.00	0.57	0.53	0.59	1.00	0.83	0.91	0.89	0.84	0.79	0.82	0.76	0.77	0.64	0.62	0.62	0.57	0.45	0.41
Nordpool	0.83	0.87	0.88	0.88	0.83	1.00	0.73	0.79	0.69	0.64	0.67	0.63	0.64	0.52	0.49	0.49	0.44	0.40	0.39
Dänemark Ost	0.90	0.43	0.42	0.45	0.91	0.73	1.00	0.89	0.93	0.87	0.90	0.85	0.86	0.69	0.67	0.67	0.60	0.47	0.42
Dänemark West	0.89	0.52	0.51	0.54	0.89	0.79	0.89	1.00	0.88	0.82	0.85	0.79	0.81	0.67	0.65	0.64	0.60	0.47	0.42
Nordpool KT	0.84	0.39	0.39	0.41	0.84	0.69	0.93	0.88	1.00	0.92	0.96	0.91	0.94	0.75	0.74	0.73	0.66	0.52	0.46
Deutschland	0.79	0.35	0.36	0.37	0.79	0.64	0.87	0.82	0.92	1.00	0.93	0.88	0.90	0.73	0.71	0.71	0.64	0.49	0.43
Österreich	0.81	0.38	0.37	0.40	0.82	0.67	0.90	0.85	0.96	0.93	1.00	0.94	0.95	0.76	0.75	0.75	0.67	0.51	0.45
Schweiz	0.76	0.35	0.36	0.37	0.76	0.63	0.85	0.79	0.91	0.88	0.94	1.00	0.95	0.71	0.69	0.69	0.61	0.49	0.44
Frankreich	0.77	0.36	0.37	0.38	0.77	0.64	0.86	0.81	0.94	0.90	0.95	0.95	1.00	0.75	0.73	0.73	0.65	0.55	0.50
Italien Nord	0.64	0.30	0.27	0.33	0.64	0.52	0.69	0.67	0.75	0.73	0.76	0.71	0.75	1.00	0.97	0.97	0.90	0.49	0.43
Italien Mitte-Nord	0.62	0.27	0.24	0.30	0.62	0.49	0.67	0.65	0.74	0.71	0.75	0.69	0.73	0.97	1.00	1.00	0.93	0.49	0.43
Italien Mitte-Süd	0.62	0.27	0.24	0.29	0.62	0.49	0.67	0.64	0.73	0.71	0.75	0.69	0.73	0.97	1.00	1.00	0.94	0.49	0.43
Italien Süd	0.57	0.24	0.21	0.27	0.57	0.44	0.60	0.60	0.66	0.64	0.67	0.61	0.65	0.90	0.93	0.94	1.00	0.47	0.41
Spanien	0.44	0.27	0.26	0.28	0.45	0.40	0.47	0.47	0.52	0.49	0.51	0.49	0.55	0.49	0.49	0.49	0.47	1.00	0.94
Portugal	0.40	0.28	0.27	0.29	0.41	0.39	0.42	0.42	0.46	0.43	0.45	0.44	0.50	0.43	0.43	0.43	0.41	0.94	1.00

Abbildung 44 Korrelation zwischen den Europäischen Strommärkten im Stundenhandel 2008 und 2009

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

Aus der Korrelationsanalyse wird erkenntlich, dass die vier großen Zonen: Mitteleuropa, Nordeuropa, Iberische Halbinsel und Italien noch nicht vollständig korrelieren und hier noch kein vollständiger Binnenmarkt existiert. In Mitteleuropa ist jedoch schon deutlich ein gemeinsamer Markt erkennbar und die Marktpreise in Deutschland weisen bereits eine sehr hohe Korrelation mit den Märkten der Nachbarländer auf. Auch wenn das Thema Marktmacht nicht im Fokus dieser Arbeit steht, so ist doch erkennbar, dass der für solche Betrachtungen relevante Markt deutlich über die Landesgrenzen hinausreicht. Zumindest in Schwach- und Mittellastzeiten besteht daher zwischen den gut korrelierenden Märkten die Möglichkeit, Strommengen aus Erneuerbaren Energien auszutauschen. Neben dem Markt für Fahrplanlieferungen, der bis zu 45 Minuten vor Lieferbeginn gehandelt werden kann, existiert zusätzlich der Markt für Regelleistung und -energie. Die Regelleistungen werden über eine einheitliche Plattform im Voraus ausgeschrieben und auktioniert⁵⁹. Zusätzlich kann der Netzbetreiber auch im Bereich von einigen Stunden EEG-Reserve ausschreiben um zusätzliche Kapazitäten vorhalten zu können. Primär- und Sekundärregelung werden monatlich ausgeschrieben, die Ausschreibung von Minutenreserve erfolgt in 4-Stunden-Blöcken am Vortag. Der Handelsschluss liegt hierbei vor dem der Strombörse, so dass eine hohe Liquidität gewahrt wird. Die langen Ausschreibungszeiträume von Primär- und Sekundärleistung verhindern kurzfristige Preisreaktionen bei Engpässen. Das exakte Marktvolumen zu bestimmen ist schwierig, da aufgrund des *Pay-As-Bid* Verfahrens alle bezuschlagten Gebote einzeln betrachtet werden müssen. Über die Ausgleichsenergiepreise und die eingesetzten Energiemengen kann das Marktvolumen jedoch abgeschätzt werden und beläuft sich auf ca. 1Mrd. Euro pro Jahr und somit ca. 20 Prozent des EPEX Spotmarktes (5,4 Mrd. Euro 2009) [Bundesnetzagentur 2009].

Durch den erheblichen Zubau Erneuerbarer Energien steigen die Kosten hierfür jedoch erheblich an, im Netzgebiet der Transpower haben sich die Kosten für Regelenergie von 2007 bis 2009 um über 20 Prozent erhöht. Vor allem die negative Regelenergie, vor einigen Jahren noch de facto kostenlos, führt nun zu erheblichen Kosten. Insbesondere die Arbeitspreise für negative Minutenreserve sind deutlich gestiegen (Abbildung 46). Ein extremes Beispiel stellt hier die bereits beschriebene Starkwindsituation im Dezember 2009 dar. Hier steigen die Kosten allein durch den Abruf von negativer Regelenergie im Vergleich zum Jahresdurchschnitt um über 66 Prozent⁶⁰. Dieser Effekt führt zu einer Erhöhung der indirekten EEG-Kosten [Erdmann 2008], da die Kosten des EEG-Bilanzkreises auf alle Netznutzer umgelegt werden. Das *Pay-As-Bid* System begünstigt strategische Gebote. Eine angespannte Marktsituation wie am 25.12.2009 führt dazu, dass Marktteilnehmer sukzessive ihre Gebote erhöhen, um so die Preisunterschiede auszugleichen, wie sie an diesem Tag vorkamen. Die Marktteilnehmer mit den strategisch besten Geboten erhalten Vergütungen von über 150 Euro pro vorgehaltenes

⁵⁹ www.regelleistung.net

⁶⁰ Jahreswerte aus [Bundesnetzagentur 2009], geteilt durch 365 Tage

Megawatt **negativer** Minutenreserveleistung pro Stunde während andere Marktteilnehmer für die gleiche Dienstleistung lediglich 30 Euro/MW/h erhalten. Mittelfristig sollten derartig hohe Preise für negative Regelleistung jedoch keinen Bestand haben, da kostengünstigere Methoden der Stromvernichtung bestehen und nur durch die Marktteilnehmer genutzt werden müssen.

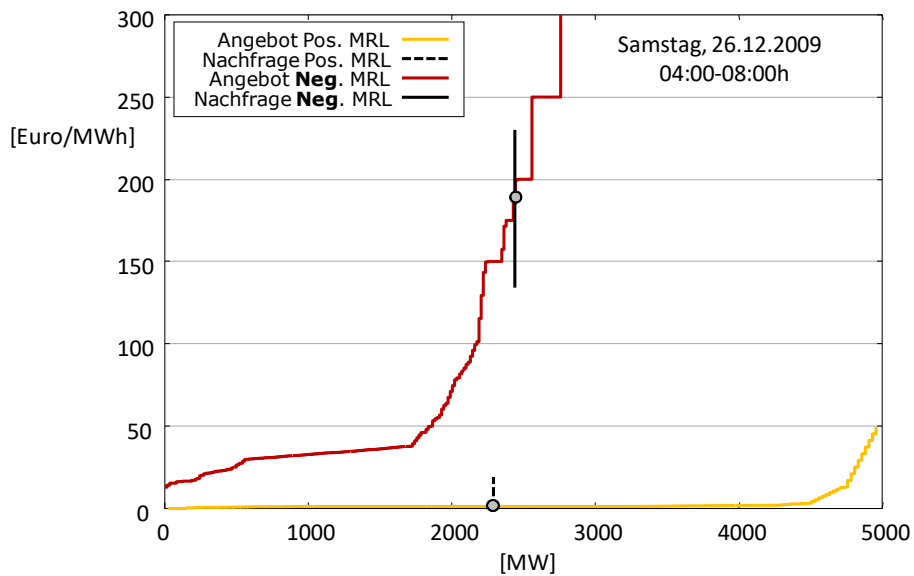
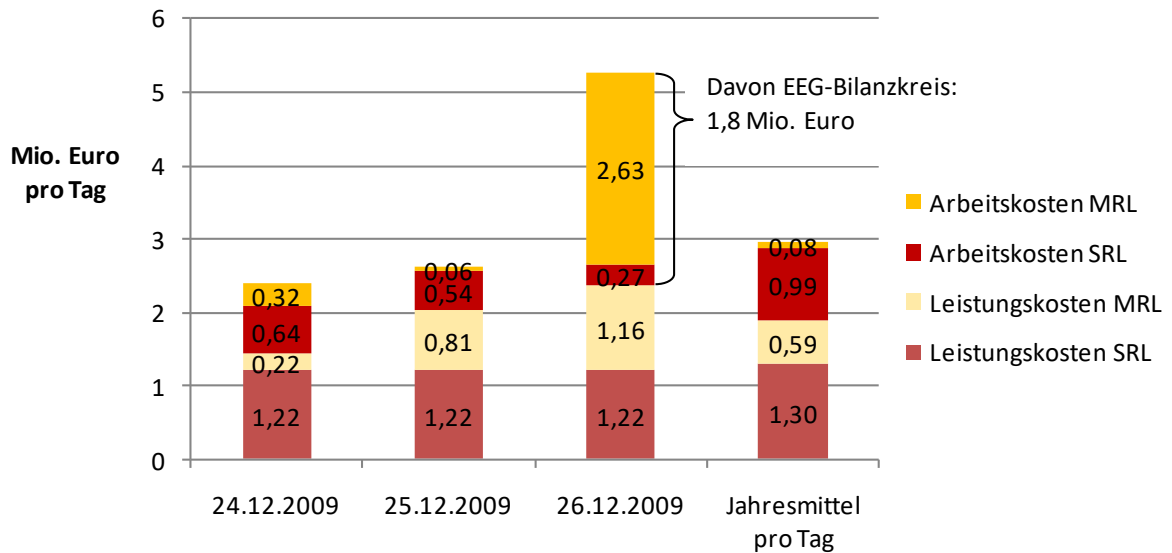


Abbildung 45 Regellenergiekosten bei Starkwindsituationen

2 Handelsplätze und Marktstrukturen

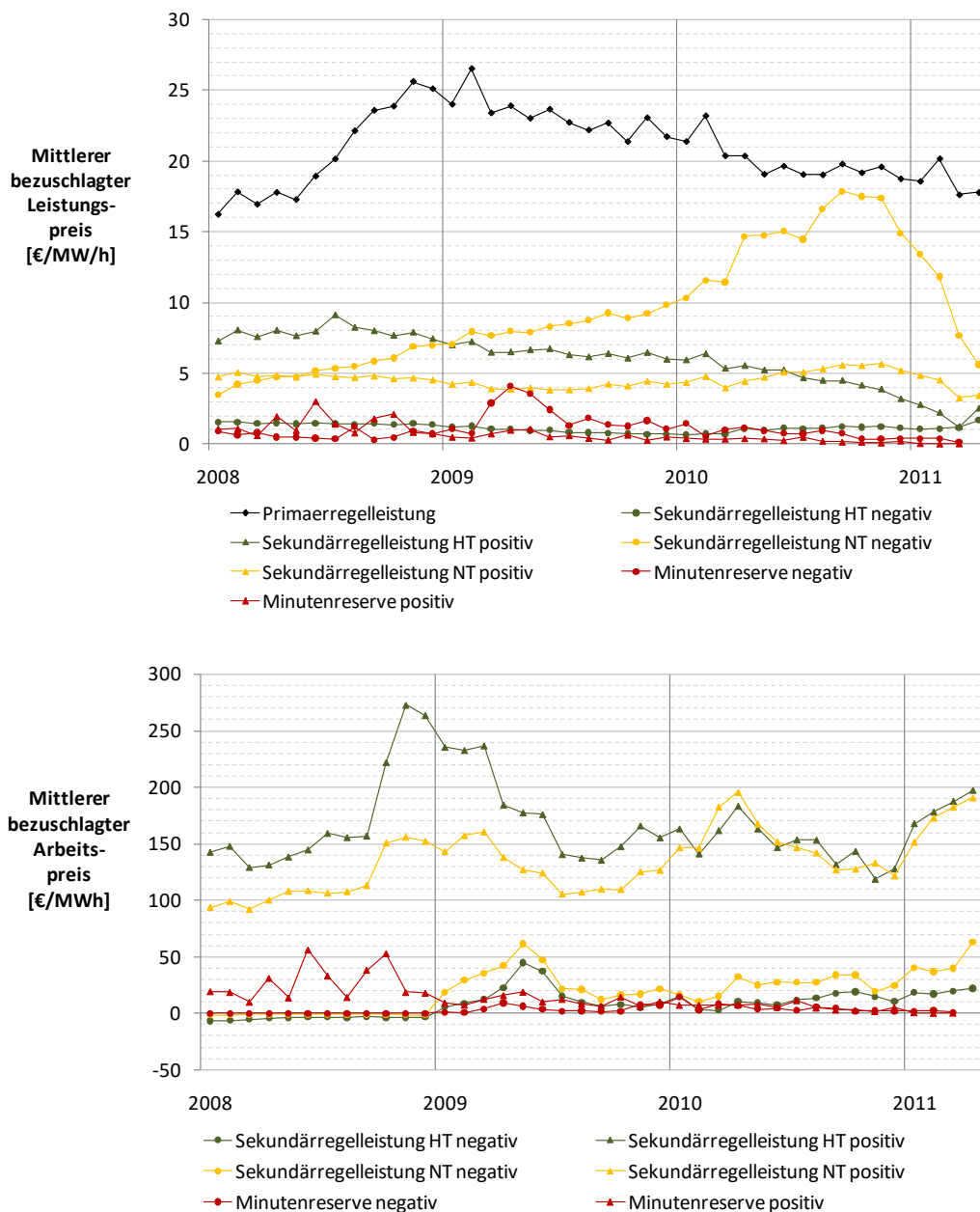


Abbildung 46 Marktentwicklung des Regelleistungsmarktes in Deutschland

3 Marktteilnehmer

Unabhängig davon, wie der im vorigen Kapitel beschriebene regulatorische Rahmen des Strommarktes ausgestaltet ist, wird jeder Marktteilnehmer versuchen, seinen persönlichen Nutzen unter gegebenen Rahmenbedingungen zu optimieren. Ob hierdurch auch, wie von Adam Smith beschrieben, durch das Walten der „unsichtbaren Hand“ der volkswirtschaftliche Gesamtnutzen optimiert wird, hängt stark von den regulatorischen Spielregeln des Marktes ab.

In den folgenden Abschnitten sollen die rationalen Strategien der unterschiedlichen Marktakteure beschrieben werden. Die drei wichtigsten Gruppen bilden hierbei naturgemäß die Kraftwerksbetreiber, die Netzbetreiber sowie die Verbraucher. Als vierten Punkt werden explizit Speicherbetreiber betrachtet, da sie sowohl als Anbieter als auch als Nachfrager auf dem Markt auftreten können. Der Netzbereich als reguliertes natürliches Monopol wird an dieser Stelle ausgeklammert, als wichtige Alternative zum Bau von Speichern wird hierauf aber in Kapitel 5.2 näher eingegangen.

3.1 Kraftwerksbetreiber

In der „alten Welt“ mit vielen Gebietsmonopolen konnte in der Realität eine volkswirtschaftliche Optimierung durchgeführt werden, wie sie auch in den späteren Modellrechnungen Anwendung finden wird. Da der monopolistische Kraftwerksbetreiber den Kraftwerkspark und -einsatz frei bestimmen konnte, war das primäre Ziel die Minimierung der Gesamtkosten der Erzeugung. Ziel der Optimierung war daher die kostenminimale Lastdeckung mit Hilfe der zur Verfügung stehenden Kraftwerkstypen. Unter Vernachlässigung aller komplexerer nicht-linearer Restriktionen, wie sie weiter unten beschrieben werden, entsprechen die Gesamtkosten eines Kraftwerks den annuitätischen Kapitalkosten zusätzlich der Volllaststundenzahl multipliziert mit den spezifischen variablen Kosten. Je höher die Zahl der Volllaststunden, desto eher werden Kraftwerke mit hohen Kapitalkosten wirtschaftlich. Die Volllaststunden, bei denen es zu einem Wechsel der Erzeugungstechnologie kommt, sind in Abbildung 47 mit t_1 und t_2 bezeichnet.

3 Marktteilnehmer

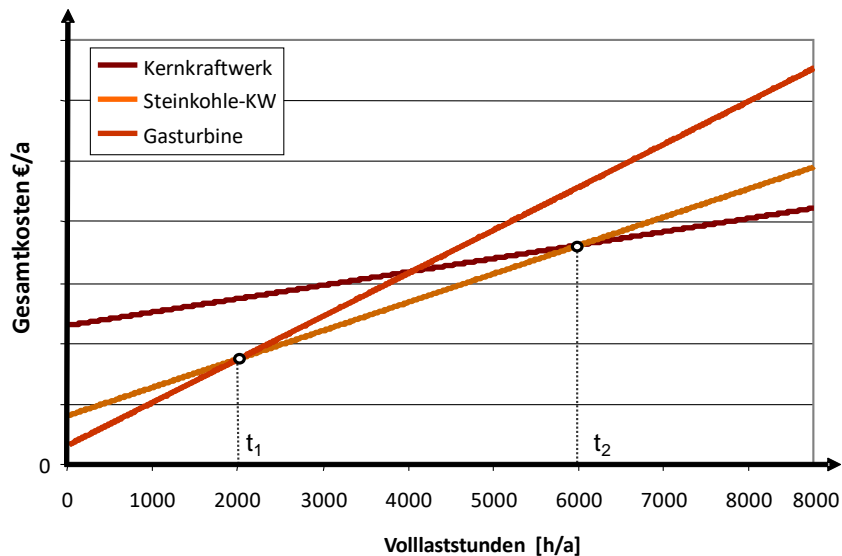


Abbildung 47 Vollkosten unterschiedlicher Kraftwerkstypen bei linearer Betrachtung

Anhand der Jahresdauerlinie der Nachfrage, wie sie anhand der vertikalen Netzlast in der 50HERTZ Regelzone in Abbildung 48 dargestellt ist, kann die optimal zu installierende Kraftwerkskapazität bestimmt werden. Je steiler die Nachfragekurve verläuft, desto höher ist nach diesem einfachen Modell der Bedarf an flexiblen Mittellastkraftwerken. Im freien Wettbewerb existiert diese planwirtschaftliche Steuerung nicht, hier müssen die Kraftwerksbetreiber allein anhand wettbewerblicher Marktpreise beurteilen, ob eine Investition sinnvoll ist. Welche Auswirkungen dies auf die Investitionsbereitschaft hat, wird in Abschnitt 5.1.2 diskutiert, zunächst aber soll nur die grundsätzliche Gebotsstrategie der Marktteilnehmer erläutert werden.

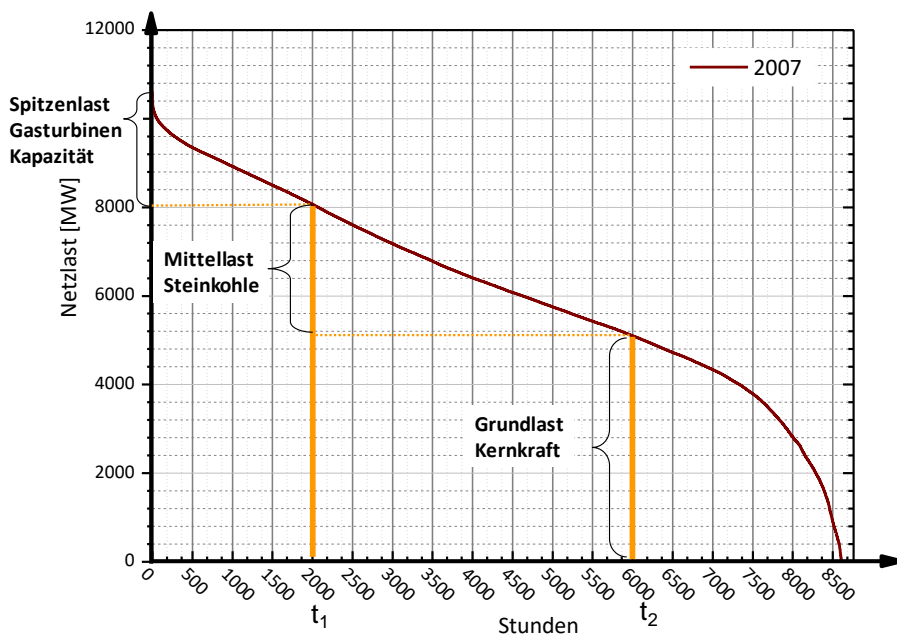


Abbildung 48 Jahresdauerlinie und Kraftwerkskapazität

3.1.1 Fossile Kraftwerke

Je nach Marktdesign bestehen für Kraftwerksbetreiber im liberalisierten Markt mehrere Möglichkeiten, ein Kraftwerk zu vermarkten. In Europa ist es den Kraftwerksbetreibern in den meisten Ländern freigestellt, ihre Kapazitäten bilateral oder über eine Börse zu vermarkten, solange sie keine strategische Kapazitätszurückhaltung betreiben. Bilateraler Handel kann auch bedeuten, dass sie den Strom ohne weitere Großhändler direkt an eigene Endkunden weiterverkaufen. Alternativ können sie den Strom am Spotmarkt verkaufen, in einigen Märkten ist dies auch verpflichtend⁶¹. Da immer mehr Kunden die Möglichkeit nutzen, ihr Portfolio mit Spotmarktprodukten zu vervollständigen, kann es auf Dauer keine systematischen Preisabweichungen zwischen Termin- und Spotmarktpreisen geben, die über fundamentale Faktoren wie Risikoprämien und Zinskosten („*Cost-of-Carry*“) hinausgehen.

Die Preis-Mengen-Gebote der Kraftwerksbetreiber sind für die Preisfindung am Spotmarkt von entscheidender Bedeutung. Es gibt viele Untersuchungen zum Gebotsverhalten von Marktteilnehmern im Spotmarkt [Hirschhausen et al. 2007; Melzian 2008; Mirbach et al. 2008; Sensfuss 2008; Swider 2006]. Aufgrund der hohen Konzentration werden teilweise Oligopol-Modelle zur Abbildung strategischen Verhaltens angewandt, im Folgenden wird aber von vollständigem BERTRAND -Wettbewerb ausgegangen, d.h. im Gleichgewicht bieten alle Marktteilnehmer ihre kurzfristigen variablen Kosten.

Je nach Ausgestaltung des Marktes kann die Bestimmung der Grenzkosten sehr kompliziert sein, wenn die Informationen zwischen Marktteilnehmern und Marktbetreiber asymmetrisch verteilt sind. Im deutschen Spotmarkt hat der Teilnehmer zwei Möglichkeiten der Gebotsabgabe:

- Unlimitierte Gebote Hierdurch kann er (fast) sicher sein, das Kraftwerk betreiben zu können, muss aber jeden Marktpreis akzeptieren.
- Limitierte Gebote Hierdurch kann der Marktteilnehmer den Preis absichern, kann aber den Kraftwerkseinsatz nur prognostizieren.

Insbesondere der zweite Punkt stellt das größte Problem dar. Wenn der Marktteilnehmer den Kraftwerkseinsatz im Vorherein nicht kennt, kann er die Anfahrkosten nicht bestimmen und läuft Gefahr, durch kurze An- oder Abfahrvorgänge hohe Verluste zu realisieren. In einigen Modellen wird daher der Kraftwerkseinsatz anhand von Preisprognosen abgeschätzt und die Anfahrkosten auf die erwarteten zusammenhängenden Betriebsstunden verteilt. Für die erwarteten Stillstandsstunden werden die Gebote um mögliche vermiedene Anfahrkosten reduziert [Mirbach et al. 2008; Sensfuss 2008]. Letzteres birgt aber die Gefahr, nur in einigen Stunden der Stillstandszeit den Zuschlag zu erhalten und sehr hohe Anfahrkosten anfallen oder

⁶¹ So haben Kraftwerke, die im PJM Markt nicht am zentralen Spotmarkt teilnehmen, keine Ansprüche auf Erlöse im Kapazitätsmarkt

3 Marktteilnehmer

Mindestbetriebs oder –stillstandszeiten nicht eingehalten werden können.

In Systemen mit zentralem *Dispatch* übermitteln die Kraftwerksbetreiber die wichtigsten Kenngrößen für Anfahrkosten, so dass der Systembetreiber den optimalen Einsatz ermitteln kann. Hierbei besteht das Problem der nötigen Prognose nicht, der Systembetreiber muss aber sicherstellen, dass der Marktteilnehmer die korrekten Kostendaten übermittelt.

Zusätzlich zu den Brennstoff- und Anfahrkosten fließen noch weitere Bestandteile in die Kalkulation der kurzfristigen variablen Kosten ein. Da der Kraftwerksbetreiber eine Lieferverpflichtung eingeht, muss er eine Risikoprämie verlangen für den Fall, dass das Kraftwerk nicht zur Verfügung steht und er kurzfristig Strom vom *Intraday*-markt beschaffen oder Ausgleichsenergie beziehen muss, wobei beides mit höheren Kosten verbunden sein kann [Mirbach et al. 2009]. Bei regelfähigen Kraftwerken muss der Kraftwerksbetreiber zusätzlich entscheiden, ob und mit welchem Gebot er am Regelenenergiemarkt teilnimmt. Aufgrund der Ausgestaltung als *Pay-As-Bid* Markt ist hier strategisches Verhalten von größerer Bedeutung.

In Märkten ohne zusätzliche Erlösmöglichkeiten aus Kapazitätsmärkten oder ähnlichen Märkten⁶² müssen die Erlöse dieser Märkte ausreichen um die Kapitalkosten des Kraftwerks zu decken. Für die Bewertung des Markteinstiegs muss der neue Marktteilnehmer daher die Preise abschätzen und den Erlös eines neuen Kraftwerks bestimmen. Im einfachen Fall ist dies die Fläche einer geordneten Preisdauerlinie oberhalb der durchschnittlichen Grenzkosten des Kraftwerks. Aufgrund der einheitlichen Preiszone ist es derzeit noch für Kraftwerke sinnvoll, den Standort bei gegebenem Netzanschluss nach Kosten der Primärenergie (Kohle, Gas) auszuwählen, nicht jedoch nach Kriterien möglicher Netzengpässe. Hier könnte jedoch in Zukunft ein verursachergerechtes Netzentgelt für die Engpassbewirtschaftung eingeführt werden.

Die Betrachtung von Handlungsflexibilitäten im Verlauf der Projektlaufzeit führt zu einer Kraftwerksbewertung mit Hilfe der Realloptionstheorie. Da dies jedoch analog auch für Speicher gilt, soll in dem späteren Kapitel näher darauf eingegangen werden.

Die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung hat zu einem deutlichen Zubau dezentraler KWK-Anlagen geführt. Aufgrund der derzeitigen Fördermechanismen und häufig fehlenden thermischen Speichern fahren diese Anlagen meist rein wärmegeführt und reagieren daher nicht auf sich ändernde Spotmarktpreise. Diese nicht-marktbasierte Fahrweise stellt zunehmend Probleme für Netzbetreiber dar, da diese Anlagen nicht am Netzregelverbund teilnehmen. Ohne Fördermittel sind diese Kleinanlagen gegenüber getrennter Erzeugung von Strom im GuD-Kraftwerk und Wärme im dezentralen Brennwertkessel derzeit nicht wirtschaftlich. Auch aus ökologischer Sicht bietet die getrennte Erzeugung längerfristig eine bessere Perspektive [Erdmann & Dittmar 2010].

⁶² Regelleistung (*Operating Reserves*), Schwarzstartfähigkeit etc.

3.1.2 Erneuerbare Energien

Kraftwerke Erneuerbarer Energien ohne Speichermöglichkeit weisen sehr geringe Grenzkosten auf, einmal installiert sind die Energiekosten vernachlässigbar. Unter Vernachlässigung betriebsabhängiger Kosten für Wartung und Reparatur sind die kurzfristigen Stromgestehungskosten Null. Bei Teilnahme am Spothandel ist das rationale Gebot daher ebenfalls Null, d.h. ein Betreiber einer Windturbine wird diese erst bei negativen Preisen abschalten und ansonsten jeden positiven Preis akzeptieren. Bei vollständiger Teilnahme am Fahrplanhandel müsste er zusätzlich die Kosten für Ausgleichsenergie aufgrund von Prognosefehlern und ¼-stündlichen Rampen einkalkulieren oder aber *Hedging*-Maßnahmen treffen. In Deutschland sind Anlagen mit Vergütung nach EEG vom Fahrplanhandel ausgenommen, nur auf expliziten Wunsch des Anlagenbetreibers nach Direktvermarktung kann dieser am regulären Fahrplanhandel ohne zusätzliche Vergütung teilnehmen. Dies ist bisher nur in einigen Wochen des Jahres 2008 lukrativ gewesen. Ansonsten muss der Übertragungsnetzbetreiber alle Strommengen von EEG Anlagen in seinem Netzgebiet aufnehmen und dem EEG-Bilanzkreis zuordnen. Die Strommengen müssen dann über den Spotmarkt der EEX vermarktet werden. Da der Übertragungsnetzbetreiber nach [§8(4) AuslmechAV 2010] das Recht erhält, mit Anlagenbetreibern Abschaltverträge zu schließen, liegt das rationale Gebot nun bei dem negativen Wert der Vergütung⁶³. Dies ist auch in Abbildung 39 erkennbar, wobei hier das Gebot etwas niedriger bei -200€/MWh lag. Das rationale Verhalten eines Marktteilnehmers ist also die Stromproduktion bei positiven Preisen (unabhängig vom Marktdesign) und die Abschaltung bei Preisen unterhalb der negativen Vergütung oder bei Null (abhängig vom Marktdesign).

Die Investitionsentscheidung hängt bei fester Einspeisevergütung nur von dem Mengenrisiko der betrachteten Technologie ab. Bei gegebenem Einspeisetarif und bekannten Kapitalkosten ergibt sich direkt die nötige mittlere Volllaststundenzahl des Standorts.

Bei Nutzung der Bonuszahlungen für eigenverbrauchten Strom hängt die Anlagenrendite von der Korrelation der eigenen Stromnachfrage mit dem Einspeiseprofil der EEG-Anlage ab. Dies bietet insbesondere Chancen für Betreiber von Kühlaggregaten (Supermärkte etc.), deren Stromverbrauch stark mit der Sonneneinstrahlung und damit der Stromproduktion von Photovoltaikanlagen korreliert. Bei nur geringer Korrelation von Erzeugung und Verbrauch können Stromspeicher eine Option sein. Für ein Einfamilienhaus wird hierbei ein Speicher von etwa 7,1 kWh benötigt um im Fall der vollständigen Eigenbedarfsdeckung den Strombedarf zu decken (Abbildung 49).

⁶³ Der Anlagenbetreiber wird erst abschalten, wenn er für das Abschalten die gleiche oder eine höhere Vergütung erhält als für den Betrieb.

3 Marktteilnehmer

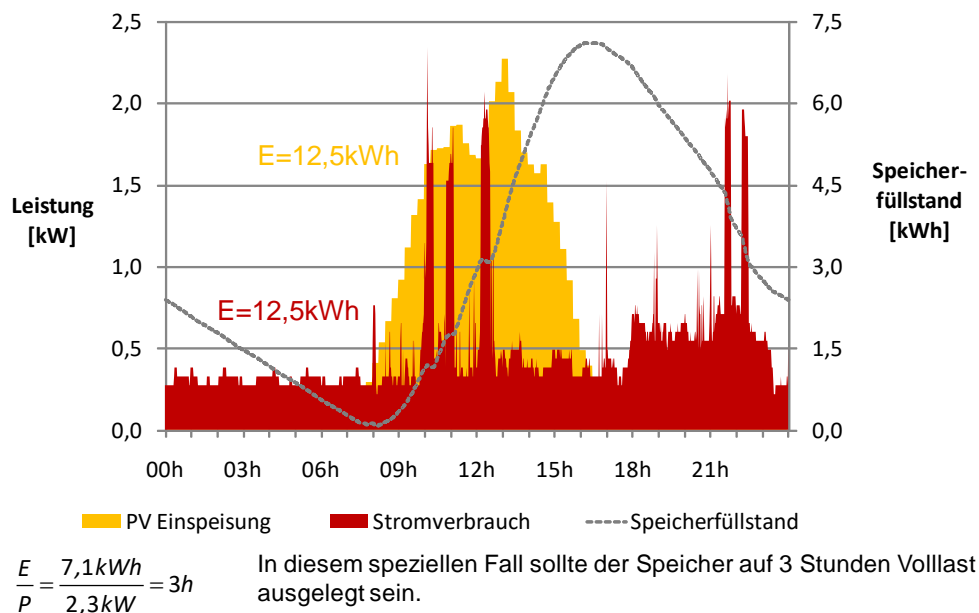


Abbildung 49 Eigenbedarfsdeckung durch PV und Speicher

Der Eigenverbrauch generiert Opportunitätserlöse, da die Summe aus Vergütung bei Eigenverbrauch und vermiedenen Bezugskosten die Erlöse der Direktvermarktung übersteigt. In Summe liegen diese nach [EEG 2009 §33(2)] bei

Bis 30 Prozent des PV-Stroms:	Externen Bezugskosten – 16,38 [Cent/kWh] ≈ 6,62 Cent/kWh
Ab 30 Prozent des PV-Stroms:	Externen Bezugskosten – 12,00 [Cent/kWh] ≈ 11,00 Cent/kWh

Es werden folgende Annahmen getroffen:

Externe Bezugskosten	23,00 Cent/kWh
Zusätzliche Eigenverbrauchsmenge durch Speicherung	20-30%
Volllaststunden der PV-Anlage pro Jahr	1.000 h/a
Installierte Leistung	2,5 kW _p

Da auch ohne Speicher je nach Eigenverbrauchsmenge meist bereits etwa 30% des PV-Stromes selbst genutzt werden können, erzielt der Speicher nur Zusatzerlöse von 20-40% x 11,00 Cent/kWh = 2,2-4,4 Cent/kWh. Insgesamt ergibt sich so ein Deckungsbeitrag von 1.000 h/a x 2,5 kW_p x (0,022 bzw. 0,044) Euro/kWh = 55 bis 110 Euro pro Jahr, was bei derzeitigen Speicherkosten von ca. 1000 Euro/kWh_{inst} nicht darstellbar ist. Selbst bei externen Bezugskosten von 30 Cent/kWh_{inst} und gleichzeitig fallenden Speicherkosten auf ca. 500 Euro/kWh ist eine

Speicherung unter der aktuellen Vergütungsstruktur nicht wirtschaftlich.

Zusätzlich kommt es durch solch ein System zu einer volkswirtschaftlichen Umverteilung, da die Stromgestehungskosten nur etwa 20 Prozent des Strompreises (≈ 5 Cent/kWh) darstellen und die übrigen Kosten Steuereinnahmen und Kosten der Infrastruktur darstellen, die dann von den verbleibenden Marktteilnehmern getragen werden müssen.

3.2 Speicherbetreiber

Marktwirtschaftliche Speicher generieren Erlöse aus der zeitlichen Arbitrage von Strompreisen. Ausgehend von einem Referenzlastgang wird in bestimmten Zeitintervallen die Stromaufnahme erhöht und die gespeicherte Strommenge in einem späteren Zeitintervall wieder abgegeben. Hierbei kann zwischen zwei Fällen unterschieden werden:

1. **Physische Speicher:** Diese Speicher werden explizit für die Stromspeicherung installiert. In ihnen wird Strom in eine besser speicherbare Energieform umgewandelt, so gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt zurückgewandelt. Hierbei wird kein Referenzlastgang benötigt, bzw. ist dieser Null. Typische Anwendungsfälle im großtechnischen Bereich sind Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher, Wasserstoffelektrolyse mit Speicher und Brennstoffzellen oder auch Akkumulatoren.
2. **Funktionale Speicher:** Hierbei werden, ausgehend von einem Referenzlastgang, systemimmanente Speichermöglichkeiten auf der Seite des Verbrauchers genutzt um so eine zeitliche Verschiebung von Stromverbräuchen zu erreichen. Hierbei wird kein Strom zurückgespeist, d.h. nach Umwandlung in eine andere Energieform zurückgewandelt. Typische Beispiele sind die zeitliche Verschiebung von Heiz- oder Kühlprozessen und das Nutzen von verbraucherseitigen thermischen Speichern oder auch die zeitliche Optimierung energieintensiver Prozesse wie der Schmelzflusselektrolyse.

Aus Systemsicht sind beide Speichertypen nicht zu unterscheiden. Da die funktionalen Speicher jedoch immer einen positiven Ausgangslastgang benötigen, sind sie beschränkter und weniger flexibel als physische Speicher. Zudem unterliegen sie technischen und wirtschaftlichen Restriktionen des Verbrauchers, da Industrieprozesse nicht ohne weiteres beliebig aufgeschoben werden können oder die Speichererlöse häufig keine ausreichenden wirtschaftlichen Vorteile gegenüber der konventionellen Prozessplanung bieten. Für die funktionale Speicherung spricht hingegen, dass hier nur geringe Anlageninvestitionen nötig sind und nur in Kommunikationsstrukturen investiert werden muss, die nach Forschungsphase und Markteinführung möglicherweise günstig skalierbar sind.

3 Marktteilnehmer

Da die Speichererlöse nur aus Preisdifferenzen generiert werden, ist das eigentliche Preisniveau für den Speicherbetreiber irrelevant. In Märkten ohne zentrale Systembetreiber ist die Vermarktung von (Pump-) Speicherkraftwerken sehr kompliziert. Speicherkraftwerke haben keine realen Kosten, bei der Verstromung entstehen jedoch Opportunitätskosten, da der Speicherbetreiber immer die Option hat, das Speicherwasser auch zu einem späteren Zeitpunkt zu verstromen und möglicherweise höhere Profite zu erzielen. Der Speicherbetreiber muss daher zur Gewinnmaximierung für den Planungshorizont Preisprognosen erstellen und die verfügbare Wassermenge auf die teuersten Stunden verteilen. Zu diesem geschätzten Marktpreis bietet er dann in jeder Stunde die Kraftwerksleistung an. Für Pumpspeicherkraftwerke existieren analoge Opportunitätskosten. Langfristig sind diese die Einkaufskosten geteilt durch den Speicherwirkungsgrad. Wenn unter diesen Kosten verkauft wird, wird ein negativer Deckungsbeitrag realisiert. Es kann jedoch für einen Speicherbetreiber, der in Besitz einer guten Preisprognose ist, dennoch sinnvoll sein, Strom zu geringeren Preisen zu verkaufen. Tabelle 2 verdeutlicht dies. Ein Speicherbetreiber hat im ersten Intervall zum Preis von 50 €/MWh eine Menge von 10 MWh eingekauft, was in diesem einfachen Fall der maximalen Speichermenge entspricht. Der Speicherwirkungsgrad sei bei 80 Prozent. Unter der obengenannten Prämisse wäre damit der Gebotspreis zur Ausspeisung $\frac{50}{80\%} = 62,5 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$. In diesem Fall würde Fahrplan A realisiert und der Gesamtgewinn läge bei 375 Euro. Der Gewinn könnte hingegen noch gesteigert werden, wenn der Speicher in der zweiten Periode trotz des Verlustgeschäftes geleert würde. Zwar würde dadurch ein Verlust von -225 Euro aus dem ersten Speicherzyklus entstehen, doch könnte der sehr günstige Einkaufspreis in der dritten Zeitperiode genutzt werden um insgesamt einen höheren Gewinn zu ermöglichen.

$\mu = 80\%$		Fahrplan A			Fahrplan B		
Zeitpunkt	Preis [€/MWh]	Speicher [MWh]	Kosten/Erlöse [€]	Kumuliert [€]	Speicher [MWh]	Kosten/Erlöse [€]	Kumuliert [€]
1	50	10	-625	-625	10	-625	-625
2	40		0		-10	400	-225
3	10		0		10	-125	-350
4	100	-10	1,000	375	-10	1,000	650

Tabelle 2 Speichererlöse bei unterschiedlichen Fahrplänen⁶⁴

Dies zeigt, dass die Preisgebote von Speicherbetreibern keinen fundamentalen Kostendaten unterliegen, sondern sich die Gebote aus der gewinnmaximierenden Bietstrategie und Opportunitätskosten ergeben. Ein weiteres Beispiel ist der Start der neuen CO₂-Handelsperiode. Ende 2007 lag der CO₂-Preis nahe Null, für die folgende Handelsperiode wurde er jedoch bereits bei 20 Euro/t gehandelt (Abbildung 31). Dadurch war bekannt, dass sich der Strompreis im Schnitt um ca. 12 Euro/MWh⁶⁵ verteuern würde. Aufgrund der Lagerfähigkeit von Wasser in Speicherkraftwerken war es rational, bereits Ende 2007 die Gebotspreise um diesen Wert zu erhöhen.

⁶⁴ Die Speicherverluste wurden hierbei der besseren Übersicht halber vollständig der Einspeicherung zugeordnet.

⁶⁵ Mittlerer Emissionsfaktor der preisbildenden Kohle- und Gaskraftwerke liegt bei ca. 0,6t/MWh x 20 €/t = 12 €/MWh.

Welche Rolle Pumpspeicherkraftwerke bei der Preisfindung im Europäischen Markt spielen, ist aufgrund der komplexen Gebotsstrategie schwer zu quantifizieren. Seit November 2009 veröffentlicht die EEX jedoch die realen Kraftwerkseinsätze aufgeschlüsselt nach Technologien. Bei einer Korrelationsanalyse dieser Daten stellt sich heraus, dass Steinkohle-, Gas- und Pumpspeicherkraftwerke die höchste Korrelation mit dem Strompreis besitzen. In einem Regressionsmodell zeigt sich ebenfalls die Bedeutung dieser drei Kraftwerkstypen für den Spotpreis. In Tabelle 3 sind die Ergebnisse des Modells zusammengefasst. Kerngedanke ist hierbei, dass Kraftwerke, die durch limitierte Gebote aktiv an der Preisbildung teilnehmen, eine höhere Sensitivität gegenüber dem Spotpreis haben, als Kraftwerke im unteren Bereich der *Merit Order*. Die Modellergebnisse bestätigen die Vermutung. Für Windenergie-, Kernenergie- und Steinkohlekraftwerke kann die Nullhypothese, dass diese Kraftwerke überhaupt keinen Einfluss auf den Spotpreis haben, nicht verworfen werden (Spalte „Prob.“). Die Eingangsdaten wurden auf den Mittelwert normiert, so dass die Regressionskoeffizienten als Beitrag der jeweiligen Kraftwerkstechnologie zum Spotpreis angesehen werden können. Nach dieser Interpretation tragen Pumpspeicherkraftwerke durch limitierte Gebote aktiv zur Preisbildung am Spotmarkt bei. Dadurch können am Markt Preise gebildet werden, die nicht alleine durch Fundamentaldaten thermischer Kraftwerke erklärt werden können.

Jan-Apr 2010 (n=2563)					
Variable	Koeffizient	Std. Error	t-Statistik	Prob.	Rangkorrelation
Wind ¹	-0.8377	0.4859	-1.7242	0.0848	-0.3180
Kernkraft ¹	6.4736	3.3979	1.9052	0.0569	0.1812
Braunkohle ¹	7.8149	3.4819	2.2444	0.0249	0.4518
Steinkohle ¹	18.7955	1.1650	16.1339	0.0000	0.8094
Gaskraftwerke ¹	4.9074	0.6339	7.7412	0.0000	0.7682
Pumpspeicher¹	3.8047	0.1521	25.0179	0.0000	0.6941
AR(1)-Term	0.7569	0.0133	57.1183	0.0000	
Summe	41.7153 €/MWh ←				
R ²	0.8879	Mittlerer Strompreis	→ 40.8414 €/MWh		
Angepasstes R ²	0.8876	Stdabw. Strompreis	12.5084 €/MWh		
S.E. of regression	4.1932	Akaike info criterion	5.7075		
Sum squared resid	44941.8072	Schwarz criterion	5.7235		
Log likelihood	-7307.1990	Hannan-Quinn criter.	5.7133		
Durbin-Watson Stat.	1.741982384				
Residuen	Mittelwert	0.005657 €/MWh			
	Stdabw.	4.188276 €/MWh			
	Jarque-Bera	830.000 Prob.	0.0000		
¹⁾ Alle Kraftwerksleistungen wurden auf den Mittelwert im Betrachtungszeitraum normiert					

Tabelle 3 Regressionsmodell zur Ableitung des Spotmarktpreises aus den Kraftwerkseinsätzen

Wie genau die PSW-Betreiber ihre Preisgebote bestimmen, hängt von der Strategie und den vorgeschalteten Modellen des Marktteilnehmers ab. Da Pumpspeicherkraftwerke auch sehr flexibel einsetzbar sind, besteht alternativ die Option, am Regelenergiemarkt teilzunehmen und hierüber Kapazitäten zu vermarkten. Da der Spotmarkt in Deutschland dem Regelener-

3 Marktteilnehmer

giemarkt nachgeschaltet ist, basieren die Gebote auf Erfahrungswerten des Regelenergiemarktes [Swider 2006].

In Systemen mit zentralem Systembetreiber müssen die Speicherbetreiber keine eigenen Gebotsstrategien entwickeln. Sie übermitteln die Kenndaten des Kraftwerks an den Systembetreiber. Dieser integriert den Speicher dann in die Systemoptimierung, so dass durch den Einsatz des Speichers ein maximaler Wohlfahrtsgewinn realisiert werden kann. Gleichzeitig wird hierdurch die maximale Rendite für den Speicherbetreiber erreicht, da automatisch die günstigsten und teuersten Stunden durch die Optimierung zusammengeführt werden.

In Europa könnte diese Optimierung über neue Börsenprodukte abgebildet werden, bei denen bspw. ein Blockprodukt für den tagesgleichen Kauf und Verkauf einer festgelegten Strommenge zu bestmöglichen Konditionen angeboten wird. Dies würde jedoch eine zeitliche Kopplung aller 24 Stunden im Preisfindungsalgorithmus der Strombörse bedeuten, was möglicherweise kurzfristig Probleme bei der Implementierung verursacht [Tersteegen et al. 2009]. Derzeit müssen Speicherbetreiber daher weiterhin ihre Gebote auf Basis von Spotpreisprognosen abgeben. Auf die Auswirkungen dieses Mechanismus wird im Rahmen der Modellanalyse genauer eingegangen.

In Abbildung 50 sind die Erlöse eines Speichers bei Vermarktung am Spotmarkt der EEX dargestellt. Zur besseren Vergleichbarkeit wurden alle Werte auf die Volllaststundenzahl⁶⁶ bezogen:

- Maximaler *Spread* (Eine Stunde) $\overline{Max_{Tag\ t} - Min_{Tag\ t}}$
- Mittlerer *Spread* (Alle Stunden) Dieser wurde aus der Standardabweichung aller täglichen Preise unter Annahme einer Normalverteilung berechnet. Der Erwartungswert der Differenz zweier normalverteilter Zufallsvariablen kann durch die Halbnormalverteilung beschrieben werden und ergibt sich am Beispiel der Werte von 2009 zu

$$\sqrt{\frac{2}{\pi}} \cdot \sqrt{\sigma_{Tag}^2 + \sigma_{Tag}^2} = 0,798 \cdot \sqrt{13^2 + 13^2} \approx 14,66 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

$\sqrt{\frac{2}{\pi}}$ Halb-Normal Verteilung
 $\sqrt{\sigma_{Tag}^2 + \sigma_{Tag}^2}$ Standardabweichung der Differenz von zwei normalverteilten Zahlen
- Optimierter *Spread* Hierbei wurde der Einsatz eines Kraftwerks vom Typ Goldisthal bei vollständiger Kenntnis der Marktpreise über ein Jahr optimiert. Die Jahreserlöse wurden durch eine angenommen

⁶⁶ Hierbei wurde nur das Ausspeichern zu den Volllaststunden addiert, alternativ müssen alle Werte durch zwei geteilt werden.

Zahl der Volllaststunden (365 Tage x 8 Stunden) geteilt⁶⁷.

Den Erlösen stehen die Kapitalkosten der Speicher gegenüber, die ebenfalls auf die Volllaststunden bezogen wurden.

$$\text{Speicherkosten}[\text{€} / \text{MWh}] = \frac{\text{Kapitalkosten}[\text{€} / \text{MW}]}{\text{Volllaststunden} \cdot \text{Wirkungsgrad}}$$

Bei den Modelldaten ergibt sich der minimal nötige *Spread* eines typischen Pumpspeicherkraftwerks mit einem Zyklus pro Tag zu

$$\frac{50.000 \left[\frac{\text{€}}{\text{MW} \cdot \text{a}} \right] + 8h \cdot 7000 \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh} \cdot \text{a}} \right]}{365 \left[\frac{\text{d}}{\text{a}} \right] \cdot 8 \left[\frac{\text{h}}{\text{d}} \right] \cdot 0,8} = 45,3 \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right]$$

Bei günstigeren Kraftwerken wie dem Kraftwerk Goldisthal ergibt sich ein niedrigerer *Spread*.

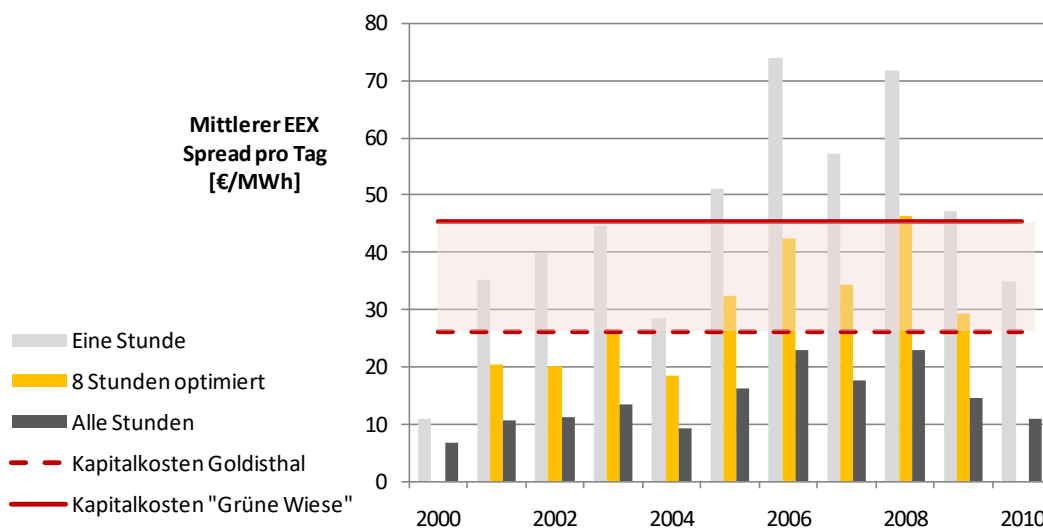


Abbildung 50 Erlöse von Speicherbetreibern bei optimaler Vermarktung am Day-Ahead Markt der EEX

Die Ergebnisse zeigen, dass es insbesondere in den ersten Jahren der Strombörse für neue Speicherkraftwerke schwierig war, positive Deckungsbeiträge zu erwirtschaften und es derzeit zumindest für teure Speicher noch Finanzierungsengpässe bei der reinen Vermarktung am Spotmarkt geben kann. Bei der Bewertung von Speichern muss man jedoch berücksichtigen, dass Speicher sehr flexibel einsetzbar sind und so auf sich ändernde Spotmarktpreise reagieren können. Diese Flexibilität des Betreibers hat die Eigenschaft einer Option. Der Speicher stellt daher eine Realoption dar. Die Bewertung einer Investition mit Hilfe der Optionstheorie be-

⁶⁷ Die optimalen Erlöse des Speichers korrelieren zu 98% mit dem mit dem mittleren Spread aller Stunden.

3 Marktteilnehmer

beschreibt im Kern den Übergang von einer deterministischen hin zu einer stochastischen Betrachtung des Projektverlaufs. Bei einer deterministischen Betrachtung wird der Wert des Speichers bei einem erwarteten Verlauf der Spotmarktpreise bestimmt. Bei der stochastischen Betrachtung hingegen werden z.B. mit Hilfe einer Monte-Carlo Simulation viele mögliche Preispfade ermittelt und der Speichereinsatz gegen jeden dieser Preispfade optimiert. Als Ergebnis erhält man eine Verteilungsfunktion der Erlöse. Bei einem positiven Optionswert übersteigt der Erwartungswert der Erlöse den Wert der deterministischen Betrachtung. Die Differenz beschreibt den zusätzlichen Wert der Speicherflexibilität.

Neben der Flexibilität im Einsatz am *Day-Ahead* Markt können Speicher auch dazu eingesetzt werden, Geschäfte am Terminmarkt abzusichern und gegebenenfalls offene Positionen glattzustellen. Das *Underlying* dieser Realloption bildet der *Spread* zwischen Schwach- und Spitzenlastzeiten⁶⁸. Der *Spread* kann hierbei durch den Kauf eines Grundlast- und Verkauf eines Spitzenlastproduktes abgebildet werden. Die Bänder müssen hierbei aber so dimensioniert werden, dass der Speicher zur Erfüllung der Bandlieferung über 12 Stunden ein- und ausspeichern kann, oder es müssen weitere Kraftwerke im Portfolio eingebunden sein. Die Wochenendmengen können am Spotmarkt veräußert werden.

Mit dieser physischen Option als Sicherungsinstrument können Veränderungen des *Spreads* zwischen Base- und Peakprodukten ausgenutzt werden. Durch das mehrfache Öffnen und Schließen einer Position können die Deckungsbeiträge erhöht werden (Abbildung 51). Dies erhöht den Barwert der Investition in der Realloptionsbetrachtung.

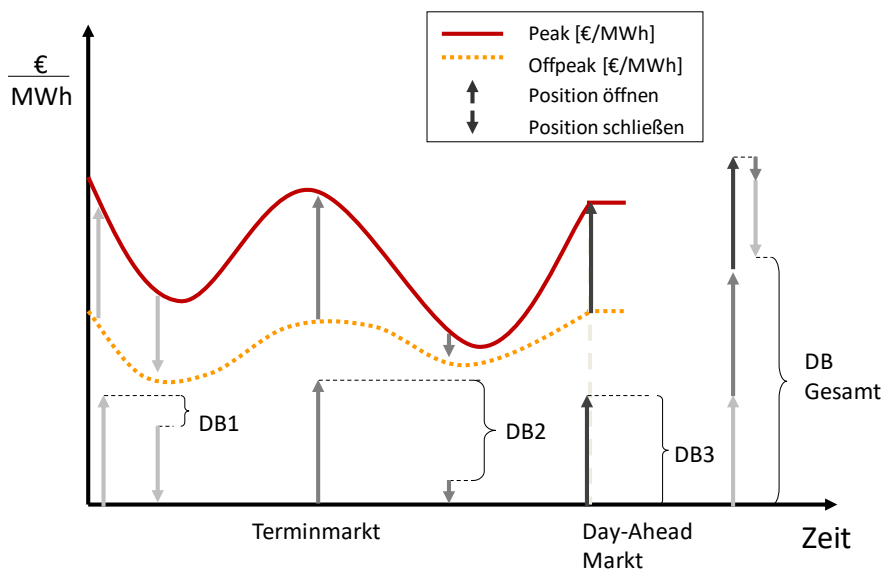


Abbildung 51 Nutzung von Terminmarktschwankungen als zusätzliche Speichererlöse.

⁶⁸ Das durchschnittliche Verhältnis von Grund- zu Spitzenlast ist: 5 Tage x 12h zu 7 Tagen x 24 Stunden = 60/168. Daher ist der

$$\text{Offpeak-Preis } p_{\text{offpeak}} = \left(p_{\text{base}} - \frac{60}{168} p_{\text{peak}} \right) \cdot \left(1 - \frac{60}{168} \right)$$

Die zusätzlichen Erlöse sind stark von der Entwicklung der Terminmarktpreise abhängig, im ungünstigen Fall können auch (Opportunitäts-)Verluste auftreten. Grundsätzlich können solche Volatilitäten zwischen zwei Produkten auch durch rein finanzielle Kontrakte ausgenutzt werden. Der Mehrwert des physischen Assets liegt darin, offene Positionen nicht am Terminmarkt schließen zu müssen, sondern diese auch durch Lieferung glattstellen zu können. Einen Überblick über weitere Optionalitäten im Energiebereich liefert hier [Gee 2008].

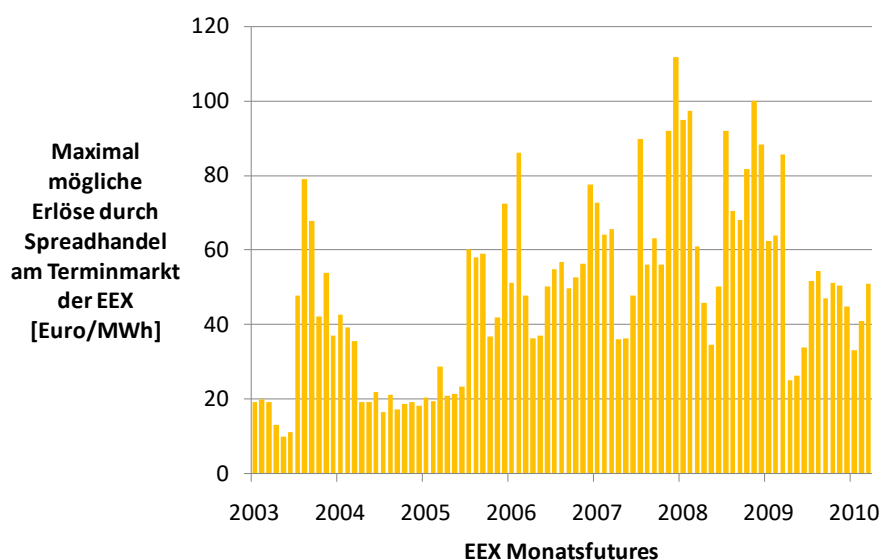


Abbildung 52 Theoretisch maximal mögliche Erlöse durch Vermarktung von Speichern im Terminmarkt

3.3 Verbraucher

In der Welt der Gebietsmonopole sind die stochastischen Lasten der Stromverbraucher exogen vorgegeben (siehe Kapitel 2.1.1) und müssen durch den flexiblen Kraftwerkseinsatz in jedem Fall gedeckt werden, unabhängig davon, welchen Marktpreis der notwendige Kraftwerkseinsatz verursacht. Der Markt ist so auf die Erzeugerseite beschränkt.

Märkte können sich aber nur dann erfolgreich entwickeln, wenn möglichst viele Parteien aktiv am Handel teilnehmen. Eine effiziente Preisfindung benötigt limitierte Gebote, mit denen die Marktteilnehmer ihre Zahlungsbereitschaft anzeigen und so die Preissensitivität des Angebotes und der Nachfrage erhöhen. Hierzu müssen jedoch auch die Verbraucher in den Markt integriert werden. Aufgrund der asymmetrischen Aufteilung des Strommarktes mit wenigen Erzeugern und einer deutlich höheren Zahl von Verbrauchern (Tabelle 4) sind die Transaktionskosten hierbei jedoch deutlich höher. In einigen Märkten wie *PJM* wird daher vollständig auf die Integration von Haushaltskunden verzichtet (reiner Großhandels-Markt). Die Stromnachfrage der Endkunden in solchen Märkten ist daher zunächst vollkommen inelastisch, da sie keine Anreize besitzen, auf variable Strompreise zu reagieren. Es liegt jedoch in der Hand der lokalen Versorger, dennoch zeitvariable Tarife anzubieten und die Kunden so über den Versor-

3 Marktteilnehmer

ger als Zwischenhändler⁶⁹ in den Markt einzubinden. Eine Möglichkeit, den lokalen Versorger zu wechseln, besteht jedoch nicht.

In Europa wurden hingegen auch Haushaltskunden in den Wettbewerb eingebunden und können aus einer Vielzahl von Versorgern auswählen („Retail-Wettbewerb“). Die Wechselbereitschaft im Haushaltskundenbereich ist meist nur begrenzt ausgeprägt [Bundesnetzagentur 2009].

	Anzahl	Durchschnittliche Jahreserzeugung/-	Anteil am Gesamtverbrauch
Großkraftwerke (>300 MW)	100	3.000.000 MWh/a	50,0%
Mittlere Kraftwerke, Industrielle KWK, EBS	600	420.000 MWh/a	35,0%
Biomasseanlagen	6500	3.500 MWh/a	3,8%
Große Industriekunden	17.000	14.000 MWh/a	50,0%
Windkraftanlagen	20.000	2.000 MWh/a	6,7%
Kleine Industriekunden	200.000	365 MWh/a	12,0%
Photovoltaikanlagen	300.000	15 MWh/a	1,0%
Kleinere Industrie- und Gewerbekunden	3.000.000	18 MWh/a	10,0%
Haushaltskunden	45.000.000	3 MWh/a	28,0%

Tabelle 4 Struktur des deutschen Strommarktes⁷⁰

Der Wettbewerb im Haushaltskundenbereich beschränkt sich derzeit noch hauptsächlich auf die Auswahl fester Leistungs- und Arbeitspreise unterschiedlicher Anbieter. Zeitvariable Tarife gibt es nur in sehr begrenztem Umfang zu meist höheren Kosten. In Deutschland sind jedoch *Smart Meter* ab 2010 für Neubauten Pflicht [Enwg 2005] und es müssen für alle Kunden zeitvariable Tarife angeboten werden [Dena 2009]. Auf die Auswirkungen dieses *Smart Metering* wird im nächsten Abschnitt eingegangen. Der zweite große Bereich, der eine flexible Marktteilnahme von Endkunden ermöglichen soll, ist die flächenmäßige Einführung der Elektromobilität. Dies wird im zweiten Abschnitt behandelt.

3.3.1 Smart Metering

Die Einführung zeitgenauer Zähler im Endkundenbereich stellt eine gewaltige Herausforderung an die Kommunikationsinfrastruktur dar, da im Extremfall Daten von mehreren Millionen neuer Zählpunkte verwaltet werden müssen. Bei ¼h-Messung bedeutet dies eine Datenmenge von 365 Tage/Jahr x 24 Stunden/Tag x 4 ¼h/Stunde = 35.040 Werte pro Jahr und Zählpunkt. Bei 45 Mio. Haushalten ergibt dies eine minimale Datenmenge von 12,6 Terabyte pro Jahr⁷¹ ohne den zu erwartenden Overhead einer strukturierten Datenhaltung. Auch wenn dies im heutigen Zeitalter keine unrealistische Zahl mehr darstellt, so ist der IT-Aufwand doch sehr hoch. Das Zusammenspiel von *Smart Metering* und Endkundenwettbewerb wird in Kapitel 5.3 diskutiert. Die erhofften Vorteile von *Smart Metering* sind im Einzelnen:

⁶⁹ Proxy Demand Response (PDR) im Gebiet des kalifornischen Netzbetreibers

⁷⁰ [Bundesnetzagentur 2009]

⁷¹ 45 Mio. Haushalte x 35 Tsd. Datenpunkte x (4 Bytes Zeitstempel + 4 Bytes Lastwert) = 12,6 Terabyte

1. Höhere Verbrauchstransparenz und das Erkennen unnötiger Leerlauf oder Standby-Verluste
2. Individuelles Ausnutzen funktionaler Speicherpotenziale durch Lastverlagerung von Hoch- zu Niedrigpreiszeiten
3. Absenkung der maximalen vertikalen Netzlast zu Spitzenlastzeiten

Insbesondere der letzte Punkt kann von großer Bedeutung sein. Durch den Ausbau regenerativer Stromerzeugung wird die Jahresdauerlinie der vertikalen Netzlast steiler, d.h. es gibt immer weniger Stunden mit sehr hoher Residuallast, für die dann dennoch Backup-Kraftwerke bereitgehalten werden müssen. In diesen Stunden wird dann der anlegbare Preis für eine Reduktion der Nachfrage nicht nur durch den eingesparten Brennstoff bestimmt, sondern durch die vermiedenen Kosten der Leistungsvorhaltung, also auch der Investitionskosten für Gaskraftwerke. Bei der Verteilung der hieraus entstehenden Wohlfahrtsgewinne muss jedoch untersucht werden, ob der Verbraucher den Strombedarf aktiv reduziert hat, oder ob er die entsprechenden Geräte auch ohne Anreize ohnehin abgeschaltet hätte. Dies kann nur über die vorherige Definition eines Referenzlastgangs geschehen, dessen Bestimmung sehr schwierig ist. Im aktuellen Entwurf des kalifornischen Netzbetreibers ist dies im Absatz potenzieller Marktmanipulation auch klar formuliert [Caiso 2009a, S. 13; Caiso 2009b]⁷²:

Demand reduction can only ever be estimated, never measured.

Bei unidirektionalen Zählern kann nur der aktuelle Verbrauch an den lokalen Zählstellenbetreiber und von dort an den Versorger übermittelt werden. Eine Lastverschiebung kann dann nur auf Basis veröffentlichter Preisprognosen geschehen, weshalb hierbei alle Marktteilnehmer gleich agieren würden, eine Problematik, die in Kapitel 4 genauer beschrieben wird.

Abhilfe schaffen hier ein bidirektionaler Zähler, wie sie auch bereits bei dezentralen KWK-Anlagen eingesetzt werden⁷³. Hierbei übermittelt der Bilanzkreisverantwortliche Steuersignale an den Verbraucher und kann so Lasten individuell ansteuern. Hierdurch wird die Flexibilität in der Steuerung, aber auch der Kommunikationsaufwand deutlich erhöht.

Ob sich durch den Einsatz intelligenter Zähler die erhofften 3-8% Energieeinsparung realisieren lassen, ist nicht sicher. Laufende Projekte am Fachgebiet zum Einsatz funktionaler Energiespeicherung bei großen Industrieverbrauchern lassen noch deutliche Schwierigkeiten bei der großflächigen Umsetzung solcher Konzepte erkennen. Insbesondere wenn eine Lastverlagerung mit Komforteinbußen einhergeht, wird eine Umsetzung schwierig. Häufig ist der Aufwand aber auch wirtschaftlich nicht vertretbar, da die Kosten der Umstrukturierung von Prozessen oft

⁷² Ähnliche Probleme gibt es auch bei Projekten zur CO₂-Reduktion. Auch hier muss zunächst eine so genannte *Baseline*, also ein Referenzverbrauch ermittelt werden, von dem aus dann CO₂ reduziert werden kann.

⁷³ Z.B. im KWK Modell der Firma Lichtblick in Kooperation mit Volkswagen.

nicht durch günstigeren Strombezug kompensiert werden können.

Bei den Konzepten zu intelligenten Zählern sind noch viele Fragen offen. Ein besonders wichtiger Punkt ist die Frage des Datenschutzes, da die Kenntnis des Verlaufs der Stromnachfrage viele private Details des persönlichen Tagesablaufs offenbart. Aus Gründen des Datenschutzes und der Datenhaltung könnte es daher sinnvoll sein, dass das System umstrukturiert wird und der private Teil der Daten dezentral beim Verteilnetz- bzw. Messstellenbetreiber verbleibt.

3.3.2 Elektromobilität

Das zweite große Thema zur Flexibilisierung der Endkundennachfrage ist die flächendeckende Einführung der Elektromobilität. In Deutschland wurde mit der „Nationalen Plattform Elektromobilität“ der Bundesregierung im Mai 2010 das Ziel ausgegeben, dass bis 2020 eine Million Elektrofahrzeuge in Deutschland fahren sollen. Elektromobilität bietet insbesondere bei Kurzstrecken im städtischen Raum gute CO₂-Einsparpotenziale gegenüber Verbrennungsmotoren [Erdmann 2009].

Hauptfokus bei der Verbesserung von Elektromobilen liegt in der Entwicklung leistungsfähiger Batterien, da diese derzeit sowohl technisch als auch wirtschaftlich erhebliche Defizite aufweisen und de facto noch nicht marktfähig sind. Auch wenn Elektrofahrzeuge prinzipiell als Stromspeicher eingesetzt werden können, ist dies nicht deren primäres Ziel. Studien auf Basis aktueller Strompreise lassen keine Deckungsbeiträge aus der Speichervermarktung erwarten, die die Mobilitätskosten deutlich reduzieren könnten [Krüger 2008]. Daher muss zunächst ein marktfähiges Produkt entwickelt werden, bevor eine zusätzliche Nutzung als Speicher bewertet werden kann. Diese hängt auch von den Nutzungskonzepten ab, eine Mobilität auf Basis von Wechselbatterien hätte andere Voraussetzungen als Konzepte mit fest eingebauter Batterie. Eine Rückspeisung ist zunächst jedoch auch nicht zwingend notwendig. Durch einen mobilitätsbedingten Anstieg der Stromnachfrage in Schwachlastzeiten könnten Zeitpunkte negativer Residuallast bereits wirksam reduziert und die Integration Erneuerbaren Energien verbessert werden.

Auch wenn durch die Entwicklung der Lithium-Ionen Batterie der Stand der Technik deutlich weiter ist als noch vor 20 Jahren, so ist das derzeitige hohe Interesse an Elektromobilität noch mit Vorsicht zu betrachten. Bereits Anfang der 90er Jahre wurde auf der Insel Rügen ein Großversuch mit Elektroautos durchgeführt, der jedoch scheiterte und den Paradigmenwechsel der Hersteller hin zur Brennstoffzelle begründete [Spiegel 1996]. Ob der aktuelle Versuch der flächendeckenden Markteinführung funktioniert, ist noch nicht absehbar.

4 Modellanalyse

In den vorangehenden Kapiteln werden unterschiedliche Konzepte der Ausgestaltung eines wettbewerblich organisierten Strommarktes sowie die Strategien und Interessen der einzelnen Marktteilnehmer dargestellt. Ebenso wird die beiden großen Maßnahmen zur Reduktion von Klimagasen - der CO₂-Handel und die Förderung Erneuerbarer Energien - beschrieben. Bereits heute deutet sich an, dass insbesondere die Förderung Erneuerbarer Energien und der liberalisierte Strommarkt nicht ohne weiteres harmonisieren. Negative Strompreise von mehreren hundert Euro pro MWh, wie sie in vielen Märkten⁷⁴ auftreten, sind nur eines der Anzeichen mangelnder Kompatibilität. In diesem Fall steht das Marktsignal „Abschalten“ im Widerspruch zu der Regelung der privilegierten Stromabnahme Erneuerbarer Energien. Alternativ müssen in diesem Fall Speicher eingesetzt werden um die Überschussmengen zu speichern.

Der Ausbau Erneuerbarer Energien und dessen Auswirkungen stehen daher im Mittelpunkt der nachfolgenden Modellanalysen. Hierbei werden in mehreren Modellrechnungen folgende Fragestellungen untersucht:

1. Wie ändert sich die zu erwartende Residuallast durch den Zubau Erneuerbarer Energien?
2. Inwiefern können Speicher zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung wirtschaftlich eingesetzt werden?
3. Wie verändert sich die Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke beim Ausbau Erneuerbarer Energien im Europäischen Marktdesign?

Im Folgenden werden die entwickelten Modelle sowie deren Eingangsdaten beschrieben.

4.1 Modellbeschreibung

Die Simulation und Optimierung von Strommärkten mit einer Vielzahl unterschiedlicher Kraftwerke stellt ein mathematisch hochkomplexes Problem dar, da es eine Vielzahl nicht-linearer Nebenbedingungen enthält. Eine kleine Auswahl der Nebenbedingungen ist in folgender Liste dargestellt:

- Kraftwerke
 - Binäre An/Aus-Entscheidungen für Kraftwerke
 - Mindestbetriebszeiten, Mindest-Stillstandzeiten
 - Leistungsabhängige Wirkungsgrade von Kraftwerken
 - Stillstandabhängige Anfahrkosten, Auskühlkonstanten
 - Unsicherheiten und Risikoprämien

⁷⁴ EEX 04.10.2009 02:00h -500€/MWh, CAISO Realtime 22.04.2009 00:45h -1995,56USD/MWh, PJM Realtime 07.06.2009 04:00h -46,70USD/MWh, ERCOT West -1981,81USD/MWh (ca. 14% aller Ausgleichsenergiepreise negativ)

4 Modellanalyse

- Netze
 - Netzrestriktionen
 - Kirchhoff'sche Gesetze
 - Netzverluste
- Speicher
 - Abhängigkeiten bei mehreren Speicherkraftwerken entlang eines Flusslaufes
 - Stufenabhängige Wirkungsgrade

Diese Nicht-Linearitäten führen dazu, dass die Grenzkosten keinen monoton steigenden Verlauf mehr annehmen, beispielsweise wenn hohe Anfahrkosten oder Mindestleistungen den Einsatz eines kostengünstigen Kraftwerks erst ab einer gewissen Leistungsgrenze ermöglichen, ab der die Grenzkosten dann wieder sinken [Gribik et al. 2007]. In diesen Fällen versagen auch Optimierungsverfahren, die das Gesamtproblem in Subprobleme zerlegen und über Preise (Lagrange-Faktoren) koordinieren.

Eine geschlossene analytische Lösung des Optimierungsproblems bei Berücksichtigung dieser Nebenbedingungen ist nicht möglich. Daher müssen Vereinfachungen getroffen oder heuristische Verfahren verwendet werden [Ehlers 2005; Sensfuss 2008; Steck & Mauch 2008]. Auch aufgrund erheblicher Fortschritte im Bereich der analytischen Lösungsverfahren werden derzeit zumeist vereinfachte Modelle geschlossen optimiert. Eine gute Beschreibung des Ansatzes der geschlossenen Optimierung, wie er auch in den Märkten mit zentralen Systembetreibern verwendet wird, gibt [Caiso 2009c]. Während diese geschlossene Optimierung bei kurzfristiger Optimierung (< 7 Tage) bereits sehr niedrige Rechenzeiten aufweist, benötigen Jahressimulationen jedoch noch recht lange. Für die vorliegende Arbeit wird daher zunächst ein heuristischer Ansatz verfolgt, um möglichst viele Nebenbedingungen im Bereich des Kraftwerkseinsatzes zu berücksichtigen. Da heuristische Modelle nicht auf lineare Zusammenhänge beschränkt sind, können hiermit auch nicht-lineare Abkühlkonstanten oder ganzzahlige Mindestbetriebszeiten eingebunden werden. Dieses Modell zeigt gute Resultate bei der Berücksichtigung von Anfahrkosten und Leistungsgradienten und ermöglicht die Bewertung von Lastgradienten bei der Kombination thermischer Kraftwerke und fluktuierender Windstromeinspeisung. Für vorgegebene Kraftwerksparks ergibt dieser Ansatz eine realistische Simulation des Kraftwerkseinsatzes, was durch Ex-Post Analysen mit realen Kraftwerksdaten überprüfbar ist. Besonders vorteilhaft an heuristischen Ansätzen ist die realitätsnahe Abbildung von Entscheidungsprozessen, in denen der Kraftwerkseinsatz meist auch kurzfristig optimiert werden muss, da die für längere Optimierungszeiträume erforderlichen Informationen wie beispielsweise Windeinspeisungen, Heizgradtage, Kühlgradtage, Solarstrahlung nicht belastbar zur Verfügung stehen.

Für optimale Investitionsentscheidungen, etwa hinsichtlich der Auslegung und Dimensionierung von Kraftwerks- oder Speicherkapazitäten, muss jedoch über längere Zeiträume optimiert

werden. Außerdem ist es nur so möglich, aggregierte Jahresmengen, beispielsweise die Jahresbilanz der CO₂-Emissionen, als Randbedingungen zu berücksichtigen. In der Realität wird der Kraftwerks- und Speichereinsatz naturgemäß von der optimalen Lösung abweichen, kostenminimale Lösungen müssen daher als untere Grenze interpretiert werden, zu denen noch zusätzlich Sicherheitsmargen und Unsicherheiten hinzugerechnet werden müssen.

4.2 Eingangsdaten

Im Folgenden sollen die Szenarioannahmen dargelegt werden. Das Modell konzentriert sich auf den deutschen Strommarkt in hoher zeitlicher Auflösung, da hierfür durch die Energiemarktdatenbank des Fachgebiets eine große Menge realer Daten zur Verfügung steht. Durch die weitere Fokussierung des Modells auf einzelne Komponenten, bspw. den sukzessiven Speicherausbau, sind Auswertungen und Analysen möglich, in denen diese Einzelaspekte (Einfluss von Speichern, Deckungsbeiträge einzelner Technologien, Auswirkungen von CO₂-Restriktionen) explizit untersucht werden können, ohne dass diese durch eine zu hohe Zahl exogener Annahmen verschwimmen. Ziel der Analyse ist **nicht** eine genaue Energieprognose in Konkurrenz mit paneuropäischen Energiemodellen. Hierfür ist sowohl die Methodik als auch die Datenlage unzureichend. So fehlt die Berücksichtigung des internationalen Stromhandels, der Kraft-Wärme-Kopplung, der expliziten Modellierung von Biomassekraftwerken oder neuer Technologieoptionen wie CCS⁷⁵. Vielmehr soll das Modell in seiner einfachen Form Hinweise liefern, welche Charakteristika Speichertechnologien aufweisen müssen und inwiefern diese wirtschaftlich einsetzbar sind. Zudem soll die Kostendeckung einzelner Kraftwerkstechnologien bei wettbewerblicher Preisbildung untersucht werden.

4.2.1 Technologieportfolio

Für die Deckung der Last stehen fossile Kraftwerke, Speicher und Kraftwerke Erneuerbarer Energien zur Verfügung. Für fossile Kraftwerke wird eine Kostenstruktur gemäß Tabelle 1 angenommen. Die Umrechnung auf annuitätische Kapitalkosten erfolgt mit Ausnahme der Kernenergie mit einer kalkulatorischen Abschreibungsdauer von 20 Jahren und einem Kalkulationszins von 7 Prozent. Kapitalkosten werden aus Daten des *PJM*-Marktes übernommen, da hier eine gute Datenbasis vorliegt und im Kraftwerksbau weitestgehend Weltmarktpreise angenommen werden können [Monitoring Analytics Llc 2010]. Tabelle 5 gibt eine Übersicht der Kostenstruktur. Die variablen Kosten in Tabelle 5 enthalten nur die Brennstoffkosten und müssen noch um etwaige Kosten für Emissionszertifikate erhöht werden.

⁷⁵ Carbon Capture and Storage

4 Modellanalyse

	Variable Kosten [Euro/MWh]	Gradientkosten [Euro/MW/h]	Fixkosten [Euro/(MWa)]	Minimale Laufzeit [h]	CO2 Emissionen [t/MWh]
Kernkraft	10	140	300.000	130	0,000
Braunkohle	15	60	250.000	24	0,900
Steinkohle	25	30	220.000	16	0,750
GuD	42	20	110.000	8	0,333
Gasturbine	71	1	70.000	0	0,570
Spitzenlastkraftwerk	500	0	10.000	0	0,500

Tabelle 5 Modellkosten thermischer Kraftwerke

Für eine Abschätzung der Anfahrkosten sind nur sehr wenige Daten verfügbar. Als einzige öffentliche Quelle existieren die veröffentlichten Gebote im PJM-Markt. Diese sind in Abbildung 53 für die Gebote im Oktober 2009 dargestellt und an ihnen orientieren sich die verwendeten Modelldaten.

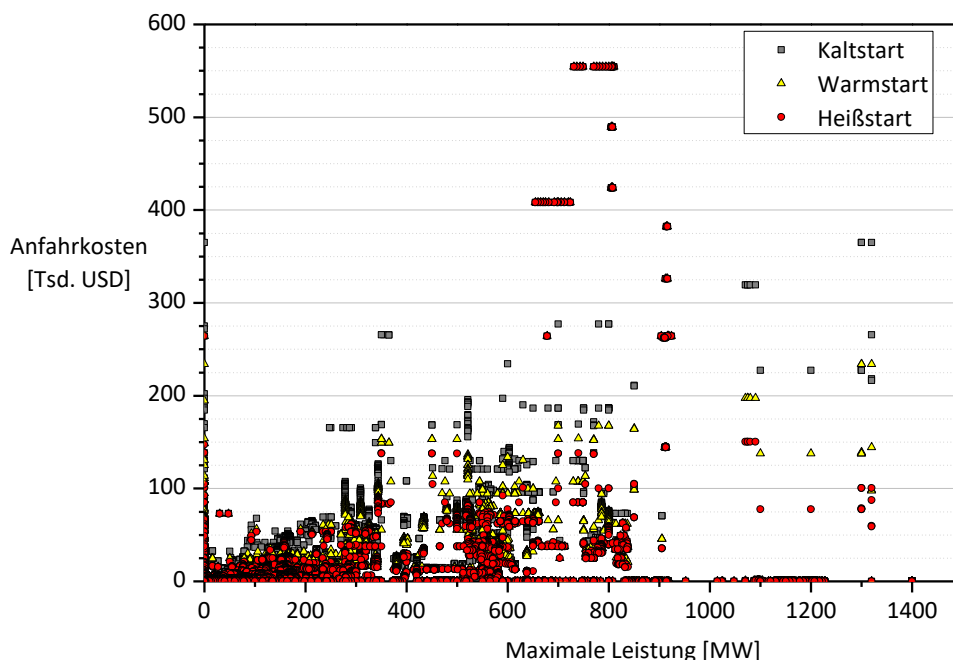


Abbildung 53 Anfahrkosten im PJM-Markt (Oktober 2009)

	Kosten Kaltstart[Euro]	Kosten Warmstart[Euro]	Kosten Heißstart [Euro]	Zeit von Heiß- zu Kaltstart [h]	Zeit von Heiß- zu Warmstart [h]	Minimale Laufzeit [h]
Kernkraft	200,000	200,000	200,000	48	12	168
Braunkohle	100,000	60,000	50,000	48	12	24
Steinkohle	60,000	40,000	30,000	48	12	16
GuD	30,000	20,000	15,000	48	8	8
Gasturbine	5,000	5,000	5,000	0	0	0
Spitzenlastkraftwerk	0	0	0	0	0	0

Tabelle 6 Anfahrkosten und Mindestbetriebszeiten von Kraftwerken

Für Erneuerbare Energien mit stochastischer Einspeisung wurde die Kostenstruktur aus Tabelle 7 angenommen. Für Offshore-Windparks in Deutschland liegen noch keine verlässlichen Kostendaten vor, da bisher erst ein Offshore-Windpark in Deutschland realisiert wurde (Alpha

Ventus, Kosten ca. 4000 €/kW⁷⁶). In England existieren zwar schon mehrere Offshore-Windparks, doch liegen dort auch meist günstigere geographische Gegebenheiten vor. Da Biomassekraftwerke mit Biogas oder Festbrennstoffen regelbar sind, werden sie nicht als stochastisch einspeisend betrachtet. Auf sie wird später eingegangen. Für Photovoltaik werden sowohl aktuelle Preise betrachtet, als auch ein Szenario mit deutlich niedrigeren Kosten simuliert. Die variablen Kosten der Anlagen werden vernachlässigt.

	Kosten Leistung [Euro/(MW·a)]
Wind onshore	110.000
Wind offshore	250.000
Fotovoltaik	300.000 (100.000)

Tabelle 7 Modellkosten Erneuerbarer Energien

Für die Speichertechnologien werden zwei Technologien berücksichtigt, konventionelle Pumpspeicher und ein Wasserstoffspeicher, für den die Kosten anhand der Kosten für Erdgasspeicher abgeschätzt wurden [Gatzen 2009; Sedlacek 1999]. Die Bestimmung der Kosten für neue Speicherprojekte ist sehr schwierig, da aufgrund lokaler geologischer Gegebenheiten regional sehr differenzierte Kostenstrukturen vorliegen. Auch basieren aktuelle Pumpspeicherprojekte meist auf bereits bestehenden Anlagen, weshalb die hierbei genannten Baukosten nicht denen einer „Grüne-Wiese“ Planung entsprechen, die für einen fairen Vergleich mit anderen Technologien benötigt werden. Die Geschäftsberichte der beteiligten Unternehmen zeigen die folgende Kostenstruktur für neue Kraftwerksprojekte (Tabelle 8). Beim Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal liegen sehr positive geologische Gegebenheiten vor, auch wurden zu DDR-Zeiten umfangreiche Vorarbeiten durchgeführt und das Genehmigungsverfahren erheblich beschleunigt. Die Kosten für neue Kraftwerke sind daher deutlich höher anzusetzen [Ellersdorfer 2007].

Quelle	Leistung [MW]	Speicher [MWh]	Stunden [h]	Gesamtkosten [in Euro/MW]	Gesamtkosten [in Euro/MWh]	Anmerkung
PSW Goldisthal	1,060	8,500	8h	584,000	72,000	Fortgeführtes Großprojekt aus DDR-Zeiten
PSW Mühlegraben	500	2,900	5,8h	900,000	155,000	Unterbecken vorhanden
PSW Säckingen II	600	1,900	3,2h	533,000	168,000	Unterbecken vorhanden
PSW Habsberg	1,200	9,500	7,9h	666,000	84,210	Unterbecken vorhanden
PSW Atdorf	1,400	13,400	9,5h	714,000	74,626	Unterbecken vorhanden
PSW Limberg 2	480	/	/	845,000	/	Ober- und Unterbecken vorhanden
PSW Reißbeck 2	430	/	/	925,580	/	Ober- und Unterbecken vorhanden

Tabelle 8 Baukosten aktueller Pumpspeicherprojekte⁷⁷

Wie bei allen anderen Technologien auch, ist die Funktion der Kosten naturgemäß von der

⁷⁶ Energieinformationsdienst, Freitag, 14. 08. 2009

⁷⁷ [Schluchseewerk 2010a; Schluchseewerk 2010b; Schorn 2009; Verbund 2010]

4 Modellanalyse

Nachfrage abhängig und kann daher im Modell nur nicht-linear abgebildet werden oder es müsste eine iterative Optimierung erfolgen, welche den Kraftwerkszubau und die daraus resultierende Veränderung der einzelnen Technologien explizit berücksichtigt. Dies kann in dem vorliegenden Modell nicht implementiert werden. Im Gegensatz zu Kraftwerkstechnologien, bei denen bedingt durch Lerneffekte und neue Technologien Kostendegressionen erwartet werden können, wird der Zubau von Pumpspeicherkraftwerken tendenziell teurer. Bereits heute führen regionale Bürgerproteste und umfangreiche Prüf- und Planungsverfahren zu deutlich höheren Kosten von Speicherprojekten. Für Pumpspeicher werden daher sehr konservative Werte angenommen, auch werden die Kosten für das Speichervolumen explizit berücksichtigt, da hier aufgrund von Umweltauflagen die höchsten Kostensteigerungen zu erwarten sind.

	Speicherwirkungsgrad [1]	Kosten Leistung [Euro/MW·a]	Kosten Speichervolumen [Euro/MWh]
Pumpspeicher	0,81	50.000	7.000
Wasserstoffspeicher	0,42	150.000	500

Tabelle 9 Modellkosten von Speichertechnologien

Wie bereits beschrieben ist es nicht Anspruch des Modells, eine Prognose über das Kraftwerkssportfolio der Zukunft zu erstellen, wie es in [Nitsch et al. 2009] oder [Fahl et al. 2009] geschieht. Entscheidend ist vielmehr die Analyse des Einflusses unterschiedlicher Vorgaben der CO₂-Reduktion unter der *Ceteris Paribus* Annahme gleicher Startbedingungen und den Auswirkungen auf den Einsatz von Speichern und der Erlössituation von Kraftwerken bei Wettbewerbspreisen.

4.2.2 Lastgänge

Für die Modellrechnung werden alle stochastischen Einflüsse auf Basis historischer Zeitreihen in das Modell übernommen. Diesem Ansatz fehlt eine Sensitivitätsanalyse, es wird jedoch ein möglichst charakteristischer Zeitraum ausgewählt. Im Folgenden sollen die einzelnen Zeitreihen näher erläutert werden. Hierfür wird der Zeitraum eines Jahres vom ersten Oktober 2008 bis zum ersten Oktober 2009 ausgewählt. Der Grund hierfür ist trotz der niedrigeren Nachfrage aufgrund der Wirtschaftskrise die Tatsache, dass es sich hierbei um einen besonders windschwachen Zeitraum handelt, die Voraussetzungen für die Deckung der Nachfrage aus Windstrom somit besonders schlecht sind und eine *Worst-Case*-Betrachtung möglich ist.

4.2.2.1 Onshore-Wind

Der Verlauf der Windgeschwindigkeit der letzten zwanzig Jahre ist in Abbildung 54 in Form der Mittelwerte aller in der Datenbank des Fachgebiets erfassten Wetterstation des Deutschen Wetterdienstes dargestellt. Die Originaldaten liegen hierbei in stündlicher Auflösung vor. In der Abbildung ist bereits deutlich ein saisonaler Verlauf der Windeinspeisung erkennbar. Diese

Daten zeigen, dass zumindest an Land bei starkem Ausbau der Windenergie entweder überschüssige Mengen entstehen oder Langzeitspeicher notwendig werden, um Strommengen von den windstarken Wintermonaten in die Sommermonate zu übertragen.

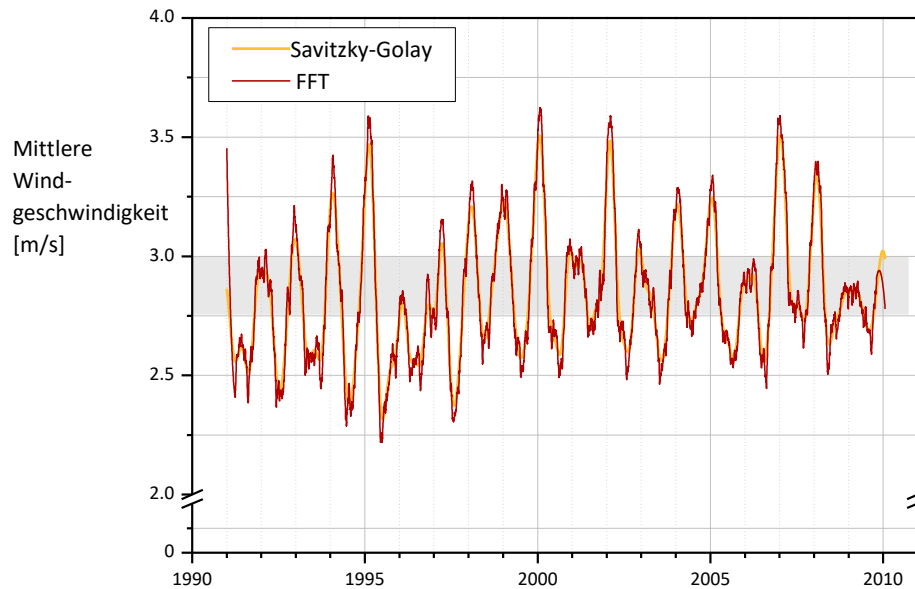


Abbildung 54 Mittlere Windgeschwindigkeit aller DWD Wetterstationen in Deutschland

Seit 2006 veröffentlichen die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber Einspeisedaten der Windkraftanlagen innerhalb ihrer jeweiligen Regelzone. Der Großteil der Windanlagen ist auf die beiden Regelzonen 50 Hertz Transmission (ehemals Vattenfall Transmission) und Tennet (ehemals Transpower bzw. E.On Netz GmbH) konzentriert. Eine Analyse der Daten zeigt ebenfalls starke saisonale Schwankungen, wobei die größten Strommengen im Monat Januar eingespeist werden. Das Orkantief „Kyrill“ führt im Januar 2007 zu einer durchschnittlichen Wind-einspeisung von 10 Gigawatt.

4 Modellanalyse

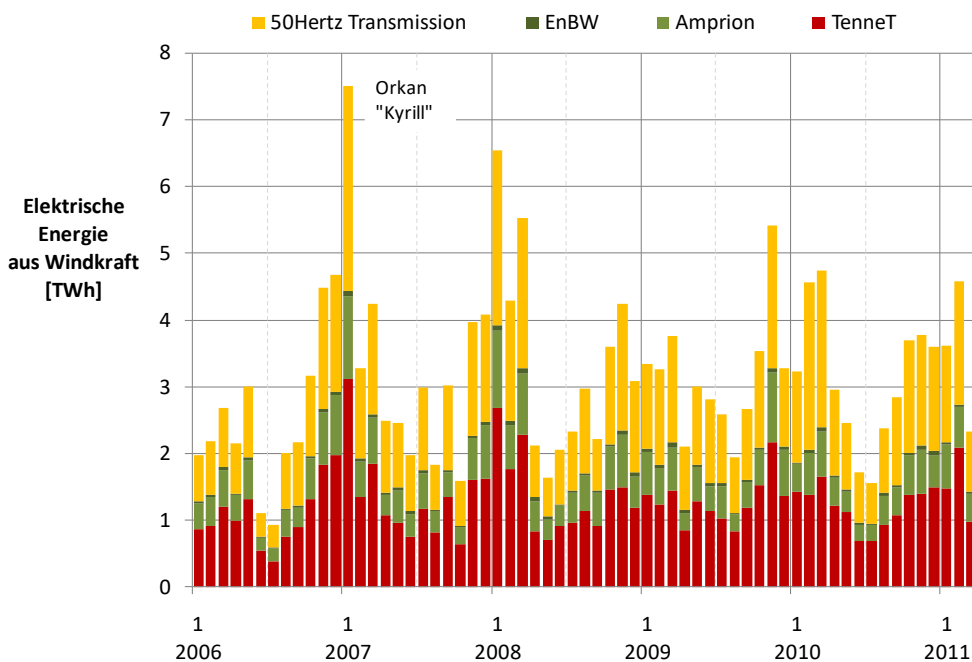


Abbildung 55 Stromerzeugung aus Windenergie⁷⁸

Für eine genauere Analyse werden die stündlichen Daten mit Hilfe eines FFT⁷⁹-Filters analysiert und durch die Anwendung eines Tiefpasses hochfrequente Anteile herausgefiltert. Hierbei zeigt sich erneut in allen Jahren eine ausgeprägte Saisonalität (Abbildung 56).

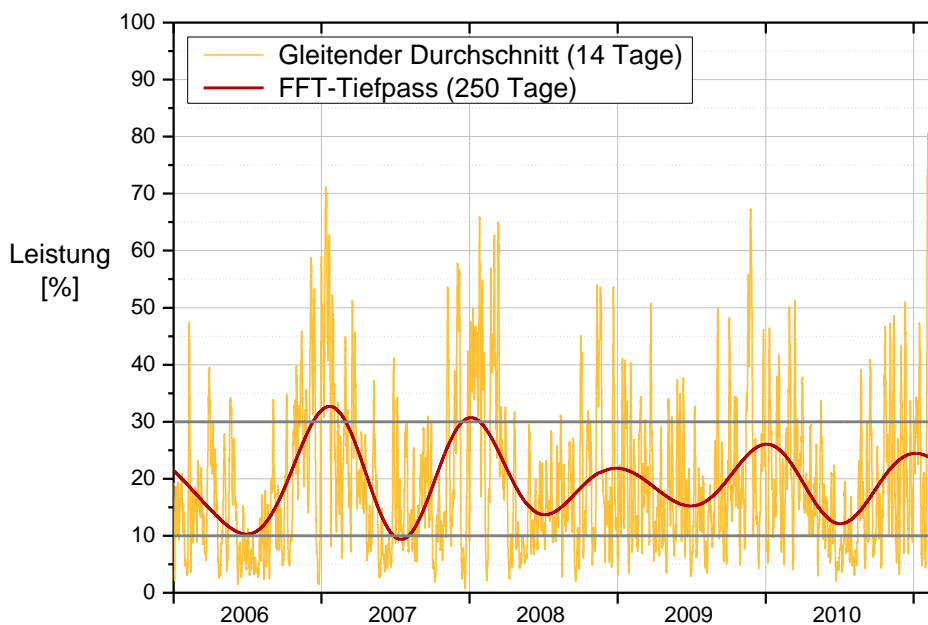


Abbildung 56 Gemittelter Verlauf der Windeneingeeinspeisung innerhalb der Transpower-Regelzone

⁷⁸ Stand: 22.11.2010

⁷⁹ Fast Fourier Transformation

Noch höher sind jedoch die kurzfristigen Schwankungen der Windeinspeisung. Diese schwankt im Zeitraum einer Stunde um bis zu 2500 MW. Im Anhang 8.3 ist die Verteilung genauer aufgeschlüsselt. Beispielhaft ist der Verlauf der Einspeisung im Januar 2010 dargestellt. Eine Reihe von Tiefdruckgebieten, darunter das bekannte Tief „Daisy“, führt zu einer Reihe extremer Leistungsgradienten. Am 27. Januar 2010 steigt die Einspeisung aus Onshore-Windanlagen innerhalb von zweiundzwanzig Stunden von wenigen hundert MW auf über 18.000 Megawatt, was einem Gradienten von über 800 MW pro Stunde entspricht (Abbildung 57). Der Verlauf ist hierbei nur schwach mit der Tageszeit korreliert, lediglich in den Morgenstunden und am Vormittag liegt der langjährige Mittelwert bis zu 15 Prozent unter der Windeinspeisung zur Mittagszeit und am frühen Nachmittag.

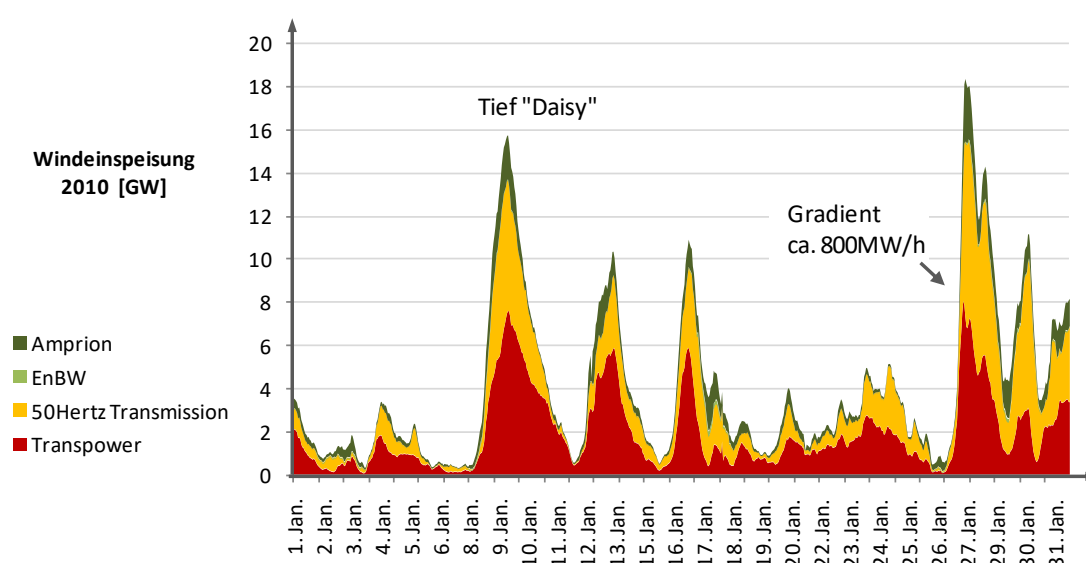


Abbildung 57 Einspeisung aus Windkraftanlagen im Januar 2010

Das obige Diagramm zeigt aber auch, dass der realistische Beitrag von Windkraftanlagen zur Kapazitätsbereitstellung sehr gering ist. Trotz der sehr hohen Windeinspeisung am 28. Januar liegt die mittlere Windgeschwindigkeit am Vortag mit unter 0,6 m/s deutlich unter der Einschaltgeschwindigkeit von Windanlagen. Gleichzeitig erreicht die Nachfrage die höchsten Werte des ersten Halbjahrs 2010. Im Jahr 2009 liegt der minimale Beitrag von Windanlagen zur Nachfragedeckung bei knapp 0,11 Prozent⁸⁰, im Mittel bei 8,3 Prozent und zu Spitzenzeiten bei über 40 Prozent (Abbildung 59). De facto muss demnach jedes Megawatt installierter Windleistung durch alternativ verfügbare Kraftwerke abgesichert werden.

⁸⁰ 29.06.2009 10:00h

4 Modellanalyse

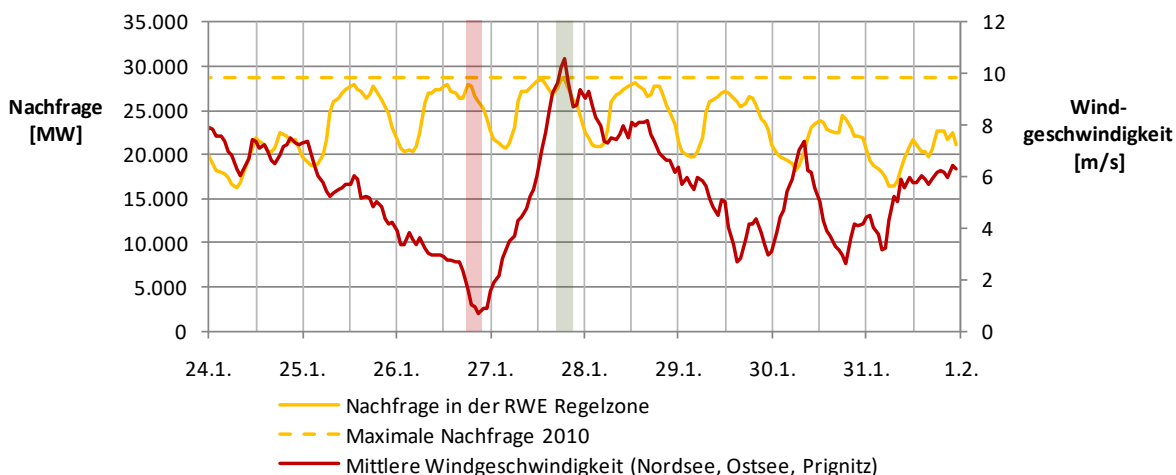


Abbildung 58 Wind- und Nachfragesituation am 27. und 28. Januar 2010

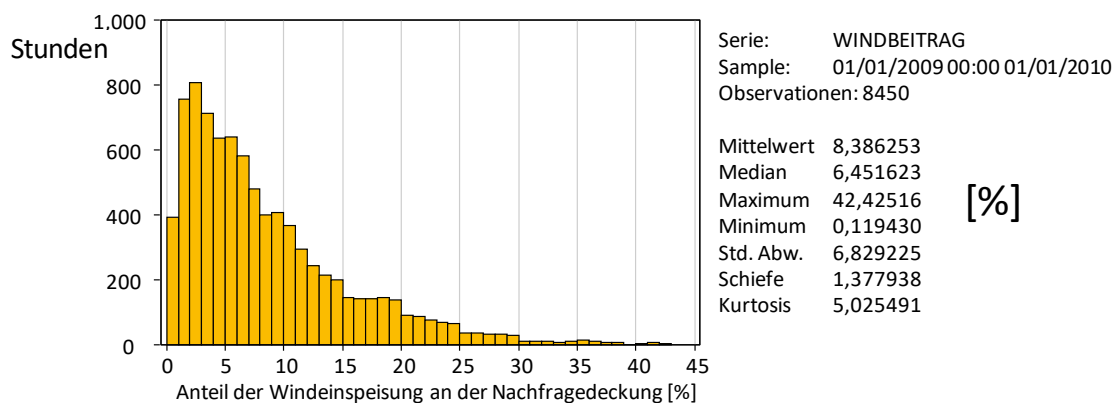


Abbildung 59 Anteil der Windeinspeisung an der Nachfragedeckung 2009

4.2.2.2 Offshore-Wind

Für Offshore-Anlagen existiert für die Modellrechnung keine Zeitreihe von Einspeisedaten, da der erste deutsche Offshore-Windpark „Alpha Ventus“ erst im Oktober 2009 in Betrieb genommen wurde und erst seit Mitte 2010 Einspeisedaten von TENNET im Internet veröffentlicht werden. Von daher wird nachfolgend auf Wetterdaten der in Nord- und Ostsee installierten Testplattformen Fino1 und Fino2⁸¹ zurückgegriffen. Die Umrechnung der Windgeschwindigkeiten (100m Höhe) in Leistungen der Windanlagen erfolgt anhand der Kennlinie einer REPOWER 5M Windanlage. Eine Hochrechnung dieser Daten führt auf das Problem, dass die zeitliche und räumliche Verteilung des Windaufkommens nicht bekannt ist und daher ein korrekter Wert für den Wind-Gleichzeitigkeitsfaktor noch nicht bestimmt werden kann. Dieser aber wäre notwendig, um die Gesamtvolatilität der Windeinspeisung zu modellieren. Hinweise der in Tabelle

⁸¹ <http://www.fino-offshore.de/>

10 dargestellten Daten lassen vermuten, dass es hier je nach geografischer Lage erhebliche Unterschiede gibt.

	50 HERTZ	AMPRION	ENBW	TRANSPOWER
50 HERTZ	-	0,71	0,57	0,86
AMPRION	0,71	-	0,68	0,80
ENBW	0,57	0,68	-	0,52
TRANSPOWER	0,86	0,80	0,52	-

Tabelle 10 Korrelation der Onshore-Windeinspeisung in unterschiedlichen Regelzonen

Es ist anzunehmen, dass es bei größeren Distanzen zu gewissen Glättungs- bzw. Ausgleichseffekten kommt [Czisch et al. 2001], jedoch ist die genaue Höhe noch nicht bekannt. Aufgrund des kubischen Zusammenhangs von Windgeschwindigkeit und Energiegehalt des Windes kann keine Mittelwertbildung der Windgeschwindigkeiten erfolgen sondern die Ausgangsleistungen müssen für jeden Windpark einzeln bestimmt und anschließend summiert werden.

Für das Modell wird angenommen, dass Windfelder im Zeitraum von 24 Stunden den Bereich der Windanlagen überstreichen, so dass die Windeinspeisung über diesen Zeitraum gemittelt wird. Des Weiteren werden Anlagenausfälle und Revisionen durch einen gleichverteilten Störterm berücksichtigt. Insgesamt ergibt sich so für den betrachteten Zeitraum eine Volllaststundenzahl von 3800 Stunden pro Jahr. Die Auslastung der Offshore-Anlagen liegt somit deutlich über der Auslastung von Onshore-Anlagen. Ein Vorteil der Offshore-Anlagen liegt darin, dass die maximale Leistung der Anlagen bereits bei Windgeschwindigkeiten erreicht werden (ca. 12,5 m/s), die nur geringfügig über der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit liegen (ca. 10 m/s). Dadurch kann die Anlage durch *Pitch*-Regelung in vielen Stunden bei konstanter Maximalleistung arbeiten und es treten weniger Leistungsspitzen auf. Neue Auswertungen der veröffentlichten Einspeisedaten zeigen die Zeiträume konstanter Einspeisung.

4 Modellanalyse

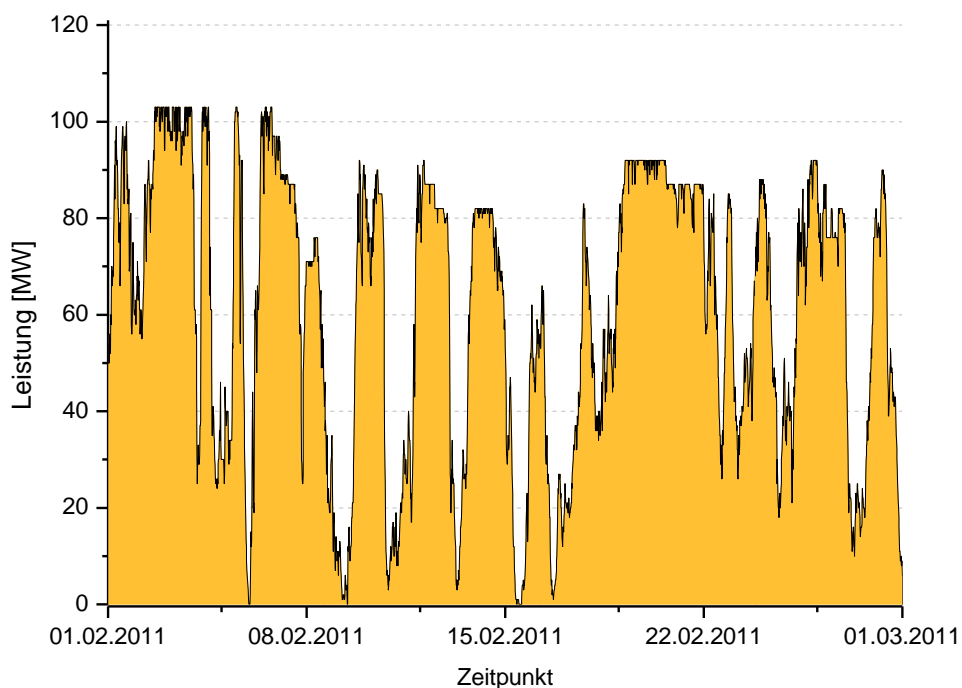


Abbildung 60 Einspeiseverlauf von Offshore-Wind in der Regelzone von TENNET

Im Anhang 8.3 sind die Histogramme der Windeinspeisung und der resultierenden Windleistung aufgeführt. Der Verlauf der Einspeisung ist in Abbildung 61 dargestellt. Trotz der deutlich höheren Auslastung sind auch hier saisonale Effekte zu erkennen.

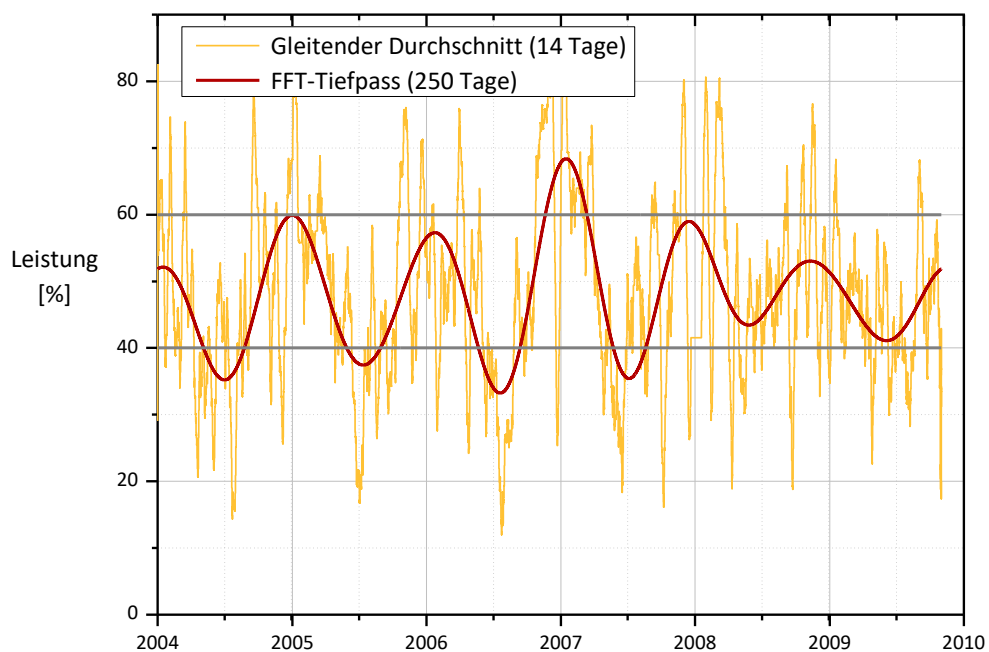


Abbildung 61 Verlauf der Offshore-Windeinspeisung

4.2.2.3 Photovoltaik

Aufgrund der hohen Fördersätze kam es in den letzten Jahren in Deutschland zu einem erheblichen Zubau von Photovoltaikanlagen auf über 8000 Megawatt bis Ende 2009⁸². Für die 50HERTZ Regelzone werden seit 2007 auch stündliche Einspeisungen aller EEG-Anlagen veröffentlicht. Diese sind in Abbildung 63 dargestellt. Der erhebliche Zubau in der Regelzone ist deutlich erkennbar, wenngleich die installierte Leistung mit ca. 500 MW noch deutlich unterhalb der installierten Windleistung von über 9000 MW im selben Gebiet liegt. Der Großteil der PV-Anlagen ist in sonnenstärkeren Regionen im Südwesten Deutschlands installiert. Erwartungsgemäß ist die Einspeisung in den Sommermonaten am höchsten, im Winter sinkt die durchschnittliche Einspeisung erheblich ab. In Abbildung 64 ist die stündliche Einspeisung dargestellt. Der Verlauf der PV-Einspeisung wird anhand des Sonnenstandes und der durchschnittlichen Sonnenstunden des Tages aus den DWD-Daten des Fachgebiets ermittelt. Zusätzlich wird ein Wirkungsgradverlust bei hohen Temperaturen berücksichtigt.

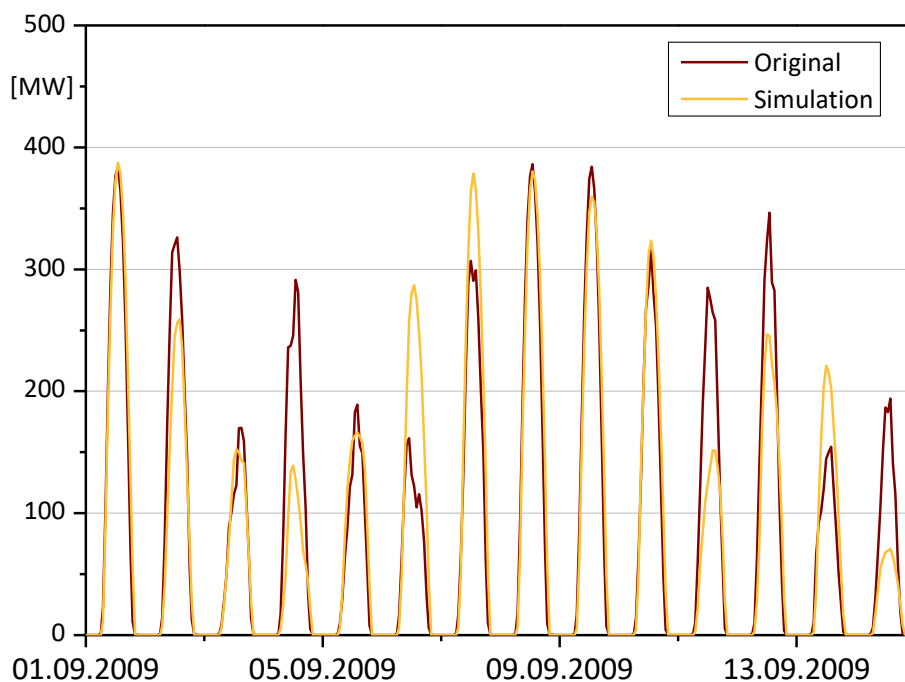


Abbildung 62 Simulation der Photovoltaik-Einspeisung⁸³

Die maximal mögliche Einspeisung wird durch das Modell sehr gut ermittelt, die Schwankungen zwischen den Tagen aufgrund von unterschiedlichen Wetterlagen ist hingegen noch unzureichend abgebildet. Durch zusätzliche Informationen über Bedeckungsgrad oder Regengebiete kann das Modell verbessert werden, diese Informationen sind jedoch noch nicht in der Fachgebiets-Datenbank erfasst. Auch verändert sich die installierte Leistung durch den erheblichen

⁸² Quelle: BDEW, Bundesnetzagentur

⁸³ Datenbasis sind die veröffentlichten Einspeisedaten der 50Hertz Regelzone

4 Modellanalyse

chen Zubau und die verfügbaren Daten entsprechen nur einem geringen Teil der gesamten installierten Leistung. Bei der Betrachtung von Daten aus Gesamtdeutschland nimmt der Einfluss regionaler Wetterlagen ab und die Simulationsgüte wird besser. Das R^2 im Betrachtungszeitraum ist mit 0,84 dennoch zufriedenstellend und nicht zu weit von den Ergebnissen einer Vortagsprognose entfernt. Die von TENNET veröffentlichte PV-Prognose weist ein R^2 von 0,92 auf⁸⁴. Insgesamt ergeben sich aus den Simulationsdaten für den betrachteten Zeitraum etwa 950 Volllaststunden für PV-Anlagen pro Jahr.

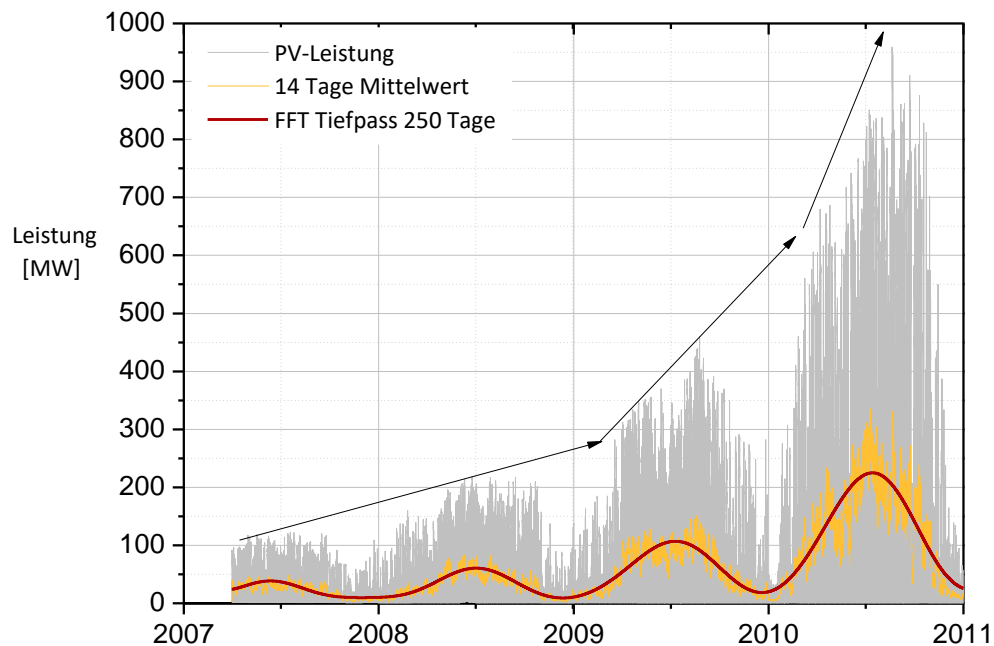


Abbildung 63 Jährlicher Verlauf der Einspeisung aus PV-Anlagen in der 50Hertz Regelzone

⁸⁴ Datenbasis: März bis November 2010

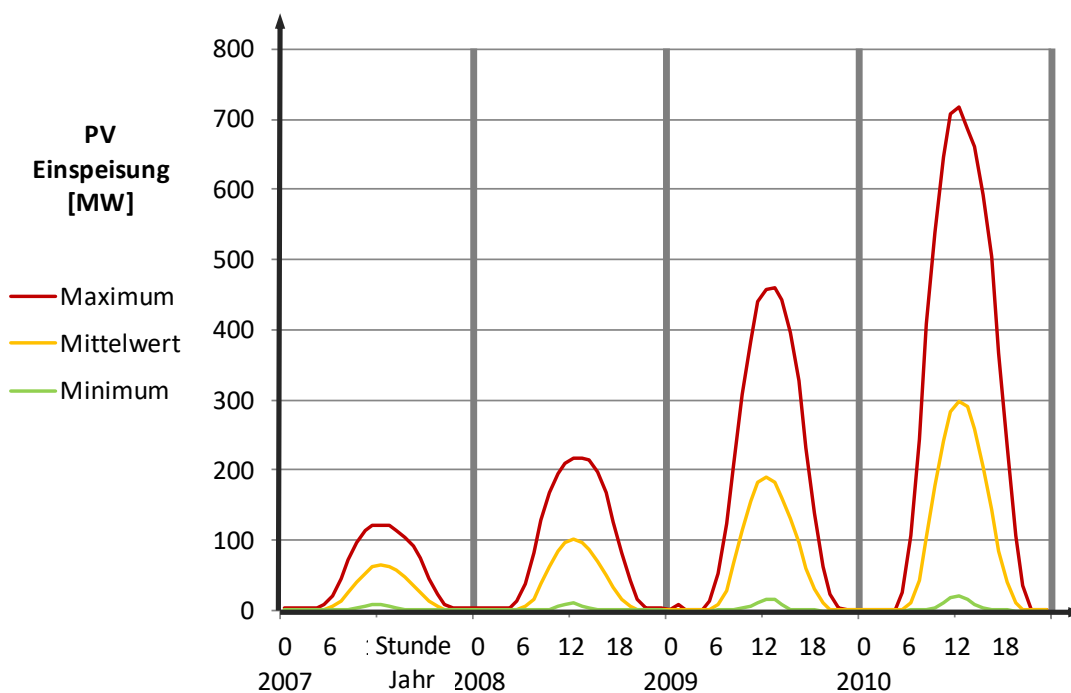


Abbildung 64 Stündlicher Verlauf der Einspeisung aus PV-Anlagen in der 50Hertz-Regelzone

In Anhang 8.4 sind für die betrachteten Erneuerbaren Energien zusätzlich die Jahresdauerlinien der modellierten Einspeiseverläufe seit 1991 dargestellt

4.2.2.4 Nachfrage

Für die Endnachfrage nach Strom werden die veröffentlichten Nachfragedaten der ENTSO-E⁸⁵ verwendet. Aufgrund der Wirtschaftskrise liegt die Nachfrage innerhalb dieses Zeitraums ca. fünf Prozent unter der Nachfrage im Vorjahreszeitraum, das Verhältnis von Mittel- zur Spitzenlast sowie der jahreszeitliche Verlauf bleiben aber erhalten. Genau wie bei der stochastischen Einspeisung unterliegt die Nachfrage sowohl saisonalen Zyklen als auch kurzfristigen Tages- und Stundenschwankungen. Diese sind jedoch nicht derart ausgeprägt, so dass ein Grundlastband verbleibt (Abbildung 65).

⁸⁵ [http://www.entsoe.eu/Consumption/Data](http://www.entsoe.eu/Consumption>Data)

4 Modellanalyse

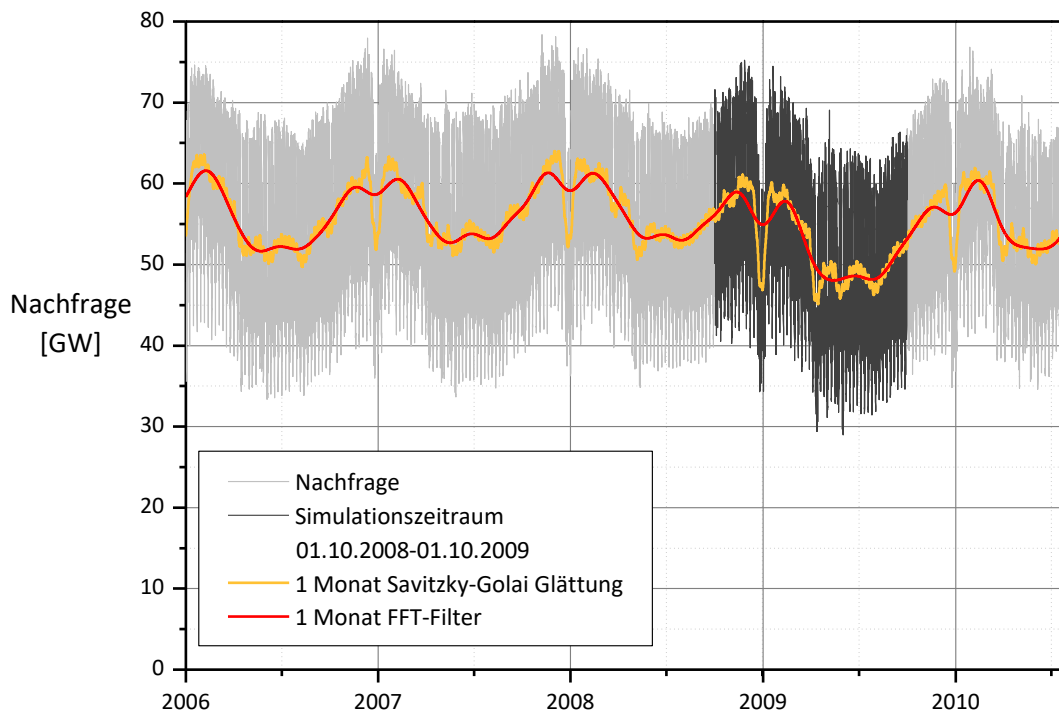


Abbildung 65 Stromnachfrage in Deutschland⁸⁶

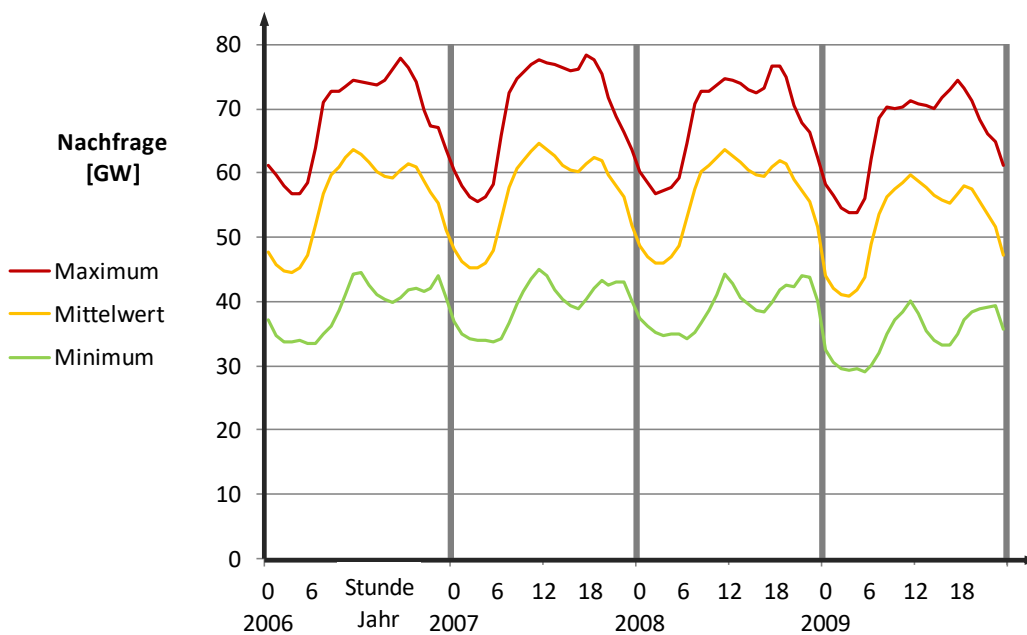


Abbildung 66 Tagesverlauf der Stromnachfrage 2006-2009

Das Integral des Lastgangs ergibt die Gesamtmenge des jährlichen Stromverbrauchs. Für das Jahr 2008 ergibt sich aus den *ENTSO-E* Daten eine Energiemenge von 495 TWh. Diese Werte

⁸⁶ Quelle: ENTSO-E

beinhalten nur den Verbrauch aus dem so genannten „Netz der allgemeinen Erzeugung“ und somit nicht den Verbrauch aus industrieller Eigenerzeugung oder Kraftwerken der Deutschen Bahn⁸⁷. Nach Abzug der Netzverluste ergibt sich hieraus ein Verbrauch von ca. 470 TWh. Dies stimmt mit der Angabe des Statistischen Bundesamtes zur Abgabe an Letztverbraucher im Jahr 2008 gut überein. In Tabelle 11 sind die aktuellen Statistiken gegenübergestellt.

DESTATIS				BDEW	
[TWh]	2009	2008	Differenz 2008-2009		2008
Bruttoerzeugung	478.4	522.8	-9%		
Eigenverbrauch	32.3	34.2	-6%		
Nettoerzeugung	446.1	488.6	-10%	Nettoerzeugung der Stromerzeuger	489
Bezug Inland	1100.6	1180.9	-7%		
von anderen EVU	976.2	1042.9	-7%	+ Einspeisung Privater (EEG)	65
von sonstigen Marktteilnehmern	124.4	138.1	-11%	+Erzeugung Industrie	46
Bezug Ausland	41.9	41.7	0%	+Einfuhr	40
Bezug insgesamt	1142.4	1222.6	-7%		
Abgabe Inland	1061.8	1130.7	-6%	Erzeugung und Einfuhr	640
an andere EVU	621.3	660.3	-6%		
an Letztverbraucher	440.5	470.4	-7%		
Abgabe Ausland	54.1	61.8	-14%	-Ausfuhr	63
Abgabe insgesamt	1115.9	1192.5	-7%	-Industrie Eigenverbrauch	20
Pumparbeit	7.6	7.9	-4%		8
Stromverbrauch (einschl. Verluste)	465.0	510.8	-10%	Stromverbrauch (einschl. Verluste)	549
Netzverluste	26.5	30.1	-14%	-Verluste und statistische Differenzen	30
Nettostromverbrauch	438.5	480.6	-10%	Nettoverbrauch aus dem Netz der Stromversorger	518

Tabelle 11 Statistiken zum Stromverbrauch in Deutschland nach [Statistisches Bundesamt 2009] und BDEW

Die vertikale Netzlast lag 2008 bei 400 TWh (2009: 365 TWh), jedoch fehlt die Einspeisung auf unteren Netzebenen, insbesondere durch dezentrale Erzeuger und Windanlagen. Insgesamt erscheint der *ENTSO-E* Lastgang jedoch eine untere Abschätzung der Gesamtnachfrage zu bilden.

⁸⁷ Welche in ein eigenes Netz mit 16 2/3 Hz Netzfrequenz einspeisen

Einschub – Fourieranalyse der Lastgänge

Für eine Abschätzung der notwendigen Speicherkapazitäten zur Lastglättung wird sowohl bei den stochastischen Einspeisungen als auch bei der Nachfrage eine Fourieranalyse durchgeführt. Hierbei wird die Zeitreihe in Frequenzen f zerlegt. Diese entspricht der Anzahl der Speicherzyklen (bzw. reziprok der mittleren Speicherdauer) und aus der Amplitude kann die notwendige Speicherkapazität bestimmt werden, die nötig wäre, die Schwankungen dieser Zeitreihe vollständig auszugleichen. Bei stochastischen Einspeisungen aus Windkraftanlagen zeigen sich deutlich die bereits beschriebenen saisonalen Zyklen. Aufgrund der stochastischen Einspeisung können kurzfristige Zyklen mit dieser Methode nicht bestimmt werden, jedoch sind leichte Ausschläge bei Zyklendauern von 24 Stunden erkennbar, die bereits auf Tagesspeicher hindeuten. Bei der Photovoltaik sind diese Tageszyklen erwartungsgemäß am stärksten ausgeprägt, zudem ist ebenfalls eine Saisonalität erkennbar.

Gute Ergebnisse liefert diese Methodik jedoch bei der Analyse von Lastgängen. Ausgewertet werden die Lastgänge mit der besten Datenbasis, dies ist die stündliche Nachfrage im Netzgebiet PJM-Ost⁸⁸ als auch die ¼h vertikale Netzlast innerhalb der AMPRION Regelzone⁸⁹. Die in Abbildung 67 dargestellten Analyseergebnisse verdeutlichen die Unterschiede in der Nachfrage der beiden Netzgebiete. Während in beiden Gebieten deutlich die Tages- und Wochenzyklen erkennbar sind, ist im PJM Gebiet ein Peak bei 4380 Stunden, also einem halben Jahr. Wie in 2.1.1 erwähnt liegt die Ursache hierfür in der starken Nutzung von Klimaanlage begründet. Für die Systembetrachtung bedeutet dies, dass zur Lastglättung in den USA weniger Jahrespeicher nötig sind, sondern Monatsspeicher ausreichen. Gleichzeitig hat dies Einfluss auf die Korrelation der Nachfrage mit erneuerbaren Energiequellen. Sollte es nicht möglich sein, die Klimatisierung durch andere Wege (Adsorptionskälteanlagen etc.) günstiger zu erreichen, könnte die Photovoltaik an Bedeutung gewinnen, da so Langzeitspeicher vermieden werden können. Für die folgende Modellbetrachtung wird jedoch die Nachfrage in Deutschland zu Grunde gelegt. Vor diesem Hintergrund können die Ergebnisse nicht direkt auf Nordamerika übertragen werden.

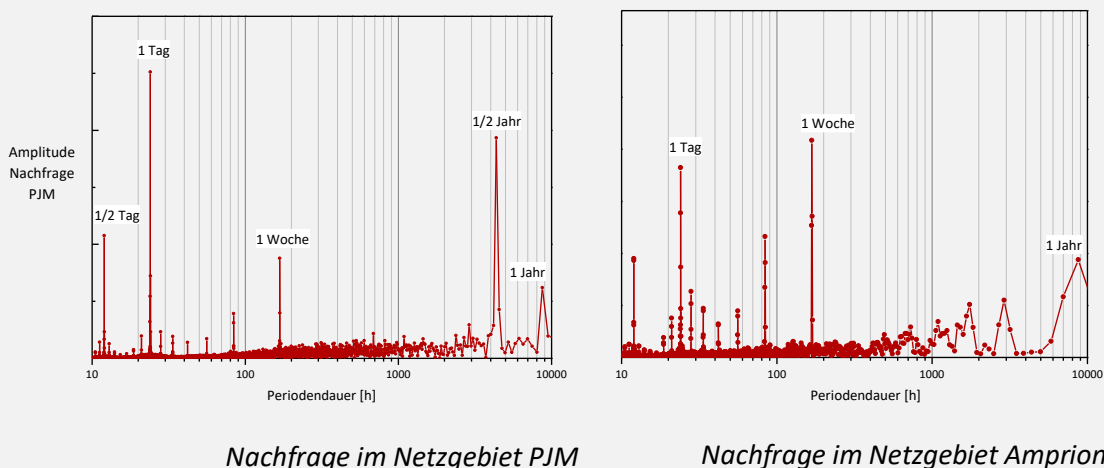


Abbildung 67 FFT Analyse der Nachfrage in amerikanischen und europäischen Netzgebieten

⁸⁸ <http://www.pjm.com/markets-and-operations/energy/real-time/loadhryr.aspx>

⁸⁹ <http://www.amprion.de/vertikale-netzlast>

4.3 Residuallast

In der ersten Auswertung werden zu den in 4.2.2 ermittelten Lastgängen Ausbauszenarien exogen vorgegeben. Die angenommenen Werte liegen im Mittelfeld der relativ großen Bandbreite von Szenarioannahmen [Bee 2009; Fahl et al. 2009; Nitsch & Wenzel 2009], wobei die aktuelle Mittelfristprognose der Netzbetreiber bis 2015 [Ünbs 2009] auf noch höhere Zubauraten schließen lässt. Die Nachfrage wird auf Basis der *ENTSO-E* Daten gebildet. Im Jahr 2008 entspricht dies einem Gesamtverbrauch von 495 TWh.

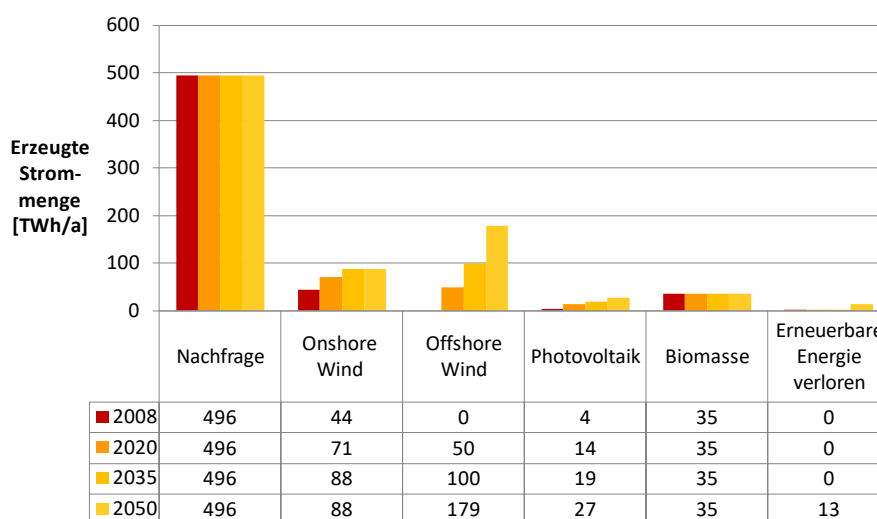
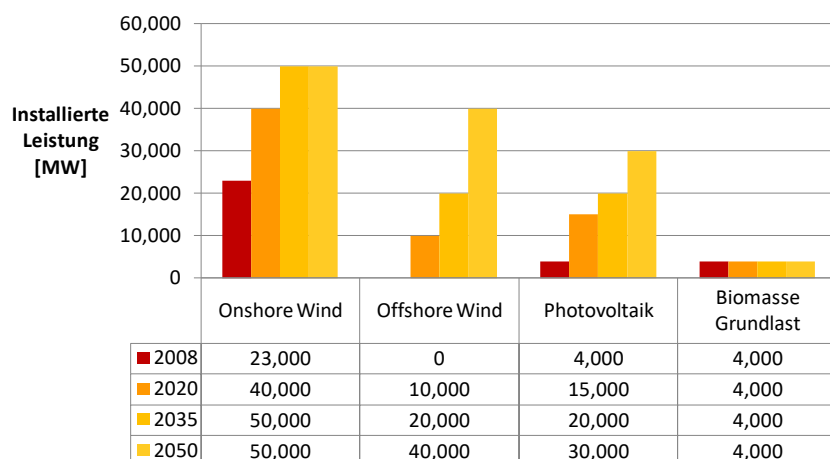


Abbildung 68 Szenarien mit exogen vorgegebenem Zubau Erneuerbarer Energien

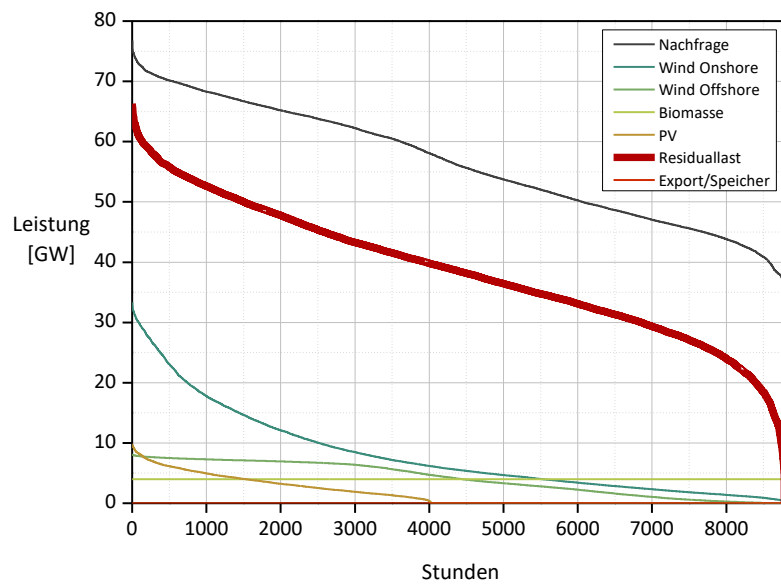
Da Biomasse relativ gut speicherbar ist, wird sie nicht explizit modelliert. Lediglich ein fester Grundlastanteil von *Must-Run*-Einheiten wird vorgegeben um die Einspeisung von Kleinanlagen zu berücksichtigen. Das Thema Kraft-Wärme-Kopplung wird für diese Simulation vernachlässigt, es ist jedoch auch nicht sicher, in welche Richtung sich diese Technologie entwickeln wird, da es sehr unterschiedliche Betreiberkonzepte gibt. Während konventionelle Gegen-Druckturbinen keine Entkopplung von Strom und Wärme ermöglichen und bei Wärmebedarf

4 Modellanalyse

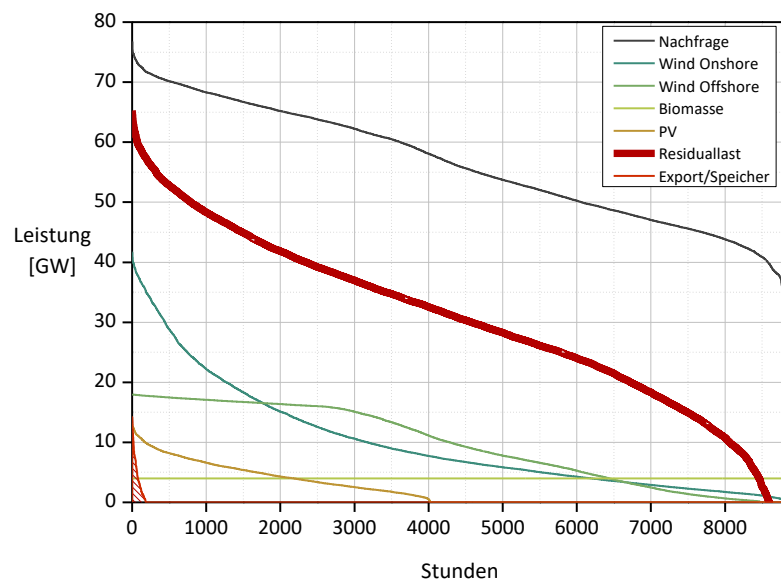
unabhängig der Elektrizitätsnachfrage Strom einspeisen, sind andere Konzepte wie die LICHTBLICK-Mikro-KWK Anlage durch einen großen Wärmespeicher auf eine sehr geringe Volllaststundenzahl ausgelegt und ermöglichen eine getrennte Erzeugung von Strom und Wärme.

Abbildung 69 zeigt die resultierenden Jahresdauerlinien der Szenarien basierend auf Referenzdaten des Jahres 2008. Die hervorgehobene rote Linie zeigt die resultierende Residuallast, die durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss. Solange die Residuallast positiv ist, kann auf eine Speicherung verzichtet werden und die Nachfrage durch einen flexiblen Kraftwerkspark gedeckt werden. Bis zum Szenario des Jahres 2035 ist dies der Fall, erst danach kommt es zu deutlichen Überschüssen aus stochastischen Einspeisungen. Netzengpässe werden in dieser Betrachtung vorerst vernachlässigt, sie werden in Kapitel 5.1.1 genauer behandelt.

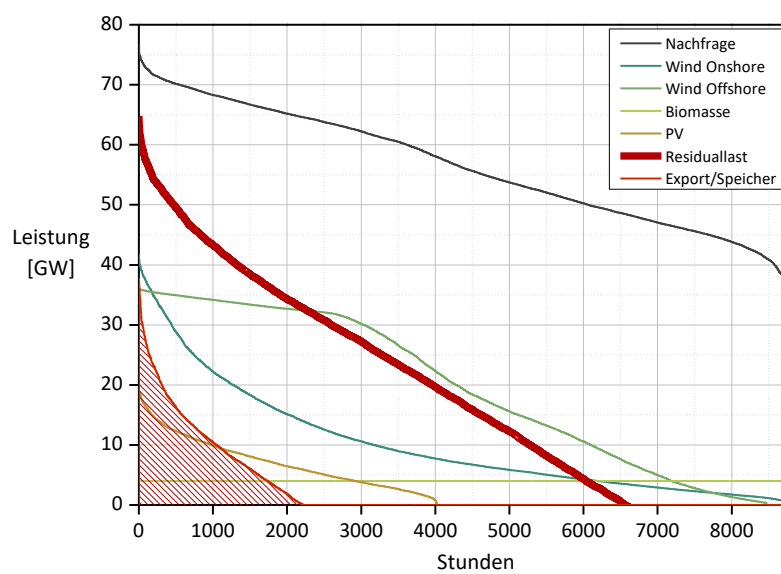
Szenario Jahr 2020



Szenario Jahr 2035



Szenario Jahr 2050



*Abbildung 69
Residuallast in den
Szenarien 2020, 2035
und 2050*

4.4 Modellrechnungen

Die Ergebnisse in Abbildung 69 zeigen eine erhebliche Veränderung der Residuallast innerhalb der nächsten Jahrzehnte. Der Grundlastanteil wird reduziert und die Steigung der Jahresdauerlinie nimmt zu. Dies ist aus ökologischer Sicht zwar sehr positiv, da die Fläche zwischen Nachfrage und Residuallast der CO₂-freien Stromerzeugung entspricht und nur die verbleibende Fläche unter der Residuallast durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss. Gleichzeitig stellt es jedoch auch eine Herausforderung an den Umbau des konventionellen Kraftwerksparks dar. Während die Energiemenge abnimmt, bleibt die maximale Leistung weitestgehend konstant. Für wenige Stunden im Jahr muss also nach diesem Szenario eine erhebliche Backup-Kapazität bereitgehalten werden. In den folgenden Modellrechnungen wird untersucht, inwiefern Speicher zur Glättung der Residuallast eingesetzt werden können und wie diese dimensioniert werden müssen. In einem zweiten Schritt werden die Auswirkungen auf den bestehenden konventionellen Kraftwerkspark mit Hilfe einer heuristischen Kraftwerkseinsatzplanung untersucht. Abschließend wird eine integrierte Optimierung des Gesamtsystems bei vorgegebenen CO₂-Zielen durchgeführt.

4.4.1 Wirtschaftlichkeit von Speichern

In den Modellrechnungen dieses Kapitels wird untersucht, ob und welche Speicher zur Integration von Erneuerbaren Energien geeignet sind und ob diese wirtschaftlich am Markt agieren können. Zunächst erfolgt eine wohlfahrtstheoretische Analyse von Speichern (externe Effekte) auf Basis historischer Gebotskurven, anschließend wird explizit der Speichereinsatz für das vorgegebene Zubauszenario Erneuerbarer Energien untersucht.

4.4.1.1 Externe Effekte von Speichern (und Leitungen)

Die Planung des Einsatzes von Speichern erfolgt auf Basis der Last bzw. den Preisen ohne den bzw. vor dem Speichereinsatz. Ist die Gesamtzahl der Speicher groß genug und gehen alle Speicherbetreiber von derselben Kostenfunktion aus, beispielsweise günstigem Nachtstrom und teurem Tagesstrom, kann sich die Nachfrage durch das Laden und Entladen der Speicher so angleichen, dass am Ende der Nachtstrom (*Off-Peak*) nicht signifikant preiswerter als Spitzenlaststrom (*Peak*) ist und alle Speicherbetreiber geringere Deckungsbeiträge verzeichnen. Im ungünstigsten Fall liegen die Preise beim Einspeichern über denen des Ausspeicherns. Der Mechanismus der Preisbeeinflussung ist in Abbildung 70 dargestellt.

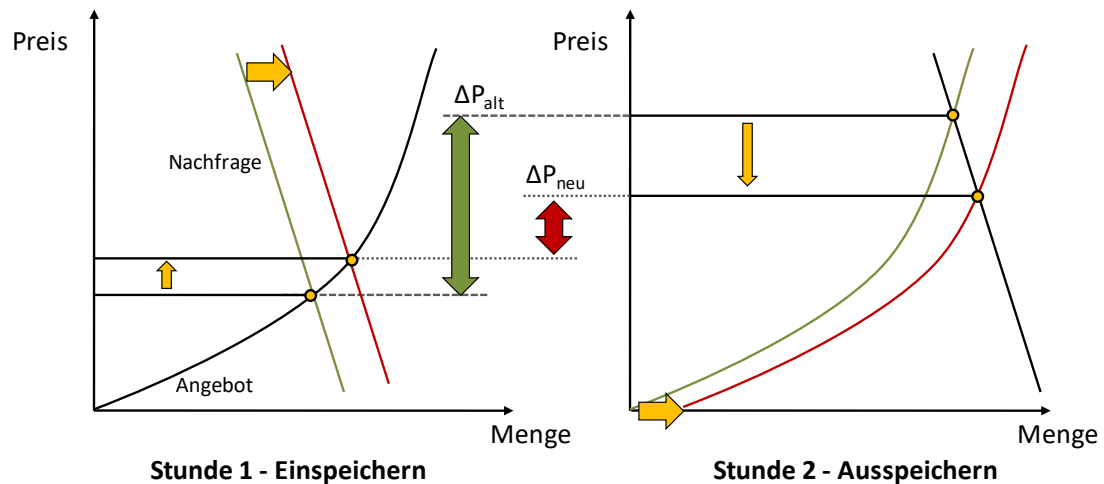


Abbildung 70 Preisbeeinflussung durch den Speichereinsatz

In den Stunden, in denen Strom eingespeichert wird, erhöht sich hierdurch die Nachfrage am Markt und der Marktpreis steigt. In den Stunden, in denen der Strom ausgespeichert und verkauft wird, hat der Speichereinsatz hingegen eine preisdämpfende Wirkung. In Summe reduziert sich die Preisdifferenz von ehemals ΔP_{alt} zu ΔP_{neu} . In Abbildung 71 sind die Preisänderungen am *Day-Ahead*-Markt der EPEX im Oktober 2009 bei einem angenommenen Speicherzubaue zwischen 0,5 GW und 3 GW Leistung mit jeweils acht Stunden Speichervolumen dargestellt. In einigen Stunden zeigt sich das Problem invertierter Preise bei unkoordiniertem Speichereinsatzes. Ohne eine Koordination mit dem Marktbetreiber können daher in einzelnen Stunden sogar negative Deckungsbeiträge des Speicherbetreibers entstehen. Ein derartig unkoordinierter Einsatz könnte auch entstehen, wenn in Zukunft das Laden von **Elektroautos** rein auf Basis von Preisprognosen entsteht. Insbesondere in Schwachlastzeiten mit geringem Marktvolumen führt die erhöhte Nachfrage zu erheblichen Effekten in der Preisbildung [Krüger 2008].



Abbildung 71 Preisänderung durch neue Speicher im Oktober 2009

In der vorstehenden Abbildung ist erkennbar, dass insbesondere die für Speicherbetreiber besonders lukrativen Preisausreißer gedämpft werden und sich das Preisniveau angleicht. Eine Bewertung von Speichern aufgrund historischer Marktpreise ist daher nur für wenige kleine Speicher gültig, deren Speicherbetrieb keinen Einfluss auf den Marktpreis ausübt. Für großtechnische Speicher von mehreren hundert Megawatt installierter Leistung trifft diese Annahme nicht mehr zu. Bei einem Marktvolumen von ca. 22 GW am *Day-ahead*-Markt der EPEX⁹⁰ hat beispielsweise allein das Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal bei voller Turbinenleistung einen Marktanteil von fast fünf Prozent und daher auch einen Einfluss auf den Marktpreis. Durch einen verstärkten Zubau von Speichern wird dieser Einfluss noch zunehmen. Wird von nicht-diskriminierenden Einheitspreisen ausgegangen, bestimmen die Preise nach Abschluss einer Optimierung auch die reale Erlösmöglichkeit aller vorangegangenen Speichereinsätze. Da die Speicher homogen sind ist der Erlös des letzten eingesetzten Speichers der maximale Erlös für alle anderen Speicher. Im Extremfall sind die Preise nach Abschluss aller Speicheroptimierungen vollständig angeglichen, so dass für keinen Speicher mehr eine Gewinnmöglichkeit auf Basis von Preisdifferenzen besteht. Der Zusammenhang von installierter Speicherleistung, Speichervolumen und Deckungsbeiträgen ist beispielhaft anhand einer Modellrechnung aus dem Jahr 2006 für den Spotmarkt der EEX dargestellt (Abbildung 72).

⁹⁰ Januar-Juli 2010

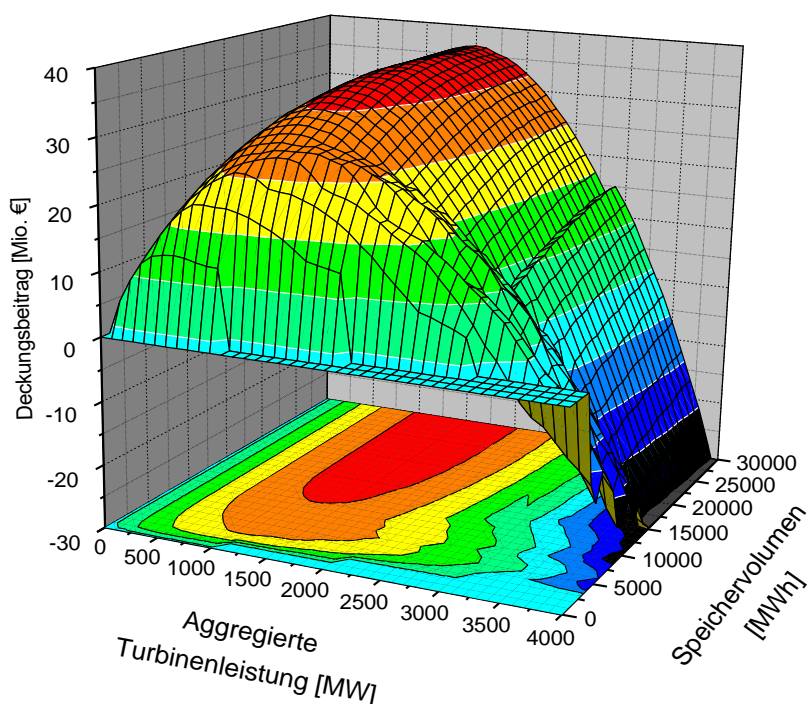


Abbildung 72 Speichererlöse in Abhängigkeit von Speichervolumen und Turbinenleistung (2006)

Modellrechnungen auf Basis historischer Daten zeigen, dass der gewichtete Mittelwert der Börsenpreise durch den Einsatz von Speichern leicht sinkt. Ein Zubau von 2 GW Leistung (=2x Goldisthal) hätte bis zum Jahr 2007 zu Preissenkungen von bis zu fünf Prozent geführt. Durch eine Zunahme des *Day-ahead*-Handelsvolumens ist diese Preissensitivität etwas zurückgegangen, nach 2008 hätte derselbe Zubau nur eine Preisänderung von etwa einem Prozent bewirkt.

Dass der Einsatz von Stromspeichern das Preisniveau senkt, muss aber nicht immer gelten. Dieser Effekt gilt nur unter der Voraussetzung eines konvexen Verlaufs der Angebotskurve. Bei einem anderen, z.B. s-förmigen Verlauf der Angebotskurve kann der Einsatz von Speichern auch mit einem steigenden Preisniveau verbunden sein. Ein s-förmiger Angebotsverlauf ist beispielsweise möglich, wenn das Marktdesign hohe negative Strompreise erlaubt.

Die Summe aller von Stromspeichern ausgelösten externen Effekte ergibt den gesellschaftlichen Wohlfahrtseffekt von Stromspeichern. Um diesen zu berechnen, werden die Angebots- und Nachfragekurve jeder einzelnen Stunde zu einer Netto-Kurve zusammengefasst. Trägt man die Netto-Kurven für den Zeitpunkt der Ein- und Ausspeicherung auf, erhält man die resultierende Preisdifferenz für unterschiedliche Speichergrößen dieser beiden Stunden. Die Wohlfahrt teilt sich auf in die Konsumentenrente, die Produzentenrente und den Deckungsbeitrag des Speicherbetreibers (Speicherrente). Die verbleibende Preisdifferenz ergibt sich aus der minimalen Preisdifferenz, bei der der Quotient aus Einkaufs- und Verkaufspreis unterhalb des Wirkungsgrads liegt.

4 Modellanalyse

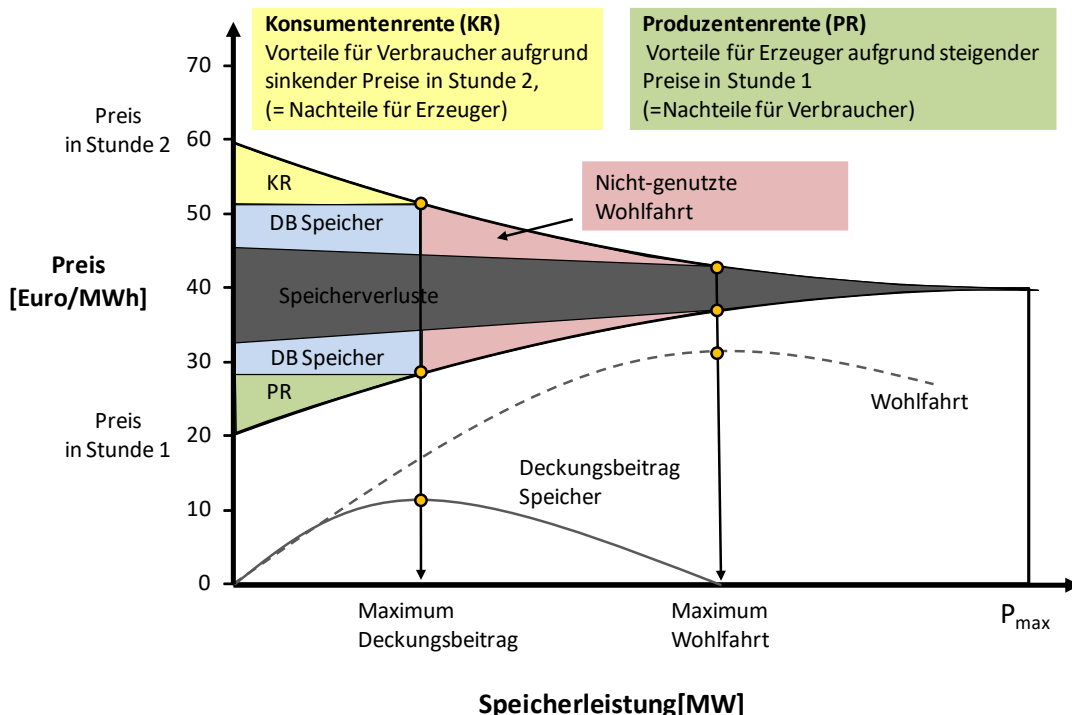


Abbildung 73 Wohlfahrtseffekte des Speichereinsatzes

Die Wohlfahrtsgewinne sind empirisch von durchaus relevanter Größenordnung. Im Jahr 2009 hätten zwei zusätzliche Speicher der Größe des Pumpspeicherwerks Goldisthal zusammen Deckungsbeiträge von ca. 25 Mio. Euro am Spotmarkt realisieren können. Gleichzeitig hätte dies gesellschaftliche Wohlfahrtsgewinne in derselben Größenordnung zur Folge gehabt, die jedoch für den Investor extern und damit entscheidungsirrelevant sind.⁹¹

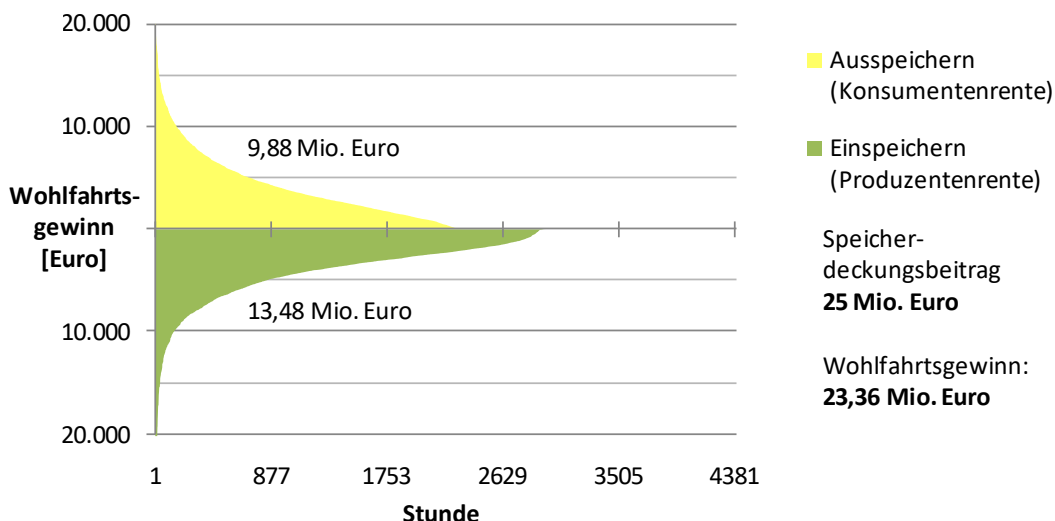


Abbildung 74 Konsumenten- und Produzentenrente im Jahr 2009 bei Zubau von 2000 MW Speicherleistung (8h Speichervolumen)

⁹¹ Die Wohlfahrtsgewinne wurden abgeschätzt als Dreiecksfläche $0,5 \times \Delta \text{Handelsvolumen} \times \Delta \text{Preis}$

Für den einzelnen Investor sind nur die Deckungsbeiträge des Speichers relevant, er wird daher den Speicherzubau auf das Niveau des maximalen Deckungsbeitrags begrenzen. Unter Annahme vollständiger Konkurrenz können zusätzliche Investoren in den Markt eintreten und auch die verbleibenden Wohlfahrtsgewinne abschöpfen, bis alle Marktteilnehmer an der Gewinnschwelle operieren. Aufgrund von Risiken der Preisentwicklung und den angesprochenen Konkurrenztechnologien agieren Investoren eher zurückhaltend. Allein durch privatwirtschaftliche Investitionen werden daher nie alle theoretisch möglichen Wohlfahrtsgewinne ausgeschöpft werden.

Dieselben externen Effekte sind auch bei der wirtschaftlichen Bewertung von Leitungsprojekten und insbesondere bei Ansätzen zur wettbewerblichen Finanzierung von Leitungsprojekten („*Merchant Investments*“) von hoher Bedeutung. Während Speicher Erlöse am Markt aus zeitlicher Preisarbitrage im Marktgebiet des Speichers generieren, können Leitungsbetreiber Gewinne aus der räumlichen Arbitrage zwischen den über die Leitung verbundenen Marktgebieten generieren. Hierbei verbleiben die Nutzungsrechte beim Eigentümer, dieser muss aber die Leitung auf Basis transparenter Marktpreise nutzen. In vielen Märkten der USA ist dieses System in Form der Nodalpreise und *Financial Transmission Rights* bereits implizit im Marktdesign integriert (siehe Kapitel 2.3). In Europa existieren in den meisten Ländern (noch) sehr unterschiedliche Märkte und Regulierungen, die einen privatwirtschaftlichen Betrieb von Leitungen mit *Third Party Access* zu kostenorientierten Netzentgelten verlangen. Aufgrund der hohen Bedeutung von Leitungen für die Integration Erneuerbarer Energien hat die Europäische Union daher bereits 2003 die Verordnung [Vo [Eg] Nr. 1228/2003] für den Ausbau des grenzüberschreitenden Stromhandels erlassen. Diese beinhaltet eine Ausnahmeregelung von der Kostenregulierung, die private Investitionen in Kuppelleitungen verbessert. Ziel ist die Schaffung eines Europäischen Verbundnetzes zur Ausweitung des europäischen Binnenmarktes Strom und besserer Integration der Erneuerbaren Energien, dem so genannten *Super-Grid* [Entso-E 2010].



Abbildung 75 Beispiele Europäischer Kuppelleitungen

4 Modellanalyse

In den letzten Jahren wurde eine Reihe von neuen Kuppelleitungen in Betrieb genommen, insbesondere zwischen Skandinavien und Kontinentaleuropa, die rein marktbasiert betrieben werden, häufig sind jedoch auch kostenregulierte Netzbetreiber beteiligt (Abbildung 75). Aufgrund der hohen Externalitäten ist es fraglich, ob neben den bestehenden Projekten noch weitere Leitungen, möglicherweise auch innerhalb des Kontinents, auf diese Weise ohne regulierbare Investitionsbudgets finanziert werden können.

In Abbildung 76 sind die externen Effekte anhand einer Kuppelleitung zwischen Norwegen und Deutschland dargestellt (vgl. [Jachmann 2010]). In wasserreichen Jahren verfügt Norwegen über große Mengen kostengünstiger Strommengen aus Wasserkraftwerken bei entsprechend niedrigen Börsenpreisen, die deutlich unter dem Preisniveau Deutschlands liegen können. Durch eine Kuppelleitung können diese günstigen Strommengen nach Deutschland transportiert werden, wo sie teure Spitzenlastkraftwerke ersetzen können. Gleichzeitig steigen die Preise in Norwegen durch die höhere Nachfrage. Die Fläche aus Preisdifferenz und Leitungskapazität entspricht den Leitungserlösen. Aus Sicht des Projektentwicklers sind die Erlöse am höchsten, wenn die Leitungskapazität nur zu ca. einem Drittel der maximalen Kapazität ausgebaut wird. Würde die volle Kapazität gebaut und dadurch der Engpass beseitigt, wäre die Preisdifferenz – und damit auch die Leitungserlöse aus räumlicher Arbitrage – null.

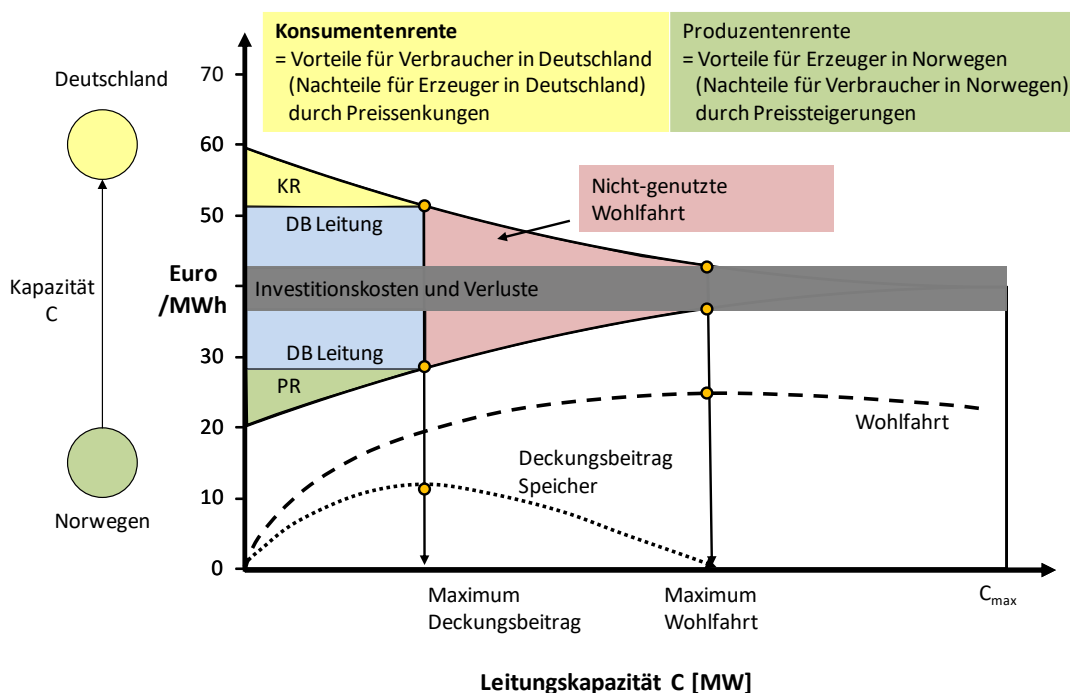


Abbildung 76 Wohlfahrtseffekte zusätzlicher Leitungen

Um die externen Effekte zu quantifizieren, wird eine zusätzliche Leitung zwischen Norwegen und Deutschland im Jahr 2008 simuliert. Hierzu werden die historischen Preise aus Norwegen als limitierte Gebote (Angebot bzw. Nachfrage, je nach Preisdifferenz) mit den Gebotskurven der EPEX Spot gekoppelt. Hierdurch können die Preiseffekte in Deutschland quantifiziert wer-

den. Zusätzlich kommt es jedoch auch zu Preisänderungen in Norwegen, die aber aufgrund fehlender Gebotskurven nicht explizit bestimmt werden können (Abbildung 77).

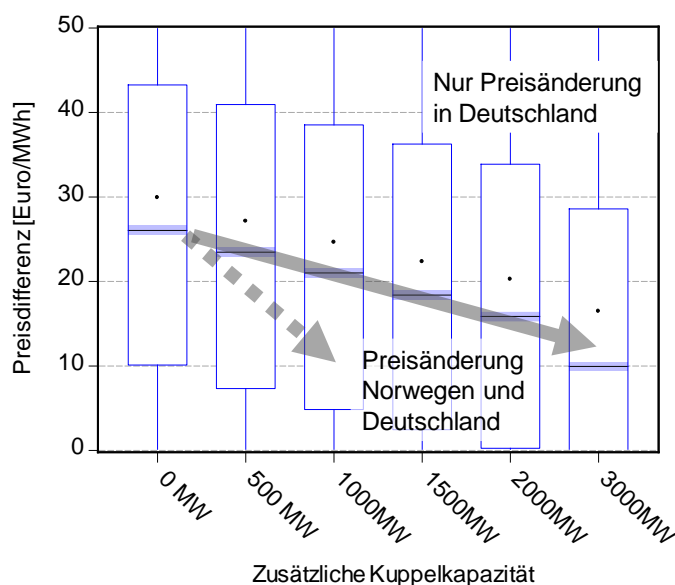


Abbildung 77 Preiseffekte zusätzlicher Kuppelleitungen zwischen Norwegen und Deutschland

Bereits durch die einseitige Preiselastizität in Deutschland reduziert sich der Leitungserlös bei zunehmendem Ausbau erheblich. Genau wie Speicherbetreiber haben daher auch Leitungsbetreiber Anreize zu einem volkswirtschaftlich sub-optimalen Ausbau der Leitungskapazitäten. Im Marktgebiet von PJM ist trotz erheblicher Anstrengungen, privatwirtschaftliche Netzinvestitionen auf Basis von Preisdifferenzen zu ermöglichen, kein relevanter Zubau erfolgt:

Once thought to offer a long-term solution to long distance transmission needs, few additional long distance, large capacity merchant transmission proposals have emerged

... Financing has proven difficult for projects given uncertain revenue streams in part the result of insufficient transmission service subscription up front. Further, the difficulties, risks and realities associated with securing rights-of-way and environmental clearances have also had a damping effect on the emergence of long distance proposals.[PJM 2009b]

Die im oberen Zitat angesprochenen Probleme der Genehmigung neuer Leitungen stellen auch in Europa ein weiteres Problem dar⁹², welches aber nur schwer in volkswirtschaftlichen Model-

⁹² Genehmigungsrechtliche Probleme stellen derzeit eine der größten Hürden beim Netzausbau dar, da insbesondere beim Betrieb von internationalen Kuppelleitungen, aber auch auf regionaler Ebene, häufig eine Vielzahl von Behörden involviert sind und eine einheitliche Planung fehlt, wie sie hingegen im Bereich der deutschen Autobahnen schon länger existiert. Eine Vielzahl von Bürgerprotesten erschwert den Netzausbau zusätzlich (NIMBY-Phänomen).

len zu erfassen ist.

4.4.1.2 Speicheroptimierung zur Integration Erneuerbarer Energien

Die im vorigen Abschnitt beschriebenen externen Effekte von Speichern durch die Preisbeeinflussung sind auch für die zukünftige Wirtschaftlichkeit bei der Integration Erneuerbarer Energien von hoher Bedeutung. Hierdurch bedarf es einer koordinierten Speichereinsatzplanung, welche die Auswirkungen des Speichereinsatzes mit berücksichtigt. Im allgemeinen Fall führt dies zu einer Wohlfahrtsmaximierung und bei einer elastischen Nachfrage zu einem nicht-linearen, im besten Fall quadratischen, Optimierungsproblem.

	Zielfunktion	Problem
Linearer Fall	$\sum_{t=0}^T [(Last_t + \Delta P_t) \cdot \Delta P_t \approx \Delta P_t^2] = Max!$	Quadratisches Problem
Konvexe Kostenfunktion	$\sum_{t=0}^T K(Last_t + \Delta P_t) \cdot \Delta P_t = Max!$	Nicht-lineares Problem
	<i>K = Kosten/Erlösfunktion</i> <i>Last = Nachfrage ohne Speicher</i> $\square P = Speichereinsatz$	

Das an sich einfache Problem der Speicheroptimierung ist im Fall einer nicht zu vernachlässigenden Rückkopplung des Speichereinsatzes auf die Marktpreise nicht mehr einfach lösbar. Insbesondere ist es nicht möglich, den optimalen Speichereinsatz durch die Ex-Ante Vorgabe eines Preisvektors zu erreichen. Die geschlossene Lösung des quadratischen Problems könnte hingegen zu einer Monopollösung führen. Dies soll an folgendem Beispiel erläutert werden. Ein verlustfreier Speicher mit einer maximalen Leistung von 15 MW und der Speicherkapazität für eine Stunde soll über zwei Zeitintervalle optimiert werden. Der Marktpreis sei proportional zu der Last, welche zum Zeitpunkt t_1 10 MW und zum Zeitpunkt t_2 20 MW beträgt, die Größenordnung des Speichers also im Bereich der Last liegt (Abbildung 78 a). Ohne Berücksichtigung der Preisrückkopplung würde die lineare Optimierung die Lösung (b) liefern, also den Speicher in der ersten Stunde vollständig füllen und ihn in der zweiten Stunde vollständig entladen. Das Resultat wären erhebliche Verluste, da durch den Speichereinsatz das Last- und damit auch das Preisniveau umgekehrt werden.

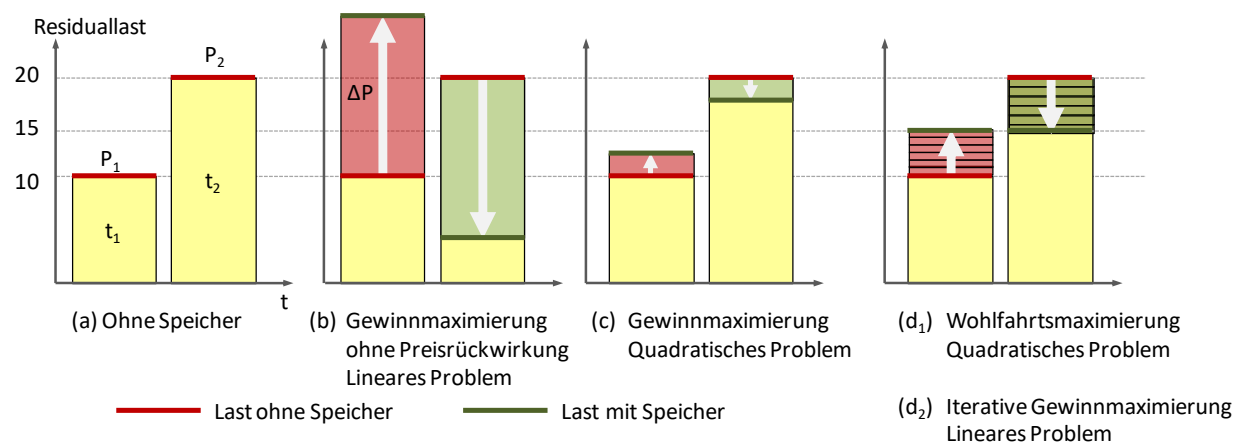


Abbildung 78 Unterschiedliche Ansätze der Speicheroptimierung

Der Verlust liegt bei $(10+15) \cdot (-15) + (20-15) \cdot (15) = -300$ ⁹³. Wird diese Rückkopplung antizipiert, wird der Speichereinsatz begrenzt um die Fläche aus Speichermenge und Preisdifferenz zu maximieren. Der resultierende Speichereinsatz ist deutlich geringer und liegt bei lediglich 2,5 MW, was zu einem maximalen Gewinn von $(10+2,5) \cdot (-2,5) + (20-2,5) \cdot (15) = 12,5$ ⁹⁴ führt. Dies entspricht jedoch dem COURNOTSCHEN Punkt, also der strategischen Angebotsverknappung eines Monopolisten. In diesem Punkt bestehen durchaus Gewinnmöglichkeiten für weitere Marktteilnehmer und eine höhere Gesamtwohlfahrt. Die Maximierung der Wohlfahrt führt zu einem Speichereinsatz von 5 MW und einer vollständigen Anpassung der Preise⁹⁴. Nach [Bator 1957] und [Smith 1776] entspricht die Wohlfahrtsmaximierung jedoch gleichzeitig der Gewinnmaximierung aller atomistischen Marktteilnehmer. Im Modell werden daher die Speichergrößen reduziert und mehrere Speicher sukzessive optimiert. Die Ergebnisse des Speichereinsatzes beeinflussen dann den Preis und die neuen Preise gehen in die Optimierung des nächsten Speichers ein. Diese Vorgehensweise hat zwei Vorteile. Zum einen wird eine quadratische Programmierung vermieden, die einen höheren Rechenaufwand bedeutet. Zum anderen kann so für jeden Speicher der Grenzerlös ermittelt werden.

⁹³ Die Lösung ist nur durch die Randbedingung der Speicherkapazität begrenzt.

⁹⁴ Das vollständige Optimierungsproblem ergibt sich mit $\Delta P_1 = -\Delta P_2$ aus der Nebenbedingung zu

<p style="text-align: center;">Gewinnmaximierung</p> $(P_1 + \Delta P_1) \cdot \Delta P_1 + (P_2 + \Delta P_2) \cdot \Delta P_2 = \max!$ $= (10 + x) \cdot x - (20 - x) \cdot x \Rightarrow \max!$ $= 2x^2 - 10x = x^2 - 5x \Rightarrow \max!$ $\Rightarrow \frac{d}{dx} (x^2 - 5x) = 0 \Rightarrow x = \Delta P_1 = 2,5$	<p style="text-align: center;">Wohlfahrtsmaximierung</p> $\left[P_{\max} - \frac{1}{2} (P_1 + \Delta P_1) \right] \cdot (P_1 + \Delta P_1) + \left[P_{\max} - \frac{1}{2} (P_2 + \Delta P_2) \right] \cdot (P_2 + \Delta P_2) = \max!$ $\Leftrightarrow -\frac{1}{2} (\Delta P_1^2 + \Delta P_2^2) - (P_1 \Delta P_1 + P_2 \Delta P_2) = \max!$ $\Rightarrow -\Delta P^2 + (P_2 - P_1) \Delta P = \max! \Rightarrow -2\Delta P + (P_2 - P_1) = 0$ $\Rightarrow \Delta P = \frac{20 - 10}{2} = 5$
---	--

Anmerkung zu der verwendeten Software

Alle linearen Optimierungsprobleme werden mit Hilfe des freien *COINLP*-Solvers⁹⁵ gelöst, welcher neben einem klassischen Simplex auch über eine Innere-Punkt-Methode verfügt. Er zeigt bei den gegebenen Problemen, bei denen die Problematrix nur dünn besetzt ist, deutliche Rechenzeitvorteile gegenüber dem zu Beginn genutzten *SOPLEX*-Solver⁹⁶, welcher erhebliche Rechenzeitnachteile offenbarte. Mit *COINLP* können Rechenzeiten erreicht werden, welche im Bereich des kommerziellen Solver *CPLEX* liegen, wenngleich dessen Rechenzeiten derzeit von freier Software wohl nicht unterboten werden. In der Basiskonfiguration ist *CPLEX* jedoch sogar langsamer als *COINLP*. Eine Jahresrechnung von 8760 Stunden und endogenem Kraftwerkszubaue dauert auf einem Rechner mit 2,0 GHz ca. 40 Minuten, *SOPLEX* hingegen liefert innerhalb von 8 Stunden keine Lösung. Ein weiterer Vorteil der Verwendung freier Software ist die Möglichkeit, den Quellcode derart zu modifizieren, dass die Ausgabe der Optimierung ohne Schwierigkeiten in die Auswerterroutine eingelesen werden kann. Mit Ausnahme des Solvers werden alle Programmteile dieser Arbeit neu in *JAVA* entwickelt, die Datenhaltung erfolgt in einer *MYSQL* Datenbank.

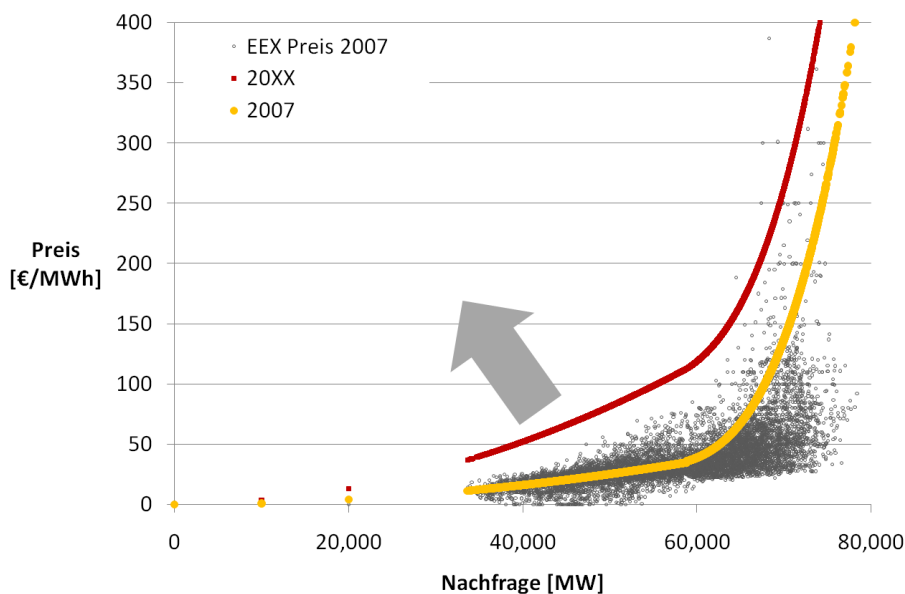


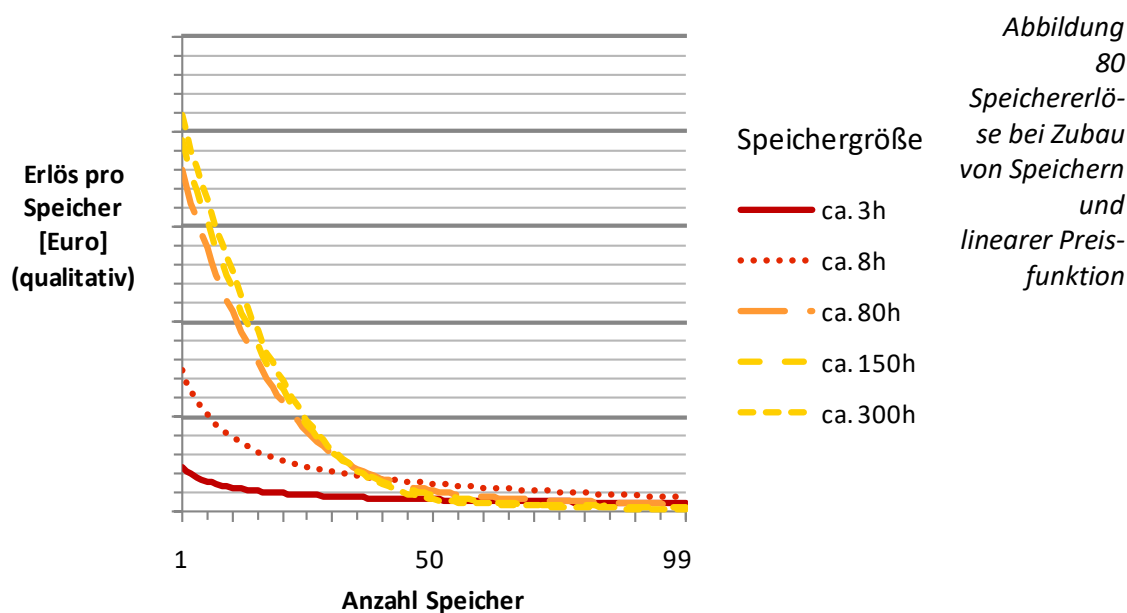
Abbildung 79 Nicht-Lineare Kostenfunktion im Simulationsmodell

In der Simulation werden Speicherkosten eines Pumpspeicherkraftwerks aus Tabelle 9 angenommen. Die Preise werden sowohl anhand einer linearen als auch einer exponentiell steigenden Funktion nachgebildet. Dabei wurde ein deutlich höheres Preisniveau als 2007 angenommen (Abbildung 79).

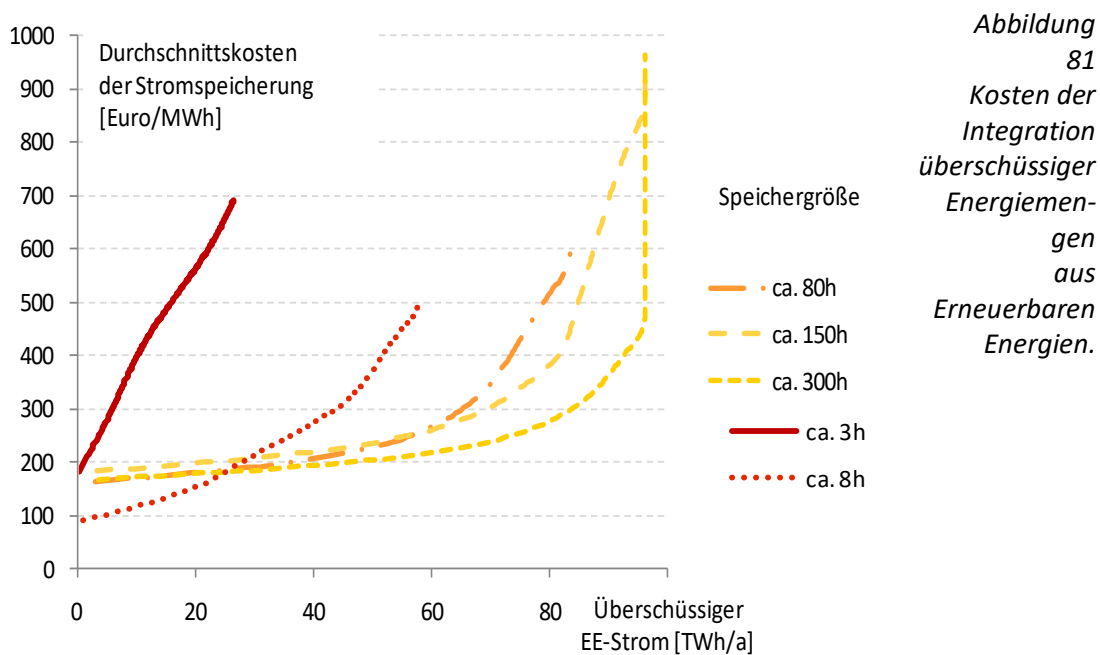
⁹⁵ <http://www.coin-or.org/projects/Clp.xml>

⁹⁶ <http://soplex.zib.de/>

Die Kenndaten des Speichers werden vom Pumpspeicherkraftwerk GOLDISTHAL übernommen, die Ausgangsleistung liegt somit bei etwas über einem Gigawatt. Die Speicherkapazität wird zwischen Kurzfristspeichern (Speicherkapazität 3h) und Wochenspeichern (Speicherkapazität 300h=12,5 Tage) variiert. Die zu glättende Residuallast entspricht dem Szenario 2050 mit erheblichem Anteil erneuerbarer Energien aus Abbildung 68. Dieses Szenario wird gewählt, da nur hier signifikante Überschussmengen anfallen, die mit Hilfe von Speichern in das System integriert werden können. Im unteren Diagramm sind die Erlöse der Speicher in Abhängigkeit der zugebauten Speicherzahl dargestellt.



Auch wenn in der oberen Grafik Speicher unterschiedlicher Größe verglichen werden, so ist doch der starke Preisverfall bei steigenden Speicherzahlen deutlich erkennbar. Dies hat den Hintergrund, dass bei der gegebenen Residuallast bereits wenige Speicher ausreichen um die stärksten Preisschwankungen auszugleichen. Bereits mit dem Zubau weniger Speicher verschlechtert sich die Erlössituation aller am Markt agierenden Speicher deutlich. Der Speicher mit einem Volumen von 8 Stunden zeigt das beste Kosten-Nutzen-Verhältnis. Sowohl im Vergleich zum Kurzzeitspeicher von 3 Stunden als auch gegenüber den Langzeitspeichern ist der Quotient aus Erlös und Speichervolumen am größten. Zusätzlich wird untersucht, wie teuer die Integration zusätzlicher Energiemengen aus Erneuerbaren Quellen mit Hilfe von Speichern ist. Hierzu werden die Kosten der Speicher über der integrierten Strommenge (= vermiedene negative Residuallast) aufgetragen. Für die Langzeitspeicher werden die Kosten von Wasserstoffspeichern angenommen, für die Kurzzeitspeicher die Kosten von Pumpspeicherkraftwerken.



Da die Speicher verlustbehaftet und bei negativer Residuallast auch negative Strompreise zu erwarten sind, führt die Optimierung zu dem Ergebnis, die Speicher in diesem Fall im hydraulischen Kurzschluss zu fahren und so von negativen Preisen zu profitieren. Dieses - bei manchen Speichieranlagen durchaus realistische - Verhalten wurde jedoch durch einen Strafterm in der Zielfunktion unterdrückt. Insgesamt ergibt sich die in Abbildung 81 dargestellte Kostenfunktion. Die Speicherkosten liegen deutlich über den Stromgroßhandelspreisen, die Integration von fluktuierenden Energiemengen durch Speicher bei reiner Finanzierung über Verkaufserlöse ist bei gegebenen Speicherkosten in keinsten Weise finanzierbar. Gleichzeitig besteht der Systemkonflikt zwischen zusätzlich integrierbaren Strommengen aber gleichzeitig sinkenden Erlösmöglichkeiten für Speicherbetreiber. Auch sind die durch kommerziell finanzierte Speicher integrierbaren Strommengen im Vergleich zu den Gesamtmengen gering.

Erneut zeigt sich aber auch hier die gute Dimensionierung des Tagesspeichers mit 8h Speicherkapazität. Bei der gegebenen Stochastik ist ein Verhältnis von Ausspeiseleistung zu Speicherkapazität von etwa 1:8 vorteilhaft. Dieses entspricht auch in dem inversen Kostenverhältnis bei Pumpspeicherkraftwerken. Eine Allgemeingültigkeit, nach der das Kostenverhältnis die optimale Speicherdimensionierung (50.000 €/MW zu 7000 €/MWh = 7,1h) vorgibt, kann daraus jedoch nicht abgeleitet werden. Vielmehr spielen beide Faktoren – die Kostenstruktur als auch der Last (= Preis-) verlauf – eine wichtige Rolle, was auch in der nächsten Modellrechnung deutlich wird. Die zukünftige Nutzung von Plug-In-Hybriden oder vollelektrischen Autos zur Ausregelung der fluktuierenden Nachfrage erscheint zumindest vor dem Hintergrund dieser Simulation als wenig geeignet. Ein Speichervolumen von unter vier Stunden ist mit dem Profil der Residuallast schlichtweg nicht kompatibel.

Sind die kurzfristigen Schwankungen ausgeregelt, können zusätzliche Energiemengen nur noch durch Langfristspeicher integriert werden, weshalb in den hinteren Bereichen die Langfristspeicher Kostenvorteile gegenüber zusätzlichen Kurzfristspeicher haben, deren teure Ausspeicherleistung nicht oft genug abgerufen werden kann.

4.4.1.3 Freie Speichergrößen

In dieser Modellrechnung wird die Speichergröße als freie Variable dem Modell zur Verfügung gestellt. In Abhängigkeit der Speicherkosten wird der optimale Zubau von Speichern ermittelt um Schwankungen der Erneuerbaren Energien auszugleichen. In der Optimierung werden sukzessive Speicher zugebaut und optimiert. Der jeweils nächste zugebaute Speicher erhält die Residuallast, die nach Einsatz der bereits zugebauten Speicher verbleibt. Im Gegensatz zum vorigen Modell wird hierbei auf die lineare Preisfunktion zurückgegriffen, weshalb die gewinnmaximal zugebaute Leistung der Hälfte der wohlfahrtsmaximierenden Leistung entspricht. Im Fall einer konvexen Preiskurve wird das Gewinnmaximum bei geringeren Leistungen erreicht. Eine einheitliche konvexe Preisfunktion kann in diesem Fall nicht genutzt werden, da das durchschnittliche Lastniveau zu den Zeitpunkten 2020, 2030 und 2040 deutlich variiert und davon ausgegangen werden muss, dass sich der preisbestimmende Kraftwerkspark dieser Entwicklung anpasst. Als Alternative hätte für jedes Jahrzehnt eine eigene Preisfunktion geschätzt werden müssen. Für die Preisfunktion als auch für die Speicherkosten werden sehr optimistische Annahmen getroffen, da ansonsten kein Zubau im Modell erfolgt. In Abhängigkeit der Speicherkosten erhöht sich oder sinkt das Speichervolumen bei zusätzlichem Zubau von Speicherleistung. Bei normalen Speicherkosten fährt der Speicher zunächst nur kurze Zyklen mit einem Speichervolumen von etwa 8 Stunden. Erst danach werden größere Speicher zugebaut, da nun nur noch längere Zyklen möglich sind. Bei sehr günstigen Speichern erfolgt zu Beginn sowohl eine Kurz-, als auch eine Langzeitspeicherung. Da sowohl die Lang- als auch die Kurzfristzyklen reduziert werden, sinkt das optimale Speichervolumen zusätzlicher Speicher. Unabhängig von den Kosten der Speicher erfolgt keine Speicherung über mehr als eine Woche, selbst unter sehr optimistischen Annahmen ist daher eine saisonale Speicherung nicht darstellbar.

Szenario Speicherkosten	Kosten Leistung	Kosten Arbeitsvolumen	Optimale Größe aus Optimierung
Günstig	25.000 €/MW/a	3500 €/MWh/a	~ <u>8-14h</u>
Sehr günstig	5.000€/MW/a	700 €/MWh/a	~ <u>40-20h</u>
Extrem günstig	5.000 €/MW/a	70 €/MWh/a	~ <u>180-70h</u>

Tabelle 12 Szenarien von Speicherkosten

4 Modellanalyse

Insgesamt bleibt der Zubau mit knapp 10-15 GW deutlich unter der installierten Leistung, die nötig wäre um zu Spitzenzeiten die erwarteten erheblichen Windmengen auszugleichen.

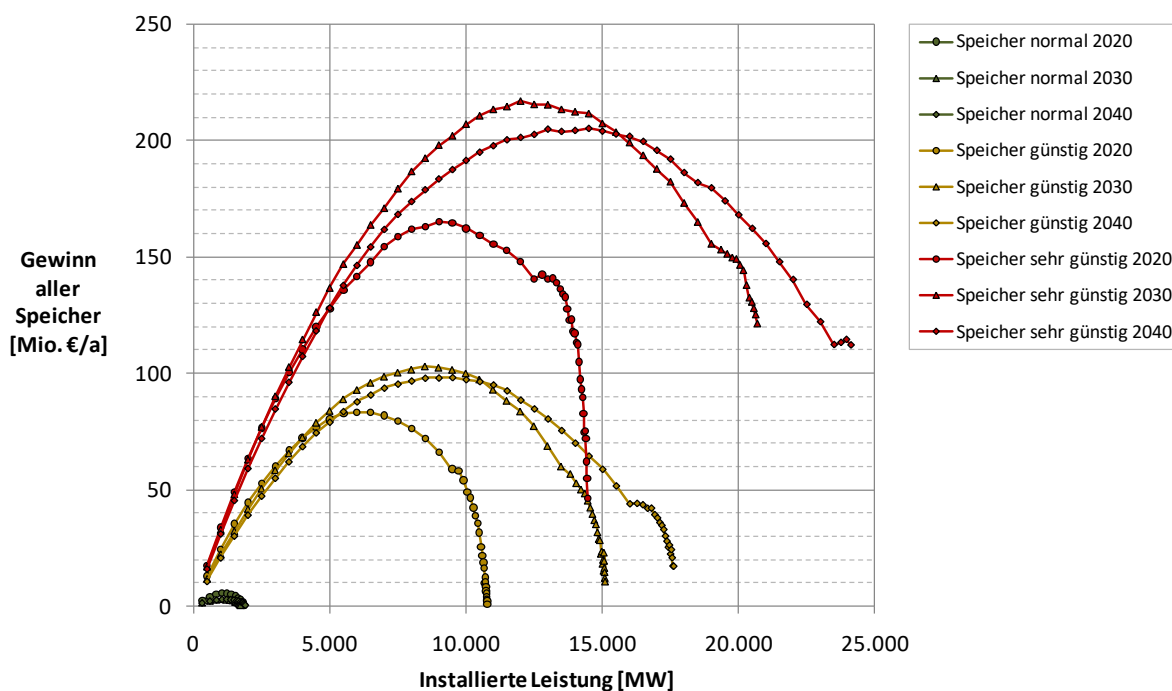


Abbildung 82 Gewinne aller Speicherbetreiber

Entscheidend für die Kosten eines Speichers, die hauptsächlich durch die Kapitalkosten bestimmt werden, ist die Zahl der Volllaststunden, auf die diese aufgeteilt werden können. Je größer das Speichervolumen, desto niedriger kann theoretisch die Anzahl der Speicherzyklen ausfallen um dennoch eine hohe Volllaststundenzahl zu erreichen. Die Anzahl der Speicherzyklen in den verschiedenen Szenarien ist in Abbildung 83 dargestellt. Die sinkenden Kosten der Speicher führen zu einer Abnahme der Speicherzyklen, d.h. es werden auch Energiemengen über längere Zeiträume gespeichert. Während sich die teureren Speicher erst ab einem täglichen (= 365) Zyklus rentieren, können die günstigeren Speicher mit größerem Speichervolumen (Tabelle 12) betrieben werden. Gleichzeitig nimmt der Gewinn mehrerer Speicher gleichen Typs mit sinkenden Zyklenzahlen erheblich ab.

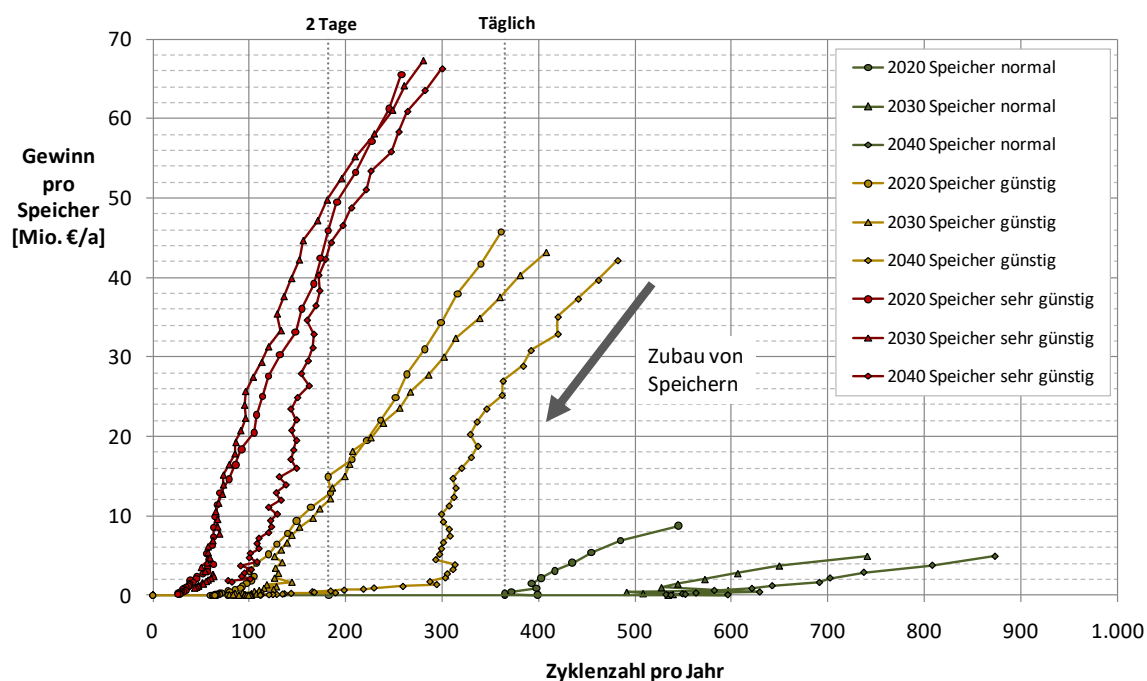


Abbildung 83 Anzahl der Speicherzyklen in den verschiedenen Szenarien

Selbst unter den extrem optimistischen Kostenszenarien erscheint es nicht rentabel, Langzeitspeicher einzusetzen, die sich allein aus der Stromspeicherung über einen Zeitraum von mehreren Monaten finanzieren. Eine FFT-Analyse der Szenarien 2020 und 2040, dargestellt in Abbildung 84, bestätigt dies. Während im Szenario 2020 (links) noch deutlich die auf Seite 108 beschriebenen Tages- und Wochenzyklen der Nachfrage dominieren, überwiegt im Szenario 2040 die stochastische Einspeisung mit unschärferen Zyklen. In beiden Fällen werden die hochfrequenten Zyklen erheblich reduziert, während die Speicher die längerfristigen Zyklen bestehen bleiben, da eine derartige Langzeitspeicherung nicht rentabel ist.

4 Modellanalyse

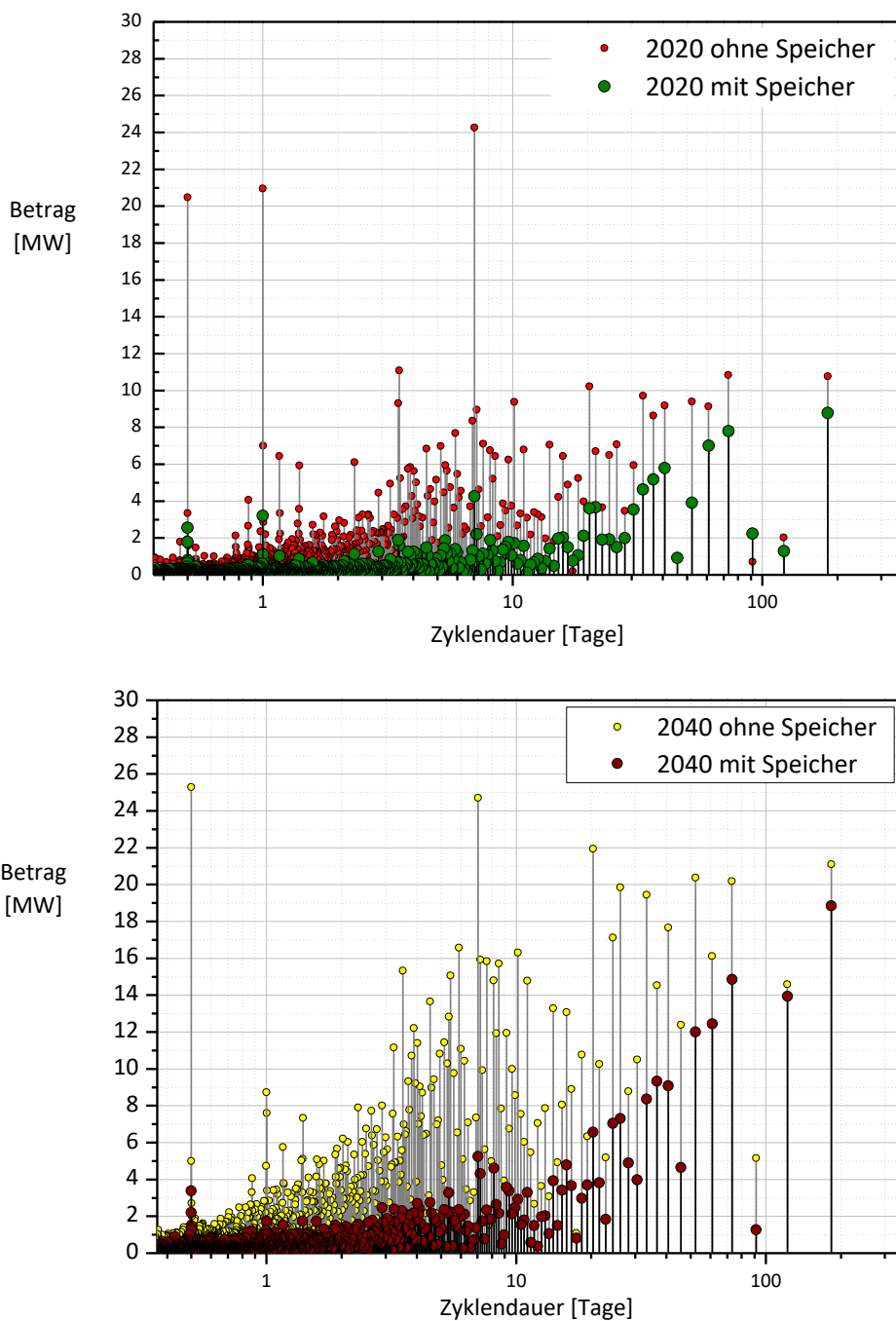


Abbildung 84 FFT-Analyse mit- und ohne Einsatz von Speichern

Das optimale Speicherportfolio hängt auch stark von der Art der installierten Erneuerbaren Energien ab. Um dies zu quantifizieren, wird die Optimierung erneut durchgeführt, jedoch diesmal sowohl für eine vorgegebene Residuallast als auch einzeln für die Einspeiseprofile Erneuerbarer Energien und die ursprüngliche Nachfrage. Durch den täglichen Rhythmus erfolgt bei der Photovoltaik zunächst eine Tagesspeicherung ($n = 365$). Sobald diese ausgeschöpft ist, sinkt die Zyklenzahl schnell ab, da nun nur noch eine saisonale Speicherung möglich ist.

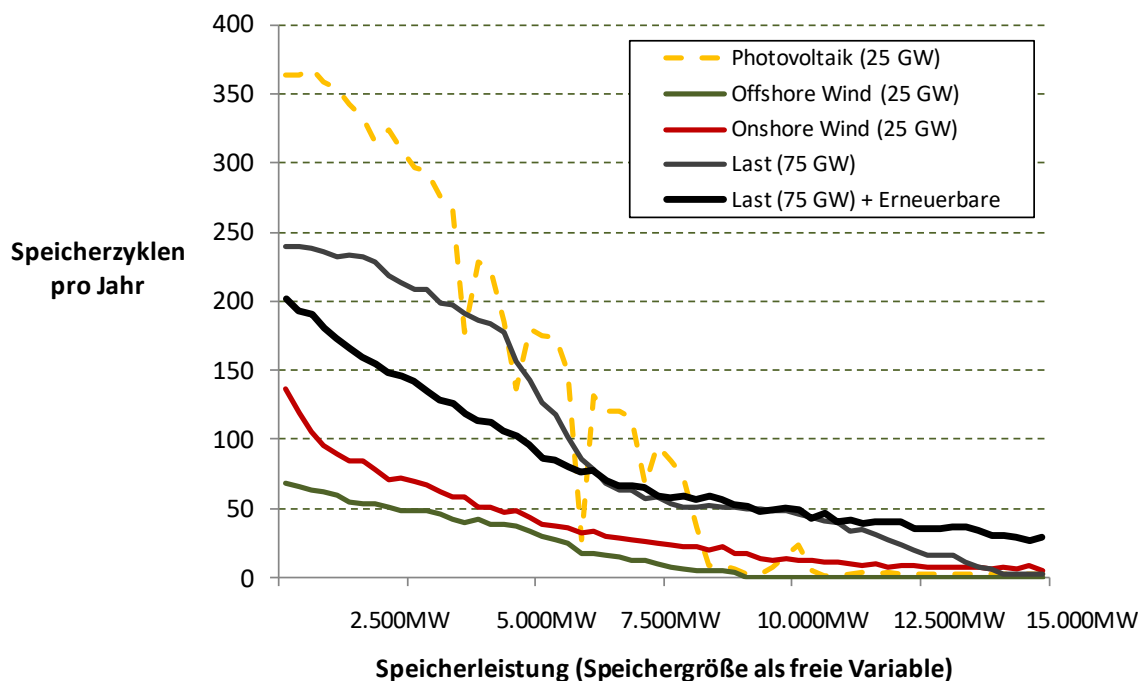


Abbildung 85 Speicherzyklen zur Integration unterschiedlicher Erneuerbarer Technologien

Sowohl bei Onshore- als auch bei Offshore-Wind sind maximal mehrtägige bzw. Wochenzyklen möglich. Danach sinkt die Zyklenzahl ebenfalls ab. Die Nachfrage hat sowohl Zyklen im Bereich von Tagen als auch von einer Woche, weshalb hier die Zyklenzahl ein Plateau im Bereich von 53 (= Wochen pro Jahr) hat. In Summe ergibt sich für die resultierende Residuallast in diesem vereinfachten Fall eine maximale Zyklenzahl von etwa 200 (1-2Tage) und eine minimale Zyklenzahl von 27 (2 Wochen).

Verbleibt nach dem Einsatz von Speichern eine Residualnachfrage, muss diese durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden. Die Frage, inwieweit bestehende Kraftwerke, insbesondere Kernkraftwerke, diese Aufgabe erfüllen können, ist derzeit (Stand 2010) heftig umstritten [Hundt et al. 2009; Maurer et al. 2010; Saint-Drenan et al. 2009]. Hierbei müssen zwei Aspekte getrennt werden, die in der politischen Diskussion um die Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken oft vermengt werden:

- Technische Regelbarkeit: Ist der konventionelle Kraftwerkspark technisch in der Lage, die notwendigen Leistungsgradienten für die Ausregelung Erneuerbarer Energien zu erbringen?
- Wirtschaftlichkeit: Kann der Neubau kapitalintensiver Kraftwerke bei abnehmender Volllaststundenzahl in Zukunft noch finanziert werden?

Um diese Fragen zu untersuchen, wird in der nächsten Modellrechnung der Kraftwerkeinsatz bei gegebener Residuallast untersucht. Um Gradienten und Anfahrkosten abbilden zu können, wird hierbei das heuristische Modell genutzt.

4.4.2 Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken

Diese Modellrechnung hat zum Ziel, die Einflüsse der stochastischen Einspeisungen auf den Einsatz konventioneller Kraftwerke zu untersuchen. Um den Kraftwerkseinsatz zu simulieren, wird das Modell um eine heuristische Kraftwerkseinsatzplanung erweitert, wie sie in Abbildung 86 dargestellt ist. Analog zur Speicheroptimierung wird auch ein iterativer Prozess genutzt. In jeder Stunde geben alle Kraftwerke ein Gebot zur Lastdeckung ab, sofern sie in diesem Zeitintervall Leistung bereitstellen können. Der Systembetreiber bezuschlagt so lange Kraftwerke, bis die Nachfrage gedeckt ist. Die Kraftwerke können hierbei nach jeder Auktion den Preis neu ermitteln, z.B. weil sich durch den Einsatz anderer Kraftwerke die maximale Betriebszeit reduziert und somit mit höheren Anfahrkosten kalkuliert werden muss. Durch die individuelle Gebotsbestimmung der Kraftwerke kann der Prozess prinzipiell parallelisiert werden. In der Praxis liegen die Rechenzeiten des parallelisierten Problems deutlich über der herkömmlichen Lösung. Bei einer größeren Anzahl verfügbarer Rechnerkerne wird die parallele Verarbeitung schneller sein. Durch den heuristischen Ansatz ist das Modell jedoch auch so sehr schnell, eine Jahresrechnung mit über 160 Kraftwerken dauerte weniger als vier Minuten. Im Kern ist das Modell mit anderen heuristischen Verfahren vergleichbar [Sensfuss 2008, S. 75; Steck & Mauch 2008], der Algorithmus zur Preisermittlung unterscheidet sich jedoch geringfügig von den genannten Arbeiten. So werden aufgrund der stündlichen Preisermittlung vermiedene Anfahrkosten nicht in die Gebote übernommen.

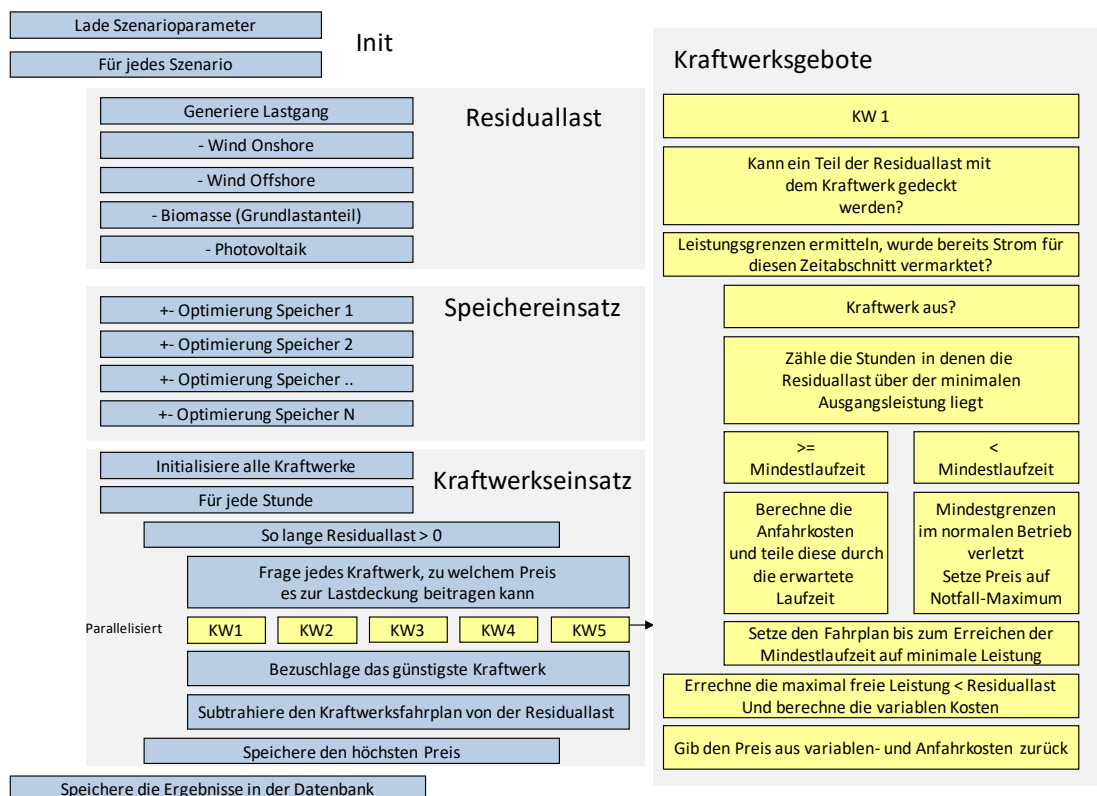


Abbildung 86 Das erweiterte Strommarktmodell

Für die Simulation wird der aktuelle konventionelle Kraftwerkspark abgebildet, die Daten sind angelehnt an [Statistisches Bundesamt 2009]. Die Differenzen zu anderen Energiestatistiken (BDEW etc.) waren hierbei vernachlässigbar, da keine Fixkosten im Modell berücksichtigt werden und der Kraftwerkseinsatz nur durch kurzfristige variable Kosten bestimmt wird. Daher ist der Einsatz von Grundlasttechnologie weniger durch fehlende installierte Leistung, als vielmehr durch Anfahrkosten und Mindestbetriebszeiten beschränkt. In dem Modell wird keine Anpassung der Kraftwerkskapazitäten, d.h. ein Austausch von Grundlastkraftwerken zugunsten flexibler Mittellastkraftwerke, berücksichtigt. Für die variablen Kosten der Kraftwerke wird ein CO₂-Preis von 20 €/t angenommen.

Typ	Max. Installierte Leistung in Deutschland
Kernkraft	17 GW
Braunkohle	21 GW
Steinkohle	18 GW
GuD	12 GW
Gasturbine	11 GW
Sonstige Spitzenlast	Unbegrenzt (Sehr hohe Kosten, entspricht alternativen Maßnahmen wie Lastmanagement oder Import)

Tabelle 13 Installierte Kraftwerksleistung im heuristischen Einsatzmodell

In den ersten Simulationen wird eine sehr begrenzte Dynamik von Kernkraftwerken angenommen (Reduktion auf 90 Prozent der Maximalleistung). In Angesicht der aktuellen Diskussion um die Kompatibilität von Kernkraftwerken mit Erneuerbaren Energien [Gruen 1990; Hundt et al. 2009; Müller 2002; Pouret et al. 2007], wird in einer zweiten Modellrechnung eine Reduktion der Ausgangsleistung von Kernkraftwerken auf 50 Prozent der Maximalleistung erlaubt. Die angenommenen Kenndaten der Kraftwerke sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

	Minimalleistung [MW]	Maximalleistung [MW]	Variable Kosten bei Minimalleistung [Euro/MWh]	Variable Kosten bei Maximalleistung [Euro/MWh]	Standardabweichung der variablen Kosten [in Prozent]
Kernkraft	550	1100	22	20	5%
Braunkohle	450	900	35	30	20%
Steinkohle	400	700	55	51	10%
GuD	150	300	60	56	10%
Gasturbine	0	300	85	80	15%
Spitzenlastkraftwerk	0	50000	500	500	0%

Tabelle 14 Kostendaten der Kraftwerke im heuristischen Einsatzmodell

Bezüglich der Speicherkapazitäten werden zwei Fälle betrachtet, zum einen der aktuelle Zustand in Deutschland mit ca. 8 GW Pumpspeicherkapazität [Dena et al. 2010], zum anderen ein Szenario mit erheblichem Zubau von Speicherkapazitäten auf 25 GW Gesamtleistung, ebenfalls mit einer Speicherkapazität von acht Stunden.

4 Modellanalyse

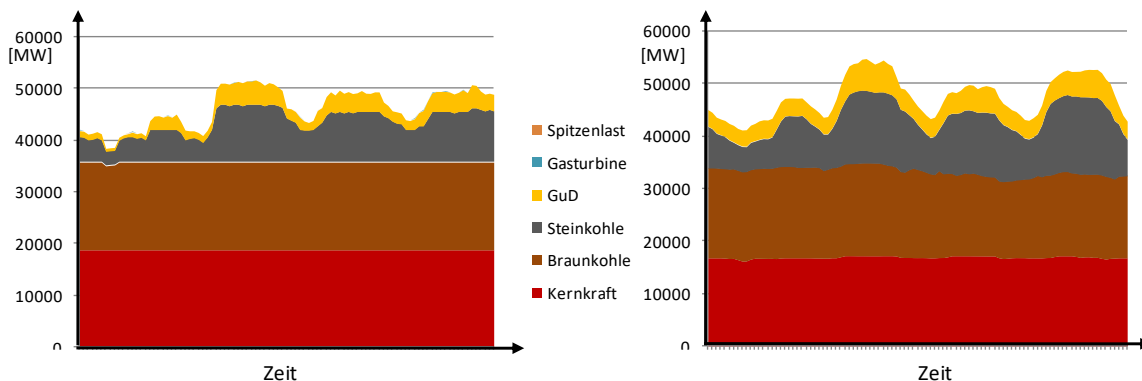


Abbildung 87 Simulationsergebnis (links) und realer Kraftwerkseinsatz (rechts)

Die Kraftwerkseinsatzplanung zeigt für das Jahr 2008 eine gute Übereinstimmung mit dem realen Kraftwerkseinsatz entsprechend den veröffentlichten Kraftwerksdaten der EEX. Kurzfristige Kapazitätsbeschränkungen, wie sie im realen Betrieb auftreten, z.B. durch den Ausfall einer Kohlemühle in Braunkohlekraftwerken, werden nicht berücksichtigt.

Die Modellergebnisse zeigen, dass bis zum EEG-Ausbauszenario für das Jahr 2035 keine technischen Probleme bei der Nutzung der Kernenergie entstehen. Unter der konservativen Annahme geringer Regelfähigkeit belaufen sich die mittleren Volllaststunden aller Kernkraftwerke auch ohne zusätzliche Speicher auf über 6900 Stunden pro Jahr, bei höherer Lastreduktion liegen sie sogar über 8000 Stunden. Erst in den Folgeszenarien nach dem Jahr 2030 sinkt die Volllaststundenzahl ab und auch trotz besserer Regelbarkeit und neuen Speichern wird ein wirtschaftlicher Betrieb schwierig.

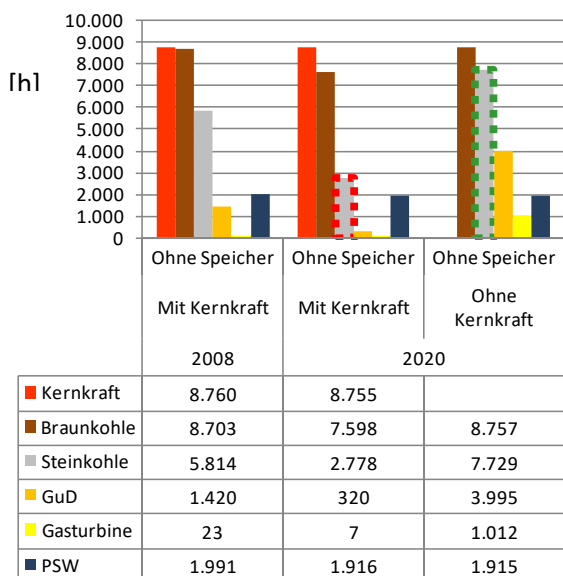
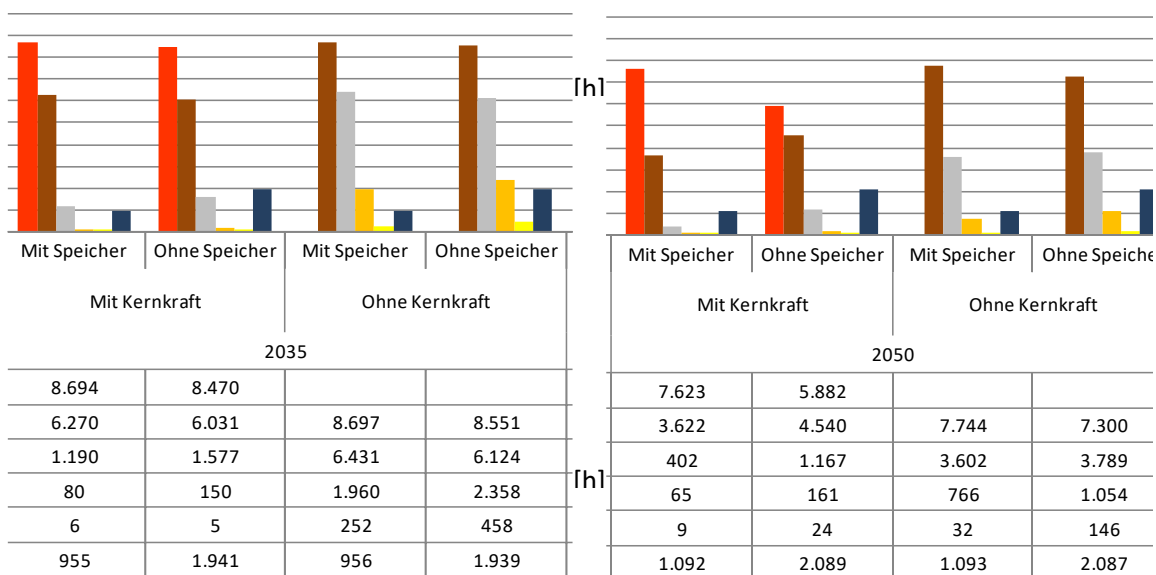


Abbildung 88 Jahresvolllaststunden thermischer Kraftwerke und Speicher in den verschiedenen Szenarien

In der linken Abbildung ist der erhebliche Einfluss des Kernenergieausstiegs auf die Volllaststunden von Steinkohlekraftwerken erkennbar (gestrichelte Linien).

Die Abbildung wird auf der nächsten Seite fortgesetzt →



Sehr viel kritischer hingegen verhält es sich mit der Anzahl möglicher Volllaststunden fossiler Kraftwerke. Aufgrund der angenommenen Kostenstruktur und gemäßigten CO₂-Kosten von 20 Euro/t haben Braunkohlekraftwerke noch einen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber Steinkohle- und Gaskraftwerken. Letztere sind sowohl erheblich von der Entscheidung über eine Laufzeitverlängerung betroffen als auch von einer abnehmenden Nachfrage aufgrund vermehrter Einspeisung aus Erneuerbaren Energien. Insbesondere im Jahr 2020 unterscheidet sich die Volllaststundenzahl von Steinkohlekraftwerken in den Szenarien mit und ohne Kernenergie erheblich. Eine Reduktion der Volllaststundenzahl von 6516h/a auf 1567h/a würde eine Vervierfachung der Kapitalkosten pro erzeugte Megawattstunde bedeuten, wodurch das Kraftwerk vermutlich nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden kann. Bei den Energiemengen ergibt sich die in der folgenden Abbildung dargestellte Verteilung.

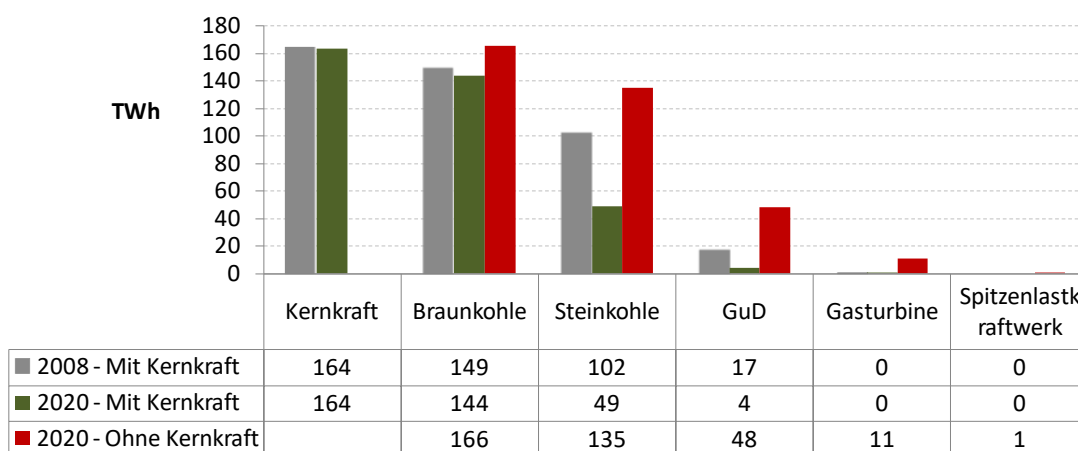


Abbildung 89 Erzeugte Strommengen einzelner Kraftwerke

4 Modellanalyse

Ob die aus den Volllaststunden ermittelten Kapitalkosten gedeckt werden können, hängt von den Deckungsbeiträgen während des Betriebs ab. In Abbildung 90 ist die Entwicklung der Durchschnittspreise dargestellt. Der Preis wird für jeden Zeitabschnitt durch das letzte bezugschlagte Kraftwerk bestimmt und enthält sowohl die Brennstoffkosten, als auch mögliche Anfahrkosten, die in die variablen Kosten einfließen.

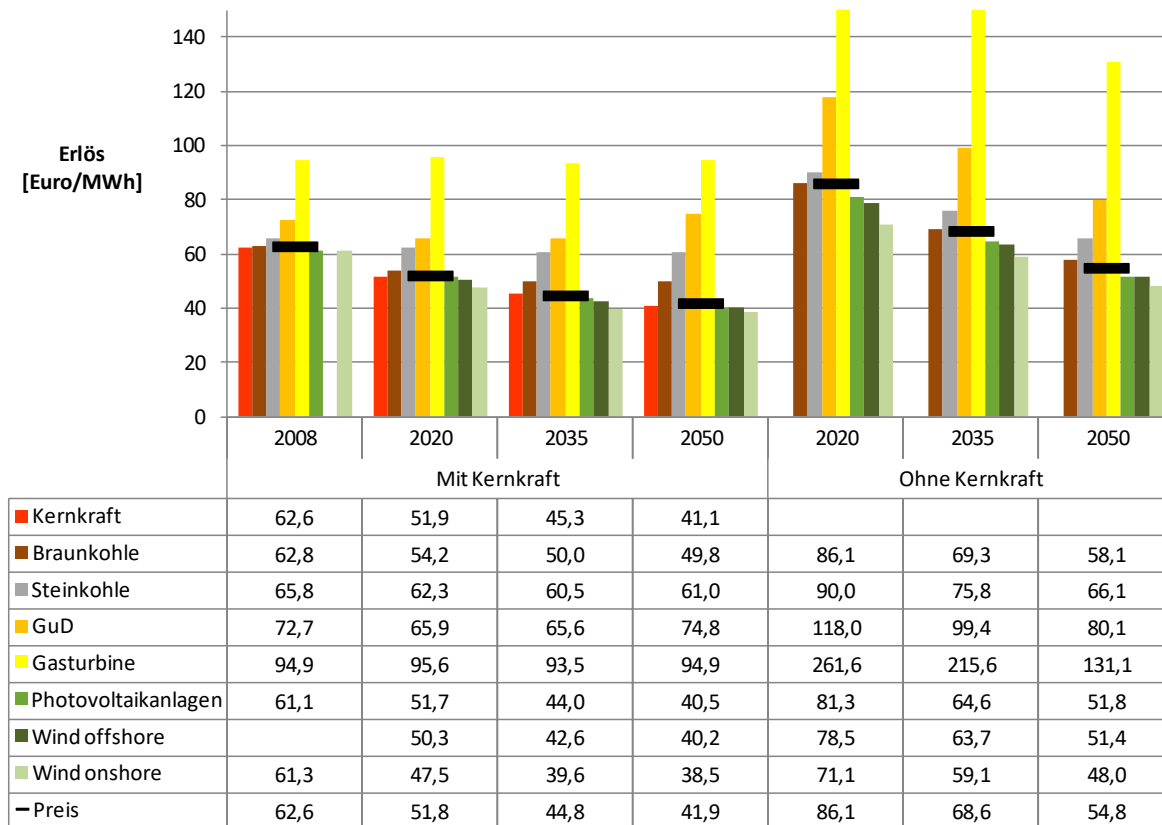


Abbildung 90 Preisentwicklung in den verschiedenen Szenarien

In Abbildung 90 ist deutlich der Einfluss des Kernenergieausstiegs erkennbar. Die Preise liegen hierbei zunächst ca. 20 Euro/MWh über denen des Szenarios mit Kernkraftwerken, durch den zunehmenden Ausbau Erneuerbarer Energien gleichen sich die Preisniveaus jedoch wieder an. Insgesamt sinken die Grenzkostenpreise durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien, da die Volllaststunden fossiler Kraftwerke jedoch abnehmen, verschlechtert sich deren Erlössituation dramatisch. Im Falle eines Kernenergieausstiegs verbessert sich die Erlössituation von Braunkohlekraftwerken, bei deutlich steigenden CO₂-Preisen kann dieser Effekt jedoch nivelliert werden.

Die Modellrechnung liefert eine sehr präzise Abbildung des Kraftwerkseinsatzes, jedoch zeigt sich, dass die statische Modellierung des Kraftwerksparks nur in einem sehr begrenzten Zeithorizont zulässig ist, da aufgrund der veränderten Wirtschaftlichkeit einzelner Kraftwerkstypen mit einer mittelfristigen Umstrukturierung des Kraftwerksparks zu rechnen ist. Auch das Zu-

sammenspiel von thermischen Kraftwerken, Erneuerbarer Stromerzeugung und Speichern ist insgesamt noch nicht zufriedenstellend abgebildet. Für eine weitere Analyse wird daher ein geschlossenes Optimierungsmodell entwickelt, welches zwar einen geringeren Detaillierungsgrad des Kraftwerkseinsatzes aufweist, jedoch für spätere Szenarien ein insgesamt konsistentes Bild liefert, da nun auch Investitionsentscheidungen in den Kraftwerkspark in die Modellierung mit einbezogen sind. Das Modell soll im Folgenden vorgestellt werden.

4.4.3 Integrierte Optimierung des Gesamtsystems

Die vorangegangenen Modellrechnungen basieren auf einer Vielzahl exogener Annahmen. In dem nun beschriebenen Modell werden lediglich die Stromnachfrage als auch eine maximal erlaubte CO₂-Menge vorgegeben. Zusätzlich kann das Modell aus vorgegebenen Technologien auswählen um den kostengünstigsten Kraftwerkspark zu ermitteln. Vorteil gegenüber bestehenden Modellen ist unter anderem die Möglichkeit, die Preisfindung im Modell mit weiteren Marktdesigns zu vergleichen und die Erlössituation einzelner Kraftwerkstypen unter unterschiedlichen Marktdesigns zu untersuchen. Ausgangspunkt des Modells ist eine „Grüne-Wiese-Planung“, bei der alle Kraftwerkskapazitäten oder Speicher in beliebiger Höhe zugebaut werden können. Es können jedoch auch für Szenarien minimale oder maximale Kapazitäten (z.B. für einen Kernenergieausstieg) vorgegeben werden. Die völlige Freigabe der Parameter ermöglicht eine gute Interpretation der Optimierungsergebnisse ohne Verfälschungen durch exogene Annahmen, durch die der Lösungsraum zu sehr eingeschränkt würde. Die Kosten der Kraftwerke setzen sich sowohl aus variablen als auch aus Fixkosten zusammen, d.h. bereits erfolgte Abschreibungen werden nicht berücksichtigt. So werden auch Kernkraftwerke mit den vollen annuitätischen Kapitalkosten eines Neubaus bewertet. Die Preisbildung in einem solchen integrierten Modell ist in den folgenden beiden Abbildungen qualitativ dargestellt.

4 Modellanalyse

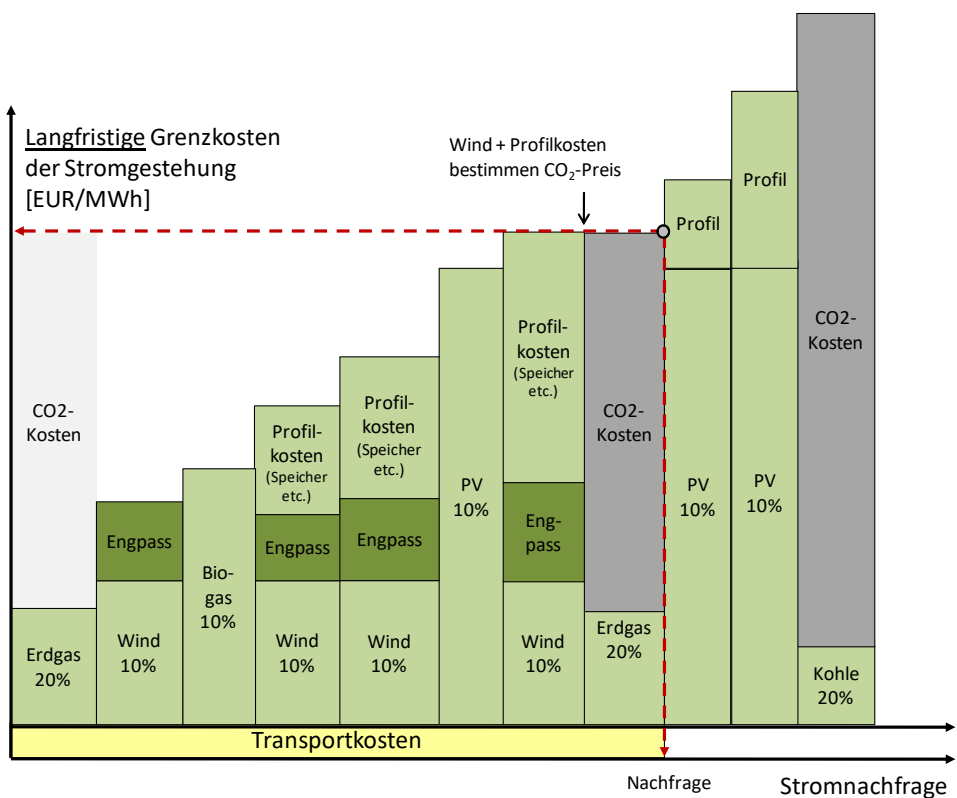
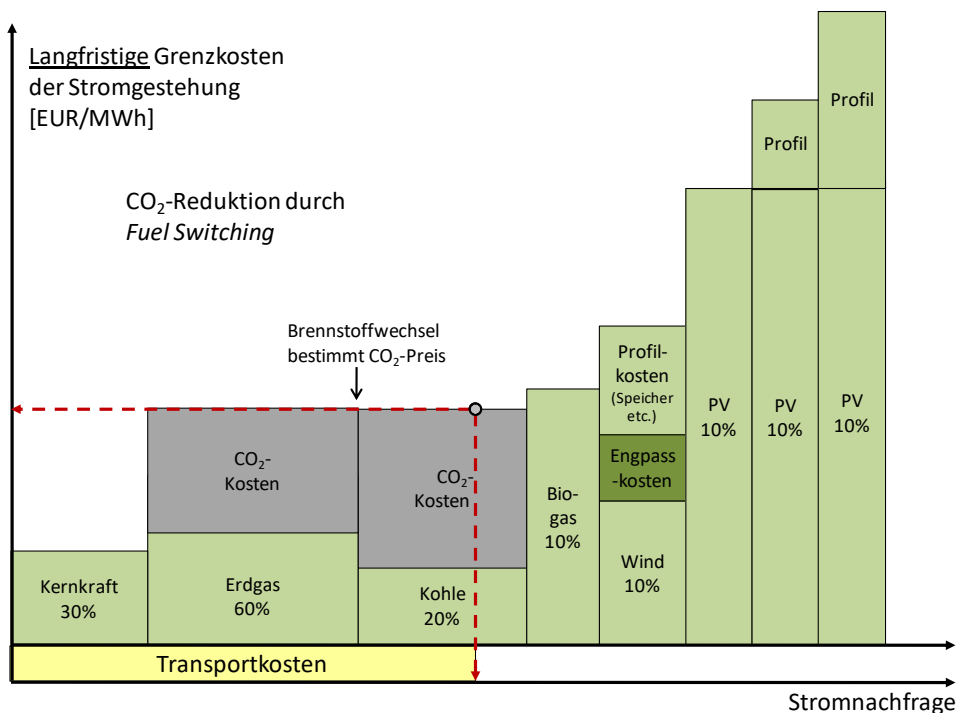


Abbildung 91 Qualitative und schematische Darstellung der Preisbildung in einem vollständig integrierten Energiemarkt bei vorgegebenem CO₂-Cap

Im ersten Fall können die CO₂-Ziele durch einen Brennstoffwechsel von Kohle zu Erdgas erreicht werden. Der implizite CO₂-Preis führt daher zu gleichen Grenzkosten von Kohle- und Erdgaskraftwerken. Erneuerbare Energien sind in diesem Szenario noch nicht wirtschaftlich. Werden die CO₂-Grenzen verschärft, reicht ein Brennstoffwechsel nicht aus und es müssen zusätzlich Erneuerbare Energien eingebunden werden. Hier ist die Preisbildung komplexer, da je nach Zubau einzelner Technologien die Kosten zur Veredelung des Profils (s.o.) steigen. Der CO₂-Preis entspricht immer den vermeidbaren Kosten bei Relaxierung der Emissionsbegrenzung. Im zweiten Fall könnte auf den Zubau von weiteren Windanlagen verzichtet werden, diese Technologie inklusive der Veredelungskosten bestimmt daher den CO₂-Preis. Ist die Stromnachfrage geringer, kann mehr Erdgas eingesetzt werden und der CO₂-Preis wäre geringer. Daher sind die CO₂-Kosten des ersten Erdgas-Kraftwerks nur angedeutet.

Auch das geschlossene Modell geht entsprechend der in Abbildung 92 dargestellten Ablauflogik vor. Jetzt aber handelt es sich um ein vollständig lineares Modell, um die Rechenzeit bei Jahresrechnungen innerhalb eines vertretbaren Zeitrahmens zu halten und damit auch eine größere Zahl von Szenariorechnungen zu ermöglichen. Da die verwendete Methodik nicht über den Stand der Technik hinausgeht [Bagemihl 2003; Ewis 2010; Müsgens 2005; Slomski 1990], soll auf eine ausführliche mathematische Formulierung der Problemstellung verzichtet werden und nur die Kernannahmen des Modells beschrieben werden.

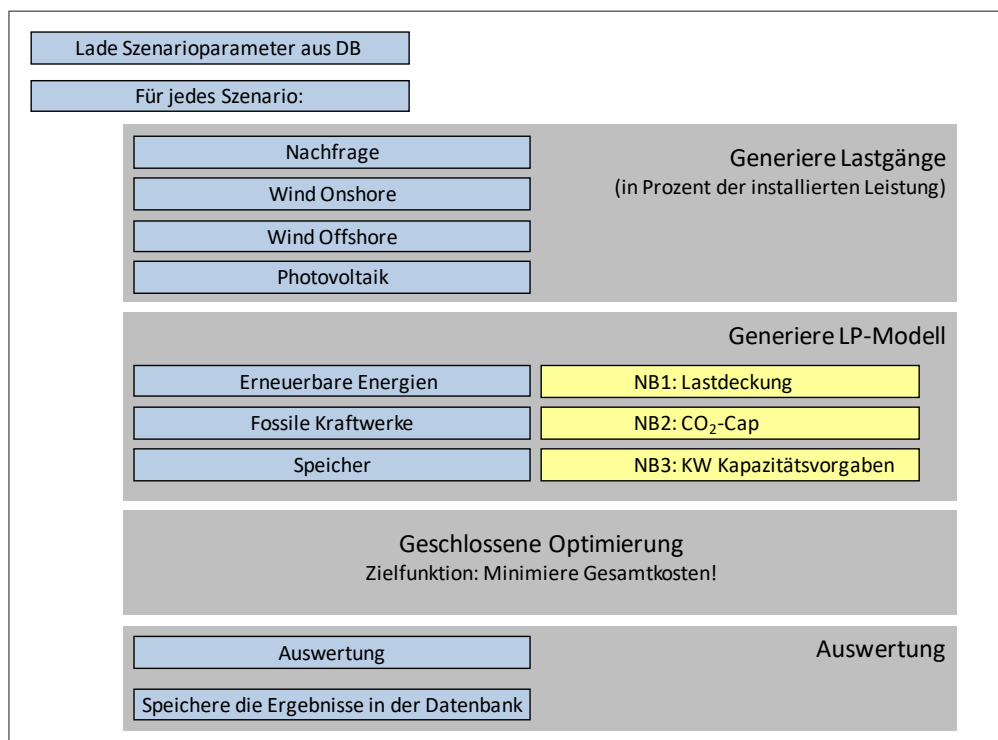


Abbildung 92 Das Optimierungsmodell

Die zu minimierende Zielfunktion enthält alle Kosten installierter Kraftwerke zur Deckung der Nachfrage. Die Kosten setzen sich hierbei aus drei Komponenten zusammen:

4 Modellanalyse

1. Annuität der Fixkosten pro installiertem Megawatt Leistung [€/MW], multipliziert mit der installierten Leistung [MW]
2. Variable Kosten pro produzierter Megawattstunde [€/MWh] multipliziert mit der erzeugten Strommenge [MWh]
3. Kosten für Verschleiß und Anfahrt bei Lastgradienten [€/MW/h] multipliziert mit der Summe der Lastgradienten [MW·h]

Durch den dritten Kostenterm sollen nicht-lineare Kostenbestandteile wie Anfahrkosten oder Mindeststillstandszeiten Berücksichtigung finden. Eine Ex-Post Analyse unter Berücksichtigung realer Kosten zeigt jedoch, dass diese Vereinfachung der Anfahrkosten zulässig ist und die Ergebnisse der vereinfachten Kostenfunktion nur geringfügig von der vollständigen Kostenfunktion abweichen.

Das System enthält drei globale Nebenbedingungen:

- NB 1) Lastdeckung: Die von den installierten Kraftwerken erzeugten Strommengen müssen zu jedem Zeitintervall mindestens die Nachfrage decken. Es ist demnach zulässig, dass die erzeugten Strommengen die Nachfrage übertreffen. Hintergrund hierfür ist die Annahme, dass moderne Windparks regelbar sind⁹⁷ und es volkswirtschaftlich Sinn machen kann, Windanlagen in gewissen Zeiten zu drosseln [National Renewable Energy Laboratory 2009]. Die Information, in wie vielen Zeitpunkten EEG Anlagen gedrosselt werden, bleibt jedoch erhalten.
- NB 2) CO₂- Menge: Innerhalb eines Jahres darf die emittierte kumulierte CO₂-Menge einen vorgegebenen Grenzwert nicht überschreiten. Der Grenzwert wird in den Szenariorechnungen sukzessive von 300 Mio. t pro Jahr auf null reduziert.
- NB 3) Kraftwerkskapazitäten: Aufgrund bestehender Fördermaßnahmen und politischen Rahmenbedingungen können für einzelne Kraftwerkstypen explizite Mindest- oder Maximalkapazitäten vorgegeben werden. So lässt sich der subventionsbedingte Ausbau regenerativer Energien vorgeben oder die Kapazität von Kernkraftwerken begrenzen.

Für Kraftwerke wird eine weitere Nebenbedingung eingeführt, um Mindestlaufzeiten abzubilden. In einem linearen Modell können Mindestzeiten nicht explizit abgebildet werden. Stattdessen wird vereinfachend die Summe aller positiven Gradienten innerhalb der Mindestbe-

⁹⁷ Siehe EEG Bonus für Systemdienstleistungen oder <http://www.geni.ag/>

triebszeit auf die maximale Leistung begrenzt. Innerhalb der Mindestbetriebszeit ist es so nicht möglich, die Leistung mehr als einmal von null auf die maximale Ausgangsleistung zu erhöhen.

Lineare Optimierungsmodelle sind in jeder Hinsicht „extrem“. Die mathematische Formulierung und ganzheitliche Betrachtung führt zu Ergebnissen, die die Realität nie vollständig abbilden können. Lineare Modelle kennen keinen Mittelweg oder „Teils/Teils“ Entscheidungen. Sobald ein Kraftwerk A auch nur den Bruchteil eines Cents günstiger produzieren kann als eine Konkurrenztechnologie B, wird das Modell vollständig auf Technologie A setzen und Technologie B völlig vernachlässigen („*Penny Switching*“). Den Annahmen zufolge ist Strom aus Steinkohlekraftwerken teurer als Braunkohlestrom. Der Optimierer setzt somit die Steinkohleneubauten auf null. In der Bewertung der Ergebnisse sollten daher Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke eher zusammen als Kohletechnologie betrachtet.

Wenn der Zubau von Kernkraftwerken ebenfalls nicht beschränkt ist, beträgt die optimale Kernkraftkapazität etwa 65% der gesamt installierten Kraftwerksleistung, 7% der Kapazität sind Pumpspeicher und die übrigen Kraftwerke erdgasbasiert. CO₂ spielt in diesem Szenario erwartungsgemäß keine Rolle, der mittlere Preis liegt bei 55 €/MWh.

Mit dem Optimierungsmodell werden unterschiedliche Szenarien analysiert, sowohl von Seiten der CO₂-Begrenzungen als auch von politischen Vorgaben für explizite Technologieförderung. Der subventionierte Zubau von Photovoltaik und Windkraftanlagen kann durch die Vorgabe expliziter Mindestkapazitäten berücksichtigt werden.

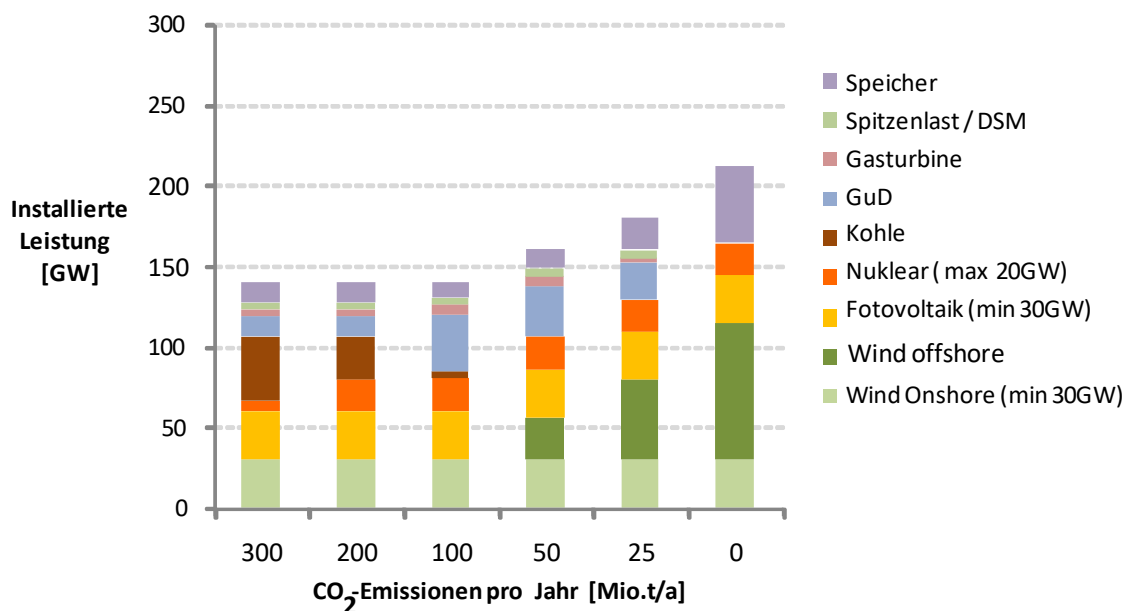
Im Bereich Erneuerbarer Energien zeigt das Modell eine deutliche Tendenz zu Offshore-Wind. Da die nötigen Kapazitäten jedoch nicht ohne weiteres technisch verfügbar sind, wird die aktuell installierte Onshore-Kapazität in allen Szenarien fest vorgegeben. Im Szenario („2030“) werden zusätzlich PV-Kapazitäten und höhere Onshore-Kapazitäten vorgegeben, die Gesamtkosten des Systems liegen dadurch höher. In keinem Szenario ergibt das Modell einen endogenen Zubau von Photovoltaikanlagen, selbst bei Investitionskosten von 1000 Euro/kW findet kein Zubau statt. Dies deutet darauf hin, dass das Einspeiseprofil der PV-Anlagen derzeit nicht kompatibel mit dem Verlauf der Nachfrage ist. Stochastische Einspeisungen sind besonders dann attraktiv, wenn sie zu Zeitpunkten anfallen, an denen auch die Nachfrage besonders hoch ist und so teurere Spitzenlastkraftwerke substituiert werden. Im Gegensatz zu den USA ist in Europa die Nachfrage in den Sommermonaten jedoch eher gering. Die für die PV-Wirtschaftlichkeit notwendigen hohen Preisniveaus ergeben sich im Sommer höchstens aus einer Kapazitätsverknappung thermischer Kraftwerke durch Revisionen oder technische Restriktionen (z.B. Kühlwassertemperaturen). Zusätzlich ist die Energieausbeute von PV-Anlagen in Deutschland mit durchschnittlich 950 Volllaststunden pro Jahr sehr niedrig.

Kraftwerkspark

Im Folgenden werden die Ergebnisse des Modells bei freiem Zubau von Kapazitäten darge-

4 Modellanalyse

stellt. Dem sich abzeichnenden starken Zubau von Photovoltaikanlagen wird mit einer vorgegebenen Mindestkapazität von 30 Gigawatt entsprochen, was einem Zubau von einem Gigawatt pro Jahr bis zum Jahr 2030 entspricht. Dies ist eine konservative Schätzung, der Zubau allein im Jahr 2009 betrug knapp vier Gigawatt. Ebenfalls angenommen wird ein Anteil von 30 Gigawatt Onshore-Wind, bei dem sich derzeit eine Sättigungsentwicklung abzeichnet. Erwartungsgemäß folgt die Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten einem mehrstufigen Prozess entlang der *Merit-Order* der CO₂-Vermeidungskosten. Als erster Schritt erfolgt ein Brennstoffwechsel („*Fuel Switching*“) von Kohle zu Erdgas bzw. im Kernkraft-Szenario auch zu Kernkraftwerken. Ohne CO₂-Restriktionen liegen die angenommenen Vollkosten von Braunkohlekraftwerken unter denen von Kernkraftwerken, weshalb die KKW-Kapazität im 300 Mio.t-Szenario nicht vollständig ausgebaut wird. Aufgrund der Ausweitung der Erdgasreserven durch *Shale-Gas* und ein Rückgang der Gasnachfrage aus dem Wärmesektor wird ein nachfragebedingter Anstieg der Primärenergiepreise zunächst vernachlässigt. Sobald die CO₂-Einsparmöglichkeiten durch den Brennstoffwechsel ausgeschöpft sind, erfolgt ein Ausbau regenerativer Energien. Das Modell favorisiert Offshore-Wind, nicht allein aus Gründen der geringeren spezifischen Stromgestehungskosten, sondern auch aufgrund der guten Kongruenz von Nachfrage und Einspeisung aus Offshore-Wind und geringeren Profilkosten⁹⁸. Die Anteile von Onshore-Wind und Photovoltaik ergeben sich aus den vorgegebenen Randbedingungen und sind nicht endogen.



⁹⁸ Es stehen nur begrenzte Informationen über Offshore-Windprofile zur Verfügung, es gibt jedoch auch Zeitpunkte hoher Nachfrage und sehr geringer Windeinspeisung, so dass der Grund des Offshore-Windausbaus nicht alleine auf Einsparungen von Spitzenlastkraftwerken zurückzuführen ist, welcher auch bei stochastischer Betrachtung nicht realistisch ist (In der Vergangenheit gab es mehrmals Zeitpunkte mit Windeinspeisung nahe Null bei gleichzeitig sehr hoher Nachfrage, siehe auch Abbildung 58)

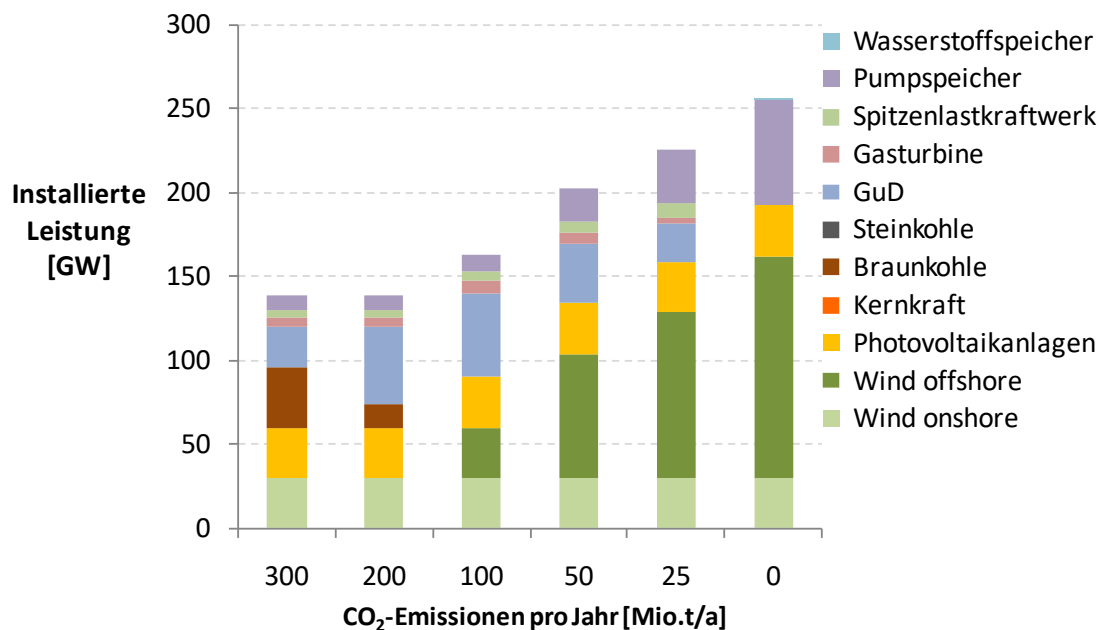


Abbildung 93 Kraftwerkspark ohne und mit KKW

Ohne emissionsfreie Kernkraftwerke erhöht sich der Bedarf an installierter Kapazität deutlich. Unter den angenommenen Kostendaten ist ein Zubau von Offshore-Wind mit gasbasierter Backup-Kapazität jedoch wirtschaftlicher gegenüber einem Zubau von Speichern. Für die spätere Analyse wichtig ist auch die Zahl der resultierenden Volllaststunden. In Abbildung 94 sind die Gaskraftwerke besonders hervorgehoben, da diese eine hohe Dynamik aufweisen. Während die Volllaststunden in der Phase des *Fuel-Switching* deutlich zunehmen, sinken sie im darauffolgenden Wechsel zu Erneuerbaren Energien. Hier besteht demnach die Gefahr einer Überinvestition bzw. *Stranded Costs*, falls im Übergang zu viele Gaskraftwerke zugebaut werden. Der Bedarf an Pumpspeicherkraftwerken ist insgesamt recht gering und bleibt bis zum Szenario von 50 Mio. t CO₂ bei unter 12 Gigawatt. Erst danach erfolgt ein signifikanter Zubau von PSW bzw. weiteren Speichern.



Abbildung 94 Resultierende Volllaststunden in den Szenarien mit KKW

Schattenpreise

Die geschlossene Formulierung des Problems ermöglicht eine systemische Betrachtung und die lineare Formulierung liefert direkt eine Vielzahl von Ergebnissen, die mit dem heuristischen Ansatz nur schwer empirisch ermittelt werden können. Einen besonders eleganten Analyseansatz für lineare Probleme bietet die Dualitätstheorie, die es ermöglicht, jeder Nebenbedingung Kosten, so genannte Schattenpreise, zuzuordnen. Eine Nebenbedingung, die den Lösungsraum beschränkt (z.B. eine maximale CO₂-Menge), bedeutet, dass eine Ressource nicht unbegrenzt zur Verfügung steht, also knapp ist. Jedem knappen Gut kann jedoch auch ein Preis zugeordnet werden. Die Schattenpreise der CO₂-Beschränkung zeigen, um welchen Wert sich die Zielfunktion - in diesem Fall die Gesamtkosten des Systems - ändert, wenn die maximal erlaubte Menge von CO₂-Emissionen um eine Einheit relaxiert wird. Die Preise ergeben sich aus der Lösung des dem Originalproblem zugeordneten dualen Problems [Neumann 1975, S. 63ff.]. Der optimale Wert des dualen Problems ist die Summe aller Produkte aus der verbrauchten Menge einer knappen Ressource und ihrem Schattenpreis.

$$ZF_{Dual} = \sum_i Res_i \cdot SP_i \text{ mit} \quad (4.1)$$

Res	=	<i>Eingesetzte/Produzierte Menge der Ressource</i>
SP	=	<i>Schattenpreis</i>
ZF	=	<i>Zielfunktion</i>

Der Term „Ressource“ kann hierbei durchaus mehrdeutig sein. Bei einer Beschränkung von CO₂-Emissionen steht er für die emittierte CO₂-Menge, bei einer Beschränkung des Kraftwerkszubaues für die installierte Kraftwerksleistung und bei der Lastdeckung für die entnommene Strommenge.

Aus dem Dualitätstheorem der linearen Optimierung folgt, dass unter der Bedingung, dass sowohl das primale als auch das duale Problem eine zulässige Lösung besitzen, die Ergebnisse des primalen und dualen Problems übereinstimmen. Der Gesamtwert der produzierten Güter sollte demnach mit den Gesamtkosten der Produktionsfaktoren übereinstimmen [Neumann 1975, S. 74].

$$\underbrace{\sum \text{Gesamtkosten der Produktionsfaktoren}}_{\text{Lösung des primalen Problems}} = \underbrace{\sum \text{Gesamtwert der produzierten Güter}}_{\text{Lösung des dualen Problems}} \quad (4.2)$$

Von besonderem Interesse sind die Schattenpreise der Nachfragedeckung. Sie entsprechen den zusätzlichen Gesamtkosten im System, die eine Ausweitung der Nachfrage um eine Einheit verursachen würde. Erwartungsgemäß sind diese am höchsten, wenn die Nachfrage im Kapazitätsmaximum liegt, da dann für jede zusätzlich bereitgestellte Megawattstunde auch zusätzli-

che Leistung zugebaut werden muss, die jedoch nur in dieser einen Stunde benötigt wird. Der Schattenpreis in dieser Stunde liegt dann bei den Vollkosten des günstigsten Kraftwerks.

Wenn das System durch keine weiteren Nebenbedingungen beschränkt ist, führt die Bepreisung der Nachfrage mit Schattenpreisen nach dem Dualitätstheorem in (4.2) zu **Kostenäquivalenz**. In einzelnen Stunden können jedoch die beschriebenen Preisausreißer mit Preisen von deutlich mehr als 10.000 €/MWh entstehen. Die Bewertung dieses Effekts erfolgt in Kapitel 5.1.2.

Wenn der Lösungsraum des Problems durch weitere Nebenbedingungen beschränkt wird, fallen die Gesamtkosten und die mengengewichteten Schattenpreise auseinander. Durch Umstellen von (4.1) und (4.2) ergibt sich die Differenz *Diff* zu:

$$\underbrace{\sum_{t=1}^{8760h} Last_t \cdot SP_{Last,t}}_{\text{Erlöse bei Schattenpreisen}} - \underbrace{\sum_{i \neq Last} \text{Kosten}}_{\substack{\text{Gesamtkosten} \\ = ZF_{Pr,im}}} = Diff = \sum_{i \neq Last} \text{Res}_i \cdot SP_i = \underbrace{SP_{CO_2} \cdot CO_2}_{\text{CO}_2\text{-Kosten}} + \underbrace{\sum_{j=1}^{Kraftwerkstypen} SP_j \cdot P_j}_{\substack{\text{Kapazitätsvorgaben} \\ \text{für Kraftwerke}}} + \dots \quad (4.3)$$

- $Last_t$ Nachfrage zum Zeitpunkt t
- SP_i Schattenpreis der Ressource i
- P_j Kraftwerkskapazität
- Res_i Ressource i (Kraftwerkskapazität, CO₂-Emissionen)

Wenn die Menge von CO₂-Emissionen beschränkt wird, führt dies zu einem von Null verschiedenen Preis für CO₂. Da eine Erhöhung des CO₂-Caps zu sinkenden Gesamtkosten führt, ist der Schattenpreis negativ. Die Erlöse aus der Produktion von CO₂ sind demnach negativ, es handelt sich also um Kosten. Der Schattenpreis erhöht sich dadurch um die impliziten Kosten der produzierten CO₂-Menge. Würde CO₂ mit dem Schattenpreis bewertet und müsste von den Stromerzeugern mit realen Kosten zugekauft werden, würde eine Bepreisung mit Schattenpreisen erneut zu Kostenäquivalenz führen, ansonsten entstehen die bekannten *Windfall-Profits* der Produzenten.

Schwieriger zu interpretieren sind die impliziten Preise von Kraftwerksrestriktionen. Wird die minimale oder maximale Kapazität einzelner Kraftwerkstechnologien beschränkt oder vorgegeben, kann dies zu impliziten Kosten für die Kraftwerkskapazität führen. Läge die kostenminimale Kapazität von Kernkraftwerken bei 30 Gigawatt, die maximal erlaubte Kapazität jedoch bei 20 GW, impliziert dies analog Kosten für diese Kapazitätsbeschränkung. Umgekehrt kann eine vorgegebene Mindestkapazität zu Kosten führen. Wenn aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit die Optimierung keinen Zubau von Photovoltaikanlagen ergibt, dieser aber exogen vorgegeben wird, führt dies zu einem positiven Preis für diese Kraftwerkskapazität. Der Preis gibt an, welche Kostenersparnis möglich wäre, würde die Kapazität von Photovoltaikanlagen (wohlgemerkt bei weiter bestehender CO₂-Begrenzung) reduziert. Umgekehrt gibt dieser Preis die nötige Subvention pro installierter Leistung an, damit die entsprechende Technologie ihre

Vollkosten am Markt decken kann. Umgekehrt entspricht eine bindende Kapazitätsbeschränkung nach oben einer ökonomischen Rente bzw. *Windfall-Profits* für einzelne Kraftwerkstypen.

Der Schattenpreis der Nachfrage, also der Strompreis, kann auch negativ werden. Wenn die Gesamtkosten des Systems durch die Reduktion von Windeinspeisung gesenkt werden können, wird der Schattenpreis negativ und die Erlössituation der Windanlagen würde sich bei Teilnahme am Markt an diesem Netzknoten deutlich verschlechtern [National Renewable Energy Laboratory 2009].

Die Bedeutung der einzelnen Schattenpreise ist in der folgenden Tabelle dargestellt, eine ausführliche Herleitung findet sich auch in [Remme 2006, S. 153ff.].

Nebenbedingung	Duale Variable / Schattenpreis	Bedeutung
CO ₂ Restriktion	Grenzkosten der CO ₂ -Vermeidung	Impliziter Marktpreis von CO ₂
Lastdeckung zum Zeitpunkt der maximaler Nachfrage	Langfristige Grenzkosten der Lastdeckung (meist Vollkosten des Spitzenlastkraftwerks)	Impliziter Marktpreis von Strom inklusive einer Kapazitätsprämie Teuerste Stunde am Markt In dieser Stunde verdienen <u>alle</u> Kraftwerke die fehlenden Vollkosten.
Lastdeckung zu allen übrigen Zeitpunkten	Langfristige Grenzkosten der Lastdeckung (meist Grenzkosten des letzten Kraftwerks, oder Opportunitätskosten von Speicherkraftwerken)	Impliziter Marktpreis von Strom Entspricht in diesen Stunden meist den kurzfristigen Grenzkosten
Mindestvorgaben einer Kraftwerkskapazität	Grenzersparnis der Gesamtkosten, falls der Zubau dieser Technologie reduziert wird	Nötige Subvention zur Vollkostendeckung, Unterfinanzierung bei Marktpreisen dieser Technologie
Maximalvorgabe einer Kraftwerkskapazität	Grenzersparnis der Gesamtkosten, falls weiterer Zubau dieser Technologie erlaubt wird	Windfall-Profits dieser Technologie bei Marktpreisen. Oder aber Möglichkeit zur Erwirtschaftung einer Kapazitätsprämie, falls diese nicht im Marktpreis der teuersten Stunde enthalten ist

Tabelle 15 Bedeutung der Schattenpreise von Nebenbedingungen der Optimierung

4 Modellanalyse

Abbildung 95 zeigt die Entwicklung der Schattenpreise sowohl für CO₂ als auch für die Lastdeckung. Bei zunehmender Verknappung der CO₂-Mengen steigen die Preise exponentiell an, wobei der Einsatz von Kernkraftwerken insbesondere im Bereich höherer Emissionsmengen zu signifikanten Preissenkungen führt. In den späteren Szenarien gleichen sich die Preisdifferenzen jedoch wieder an.

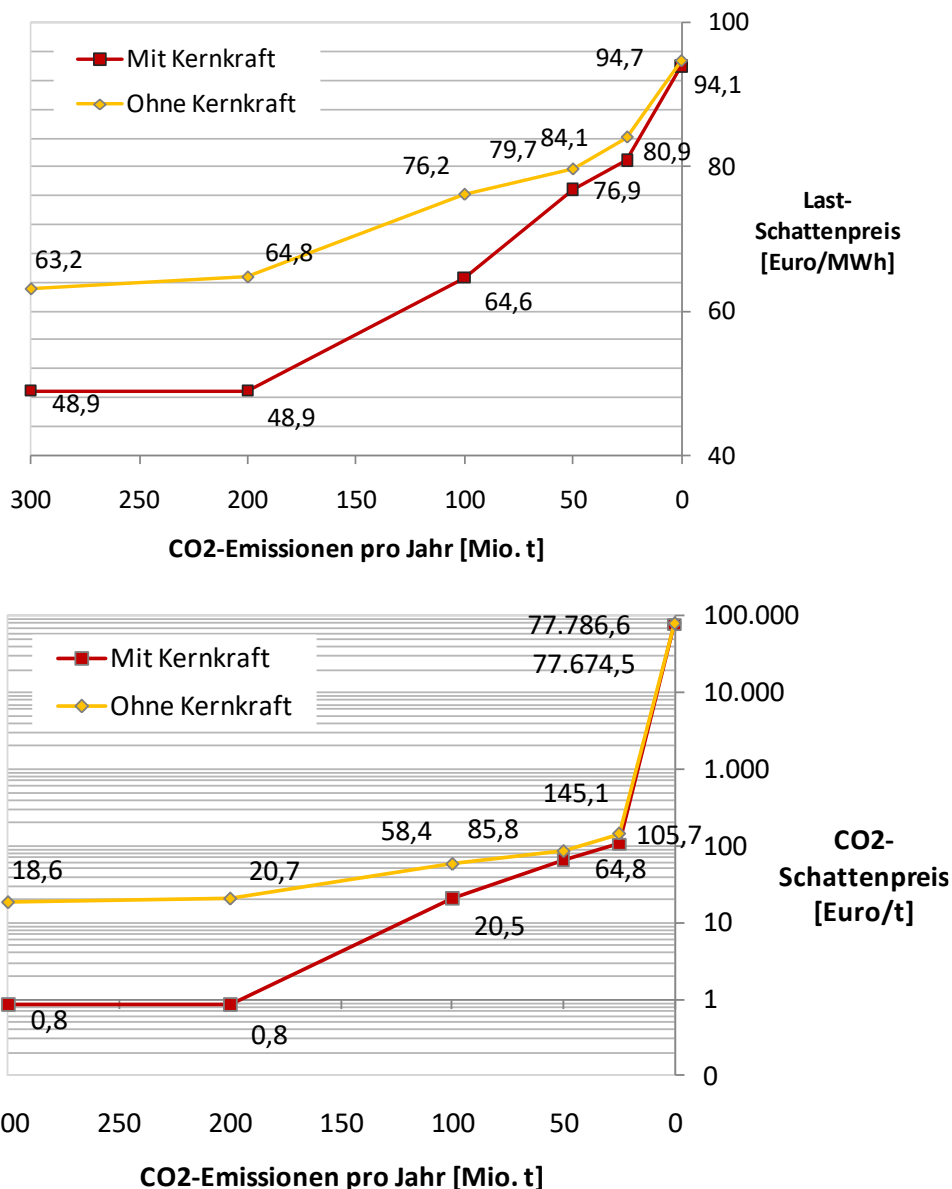


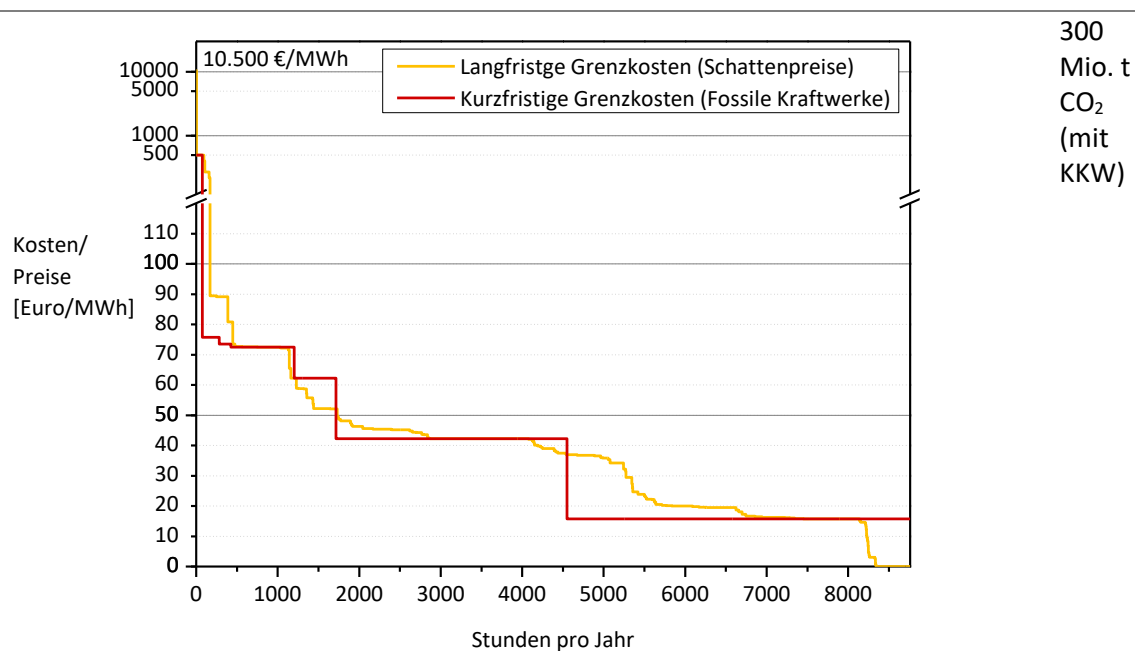
Abbildung 95 Schattenpreise für CO₂ und Lastdeckung aus der Modellrechnung

Den größten Einfluss hat die Nutzung der Kernenergie erwartungsgemäß auf die CO₂-Preise im System, welche bis zu 65 Euro/t unter dem Szenario ohne Kernkraftwerke liegen. Aufgrund der weiterhin nicht geklärten Frage der Endlagerung ist ein unbefristeter Betrieb von Kernkraftwerken jedoch fraglich. Die Modellergebnisse legen aber nahe, dass die Kernkraft in der Tat als „Brückentechnologie“ zu niedrigeren volkswirtschaftlichen Gesamtkosten führen kann, da auf

einen erheblichen Zubau fossiler Kraftwerke im Übergang zu Erneuerbaren Energien verzichtet werden kann. Auch bei der Risikobetrachtung von Störfällen muss geprüft werden, ob ein nationaler Ausstieg nicht möglicherweise zu riskanteren Laufzeitverlängerungen von Kernkraftwerken in Nachbarländern führt.

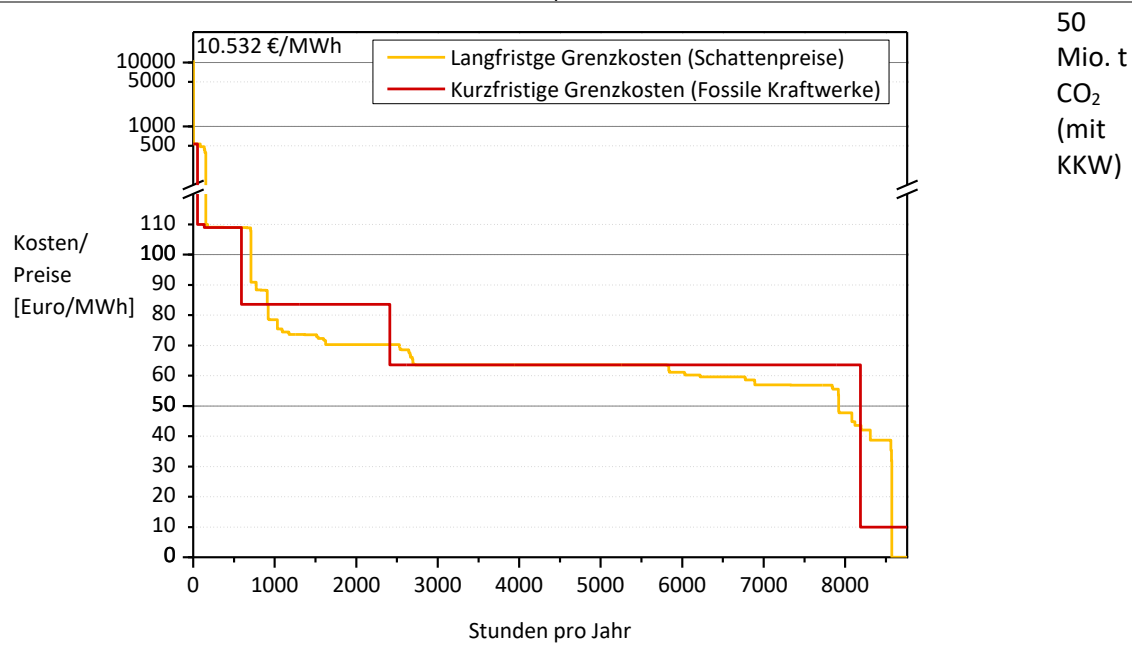
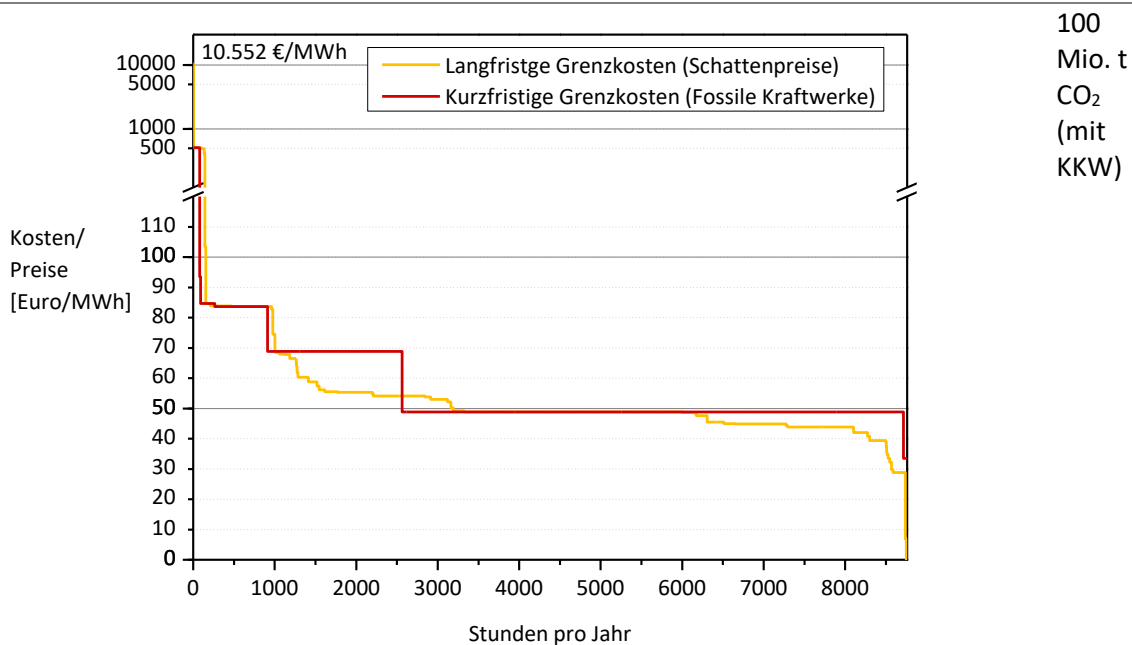
Marktergebnis bei Preisen auf Basis kurzfristiger Grenzkosten

In der geschlossenen Betrachtung dieses Systems enthalten die Schattenpreise auch implizit die Kapitalkosten des Kraftwerkszubaues. Dies entspricht jedoch nicht dem realen Markt, an dem im Kurzfristhandel (*Day-Ahead*) nur die kurzfristigen Grenzkosten preisbestimmend sind. Da es sehr schwer ist, die kurzfristigen Grenzkosten von Speicherkraftwerken zu bestimmen⁹⁹, werden für einen Vergleich zunächst die kurzfristigen Grenzkosten allein anhand der variablen Kosten fossiler Kraftwerke (inkl. Anfahr-, Gradienten- und CO₂-Kosten) bestimmt. Die resultierenden Jahresdauerlinien der kurz- und langfristigen Grenzkosten sind in den folgenden Abbildungen für die Szenarien mit Kernenergie dargestellt.



⁹⁹ Hierfür muss in jeder Stunde bekannt sein, wie hoch die Einkaufskosten des Stroms der betreffenden Stunde waren. Dies ist nicht eindeutig aus den Modellergebnissen abzulesen.

4 Modellanalyse



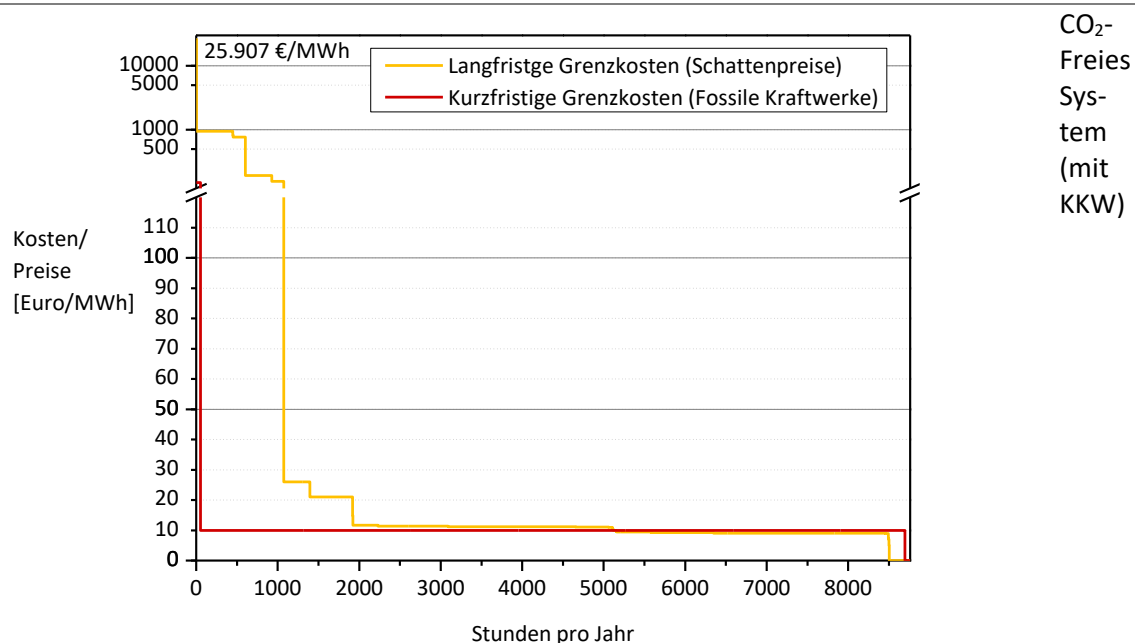
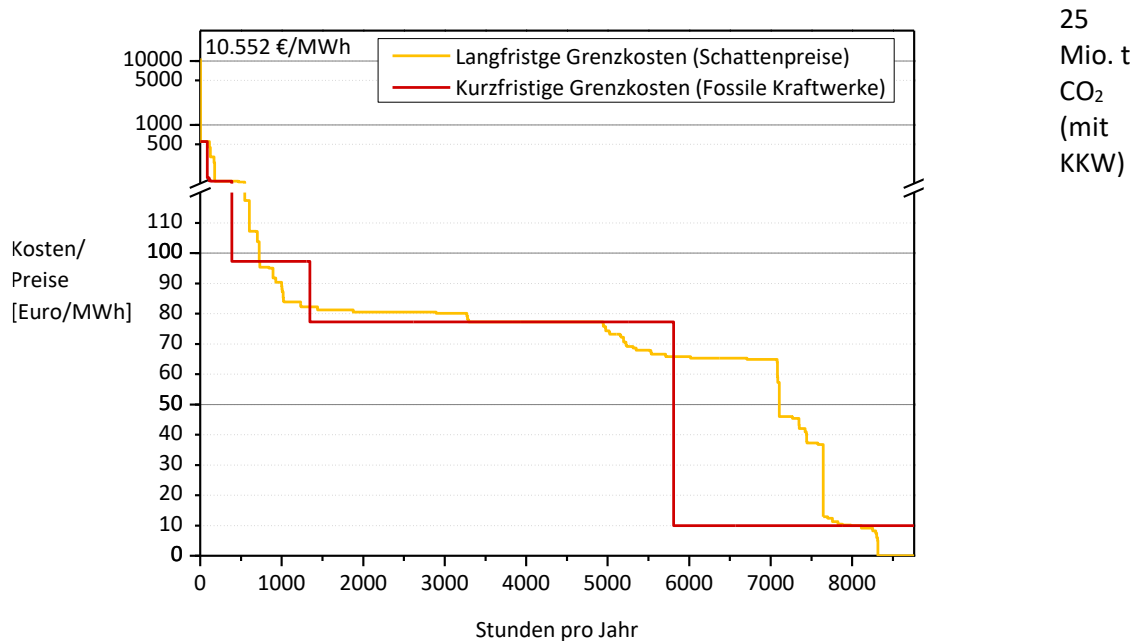


Abbildung 96 Jahresdauerlinien der Strompreise in Form der Grenzkosten der Lastdeckung

Bei zunehmendem Anteil Erneuerbarer Energien wird der Einfluss der Kapitalkosten immer größer. Diese können in der kurzfristigen Preisbildung jedoch nur schwer abgebildet werden. Auch entsprechen die zunehmenden Preiseinflüsse der Pumpspeicherkraftwerke in späteren Szenarien den vermiedenen Kapitalkosten von Spitzenlastkraftwerken, was die direkte Bestimmung der Schattenpreise außerhalb einer geschlossenen Modellrechnung ebenfalls erschwert. Ein Markt mit der Preisbildung auf Basis der Grenzkosten kann somit keine vollständige Kostendeckung erreichen. Betrachtet man eine vereinfachte Form dieses Problems analytisch, so zeigt sich, dass im kostenminimalen Fall nicht nur Spitzenlastkraftwerke bei Grenzkosten ihre Fixkosten nicht decken können, sondern dies auch für Grund- und Mittellastkraftwerke.

ke gilt (siehe Anhang 8.1). Nur im Fall von Kapazitätsrestriktionen oder einer elastischen Nachfrage und Nachfragereduktion in Spitzenlastzeiten können zusätzliche Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden (Abbildung 97).

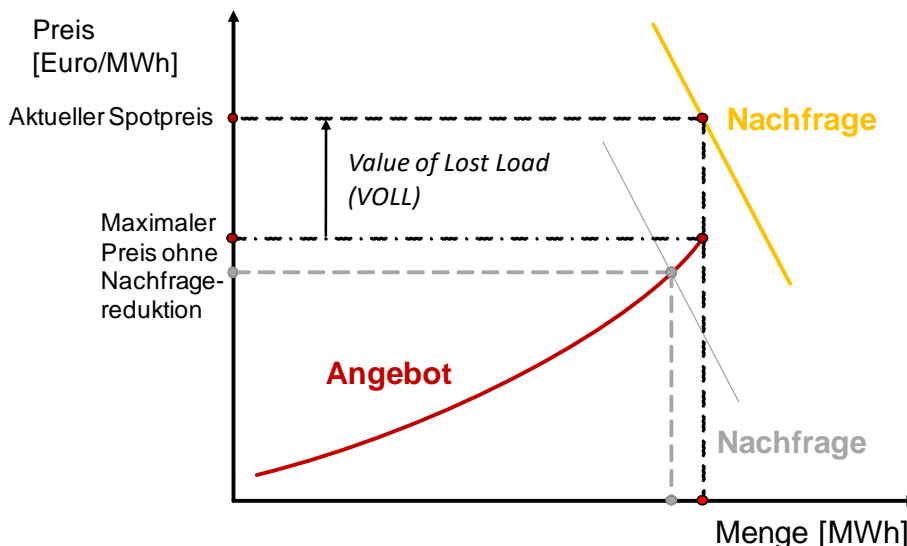


Abbildung 97 Value of Lost Load Pricing

Diese Preise oberhalb der Grenzkosten erlauben daher die Deckung fehlender Fixkosten. Komplexere Marktdesigns berücksichtigen zusätzlich Nicht-Linearitäten innerhalb der *Merit-Order*, zum Beispiel aufgrund von Anfahrkosten oder Mindestbetriebszeiten [O’neill et al. 2005; Ott 2003; Sen et al. 2008]. Fundamentaler Nachteil dieser reinen Energiemärkte¹⁰⁰ liegt in den entstehenden Preisspitzen. Die Modellrechnungen zeigen Werte des *Value of Lost Load* von über 10.000 Euro/MWh (s.a. [Praktiknjo 2010]). In Zeiten erheblicher Knappheit ist es dem Regulator de facto nicht möglich, zwischen fundamentalem Preis und Marktmacht zu differenzieren. Zusätzlich verhindern in den meisten Märkten Preisschranken solche Extrempreise. Kraftwerksbetreiber von Spitzenlastkraftwerken können daher nur über zusätzliche Kapazitätsmärkte die nötigen Deckungsbeiträge generieren um die Kapitalkosten zu erwirtschaften. Im kurzfristigen Bereich sind dies Märkte für Regelleistung, über die alle liberalisierten Märkte verfügen. Je nach Marktgestaltung können diese kurzfristigen Märkte sehr volatil sein, da der Netzbetreiber zur Wahrung der Systemstabilität Differenzmengen (ver-)kaufen muss und daher als Preisnehmer am Markt agiert. Hier bieten längerfristige Auktionen der Regelleistung, wie sie in Deutschland vor Börsenschluss des Fahrplanmarktes erfolgen, höhere Planungssicherheit für den Netzbetreiber als die reine Nutzung von Intradaymärkten. Die strategische Entscheidung der Wahl des Marktes obliegt dem Kraftwerksbetreiber [Swider 2006]. Zur Deckung fehlender Fixkosten reichen diese Regelenergiemärkte aber nicht aus. Kapazitätsmärkte für langfristige Kraftwerkskapazitäten sollen diese Deckungslücke schließen. Die Einführung

¹⁰⁰ Energy-Only Markets

eines solchen Marktes zur Vermeidung von Kapazitätsengpässen ist eine realistische Option und wird daher in Abschnitt 5.3.2 diskutiert. Selbst wenn also das gesamte System kostenneutral ist, können sich die Gewinne/Verluste unterschiedlicher Kraftwerkstypen daher deutlich unterscheiden und es ist nicht gesichert, dass alle Kraftwerke rentabel operieren können. Für die Szenarien einer CO₂-Reduktion auf 50 Mio. t mit und ohne Kernkraft werden die Erlöse einzelner Kraftwerkstechnologien einzeln untersucht. Die Ergebnisse sind in den beiden folgenden Tabellen dargestellt.

Szenario 50 Mio. t CO₂ mit Kernkraft:

[Mio. Euro]	Langfristige Grenzkosten (Schattenpreise)	Kurzfristige Grenzkosten (Spotmarkt)	Beschreibung
Onshore Wind	164,8	160,1	Verluste
Offshore Wind	0,0	85,4	Verluste
Photovoltaik	1.185,8	1.164,0	Verluste
Kernkraft	-5.089,7	-4.484,6	Gewinn
GuD Kraftwerk	0,0	1.205,9	Verluste
Gasturbine	0,0	293,0	Verluste
Spitzenlast / DSM	0,0	49,7	Verluste
Pumpspeicher	0,0	359,8	Verluste
CO ₂ Markt	-3.239,9	-3.239,9	Steuereinnahmen
Endkunden (Last)	39.130,6	36.616,8	Verkaufserlöse
Einnahmen (Duale Lösung)	32.151,6	32.210,0	
Kosten (Primale Lösung)	32.151,6	32.151,6	Systemkosten
Differenz	0,0	-58,4	

Szenario 50 Mio. t CO₂ ohne Kernkraft:

[Mio. Euro]	Langfristige Grenzkosten (Schattenpreise)	Kurzfristige Grenzkosten (Spotmarkt)	Beschreibung
Onshore Wind	212,7	755,0	Verluste
Offshore Wind	0,0	2.557,0	Verluste
Photovoltaik	1.045,1	1.180,5	Verluste
Kernkraft			
GuD Kraftwerk	0,0	1.121,0	Verluste
Gasturbine	0,0	275,1	Verluste
Spitzenlast / DSM	0,0	66,8	Verluste
Pumpspeicher	0,0	168,2	Verluste
CO ₂ Markt	-4.289,5	-4.289,5	Steuereinnahmen
Endkunden (Last)	40.553,1	35.839,7	Verkaufserlöse
Einnahmen (Duale Lösung)	37.521,4	37.673,8	
Kosten (Primale Lösung)	-37.521,4	-37.521,4	Systemkosten
Differenz	0,0	152,3	

Tabelle 16 Gewinne einzelner Kraftwerkstechnologien im Szenario 50 Mio. t CO₂

In allen Rechnungen, sowohl bei Betrachtung der langfristigen Schattenpreise als auch nur der

4 Modellanalyse

kurzfristigen Grenzkosten, erwirtschaftet die Kernenergie sehr hohe Gewinne, während die Erneuerbaren Energien, insbesondere die Photovoltaik, deutliche Verluste verzeichnen.

In Summe würden die Erlöse kurzfristiger Grenzkostenpreise im Szenario mit Kernenergie ausreichen, die Gesamtkosten zu decken, jedoch sind diese unterschiedlich verteilt. Eine Korrektur dieser Verzerrung würde jedoch einen erheblichen Eingriff in den freien Markt bedeuten. Im Szenario ohne Kernenergie genügen die Erlöse der kurzfristigen Preisbildung hingegen nicht, die Gesamtkosten zu decken.

Rechnet man die entstandenen Gewinne/Verluste des Szenarios „50 Mio. t mit Kernkraft“ um auf die installierte Leistung bzw. die erzeugte Strommenge, so erhält man die folgenden Werte.

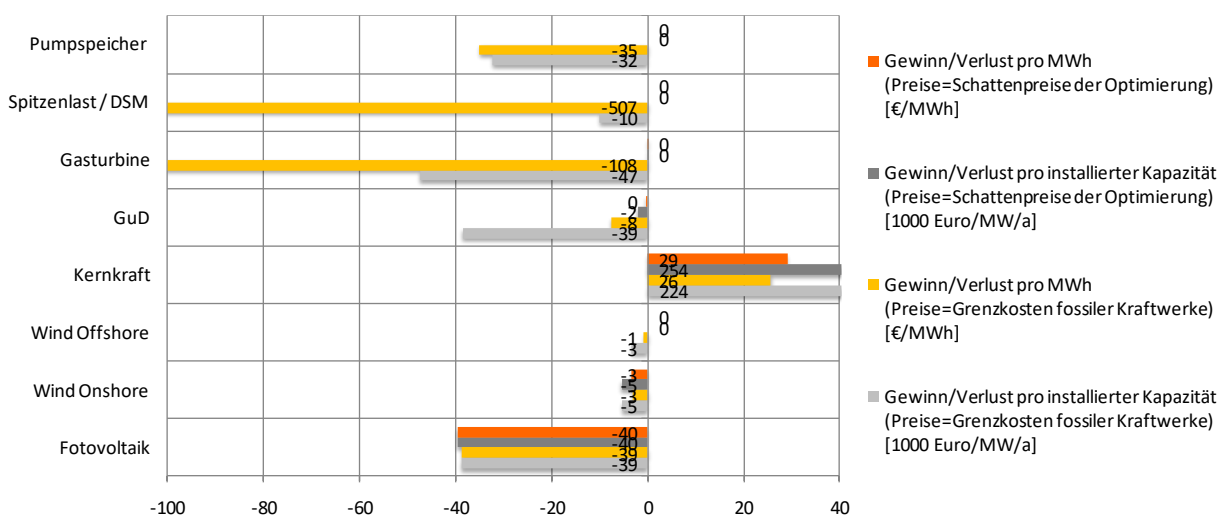


Abbildung 98 Spezifische Gewinne/Verluste einzelner Kraftwerkstypen im Szenario „50 Mio.t mit Kernkraft“

Während wie zu erwarten die Kraftwerke ohne Kapazitätsrestriktionen bei Schattenpreisen der Optimierung genau eine Kostendeckung erreichen, reichen die kurzfristigen Preise für die meisten Kraftwerkstypen nicht aus, die Gesamtkosten zu decken. Erneut verbleiben einzig die Kernkraftwerke mit einem positiven Ergebnis.

Die oben dargestellten Gewinne und Verluste hängen stark von dem betrachteten Szenario ab. In Abbildung 90 auf Seite 134 ist dargestellt, wie die Marktpreise bei verstärktem Zubau von EEG Anlagen aufgrund des *Merit-Order* Effekts zunächst sinken [Sensfuss 2008]. Erneuerbare Energien sind als Hauptverursacher von den sinkenden Preisen stärker betroffen, ihre Erlöse sinken daher überproportional zum Gesamtstrompreis. Bei der Ermittlung des Profilmfaktors einzelner Technologien in der EEG-Umlage ist dies bereits für Windenergie berücksichtigt, hier wird nur von Erlösen im Bereich von 80% des Durchschnittspreises ausgegangen [Sensfuss 2008], es ist jedoch auch zu erwarten, dass weitere Technologien und hierbei insbesondere die Photovoltaik in Zukunft von solchen Erlösrückgängen in Zeiten von Überangebot betroffen sein

werden und die Erlöse dieser Technologien am Markt weiter sinken [Ehlers 2010]. In Folge fehlender Deckungsbeiträge kommt es zu Marktaustritten unrentabler Mittel- und Grundlastkraftwerke, welche in der ersten Modellrechnung noch nicht berücksichtigt werden. Die geschlossene Optimierung zeigt die Kosten dieses Umbaus hingegen deutlich. Nach der Umstrukturierung des Kraftwerksparks überwiegen die Brennstoff- und CO₂-bedingten Preissteigerungen der Primärenergien zunächst den *Merit-Order*-Effekt der Erneuerbaren Energien. Bei weiterer CO₂-Reduktion werden die Erneuerbaren Energien wieder zunehmend preisbildend, die Erlössituation verschlechtert sich erneut (Abbildung 99).

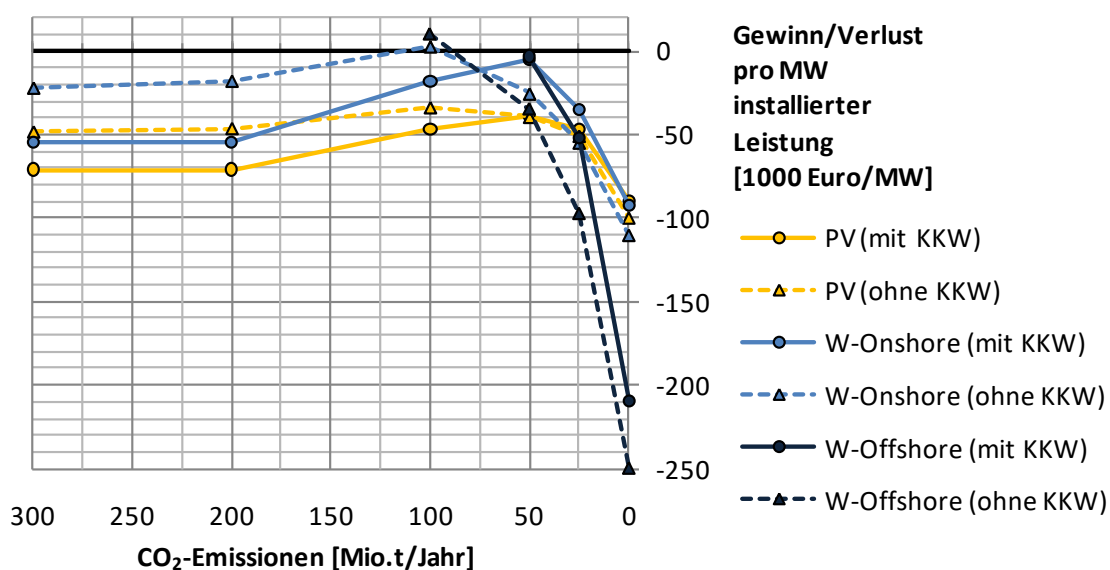


Abbildung 99 Gewinne Erneuerbarer Energien in den Modellrechnungen bei Grenzkostenpreisen

Fazit der Modellrechnungen

Modellrechnungen stellen immer einen Kompromiss dar zwischen der Komplexität des Modells und dem benötigten Rechenaufwand. Je exakter modelliert wird, desto eher muss auf exogene Annahmen zurückgegriffen werden. Mit den verfügbaren wissenschaftlichen Methoden ist es nur sehr schwer möglich, eine komplexe Kraftwerkseinsatzplanung mit einer langfristigen Investitionsrechnung und einer Berücksichtigung von Netzrestriktionen zu verknüpfen. Von daher stellt jeder der drei verwendeten Ansätze einen Kompromiss dar, wobei jedoch die geschlossene lineare Optimierung die konsistentesten Ergebnisse liefert. Die reine Speicheroptimierung vernachlässigt eine mögliche Konkurrenz von Gaskraftwerken und Einspeisemanagement, die exakte Kraftwerkseinsatzplanung kann keine Stilllegungen aufgrund fehlender Volllaststunden berücksichtigen. Für kurzfristige Betrachtungen wie bei [Ewis 2010] ist dies zulässig, bei langfristigen Szenarien mit erheblich reduzierten CO₂-Emissionen jedoch nicht mehr. Vor diesem Hintergrund ist die geschlossene Lösung trotz aller Vereinfachungen des Kraftwerksparks am aussagekräftigsten. Die Modellrechnungen zeigen, dass unter dem derzei-

4 Modellanalyse

tigen Marktregime weder Erneuerbare Energien noch konventionelle Backup-Kraftwerke wirtschaftlich agieren können. Welche Maßnahmen geeignet sind, diese technischen und wirtschaftlichen Probleme zu bewältigen, wird im folgenden Kapitel diskutiert.

5 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Reduktion der CO₂-Emissionen im Energiesektor ist eine der wichtigsten Aufgaben zur effektiven Vermeidung einer anhaltenden Klimaerwärmung. Erneuerbare Energien sind hierbei die einzig nachhaltige Option und auch vor dem Hintergrund zukünftiger weltweiter Ressourcenkonflikte wird ihre Bedeutung deutlich zunehmen.

Für eine Umstellung des Elektrizitätssystems auf zunehmend CO₂-freie Erzeugung bedarf es jedoch keinen marginalen Änderungen, sondern fundamental neuen Versorgungsstrukturen. Die Grenzkosten der Vermeidung zusätzlicher CO₂-Mengen durch Erneuerbare Energien steigen hierbei konvex an, da der Aufwand zur Systemintegration fluktuierender Mengen deutlich zunimmt (vgl. Abbildung 95 auf Seite 146). Bereits heute führt der forcierte Zubau von EEG Anlagen sowohl zu erheblichen technischen Problemen und Netzengpässen als auch wirtschaftlichen Auswirkungen auf bestehende und geplante fossile Kraftwerke. Der Zubau von EEG-Anlagen hat mittlerweile eine Größenordnung erreicht, in der die installierte Kapazität deutlich über der minimalen Nachfrage liegt und einzelne Regelzonen über mehrere Stunden vollständig aus regenerativem Strom versorgt werden können. So positiv diese Entwicklung auf den ersten Blick erscheint, so widerspricht diese explizite Technologieförderung doch erheblich den marktliberalen Grundideen eines wettbewerblichen Strommarktes und der Internalisierung externer Effekte im Emissionshandel. Auch wenn der Aufbau neuer Industriezweige im Bereich Erneuerbarer Energien sicherlich industriepolitisch opportun ist, so sind Erneuerbare Energien kein Selbstzweck, sondern müssen mit konkurrierenden Methoden der CO₂-Vermeidung verglichen werden um eine gesamtwirtschaftlich hohe Effizienz zu erreichen.

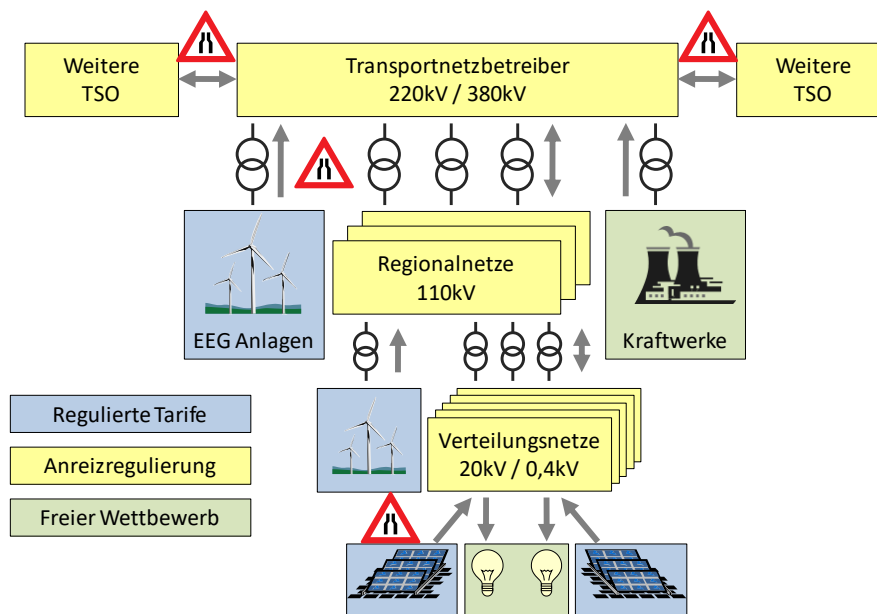


Abbildung 100 Aktuelle und zukünftige Strommarktsituation

Der ungesteuerte Zubau fluktuierender Einspeisungen ohne gleichzeitige Berücksichtigung

5 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

wichtiger Aspekte der Systemintegration führt bereits heute zu Problemen und erheblich höheren Systemkosten. Diese Auswirkungen des Zubaus werden im ersten Abschnitt dieses Kapitels diskutiert. Im zweiten Abschnitt werden Maßnahmen zur Integration der Erneuerbaren Energien beschrieben und diskutiert, welche wirtschaftlichen Probleme hierbei durch externe Preiseffekte des Zubaus von Speichern und Leitungen entstehen. Im dritten Abschnitt werden mögliche Veränderungen des Marktdesigns diskutiert, um den beschriebenen Problemen entgegenzuwirken und eine wirtschaftliche und sichere Versorgung zu garantieren.

Stichwort Kernenergie

Ob die Kernenergie weiterhin oder für eine Übergangszeit in diese Betrachtungen mit einbezogen wird, ist keine wirtschaftliche, sondern eine gesellschaftliche und politische Frage. Die ungeklärten Probleme der Endlagerung und immanente Störfallrisiken können nur schwer in wirtschaftlichen Modellrechnungen berücksichtigt werden. Zumindest für den Zeitraum des Umbaus des Energiesystems muss hier eine Abwägung der externen Kosten von Treibhausgasemissionen und nuklearen Abfällen erfolgen. Die gut regelbare Erzeugung aus Kernkraftwerken führt gegenüber stochastischen Einspeisungen in den Modellrechnungen zu deutlich niedrigeren Systemkosten. Im Schnitt liegen diese in Szenarien mit max. 20 GW Kernkraft um 15-20% unter den Kosten der Szenarien ohne Kernenergie (vgl. Abbildung 95). Gleichzeitig können durch die Abschöpfung von Produzentenrenten der Kraftwerksbetreiber (Brennelementesteuer) zusätzliche Einnahmen zur Finanzierung des ökologischen Umbaus generiert werden.

Unabhängig davon, welche Option gewählt wird, die Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs oder aber einer Laufzeitverlängerung sind zumindest kurz- bis mittelfristig gravierend und liegen in derselben Größenordnung der Auswirkungen des Zubaus Erneuerbarer Energien. Die Investitionsrisiken, die sich aus solch unklaren politischen Rahmenbedingungen für weitere Marktteilnehmer ergeben, sind erheblich. Ebenso führt ein Ausstieg aus der Kernenergie zu einer Verknappung des CO₂-Budgets und steigenden Grenzkosten der CO₂-Vermeidung bei vorgegebenem Emissions-Cap. Aus diesen Gründen wird, obwohl der Fokus auf Erneuerbaren Energien liegt, die Kernenergie auch in Teilen der folgenden Abschnitte mit behandelt.

5.1 Auswirkungen des verstärkten Zubaus von EEG Anlagen

Der derzeitige Zubau von EEG Anlagen übersteigt die Dynamik aller übrigen Systemveränderungen mit Ausnahme eines möglichen Kernenergieausstiegs um ein Vielfaches. Eine weitestgehend von der Netzplanung abgekoppelte Installation dezentraler Anlagen führt bereits heute zu erheblichen Netzengpässen und Leistungsüberschüssen einzelner Regionen. Dies wird im folgenden Abschnitt betrachtet. Die wirtschaftlichen Auswirkungen auf andere Marktteilnehmer werden im zweiten Abschnitt behandelt.

5.1.1 Technische Auswirkungen

Zunächst stellen ungesteuert einspeisende EEG Anlagen eine negative stochastische Nachfrage dar, die die zu deckende Residuallast verringert. Je nach Kongruenz der Einspeisung mit der zeitgleichen Nachfrage steigt der Aufwand zur „Veredelung“ der eingespeisten Energie. Vor diesem Hintergrund hat Offshore Wind das beste Einspeiseprofil, da die Windgeschwindigkeiten auf See nur geringfügig saisonal schwanken und die Anlagen oft im Leistungsmaximum operieren, wodurch eine konstante Einspeisung über mehrere Stunden oder auch Tage möglich ist. Onshore Windanlagen hingegen haben einen deutlich saisonaleren Einspeiseverlauf und durch den häufigen Betrieb im steilen Bereich der Leistungskennlinie eine deutlich volatilere Einspeisung. Für den nordeuropäischen Markt ist das saisonale Profil mit der höheren Einspeisung in den Wintermonaten gut geeignet, da in diesen Monaten auch die höchste Nachfrage auftritt.

Anders sieht es bei der Photovoltaik aus. Hier ist die Einspeisung erwartungsgemäß in den Sommermonaten am höchsten, während im Zeitraum von November bis März lediglich 30 Prozent des Jahresmittels anfallen. Gleichzeitig weist die Photovoltaik die höchste Volatilität auf. Für einen hohen energetischen Beitrag der Photovoltaik zur Lastdeckung müssen daher große Leistungen zeitlich verlagert werden. Auf Grund dieser hohen Profilkosten erfolgt in den Modellrechnungen trotz sehr gering angenommener Investitionskosten kein Zubau von Photovoltaikanlagen. Für Deutschland ist daher davon auszugehen, dass ab einer gewissen installierten Kapazität zusätzliche Strommengen aus PV-Anlagen nur schwer in das System integriert werden können. Auch ist im Gegensatz zu Windanlagen aufgrund der vielen kurzzeitigen Leistungsspitzen keine deutliche Verbesserung durch ein Einspeisemanagement, also die Leistungsreduktion in Spitzenzeiten, zu erreichen. In anderen Gebieten wie im Norden der USA, in denen die Leistungsspitzen aufgrund großflächiger elektrischer Klimatisierung im Sommer anfallen, können PV-Anlagen hingegen wirksame Beiträge zur Spitzenlastreduktion leisten.

Der Zubau von EEG Anlagen erfolgt derzeit größtenteils ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen. Bereits heute kommt es zu technischen Problemen, wenn innerhalb eines Netzgebiets die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien die Nachfrage übersteigt und die Kuppelkapazitäten zum Abtransport nicht ausreichen. So zum Beispiel im bereits beschriebenen Beispiel als im

5 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Dezember 2009 alleine aus der Regelzone von 50HERTZ über 3.000MW Windstrom abtransportiert werden mussten. In Zukunft werden diese Lastsituationen zunehmen (s.a. Abbildung 69 auf Seite 111).

Dies kann zu einer lokalen Gefährdung der Systemsicherheit führen, sofern die Leistung der fluktuierenden Einspeisung oder laufender konventioneller Kraftwerke nicht in ausreichendem Maße gedrosselt werden kann. Das bestehende Marktdesign in Deutschland bietet keine Möglichkeit, diese Leistungsreduktionen regional zu steuern, weshalb hier die Verantwortung für systemsichernde Eingriffe beim Übertragungsnetzbetreiber verbleibt. Der Netzbetreiber muss bereits heute häufig marktbezogene Eingriffe nach [EnWG 2005 §13(1)] vornehmen um Netzengpässe aufzulösen. Der Anteil des *Redispatch* an der Nachfrage kann erheblich sein, in Spitzenzeiten werden über 60 Prozent der Nachfrage im 50HERTZ-Gebiet¹⁰¹ durch *Redispatch*-Maßnahmen gedeckt. Im unteren Bild ist die Netzsituation im November 2010 abgebildet. Deutlich erkennbar sind erhebliche Markteingriffe in Stunden hoher Windeinspeisung. Können trotz veränderter Einspeisung fossiler Kraftwerke die Engpässe nicht behoben werden, kann der Netzbetreiber schalttechnische Maßnahmen durchführen durch die auch EEG Anlagen vom Netz getrennt werden können. Dies bedeutet, dass allein auf Basis von Marktanreizen für konventionelle Kraftwerke keine ausgeglichene Netzsituation erreicht werden kann. Der Umfang der schalttechnischen Maßnahmen liegt dabei deutlich niedriger als die der marktbezogenen Anpassungen. Während letztere im Bereich von mehreren tausend Megawatt liegen, beeinflussen die Schaltmaßnahmen lediglich einige hundert MW (Abbildung 101). Im Jahresmittel 2009 lag der Anteil des *Redispatch* innerhalb dieser Regelzone bei ca. 2,6 Prozent, in ca. 10 Prozent aller Stunden des Jahres mussten mehr als 10 Prozent der Nachfrage durch diese Markteingriffe sichergestellt werden (Abbildung 102). Durch einen weiteren Zubau von EEG-Anlagen wird die Anzahl der Markteingriffe deutlich steigen.

Derzeit wird in Starkwindzeiten auch ein großer Anteil des subventionierten EEG-Stroms in benachbarte Regelzonen exportiert. Inwieweit diese Option zukünftig weiter besteht, wenn auch in den Nachbarländern verstärkt Wind- und Solaranlagen zugebaut werden, bleibt fraglich.

¹⁰¹ Von den vier Netzbetreibern in Deutschland veröffentlicht nur 50Hertz stündliche Daten (Stand November 2010).

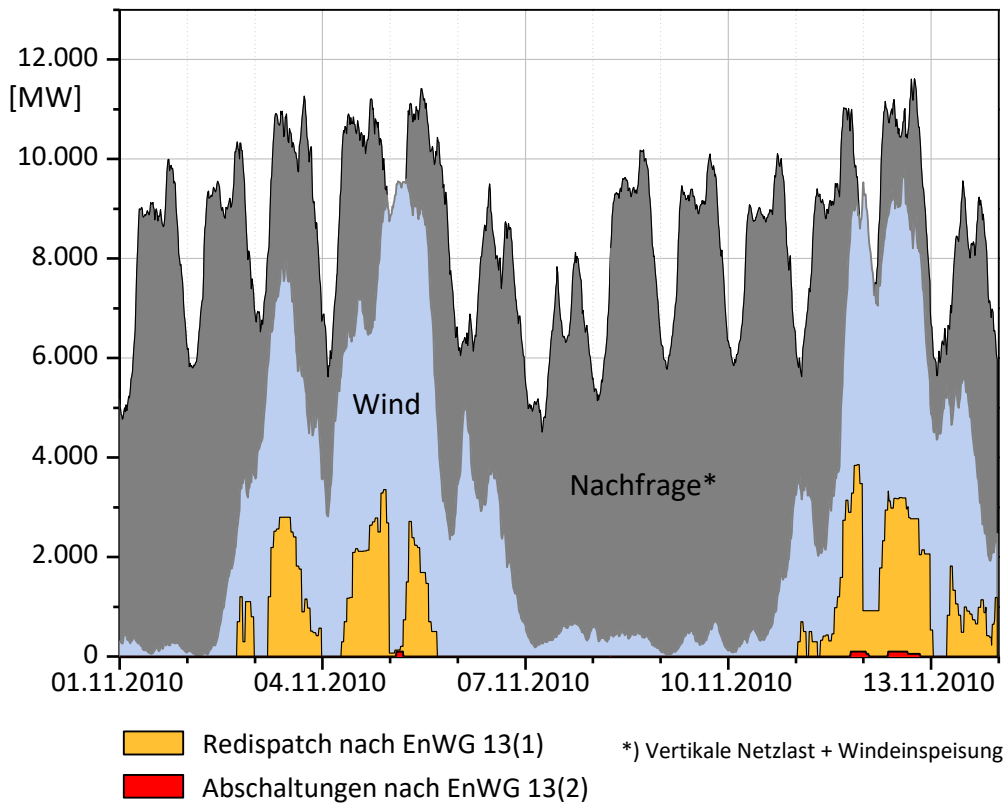


Abbildung 101 Maßnahmen des Redispatch innerhalb der Regelzone von 50HertzT

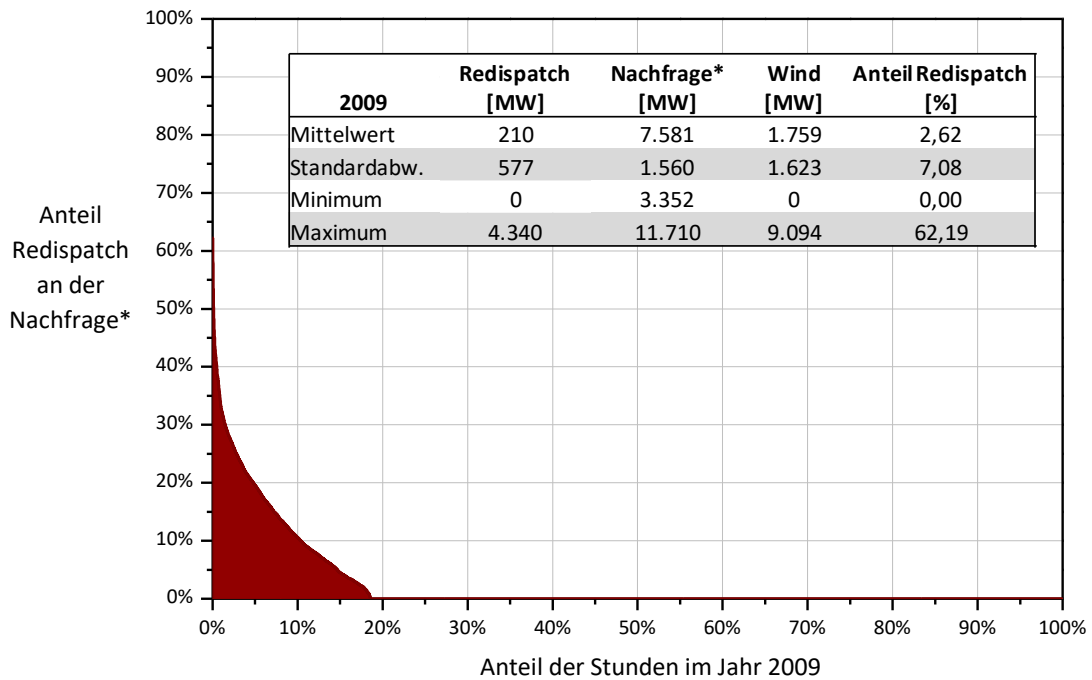


Abbildung 102 Redispatch im Jahr 2009 in der Regelzone von 50Hertz Transmission *¹⁰²

¹⁰² *) Nachfrage ≈ Vertikale Netzlast + Windeinspeisung

Für eine technische Beherrschbarkeit der Erneuerbaren Energien ist daher die Überwachung und die Möglichkeit der Fernsteuerung von erheblicher Bedeutung. Für Windparks und Biomasseanlagen stellt dies prinzipiell keine Hürde dar. Bereits heute werden vernetzte Windparks koordiniert gesteuert, so dass die Gesamtausgangsleistung exakt eingestellt werden kann¹⁰³. Schwieriger ist die Situation bei Solaranlagen in der Verteilungsebene. Hier existiert in den meisten Fällen keine Steuerung der Einspeiseleistung, weshalb es zu kritischen Netzzuständen in den Niederspannungsnetzen kommen kann. Bei einer Zahl von mehr als 616.000¹⁰⁴ Anlagen ist eine zentrale Steuerung informationstechnisch nicht beherrschbar. Aus technischer Sicht besteht daher die derzeit einzige Option, die Netze zu verstärken. Erschwerend kommt hier hinzu, dass durch die dezentrale Einspeisung erhebliche Sicherheitsrisiken für die Instandhaltung entstehen, da es oft nicht möglich ist, Netzabschnitte vollständig spannungsfrei zu schalten. Ohne eine zukünftig verbesserte Steuerung und Möglichkeit der Fernabschaltung werden sich keine signifikanten Zusatzleistungen von Photovoltaik im Netz integrieren lassen.

5.1.2 Wirtschaftliche Auswirkungen

Der Einspeisevorrang Erneuerbarer Energien bei fester Vergütung führt zu einer nicht markt-basierten Einspeisung von EEG Anlagen. Die Modellrechnungen gehen von einer Preissensitivität aller Marktteilnehmer, auch der Erneuerbaren Energien aus. Dies entspricht einer wohlfahrtsmaximierenden Betrachtung und führt zu Grenzkosten Erneuerbarer Energien von Null Euro/MWh. In der Realität führen jedoch marktunabhängige Fördersysteme zu unlimitierten Preisgeboten Erneuerbarer Energien. Wenn die Vergütung nicht an Marktpreise gekoppelt ist, ist es für Produzenten irrelevant, ob der Marktpreis bei 20 Euro/MWh oder minus 500 Euro/MWh liegt¹⁰⁵. Dieser Einspeisevorrang ist für die Markteinführung durchaus sinnvoll, da er die Investitionssicherheit für Erneuerbare Energien sichert und diskriminierende Maßnahmen regionaler Oligopolisten verhindert. Er ist daher auch klar politisch gewollt. Bei hoher Marktdurchdringung hat er jedoch erhebliche Marktverzerrungen zur Folge. Wenn die Erneuerbaren Energien nicht gedrosselt werden können, müssen konventionelle Kraftwerke unter technisch und wirtschaftlich sinnvolle Grenzen heruntergefahren werden. Die Kosten von Verschleiß und Abnutzung dieser Maßnahmen führen rational zu negativen Preisgeboten und daher auch zu negativen Preisen am Markt. Insbesondere im sehr kurzfristigen („*Realtime-*“) Handel kann es so zu erheblich negativen Preisen kommen. Negative Preise treten in vielen Märkten auf. Während sie im PJM-Markt nur sporadisch vorkommen, verzeichnet Kalifornien kontinuierlich negative Preise im Echtzeithandel (Abbildung 27). Spitzenreiter ist Texas, hier traten im Jahr 2008 in der westlichen Marktzone in mehr als 1.100 Stunden negative Preise auf [Potomac Economics 2009].

¹⁰³ Ein Beispiel ist die Windparkleitstelle von ENERTRAG in Brandenburg, in der mehrere Windparks koordiniert gesteuert werden.

¹⁰⁴ Stand Juli 2010

¹⁰⁵ EEX Spotmarktpreis am 04.10.2009 02-03h lag bei -500,02 Euro/MWh

Die in den Modellrechnungen gegebene Möglichkeit der kostenlosen Leistungsreduktion von Wind- und Solaranlagen ist im derzeitigen Marktdesign daher nicht möglich. Abbildung 103 verdeutlicht die aktuelle Marktstruktur noch einmal anhand der langfristigen Stromgestehungskosten. Die Unterscheidung ist hierbei wichtig, da im kurzfristigen Zeitbereich EEG Anlagen sehr geringe Grenzkosten haben und zu Recht am Anfang der *Merit Order* platziert sind¹⁰⁶. Die Betrachtung der langfristigen Grenzkosten zeigt hingegen, dass der Zubau völlig unabhängig von Marktsignalen passiert und in keiner Weise mit Kraftwerken im freien Wettbewerb steht. Unabhängig einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung werden die Kosten über die EEG Umlage sozialisiert und erhöhen den Preis, der sich dann anhand der verbleibenden fossilen und nicht-EEG geförderten Kraftwerke am Markt bildet. Kommt es zu Überschüssen von EEG Leistung, existiert aufgrund der Gleichberechtigung aller EEG Anlagen keine Möglichkeit zwischen den Anlagen zu differenzieren. Sofern ein Netzengpass nicht explizit einzelnen Anlagen zugeordnet werden kann, besteht daher keine Möglichkeit, einzelne Anlagen ohne Fortzahlung der Vergütung abzuschalten.

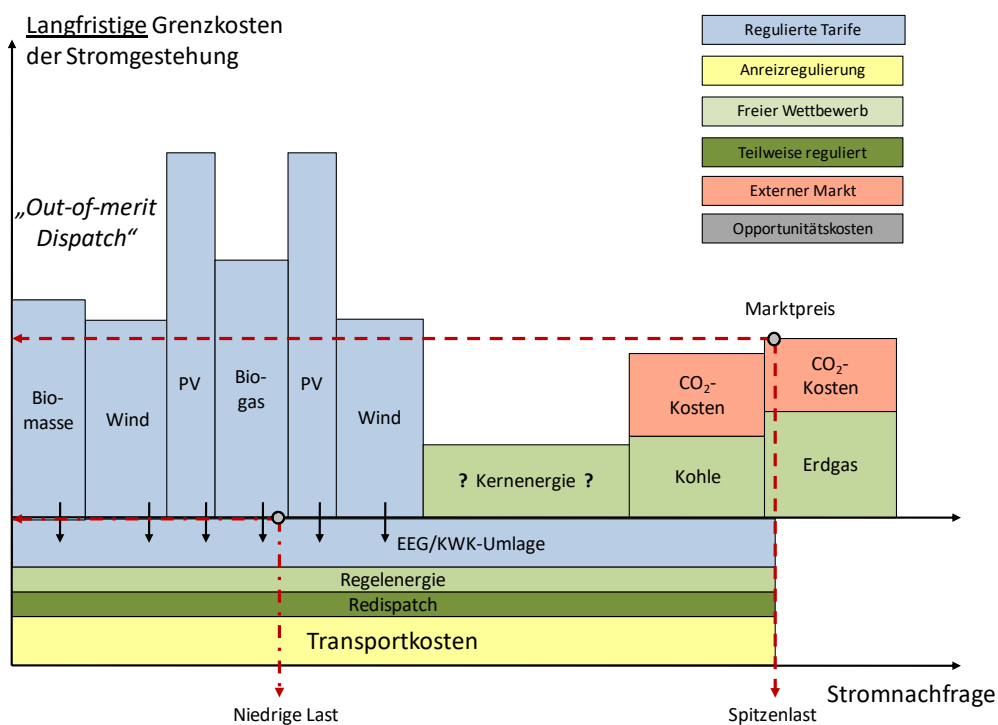


Abbildung 103 Strompreisbildung im aktuellen Marktsystem in Deutschland (rein qualitative Darstellung)

Aus Sicht des Marktes verläuft der Zubau von EEG Anlagen daher vollständig exogen ohne dass diese Installationen auf rationale Marktsignale reagieren. Die Auswirkungen auf den bestehenden Kraftwerkspark und zukünftige Investitionen sind hingegen dramatisch. Auch in ande-

¹⁰⁶ Im perfekten Wettbewerb entsprechen die kurzfristigen GK jedoch der Kosten der Abschaltung (nahe Null Euro für EEG Anlagen) und nicht der negativen Einspeisevergütung wie im Fall fester Vergütungssätze.

5 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

ren Märkten kommt es durch die Einführung innovativer Produkte zu solchen Brüchen, durch die neue Unternehmen Marktanteile gewinnen und alte Branchen verdrängt werden. Prinzipiell ist der Markt in der Lage, sich solchen Veränderungen anzupassen. Im Falle der Erneuerbaren Energien oder auch des Kernenergieausstiegs handelt es sich jedoch nicht um endogene Veränderungen des Marktes aufgrund von Innovationen, sondern um politisch forcierte und regulierte Entscheidungen. Ebenso wie die aus diesem System entstehenden Investitionsanreize politisch geschaffen werden, sind auch die hieraus resultierenden Verluste anderer Marktteilnehmer eine Folge politischer Entscheidungen und nicht auf ein fehlerhaftes Marktdesign zurückzuführen.

Zunächst wird auf die wirtschaftliche Komponente hinsichtlich der veränderten *Merit-Order* eingegangen. Im Kern handelt es sich bei den politischen Vorgaben Kernenergieausstieg und Zubau von Erneuerbaren Energien um Kapazitätsrestriktionen, die nach der Dualitätstheorie (siehe Kapitel 4.4.3) zu *Windfall-Profits* oder Unterdeckungen der jeweiligen Technologien am Markt führen. Im Falle expliziter Technologieförderung hingegen kommt es im Gegenzug zu Überkapazitäten, die dann zusätzliche Subventionen zur Deckung der Vollkosten nötig machen. Die wirtschaftlichen Ergebnisse der einzelnen Technologien in den Modellrechnungen werden in den folgenden Punkten beschrieben.

Photovoltaik

Die Kapazitätzubauten der Photovoltaik beruhen lediglich auf der Differenz zwischen der Einspeisevergütung und der derzeitigen Annuität der Modulkosten. Zusätzlich ist der Zubau industriepolitisch gewollt und im Aktionsplan der Bundesregierung fest vorgegeben [Bundesministerium Für Umwelt 2010].

Im Vergleich alternativer Technologien zeigen die Modellrechnungen keine wirtschaftlichen Vorteile der Photovoltaik. Durch eine Reduktion des exogen vorgegebenen Zubaus von Photovoltaik können die Systemkosten im Modell gesenkt werden, die Schattenpreise sind somit negativ und zeigen die notwendige Subvention zum Erreichen der Vollkosten. Diese steigen bei Erhöhung der Minimalkapazität, sprich dem fortgeführten Zubau¹⁰⁷. Selbst unter Annahme sehr günstiger Produktionskosten und trotz steigender CO₂-Preise bleiben die Systemkosten der Photovoltaik mit gemittelt 70.000 Euro/MW/Jahr am höchsten. Hauptgründe sind neben der geringen Volllaststundenzahl vor allem die fehlende Kongruenz zwischen hoher Einspeisung im Sommer und hoher Nachfrage im Winter in Europa.

Im Bereich der Photovoltaik wird derzeit häufig von *Grid-Parity* gesprochen, also einer Senkung der Stromgestehungskosten unter die Kosten bei Bezug am Markt. Diese Betrachtung bezieht sich jedoch auf Endkundenpreise, die der Kunde derzeit spart, indem er einen Anteil seines

¹⁰⁷ Eine weitere quantitative Auswertung dieses Effektes auf Basis realer Gebotskurven findet sich in [Ehlers 2010]

Stromverbrauchs durch eigene PV-Anlagen deckt. Da die Kosten der bestehenden Stromnetze durch den Zubau der Erneuerbaren Energien jedoch eher steigen und diese Kosten auf die abgenommene Strommenge aufgeteilt werden, werden die Netzentgelte bei zunehmender Eigenerzeugung wieder steigen, so dass diese Einsparmöglichkeit volkswirtschaftlich nicht bestehen bleibt. Ebenso könnte der Staat versuchen, die entgangenen Einnahmen aus Stromsteuern und Konzessionsabgaben durch neue Steuern auszugleichen. Vor diesem Hintergrund ist zur Bewertung der Photovoltaik die *Grid-Parity* unzulässig. Derzeit verursachen Erneuerbare Energien jedoch erhebliche zusätzliche Kosten im Netz und es ist nicht erkennbar, wie größere Einsparungen im Verteilungsnetz aufgrund von dezentralen Anlagen erreicht werden können.

Windenergie

Für die Windenergie gelten dieselben politischen Vorgaben und ebenfalls feste Vorgaben aus dem Aktionsplan der Bundesregierung. Im Vergleich zu Photovoltaik sind die systemischen Beiträge zur CO₂-Reduktion hierbei jedoch deutlich höher. Ohne externe Kosten im Bereich von Transport und Verteilung nähern sich die Stromgestehungskosten von Windanlagen bei steigenden CO₂-Preisen denen konventioneller Kraftwerke an, weshalb die Schattenpreise bei zunehmender CO₂-Begrenzung sinken. Insbesondere Offshore-Windanlagen werden zumindest im Modell vor diesem Hintergrund wirtschaftlich.

Steinkohle/Braunkohle

Durch die hohe Dynamik der Erneuerbaren Energien und der sich verändernden Residuallast kommt es zu Überkapazitäten im Bereich der Grund- und Mittellastkraftwerke (s.a. Seite 111). Die Erlössituation dieser Kraftwerke verschlechtert sich zusehends; während abgeschriebene Kraftwerke noch positive Deckungsbeiträge erzielen können, sind Neuinvestitionen nicht finanzierbar. Die Gefahr von *Sunk Costs* steigt deutlich. Die Unsicherheiten der zu erwartenden Volllaststunden (auch aufgrund von Unsicherheiten bei der Kernenergie) führen zu Variation der Volllaststunden und damit der Kapitalkosten von bis zu 75 Prozent zwischen den Szenarien. Selbst wenn neue Kraftwerke im unteren Bereich der *Merit-Order* angesiedelt sind, werden sie aufgrund der volatileren Residuallast häufiger preissetzend und können so nur geringere Deckungsbeiträge erwirtschaften.

Kernenergie

Im Gegensatz zu den fossilen Kraftwerken, bei denen Überkapazitäten zu Verlusten führen können, ist bei Kernenergie durch das Verbot von Kraftwerksneubauten die maximale Kapazität beschränkt. Diese Beschränkung führt unabhängig des Zubaus von EEG Anlagen und selbst unter Annahme eines perfekten Wettbewerbsmarktes zu *Windfall Profits* der Kernkraftwerke. Der Schattenpreis der Kapazitätsbeschränkung liegt in den Modellrechnungen bei ca. 200-400 Tsd. Euro pro MW und Jahr. Durch eine weitere Verknappung der maximalen CO₂-Mengen steigen diese Profite in der Modellrechnung weiter an, da die Kosten alternativer CO₂-

5 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Vermeidungsmaßnahmen, die durch Ausbau der Kernkraft vermieden werden könnten, steigen.

In Summe fehlt im derzeitigen Marktsystem sowohl ein fairer Vergleich zwischen den EEG Technologien (und der geförderten KWK-Anlagen) als auch zwischen EEG Anlagen und fossilen Technologien. Die CO₂-Vermeidungskosten liegen deutlich über den derzeitigen Marktpreisen für Emissionsrechte. Hierdurch kommt es zu erheblichen Marktverzerrungen. Insbesondere die Preisinelastizität der EEG Anlagen führt zu hohen Zusatzkosten, da durch *Redispatch*, negative Regelernergie und Abschaltung von Windanlagen zu negativen Preisen die Systemkosten erhöht werden. Aus der Summe der vorgenannten Punkte erscheint die aktuelle Marktentwicklung nicht nachhaltig, ein fortgeführter Ausbau Erneuerbarer Energien ohne weitere Veränderungen der Regulierung bzw. des Marktdesigns schwierig und in der derzeitigen Dynamik sicherlich nicht möglich. Die Frage ist daher, wie der Marktrahmen angepasst werden kann um einen weiteren Zubau von EEG-Anlagen volkswirtschaftlich sinnvoll zu gestalten und gleichzeitig ein wettbewerbliches Marktumfeld zu sichern.

Ein weiterer Punkt, welcher noch nicht ausreichend untersucht ist und auch in den verwendeten Modellrechnungen nicht enthalten ist, ist der Einfluss langjähriger Fluktuationen der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien. Die Auswertungen der DWD-Winddaten seit 1990 zeigen eine Schwankungsbreite der mittleren Windgeschwindigkeit zwischen einzelnen Jahren von bis zu 16 Prozent (s.a. Abbildung 54 auf Seite 97). Die Anzahl der Sonnenstunden pro Jahr schwankt zwischen den Jahren sogar um bis zu 30 Prozent. Während 1998 an allen DWD Stationen im Mittel ca. 4 Sonnenstunden gemessen wurden, waren es im Rekordsommer 2003 über 5,6.

Die Größenordnung der Schwankungen entspricht prozentual in etwa dem Einbruch der Stromnachfrage in Folge der Wirtschafts- und Finanzkrise 2008. Je nach Anteil der Erneuerbaren ist die absolute Veränderung der Einspeisung kleiner, dennoch ändert sich die Nachfrage nach Strom aus fossilen Quellen hierdurch deutlich zwischen den Jahren. Ähnliche Probleme existieren heute bereits in Ländern mit einem hohen Anteil an Wasserkraftwerken. In Brasilien ist es aufgrund der langjährigen Schwankungen des Wasserdargebots für Betreiber von Gaskraftwerken schwierig, langfristige Gaslieferverträge abzuschließen. Ähnliche Probleme können auch hier auftreten, wenn die Bezugsmengen langjährig stark fluktuieren.

5.2 Maßnahmen zur Integration Erneuerbarer Energien

Für die Integration Erneuerbarer Energien und Anpassung von Erzeugung und Verbrauch existiert eine Vielzahl von Möglichkeiten. Die Nutzung vorhandener Speicherkapazität ist naturgemäß die erste Variante. Ein Zubau zusätzlicher Speicherkapazität - das geht aus den Modell-

rechnungen hervor- ist jedoch nur begrenzt wirtschaftlich darstellbar. Die Anzahl der Speicherzyklen pro Jahr definiert entscheidend die Wirtschaftlichkeit von Projekten zur Speicherung elektrischer Energie. Ausgehend von aktuellen Kostendaten und gegebenen Preisszenarien weisen den hier vorgelegten Berechnungen zufolge Speicherprojekte, die ein Verhältnis von Ausspeiseleistung zu Speichervolumen von 1:8 besitzen (was einer maximalen Ein-/Ausspeicherungsdauer von 8 Stunden entspricht) die höchste Wirtschaftlichkeit auf. Erst bei deutlich sinkenden Speicherkosten werden längere Speicherzyklen von mehreren Tagen rentabel. Selbst unter günstigsten Annahmen der Preisentwicklungen erweisen sich Langzeitspeicher mit einer Speicherdauer von mehr als 10 Tagen als unwirtschaftlich. Hintergrund ist die Tatsache, dass durch den Einsatz von Kurzzeitspeichern mit niedrigeren Kapitalkosten die höchsten Preis-Spreads reduziert werden können, weshalb durch Langzeitspeicher auch nur die langfristigen Preisschwankungen ausgenutzt werden können (vgl. Abbildung 85).

Die Modellrechnungen zeigen, dass ein erhöhter Zubau Erneuerbarer Energien in Kombination mit einem Einspeisemanagement unter der angenommenen Kostenstruktur einer Speicherung vorzuziehen ist. Einzig durch den mobilitätsgetriebenen Einsatz von Elektrofahrzeugen könnte zusätzliche Speicherkapazität in den Markt kommen, doch auch diese wird nicht zur Langzeitspeicherung eingesetzt werden können, da nur eine hohe Zyklenzahl den Einsatz von teuren Stromspeichern in Automobilen rechtfertigt.

Einen Sonderfall bilden dezentrale Speicher für Photovoltaikanlagen. Die Eigenverbrauchsförderung des Erneuerbaren Energien Gesetzes bietet finanzielle Anreize zur Speicherung von selbst produziertem PV-Strom in Höhe von ca. 80 Euro/MWh allein für die Speicherung¹⁰⁸. Hier gilt aber wie für die im vorigen Abschnitt angesprochenen „Grid-Parity“, dass Kostenersparnisse für den Besitzer hauptsächlich aus dem Vermeiden solidarisch umgelegter Fixkosten und Steuern [Bundesnetzagentur 2009, S. 98 Tabelle 44] generiert werden. Die Kosten für die EEG-Förderung, den Netzanschluss und die Bereitstellung von Backup-Kapazität werden hierbei nur auf die übrigen Marktteilnehmer gewälzt, ohne dass ein volkswirtschaftliches Optimum erreicht wird. Aus den gleichen Gründen, aus denen das Europäische Verbundnetz geschaffen wurde, werden auch Besitzer dezentraler Kleinanlagen nicht ohne erhebliche Mehrkosten auf einen Netzanschluss verzichten können. Wenn jedoch durch den Einsatz von Speichern auf einen kostspieligen Netzausbau verzichtet werden kann, können diese vermiedenen Kosten an den Speicherbesitzer weitergegeben werden.

Am effektivsten ist eine direkte Nutzung des EEG-Stroms, was durch einen verstärkten Netzausbau gewährleistet werden kann. Da hierdurch gegenüber Speichern auch zusätzliche Wertschöpfung durch verstärkten Stromhandel und überregionale Ausgleichseffekte stochastischer Einspeisungen erreicht werden, ist der Netzausbau sofern möglich vorteilhafter als eine de-

¹⁰⁸ Stand Anfang 2010: Differenz von Einspeisevergütung (38 Cent/kWh) gegenüber der Eigenverbrauchsförderung (22,77 Cent/kWh) plus vermiedenem externen Bezug (23 Cent/kWh) ergibt einen Vorteil der Eigennutzung von ca. 8 Cent/kWh

5 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

zentrale Speicherung. Zusätzlich bieten Leitungen die einzige Möglichkeit, verbrauchsferne Erzeugungsanlagen wie Offshore-Windparks oder Solarthermie-Kraftwerke mit den Verbrauchszentren zu verbinden, ein wesentlicher Vorteil gegenüber dezentralen Speichern, bei denen die Kosten für die Netzanbindung noch zusätzlich entstehen.

In Summe ergibt sich die unten dargestellte Reihenfolge wirtschaftlicher Maßnahmen zur Integration von EEG-Strommengen.

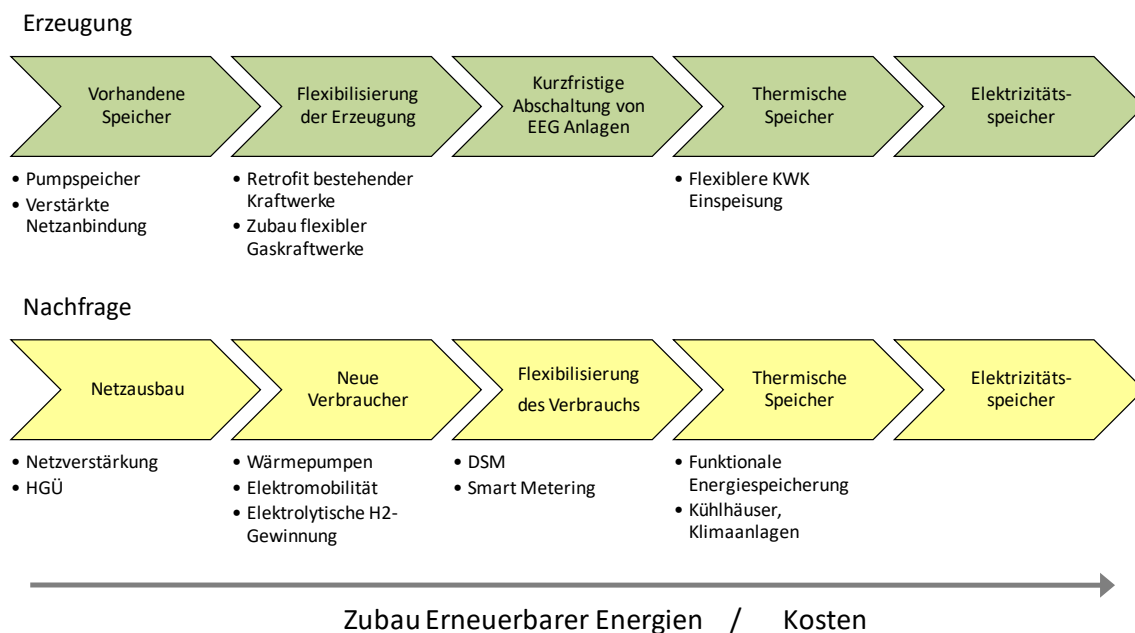


Abbildung 104 Wirtschaftliche Reihenfolge der Maßnahmen zur Integration von EEG Strommengen

Ob die beschriebenen Maßnahmen volkswirtschaftlich effizient durchgeführt werden, hängt jedoch auch stark vom regulatorischen Umfeld ab. Sowohl politische Anreizprogramme als auch das Marktdesign haben erhebliche Auswirkungen auf das Energiesystem. Mögliche Änderungen des Marktdesigns werden im nächsten Abschnitt diskutiert.

5.3 Mögliche Änderungen am Marktdesign

In diesem Abschnitt soll diskutiert werden, welches Marktdesign unter den vorgegebenen Randbedingungen des Zubaus von EEG Anlagen am ehesten geeignet ist, einen effizienten Wettbewerbsmarkt zu erhalten.

Wie in Kapitel 2 beschrieben existieren weltweit sehr unterschiedliche Marktdesigns zur Berücksichtigung der Besonderheiten von Strommärkten, wobei sich das Konzept des zentralen unabhängigen Systembetreibers durch die integrierte Betrachtung von Netz und Handel näher an der theoretischen Idee eines perfekten Marktes befindet, in dem alle auftretenden Kosten von Erzeugung, Transport und Absatz internalisiert sind. Die Kernunterschiede sind in der fol-

genden Tabelle zusammenfassend dargestellt.

		Deutschland	PJM	„Perfekter“ Markt
Konzept		Dezentral	Zentral	Zentral
Netz und Handel		Getrennt	Kombiniert	Kombiniert
Fossile Kraftwerke	Investition	Marktpreisbasiert	Marktpreisbasiert	Marktpreisbasiert
	Standortwahl	Nur kostenbasiert	Nodalpreise	Nodalpreise
Erneuerbare Energien	Investition	Regulierter Tarif	Regulierter Tarif	Marktpreisbasiert
	Standortwahl	Nur kostenbasiert	Nur kostenbasiert	Nodalpreise
Kapazitätsmarkt		Nein	Ja	Nein, VOLL ¹⁰⁹ -Preise
Netzausbau		Reguliert	Reguliert/(Privat)	Marktpreisbasiert

Tabelle 17 Unterschiede verschiedener Marktdesigns

Aus europäischer Sicht stellt sich die Frage, ob es sinnvoll ist, Teile des ISO-Konzeptes (z.B. Kapazitätsmärkte) für den europäischen Markt zu übernehmen oder ob gar ein langfristiger Übergang zu einem solchen zentralistischen Konzept erstrebenswert und möglich ist. Unabhängig hiervon stellt sich die weitere Frage, ob und wie der bisher regulierte Zubau Erneuerbarer Energien fortgeführt und in ein marktkonformes System überführt werden kann.

5.3.1 Regionale Preisdifferenzierung / Zonenpreise

Die Einführung von Zonenpreisen hat auf den ersten Blick den Charme, einen sehr transparenten Mechanismus zur Verfügung zu stellen, die Kosten eines Netzengpasses zu bewerten. Gleichzeitig können marktbasierete Anreize gesetzt werden, den Kraftwerkseinsatz regional zu optimieren um diese Netzengpässe zu beseitigen. Da der regionale *Redispatch* in Deutschland durch die Windeinspeisung zunimmt wird diese Möglichkeit auch hierzulande diskutiert¹¹⁰. Die Erfahrungen in den USA, darunter insbesondere Texas und Kalifornien haben auch gezeigt, dass eine Zonenaufteilung, die nicht die physikalischen Engpässe abbildet, zu erheblichen Problemen und *Loop-Flows* führt. Durch die regionale Verteilung der EEG-Anlagen und die variierende stochastische Einspeisung müssten die Zonen kleinräumig gewählt werden oder

¹⁰⁹ Value of lost load

¹¹⁰ Z.B. in Form regionaler Intraday-Märkte [Vattenfall 2010]

5 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

gar ein vollständiger Übergang zu Knotenpreisen erfolgen (vgl. [Consentec 2008]).

Die Aufteilung des Marktes in mehrere hundert Preiszonen hätte jedoch gravierende Auswirkungen auf den bestehenden Wettbewerbsmarkt und führt zu folgenden Problemen:

- Konflikte mit nicht-marktbasiertem Einsatz Erneuerbarer Energien
- Geringe Liquidität innerhalb der einzelnen Preiszonen und hohe externe Effekte
- Konflikte bei der Einbindung von leistungsgemessenen Endkunden im Wettbewerb
- Hoher informationstechnischer Aufwand und große Komplexität des Gesamtsystems

Regionale Marktpreise führen nur zu einem effizienten Kraftwerkseinsatz, wenn alle Kraftwerke auf die Preisanreize reagieren. Dies ist aus den beschriebenen Gründen bei Erneuerbaren Energien jedoch derzeit nicht der Fall. Ohne die Einbeziehung von Wind- und PV-Anlagen ist in keinster Weise sichergestellt, dass allein durch die Veränderung des fossilen Kraftwerkseinsatzes wind- und solarbedingte Netzengpässe beseitigt werden können. Hier fallen ökonomische und ökologische Effizienzkriterien auseinander, da der Einsatz der EEG Anlagen unabhängig von Marktanreizen (CO₂- und Strompreisen) erfolgt. Prinzipiell ist es also denkbar, dass zur Vermeidung eines windbedingten Netzengpasses kurzfristig ein effizientes Kohle- oder Gaskraftwerk durch ein CO₂-intensiveres Altkraftwerk ersetzt wird und in Summe höhere CO₂-Emissionen entstehen.

Die effiziente Koordination solcher Märkte kann zudem nur in einem zentral organisierten System wie *PJM* erfolgen. Denn auch wenn dort lokale Preise veröffentlicht werden, erfolgt der Kraftwerkseinsatz nicht alleine auf Basis von Preis/Mengengebotes. Vielmehr optimiert *PJM* erst den Kraftwerkseinsatz auf Basis der komplexen Gebote inklusive technischer Restriktionen und veröffentlicht erst im Nachhinein die Abrechnungspreise (siehe Kapitel 2). Dies ist ein fundamentaler Unterschied zum derzeitigen System in Deutschland und würde eine vollständige Restrukturierung notwendig machen. Im Falle von Netzengpässen muss zusätzlich eine Kostenprüfung der Gebote erfolgen¹¹¹, da zu diesen Zeitpunkten erhebliche Marktmachtpotenziale bestehen. Im Kern unterscheidet sich daher das Nodalpreissystem nicht grundlegend von dem derzeitigen System des kostenbasierten *Redispatch*.

Die Einführung eines solchen Systems hat jedoch gravierende Auswirkungen auf den bestehenden Markt und ist mit erheblichem organisatorischem Aufwand verbunden. Durch die Aufteilung des Marktes in mehrere hundert Preiszonen ist ein deutschlandweiter Vertrieb an Endkunden nur mit erheblichem informationstechnischem Aufwand möglich.

Die Flexibilisierung des Endkundenverbrauchs kann dazu beitragen, Lastspitzen abzufangen und so die Kosten für die Vorhaltung von Reservekapazität zu verringern. Eine preissensitive Nachfrage mit hohen variablen, jedoch geringen Fixkosten kann zudem fehlende Deckungsbei-

¹¹¹ Siehe *Three Pivotal Supplier Test* auf Seite 33.

träge („*Missing Money*“) in reinen Energiemärkten ausgleichen. Dies entspricht dem *Value Of Lost Load Pricing* (Abbildung 97), jedoch mit dem Unterschied, dass die Kundenabschaltungen gezielt und nicht pauschal durch den Netzbetreiber erfolgen. Hierdurch verringern sich die zu erwartenden Preisspitzen von etwa 10.000 Euro/MWh auf möglicherweise einige hundert Euro pro Megawattstunde. Um flexibel auf ein schwankendes Stromdargebot reagieren zu können, bedarf der Endkunde jedoch zum einen Informationen über die aktuelle Situation am Markt und zum anderen müssen ihm finanzielle Anreize gewährt werden, die eine Lastverlagerung entlohnen, da zumindest ein gewisser Komfortverlust zu erwarten ist.

An dieser Stelle kommt es nun erneut zu einem Konflikt zwischen Konzepten des wettbewerblichen Energiemarktes und den Anforderungen des *Smart Metering*. In den meisten Systemen mit unabhängigem Systembetreiber gibt es keinen Endkundenwettbewerb. Die Endkunden sind an den regionalen Versorger gebunden, dieser beschafft die Summenlast aller Endkunden am Großhandelsmarkt. Einzig Großverbraucher können eine eigenständige Beschaffung aufbauen. Dieses System macht vor dem Hintergrund Sinn, dass an jedem Netzknoten unterschiedliche Preise (*LMP*) existieren und ein überregionaler Versorger für jeden Netzknoten eine eigenständige Beschaffung aufbauen müsste, wodurch alle Skaleneffekte entfielen. Genau diese Problematik droht bei Einführung eines flächendeckenden *Smart-Metering* im Endkundenwettbewerb. In Deutschland ist derzeit überregionaler Wettbewerb möglich, da Kunden über das einfache und transparente Verfahren standardisierter Lastprofile beliefert werden können und jeder Versorger durch vier Bilanzkreisverträge alle Kunden in Deutschland beliefern kann. Kunden, die jedoch über neue zeitvariable Tarife beliefert werden, fallen aus dieser Systematik heraus. Hier müsste der Versorger für alle Kunden eine Lastprognose erstellen um die Kosten für Ausgleichsenergie zu minimieren. Hierzu sind regionalisierte Lastprognosen nötig, die den nationalen Vertrieb deutlich erschweren. Heutzutage existieren bereits temperaturabhängige Standardlastprofile für Wärmepumpen, in der Realität existiert hier kein Wettbewerb und die Kunden bleiben de facto beim lokalen Grundversorger gefangen. Würde die einheitliche Preiszone in Deutschland wie im amerikanischen Nodalpreissystem aufgrund von Netzengpässen aufgespalten, wäre ein deutschlandweiter Vertrieb an Endkunden mit erheblichem IT-Aufwand verbunden. Wenn sich die Endkundennachfrage aus den drei Komponenten Standardlastprofil, aktive Lastverschiebung und ungeplanten Abweichungen zusammensetzt, bleibt die Frage, wer die Lieferung der jeweiligen Komponente übernimmt.

5 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

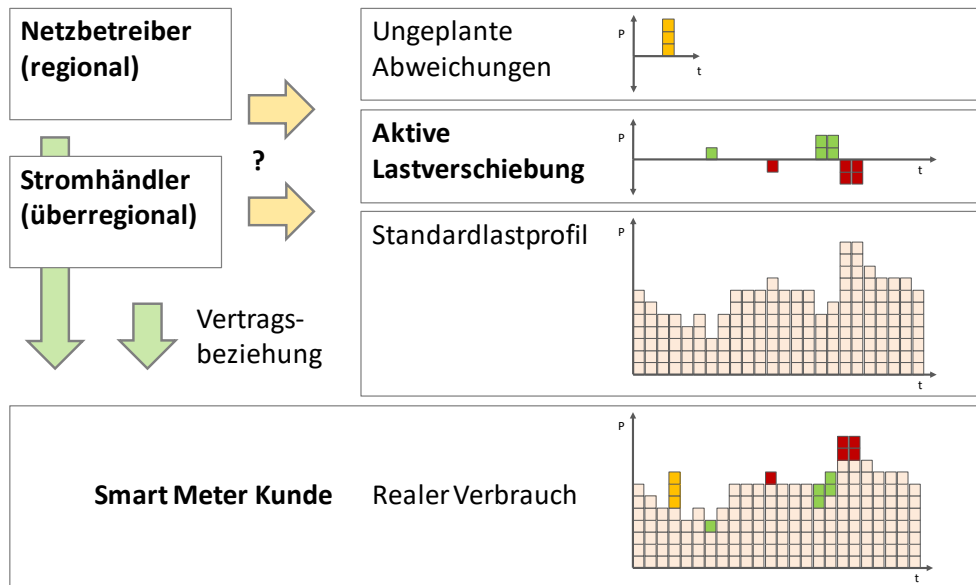


Abbildung 105 Betreiberkonzepte von Smart Metering mit Endkundenwettbewerb

Im synthetischen Lastprofilverfahren liefert der Energielieferant lediglich das Standardlastprofil, die Abweichungen und daraus resultierenden Ausgleichsenergiekosten übernimmt der Netzbetreiber und sozialisiert diese in den Netzentgelten. Im analytischen Verfahren werden die Ausgleichsenergiekosten bereits auf die Lieferanten umgelegt, so dass hier für den Stromhändler ein zusätzliches Mengenrisiko besteht. Die Frage ist nun, wer die aktive Lastverschiebung übernimmt und vermarktet. Würde dies der überregionale Versorger machen, würde der zusätzliche IT-Aufwand vermutlich die Margen soweit reduzieren, dass es kein profitables Geschäftsmodell mehr ist. In den USA wäre die Situation mit den vielen unterschiedlichen Preiszonen noch schlimmer. Bei viertelstündlicher Leistungsmessung ergäben sich am Markt bei m Nodalpreisen und n Anbietern $m \times n$ unterschiedliche Tarife, bei viertelstündlicher Leistungsmessung, 100 Netzknoten und im Schnitt 20 Anbietern ein Datenvolumen von 70 Mio. Messwerten pro Jahr. Dies alles in einer transparenten Abrechnung darzustellen, die ein für den Kunden ansprechendes Marketing erlaubt, ist unwahrscheinlich. Eine Ausweitung des *Smart Metering* könnte daher zumindest für die Kleinverbraucher eine Rückkehr zu regionalen Gebietsmonopolen bedeuten.

Häufig werden Zonenpreise auch diskutiert um privatwirtschaftliche Investitionen anzuregen. Diese *Merchant Investments* und deren externen Effekte wurden ja bereits in Kapitel 4.4.1.1 diskutiert. Dieses Modell der privatwirtschaftlichen Investitionen funktioniert auch nur, falls auch die Kraftwerksinvestitionen den freien Marktmechanismen gehorchen. Der Zubau Erneuerbarer Energien fällt jedoch derzeit aus diesem System heraus und so können Leitungen für den Abtransport von „grünem“ Strom nicht über solche Modelle finanziert werden. Die Auswertung der Daten zum *Redispatch* innerhalb der 50HERTZ Regelzone zeigt auch, dass trotz der erheblichen Markteingriffe nicht alle Netzengpässe beseitigt werden können. Die Problematik soll am Beispiel des ostdeutschen Netzgebietes der 50HERTZ TRANSMISSION Regelzone verdeut-

se beeinflusst, ist die Aufteilung der Kosten des Netzausbaus zwischen mehreren Netzgesellschaften nicht trivial. Für den großflächigen Ausgleich der fluktuierenden Erneuerbaren Energien in Europa prognostiziert *ENTSO-E* Kosten in Höhe von 23-28 Mrd. Euro für die Zeitperiode von 2010-2014 [Entso-E 2010]. In den Vereinigten Staaten führt der Ausbau Erneuerbarer Energien ebenfalls zu erhöhtem Transportbedarf und damit höheren Kosten der Stromnetze¹¹². Die Frage, wie diese Kosten fair zwischen mehreren Netzbetreibern aufgeteilt werden, wird in Zukunft an Bedeutung gewinnen. Ein System regionaler Preise innerhalb einzelner Regelzonen erscheint dabei nicht zielführend. Zukünftig wird es vielmehr entscheidend sein, EEG Anlagen in das Netzmanagement mit einzubeziehen und auch hier die Ausgangsleistung einzelner Anlagen oder Windparks gezielt zu reduzieren.

Die Untersuchungen dieser Arbeit legen nahe, dass für eine effiziente Fortführung des Wettbewerbsmarktes auf eine operative Aufspaltung in mehrere Marktgebiete oder die Einführung von Nodalpreisen verzichtet werden sollte.

5.3.2 Kapazitätsmärkte

Die Modellrechnungen zeigen, dass der Zubau Erneuerbarer Energien zu erheblichen Investitionsrisiken fossiler Kraftwerke führt, von denen vor allem Mittellastkraftwerke auf Steinkohlebasis betroffen sind. Ähnliche Risiken ergeben sich auch aus der weiterhin unklaren politischen Lage des Kernenergieausstiegs. Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen sind Kraftwerksinvestitionen nicht rentabel. Die fehlenden Deckungsbeiträge fossiler Kraftwerke sind jedoch nicht alleine auf das Marktdesign zurückzuführen, sondern setzen sich aus zwei Effekten zusammen:

5.3.2.1 Kurz- bis mittelfristige Verzerrungen am Markt durch den Zubau Erneuerbarer Energien

Der Ausbau Erneuerbarer Energien erfolgt derzeit auf Basis regulierter und nicht-marktfähiger Tarife. Während in einem vollständigen Markt die Investitionsanreize für Erneuerbare Energien aus den internalisierten Emissionskosten im CO₂-Preis entstehen, führt das derzeitige System des regulierten Zubaus hingegen zu sinkenden CO₂-Preisen der verbleibenden Marktteilnehmer. Zusätzlich ergeben sich Abweichungen vom Marktgleichgewicht, insbesondere durch Überkapazitäten im Mittellastbereich, womit diese Kraftwerke bei Grenzkostenpreisen keine Vollkostendeckung erreichen können. Jeder Marktteilnehmer muss prinzipiell damit rechnen, dass neue Kraftwerke in den Markt eintreten und durch neue Technologien und geringere Grenzkosten sein bestehendes Kraftwerk verdrängen. Für einen wettbewerblichen Markt ist dieses unternehmerische Risiko fundamental, es ist der Motor für Innovationen. Investoren

¹¹² [National Renewable Energy Laboratory 2010a; National Renewable Energy Laboratory 2010b]

können sich über adäquate Risikoaufschläge auf den Zins absichern. Schwierig wird es jedoch, wenn staatliche Eingriffe die Randbedingungen des Marktes in einem Maße verändern, die eine adäquate Risikobewertung unmöglich machen. In Deutschland stellen der Kernenergieausstieg und die Förderung Erneuerbarer Energien derartige Probleme dar. Die Ergebnisse der Modellrechnung in Kapitel 4.4.2 zeigen, dass sich die Volllaststunden neuer Steinkohlekraftwerke in den Szenarien „Laufzeitverlängerung“ und „Kernenergieausstieg“ um bis zu mehreren tausend Stunden pro Jahr unterscheiden. Ohne die Möglichkeit einer quantitativen Risikobewertung, d.h. bei einer Entscheidung unter Unsicherheit, sind die Realisationen von Gewinnen oder aber sehr hohen Verlusten gleich wahrscheinlich. Der gleichzeitige Ausbau der Erneuerbaren Energien erhöht den Druck auf konventionelle Kraftwerke zusätzlich. Es ist also nachvollziehbar, warum in Deutschland bis Anfang 2010 eine Reihe von Kraftwerksprojekten eingestellt oder verzögert wurde¹¹³. Die nicht-marktwirtschaftlich getriebenen Änderungen der Rahmenbedingungen stellen eine Herausforderung für die zukünftige Versorgungssicherheit unter den Bedingungen des freien Wettbewerbs dar.

Dies ist jedoch kein Mangel des Marktdesigns und kann nur bedingt durch Änderungen an diesem behoben werden. Das Kernproblem ist die fehlende zeitliche Kongruenz zwischen dem Zubau Erneuerbarer Energien und den Investitionszeiträumen konventioneller Kraftwerke, des Netzausbaus oder alternativer Möglichkeiten zur Integration dieser EEG Anlagen (Lastmanagement etc.). Durch die Einführung von Kapazitätzahlungen können die durch den Zubau von EEG Anlagen entstehenden Deckungslücken im Mittel- und Grundlastbereich prinzipiell ausgeglichen werden, doch ist dies ebenfalls ein regulatorischer Eingriff und widerspricht dem Prinzip des liberalisierten Marktes. Es ist nicht Aufgabe von Kapazitätsmärkten, alle vorhandenen Kraftwerke im Markt zu unterstützen. Ein schlecht konzipierter Kapazitätsmarkt kann dazu führen, dass die Kosten für die Integration der EEG Anlagen unnötig steigen. Dennoch gibt es auch Gründe für eine Einführung von Kapazitätzahlungen.

5.3.2.2 Fehlende Erlöse zur Fixkostendeckung

In reinen Energiemärkten mit inelastischer Nachfrage und Preisobergrenzen können Spitzenlastkraftwerke (aber auch Mittel- und Grundlastkraftwerke ohne Kapazitätsrestriktionen) ohne zusätzliche Kapazitätsmärkte nicht wirtschaftlich operieren. Nach den Formeln aus Anhang 8.1 und den Ergebnissen der Modellrechnung 4.4.3 hängen die fehlenden Deckungsbeiträge jedoch nur von den Fixkosten des Spitzenlastkraftwerks ab. Wenn demnach eine Technologie existiert, die nur sehr geringe Kapitalkosten aufweist und zur Deckung von Lastspitzen eingesetzt werden kann, ist theoretisch ein kostenminimaler Kraftwerkspark möglich, der allein auf Basis kurzfristiger Grenzkosten für alle Teilnehmer weitestgehend kostendeckend ist. Zusätzliche Deckungsbeiträge können im Markt für Regelleistung erwirtschaftet werden. Ebenso wer-

¹¹³ Z.B. Handelsblatt 07.02.2010 „Kraftwerksprojekte fallen wie Dominosteine“ oder [Rwe 2009]

5 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

den auf diese Art extreme Preisausreißer von über 1000 Euro/MWh, wie sie bereits vorgekommen sind, verhindert. Dies funktioniert nur unter der Bedingung, dass diese Spitzenlasttechnologie auch in der für ein kostenminimales System notwendigen Leistung zur Verfügung steht. Die Modellrechnungen zeigen aber, dass bereits sehr geringe installierte Leistungen im Bereich von 5% der Spitzenlast für wenige Stunden ausreichen um ein kostendeckendes System zu erreichen.

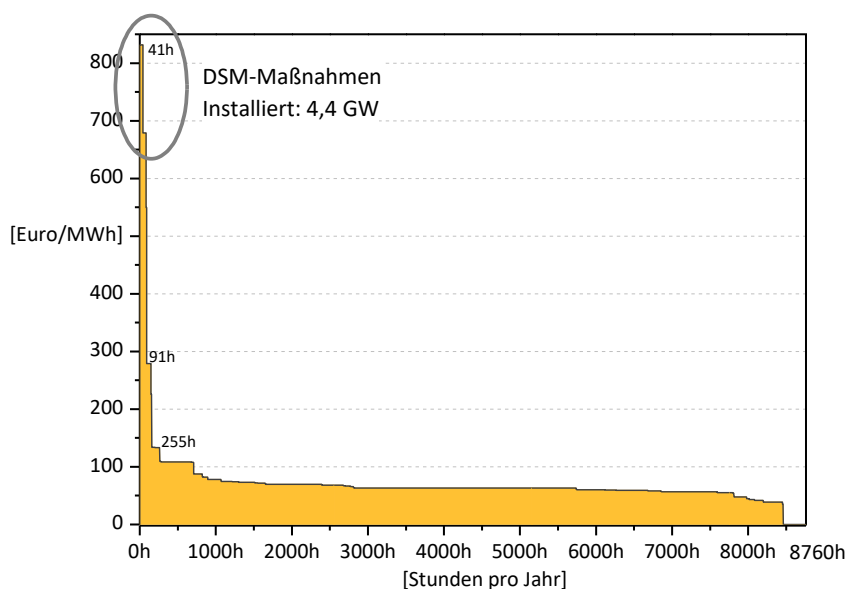


Abbildung 107 Preisdauerkurve mit fixkostenfreier Spitzenlastdeckung¹¹⁴

Sind solche Maßnahmen nicht verfügbar, können die Schattenpreise der Fixkostendeckung bei mehreren(zehn-)tausend Euro pro MWh liegen. In diesem Fall besteht eine erhebliche Gefahr der Ausübung von Marktmacht und eine wirksame Regulierung wird sehr schwer. Hier muss dann auf die ursprüngliche Idee der Kapazitätsmärkte zurückgegriffen werden:

Capacity markets are needed in today's restructured electricity markets. This need arises because current power markets have no ability to sell reliability and the high administered shortage prices required to induce a reliable level of capacity are generally suppressed by various market-power mitigation measures. By restoring the missing peak energy revenues, capacity markets attempt to create efficient investment incentives. However, current capacity markets have serious weaknesses. These weaknesses will likely lead to the failure of the markets, if the designs are not fixed. [Cramton et al. 2005]

Die benötigte maximale Kapazität bleibt auch unabhängig des Zubaus von Wind- und PV-Anlagen weitestgehend konstant. Zwischen den Jahren verändert sich jedoch die eingespeiste

¹¹⁴ Schattenpreise im Szenario 100 Mio.t CO₂, inklusive 20GW Kernkraft

Energiemenge und dadurch die zu deckende Residuallast (siehe Anhang 8.4). Zwar sind die jährlichen Einspeisemengen von Wind- und PV-Anlagen leicht gegenläufig korreliert¹¹⁵ doch verbleibt am Ende eine hohe Schwankungsbreite. Diese Schwankungen führen zu Mehr- oder Mindererlösen der Kraftwerke gegenüber dem Referenzfall¹¹⁶.

5.3.2.3 Fazit zu Kapazitätsmärkten

Die Einführung von Kapazitätsmärkten ist sinnvoll, wenn keine wirksamen und wenig kapitalintensiven Maßnahmen der Spitzenlastreduktion oder -erzeugung zur Verfügung stehen und alle Kraftwerke nur durch erhebliche Preisausreißer (*Scarcity Pricing*) Vollkosten erwirtschaften können. Wenn keine alternative Maßnahme zur Verfügung steht und nur Gasturbinen zur Spitzenlastdeckung eingesetzt werden, muss durch diesen Mechanismus ein Deckungsbeitrag von ca.

$$\underbrace{85.000 \text{ MW}}_{\text{Maximale Nachfrage}} \cdot \underbrace{70.000 \frac{\text{Euro}}{\text{MW} \cdot \text{a}}}_{\text{Fixkosten Gasturbine}} = 5,95 \frac{\text{Mrd. Euro}}{\text{a}}$$

erwirtschaftet werden. Bei weniger kapitalintensiver Technologie ist dieser Betrag kleiner, dafür steigen die Preise im Kurzfristhandel erheblich an.

Die Aufgabe von Kapazitätsmärkten ist es aber nicht, kurzfristige Marktverzerrungen auszugleichen und Kraftwerkstechnologien zu subventionieren, die aufgrund des Ausbaus Erneuerbarer Energien aus dem Markt gedrängt werden. Hier muss die Politik klare Rahmenbedingungen vorgeben. Steigt durch ungenaue politische Vorgaben in Bezug auf den Ausbau Erneuerbarer Energien (aber auch des Kernenergieausstiegs) das unternehmerische Risiko, sind aufgrund der Risikoaversion der Investoren erheblich höhere volkswirtschaftliche Kosten die Folge. In diesem Fall können Kapazitätsmärkte die Versorgungssicherheit verbessern, die Effizienz des Gesamtmarktes wird dadurch aber in keinster Weise erhöht. Im Gegenteil bietet ein schlecht ausgestalteter Kapazitätsmarkt den „Platzhirschen“ eine gute Möglichkeit, Wettbewerber vom Markt fern zu halten. Aufgrund der erhöhten Gefahr von Marktmachtausübung müssen hier wirksame Mechanismen zur Marktaufsicht implementiert werden, wie sie derzeit im *PJM*-Markt getestet werden. Ebenso entscheidend ist die Einbindung der Nachfrageseite in Kapazitätsmärkte, da durch eine Flexibilisierung der Nachfrage im Spitzenlastbereich die beschriebenen hohen Kosteneinsparungen erreicht werden können und der Gesamtmarkt hierdurch deutlich effizienter wird. Im Klartext heißt dies, dass die auf Kapazitätsmärkten erzielbaren Erlöse gegebenenfalls auch Nachfragern zugutekommen müssen. Die Konkurrenz von kurzfris-

¹¹⁵ Im Jahr 2003 war die höchste Sonneneinstrahlung aber gleichzeitig niedrigste mittlere Windgeschwindigkeit

¹¹⁶ Ist der Kraftwerkspark auf viel Einspeisung aus EEG-Anlagen optimiert sind die Grund- und Mittellastkapazitäten bei wenig Einspeisung unterdimensioniert. Diese Kapazitätsbeschränkung führt nach den Formeln aus 4.4.3 zu *Windfall-Profits* dieser Kraftwerke. Ist der Kraftwerkspark hingegen auf wenig EEG-Einspeisung ausgelegt, verzeichnen diese Kraftwerke in windstarken Jahren deutliche Verluste.

tigen (Regelleistung/*Scarcity Pricing*) und langfristigen (Kapazitäts-) Märkten zur Sicherung der Nachfragedeckung ist noch nicht ausreichend erforscht und bedarf weiterer Analysen zur Vermeidung von Doppelerlösen. Die in Kapitel 2.3 beschriebenen Kapazitätsmärkte in den zentralisierten Märkten der USA haben sich noch nicht bewährt und liefern derzeit auch noch keine ausreichenden Investitionsanreize [Monitoring Analytics Llc 2010]. Ebenfalls schwierig ist die Einbindung von ausländischen Kraftwerken im Kapazitätsmarkt, da auch über Kuppelleitungen Reserveleistung bereitgestellt werden kann. Hier ist eine Harmonisierung der Marktregeln aller beteiligten Länder notwendig. Eine Unterscheidung von neu zugebauter Kapazität und bestehenden, abgeschriebenen, Kraftwerken ist weder möglich noch wirtschaftlich sinnvoll, da das bereitgestellte Produkt das gleiche ist. Ein Vorteil von langfristigen Kapazitätsmärkten ist die Planungssicherheit, wie sie früher bei bilateralen Langfristkontrakten existierte.

In Summe ist ein funktionierender Großhandelsmarkt mit effizienten Knappheitspreisen und elastischer Nachfrage die eleganteste Lösung und am leichtesten in einen europäischen Binnenmarkt zu integrieren. Ist dies nicht möglich, da keine ausreichende Nachfrageelastizität oder Spitzenlast mit geringen Kapitalkosten in umfangreichem Maße verfügbar ist, kann ein Kapazitätsmarkt als *Second Best* Lösung dienen. Im aktuellen Marktdesign und bei derzeitigen Preisen sind hingegen keine Kraftwerksinvestitionen rentabel und der Ausbau der EEG-Anlagen wird diesen Trend kurz- bis mittelfristig verstärken.

5.3.3 Regulierte Förderung von Speichern und Leitungen

Ein erheblicher Zubau von Elektrizitätsspeichern zur Ausregelung Erneuerbarer Energien ist in keiner der betrachteten Modellrechnungen wirtschaftlich darstellbar. Dies hat mehrere Gründe. Der entscheidende Punkt ist ein zur Speicherung eher schlecht geeigneter Verlauf der Überschussmengen aus EEG Anlagen. Bei reiner Speicherung von Überschussmengen können die Speicher keine hohen Zyklenzahlen bzw. Volllaststunden erreichen, wodurch die spezifischen Speicherkosten auf Basis der Kapitalkosten schlicht zu hoch sind.

Ein effizienter Einsatz von Speichern ist im aktuellen Marktdesign nur schwer umzusetzen. Wie in Kapitel 4.4.1 gezeigt wird, ist ein volkswirtschaftlich effizienter Einsatz von Speichern allein auf Basis der *Day-Ahead* Preisprognosen nicht möglich. Durch die integrierte Optimierung über mehrere Stunden kann ein effizienter Einsatz der Speicher gewährleistet werden. Dies könnte zukünftig durch komplexere Gebote am Spotmarkt der *EPEX* umgesetzt werden. Die Einbindung technischer Restriktionen und zeitlicher Kopplungen in die Algorithmen der *EPEX* erhöht aber auch die Komplexität der Preisfindung und ist daher auch in Märkten zentraler Systembetreiber nur über Preis-Mengen Gebote abgebildet [Caiso 2009c]. Hier besteht noch weiterer Forschungsbedarf zur Verbesserung der Rechenzeiten. Ähnliche Probleme bestehen ebenfalls noch bei der Implementierung des großflächigen *Market Couplings*.

Die Berücksichtigung von Speicherbesonderheiten in der kurzfristigen Preisfindung führt zu einem effizienten Einsatz, aber noch nicht zu langfristiger Kostenäquivalenz der Speicher. In den volkswirtschaftlichen Optimierungsrechnungen in Abschnitt 4.4.3 bestimmen Speicherkraftwerke häufig die Grenzkosten der Stromgestehung. Hierin enthalten sind aber auch die Kapitalkosten der Speicher und die vermiedenen Kosten des nächst teureren Kraftwerks. Diese Informationen sind im realen Markt jedoch nur begrenzt bzw. nicht verfügbar. In der Realität haben bestehende Marktteilnehmer - aber auch neue Wettbewerber - kein Interesse an Markteinstieg oder Kapazitätserweiterung, wenn durch den zusätzlichen Speicher die Preisdifferenzen unter ein lohnendes Niveau sinken.

Das gleiche Problem existiert bei Leitungen. Während Speicher naturgemäß eher dezentrale Strukturen begünstigen, ist für einen wirklich europäisch integrierten Strommarkt der Ausbau von Leitungen sinnvoller. Auch können so großflächige Schwankungen der Erneuerbaren Energien kompensiert werden. Unter Berücksichtigung aktuell verfügbarer Speichertechnologien ist eine Förderung des Netzausbaus der des Speicherausbaus somit vorzuziehen. Gleiches gilt für den Sonderfall der Förderung von eigengenutztem Solarstrom. Diese ist nur dann sinnvoll, wenn keine Möglichkeit besteht, den Strom zeitgleich anderen Verbrauchern zur Verfügung zu stellen ohne erhebliche dezentrale Netzausbaukosten zu generieren. Eine unnötige Dezentralisierung des Stromsystems bringt volkswirtschaftlich keinen Gewinn.

Zur Finanzierung neuer Leitungen erscheint die Umverteilung von erzielten Wohlfahrtsgewinnen auf die Investoren sinnvoll. Die Bestimmung dieser Wohlfahrtsgewinne setzt jedoch ein komplexes Nodalpreismodell¹¹⁷ voraus.

¹¹⁷ Vgl. [Weigt et al. 2010]

6 Fazit

Der Strommarkt in Deutschland befindet sich einer gewaltigen Umbruchphase. Die bisher sehr erfolgreiche Förderung Erneuerbarer Energien hat einen Punkt erreicht, an dem sich zunehmend Systemkonflikte mit dem bestehenden Marktsystem abzeichnen - teilweise technische aber vor allem wirtschaftliche. In der vorliegenden Arbeit werden diese analysiert und mehrere Konfliktpunkte durch Modellrechnungen quantifiziert.

Da der Zubau von EEG-Anlagen nicht marktbasierend aufgrund internalisierter CO₂-Kosten erfolgt, sondern auf Basis exogener Fördermechanismen, kommt es zu Spannungen mit wettbewerblich agierenden Marktteilnehmern. Die Analyse der Marktdesigns in Europa und den USA zeigt, dass keines der beiden auf einen erheblichen Zubau Erneuerbarer Energien vorbereitet ist. Aus Sicht des Marktdesigns müssen Erneuerbare Energien im Kurzfristhandel zwingend in den Markt integriert werden. Die Möglichkeit der kurzfristigen Drosselung von EEG-Anlagen ist von hoher Bedeutung um volkswirtschaftlich nachteilige Umverteilungen und erhebliche negative Preise zu vermeiden. Auch im Bereich regionaler Engpässe legen die Ergebnisse nahe, dass durch eine gezielte Steuerung der EEG-Einspeisung in vielen Fällen ein kostenintensiveres *Redispatch* vermieden werden kann. Vor diesem Hintergrund als auch aufgrund der erheblichen Inkompatibilität mit dem derzeitigen Marktdesign erscheint die Einführung regionaler Preise nicht sinnvoll (S.167). Die zentrale Struktur eines ISO-Marktes wie PJM bietet trotz effizienter Bewirtschaftung von Netzengpässen keine realistische Alternative zum Ausbau des europäischen Binnenmarktes durch Verbesserung der Netzinfrastruktur und großflächiger Anwendung des *Market-Couplings* (S. 53).

Die Modellrechnungen zeigen, dass auch ohne Kernenergieausstieg der fossile Kraftwerkspark die residuale Nachfrage bis etwa zum Jahr 2030 ohne größere Abschaltungen Erneuerbarer Energien technisch decken kann und die Probleme vielmehr im Netzbereich liegen. Mittelfristig favorisieren die Modelle eine Kombination aus Erneuerbaren Energien, darunter vor allem Windkraftanlagen, und flexiblen Gaskraftwerken (S. 141).

Eine langfristige direkte Speicherung von EEG-Strom ist in keinem der betrachteten Szenarien wirtschaftlich darstellbar. Insbesondere Kurzfristspeicher, wie sie durch Ausbau der Elektromobilität zur Verfügung stehen können, sind zur saisonalen Speicherung nicht geeignet (S. 124).

Für fossile Kraftwerke ergeben sich aus dem Zubau Erneuerbarer Energien erhebliche wirtschaftliche Risiken, welche in zwei Kernelemente aufgeteilt werden können:

1. **Risiken aus unklaren Vorgaben der Politik und Regulierung.**

Sowohl der Zubau Erneuerbarer Energien als auch ein weiterhin möglicher Kernenergieausstieg verändern die Randbedingungen des Marktes erheblich. Diese aus Modellsicht exogenen Kapazitätsbeschränkungen (Min/Max) führen zu Marktverzerrungen

und bei kostenminimalem Kraftwerkseinsatz zu erheblichen Mehr- und vor allem Mindererlösen der Marktteilnehmer. Prinzipiell ist der Markt in der Lage, auf diese veränderten Randbedingungen zu reagieren und sich bei gleichbleibendem Marktdesign solchen Entwicklungen anzupassen. Bei der Einführung von Kapazitätzahlung zum Ausgleich dieser Effekte besteht aber die Gefahr, den notwendigen Umbau des Kraftwerksparks zu verzögern und ineffiziente Kraftwerke zu subventionieren.

2. Unzureichende Bepreisung von Spitzenlast und Kapazitätsvorhaltung.

Selbst bei effizienter Umstrukturierung des Marktes können Deckungsbeiträge zur Fixkostendeckung fehlen, sofern diese nicht durch effiziente Preisfindung in Spitzenlaststunden erwirtschaftet werden. Wenn die notwendigen Spitzenlastpreise bei mehreren tausend Euro/MWh liegen (*VOLL*-Preise) ist eine alternative Finanzierung an Kapazitätsmärkten als *Second Best* Lösung sinnvoller. Eine langfristige Ausschreibung hat den weiteren Vorteil, Schwankungen der Einspeisung aus EEG-Anlagen zwischen mehreren Jahren auszugleichen. Durch Lastmanagement mit niedrigen Kapital- aber hohen variablen Kosten können die Spitzenlastpreise aber signifikant reduziert und auf eine gesonderte Bepreisung von Kapazität über die bestehenden Märkte für Regelleistung hinaus verzichtet werden (S. 172)

Ohne zusätzliche Erlöse sind derzeit weder im deutschen Markt noch bei PJM neue Kraftwerke finanzierbar. Insbesondere in Deutschland müssen rechtzeitig finanzielle Anreize gesetzt werden um mittelfristig den Zubau flexibler Gaskraftwerke zu ermöglichen.

Die fehlende Abstimmung von EEG und Emissionshandel stellt ein zusätzliches Problem für den Aufbau eines effizienten Marktes dar. Ohne eine Integration Erneuerbarer Energien mit dem Emissionshandel wird kein marktgetriebener Zubau dieser Anlagen erfolgen. Insbesondere Photovoltaik führt trotz angenommener Kostendegression zu deutlich höheren Systemkosten und ein endogener Zubau dieser Anlagen erfolgt in keinem der betrachteten Modelle. Da diese Anlagen daher für den Wettbewerbsmarkt weiterhin externe Einflüsse darstellen, ist es umso entscheidender, die Rahmenbedingungen verbindlich an den Markt zu kommunizieren. Bei klar vorgegebenen Entwicklungspfaden der Erneuerbaren Energien (aber auch der Kernenergie) kann der Markt reagieren und auch ohne erhebliche und mit hohen Transformationskosten verbundenen Veränderungen am Marktdesign zu einem effizienten Gleichgewicht finden.

6 Fazit

Ohne Erneuerbare Energien wird die notwendige Reduktion der CO₂-Emissionen im Energiesektor nicht gelingen. Auch können durch die explizite Förderung möglicherweise *Lock-In* Effekte vermieden werden. Zukünftig wird sich jedoch eine emissionsfrei eingespeiste Megawattstunde Strom daran messen müssen, welche systemischen Gesamtkosten sie verursacht, bis sie zum gewünschten Zeitpunkt den Verbraucher erreicht. Die marktferne Förderung einzelner Technologien durch hohe Subventionen für einzelne Anlagenbetreiber und gleichzeitige Sozialisierung der Kosten auf die übrige Gesellschaft ohne einen fairen Effizienzvergleich mit alternativen Emissionsminderungsmaßnahmen wird nicht zu einem gesamtwirtschaftlichen Optimum führen.

7 Literatur

-
- [AusglmechAV 2010] Verordnung zur Ausführung der Verordnung Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (2010).
-
- [Australian Energy Market Operator 2009] Australian Energy Market Operator. (2009). Electricity Market Data. http://www.aemo.com.au/data/market_data.html
-
- [Bagemihl 2003] Bagemihl, Joachim. (2003). *Optimierung eines Portfolios mit hydrothermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt*. Stuttgart: Univ.
-
- [Bator 1957] Bator, F. M. (1957). The simple analytics of welfare maximization. *The American Economic Review*, 47(1), 22-59.
-
- [BEE 2009] BEE, Bundesverband Erneuerbarer Energien. (2009). Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche für Deutschland
-
- [Bluvas 2007] Bluvas, Kristin. (2007). Distributed generation: a step forward in United States energy policy. *Albany Law Review*.
-
- [BMU & Bundesministerium Für Umwelt 2010] BMU et al. (2010). Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_hintergrund_2009_bf.pdf
-
- [BMVIT Österreich 2009] BMVIT Österreich. (2009). Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung – Konzeption von Demonstrationsnetzen. Zuletzt besucht am 24.01.2010, <http://www.energiesystemederzukunft.at/results.html/id4349>
-
- [Bundesministerium Für Umwelt 2010] Bundesministerium Für Umwelt, Naturschutz Und Reaktorsicherheit. (2010). *National Renewable Energy Action Plan* Zuletzt besucht am 10.08.2010 http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nationaler_aktionsplan_ee.pdf.
-
- [Bundesnetzagentur 2009] Bundesnetzagentur. (2009). *Monitoringbericht 2009*. Zuletzt besucht am 20.01.2010 <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/17368.pdf>.
-
- [Bundesnetzagentur 2010a] Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement (2010a).
-
- [Bundesnetzagentur 2010b] Bundesnetzagentur. (2010b). EEG Statistikbericht und Pressemitteilungen. http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/Elektrizitaet-Gas/ErneuerbareEnergienGesetz/VeroeffentlichungZahlenEEG_Basepage.html

7 Literatur

-
- [CaISO 2002] California Independent System Operator. (2002). Analysis of Trading and Scheduling Strategies described in Enron Memos.
-
- [CaISO 2009a] California Independent System Operator. (2009a, 28.08.2009). Draft Final Proposal for the Design of Proxy Demand Resource. Zuletzt besucht am 03.05.2010,
<http://www.caiso.com/241d/241da56c5950.pdf>
-
- [CaISO 2009b] California Independent System Operator (2009b). Demand Response Barriers Study. *Journal*.
<http://www.caiso.com/2410/2410ca792b070.pdf>
-
- [CaISO 2009c] California Independent System Operator. (2009c). Market Optimization Details, *Technical Bulletin* (Vol. 2009-06-05, pp. 52).
-
- [Cámara De Comercialização De Energia Elétrica 2010] Cámara De Comercialização De Energia Elétrica. (2010). Guia para reprodução do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) utilizando os modelos NEWAVE e DECOMP.
<http://www.ccee.org.br/>
-
- [Centro De Despacho Económico De Carga - Sistema Interconectado Central 2009] Centro De Despacho Económico De Carga - Sistema Interconectado Central. (2009). Estadísticas (Statistiken).
-
- [Consentec 2008] Consentec, Frontier. (2008). *Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie)*. Bonn: Bundesnetzagentur.
-
- [Cramton & Stoft 2005] Cramton, P., et al. (2005). A capacity market that makes sense. *The Electricity Journal*, 18(7), 43-54.
-
- [Czisch & Ernst 2001] Czisch, Gregor, et al. (2001). High wind power penetration by the systematic use of smoothing effects within huge catchment areas shown in a European example: ISET Kassel.
-
- [Dena 2009] Dena (2009). Hintergrundpapier zu Smart Metering.
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Hintergrundpapier_zu_Smart_Metering.pdf
-
- [Dena et al. 2010] Dena, et al. (2010). Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien.
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Publikationen/ESD/Endbericht_PSW_-_Integration_EE_dena.pdf
-
- [Doe 1993] Doe, Eia (1993). Public Utility Holding Company Act of 1935: 1935-1992. *Journal, DOE/EIA- 0563*.
<http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/electricity/0563.pdf>
-
- [Duthaler 2007] Duthaler, Christof Lorenz. (2007). Power Transfer Distribution Factors: Analyse der Anwendung im UCTE-Netz. Zuletzt besucht am 10.09.2009,
http://documents.epfl.ch/users/d/du/duthaler/www/0708_ptdf-duthaler.pdf

-
- [EEG 2009] Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (2009).
-
- [EEX 2010] European Energy Exchange - Marktdaten. Zuletzt besucht 2010, <http://www.eex.com/de>
-
- [Ehlers 2005] Ehlers, Niels. (2005). *Optimaler untertägiger Betrieb thermischer Kraftwerke*. RWTH Aachen, Aachen.
-
- [Ehlers 2010] Ehlers, Niels (2010). Kurzkomentar zur Neuberechnung der EEG Umlage 2011. http://www.ensys.tu-berlin.de/fileadmin/fg8/Downloads/Publications/Ehlers_2010_Kurzkomentar_zur_Neuberechnung_der_EEG_Umlage_2011.pdf
-
- [Ellersdorfer 2007] Ellersdorfer, Ingo. (2007). *Energiemodelle zu Innovation und moderner Energietechnik : Analyse exogenen und endogenen technischen Fortschritts in der Energiewirtschaft*. Münster u.a.: LIT.
-
- [Entso-E 2010] Entso-E (2010). Ten-Year Network Development Plan 2010-2020. *Journal*. URL: http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/consultations/Open_Consultations/TYNDP/100301_ENTSO-E_TYNDP_for_Consultation.pdf
-
- [EnWG 2005] Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970 (3621)), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870) geändert worden ist, (2005).
-
- [Erdmann 2008] Erdmann, G. (2008). Indirekte Kosten der EEG-Förderung. http://www.wvmetalle.de/wvmetalle/docs/doc_5627_2008101141426.pdf
-
- [Erdmann 2009] Erdmann, G. (2009). CO₂-Emissionen von Batterie-Elektrofahrzeugen. *ET. Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 59(10), 66-71.
-
- [Erdmann & Zweifel 2008] Erdmann, Georg, et al. (2008). *Energieökonomik : Theorie und Anwendungen*. Berlin [u.a.: Springer.
-
- [Erdmann & Dittmar 2010] Erdmann, Georg, et al. (2010). *Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland*. Berlin: Technische Universität Berlin.
-
- [European Network of Transmission System Operators for Electricity 2010] European Network of Transmission System Operators for Electricity. (2010). Statistical Database. Zuletzt besucht am 05.01.2010, <http://www.entsoe.eu/index.php?id=67>
-
- [EWIS 2010] EWIS (2010, 31.03.2010). European Wind Integration Study. Zuletzt besucht am 10.06.2010, http://www.wind-integration.eu/downloads/library/EWIS_Final_Report.pdf
-
- [Fahl et al. 2009] Fahl, U., et al. (2009). Energieprognose 2009, *Entwicklung der Ener-*

- giemärkte bis 2030*: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.
-
- [Ferc 2003] Ferc, Federal Energy Regulatory Commission (2003). Final Report on Price Manipulation In Western Markets - Part 2. *Journal*. <http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/wec.asp>
-
- [Ferc 2007a] *Exhibit SNO-525 in Enron Power Marketing, Inc's et al proceeding under EL03-180 et al: Transcript of conversation between Rich and Bill.*, (2007a).
-
- [Ferc 2007b] *Exhibit SNO-247 in Enron Power Marketing, Inc's et al proceeding under EL03-180 et al: Second Supplemental Testimony of Carl Pechman.*, (2007b).
-
- [Ferc 2009a] Ferc, Federal Energy Regulatory Commission. (2009a). *Order Denying Complaint in Part re PJM Interconnection, L.L.C v Accord Energy, LLC et al under EL08-44.* : FERC.
-
- [Ferc 2009b] Ferc, Federal Energy Regulatory Commission (2009b). Electric Market National Overview. *Journal*. <http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/overview/2009/04-2009-elec-ovr-archive.pdf>
-
- [Flowers 1998] Flowers, Edward B. (1998). *US utility mergers and the restructuring of the new global power industry*. Westport, Conn. u.a.: Quorum Books.
-
- [Gatzen 2009] Gatzen, Christoph. (2009). *Salt Caverns for Energy Storage*. Paper vorgestellt bei: Enerday. <http://www.tu-dresden.de/wwbwleeg/events/enerday/2009/Presentations/Christoph.Gatzen.pdf>
-
- [GEE 2008] GEE (2008). *Realloptionen – eine sinnvolle Bewertungsmethode im Energiebereich ?* Paper presented at the Gemeinsames GEE / ZEW Symposium am 14. April 2008, Mannheim.
-
- [Gribik & Hogan 2007] Gribik, P. R., et al. (2007). Market-clearing electricity prices and energy uplift. *Working paper*, 14(3).
-
- [Gruen 1990] Gruen, A. (1990). PWR optimization for operational flexibility and fuel utilization. *Nuclear Engineering and Design*, 122(1-3), 329-338.
-
- [Henderson & Keynes 1922] Henderson, Hubert Douglas Sir, et al. (1922). *Supply and demand*. London Nisbet; Cambridge Univ. Pr.,.
-
- [Hirschhausen et al. 2007] Hirschhausen, Christian Von, et al. (2007). *Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland : grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz*. Dresden: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Public Sector Management, Techn. Univ.
-
- [Hogan 2000] Hogan, William W. (2000). Flowgate rights and wrongs. <http://ksghome.harvard.edu/~whogan/flow0800r.pdf>
-
- [Hundt et al. 2009] Hundt, Matthias, et al. (2009). Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio.

http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Hundt_EEKE_Langfassung.pdf

-
- [Issing & Dobias 2002] Issing, Otmar, et al. (2002). *Geschichte der Nationalökonomie* (4., überarb. und erg. Aufl. ed.). München: Vahlen.
-
- [Jachmann 2010] Jachmann, Christoph. (2010). *Privatwirtschaftliche Investitionen in den Ausbau des Europäischen Stromverbundnetzes: Anwendungsfall Kuppelleitungen*. TU Berlin, Berlin.
-
- [Krüger 2008] Krüger, Malte. (2008). *Potenziale von Elektroautos zur Glättung der Stromlastkurve in Deutschland*. Diplomarbeit Technische Universität Berlin, Berlin.
-
- [Lenck 2009] Lenck, Thorsten. (2009). *Vermarktungsmöglichkeiten von Windenergie*. Diplomarbeit Technische Universität Berlin, Berlin.
-
- [Maurer & Haubrich 2010] Maurer, Christoph, et al. (2010). Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke - Risiko oder Chance für die erneuerbaren Energien? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 2010(3).
-
- [Maynur 2007] Maynur, N. (2007). *Multi Area AGC*. Paper vorgestellt bei: EPCC International Workshop on Electric Power Control Centers. from http://www.epcc-workshop.net/archive/2007/pdf/Program/Session%205/Multi%20Area%20AGC_final.pdf
-
- [Melzian 2008] Melzian, Rocco. (2008). Handelsstrategien im deutschen Elektrizitätsmarkt : Untersuchung der Gebotsstrukturen und agentenbasierte Simulation des EEX-Sporthandels (Als Ms. gedr. ed.). Düsseldorf: VDI-Verl.
-
- [Merrill 2000] Merrill, H. M. (2000). Regional transmission organizations: FERC Order 2000. *Power Engineering Review, IEEE*, 20(7), 3-5.
-
- [Milligan & Porter 2006] Milligan, Michael, et al. (2006). The Capacity Value of Wind in the United States: Methods and Implementation. *The Electricity Journal*, 19(2), 91-99.
-
- [Mirbach et al. 2008] Mirbach, T., et al. (2008). *A competitive market simulation method for the investigation of the price development in the European market for electrical energy*.
-
- [Mirbach & Schuetze 2009] Mirbach, T., et al. (2009, June 28 2009-July 2 2009). *Considering start-up costs and risk premia in a power generation cost model*. Paper presented at the PowerTech, 2009 IEEE Bucharest.
-
- [Monitoring Analytics Llc 2009a] Monitoring Analytics Llc (2009a). 2008 State of the Market Report for PJM. *Journal*, 2008. http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2008.shtml
-
- [Monitoring Analytics Llc 2009b] Monitoring Analytics Llc (2009b). 2009 Quarterly State

of the Market Report for PJM: January through September. *Journal*, 190.
http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2009/2009q3-som-pjm.pdf

-
- [Monitoring Analytics Llc 2010] Monitoring Analytics Llc. (2010). *2009 State of the Market Report for PJM*.
-
- [Müller 2002] Müller, Karl (2002). Lastfolgebetrieb und Primärregelung - Erfahrungen mit dem Verhalten des Reaktors.
<http://www.datf.de/documentpool/ktg/fg-bet-rph-lastfolgebetrieb-kki2.pdf>
-
- [Müsgens 2005] Müsgens, Felix. (2005). *The economics of wholesale electricity markets*.
-
- [National Renewable Energy Laboratory 2009] National Renewable Energy Laboratory (2009). Curtailment of Wind: A Market Option.
<http://www.pjm.com/~media/committees-groups/working-groups/irwg/20090226/20090226-item-05b-economic-wind-scheduling-pjm.ashx>
-
- [National Renewable Energy Laboratory 2010a] National Renewable Energy Laboratory. (2010a). *Eastern Wind Integration and Transmission Study*.
-
- [National Renewable Energy Laboratory 2010b] National Renewable Energy Laboratory. (2010b). *Western Wind and Solar Integration Study*
-
- [Neumann 1975] Neumann, Klaus. (1975). *Operations Research Verfahren Band I*. München u.a.: Hanser.
-
- [Nitsch & Wenzel 2009] Nitsch, Dr. Joachim, et al. (2009). *Leitszenario 2009, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*.
-
- [O'Neill et al. 2005] O'Neill, R. P., et al. (2005). Efficient market-clearing prices in markets with nonconvexities. *European journal of operational research*, 164(1), 269-285.
-
- [Ockenfels 2008] Ockenfels, A. (2008). *Strommarktdesign - Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX*. Köln: Universität Köln.
-
- [Operador Nacional Do Sistema Eléctrico (Ons) 2009] Operador Nacional Do Sistema Eléctrico (Ons). (2009). *Planejamento da Operação Energética 2009: Operador Nacional do Sistema Eléctrico (ONS)*.
-
- [Ott 2003] Ott, A. L. (2003). Experience with PJM market operation, system design, and implementation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(2), 528-534.
-
- [PJM 2008] PJM. (2008). *How PJM Operates & Dispatches*.
-
- [PJM 2009a] PJM. (2009a). *LMP Overview*.

-
- [PJM 2009b] PJM (2009b). PJM Regional Transmission Expansion Plan. *Journal*. URL: <http://www.pjm.com/documents/reports/rtep-report.aspx>
-
- [PJM Interconnection Llc 2010] PJM Interconnection Llc. (2010). Markets & Operations. Zuletzt besucht am 05.01.2010, <http://www.pjm.com/markets-and-operations.aspx>
-
- [PJM Scarcity Pricing Working Group 2009] PJM Scarcity Pricing Working Group. (2009). PJM Proposal for Price Formation during Operating Reserve Shortages.
-
- [Potomac Economics 2009] Potomac Economics. (2009). *2008 State of the market report for the ERCOT wholesale electricity markets*.
-
- [Pouret & Nuttall 2007] Pouret, Laurent, et al. (2007). Can Nuclear Power Be Flexible? *Journal*. URL: http://www.cessa.eu.com/sd_papers/wp/wp2/0203_Pouret_Nuttall.pdf
-
- [Praktiknjo 2010] Praktiknjo, A. (2010). *The macroeconomic Consequences and Impacts of Blackouts*. Paper vorgestellt bei: 33rd IAEE International Conference.
-
- [Reeves 2000] Reeves. (2000, 08.10.2000). Pennsylvania to Decide Future of State's Electric Deregulation. *Pittsburgh Post-Gazette*, from http://www.accessmylibrary.com/coms2/summary_0286-6473297_ITM
-
- [Remme 2006] Remme, Uwe. (2006). *Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell*. Stuttgart: IER Bibliothek
-
- [Réseau De Transport D'electricité (Rte) 2009] Réseau De Transport D'electricité (Rte). (2009). *Statistiques de l'Energie Electrique en France*. Paris.
-
- [RWE 2009] RWE (2009). The Need for Smart Megawatt Power Generation in Europe.
-
- [Saint-Drenan et al. 2009] Saint-Drenan, Yves-Marie, et al. (2009). Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche. *Journal*,
-
- [Schluchseewerk 2010a] Schluchseewerk. (2010a). Pumpspeicherkraftwerk Atdorf - Antragsunterlagen zum Raumordnungsverfahren. Zuletzt besucht am 01.05.2010, <http://www.rp-freiburg.de/servlet/PB/show/1310747/rpf-ref21-atdorf-mappe10-bericht-variantenbetrachtung.pdf>
-
- [Schluchseewerk 2010b] Schluchseewerk. (2010b). Datenblatt PSW Atdorf. Zuletzt besucht am 01.05.2010, <http://www.rp-tuebingen.de/servlet/PB/show/1310606/rpf-ref21-atdorf-mappe01-anlagel-28-datenblatt-atdorf.pdf>
-
- [Schorn 2009] Schorn, Roland. (2009). Pumpspeicherkraftwerk Limberg II - Europas

- größte Kraftwerksbaustelle. Zuletzt besucht am 01.05.2010,
<http://www.porr.at/porr/porr/english/pn/155-55-61.pdf>
-
- [Sedlacek 1999] Sedlacek, R. (1999). Untertage Erdgasspeicherung in Europa. *Erdöl Erdgas Kohle*, 115(11).
-
- [Sen & Genc 2008] Sen, S., et al. (2008). Start-up Prices and Shadow Prices for Resource Allocation Models with Indivisibilities.
-
- [Sensfuss 2008] Sensfuss, Frank. (2008). *Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector: an agent-based simulation approach*.
-
- [Singh 2008] Singh, Harry. (2008). *Necessary Features of LMP/FTR Markets*. Paper vorgestellt bei: *Transmission and Wholesale Markets School*
http://www.eei.org/meetings/Meeting%20Documents/2008-0811Singh_presentation.pdf
-
- [Sioshansi & Pfaffenberger 2006] Sioshansi, Fereidoon Perry, et al. (2006). *Electricity market reform : an international perspective* (1. ed.). Amsterdam u.a.: Elsevier.
-
- [Slomski 1990] Slomski, Herbert. (1990). *Optimale Einsatzplanung thermischer Kraftwerke unter Berücksichtigung langfristiger Energiebedingungen*. Unpublished Doktorarbeit, TU Dortmund, Dortmund.
-
- [Smith 1776] Smith, A. (1776). *An Inquiry into the Nature and Causes of the Wealth of Nations*, eds. Campbell, RH and AS Skinner: Oxford: Clarendon Press.
-
- [Spiegel 1996] Spiegel. (1996). Rollende Heizung. *Der Spiegel*(47), 2.
-
- [Stadtwerke Magdeburg Netzgesellschaft 2009] Stadtwerke Magdeburg Netzgesellschaft. (2009). Netzdaten. Zuletzt besucht am 05.01.2010,
<http://www.swm-netze.de/32.php>
-
- [Statistisches Bundesamt 2009] Statistisches Bundesamt. (2009). Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung *Dezember 2009*.
-
- [Steck & Mauch 2008] Steck, Michael, et al. (2008). *Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung*. Paper vorgestellt bei: Symposium Energieinnovation.
http://www.ffe.de/download/Veroeffentlichungen/2008_EnInnov_Steck.pdf
-
- [Stoft 2007] Stoft, Steven. (2007, 04.03.2007). The Economics of Electric Power Networks. Zuletzt besucht am 01.08.2009,
<http://stoft.com/p/erasmus.html>
-
- [Swider 2006] Swider, D. J. (2006). *Handel an Regelenergie-und Spotmärkten: Methoden zur Entscheidungsunterstützung für Netz-und Kraftwerksbetreiber*: Duv.
-
- [Tersteegen et al. 2009] Tersteegen, B., et al. (2009). Algorithmic challenges and current problems in market coupling regimes. *European Transactions on Electrical*

Power, 19(4), 532-543.

-
- [Ünbs 2009] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2009). EEG-Mittelfristprognose bis 2015 *Informationen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum EEG* [http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xbcr/eeg_kwk/2009-05-11_EEG-Mittelfristprognose-bis-2015\(1\).pdf](http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xbcr/eeg_kwk/2009-05-11_EEG-Mittelfristprognose-bis-2015(1).pdf)
-
- [ÜNBs 2010] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2010). *Konzept zur Prognose und Berechnung der EEG-Umlage 2011 nach AusglMechV*. Berlin.
-
- [Uk Statistics Authority 2009] Uk Statistics Authority. (2009). *Digest of United Kingdom energy statistics (DUKES)*. Retrieved 05.01.2010. from <http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/statistics/publications/dukes/dukes.aspx>.
-
- [Umweltbundesamt 2010] Umweltbundesamt. (2010). Emissionsentwicklung 1990 - 2008, Treibhausgase, inkl. erweiterte Auswertung und Äquivalentemissionen der Treibhausgase. Zuletzt besucht am 01.04.2010, 2010, <http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/publikationen.htm>
-
- [Vandezande et al. 2009] Vandezande, L., et al. (2009). Well-functioning balancing markets: A prerequisite for wind power integration. *Energy Policy*.
-
- [Vattenfall 2010] Vattenfall (2010). Stellungnahme EEG-Einspeisemanagement Vattenfall Europe AG. *Journal*. URL: http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/161242/publicationFile/8904/StellungnahmeEEG_VattenfallEurope_pdf.pdf
-
- [Verbund 2010] Verbund. (2010). Präsentation Hauptversammlung.
-
- [Vo [Eg] Nr. 1228/2003] Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel,
-
- [Watkins 2000] Watkins, C. A. (2000). Nuclear Power Rate Regulation After Eastern Enterprises: Are Ratepayers Being Taken for a Ride? *BOSTON COLLEGE ENVIRONMENTAL AFFAIRS LAW REVIEW*, 28, 191-228.
-
- [Weigt et al. 2010] Weigt, Hannes, et al. (2010). "Take the long way down": Integration of large-scale North Sea wind using HVDC transmission. *Energy Policy*, *In Press, Corrected Proof*.
-

8 Anhang

8.1 Kostentoptimaler Kraftwerkspark

Es gibt drei Kraftwerkstypen: **Grund, Mittel Spitzenlast**. Alle haben fixe und variable Kosten, wobei gilt:

$$k_{\text{fix,Spitzenlast}} \leq k_{\text{fix,Mittellast}} \leq k_{\text{fix,Grundlast}}$$

$$k_{\text{var,Spitzenlast}} \geq k_{\text{var,Mittellast}} \geq k_{\text{var,Grundlast}}$$

Hierdurch ergeben sich die Anzahl der Mindestbetriebsstunden t_1 und t_2 , ab der ein Kraftwerk wirtschaftlicher als der letzte Kraftwerkstyp ist, wohlgermerkt: wirtschaftlicher im Sinne von kostengünstiger, was noch nicht bedeutet, dass es auch Gewinn macht.

$$t_1 = \frac{k_{\text{fix,Mittellast}} - k_{\text{fix,Spitzenlast}}}{k_{\text{var,Spitzenlast}} - k_{\text{var,Mittellast}}} \quad \text{und} \quad t_2 = \frac{k_{\text{fix,Grundlast}} - k_{\text{fix,Mittellast}}}{k_{\text{var,Mittellast}} - k_{\text{var,Grundlast}}}$$

Aus den beiden Vollaststundenzahlen t_1 und t_2 und der Lastdauerkurve ergeben sich die kostentoptimalen Kapazitäten der einzelnen Kraftwerkstypen. Die Gesamtkosten ergeben sich somit zu:

$$K = \text{Kap}_{\text{Grundlast}} \cdot k_{\text{fix,Grundlast}} + \text{Kap}_{\text{Mittellast}} \cdot k_{\text{fix,Mittellast}} + \text{Kap}_{\text{Spitzenlast}} \cdot k_{\text{fix,Spitzenlast}} +$$

$$\left(\int_0^{t_1} \text{Last}(t) dt - t_1 \cdot (\text{Kap}_{\text{Grundlast}} + \text{Kap}_{\text{Mittellast}}) \right) \cdot k_{\text{var,Spitzenlast}} +$$

$$\left(\int_{t_1}^{t_2} \text{Last}(t) dt - (t_2 - t_1) \cdot \text{Kap}_{\text{Grundlast}} + t_1 \cdot \text{Kap}_{\text{Mittellast}} \right) \cdot k_{\text{var,Mittellast}} +$$

$$\left(\int_{t_2}^{8760} \text{Last}(t) dt + t_2 \cdot \text{Kap}_{\text{Grundlast}} \right) \cdot k_{\text{var,Grundlast}}$$

Die Gesamterlöse ergeben sich bei Grenzkostenpreisen zu

$$E = k_{\text{var,Spitzenlast}} \cdot \int_0^{t_1} \text{Last}(t) dt + k_{\text{var,Mittellast}} \cdot \int_{t_1}^{t_2} \text{Last}(t) dt + k_{\text{var,Grundlast}} \cdot \int_{t_2}^{8760} \text{Last}(t) dt$$

$\underbrace{\hspace{10em}}_{\text{Spitzenlast preisbildend}} \quad \underbrace{\hspace{10em}}_{\text{Mittellast preisbildend}} \quad \underbrace{\hspace{10em}}_{\text{Grundlast preisbildend}}$

Zieht man die Kosten von den Erlösen ab verbleibt immer ein **Verlust in Höhe von**

$$E - K = (\text{Kap}_{\text{Grundlast}} + \text{Kap}_{\text{Mittellast}} + \text{Kap}_{\text{Spitzenlast}}) \cdot k_{\text{fix,Spitzenlast}}$$

Alle Kraftwerkstypen machen verzeichnen Verluste entsprechend ihrer Kapazität, also z.B.

$$Verlust_{Grundlast} = Kap_{Grundlast} \cdot k_{fix, Spitzenlast}$$

Die Tatsache, dass die genaue Form der Jahresdauerlinie nicht entscheidend ist (die Integrale sich herauskürzen), sondern nur die Werte zu den Zeitpunkten t_1 und t_2 lässt sich anschaulich in Abbildung 108 darstellen. Zu allen Zeiten erwirtschaftet das preisbildende Kraftwerk keine positiven Deckungsbeiträge, daher ist es auch ohne Bedeutung für den Gesamtgewinn, ob die Kraftwerke bei konstanten Stunden t_1 und t_2 stark oder wenig ausgelastet sind. Die Kosten pro MWh sinken natürlich bei höherer Auslastung.

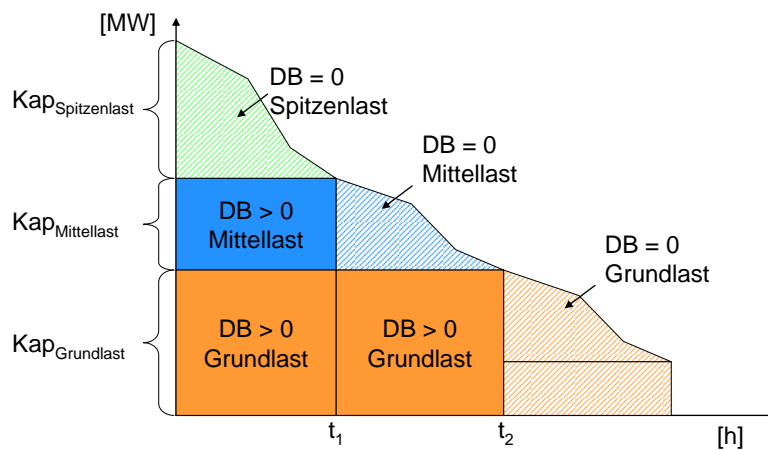


Abbildung 108 Jahresdauerlinie und Deckungsbeiträge- schematisch

8.2 Annahmen für Commoditypreise

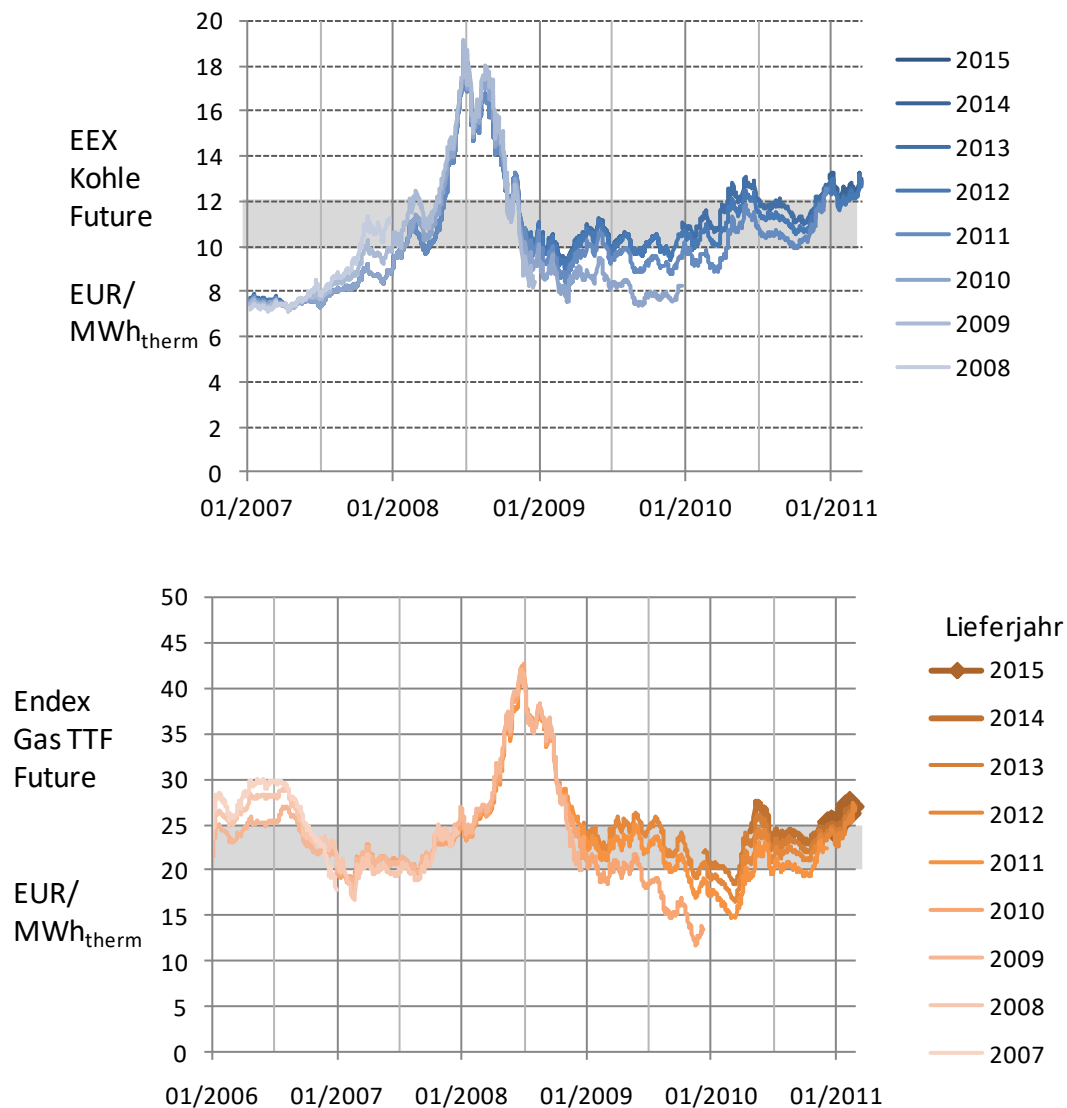


Abbildung 109 Historische Preisentwicklung von Kohle und Erdgas

8.3 Statistische Auswertung der Windeinspeisung 2007-2010

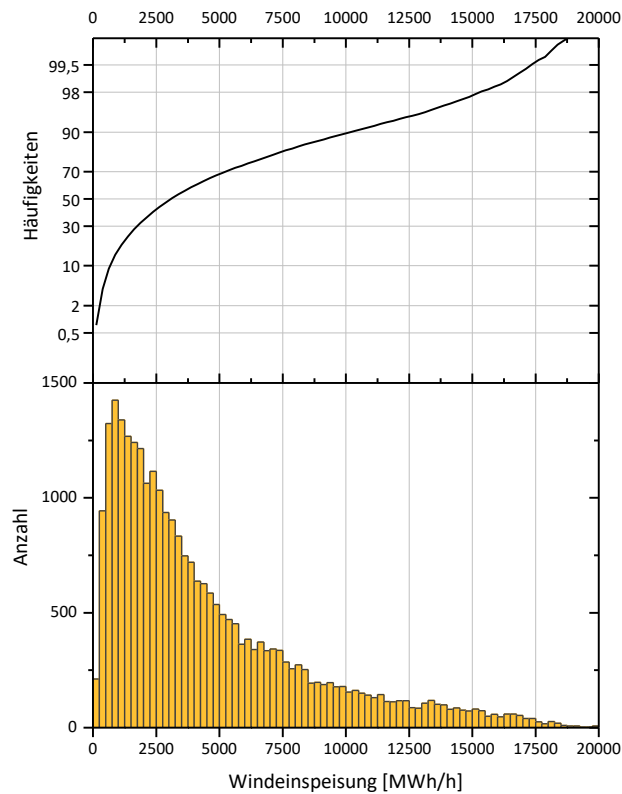


Abbildung 110 Histogramm der Onshore-Windeinspeisung

Die Onshore-Winddaten ist die Summe der veröffentlichten Daten der vier Netzbetreiber in Deutschland. Im Gegensatz zu den Offshore-Werten handelt es sich hierbei um belastbare Messdaten, im Offshore-Bereich waren bis zum jetzigen Zeitpunkt nur wenige Messwerte der Offshore-Windeinspeisung in der TENNET-Regelzone (hauptsächlich der Windpark Alpha Ventus) sowie die Messdaten der Fino-Plattform öffentlich zugänglich. Die Daten ergaben aber eine gute Korrelation.

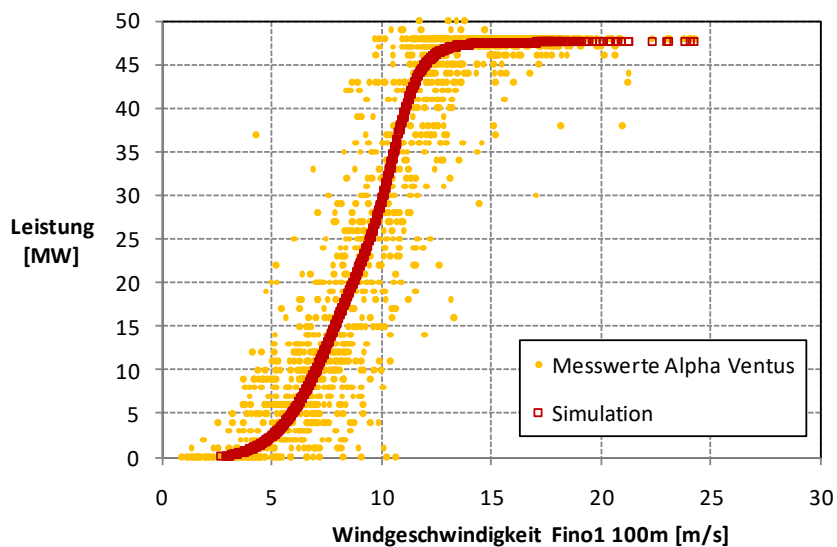


Abbildung 111 Reale und simulierte Einspeisung aus Offshore-Windanlagen

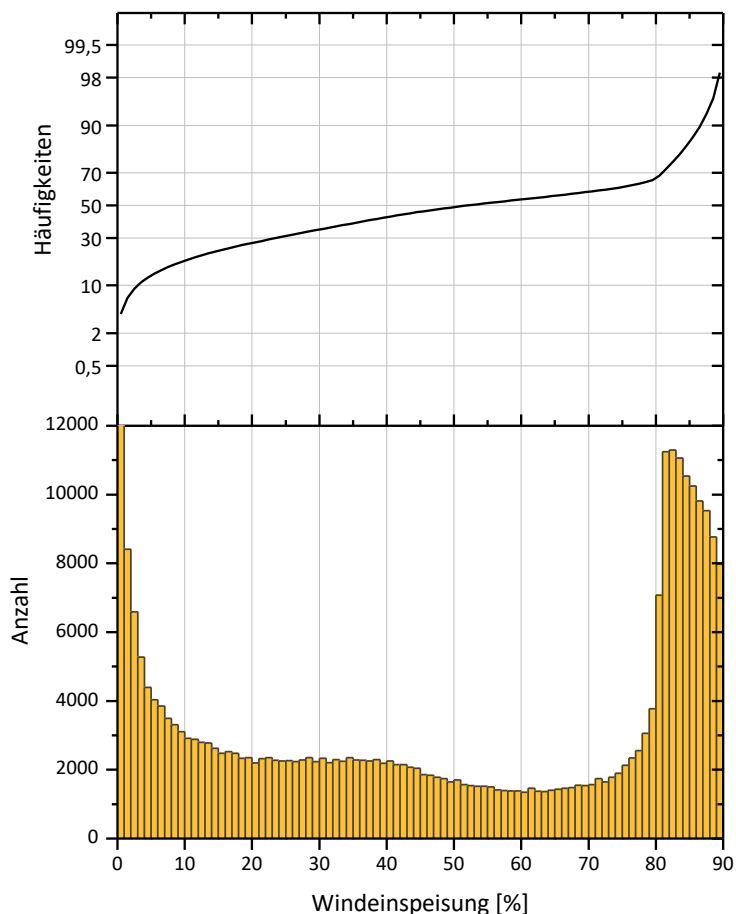


Abbildung 112 Histogramm der Einspeisung aus Offshore-Windanlagen

Diese Daten wurden auf Basis der Kennlinie einer REPOWER 5M Windanlage ermittelt, die Windgeschwindigkeiten wurden aus den Messwerten der FINO Plattform entnommen. Schwie-

rig war hier die fehlende Erfahrung über Gleichzeitigkeitswerte bei verteilten Anlagenstandorten. Hier wurden daher ein gleichverteilter Störterm angenommen und die Volllaststunden auf Literaturwerte skaliert. Nach ersten Erfahrungen mit Alpha Ventus müssen diese evt. noch nach unten korrigiert werden.

8.4 Auswertung der Lastgänge von PV und Wind seit 1991

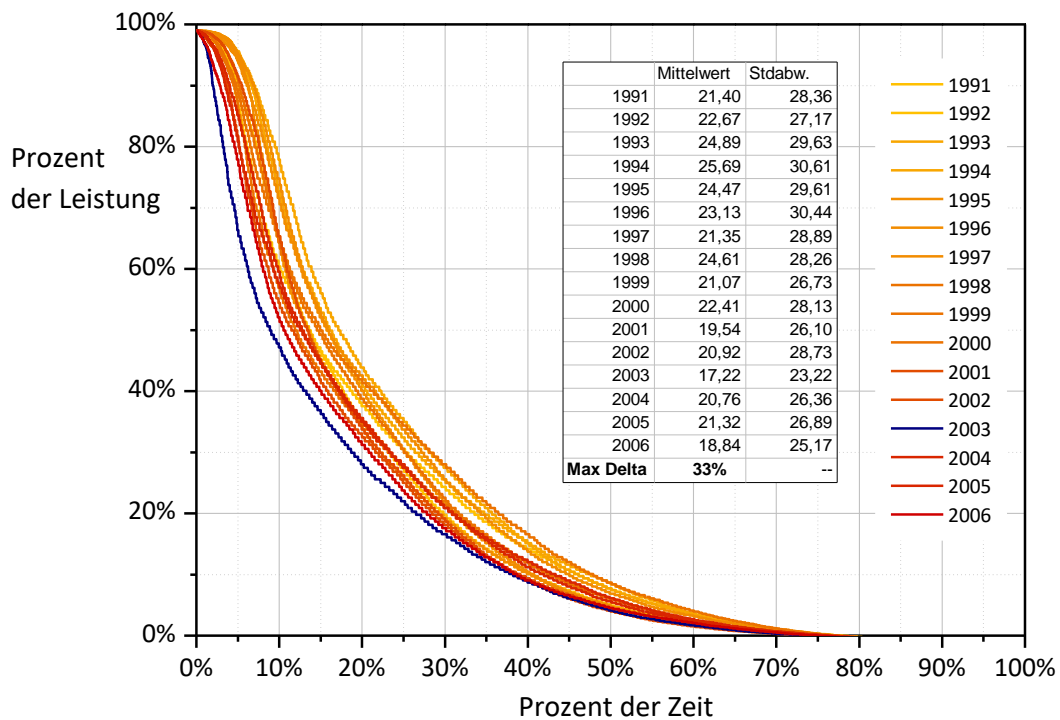


Abbildung 113 Jahresdauerlinien von Onshore-Wind seit 1991 (Station Cuxhaven)

8 Anhang

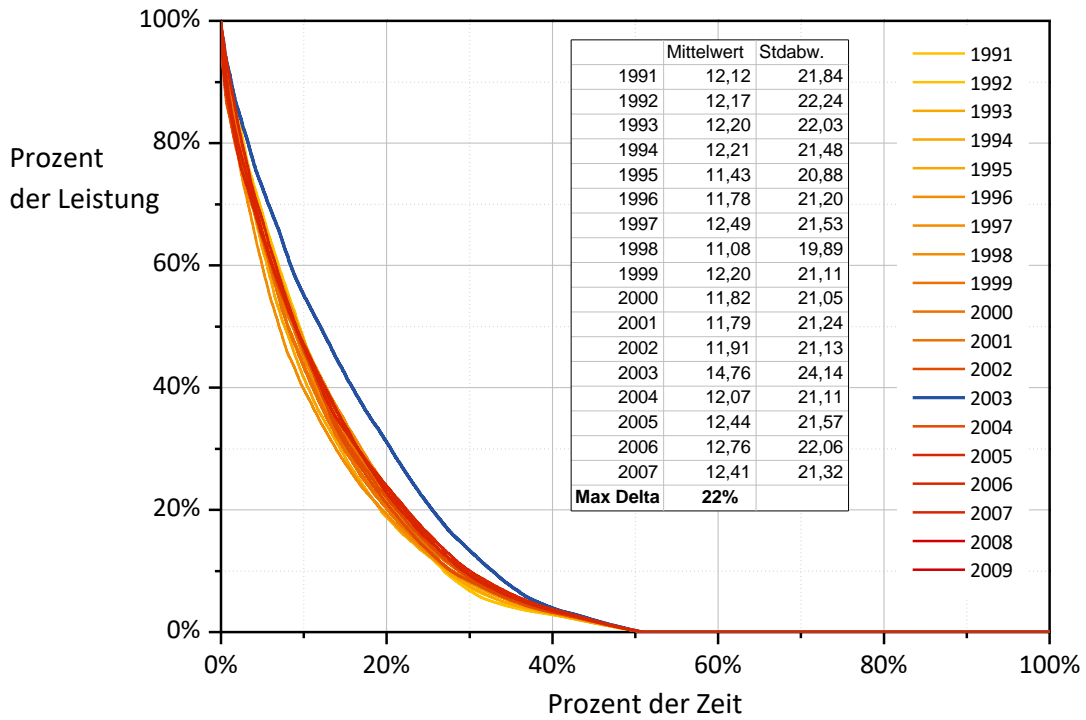


Abbildung 114 Jahresdauerlinien von Photovoltaik seit 1991 (Stationen in Süddeutschland)

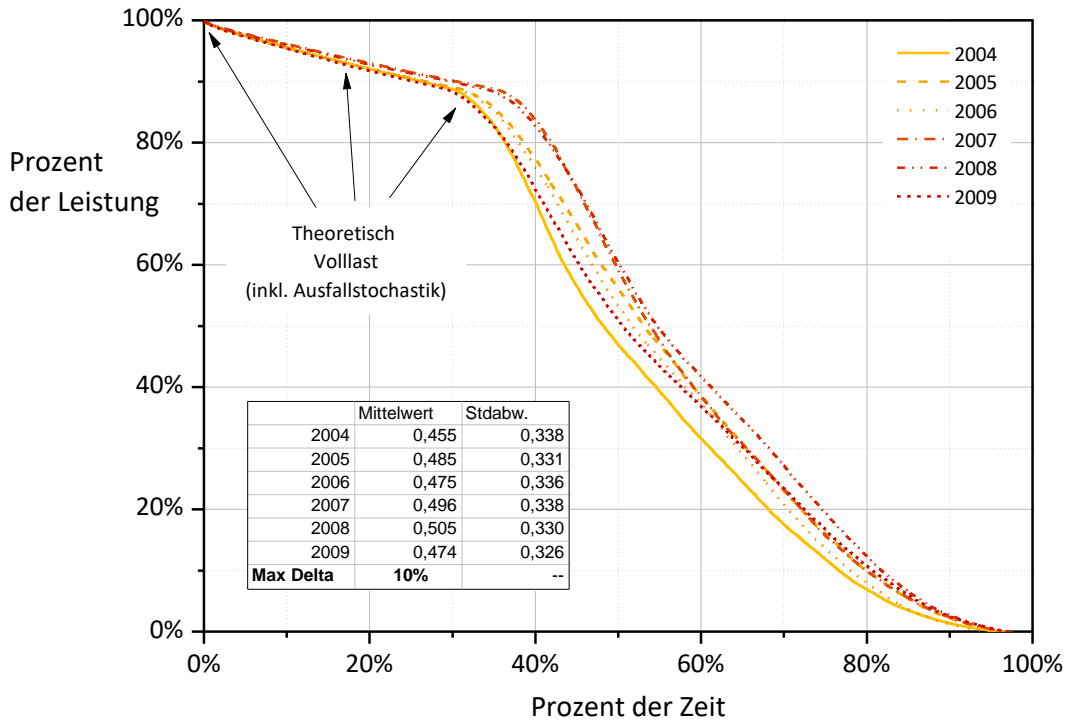
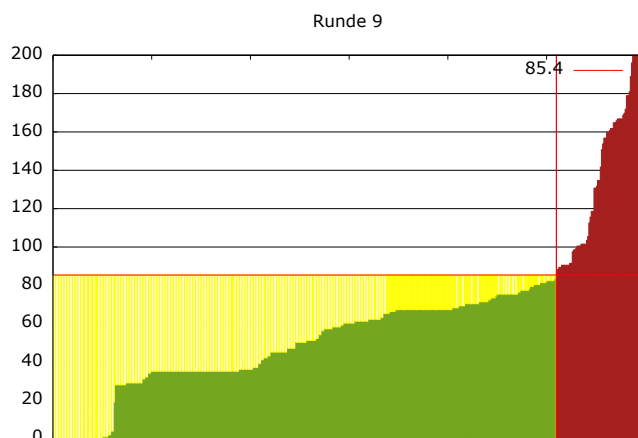


Abbildung 115 Jahresdauerlinien von Offshore-Wind seit 2004 (Station Fino1)

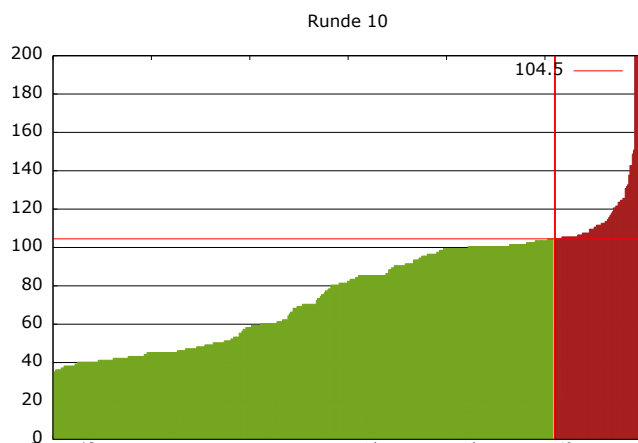
8.5 Reaktion der Marktteilnehmer bei Einführung der Pay-As-Bid-Auktion

Aufgrund der beschriebenen Windfall-Profits kapazitätsbeschränkter Kraftwerke wird manchmal die Einführung diskriminierender Preise diskutiert, indem von der Einheitspreisauktion zu einer *Pay-As-Bid*-Auktion übergegangen werden soll, bei der jeder Anbieter nicht den markträumenden Preis, sondern allein seinen Gebotspreis erhält. Am Beispiel des deutschen Regenergiemarktes erkennt man jedoch sehr deutlich, welche Auswirkungen solch ein Paradigmenwechsel hätte. Bei einem *Pay-As-Bid*-Verfahren gehen die Marktteilnehmer dazu über, nicht mehr ihre Grenzkosten als Gebot einzustellen, sondern möglichst dicht unterhalb des zu erwartenden Marktpreises zu bieten („Rate den Marktpreis“) [Ockenfels 2008]. In einer am Fachgebiet Energiesysteme mit Studenten durchgeführten Börsensimulation konnte dieses Verhalten empirisch belegt werden, bereits sehr kurze Zeit nach dem Wechsel des Marktdesigns kam es zu Anpassungseffekten (eine ausführlichere Beschreibung findet sich in Anhang 8.5). In den folgenden drei Bildern ist die Veränderung des Gebotsverhaltens der Marktteilnehmer dargestellt. In diesem Fall handelte es sich um Studenten des ersten Semesters bei der Börsensimulation am Fachgebiet Energiesysteme.

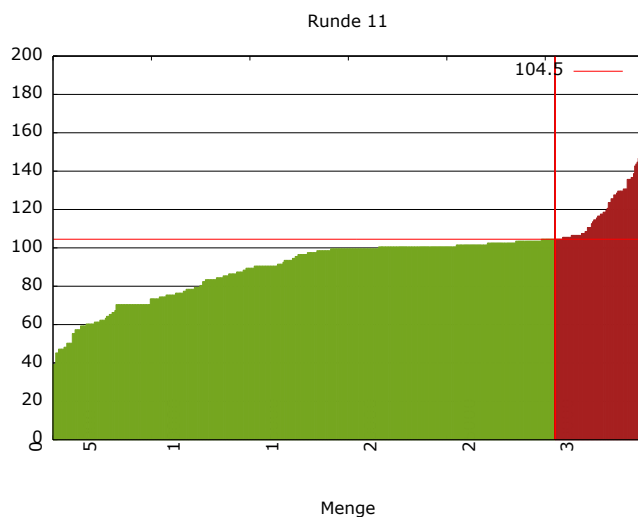
8 Anhang



In dieser Runde wurde noch ein Einheitspreis bestimmt, die gelbe Fläche zeigt die Produzentenrente



Nun wurde zu einer Pay-As-Bid-Auktion gewechselt, die ersten Marktteilnehmer passen ihre Gebote an.



Die meisten Marktteilnehmer haben ihre Gebote verändert. Der resultierende **Preis liegt leicht oberhalb der Grenzkosten!**