Modell zur Untersuchung von Investitionsentscheidungen unter Unsicherheit in Stromerzeugungstechnologien

An der Fakultät VII - Wirtschaft und Management
Technische Universität Berlin
zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Wirtschaftswissenschaften
-Dr. rer. oec.-

genehmigte Dissertation

von
Dipl. Ing. Ralf Schemm
aus
Münster

Promotionsausschuss:
Vorsitzender: Hr. Prof. Dr. A. Hunscha
Berichter: Hr. Prof. Dr. D. Winje
Berichter: Hr. Prof. Dr. G. Meran

Tag der wissenschaftlichen Aussprache:14. Januar 2011

Berlin 2011
D 83

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als externer Doktorand am Fachgebiet Energie- und Rohstoffwirtschaft, Institut für Technologie und Management, der Universität TU Berlin. In diesem Zusammenhang möchte ich mich bei den Menschen besonders bedanken, die mir dieses Vorhaben ermöglichten und mich dabei begleiteten.

Meinem Doktorvater, Herrn Prof. Dr. Dietmar Winje, gilt mein besonderer Dank für die wertvolle fachliche und persönliche Unterstützung und das in mich gesetzte Vertrauen. Herrn Prof. Dr. Georg Meran danke ich herzlich für die Übernahme des Gutachters und die fruchtbaren Anregungen. Den Kolleginnen und Kollegen des Fachgebietes Fachgebiet Energie- und Rohstoffwirtschaft möchte ich besonders für die freundschaftliche Zusammenarbeit und die herzliche Arbeitsatmosphäre danken. Darüber hinaus gilt mein Dank Herrn Dr. Jörg Borchert, der durch ergiebige Diskussionen und Anregungen meine Arbeit begleitete und mich zu dieser Thematik im Rahmen des Studiums inspirierte. Herrn Mark Hasenbeck danke ich für die Diskussionen über die kleinen und großen Klippen der Modellierung in Matlab. Der Firma BET danke ich für die großzügige Schaffung von Freiräumen zur Fertigstellung dieser Arbeit und zur Ermöglichung die gewonnen Erkenntnisse in der Praxis anzuwenden.

Nicht zuletzt danke ich ganz herzlich meiner Frau Britta und unserer Tochter Malina Carlotta für die große Geduld und Unterstützung sowie auch meinen Eltern für ihre Unterstützung und ihr fortwährendes Interesse.

Aachen, im Juli 2009 Ralf Schemm

Abstract

The approach examines investment decisions in power generation technologies and the resulting power price in the year 2040 with the help of a stochastic bid-based spotmodel. The decision process is based on the modern portfolio theory, whereby decisions under uncertainty are made by considering the trade off (optimization) between the mean and risk parameters of the portfolio return in an utility function. The focus of this analysis is on the parameters and the degree of technological diversification of the optimal portfolio decision and their dependence on the risk aversion of the investors. Finally the sensitivity of the investment decision is examined in dependence of changes in the regulatory frameworks.

Keywords: power market, portfolio theory, uncertainty, spot market model

Zusammenfassung

Der Modellansatz dieser Arbeit untersucht das Investitionsverhalten in Stromerzeugungstechnologien und den daraus resultierenden Strompreis im Jahr 2040 mit Hilfe eines stochastisch fundamentalen Gleichgewichtsmodells. Hierbei wird der Ansatz der modernen Portfoliotheorie verwendet, nachdem Entscheidungen unter Unsicherheit durch Abwägung von Erwartungswert und Risiko der Rendite eines Portfolios anhand einer Nutzenfunktion optimiert werden. Hauptanalyse sind die Parameter und der technologische Diversifikationsgrad der optimalen Portfolioentscheidungen und dessen Abhängigkeit vom Risikoaversionsgrad des Investors. Abschließend wird die Sensitivität der Investitionsentscheidung von der Veränderung der politischen Rahmenbedingungen und der Fördermaßnahmen für regenerative Energien analysiert.

Schlagwörter: Energiewirtschaft, Strommarkt, Portfoliotheorie, Investition, Unsicherheit, Spotmarktmodell

Abkürzungsverzeichnis

aCaes	adiabatisches Druckluftspeicherkraftwerk
AIC	Akaike Information Criterion
AR	Auto-Regressiv
ARCH	autoregressive conditional heteroscedasticity
BIC	Bayesian Information Criterion
BK	konventionelle Braunkohlekraftwerke
BK-CCS	Braunkohlekraftwerke mit CCS-Technologie
BOS	Balance of System
CCS	Carbon Capture and Storage
CDM	Clean Development Mechanismen
CO_2	Kohlendioxid
CVaR	Conditional Value at Risk
E	Erwartungswert
EEG	Erneuerbare Energien Einspeisegesetz/Vergütungssatz
EEX	European Energy Exchange
EK	Eigenkapital
ETS	European Emission Trading System
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FK	Fremdkapital
GARCH	generalized autoregressive conditional heteroscedasticity
GuD Gas	Gas und Dampf Gaskraftwerk
GT	Gasturbine
GVK	Grenzvermeidungskostenkurve
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
JI	Joint Implementation
KWp	Kilowatt-Peak

KWP	Kraftwerkspark
M	Menge
MA	Moving Average
MW	Megawatt
NF	Nachfrage
pdf	propability density function
P	Preis
PV_A	Photovoltaik in Nordafrika
PV_D	Photovoltaik in Deutschland
R	Rendite
SK	konventionelle Steinkohlekraftwerke
SK-CCS	Steinkohlekraftwerke mit CCS-Technologie
SP	Druckluftspeichersysteme
Sz	Szenario
t	Zeitstempel
TWh	Terawattstunden
VaR	Value at Risk
WACC	Weighted average cost of capital
ST_A	Solarthermische Anlagen in Nordafrika
WI_OFF	Offshorewindstandorte
WI_ON	Küstennahe Windstandorte
WI_ON_II	Binnenland Windstandorte

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung **1**

1.1 Ziele der Arbeit . . . 3

1.2 Einordnung der verwendeten Methodik . . . 5

1.2.1 Einordnung des verwendeten Bewertungsprinzips . . . 5

1.2.2 Einordnung der verwendeten Marktmodellierung . . . 10

1.3 Aufbau der Arbeit . . . 14

2 Modellaufbau **17**

2.1 Spotmarktmodellierung . . . 17

2.1.1 Empirische Analyse der Spotpreise . . . 17

2.1.2 Überblick der verschiedenen Spotmarktmodellierungsansätze . . . 19

2.1.3 Modellierungsansatz in dieser Arbeit . . . 23

2.2 Modellierung der unsicheren Eingangsgrößen . . . 29

2.2.1 Modellierung der Last . . . 29

2.2.2 Modellierung der Solarstrahlung . . . 39

2.2.3 Modellierung der Windgeschwindigkeit . . . 57

2.2.4 Modellierung der Brennstoffpreise . . . 64

2.2.5 Modellierung der Revisionen und Kraftwerksausfälle . . . 70

2.3 Modellierung der Investitionsentscheidungen . . . 71

2.4 Modellierung der Instrumente zur Abbildung politischer Einflussnahme . . . 85

2.5 Beschreibung des Technologieportfolios und dessen Kostenbestandteile . . . 91

2.5.1 Investitionskosten und Potential Erneuerbarer Technologien . . . 92

2.5.2 Potential, Lernrate und Kostenentwicklung für Photovoltaik . . . 94

2.5.3 Potential und Kostenentwicklung für solarthermische Anlagen . . . 99

2.5.4 Potential, Lernrate und Kostenentwicklung für Windenergie . . . 101

2.5.5 Kostenentwicklung fossiler Kraftwerkstechnologien . . . 104

3 Modellsimulation **109**

3.1 Auswertung des Szenarios EEG . . . 110

3.2 Auswertung des Szenarios SPOT . . . 137

3.3 Auswertung des Szenarios SENS . . . 153

3.3.1 Variation des im Markt zur Verfügung stehenden Gesamtbudgets 154
3.3.2 Variation des CO2-Limits 163
3.4 Auswertung der Szenarioanalyse 167
3.4.1 Szenario A1: Technologischer Fortschritt 168
3.4.2 Szenario A2: Nachfragewachstum & konventionelle Technologieanwendung 173
3.4.3 Szenario B1: Energieeffizienz 179
3.4.4 Szenario B2: Regionalisierung 186
3.4.5 Auswertung des Szenarios ALT 190

4 Zusammenfassung und Ausblick **197**

Abbildungsverzeichnis

1.1 Einteilung von Bewertungsprinzipien 5
1.2 Typisierung von Risiken für Investitionen in Energieversorgungseinheiten 6
1.3 Überblick des Modellaufbaus 14

2.1 Historischer Verlauf der Spotpreise (Tagesbase) 2001-2005 17
2.2 Typische Tageslast im Winter und im Sommer 18
2.3 Stundenrelationen der Preise eines Sommer- und Wintertages 18
2.4 Box Plot der einzelnen Stundenspotpreise 19
2.5 Wirkungsweise des Gleichgewichtsmodells mit regenerativer Einspeisung 23
2.6 Anzahl der verwendeten stochastischen Größen im Modell 24
2.7 Schematische Darstellung der Angebotsfunktion 25
2.8 Darstellung der Preisdauerlinie 26
2.9 Funktionsweise der Speichernutzung 27
2.10 Jahresverlauf der stundenscharfen Last im Jahr 2003 29
2.11 Boxplot der Intratagesverläufe im Winter- und Sommerhalbjahr 29
2.12 Saison und Residuum der Last 30
2.13 Funktionsweise der Principle Component Analysis (PCA) 31
2.14 Darstellung der Principal Components (PC) 31
2.15 Verlauf der Faktorladung der Last 32
2.16 Temperaturabhängigkeit der Last 32
2.17 Varianz und normiertes Residuum der ersten Faktorladung 33
2.18 Jahresverlauf der täglichen mittleren Temperatur 34
2.19 Saison der ersten Faktorladungen des Temperaturprozesses 34
2.20 Auto- und die partielle Autokorrelationsfunktion I 35
2.21 Auto- und die partielle Autokorrelationsfunktion II 35
2.22 Kalibrierungsergebnis des Residuums des Temperaturprozesses 36
2.23 QQ-Plot der normierten Residuen mit der Standardnormalverteilung 36
2.24 Verlauf der extraterrestrischen Strahlungsleistung 39
2.25 Verlauf der Globalstrahlung in Marokko 40
2.26 Verlauf der Direktstrahlung in Marokko 41
2.27 Verlauf der Diffusstrahlung in Marokko 41
2.28 Verlauf des täglichen Bewölkungsgrades in Marokko 41

2.29 Verlauf der stündlichen Globalstrahlung in Deutschland 42
2.30 Verlauf der stündlichen Direktstrahlung in Deutschland 42
2.31 Verlauf der stündlichen Diffusstrahlung in Deutschland 42
2.32 Modellierung der horizontalen Globalstrahlung in Marokko 43
2.33 Modellierung der horizontalen Globalstrahlung in Deutschland 44
2.34 Modellierung der Strahlungsanteile auf die geneigte Fläche 44
2.35 Verlauf des Sonnenwinkels und der Globalstrahlung bei wolkenlosem Himmel . . 46
2.36 Verlauf der ungestörten Strahlungsanteile 46
2.37 Verlauf des täglichen Bedeckungsgrades in Marokko 47
2.38 Verlauf der Wahrscheinlichkeitsfunktionen 47
2.39 Verlauf der Volatilitätsfunktion 48
2.40 Simulierter und realer Verlauf der täglichen Globalstrahlungssumme 49
2.41 Saison und Residuum der täglichen Globalstrahlungssumme in Deutschland . . . 50
2.42 QQ-Plot des normierten Residuums mit der Standardnormalverteilung 51
2.43 Simulation und realer Datensatz des Tagessummenglobalstrahlungsverlaufs 51
2.44 Realer und ungestörter Verlauf der Globalstrahlung in Nordafrika 52
2.45 Funktionaler Aufbau einer solarthermischen Anlage 55
2.46 Verlauf der solarthermisch erzeugten Einspeisung 56
2.47 Jahresverlauf der Windgeschwindigkeit Onshore 57
2.48 Saison des Tages und des Jahres der einzelnen Stundenprozesse 57
2.49 Boxplot der einzelnen Stunden im Winter- und Sommerhalbjahr 58
2.50 Jahresverlauf der Offshore-Windgeschwindigkeit 58
2.51 Saison der Windgeschwindigkeit Onshore 60
2.52 Saison der Windgeschwindigkeit Offshore 60
2.53 Auto- und partielle Autokorrelationsfunktion Offshore 61
2.54 Parametrierung der standardisierten Zeitreihe Offshore 61
2.55 Jahresverlauf der Windgeschwindigkeit Onshore 62
2.56 Leistungskennlinie E82 für Onshorebereiche 63
2.57 Windgeschwindigkeitsverlauf Offshore 63
2.58 Leistungskennlinie der 5M für Offshorebereiche 63
2.59 Langfristiger Brennstoffpreisverlauf 64
2.60 Ölpreisverlauf von 1985 - 2006 65
2.61 Historische Entwicklung des CO2 -Preises für 2008 von 04.11.05 bis 01.04.08 . . . 65
2.62 Verlauf der monatlichen Importpreise für Steinkohle 65
2.63 Verlauf des API II Terminmarktprodukt Y2009 66
2.64 Verlauf des „Day ahead“ TTF-Gaspreises von 2004 - 2009 66
2.65 Modellierte Saison der Gaspreisrelation 67
2.66 Geplante Revision der fossilen Technologien 70
2.67 Schematische Darstellung der Investitionsentscheidung 71
2.68 Darstellung der Technologiealternativen für die Portfoliozusammenstellung 71

2.69 Berechnung der optimalen Portfoliozusammenstellung 77
2.70 Darstellung der Kennzahlen VaR und CVaR 79
2.71 Darstellung der Modellierung der Investitionsentscheidung 83
2.72 Zyklus der Investitionstätigkeit 84
2.73 Verlauf des Atomausstieges in Deutschland 85
2.74 Einteilung verschiedener Fördermaßnahmen regenerativer Technologien 86
2.75 Mechanismus der EEG-Vergütungssatzanpassung 87
2.76 Mechnismus der erwarteten CO2-Preisbestimmung I 89
2.77 Mechnismus der erwarteten CO2-Preisbestimmung II 90
2.78 Überblick des Technologieportfolios 91
2.79 Zusammenhang zwischen Lerninvestitionen und Break-Even-Punkt 93
2.80 Vorgehensweise zur Bestimmung zukünftiger Investitionskosten 93
2.81 Verschiedene Ebenen des Potentialbegriffs 94
2.82 Entwicklung des deutschen PV Marktes 96
2.83 Entwicklung des weltweiten PV Marktes 96
2.84 Entwicklung der Modulpreise in Deutschland und Japan zwischen 1992 und 2005 97
2.85 Direkte Normalstrahlung in der Modellregion Nordafrika 99
2.86 Entwicklung der Nutzung der Windenergie in Deutschland 101
2.87 Entwicklung der weltweiten Nutzung der Windenergie 102
2.88 Lernkurve der Windanlagen 102
2.89 Szenarien der Kostenentwicklung von Offshore-Windkraftanlagen 103
2.90 Schematische Darstellung des IGGC-Prozesses 105
2.91 Entwicklung der Wirkungsgrade einzelner Technologiesegmente 106
2.92 Investitionskosten und Annuität der Speicher 108
2.93 Dimensionierung und Gesamtkosten einer Speichereinheit 108

3.1 Simulation EEG 2040: Einzelanlagen und Effizienzlinie im Rendite Risikoraum . 110
3.2 Simulation EEG 2040: Portfoliogewichte und Investitionsentscheidungen 114
3.3 Simulation EEG 2040: Einflussvariablen auf die Knappheitsrente 115
3.4 Simulation EEG 2040: Histogramm der Brennstoffpreise der fossilen Technologien 116
3.5 Simulation EEG 2040: Histogramm der Grenzkosten der fossilen Technologien . . 117
3.6 Simulation EEG 2040: jährliche Grenzkosten der fossilen Technologien 117
3.7 Simulation EEG 2040: Vergleich zwischen Grenzkosten und Spotpreis 118
3.8 Simulation EEG 2040: jährliche Renditen der fossilen Technologien 119
3.9 Simulation EEG 2040: Szenario der Einspeisung über ein Jahr 121
3.10 Simulation EEG 2040: Szenario der Einspeisung über einen Ausschnitt im Jahr . 122
3.11 Simulation EEG 2040: Erwartungswert der Einspeisung 123
3.12 Simulation EEG 2040: Dauerlinie des Erwartungswertes der reg. Einspeisung . . 123
3.13 Simulation EEG 2040: Szenario der Nachfrage über ein Jahr 124
3.14 Simulation EEG 2040: Szenario der Nachfrage über einen Ausschnitt im Jahr . . 124

3.15 Simulation EEG 2040: Histogramm der Nachfrage 125
3.16 Simulation EEG 2040: erwartete Nachfrage ohne Speichereinsatz 126
3.17 Simulation EEG 2040: erwartete Nachfrage mit Speichereinsatz 126
3.18 Simulation EEG 2040: erwartete Nachfrage mit und ohne Speichereinsatz 126
3.19 Simulation EEG 2040: Dauerlinie der erwarteten Nachfrage ohne Speichereinsatz 127
3.20 Simulation EEG 2040: Dauerlinie der erwarteten Nachfrage mit Speichereinsatz . 127
3.21 Simulation EEG 2040: Auswirkung der Speichernutzung auf die Nachfrage 128
3.22 Simulation EEG 2040: Zusammenhang zwischen Speichernutzung und Spotpreis . 128
3.23 Simulation EEG 2040: Auswirkung der Speichernutzung auf den Preis 129
3.24 Simulation EEG 2040: Verlauf der Brennstoffpreise der fossilen Technologien . . . 130
3.25 Simulation EEG 2040: 10 Spotpreisszenarien im Jahresverlauf 130
3.26 Simulation EEG 2040: 10 Spotpreisszenarien im Jahresausschnitt 131
3.27 Simulation EEG 2040: Histogramme der Preise unterschiedlicher Zeiträume . . . 131
3.28 Simulation EEG 2040: Erwartungswert des täglichen Base-Stromspotpreises . . . 132
3.29 Simulation EEG 2040: Erwartungswert des stündlichen Stromspotpreises 132
3.30 Simulation EEG 2040: Histogramm der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten . . . 133
3.31 Simulation EEG 2040: Histogramm der Vergütung regenerativer Energien 134
3.32 Simulation EEG 2040: Spezifische Kosten regenerativer Technologien 135
3.33 Simulation EEG 2040: Verteilung der Ausgaben durch die EEG-Förderung 136
3.34 Simulation SPOT 2040: Einzelanlagen und Effizienzlinie im Rendite Risikoraum . 137
3.35 Simulation SPOT 2040: spezifische Renditen der regenerativen Technologien . . . 139
3.36 Simulation SPOT 2040: spezifische Kosten der regenerativen Technologien 140
3.37 Simulation SPOT 2040: Rückkopplung zwischen Spotpreis und reg. Einspeisung . 140
3.38 Simulation SPOT 2040: Entwicklung des Gleichgewichtszustandes 141
3.39 Simulation SPOT 2040: Portfoliogewichte und Investitionsentscheidungen 142
3.40 Simulation SPOT 2040: Szenario der Einspeisung über ein Jahr 144
3.41 Simulation SPOT 2040: Erwartungswert der regenerativen Einspeisung 144
3.42 Simulation SPOT 2040: Szenario der Nachfrage über ein Jahr 145
3.43 Simulation SPOT 2040: Nachfrage ohne und mit Speichernutzung 146
3.44 Simulation SPOT 2040: Zehn Spotpreisszenarien im Jahresverlauf 147
3.45 Simulation SPOT 2040: Zehn Spotpreisszenarien im Jahresausschnitt 147
3.46 Simulation SPOT 2040: Histogramme der Preise unterschiedlicher Zeiträume . . . 148
3.47 Simulation SPOT 2040: Erwartungswert des täglichen Base-Stromspotpreises . . 148
3.48 Simulation SPOT 2040: Erwartungswert des stündlichen Stromspotpreises 149
3.49 Simulation SPOT 2040: Vergleich der Erwartungswerte der Stromspotpreise . . . 149
3.50 SENS +25 % Budget: Lage der Effizienzlinie im EEG-Szenario 154
3.51 SENS +25 % Budget: Zusammensetzung der einzelnen Investitionsentscheidungen 156
3.52 SENS +25 % Budget: Einflussgrößen auf die Festlegung der EEG-Vergütungssätze 156
3.53 SENS +25 % Budget: Lage der Effizienzlinie im EEG-Szenario 157
3.54 SENS +25 % Budget: Parameter der Einzeltechnologien im SPOT-Szenario . . . 157

3.55 SENS +25 % Budget: Wirkungsweise der Erhöhung des Gesamtbudgets I 159
3.56 SENS +25 % Budget: Wirkungsweise der Erhöhung des Gesamtbudgets II 159
3.57 SENS +25 % Budget: Wirkungsweise der Erhöhung des Gesamtbudgets III . . . 160
3.58 SENS +25 % Budget: Wirkungsweise der Erhöhung des Gesamtbudgets IV . . . 161
3.59 SENS +25 % Budget: Vergleich der Spotpreise im SPOT-Szenario 161
3.60 SENS -25 % CO2 Limit: Parameter der Einzeltechnologien im CO2-Szenario . . . 163
3.61 SENS -25 % CO2 Limit: Effizienzlinie und Einzelanlagen 165
3.62 SENS -25 % CO2 Limit: Parameter der Einzeltechnologien im CO2-Szenario . . . 165
3.63 SENS -25 % CO2 Limit: Investitionsanteile pro Investorklasse im EEG-Szenario . 166
3.64 Szenario A1: Effizienzlinie im Vergleich zum EEG-Referenzszenario 168
3.65 Szenario A1: Zusammensetzung der Portfolioentscheidungen 170
3.66 Szenario A1: zehn Simulationen der Spotpreise 170
3.67 Szenario A1: Vergleich der Erwartungswerte der Spotpreise 171
3.68 Szenario A2: Effizienzlinie im Vergleich zum EEG-Referenzszenario 173
3.69 Szenario A2: Wirkungsweise der Veränderung der Angebotsfunktion 174
3.70 Szenario A2: Wirkungsweise der Erhöhung der Investitionskosten von Speicher . . 175
3.71 Szenario A2: Zusammensetzung der Portfolioentscheidungen 176
3.72 Szenario A2: Zusammenhang zwischen Lasthöhe und Investitionsbedingung . . . 176
3.73 Szenario A2: zehn Simulationen des Spotpreises 177
3.74 Szenario A2: Vergleich der Erwartungswerte des Spotpreises 177
3.75 Szenario B1: Effizienzlinie im Vergleich zum EEG-Referenzszenario 180
3.76 Szenario B1: Zusammensetzung der Portfolioentscheidungen 180
3.77 Szenario B1: Szenario der Nachfrage am Spotmarkt im Szenario B1 182
3.78 Szenario B1: Parameter der Nachfrage am Spotmarkt im Szenario B1 183
3.79 Szenario B1: zehn Simulationen des Spotpreises 183
3.80 Szenario B1: Vergleich der Erwartungswerte des Spotpreises 184
3.81 Szenario B1: Histogramm des Spotpreises 184
3.82 Szenario B2: Effizienzlinie im Vergleich zum EEG-Referenzszenario 187
3.83 Szenario B2: Zusammensetzung der Portfolioentscheidungen 187
3.84 Szenario B2: Vergleich der Rendite von BK-CCS zu anderen Technologien 188
3.85 Szenario B2: zehn Simulationen des Spotpreises 188
3.86 Szenario B2: Vergleich der Erwartungswerte des Spotpreises 188
3.87 Szenario ALT: Marktmechanismus Spot- und Zertifikatemarkt 190
3.88 Szenario ALT: Modellierungsansatz 192
3.89 Szenario ALT: installierte Kapazität im ALT-Szenario 192
3.90 Szenario ALT: Portfoliobestanteile und Investorzusammensetzung 193
3.91 Szenario ALT: Erwartungswert der Spotpreise im Vergleich zum EEG- Szenario . 193
3.92 Szenario ALT: Verteilung der Spotpreise im Vergleich zum EEG- Szenario 194

Tabellenverzeichnis

2.1 Parameter des Lastprozesses . . . 33
2.2 Saisonparameter der Temperatur . . . 34
2.3 Parameter des Temperaturprozesses . . . 36
2.4 Prognosen des Bruttostromverbrauchs bis zum Jahr 2030 . . . 37
2.5 Entwicklung der Jahressummenlast . . . 38
2.6 Parameter des Regime-Switching-Prozesses . . . 48
2.7 Parameter der Saisonfunktion . . . 50
2.8 Parameter des Modells zur Simulation des Residuums . . . 51
2.9 Parameter zur Bestimmung der Strahlungsanteile . . . 53
2.10 Wirkungsgrade der Komponenten einer solarthermischen Anlage . . . 55
2.11 Komponenten einer solarthermischen Anlage . . . 55
2.12 Parameter des Onshoremodells . . . 61
2.13 Parameter des Offshoremodells . . . 61
2.14 Futurenotierung BEB an der EEX . . . 66
2.15 Entwicklung der erwarteten Preise der Energieträger . . . 68
2.16 Korrelation und Standardabweichung des durchschnittlichen Jahrespreises . . . 68
2.17 Parameter zur wirtschaftlichen Bestimmung der kurzfristigen Fahrweise . . . 72
2.18 Parameter zur wirtschaftlichen Bestimmung eines Stillstandes . . . 73
2.19 Planwert der Kapazitäten EEG- geförderter Technologien im EEG-REF-Szenario 88
2.20 Potential der Photovoltaik . . . 95
2.21 Szenarien des weltweiten Ausbaus der Photovoltaik . . . 97
2.22 Parameter der Annuitätenberechnung für Photovoltaikanlagen . . . 98
2.23 Szenarien der Kostenentwicklung von Photovoltaiksystemen > 10KWp . . . 98
2.24 Mengenprojektion und Lernrate solarthermischer Anlagen . . . 100
2.25 Spezifische Kosten solarthermischer Anlagen . . . 100
2.26 Annuität solarthermischer Anlagen . . . 100
2.27 Potential der Windenergie . . . 101
2.28 Parameter der Annuitätenberechnung für Windkraftanlagen . . . 103
2.29 Szenarien der Kostenentwicklung von Onshore-Windkraftanlagen . . . 103
2.30 Parameter der Annuitätenberechnung fossiler Technologien . . . 104
2.31 Annuitätenberechnung für Investitionen konv. fossiler Technologien . . . 104

2.32 Jährliche Gesamtkosten der CCS-Technologien . . . 105
2.33 Variabilität der Investitionskosten der Technologien . . . 106
2.34 Verwendete Wirkungsgrade im Jahr 2040 . . . 106
2.35 Variable Kosten der fossilen Technologien . . . 107
2.36 CO2-Intensität der Energieträgern . . . 107
2.37 Erwartete Grenzkosten der fossilen Investitionsalternativen . . . 107

3.1 Simulation EEG 2040: Erwartungswert und Risikomaß der Einzelanlagen . . . 111
3.2 Simulation EEG 2040: Parameter der Brennstoffpreise . . . 111
3.3 Simulation EEG 2040: Parameter der Grenzkosten fossiler Technologien . . . 111
3.4 Simulation EEG 2040: Parameter der Investitionsentscheidung . . . 113
3.5 Simulation EEG 2040: Parameter der regenerativen Einspeisung . . . 115
3.6 Simulation EEG 2040: installierte Kapazitäten im Steady State . . . 120
3.7 Simulation EEG 2040: Parameter der regenerativen Einspeisung . . . 123
3.8 Simulation EEG 2040: Parameter der Nachfrage . . . 125
3.9 Simulation EEG 2040: Parameter des Jahresbasepreises . . . 131
3.10 Simulation EEG 2040: Volkswirtschaftliche Gesamtkosten . . . 133
3.11 Simulation EEG 2040: Parameter der CO2-Emissionen . . . 133
3.12 Simulation EEG 2040: Kosten der EEG-Vergütung . . . 134
3.13 Simulation EEG 2040: Parameter der Vergütung regenerativer Energien . . . 135
3.14 Simulation EEG 2040: Parameter der Risikoprämie in der EEG-Vergütung . . . 135
3.15 Simulation SPOT 2040: Parameter der Investitionsentscheidung . . . 138
3.16 Simulation SPOT 2040: Erwartungswert und Risikomaß der Einzelanlagen . . . 138
3.17 Simulation SPOT 2040: installierte Kapazitäten im Steady State . . . 142
3.18 Simulation SPOT 2040: Vergleich der Ausnutzung einzelner Technologien . . . 143
3.19 Simulation SPOT 2040: Parameter der regenerativen Einspeisung . . . 145
3.20 Simulation SPOT 2040: Parameter der Nachfrage . . . 146
3.21 Simulation SPOT 2040: Parameter des Spotmarktes . . . 148
3.22 Simulation SPOT 2040: Parameter der Gesamtkosten des Energiebezuges . . . 150
3.23 Simulation SPOT 2040: Parameter der CO2-Emissionen . . . 150
3.24 SENS +25%: Variation der Modellparameter . . . 153
3.25 SENS +25 % Budget: Parameter der Einzeltechnologien im EEG-Szenario . . . 155
3.26 SENS +25 % Budget: Veränderung des Nutzens im EEG-Szenario . . . 155
3.27 SENS +25 % Budget: Kapazität pro Technologie im EEG-Szenario . . . 155
3.28 SENS +25 % Budget: Veränderung des Nutzens im SPOT-Szenario . . . 158
3.29 SENS +25 % Budget: Kapazität pro Technologie im SPOT-Szenario . . . 158
3.30 SENS +25 % Budget: Gesamtkosten der Nachfrage . . . 161
3.31 SENS -25 % CO2 Limit: Effizienzlinie und Einzelanlagen . . . 163
3.32 SENS -25 % CO2 Limit: Investitionsanteile pro Investorklasse . . . 164
3.33 SENS -25 % CO2 Limit: Kapazität pro Technologie im EEG-Szenario . . . 164

3.34 SENS -25 % CO2 Limit: Kapazität pro Technologie im SPOT-Szenario 166
3.35 SENS -25 % CO2 Limit: Gesamtkosten der Nachfrage 166
3.36 Szenarioanalyse: Überblick über die Variation der Modellparameter 167
3.37 Szenario A1: Parametereinstellung im Vergleich zum Referenzszenario 168
3.38 Szenario A1: Parameter der EEG-Fördersätze im Vergleich zum Referenzszenario 169
3.39 Szenario A1: Parameter der Einzeltechnologien 169
3.40 Szenario A1: Zusammensetzung der Portfolioentscheidungen 169
3.41 Szenario A1: Parameter der Spotpreise 171
3.42 Szenario A1: Kosten der Nachfrage am Spotmarkt 171
3.43 Szenario A1: Parameter der CO2-Emissionen 172
3.44 Szenario A2: Parametervariation im Szenario A2 173
3.45 Szenario A2: Parameter der Einzeltechnologien 174
3.46 Szenario A2: Kapazitäten der einzelnen Technologien 174
3.47 Szenario A2: Parameter der Spotpreise 177
3.48 Szenario A2: Parameter der CO2-Emissionen 178
3.49 Szenario B1: Parametervariation Brennstoffvolatilität und Erwartungswert 179
3.50 Szenario B1: Parametervariation CO2-Limit und Lastentwicklung 179
3.51 Szenario B1: Zusammensetzung der Portfolioentscheidungen 179
3.52 Szenario B1: Parameter der Einzeltechnologien 181
3.53 Szenario B1: Parameter der durchschnittlichen Grenzkosten pro Szenario 181
3.54 Szenario B1: Parameter der regenerativen Einspeisung 183
3.55 Szenario B1: Parameter der Spotpreise 184
3.56 Szenario B1: Kosten der Nachfrage am Spotmarkt 185
3.57 Szenario B1: Parameter der CO2-Emissionen 185
3.58 Szenario B2: Parametervariation Brennstoffpreise 186
3.59 Szenario B2: Parameter der Einzeltechnologien 186
3.60 Szenario B2: Zusammensetzung der Portfolioentscheidungen 186
3.61 Szenario B2: Parameter der Spotpreise 189
3.62 Szenario B2: Kosten der Nachfrage am Spotmarkt 189
3.63 Szenario B2: Parameter der CO2-Emissionen 189
3.64 Szenario ALT: Gesamtkosten des Energiesystems im Vergleich zum EEG-Szenario 194
3.65 Szenario ALT: potentielle Spotvergütung im Vergleich zum EEG-Szenario 194

Kapitel 1

Einleitung

Die Stromversorgung war vor der Liberalisierung des deutschen Strommarktes 1998 durch Demarkations- und Konzessionsverträge gekennzeichnet. Diese sahen ein Alleinversorgungsmonopol für das jeweilige örtliche Energieversorgungsunternehmen (EVU) vor. Im Gegenzug wurde das EVU zum Anschluss und zur Versorgung aller darin befindlichen Kunden verpflichtet. Investitionen hatten den primären Auftrag, die Versorgungssicherheit innerhalb des Gebietsmonopols zu den geringsten Gesamtkosten zu gewährleisten.
Die Preisfestlegung wurde durch eine Kosten-Zuschlags-Regulierung überwacht. Dadurch waren die mit einer Investition in Erzeugungskapazitäten verbundenen finanziellen Risiken in Form von Investitions- und Betriebskostenunsicherheit im Allgemeinen durch Umlage auf die Endverbraucherpreise an die Endkunden übertragbar. Wenn sich die Investitions- oder Betriebskosten des Anlageparks erhöhten, wurden die Endverbraucherpreise entsprechend angepasst. Die Zusammensetzung des investierten Kraftwerksportfolios wurde überwiegend durch die zeitliche Struktur der Nachfrage und dem Verhältnis aus Kapital- und Betriebskosten der einzelnen Erzeugungstechnologien bestimmt (Grundlast-, Mittellast-, Spitzenlastabdeckung). Hauptrisikoquellen stellten technische Risiken und die Versorgungssicherheit dar. Die Investitionstätigkeit war weniger durch die Diversivikation finanzieller Risiken motiviert, da Bezugs- und Absatzpreise meist durch langfristige Verträge fixiert waren.
Seit Beginn der neunziger Jahre ist die deutsche ordnungspolitische Rahmenstellung für die Energieversorgung von unterschiedlichen Leitlinien und Gesetzen geprägt. Mit der Umsetzung der Binnenmarktrechtlinien 96/92 EG und 2003/54/EG sowie der Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) 1998 und dem damit verbundenen Wegfall von Demarkationsverträgen, wurden die Austauschbeziehungen von Nachfrage und Angebot zunehmend über die Stufen der Energiegroßhandelsmärkte und deren Preisfestlegungsverfahren gesteuert. Der sich in diesem Zusammenhang entwickelnde deutsche börsliche Spot- und Terminhandel an der European Energy Exchange (EEX) schafft durch die Zusammenführung von Angebot und Nachfrage eine zeitlich variable Preisfestlegung für Elektrizität. Er überlässt die dabei zum Einsatz kommenden Erzeugungstechnologien den Marktkräften.[1]

[1] Marktregeln siehe: [EEX 05].

Die Investitionsentscheidung/-tätigkeit der Unternehmen wird in einem liberalisierten Marktumfeld nicht mehr von Kostenbetrachtungen, sondern von am Markt erwirtschaftbaren Renditen dominiert. Die Preishöhe der einzelnen Märkte dient dazu, in wettbewerblich organisierten Märkten Investitionssignale auszustrahlen [IEA 05]. Damit Investitionen bei den Marktteilnehmern ausgeübt werden können, ist aber nicht nur die derzeitige, sondern auch die zukünftig antizipierte Wirtschaftlichkeit der Investitionsobjekte zu betrachten. Die Verarbeitung von Risiken in diesem Entscheidungsprozess in Form von unsicheren zukünftigen Marktpreisen/Einsatzkosten stellt dabei die Herausforderung für die Marktteilnehmer dar.[2]

Auf der anderen Seite versucht die Politik zur Verwirklichung gesellschaftlicher Zielvorgaben, die unter freier Wirkungsweise des Marktes nicht erreichbar wären, die Investitionsbedingungen und deren zugrunde liegenden Unsicherheiten mit einer Reihe ordnungspolitischer Eingriffe zu beeinflussen [BMW 08]. Umweltpolitische Zielvorstellungen, wie die Gestaltung eines CO2-ärmeren Kraftwerksparks und die Verringerung der Versorgungsabhängigkeit von ausländischen fossilen Brennstoffen, stehen neben der Wirtschaftlichkeit im Fokus der Überlegung (ebd.). Hierbei werden u. a. ökonomische Instrumente wie der CO2-Emissionshandel und die fixe Einspeisevergütung in Form des Erneuerbaren Energiegesetzes (EEG) eingesetzt [Bun 04], [BGB 04]. Diese Instrumente beeinflussen direkt bzw. indirekt die Kapitalrentabilitätsrisiken der Investitionsalternativen.

Mit dem Emissionshandel (ETS) wird versucht, die externen Effekte fossil erzeugter Energie in Form von klimabeeinflussenden CO2-Emissionen marktkonform über einen Cap-and-Trade-Mechanismus zu ökonomisieren und damit die europäischen Verpflichtungen des Kyoto-Protokolls zu erfüllen [Bun 04]. Damit verbunden ist die Schaffung eines Marktes für Handel und Preisfestlegung der CO2-Zertifikate. Der variable und bzgl. seiner zukünftigen Entwicklung unter Unsicherheit stehende Preis für CO2 wirkt als weiterer Risikofaktor neben den sonstigen Brennstoffeinsatzkosten auf die Grenzkosten und damit auf die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der fossilen Investitionsalternativen ein. Langfristig sollen die Emissionen bis zum Jahr 2020 um 30 bis 40 % gegenüber 1990 sinken. Für die Allokationsperiode 2008 bis 2012 sind in diesem Zusammenhang für die im Emissionshandel erfassten Anlagen Berechtigungen in Höhe von 451 Mio. t vorgesehen. Gegenüber der in der Basisperiode 2000 bis 2002 erfassten durchschnittlichen Emissionen von 493,4 Mio. t bedeutet dies eine Reduktion von 8,5 % [BMU 06b].

Ziel des novellierten EEG vom 21.07.2004 ist, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung auf mindestens 12,5 % bis zum Jahr 2010 und auf mindestens 20 % bis zum Jahr 2020 und darüber hinaus zu steigern [BMU 06]. Wesentlicher Bestandteil zur Zielerreichung des Gesetzes ist eine garantierte und nach Technologiearten gestaffelte fixe Einspeisevergütung. Die Abnahme und Umlage auf die Endkundenversorger des in diesem Zusammenhang erzeugten Stroms wird durch die Übertragungsnetzbetreiber gewährleistet [BGB 04]. Mit Hilfe des EEGs

[2] Der Forward-/Futuremarkt ist aufgrund seiner geringen Markttiefe (zurzeit werden die nächsten drei Jahre auf Termin liquide gehandelt) nur eine unbefriedigende Approximation zur Darstellung der Wirtschaftlichkeit von Erzeugungstechnologien, die über einen Zeitraum von bis zu 20 Jahren abgeschrieben werden. Daneben können die damit verbundenen Spotmarktrisiken nur ungenügend ex ante bzw. bei Investitionsentscheidung gehedged werden. Theoretische Überlegungen zum Hedging von Kraftwerken mit Optionen finden sich in [Oum u. a. 05].

erfolgt eine Ausschaltung des Preisrisikos in Form unsicherer Vergütungssätze am Spotmarkt für regenerative Technologien. Im Resultat verbleiben nur die Mengenrisiken bei der Vermarktung. Damit wird der marktlich organisierte Austausch von Elektrizität überwiegend auf die Nutzung fossiler und nuklearer Brennstoffe beschränkt. Diese dominieren derzeit mit einer installierten Bruttostromerzeugungskapazität in Höhe von rund 121.000 MW den Kraftwerkspark und wurden in der Mehrzahl in den 1970er bis 1980er Jahren errichtet. Es wird deshalb damit gerechnet, dass in den kommenden Jahren und Jahrzehnten altersbedingt und zur Umsetzung des Atomkonsenses zahlreiche Kraftwerke außer Betrieb gehen [BGB 02]. Der Ersatzbedarf liegt bei etwa 60.000 MW bis zum Jahre 2020 [Voe u. a. 04].

1.1 Ziele der Arbeit

Kernelement der Arbeit ist die Erstellung/Untersuchung eines Modells zur Abbildung von Investitionsentscheidungen in Stromerzeugungstechnologien unter Unsicherheit. Dabei sollen die besonderen Charakteristika der einzelnen Technologien in Form von unterschiedlichen Flexibilitätsgraden und deren spezifischen Abhängigkeit von den zugrunde liegenden Risikoquellen in einem Entscheidungsprozess verarbeitet werden. Daneben sollen die Auswirkung eines verstärkten Einsatzes von regenerativen Energiequellen in der Energieversorgung auf die Strompreisdynamik in liberalisierten Märkten untersucht werden. Als methodisches Konstrukt der Entscheidungsfindung wird die moderne Portfoliotheorie angewendet. Das Ziel der Untersuchung kann anhand der drei folgenden Dimensionen aufgezeigt werden:

- *Perspektive des individuellen Investors*

Im Vordergrund der mikroökonomischen Betrachtung steht die Frage, wie Investitionsentscheidungen eines Individuums in einem liberalisierten Marktumfeld anhand geeigneter Entscheidungsgrößen modelliert werden können. Die Verarbeitung von Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Ausprägung der wertbestimmenden Komponenten der einzelnen Technologien steht im Fokus des Entscheidungskonzeptes. Hierbei sollen die Wechselwirkungen der resultierenden Renditeverteilungen der Technologien im Portfolio des jeweiligen Investors untersucht werden. Wesentlicher Modelloutput auf unternehmerischer Ebene ist dabei die Darstellung des Diversifikationsgrades einzelner Investitionsentscheidungen und die Abhängigkeit der Entscheidung vom Risikoaversionsgrad des Investors. Die Höhe des Effizienzgewinns der Portfolioentscheidung gegenüber Einzelbewertungen, in Hinblick auf die Entscheidungsgrößen Erwartungswert und Risikomaß der Rendite, stellt den quantifizierbaren Output der Diversifikation dar. Daneben soll analysiert werden, welche Anlage-Kombinationen von Investoren bevorzugt werden und wie robust Portfolioentscheidungen gegenüber Veränderungen einzelner Parameter der Risikofaktoren sind. Die Betrachtung des im Jahr 2040 wesentlich erweiterten potentiellen Anlageraumes gegenüber dem Stand 2008 (CCS-Technologien, solarthermische Anlagen sowie Druckluftspeicher) erlaubt zudem eine grundlegende Abschätzung der Wettbewerbsfähigkeit dieser „neuen Technologien“. Zusam-

menfassend können aus diesen Aussagen investorspezifische Handlungsempfehlungen gewonnen werden, welche Technologieanteile in welcher Höhe optimal an die individuelle Risikopräferenz angepasst sind.

- *Perspektive des Marktes*

Auf der makroperspektivischen Ebene soll untersucht werden, wie sich in einem liberalisierten Markt unter idealisierten Bedingungen durch die Informationen des Spotpreises ein Gleichgewichtszustand aus Kraftwerkszu- und -abbauten herstellen kann. Hierbei soll u. a. die Abhängigkeit dieses Gleichgewichtszustandes und der damit verbundenen Größen Spotpreisverteilung und resultierender Kraftwerkspark von der am Markt agierenden Investorenzusammensetzung und deren Kapitalausstattung analysiert werden. Daneben soll gezeigt werden, wie sich Veränderungen des im Markt vertretenden Grenzrisikoaversionsniveaus über den Spotpreis auf die Renditeverteilung der potentiellen Anlageformen auswirkt. Als weiteres Untersuchungskriterium soll die fundamentale Abhängigkeit der Charakteristika der Spotpreise vom zugrunde liegenden Kraftwerkspark dargestellt werden, da beide Größen interdependente Beziehungen zueinander besitzen. Hierbei soll ermittelt werden, wie der Eintritt neuer Technologien bzw. der weitere Ausbau erneuerbarer Energien auf die Spotpreisverteilung und damit auf die Kostenverteilung der Nachfrage wirkt. Letztendlich soll in Sensitivitätsanalysen die Anfälligkeit der Struktur des Kraftwerksparks und der Spotpreise gegenüber Parametervariationen untersucht werden. Zusammenfassend können konsistente modellendogene Aussagen über die zukünftige Kraftwerksparkentwicklung, den damit verbundenen Spotpreischarakteristika und den ökonomischen Auswirkungen auf die Nachfrage gewonnen werden.

- *Perspektive des Regulators*

Auf der makroperspektivischen Ebene stellt sich zudem die Frage, inwieweit das Leitmotiv der deutschen Energiepolitik (Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit) mit Hilfe der oben beschriebenen Maßnahmen und Gesetze in einem liberalisierten Marktumfeld erreichbar sind. Im Fokus steht hierbei die Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks und dessen Sensitivität gegenüber Änderungen der ordnungspolitischen Rahmengestaltung. Zur Entwicklung von ordnungspolitischen Handlungsempfehlungen ist eine Untersuchung und Modellierung der Interdependenzen zwischen politischer Rahmenstellung, Investitionsentscheidung und dem Stromspotmarkt erforderlich. Hierbei soll analysiert werden, wie sich einzelne Instrumente (EEG-Förderung und CO2-Zertifikatehandel) auf die verschiedenen Unsicherheitsfaktoren und damit auf die Rendite von Investitionsobjekten und letztlich auf die Investitionsentscheidung der einzelnen Investorklassen auswirken. Daneben kann die Auswirkung der politischen Regulierung auf den Markt in Form der Differenzkosten durch den Vergleich der resultierenden volkswirtschaftlichen Gesamtkosten bei verschiedenen EEG-Förderstrategien/-Mengenvorgaben mit einem unbeeinflussten System als Benchmark (ohne EEG-Förderinstrument) untersucht werden. Neben der reinen Kostenbetrachtung können auch die Unterschiede im resultierenden Kraftwerkspark und der resultierenden Investorverteilung sowie deren Portfolioparameter durch die

politische Einflussnahme analysiert werden. Die Modellierung im unbeeinflussten Markt (ohne EEG-Förderinstrument) erlaubt zudem Rückschlüsse darüber, unter welchen Umweltbedingungen heute geförderte EEG-Technologien 2040 konkurrenzfähig sind und damit keine separate Förderung mehr bedürfen.

1.2 Einordnung der verwendeten Methodik

1.2.1 Einordnung des verwendeten Bewertungsprinzips

Die Einordung des in dieser Arbeit verwendeten Bewertungsprinzips zur Entscheidungsformulierung in die einzelnen Stromerzeugungstechnologien lässt sich anhand der Abbildung 1.1 vornehmen.

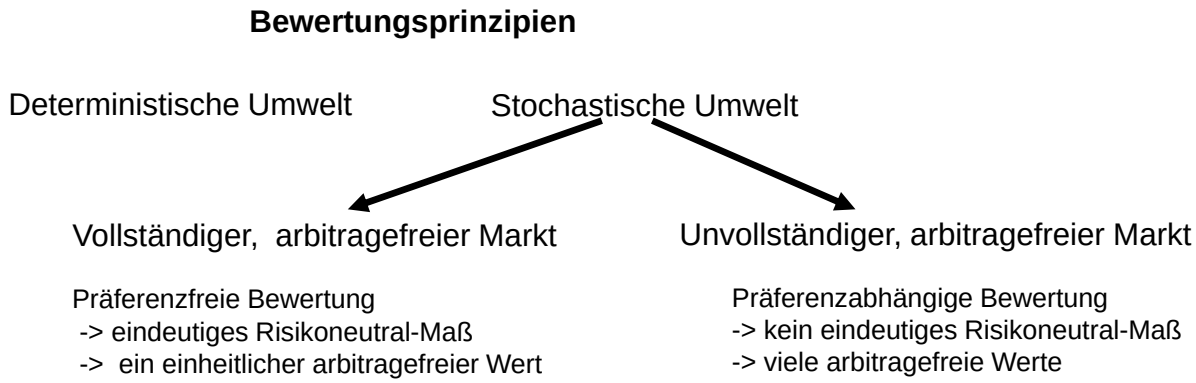


Abbildung 1.1: Einteilung von Bewertungsprinzipien, in Anlehnung an [Cvi/Zap 04].

In der Finanzökonomie haben sich unterschiedliche Bewertungsverfahren für unsichere und sichere Zahlungsströme je nach Marktform etabliert. Stellvertretend für jede Richtung werden folgende Methoden erläutert und auf ihre Anwendbarkeit für die hier behandelte Fragestellung untersucht:

- Net Present Value (NPV)
- Black Scholes Optionsmodell (OP)
- Moderne Portfoliotheorie (MPT)

Ein einfaches Verfahren zur Bewertung von sicheren Zahlungströmen eines Investitionsobjektes in einer deterministischen Umwelt ist die Formulierung des Net Present Value (NPV). Im Ansatz des NPVs werden zur Bestimmung des Wertes eines Investitionsvorhabens die zukünftig erwarteten Cash-Flows (CF) mit einem Zinssatz k diskontiert. Je weiter die Erträge in der Zukunft generiert werden, desto geringer ist ihr abdiskontierter Barwert. Wenn die Differenz aus NPV und Investition positiv ist, erscheint aus Sicht des Investors die Investition vorteilhafter gegenüber

einer Verzinsung des Investitionskapitals mit dem Zinssatz k.

$$NPV = \sum_{i=1}^{n} \frac{E[CF]}{(1+k)^k} \tag{1.1}$$

Cash-Flows von Investitionsentscheidungen sind in der Realität zumeist unsichere Größen, da eine Reihe von Risikofaktoren auf die in der Zukunft liegenden Erträge wirken, deren Ausprägung zum Zeitpunkt der Entscheidung noch unter Unsicherheit steht. Die Risikofaktoren, die ein EVU bei der Investitionsentscheidung zu betrachten hat, können grundsätzlich in unterschiedliche Kategorien unterteilt werden (vgl. Abbildung 1.2).

Technische Risiken:	**Marktpreisrisiken:**	**Mengenrisiken:**
1. Technische Verfügbarkeit	1. Strompreis	1. Nachfrage
2. Technische Lebensdauer	2. Brennstoffpreis	2. Kapazität des Kraftwerkspark
3. Technologische Entwicklung	3. CO2-Preis	3. Einspeisung reg. Kraftwerke
Regulatorische Risiken:	**Kostenrisiken:**	**organisatorische Risiken:**
1. Gesetzesänderungen	1. Investitionskosten	1. Betriebsführung
2. Umweltauflagen	2. Variable Betriebskosten	2. Fehlverhalten
3. Marktgestaltung	3. Fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten	
4. Genehmigung		

Abbildung 1.2: Typisierung von Risiken für Investitionen in Energieversorgungseinheiten, in Anlehnung an [Joo u. a. 05] und [Wie u. a. 08].

Die einzelnen Risikofaktoren können dabei in einem unterschiedlichen Grade präzise monetär über Verteilungen beschrieben werden.[3]

Bei Anwendung des NPV-Verfahrens in einer stochastischen Umwelt wird meist der Zinssatz um eine Risikoprämie angepasst. Die Risikoprämie bringt zum Ausdruck, dass die Realisierungen der Cash Flows unter Unsicherheit stehen und somit gegenüber einer risikolosen Anlage eine höhere erwartete Rendite erwirtschaften müssen, um gleichwertig zu sein. Mit dieser Maßzahl wird versucht, die in Tabelle 1.2 dargestellten Quellen der Unsicherheit in eine einzige Ausprägung zu verdichten.

Die Bestimmung des geeigneten Diskontsatzes k gestaltet sich in der Realität schwierig und wird zum Teil durch die Risikoneigung des Investors vorgegeben. Daneben wird versucht, die Risikoprämie im Rahmen des CAPM-Modells aus den Informationen des Kapitalmarktes abzuleiten [Shar 64]. Der Einsatz dieser Methode zur Analyse der Wirtschaftlichkeit von Windoffshoreanlagen wird u.a. in [Jes/Hir 05] vorgenommen. Im Ansatz von [Roq u. a. 06] wird die NPV mit einer Monte-Carlo-Simulation der stochastischen Einflussgrößen hinterlegt und Erwartungswert sowie Risikomaß aus der Gesamtverteilung der Rendite abgeleitet. Die Risikofaktoren werden als unabhängige einfache normalverteilte Zufallsprozesse dargestellt. Daneben wird der Strompreis modellexogen in seiner Verteilung vorgegeben. In der Untersuchung werden Grundlasttechnologien bzgl. ihrer Wirtschaftlichkeit evaluiert.

[3] Daneben können eine Reihe weiterer nicht primär monetärer oder monetär erfassbarer Gründe vorliegen, welche die Investitionsentscheidung beeinflussen. Hierzu zählen insbesondere Image, soziale Gründe, regionale Besonderheiten, strategische Interessen, die in dieser Untersuchung nicht berücksichtigt werden sollen.

Hauptkritikpunkt der NPV ist, dass sie alleinig den Erwartungswert und das Risiko sehr vereinfacht in Form eines Diskontfaktors in die Betrachtung integriert.[4] Aus diesem Grunde wird mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen versucht, die Variabilität der Entscheidung zu untersuchen, indem mehrere NPVs aus Szenarien für die Cash-Flow-Entwicklung berechnet und verglichen werden. Bei der Sensitivitätsanalyse wird aber keine Aussage über die Eintrittswahrscheinlichkeit der einzelnen Szenarien gemacht. Somit können die einzelnen Ergebnisse nicht in einer Entscheidungsfindung in Beziehung zueinander gesetzt werden. Sie können nur generell die Anfälligkeit der Investition gegenüber Änderungen von Umweltzuständen anzeigen [Kru 05]. Die Form der Verteilung der unsicheren Erträge bleibt bei der Wahl der Risikoprämie unberücksichtigt.[5] Daneben werden unterschiedliche Investitionsmöglichkeiten und deren Risikoquellen nicht in Beziehung zueinander gesetzt. Diversifikation als Möglichkeit der Risikoreduzierung bleibt bei diesem Entscheidungsinstrument somit unberücksichtigt bzw. wird über die Fiktion eines Marktportfolios und dessen Risikodiversifikationsgrads in Form des $\beta - Faktor$ vorgegeben.

Bewertung mit Hilfe risikoneutraler Wahrscheinlichkeitsmaße

Neben der Verwendung von risikoadjustierten Diskontierungsfaktoren für Zahlungsströme eines Investitionsobjektes hat sich in der Finanzökonomie eine Methodik zur Bewertung von Derivaten in vollständigen Märkten mit Hilfe von Arbitragebeziehungen zu zugrunde liegenden handelbaren Basiswerten entwickelt. Ein Derivat ist ein Finanzinstrument, dessen Wert von Werten anderer zugrunde liegender Variablen „Basiswerte“ abhängt [Hul 03]. Folgende Voraussetzungen sind u. a. an das Verfahren geknüpft:

- Der handelbare Basiswert besitzt einen am Markt beobachtbaren Preis.
- Das Derivat und der Basiswert unterliegen den gleichen Risikofaktoren.

Die Gültigkeit der Vorgehensweise erfordert daneben einen vollständigen arbitragefreien Markt. Arbitragefreiheit bedeutet vereinfacht ausgedrückt, dass im Markt kein risikofreier Gewinn erwirtschaftet werden kann, der über dem risikofreien Zinssatz liegt. In einem vollständigen arbitragefreien Markt erfolgt die Bewertung eines beliebigen Derivates dadurch präferenzfrei, d. h. unabhängig von der individuellen Risikoaversion des Betrachters. Jedes Derivat bzw. jede Anlageform besitzt für alle Marktteilnehmer den gleichen eindeutigen einheitlichen Wert, der sich aus den Preisen der am Markt handelbaren Produkte ableiten lässt. Ein vollständiger Markt ist dadurch gekennzeichnet, dass ein beliebiges Derivat in allen zukünftigen Zuständen durch existierende handelbare Produkte replizierbar ist. In diesem Fall kann durch die Wahl einer geeigneten Hedging-Strategie ein Portfolio aus Derivat und handelbaren Basiswerten konstruiert werden, das in allen zukünftigen Zuständen den gleichen Wert besitzt. Das Portfolio lässt sich somit gegenüber allen Risiken (Unsicherheit) durch geeignete Marktaktivitäten komplett immunisieren. Die Arbitragefreiheit verlangt, dass sich ein solch konstruiertes Portfolio im Wert nur mit dem risikofreien

[4] Die erwarteten Cash Flows stellen das Zukunftsszenario dar, das am wahrscheinlichsten eintritt.

[5] Bei bestimmten Verteilungen sind ausgeprägte Ränder (Fat-Tails) vorhanden, wodurch das Risiko durch die Angabe der Standardabweichung unterschätzt wird.

Zinssatz entwickeln kann, woraus sich der Wert im Zeitpunkt t_0 für das Derivat ableiten lässt. Der Wert ergibt sich aus dem abdiskontierten Erwartungswert der Zahlungsfunktion des Derivates bei zugrunde liegender risikoneutraler Wahrscheinlichkeitsverteilung der Risikofaktoren. Die Risikofaktoren selbst werden in der Methodik mit Hilfe stochastischer Differentialgleichungen beschrieben, deren Wahrscheinlichkeitsverteilung durch am Markt verfügbare Informationen (Preise der davon abhängigen Basiswerte) in eine risikoneutrale Wahrscheinlichkeitsverteilung transformiert wird.
Die Anwendung dieses Verfahrens zur Bewertung einer europäischen Call Option mit Hilfe von am Markt handelbaren Forwardkontrakten wurde erstmalig durch [Bla u. a. 73] vorgestellt. Auf den Elektrizitätsmarkt wurden eine Reihe von verschiedenen Differentialgleichungen zur Beschreibung des Risikofaktors Strom und darauf aufbauender Derivatebewertungen vorgenommen [Pil 98], [Cle/Str 99], [Sch/Sch 00], [Den 00], [Doe u. a. 03], [Eyd/Wol 03] und [Bun 04a]. Kraftwerke können vereinfacht als Folge von stündlichen/täglichen europäischen Call Optionen auf den Spark-Spread angesehen werden. Die Übertragung der Optionsbewertung auf die Fragestellung wurde u. a. von [Bje/Ste 06] vorgenommen, wodurch man einen präferenzfreien eindeutigen Wert eines Kraftwerks ableiten kann. In der Realität ist der Strommarkt nicht vollständig, da zum einen keine Tages-Forwardkontrakte gehandelt werden und die für ein Kraftwerk benötigte Terminmarktreichweite von bis zu 40 Jahren zur Replikation entlang der gesamten Lebensdauer nicht vorhanden ist. Es lässt sich somit in der Realität nicht zu jedem Zeitpunkt ein risikoneutrales Portfolio aus Kraftwerk und handelbarer Produkte konstruieren. Die Risiken im Strommarkt lassen sich nicht komplett durch Marktaktivitäten steuern.[6] Der risikoneutrale Wert kann somit nur als Benchmark für eine präferenzabhängige Bewertung fungieren, in der die individuelle Risikoneigung für die Wertfestlegung ausschlaggebend ist.

Bewertung mit Hilfe von Präferenzfunktionalen

In unvollständigen Märkten spielt die Präferenz des Entscheidungsträgers zur Bewertung einer Anlage eine entscheidene Rolle, da hier Risiken nicht vollständig durch Marktaktionen vermieden werden können. In den 50er Jahren begründete Harry Markowitz mit seinen revolutionären Ideen die moderne Portfoliotheorie (MPT) zur optimalen Zusammenstellung von Wertpapieren in einem Portfolio [Mar 52]. Die moderne Portfoliotheorie (MPT) geht davon aus, dass eine Entscheidung unter Unsicherheit durch Abwägung zwischen Renditeerwartung und einem geeignetem Risikomaß in einem Präferenzfunktional getroffen wird [Mar 52], [Elt 91], [Spre 03], [Bru/Mey 03], [Gar/Mor 04]. Daneben wird jede Anlage in diesem Ansatz nur in einem Portfoliozusammenhang, d. h. im Hinblick auf ihre Wechselwirkung mit allen anderen Anlagen bewertet. Der von Markowitz formulierte quantitative Optimierungsansatz berücksichtigt dafür zum einen den Erwartungswert der unsicheren Renditen. Zusätzlich werden zur Formulierung des Portfoliorisikos die Einzelstandardabweichungen und Kovarianzen der unsicheren Renditen verwendet. Durch die Wahl der Portfoliogewichte wird in einer individuellen Präferenzfunktion der Trade-off zwischen Erwartungswert und Risiko der Portfoliorendite optimiert. Diversifikation wird in einer Verrin-

[6] Momentan sind nur Base- und Peak-Kontrakte auf Monatsbasis für die nächsten sieben Monate handelbar.

gerung des Portfoliorisikos gegenüber den Einzelrisiken dadurch erreicht, dass Anlagen mit einer Korrelation < 1 miteinander kombiniert werden. Im Fall einer Normalverteilung der Renditen reichen die Parameter Erwartungswert und Standardabweichung aus, um die Verteilungsfunktion abbilden zu können. Daraus folgt, dass Markowitz eine Portfolioauswahl, beschränkt auf diese Kennzahlen, ohne Informationsverlust entwickeln konnte.
Die moderne Portfoliotheorie wurde in der Vergangenheit sowohl zur Ableitung von Entscheidungsproblemen einzelner Akteure (Mikroperspektive) als auch zur Untersuchung zur optimalen Gestaltung eines gesamten Energiesystems (Makroperspektive) angewendet. Die Übertragung der MPT auf den Energiemarkt und seinen mit Unsicherheiten behafteten Entscheidungsproblemen ist bei [Bar u. a. 76] erstmalig vorgenommen. Die Betrachtung ist auf die Zusammenstellung der Energieträger Kohle, Öl und Gas in einer Mean-Variance-Portfolioanalyse auf unsicherer Kostenbasis untersucht worden. Im Laufe der Zeit wurden weitere Technologien, insbesondere regenerative Erzeugungstechnologien sowie unterschiedliche Regionalmärkte, in die Untersuchung eingebunden [Awe 00], [Awe 05], [Awe u. a. 03], [Awe u. a. 04], [Awe u. a. 06], [Ber 03], [Jan u. a. 06] und [Whi 07]. In den neueren Studien wird die Risikoreduzierung von Kosten insbesondere durch den Diversifikationseffekt regenerativer Technologien untersucht.
In der Arbeit von [Roq u. a. 06a] wird der Mean-Variance-Ansatz auf Grundlasttechnologien mit korrelierten Risikofaktoren angewendet. Hierbei wurde auch der Strompreis als eigenständiger Risikofaktor aufgenommen, so dass im Zielfunktional der Entscheidung eine Rendite steht. Die Untersuchung zeigt, dass im englischen Strommarkt die hohe Korrelation von Gas- und Strompreis zu einer überproportionalen Gewichtung gasbasierter Technologien im Portfolio führt. Die Diversifikation von den unsicheren Kosten der Brennstoffquellen tritt hierbei in der Hintergrund. [Wie u. a. 08] untersuchen dagegen die Entscheidung auf der Unternehmensebene und erweitern die Anzahl der Risikoquellen in einer verfeinerten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in ihrem Mean-Variance-Ansatz für ein Portfolio aus regenerativen Energien.
Die bisherigen Ansätze der modernen Portfoliotheorie zur makroperspektivischen Betrachtung des Energiemarktes beinhalten eine Reihe von Vereinfachungen, die gerade den Einsatz flexibler Erzeugungstechnologien, die Auswirkung der Mengenstochastik regenerativer Energiequellen auf den Spotpreis, sowie den Zusammenhang zwischen Grenzkosten der einzelnen Technologien und dem erzielbaren Strompreis des Energiesystems unzureichend abbilden. Daneben fehlt bei allen Untersuchungen die Rückkopplung zwischen Investitionstätigkeit, Kraftwerkspark und dem Strompreis. Folgende Unzulänglichkeiten lassen sich festhalten:

- Aufbau des Zielfunktionals

In fast allen bisherigen Modellen werden als einzige Quellen der Unsicherheit die Kapital- und Betriebskosten im Modell als einfache normalverteilte Größen betrachtet. Der Strompreis als weiterer relevanter Risikoparameter in einem liberalisierten Markt zur Formulierung einer Rendite wird ignoriert. Wenn die Preisrisiken des Spotmarktes insbesondere für kapitalintensive Investitionen eine gewichtige Rolle für die Variabilität der Rendite spielen, ist eine Fokussierung auf Kosten bzw. spezifische Kosten und deren Variabilität in der Beurteilung des Risikos von Inves-

titionsobjekten unzureichend [Gro 07]. Im umgekehrten Fall können Strompreise für Kraftwerke mit sehr volatilen, hohen Grenzkosten als natürlicher Hedge wirken und somit eine geringere Variabilität der Rendite bewirken, als durch die Variabilität der Kosten angezeigt wird. Die Preisbildung an der EEX basiert auf dem Markträumungsverfahren, bei dem der Angebotspreis der Einheit im Schnittpunkt aus Angebots- und Nachfragefunktion den Stromspotpreis festlegt.[7] Die Wirkungsweise von Strompreisrisiken hängt demnach sehr stark von der jeweiligen Technologie und ihrer Lage in der Angebotsfunktion im Spotmarkt ab. Aus diesem Grunde ist eine Modellierung des Zusammenhangs zwischen Grenzkosten und Spotpreisen unerlässlich, um Risiken im Entscheidungsprozess adäquat zu berücksichtigen.
Ein weiterer Kritikpunkt ist die Verwendung der Standardabweichung als Risikomaß bei einer nicht normalverteilten Kosten-/Renditegröße, da auch positive Abweichungen (Chancen) von der erwarteten Rendite im Risikomaß verarbeitet werden und die Form der Verteilung in der Betrachtung keine Rolle spielt. Daneben stellt sie kein konvexes Risikomaß für die Optimierung dar. Der gesamte Mean-Variance-Ansatz wird dem komplexen Zusammenspiel der unterschiedlichen Risikoquellen in den nichtlinearen Beziehungen zwischen Angebots- und Nachfragefunktion und den nichtnormalverteilten Renditegrößen nicht gerecht.

- Berücksichtigung von Flexibilität

Für eine Reihe von Kraftwerken (z. B. Gasturbinen und Speicher) spielt insbesondere ihre flexible Einsatzfähigkeit eine bedeutende Wertkomponente, so dass die Granularität der Betrachtung eine gewichtige Rolle für die Berechnung der Rendite spielt. Eine alleinige Fokussierung in den bisherigen MPT-Studien auf die modellexogene Festlegung von jährlichen Vollbenutzungsstunden einer Technologie kommt der Abbildung ihrer Flexibilität in einem stundenscharfen Spotmarkt nicht angemessen nach. Abschaltoptionalitäten flexibler Technologien und Zwangseinsatz unflexiblerer Technologien in unrentablen Spotmarktzeiten müssen im Modell endogen berechenbar sein. Die Stochastik der regenerativen Technologien und ihre Wirkungsweise auf die Angebotsfunktion im Spotmarkt ist zudem nur in einem Modell mit stundenscharfer Betrachtung angemessen möglich und bislang nicht in einer MPT-Studie erfasst.

1.2.2 Einordnung der verwendeten Marktmodellierung

In der wissenschaftlichen Literatur existieren unterschiedliche Forschungsrichtungen bzgl. der Modellierung von Energiesystemen und der optimalen Auslegung des Erzeugungsparks:

- optimierende Marktmodellierung
- simulierende Marktmodellierung

[7] Siehe Marktprinzipien der EEX auf www.eex.de.

Optimierende Marktmodellierung

Deterministische Energiesystemmodelle fokussieren sich meist auf die Abbildung des Gleichgewichtszustands eines Teilbereichs der Volkswirtschaft. Vor der Liberalisierung der Energiemärkte lag der Schwerpunkt der Analyse dabei überwiegend in der kostenoptimalen kurzfristigen und langfristigen Einsatzplanung des Kraftwerksparks zur Deckung einer Last in einem definierten abgeschlossenen Versorgungsgebiet. Der dabei zumeist eingesetzte („Bottom-up-Ansatz“) versucht über die funktionale Abbildung der technischen und ökonomischen Eigenschaften der Einzelkomponenten des Energiesystems das Gesamtsystem mit seinen Energiemengen oder Güterflüssen zu modellieren [FEE 99], [FES 02]. Energiesystemmodelle dieser Klasse werden in statische, dynamisch-rekursive und dynamische Modelle eingeteilt. Gegenüber statischen Modellen, die nur einen Entscheidungszeitpunkt betrachten, wird in dynamisch-rekursiven Modellen der abzubildende Zeitraum in mehrere Perioden unterteilt und jede Periode iterativ einzeln mit den Informationen der Vorperiode optimiert. Der komplexere Ansatz der dynamischen Modellierung berücksichtigt bei der Entscheidungsfindung nicht nur Informationen der Vergangenheit, sondern optimiert das Modell simultan über alle Entscheidungszeitpunkte. Somit wird vollständige Voraussicht für den gesamten Modellzeitraum unterstellt. Alle Eingangsparameter sind deterministisch.

Der Umgang mit stochastisch fluktuierenden Größen wie dem Angebot regenerativer Quellen bzw. der Last im Energiesystem wurde in neueren Arbeiten insbesondere von [Qua 00], [Kra 03], [Leh 03], [Rem 06] durch Einfügen von Kennlinien der Einspeisung eines Referenzjahres approximiert. Die installierte Leistung regenerativer Energiequellen wird in diesen Ansätzen zumeist extern durch die politische Zielsetzung vorgegeben. Die Auslegung der fossilen Erzeugungstechnologien erfolgt kostenoptimal.

Die Arbeit von [Kra 03] beschäftigt sich mit der Bestimmung einer kostenoptimalen Zusammensetzung und der Einsatzweise des deutschen Kraftwerksparks bei vorgegebenem Verlauf der Windeinspeisung in einem Ein-Knoten-Optimierungsmodell. Im Ansatz von [Rem 06] wird ein auf der linearen Programmierung basierendes intertemporales Energiesystemmodell aufgebaut, in dem die Energiewirtschaft Deutschlands von der Primär- bis zur Nutzenergie technologisch detailliert abgebildet und hinsichtlich der Systemkosten optimiert wird. Mit Hilfe des entwickelten Energiesystemmodells und der Analysemethoden werden die zukünftigen Entwicklungsperspektiven Erneuerbarer Energien im deutschen Energiesystem bis zum Jahr 2050 Szenariogestützt untersucht. In [Leh 03] wird ein Bottom-Up-Ansatz mit räumlich hochauflösender Betrachtung der regenerativen Quellen zur Simulation eines Energiesystems verwendet. Für die Modellierung der Fluktuation der regenerativen Einspeisung wurden in Form einer historischen Simulation die Wetterdaten aus dem Jahr 1999 verwendet, die von über 150 japanischen Wetterstationen vorlagen [ERJ 03]. Dieselbe Form der simulativen Berechnung eines Energiesystems mit einem rein regenerativen Kraftwerkspark für Deutschland wird durch [Qua 00] durchgeführt. Hierbei wird insbesondere untersucht, wie ein dynamisches Lastmanagement zur besseren Anpassung an die fluktuierende Einspeisung ausgestaltet werden kann.

Obwohl mit diesen Modellen die technischen Restriktionen der fossilen Erzeugungstechnologien sehr detailliert abgebildet werden können, lassen sich eine Reihe von Kritikpunkten bzgl. der Anwendbarkeit und des Aussagengehaltes dieser Modelle für die Fragestellung dieser Arbeit im Folgenden festhalten:

- Aufbau des Zielfunktionals

In den meisten Untersuchungen dieser Form werden zum Zeitpunkt der Entscheidung alle de facto unsicheren Größen, insbesondere Brennstoffpreisentwicklungen und die Entwicklung der regenerativen Kapazität sowie deren Einspeisungsverhalten anhand eines Referenzszenario, fix modellexogen vorgegeben. Damit wird das Energiesystem gegen ein Szenario der Zukunft optimiert, obwohl dessen Eintritt nur mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit verknüpft ist. Alle weiteren Entwicklungsmöglichkeiten werden nicht in der Zielfunktion verarbeitet. Damit können keine Diversifikationspotentiale verschiedener Risikoquellen durch die Kombination unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien im Funktional berücksichtigt werden. Dieser Umstand wird dadurch verschärft, dass zumeist auch eine künstliche Trennung des Entscheidungsproblems in fossile und regenerative Erzeugungstechnologien vollzogen wird. Die Optimierung gegen einen Erwartungswert unterstellt einen risikoneutralen Entscheider. Die Betrachtung wird i. d. R. auf Kostenbasis vorgenommen. Dadurch wird die eigentliche Zielgröße der Wirtschaftssubjekte in Form der Rendite und damit u. a. die Integration der Marktpreise für den Strom nicht in das Zielfunktional vorgenommen.
Neben diesen Verfahren in einer deterministischen Umwelt widmen sich verschiedene Studien der schwankenden Bereitstellung insbesondere des durch Wind erzeugten Stroms unter den Aspekten der Versorgungssicherheit und Netzstabilität in einer stochastischen Modellierungsumgebung. Dabei untersucht [Rit 90] das technisch-wirtschaftliche Substitutionspotential regenerativer Primärenergiequellen in einem elektrischen Inselsystem. Hierbei wird die Unsicherheit bzgl. der Einspeisung regenerativer Quellen mit Hilfe von Wahrscheinlichkeitsverteilungen vorgenommen. Auf betrieblicher Perspektive stellen [Bag u. a. 01] eine Portfoliooptimierung mit hydro-thermischen Kraftwerkspark im börslichen Terminmarkt unter Unsicherheit vor.

- Gesamtwirtschaftliche Planungsperspektive

Des Weiteren wird in den oben vorgestellten Verfahren zumeist die Perspektive eines gesamtwirtschaftlichen Planers eingenommen. Grundlage dieser Ansätze ist die Betrachtung einer gesamten Region als eine (wirtschaftliche) Einheit, woraus sich eine aggregierte ökonomische Sicht auf die Aktivitäten der verschiedenen Akteure ergibt. Dadurch wird es erforderlich, alle verfügbaren Optionen unabhängig von den Akteuren nach einheitlichen Kriterien zu bewerten. Das Verhalten der Markteilnehmer und die Optimalität der Zusammensetzung unter Berücksichtigung ihrer individuellen Risikoaversion sind in diesen Ansätzen somit nicht unterscheidbar und integrierbar.

Simulierende Marktmodellierung

Zur Abbildung von Energiesystemen und Entscheidungsprozessen in einem liberalisierten Marktumfeld werden zunehmend Simulationsansätze zur Abbildung von Investitionsentscheidungen basierend auf dem Konzept der begrenzten Rationalität eingesetzt. Im Gegensatz zu den obigen Ansätzen verfolgt dieser Ansatz das Ziel Entscheidungen und Marktzustände unter unvollständiger Information zu modellieren, um dadurch eine realitätsnähere Abbildung des Energiesystems und seiner zeitlichen Veränderung zu erreichen [Ste 00a]. Der Fokus der System-Dynamics-Ansätze liegt auf der Beschreibung von Zustands- und Flussgrößen sowie darauf aufbauender Rückkopplungsschleifen in den betrachteten Systemen. Simulative Modellierungsansätze des Energiesystems auf einem hohen Aggregationsnivau der Einzelkomponenten finden sich u.a. in [Ste 81], [Vog 04] und [Gai 07]. Hierbei werden insbesondere die Wirkungszusammenhänge über Rückkopplungsmechanismen sichtbar. In diesen Ansätzen werden Entscheidungsprobleme meist mit Hilfe einfacher Heuristiken in den Flußgrößen abgebildet. Daneben wird zumeist auf stochastische Elemente aufgrund der Komplexität verzichtet.

Der Ansatz der Rückkopplung von Zustandsgrößen über Flussgrößen soll in dem Modell dieser Arbeit aufgegriffen werden, da die expliziten Interdependenzen zwischen Spotpreisverteilung, Investitionsentscheidungen der Markteilnehmer und installiertem Kraftwerkspark sichtbar gemacht werden sollen. Gegenüber den meisten System-Dynamic-Ansätzen soll die Betrachtung des Entscheidungsproblems auf einer detailierteren Ebene der einzelnen Marktteilnehmer abgebildet werden. Der dafür häufig verwendete agentenbasierte Simulationsansatz versucht auf einer tieferen Aggregationsebene die Entscheidungen einzelner Marktakteure zu modellieren. Im Ansatz von [Bor 03] werden hierzu einzelne Marktakteure mit ihren verschiedenen Handelsmotivationen unterschieden. In diesem Zusammenhang kann das Bietverhalten sowie die Auswirkung auf die Preiszusammensetzung im Markt untersucht werden. Dieser Modellansatz soll zur Abbildung des Entscheidungsproblems auf der Ebene der einzelnen Marktteilnehmer in diesem Modell aufgegriffen werden, um unterschiedliche Risikopräferenzen im Modell explizit abbilden zu können. Dabei wird mit Hilfe der Portfoliotheorie und den Algorithmen von [Roc/Ury 00] ein sehr komplexer Entscheidungsmechanismus unter zugrunde liegender stochstischer Verteilung der Risikofaktoren und begrenzter Information installiert.

1.3 Aufbau der Arbeit

In Abbildung 1.3 ist der rekursive Modellaufbau detailliert dargestellt.

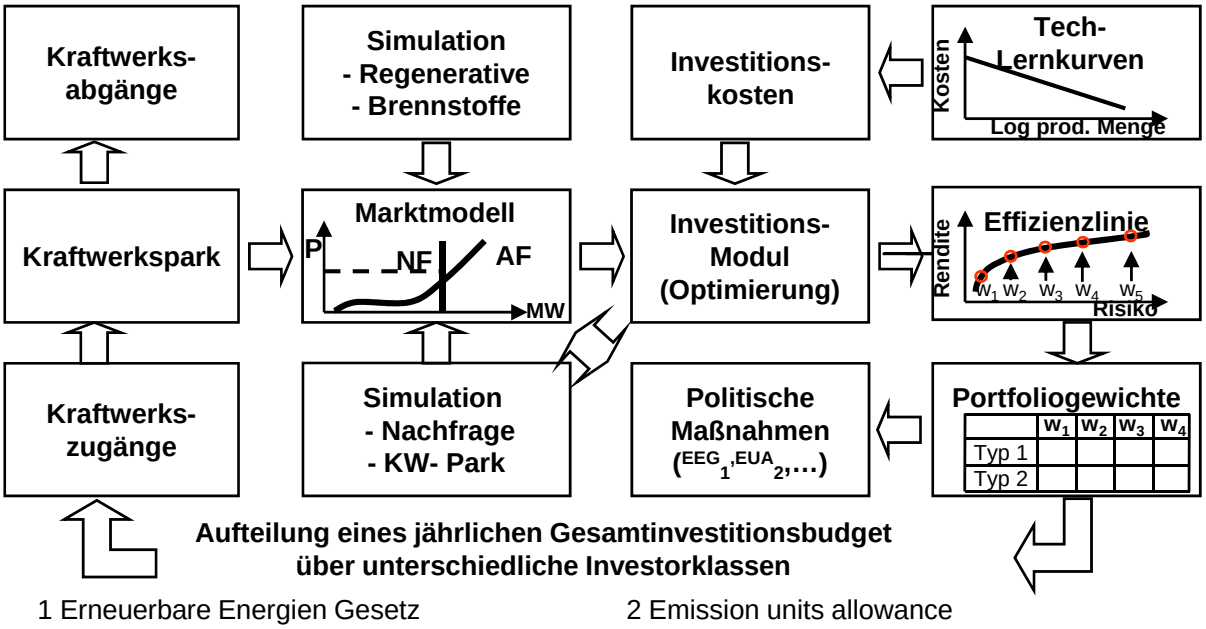


Abbildung 1.3: Überblick des Modellaufbaus

Die wesentlichen Modellkomponenten, das Stromspotmarktmodell und das Investitionsmodell werden in Kapitel 2 wiedergegeben.

Stromspotmarktmodell

In einem liberalisierten Markt steht die Verarbeitung von unsicheren zukünftigen Renditen statt Kosten eines Investitionsobjektes im Fokus des Entscheidungsprozesses. Aus diesem Grunde wird in Kapitel 2.1 ein Spotmarktmodell als Kernelement der Betrachtung vorgestellt. Nach einer Einführung in die unterschiedlichen Klassen von Spotpreismodellen in Kapitel 2.1.2 wird das hier verwendete dynamische Angebots-Nachfrage Gleichgewichtsmodell nähergehend beschrieben. Dieses kann grob in die folgenden Segmente unterteilt werden:

- Modellierung der Nachfragefunktion
- Modellierung der Angebotsfunktion
- Modellierung des Speichereinsatzes

Die der Angebots- und Nachfragefunktion zugrunde liegenden Risikofaktoren werden mit Hilfe von stochastischen Zeitreihenmodellen aufgestellt und anhand der Monte-Carlo-Simulationstechnik in zukünftige Szenarioausprägungen der zugrunde liegenden Verteilung transferiert. Die näher gehende Beschreibung erfolgt in den Kapiteln 2.2.2 - 2.2.5.
Die Zusammenführung der Größen erfolgt in jedem Szenario anhand stündlicher dynamischer

Angebots- und Nachfragefunktionen zur Preisfestlegung. Die resultierenden Kosten- und Ertragsgrößen sind die Grundlage der Renditeverteilung und der späteren Investitionsentscheidung.

Investitionstätigkeitsmodell

Der Modellteil, der sich mit der Abbildung der Investitionsentscheidung im Markt auseinander setzt, wird in Kapitel 2.3 eingeführt. Der der Investitionsentscheidung zugrunde liegende Anlageraum und die Berechnung von Annuitäten der Kapitalkosten sind Inhalt von Kapitel 2.5. Darauf aufbauend wird anhand der variablen und fixen Kosten sowie der Erlöse am Spotmarkt in Kapitel 2.3 die unsichere Rendite für die einzelnen Investitionsobjekte formuliert. In Kapitel 2.3 wird der Begriff des Risikomaßes eingeführt. Daneben werden das im Mean-Variance-Ansatz verwendete Maß in Form der Standardabweichung und die Weiterentwicklungen Value at Risk und Conditional Value at Risk auf ihre Einordnung im Sinne „konvexer“ Risikomaße für die Portfoliooptimierung untersucht. Im Anschluss werden die quantitativen Algorithmen der Portfoliooptimierung zur Ermittlung der Effizienzlinie vorgestellt. Die Methodik der Optimierung anhand der Monte Carlo Simulation erfolgt mit dem Algorithmus wie er von [Pal u. a. 99], [Roc/Ury 00], [Kro u. a. 02] entwickelt wurde.
In Kapitel 2.3 erfolgt die Transformation der Parameter der Renditeverteilung mit Hilfe eines Präferenzfunktionals dem „Hybridentscheider“ zur Wahl eines optimalen Portfolios in Abhängigkeit der Risikoaversion des Investors. Die Überführung der Einzelentscheidungen der Marktteilnehmer in eine dynamische Entwicklung des Kraftwerkspark wird in Kapitel 2.3 behandelt.
Die Investitionsentscheidungen und der Spotmarkt werden von der politischen Regulierung bzw. dem Einsatz bestimmter Instrumente (EEG-Vergütung, CO2-Zertifikate etc.) beeinflusst. In diesem Zusammenhang wird in Kapitel 2.4 eine kurze Systematik der zur Verfügung stehenden Instrumente dargelegt, bevor die derzeitig angewendeten Instrumente in ihrer Modellbeziehung erläutert werden.
Im Anschluss an die Modellvorstellung erfolgt die Modellauswertung im Abschnitt 3. In den verschiedenen Szenarien werden die Wirkungszusammenhänge der Variablen/Risikofaktoren auf die Portfoliozusammenstellung und den technologischen Diversifikationsgrad der einzelnen Risikoaversionsniveaus der Investoren analysiert. Daneben werden Erkenntnisse über Strukturbrüche bzw. Veränderungen in der Effizienzlinie, den Spotpreisen, dem resultierenden Kraftwerkspark sowie in der Wirtschaftlichkeit der Einzelanlagen herausgearbeitet. Auf makroperspektivischer Ebene sollen Hinweise auf spezifische Förderungsmaßnahmen zum effizienten Ausbau regenerativer Energien gewonnen werden. In Kapitel 3.1 und 3.2 werden hierzu die Referenzszenarien für die weitere Betrachtung berechnet. Hierbei werden ein Modell mit fixer Einspeisevergütung (EEG-REF) und ein Modell ohne fixe Einspeisevergütung (SPOT-REF) ausgewertet und miteinander verglichen. Im Anschluss an die Referenzszenarien erfolgt die Überprüfung der Sensitivität der Ergebnisse gegenüber Parametervariationen. Hierbei werden in den Kapiteln 3.3.1 und 3.3.2 Sensitivitätsanalysen bzgl. Veränderungen der CO2-Ziele und der Investorklassenzusammensetzung vorgenommen. Daneben werden einzelne Parameterbündel verändert und ihre Auswirkungen auf

die Ergebnisse in den Kapiteln 3.4 - 3.4.3 dargestellt. Im letzten Kaptel 3.4.5 wird eine Alternative zur EEG-Förderung entwickelt, die es erlauben soll, die Knappheitssignale des Spotmarktes in die Entscheidungsfunktion des Investors zu integrieren. Anschließend werden die Erkenntnisse in Handlungsempfehlungen für die Politik und die Investoren überführt und in einem Fazit zusammengefasst.

Kapitel 2

Modellaufbau

2.1 Spotmarktmodellierung

In den folgenden Kapiteln werden das für die Analyse verwendete fundamentale Spotmarktmodell und seine Einzelkomponenten beschrieben und kalibriert. Hierzu wird in Kapitel 2.1.1 eine empirische Datenanalyse des Spotmarktes vorgenommen und in Kapitel 2.1.2 die bereits existierenden Modelle zur Beschreibung des Spotpreises erläutert, bevor in den anschließenden Kapiteln das in dieser Arbeit verwendete Modell beschrieben wird.

2.1.1 Empirische Analyse der Spotpreise

Der deutsche Spotmarkt unterliegt einer Reihe von Strukturmerkmalen, die sich durch verschiedene Einflüsse begründen lassen [Bo u. a. 06]. In den meisten Rohstoffmärkten (z. B. Öl und Gas) werden Ursache-Wirkungsbeziehungen durch die Möglichkeit von Lagerauf- und -abbau dämpfend beeinflusst. Im Elektrizitätsmarkt sind Speicher zum intertemporalen Austausch bislang nicht in nennenswerten Größenordnungen verfügbar, so dass sich Änderungen der Einflussfaktoren direkt auf Strompreise auswirken.

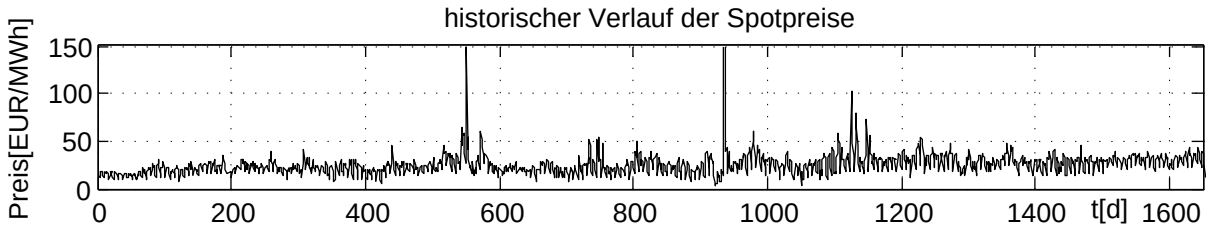


Abbildung 2.1: Historischer Verlauf der Spotpreise (Tagesbase) [2001-2005], Quelle: EEX

Hinzu kommt, dass Elektrizität in wirtschaftlichen und alltäglichen Bereichen als wichtiger Inputfaktor für viele Prozesse und Tätigkeiten dient und im Wesentlichen nicht durch andere Faktoren substituiert werden kann. Diese Eigenschaften lassen sich im Spotpreisverlauf herausfiltern.

Die stündliche Auflösung der Spotpreise offenbart Charakteristika wie Zyklizität, Mean-Reverting-Verhalten, schwankende Volatilität und Preisspitzen.

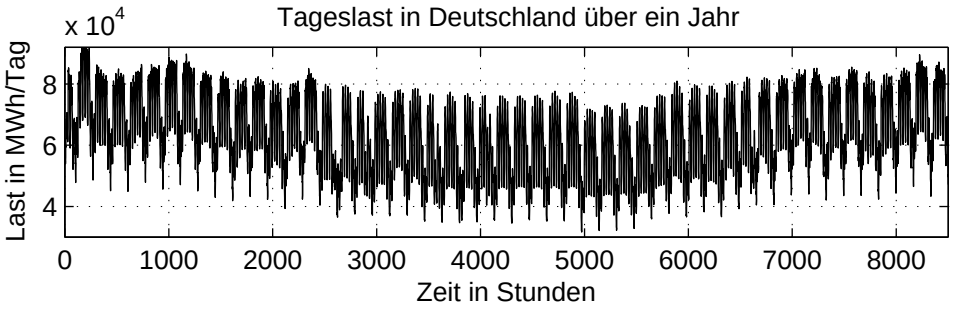


Abbildung 2.2: Typische Tageslast im Winter und im Sommer

Die Zyklen in Form wiederkehrender täglicher, wöchentlicher und jährlicher Muster werden maßgeblich durch den Verlauf der Last geprägt, der in Abbildung 2.2 dargestellt ist. Hervorgerufen durch die unterschiedlichen Globalstrahlungsverhältnisse, Arbeitszeiten, generelles Sozialverhalten und klimatische Bedingungen im Sommer und Winter existieren charakteristische Lastprofile. Die Verbrauchsstruktur hat eine starke tages- und wochenzyklische Ausprägung mit einem Abfall in der Nacht und zum Wochenende bzw. Feiertag hin. Insbesondere innerhalb jeder Woche schlagen sich die typischen physischen Verbrauchsmuster der Nachfrage in den Preisen nieder. Dabei lassen sich auch charakteristische Profile der relativen Preise in Abbildung 2.3 innerhalb des Tages beobachten.

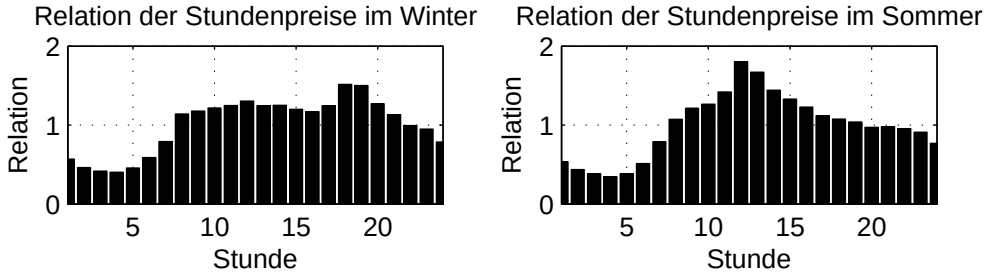


Abbildung 2.3: Stundenrelationen der Preise eines Sommer- und Wintertages

Im Sommer ist eine ausgeprägte Tagesspitze in der Stunde 12 in der Tagesstruktur vorhanden. Diese schwächt sich im Winterhalbjahr zu Gunsten einer Abendspitze zwischen 18 und 19 Uhr ab. Intratagesschwankungen unterliegen somit teilweise einer Systematik.
Obwohl die Preisentwicklung kurzfristiger Volatilität ausgesetzt ist, führt dies nicht zu Zuständen, in denen der Preis langfristig in beliebige Richtungen abdriftet. Für den Spotpreis gilt vielmehr, dass er nach erfolgter Störung über eine gewisse Zeitdauer zu einem bestimmten Niveau (Mean-Reverting Level: MRL) wieder zurückgezogen wird. Die Mean-Reversion-Eigenschaft kann dadurch begründet werden, dass die mittelfristigen Angebots- und Nachfragekurven sehr stabil sind und nur kurzfristig durch Ausfälle in der Angebotsfunktion und durch wetterbedingte

Nachfrageänderungen gestört werden. Änderungen der Brennstoffpreise, Kraftwerkstechnologien oder verändertes Verbraucherverhalten können das Mean-Reverting-Level langfristig beeinflussen.

Im Box-Plot (Abbildung 2.4) sind als Kasten der Erwartungswert, das 25 %- bzw. 75 %-Quantil der 24 Einzelstunden des Spotpreises, eingetragen. Hierbei fällt auf, dass einzelne Ausreißer auftreten, die über die natürliche Volatilität der Brennstoffpreise weit hinausgehen und nicht in allen Stunden gleichermaßen vertreten sind. Es gibt eine klare Trennung zwischen Stunden mit großen Abweichungen (8-20) und Stunden mit kleineren Schwankungen (21-7).

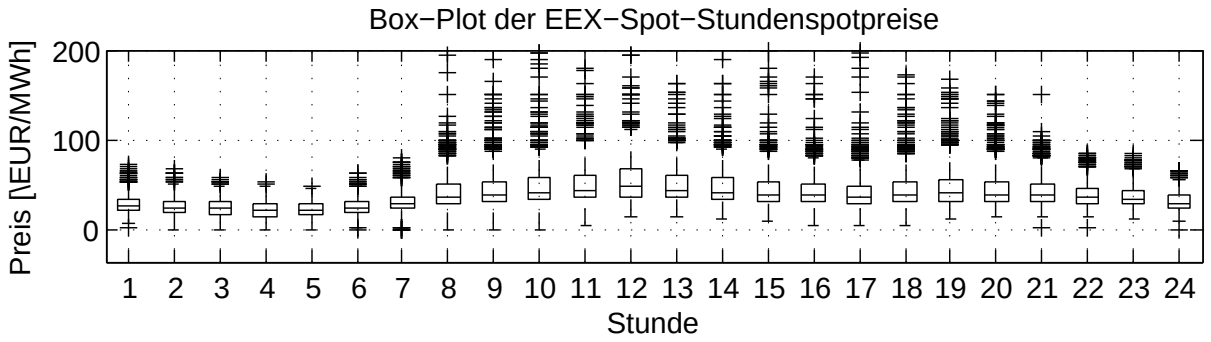


Abbildung 2.4: Box Plot der einzelnen Stundenspotpreise

Die Ursache kann zum einen in einer Verlagerung der Angebotskurve liegen (Linksverschiebung der gesamten Kurve). Dies wird z. B. durch den Ausfall eines großen Grundlastkraftwerks ausgelöst. Daneben können extremer Wettereinflüsse zur Verlagerung der Nachfragekurve (Rechtsverschiebung) führen. In einem zunehmenden Maße trägt auch die Einspeisung aus regenerativen Quellen (insbesondere Windenergie), die täglich und stündlich um mehrere tausend MW schwanken kann, zur Erhöhung der Volatilität der Strompreise bei. Die schwankende Einspeisung führt zu einer Rechts-/Linksverschiebung der Angebotsfunktion.

Generell wirken sich die Preisspitzen vor allem in den Mittags- oder, im Winter, in den Abendstunden aus, wo die Nachfrage die Angebotsfunktion in einem exponentiell steigenden Verlauf trifft. Die zugrunde liegenden Auslöser von Preisspitzen werden i. d. R. innerhalb kurzer Zeit (1 bis 3 Tage) behoben.

2.1.2 Überblick der verschiedenen Spotmarktmodellierungsansätze

In der Literatur haben sich unterschiedliche Ansätze zur Preismodellierung unter Unsicherheit herausgebildet. Diese unterscheiden sich in der Komplexität der mathematischen Ausdrücke und in den für die Kalibrierung benötigten Informationen. Alle Ansätze basieren auf der Zeitreihenmodellierung in stetiger oder diskreter Form [Sch 94], [Box/Jen 76], [Lue 93], [Cvi/Zap 04]. Zuerst werden die in der Literatur häufig vorkommenden ökonometrischen Mehrfaktormodelle in Form stochastischer Gleichungssysteme beschrieben. Diese geben insbesondere die Charakteristika und Momente der Verteilung unsicherer Größen wie z. B. Strompreise wieder. Sie werden

zumeist alleinig an den historischen Spotpreisen parametrisiert. Ihre statistische Signifikanz ist sehr anfällig gegenüber Veränderungen in der Struktur des Energiesystems.
Anschließend werden Angebots-/Nachfragemodelle vorgestellt, die den Preis nicht direkt, sondern über Nachfrage- und Angebotsfunktionen modellieren. Mit ihnen können die Eigenschaften in Form von Periodizitäten und Preisspitzen einfacher abgebildet werden.

Ökonometrische Preismodelle

Die im letzten Abschnitt festgestellten besonderen Charakteristika von Stromspotpreisen haben in der wissenschaftlichen Diskussion zu einer Reihe von unterschiedlichen Modellansätzen geführt. Diese sind zumeist mit dem Ziel verbunden, darauf aufbauende Derivatebewertungen und Risikomanagementfunktionen anzuwenden [Doe u. a. 03], [Eyd/Wol 03],[Hul 03],[Bun 04a]. Aus diesem Grunde hat der modelltheoretische Ansatz, den Preis als dynamische Zustandsvariable mittels mathematischer Gleichungen (Differenzen- bzw. Differentialgleichungen) zu beschreiben, nicht das Ziel, den Marktprozess bzw. die Ursache Wirkungszusammenhänge inhaltlich darzustellen. Vielmehr wird dadurch versucht, die auftretenden Muster und Eigenschaften des Preises wiederzugeben. Dadurch korrespondieren die gewonnenen Aussagen sowohl mit den empirisch beobachtbaren Preisen als auch mit den theoretischen Überlegungen zum Marktverhalten. In diesem Zusammenhang werden regelmäßige Schwankungsmuster zumeist auf deterministische Saisonfunktionen (Fourierreihen) bzw. Dummyvariablen regressiert. Aufgrund ihrer analytischen Handhabbarkeit werden für die Modellierung der stochastischen Preiskomponente häufig mehrfaktorielle Diffusionsprozesse verwendet. Die einzelnen Faktoren beschreiben hierbei das kurzfristige Verhalten zumeist mittels eines Mean-Reverting-Prozesses. Das langfristige Verhalten von Preisen wird häufig durch eine brownsche Bewegung vorgegeben [Pil 98], [Cle/Str 99], [Sch/Sch 00], [Den 00]. Um die Charakteristik der Preissprünge in die Modelle zu integrieren, werden teilweise Sprungprozesse verwendet [Luc/Sch 02], [Bar 02], [Vil 03], [Bar u. a. 04]. Diese Modelle haben den Nachteil, dass die Sprungkomponte die Abbaurate des Mean-Reverting-Prozesses beeinflusst oder zu langsam wieder auf ein Normalniveau zurückgeregelt wird. Aus diesem Grunde werden in der Literatur Regime-Switching-Modelle vorgeschlagen, die mit einer bestimmten Übergangswahrscheinlichkeit zwischen verschiedenen Zuständen bzw. Prozessen wechseln können. Die Zustände selbst sind durch Prozesse verschieden starker Volatilität bzw. Sprungverhaltens gekennzeichnet. Sie können damit unterschiedliches Marktverhalten wiedergeben [Bie u. a. 05], [Jon 05], [Hui/Mah 01]. Die stetigen Modelle werden teilweise auch in diskreter Form aufgestellt. Hierbei finden zumeist ARMA-GARCH-Prozesse Verwendung. Mit Hilfe der GARCH-Prozesse ist es zudem möglich, heteroskedastisches Verhalten, d. h. Phasen unterschiedlicher Volatilität, abzubilden [Koo u. a. 05].[1] Neben den Spotmarktmodellen werden auch Modelle zur Formulierung von Forwardkurven u. a. von [Ben/Koek 05] und [Cle/Str 99] entwickelt, aus denen sich der Spotpreis als Segment mit Zeit bis Fälligkeit von Null ableiten lässt.[2]

[1] Diese Modellklasse wurden erstmals von [Eng 82] und [Bol 86] angewendet.

[2] Diese werden hier aber nicht weiter thematisiert, da der Forwardkurvenmarkt nicht Bestandteil der Betrachtung ist.

Fundamentale Hybrid-Marktmodelle

Eine weitere Modellklasse bildet den Spotpreis in Form eines Gleichgewichtspreises im Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragefunktion ab. Basierend auf der mikroökonischen Theorie des atomistischen Marktmodells wird der Strompreis aus dem Angebotspreis (Grenzkosten) der marginalen Angebotseinheit im Schnittpunkt mit der Nachfrage gebildet. Hierbei werden Angebots- und Nachfragefunktionen jeweils als Systeme von stochastischen Prozessen modelliert. Die Ausgestaltung der Basisprozesse bestimmt die Eigenschaften der Spotpreise. Daher werden die Saisonalität, das Mean-Reversion-Verhalten sowie langfristiges Wachstum über die Nachfragefunktion abgebildet. Die Angebotsfunktion enthält implizit oder explizit viele Aspekte, wie technologische Verfügbarkeitsdynamik, Brennstoffpreisunsicherheit sowie Im- und Exportverhalten und Marktmachtausübung. Der Vorteil dieser Modelle ist, dass Preismuster durch ökonomisch begründbare Funktionen erzeugt werden. Daneben können durch die nichtlineare Angebotsfunktion zeitlich dynamische Korrelationen zwischen den einzelnen Segmenten der Angebotsfunktion und dem Strompreis erzeugt werden [Pir 05].

Im Ansatz von [Bur u. a. 03] setzt sich der Spotpreis aus der Interaktion von drei unabhängigen stochastischen Prozessen zusammen. Die Nachfragedynamik L_t wird normiert auf die Verfügbarkeit v_t in stündlicher Auflösung durch einen SARIMA Modell parametrisiert. Der Prozess zur Abbildung der Brennstoffpreisvariabilität Y_t wird durch eine brownsche Bewegung dargestellt. Der Prozess zur kurzfristigen Preisunsicherheit X_t wird wiederum durch ein SARIMA-Prozess modelliert. Die Nichtlinearität zwischen Nachfragefunktion und Preis wird durch die nichtparametrische Funktion f abgebildet, so dass sich für den logarithmierten Preis folgendes Gesamtsystem ergibt:

$$log(S_t) = f(t, \frac{L_t}{v_t}) + X_t + Y_t \tag{2.1}$$

In der Arbeit von [Vil 05] wird eine stetige Formulierung der Prozessgleichung in Form eines Zweifaktormodells für die Marktbeschreibung verwendet. Darauf aufbauend werden die analytischen Beziehungen zwischen Spot- und Futurepreis hergeleitet. Die Nachfrage D wird als Aggregat einer deterministischen Funktion und eines Mean-Reverting-Prozesses modelliert. Die Angebotsfunktion C wird ebenfalls als Mean-Reverting-Prozess mit negativen Sprungereignissen modelliert. Für den Marktprozess ergibt sich folgende Formel:

$$log(S_t) = C^2\gamma_t * \beta * exp(\alpha D_t) \tag{2.2}$$

Die Größen γ, β, α sind Konstanten. Der Konvexität der Angebotsfunktion wird durch eine Exponentialfunktion Rechnung getragen.

Im Modell von [Ska u. a. 00] wird im Gegensatz zu [Bur u. a. 03] das Marktmodell nicht in stündlicher, sondern in täglicher Auflösung modelliert. Hierbei wird mit Hilfe einer Principal-Conponent-Analyse die Dimension der 24 Einzelstundenprozesse auf einen Faktor für die Angebots- und Nachfragedynamik reduziert. Beide um deterministische Einflüsse bereinigten Prozesse L und A werden in Anlehnung zu [Bur u. a. 03] als Komposition eines kurz- und und langfristigen

Prozesses abgebildet. Zusätzlich wird ein Prozess in der Angebotsfunktion für den kurzfristigen Ausfall von Erzeugungseinheiten modelliert. Die Gesamtdauer des Ausfalls besteht aus einer deterministisch vorgegebenen minimalen Stillstandszeit und einer stochastischen Zeitdauer. Die geplanten Stillstandszeiten haben eine ähnliche Struktur, nur dass hier alle Komponenten deterministisch angenommen werden. In Analogie zu [Vil 05] wird die Exponentialfunktion zur Abbildung der Nichtlinearität zwischen Last und Preis verwendet.

$$S_t = exp(a * L_t + A_t) \tag{2.3}$$

In der Arbeit von [Pir 05] wird ein Brennstoffpreisprozess (BP) als brownsche Bewegung modelliert. Daneben wird ein Lastprozess (q) als reflektierter Mean Reverting Prozess abgebildet. Die Nichtlinearität wird in Form einer Brennstoffeinsatzfunktion (ϕ) in Abhängigkeit der Last formuliert.

$$S_t = f_t^{\gamma} \phi(L_t) \tag{2.4}$$

Die Saisonalität der Last und die Brennstoffeinsatzfunktion werden mit Hilfe der lokalen Regression geschätzt. Sie sind damit genauer abgebildet als in den zuvor beschriebenen Modellen.
Alle bisher beschriebenen Modelle sind dem „Trade off“ zwischen analytischer Handhabbarkeit und Realitätsnähe der Marktprozesse unterworfen. Insgesamt werden in allen Modellen zumeist viele zugrunde liegende Risikofaktoren soweit aggregiert, dass nur noch zwei bis drei zu modellierende Größen übrig bleiben. Dadurch soll die analytische Handhabbarkeit gewährleistet werden. Durch die Aggregierung werden aber die Ursache-Wirkungsbeziehungen für die Untersuchung der verschiedenen Einflussungsfaktoren auf den Spotpreis unscharf. So wird im Modell von [Ska u. a. 00] die Handhabbarkeit dadurch erkauft, nur eine Faktorladung der PCA-Analyse zu modellieren und Wochenenden nicht im Modell zu betrachten. Daneben wird in allen Modellen homoskedastisches Verhalten der Last vorausgesetzt. Bei der empirischen Analyse der wesentlichen Treiber der Last wie Temperatur tritt aber saisonales Schwankungsverhalten der Volatilität zu Tage. Des Weiteren ist die Dynamik der regenerativen Quellen in den Zustandsgleichungen nicht explizit abgebildet, so dass Veränderungen im Bestand bzw. in der Struktur des regenerativen Kraftwerksparks nicht im Modell ohne erneute Kalibrierung abgebildet werden können. Die unterschiedliche Beeinflussung der einzelnen Segmente der Angebotsfunktion durch die Veränderung der CO2-Emissionsberechtigungen/-preise und der Brennstoffpreise ist in diesen Modellen ebenfalls nur unzureichend abbildbar. Daneben müssen die Modelle jeweils auf den aktuellen Kraftwerkspark parametriert werden. Sie verlieren ihre Aussagekraft bei dessen Veränderung. Für Langfristbetrachtungen mit Berücksichtigung von technologischer Innovation oder Veränderungen des Kraftwerkparks sind diese Modelle in der Form nicht geeignet. Sie müssen für die vorliegende Untersuchung abgewandelt und erweitert werden.

2.1.3 Modellierungsansatz in dieser Arbeit

Mit der vorliegenden Fragestellung herrscht nicht die Notwendigkeit einer analytischen Handhabbarkeit und den damit verbundenen Einschränkungen für die Komplexität der mathematischen Gleichungen vor. Deshalb werden Teile der vorgestellten Modelle nun explizit um neue Komponenten der Angebots- und Nachfragedynamik erweitert. Gegenüber den bisher vorgestellten Spotmodellen wird die Anzahl der stochastischen Prozesse deutlich erhöht, um die zugrunde liegenden Risikofaktoren separat betrachten zu können, die auf die einzelnen Technologien unterschiedlich wirken und den Spotpreis maßgeblich beeinflussen. Daneben werden diese auch im späteren Investitionsmodell benötigt, um die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Technologien in Form der Mengen- und Kostenvariabilität abzubilden.

Stromspotmarktmodell

Ziel des Marktmodells ist, den Marktpreis dynamisch anhand eines fundamental basierten Gleichgewichtmodells unter expliziter Berücksichtigung der regenerativen Einspeisung zu modellieren. Hierbei steht die Modellierung der Unsicherheit (Volatilität) in Form der zukünftigen Ausprägung des Spotpreises sowie seiner zugrunde liegenden Treiber im Vordergrund der Betrachtung.

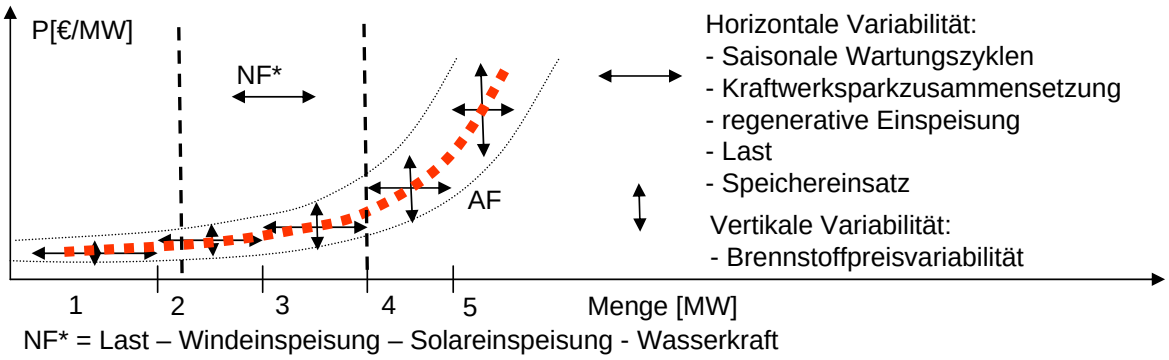


Abbildung 2.5: Wirkungsweise Gleichgewichtsmodell mit Einspeisung aus Solar- (S) und Windenergie (W)

Das Gesamtmodell des Spotmarkts lässt sich in die folgenden Blöcke gliedern:

- Modellierung der Nachfragefunktion
- Modellierung der Angebotsfunktion
- Modellierung des Speichereinsatzes

In der Angebots- und Nachfragefunktion fließen eine Reihe von Risikofaktoren ein. Jeder Risikofaktor wird mit Hilfe von stochastischen Zeitreihenmodellen beschrieben und kalibriert. Die Generierung der zukünftigen Zustände der Risikofaktoren erfolgt mit Hilfe der Monte-Carlo-Simulation und dessen Algorithmen [Gla u. a. 00], [Fug 00], [Gla 04], [Gen 05]. Für die Brennstoffprozesse werden korrelierte Zufallsprozesse ausgewertet. Die Last und die regenerativen Quellen werden

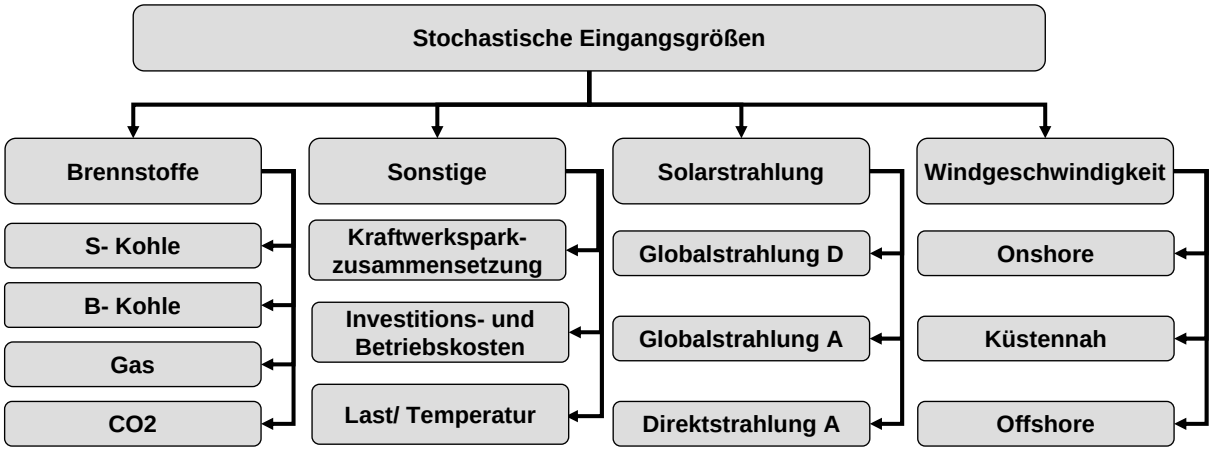


Abbildung 2.6: Anzahl der verwendeten stochastischen Größen im Modell

als unabhängige Zufallsprozesse ausgewertet.[3]

Modellierung der Nachfragefunktion

Auf der Nachfrageseite stellen die Last und die regenerative Einspeisung unsichere Größen dar. Für jede Technologieklasse der regenerativen Energien wird ein Zeitreihenmodell aufgestellt, welches das Auftreten der Größe als Proxy für die Modellregionen Deutschland und Nordafrika wiedergibt und an empirischen Daten kalibriert wird. Die Einspeisemengen [MWh] der regenerativen Technologien werden aus den Wettervariablen Globalstrahlung und Windgeschwindigkeit über Leistungskennlinien und der installierten Kapazität berechnet. Hierzu werden Kennlinien heute verfügbarer Produkte verwendet. Die maximal installierbare Kapazität [MW] jeder Technologieklasse wird durch das technische Potential der Modellregion begrenzt. Somit ist eine direkte Kopplung der Abhängigkeitsverhältnisse zwischen Nachfragefunktion, dem resultierenden Spotpreis und der verfügbaren regenerativ erzeugten Energie gewährleistet.
Die Modellierung aller Größen erfolgt in stündlicher Auflösung über den zeitlichen Horizont eines Jahres. Regenerative Quellen werden als Nachfragemengen mit negativen Vorzeichen berücksichtigt.

$$NF(t) = \max\left(Last(t) - \sum_{i=1}^{n} Einspeisung_i(t), 0\right) \tag{2.5}$$

Das Minimum der Nachfrage NF wird im Modell auf Null begrenzt, so dass modellendogen keine Überspeisung im System aus regenerativen Quellen auftreten kann.[4][5] Die Modellierung der einzelnen Quellen wird in den Kapiteln 2.2.1 bis 2.2.3 vorgenommen.

[3] Insgesamt werden für jede Modellvariable, die einer Stochastik unterliegt, im Modell 10.000 Simulation erzeugt. Jede Simulation umfasst jeweils 8760 bzw. 365 Datenpunkte. Somit ergeben sich 8760 x 10.000 Datensätze in stündlicher Auflösung, sowie 365 x 10.000 Datensätze in täglicher Auflösung.

[4] Es wird davon ausgegangen, dass alle Technologien regelbar sind. Dies bedeutet z. B. dass Windkraftanlagen aus dem Wind gedreht werden können und sich somit die Leistungsaufnahme verringern bzw. aktiv steuern lassen.

[5] Regenerative Quellen bewirken aufgrund ihrer Grenzkosten und eines Angebotspreises von Null eine Horizontalverschiebung der Angebotsfunktion. Sie können äquivalent auch als negative Nachfragemengen betrachtet werden. Aus technischen Gründen der Modellierung wird die zweite Sichtweise in diesem Ansatz gewählt.

Modellierung der Grenzkostenbasierten-Angebotssegmente im Spotmarkt

Neben den unsicheren Größen, welche die Nachfragefunktion bestimmen, gibt es aufgrund von Brennstoffpreisvariabilitäten auch in der Angebotsfunktion fossiler Kraftwerke Unsicherheiten, welche die Form und Lage bestimmen. Die Angebotsfunktion der fossilen Kraftwerkstechnologien setzt sich aus den Grenzkosten der Technologiesegmente zusammen. Die Angebotspreise (AP) [€/$MWh_{elek.}$] jedes Technologiesegmentes werden durch die eingesetzten Faktorpreise [€/MWh_{heat}], den technischen Wirkungsgraden η sowie deren variablen Betriebskosten BK_i bestimmt. Es wird davon ausgegangen, dass CO2-Preise unabhängig vom Zuteilungsmechanismus und der Zuteilungsmenge vollständig in das Angebot (Grenzkosten) eingepreist werden:

$$AP_i(t) = \eta_{BS_i}^{-1} BS_i(t) + \eta_{CO2_i}^{-1} P_{CO2}(t) + BK_i \tag{2.6}$$

Im Modell werden tagesscharf [d] Faktorpreise für CO2 (P_{CO2}) sowie für die Brennstoffe (BS_i) Steinkohle, Braunkohle und Gas modelliert. Die Parametrisierung wird in Kapitel 2.2.4 vorgenommen. Nach Generierung der Angebotspreise der einzelnen Technologiesegmente werden diese der Höhe nach sortiert, so dass „Regimewechsel“ durch Faktorpreisveränderung im Modell abbildbar sind.

Die berechneten Angebotspreise dienen als Stützstellen der Angebotsfunktion, zwischen denen die Angebotsfunktion durch lineare Interpolierung erzeugt wird.

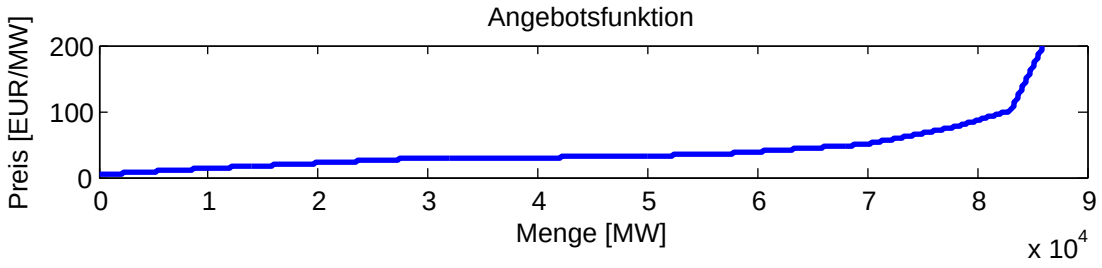


Abbildung 2.7: Schematische Darstellung der Angebotsfunktion

Modellierung der teilgrenzkostenbasierten Angebotssegmente

Da im Modell kein „Bottom Up“-Ansatz mit einer kraftwerksblockscharfen Betrachtung zur Erstellung der Angebotsfunktion verfolgt wird, können keine An- und Abfahrkosten in der Angebotspreiserstellung berücksichtigt bzw. zugeordnet werden. Aus diesem Grund werden im ersten Segment pauschal ein Prozentsatz der Kraftwerke (Braun-, Steinkohle und Gas) vereint, die aufgrund von Abfahrrestriktionen bereit sind, unterhalb ihrer Grenzkosten am Markt anzubieten. Der Preis dieses Segmentes wird mit 4 €/MW angenommen.[6]

In einem liberalisierten Markt, in dem die Angebotskurve alleinig auf Grenzkostenbasis aufbaut, gibt es unterschiedliche Erklärungsansätze, wie die Fixkosten aller im Marktgleichgewicht anbie-

[6] Aus der Auswertung der historisch beobachteten Tiefstpreise der EEX kann dieser Preis als Approximation für dieses Segment herangezogen werden.

tenden Erzeugungstechnologien gedeckt werden. In dem hier verwendeten Ansatz von [Fra 01] wird hierzu die Angebotsfunktion um ein preiselastisches Nachfragesegment erweitert. Real können diesem abschaltbare Verträge etc. zugrunde liegen.
In der unteren Graphik von Abbildung 2.8 sind die einzelnen Gesamtkostenkurven der jeweiligen Technologien als Kompositionen aus Fixkosten und variablen Kosten im Einsatz über das Jahr abgebildet. Die Grenzkosten [€/MWh] pro Stunde und installierter Leistungseinheit entsprechen der Steigung.

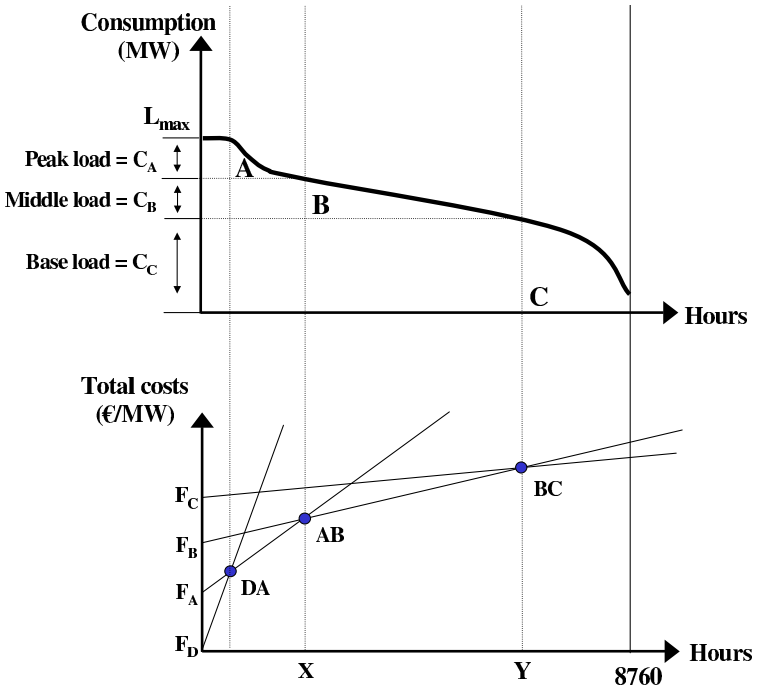


Abbildung 2.8: Darstellung der Jahresdauerlinie, Quelle: [Lem 03]

Im ersten Segment der elastischen Nachfrage fallen keine Fixkosten an. Für dieses Segment werden die variablen Kosten zur Verdrängung der Nachfrage fällig. Mit Hilfe des Dauerlinienverfahrens kann die Wirkungsweise bzw. die Komposition der Stromerzeugung auf Jahresbasis veranschaulicht werden. In der oberen Graphik ist dafür zu jedem Lastniveau deren im Jahresverlauf vorkommende Gesamtstundenzahl abgebildet. Die Flächen A, B, C stellen die im Jahresverlauf bereitgestellte Energie der Angebotssegmente dar. Bei dieser Komposition werden die Gesamtkosten des Energiesystems minimiert. Der Technologiewechsel für die verschiedenen Lastniveaus wird durch den Schnittpunkt der Kostengeraden angezeigt. Da das Nachfragesegment per Definition keine eigenen Fixkosten besitzt, müssen die Preisaufschläge gegenüber den Spitzenlastkraftwerken F_A im Jahresverlauf ausreichen, die Fixkosten dieser Einheiten zu decken. In der Graphik ist dies im Punkt DA abgebildet.
Neben dem elastischen Nachfragesegment wird im Modell auch Marktmacht abgebildet. Marktmacht im Stromhandel kann u. a. auf zwei verschiedenen Ursachen basieren. Zum einen kann Marktmacht durch die künstliche Mengenverknappung von Grundlasttechnologien in der Ange-

botsfunktion ausgeübt werden. Durch die Linksverschiebung der Angebotsfunktion kommen kostenträchtigere Technologien zur Markträumung zum Einsatz und erhöhen damit die Preise. Daneben können Vollkostenzuschläge in den Preisgeboten in der Angebotsfunktion eine Ausübung von Marktmacht anzeigen. Weitere detaillierte Untersuchungen zur empirischen Evidenz der Ausübung von Marktmacht im deutschen Stromhandel finden sich unter anderen in [Hir u. a. 07], [Rich/Los 07] und [Sch/Lan 06]. Mit Hilfe von Fundamentalmodellen wird hier nachgewiesen, dass insbesondere in Peakzeiten Preisaufschläge auf Grenzkosten vorgenommen werden. Inwieweit diese Aufschläge anteilig auf Mengenzurückhaltung bzw. auf Grenzkostenzuschläge von Spitzenlasttechnologien zurückzuführen sind, wurde nicht explizit untersucht.
In diesem Modell soll Marktmacht nur in Form von Grenzkostenzuschlägen im letzten Angebotssegment der Spitzenlasttechnologien integriert werden. Der Vollkostenzuschlag wird als eigener stochastischer Prozess formuliert und orientiert sich an den in den einzelnen Studien gefundenen Werten von 10 % bis 20 % der Grenzkosten in diesem Angebotssegment.

Mengenstochastik der Angebotsfunktion

Die Angebotsmenge (AM) in jedem Technologiesegment und Zeitschritt t ist abhängig von der relativen Verfügbarkeit (Verf) des Technologiesegmentes zu diesem Zeitschritt und der installierten Kapazität (Kap). Dadurch werden Revisions- und Wartungszyklen in die Angebotskurve integriert. Die Daten der einzelnen Technologien sind der EEX entnommen, auf deren Seite die einzelnen Betreiber ihre geplante Verfügbarkeit für das nächste Jahr veröffentlichen. Neben der geplanten Nichtverfügbarkeit jedes einzelnen Technologiesegmentes wird zur Abbildung von ungeplanten Ausfällen und stochastischem Im- und Export von Energie in den Angebotssegmenten eine dynamische stochastische Mengenanpassung vorgenommen.

Speichernutzung

Speicher sind Energieversorgungseinheiten, die variabel als Nachfrage- oder Angebotseinheiten am Markt agieren können. Die Wirkungsweise auf die Nachfrage- und Angebotsfunktion ist in Abbildung 2.9 dargestellt.

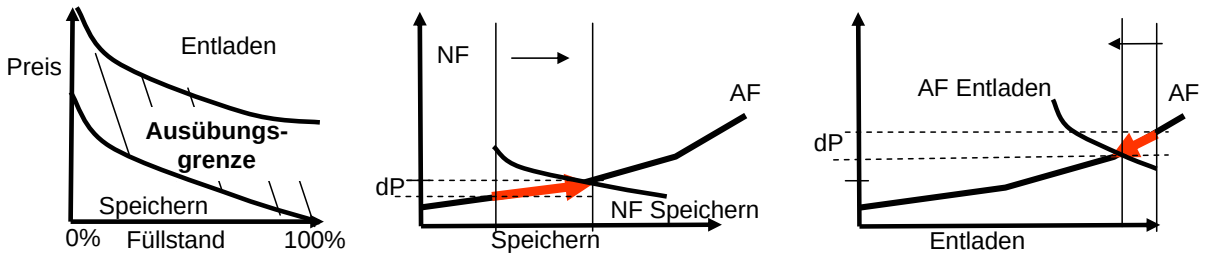


Abbildung 2.9: Funktionsweise der Speichernutzung

Durch die Integration von Speichern in ein Energiesystem wird die resultierende Nachfragefunktion in unteren Preisregionen preiselastisch. In Zeiten der Ausspeisung wird die Angebotsfunktion

um die Leistung der Speicher erweitert. Die Nutzung von Speichern führt zu einem intertemporalen Ausgleich der resultierenden Nachfrage und somit zur Angleichung von Preisniveaus unterschiedlicher Zeitpunkte. Der Füllstand des Speichers stellt eine Zustandsgröße dar. Er ergibt sich aus dessen vergangener Einsatzweise und beeinflusst die Möglichkeit von Entnahmen und Speicherung im weiteren Verlauf.
Vor der Liberalisierung konzentrierten sich die Untersuchungen/Speichermodellierungen hauptsächlich auf dem Fokus der Versorgungsstabilität in Inselsystemen mit regenerativer Einspeisung [Rit 90], [Fab 96] und [Car 02]. In deterministischen Energiesystemmodellen wird hierzu zumeist eine dynamische intertemporale Optimierung über alle Zeitbereiche zur Berechnung der Einsatzweise des Speichers vorgenommen, unter der Nebenbedingung der Versorgungsgewährleistung. Hierbei wird das Minimum der resultierenden Kosten zur Deckung der Last berechnet.
In einem liberalisierten Markt können Speicher als finanzielle Optionen betrachtet werden, so dass sich ihre Ausführung (Entladen; Speichern) in Abhängigkeit ihres Füllstandes und des jetzigen Marktpreises bzw. des antizipierten zukünftigen Marktpreises ergibt. Daraus folgt, dass für die Speichernutzung Ausübungsgrenzen definiert werden können, ab denen der innere Wert der Option (Aktion sofort ausführen) größer ist als ihr Zeitwert (Wert der Aktion ausgeführt zu einem späteren Zeitpunkt). Wenn der Marktpreis in einem Zeitpunkt t außerhalb dieser Grenzen liegt, wird die Option ausgeführt (Entladen; Speichern). Die Richtung ergibt sich aus dem Füllstand. Je höher der Füllstand, desto geringer ist diese Schranke der Ausführung für die Aktion Entladen bzw. desto niedriger muss der Marktpreis sein, um noch eine Einheit Elektrizität zu speichern. Durch die Definition von Ausübungsgrenzen wird erreicht, dass Speicher im System realistisch und nicht deterministisch optimal ausgenutzt werden und somit keine perfekte Voraussicht des Entscheiders vorherrscht. Die Grenzen definieren die Erwartungshaltung. Sie müssen nicht in jedem Zeitpunkt die optimale Aktion vorgeben, da zum Zeitpunkt der Ausführung alle zukünftigen Ereignisse (Preise) unsicher sind. Die Berechnung des Zeitwertes und der Ausübungsgrenzen kann mit Hilfe der dynamischen Programmierung erfolgen. Hierbei werden für pfadabhängige Optionen von verschiedenen Autoren Binomialbaummodelle bzw. in jüngerer Vergangenheit die Least-Square-Monte-Carlo-Simulation eingesetzt [Bre/Sch 77],[Cox u. a. 79], [Lon/Sch 01], [Mor/Nav 03].
In der ökonomischen Untersuchung und Optimierung der Speicherauslegung im Strom-Spotmarkt wurde bereits von [Noe 06] festgestellt, dass in Strommarkt eine saisonale Speicherung wie bei Gas unökonomisch ist. Dies liegt an der im Strom-Spotmarkt vorherrschenden starken kurzfristigen täglichen und wöchentlichen deterministischen Preissaisonalität und den hohen Speicherkosten. Bei der Analyse eines Speichers wurden in der Vorbereitung dieser Arbeit mit Hilfe der dynamischen Programmierung nur geringe Zeitwerte identifiziert. Die optimale ökonomische Auslegung des Speichers wurde in Form der 34-fachen Pumpleistung errechnet. Der hohe Zeitaufwand der dynamischen Programmierung ist für die Zielstellung dieser Arbeit nicht gerechtfertigt. Deshalb wird die Speicheraktivität im Modell mit einer Heuristik nachgebildet. Hierbei werden die Ausübungsgrenzen anhand der empirischen Preisverteilung ex ante festgelegt und die Speicherfahrweise beim Betrieb daran ausgerichtet.

2.2 Modellierung der unsicheren Eingangsgrößen

2.2.1 Modellierung der Last

Ansätze zur Modellierung der Last mit Hilfe von Zeitreihenmodellen und der Temperatur als fundamentalen Einflussfaktor finden sich unter anderem in [Fis/Gros 06], [Cle/Str 04]. In diesem Abschnitt sollen diese Ansätze um ein lokales Regressionsmodell zur Bestimmung der Saison der Last und einer heteroskedatischen Volatilitätskomponente erweitert und kalibriert werden.

Datenanalyse der Last

Der stundenscharfe Lastverlauf aus dem Jahr 2003 ist in Abbildung 2.10 dargestellt.

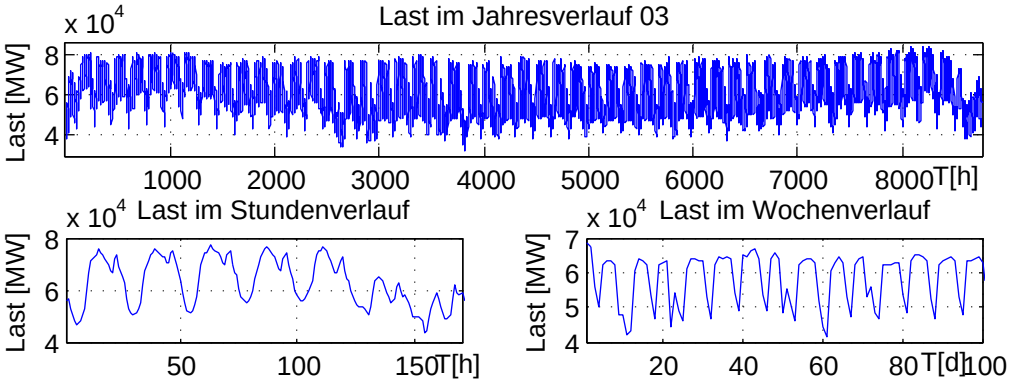


Abbildung 2.10: Jahresverlauf der stundenscharfen Last im Jahr 2003

Im Jahresverlauf ist ein leichter Anstieg der Last zum Winter zu verzeichnen, der durch den Effekt der Weihnachtszeit überlagert wird. Insgesamt wird eine Höchstlast von ca. 83 GW erreicht, die durch entsprechend verfügbare Produktionskapazitäten gedeckt werden muss. Der Gesamtverbrauch ist in den letzten Jahren auf nunmehr 547 TWh leicht angestiegen [BMW 07a].[7] Das Tagesniveau der Last verläuft für Arbeitstage auf relativ gleichmäßigem Niveau. Der typische Abfall zum Wochenende wird durch die abnehmende Nachfrage aus dem Gewerbe und der Industrie verursacht.

Die unterschiedliche Tagessaison und deren Variabilität ist in Abbildung 2.11 dargestellt.

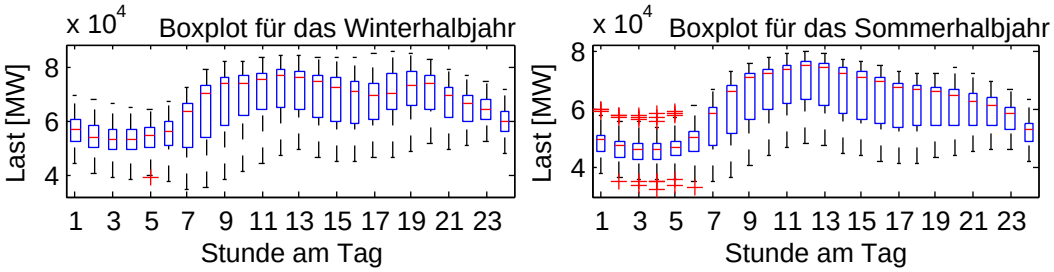


Abbildung 2.11: Boxplot der Intratagesverläufe im Winter- und Sommerhalbjahr

Hervorgerufen durch unterschiedliches witterungsbedingtes Verbrauchsverhalten treten im Intra-

[7] Die Last setzt sich aus dem Stromverbrauch und den Leistungsverlusten zusammen.

tagesverlauf typische Muster für das Sommer- und Winterhalbjahr auf. Neben der im Sommer zur Mittagszeit auftretenden Höchstlast kommt im Winter gegen 19 Uhr eine zweite Verbrauchsspitze hinzu. Insgesamt ist eine hohe Regelmäßigkeit der beschriebenen Muster zu erkennen, die nur wenig durch stochastische Einflüsse gestört wird. Die in den Daten auftretende Volatilität ist während des Tages größer als in der Nacht.

Modellierung der Saison der Last

Die Saison der Last mit ihrer Tages- und Wochenstruktur kann mit Hilfe von Dummyregressoren für die einzelnen Tagtypen und trigonometrischen Funktionen für die Jahressaison parametrisiert werden [Bo u. a. 06]. Aufgrund der Komplexität müssen für eine gute Wiedergabe der Eigenschaften sehr viele Regressoren verwendet werden. Deshalb soll im Folgenden eine gewichtete lokale Regression Anwendung finden, die unter anderem in [Mul 87], [Loa 04], [Lue/Kra 04] beschrieben und in [Pir 05] auf die Last angewendet wurde. Die Regressionsfunktion um einen Punkt x lautet:

$$\sum_{i=1}^{n} W\left(x_i - x\right)/h\right)\left(Y_i - \left(a_0 + a_1(x_i - x)\right)\right)^2 \tag{2.7}$$

Die Eingangsvektoren x_i stellen periodische Größen dar, die dem Tages-, Wochen-, und Jahresrhythmus entsprechen. Die Bandbreite h gibt an, wie viele Beobachtungen um einen Punkt zu dessen Parametrisierung verwendet werden. Artverwandten Beobachtungen wird mit Hilfe einer Gewichtungsfunktion W besondere Bedeutung in der Regression zugemessen. Die Form der Gewichtungsfunktion kann sehr unterschiedlich gestaltet werden, wobei hier die quadratische Funktion dargestellt ist.

$$W(z) = \left\{ \begin{matrix} (1-z^2)^2 & -1 \leq z \leq 1 \\ 0 & sonst \end{matrix} \right\} \tag{2.8}$$

Für jeden Zeitpunkt im Jahr wird eine neue Regression durchgeführt. Die so erhaltenen Konstanten a_0 stellen den gesuchten Saisonverlauf dar.

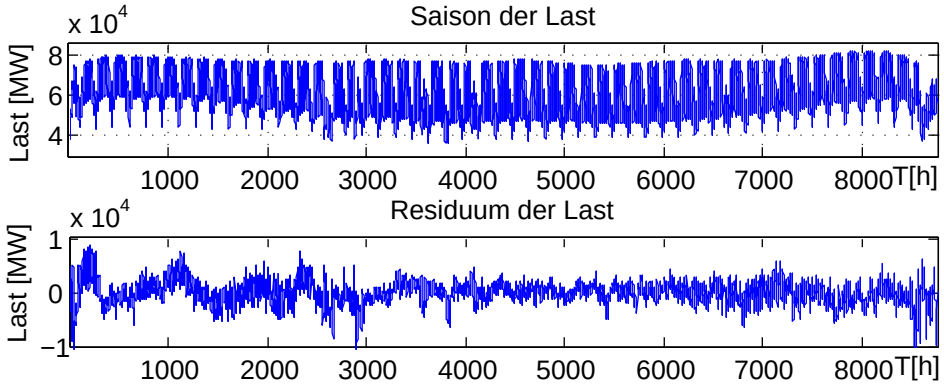


Abbildung 2.12: Saison und Residuum der Last

Die Saisonfunktion beinhaltet die typischen Periodizitäten und die durch Feiertags- sowie Ferien-induzierten deterministischen Niveauabsenkungen. Das resultierende Residuum ist erratisch, und besitzt heteroskedastische Volatilität sowie Mean-Reverting-Verhalten.

Modellierung des Residuums

Zur Modellierung der 24 Einzelstunden wird eine Hauptkomponenten-Analyse (PCA) durchgeführt wie sie in [Lae 92], [Kre 98] und [Tsa 05] beschrieben wird. Die PCA wird vor allem dann eingesetzt, wenn Multikollinearität in den Datensätzen vorliegt. Die PCA bietet die Möglichkeit, Daten mehrerer Dimensionen auf Strukturen, Gemeinsamkeiten und Unterschiede hin zu untersuchen.

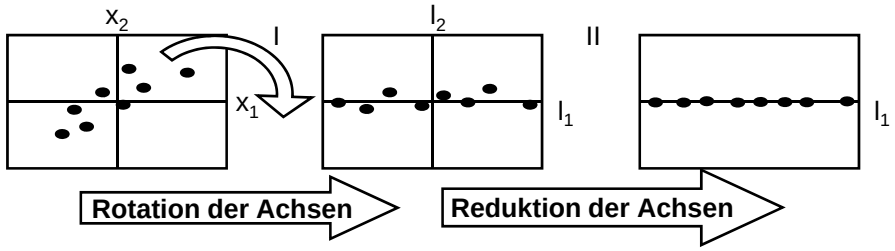


Abbildung 2.13: Funktionsweise der Principle Component Analysis (PCA), Quelle: [Bo u. a. 06]

Dabei zerlegt die PCA die Daten in neue Pseudo-Variablen, die einen Großteil der Varianz der ursprünglichen Daten erklären. Die neuen Variablen eliminieren alle redundanten Informationen der Ausgangsdaten. Abbildung 2.13 verdeutlicht die Funktionsweise der PCA. Durch Achsenrotation werden neue künstliche Variablen (Faktoren) geformt, die untereinander unkorreliert sind. Jeder Faktor wird mit einem korrespondierenden Projektionsvektor (Eigenvektoren der Kovarianz-Matrix des Ursprungsdatensatzes) (PC) ermittelt, der den Einfluss des Faktors auf die Ausgangsdaten wiedergibt. Die Daten können komprimiert werden, indem die Anzahl der Dimensionen der Faktoren reduziert wird, ohne dabei einen wesentlichen Verlust des Informationsgehalts einzugehen. Es zeigt sich, dass in vielen Anwendungsfällen wesentlich weniger neue Pseudo-Variablen (Faktoren) ausreichen, um einen Großteil des Erklärungsgehalts aller ursprünglichen Variablen zu rekonstruieren. Auf die 24 Einzellastprozesse wird im Folgenden eine PCA durchgeführt, wobei die ersten vier Gewichtungsfunktionen in Graphik 2.14 dargestellt sind.

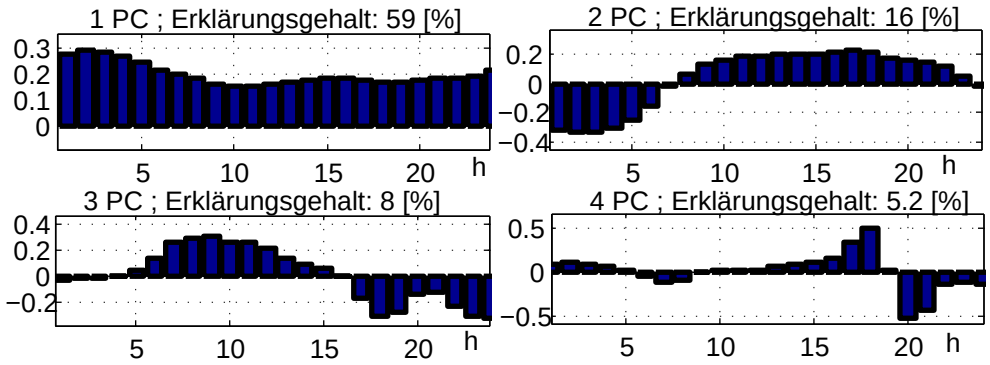


Abbildung 2.14: Darstellung der Principal Components (PC)

Die erste PC mit einem Gewicht von 59 % bewirkt durch Multiplikation mit der ersten Fak-

torladung eine Parallelverschiebung der 24 Einzelstunden der Last. Mit Hilfe der dritten und vierten PC können unterschiedliche Strukturen in der Stochastik innerhalb eines Tages abgebildet werden. Die vierte Faktorladung steuert die Ausprägung der Abendspitze. In der vierten Faktorladung wird neben der Stochastik eine Saison dieses Effektes sichtbar. Diese muss bei der Modellierung dieser Zufallsvariablen berücksichtigt werden. Die weiteren Faktorladungen besitzen einen Erklärungsanteil von 12 % der Stochastik der Ursprungsdaten.
In Abbildung 2.15 ist der Verlauf der Faktorladungen dargestellt.

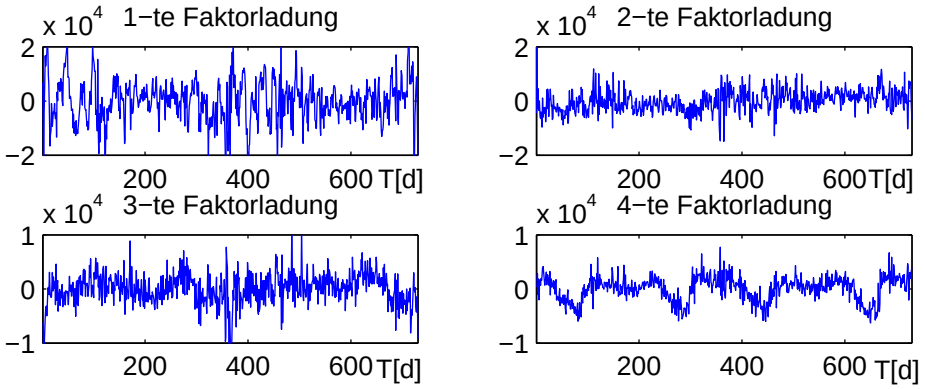


Abbildung 2.15: Verlauf der Faktorladung der Last

Die erste Faktorladung besitzt ein ausgesprochenes Mean-Reverting-Verhalten. Die Varianz ist insbesondere im Winter und Frühjahr durch wetterbedingte Umschwünge stark ausgeprägt.

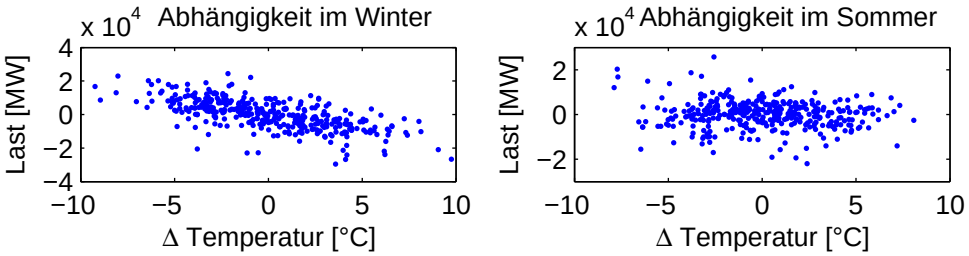


Abbildung 2.16: Temperaturabhängigkeit der Last

Bei der Regressionsuntersuchung der Faktorladungen mit der Temperatur als unabhängige Variable fällt auf, dass im Winter eine signifikante Abhängigkeit vorhanden ist, während im Sommer kein Einfluss nachgewiesen werden kann. Daraus kann vermutet werden, dass der Einsatz von Klimaanlagen im mitteleuropäischen Bereich nicht so ausgeprägt wie in Südeuropa oder den USA ist.
Im Modell werden die ersten drei Faktorladungen abgebildet. Von den restlichen Faktorladungen wird nur die Saison als deterministische Funktion in das Modell integriert. Für die Kalibrierung der Faktorladungen wird die Klasse der ARMA-GARCH-Prozesse verwendet, wobei die saison-

bereinigte Temperatur als weiterer Regressor für das Winterhalbjahr hinzugenommen wird.

$$Y_t = \sum_{k=1}^{K} \alpha Y_{t-k} + \sum_{l=1}^{L} \beta \epsilon_{t-l} + \sigma_t \psi_t + \gamma \Delta Temp_t \tag{2.9}$$

$$\psi_t = N(0,1) \tag{2.10}$$

Die Modellierung der bedingten Varianz wird aufgrund des Auftretens von Autokorrelationen der quadrierten Residuen als Saisonfunktion mit dem ARCH-Term vorgenommen.

$$\sigma_t^2 = w + \sum_{i=1}^{I} a_i sin(2\pi id(t)/365) + b_i cos(2\pi id(t)/365) + \sum_{r=1}^{R} \gamma_r \epsilon_{t-r}^2 \tag{2.11}$$

$$\epsilon_t = \sigma_t \psi_t$$

Durch die Saisonalität der Varianz hat sich der GARCH-Einfluss als nicht signifikant erwiesen. Er wird deshalb in keinem Modell verwendet. Die Varianz des Prozesses in Abbildung 2.17 hat seine Amplitude im Winter. Daneben werden ARCH-Anteile in der Zeitreihe sichtbar.

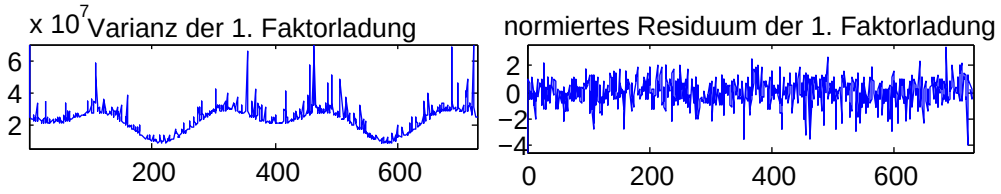


Abbildung 2.17: Varianz und normiertes Residuum der ersten Faktorladung

Nach Auswertung des AIC-und BIC-Kriteriums wurden für die drei Faktorladungen in Tabelle 2.1 folgende Parametersätze kalibriert.[8][9]

Faktorladung	1		2		3	
Variable	Wert	std	Wert	std	Wert	std
α	0,47	0,04	0,87	0,04	0,97	0,01
β			-0,71	0,07	-0,84	0,03
$Regr_\gamma$	-1,03E+03	8,86E+01	1,39E+02	2,82E+01		
Konst	2,08E+07	1,48E+06	9,51E+06	5,88E+05	4,75E+06	2,89E+05
a_1	2,83E+06	2,01E+06	2,48E+06	7,25E+05	5,82E+04	1,49E+05
a_2	-6,33E+06	1,96E+06	-8,81E+05	6,39E+05	-3,08E+05	4,44E+05
b_1	5,23E+06	1,68E+06	2,63E+06	7,49E+05	1,82E+06	4,22E+05
b_2	-1,73E+06	1,70E+06	6,18E+03	2,15E+04	3,37E+05	4,26E+05
ϕ	0,12	0,03	0,03	0,01	0,04	0,02

Tabelle 2.1: Parameter des Lastprozesses

[8] Akaikes Informationskriterium; Bayessches Informationskriterium. Die Kriterien dienen zur Auswahl eines Modells, indem sie Anpassungsgüte gegenüber der Modellkomplexität gewichten [Hir 73].

[9] Die Auswertung der Kriterien ergab folgende Parameterwerte:
1 Faktorladung: ARMAX(1,0,1), GARCH(0,1)
2 Faktorladung: ARMAX(1,1,1), GARCH(0,1)
3 Faktorladung: ARMAX(1,1,0), GARCH(0,1)

Datenanalyse der Temperatur

Für die Komplettierung der Lastmodellierung wird als externer Faktor die Temperatur benötigt. Die Temperaturmodellierung wurde bereits unter anderem von [Cam/Die 02] und [Ben/Ben 05] vorgenommen. Der stundenscharfe Temperaturverlauf (2001-2006), wie er sich als Mittelwert an fünf verschiedenen Standorten ereignete, ist in Abbildung 2.18 dargestellt. Im Jahresgang kann eine stark ausgeprägte Saisonalität und ein Mean-Reverting-Verhalten zu erkannt werden. Die Varianz des Prozesses nimmt im Winterhalbjahr zu.

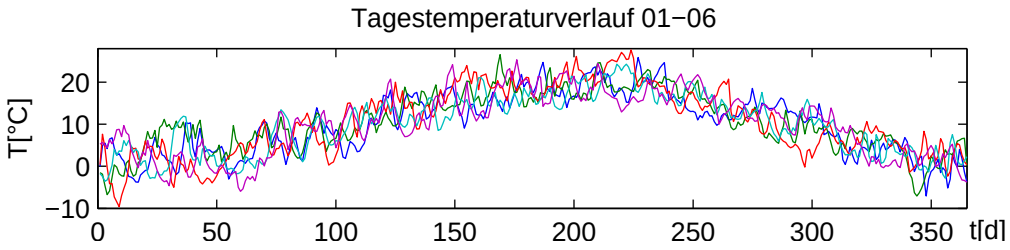


Abbildung 2.18: Jahresverlauf der täglichen mittleren Temperatur

Saison der Faktorladungen

Für die Modellbildung der Saisonalität wird der Tagesprozess mit trigonometrischen Funktionen nachgebildet. Die dafür verwendete Formel ist in 2.12 dargestellt:

$$Sai_t \quad = \quad Konst + \sum_{i=1}^{I} a_i sin(2\pi id(t)/365) + b_i cos(2\pi id(t)/365) \tag{2.12}$$

Die Parameter der Kalibrierung sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

Variablen	Konst	a_1	a_2	b_1	b_2
Wert	10,07	2,35	0,36	-8,93	-0,04
Std	0,87	0,17	0,09	1,56	0,03

Tabelle 2.2: Saisonparameter der Temperatur

Der Verlauf der ursprünglichen Zeitreihe, deren Saison und der desaisonalisierte Verlauf sind in Abbildung 2.19 dargestellt.

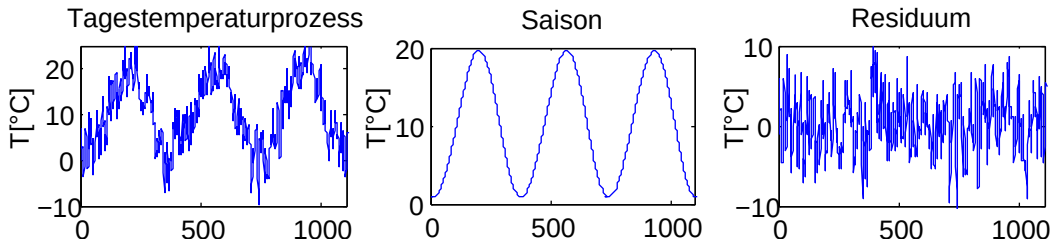


Abbildung 2.19: Saison der ersten Faktorladungen des Temperaturprozesses

Für die Parametrisierung der Faktorladung wird die Klasse der ARMA-GARCH-Prozesse verwendet.

$$Y_t = \sum_{k=1}^{K} \alpha Y_{t-k} + \sum_{l=1}^{L} \beta \epsilon_{t-l} + \sigma_t \psi_t + dG_t \tag{2.13}$$

$$\psi_t = N(0,1) \tag{2.14}$$

Die Auto- und die partielle Autokorrelation sind in Abbildung 2.21 abgebildet.

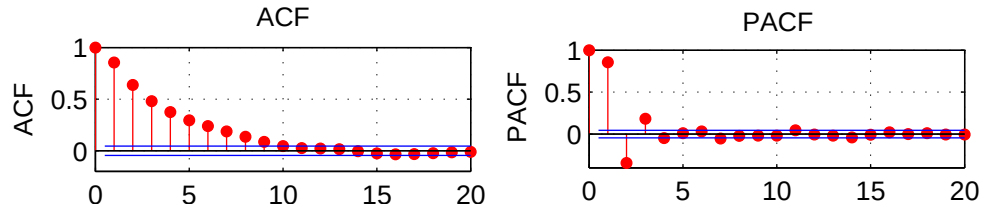


Abbildung 2.20: Auto- und partielle Autokorrelationsfunktion des desaisonalisierten Temperaturprozesses

Sie zeigen an, dass der Prozess mit sehr geringer Ordnung ARMA(1,1) modelliert werden kann. Dies zeigten auch Ergebnisse der Informationskriterien (AIC BIC) bei Variation der Ordnung von AR-und MA-Termen.

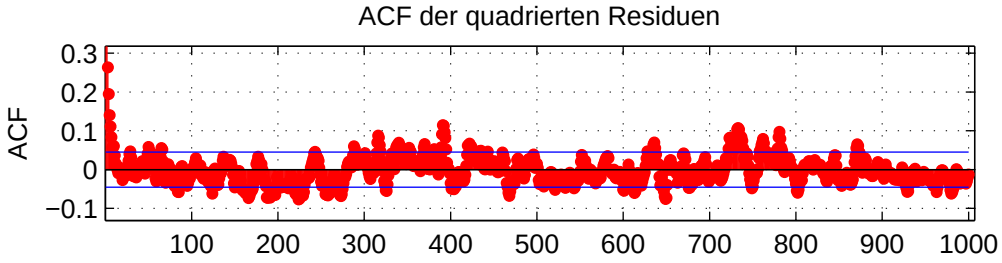


Abbildung 2.21: Auto- und partielle Autokorrelationsfunktion des quadrierten desaisonalisierten Temperaturprozesses

Die Modellierung der bedingten Varianz wird aufgrund des Auftretens von Autokorrelationen der quadrierten Residuen als Saisonfunktion mit ARCH-Term vorgenommen. Ein ARCH-Term erster Ordnung reicht aus, um neben der saisonalen Varianz die Heteroskedastizität abzubilden.

$$\sigma_t^2 = w + \sum_{i=1}^{I} a_i sin(2\pi id(t)/365) + b_i cos(2\pi id(t)/365) + \sum_{r=1}^{R} \phi_r \epsilon_{t-r}^2 \tag{2.15}$$

$$\epsilon_t = \sigma_t \psi$$

Der Verlauf der Varianz bei der Kalibrierung der Prozesse ist in den Abbildungen 2.22 visualisiert.

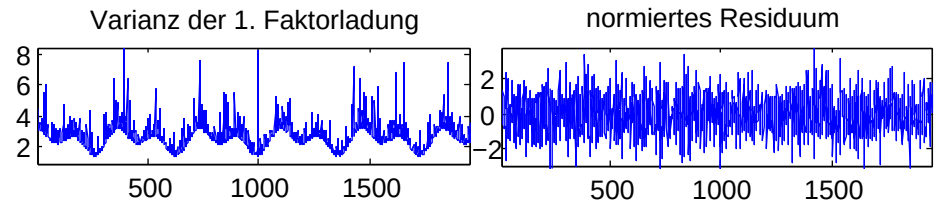


Abbildung 2.22: Kalibrierungsergebnis des Residuums des Temperaturprozesses

Im Quantile-Quantile (QQ) Plot ist das normierte Residuum gegen eine Normalverteilung aufgetragen.

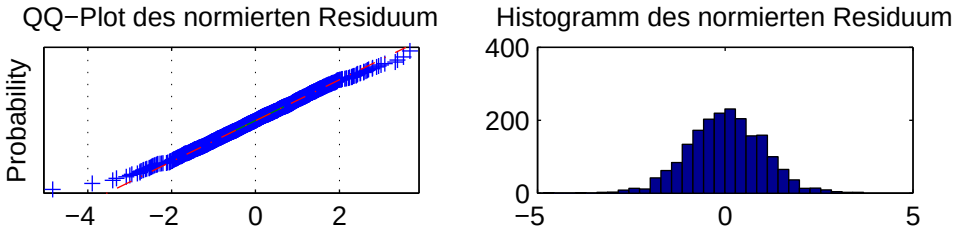


Abbildung 2.23: QQ-Plot der normierten Residuen mit der Standardnormalverteilung

Die Parameter sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

Variablen	Konst	a_1	a_2	b_1	b_2
Wert	10,07	2,35	0,36	-8,93	-0,04
Std	0,87	0,17	0,09	1,56	0,03

Tabelle 2.3: Parameter des Temperaturprozesses

Mit Hilfe des Temperaturmodells und des Lastmodells werden im Modell einzelne Lastgänge zur Beschreibung des Verbrauchs simuliert. Hierzu werden in einem ersten Schritt Temperatursimulationen erzeugt, die dann als Regressionsparameter in das Lastmodell eingesetzt werden. Der Vorteil der getrennten Modellierung von Temperatur und Last liegt in der saisonalen Struktur der Temperatur, die sehr leicht modellierbar ist. Mit Hilfe der Temperatur können somit auch die Charakteristika der Last sehr gut wiedergegeben werden. Daneben ist für das Modell eine zukünftige Erweiterung um einen Wärmemarkt einfach zu realisieren, falls für KWK-Anlagen das Wärmeabsatzpotential berechnet werden muss.

Entwicklung der Jahressummenlast im Verlauf der Untersuchung

Neben der generellen Formulierung des Lastprozesses ist die durchschnittliche Jahresenergiemenge für den Simulationszeitraum festzulegen, um den Prozess auf diesen Erwartungswert zu skalieren. Prognosen für die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs werden in einer Reihe von Studien vorgenommen, die in [Nit 08] zusammengefasst sind.

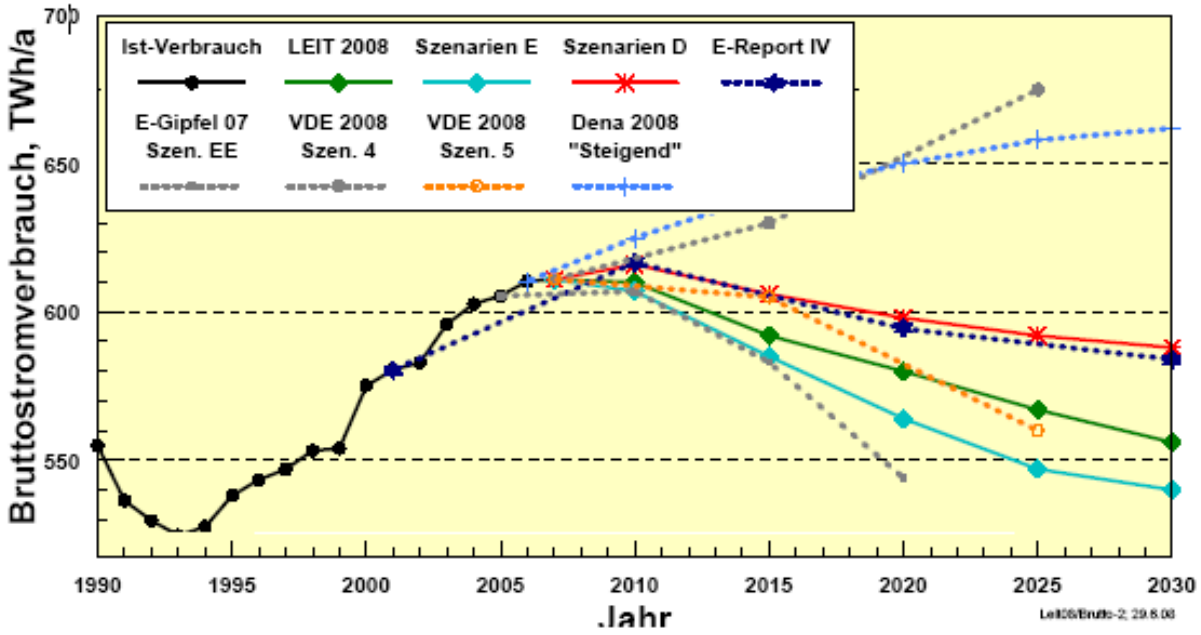


Tabelle 2.4: Prognosen des Bruttostromverbrauchs bis zum Jahr 2030, Quelle:[Nit 08], [BMW 07a], [Den 08], [EWI/Pro 05], [VDE 08]

Die einzelnen Studien unterscheiden sich vorwiegend in der Höhe der antizipierten Effizienzsteigerungen bei der Energieproduktivität. Die Spannweite der Prognosen von ca. 530-660 TWh für das Jahr 2030 zeigt die hohe Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Entwicklung des Energiesystems. Aus diesem Grund sollen in dieser Arbeit neben einem Referenzszenario zwei Extremszenarien zur Abbildung der Prognoseränder (Szenario A2 und B1) verwendet werden, um die Auswirkungen der unterschiedlichen Niveaus auf die resultierenden Größen zu untersuchen.

In diesem Modell wird nicht der Bruttostromverbrauch sondern der Inlandsverbrauch abzüglich der Stromerzeugung aus Wasserkraft und Biomasseverstromung als Inputparameter verwendet (nachfolgend Last genannt).[10]. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft wird mit Hilfe einer Referenzkenninie mit 25-30 TWh nach [Qua 00] modellexogen vorgegeben, da hier keine großen Veränderungen in der installierten Kapazität zu erwarten sind. Die Stromerzeugung aus Biomasse wird in Anlehnung der Daten aus [Nit 08] auf 40-60 TWh festgelegt und als Band vom Inlandsverbrauch abgezogen.[11] Der Pumpspeicherverbrauch wird im Modell separat endogen modelliert. Der Eigenverbrauch der Kraftwerke wird über den Wirkungsgrad im Modell eingearbeitet, da der

[10] Der Bruttostromverbrauch im Jahr 2005 betrug 595 TWh. Die Inlandsnachfrage betrug 524 TWh und der Eigenverbruch der Kraftwerke sowie der Pumpspeicherverbrauch wurden auf 70 TWh veranschlagt [BMW 06]

[11] Die Biomassekraftwerke werden nicht als modellendogene Investitionsalternative zugelassen, da deren Zubaupotential relativ begrenzt ist (bereits 2007 werden 19,5 TWh erzeugt). Daneben konnte keine auf verfügbare Quellen fundierte Prognose des Brennstoffeinsatzpreises für das Jahr 2040 durch den Autor vorgenommen werden.

Eigenverbrauch sich negativ in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Kraftwerks niederschlägt. Das Niveau der Last und seine einzelnen Bestandteile für die unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2040 sind in Tabelle 2.5 dargestellt. Hierbei wird im Referenzszenario eine Inlandsnachfrage von 515 TWh angenommen. Wasserkraft und Biomasseverstromung können davon 65 TWh decken, so dass eine resultierende Last von 450 TWh am Spotmarkt bzw. durch den resultierenden installierten kraftwerkspark gedeckt werden muss. Im Szenario A2 wird ein deutlicher Anstieg der Inlandsnachfrage auf 655 TWh angenommen. Dieser kann unter anderem durch eine geringere Energieproduktivität oder einer Ausweitung der Elektrifizierung des Verkehrswesen zustande kommen. Im Szenario B1 wird dagegen sowohl das Nievau der Inlandsnachfrage abgesenkt, sowie die beiden exogenen Komponenten auf 90 TWh Stromerzeugung erhöht.

Verwendung/Aufkommen Strom 2040 [TWh]	REF	A2	B1
Inlandsnachfrage	515	655	460
Stromerzeugung Wasserkraft	25	20	30
Stromerzeugung Biomasse	40	30	60
Last	450	605	370
Last = Inlandsnachfrage - Stromerzeugung Wasserkraft - Stromerzeugung Biomasse (ohne Eigenverbrauch Kraftwerke, Netzverlust und Pumpspeicherverbrauch)			

Tabelle 2.5: Entwicklung der Jahressummenlast, nach [Nit 08] und eigenen Annahmen

2.2.2 Modellierung der Solarstrahlung

In diesem Kapitel werden Modelle für die Simulation der Strahlungsanteile der Globalstrahlung in den beiden Modellregionen Deutschland und Nordafrika vorgestellt und kalibriert. Generell können Modelle zur Berechnung und Vorhersage der Globalstrahlung in unterschiedliche Kategorien eingeteilt werden:

- Meteorologische Modelle, in denen aktuelle Wetter- und Klimadaten anhand von physikalischen Gesetzmäßigkeiten zur kurzfristigen Vorhersage der Strahlungsanteile verwendet werden;
- Satellitenbasierte Modelle, die die aktuellen Strahlungsanteile aus Satellitenaufnahmen des Bedeckungsgrads, des Aerosol- und Wasserdampfgehalts der Atmosphäre ableiten;
- Zeitreihenmodelle, die auf historischen Daten basieren und die Eigenschaften der Strahlungsverläufe mit stochastischen Prozessen modellieren.

In dieser Arbeit wird eine Kombination der satellitenbasierten Modelle und der stochastischen Zeitreihenmodellierung angewendet. Die Ergebnisse der Zeitreihenmodelle, in Form von Monte Carlo simulierten Ganglinien, sind notwendig, da zur Beantwortung der in dieser Arbeit gestellten Fragestellung mehr Strahlungsverläufe benötigt werden, als historisch zur Verfügung stehen. Satellitenbasierte Modelle berechnen die Strahlungsanteile mit parametrischen und nichtparametrischen Zusammenhängen aus den von Satelliten aufgenommenen Daten (Bewölkung, Wasserdampf, Aerosolgehalt der Atmosphäre) [Bin u. a. 92], [Mue u. a. 04], [Rei 03]. Stochastische Zeitreihenmodelle in Form von Auto Regressive Moving Average (ARMA) oder Markov Transition Matrix Model (MTM) wurden bislang für eine Reihe von Arbeiten untersucht u. a. [Gla u. a. 00], die in [Rem u. a. 03] zusammengefasst sind. Ein Großteil der Modelle konzentriert sich darauf, den durchschnittlichen Tageswert zu modellieren. In einigen Arbeiten wird mit Hilfe eines synthetischen Verfahrens der Tageswert in entsprechende Stundenwerte mit Hilfe von Zufallszahlen zurücktransformiert [Agu/Col 92].

Grundlagen der Solarstrahlung

Die auf die Atmosphäre der Erde auftreffende extraterrestrische Strahlungsleistung I(t) kann vereinfachend in Abhängigkeit der Strahlungskonstanten $I_{Konst} = 1353W/m^2$ und der jahreszeitlich veränderlichen Umlaufbahn der Erde um die Sonne dargestellt werden [TUG 07].

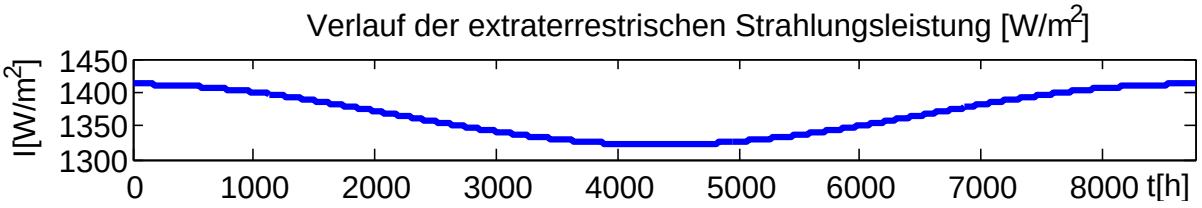


Abbildung 2.24: Verlauf der extraterrestrischen Strahlungsleistung

Der Zusammenhang ist in folgender Formel wiedergegeben:

$$I(t) = I_{Konst}(1 + 0.033cos(2t\pi/8760)) \tag{2.16}$$

Die gesamte Strahlung in Form der Globalstrahlung E_{Glo}, die auf die Erdoberfläche trifft, unterteilt sich in einen Anteil direkter Strahlung E_{Dir}, welche die Erdoberfläche auf direktem Weg erreicht. Daneben existiert als zweiter Anteil die diffuse Strahlung E_{Dif}, die durch Streueffekte in der Atmosphäre entsteht. Wolken stellen neben Luftmolekühlen, Aerosolen, Gasen und Wasserdampf den größten stochastischen Einfluss auf die Strahlungsanteile dar [Rei 03]. Dabei wird die relative Zusammensetzung der Globalstrahlung und die Höhe der Globalstrahlung gegenüber der extraterrestrischen Strahlung verändert.
Daneben wird ein Teil der Strahlung E_{Ref} von der Erdoberfläche zurück auf die Empfangsfläche reflektiert.

$$E_{Glo}(t) = E_{Dir}(t) + E_{Dif}(t) + E_{Ref}(t) < I(t) \tag{2.17}$$

Bei der Photovoltaik können alle Strahlungsanteile in Strom gewandelt werden. Thermisch konzentrierende Solarfelder können nur den fokussierbaren direkten Strahlungsanteil in thermische und, mit Hilfe einer Dampfturbine, in elektrische Energie umwandeln. Aus diesem Grund wird im weiteren Verlauf eine Methodik verwendet, mit der die Direkt- und die Diffusstrahlungsanteile der Globalstrahlung auf geneigte Empfangsflächen berechnet werden können.

Datenanalyse Modellregion Marokko

Die Modellregion in Marokko (34.4 N2.0W) erhält auf eine horizontale Fläche von $1m^2$ eine jährliche Globalstrahlungsenergie im Mittel von 2000 kWh. Dies entspricht ca. der doppelten Energie, die Deutschland erreicht.[12]

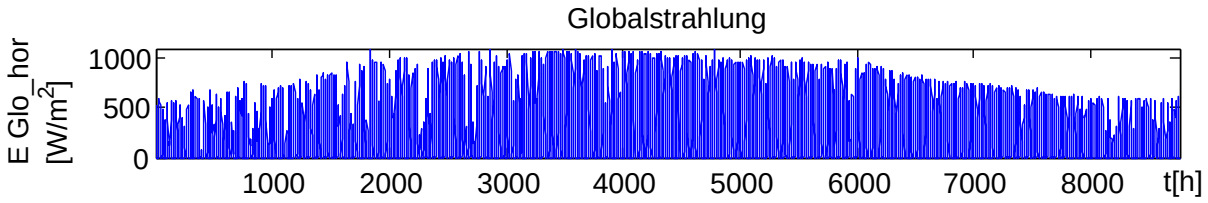


Abbildung 2.25: Verlauf der Globalstrahlung in Marokko

In ca. 70 bis 80 % der Tage nimmt die Globalstrahlung den Wert an, der unter unbedecktem Himmel erreichbar ist. Dazwischen wird die Globalstrahlung durch den unterschiedlich stark ausgeprägten Bedeckungsgrad teilweise erheblich verringert. Die Störranfälligkeit der maximal erreichbaren Globalstrahlung ist saisonabhängig, mit klarer Störrhäufigkeit in den Wintermonaten.

[12]Die Daten der folgenden Untersuchungen entstammen der Quelle: www.satelight.com.

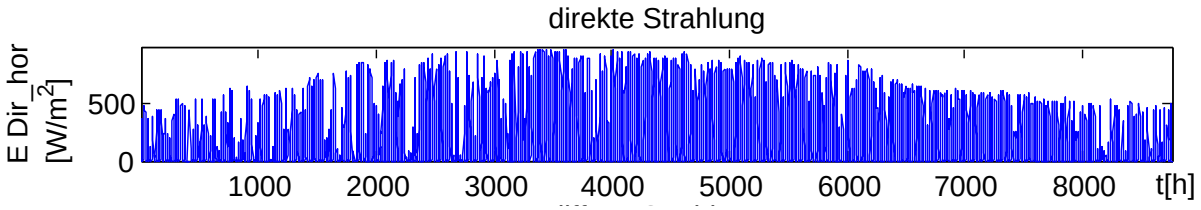


Abbildung 2.26: Verlauf der Direktstrahlung in Marokko

Die direkte Solarstrahlung besitzt den gleichen saisonalen Verlauf wie die Globalstrahlung. Sie reagiert aber empfindlicher auf Änderungen des Bedeckungsgrades. Auf eine perfekt zur Sonne ausgerichteten Empfangsfläche treffen unter diesen Konditionen im Jahr bis zu $2500 kWh/m^2$.

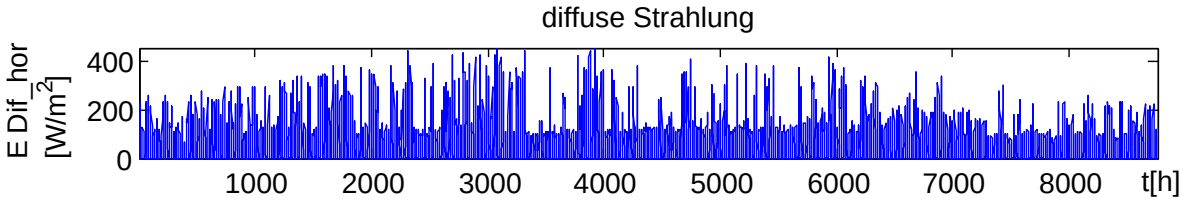


Abbildung 2.27: Verlauf der Diffusstrahlung in Marokko

Die Diffusstrahlung besitzt unter klaren Himmelsverhältnissen einen über das Jahr verteilten gleichmäßigen Verlauf und erhöht sich antiproportional zur Direktstrahlung an bedeckten Tagen sprunghaft. Der für diesen Verlauf der einzelnen Strahlungsanteile hauptsächlich verantwortliche Bedeckungsgrad ist in Abbildung 2.28 dargestellt. Bis zu 80 % der Zeit ist der Himmel in der Modellregion bewölkungslos, was mit einem Bedeckungsgrad von Null korrespondiert.

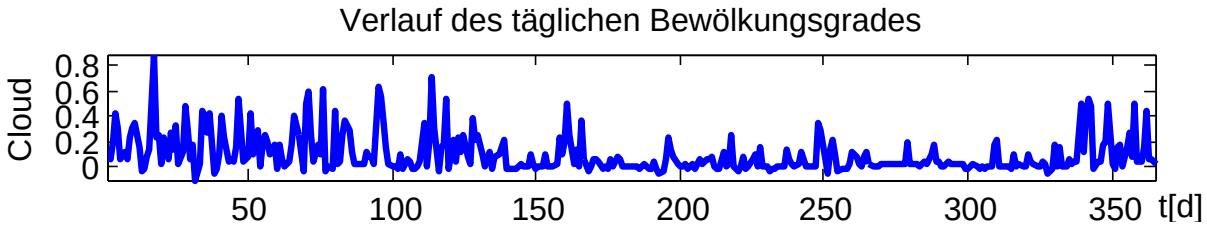


Abbildung 2.28: Verlauf des täglichen Bewölkungsgrades in Marokko

Die Variabilität des täglichen Bedeckungsgrades und dessen saisonaler Verlauf sind in Abbildung 2.28 visualisiert.

Datenanalyse Modellregion Deutschland

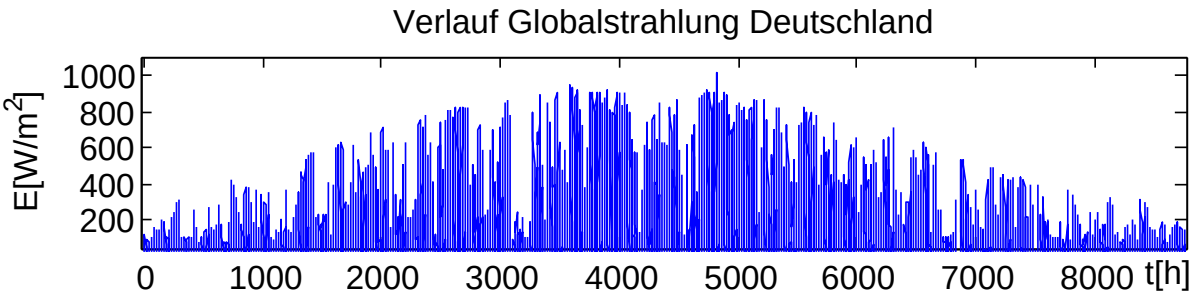


Abbildung 2.29: Verlauf der stündlichen Globalstrahlung in Deutschland

Der Verlauf der Globalstrahlung in der Modellregion Deutschland (Abbildung 2.29) ist von ausgeprägterer Volatilität im Jahresverlauf gekennzeichnet als der Verlauf in Marokko. Daneben ist die Persistenz von Schlechtwetterperioden im Verlauf des Jahres größer. Aufgrund der nördlicheren Lage und dem damit verbundenen stärker jahreszeitlich schwankenden Einstrahlungswinkel ist auch die Jahressaison im Globalstrahlungsverlauf deutlicher als in Nordafrika. Dadurch erreicht ein Großteil der jährlichen Globalstrahlung die Modellregion in den Monaten Mai bis August.

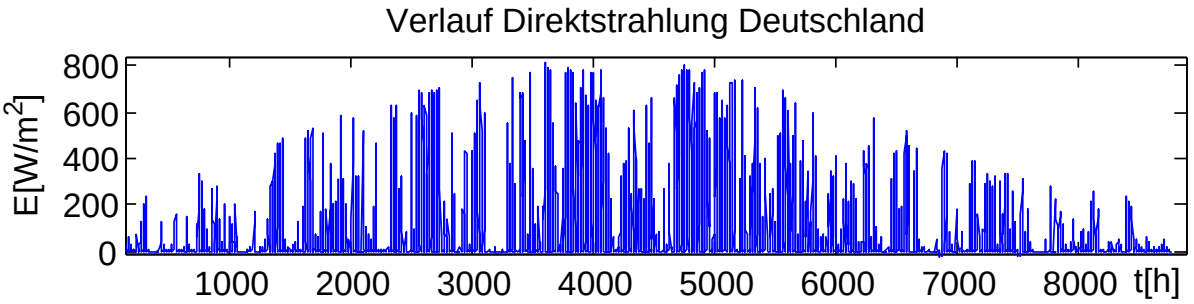


Abbildung 2.30: Verlauf der stündlichen Direktstrahlung in Deutschland

Neben der Globalstrahlung ist auch die Direktstrahlung in Abbildung 2.30 selbst an Sommertagen teilweise erheblich gestört und besitzt eine ausgesprochen starke Volatilität.

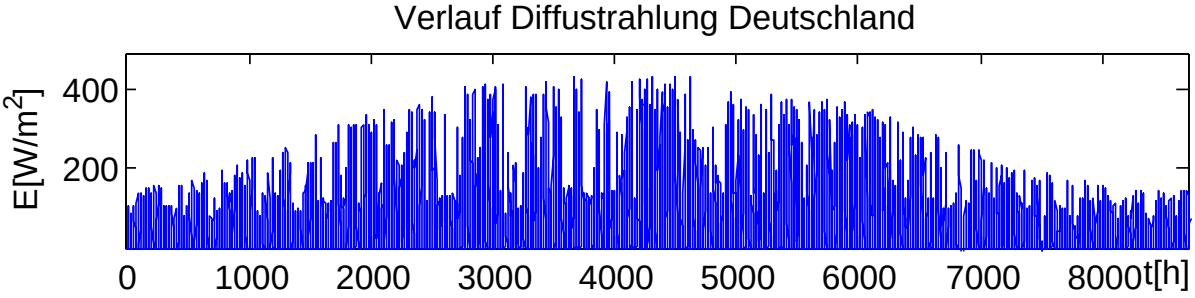


Abbildung 2.31: Verlauf der stündlichen Diffusstrahlung in Deutschland

Im Gegensatz zur Diffusstrahlung in Nordafrika ist dieser Strahlungsanteil in Abbildung 2.31 in der nördlicheren Modellregion aufgrund der geringeren Anzahl von bedeckungsfreien Tagen wesentlich gleichmäßiger im Jahresverlauf.

Modellbildung

Der Anteil und die Höhe der Strahlungskomponenten, wie sie in den empirischen Verläufen dargestellt sind, ist abhängig von mehreren Faktoren. Dazu zählen insbesondere geographische Parameter wie der Breitengrad, der Längengrad und die Eigenschaften der Empfangsfläche wie Neigungswinkel und Südausrichtung. Daneben sind Jahres- und Tageszeit als wesentliche deterministische Einflussgrößen für den Strahlungsverlauf kennzeichnend. Aus diesen Parametern lässt sich der ungestörte Verlauf der Strahlungskomponenten $E_{Glo,Hor,CL}$, $E_{Dir,Hor,CL}$ und $E_{Dif,Hor,CL}$ bei wolkenlosem Himmel errechnen. Diese ungestörten deterministischen Verläufe werden durch stochastische Einflussgrößen überlagert. Hierunter fallen insbesondere die Trübung der Atmosphäre und die Wetterlage in Form des Bedeckungsgrads. Die Modellierung der Tagessumme der horizontalen Globalstrahlung $E_{Glo,Hor}$ wird in den Modellregionen mit unterschiedlichen Variablen modelliert.

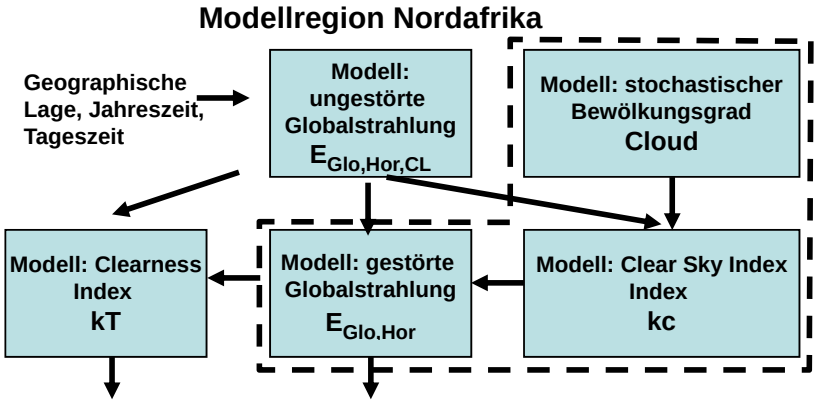


Abbildung 2.32: Modellierung der horizontalen Globalstrahlung in Marokko

In der Modellregion Nordafrika wird nicht die Strahlung selbst, sondern der Bewölkungsgrad (Cloud) modelliert. Auf dessen Basis wird nach der Methodik von Heliosat die horizontale Globalstrahlung abgeleitet. Die Heliosat-Methode wurde ursprünglich von [Can u. a. 86], [Dum 95] und [Dum 98] entwickelt und später von [Bey u. a. 96] und [Ham 00] modifiziert. Die grundlegende Vorgehensweise dieser Methodik beruht auf der Ableitung der Strahlungsanteile mit Hilfe von Satellitenbildern. In einem ersten Schritt wird mit Hilfe von Satellitenaufnahmen der normalisierte Bedeckungsgrad festgestellt. Mit Hilfe von semi-parametrischen Verfahren, die durch Messung von Bodenstationen geeicht wurden, wird der Bedeckungsgrad in die einzelnen Strahlungsbestandteile überführt [Ska u. a. 98].

$$E_{Glo,Hor,NA} = f(E_{Glo,Hor,CL}, Cloud)$$

Neuere Methoden können aufgrund des erweiterten Aufnahmespektrums der aktuellen Generation von Klimasatelliten weitere Variablen wie Wasserdampf und Aerosolbestandteile in der Atmosphäre für eine noch genauere Berechnung der Strahlungsanteile verarbeiten [Mue u. a. 04]. Die hier verwendeten Daten von Heliosat 3 beziehen sich aber nur auf den Bedeckungsgrad, so dass dieser als einziger Zufallsprozess abgebildet wird.[13]

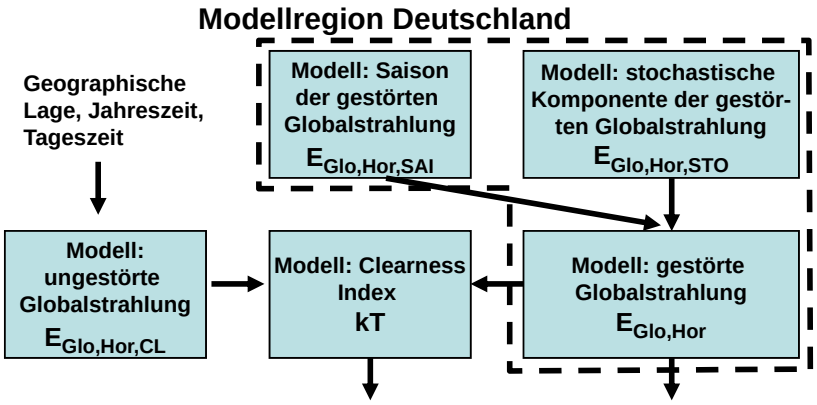


Abbildung 2.33: Modellierung der horizontalen Globalstrahlung in Deutschland

Für die Modellregion Deutschland wird die horizontale Globalstrahlung direkt über eine saisonale $E_{Glo,Hor,SAI}$ und eine stochastische Komponente $E_{Glo,Hor,STO}$ modelliert.

$$E_{Glo,Hor,D} = f(E_{Glo,Hor,SAI}, E_{Glo,Hor,STO})$$

Die auf die geneigte Empfangsfläche auftreffenden Strahlungsanteile und deren Berechnung aus der horizontalen Globalstrahlung werden bei beiden Modellregionen mit der in Abbildung 2.34 dargestellten Systematik vorgenommen.

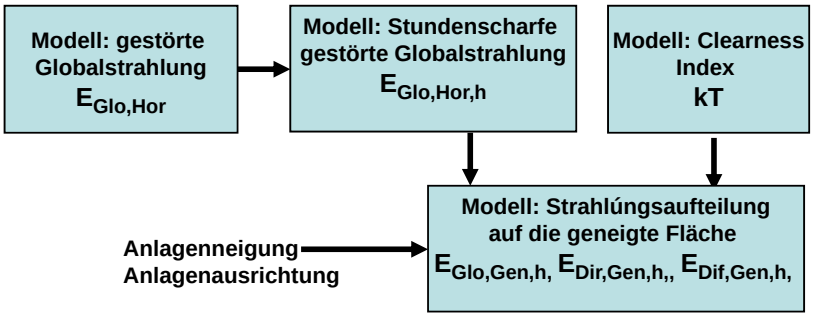


Abbildung 2.34: Modellierung der Strahlungsanteile auf die geneigte Fläche

Modellierung der ungestörten horizontalen Globalstrahlung

Dieser Abschnitt thematisiert die Berechnung der Global-, Direkt- und Diffusstrahlung auf eine horizontale Empfangsfläche bei wolkenlosem Himmel $E_{Glo,Hor,CL}$. Die bei klarem Himmel auf eine horizontale Fläche auftretende Strahlung $E_{Glo,Hor,CL}$ und deren Komponenten $E_{Dir,Hor,CL}$

[13] Datenquelle: www.satel-light.com.

und $E_{Dif,Hor,CL}$ bestimmen, welche Ausprägung die Strahlungskomponenten bei Vernachlässigung der stochastischen Komponenten im Tagesablauf erreichen. Die eintreffende Strahlungsleistung ist im Wesentlichen abhängig von der Sonnenstandshöhe γ_s als Winkel zwischen Horizont und Sonnenmittelpunkt. Die Berechung der Sonnenstandshöhe und der Asimusausrichtung wird anhand des DIN-Algorithmus vorgenommen, Vgl. [Qua 07]:

$$J' = \frac{360° Tagdes Jahres}{Zahldes Jahres} \tag{2.18}$$

$$\delta(J') = 0.39 - 23.25cos((J + 9.1)) - 0.39cos((2J + 5.4)) - 0.17cos((3J + 105.2))^{\circ} \tag{2.19}$$

$$Zgl(J') = [(0.0066 + 7.35cos((J + 85.9)) + 9.99cos((2J + 108.9)) + 0.33cos((3J + 105.2)))]min; \tag{2.20}$$

Aus der mitteleuropäischen Zeit MEZ wird in Abhängigkeit der geographischen Länge λ die mittlere Ortszeit (MOZ) berechnet:

$$MOZ = 60h - 4(15 - \lambda) \tag{2.21}$$

woraus sich mit der Zeitgleichung Zgl die wahre Ortszeit (WOZ) ergibt.

$$WOZ = MOZ + Zgl(t) \tag{2.22}$$

Mit der geographischen Breite ϕ und dem Stundenwinkel ω lässt sich die Sonnenstandshöhe γ_s ermitteln:

$$w(h) = (1260 - WOZ)15°/h \tag{2.23}$$

$$\gamma_s(h) = asin(cos(w(t,h))cos(\phi)cos(\delta(t)) + sin(\phi)sin(\delta(t))); \tag{2.24}$$

Im Anschluss erfolgt die Berechung des Sonnenasimuts (Südausrichtung in Grad).

$$as(h) = \begin{cases} 180 + acos(\frac{sin(\gamma_s(h))*sin(\Phi)-sin(\delta(t))}{cos(\gamma_s(h))*cos(\Phi)}) & \text{für WOZ} \quad \leq 12.00h \\ 180 - acos(\frac{sin(\gamma_s(h))*sin(\Phi)-sin(\delta(t))}{cos(\gamma_s(h))*cos(\Phi)}) & \text{für WOZ} \quad > 12.00h \end{cases} \tag{2.25}$$

Aus der Sonnenstandhöhe $\gamma_s(t)$, der extraterresstrischen Strahlungsleistung I, dem Turbidity-Faktor T_{eL} und der optischen Dichte a_{eR} kann die direkte Strahlung bei wolkenlosem Himmel ermittelt werden [Can u. a. 86], [Dum 95],[Dum 98].

$$E_{Dir}(t) = I(t)sin(\gamma_s)exp(-0.086T_{eL}a_{eR} \cdot m) \tag{2.26}$$

Der diffuse Anteil errechnet sich nach folgender Beziehung:

$$E_{Dif}(t) = I(t)(0.0065 + (-0.045 + 0.064T_{eL}(t))sin(\gamma_s(t)) - (-0.014 + 0.032T_{eL}(t))sin(\gamma_s(t))^2) \tag{2.27}$$

mit

$$m = (1 - h/10000)/(sin(\gamma_s(t)) + 0.505(6.079 + (\gamma_s(t)))^{-1.63}) \tag{2.28}$$

und

$$a_{eR} = 1./(6.62 + 1.75m - 0.12m.^2 + 0.0065m.^3 - 0.00013m.^4) \tag{2.29}$$

Der Globalstrahlungsverlauf ergibt sich aus der Addition der direkten mit der diffusen Komponente.

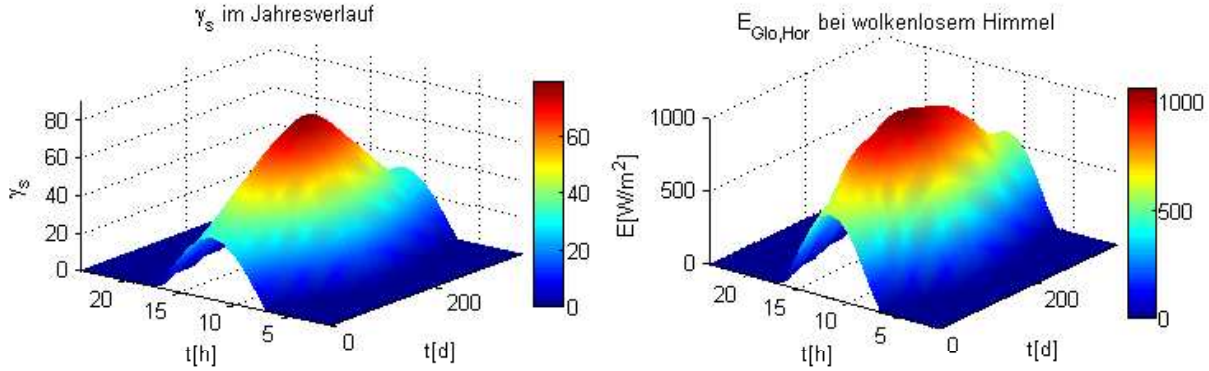


Abbildung 2.35: Verlauf des Sonnenwinkels und der Globalstrahlung bei wolkenlosem Himmel

In Abbildung 2.36 ist der Verlauf der Global- Direkt- und Diffusstrahlung für Deutschland (53.2N 13.2O) und Marokko (34.2N 18O) wiedergegeben.

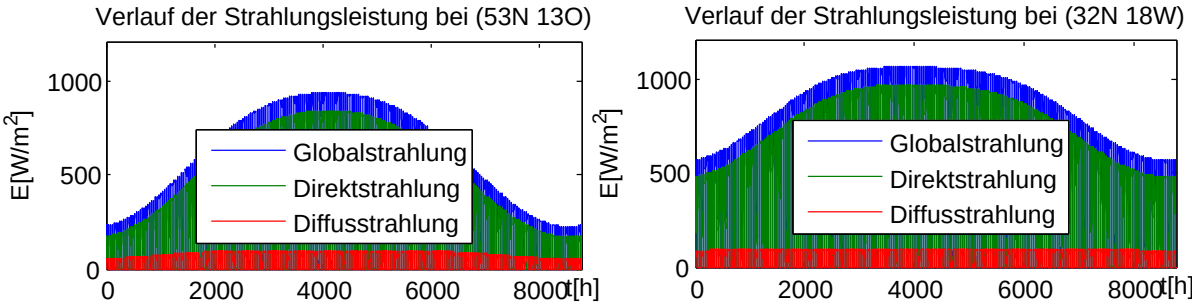


Abbildung 2.36: Verlauf der ungestörten Strahlungsanteile

Modellierung des stochastischen Bewölkungsgrades in Nordafrika

In dem folgenden Modellansatz wird der Bedeckungsgrad Cloud als einzige variable, stochastische Größe verwendet und parametriert, um die tägliche Globalstrahlung zu berechnen.

Der den Strahlungsverläufen zugrunde liegende Bedeckungsgrad ist in seiner täglichen Ausprägung in Abbildung 2.37 dargestellt. Hierbei fällt eine klare Saisonalität der Schwankungsbreite auf. Primärer Zustand in der Sommerhälfte ist ein Bedeckungsgrad nahe Null mit geringer Schwankungsintensität. Unterbrochen wird dieser von einzelnen Tagen mit hoher Bedeckung und hoher Volatilität. Dadurch wird ein ausgeprägtes heteroskedastisches Verhalten des Bedeckungsgrades über das Jahr erzeugt.

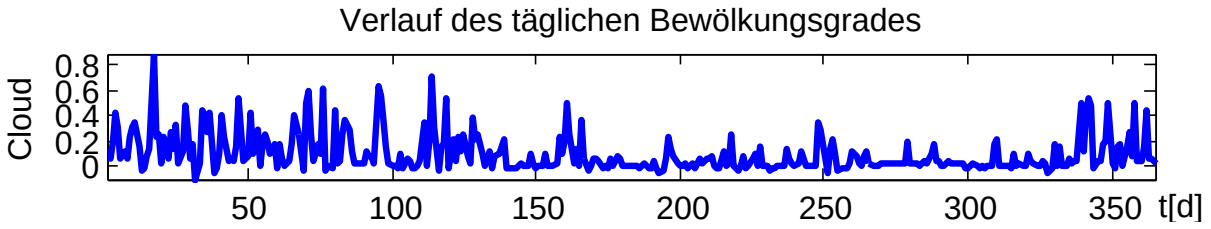


Abbildung 2.37: Verlauf des täglichen Bedeckungsgrades in Marokko

Die unterschiedlichen Zustände des Systems und der sprunghafte Wechsel zwischen bedeckungsfreien und stark bedeckten Tagen kann mit einem normalverteilten stochastischen Prozess nicht erzeugt werden. Aus diesem Grunde wird für die Modellierung des Bedeckungsgrades ein Regime-Switching-Modell mit zwei verschiedenen normal-und lognormalverteilten Prozessen verwendet, die anhand von Übergangswahrscheinlichkeiten ineinander wechseln können.

$$cloud_{1,t} = Mean_1 + Vola_2 dz \tag{2.30}$$

$$cloud_{2,t} = exp^{Sai_{Mean}(t)\cdot Mean_2 + Sai_{Vola}(t)\cdot Vola_2 dz)} \tag{2.31}$$

Die Übergangswahrscheinlichkeiten der beiden Prozesse sind in der Gleichung 2.33 schematisch dargestellt, wobei Pr_{ij} für die Wahrscheinlichkeit des Wechsel vom Zustand i in den Zustand j steht.

$$\begin{aligned} Pr_{11}[State(t)=1|State(t-1)=1] &= Sai_{W11}(t)\cdot W11 \\ Pr_{12}[State(t)=2|State(t-1)=1] &= 1 - Sai_{W11}(t)\cdot W11 \\ Pr_{22}[State(t)=2|State(t-1)=2] &= Sai_{W22}(t)\cdot W22 \\ Pr_{21}[State(t)=1|State(t-1)=2] &= 1 - Sai_{W22}(t)\cdot W22 \end{aligned} \tag{2.32}$$

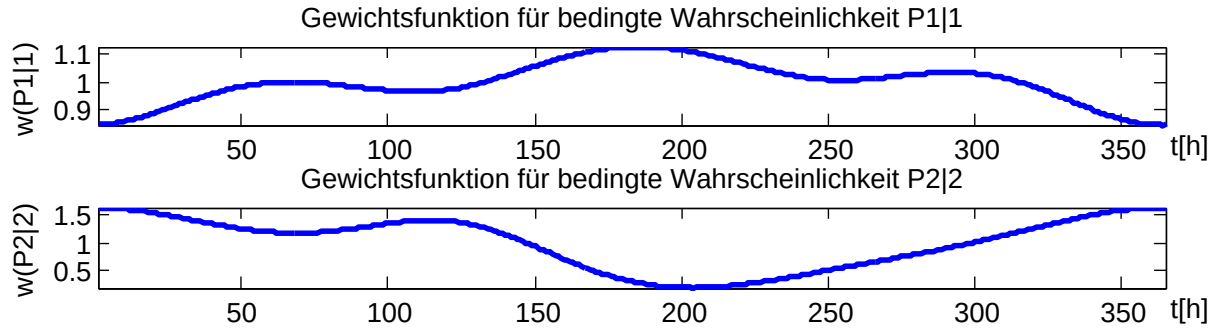


Abbildung 2.38: Verlauf der Wahrscheinlichkeitsfunktionen

Neben den Parametern W11 und W22 werden zwei Gewichtungsfunktionen aus dem Datensatz abgeleitet, die als Saisonkurven für die Übergangswahrscheinlichkeiten verwendet werden. Im

Sommer ist die Wahrscheinlichkeit eines Zustandswechsels von Prozess 1 in 2 geringer als im Winter. Daraus folgt, dass im Sommer weniger Variabilität im Bedeckungsgrad vorkommt als im Winterhalbjahr. In umgekehrter Form verläuft die Gewichtungsfunktion der Wahrscheinlichkeit, von Zustand 2 in Zustand 1 zu wechseln.

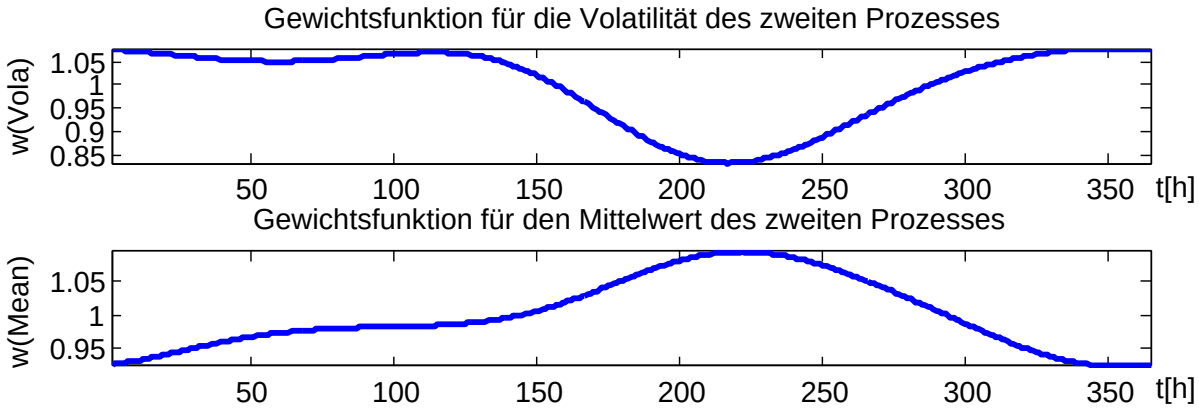


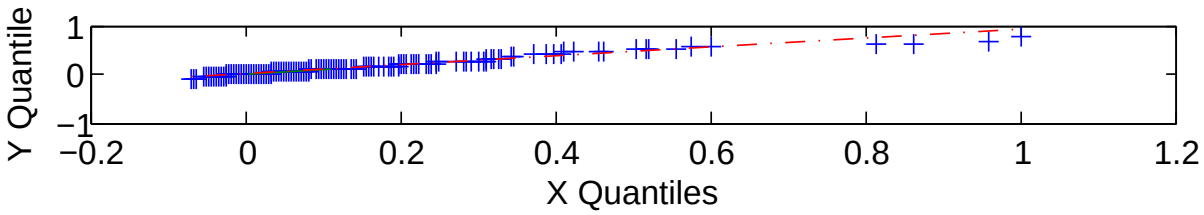
Abbildung 2.39: Verlauf der Volatilitätsfunktion

Für die Parameter $Mean_2$ und $Vola_2$ des zweiten Prozesses wird eine Saisonfunktion modelliert. Die Saison der Volatilität und des Erwartungswertes verringern sich im Sommer.[14]
Die Parameter werden mit dem von [Ham 89] vorgestellten Verfahren der Maximumlikelihood-schätzung errechnet. Sie sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Variable	$Mean_1$	$Mean_2$	$Vola_1$	$Vola_2$	W11	W22
Parameter	0,0099	-1,8284	0,0311	0,706	0,7822	0,4891
std	0,0013	0,0527	0,001	0,0359	0,0137	0,0197

Tabelle 2.6: Parameter des Regime-Switching-Prozesses

Der QQ-Plot zeigt, dass die reale und die synthetische Verteilung gut übereinstimmen.



Im Vergleich zwischen simuliertem und realem Datensatz können die Eigenschaften des realen Datensatz auch optisch gut wiedergegeben werden.

[14] Der Parameter $Mean_2$ ist negativ, so dass eine positive Gewichtung den Wert weiter verringert.

Modellierung der gestörten Tagesglobalstrahlung auf eine horizontale Fläche bei Vorgabe des Bewölkungsgrades

Die Umrechnung des Tagesbedeckungsgrades in die Tagessumme der Globalstrahlung ist in der folgenden Graphik wiedergegeben. Der Algorithmus wird im Folgenden erläutert.

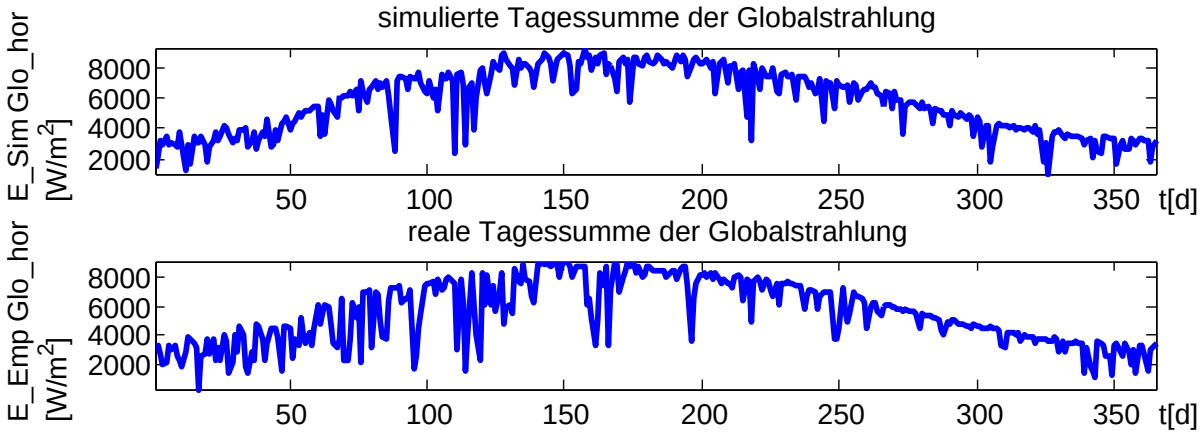


Abbildung 2.40: Simulierter und realer Verlauf der täglichen Globalstrahlungssumme

Die gestörte Globalstrahlung $E_{Glo,Hor}$ kann unter Berücksichtigung der stochastischen Effekte durch $E_{Glo,Hor,CL}$ und dem Clear-Sky-Index kc, der den Bewölkungsgrad kodiert, berechnet werden.

$$E_{Glo,Hor}(t) = E_{Glo,Hor,CL}(t) * kc(t)$$

Der Clear Sky Index ist nichtlinear vom Bedeckungsgrad Cloud abhängig und durch folgende Zusammenhänge in der Satellite Methodik parametriert worden:

$$kc(t) = \begin{cases} 1,2 & \text{für} \quad cloud(t) \leq -0,2 \\ 1 - cloud(t) & \text{für} \quad -0,2 < cloud(t) \leq 0,8 \\ 2.06 - 3.66 * cloud(t) + 1.66 * cloud(t)^2 & \text{für} \quad 0,8 < cloud(t) \leq 1,1 \\ 0.05 & \text{für} \quad cloud(t) > 1,1 \end{cases} \tag{2.33}$$

Modellierung der gestörten Globalstrahlung für die Modellregion Deutschland

Die Tagessumme der Globalstrahlung in der Modellregion Deutschland wird direkt als Mittelwert von sechs verschiedenen Standorten modelliert. Hierzu werden in einem ersten Schritt die saisonalen Anteile von der Stochastik getrennt:

$$E_{Glo,Hor} = E_{Glo,Hor,SAI} + E_{Glo,Hor,STO} \tag{2.34}$$

Für die Modellbildung der Saisonalität $E_{Glo,Hor,SAI}$ wird der Tagessummenwert der Globalstrahlung mit trigeometrischen Funktionen nachgebildet. Die dafür verwendete Formel ist in

2.35 dargestellt:

$$E_{Glo,Hor,SAI(t)} = Konst + \sum_{i=1}^{I} a_i sin(2\pi id(t)/365) + b_i cos(2\pi id(t)/365) \quad (2.35)$$

Die Parameter sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

Variable	Konst	a_1	a_2	b_1	b_2
Wert	3045	393	-23	-2426	51

Tabelle 2.7: Parameter der Saisonfunktion

Saison und Residuum sind in Abbildung 2.2.2 dargestellt.

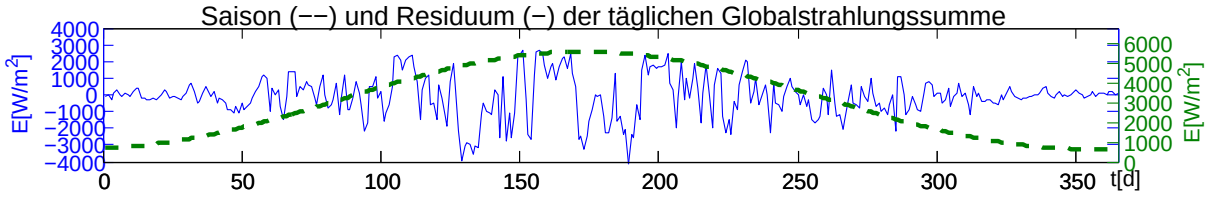


Abbildung 2.41: Saison und Residuum der täglichen Globalstrahlungssumme in Deutschland

Für die Modellierung der täglichen Differenz des Residuums wird ein AR-Prozesse mit saisonaler Volatilität verwendet.

$$Y_t = \sum_{k=1}^{K} \alpha Y_{t-k}\epsilon_{t-l} + \sigma_t\psi_t + dG_t \quad (2.36)$$

$$\psi_t = N(0,1) \quad (2.37)$$

Sobald der Prozess Y_t die Reflektionsgrenze aufgrund einer Störung überschreitet, reflektiert dG_t den Prozess wieder innerhalb der Grenze; an allen anderen Zeitpunkten ist dG_t Null. Damit wird gewährleistet, dass durch die Stochastik des Prozesses keine Zustände erreicht werden können, die physikalisch nicht möglich sind. Die bedingte Varianz der Prozesse wird durch folgende Gleichung abgebildet:

$$\sigma_t^2 = w + \sum_{i=1}^{I} a_i sin(2\pi id(t)/365) + b_i cos(2\pi id(t)/365) \quad (2.38)$$

$$\epsilon_t = \sigma_t\psi_t$$

Die Parameter der Prozesse sind in der folgenden Tabelle dargestellt:[15]

Variable	α	w	a_1	a_2	b_1	b_2
Wert	-0,27	1,E+06	4,E+05	-1,E+05	-1,E+06	2,E+05
std	0,02	5,E+04	4,E+04	3,E+04	7,E+04	3,E+04

Tabelle 2.8: Parameter des Modells zur Simulation des Residuums

Der QQ-Plot und das Histogramm des normierten Residuums zeigen, dass der Prozess die Eigenschaften der realen Zeitreihe sehr gut wiedergeben kann und nur „weißes Rauschen“ als Störgröße übrig bleibt.

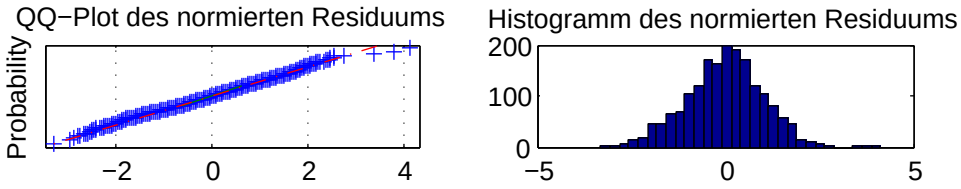


Abbildung 2.42: QQ-Plot des normierten Residuums mit der Standardnormalverteilung

Eine mit Hilfe des Modells erzeugte Simulation ist in Abbildung 2.2.2 dargestellt. Die wechselnden Schön- und Schlechtwetterphasen sind durch das Modell reproduzierbar.

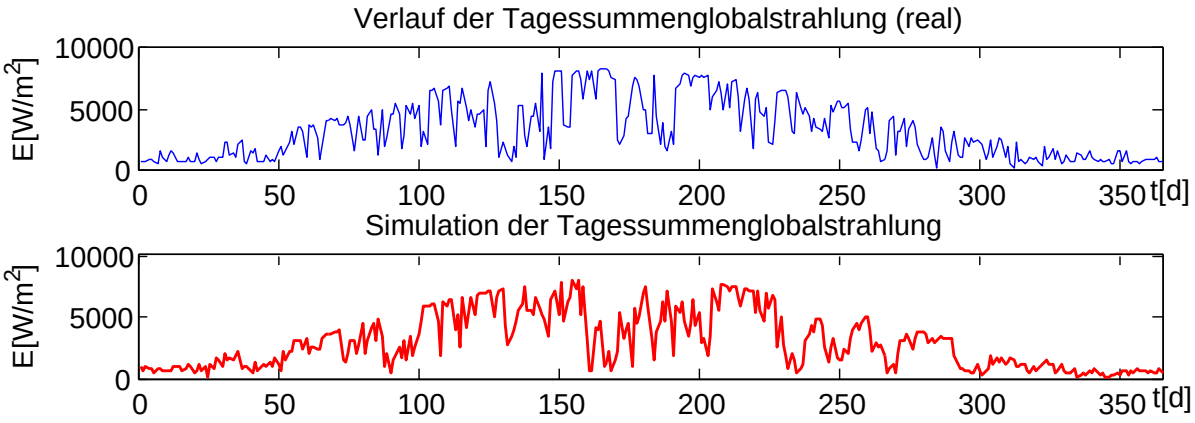


Abbildung 2.43: Simulation und realer Datensatz des Tagessummenglobalstrahlungsverlaufs

Modell zur Generierung von stochastischen stündlichen Globalstrahlungswerten

Um aus den simulierten Werten der Tagesglobalstrahlung stündliche Werte zu generieren, wird das TAG-Modell (Time-dependent Autoregressive Gaussian Model) von Aguiar und Collares-Pereira verwendet [Agu/Col 92]. Dieses Modell basiert auf täglichen Werten des Clearness Index

[15] In der zweiten Spalte sind die dazugehörigen T-Werte abgetragen worden.

K_t. Der tägliche Clearness Index gibt das Verhältnis der Tagessumme der extraterrestrischen Bestrahlungsstärke $E_{0,Tag}$ und der Tagesumme der Globalstrahlung $E_{Glo\_Hor,Tag}$ auf einer horizontalen Fläche wieder:

$$K_t = \frac{E_{Glo\_Hor,Tag}}{E_{0,Tag}} \tag{2.39}$$

Aus dem täglichen Index K_t wird mit Hilfe des Einfallswinkels gs der Strahlung ein mittlerer, stündlicher Index K_{TM} formuliert.

$$A = 0,19 + 1,12K_t + 0,24exp^{-8K_t} \tag{2.40}$$

$$B = 0,32 - 1.6(K_t - 0,5)^2 \tag{2.41}$$

$$C = 0,19 + 2,27K_t^2 - 2,51K_t^3 \tag{2.42}$$

$$K_{TM} = A + Bexp^{\frac{-C}{sin(gs)}} \tag{2.43}$$

Dieser Wert wird von einem autoregressiven Prozess y erster Ordnung überlagert, in dem normalverteilte Störterme r $N(0,\sigma)$ enthalten sind.

$$Sig = Dexp^{E(1-sin(gs))} \tag{2.44}$$

$$AR = 0,38 + 0,06cos(7,4K_t - 2,5) \tag{2.45}$$

$$D = 0,4exp^{-20(K_t-0,35)^2} \tag{2.46}$$

$$E = 3(K_t - 0,45)^2 + 0,16K_t^5 \tag{2.47}$$

$$y(t) = AR * y(t-1) + r(t) \tag{2.48}$$

$$K_h(t) = K_{TM}(t) + y(t) \tag{2.49}$$

Mit Hilfe des stündlichen Clearness Index $K_h(t)$ lässt sich der stündliche stochastische Globalstrahlungsverlauf ermitteln.

$$E_{Glo\_Hor,t} = \frac{K_h(t)}{E_{0,t}} \tag{2.50}$$

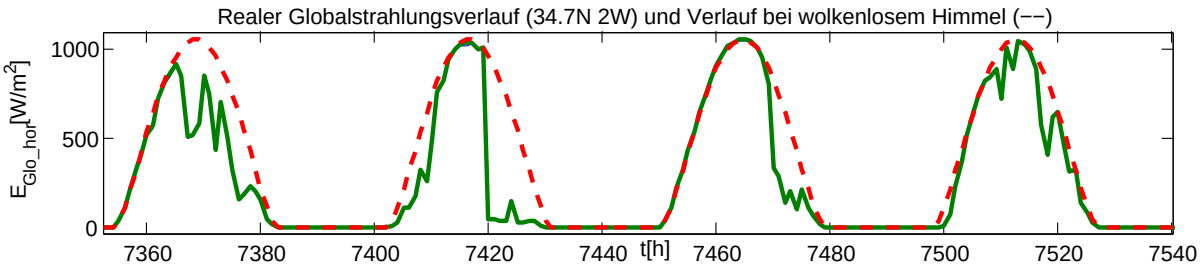


Abbildung 2.44: Realer und ungestörter Verlauf der Globalstrahlung in Nordafrika

Modellierung der Strahlungsanteile auf eine horizontale Empfangsfläche

Für die Aufteilung der Globalstrahlung können parametrische und nichtparametrische Verfahren verwendet werden. Eine parametrische Methode nach [Rei98] formuliert einen Clearness Index kT, der die Globalstrahlung auf die extraterrestrische Strahlung normiert.

$$kT(t) = \frac{E_{Glo,Hor}(t)}{\gamma_s(t) sin(\gamma_{gs}(t))} \tag{2.51}$$

Aus dem Clearness Index wird über nichtlineare Beziehungen der diffuse Anteil der Globalstrahlung ermittelt:

$$E_{Dif,Hor} = \begin{cases} E_{Glo,Hor}(t)(1.020 - 0.254kT(t) + 0.0123sin(\gamma_{gs}(t))) & \text{für} \quad kT(t) \leq 0,3 \\ E_{Glo,Hor}(t)(1.4 - 1.749kT(t) + 0.177sin(\gamma_{gs}(t))) & \text{für} \quad 0,3 < kT(t) \leq 0,78 \\ E_{Glo,Hor}(t)(0.486kT(t) - 0.182sin(\gamma_{gs}(t))) & \text{für} \quad kT(t) > 0,78 \end{cases} \tag{2.52}$$

Die Direktstrahlung kann nun mit Hilfe der Diffusstrahlung und der Globalstrahlung errechnet werden.

$$E_{Dir,Hor}(t) = E_{Glo,Hor}(t) - E_{Dif,Hor}(t) \tag{2.53}$$

Modellierung der Strahlungsanteile auf eine geneigte Empfangsfläche

Anhand der folgenden Zusammenhänge werden die Strahlungsanteile auf eine geneigte Empfangsfläche berechnet:

$$\begin{aligned} \theta_{hor} &= (180 - \gamma_{gs}) \\ A &= (E_{Dif,Hor} + E_{Dir,Hor}./sin(\theta_{hor}))./E_{Dif,Hor} \\ B &= (1.04(\theta_{hor}).^3) \\ C &= 1 + (1.04(\theta_{hor}).^3) \\ \epsilon &= (A + B)./C \end{aligned} \tag{2.54}$$

Die Parameter zur Bestimmung von ϵ sind in der folgenden Tabelle abgebildet [Qua 07].

Klasse	1	2	3	4	5	6	7	8	9
ϵ	1	1.065	1.23	1.5	1.95	2.8	4.5	6.2	
ϵ	1.065	1.23	1.5	1.95	2.8	4.5	6.2	inf	
F_{11}	-0.008	0.13	0.33	0.568	0.873	1.132	1.060	0.678	
F_{12}	0.588	0.683	0.487	0.187	-0.392	-1.237	-1.6	-0.327	
F_{13}	-0.062	-0.151	-0.221	-0.295	-0.362	-0.412	-0.359	-0.250	
F_{21}	-0.06	-0.019	0.055	0.109	0.226	0.288	0.264	0.156	
F_{22}	0.072	0.066	-0.064	-0.152	-0.462	-0.823	-1.127	-1.377	
F_{23}	-0.022	-0.029	-0.026	-0.014	0.001	0.056	0.131	0.251	

Tabelle 2.9: Parameter zur Bestimmung der Strahlungsanteile

Anhand dieser Information kann die diffuse Strahlung auf eine geneigte Fläche berechnet werden.

$$\begin{aligned} Delta(t,1) &= 1./sin(\gamma_{gs}(t))E_{Dif,Hor}(t)/1367) \\ f1 &= F_{11} + F_{12}Delta(t) + F_{13}\theta_{hor}(t) \\ f2 &= F_{21} + F_{22}Delta(t) + F_{21}\theta_{hor}(t) \\ a &= max(0, cos(pi\gamma_{gs}a(t)/180)) \\ b &= max(0.087, sin(\gamma_{gs}(t))) \\ E_{Dif,Gen}(t) &= E_{Dif,Hor}(t)(0.5(1+cos(ga))(1-f1) + a/bf1 + f2sin(ga)) \end{aligned} \tag{2.55}$$

Der Anteil, der von der Erdoberfläche zurück auf die Empfangsfläche reflektiert wird, ist abhängig vom Neigungswinkel und dem Albedo der Umgebung. Er kann vereinfacht aus der Globalstrahlung abgeleitet werden.

$$E_{Ref}(t) =, 5Alb * E_{glo}(t)(1 - cos(gs) \tag{2.56}$$

Für die Berechnung der Strahlungsleistung auf eine geneigte Ebene werden die Angaben über die Ausrichtung der Fläche abweichend von Süden ga benötigt. Die Neigung der Fläche (Winkel zwischen Flächennormalen und 90°) muss ebenfalls definiert werden. Die Berechnung des Winkels zwischen Sonnenwinkel und Neigungswinkel wird anhand folgender Formel vorgenommen:

$$\begin{aligned} \gamma_{as}(t) &= acos(-cos(\gamma_s(t))sin(neig)cos((\gamma_{as}(t) - neig)) \\ &\quad +sin(\gamma_s(t))cos(neig)) \end{aligned} \tag{2.57}$$

Abschließend kann die Direktstrahlung auf eine geneigte Fläche ermittelt werden:

$$E_{Dir,Gen}(t) = E_{dir\_hor}(t)\frac{cos(\gamma_{as}(t))}{sin(\gamma_s(t))} \tag{2.58}$$

Transformation der Solarstrahlung in leistungsbezogene Einheiten

Die Leistung von Photovoltaikanlagen kann vereinfacht in Abhängigkeit der auf die geneigte Ebene fallenden Solarstrahlung, dem Modulwirkungsgrad η_{PV} und der Größe der Empfangsfläche F berechnet werden.[16]

$$P_{PV} = \eta_{PV} E_{Glo,Gen} F \tag{2.59}$$

Die Neigung der Photovoltaik-Anlagen wird für die Modellregionen mit 30° vorgegeben.

Für die Stromgewinnung in Nordafrika stehen neben Photovoltaikanlagen solarthermische Anlagen als Investitionsalternative in dieser Untersuchung zur Verfügung. Die in der Arbeit betrachteten solarthermischen Anlagen sind mit einem thermischen Speicher ausgestattet, um eine kurzfristige, dargebotsunabhängige Erzeugung in den Nachtstunden zu gewährleisten.

[16] Die Abhängigkeit der Leistung von der Modultemperatur und den unterschiedlichen Strahlungsanteilen wird hierbei vernachlässigt.

In dieser Komposition wird grundsätzlich die Empfangsfläche, bezogen auf den thermischen Receiver und die Turbinenleistung, überdimensioniert und überschüssige Wärme für die Nacht- und Morgenstunden gespeichert.

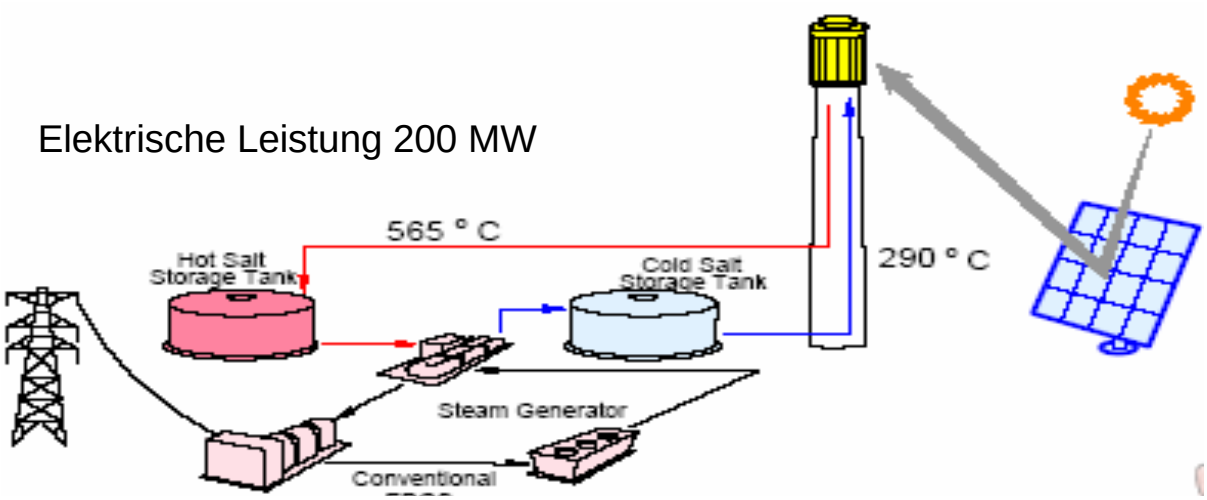


Abbildung 2.45: Funktionaler Aufbau einer solarthermischen Anlage; Quelle:[DLR 05]

Aufgrund des modularen Aufbaus aus Empfangs/Receiver, Turbinen und Speichereinheit, wird in dieser Arbeit die optimale Auslegung der Anlage anhand der zu erwarteten stündlichen Spotpreise berechnet. Hierzu werden folgende Wirkungsgrade der einzelnen Kompontenen unterstellt:

Wirkungsgrade	Jahr	2020	2030	2040
Wirkungsgrad Optik	%	58%	58%	58%
Wirkungsgrad Receiver	%	82%	82%	82%
Wirkungsgrad Turbine	%	41%	43%	44%
Wirkungsgrad Speicher	%	98%	98%	98%
Wirkungsgrad elektrisch	%	19%	20%	21%

Tabelle 2.10: Wirkungsgrade der Komponenten einer solarthermischen Anlage

Die sich ergebenden Größendimensionen der einzelnen Komponenten, bezogen auf eine Ausgangsleistung von 220 MW, sind in der folgenden Tabelle aufgeführt:

Dimensionierung	Jahr	2020	2030	2040
Jahresenergie	kW/m^2	2700	2700	2700
Powerblock	MW	220	230	240
Receiver	kW	1,40E+06	1,40E+06	1,40E+06
Heliostaten	m^2	2,79E+06	2,79E+06	2,79E+06
Storage	kW	8,40E+06	8,40E+06	8,40E+06
Area needed	m^2	1,83E+06	1,83E+06	1,83E+06
elektrische Jahresarbeit	kWh	1,44E+09	1,51E+09	1,54E+09
Kapazitätsfaktor	%	75%	75%	73

Tabelle 2.11: Komponenten einer solarthermischen Anlage

Die resultierenden Größen weichen leicht von der optimalen Zusammenstellung im Minimum der

Durchschnittskosten ab. Die Einspeisung der Anlage ist in der folgenden Graphik im Zeitablauf dargestellt:

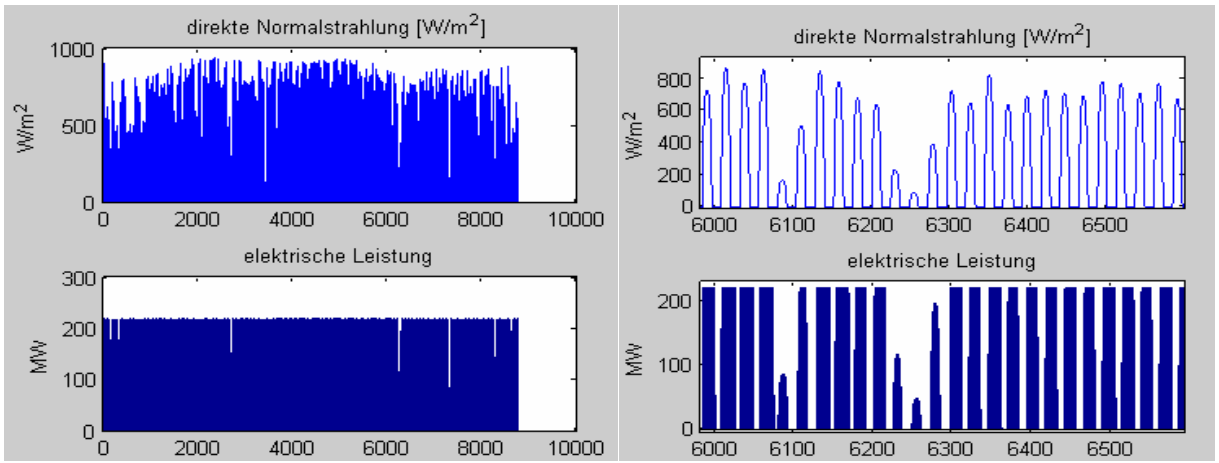


Abbildung 2.46: Verlauf der solarthermisch erzeugten Einspeisung

Die Heliostaten werden im Tagesablauf optimal zur Sonne hin ausgerichtet, so dass über den Tag verteilt eine wesentlich konstantere Leistung als bei fixem Neigungswinkel aufgenommen werden kann. Die Verarbeitung der Direktstrahlung erfolgt über einen Receiver, der die Strahlung in Wärme umwandelt und diese einem Wärmespeicher zuführt. An den Wärmespeicher ist eine Dampfturbine angeschlossen. Aus diesem Grunde kann die dargebotsabhängige Strahlung wesentlich gleichmäßiger und kurzfristig unabhängig von der Verfügbarkeit der Sonneneinstrahlung genutzt werden. Dies wird durch den Verlauf der Ausgangsleistung der Turbine in Abbildung 2.46 verdeutlicht, die eine Vollbenutzungsstruktur von bis zu 70 % über das Jahr erreichen kann.

2.2.3 Modellierung der Windgeschwindigkeit

Die Solarstrahlung erwärmt die Erdoberfläche und die darüber liegenden Luftschichten in Abhängigkeit der Oberflächenstruktur lokal und regional unterschiedlich. Die entstehenden Temperaturunterschiede rufen über Auftriebseffekte eine Strömung und Druckdifferenz hervor, die ausgleichende Luftströmungen, Wind, zur Folge haben [Zah 07].
Aufgrund der in Deutschland sehr unterschiedlichen Windverhältnisse werden im Modell drei verschiedene Windzeitreihen abgebildet und kalibriert. Diese repräsentieren jeweils eine charakteristische Modellregion. Die drei Windzeitreihen stellen die Bedingungen im Offshore, küstennahen Onshore und im Landesinneren dar. Stellvertretend werden nun die Modelle für die Modellierung der Windgeschwindigkeit im Landesinneren (Onshore) und im Offshorebereich erläutert.

Datenanalyse der Windgeschwindigkeit Onshore
Der stundenscharfe Windgeschwindigkeitsverlauf (2001 bis 2005), wie er sich als Mittelwert von 13 verschiedenen deutschen Standorten in einer Höhe von 10 m ereignete, ist in Abbildung 2.47 dargestellt. Im Jahresverlauf ist eine schwache Saisonalität zu erkennen. Des Weiteren treten außergewöhnlich hohe Windgeschwindigkeiten, meistens außerhalb des Sommers, auf.

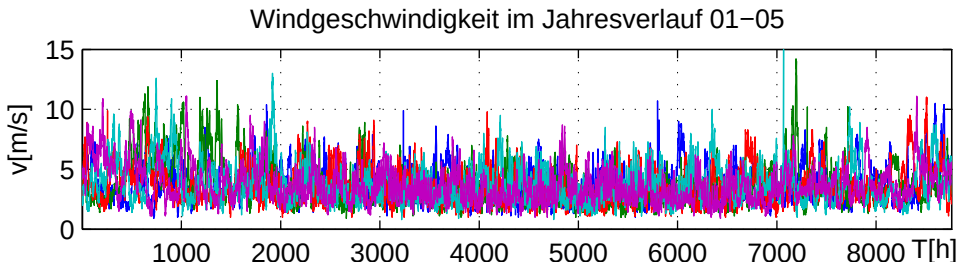


Abbildung 2.47: Jahresverlauf der Windgeschwindigkeit Onshore

Bei Hinzunahme des Histogramms 2.48 zeigt sich, dass die Windgeschwindigkeit eine ausgeprägte Linkssteilheit besitzt und im Bereich hoher Windgeschwindigkeiten langsamer ausläuft als es eine Normalverteilung vorgeben würde.

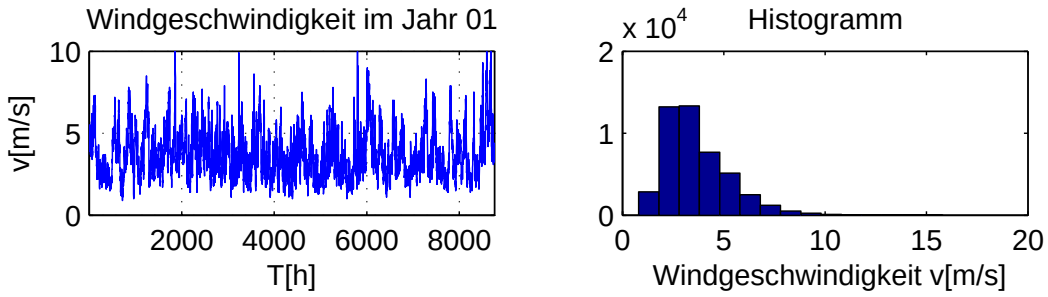


Abbildung 2.48: Saison des Tages und des Jahres der einzelnen Stundenprozesse

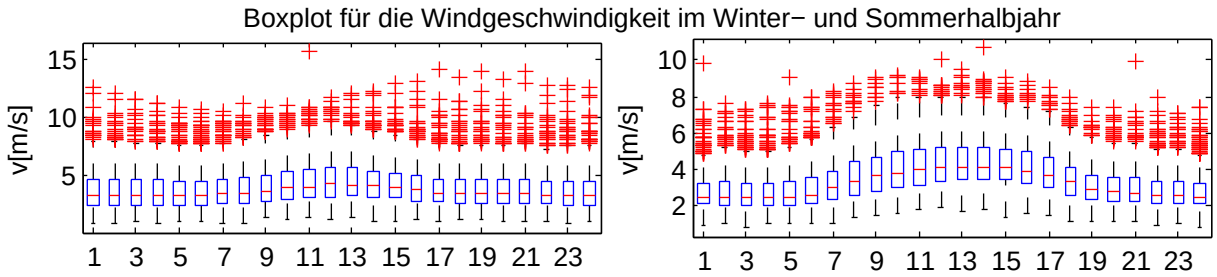


Abbildung 2.49: Boxplot der einzelnen Stunden im Winter- und Sommerhalbjahr

Der Boxplot für die Windgeschwindigkeit im Sommer- und Winterhalbjahr verdeutlicht die unterschiedliche Tagessaisonalität und das Auftreten von Windspitzen. Hierbei fällt auf, dass die Tagessaison in Form eines ausgeprägten Mittagshochs vor allem im Sommerhalbjahr vorkommt, wohingegen sich die Ausreißer der Daten mit bis zu 15 m/s auf die Abend- und Nachtstunden des Winterhalbjahres konzentrieren.

Datenanalyse der Windgeschwindigkeit Offshore

Abbildung 2.50 gibt den stundenscharfen Verlauf der Windgeschwindigkeit der niederländischen Station „Meetpost Noordwijk“ wieder. Dieser wird mit drei anderen Stationen aufgrund der guten Datenqualität als Proxi für die Offshore-Windbedingungen in dieser Arbeit verwendet. Der Datensatz verfügt über einen Datenhorizont aus den Jahren 1990 bis 2005. Der Erwartungswert der Windgeschwindigkeit beträgt 7,5 m/s.

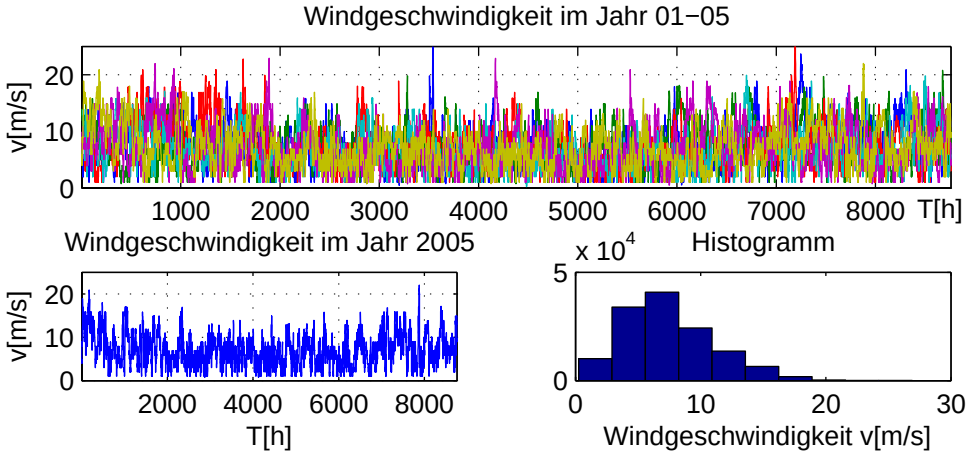


Abbildung 2.50: Jahresverlauf der Offshore-Windgeschwindigkeit

Im Gegensatz zur Onshore-Windgeschwindigkeit ist die Zeitreihe der Offshoredaten wesentlich in Richtung höherer Windgeschwindigkeiten verschoben. Sie besitzt weniger Wahrscheinlichkeitsmasse im Histogramm in Bereichen, die einen Stillstand ($\geq 3m/s$) der Windkraftanlage verursachen würden.

Modellierung der Windgeschwindigkeit

In der Literatur werden verschiedene Modellansätze zur Windprognose und Simulation diskutiert. Hierunter fallen insbesondere ARMA-GARCH-Prozesse, neuronale Netze bzw. Strömungsmodelle, die komplexere klimatische und geographische Gegebenheiten mit einbeziehen [Ste 00], [Gie u. a. 03],[Mon u. a. 06]. Da die Simulation, und nicht die Kurzfristprognose im Fokus dieser Untersuchung steht, konzentrieren sich die weiteren Aussagen auf Zeitreihenmodelle und deren Verteilungsfunktionen. Für die Beschreibung der Dichtefunktion der Windgeschwindigkeit v wird in der Regel die Weibullverteilung verwendet. Die zwei freien Parameter dienen zur Modellierung der Form bzw. Asymmetrie (a) und Skalierung bzw. Lage (b) der Verteilung. Daneben werden auch andere Verteilungen, insbesondere die Lognormalverteilung oder die chi^2-Verteilung zur Modellierung der Wahrscheinlichkeitsmasse am Rand der Verteilung verwendet.

$$f_{wei}(v) = \frac{a}{b}\left(\frac{v}{b}\right)^{(a-1)} e^{-\left(\frac{v}{b}\right)^a} \tag{2.60}$$

Die Anwendung von ARMA-Zeitreihenmodellen erfordert normalverteilte Störgrößen. Aus diesem Grunde müssen die asymmetrischen und meist nicht stationären Daten einer Transformation unterzogen werden.[17] [Bro u. a. 84] schlugen folgende Transformation vor, um die Asymmetrie der Verteilung zu verringern:

$$m = b/3.6 \tag{2.61}$$

$$v_{trans} = v^m \tag{2.62}$$

Für den Offshoredatensatz wurde ein m von 0,62 ermittelt. Die Onshoredaten werden für die Modellierung logarithmiert. Für die neue Modellierungsgröße können nun Modelle mit normalverteilten Residuen verwendet werden. Im Modell von [Tol 97] werden Tageswerte mit Hilfe von autoregressiver konditionaler Heteroskedastizität modelliert. In der Arbeit von [Ewi u. a. 04] wurden GARCH-in-Mean Prozesse eingesetzt, um die positive Korrelation zwischen Erwartungswert und bedingter Varianz der Windgeschwindigkeit zum Ausdruck zu bringen. Die Modellierung mit Gamma autoregressiven Regime Switching Modellen wurde von [Ail/Mon 06] vorgeschlagen, um die physikalischen Grundphänomene für Perioden geringerer Windgeschwindigkeit bei antizyklonischen Bedingungen und der hohen Variabilität bei zyklonischen Bedingungen wiederzugeben, in denen aufeinanderfolgende Tiefdruckgebiete anzutreffen sind.

In diesem Ansatz soll ein ARMA-GARCH-Modell verwendet werden. In einem ersten Schritt wird eine Saisonfunktion mit Hilfe trigonometrischer Funktionen modelliert. Saison und Residuen ergeben additiv die Modellierungsgröße Windgeschwindigkeit:

$$v_{trans,t} = Y_{Sai,t} + Y_t : \tag{2.63}$$

[17] Hierunter fällt z. B. die Methodik von Box-Cox zur Standardisierung der Varianz. [Bro u. a. 84] standardisierten in ihrer Untersuchung die Zeitreihe mit Hilfe der Parameter der Weibullverteilung.

$$Y_{Sai_t} = Konst + \sum_{i=1}^{I} a_i sin(2\pi id(t)/365) + b_i cos(2\pi id(t)/365) \tag{2.64}$$

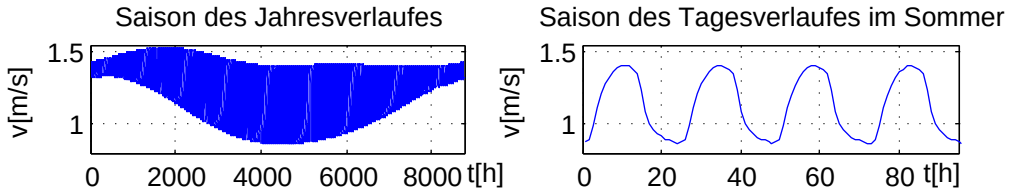


Abbildung 2.51: Saison der Windgeschwindigkeit Onshore

Im Bereich der Onshoredaten ist eine klar ausgeprägte Tages- und Jahressaison zu erkennen, die im Winter und zur Mittagszeit ihr globales bzw. lokales Maximum erreicht. Aufgrund des sehr heterogenen Saisonverlaufs der einzelnen Stunden wird der Jahresverlauf jeder einzelnen Stunde desaisonalisiert.

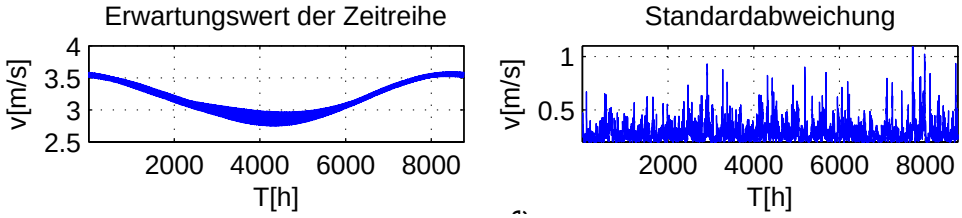


Abbildung 2.52: Saison der Windgeschwindigkeit Offshore

Im Gegensatz dazu verläuft der Offshoredatensatz wesentlich gleichmäßiger und besitzt nur eine vernachlässigbare Tagessaison.
Das ARMA-Modell wird mit einer Reflektionsgrenze dG_t aufgestellt:

$$Y_t = \sum_{k=1}^{K} \alpha Y_{t-k} + \sum_{l=1}^{L} \beta \epsilon_{t-l} + \sigma_t \psi + dG_t \tag{2.65}$$

$$\psi = N(0,1) \tag{2.66}$$

Sobald der Prozess Y_t die Reflektionsgrenze durch eine Störung überschreitet, reflektiert dG_t den Prozess wieder innerhalb der Grenze; an allen anderen Zeitpunkten ist dG_t Null. Damit wird gewährleistet, dass durch die Stochastik des Prozesses keine Zustände erreicht werden können, die physikalisch nicht möglich sind. Die Grenze ist für die Prozesse in positiver wie negativer Richtung ungefähr gleich.
Die Auto- und die partielle Autokorrelation der einzelnen Prozesse ist in Abbildung 2.51 dargestellt und zeigt an, dass die einzelnen Prozesse mit sehr geringer Ordnung ARMA(1,1), ARMA(0,1), ARMA(1,1) modelliert werden können.[18]

[18] Dies zeigten die Ergebnisse der Informationskriterien (ACI;BCI) bei Variation der Ordnung von AR und MA Termen

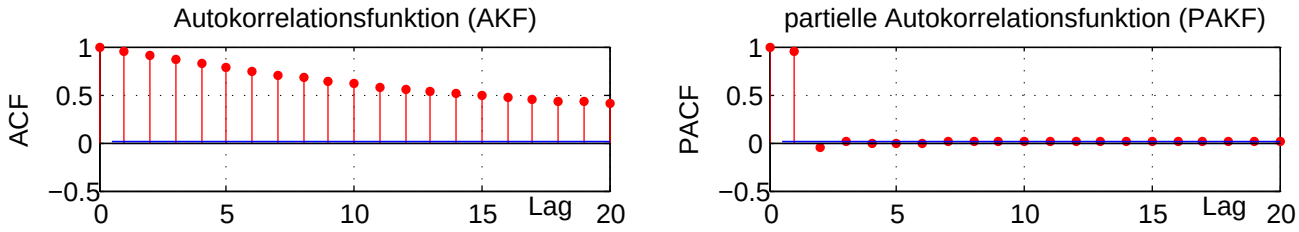


Abbildung 2.53: Auto- und partielle Autokorrelationsfunktion Offshore

Die Varianz wird durch folgenden Ausdruck modelliert:

$$\begin{aligned} \sigma_t^2 &= w + \sum_{i=1}^{I} a_i sin(2\pi id(t)/365) + b_i cos(2\pi id(t)/365) + \sum_{r=1}^{R} \gamma_r \epsilon_{t-r}^2 \\ \epsilon &= \sigma_t \psi \end{aligned} \tag{2.67}$$

Die Parameter für die Onshore-Zeitreihe werden in der folgenden Tabelle dargestellt:

Parameter	α	β	Konst	ϕ	a	b	c	d
Wert	0,97	-0,19	0,066	-0,005	0	-0,013	0	0,135
Std	0,01	0,05	0,02	0,02	0	0,028	0	0,04

Tabelle 2.12: Parameter des Onshoremodells

Die Parameter für die Offshore-Zeitreihe werden in der folgenden Tabelle dargestellt:

Parameter	α1	α2	β	Konst	ϕ	ψ
Wert	1,42	-0,44	-0,39	0,01	0,69	0,18
Std	0,033	0,031	0,025	0	0,003	0,002

Tabelle 2.13: Parameter des Offshoremodells

Für den Offshoredatensatz konnte kein signifikanter saisonaler Volatilitätsverlauf ermittelt werden, so dass hier ein GARCH(1,1) Modell zur Modellierung der bedingten Varianz verwendet wurde. Im Onshoredatensatz wurde auf den GARCH-Term zu Gunsten einer deterministisch verlaufenden Volatilität verzichtet.
Das Ergebnis der Parametrierung der Offshoredaten ist in Abbildung 2.54 dargestellt.

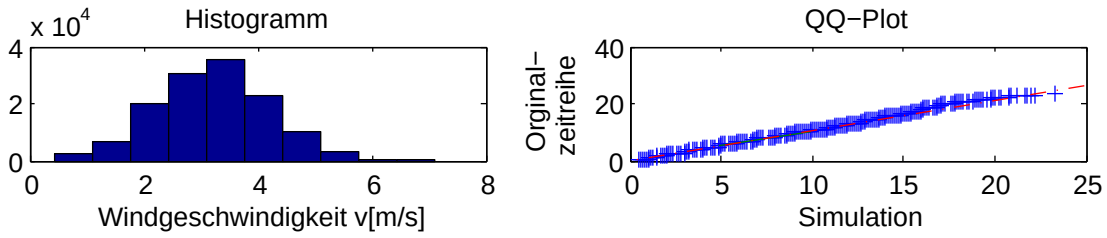


Abbildung 2.54: Parametrierung der standardisierten Zeitreihe Offshore

Transformation der Windgeschwindigkeit in leistungsbezogene Einheiten

Die in zehn Meter Höhe gemessene Zeitreihe der Windgeschwindigkeit muss auf die Geschwindigkeit skaliert werden, wie sie in Nabenhöhe der Windkraftanlagen vorherrscht. Ein heuristisches Verfahren wurde von [Hel 15] entwickelt. Die Windgeschwindigkeit $v(h_2)$ in Höhe h_2 kann über den Potenzansatz aus der Windgeschwindigkeit $v(h_1)$ in der Höhe h_1 und dem Rauhigkeitskoeffizienten a_{Hel} ermittelt werden.

$$v(h_2) = v(h_1)\left(\frac{h_2}{h_1}\right)^{a_{Hel}} \tag{2.68}$$

$$Mit \qquad z = \sqrt{h_1 h_2} \qquad und \qquad a_{Hel} = \frac{1}{ln(z/z_0)} \tag{2.69}$$

Die im Wind enthaltene Leistung steigt kubisch mit der Windgeschwindigkeit an, so dass gerade bei Starkwindzeiten eine besonders hohe Ausbeute zu erreichen ist. Die Leistungsentnahme P aus der Windströmung durch eine Windkraftanlage ist des Weiteren von der Rotorfläche A, der Luftdichte ρ und dem Windgeschwindigkeitsverhältnis v3/v1 vor und nach der Windkraftanlage abhängig Vgl. [Gas/Twe 05]:

$$P = \underbrace{\frac{1}{2}\rho A v^3}_{Windleistung} \underbrace{[\frac{1}{2}(1+\frac{v_3}{v_1})(1-\frac{v_3}{v_1})^2)]}_{Leistungsbeiwert c_p} \tag{2.70}$$

Der maximale Leistungsbeiwert beträgt 0,59 und begrenzt damit unter idealtypischen Bedingungen den maximal erreichbaren Wirkungsgrad einer Windkraftanlage.[19] Windkonverter werden ab einer bestimmten Maximalgeschwindigkeit aus dem Wind gedreht, so dass der Leistungsgradient ab diesem Grenzwert Null beträgt. Aus diesem Grunde folgen Leistungskurven einem S-förmigen Verlauf. Dieser Verlauf kann mit der logistischen Funktion angenähert werden.

$$\frac{P}{P_{max}} = 1./(1 + exp(-X(1) * X(2)) * (1/X(3) - 1)) \tag{2.71}$$

In dieser Arbeit werden Datenblätter zur Interpolation der Messwerte verwendet. Für die Parametrierung der Leistungskennlinie wurde das Datenblatt der 2 MW Anlage von Enercon verwendet [Ene 05].

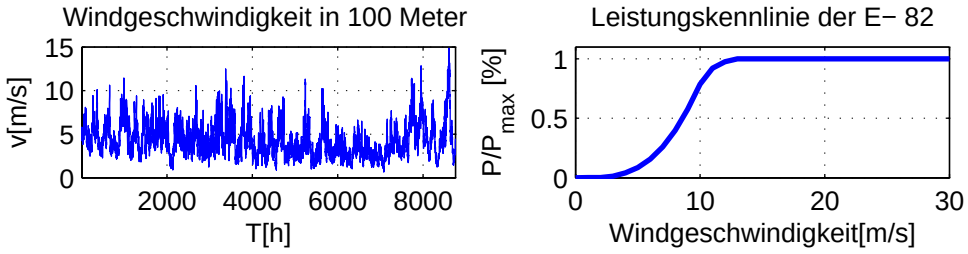


Abbildung 2.55: Jahresverlauf der Windgeschwindigkeit Onshore

[19] Die Abhängigkeit vom Luftdruck wird in dieser Betrachtung ignoriert.

Aus der Leistungsabgabe mit einer Windturbine E82 können im Mittel in den Simulationen 1700 Vollbenutzungsstunden für die Technologie WI_ON_II erzielt werden.

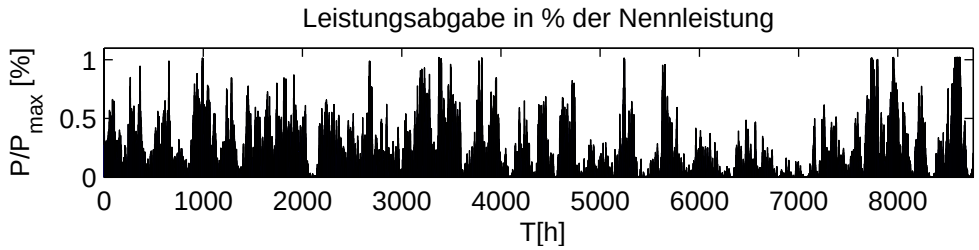


Abbildung 2.56: Leistungskennlinie E82 für Onshorebereiche

Aus der Leistungsabgabe mit einer Windturbine 5M der Firma Repower können im Jahr 2005 ca. 4600 Vollbenutzungsstunden erzielt werden. Der Verlauf der Leistung im Jahr ist wesentlich gleichmäßiger als bei der E82.

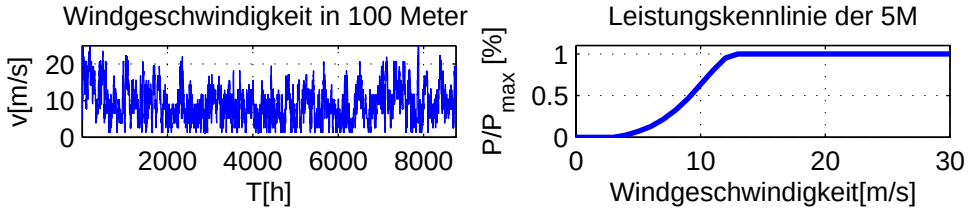


Abbildung 2.57: Windgeschwindigkeitsverlauf Offshore

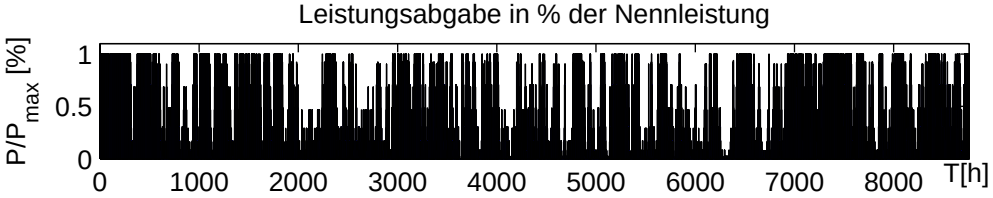


Abbildung 2.58: Leistungskennlinie der 5M für Offshorebereiche

Ein Großteil der Zeit kann die Anlage unter Volllast betrieben werden. Die Kennlinie wird stellvertretend für die Technologie WI_OFF verwendet.

2.2.4 Modellierung der Brennstoffpreise

Die Abschreibungsdauer fossiler und regenerativer Technologien von bis zu zwei Jahrzehnten wirft unter anderem die Frage auf, zu welchen Bezugskosten im späteren Einsatz Strom produziert und zu welchen Marktpreisen dieser vergütet wird. Diese Daten bilden die essentielle Grundlage der Wirtschaftlichkeitsberechnung. Einen wesentlichen Einflussfaktor zur Beantwortung dieser Frage ex ante stellt die erwartete Entwicklung der Brennstoffpreise dar. Die Prognosen zukünftiger Brennstoffpreisentwicklungen werden u. a. in den Studien [IEA 02], [EWI/Pro 05], [DLR 05], [IEA 06] und [EWI/Pro 06] vorgenommen. Aufgrund der Ressourcenverknappung und des mittelfristig wachsenden Energiebedarfs, insbesondere bei Öl und Gas, gehen sie in ihrer Gesamtheit von langfristig steigenden Preisen aus. Das Ausmaß der Verknappung und damit der Trend der langfristigen Preisentwicklung divergiert in den einzelnen Studien stark. Eine darauf aufbauende Wirtschaftlichkeitsanalyse kann, je nach Wahl der Studie, zu sehr unterschiedlichen Aussagen für die Investitionsbedingungen einzelner Technologien und für die antizipierte zukünftige Zusammensetzung des gesamten Kraftwerksparks führen. Die stark steigenden Rohstoffpreisentwicklungen der vergangenen Jahre bewirkten zudem hohe Abweichungen zwischen Prognose- und Istwert der Commoditypreise in den meisten Studien, so dass einige Institute ihre Prognosen anpassten [EWI/Pro 06].

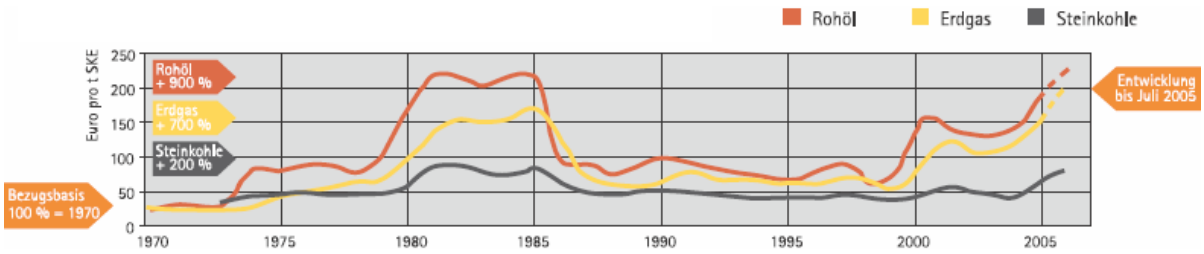


Abbildung 2.59: Langfristiger Brennstoffpreisverlauf, Quelle: [VGB 05].

Bei Betrachtung der historischen langfristigen Entwicklung der Brennstoffpreise, lassen sich die in den Studien entwickelten langfristigen Trends für die Vergangenheit nicht beobachten. Vielmehr existieren Phasen mit unterschiedlichen Trends und Volatilitäten. Die Preisentwicklung der einzelnen Commodities wurde in der Vergangenheit weniger durch die langfristige Verknappung natürlicher Ressourcen, sondern vielmehr durch sozioökonomische Ereignisse (OPEC-Preispolitik, kriegerische Auseinandersetzungen, wechselnde Dynamik der Weltwirtschaft, usw.) beeinflusst. Dies ist für Öl in der Abbildung 2.60 dargestellt.
Die dadurch veränderte Risikowahrnehmung und die durch menschliche Intervention künstliche kurzfristige Verknappung/Nachfrageveränderung überlagern die langfristige Entwicklung der Preise deutlich. Die Volatilität stellt somit ein prägnanteres Charakteristikum der Brennstoffpreise dar, als der langfristige fundamentale Trend, der davon überlagert wird. Aus diesem Grunde ist es für den Investor von Interesse, neben der Prognose des „wahrscheinlichsten Szenarios“ eine Angabe über die Schwankungsbreite der Entwicklung in seine Investitionsentscheidung einfließen zu lassen. Schwankungen in den Brennstoffpreisen sind in dem hier entwickelten Modell ein



Abbildung 2.60: Ölpreisverlauf von 1985 - 2006, Quelle: [oct 08].

Hauptrisikofaktor. Mit dem Modell soll untersucht werden, inwieweit dadurch Anreize geschaffen werden, technologisch zu diversifizieren. Aus diesem Grunde werden auch für die Brennstoffpreisentwicklung stochastische Prozesse formuliert.

Datenanalyse der Faktorpreise

CO2-Zertifikate werden seit dem Jahr 2005 an der European Energy Exchange (EEX) gehandelt. Der Verlauf des Terminproduktes 2008 ist in der folgenden Graphik wiedergegeben.

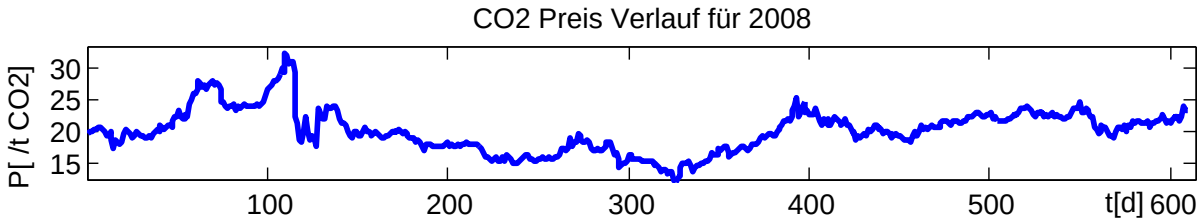


Abbildung 2.61: Historische Entwicklung des CO2 -Preises für 2008 von 04.11.05 bis 01.04.08, Quelle: [EEX/CO2].

Die Preise schwanken zwischen 20 und 30 €/t und der Preispfad besitzt abwechselnde Trendphasen. Im Datensatz ist ein deutlicher Einbruch der Preise innerhalb eines kurzen Zeitraumes Anfang 2006 von 30 auf 20 €/t zu beobachten, der durch die Veröffentlichung der nationalen Emissionen des Vorjahres resultiert.[20] Auf täglicher Basis besitzt der Preisverlauf eine relative Standardabweichung von 0,023%. Ein langfristiger Trend konnte nicht signifikant aus den Daten ermittelt werden.
Die Kohleimportpreise des statistischen Bundesamt sind in Abbildung 2.62 dargestellt.

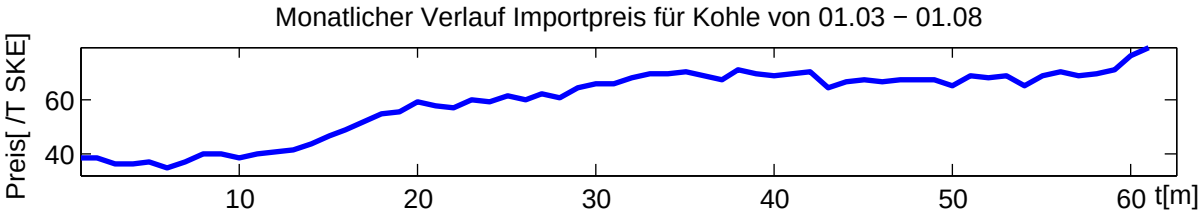


Abbildung 2.62: Verlauf der monatlichen Importpreise für Steinkohle, Quelle: Statistisches Bundesamt

In dem Preisverlauf ist ein eindeutiger Trend enthalten, der von wesentlich geringerer Volatilität

[20] Die veröffentlichten Daten erwiesen geringere Emissionen auf als erwartet. Dadurch verringerte sich der CO2 Preis.

als bei den CO2 Preisen überlagert ist. Aufgrund der monatlichen Erhebung können aus den Importpreisen keine Aussagen über die tägliche Variation des Kohlepreises abgeleitet werden. Aus diesem Grunde werden die API II Terminmarktprodukte in Abbildung 2.63 zur Ermittlung der täglichen Standardabweichung als Proxy verwendet, da dieser Referenzkurs in vielen Bezugsverträgen von Steinkohlekraftwerken Verwendung findet.

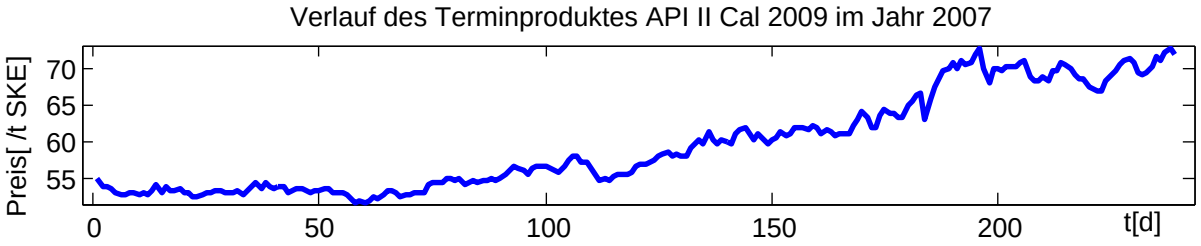


Abbildung 2.63: Verlauf des API II Terminmarktprodukt Y2009 Quelle: Spectron

Über alle Produkte des Terminmarkts ergibt sich eine gemittelte tägliche relative Standardabweichung von 0,014.
Der Gasspotpreis, wie er an der TTF gehandelt wird, hat eine wesentliche höhere kurzfristige Volatilität, die seine langfristige Entwicklung überlagert und durch die geringe Speicherbarkeit verursacht wird.

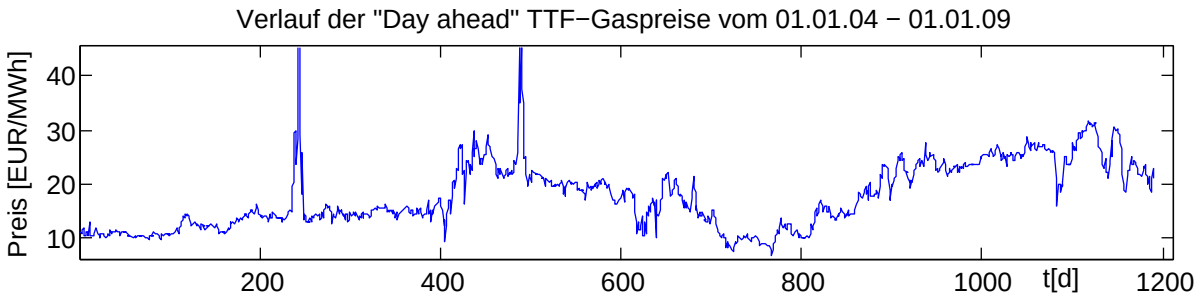


Abbildung 2.64: Verlauf des „Day ahead“ TTF-Gaspreises von 2004 - 2009 Quelle: Spectron

Gas besitzt im Gegensatz zu den Commodities CO2 und Kohle daneben eine klare ausgeprägte saisonale Struktur, die durch die ansteigende Nachfrage zur Wärmeerzeugung im Winter verursacht wird. Dies wird besonders ersichtlich, wenn die Terminmarktkurve der Gaskontrakte unterschiedlicher Laufzeit betrachtet wird.

Gas Future BEB Notierung an der EEX vom 15.09.08

Produkt	04/08	01/09	02/09	03/09	04/09	01/10	02/10
Preis[€/MWh]	37,82	41,02	33,85	33,56	37,49	39,49	33,85

Tabelle 2.14: Futurenotierung BEB an der EEX

Die Saison ist auch bei Preisänderungen in ihrer grundsätzlichen Zusammensetzung über den historischen Handelszeitraum der Gasterminmarktkurve vorhanden.[21] Um aus den Blockkontrakten

[21] Eine etwaige saisonale Risikoprämie in der Forwardkurve wird in diesem Zusammenhang nicht berücksichtigt.

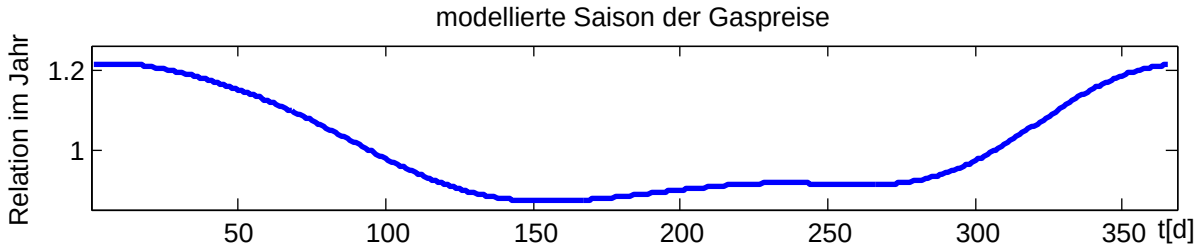


Abbildung 2.65: Modellierte Saison der Gaspreisrelation, Quelle:PriceIT

der Forwardkurve eine stetige Saisonalität ableiten zu können, werden Strukturmerkmale des Spotmarktes benötigt. In Abbildung 2.65 ist eine von der Firma PriceIT zur Verfügung gestellte arbitragefreie Strukturierung der Forwardkurve abgebildet. Diese ist in der Abbildung auf den Jahresforwardpreis normiert worden, um auch bei veränderten Jahrespreisen angewendet werden zu können. Diese Saison ($BS\_Sai_{i,t}$) soll auch in dem Modell zugrunde gelegt werden und auf die in Formel 2.73 dargestellten Größen multipliziert werden. Hierbei wird implizit davon ausgegangen, dass diese Saison auch in Zukunft durch die Heizperiode im Winter in Kombination mit der geringen saisonalen Speicherbarkeit von Gas fortbesteht.

Modellierung der Faktorpreise

Für die Modellierung der Stochastik der Brennstoffpreisentwicklung wird das von [Sch/Sch 00] vorgeschlagene 2 Faktor Modell in dieser Arbeit verwendet.

$$
\begin{aligned}
BS_{i,t,Sz} &= exp(x_{i,t,Sz}) * BS\_mean_{i,t} * BS\_Sai_{i,t} \qquad (2.72)\\
x_{i,t,Sz} &= \xi_{i,t,Sz} + \nu_{i,t,Sz}\\
\xi_{i,t,Sz} &= \xi_{i,t-1,Sz} + \sigma_{\xi_i}\Phi - \sigma^2_{\xi_i}/2 \qquad \forall t > t_0\\
\xi_{i,t_0,Sz} &= \sigma_{\gamma_i}\Phi - \sigma^2_{\gamma_i}/2\\
\nu_{i,t,Sz} &= \alpha\nu_{i,t-1,Sz} + \sigma_{\nu_i}\psi + (\frac{\sigma^2_{\nu_i}}{2ln(\alpha)} * (1 - exp(2ln(\alpha))))^2/2\\
\Phi &= \Sigma(0,\Sigma)\\
\psi &= \Sigma(0,1)
\end{aligned}
$$

Die Bewegung der Rendite setzt sich aus zwei Prozessen ν und ξ additiv zusammen. ν charakterisiert dabei die kurzfristige Renditebewegungskomponente, die insbesondere bei nichtlagerbaren Gütern zu beobachten ist. Sie ist zumeist durch eine hohe Mean Reverting Rate α und hohe kurzfristige Volatilität σ_{ν_i} gekennzeichnet. Der kurzfristige Prozess ist nur für Gas aktiviert, da die anderen Brennstoffe keine derartigen kurzfristigen Ausschläge aufweisen. ξ beschreibt die langfristige Bewegung der Rendite. Diese wird zumeist als Brownsche Bewegung modelliert. In diesem Modell wird aber kein Trend für den langfristigen Prozess im Jahresverlauf verwendet. Als Startwert des langfristigen Prozesses $\xi_{i,t_0,Sz}$ wird eine langfristige Volatilitätskonstante σ_{γ_i} verwendet. Innerhalb des Jahres wird der langfristige Prozess $\xi_{i,t,Sz}$ durch die Volatilität σ_{ξ_i}

getrieben. Die langfristigen Prozesse sowie dessen Startwerte sind über eine Kovarianzmatrix Φ der standardnormalverteilten Zufallsprozesse gekoppelt. Der resultierende Renditeprozess $x_{i,t,Sz}$ wird mit dem für den Betrachtungszeitraum erwarteten Brennstoffpreis BS_mean_i und im Fall von Gas mit einer Saison $BS\_Sai_{i,t}$ multipliziert.

Kalibrierung der Brennstoffpreise

Eine Kalibrierung der Parameter der stochastischen Prozesse anhand von Maximum Likelihood Schätzern und aktuellen Marktdaten wird aufgrund der nur kurzen und illiquiden Handelshistorie einiger Commodities (Gas, CO2) an der EEX in dieser Arbeit nicht vorgenommen. Für den Untersuchungszeitpunkt (Jahr 2040) lassen daneben nur schwer signifikante Zusammenhänge zwischen den jetzigen Marktzuständen und den zukünftigen Preisentwicklungen bzw. Charakteristika der Preisprozesse für die Commodities ableiten. Aus diesem Grunde wird als Erwartungswert der Verteilungen (BS_mean_i) ein Szenario in Anlehnung von [Nit 08] verwendet. Für CO2 und Braunkohle werden eigene Annahmen getroffen.[22] Der Erwartungswert BS_mean_i der Verteilung des Faktorpreises der Commodity i ist in Tabelle 2.15 abgebildet:

	B- Kohle	S- Kohle	Gas	CO2
Erwartungswert im	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/t]
Untersuchungszeitraum	5,2	10,8	33,2	43,5

Tabelle 2.15: Entwicklung der erwarteten Preise der Energieträger, Quelle: [Nit 08] und eigene Annahmen.

BS_mean stellt den 20 jährigen Durchschnittspreis innnerhalb der Investitionsperiode dar, der für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zugrunde gelegt wird. Tabelle 2.16 enthält die Korrelationen und Parameter der einzelnen Prozesse.

	Korrelationen				Parameter der Prozesse			
Brennstoff	BK	SK	Gas	CO2	(σ_γ)	(σ_ξ)	α	σ_ν
BK	1	0,7	0,3	-0,3	0,14	0,007	0	0
SK	0,7	1	0,4	-0,3	0,17	0,012	0	0
Gas	0,3	0,4	1	0	0,27	0,013	0,85	0,03
CO2	-0,3	-0,3	0	1	0,16	0,014	0	0

Tabelle 2.16: Korrelation und Standardabweichung des durchschnittlichen Jahrespreises

Die langfristige Standardabweichung sowie die Korrelation der einzelnen Faktorpreise σ_{γ_i} werden in Anlehnung an [Awe u. a. 06] und [Roq u. a. 06a] sowie eigenen Annahmen vorgegeben.[23] Für die Volatilität σ_{ξ_i} der Brownschen Bewegungen wurden Parameter verwendet, die sich an den empirischen Volatilitäten der Datengrundlage in Abschnitt 2.2.4 orientieren. Die Parametrierung

[22] Der mittlere CO2- Preis BS_mean wird dabei auf den Punkt der Grenzvermeidungkostenkurve f(0) geeicht siehe Abschnitt 2.4.

[23] Aufgrund der mangelnden Datenbasis wurden die Parameter für Braunkohle geschätzt.

des kurzfristigen Prozesses für Gas wird in Anlehnung der Ergebnisse von [Sch/Sch 00] vorgenommen. In diesem Zusammenhang soll σ_{ν_i} mit 0,03 und α mit 0,85 parametriert werden.
Da die gesamte Datengrundlage zur Modellierung der stochastischen Brennstoffpreisprozesse für den Betrachtungszeitraum nicht statistisch fundiert erhoben werden konnte, sollen einige Parameter in den Szenarien in Kapitel 3.3 - 3.4.3 noch einmal variiert werden, um die Modellergebnisse auf ihre Robustheit zu überprüfen.

2.2.5 Modellierung der Revisionen und Kraftwerksausfälle

Neben der Brennstoffvariabilität stellt die technische Verfügbarkeit eines Kraftwerks eine weitere Risikokomponente für dessen Wirtschaftlichkeitsberechnung dar. Die technische Verfügbarkeit wird durch den geplanten (Revision) und ungeplanten (Ausfall) Zwangsstillstand eines Kraftwerks beeinflusst. Das Aggregat in Form der Verfügbarkeit des gesamten Kraftwerksparks wiederum beeinflusst den Spotpreis. Die saisonale Verschiebung der Angebotsfunktion durch die geplanten Revisionen erzeugt bei ceteris paribus Betrachtung eine saisonale Struktur der Spotpreise durch die „langsame“ Verschiebung der Grenzkosten im Schnittpunkt der Angebots- und Nachfragefunktion. Die kurzfristigen Schwankungen verursacht durch Kraftwerksausfälle können dagegegen zu extremen Knappheiten im System und damit zu Preisspitzen führen, da hier die Verschiebung der Angebotsfunktion pro Zeiteinheit deutlich stärker ausfällt. Die an die EEX gemeldeten aggregierten geplanten Verfügbarkeiten (Verf) pro Technologie werden für die Modellierung dieser Größe im Modell benutzt und sind in Abbildung 2.66 dargestellt.

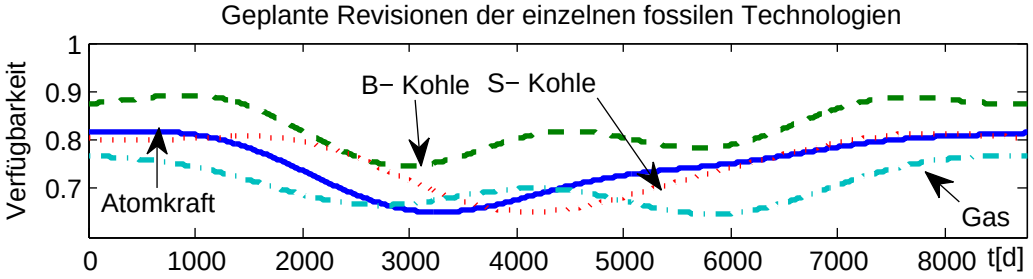


Abbildung 2.66: Geplante Revision der fossilen Technologien

Die ungeplanten Ausfälle werden vereinfacht nicht für jedes Kraftwerkssegment, sondern nur als Summenprozess modelliert, der die Angebotsfunktion parallel verschiebt. Hierzu wird auf die Daten der North American Electric Reliability Corporation [NAE 07] zurückgegriffen, die über einen Zeitraum von 6 Jahren Ausfallraten für die jeweiligen Technologien ermittelt hat. Die Abbildung des Prozesses erfolgt in folgender Form:

$$
\begin{aligned}
Leist_t &= Verf_t \cdot Fluk_t \cdot Kap_t \qquad (2.73)\\
Fluk_t &= min(1, 1/exp(x))\\
x_t &= \alpha x_{t-1} + \sigma\phi\\
\phi &= N(0,1)
\end{aligned}
$$

Die Parameter α und σ werden hier mit .9 und .06 vorgegeben.

2.3 Modellierung der Investitionsentscheidungen

Im folgenden Abschnitt wird das Modell zur Abbildung der Investitionsentscheidung erläutert.

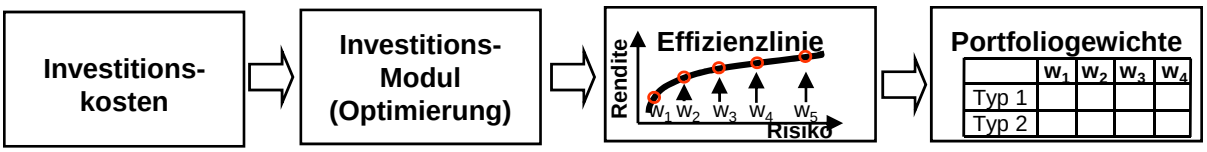


Abbildung 2.67: Schematische Darstellung der Investitionsentscheidung

Die Investitionsentscheidung wird für jeden Investor individuell aus der betriebswirtschaftlichen Sichtweise getroffen: Maximierung der Nutzenfunktion, die mit einer Investitionsentscheidung in die einzelnen Gewichte ω des Anlageraumes verbunden ist. Jede Anlage erwirtschaftet eine unsichere Rendite, so dass in der Nutzenfunktion die aus den gewichteten Einzelrenditen resultierende unsichere Portfoliorendite betrachtet wird. Der der Investitionsentscheidung zugrunde liegende potentielle Anlageraum ist in Abbildung 2.68 dargestellt:

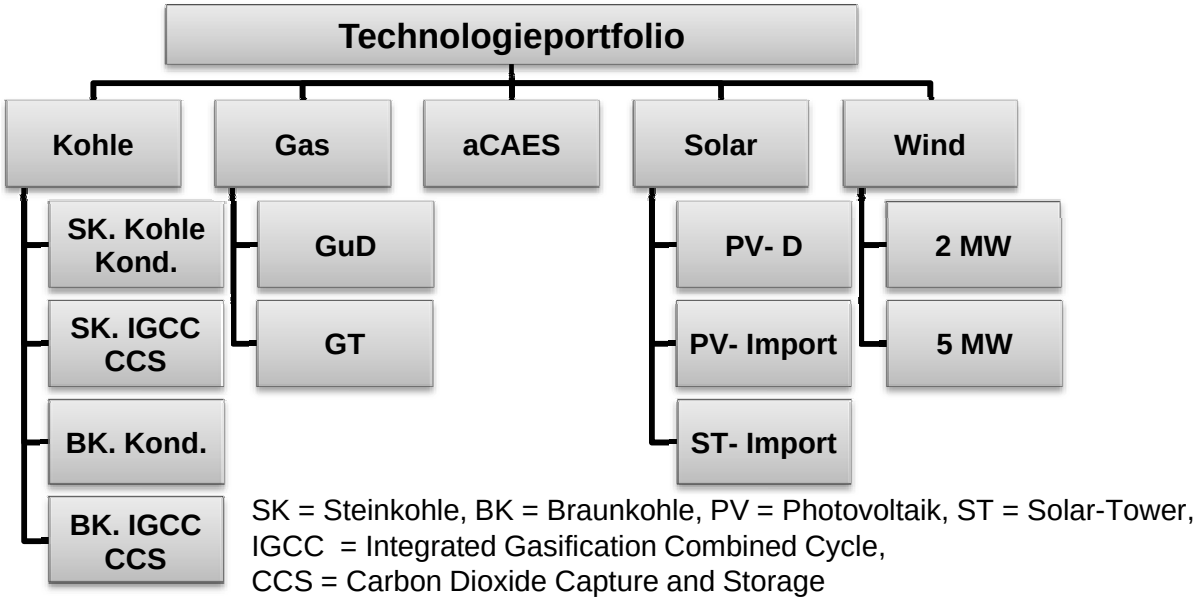


Abbildung 2.68: Darstellung der Technologiealternativen für die Portfoliozusammenstellung

Die einzelnen Gewichte ω der Technologien im Portfolio des Investors werden anhand einer Portfoliooptimierung berechnet. Hierbei werden Erwartungswert und ein auf der Renditeverteilung aufbauende Risikomaß im Präferenzfunktional in Beziehung zueinander gesetzt. Dieser Vorgang wird im Folgenden beschrieben.

Definition eines Renditemaßes

Allgemein versteht man unter einer Rendite die Kennziffer, die den Gesamtertrag einer Investition über einen bestimmten Zeitraum in Prozent des angelegten Kapitals misst [Gas 98].Bezogen auf den Kapitalmarkt bezeichnet die Rendite einer Anlage die relative Wertveränderung innerhalb einer bestimmten Periode:

$$r = \frac{P_t - P_0}{P_0} \tag{2.74}$$

Die Rendite der potentiell zur Verfügung stehenden Investitionsobjekte wird anhand der folgenden Größen berechnet: Erlös am Spotmarkt, variable und fixe jährliche Kosten. Der Erlös pro Zeitstempel wird aus dem Produkt des am Spotmarkt erzielbaren Preises und der an den Spotmarkt gestellten Leistung berechnet. Für die regenerativen Technologien, die unter das EEG fallen, wird die EEG-Vergütung zur Erlösgenerierung herangezogen. Für die Berechnung der absoluten Rendite werden variable Betriebs- und Brennstoffeinsatzkosten sowie die jährlich anfallenden Fixkosten vom Erlös abgezogen. Die jährlichen Fixkosten setzen sich aus der Annuität und den jährlichen fixen Betriebskosten zusammen. Die relative Rendite ergibt sich durch die Normierung mit den jährlichen Fixkosten:

$$R_{i,Sz} = (\sum_{t=1}^{8760} Leist_{i,t,Sz}(EEG_i/Spot_{t,Sz} - K_{var_{i,t,Sz}}) - K_{fix_{i,Sz}})/K_{fix_{i,Sz}} \tag{2.75}$$

Die Flexibilität der Kraftwerke (Betrieb/Stillstand) wird nicht blockscharf in der Angebotsfunktion abgebildet. Deshalb muss diese an späterer Stelle bei der Ermittlung der Wirtschaftlichkeit einer Investitionsanlage berücksichtigt werden. Zur Berechnung der Einsatzweise $Leist_{i,t,Sz}$ wird zur Verringerung der Rechenzeit eine Heuristik verwendet. Anhand dieser wird die kurzfristige Flexibilität (Drosselung der Leistung) und langfristige Flexibilität (mehrtägiger Stillstand) berechnet.

Berechnung der Kurzfristflexibilität:

Für jede Kraftwerkstechnologie wird definiert, wie sie sich in unterschiedlichen Abschnitten eines Tages bewegen kann. Fahrweise $\frac{1}{2}$ bedeutet in diesem Zusammenhang, dass zwölf Stunden in Volllast und zwölf Stunden in einem unrentablen Teillastbereich gefahren werden. Die zwölf Stunden im Teillastbereich werden in % der Volllast betrieben. Fahrweise Null bedeutet, dass das Kraftwerk den gesamten Tag über unrentabel ist und damit versucht, einen geringstmöglichen Output zu erzeugen. Die Angaben in % sollen keine realen technischen Bedingungen widerspiegeln, sondern als vereinfachte Heuristik die wirtschaftlichen Auswirkungen der unterschiedlichen Flexibilitätsgrade der einzelnen Technologien ausdrücken.

Technologie	BK- Kond.	BK-IGCC CCS	SK- Kond.	SK- IGCC CCS	Gas- GuD
Fahrweise 1/2 (F_P)	80%	75%	60%	55%	40%
Fahrweise Null (F_N)	55%	55%	35%	35%	20%

Tabelle 2.17: Parameter zur wirtschaftlichen Bestimmung der kurzfristigen Fahrweise

In einem ersten Schritt erfolgt für jeden Tag die Berechnung der optimalen Fahrweise des Kraftwerks durch die Optimierung der Gewinnfunktion. Für die Gewinnfunktion eines Tages (d) sind folgende Fahrweisen zu berücksichtigen:

- $Gewinn(Base, d) -> G = 24 * (Spot_B - K_{var})$
- $Gewinn(Peak, d) -> G = 12 * (Spot_P - K_{var}) + 12 * F_P * (Spot_{OP} - K_{var})$;
- $Gewinn(Offpeak, d) -> 12 * F_P * (Spot_P - K_{var}) + 12 * (Spot_{OP} - K_{var})$;
- $Gewinn(Null, d) -> 24 * F_N * (Spot_B - K_{var})$

Mit $Spot_B$ = Preis 24 h; $Spot_P$ = Preis 8:00 - 20:00; $Spot_{OP}$ = Preis 20:00 - 8:00

Der Gewinn, der für den Tag verbucht wird, ergibt sich aus dem Maximum der alternativen Fahrweisen:

$$Gewinn(d) = MAX[Base; Peak; Offpeak; Null] \tag{2.76}$$

Berechnung der Langfristflexibilität:
Neben den kurzfristigen Zustandsänderungen F_P und F_N hat jede Kraftwerkstechnologie die Möglichkeit, den Betrieb über einen längeren Zeitraum auszusetzen. Bei jedem Stillstand ist eine minimale Stillstandsdauer (ZR) in Abhängigkeit der Technologie einzuhalten.

Technologie	BK- Kond.	BK-IGCC CCS	SK- Kond.	SK- IGCC CCS	Gas- GuD
Anzahl der var. Kostenheiten pro Stillstand (KE)	10	10	8	8	6
minimale Stillstandsdauer (ZR)	28	28	8	8	4

Tabelle 2.18: Parameter zur wirtschaftlichen Bestimmung eines Stillstandes

Mit jedem Stillstand sind An- und Abfahrkosten verbunden, die im Modell in Höhe eines Brennstoffverbrauchsäquivalentes in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eingebunden werden. Die Kosten, die mit einem Stillstand verbunden sind, werden durch $K_{an/ab}$ ausgedrückt:

$$K_{an/ab} = KE * K_{var} \tag{2.77}$$

Für jede Technologie wird über den minimalen Betriebszeitraum (ZR) das Maximum aus An- und Abfahrkosten sowie des in diesem Zeitraum maximal zu erzielenden Gewinns als Endresultat verbucht.

$$G(ZR) = MAX[\sum_{dt=1}^{ZR} G(dt); K_{ab/an}] \tag{2.78}$$

Wenn die Kosten eines An- und Abfahrprozesses geringer als die Verluste des Betriebes sind, steht die Anlage in dem betreffenden Zeitraum still.

Die Anzahl der Betriebsstunden jeder Technologie, die Spotvergütung, die Brennstoffeinsatzkosten und die jährlichen Fixkosten stellen im System Zufallsvariablen dar. Die resultierende Rendite ist somit auch eine Zufallszahl, die für jedes Szenario und Technologie eine eigene Ausprägung annimmt. Für die Rendite kann der Erwartungswert pro Technologie ermittelt werden:

$$E[R_i] = \sum_{SZ=1}^{N} R_{i,SZ}/N.$$

Aus den Einzelrenditen lässt sich die Portfoliorendite anhand der relativen Gewichte ω berechnen:

$$E[R_P] = \sum_{i=1}^{M} w_i E[R_i] \quad mit \sum_{i=1}^{M} w_i = 1.$$

Neben dem Erwartungswert der Rendite wird für die Entscheidung unter Unsicherheit ein auf der Verteilung der Rendite aufbauendes Risikomaß benötigt, das im nächsten Abschnitt formuliert werden soll.

Definition des Risikomaßes

Die Notwendigkeit, die mit einer Entscheidung verbundenen Risiken transparent zu messen und zu steuern, ist neben der unternehmerischen Perspektive der Substanzerhaltung und Schadensabwehr mittlerweile auch in zahlreichen Gesetzen (§317 Abs. 4 HGB, §91 KonTraG und das KWG) als Pflicht für die Unternehmensleitung verankert.
Bei der Gestaltung und Steuerung eines Portfolios stellt das Risiko neben dem Erwartungswert der Rendite somit die zweite wesentliche Dimension der Betrachtung dar. Es kann zwischen einer ursachen- und einer wirkungsbezogenen Auffassung des Risikobegriffs unterschieden werden [Kre 02].Der ursachenbezogene Risikobegriff definiert Risiko als eine Wahrscheinlichkeitsverteilung der möglichen künftigen Entwicklungen. Aufgrund des Vorhandenseins von Informationsdefiziten oder anderen Unsicherheiten, kann die zukünftige Wirkung einer zum jetzigen Zeitpunkt getroffenen Entscheidung nicht eindeutig bestimmt werden. Damit es trotzdem möglich ist, Aussagen über das Ergebnis einer Handlung zu treffen, werden die potentiellen Endzustände mit Eintrittswahrscheinlichkeiten belegt [Elt 91]. Die Laplace-Wahrscheinlichkeit ist in diesem Zusammenhang definiert als die Anzahl der für das Ereignis günstigen Ergebnisse, geteilt durch die Anzahl aller möglichen Ergebnisse [Fah u. a. 99]. Die Summe aller Wahrscheinlichkeiten der möglichen Endzustände einer Variablen ergibt 1. Der Zusammenhang zwischen Renditeausprägung und der zugrunde liegenden Eintrittswahrscheinlichkeit wird durch eine Dichte- bzw. Verteilungsfunktion abgebildet [Gar/Mor 04]. Bei dem wirkungsbezogenen Risikobegriff werden die Folgen einer risikoreichen Entscheidung in das Zentrum der Betrachtung gestellt. Risiko wird als Gefahr verstanden, eine erwartete Rendite zu verfehlen bzw. eine ungünstige Entwicklung herbeizuführen [Spre 03]. Von dieser Möglichkeit der Darstellung der Unsicherheit ist die Ungewissheit abzugrenzen. Die Ungewissheit kann nicht mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit verknüpft werden [Jen 03]. Aus dieser Betrachtungsweise folgt, dass nur das Problem der Unsicherheit für die

Portfoliooptimierung durch die Angabe von Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Rendite operationalisierbar ist [Bru/Mey 03].
Ein Risikomaß dient somit dazu, das Risiko, das z. B. in einem unsicheren Zahlungsstrom X enthalten ist, zu quantifizieren und in einer Zahl zusammenzufassen. Stellt X einen unsichereren Zahlungsstrom dar, z. B. den aus der Rendite einer Kraftwerksinvestition, dann soll mit $\rho(X)$ das Risiko von X bezeichnet werden. Bevor der funktionale Ausdruck für ρ präzisiert werden soll, wird der Begriff des „Kohärenten Risikomaßes“ eingeführt, mit dem bestimmte statistische Eigenschaften von einem Risikomaß gefordert werden, um eine „sinnvolle“ Risikomessung vornehmen zu können [Art u. a. 99]. Diese Eigenschaften sollen sicherstellen, dass mit der Risikozuweisung keine kontraintuitiven Ergebnisse erzeugt werden [Han 04]. An ein Risikomaß werden nach [Art u. a. 99] vier Forderungen gestellt, die zu erfüllen sind.

Translationsinvarianz:

- falls $m \in \Re$, ist $\rho(X - m) = \rho(X) + m$.

Wenn zu der unsicheren Rendite X ein fixer, in jedem Zustand gleicher Betrag subtrahiert wird, ist das Risiko dieser neuen Position um diesen Geldbetrag zu erhöhen. Damit ist sichergestellt, dass der Übergang der Bemessungsgrundlage von Endwerten zu Wertänderungen keine qualitative Auswirkung auf das Risikomaß hat.

Monotonie:

- falls $X \leq Y$, folgt $\rho(X) \geq \rho(Y)$.

Wenn die Rendite des ersten Portfolios X stets - d. h. in jedem Umweltzustand, nicht besser als die Rendite eines zweiten Portfolios Y ausfällt, ist X mindestens so riskant wie Y.

Positive Homogenität:
Mit $\lambda \leq 0$ gilt für das Risikomaß

- $\rho(\lambda X) = \lambda\rho(X)$.

Diese Forderung bewirkt, dass Größeneffekte keinen Einfluss auf das Risikomaß besitzen.
Die vierte und für die Portfoliotheorie wichtigste Eigenschaft, ist die Anerkennung von Diversifikation.

Sub-Additivität:

- $\rho(X) + \rho(Y) \leq \rho(X + Y)$.

Hierdurch wird zum Ausdruck gebracht, dass die Summe von Einzelrisiken zweier Positionen immer größer gleich dem Risiko der zusammengelegten Position sein muss. Aus der positiven

Homogenität und der Sub-Additivität lässt sich ferner das in der Portfoliotheorie angewendete Diversifikationsprinzip ableiten. Risikomaße, die diese beiden Eigenschaften erfüllen, werden als „konvex“ bezeichnet.

- für alle $\gamma \in (0,1)$, folgt $\rho(\gamma X + (1-\gamma)Y) \leq \gamma\rho(X) + (1-\gamma)\rho(Y)$.

Daraus folgt, dass das Portfoliorisiko kleiner gleich der Summe der gewichteten Einzelrisiken der Position ist. Im Folgenden sollen ausgewählte Risikomaße in Form der Varianz, des Value at Risk und des Conditional Value at Risk kurz vorgestellt werden. Dabei wird ihr Einsatz in der Portfoliotheorie erläutert und ihre Eignung in Hinblick auf die geforderten Eigenschaften kohärenter Risikomaße untersucht.

- Varianz

Die Varianz ist eine Kennzahl zur Berechnung der Streuung einer Verteilung. Mathematisch gibt die Varianz die gewichtete Summe der quadrierten Abstände der einzelnen Ausprägungen von ihrem Mittelwert an: $Var = E[(X - E[X])^2]$.
Die Standardabweichung ist definiert als die Wurzel der Varianz: $std = \sqrt{Var}$.
Eng mit dem Begriff der Varianz ist die Kovarianz verbunden, die das Verhältnis zweier Anlagen zueinander beschreibt. Die Kovarianz berechnet sich allgemein mit:
$Kov = E[(X - E[X])(Y - E[Y])] = E[XY] - E[X]E[Y]$.
Die Varianz einer Zusammenstellung von Anlagen (Portfolio) lässt sich durch die gewichtete Summe der Einzelvarianzen und der Summe der Kovarianzen beschreiben.

$$Var_P = \sum_{i=1}^{n} \omega_i Var_i + 2 \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j>i}^{n} \omega_i \omega_j Kov_{ij} \tag{2.79}$$

Die Einzelvarianzen sind per Definition positiv und erhöhen damit das Gesamtrisiko. Die jeweilige Kovarianz kann sowohl positiv als auch negativ ausfallen und damit die Gesamtvarianz mindern. Ein Portfolio, bestehend aus n Einzelbestandteilen, besitzt eine Gesamtvarianz, die sich aus n Einzelvarianzen und 0,5 * n * (n-1) Kovarianzen zusammensetzt. Daraus wird ersichtlich, dass die Kovarianzen durch ihre größere Anzahl für den Gesamtwert der Portfoliostandardabweichung ein höheres Gewicht besitzen als die Einzelvarianzen.

Verwendung der Standardabweichung in der Portfoliooptimierung

In den 1950er Jahren begründete Harry Markowitz die moderne Portfoliotheorie [Mar 52]. Im Gegensatz zur traditionellen Herangehensweise, in der die Rendite einer Anlage das einzige Selektionskriterium für die Portfoliozusammenstellung war, entwickelte Markowitz einen quantitativen Optimierungsansatz, der zusätzlich auf den Parametern Standardabweichung und Kovarianz bzw. Korrelationen der Renditen aufbaut. Hierbei wird jede Anlage in einem Portfoliozusammenhang bewertet [Gar/Mor 04]. Im Falle einer Normalverteilung der Renditen reichen die Parameter Erwartungswert und Standardabweichung aus, um die Verteilungsfunktion abbilden zu können.

Daraus folgt, dass Markowitz eine Portfolioauswahl, beschränkt auf diese Kennzahlen, ohne Informationsverlust entwickeln konnte. Die Vorgehensweise der Portfoliooptimierung nach dem Ansatz von Markowitz wird im Folgenden kurz skizziert.
Bei $n \geq 2$ Anlagemöglichkeiten liegen die erreichbaren Erwartungswert-Standardabweichungskombinationen im $\mu\sigma$-Raum innerhalb einer Fläche. Es müssen nicht nur alle Kombinationsmöglichkeiten der n Anlagen, sondern auch die jeweiligen Anteilshöhen berücksichtigt werden. Aus dieser Überlegung folgt, dass jede beliebige Kombination erreicht werden kann, die innerhalb der Fläche liegt. Die Fläche wird durch die Umhüllungskurve und die Kurven begrenzt, die durch paarweise Kombination der Anlagen entstehen. Dies ist in Abbildung 2.69 dargestellt. Diese Fläche wird auch als Opportunity-Set bezeichnet und entspricht der Menge aller zulässigen Portfolios [Mar 52].

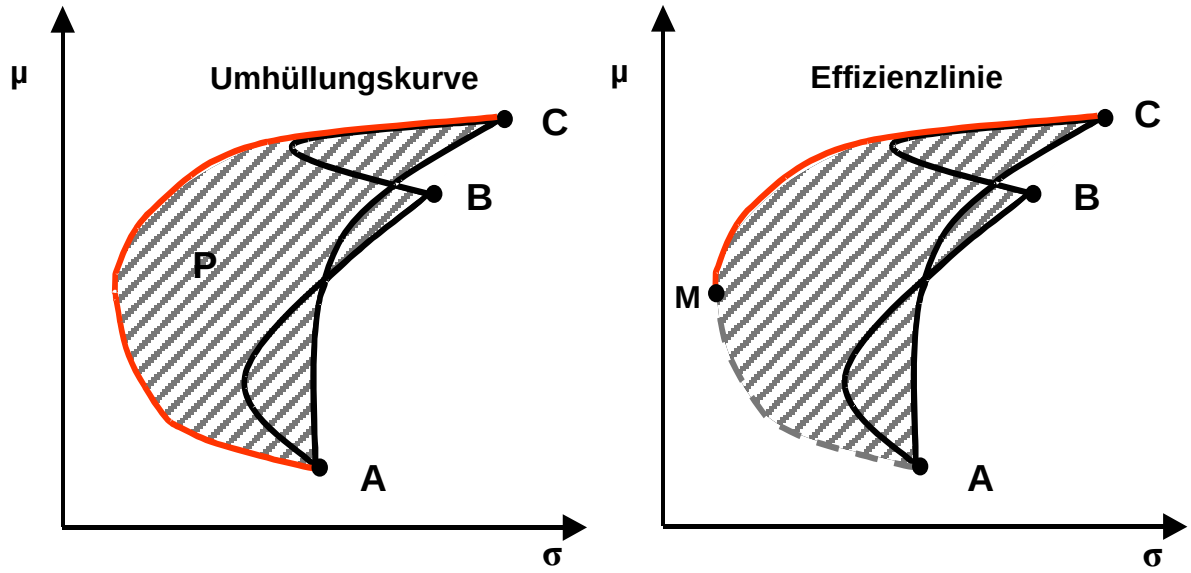


Abbildung 2.69: Berechnung der optimalen Portfoliozusammenstellung in dem Konzept von Markowitz

Die Umhüllungskurve definiert dabei den Rand aller $\mu\sigma$-Tupel, die im $\mu\sigma$-Raum durch eine beliebige Kombination von zur Verfügung stehenden Anlagen generiert werden können. Alle $\mu\sigma$-Punkte außerhalb dieses Randes sind nicht durch ein Portfolio, bestehend aus diesen Anlagen, erreichbar. Nach den Ausführungen von Markowitz wird ein Anleger versuchen, sein Portfolio so zu gestalten, dass es sich auf der Effizienzlinie befindet [Mar 52]. Portfolios auf der Effizienzlinie weisen die Eigenschaft auf, dass zu jedem vorgegebenen Erwartungswert kein anderes erreichbares Portfolio existiert, welches eine geringere Standardabweichung besitzt. Korrespondierend ist zu einer vorgegebenen Standardabweichung keine höhere Rendite durch ein anderes Portfolio erreichbar [Ben 98]. Wenn eine Kombination von Erwartungswert und Standardabweichung ineffizient ist, bedeutet dies umgekehrt, dass sich eine zulässige Zusammenstellung finden lässt, die entweder, bei gleicher Rendite, eine geringere Standardabweichung erzielt oder, bei gleicher Standardabweichung, eine höhere Rendite. Dies ist für alle Punkte innerhalb der Fläche und auf dem konvexen Teil der Umhüllungskurve der Fall. Auf dem konkaven Teil der Umhüllungskurve,

der Effizienzlinie, sind die vorher formulierten Bedingungen erfüllt [Elt 91]. Die Effizienzlinie ist unabhängig von persönlichen Präferenzen. Sie ist nur durch eine mathematische Optimierung investorunabhängiger Größen entstanden. Sie wird nachfolgend erläutert. Somit ist gewährleistet, dass sie objektiv für alle Entscheider in der gleichen Art und Weise gebildet wird. Die subjektiven Gesichtspunkte in Form der Risikoneigung eines Anlegers werden erst in einem späteren Schritt in die Portfolioauswahl einbezogen [Gar/Cyr 04]. Das im Scheitelpunkt der Umhüllungskurve liegende Minimum-Varianz-Portfolio M charakterisiert dabei das Portfolio mit der geringsten erreichbaren Standardabweichung [Spre 03]. Ein kleineres Risiko, in Form der Portfoliostandardabweichung, kann nicht durch Diversifikation erzielt werden.
Die Herleitung der Effizienzlinie wird mathematisch durch folgenden Optimierungsprozess formuliert, wobei in dieser Darstellungsweise die Erwartungswerte der Portfoliorendite vorgegeben werden müssen. Aus der gesamten Menge an erreichbaren Portfolios wird zu jedem vorgegebenen Erwartungswert das Portfolio mit der geringsten Standardabweichung ermittelt und als Punkt im $\mu\sigma$-Raum abgebildet.

$$\underbrace{MIN}_{\omega_1,\ldots,\omega_n} Var_P = \sum_{i=1}^{n} \omega_i Var_i + 2 \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j>i}^{n} \omega_i \omega_j Kov_{ij} \tag{2.80}$$

unter den Nebenbedingungen:
1. Vorgabe des zu erzielenden Erwartungswertes der Portfoliorendite:

$$\mu_P = \sum_{i=1}^{n} \omega_i \mu_i \tag{2.81}$$

2. Alle Portfolioanteile addieren sich zu 100 %:

$$\sum_{i=1}^{n} \omega_i = 1 \tag{2.82}$$

3. Es dürfen keine negativen Anlagenteile gehalten werden (Leerverkaufe):

$$\omega_i \leq 0 \forall i = 1, ..., n \tag{2.83}$$

Das ursprüngliche Modell von Markowitz wurde stark erweitert (z. B. durch die Integration risikofreier Anlagen bzw. weiterer Restriktionen), was hier nicht weiter vertieft werden soll [Elt 91]. Ein wesentlicher Kritikpunkt der Varianz ist, dass sie sowohl positive als auch negative Abweichungen vom Erwartungswert berücksichtigt und somit ein symmetrisches Risikomaß ist. Die Varianz und die Standardabweichung sind darüber hinaus keine kohärenten Risikomaße [Han 04]. Sie erfüllen keine bzw. im Fall der Standardabweichung nicht die 1. und 3. Bedingung.

Nach diesen allgemeinen Anmerkungen werden nun die Risikomaße Value at Risk (VaR) und Conditional Value at Risk (CVaR) kurz vorgestellt.
Der Value at Risk (VaR) bezeichnet den maximalen Verlust, der mit einer vorgegebenen Wahrscheinlichkeit nicht überschritten wird [Leo 97], [Jen 03]. Er definiert in Abbildung 2.70 die Rendite R, die mit einer Wahrscheinlichkeit von β nicht unterschritten wird. Er stellt somit ein Quantil dar, das die Dichtefunktion der Renditeverteilung in die Teile β und $1-\beta$ unterteilt. Aus der Perspektive der Kapitalerfordernis bei riskanten Handelspositionen kann man den VaR(β) multipliziert mit der Portfolioposition auch als den notwendigen Rückstellungsbedarf interpretieren, der gewährleistet, dass die Wahrscheinlichkeit eines Verlustes $1-\beta$ ist.

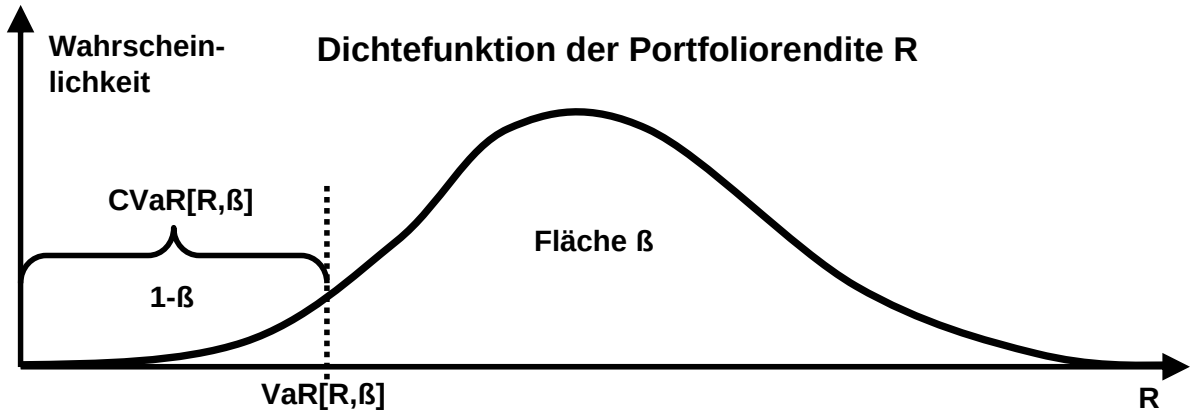


Abbildung 2.70: Darstellung der Kennzahlen VaR und CVaR

Der CVaR stellt die erwartete Rendite der Elemente dar, die den VaR unterschreiten. Aus den unterschiedlichen mathematischen Formulierungen ergeben sich einige Eigenschaften, die für die Optimierung mehr oder weniger gut geeignet sind.
In der Praxis hat sich der Value at Risk weithin als Risikomaß zur Messung der Marktpreisrisiken etabliert. Dieses Risikomaß liefert konsistente Informationen der Portfoliorisiko-Messung, wenn normalverteilte Portfoliorenditen vorliegen. Falls diese Normalverteilungsannahme nicht erfüllt ist, geht jedoch die Eigenschaft der Subadditivität des VaRs, und damit dessen Konvexität und Kohärenz, verloren. Ein weiteres Problem des VaRs ist, dass alle Verluste unterhalb der VaR-Schwelle identisch berücksichtigt werden [McN u. a. 05].[24]
Der CVaR besitzt wünschenswerte Eigenschaften für die Portfoliorisiko-Steuerung. Er stellt ein kohärentes Risikomaß dar. Unter dem Begriff der Kohärenz werden die oben skizzierten Eigenschaften axiomatisch gefordert, die eine konsistente Risikomessung im Portfolioverbund garantieren [Art u. a. 99]. Aus der positiven Homogenität und der Subadditivität des CVaRs folgt weiterhin, dass der CVaR ein konvexes Risikomaß bildet. Dies stellt sicher, dass eine Rendite-Risiko-Optimierung des Portfolios stets lösbar ist, sofern eine konkave Renditefunktion verwendet wird und der zulässige Bereich konvex und nicht leer ist. Weiterhin lässt sich zeigen, dass aus entscheidungstheoretischer Sicht eine Rendite-Risiko-Optimierung unter Verwendung des CVaRs

[24] Der Einsatz des VaR in der Optimierung wurde u.a. von [Pue 99], [Wan 00] und [Lar u. a. 01] vorgenommen.

im Einklang mit einer Erwartungsnutzen- Maximierung risikoaverser Investoren steht. Insofern liefert diese Optimierungsaufgabe aus betriebswirtschaftlicher Sicht fundierte und aussagekräftige Ergebnisse.

Mathematische Formulierung des CVaR

Ziel der Portfoliooptimierung ist es, die Effizienzlinie der Portfolioentscheidung im Rendite-Risiko-Raum zu berechnen. Für die Modellierung des Erwartungswertes und des Risikomaßes wird die Monte Carlo Simulation der im letzten Abschnitt beschriebenen stochastischen Prozesse eingesetzt, wobei im Ergebnis stündliche Simulationsverläufe für jeweils ein Jahr (Szenario) der einzelnen Risikofaktoren, der Angebots- Nachfragefunktion und des Preises vorliegen. Insgesamt werden 10000 Szenarien von Spotpreisen in stündlicher Auflösung erzeugt. Als Risikomaß wird der Conditional Value at Risk (CVaR) gewählt.

Die Methodik der Optimierung anhand der Monte Carlo Simulation erfolgt mit dem Algorithmus wie er von [Pal u. a. 99], [Roc/Ury 00], [Kro u. a. 02] entwickelt wurde. Die folgenden mathematischen Ausführungen zur Berechnung des VaRs sind Krokhmal et al. (2002) entnommen. $l(\omega, X)$ ist der Verlust, der bei Verwendung einer bestimmten Portfolioentscheidung ω und der Realisierung des Risikofaktors X (z. B. Spotpreis) auftritt. Der Verlust ist z. B. definiert als negative Abweichung vom Erwartungswert. Der Vektor ω kann als Portfolioentscheidung aus der Gesamtmenge Ω aller zur Verfügung stehenden Finanzkontrakte interpretiert werden. Für jede bestimmte Portfolioentscheidung ω definiert der Verlust $l(\omega, X)$ eine Zufallsvariable, deren Verteilungsfunktion von X abhängt. Die Dichtefunktion von X wird durch $f(x)$ charakterisiert. Die Wahrscheinlichkeit, dass der Verlust $l(\omega, X)$ einen bestimmten Schwellwert ξ nicht überschreitet, wird durch das folgende Integral erfasst:

$$\Psi(\omega, \xi) = \int_{l(\omega,x)\leq\xi} f(x)dx \tag{2.84}$$

Der Integrationsbereich ist gerade der Bereich aller x mit $l(\omega, x) \leq \xi$. In Abhängigkeit von ξ und ω stellt $\Psi(\omega, \xi)$ die Verteilungsfunktion des mit ω verbundenen Verlustes dar. Der $\beta-$VaR und $\beta-$CVaR für eine Verlustverteilung, bedingt durch ω und durch eine Verlustwahrscheinlichkeit $\beta \in (0, 1)$, wird mit $\xi_\beta(\omega)$ und $\phi_\beta(\omega)$ bezeichnet. Es gilt

$$\xi_\beta(\omega) = \min\{\xi \in \Re : \Psi(\omega, \xi) \geq \beta\} \tag{2.85}$$

$$\phi_\beta(\omega) = (1-\beta)^{-1} \int_{l(\omega,x)\geq\xi_\beta(\omega)} l(\omega, x) f(x)dx. \tag{2.86}$$

Da der Ausdruck für den CVaR den VaR selbst als Funktion $\xi(\beta, \omega)$ enthält, ist der Umgang mit dem CVaR sehr schwierig.[25] Krokhmal et al. (2002) haben eine Lösung für dieses technische

[25] Dieses gilt, sofern man keine analytische Darstellung des VaRs hat.

Problem vorgeschlagen. Sie führen zunächst die folgende Funktion ein:

$$F_\beta(\omega, \xi) = \xi + (1-\beta)^{-1} \int_{l(\omega,x)>\xi} [l(\omega, x) - \xi]^+ f(x) dx \tag{2.87}$$

wobei $[\cdot]^+ = \max[0, \cdot]$ bezeichnet. Der VaR wird in der Definition des CVaR durch die Konstante ξ ersetzt. Krokhmal et al. (2002) bewiesen, dass die Funktion $F_\beta(\omega, \xi)$ konvex ist, der VaR das Minimum dieser Funktion darstellt. Durch Minimieren der Funktion $F_\beta(\omega, \xi)$ wird der CVaR errechnet:

$$\phi_\beta(\omega) = \min_{\xi,\omega} F_\beta(\omega, \xi) \tag{2.88}$$

Das Integral von $F_\beta(\omega, \xi)$ kann in verschiedenen Weisen approximiert werden, z. B. durch eine Stichprobe der Verteilungsfunktion von X gemäß der Dichte $f(x)$. Wenn man durch die Stichprobe eine Auswahl von Vektoren $x_1, x_2, \ldots, x_J$ erhält, ist die entsprechende Näherung für $F_\beta(\omega, \xi) = \xi + (1-\beta)^{-1} \int_{x\in\Re} [l(\omega, x) - \xi]^+ f(x) dx$ die folgende:

$$\tilde{F}_\beta(\omega, \xi) = \xi + (1-\beta)^{-1} \sum_{j=1}^{J} \frac{1}{j} \underbrace{[l(\omega_j, x_j) - \xi]^+}_{z_j} \tag{2.89}$$

Wenn die Verlustfunktion $l(\omega, x)$ linear bezüglich ω ist, ist die Funktion $\tilde{F}_\beta(\omega, \xi)$ konvex und stückweise linear.

Verwendung des Conditional Value at Risk in der Portfoliooptimierung

Im Folgenden wird das grundlegende Rendite-Risiko-Optimierungsmodell formuliert, um die Effizienzlinie zu berechnen, wobei als Risikomaß der CVaR verwendet wird.[26] Die Optimierungsaufgabe lautet wie folgt:

Maximiere die erwartete Rendite μ unter den Nebenbedingungen

- CVaR der Verlustverteilung $\leq$ Verlustrisiko-Obergrenze ω
- Betrachtung nur zulässiger Portfolios

Mathematisch formuliert bedeutet dies:

$$\begin{aligned} & \max_{\omega} \mu(\omega) \\ \text{u. d. N.} \quad & \phi_\beta(\omega) \leq A \\ & \omega \in \Omega \end{aligned} \tag{2.90}$$

Für die praktische Umsetzung wird eine Darstellung als lineares Optimierungsproblem verwendet, so dass der Simplex-Algorithmus angewendet werden kann.

[26] Diese Darstellung erfolgt in Anlehnung an [The 02] und [Ale u. a. 04].

Maximiere μ unter den Nebenbedingungen

$$\begin{array}{lcll} (i) & \xi + \frac{1}{(1-\beta)} \cdot \frac{1}{J} \sum_{j=1}^{J} z_j & \leq Riskap\_max = A & \\ (ii) & l(\omega, x_j) - \xi & \leq z_j, & j = 1, \ldots, J \\ (iii) & -z_j & \leq 0, & j = 1, \ldots, J \\ (iv) & \omega & \in A & \\ (v) & \xi & \in \Re & \end{array} \tag{2.91}$$

Die Nebenbedingungen (i) bis (iii) bilden die CVaR-Nebenbedingung ab, wobei die freie Variable ξ im Optimum eine Näherung für den Portfolio-VaR liefert.

Einsatz der Rendite und Risikogröße als Entscheidungskriterium

Der Fokus der bisherigen Betrachtung lag auf der Beschreibung der statistischen Maße Erwartungswert und CVaR der Renditeverteilung sowie deren Berechnungsmöglichkeiten im Optimierungsprozess zum Auffinden effizienter Portfolios. Die effizienten Portfolios müssen mit Hilfe einer Präferenzfunktion in eine Rangfolge für den Entscheider gebracht werden. Dafür werden die beiden Maße in einer Nutzenfunktion in Beziehung zueinander gestellt. In der Literatur werden im Zusammenhang mit dem CVaR häufig „Hybrid-Entscheider-Nutzenfunktionen“ formuliert [Han 04].

$$N = aE[R_P] + (1-a) * CVaR[R_P] \tag{2.92}$$

Im Präferenzfunktional werden Erwartungswert und Risiko in Form des CVaRs gegeneinander gewichtet. Der Risikoaversionsparamter a ist durch das Intervall [0 1] definiert. Für komplett risikoaverse Entscheider (a=0) wird somit nur das Risikomaß zur Entscheidungsfindung herangezogen, wohingegen für komplett risikoneutrale Investoren (a=1) nur der Erwartungswert einer Zufallszahl in die Entscheidungsfindung einfließt. Das Axiomensystem der dualen Theorie bildet den Hintergrund für die nutzentheoretische Einordnung des durch den CVaR-Hybrid-Ansatz ausdrückbaren Präferenzfunktionals [Yaa 87].
Der Umweg über die Effizienzlinie ist aus didaktischen Gründen erfolgt, da für einen bestimmten Entscheider, d. h. bei Kenntnisnahme des Risikoaversionsparameters a das für ihn optimale Portfolio auch direkt über die Nutzenfunktion berechnet werden kann:

$$\underbrace{MAXN}_{\omega_1, \ldots, \omega_n} = aE[R_P(\omega)] + (1-a) * CVaR[R_P(\omega)] \tag{2.93}$$

Die Optimierung des Funktionals wird durch Variation der im Portfolio enthaltenen Technologiegewichte erreicht. Sie mündet in eine für den jeweiligen Entscheider optimale Investitionsentscheidung bzgl. des Rendite/Risiko-Verhältnisses.

Modellierung der Zubauentscheidung

Die Investorklassen unterscheiden sich im Modell grundsätzlich durch ihre Risikoneigung und in dem zur Verfügung stehendem Investitionsbudget. Die Investitionsentscheidung wird durch die Ausprägung der Nutzenfunktionen gesteuert: N(a) = aE[R]-(1-a)CVaR[R].
Hierfür wird für jedes Risikoaversionsniveau a eine Maximierung der Nutzenfunktion vorgenommen und die sich ergebenden Portfoliogewichte berechnet. Bei positiv ausgeprägter Nutzenfunktion wird bei der jeweiligen Investorklasse die Investitionsentscheidung in das für sie optimale Portfolio ausgelöst. Der damit zur Verfügung stehende Kapitalbetrag wird anhand der relativen Portfoliogewichte und den spezifischen Investitionskosten [€/MW] der jeweiligen Technologie in eine investierte Leistung [MW] pro Portfoliosegment transformiert.
Die Vorgehensweise zur Modellierung der Zubauentscheidung ist in Abbildung 2.71 visualisiert.

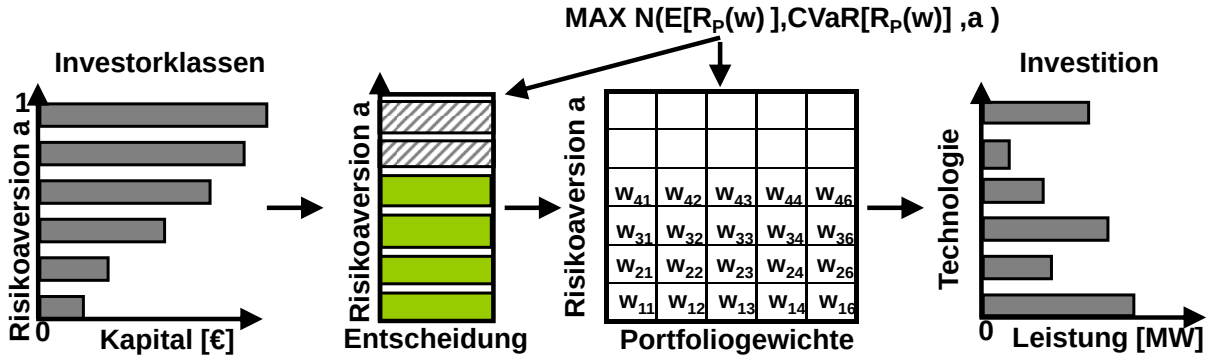


Abbildung 2.71: Darstellung der Modellierung der Investitionsentscheidung

Insgesamt sind im Modell dreißig Investorklassen mit Risikoaversionsniveau auf einem Intervall von [.25 bis .8] hinterlegt. Die einzelnen Klassen verfügen über in Abhängigkeit des Risikoaversionskoeffizienten aufsteigend gestaffelte Investitionsbudgets. Der gesamte Kapitalbetrag ist so hoch gewählt, dass auf die durch den Marktpreis angezeigte Knappheit mit ausreichender Sättigung reagiert werden kann. Dadurch wird verhindert, dass es langfristig zu Versorgungsengpässen kommt.
In Abbildung 2.72 ist über die Stufen I-IV ein Investitionszyklus dargestellt. Neukapazitäten werden dem bestehenden Kraftwerkspark zugeführt. Gleichzeitig wird der Bestand jeder Technologie um einen relativen Betrag abgebaut. Bestehend auf dem dadurch resultierenden Kraftwerkspark erfolgt eine Neuberechnung der Spotpreise und der Renditeverteilung, worauf eine neue Investitionsentscheidung aufbaut. Iterativ wird dieser Prozess solange durchlaufen, bis das Gesamtsystem in einen Gleichgewichtszustand konvergiert ist (Abbau = Aufbau in jeder Technologie).

Aufgrund des nichtlinearen Verlaufs der Angebotsfunktion reagiert der Stromspotpreis auf Veränderungen der installierten Leistung sehr sensibel. Wenn eine Investitionsentscheidung nur auf der Renditeverteilung des momentanen Kraftwerksparks ausgelöst wird und die Zu- und Abbaumengen pro Zyklus relativ hoch sind, können sich schnell Schweinezyklen in der Investitionsbereitschaft durch jährlich schwankende Renditen ergeben. Dieser Effekt würde bedeutend

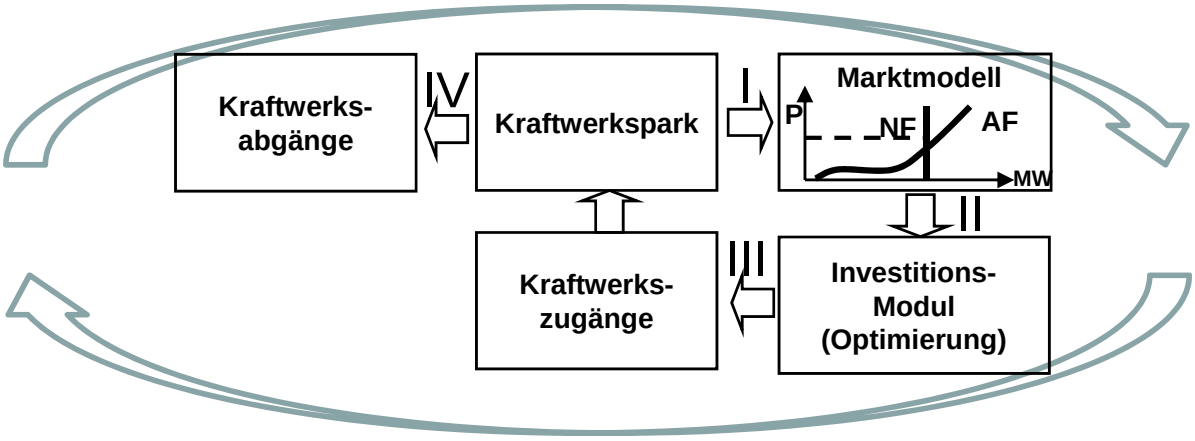


Abbildung 2.72: Zyklus der Investitionstätigkeit

vergrößert werden, wenn zwischen Zubauentscheidung und Kraftwerksparkzugang eine zusätzliche Wartedauer auftritt. Dieser real zu beobachtende Kapazitätseffekt soll in diesem Modell vermieden werden, um die zugrunde liegenden anderweitigen Risiken nicht zu überlagern und diese transparenter zu untersuchen.[27] Deshalb werden die Renditeverteilungen aus den Renditeverteilungen des aktuellem und der in der Vergangenheit vorherrschenden Kraftwerkparks formuliert. Die einzelnen Renditeverteilungen werden mit exponentiell abklingender Gewichtung in die aktuelle Portfolioentscheidung einbezogen. Daneben werden in jedem Investitionszyklus „nur“ 1 % jedes Technologiesegmentes abgebaut, um ein Konvergieren des Gesamtprozesses zu gewährleisten.

[27] Schweinezyklen wurden unter anderem in [Gai 07] untersucht.

2.4 Modellierung der Instrumente zur Abbildung politischer Einflussnahme

Das Ziel politischer Einflussnahme im Energiemarkt liegt u. a. in der Verwirklichung gesellschaftlicher Zielvorgaben und dem Beheben von Marktversagen [BMW 08].[28] Neben der Frage des eigentlichen Marktdesigns und der dabei benötigten Marktstufen, wie sie in [Nab 06] untersucht wurden, werden in der wissenschaftlichen Literatur verschiedene mögliche Fördermodelle regenerativer Energien in ihrer Wirkungsweise analysiert und beurteilt [Vos 00], [Ren u. a. 01], [Dre 01]. Durch die regulierenden Eingriffe können die Investitionsbedingungen und damit das Investitionsverhalten von frei agierenden Marktkräften abweichen. Umweltpolitische Instrumente, die diese Einflussnahme durchsetzen, können in drei Klassen unterteilt werden: ordnungsrechtliche, ökonomische und freiwillige Instrumente [Ren u. a. 97]. Im Rahmen ordnungsrechtlicher Instrumente werden den Wirtschaftssubjekten strikte Vorgaben in Form von Ge- und Verboten gemacht. Eine Nicht-Einhaltung wird mit Sanktionen geahndet. Aufgrund der klaren Vorgaben, die z. B. in Form von Grenzwerten oder Mengenvorgaben definiert werden, weisen diese Instrumente eine hohe Effektivität bei der Zielerreichung auf. Die Wirkungsweise besteht in einer künstlichen Eingrenzung der Handlungsmöglichkeiten der betroffenen Akteure, so dass nur noch entsprechend der Instrumentenzielsetzung wünschenswerte Alternativen zugelassen sind. Der Atomausstiegsbeschluss der Bundesregierung und die darin fixierte Restlaufzeit der Atomkraftwerke kann als ordnungsrechtliches Instrument aufgefasst werden [BGB 02]. In Abbildung 2.73 ist der Verlauf der Stilllegung der Kernkraftwerke dargestellt. Im Modell ist die Restlaufzeit und der damit verbundene Ausstieg hinterlegt. Weitergehende Anwendungsmöglichkeiten ordnungsrechtlicher Instrumente werden in dieser Arbeit nicht näher untersucht und modelliert.

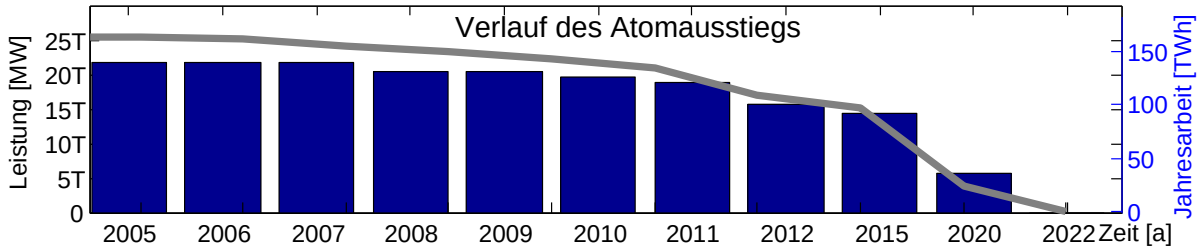


Abbildung 2.73: Verlauf des Atomausstieges in Deutschland

Ökonomische Instrumente verändern die ökonomischen Rahmenbedingungen verschiedener Optionen, um auf diese Weise die Vorteilhaftigkeit der zur Verfügung stehenden Alternativen zu beeinflussen. Im Gegensatz zu ordnungsrechtlichen Instrumenten wird hierbei das Verhalten der betroffenen Akteure nicht über Zwangsmaßnahmen, sondern über monetäre Anreize gesteuert.

[28] Die Zielvorgaben orientieren sich an dem Dreieck aus Wirtschaftlichkeit, Versorgungsabhängigkeit und Umweltverträglichkeit.

Anhand Abbildung 2.74 können die Instrumente in Hinblick auf das betroffene Zielobjekt der Energienachfrage bzw. dem Energieangebot unterschieden werden.[29]

		preisbasiert	mengenbasiert
(Energie-) Angebot	investitionsbasiert	• Investitionszuschüsse • Investitionsbasierte Steuervergünstigungen	• Ausschreibungsmodelle
	erzeugungsbasiert	• Einspeisetarife • erzeugungsbasierte Steuervergünstigungen	• Ausschreibungsmodelle • Quoten in Verbindung mit handelbaren grünen Zertifikaten
(Energie-) Nachfrage	investitionsbasiert	• Teilhaberprogramme	
	erzeugungsbasiert	• Grüne Tarife	

Abbildung 2.74: Einteilung verschiedener Fördermaßnahmen regenerativer Technologien; Quelle [Gre 04].

In dieser Arbeit erfolgt eine Beschränkung der Instrumente, die auf das Energieangebot wirken. Diese können allgemein in mengen- und preisbasierte Ansätze unterschieden werden. In der Kategorie der preisbasierten Ansätze wird versucht, über die Änderung des Preises für bestimmte Güter eine Anpassung der Gütermenge an die Zielvorgaben zu erreichen. In diesem Zusammenhang verringern investitionsbasierte Ansätze die Investitionskosten und damit die Fixkosten ex ante. Sie senken dadurch die Schwelle der notwendigen Rückflüsse beim Betrieb, um die Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Erzeugungsbasierte Ansätze in Form von fixen Einspeisetarifen beeinflussen die variablen Erträge, die beim Betrieb erwirtschaftet werden. Bei Mengenansätzen wird entsprechend die Gütermenge vorgegeben, während der Preis variieren kann. Bei Quotenmodellen in Verbindung mit einem Zertifikatshandel können die einzelnen verpflichteten Teilnehmer ihre Quote mit am Markt gehandelten Zertifikaten monetär erfüllen, ohne selbst Maßnahmen zur Einhaltung ihrer auferlegten Quote vorzunehmen. In [Fra/EEG 05] wurde eine empirische Studie erstellt, welche die unterschiedlichen existierenden Förderansätze in ihrer Wirkungsweise auf das Investitionsverhalten untersucht. Als Resultat wurde ermittelt, dass Investoren in Quotensysteme wesentlich höhere Risikozuschläge verlangen als bei Einspeisetarifen.[30]
Zu den derzeit im Einsatz befindlichen ökonomischen Instrumenten, welche die Kapitalrentabilitätsrisiken der Investitionsalternativen beeinflussen, zählen u. a. die fixe Einspeisevergütung (EEG) für regenerative Energien und die Verteilung/Verknappung von CO2-Zertifikaten [Bun 04], [BGB 04]. Diese sollen im Folgenden nähergehend beschrieben werden.

Erneuerbare Energieneinspeise Gesetz (EEG)

Mit dem EEG wird das Ziel verfolgt, den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf 25 bis 30 % zu steigern und danach kontinuierlich weiter zu erhöhen

[29] Teilhabeprogramme und Grüne Tarife bzw. Labeling, die auf die Energienachfrage wirken, werden in der Modellierung nicht berücksichtigt, da sie die Investitionsbedingungen nur mittelbar durch eine gezielte Segmentierung der Nachfrage verändern.

[30] Hierfür wurde im jeweiligen Land die normierte Vergütungshohe als Indikator für die ökonomische Effizienz berechnet.

[Bun 07]. Mit Hilfe der fixen Einspeisetarife erfolgt eine Ausschaltung des Preisrisikos in Form unsicherer Vergütungssätze am Spotmarkt. Das EEG sieht hierfür technologie- und standortabhängige fixe Vergütungsätze über eine vorgegebene Laufzeit für die eingespeiste Energie vor. Die dadurch entstehende Energie und finanziellen Zahlungsströme werden auf die Endverbraucher übertragen. Im Resultat verbleiben nur die Mengenrisiken aus dem schwankenden Energiedargebot in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Technologien. Bei einer Garantiepreisregelung besteht grundsätzlich die Problematik bzgl. der Festlegung der Vergütungssätze, um eine zumeist vordefinierte geplante/maximale Zubaumenge zu gewährleisten bzw. nicht zu überschreiten. Für den Fall, dass die Preisvorgaben zu hoch abgeschätzt werden, entstehen Kosten, die das erforderliche Maß übersteigen. Das Förderinstrument leidet dann unter mangelnder Effizienz. Im umgekehrten Fall nämlich bei zu geringen Vergütungssätzen wird kaum ein Investor bereit sein, eine solche Anlage zu errichten. Dadurch ist die Zielerreichung des Instruments aufgrund mangelnder Effektivität gefährdet. Zur Vermeidung dieser Problematik ist ein beträchtlicher Anpassungsaufwand der Preisfestlegung erforderlich, um eine kontinuierliche Steigerung des erneuerbaren Energieanteils zu gewährleisten und die für den Investor bestehende, erwartete Rendite-Risikorrelation adäquat zu gestalten. Aus diesem Grund sind die nach Technologien und Standorten gestaffelten Einspeisetarife einer Degression unterzogen (§20 I EEG), die der Lernkurve der jeweiligen Technologie entsprechen soll. Des Weiteren sind diese wie das gesamte Gesetz einem kontinuierlichen Überprüfungs- und Anpassungsprozess unterworfen (die nächste Revision ist für 2011 geplant). Im Modell wird dieser Zusammenhang in Form einer Rückkopplung zwischen dem Vergütungssatz und der Abweichung aus geplanter und realisierter Zubautätigkeit ausgedrückt.

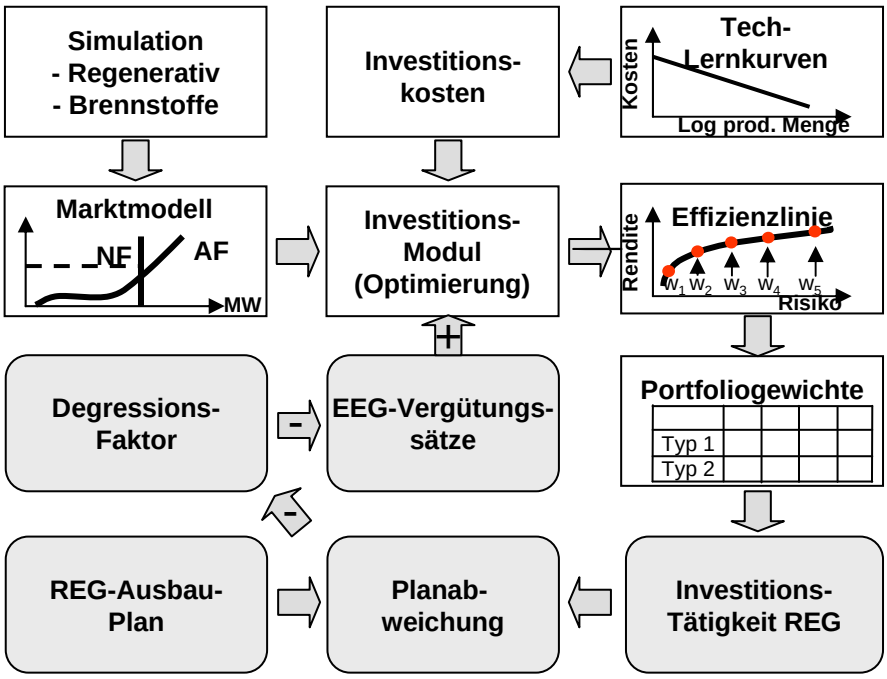


Abbildung 2.75: Mechanismus der EEG-Vergütungssatzanpassung

Im Modell werden für jede Technologie einzelne Ziel-Zubaumengen hinterlegt, anhand derer die Zielerreichung pro Investitionsperiode überprüft wird. Die Degression des Vergütungssatzes ist proportional zur Abweichung zwischen Ist-und Plankapazität. Mit dem Degressionssatz werden die Vergütungssätze für Neuanlagen der Folgeperiode entsprechend angepasst. Eine genaue Einhaltung der Planwerte ist somit durch das Investitionsverhalten nicht garantiert und hängt von der Störung bzw. Konvergenz des Systems ab.
Die Vergütungsätze wirken sich direkt auf die Renditeverteilung jeder Einzelanlagemöglichkeit und damit auch auf die erzielbare Portfoliorendite aus. Daraus folgt, dass die Wahl der Vergütungssätze interdependent ist und sich auf die Portfoliogewichtungsanteile anderer Anlagen bei der Investitionsentscheidung auswirkt. Eine zu hohe Onshorevergütung im Vergleich zur Offshorevergütung kann zur Erlahmung der Investitionstätigkeit im Offshorebereich führen, obwohl bei Einzelbetrachtung die Wirtschaftlichkeit der Offshoreanlage gegeben ist. Das im Modell hinterlegte Gesamtkapital aller Investoren ist begrenzt. Jede Investorklasse konzentriert sich auf beste Allokation des Investitionskapitals auf die einzelnen Technologiesegmente. Knappheiten bzgl. der maximalen Zubaurate pro Investitionsperiode sind im Modell nicht hinterlegt.

Technologie	PV_D	WI_OFF	WI_ON	WI_ON_II
EEG- REF	20000	25000	10000	20000

Tabelle 2.19: Planwert der Kapazitäten EEG- geförderter Technologien im EEG-REF-Szenario; Quelle: [Nit 07], [BMU 08], Eigene Annahmen.

Der Zusammenhang der Fixeinspeisung und des Stromspotmarktes ist in §17 durch ein Doppelvermarktungsverbot geregelt. Hiernach ist eine kontinuierliche tägliche Optimierung der Vermarktung zwischen dem Spotmarkt und der EEG- Vergütung ausgeschlossen. Diese Einschränkung wird in einem Szenariolauf (ref) relaxiert, so dass eine Wahl zwischen EEG- und Spotvergütung besteht.

CO2-Emissionshandel

Mit Hilfe des Cap-and-Trade-Mechanismus im europaweitem CO2-Emissionshandel (ETS) wird für die fossilen Erzeugungstechnologien ein neuartiger Markt für Handel und Preisfestlegung von CO2-Emissionen geschaffen, um dessen externen Kosten zu internalisieren [EU 02]. Der variable und bzgl. seiner zukünftigen Entwicklung unter Unsicherheit stehende Preis für CO2 wirkt neben den sonstigen Brennstoffeinsatzkosten als weiterer Risikofaktor auf die Grenzkosten, den Stromspotpreis und damit auf die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der fossilen Investitionsalternativens. Für CO2-freie Technologien, die nicht einer Fixpreisvergütung (EEG) unterliegen, wird die Wirtschaftlichkeit über erhöhte Strompreise indirekt verbessert.
Eine Reihe von Studien befassen sich mit Preisprognosen für die zu erwartenden CO2-Preise u. a. [Nit 07],[Nit 08],[BMW 07a] und [IEA 07]. Diese werden in einer Spanne von 20 bis 70 €/t für das Jahr 2040 angenommen. Der Nachteil dieser modellexogenen Angabe von CO2-Preisen

liegt in der Ignorierung der Interdependenzen zwischen CO2-Ziel, den CO2-Ist-Emissionen und dem damit zusammenhängenden Kraftwerkspark sowie der zukünftig relevanten Grenzvermeidungskostenkurve (GVK). Wenn die Ziele von den Ist-Emissionen weit unterschritten werden, sollte sich im Markt auch ein sehr niedriger CO2-Preis einstellen. Dies waren insbesondere die Erfahrungen der ersten Handelsperiode des europäischen Emissionshandels (ETS). Aus diesem Grund sollen in diesem Modell die Zusammenhänge zwischen der in der Zukunft zu erwartenden CO2-Grenzvermeidungskostenkurve, der Zielemission und der Ist-Emission in einer modellendogenen Berechnung der CO2-Preise abgebildet werden. Hierbei können Zustände eintreten, in denen im Erwartungswert Zertifikate über die Systemgrenzen zugekauft („Emissionen > Cap“) bzw. verkauft („Emissionen > Cap“) werden.

Für Deutschland wurden sowohl für alle Teile der Volkswirtschaft im Allgemeinen als auch für die Energiewirtschaft im Besonderen, insbesondere durch [McK 07] und [Wag 04] aktuelle und zukünftig zu erwartende CO2- Grenzvermeidungskostenkurven erstellt. Dabei kamen je nach Sektor sehr unterschiedliche Kurven und Spannweiten zum Ausdruck. Für die Energiewirtschaft werden Grenzvermeidungskosten (GVK) in Höhe von 10 bis 120 €/t in Abhängigkeit der zur Vermeidung eingesetzten Technologie angesetzt. Die Verwendung dieser sektoralen Kurven für die Modellumgebung ist problematisch, da auch Emissionsminderungsgutschriften aus Clean-Development-Mechanismen (CDM)- und Joint-Implementation-Projekten (JI) innerhalb des europäischen Emissionshandelssystems anerkannt werden. Deren Grenzvermeidungskosten hängen wiederum von der Fortentwicklung des Kyotoprotokolls und den damit verbundenen Emissionszielen der einzelnen Volkswirtschaften ab. Daneben ist die Verteilung der europäischen Emissionsziele anhand der nationalen Allokationspläne (NAPs) und die darunter fallenden Branchen über das Jahr 2012 ungewiss. Daraus ergibt sich, dass die zukünftig relevante Grenzvermeidungskostenkurve sowohl die unter das ETS fallenden Branchen und deren spezifischen GVK als auch die bei JI und CDM vorhandenen GVK in eine Gesamtkurve aggregieren muss. Aufgrund dieser Unschärfe werden die in der Studie enthaltenen Daten um eigene Annahmen erweitert. Mit Hilfe von Szenarien in der späteren Simulationsumgebung wird die Abhängigkeit der Ergebnisse von dieser Modellunschärfe untersucht.

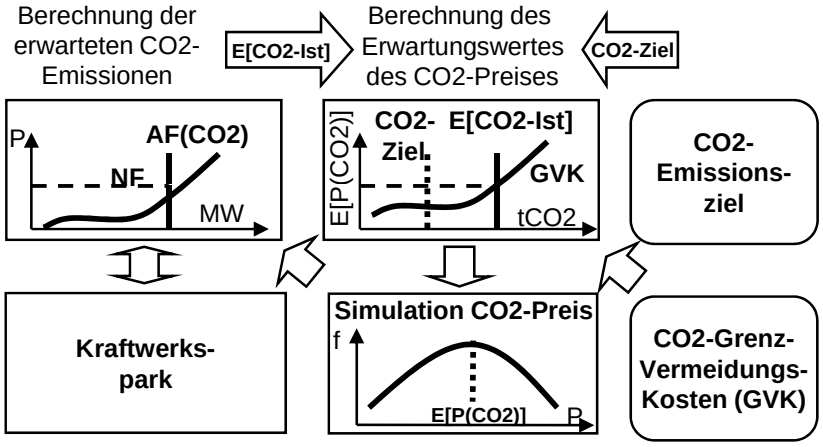


Abbildung 2.76: Mechnismus der erwarteten CO2-Preisbestimmung I

Der Erwartungswert des CO2-Preises $E[P(CO2)]$ im Modell ergibt sich aus dem Zusammenhang zwischen Emissionsziel (CO2-Ziel), erwarteter Ist-Menge (in Abhängigkeit vom Kraftwerkspark) (E[CO2-Ist]) und der Form der Grenzvermeidungskostenkurve f_{GVK}.

$$E[P(CO2)] = f_{GVK}(CO2 - Ziel - E[CO2 - Ist]) \tag{2.94}$$

Die Grenzvermeidungskostenkurve ist so parametriert, dass sie bei $f_{GVK}(0)$ den in Kapitel 2.2.4 angegebenen CO2-Preis wiedergibt. Die Ist-Menge wird anhand des Marktmodells in Form der jährlichen CO2-Emissionen berechnet, die zur Deckung der Nachfrage benötigt werden. Die Emissionen sind dabei abhängig von dem in der Investitionsperiode existierenden Kraftwerkspark. Neben der Ist-Menge kann auch deren Schwankung aus dem Marktmodell abgelesen werden, woraus sich die Preisverteilung der CO2-Zertifikate über die GVK ergibt. Die unterjährige Stochastik wird mit einer Brownschen Bewegung aus Abschnitt 2.2.4 abgebildet. Durch diesen Rückkopplungsmechanismus zwischen Kraftwerkspark, Limit und CO2-Preisverteilung ist gewährleistet, dass eine Interdependenz/Rückkopplung zwischen diesen Einheiten besteht. Eine starke Investitionstätigkeit in Kohlekraftwerken wirkt sich somit direkt auf die Renditeerwartung weiterer Kohlekraftwerksprojekte in der nächsten Investitionsperiode durch eine Erhöhung der CO2-Preisverteilung aus. Dieser Zusammenhang ist noch einmal in Abbildung 2.77 dargestellt.

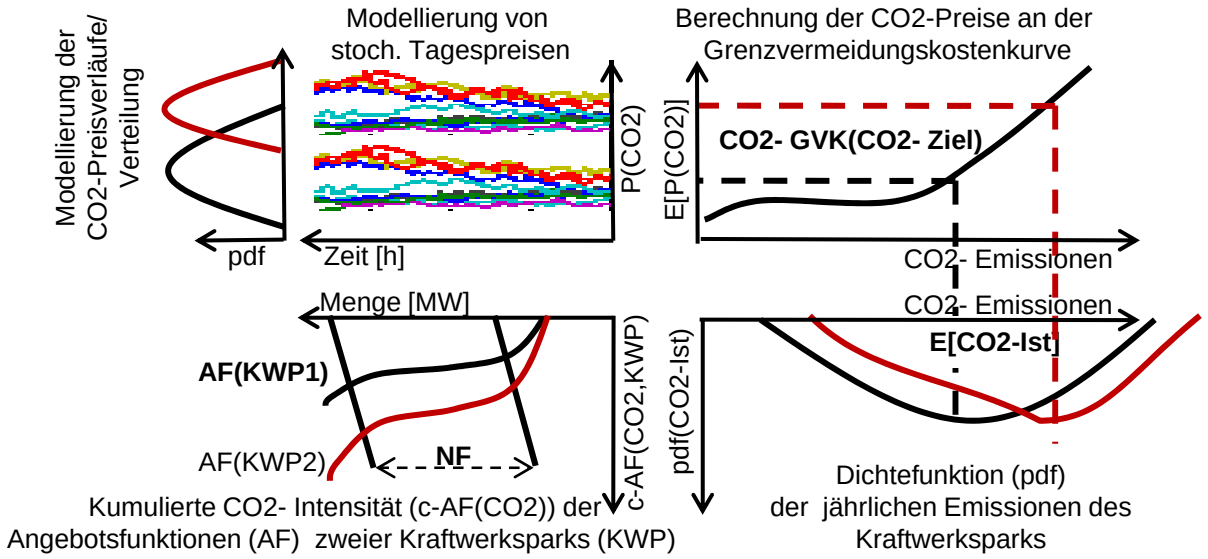


Abbildung 2.77: Mechnismus der erwarteten CO2-Preisbestimmung II

In der linken unteren Graphik sind anhand der beiden Kurven zwei Kraftwerksparks mit unterschiedlicher kumulierter CO2-Intensität entlang der Angebotsfunktion dargestellt. Im Resultat ergeben sich über die einzelnen Szenarien in der rechten unteren Graphik zwei verschiedene Verteilung der CO2-Gesamtemissionen. Diese werden an der Grenzvermeidungkostenkurve gespiegelt, um in der linken oberen Graphik den Erwartungswert der Verteilung der CO2-Preisverläufe in den einzelnen Szenarien für den nächsten Simulationsdurchlauf festlegen zu können.

2.5 Beschreibung des Technologieportfolios und dessen Kostenbestandteile

In den folgenden Abschnitten wird die Entwicklung der Investitionskosten und der Technologieparameter der einzelnen Investitionsalternativen ermittelt. Hierfür wird in den Kapiteln 2.5.1 bis 2.5.4 die Entwicklung der Investitionskosten regenerativer Technologien im Untersuchungszeitraum abgeschätzt. Daran anschließend werden die Kosten- und Technologieparameter der fossilen Technologien und der adiabatischen Druckluftspeicherkraftwerke (aCaes) aufgeführt.

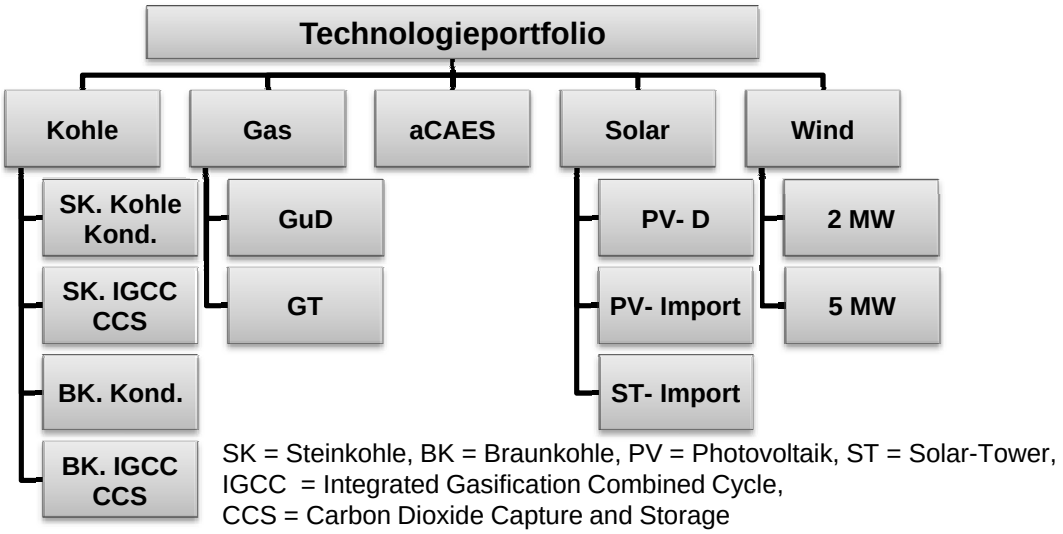


Abbildung 2.78: Überblick des Technologieportfolios

Die zur Verfügung stehenden Technologien sind in Abbildung 2.78 visualisiert. Die Wasserstoffbereitstellung und die Verstromung mit elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff wird aufgrund seiner mangelnden Wirtschaftlichkeit bis zum Jahre 2040 nicht untersucht.[31] Bei den dabei gewonnenen Investitionsaufwänden der einzelnen Technologien wird in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass die jeweiligen Anlagen über ihre Abschreibungsdauer T in Form einer Annuität I_j der Anfangsinvestition I_{ges} mit dem kalkulatorischem Zinssatz i abgeschrieben werden.

$$I_j = I_{ges} \frac{i(1+i)^T}{(1+i)^T - 1} \tag{2.95}$$

Neben Investitionskosten werden als zweites Element der jährlichen Gesamtkosten die laufenden jährlichen Unterhaltskosten bei regenerativen als Angabe in Prozent der Investitionskosten abgeschätzt. Für die fossilen Technologien werden die Angaben der jeweiligen Quellen verwendet. Als Resultat wird ein durchschnittlicher jährlicher Aufwand bestimmt, der dem in dieser Periode erzielten finanziellen Ertrag gegenübergestellt wird und somit die Wirtschaftlichkeit bestimmt.

[31] Die Wasserstoffproduktion aus Strom (40 €/MWh als langfristig erreichbare Kosten regenerativer Stromproduktion) erzeugt Kosten von 14 €/GJ bzw. 50 €/MWh [BMU 07]. Eine anschließende Verstromung mit Wirkungsgraden von ca. 60 % führt zu Grenzkosten von 83 €/MWh. Hinzu kommen noch Kosten für Transport und Speicherung sowie Kapitalkostendeckungsbeiträge für die einzusetzenden Brennstoffzellen, Speichermedien und Elektrolyseur (ca. 1500 €/KW), so dass die Gesamtkosten zu den anderen betrachteten Technologien nicht konkurrenzfähig sind.

2.5.1 Investitionskosten und Potential Erneuerbarer Technologien

Spezielle Untersuchung über die weitere Entwicklung des regenerativen Kraftwerkspark, seiner Potentiale und seine Auswirkungen auf das Energiesystem werden u.a. in [Her 06], [DLR u. a. 04], [DLR u. a. 05] [Den 05], [Czi 04],[Nit 08] untersucht. In [Her 06] werden Wachstumspotentiale erneuerbarer Energien und ihre Implikationen für Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit unter der Verwendung von Mengenprojektionen mit Hilfe von Lebenszyklusanalysen entwickelt. In der augenblicklichen Diskussion [DLR u. a. 05] über die Einführung von regenerativen Energiequellen und insbesondere zur Investitionsentscheidung in die einzelnen Technologien, stehen die Grenzkosten und dessen potentielle Entwicklungspfade sowie die Entwicklung der Differenzkosten zur konventionellen Energieerzeugung im Mittelpunkt der Betrachtung. Die dabei thematisierten Ausbauszenarien regenerativer Energiequellen stehen unter dem Fokus der Erschließbarkeit der technischen und wirtschaftlichen Potentiale. Nach dieser Studie ist unter den aktuellen Rahmenbedingungen im Jahre 2020 ein Anteil der erneuerbaren Energien von gut 25% (150TWh) erreichbar. Die dabei auftretenden Differenzkosten betragen 3,6 Mrd. €. Damit dieses Ergebnis mit denen des in dieser Arbeit angewandten Modells vergleichbar gemacht werden kann, sollen im Folgenden die hier zugrunde liegenden Parameter der Erneuerbaren Technologien erläutert werden.

Lernrate erneuerbarer Technologien

Für die Entwicklung von Langfristszenarien über die Erschließung des technischen Potentials Erneuerbarer Energien ist es von entscheidender Bedeutung, die in zukünftigen Zeiträumen anfallenden Investitionskosten abzuschätzen. Da die meisten regenerativen Erzeugungstechnologien erst am Anfang ihres Produktlebenszyklus stehen, ist eine statische Betrachtung mit der Kostenkalkulation, basierend auf dem heutigen Stand der Fertigungstechnik, nicht zielführend. Es wird vielmehr unterstellt, dass mit zunehmender Produktionsausweitung Kostensenkungs- und Innovationspotentiale durch Erfahrungsgewinne und Lerneffekte des Unternehmens in allen Wertschöpfungsstufen des Produktes erzielt werden. Das diesem Phänomen zugrunde liegende theoretische Konzept der Erfahrungskurve wird bereits seit den 1980er Jahren als unternehmensstrategisches Instrument angewendet und ist in diesem Zusammenhang umfassend von [Hen 84] beschrieben worden. Die Anwendung ist insbesondere bei Technologien zu finden, die sich in einer frühen Phase ihrer Marktentwicklung befinden und noch Potential zur zukünftigen Kostensenkung durch verschiedene Treiber besitzen, wie Innovation, Automatisierung, Economies of Scale oder Organisationseffizienzsteigerung. In mehreren Studien wurde mit Hilfe des Lernkurvenkonzeptes und der darauf aufbauenden empirischen Datenanalyse eine Abschätzung von Lernfaktoren einzelner erneuerbarer Energieerzeugungstechnologien durchgeführt [IEA 00],[DLR u. a. 04]und [Ree 04].

Die Erfahrungskurve misst den Fortschritt bzw. die Entwicklung eines Industrieproduktes, indem die Produktkosten in Relation zur kumulierten produzierten Menge gesetzt werden. Das Konzept geht davon aus, dass jede Verdopplung der kumulierten Produktionsmenge $Prod_t$ den Ressourcenbedarf bzw. die Kosten K_t um einen konstanten Prozentsatz reduzieren. Die erreichbare Kos-

tenreduktion bei Verdopplung der kumulierten Produktion wird als Lernfaktor f bezeichnet (bei f = 0,9 sinken die Kosten bei einer Verdopplung der kumulierten Produktion um 10 %). Unter der Annahme, dass der Lernfaktor im mittelfristigen Zeitablauf konstant ist, können die empirischen Daten der Vergangenheit zur Parametrierung verwendet werden. Dies erfolgt zumeist mit regressionsbasierten Ansätzen. Der bei vielen Produkten empirisch zu beobachtende nichtlineare Zusammenhang zwischen den Kosten/Preisen und der kumulierten Produktionsmenge kann in folgender Weise dargestellt werden [DLR u. a. 04].

$$K_t = K_0 \frac{Prod_t}{Prod_0}^{\frac{\ln f}{\ln 2}} \tag{2.96}$$

Aufgrund der Nichtverfügbarkeit von Kostenerhebungen werden als Approximation in den meisten Untersuchungen die Preise der Technologien verwendet. Dies kann zu Verfälschungen führen, wenn sich die Kosten-/Preisrelation im Markt ändert, was bei starkem Nachfrage- oder Angebotsüberhang vorkommen kann. Dies war insbesondere zwischen 2003 und 2006 im europäischen Photovoltaikmarkt zu beobachten.

Das Erfahrungskurvenkonzept kann daneben für eine Break-Even-Analyse verwendet werden, um die dafür benötigte Produktionsmenge mit dem technischen Potential abzugleichen. Außerdem können in diesem Zusammenhang Lerninvestitionen angeben werden. Dies sind die Investitionen, die notwendig sind, um die Wettbewerbsfähigkeit der Technologie zu erreichen.

Berechnung der Investitionskosten Erneuerbarer Energien

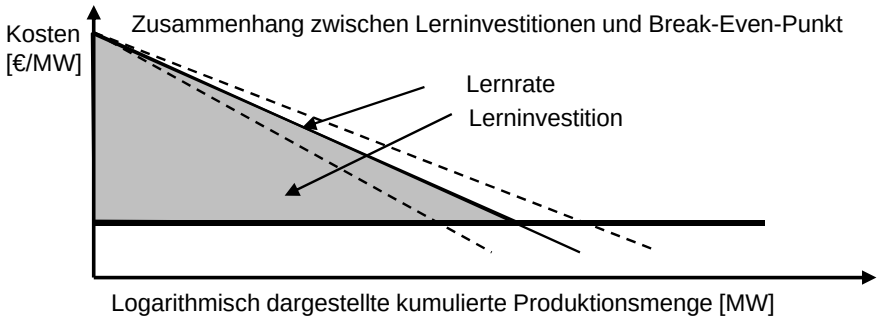


Abbildung 2.79: Zusammenhang zwischen Lerninvestitionen und Break-Even-Punkt

Die Verwendung des Lernkurvenkonzeptes zur Berechnung der zukünftigen Investitionskosten der einzelnen Technologien erfordert die Projektionen der kumulierten Produktionsmengen in den betreffenden Zeiträumen. Diese wird neben der Lernrate in den folgenden Abschnitten ermittelt.

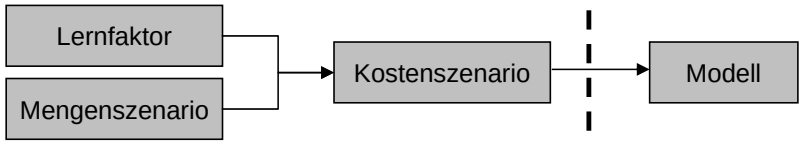


Abbildung 2.80: Vorgehensweise zur Bestimmung zukünftiger Investitionskosten

Definition des Potentials

Die Investitionstätigkeit in regenerativen Technologien ist im Gegensatz zu fossilen Erzeugungstechnologien durch die zur Verfügung stehenden Standorte limitiert. Für den damit verbundenen Begriff des Potentials und dessen Unterteilung herrschen in der Literatur verschiedene Definitionen vor. Im Folgenden wird auf die Aussagen von [Kal u. a. 06] zurückgegriffen. Das Potential erneuerbarer Energien kann hiernach in ein theoretisches, technisches und wirtschaftlich nutzbares Potential zur Deckung der Energienachfrage unterschieden werden. Das theoretische Poten-

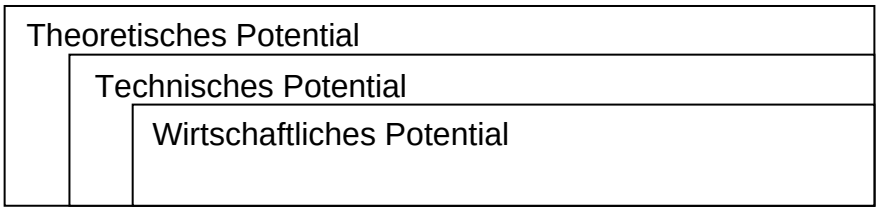


Abbildung 2.81: Verschiedene Ebenen des Potentialbegriffs; Quelle:[Kal u. a. 06].

tial beschreibt das innerhalb einer bestimmten Region, innerhalb eines bestimmten Zeitraumes oder Zeitpunktes theoretisch nutzbare physikalische Energieangebot. Das technische Potential drückt den Anteil des theoretischen Potentials aus, das unter Berücksichtigung technischer und gesetzlicher Restriktionen erschließbar ist. Bestimmende Einflussfaktoren für die Ermittlung des technischen Potentials sind die angewendete Technik und deren Wirkungsgrad, ordnungsrechtliche Bestimmungen und sonstige Restriktionen.

Das wirtschaftliche Potential beschreibt den Anteil am technischen Potential, das unter den derzeitigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen aus betriebs- bzw. volkswirtschaftlicher Sicht wirtschaftlich nutzbar ist. In dieser Arbeit erfolgt somit bei der Investitionsentscheidung eine Fokussierung auf die betriebswirtschaftliche Betrachtungsweise des Potentialsbegriffs. Für die Bestimmung der Wirtschaftlichkeit wird das Verhältnis aus Kosten und Ertrag am Spotmarkt bzw. durch anderweitige Fördermodelle gewählt. Die Ermittlung des wirtschaftlichen Potentials wird in diesem Zusammenhang maßgeblich von der Risikoaversion, den Investitionskosten, etwaigen Förderbedingungen, der Struktur des Energiemarktes und den Brennstoffpreisentwicklungen abhängen. Gegenüber dem technischen Potential, das sich nur aufgrund von Innovationen verändern kann, ist das wirtschaftliche Potential von der gesamten Struktur des Energiemarktes abhängig.

In den einzelnen Abschnitten zur Nutzung der Solarstrahlung und der Windleistung wird deren technisches Potential in den Modellregionen abgeschätzt, um das maximal mögliche wirtschaftliche Potential für die Modellberechnung als Grenze vorzugeben.

2.5.2 Potential, Lernrate und Kostenentwicklung für Photovoltaik

Potential der Photovoltaik

In der folgenden Tabelle ist das Potential der Photovoltaik dargestellt. Das theoretische Energiepotential der Solarstrahlung liegt um viele Größenordnungen höher als der deutsche Brutto-

stromverbrauch von ca. 610 TWh. Hiervon kann aufgrund der begrenzt geeigneten, zur Verfügung stehenden Fläche und dem Wirkungsgrad von Photovoltaikelementen nur ein Bruchteil technisch genutzt werden. Hierbei wird zwischen dem Potential von Kleinanlagen <10 KW, die überwiegend auf Hausdächern und Fassaden installiert werden können, sowie Anlagen >10 KW auf Freiflächen unterschieden.

Potential	Dächer/Fassaden	Freiflächen
Theoretisches Stromerzeugungspotential	ca. 100 PWh/a	
Technisches Potential in GWp	53-160 (80)	43-260 (50)
Technisches Potential in TWh	42,5 - 128 (64)	37-223,6 (43)

Tabelle 2.20: Potential der Photovoltaik; Quelle: [Her 06], [Qua 00], [DLR u. a. 04], [Rem 06], [Kal u. a. 06].

Das Potential auf Dächern und Fassaden wird aus der geeignet geneigten und ausgerichteten Dach-/Fassadenfläche ermittelt. Bei Freiflächen werden teilweise auch landwirtschaftlich ungenutzte Flächen in die Berechnung miteinbezogen.
Der Flächenverbrauch A $[m^2]$ für die Leistungsbereitstellung von 1 KWp berechnet sich in Abhängigkeit des Wirkungsgrades η aus: $A = \frac{E}{\eta}$.[32] Die Modulwirkungsgrade der einzelnen Solarzellentechnologien von 8 % bis 15 % führen somit zu einem Flächenverbrauch von 6,6 bis 12,5 m^2/KWp. In Abhängigkeit von der ausgewiesenen Fläche und der angewendeten Technologie ergeben sich in den einzelnen Studien somit erhebliche Unterschiede. Für die Potentialermittlung wird im Folgenden aufgrund der Nutzungskonkurrenz zu Solarthermieanlangen auf Hausdächern und zur landwirtschaftlichen bzw. anderweitig siedlungsbedingten Nutzung auf potentiellen Freiflächen eine konservative Abschätzung vorgenommen. Hiernach werden 80 GW Leistung an Dach-/Fassadenflächen sowie 43 GW Leistung für die Freiflächennutzung verwendet. Unter der Annahme von 800 bzw. 860 Vollbenutzungsstunden kann das technische Potential für die jährliche Energiebereitstellung berechnet werden. Daraus ergibt sich, dass, bezogen auf einen Bruttostromverbrauch von 611 TWh, maximal 18 % durch Photovoltaik im Jahresverlauf gedeckt werden können.
Die Erschließung des technischen Potentials ist unter dem Einfluss des EEG und dessen Novellierung [BGB 04] und den damit verbundenen hohen fixen Einspeisesätzen auf niedrigem Niveau deutlich vorangeschritten. Die Wachstumsrate von durchschnittlich 66 % zwischen 2000 und 2005 des deutschen Marktes zeigen die außerordentliche Dynamik. Im Jahr 2005 wurden in Deutschland 58 % des weltweiten Zuwachses verbucht, so dass die deutsche Entwicklung den Weltmarkt derzeit maßgeblich beeinflusst. Die Einführung von Einspeisetarifen insbesondere in Frankreich, Spanien und Italien von 0,30 bis 0,44 €/KWh und Programme einzelner US-Bundesstaaten werden diese Konzentration wahrscheinlich verringern [Jae 06].

[32] Hierbei werden unter der Angabe KWp (peak) genormte Bedingungen verstanden d. h. der Leistungsberechnung werden eine Bestrahlungsstärke E von 1000 $[W/m^2]$, eine Modultemperatur von 25°C und ein terrestrisches Spektrum von 1,5 Air Mass zugrunde gelegt.

Die kumulierte installierte Leistung im Jahr 2005 hat erst zu ca. 1 % das technische Potential erreicht, so dass selbst bei Steigerungsraten der Zubauleistung von 20 %/a im Jahr 2020 erst 56 GW installiert sein werden und somit das Potential nicht ausschöpfen werden.

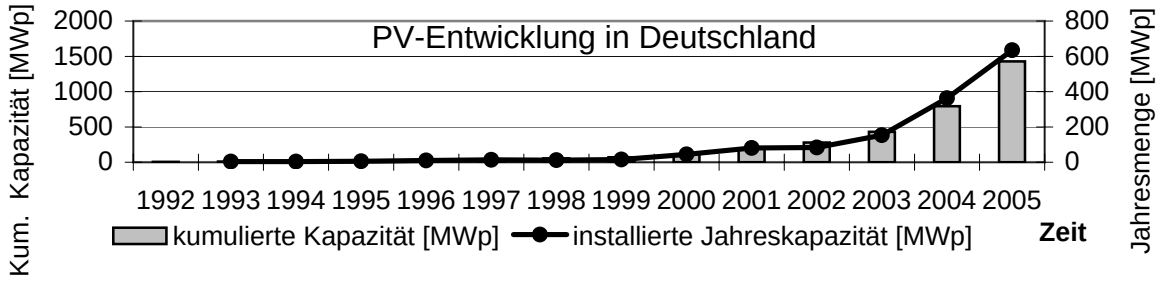


Abbildung 2.82: Entwicklung des deutschen PV-Marktes; Quelle: [IEA 06].

Mengenprojektion

Der weltweite Photovoltaikmarkt hat sich in der Vergangenheit (2000 - 2005) mit durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten von 39 % auf eine kumulierte Menge von 3700 MW gesteigert. Aufgrund dieser außergewöhnlichen Dynamik existieren viele recht weit divergierende Mengenprognosen einzelner Publikationen.

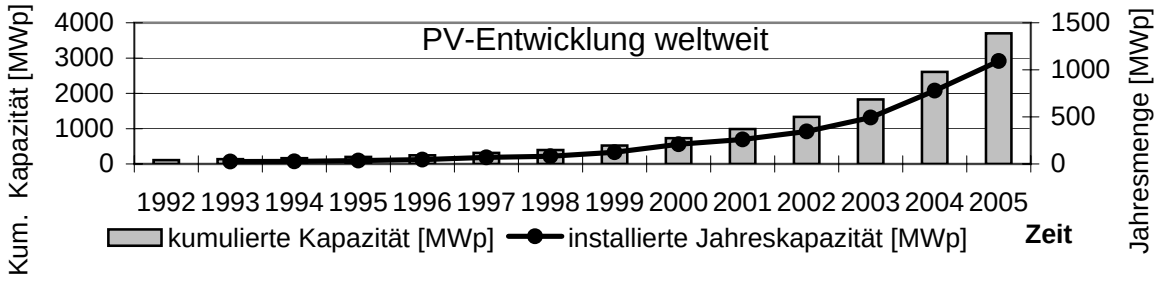


Abbildung 2.83: Entwicklung des weltweiten PV Marktes; Quelle: [IEA 06].

Für die Zeit bis zum Jahr 2020 geht das World Energy Assessment (WEA) von einem weiteren jährlichen Anstieg zwischen 15 und 25 % aus. [DLR u. a. 04] unterstellen ein durchschnittliches Wachstum der weltweit installierten PV-Leistung von 20 % pro Jahr bis zum Jahr 2020, welches dann aber kontinuierlich abnimmt und im Jahr 2040 10 % beträgt. Dies führt zu einer weltweit kumulierten installierten Leistung von 2,4 TW im Jahr 2050.

In der Studie [Gre 06] wird davon ausgegangen, dass weltweit 6 GW im Jahr 2010 und 205 GW im Jahr 2020 installiert sind. Das damit verbundene Marktwachstum beträgt bis 2009 35 %, bis 2015 26 % und bis 2020 19 %. Die Zusammenfassung der Projektionen und Roadmaps der einzelnen Industrieverbände und des European Renewable Energie Council (EREC) erwarten eine kumulierte Kapazität von 14 GW in 2010 und 200 GW in 2020 bzw. 1830 GW in 2030 [Jae 06]. Detailliertere Szenarien zur zukünftigen Mengen- und Preisentwicklung werden in [Kre u. a. 05] vorgenommen, die im weiteren Verlauf zugrunde gelegt werden sollen. Hierbei wird neben der Entwicklung eines Referenzszenarios (REF) auch ein oberes (MAX) und unteres

weltweites Ausbauziel (MIN) entwickelt, woraus sich mit Hilfe von Lernfaktoren die Kostenentwicklungen ableiten lassen.

PV- Szenarien	Szenario MIN		Szenario REF		Szenario MAX	
	Zuwachs	Summe	Zuwachs	Summe	Zuwachs	Summe
Jahr	[GWp/a]	[GWp]	[GWp/a]	[GWp]	[GWp/a]	[GWp]
2003	0,68	2,88	0,68	2,88	0,68	2,88
2010	4,5	19,5	5,4	21,2	5,8	22,4
2020	14,3	120,3	29,6	199,5	60,2	301,7
2030	21,3	314,6	59,6	775	163,5	1915,7
2040	29,9	511,4	102,2	1617,7	253,9	4174,3
2050	39,6	708	142,2	2477	336,6	6015

Tabelle 2.21: Szenarien des weltweiten Ausbaus der Photovoltaik; Quelle:[Kre u. a. 05].

Lernfaktor der Photovoltaik

Photovoltaik ist eine Technologie, die noch am Anfang ihres Lebenszyklus steht und somit in der Vergangenheit eine dynamische Kostenreduktion erfahren hat. Eine Vielzahl von Studien hat über einen Zeitraum von dreißig Jahren einen relativ konstanten Lernfaktor für Photovoltaikmodule und Balance of Systems (BOS) von 0,8 ermittelt [IEA 00],[IEA 03] [Sch u. a. 04], [Ree 04].[33] Da dies ein über alle Technologien gemittelter Wert ist, können noch keine verlässlichen Aussagen über die Aufspaltung in den einzelnen Technologieklassen gemacht werden. Die Aussagen beziehen sich überwiegend auf Solarzellen, deren Ausgangsmaterial im Produktionsprozess kristallines Silizium ist. Dieses besitzt einen Anteil von 90% Prozent an der gesamten Solarzellenproduktion [Jae 06]. Aufgrund der technologisch unterschiedlichen Basis von einzelnen Photovoltaikwandlungsmöglichkeiten (indirekte, direkte Halbleiter, Farbstoffzellen usw.) kann sich dieser Wert in Zukunft aber verändern.

Zukünftige Kostenentwicklung

Aus einem Ländervergleich [IEA 06] der Investitionskosten netzgekoppelter Klein- <10 KW und Großanlagen >10 KW können durchschnittliche Preise für das Jahr 2005 von 6 €/Wp für Klein- und 5,3 €/Wp für Großanlagen ermittelt werden, die aber einer großen Streuung unterliegen.

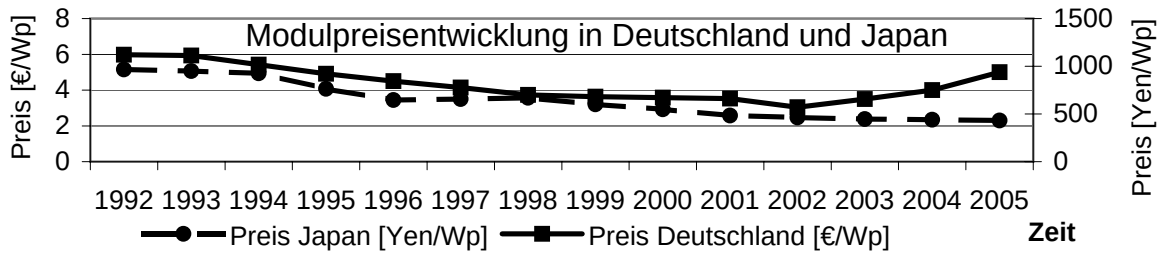


Abbildung 2.84: Entwicklung der Modulpreise in Deutschland und Japan zwischen 1992 und 2005; Quelle: [IEA 06].

[33]BOS beinhaltet die Kosten für Wechselrichter, Netzanschluss, Verkabelung, Trägersystem und Installation.

Damit haben sich in der näheren Vergangenheit von 1992 bis 2002 die Modulpreise, basierend auf kristallinem Silizium als wesentlicher Kostenbestandteil eines Photovoltaiksystems, halbiert. Die seit 2003 gestiegenen Modulpreise in Deutschland sind auf die mit der EEG-einspeisevergütung verbundene stark gestiegene Nachfrage zurückzuführen und repräsentieren nicht die Entwicklung am Weltmarkt wie sie z.B. in Japan vorherrscht. Mit Hilfe dieser Angaben, der Szenarien bzgl. des weltweiten Zubaus und dem Lernfaktor können die Investitionskosten für verschiedene Zeitpunkte projiziert werden. In der Studie [IEA 03] werden eine installierte Leistung von 11 GW für 2010 und projektierte Kosten von 3 bis 3,5 Dollar/Wp sowie 2 Dollar/Wp im Jahre 2020 ermittelt. Die Angaben des REF- Szenarios liegen in der Bandbreite wie sie von [DLR u. a. 04] angegeben wurden. In dieser Untersuchung werden Systempreise von 4,5 €/Wp für das Jahr 2005 zugrunde gelegt. Die Parameter für das Jahr 2040 zur Berechnung der Annuität sind in der folgenden Tabelle wiedergegeben:

Fremdkapital-quote	Eigenkapital-quote	Fremdkapital-zins	Eigenkapital-zins	WACC-zins	Abschreibungs-dauer
0,7	0,3	0,05	0,12	0,71	20

Tabelle 2.22: Parameter der Annuitätenberechnung für Photovoltaikanlagen

Neben den Investitionskosten fallen jährliche Betriebskosten an, die in der Literatur übereinstimmend mit 1 % der jährlichen Investitionskosten veranschlagt werden. Bei zugrunde liegendem Lernfaktor von 0,8 sind in Tabelle 2.5.2 unterschiedliche Mengenszenarien und deren Auswirkung auf die Investitionskosten dargestellt.

Kosten PV 2040	kum. Menge [GWp]	Investitions-kosten [€/MW]	Annuität [€/MW/a]	Betriebskosten [€/MW/a]	Gesamtkosten [€/MW/a]	Vollkosten [€/MWh]
REF	2.000	620.000	59.182	6.221	65.404	65,4
Sens +	4.000	498.000	47.346	4.977	52.323	52,3
Sens -	500	972.084	92.472	9.721	102.193	102,2

Tabelle 2.23: Szenarien der Kostenentwicklung von Photovoltaiksystemen > 10KWp

Im Zeitablauf wird in Tabelle 2.5.2 eine hohe Kostendegression im Referenzszenario durchschritten. Dennoch verbleiben bei einer Vollbenutzungsdauer von 1000 Stunden für Freilandanlagen in Deutschland Vollkosten von ca. 65 €/MWh. Die Spannweite der Mengenprognosen ist aber relativ groß, so dass sich hieraus auch die hohe Unsicherheit bzgl. dieser Kostenabschätzung ergibt.

2.5.3 Potential und Kostenentwicklung für solarthermische Anlagen

Potential der konzentrierenden thermischen Solarstrahlung in Nordafrika

Das Potential konzentrierender Solarstrahlung ist in Deutschland aufgrund des hohen diffusen Strahlungsanteils an der Globalstrahlung relativ gering. Aus diesem Grunde wird die Technologie für konzentrierende Solarstrahlung nur als Importalternative aus Nordafrika in dem Modell miteinbezogen. Für die Stromgewinnung in Nordafrika stehen in dieser Untersuchung somit neben Photovoltaikanlagen solarthermische Anlagen als Investitionsalternative zur Verfügung. Das technische Potential im Mittelmeerraum beträgt über 632.099 TWh im Jahr und übersteigt damit den Bedarf um ein Vielfaches [MED 05]. Es wird deshalb auch keine Nutzungskonkurrenz erwartet.

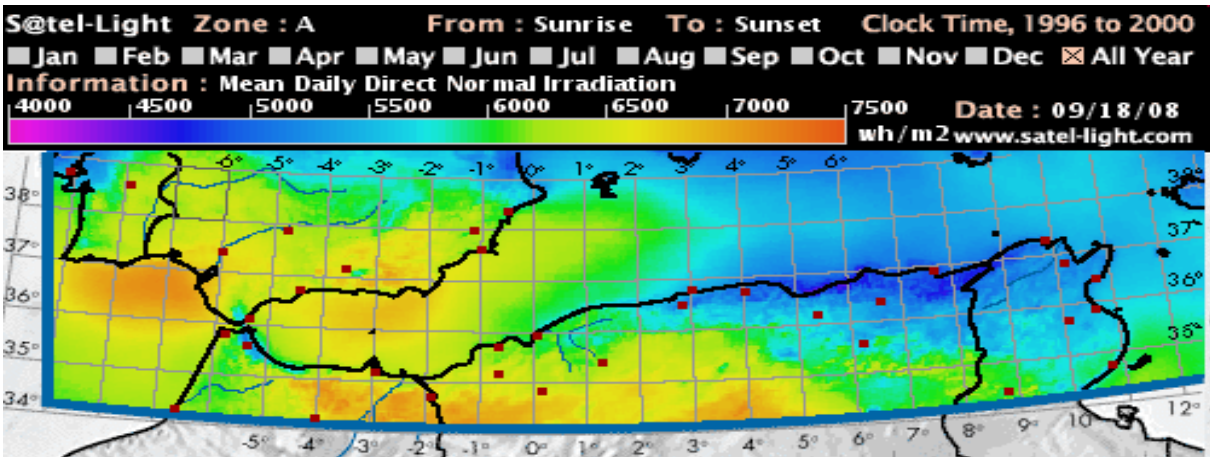


Abbildung 2.85: Direkte Normalstrahlung in der Modellregion Nordafrika

Aus diesem Grunde ist nicht das Potential dieser Energiequelle der entscheidende Engpassfaktor zur Nutzung des Stroms in Deutschland, sondern die Übertragungskapazitäten aus den Regionen Nordafrikas nach Europa. Der damit gewonnene Strom muss über Gleichspannungsleitungen in die Modellregion Deutschland transferiert werden. Die Übertragungsverluste des Stromtransportes über eine Distanz von 3000 Km betragen 10 bis 15 % [Tra 06]. Die hierfür in Frage kommenden Kapazitäten werden von [Tra 06] im Jahr 2020 mit 10 GW, im Jahr 2030 mit 40 GW und 2040 mit 70 GW als realisierbar angeben. In dieser Arbeit soll dieser Betrag als limitierender Faktor berücksichtigt werden. Derzeit existieren nur Prototypen für Solarturm-Receiver, die als Empfangs- und thermische Strahlungswandlungsquelle eingesetzt werden, so dass noch keine Erschließung des Potentials stattgefunden hat.

Zukünftige Kostenentwicklung solarthermischer Anlagen

Mit Hilfe des Speichersystems dessen Wirkungsgrad mit 98 % angenommen wird, kann bei einer Anlagenauslegung (vgl. Tabelle 2.11) im Jahr 2020 bei 2700kWh direkter Normalstrahlung Strom für 50 €/MWh erzeugt werden. Dabei wird ein Nutzungsgrad von 70 % und ein elektrischer Wirkungsgrad des Systems von ca. 16 % erzielt. Die spezifischen Kosten der Übertragung

werden mit 1,6 €/MWh angesetzt [Tra 06].
In einer Reihe von Studien finden sich detaillierte Angaben zur Entwicklung der solarthermischen Anlagen und deren Lernraten [Sar/Lun 03],[DLR 05],[MED 05],[Wor 05],[Tra 06]. Da die Heliostaten und Receiver einen großen Anteil an den Gesamtkosten einer solarthermischen Anlage besitzen und im Gegensatz zur Turbine nur als Prototypen vorhanden sind, werden hier die größten Lerneffekte durch eine großindustrielle Produktion erwartet. Dies ist durch das Mengenszenario und die Lernrate in Tabelle 2.24 wiedergegeben.

Lernrate	Jahr	2020	2030	2040
kumulierte installierte Leistung	GW	13,5	40	80
Lernrate Heliostaten	%	93	93	93
Lernrate Receiver	%	90	90	90

Tabelle 2.24: Mengenprojektion und Lernrate solarthermischer Anlagen; Quelle: [Sar/Lun 03], [DLR 05], [MED 05], [Wor 05], [Tra 06].

Aus diesen Angaben können die spezifischen Kosten der in Tabelle 2.11 dargestellten Anlagenparameter in Tabelle 2.25 ermittelt werden:

Kostenzusammensetzung	Jahr	2020	2030	2040
Spezifische Kosten	EUR/kW	2.810	2.387	2.103
Konstruktion	%/Spez. Ko	30%	25%	20%
Variable Kosten	EUR/MWh	3,4	3,4	3,4

Tabelle 2.25: Spezifische Kosten solarthermischer Anlagen

Mit Hilfe der spezifischen Kosten können die Annuität und die spezifischen Vollkosten der Anlagen ermittelt werden, die 2040 auf 40 €/MWh sinken.

Jahr	a	2020	2030	2040
Investitionskosten	€	618.147.400	549.030.275	504.688.541
Konstruktionskosten	€	142.649.400	109.806.055	84.114.757
Abschreibungsdauer	€	25	25	25
WACC-Zins	%	7%	7%	7%
Annuität	€/a	62.612.111	55.611.242	51.119.871
Variable Kosten	€/a	10.392.637	10.631.302	10.750.636
Gesamtkosten	€/a	73.004.748	66.242.545	61.870.507
Spez. Vollkosten	€/MWh	50,7	43,9	40,1

Tabelle 2.26: Annuität solarthermischer Anlagen

2.5.4 Potential, Lernrate und Kostenentwicklung für Windenergie

Potential der Windenergie

Potential	Onshore	Offshore
Theoretisches Stromerzeugungspotential	ca. 8 bis 12 PWh/a	
Technisches Potential in GW	50-130 (40)	23-70 (50)
Technisches Potential in TWh	50 - 128 (72)	78-230 (170)

Tabelle 2.27: Potential der Windenergie, Quelle: [Her 06],[Qua 00],[DLR u. a. 04],[Rem 06],[Kal u. a. 06].

Das theoretische Potential der Windenergie umfasst 8 bis 12 PWh/a, wovon nur ein kleiner Teil unterteilt in Onshore- und Offshorepotential, technisch erschließbar ist [Kal u. a. 06]. Die Berechnung des technischen Potentials hängt vom Flächenverbrauch, von Mindestabstandsregelungen, von zur Verfügung stehenden Flächen und der MW-Klasse der Anlage ab. Aus diesem Grunde ergeben sich je nach Datengrundlage unterschiedliche Potentialabschätzungen der einzelnen Studien [Her 06], [Qua 00], [DLR u. a. 04], [Rem 06], [Kal u. a. 06]. Für diese Arbeit soll ein technisches Potential für Onshore-Anlagen von 40 GW vorausgesetzt werden. Die Offshorenutzung soll in der Untersuchung auf maximal 50 GW begrenzt werden. Windkraft kann somit unter Vernachlässigung der zeitlichen Angebotsschwankung maximal 40 % der jährlichen Bruttostromerzeugung in Deutschland, bezogen auf das Jahr 2004 decken. Im Gegensatz zur photovoltaischen

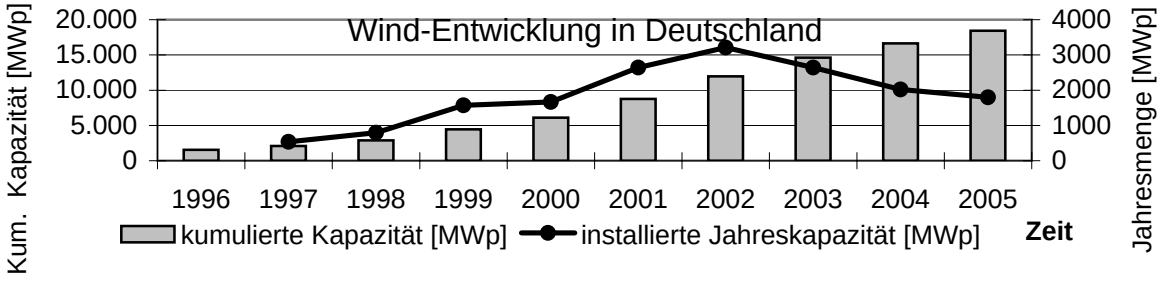


Abbildung 2.86: Entwicklung der Nutzung der Windenergie in Deutschland; Quelle: [BMU 05].

Strombereiterstellung hat die Windkraft unter dem Einfluss gesetzlich geregelter Einspeisetarife bereits frühzeitig einen beachtlichen Anteil an der deutschen Strombereitstellung von 5 % für das Jahr 2005 gewonnen. Die Zubaudynamik hat sich aufgrund geänderter Förderbedingungen für Onshore-Anlagen und veränderter Flächennutzungspläne sowie gesellschaftlicher Ablehnung in den betroffenen Gebieten abgeschwächt. Bezogen auf das in dieser Arbeit verwendete technische Potential sind derzeit 20 % erschlossen. Mit der Erschließung der Offshorepotentiale ist in den nächsten Jahren mit einer Verlagerung des Wachstums auf dieses Gebiet zu rechnen. Die wirtschaftlichen Voraussetzungen wurden im Jahr 2008 durch eine drastische Anhebung der Vergütungssätze des EEG von 11 auf 15 cent/kWh erreicht [Bun 07].

Mengenprojektion

Die Entwicklung der weltweiten Anlageninstallationen wächst auf deutlich höherem Niveau als die Photovoltaik, die Zuwachsraten von 30 % pro Jahr zwischen 1998 und 2005 erreichte. Derzeit

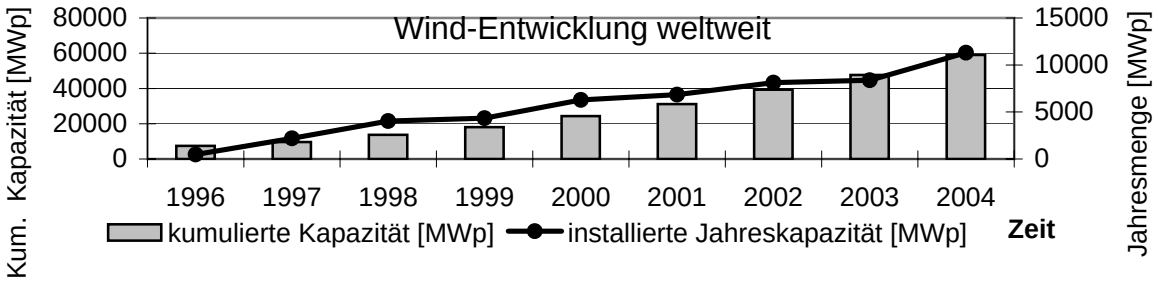


Abbildung 2.87: Entwicklung der weltweiten Nutzung der Windenergie

sind weltweit Anlagen in einer Höhe von 58 GW installiert. Die Zusammensetzung der Zubaurate ist in den einzelnen Regionen weit homogener verteilt, als dies bei der Photovoltaik der Fall ist. Die Spannweite der Entwicklung bis zum Jahr 2050 wird in den Szenarien der IEA mit einer Jahresproduktion von 3200 bis 5200TWh prognostiziert. Der Global Windcouncil hält sogar 7200TWh für möglich [IEA 08]. In einem von der European Wind Energy Association erstelltem Szenario wird 2030 in Europa eine Windeinspeisung von 965TWh erreicht [EWE 06].

Lernrate der Windenergie

Windenergieanlagen werden aus verschiedenen Elementen (Generator, Getriebe, Fundament, Turm, Rotor) gefertigt, wobei als überwiegendes Material Stahl zum Einsatz kommt. Die dafür notwendigen Produktionsprozesse sind für ähnliche Anwendungen bereits ausgereifter als bei der Photovoltaik. Dies erklärt, warum die empirisch ermittelten Lernfaktoren zwischen 0,9 und 0,92 schwanken. In der Untersuchung von [Ree 04] wird in der Analyse des deutschen Windmarktes zwischen den Jahren 1994 bis 2002 ein Lernfaktor von 0,915 ermittelt. Diese Aussagen decken sich mit Untersuchungen in [IEA 00] im Zeitraum von 1990 bis 1998, worin ein Lernfaktor von 0,92 ermittelt wurde. Da bisher keine ausreichenden Erfahrungen für Offshore-Anlagen vorliegen, beziehen sich sämtliche Angaben auf Onshore-Anlagen. [DLR u. a. 04] leiten für die zukünftige Entwicklung einen Lernfaktor von 0,94 für Onshore- und 0,9 für Offshore-Anlagen ab.

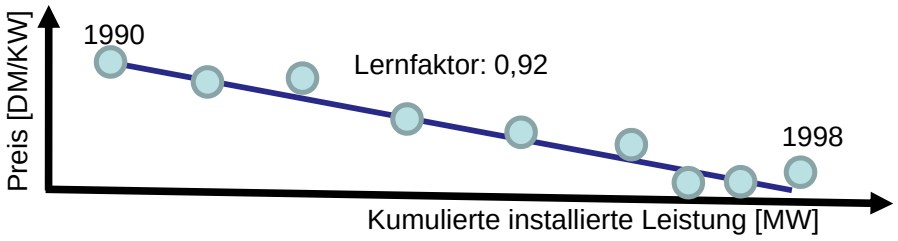


Abbildung 2.88: Lernkurve der Windanlagen; Quelle [IEA 00].

Zukünftige Kostenentwicklung

Die derzeitigen Kosten wurden in unterschiedlichen Detaillierungsgraden in mehreren Publikationen veröffentlicht. In einem Ländervergleich der IEA werden Turbinenkosten von 630 bis 1170€/kW und die niedrigsten Projektkosten von 970 €/kW für Onshore-Anlagen angegeben. Als Projektkosten für Offshore-Anlagen wurden 1400 bis 2075 €/kW ermittelt. Die Kosten streuen sehr stark, da dahinter eine unterschiedlich große Turbinenleistung steht. [Jes/Hir 05] errech-

nen für Referenzprojekte in der Nord- und Ostsee Gesamtinvestitionen von 1742 bis 2267€, deren Schwankung wesentlich von der Verankerungstechnik und Entfernung zum Festland abhängt. Für die in Deutschland geplanten Windparks Butendiek und Borkum-West werden dagegen aktuell spezifische Investitionen zwischen 1750 und 2100 €/kW bzw. 2300 €/kW angenommen, was durch die größere Küstenentfernung und Wassertiefe zu erklären ist [POW 06].
Für die Berechnung der Annuität werden die in Tabelle 2.28 dargestellten Parameter verwendet.

Fremdkapital-quote	Eigenkapital-quote	Fremdkapital-zins	Eigenkapital-zins	WACC-zins	Abschreibungs-dauer
0,7	0,3	0,05	0,12	0,71	15

Tabelle 2.28: Parameter der Annuitätenberechnung für Windkraftanlagen

Aufgrund der unterschiedlichen Lernraten wird zwischen den Entwicklungen der Investitionskosten von Onshore- und Offshore-Anlagen differenziert. Mit Hilfe der Angaben über die Lernrate (0,92 für Offshore und 0,94 für Onshore), den Systemkosten für das Jahr 2005 (2,5 Mio. €/MW für Offshore und 1,05 Mio. €/MW für Onshore) und den Mengenprojektionen für das Jahr 2040 kann die Entwicklung der Investitionskosten in die Zukunft fortgeschrieben werden. Die laufenden Betriebs und Wartungskosten werden mit 5 % bzw. 6 % der Anfangsinvestition angegeben. In Verbindung mit der Annuität können die Gesamtjahreskosten ermittelt werden. Diese werden in den späteren Ertragsberechnungen verwendet.

Kosten WI_ON_II	kum. Menge [GWp]	Investitions-kosten [€/MW]	Annuität [€/MW/a]	Betriebskosten [€/MW/a]	Gesamtkosten [€/MW/a]	Vollkosten [€/MWh]
REF 2040	4.000	719.548	79.502	33.152	112.654	70,41
Sens +	10.000	663.035	73.258	35.977	109.236	68,27
Sens -	1.500	785.389	86.777	39.269	126.046	78,78

Tabelle 2.29: Szenarien der Kostenentwicklung von Onshore-Windkraftanlagen

Für Onshore sind die spezifischen Vollkosten mit 1600 und für Offshore mit 4000 Vollbenutzungsstunden berechnet, um eine erste Abschätzung für die Wirtschaftlichkeit der Technologie zu erhalten. Die Kostendegression gegenüber den derzeitigen Vollkosten ist dabei wesentlich geringer als bei der Photovoltaik. Dies ist auf die höheren Lernfaktoren zurückzuführen.

Kosten WI_OFF	kum. Menge [GWp]	Investitions-kosten [€/MW]	Annuität [€/MW/a]	Betriebskosten [€/MW/a]	Gesamtkosten [€/MW/a]	Vollkosten [€/MWh]
REF 2040	2.000	1.320.000	146.036	80.490	226.526	50,34
Sens +	4.500	1.200.000	130.794	73.321	204.115	45,36
Sens -	820	1.500.000	163.053	90.050	253.103	56,25

Abbildung 2.89: Szenarien der Kostenentwicklung von Offshore-Windkraftanlagen

2.5.5 Kostenentwicklung fossiler Kraftwerkstechnologien

Konventionelle Technologien

Im fossilem Kraftwerksbereich stehen die bereits aktuell verfügbaren und eingesetzten Technologien der Braun und Stein- Kohle Kondensationskraftwerke (BK- und SK-Kond.) sowie GuD-Gas-Kraftwerke (GuD) und Gasturbinen (GT) zur Verfügung. Für die Berechnung der Annuitäten werden aufgrund der individuellen Lebensdauer der Technologien unterschiedliche Abschreibungsdauern verwendet.

FK-Zins	EK-Zins	FK-Quote	EK-Quote	WACC-Zins	Abschreibungsdauer			
					B- Kohle	S- Kohle	Gas- GUD	Gas GT
5%	12%	70%	30%	7,1%	20	20	20	15

Tabelle 2.30: Parameter der Annuitätenberechnung für Investitionen in fossile konventionelle Kraftwerke; Quelle: [Pfa/Hil 04], eigene Berechnungen.

Daraus ergeben sich in Verbindung mit den fixen jährlichen Betriebskosten folgende jährliche Kapitalkosten, die durch den operativen Gewinn gedeckt werden müssen:

Technologie	Investitionskosten [€/MW]	Annuität [€/MW/a]	Betriebskosten [€/MW/a]	Gesamtkosten [€/MW/a]
BK Kond.	1.250.000 €	118.910 €	65.000 €	183.910 €
SK Kond.	1.050.000 €	99.884 €	48.000 €	147.884 €
Gas GuD	600.000 €	57.077 €	35.000 €	92.077 €
Gas GT	250.000 €	27.622 €	20.000 €	47.622 €

Tabelle 2.31: Annuitätenberechnung für Investitionen konv. fossiler Technologien; Quelle: [BP 04], [Pfa/Hil 04], Eigene Annahmen.

CCS-Technologien

In der Literatur wird die Wirtschaftlichkeit von Abscheidungs- und Speichertechnologien CCS (Carbon Caption and Storage) ab dem Jahr 2020 erwartet, so dass diese für Braun- und Steinkohlekraftwerke im Untersuchungszeitraum 2040 zur Verfügung stehen [BMW 07]. Die dafür in der Entwicklung befindlichen Verfahren greifen an unterschiedlichen Punkten der Umwandlungsprozesse ein [BMU 06a]:

- post-combustion capture: CO2-Abtrennung aus dem Rauchgasstrom
- oxy-combustion: Sauerstoffverbrennung
- precombustion capture: Vergasung und CO2-Abscheidung aus dem Synthesegas

In dieser Arbeit soll stellvertretend für die CCS-Technologie die Vergasung mit kombinierten Gas- und Dampfturbinenanlagen (IGCC = Integrated Gasification Combined Cycle) verwendet werden, da sie gegenüber der nachträglichen Abscheidung bessere Wirkungsgrade besitzt und IGCC-Anlagen gegenüber der Oxy-Fuel-combustion bereits am Markt erprobt sind [BMU 06a].[34]

[34] Da die Anlagen nicht über technische Details, sondern nur anhand ihrer Investitionskosten und Wirkungsgrad beschrieben werden, wirkt sich das tatsächliche technische Design der Anlagen (post-combustion, oxy-combustion bzw. precombustion capture) nur in Bezug auf diese Parameter auf das Modell aus.

Durch die Vergasung des kohlenstoffhaltigen Brennstoffs wird ein Synthesegas erzeugt, welches aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid besteht. Der Kohlenmonoxidanteil wird anschließend durch Wasserdampfzugabe zu CO2 umgesetzt. Dabei wird zusätzlich Wasserstoff aus dem Dampf generiert. Das verbleibende Synthesegas besteht danach überwiegend aus Wasserstoff, der dann als Brennstoff für die Gasturbine eingesetzt wird. Das heiße Abgas der Gasturbine wird anschließend zum Betrieb eines Wasser-Dampf-Kreislaufes mit Dampfturbine genutzt.

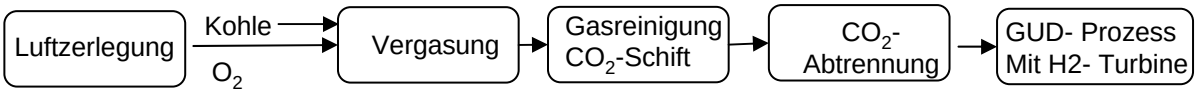


Abbildung 2.90: Schematische Darstellung des IGGC-Prozesses

Die Investitionskosten ohne Abscheidetechnologie werden in der Literatur mit 10 bis 30% über denen für Kondensationskraftwerken angegeben. Die Technologiekomponenten für die CO2- Abscheidung und Kompression erhöhen die IGCC-Kosten nochmal um 10 bis 30 % [Aba u. a. 05]. Der Wirkungsgradverlust der Abscheidung wird mit ca. 10 % angegeben [BMW 07]. Die variablen Kosten für Transport und Speicherung sind stark abhängig von den örtlichen Bedingungen und werden in der Literatur 6 bis 30 €/t angegeben [BMW 07]. In dieser Arbeit sollen für das Jahr 2040 8 €/t verwendet werden. Insgesamt werden die Mehrkosten durch CO2-Abscheidung durch die unterschiedlichen Technologien und Bedingungen mit einer weiten Spanne von 40 bis 100 €/Tonne beziffert. (IEA) Durchschnittlich werden 56 €/Tonne in [BMW 07] veranschlagt, die zukünftig unter optimistischer Schätzung auf 20 bis 30 €/Tonne absinken sollen. In der folgenden Tabelle sind die jährlichen Kapitalkosten der CCS-Technologien dargestellt. Im Bereich der fossilen Technologien zeichnen sie sich durch hohe Kapitalkosten aus. Im Vergleich zu anderen Technologien stehen dem, bei hohen CO2-Preisen, geringe Grenzkosten gegenüber (siehe Tabelle 2.37).

Technologie	Investitionskosten [€/MW]	Annuität [€/MW/a]	Betriebskosten [€/MW/a]	Gesamtkosten [€/MW/a]
BK-IGCC CCS	1,95E+06	185.499,26	9,00E+04	282.999,26
SK-IGCC CCS	1,50E+06	142.691,73	7,20E+04	214.691,73

Tabelle 2.32: Jährliche Gesamtkosten der CCS-Technologien; Quelle: [Aba u. a. 05],[Kep 05], Eigene Annahmen.

In einigen Studien werden die Investitionskosten aufgrund unterschiedlicher unsicherer Größen als eigenständige Risikofaktoren neben der zukünftigen Entwicklung betrachtet. Hierunter fallen u.a. Planungs- und Bauzeitverzögerungen sowie ungeplante Material und Baukostenerhöhung und ungeplante Kosten während des Betriebs in Form von Schadensereignissen. Die Variabilität der Investitionskosten wird mit Hilfe von exponentialverteilten Zufallszahlen in das Modell integriert. Für die neuen Abscheidungstechnologien werden größere Unsicherheiten bzgl. der Ge-

samtkosten angenommen als für die bereits etablierten fossilen Erzeugungstechnologien.

Technologie	S- Kohle Kond.	S- Kohle IGCC CCS	B- Kohle Kond.	B- Kohle IGCC CCS	Gas GuD	Gas GT	aCaes Kraftwerk	Photo-voltaik	Thermal Solar	Wind Onshore	Wind Offshore
Investitionskosten-variabilität [%]	20%	35%	20%	35%	15%	10%	20%	10%	15%	10%	20%

Tabelle 2.33: Variabilität der Investitionskosten [%]; Quelle: [Pfa/Hil 04], Eigene Berechnungen.

Parameter des Betriebs fossiler Technologien

Für alle Technologien wird davon ausgegangen, dass die Kapitalkosten im Zeitablauf konstant bleiben und dafür Verbesserungen in den Wirkungsgraden erzielt werden. In Abbildung 2.34 ist hierzu der Stand der Technik und die zukünftig mögliche Entwicklung dargestellt.

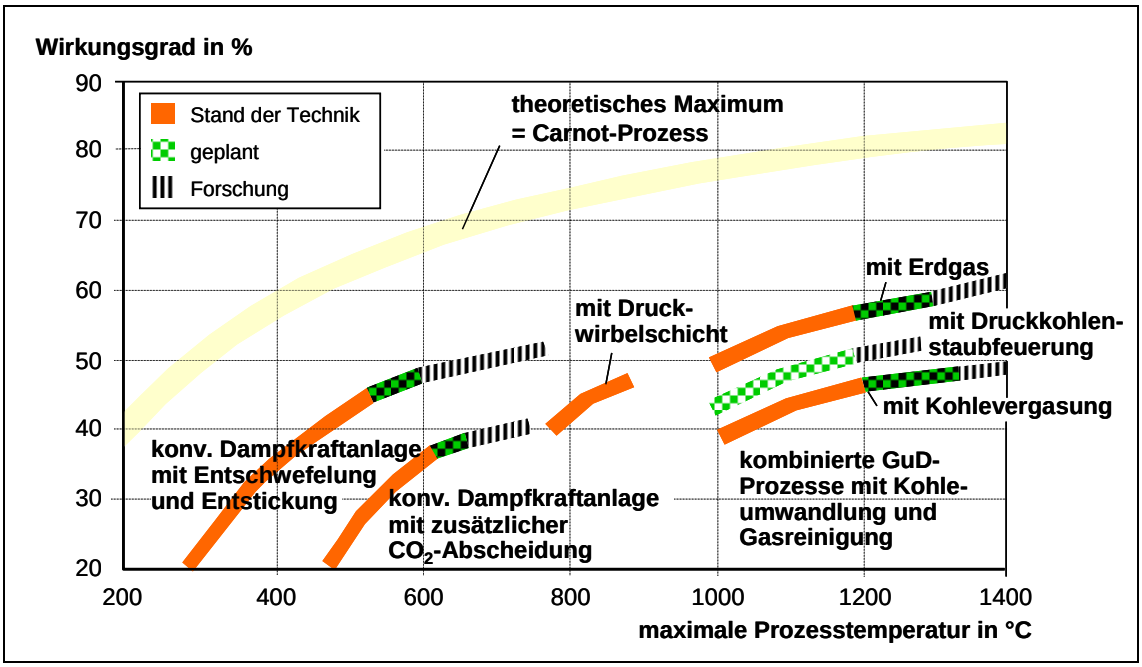


Abbildung 2.91: Entwicklung der Wirkungsgrade einzelner Technologiesegmente; Quelle: [RAG 02],[VGB 03].

Bezogen auf die einzelnen Technologieklassen der Angebotsfunktion ist der durchschnittliche Wirkungsgrad beim Betrieb „neuer“ Kraftwerke in Tabelle 2.34 dargestellt.

Wirkungsgrade der Investitionsalternativen						
Jahr	B-Kohle Kond.	B- Kohle IGCC CCS	S-Kohle Kond.	S- Kohle IGCC CCS	Gas GuD	Gas GT
2040	49%	39%	52%	42%	63%	42%

Tabelle 2.34: Verwendete Wirkungsgrade im Jahr 2040 ; Quelle: [Nit 08],[Fol 00], Eigene Annahmen.

Die variablen Betriebskosten bzw. Vollkostenzuschläge zu denen die einzelnen Technologien zuzüglich ihrer Brennstoffkosten anbieten, sind in Tabelle 2.35 abgebildet.

variable Betriebskosten und Vollkostenzuschläge [€/MWh elek.]					
B-Kohle	B- Kohle	S-Kohle	S- Kohle	Gas	Gas
Kond.	IGCC CCS	Kond.	IGCC CCS	GuD	GT
3 - 5	3	2 - 4	2	1,5 -2,5	1,4 - 12

Tabelle 2.35: Variable Betriebskosten und Vollkostenzuschläge [€/MWh_elek]

Die Streuung der variablen Betriebskosten dient zur Modellierung unterschiedlicher Alterungszustände in einem Technologiesegment. Die Vollkostenzuschläge für Gasturbinen am Ende der Angebotsfunktion werden verwendet, um Zustände von Marktmacht abzubilden.
Die CO2-Intensität der einzelnen Energieträger ist in Tabelle 2.36 abgebildet. Sie wird zur Ermittlung der CO2-Emissionen des Kraftwerksparks und damit zur Festlegung des erwarteten CO2-Preises im System verwendet. Daneben dient sie der Berechnung der CO2-Grenzkostenanteile:

Energieträger	B- Kohle	S- kohle	Gas
CO2-Bilanz [T CO2/MWh]	0,4	0,33	0,2

Tabelle 2.36: CO2-Intensität der Energieträgern

Mit Hilfe der beschriebenen Beziehungen und der in Kapitel 2.2.4 ermittelten Erwartungswerte der Brennstoffe können die erwarteten Grenzkosten (Angebotspreise) der fossilen Investitionsalternativen ermittelt werden. Diese sind in Tabelle 2.37 dargestellt.

Grenzkosten der fossilen Investitionsalternativen [€/MWh elek.]					
B-Kohle	B- Kohle	S-Kohle	S- Kohle	Gas	Gas
Kond.	IGCC CCS	Kond.	IGCC CCS	GuD	GT
49,12	29,00	50,38	38,42	68,01	101,26

Tabelle 2.37: Erwartete Grenzkosten der fossilen Investitionsalternativen

Die erwarteten Grenzkosten liegen aufgrund des hohen mittleren Gaspreises für Erzeugungstechnologien auf Gasbasis deutlich höher als für die kohlebasierten Technologien. Es wird im Erwartungswert somit nicht zu einem Regimewechsel innerhalb der Angebotsfunktion dieser beiden Brennstoffe kommen.

zukünftige Kostenentwicklung und Dimensionierung von Druckluftspeichern

Eine Reihe von Studien beschäftigt sich mit der Entwicklung und wirtschaftlichen Betrachtung adiabater Speicherkraftwerken (aCAES) u. a. [Bull 04], [Sal 07] und [VDE 08a].[35] Das Potential an Speichervolumen in Salzkavernen und Porenspeichern wird in Norddeutschland auf 0,8 - 2,5 TWh geschätzt [Noe 06]. Aus der räumlichen Nähe zum hohen Potential an Windstandorten eignen sich diese Anlagen für eine zukünftige Integration in das Energiesystem. Bei adiabaten Speicherkraftwerken (aCAES) wird neben der Druckluft die bei der Kompression der Luft anfallende Wärme in einen separaten Wärmespeicher gespeichert. Für die Stromerzeugung wird die Wärme der Turbine wieder zugeführt. Der Wirkungsgrad des Prozesses wird mit bis zu 70 % angegeben. Die Marktreife wird mit 2015 abgeschätzt [Mey 07]. Für Kostenschätzung existieren derzeit keine detailierten Angaben, so dass hier auf [Gat 05], [Hue 07], [Noe 06], [VDE 08a] und eigenen Abschätzungen zurückgegriffen werden soll. Neben dem Spotmarkt liefern auch die nachgelagerten Marktstufen wie z. B. die Minutenreserve einen bedeutenden Wertbetrag für Speicher (vgl. [Noe 06]). Deshalb werden in dieser Untersuchung für diese Technologie anteilig 75 % der gesamten Investitionskosten zur Berechung der Annuität verwendet. Im Gegenzug werden 15 % der Systemkomponenten für die anderen Marktstufen reserviert und stehen für den Spotmarkt nicht zur Verfügung. Die dem Spotmarkt zuzuordnenden Investitionskosten sind in Tabelle 2.92 dargestellt.

Systemkomponenten	Kosten	Anteil Spot	Annuität
Speicher [€/MWh]	2.500	1875	178
Expansionsturbine [€/MW]	300.000	225000	21404
Verdichter [€/MW]	200.000	150000	14270

Abbildung 2.92: Investitionskosten und Annuität der Speicher, Quelle: [Gat 05], [Hue 07],[Noe 06], [VDE 08a] eigene Annahmen.

Die Dimensionierung der einzelnen Komponenten wurde durch Untersuchungen mit dem hier angewendeten Modell vorgenommen. Hierbei wurde das gewinnmaximierende Design ermittelt. Daneben wurden die in der Literatur angegeben Werte berücksichtigt.

Systemauslegung	Dimension	Kosten [€]
Speicher [MWh]	35	65.625
Expansionsturbine [MW]	1,5	337.500,0
Verdichter [MW]	1	150.000
	Summe	553.125

Abbildung 2.93: Dimensionierung und Gesamtkosten einer Speichereinheit

[35] Auf hydrologische Speicher wird hier nicht näher eingegangen, da deren Ausbaupotential weitestgehend erschöpft ist

Kapitel 3

Modellsimulation

In den folgenden Kapiteln wird die Modellauswertung vorgestellt. In den dabei zugrundegelegten einzelnen Szenarien werden die Wirkungszusammenhänge der Variablen/Risikofaktoren auf die Portfoliozusammenstellung und den technologischen Diversifikationsgrad der einzelnen Risikoaversionsniveaus der Investoren analysiert. Daneben werden Erkenntnisse über Strukturbrüche bzw. Veränderungen in der Effizienzlinie, den Spotpreisen, dem resultierenden Kraftwerkspark sowie in der Wirtschaftlichkeit der Einzelanlagen herausgearbeitet. Auf makroperspektivischer Ebene sollen Hinweise auf spezifische Förderungsmaßnahmen zum effizienten Ausbau regenerativer Energien gewonnen werden. In Kapitel 3.1 und 3.2 werden hierzu die Referenzszenarien für die weitere Betrachtung berechnet. Hierbei werden ein Modell mit fixer Einspeisevergütung (EEG-REF) und ein Modell ohne fixe Einspeisevergütung (SPOT-REF) ausgewertet und miteinander verglichen. Im Anschluss an die Referenzszenarien erfolgt die Überprüfung der Sensitivität der Ergebnisse gegenüber Parametervariationen. Hierbei werden in den Kapiteln 3.3.1 und 3.3.2 Sensitivitätsanalysen bzgl. Veränderungen der CO2-Ziele und der Investorklassenzusammensetzung vorgenommen. Daneben werden einzelne Parameterbündel verändert und ihre Auswirkungen auf die Ergebnisse in den Kapiteln 3.4 - 3.4.3 dargestellt. Im letzten Kaptel 3.4.5 wird eine Alternative zur EEG-Förderung entwickelt, die es erlauben soll, die Knappheitssignale des Spotmarktes in die Entscheidungsfunktion des Investors zu integrieren.

3.1 Auswertung des Szenarios EEG

Die folgenden Aussagen basieren auf der Simulationsauswertung im Jahr 2040 unter Betrachtung der EEG-Förderung. In den einzelnen Abschnitten werden die Investitionsentscheidungen der Marktteilnehmer, der sich ergebende Kapazitätsbestand und die daraus folgenden Implikationen für die Struktur des Spotpreises und der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten analysiert.

Auswertung der Investitionsentscheidung

In Abbildung 3.1 sind die Einzeltechnologien und die optimalen Portfolioentscheidungen (Punkte der Effizienzlinie) pro Risikoaversionsniveau (Intervall [0,1 bis 0,75]) im Erwartungswert- Risikoraum dargestellt. Hierbei sind zu jeder Technologie und Portfoliowahl die Parameter Erwartungswert und Risikomaß in Form des Conditional Value at Risk (CVaR) der Rendite angeben. Die Berechnung der Renditeverteilung und der darauf aufbauenden Parameter beruht auf der in Kapitel 2.3 behandelten Methodik. Die Ermittlung der optimalen Portfolioentscheidungen basiert auf der in Abschnitt 2.3 vorgestellten Systematik.

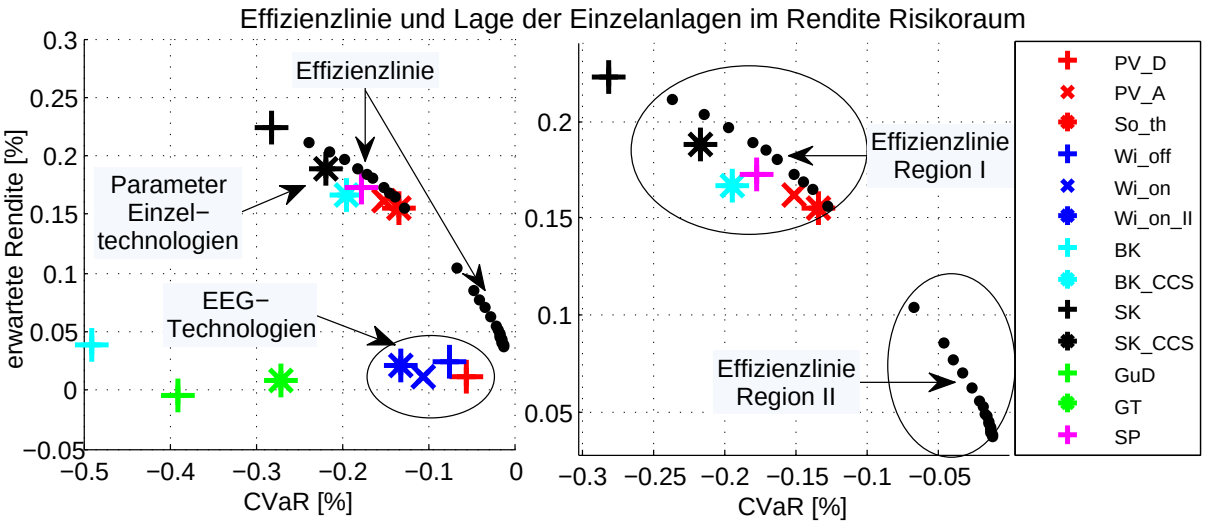


Abbildung 3.1: Simulation EEG 2040: Einzelanlagen und Effizienzlinie im Rendite Risikoraum

Auf der Effizienzlinie in der Abbildung 3.1 ist neben den Einzelanlagen die Lage der Portfolioparameter der dreizig verschiedenen Risikoaversionsniveaus abgebildet. Generell gilt: Je risikoaverser ein Portfolio aufgestellt ist, desto weiter rechts im Diagramm befindet es sich. Die einzelnen Portfolioentscheidungen der verschiedenen Investoren konzentrieren sich hauptsächlich auf zwei Regionen. Zum einen werden viele Portfolios mit relativ geringem Erwartungswert/Risiko-Verhältnis gewählt. Die zweite Häufung von Portfolioentscheidungen konzentriert sich auf die Zusammenstellungen mit einem Erwartungswert/Risikoverhältnis von ca.17 bis 20 % zu -17 bis -23 %. Die Abnahme der Steigung der Effizienzlinie impliziert dabei eine Abnahme der Grenzrisikokompensation in Form des Erwartungswertzuwachses je höher das Portfoliorisiko ausfällt.

Die Evaluierung der Lage der Einzeltechnologien im Erwartungswert-Risikoraum (vgl. Tabelle 3.1) im Steady State bei EEG -Förderung im Jahr 2040 legt eine klare Fünfteilung bzgl. der Parameterzusammensetzung offen.

Szenario EEG 2040	Technologie	BK	BK- CCS	SK	SK- CCS	GuD Gas	GT	SP
	E[%]	3,95%	16,73%	22,34%	18,85%	0,52%	1,32%	17,24%
	CVaR [%]	-49,08%	-19,52%	-28,22%	-21,77%	-39,08%	-27,15%	-17,75%
	Technologie	PV_D	PV_A	So_th	Wi_off	Wi_on	WI_on_II	
	E[%]	1,21%	16,18%	15,49%	2,37%	1,23%	2,05%	
	CVaR [%]	-5,48%	-15,19%	-13,42%	-7,44%	-10,53%	-13,13%	

Tabelle 3.1: Simulation EEG 2040: Erwartungswert und Risikomaß der Einzelanlagen

Die Renditen kohlebasierter Anlagen und der Speichertechnologien haben hierbei gegenüber den anderen Technologien deutlich erhöhte Erwartungswerte (Steinkohle 22 %, CCS- und Speichertechnologie ca. 17 %). Proportional zu den Erwartungswerten steigen auch die Einzelrisiken der Technologien an, so dass keine klare Dominanz bzgl. des Erwartungswertes und des Risikos bei diesen Einzelanlagen erkennbar ist.
Eine Ausnahme hierzu stellt zum einen die Braunkohletechnologie dar, die aufgrund ihrer hohen Kapitalkosten, hohen spezifischen CO2-Emissionen und geringer Vollbenutzungsdauer im Szenario mit ihrem Parameterpaar für den Erwartungswert 4 % und -49 % für das Risikomaß weit abgeschlagen ist. Aus diesem Grunde wird sie nicht in einem Technologieportfolio eines Investors gehalten. Um diesen Umstand zu begründen, sollen in den folgenden Tabellen 3.2 und 3.3 die Erwartungswerte und Standardabweichungen der jährlichen Brennstoffpreise mit den sich ergebenden variablen Kosten der Technologien verglichen werden.

Brennstoffpreise	BK [€/MWh]	SK [€/MWh]	Gas [€/MWh]	CO2 [€/t]
Erwartungswert	5,18	10,79	33,23	42,15
Standardabweichung	0,82	2,15	9,88	9,10

Tabelle 3.2: Simulation EEG 2040: Parameter der Brennstoffpreise

Die reinen Brennstoffpreise der Braunkohleverstromung sind wesentlich niedriger und geringeren Schwankungen ausgesetzt als die übrigen Brennstoffpreise Steinkohle und Gas. Insbesondere Gaspreise zeigen eine erheblich größere Streuung der Werte an.

variable Kosten	BK	BK- CCS	SK	SK- CCS	GuD Gas
Erwartungswert [€/MWh]	50,82	30,45	52,16	39,30	68,21
Standardabweichung [€/MWh]	7,78	2,17	6,42	5,22	15,83

Tabelle 3.3: Simulation EEG 2040: Parameter der Grenzkosten fossiler Technologien

Der hohe Erwartungswert der CO2-Preise von 42€/t führt aber zu einer deutlichen Anhebung

der Gestehungskosten von konventionellen Braun- und Steinkohle-Kraftwerken. Aufgrund des geringeren Wirkungsgrades und des höheren CO2-äquivalenten Brennstoffverbrauchs der BK-Technologie gegenüber der SK-Technologie haben sich die Grenzkosten dieser beiden Technologien angeglichen, so dass in der Angebotsfunktion keine deutliche Niveauanhebung zwischen diesen Segmenten mehr vorhanden ist. Kraftwerkstechnologien, basierend auf CCS, dagegen können weiterhin relativ günstig im Erwartungswert mit ca. 30 bis 40 €/MWh Strom produzieren. Die Einführung der CCS-Technologien führt deshalb dazu, dass die Braunkohletechnologie nicht mehr die mit den geringsten Grenzkosten besetzte Technologie in der Angebotsfunktion ist. Die relativ hohe installierte Leistung von konventioneller SK- und CCS-SK Technologie (vgl. Tabelle 3.6) bestimmt in einer nicht unerheblichen Anzahl von Stunden im Jahr den Markträumungspreis im Spotmarkt, so dass der generelle Abstand zwischen den Grenzkosten des Investitionsobjektes „konventionelles BK-Kraftwerk“ und dem realisierbaren Spotpreis gering bzw. in manchen Situationen sogar negativ ist. Dies ist gegenüber der derzeitigen Angebotsfunktion (2008) eine fundamentale Wandlung. Davon betroffen sind letztendlich sowohl die mögliche Vollbenutzungsdauer der BK-Kraftwerke als auch die Höhe der realisierten spezifischen Margen zur Deckung der Kapitalkosten. Die Volatilität dieses Phänomens wird durch den bedeutenden Anteil regenerativer Einspeisung und der daraus folgenden Volatilität der resultierenden Nachfrage noch verstärkt.

Die zweite Ausnahme in Tabelle 3.1 bilden die Technologien mit dem Brennstoffträger Gas (Gasturbine und GuD-Gasanlage). Bei diesen werden die hohen Einzelrisiken (-39 % und -27 %) nicht durch erhöhte erwartete Renditen (0,5 % und 1,3 %) kompensiert. Da die Technologien trotzdem von Investoren (vgl. Tabelle 3.6) gehalten werden, ist der Abstand der Parameter ein Indiz dafür, dass Risiken der Gastechnologien sehr gut diversifiziert werden können. Theoretisch fundiert kann dieser Sachverhalt durch die Aussagen des Capital Asset Pricing Modells (CAPM) werden (Vgl. [Shar 64]). Das CAPM unterscheidet zwischen systematischen und unsystematischen Risiken einer Einzelanlage. Das unsystematische Risiko einer Kapitalanlage lässt sich durch Diversifikation in einem „Marktportfolio“ vollkommen eliminieren. Der Markt ist deshalb nicht bereit, diese Risiken durch erhöhte Erwartungswerte zu vergüten. Systematische Risiken können dagegen nicht durch Diversifizierung reduziert werden, so dass der Markt hierfür bereit ist, eine Kompensation in Form einer erhöhten erwarteten Rendite vorzunehmen. Aus diesen Aussagen folgt, dass sich die Risiken der gasbasierten Technologien zu einem großen Anteil aus unsystematischen Risiken zusammensetzen, was an späterer Stelle gezeigt wird. Im Mittelfeld liegen die Importtechnologien mit Erwartungswerten um 15 % bis 16 % und CVaRs von -14 % bis -13 %. Die EEG-geförderten Technologien liegen im Vergleich zu diesen mit deutlichem Abstand in einer Region mit relativ geringem Erwartungswert von $< 5\%$ und einem Risikomaß von -5 % bis -13 %.

In Tabelle 3.4 sind die Parameter der Investitionsentscheidung zusammengefasst. Zu jeder Investorenklasse und deren Risikoaversionsniveau sind die Portfolioparameter Erwartungswert und Risikomaß (CVaR) der Portfoliorendite abgebildet. Darunter befindet sich die Ausprägung des Nutzens, den das jeweilige Portfolio für den Investor besitzt, und die daraus folgende Investitionsentscheidung.

Investorklasse	1	3	6	9	12	15	18	21	24	27	30
Risikoaversion a	0,10	0,14	0,21	0,28	0,35	0,41	0,48	0,55	0,62	0,68	0,75
Erwartungswert [%]	3,7%	3,8%	4,0%	4,2%	4,7%	5,5%	7,7%	15,8%	17,3%	18,9%	21,2%
CVaR [%]	-1,3%	-1,3%	-1,3%	-1,4%	-1,7%	-2,2%	-3,9%	-13,0%	-15,1%	-18,0%	-23,9%
Nutzen	-0,8%	-0,6%	-0,2%	0,2%	0,6%	1,0%	1,7%	2,8%	4,8%	7,2%	9,9%
Investition				x	x	x	x	x	x	x	x

Tabelle 3.4: Simulation EEG 2040: Parameter der Investitionsentscheidung

Die Punkte auf der Effizienzlinie und die dazu gehörigen Parameterkombinationen besitzen eine hohe Spannweite im Erwartungswert von [4 % bis 0,22 %] und im Risikomaß von [-1 % bis -24 %]. Dieses Ergebnis zeigt eindrucksvoll, dass Investoren im Elektrizitätsmarkt äquivalent zum Kapitalmarkt sehr gut in die Lage versetzt werden, gemäß ihren individuellen Risikobedürfnissen eine maßgeschneiderte Portfolioauswahl treffen zu können. Daneben zeigt die hohe Spannweite, dass im Markt sehr unterschiedliche Risikoaversionsniveaus und damit sehr verschiedene individuelle Renditeanforderungen nebeneinander vertreten sein können. Daraus folgt, dass die Kenntnisnahme des eigenen Risikoaversionsniveaus eines Investors zwingende Voraussetzung ist, um eine effiziente Entscheidung treffen und die in Frage kommenden Technologieklassen auswählen zu können.

Die in der Praxis zu beobachtende sektoreinheitliche Vergabe von β-Faktoren zur Bewertung von Unternehmen gemäß der discounted Cash-Flow Methode ist somit nach diesen Ergebnissen in Zweifel zu ziehen, da die Risiken eines Investors nicht alleinig durch den Sektor „Energiewirtschaft“ definiert werden können, sondern einen genaueren Fokus auf das gehaltene Technologieportfolio erforderlich machen. Für die unternehmensinternen Vorgaben der Eigenkapitalverzinsung gelten die gleichen Aussagen. Die Vorgaben sollten in Abhängigkeit des gewählten Technologieportfolios getroffen werden. Nach Abschluss dieser Betrachtung ist auch die generelle Abstufung der Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Vertrieb, Netze bzgl. ihres Rendite/Risikogehaltes in Frage zu stellen, da ein Portfolio, das allein auf EEG-Technologien basiert, sehr risikoarm ausgerichtet werden kann.

Das „Effizienzsteigerungspotential“ (Abstand der optimalen Portfolios von den Einzelanlagen im Erwartungswert-Risikoraum) ist in den einzelnen Abschnitten der Effizienzlinie unterschiedlich hoch. Im Bereich hoher Risikoaversionsniveaus der Investoren kann durch Diversifikation die Effizienz der Portfolioauswahl deutlich verbessert werden. In diesem Bereich beträgt der Abstand des Risikomaßes der Einzeltechnologie (z. B. Wind Binnenland WI_ON_II) zum Risikomaß der Portfolioentscheidung auf der Effizienzlinie bei gleichem Erwartungswert ca. 10 % (bei Photo-

voltaikanlagen in Deutschland PV_D immer noch 4 %). Im Mittelfeld der Technologien ist der Abstand der Solarstromimporte im Risiko zu dem entsprechenden optimalen Portfolio relativ gering. Die Korrelation der Renditen dieser beiden Importtechnologien ist mit ca. 0,9 aufgrund ihrer gemeinsamen Risikofaktoren Einstrahlung und Spotpreis sehr hoch. Die Mischung der beiden Technologien erzielt somit nur eine geringe Risikoreduzierung der Portfoliorendite. Bei den CCS-Technologien nimmt der Abstand wieder zu, da in diesen Portfoliokonstellationen die Risikofaktoren Kohlepreise, CO2-Preise, Solareinstrahlung und Stromspotpreise unterschiedlich auf die Portfoliokomponenten wirken. Insgesamt nimmt die Anzahl der im Portfolio gehaltenen Technologien mit der Höhe des Erwartungswertes ab, so dass weniger Risikofaktoren wirksam werden. In Abbildung 3.2 sind in der linken Graphik die aggregierten relativen Gewichte (y-Achse) der jeweiligen optimalen Portfolioentscheidung dargestellt. Auf der unteren und oberen Achse sind die mit jeder Portfolioentscheidung korrespondierenden Parameter der Portfoliorenditeverteilung Erwartungswert und Risikomaß abgebildet.
In der rechten Graphik von Abbildung 3.2 ist das Resultat der in Abschnitt 2.3 beschriebenen Nutzenmaximierung visualisiert. Bei positiver Ausprägung der Nutzenfunktion wird das pro Investor zur Verfügung gestellte Kapital mit Hilfe der relativen Gewichte in eine Investitionsentscheidung in neu zu errichtende Kapazitäten [MW] überführt. Das System ist in einen Gleichgewichtszustand konvergiert, wenn Abbau und Aufbau jeder Technologieklasse in einer Investitionsperiode äquivalent sind.

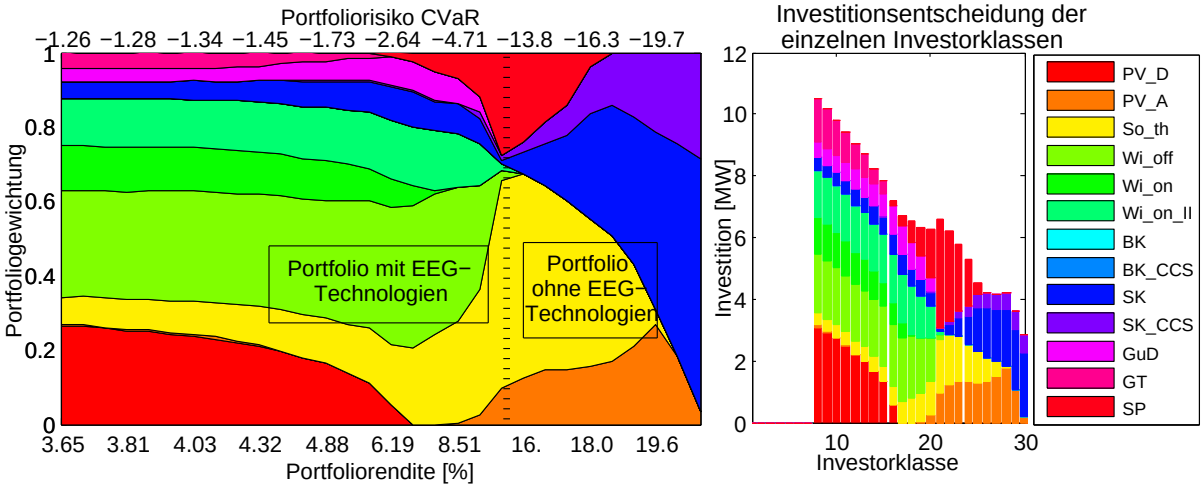


Abbildung 3.2: Simulation EEG 2040: Portfoliogewichte und Investitionsentscheidungen

Portfolios risikoaverser Investoren enthalten in dieser Analyse die größte Anzahl von verschiedenen Technologien. Hierbei werden insbesondere die durch das EEG geförderten Technologien mit einem sehr kleinen Anteil ($< 15\%$) fossiler Technologien gehalten. Dadurch wirken auch eine große Anzahl verschiedener Risikofaktoren (regeneratives Dargebot, Gaspreis, Kohlepreis, CO2-Preis, Spotpreis,...) auf das Portfoliorisiko ein, wobei das Gesamtrisko durch die Risiken der regenerativen Einspeisemengen dominiert wird.

In Tabelle 3.5 sind der Erwartungswert und die Standardabweichung der Einspeisemengen der EEG-Technologien abgebildet. Die Standardabweichung als erste grobe Abschätzung des Risikogehaltes ist gegenüber der Variation der anderen Risikofaktoren relativ gering.

Technologie	PV_D	WI_OFF	WI_ON	WI_ON_II
Erwartungswert	20.110.150	109.178.856	26.117.706	30.180.662
Standardabweichung	476.977	4.665.353	1.488.094	2.855.564
Standardabweichung [%]	2%	4%	6%	9%

Tabelle 3.5: Simulation EEG 2040: Erwartungswert und Standardabweichung der jährlichen Einspeisung der EEG-Technologien [MWh/a]

Da die dominante Risikoquelle „Spotmarktpreis“ bei den EEG-Technologien ausgeschaltet wird, verlangen die Investoren somit für die verbleibenden Mengenrisiken eine relativ geringe Risikokompensationen in Form des Erwartungswertes der Rendite von ca. 3,5 %. Daneben sind Mengenrisiken von Solar- und Windverstromung als einzige Risikoquellen der EEG-Technologien relativ unkorreliert, so dass durch die gleichzeitige Zusammenstellung der EEG-Technologien eine hohe Reduzierung des Portfoliorisikos gegenüber den Einzelrisiken erreicht werden kann.
Im Bereich geringer Risikoallokation werden im Portfolio neben den EEG-Technologien insbesondere gasbasierte Technologien gehalten. Deren Sonderstellung liegt an ihrer guten Diversifikationseignung mit regenerativen und kohlebasierten Technologien. Diese Eigenschaft soll im Folgenden erläutert werden.
Gasbasierte Peaktechnologien müssen einen Teil ihrer Fixkosten durch sogenannte Knappheitsrenten verdienen. Dies ist in Abbildung 3.3 dargestellt. In einigen Stunden im Jahr wird der Preis nicht durch die Grenzkosten der Peaktechnologie, sondern durch die marginale Zahlungsbereitschaft der Nachfrage gesetzt, da nicht die komplette Nachfrage am Markt durch den Kraftwerkspark abgedeckt werden kann.

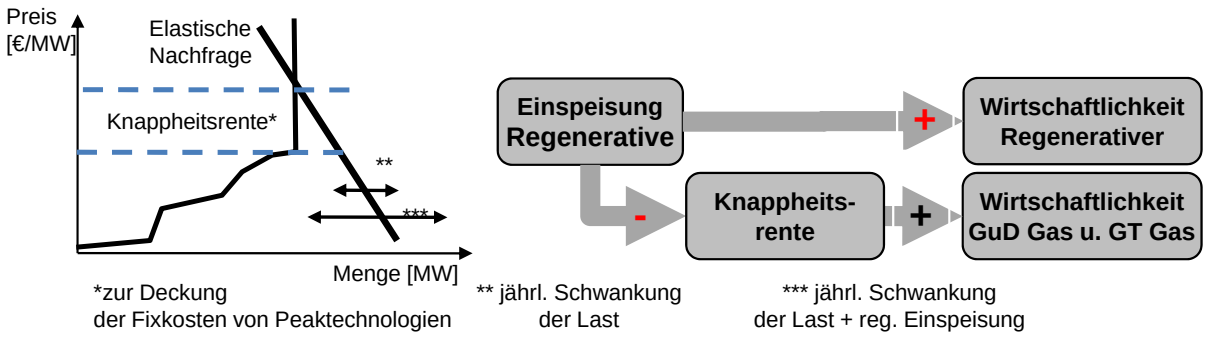


Abbildung 3.3: Simulation EEG 2040: Beeinflussung der Knappheitsrente durch die regenerative Mengeneinspeisung

Der Unterschied zwischen dem dabei resultierenden Spotpreis und den Grenzkosten wird als Knappheitsrente bezeichnet und dient der Fixkostendeckung. Die jährliche Schwankung des in-

stallierten Kraftwerksparks und der Last führen dazu, dass die jährlich erwirtschaftbare Knappheitsrente nicht konstant ist, sondern über die Jahre (Szenarien) variiert. Wenn in einem Energiesystem vermehrt regenerative Quellen zum Einsatz kommen, wird dieses Phänomen bedeutend verstärkt. In Jahren hoher regenerativer Einspeisung wird die Nachfrage und damit die Knappheit tendenziell verringert. Umgekehrt ist dies der Fall, wenn ein Jahr mit geringer regenerativer Einspeisung vorherrscht. Dieses Phänomen auf Jahresbasis tritt auch im Jahresverlauf durch die stochastische Einspeisecharakteristik auf. Innerhalb eines Jahres kommt es vermehrt zu Situationen mit Nachfrageverdrängung und damit zur Preissetzung in Höhe der marginalen Zahlungsbereitschaft. Insgesamt erhöht sich die Unsicherheit der Rendite von Peaktechnologien mit der Höhe der Einspeisestochastik. Diese Form der Unsicherheit wird im EEG-Szenario durch den hohen CVaR von GuD und GT angezeigt. Da diese Technologien trotzdem gerade in Verbindung mit den EEG-Technologien im Portfolio gehalten werden, liegt daran, dass die Risikokomponente „Knappheitsrente“ negativ mit dem Risikofaktor Mengeneinspeisung korreliert ist. In der Abbildung 3.3 ist dargestellt, wie die Höhe der Einspeisung auf die Wirtschaftlichkeit der EEG-Technologien und der Peaktechnologien wirkt. Die Wirtschaftlichkeit der regenerativen EEG-Technologien ist direkt proportional zu Höhe der Einspeisung, während sich die Knappheitsrente negativ proportional zur Einspeisehöhe verhält. Dies bedeutet, dass sowohl Mengen- als auch Knappheitsrisiko negativ miteinander korreliert sind. Daraus folgt, dass beide Risikokategorien durch Diversifikation von EEG-Technologien mit Gas-Technologien verringert werden können und somit im EEG-Szenario nicht systematisch sind. Diese Aussagen lassen sich in ihrer Allgemeingültigkeit nicht ohne weiteres auf die regenerativen Solarstromimporttechnologien übertragen, welche ihre Vergütung am Spotmarkt erzielen. Bei ihnen ist die Wirtschaftlichkeit proportional zur Einspeisemenge und zum Spotpreis. Der Spotpreis wiederum ist negativ korreliert mit der Einspeisemenge, so dass keine klare Beziehung mehr vorherrscht. Die Renditen dieser Technologien müssen nicht mehr zwingend negativ mit den Knappheitsrenten der Gastechnologien korreliert sein. Aus diesem Grunde werden die Gastechnologien nicht mehr den Solarimporttechnologien im Portfolio beigemischt, wenn keine EEG-Technologien mehr gehalten werden (dies betrifft die Bereiche ab einer erwarteten Portfoliorendite von ca. 9 % in Abbildung 3.2).

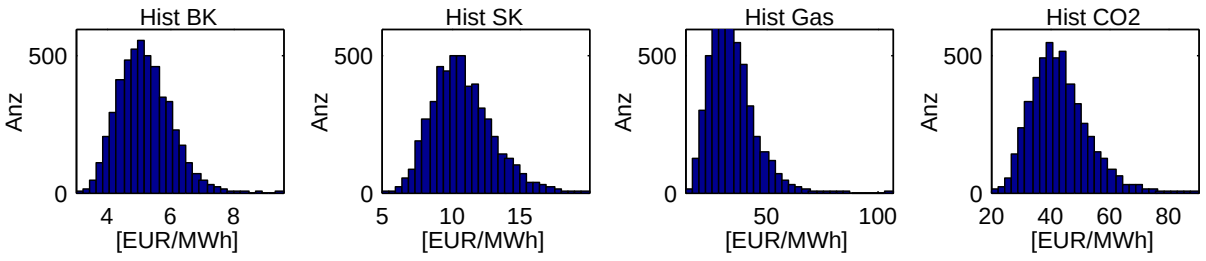


Abbildung 3.4: Simulation EEG 2040: Histogramm der Brennstoffpreise der fossilen Technologien

Für eine genauere Analyse der Investitionsbedingungen der fossilen Kraftwerkstechnologien wer-

den im Folgenden die zugrunde liegenden einzelnen Risikofaktoren und deren Wirkungsweise analysiert. Die Streuung der durchschnittlichen Ausprägung der Risikofaktoren „Brennstoffpreise“ pro Szenario [€/MWh_{Heat}] und ihre Auswirkungen auf die Angebotspreise [€/MWh] der einzelnen Technologien wird bei Betrachtung der Histogramme 3.4 und 3.5 ersichtlich.

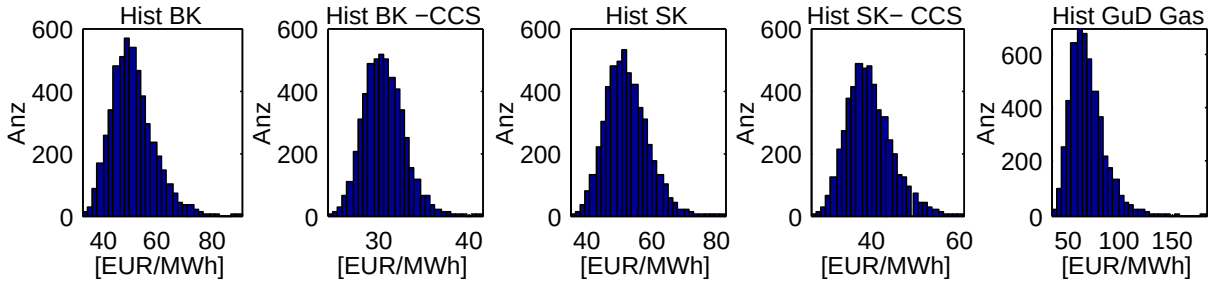


Abbildung 3.5: Simulation EEG 2040: Histogramm der Grenzkosten der fossilen Technologien

Die relativ hohe Streuung der Gaspreise und deren Erwartungswert, der die vorhersehbare Knappheit des Gutes zum Ausdruck bringt, ist bedeutend größer als die Streuung der CO2- und Kohlepreise. In Abbildung 3.5 sind die daraus resultierenden durchschnittlichen jährlichen variablen Kosten der einzelnen Technologien abgebildet. Sowohl der Erwartungswert als auch die Spannweite der CCS-Technologien ist hierbei wesentlich geringer als die der anderen Technologien. Die durchschnittlichen Grenzkosten der Gas GuD-Kraftwerke können in einigen Szenarien auf über 150€/MWh ansteigen und liegen damit weit über den Extremwerten der anderen Technologien.

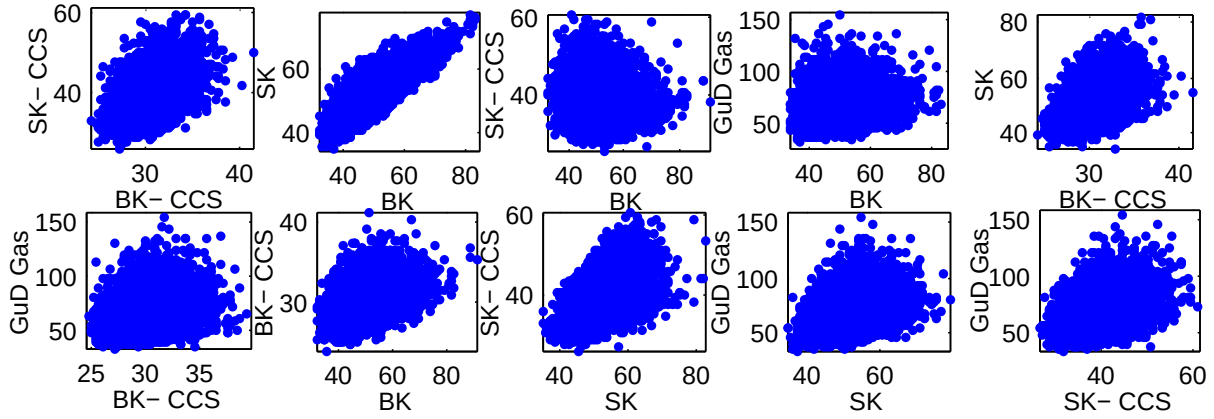


Abbildung 3.6: Simulation EEG 2040: Zweidimensionale Betrachtung der simulierten durchschnittlichen jährlichen Grenzkosten der fossilen Technologien

In Abbildung 3.6 ist die zweidimensionale Auftragung der jährlichen Kosten zueinander vorgenommen. Mit Hilfe der einzelnen Graphiken kann die Beziehung der Risikofaktoren zueinander analysiert werden. Insbesondere soll untersucht werden, inwieweit eine Diversifikation der Technologien reduzierend auf das Gesamtrisiko der Brennstoffkosten wirkt. Daneben können die Diagramme Aufschluss über die Struktur der Angebotsfunktion bzw. über das Zustandekommen von Regime Switching geben.

Die hohe Korrelation der Brennstoffpreisprozesse Braunkohle und Steinkohle in Höhe von 0,9 zeigt in den ersten beiden Graphiken, dass die Gleichförmigkeit der Grenzkosten bei den Kohle-Technologien (konv. SK und konv. BK sowie SK-CCS und BK-CCS) gegenüber den anderen Diagrammen deutlich erhöht ist. Das Diversifikationspotential beider Technologien zueinander ist in diesen Konstellationen somit relativ gering. Die größte Streuung der Kosten zueinander haben Kohle-Gas-Diagramme, da dort die drei Risikofaktoren Gaspreis, CO2- und Kohlepreis aufeinander treffen. Die Streuung der durchschnittlichen Grenzkosten pro Szenario von Kohle mit zu Kohle ohne CCS-Technologien ähnelt dem der Gas -Kohle Diagramme, da dort immerhin noch zwei Risikofaktoren in Beziehung zueinander stehen, die eine relativ geringe Korrelation besitzen.
Insgesamt führt die Betrachtung der Kosten zu der Vermutung, dass sich die Risikofaktoren „Brennstoffpreise“ durch Diversifikation gut in ihren Auswirkungen auf das Risiko der Portfoliorendite steuern lassen. Daneben fällt auf, dass Regime Switching zwischen Gas- und Kohletechnologien aufgrund der hohen Gaspreise selten vorkommt. Daraus folgt, dass der Risikofaktor Vollbenutzungsstunden der einzelnen Technologien relativ wenig schwankt. Auch der Vergleich der Grenzkosten der konventionellen Braunkohletechnologie mit den Grenzkosten der CCS-Technologien zeigt, dass sich Braunkohle nur bei sehr geringen CO2-Preisszenarien als Technologie mit den geringsten Grenzkosten behaupten kann.
In einem liberalisierten Markt sind nicht die Kosten das entscheidende Kriterium um die Portfoliowahl zu treffen, sondern die aus dem Zusammenwirken von Kosten und Spotmarkterlösen resultierende Rendite. Das Diversifikationspotential der Renditen wird nur indirekt durch den Zusammenhang der Grenzkostenverläufe der einzelnen Technologien zueinander bestimmt. Aus diesem Grunde soll nun das Verhältnis der Risikofaktoren „Grenzkosten der TEchnologien“ zu dem Risikofaktor Spotpreis analysiert werden. Im Anschluss daran sollen die Zusammenhänge der Renditen zueinander betrachtet werden.

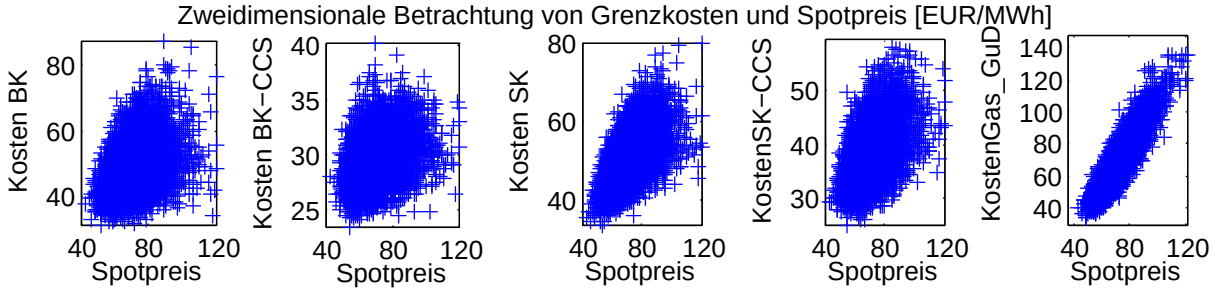


Abbildung 3.7: Simulation EEG 2040: Zweidimensionale Betrachtung der simulierten durchschnittlichen jährlichen Grenzkosten der fossilen Technologien und des Jahresbasepreises

Die Betrachtung der Abhängigkeiten von Kosten und Spotpreisen gibt Aufschluss darüber, inwieweit Technologien in der Lage sind, ihren Risikofaktor Brennstoffpreis durch ihre Lage in der Angebotsfunktion auf den Spotpreis zu übertragen. Bei einer positiven Korrelation kann somit der Spotpreis als Hedge der Brennstoffrisiken angesehen werden, so dass die Streuung der Ren-

diten geringer ist, als die Streuung der Grenzkosten.

Bei der Betrachtung der Renditen zueinander spielt neben der Wirkungsweise der Grenzkosten und der Spotpreise auch die Höhe der Kapitalkosten eine Rolle. Die Aussage aus Abbildung 3.6 bzgl. des Diversifikationspotentials der Grenzkosten kann bei Betrachtung der Renditen der einzelnen Kohletechnologien zueinander in Abbildung 3.8 nicht mehr aufrecht erhalten werden.

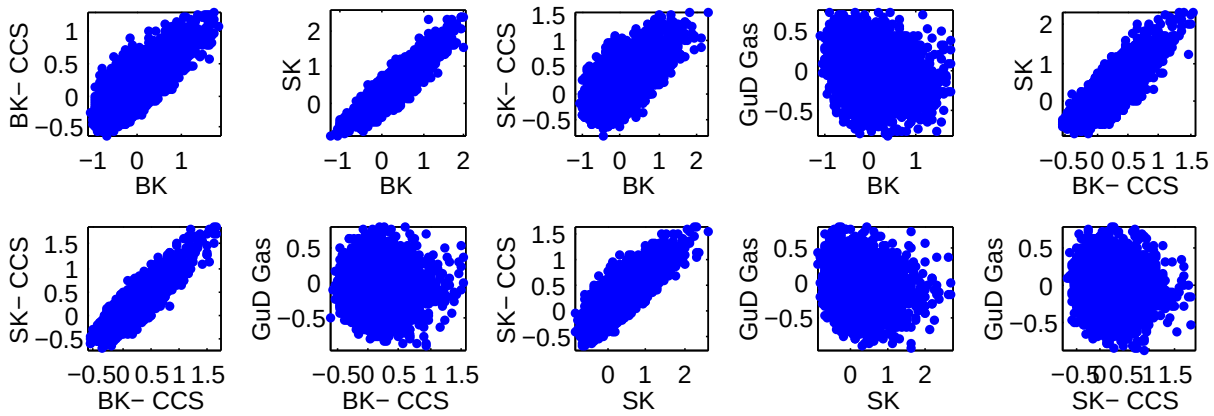


Abbildung 3.8: Simulation EEG 2040: Zweidimensionale Betrachtung der simulierten durchschnittlichen jährlichen Renditen der fossilen Technologien

Die hohe Gleichförmigkeit der Renditen der fossilen Kohletechnologien zueinander zeigt, dass das Gesamtrisiko der Renditen durch den Risikofaktor Spotmarktpreis wesentlich dominiert wird. Obwohl eine geringe Streuung der Grenzkosten vorherrscht, besteht z. B. bei den CCS-Technologien und den Portfolios, in denen sie gehalten werden, eine hohe Variabilität der Renditen. Die Diversifikation der Risikofaktoren Kohle- und CO2-Preis wirkt sich nur unwesentlich auf eine Risikoreduzierung des Portfolios aus. Eine alleinige Betrachtung der Kosten zur Zusammenstellung und Berechnung des Gesamtrisikogehaltes, wie es in bislang den meisten Studien vorgenommen wurde, führt somit zu einer zu optimistischen Einschätzungen bzgl. des Risikoreduzierungsgrades von Portfolioentscheidungen [Awe 00], [Awe 05], [Awe u. a. 03], [Awe u. a. 04], [Awe u. a. 06], [Ber 03], [Jan u. a. 06] und [Whi 07].

Abbildung 3.7 zeigt zudem, dass nur die Gastechnologien ihre Brennstoffkosten über ihre Lage in der Angebotsfunktion auf den Spotpreis übertragen können. Eine Mischung aus Kohle und Gastechnologien bzw. EEG-Technologien würde demnach den Einfluss des Risikofaktors „Spotpreis“ auf das Portfoliorisiko reduzieren. Da Gas und EEG-Technologien aber nur geringe erwartete Renditen erwirtschaften, ist der Trade off zwischen Reduktion des Erwartungswertes und des Risikos für risikofreudige Investoren zu hoch.Deshalb investieren diese überwiegend in die Kohletechnologien.[1]

Für die Importtechnologien, die zur Portfoliodiversifikation mit der CCS-Technologie und der konventionellen Kohletechnologie verwendet werden, gelten die gleichen Aussagen. Daraus folgt, dass kapitalintensive Technologien direkt von den hohen Brennstoffvolatilitäten der Gastech-

[1] In Abschnitt 3.4.2 wird die Sensitivität dieses Ergebnisses mit einer deutlichen Verringerung des Erwartungswertes des Gaspreises untersucht.

nologien über den Spotpreis betroffen sind. Eine alleinige Fokussierung des Investors bei der Risikoermittlung auf die Streuung der Brennstoffkosten mit ihren vermeintlich geringen Volatilitäten führt zu einer Fehlallokation. Speichertechnologien stellen das einzige noch verbleibende Medium für risikofreudige Investoren dar, um das Spotpreisrisiko zu diversifizieren. Deren Wirtschaftlichkeit hängt weder direkt von den Brennstoffkosten noch vom Spotmarktpreisniveau ab als vielmehr von der Struktur und der Volatilität der Spotpreise.
Insgesamt sind im Gleichgewichtszustand 158 GW installiert. Davon nehmen regenerative Technologien 103 GW, fossile 40 GW und Speichertechnologien 14,4 GW ein.

Szenario EEG 2040	Technologie	BK	BK- CCS	SK	SK- CCS	GuD Gas	GT	SP
	Leistung [MW]	0	0	19.500	4.200	8.500	8.000	14.400
	Technologie	PV_D	PV_A	So_th	Wi_off	Wi_on	WI_on_II	**Gesamt**
	Leistung [MW]	20.000	12.500	16.000	25.000	10.000	20.000	**158.100**

Tabelle 3.6: Simulation EEG 2040: installierte Kapazitäten im Steady State

Gegenüber der heutigen Zusammensetzung ist dies eine deutliche Ausweitung der Reservekapazität im Bezug zur Spitzenlast von ca. 80 GW. Die Leistung der installierten Speichertechnologien kann weder die kurzfristige Volatilität noch die jahreszeitliche Saisonalität der regenerativen Einspeisung entscheidend beeinflussen.
Die Vorhaltung von Überschusskapazitäten hat gravierende Auswirkungen auf die Vollbenutzungsstruktur der regelbaren Technologien und damit auf deren Rendite. Durch einen Vergleich des EEG- und des SPOT-Szenarios an späterer Stelle wird ersichtlich, warum im SPOT-Szenario eine höhere Produzentenrente für risikofreudige Investoren erwirtschaftet werden kann.

Auswertung Regenerativer Einspeisung

Die hohe installierte Leistung der durch das EEG geförderten regenerativen Energien hat gravierende Auswirkungen auf die Struktur und Volatilität der Nachfrage und damit auch auf die Eigenschaften des Spotpreises. Die Einspeisung über ein volles Jahr in einer Simulation ist zur Illustration dieses Vorganges beispielhaft in der folgenden Abbildung 3.9 dargestellt.

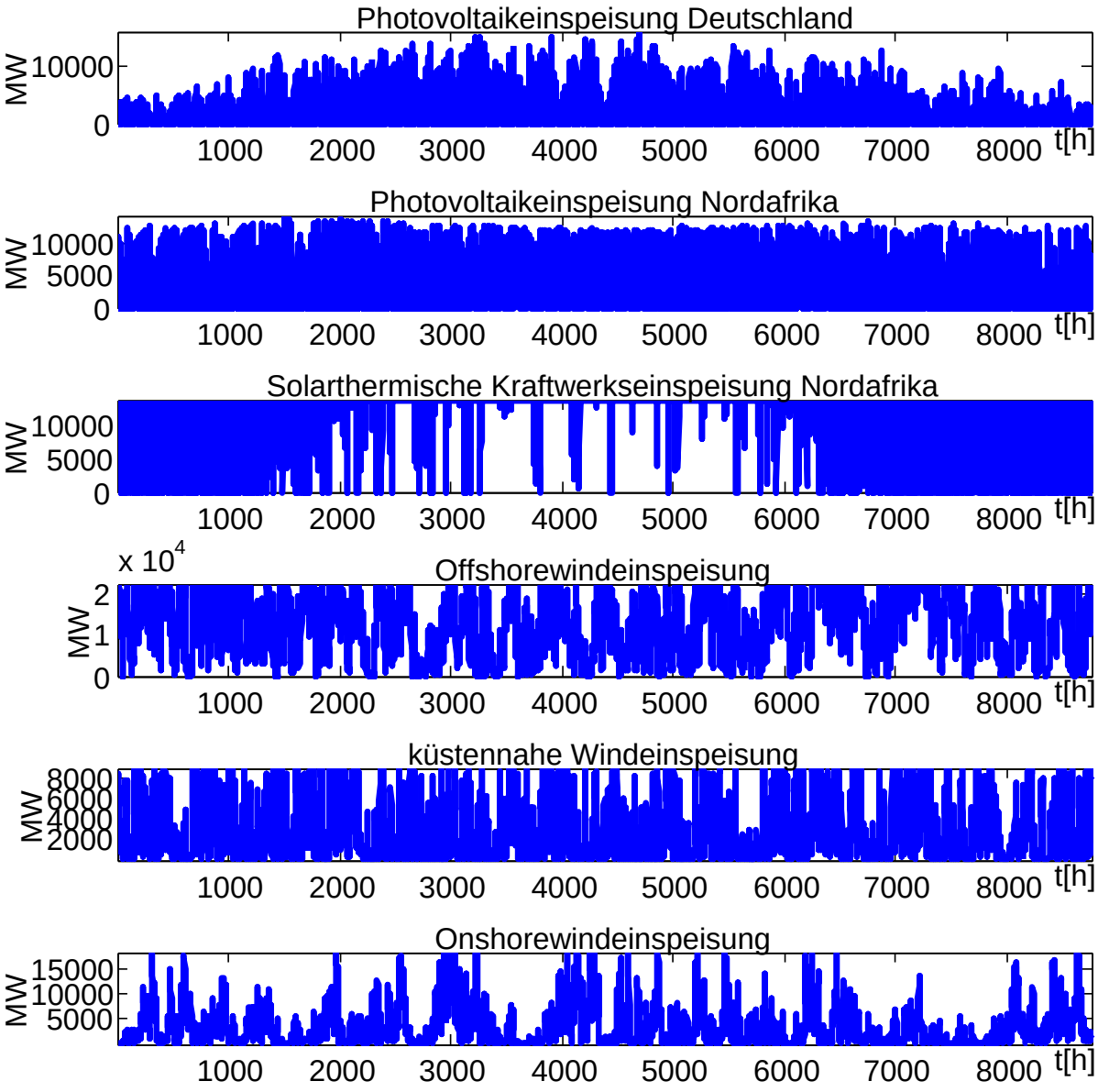


Abbildung 3.9: Simulation EEG 2040: Szenario der Einspeisung über ein Jahr

Die einzelnen Technologien weisen dabei eine unterschiedlich starke Zyklizität und unterschiedliches Schwankungsverhalten über das Jahr auf. Während bei der Photovoltaikeinspeisung in Deutschland eine signifikante Jahressaison mit einem Einspeisemaximum von ca. 20 GW auftritt, ist der Import von Photovoltaikstrom aus Nordafrika aufgrund der dort vorherrschenden Einstrahlungsbedingungen wesentlich gleichmäßiger im Jahresverlauf. Die Einspeisung solarthermischer Anlagen erfolgt in den Sommermonaten fast ungestört rund um die Uhr, da bei diesen

Anlagen thermische Energie zwischengespeichert werden kann. Zwischen Offshore, küstennahen Onshore und im Binnenland erzeugter Windverstromung gibt es bzgl. der Auslastung und der Volatilität eine klare Abstufung.

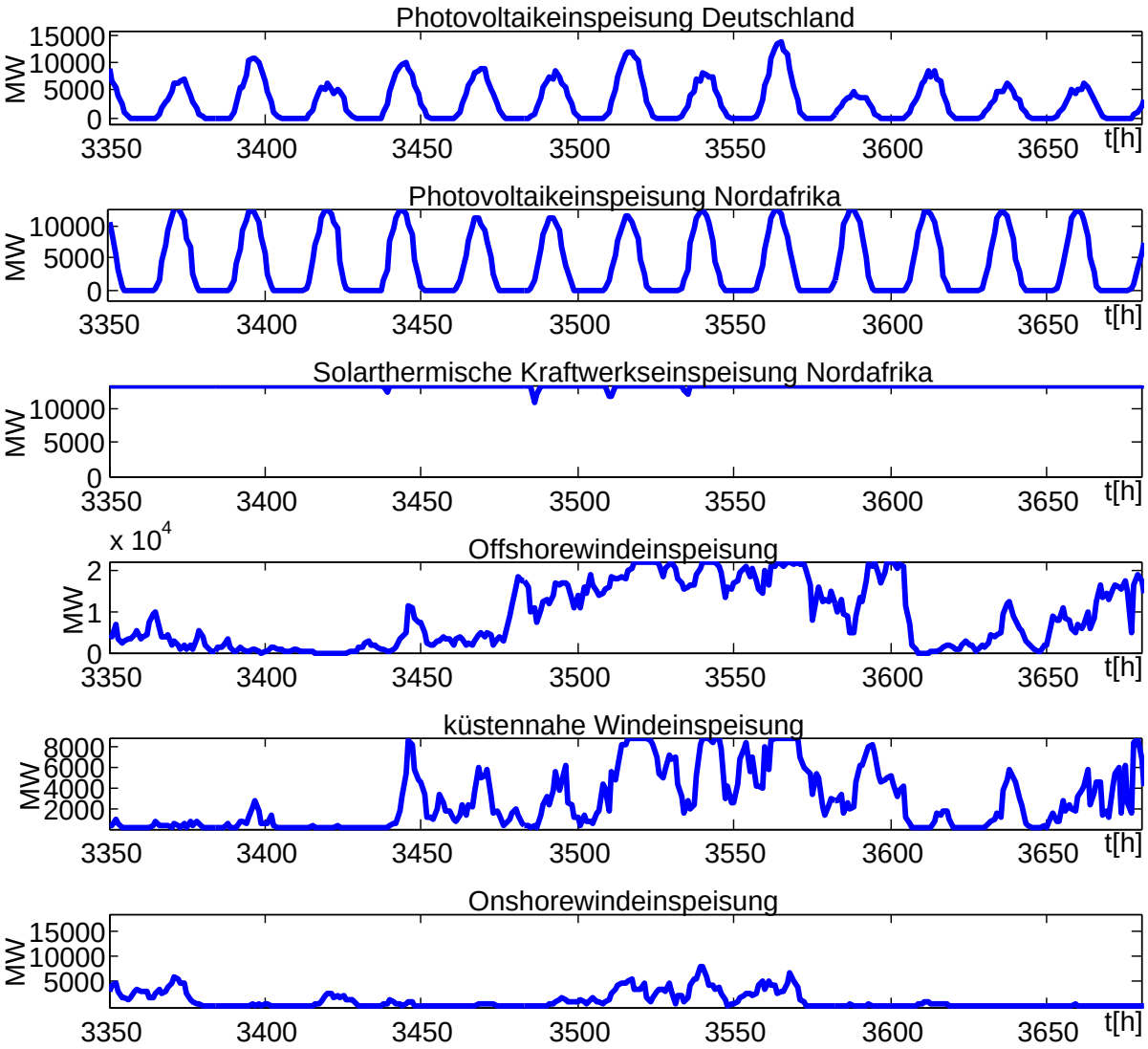


Abbildung 3.10: Simulation EEG 2040: Szenario der Einspeisung über einen Ausschnitt im Jahr

Der Einfluss der Einspeisung auf die Tagesstruktur der Nachfrage wird durch einen verkürzten Ausschnitt der Abbildung 3.10 deutlich. Die 32,5 GW installierte Leistung in Photovoltaik führt zu einer Ausweitung der Produktionskapazität, beschränkt auf Tagstunden, so dass in der Nacht nur die Kapazitäten der restlichen regenerativen Quellen zur Verfügung stehen. Da innerhalb der Windverstromung eine hohe Korrelation der einzelnen Standorte vorliegt, gibt es auch bei dieser Quelle Stunden im Jahr wo die Verstromung nahe Null liegt. Wenn beide Phänomene in den Nachtstunden zusammentreffen (Abbildung 3.10), ist alleinig die Produktion aus solarthermischen Anlagen mit ca. 16 GW gesichert, wobei auch diese Quelle nur eine relative Auslastung im Jahr von 70 % besitzt. Auf der anderen Seite kann zur Mittagszeit bei guten klimatischen Bedingungen die Spitzenlast von 80 GW weit übertroffen werden.

Bei Betrachtung des Erwartungswertes in Abbildung 3.11 ist die hohe Tages- und Jahressaisonalität der Einspeisung zu erkennen. Im Frühjahr schwankt die Leistung zwischen 25 GW in der Nacht und 55 GW am Tag und passt sich somit der Tagessaison der Last an. Insgesamt dominiert die Struktur der PV-Einspeisung die Tages- und Jahressaison der gesamten erwarteten Einspeisung.

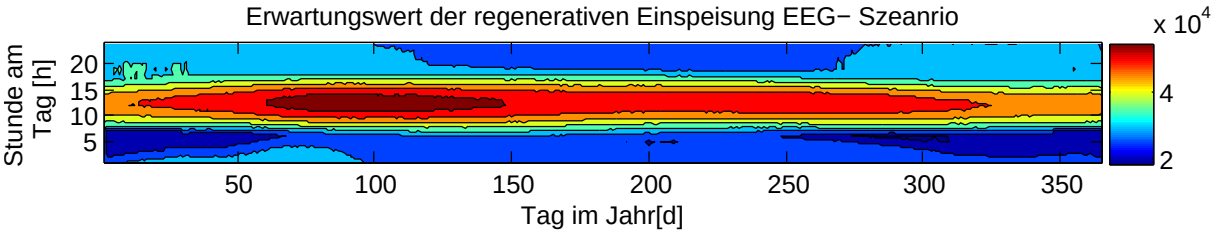


Abbildung 3.11: Simulation EEG 2040: Erwartungswert der Einspeisung

Die Dauerlinie in Abbildung 3.12 verdeutlicht, dass die maximale Einspeisemenge von 55 GW über das Jahr verteilt nur an bis zu 500 Stunden im Erwartungswert vorherrscht. Bis zu 4.000 Stunden im Jahr stehen weniger als 2/3 der Maximalleistung zur Verfügung. Im 10 % und 90 % Quantil der Szenarien nimmt die Spreizung an den Rändern um bis zu 10 % zu.

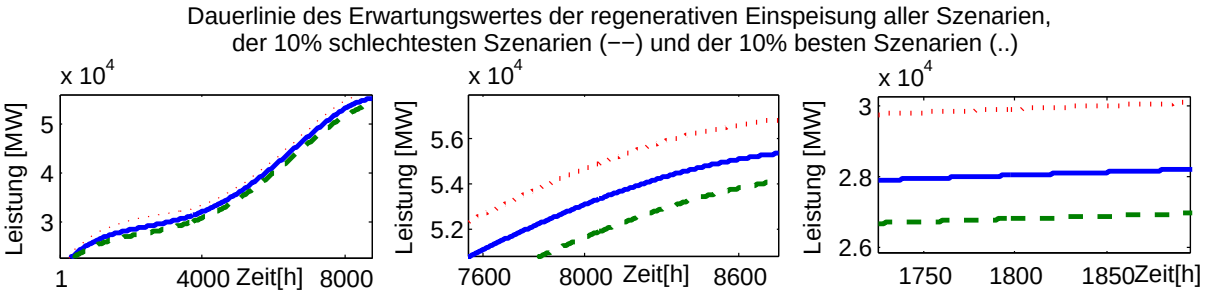


Abbildung 3.12: Simulation EEG 2040: Dauerlinie des Erwartungswertes der reg. Einspeisung

In Tabelle 3.7 sind die Parameter der Jahressumme regenerativer Einspeisung zusammengefasst. Die Schwankung der jährlichen Einspeisesummen ist relativ gering.

Technologie	PV_D	PV_A	ST_A	WI_OFF	WI_ON	WI_ON_II	Gesamt
Erwartungswert der jährlichen Einspeisung [GWh]	20	23,5	98	109	26	30	308
Standardabweichung der jährlichen Einspeisung [GWh]	0,51	0,35	1,06	4,67	1,49	2,86	6,68
Standardabweichung der jährlichen Einspeisung [%]	2,6%	1,5%	1,1%	4,3%	5,7%	9,5%	2,2%

Tabelle 3.7: Simulation EEG 2040: Parameter der regenerativen Einspeisung

Die Gesamtvolatilität der Einspeisesummen, die geringer ist als die Summe der Einzelstandardabweichungen, bringt die relativ hohe Unkorreliertheit zwischen den drei Technologieklassen

„PV_D“, ’„PV_A, ST_A“ und „WI_OFF, WI_ON, WI_ON_II“ zum Ausdruck. In den Abbildungen 3.13 und 3.14 sind die aggregierte Einspeiselinie, die Last, bereinigt um Wasserkrafteinspeisung und Biomasseverstromung, und die daraus resultierende Nachfrage dargestellt.

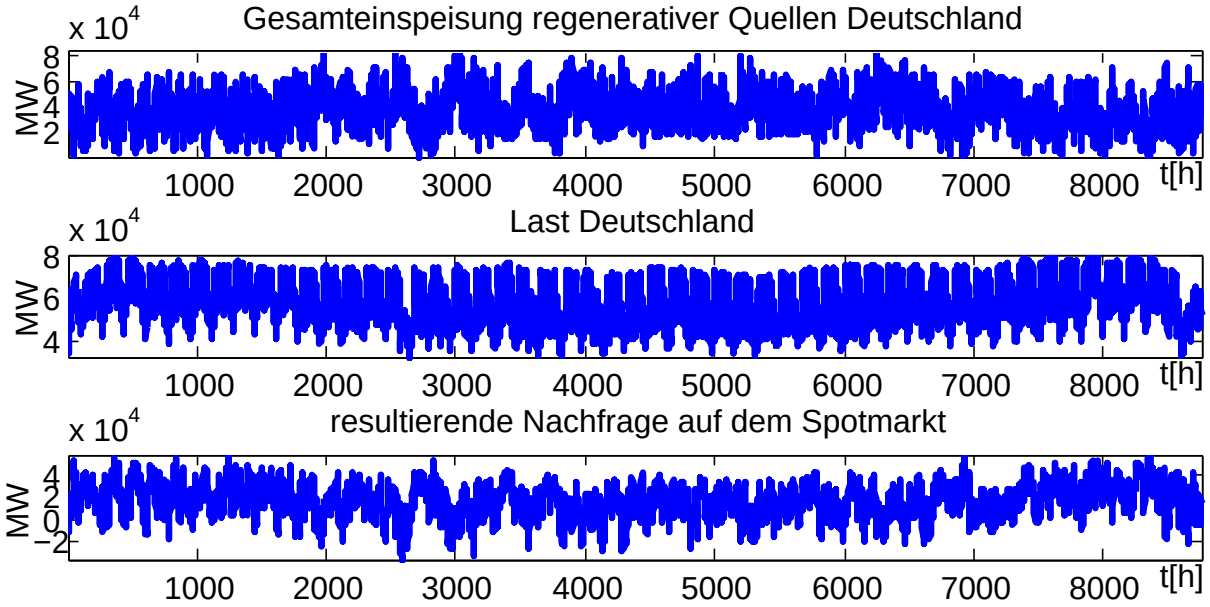


Abbildung 3.13: Simulation EEG 2040: Szenario der Nachfrage über ein Jahr

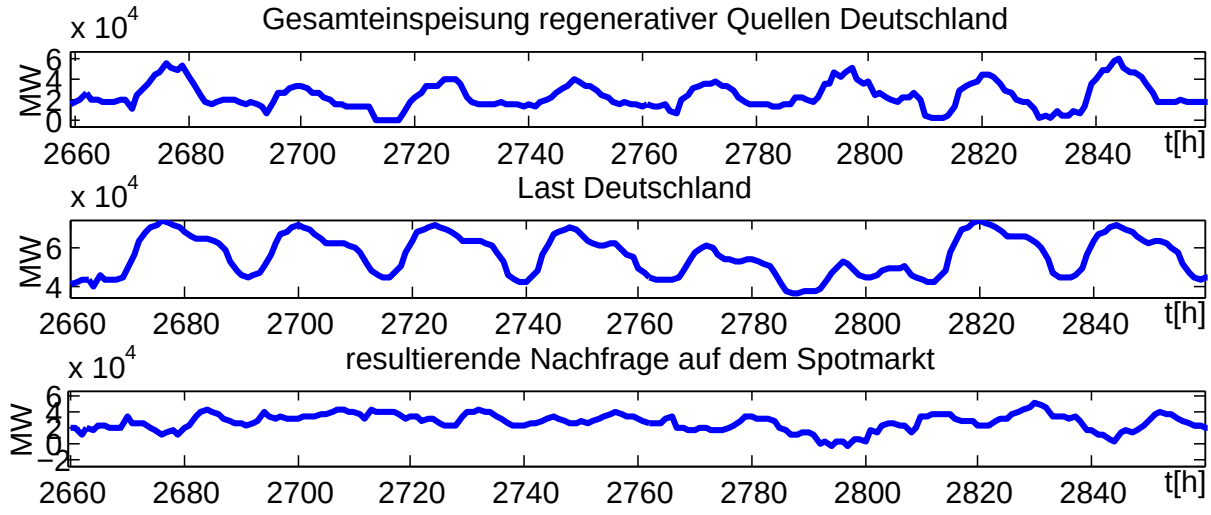


Abbildung 3.14: Simulation EEG 2040: Szenario der Nachfrage über einen Ausschnitt im Jahr

Die klaren deterministischen regelmäßigen Strukturen der Last werden in Verbindung mit der sehr volatilen Einspeisung regenerativer Quellen in eine hochgradig unregelmäßig resultierende Nachfrage transformiert. Die regelbaren Kraftwerke werden dadurch vor hohe Anforderungen gestellt. Insbesondere an Feiertagen und am Wochenende wird die Last durch die regenerative Einspeisung überkompensiert. Es verbleibt somit im Gegensatz zum jetzigen Zustand keine über das Jahr zu deckende Mindestlast, so dass dies Auswirkungen auf die Vollbenutzungsstruktur

von fossilen Grundlastkraftwerken hat.

Abbildung 3.14 zeigt, dass die Einspeisung der Photovoltaikanlagen teilweise zur Nivellierung der Tagesstruktur der Nachfrage führt. Für Speichersysteme bedeutet dies, dass ihr Einsatz nicht mehr auf der Kompensation regelmäßig auftretender Spitzenlast beruht. Im System werden sie nunmehr als Backupsysteme für Über- und Unterspeisung der regenerativen Technologien verwendet. Der Einsatz wird somit unregelmäßiger und ist aufgrund der höheren Volatilität der Nachfrage mit höheren Unsicherheiten als im jetzigen System behaftet.

In Tabelle 3.8 sind die Parameter der Last und der Nachfrage sowie der regenerativen Einspeisung zusammengefasst. In dem EEG Szenario besitzt die Einspeisung einen Anteil von ca. 67 % an der Jahressumme der Last. Im Mittel verbleibt eine jährliche Residualnachfrage von 150 TWh mit einer Standardabweichung von 6,7 TWh.

Parametervariable NF	Last	Regenerative Einspeisung	Nachfrage am Spotmarkt	Anteil Reg. an der Nachfrage
Erwartungswert [MWh]	4,58E+08	3,07E+08	1,51E+08	0,67
Standardabweichung [MWh]	9,92E+05	6,68E+06	6,79E+06	0,01

Tabelle 3.8: Simulation EEG 2040: Parameter der Nachfrage

Die prozentuale Schwankung der Nachfrage in Form der Standardabweichung von 4,5 % ist durch die volatile Einspeisung nun bedeutend stärker als die relativ konstante Last mit einer Standardabweichung von 0,2 %. Dies hat gravierenden Einfluss auf die Bereitstellung sowohl kurzfristig als auch saisional zur Verfügung stehender Reservekapazitäten. Daneben wird durch diese Volatilität auch die Schwankung der Vollbenutzungsstunden der fossilen Technologien beeinflusst, so dass sich hieraus auch erklärt, warum kapitalintensive Technologien bei höherer Einspeisung höhere Deckungsbeitragsrisiken haben.

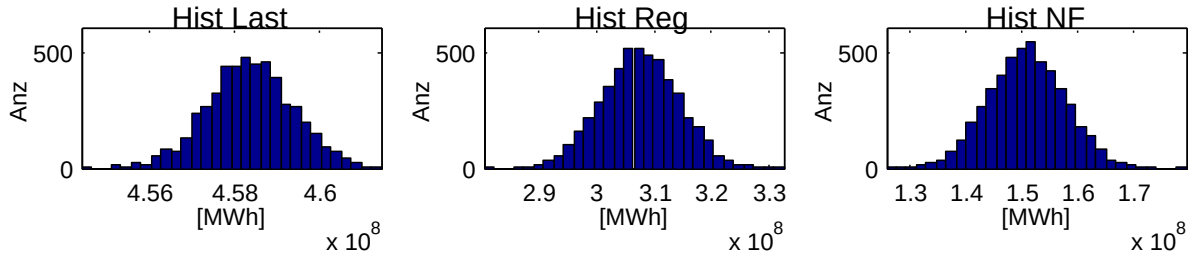


Abbildung 3.15: Simulation EEG 2040: Histogramme der Last, der regenerativen Einspeisung und der resultierenden Nachfrage

Die jährliche Streuung der Werte ist in Abbildung 3.15 visualisiert.

Einfluss der Speicherbewirtschaftung

Der Einfluss der Speicherbewirtschaftung auf den Erwartungswert der Nachfrage wird durch den Vergleich der Abbildungen 3.16 und 3.17 ersichtlich.

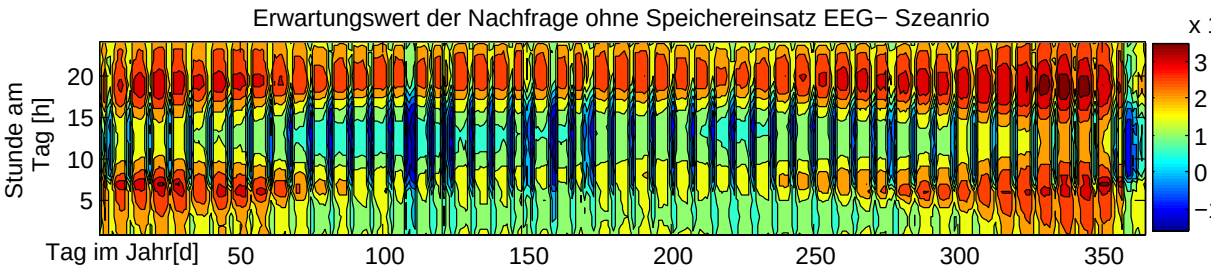


Abbildung 3.16: Simulation EEG 2040: erwartete Nachfrage ohne Speichereinsatz

Insgesamt kommt es zu einer deutlichen Angleichung der Nachfragestruktur. Hierzu wird Energie am Wochenende und zur Tagesmitte gespeichert und in den Morgen- und Abendstunden wieder freigesetzt.

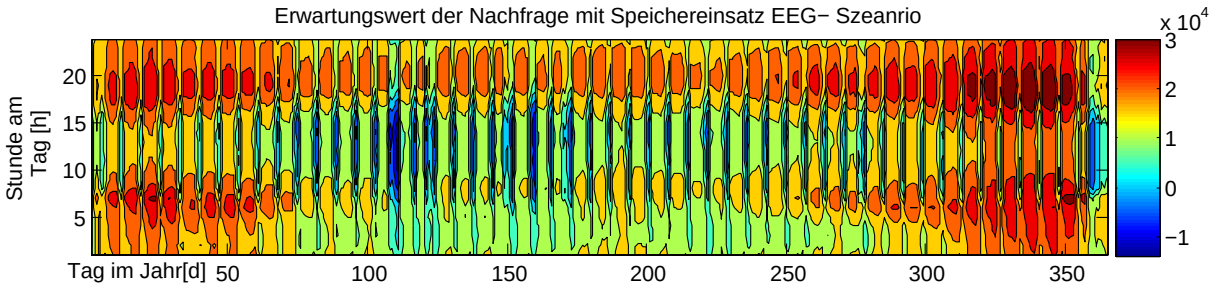


Abbildung 3.17: Simulation EEG 2040: erwartete Nachfrage mit Speichereinsatz

Die Spitzenlast wird hierdurch im Erwartungswert relativ gleichmäßig über das Jahr um ca. 14 GW abgesenkt und die Grundlast um 10.5 GW angehoben.

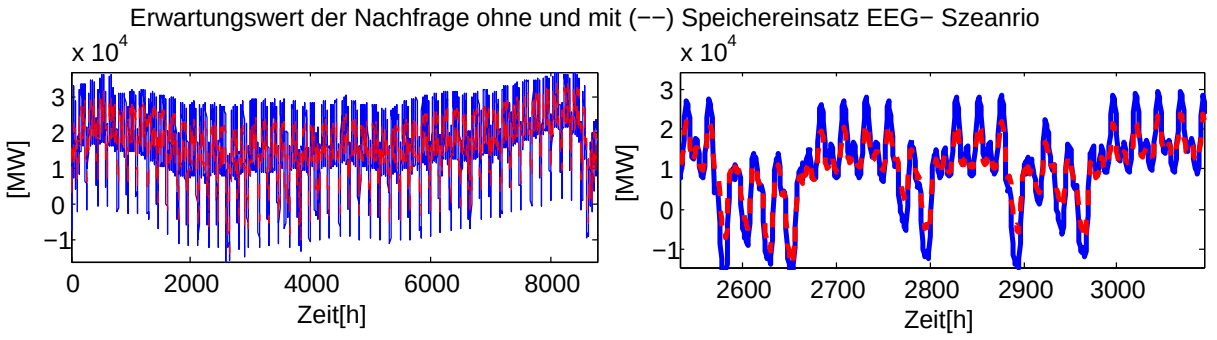


Abbildung 3.18: Simulation EEG 2040: Vergleich der erwarteten Nachfrage mit und ohne Speichereinsatz

Der Speichereinsatz ist im Erwartungswert nicht in der Lage, die negative Nachfrage in den Nachtstunden und am Wochenende komplett auszugleichen.

Der Vergleich der Abbildungen 3.19 und 3.20 veranschaulicht den deutlichen Effekt der Speicher auf die Dauerlinie der Nachfrage.

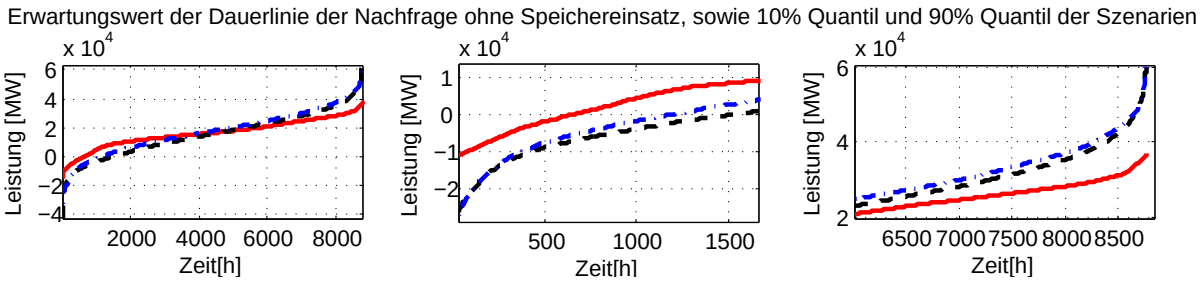


Abbildung 3.19: Simulation EEG 2040: Dauerlinie der erwarteten Nachfrage ohne Speichereinsatz

Im Erwartungswert über alle Szenarien herrscht in 600 Stunden im Jahr ohne Betrachtung der Speicher eine negative Nachfrage vor. In den einzelnen Szenarien kann dies auf bis zu 1600 Stunden ansteigen. Daneben wird an etwa 500 Stunden im Jahr ein deutlich über dem Jahresdurchschnitt liegendes Niveau nachgefragt. Insgesamt ergibt sich somit eine Nachfrageverteilung mit extremen Rändern. Speicher besitzen die Hauptaufgabe, diese weitgezogenen Ränder der Verteilung zu verringern, indem sie Knappheit und Überschuss ausgleichen.

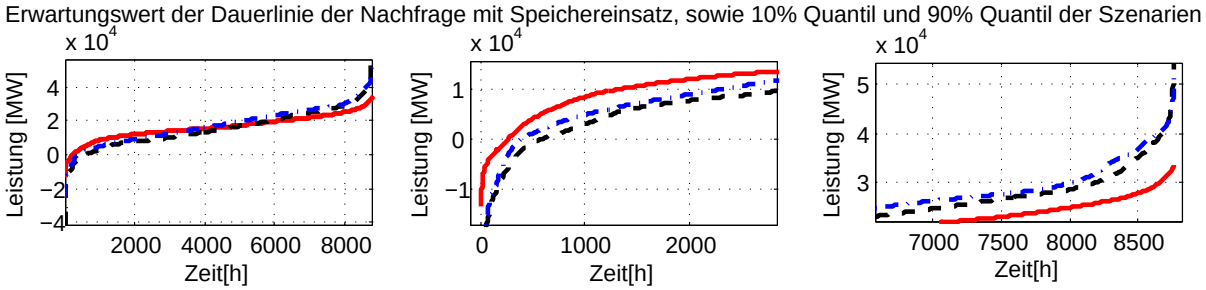


Abbildung 3.20: Simulation EEG 2040: Dauerlinie der erwarteten Nachfrage mit Speichereinsatz

Bei einem Einsatz von Speichern verbleiben selbst im 10 % Quantilsszenario nur ca. 500 Stunden mit einer negativen Nachfrage. Speicher besitzen somit für die Volkswirtschaft den Nutzen, dass sie die Volatilität der Nachfrage und damit auch der Spotpreise verringern. Im Gegensatz zu Gasturbinen können sie an beiden Rändern der Verteilung Korrekturen vornehmen. Die Speichersysteme in dieser Zusammenstellung verfügen über Turbinierkapazitäten von 14.17 GW, so dass die Nachfrage in Peakzeiten um über 25 % verringert werden kann. Die Pumpkapazitäten reichen aber nicht aus, um die Überspeisung des Systems ganz zu verhindern.

In Abbildung 3.21 ist der Einfluss der Speichernutzung auf die Nachfrage am Spotmarkt in einem Szenario dargestellt.

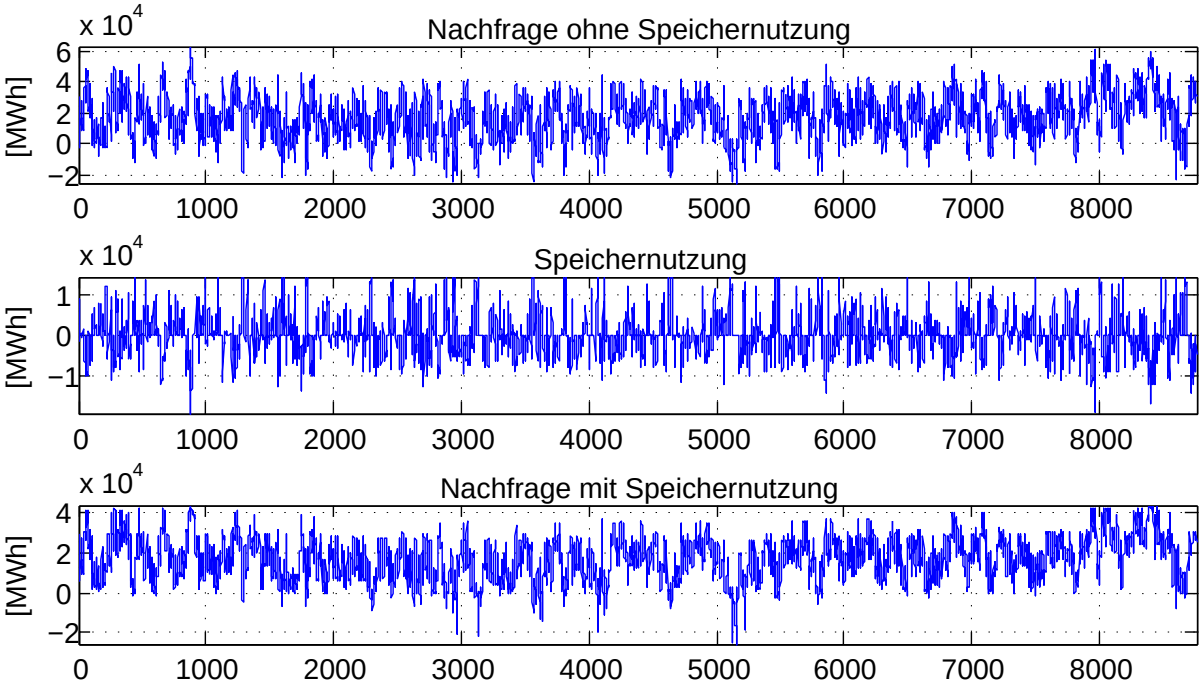


Abbildung 3.21: Simulation EEG 2040: Auswirkung der Speichernutzung auf die Nachfrage

Die Rendite der Speicher hängt, wie in Abbildung 3.23 visualisiert, wesentlich von den Faktoren deterministische und stochastische Struktur des Spotpreises ab.

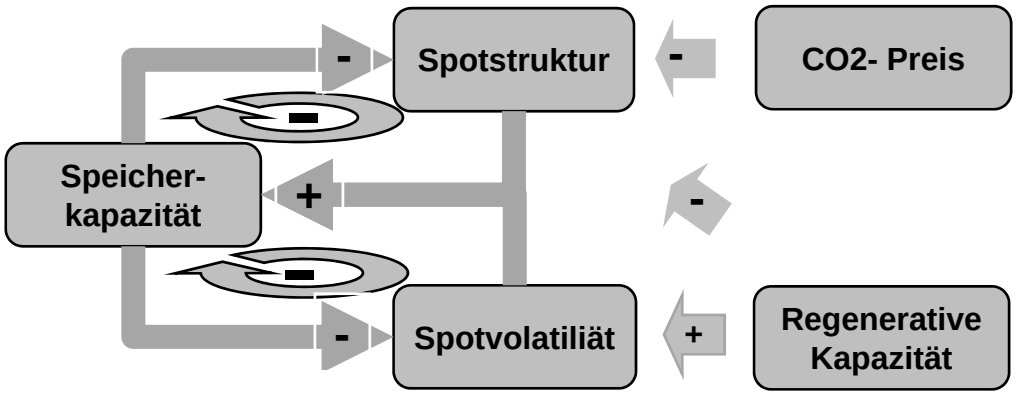


Abbildung 3.22: Simulation EEG 2040: Zusammenhang zwischen Speichernutzung und Spotpreis

Die deterministische Struktur des Spotmarktes wird über die einzelnen Segmente der Angebotsfunktion und den Erwartungswert der Nachfrage bestimmt. Die Niveaus der einzelnen Segmente werden maßgeblich durch einen höheren CO2-Preis angeglichen, so dass Nachfrageverschiebungen entlang der Angebotskurve zu geringeren Preisunterschieden führen. Die Tagessaison der

Nachfrage wird maßgeblich durch die PV-Einspeisung verringert. Beide Komponenten wirken somit auf die Höhe der Tagessaison des Spotpreises negativ ein. Daneben hat auch die Höhe der installierten Leistung der Speicher als dynamisches Angebots-/Nachfrageelement einen negativen Einfluss auf die Wochen- und Tagessaison des Spotpreises. Es ergibt sich somit eine negative Rückkopplung zwischen beiden Größen. Die andere Wertkomponente „Volatilität des Spotpreises“ wird positiv durch eine Erhöhung der installierten Kapazität regenerativer Technologien beeinflusst. Gleichzeitig wirkt sich auch hier die Höhe der installierten Speicherkapazität dämpfend aus. Insgesamt wird also die Höhe der Speicherkapazität durch diesen Zusammenhang maßgeblich geregelt. In Abbildung 3.23 ist ein Preisszenario mit und ohne Speichereinsatz abgebildet.

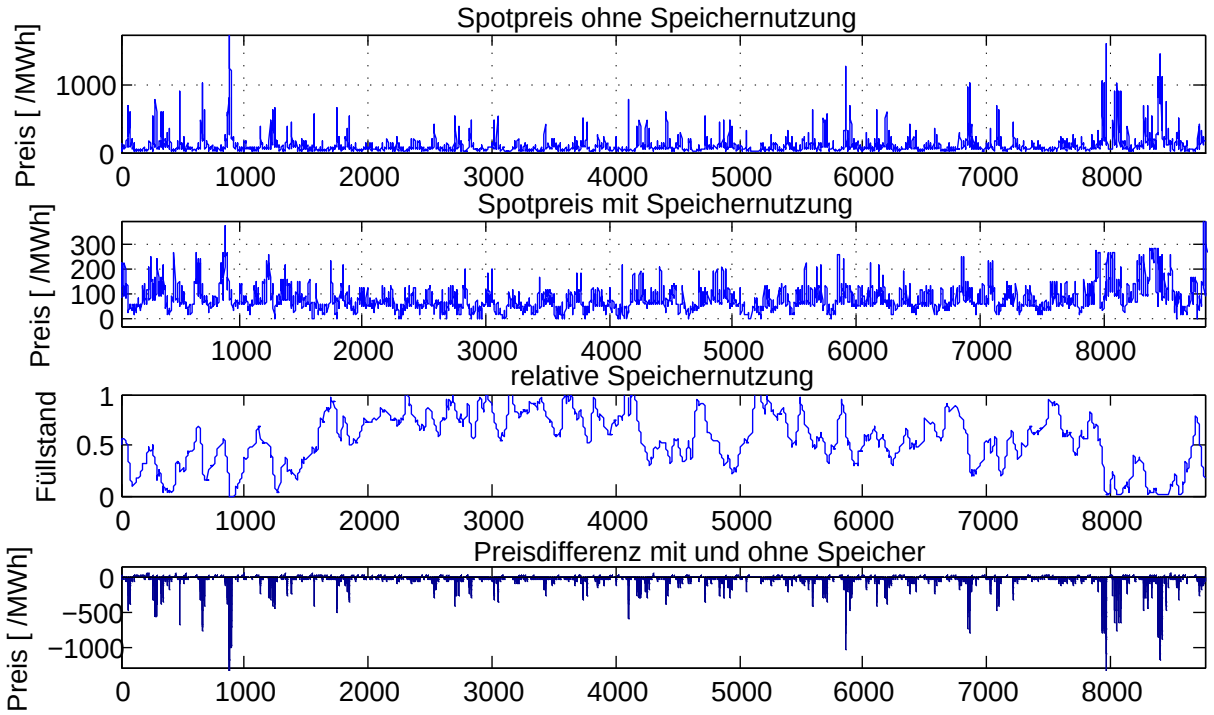


Abbildung 3.23: Simulation EEG 2040: Auswirkung der Speichernutzung auf den Preis

Der Einsatz der Speichertechnologien kann den Spitzenpreis von bis zu 2000 €/MWh auf ca. 300 €/MWh reduzieren. Durch dieses Phänomen wird aber auch der klare negative Rückkopplungszyklus zwischen Kapazität der Speicher und erwarteten spezifischen Deckungsbeitrag sichtbar. Der im System erzielbare durchschnittliche Pumppreis ist positiv und der im System zu erreichende Turbinierpreis ist negativ von der Höhe der installierten Kapazität abhängig. Durch die Speicher wird daneben auch die erzielbare Knappheitsrente massiv beeinflusst. Die Höhe der Kapitalkosten und damit das Investitionsvolumen wirkt sich somit direkt auf die Wirtschaftlichkeit der Gas-Peaktechnologien aus. Die Wirtschaftlichkeit von Grundlastkraftwerken und regenerativen Technologien ist dagegen positiv gekoppelt an die Höhe des Speichervolumens, da durch diese die Preise in Schwachlastzeiten und damit die Vollbenutzungsstruktur positiv beeinflusst wird.

Auswertung der Spotpreise

In Abbildung 3.24 sind die Verläufe der Brennstoffpreise innerhalb des Jahres anhand von zehn Szenarien dargestellt.

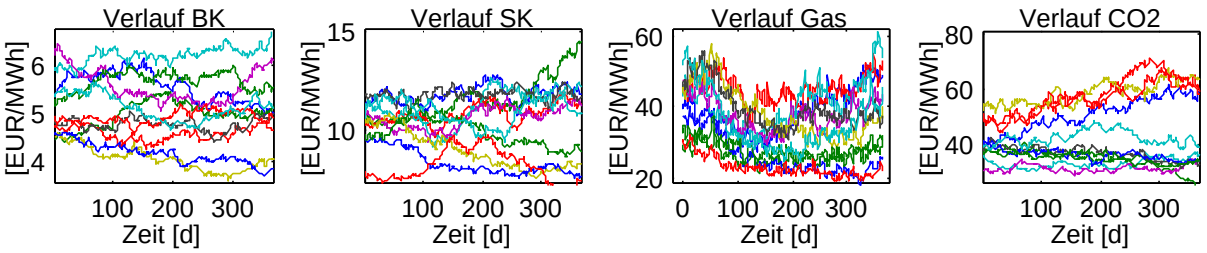


Abbildung 3.24: Simulation EEG 2040: Verlauf der Brennstoffpreise der fossilen Technologien

Die resultierenden stündlichen Spotpreisverläufe sind für 10 Simulationen stellvertretend in Abbildung 3.25 dargestellt. Die hohe Einspeisung solarstrahlungsbasierter Erzeugungstechnologien und die Saison der Gaspreise führen zu einer klar ausgeprägten jahreszeitlichen Saison der Spotpreise. Daneben scheinen sich Situationen besonderer Knappheit auf das Winterhalbjahr zu beschränken.

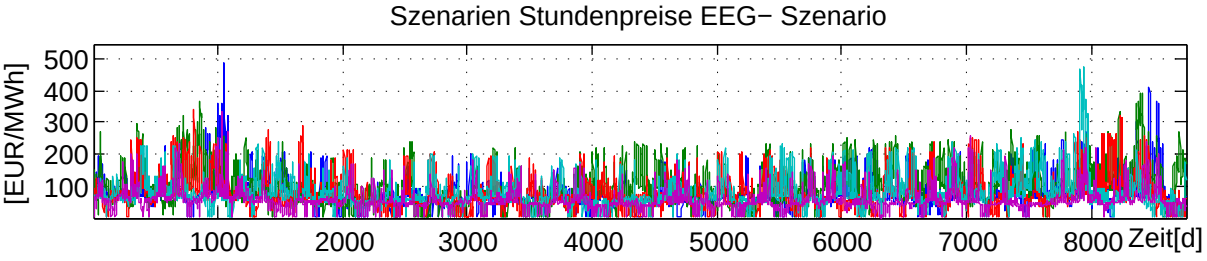


Abbildung 3.25: Simulation EEG 2040: 10 Spotpreisszenarien im Jahresverlauf

Die Spreizung der kurzfristigen Schwankung des Spotpreises ist mit durchschnittlich 200 €/MWh bedeutend größer als im derzeitigen System. Daneben fällt die hohe Anzahl von Stunden auf, in denen ein extrem niedriger Preis bis Null erzielt wird. Die hohen Preise über 200 €/MWh kommen durch die Knappheitszustände zustande, in denen der Preis nicht durch die marginalen Grenzkosten der Angebotsfunktion, sondern durch die marginale Zahlungsbereitschaft der Nachfrage bestimmt wird. Nachfrageverdrängung ist aber im System ein äußerst temporärer und nicht systematischer Vorgang, da die dabei erzielbaren Preise extreme marginale Renditen für die Investoren darstellen. Durch die vermehrte Nachfrageverdrängung wird relativ „schnell“ ein deutlicher Impuls über die potentielle Rendite als Investitionsanreiz übermittelt. Die Situation würde sich ändern, wenn bedeutende Elastizitäten der Last auch schon in Bereichen um 100 €/MWh erreicht werden würden. In diesem Fall könnten insbesondere die Brennstoffpreisrisiken der Gaskraftwerke nicht mehr ohne weiteres auf die Nachfrage über den Spotpreis überwälzt werden. Dies würde einen völlig neuartigen Risikofaktor schaffen.

Bei der Betrachtung des Ausschnitts der Stunden 600 bis 1.200 in Abbildung 3.26 fällt die sehr unterschiedliche Volatilität in den einzelnen Szenarien auf.

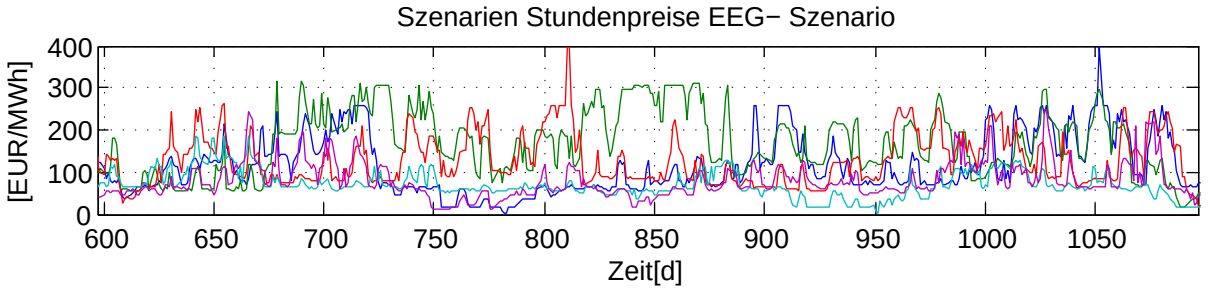


Abbildung 3.26: Simulation EEG 2040: 10 Spotpreisszenarien im Jahresausschnitt

Der CO2-Preis führt in den Mittellastbereichen der Angebotsfunktion zu einer hohen Angleichung der Grenzkosten der einzelnen Segmente, so dass bei Vorhandensein ausreichender Reservekapazität fast keine Tagessaison in einigen Szenarien mehr zu erkennen ist. In Phasen von Überkapazität und Knappheit sowie geringer CO2-Preise werden die Preisunterschiede im Tagesverlauf wieder deutlich sichtbar.
Die Verteilung der Preise kann besonders deutlich durch die Visualisierung der Histogramme veranschaulicht werden. Hierbei sind neben dem durchschnittlichen Jahrespreis die Verteilung der Tagesbasepreise sowie die Verteilung der Stundenpreise in den zehn angezeigten Szenarien abgebildet.

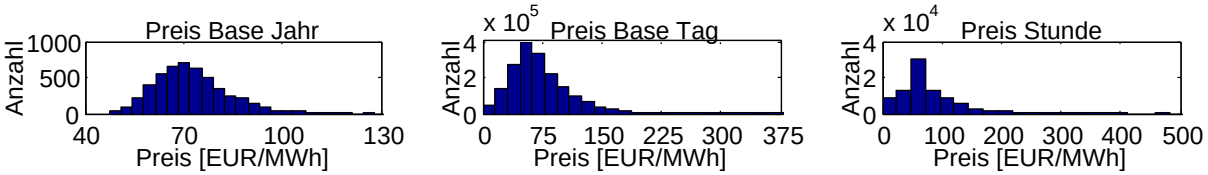


Abbildung 3.27: Simulation EEG 2040: Histogramme der Preise unterschiedlicher Zeiträume

Während die Verteilung des durchschnittlichen Jahresbasepreises auf dem Intervall 40 €/MWh bis 120 €/MWh relativ stark einer Normalverteilung ähnelt, verändert sich die Struktur grundlegend bei Betrachtung der Verteilung der durchschnittlichen Tagesbase- und Stundenpreise.

Parameter	Erwartungs-wert	Standardab-weichung	Standardab-weichung [%]	2% Quantil	98% Quantil
Preis[€/MWh]	71,99	10,94	0,15	53,56	98,6

Tabelle 3.9: Simulation EEG 2040: Parameter des Jahresbasepreises

In diesen Darstellungen wird die große Spreizung und der hohe Anteil von Preisen mit Null er-

sichtlich. Die Unsicherheit für den Kauf und Verkauf am Spotmarkt ist somit bedeutend höher als im derzeitigen System. Insgesamt liegt im EEG-Szenario der Erwartungswert des Jahresbase bei 72 €/MWh und hat eine Standardabweichung von 10 %. Die Extremwerte liegen aber relativ dicht bei einem Erwartungswert von ca. 53,5 bzw. 98 €/MWh. Bei Betrachtung des Erwartungswertes des Tagesbase- und Tagespeakpreises in Abbildung 3.28 zeigt sich, dass kein wesentlicher Unterschied mehr zwischen diesen beiden Preisindizes erkennbar ist.

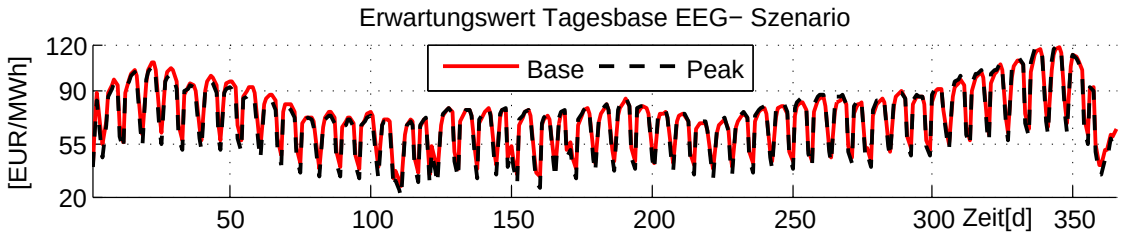


Abbildung 3.28: Simulation EEG 2040: Erwartungswert des täglichen Base-Stromspotpreises

Dies ist auf die teilweise Glättung der Last durch den hohen Anteil an photovoltaischer Einspeisung zurückzuführen.

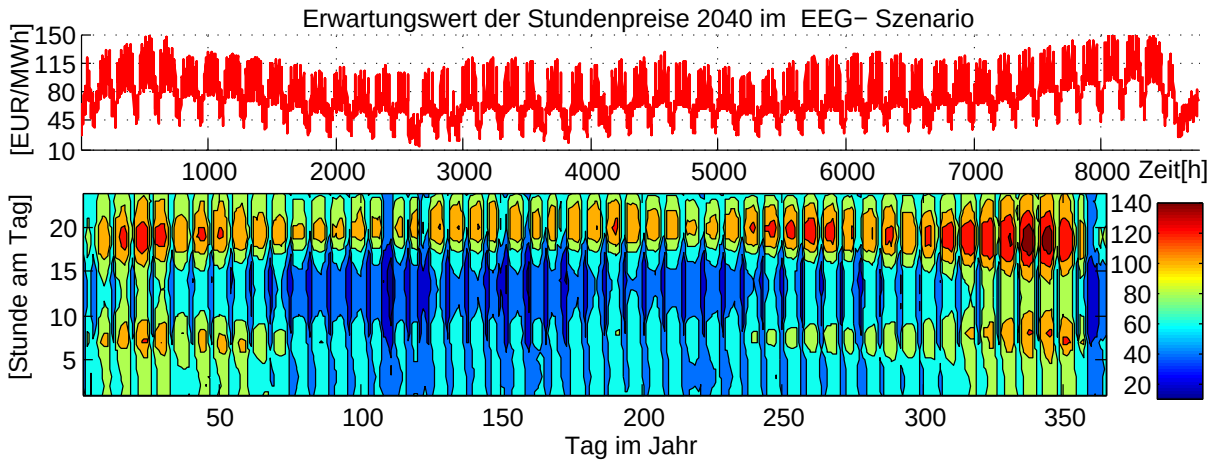


Abbildung 3.29: Simulation EEG 2040: Erwartungswert des stündlichen Stromspotpreises

Der Erwartungswert der stündlichen Preise in Abbildung 3.29 zeigt, dass auch bei hoher volatiler regenerativer Einspeisung weiterhin eine Wochen- und Tagessaison erkennbar ist. Diese lässt sich aber, wie in Abbildung 3.28 gezeigt, nicht mehr auf eine Base und Peak-Differenzierung zurückführen. Abbildung 3.29 verdeutlicht, dass sich der Maximalwert der Intratagessaison in die Morgen- und Abendstunden verschiebt. Daneben erklärt die Verschiebung des saisonalen Maximums in das Winterhalbjahr das generelle Auftreten von Preisspitzen in Abbildung 3.25 in diesem Bereich des Jahres.

Auswertung der politischen Vorgaben

Die Gesamtkosten für die Endverbraucher setzten sich zusammen aus der mit Spotpreisen vergüteten Nachfragemenge und der EEG-vergüteten regenerativen Menge. Der Erwartungswert und die Standardabweichung der Einzelkomponenten sowie des Gesamtwertes sind in Tabelle 3.10 dargestellt.

Volkswirt. Gesamtkosten	Spotmarkt	EEG	Gesamt
Erwartungswert [€/a]	1,60E+10	1,15E+10	2,75E+10
Standardabweichung [€/a]	2,75E+09	4,09E+08	2,61E+09

Tabelle 3.10: Simulation EEG 2040: Volkswirtschaftliche Gesamtkosten

Da die Standardabweichung des Gesamtwertes unterhalb der beiden Einzelwerte liegt, sind die Kosten aus Spotmarkteindeckung und Vergütungszahlungen an EEG-Anlagen negativ miteinander korreliert. Eine hohe Vergütungszahlung für EEG-Technologien basierend auf einer außergewöhnlichen Einspeisemenge in einem Jahr hat eine direkte Kopplung auf die resultierende Nachfrage im Spotmarkt und damit auf die realisierten Spotpreise. Die Gesamtkosten lassen sich somit in ihrer Streuung eingrenzen. Die Histogramme der einzelnen Simulationen sind in Abbildung 3.30 visualisiert.

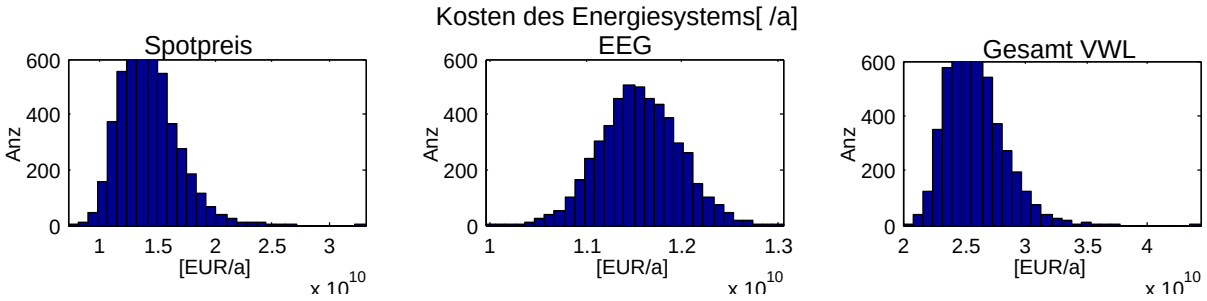


Abbildung 3.30: Simulation EEG 2040: Histogramm der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten

Die bedeutend größere Spannweite der Kosten durch die Nachfragedeckung im Spotmarkt zeigt, dass die Unsicherheit bzgl. der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten von der Spotpreisverteilung dominiert wird.

Parameter der CO2-Emissionen 2040 [t/a]	CO2- Ziel	Erwartungswert Ist-Emissionen	Differenz	Standard-abweichung	Std [%]
	83.800.000	80.500.000	3.300.000	4.022.802	5%

Tabelle 3.11: Simulation EEG 2040: Parameter der CO2-Emissionen

Das Emissionsziel von ca. 84 Mio. t/a CO2 wird durch den Kraftwerkspark um ca. 3,5 Mio.

t/a unterschritten. Dies bedeutet, dass die der Energiewirtschaft zugeteilten Zertifikate in dieser Höhe außerhalb des betrachteten Systems verkauft werden. Die durchschnittliche spezifische CO2-Emission pro erzeugter Stromeinheit der nicht regenerativen Kraftwerke beträgt 0,56 t/MWh. Für den gesamten Kraftwerkspark werden 0,17 t/MWh benötigt. Der durchschnittliche CO2-Vermeidungspreis des Energiesystems beträgt 42 €/t. In Tabelle 3.12 sind die spezifischen EEG-Vergütungssätze, die Erwartungswerte und die Standardabweichung der jährlichen EEG-Zahlungen der einzelnen EEG-Technologien dargestellt.

EEG- Vergütungssätze	PV_D	WI_Off	WI_On	WI_On_II	Gesamt
spezifisch [€/MWh]	68,53	55,84	61,76	81,92	63,76
Erwartungswert [€/a]	1,38E+09	6,10E+09	1,61E+09	2,47E+09	1,16E+10
Standardabweichung [€/a]	3,27E+07	2,61E+08	9,19E+07	2,34E+08	4,10E+08

Tabelle 3.12: Simulation EEG 2040: Kosten der EEG-Vergütung

Die hohen Lernkurveneffekte der Photovoltaik haben den im Jahr 2005 noch bestehenden großen Unterschied zwischen den Vergütungssätzen nivelliert. Insgesamt liegen die Sätze im Jahr 2040 bei ca. 56 bis 82 €/MWh. Sie sind damit in der Mitte der realisierten Jahresspotpreise in Abbildung 3.27 angesiedelt. Die auf die Endverbraucher umzulegende spezifische Vergütung über alle Technologien beträgt 63,76 €/MWh und liegt damit deutlich unterhalb der Werte aus 2008 mit durchschnittlich 114 €/MWh für regenerativ erzeugten Strom. Gegenüber dem durchschnittlichen Jahresspotpreis von ca. 72 €/MWh ergibt sich eine Differenz von 9 €/MWh. Dies bedeutet, dass die durchschnittlichen spezifischen Belastungen aus dem EEG-Strombezug geringer sind als die Belastungen am Spotmarkt Energie. Diese Aussage wird relativiert, wenn der durchschnittliche Spotpreis pro Szenario berechnet wird, mit dem die eingespeiste Energie am Spotmarkt vergütet werden würde. In Abbildung 3.31 sind hierzu die Histogramme der einzelnen Technologien abgebildet und die jährliche durchschnittliche spezifische Spotvergütung aufgetragen: $P_{verf_j} = \sum_{i=1}^{8760} P_{Spot_i} M_{i,EEG_j} / \sum_{i=1}^{8760} M_{i,EEG_j}$

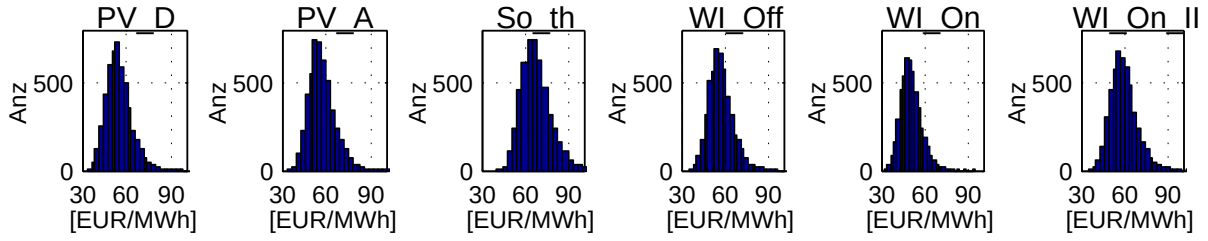


Abbildung 3.31: Simulation EEG 2040: Histogramm der potentiellen durchschnittlichen Spotvergütung der regenerativen Technologien

Obwohl die Einspeisecharakteristik der einzelnen Technologien sehr unterschiedlich ist, ähneln die einzelnen Histogramme mit ihrer Lage und Spannweite einander. Bei den einzelnen Technologien fällt insbesondere die küstennahe Windeinspeisung WI_ON auf, welche die geringste

Spotvergütung hat. Dies liegt daran, dass die Einspeisemengen zu den Offshorestandorten hoch korreliert sind. Die gesamte Einspeisung hätte eine hohe Verschiebung der Nachfrage mit geringen Spotpreisen zur Folge. Die Spannweite mit 30 bis 90€bzgl. der durchschnittlichen Vergütung in den einzelnen Szenarien ist sehr hoch. Damit veranschaulicht diese Visualisierung, dass der Spotpreis eine Quelle hoher Unsicherheit für die Investoren in EEG-Technologien wäre.

potentielle Spotvergütung	PV_D	WI_OFF	Wi_ON	WI_ON_II
Erwartungswert [€/MWh]	56,09	56,8	50,36	59,57
Standardabweichung [€/MWh]	8,83	8,35	7,2	9,25
Standardabweichung [%]	15,70%	14,70%	14,30%	15,50%

Tabelle 3.13: Simulation EEG 2040: Parameter der potentiellen durchschnittlichen Spotvergütung der regenerativen Technologien

Die Erwartungswerte P_{verf_j} der potentiellen Spotvergütung (in Tabelle 3.13) liegen, bis auf die Offshoreeinspeisung, unterhalb der EEG-Vergütungssätze, so dass sich aus diesem Sachverhalt die obigen Aussagen zur generellen Differenz zwischen Spotpreis und EEG-Vergütungssätzen relativieren. Die Standardabweichung mit bis zu 15 % zeigt die hohe Variabilität des Risikofaktors „Spotmarktpreis“ an. Bei der Berechnung der Rendite würde sich diese Streuung etwas relativieren, da die Einspeisemengen negativ zum Spotmarktpreis korreliert sind.
Der Risikozuschlag in Tabelle 3.14 gibt die Differenz zwischen den erwarteten spezifischen Vollkosten der Technologie und der spezifischen EEG-Vergütung an.

Parameter der Vollkosten	PV_D	WI_OFF	Wi_ON	WI_ON_II
Erwartungswert [€/MWh]	65,19	51,61	57,04	76,38
EEG- Risikoprämie [€/MWh]	3,34	4,23	4,72	5,53

Tabelle 3.14: Simulation EEG 2040: Parameter der Risikoprämie in der EEG-Vergütung

Die Differenz in Höhe von 3,5 bis 5 €/MWh ist relativ gering. Abbildung 3.32 visualisiert die spezifischen Vollkosten ausgewählter regenerativer Technologien zueinander.

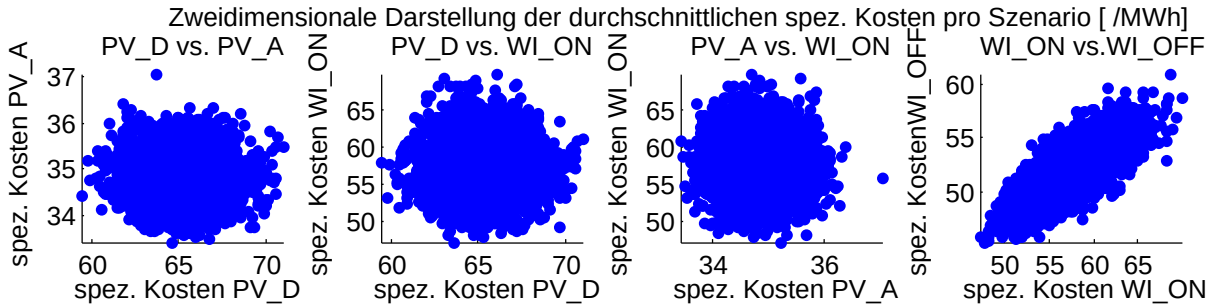


Abbildung 3.32: Simulation EEG 2040: Spezifische Kosten regenerativer Technologien

Die Graphiken erklären die geringe Höhe der Risikoprämie mit der guten Diversifizierbarkeit der spezifischen Vollkosten der einzelnen Technologieklassen. Küstennahe (WI_ON) im Vergleich zu

Windoffshorestandorten (WI_ON_II) bilden hierbei wiederum die bereits diskutierte Ausnahme.

Aus den Erkenntnissen bzgl. der guten Diversifizierbarkeit der Mengenrisiken ergeben sich klare Forderungen an die Politik zur Festsetzung der EEG-Vergütungshöhe. Dies soll an der folgenden Überlegung erläutert werden:

Die Investorenklasse 9 hält in ihrem Portfolio u. a. Offshorewindanlagen und erzielt einen positiven Nutzen aus den Portfolioparametern. Bei Einzelbetrachtung der Offshoreanlage wäre sich über die Beziehung $N = aE[R_{WI_{OFF}}] + (1-a)CVaR[R_{WI_{OFF}}]$ ein negativer Nutzen von -0,04 einstellen. Eine alleinige Einzelbetrachtung jeder Technologie würde somit zu keiner Investitionsentscheidung führen. Der EEG-Vergütungssatz müsste entsprechend höher angesetzt werden, wenn er mit den Einzelparametern kalkuliert wird. Bei einer höheren Festsetzung würde aber eine Risikokompensation für die systematischen als auch für die unsystematischen Risiken der Technologie gegeben. Die Förderung wäre ineffizient. Daneben zeigt die Betrachtung, dass Vergütungssätze immer in Beziehung zueinander stehen. Ein höherer Vergütungsatz für Offshorewindenergie als hier ermittelt würde sich direkt negativ auf die Kapazität der küstennahen Standorte auswirken, da die Investoren bzgl. des Wechsels von Technologien in einer Technologieklasse im Portfolio sehr sensibel reagieren.

In Abbildung 3.33 ist das Histogramm der jährlichen Vergütungszahlungen abgebildet.

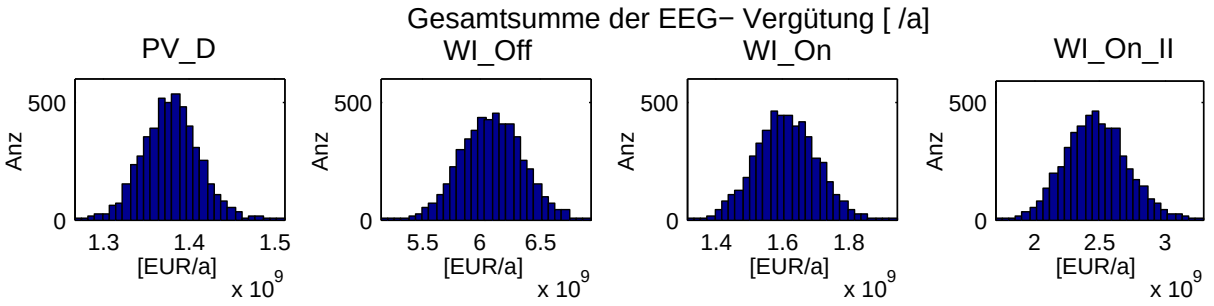


Abbildung 3.33: Simulation EEG 2040: Verteilung der Ausgaben durch die EEG-Förderung

Die Spannwerte der jährlichen Zahlungen liegt zwischen 10 %- und 20 % um den Erwartungswert. Der Erwartungswert der Gesamtzahlungen beläuft sich im Steady State auf 11,6 Mrd €., gegenüber den Kosten in 2007 mit ca. 8 Mrd. €. Die Gesamtstandardabweichung liegt bei 480 Mio. €und ist damit bedeutend kleiner als die Summe der Einzelwerte mit 620 Mio. €. Dieser Sachverhalt bringt die geringe Gleichläufigkeit der EEG-Vergütungssummen zwischen PV und Windeinspeisung zum Ausdruck.

3.2 Auswertung des Szenarios SPOT

Die folgenden Aussagen basieren auf der Simulationsauswertung im Jahr 2040 unter Betrachtung des SPOT- Szenarios. In diesem Szenario erfolgt keine Förderung Erneuerbarer Energien durch das EEG.

Auswertung der Investitionsentscheidung

Bei der Evaluierung der Effizienzlinie in Abbildung 3.34 im Steady State ohne EEG-Förderung im Jahr 2040 (SPOT- Szenario) ergeben sich klare Unterschiede zur Abbildung 3.1 mit EEG-Förderung.

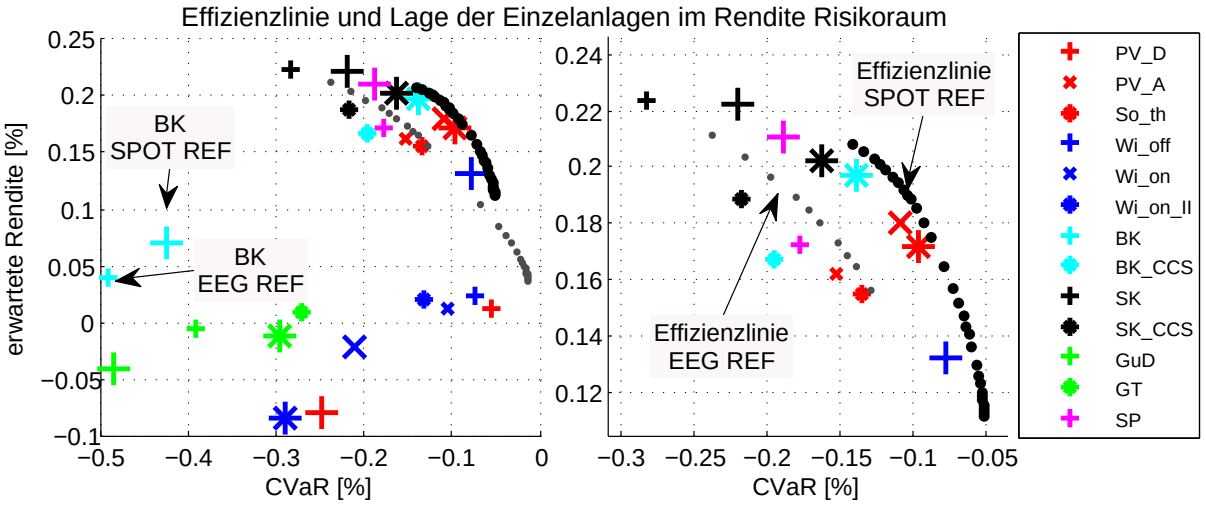


Abbildung 3.34: Simulation SPOT 2040: Einzelanlagen und Effizienzlinie im Rendite Risikoraum

Das Minimum-Risiko-Portfolio im SPOT-Szenario hat mit einem CVaR von ca. -5 % gegenüber dem entsprechendem Portfolio im EEG-Szenario mit ca. -1 % ein deutlich höheres Risiko für den Investor. Kompensiert wird dies mit einer gleichzeitig erhöhten erwarteten Rendite von ca. 13 % gegenüber nur 3,5 % im EEG-Szenario. Die EEG-Vergütung führt somit zu einer künstlichen Erweiterung der Effizienzlinie in Richtung risikoarmer Zustände. Korrespondierend dazu werden die Einzelparameter der davon direkt betroffenen Investitionsanlagen im Risiko verringert. Ohne EEG-Vergütung wirkt sich der dominante Risikofaktor Spotmarktpreis auf alle Anlagemöglichkeiten aus, so dass äquivalente risikoarme Technologien/Portfoliozustände nicht zur Verfügung stehen. Daneben ist das gesamte Niveau der Effizienzlinie im SPOT-Szenario gegenüber dem EEG-Szenario in Richtung höherer Erwartungswerte der Portfoliorendite bei gleichem Risikoniveau verschoben. Der staatliche Eingriff im EEG-Szenario wirkt sich somit auch stark auf die Effizienz der Portfoliozusammenstellungen risikobereiter Investoren durch eine Parallelverschiebung der Effizienzlinie in Richtung geringerer Risikokompensationen aus. Die Förderung der EEG-Technologien schmälert somit das Renditepotential aller davon nicht direkt betroffenen Technologien und wirkt damit indirekt auch in Bereiche, die durch das Gesetz nicht direkt beeinflusst werden sollten. Damit wird die betriebswirtschaftliche Situation aller Marktteilnehmer

massiv verändert.
Die Verteilung der einzelnen optimalen Portfolios der Investoren auf der Effizienzlinie ist wesentlich gleichmäßiger als im EEG-Szenario. Daneben ist die Spannweite entlang der Risikodimension kleiner. In Tabelle 3.15 sind die Parameter der Investitionsentscheidung aufgelistet.

Investorklasse	3	6	9	12	15	18	21	24	27	30
Risikoaversions-parameter a	0,14	0,21	0,28	0,35	0,41	0,48	0,55	0,62	0,68	0,75
Erwartungswert Portfolio [%]	11,6%	12,0%	13,0%	14,4%	15,7%	18,0%	19,0%	19,7%	20,3%	20,8%
CVaR Portfolio [%]	-5,2%	-5,3%	-5,6%	-6,3%	-7,2%	-9,2%	-10,3%	-11,4%	-12,6%	-14,1%
Nutzen	-0,02	-0,01	0,00	0,01	0,03	0,04	0,06	0,08	0,11	0,12
Investition			x	x	x	x	x	x	x	x

Tabelle 3.15: Simulation SPOT 2040: Parameter der Investitionsentscheidung

Durch die verringerte Spannweite von Portfoliorisiken auf der Effizienzlinie haben die Investoren eine geringere Auswahl unter den Portfolioparametern. Im Vergleich zum EEG-Szenario ist aber die gleiche Anzahl von Investoren im Markt vertreten. Die Portfolio-Parameter des risikoaversesten Investors im Markt haben sich aber von 6 % für den Erwartungswert und -2 % für das Portfoliorisiko auf 13 % und -5 % vergrößert. Das Nutzenniveau bleibt dadurch unverändert. Risikofreudigere Investoren können gegenüber dem EEG-Szenario bei ihrer Portfolioentscheidung sowohl höhere Erwartungswerte als auch damit verbundene geringere Portfoliorisiken eingehen und erhöhen damit die Ausprägung ihres Nutzens. Ein höherer Nutzen kann in diesem Fall mit einer höheren Produzentenrente im mikroökonomischen Sinne bewertet werden.
Verbunden mit der gleichen Anzahl von aktiven Investoren ist auch ein äquivalentes Investitionsbudget in beiden Szenarien. Dies widerspricht auf dem ersten Blick der in Tabelle 3.17 aufgeführten installierten Kapazität des Kraftwerksparks, die um 40 GW geringer als im EEG-Szenario ist. Da in diesem Szenario massiv in kapitalintensive CCS-Technologien investiert wird, lässt sich dieser Umstand erklären.

	Technologie	BK	BK- CCS	SK	SK- CCS	GuD Gas	GT	SP
Szenario SPOT 2040	E[%]	7%	20%	22%	20%	-4%	-1%	21%
	CVaR [%]	-43%	-14%	-22%	-16%	-49%	-30%	-19%
	Technologie	PV_D	PV_A	So_th	Wi_off	Wi_on	WI_on_II	
	E[%]	-8%	18%	17%	13%	-2%	-9%	
	CVaR [%]	-25%	-11%	-10%	-8%	-21%	-29%	

Tabelle 3.16: Simulation SPOT 2040: Erwartungswert und Risikomaß der Einzelanlagen

Bei Betrachtung der Verteilungsmaße der Einzelanlagen in Tabelle 3.16 fällt auf, dass die erzielbare Risikokompensation in Form des Erwartungswertes bei den nicht durch das EEG-geförderten

Technologien analog zu den Portfolioparametern gegenüber dem EEG-Szenario stark angestiegen ist, obwohl die Einzelrisiken nahezu unverändert geblieben sind. Die generelle Rangfolge in der Parameterkombination (Erwartungswert/Risikomaß) der nicht durch das EEG geförderten Technologien bleibt aber unverändert.
Bei den regenerativen Investitionsanlagen wird vor allem deutlich, dass bei dieser Berechnung bis auf die Offshorewindnutzung keine andere regenerative Energiequelle in Deutschland auf Spotpreisniveau wirtschaftlich ist. Die heimischen Technologien Photovoltaik und Windbinnenlandnutzung sind in ihrer erwarteten Rendite weit abgeschlagen mit ca. -13 %. Beide Technologien sind aufgrund ihrer Nutzungskonkurrenz (ähnliche Einspeiseganglinien) gegenüber den Alternativen der gleichen Technologieklasse „PV-Importe“ bzw. „Windoffshorenutzung“ wirtschaftlich inferior. In Abbildung 3.35 ist die Rendite pro Szenario der Technologien zweidimensional gegeneinander aufgetragen.

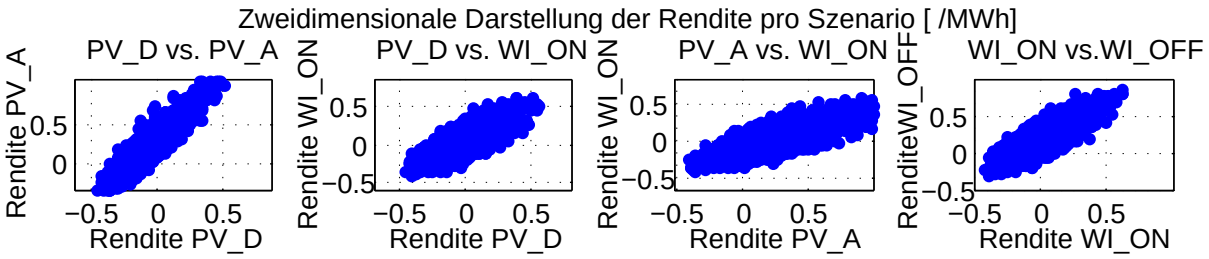


Abbildung 3.35: Simulation SPOT 2040: Zweidimensionale Betrachtung der durchschnittlichen spezifischen Renditen [€/MWh] pro Szenario

Die Graphiken 1 und 4 zeigen, dass die Korrelation der Renditen sehr hoch ist. Da das Einspeisungsverhalten sehr ähnlich ist, besteht kein Anreiz bei Investoren innerhalb einer Technologieklasse der Regenerativen zu diversifizieren. Im EEG-Szenario wird das geringere Einspeisevolumen zur dominanten Technologie durch einen erhöhten Vergütungssatz kompensiert, so dass dadurch ein künstlicher Anreiz zur Diversifizierung geschaffen wird (z. B. zwischen Offshore- und küstennahen Windstandorten).
Als zweiten Effekt reduzieren die dominanten Technologien einer Sparte PV_A und WI_OFF gerade in den Bereichen des Spotmarktes durch erhöhte Einspeisung die resultierenden Spotpreise, die auch die Wirtschaftlichkeit der Technologien PV_D und WI_ON bzw. WI_ON_II maßgeblich beeinflussen. Die Wirtschaftlichkeit ist somit negativ proportional zur installierten Leistung der jeweils dominanten Technologie. Dadurch wird die Konkurrenzfähigkeit der inferioren Technologien auch gegenüber den Anlagemöglichkeiten anderer Technologieklassen verringert.
Neben der Verringerung des Erwartungswertes der Technologien „PV_D“, „WI_ON“ bzw. „WI_ON_II“ hat sich auch der Abstand zwischen deren Erwartungswerten und Risikomaßen CVaR gegenüber dem EEG-Szenario drastisch erhöht. Während bei fixer Einspeisevergütung der Abstand der beiden Maße nur 7 bis 11 % beträgt, vergrößert sich der Abstand bei Spotpreisvergütung auf 17 bis 20 %. Dieses Resultat verdeutlicht, dass die Risikoquelle Spotmarktvergütung das Gesamtrisiko der Rendite dominiert.

Dies soll nachfolgend anhand einer Gegenüberstellung der spezifischen Vollkosten in Abbildung 3.36 und der relativen spezifischen Renditen in Abbildung 3.35 tiefergehend untersucht werden.

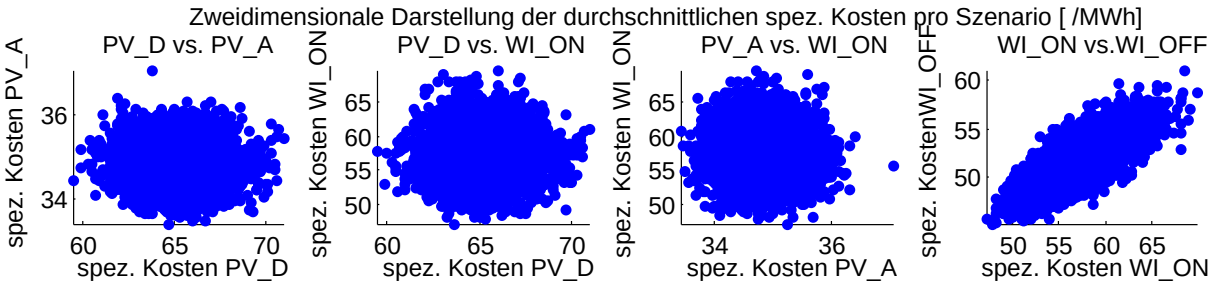


Abbildung 3.36: Simulation SPOT 2040: Zweidimensionale Betrachtung der durchschnittlichen spezifischen Kosten [€/MWh] pro Szenario

Während die Renditen der Technologien im SPOT-Szenario eine hohe Gleichläufigkeit besitzen, sind die spezifischen Kosten regenerativer Technologien relativ unkorreliert, die nicht durch die gleiche regenerative Quelle gespeist werden. Aufgrund der Proportionalität zwischen Kosten und Renditen besteht im EEG-Szenario ein hoher Diversifikationsanreiz. Dieser wird im SPOT-Szenario durch den gemeinsamen Risikofaktor Spotpreis überlagert bzw. aufgehoben (vgl. Abbildung 3.35).
Die Investitionstätigkeit in regenerative Technologien im SPOT-Szenario wird maßgeblich durch die in Abbildung 3.37 dargestellte negative Rückkopplungsschleife beeinflusst. Die unterschiedliche Wirkungsweise des Spotpreises in den Szenarien EEG und SPOT auf die Investitionsbedingungen der regenerativen Quellen kommt durch das Vorhandensein bzw. nicht Vorhandensein dieses Rückkopplungsmechanismus zum Ausdruck, was im Folgenden erläutert werden soll.

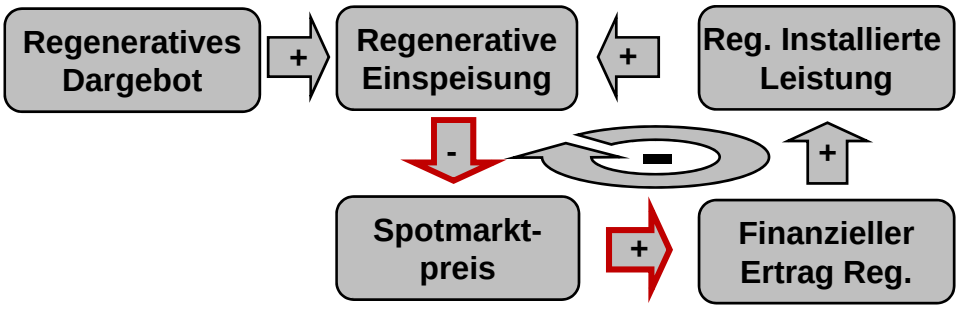


Abbildung 3.37: Simulation SPOT 2040: Rückkopplung zwischen Spotpreis und reg. Einspeisung

Der Spotpreis verhält sich in beiden Systemen negativ proportional zur Höhe der Einspeisung. Bei den regenerativen Technologien, die nicht unter das EEG fallen, entsteht somit eine negative Rückkopplung zwischen dem gesamten Investitionsvolumen und der Rendite (Investitionsattraktivität). Da jede Investorengruppe nur ein beschränktes Kapital zur Verfügung hat und die erwartete spezifische Renditeanforderung mit dem Grad der Risikoaversion zunimmt, ist die installierte Gesamtkapazität pro Investitionszyklus proportional zur erwarteten Rendite (Reaktion

der Investoren auf die Marktrendite). Jede zusätzlich installierte Einheit verringert den Spotpreis und damit die Rendite der Investitionsalternativen bei dem nächsten Investitionszyklus. Wenn keine großen Verzögerungen zwischen diesen beiden Reaktionen vorherrschen, kann das System selbstständig zu einem Gleichgewichtszustand bzgl. der absoluten Höhe des Investitionsvolumens im Steady State finden.[2]

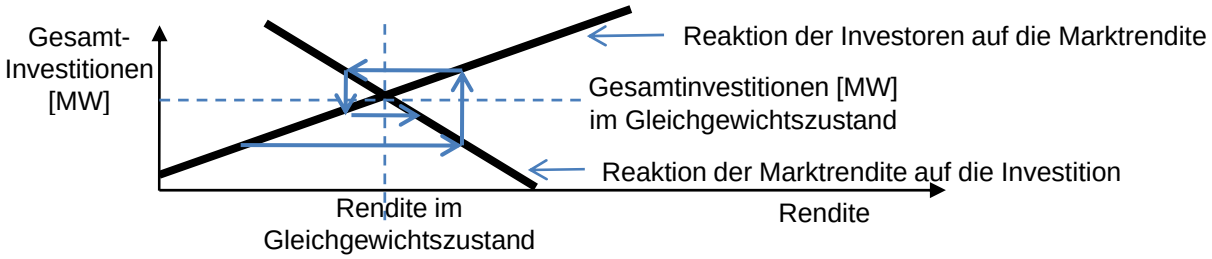


Abbildung 3.38: Simulation SPOT 2040: Entwicklung des Gleichgewichtszustandes zwischen Investitionssignal und Investitionstätigkeit

Dieses Knappheitssignal wird bei EEG-vergüteten Technologien ausgeschaltet. Bei der EEG-Förderung und den damit verbundenen fixen spezifischen Grenzrenditen existiert kein negativer Rückkopplungszyklus, so dass alleinig die Höhe des EEG-Vergütungssatzes das Investitionsvolumen und die Anzahl der im Markt befindlichen Investorenklassen bestimmt. Eine hohe Vergütung führt mehr risikoaverse Investoren in den Markt, so dass das Investitionsvolumen steigt. Mit den EEG-Vergütungssätzen wird aber nicht die Allokation der Investition nach Gesichtspunkten der Knappheit vorgenommen. Die Auswirkungen der Ausschaltung dieses Mechanismus wird auch im Vergleich der Spotpreisverteilungen im SPOT- und EEG-Szenario ersichtlich (vgl. Abbildung 3.27 und 3.46). Ein beträchtlicher Anteil der Preisverteilung von Nullwerten in Abbildung 3.27 zeigt an, dass zu diesen Zeitpunkten keine Knappheit und damit auch kein Bedarf an Investitionen vorherrscht. Dieses Phänomen ist im SPOT-Szenario in Abbildung 3.46 so nicht erkennbar. Aus diesem Zusammenhang lässt sich der Hauptkritikpunkt der EEG-Vergütung in Form der mangelnden Knappheitssignalaussendungsfähigkeit begründen. Die Höhe der installierten Leistung wird extern durch die Politik vorgegeben und ist nicht Resultat eines Marktprozesses. Der Marktprozess steuert nur die Höhe der notwendigen Vergütung, damit Investitionen getätigt werden. In der Untersuchung EEG-MOD wird ein Knappheitsmechanismus vorgestellt, der, gekoppelt mit der EEG-Vergütung, diesen unerwünschten Zustand aufhebt. Mit Hilfe des Mechanismus soll über die Formulierung eines Knappheitsindikators auch die Zielmenge der EEG-Technologien durch den Markt gesteuert werden. Die Berücksichtigung von Knappheiten bei der Mengenfestlegung soll neben einer effizienteren Allokation von EEG-Zahlungen auch zu einer gleichmäßigeren Fahrweise der regelbaren Technologien führen und somit die spezifische durchschnittliche absolute Rendite [€/MW/d] der Grundlasttechnologien gegenüber dem EEG-Szenario ansteigen lassen.

[2] Verzögerungen zwischen Investitionssignal und Investitionsbereitstellung können zu Zyklenbildung bei der Investitionstätigkeit führen und das Konvergieren in einen Gleichgewichtszustand verhindern [Gai 07].

Neben der Lage der Effizienzlinie hat sich in Abbildung 3.39 auch die Zusammensetzung der jeweiligen optimalen Portfolioentscheidungen stark verändert.

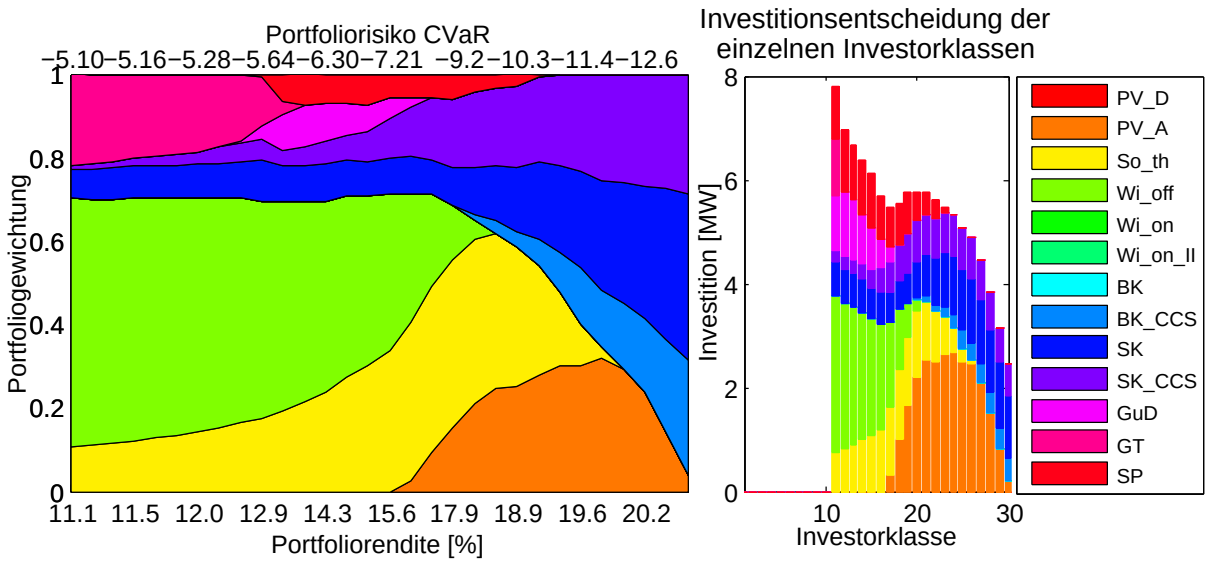


Abbildung 3.39: Simulation SPOT 2040: Portfoliogewichte und Investitionsentscheidungen

Der Diversifikationsgrad hat in Bereichen geringer Risikoallokation gegenüber dem EEG-Szenario massiv abgenommen. Im EEG-Szenario werden im Minimum-Risiko-Portfolio zehn verschiedene Technologien miteinander kombiniert. Im SPOT-Szenario sind nur fünf Technologien vertreten. Dominiert wird bei risikoaversen Investoren die Portfoliozusammensetzung von der Windoffshorenutzung. In diesem Bereich wirken die Risikofaktoren Kohle-, Gas-, Spotpreis, Knappheitsrendite, Windeinspeisung und Solareinspeisungen. In Bereichen höherer Erwartungswerte werden noch GuD-Anlagen und Speichersystemen beigemischt. Kohlebasierte Technologien werden in geringem Anteil (hauptsächlich CCS) bei risikoarmen Portfoliokonstellationen gehalten. Der verringerte Anteil an regenerativen und damit CO2-freien Technologien wird im SPOT-Szenario durch eine wesentlich höhere Beimischung an CCS-Technologien ausgeglichen. Neben Steinkohle-CCS wird nun auch Braunkohle-CCS im Portfolio gehalten.

In Tabelle 3.17 ist die installierte Gesamtkapazität dargestellt.

Szenario SPOT 2040	Technologie	BK	BK- CCS	SK	SK- CCS	GuD Gas	GT	SP
	Leistung [MW]	0	3.379	17.895	12.424	5.829	5.317	10.262
	Technologie	PV_D	PV_A	So_th	Wi_off	Wi_on	WI_on_II	**Gesamt**
	Leistung [MW]	0	25.072	15.307	22.120	0	0	**113.139**

Tabelle 3.17: Simulation SPOT 2040: installierte Kapazitäten im Steady State

Insgesamt sind im Gleichgewichtszustand 113 GW installiert. Davon nehmen regenerative 62 GW, fossile 43 GW sowie Speichertechnologien 10 GW ein.

Die Verringerung der installierten Gesamtleistung um fast 25 % und die wesentlich geringere installierte Kapazität der Speicher zeigt, dass die verwendeten regenerativen Technologien eine gleichmäßigere Einspeisung besitzen und damit den Regelbedarf bzw. die Reservekapazitätsvorhaltung deutlich verringern. Im EEG-Szenario wurden die hier nicht verwendeten Technologien PV_D, WI_ON und WI_ON_II in Höhe von 55 GW installiert, so dass hierdurch der große Unterschied in der installierten Gesamtleistung verursacht wird. Durch den Vergleich der beiden Szenarien wird auch deutlich, dass diese Technologien nur zu einem sehr geringen Prozentsatz regelbare Kraftwerke ersetzen können bzw. einen hohen Speicherausbau erfordern.
Die Ursache des nun deutlich gesteigerten Ausbaus an CCS-Technologien bei gleichem erwartetem CO2-Preis von ca. 42 €/t liegt zum einen an der geringeren Anzahl von wirtschaftlichen Konkurrenztechnologien, die in der Lage sind, CO2 arm Strom zu produzieren. Daneben besitzen diese Kraftwerke eine bessere Auslastung ihrer Fahrweise im SPOT-Szenario. Durch die bessere Vollbenutzungsstruktur ist die spezifische Rendite dieser Technologien im SPOT-Szenario angestiegen.

Szenario	Technologie	BK	BK-CCS	SK	SK_CCS	GUD-Gas
SPOT	VBT[d]	316	365	315	362	236
EEG	VBT[d]	277	341	279	326	201
SPOT	Gewinn [€/d/MW]	599,85	1041,99	552,19	815,86	267,61
EEG	Gewinn [€/d/MW]	549,41	974,81	518,42	765,34	265,71

Tabelle 3.18: Simulation SPOT 2040: Vergleich der Ausnutzung einzelner Technologien

In Tabelle 3.18 sind hierfür die über alle Szenarien gemittelten Einsatztage pro Jahr (VBT) potentieller Investitionsalternativen ohne Beachtung von Revisionszeiten angegeben. Die bessere Ausnutzung der Grundlasttechnologie Braunkohle kommt dadurch zu Stande, dass im EEG-Szenario an einer signifikanten Anzahl von Zeitpunkten eine Überspeisung des Systems durch regenerative Quellen eintritt. Dies ist im SPOT-Szenario nicht der Fall. Hier tritt auch nach Abzug der regenerativen Einspeisung ein benötigter Sockelbedarf (Mindestnachfrage) auf (vgl. Abbildung 3.43).

Auswertung Regenerativer Einspeisung

Die Einspeisung aus regenerativen Quellen konzentriert sich im SPOT-Szenario auf die Technologien Offshorewind und der beiden Solarstromimporte.

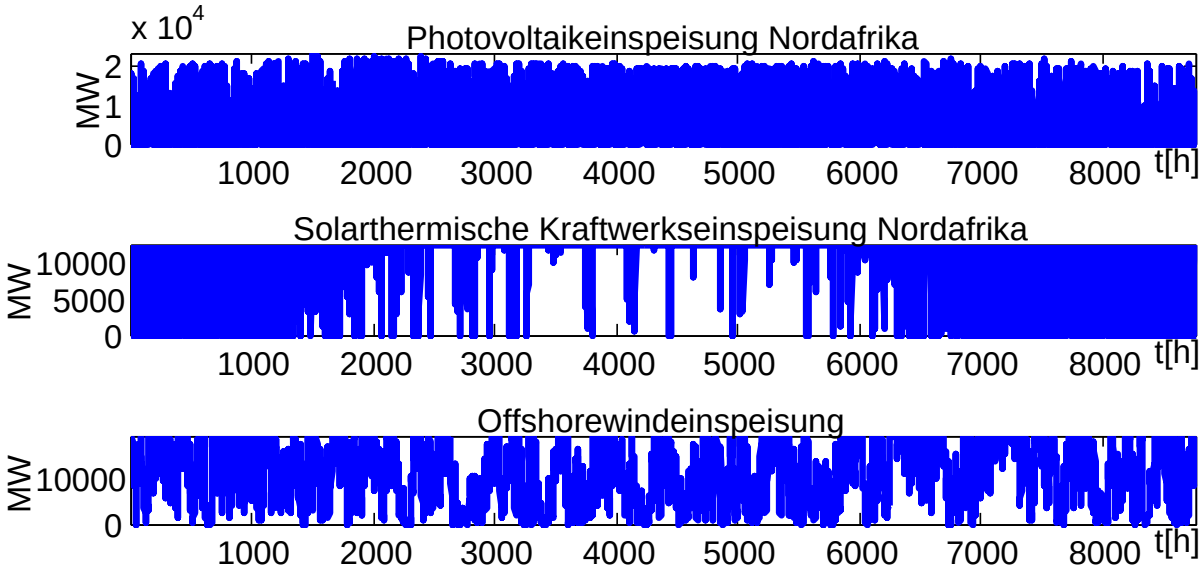


Abbildung 3.40: Simulation SPOT 2040: Szenario der Einspeisung über ein Jahr

Der erreichbare Spitzenwert der Einspeisung der verschiedenen Quellen ist über das Jahr sehr gleichmäßig, so dass der Bedarf an saisonaler Ausgleichsenergie der regenerativen Einspeisung gegenüber dem EEG mit der dort klar ausgeprägten Jahressaison der regenerativen Einspeisung geringer ist. Dies zeigt auch der Verlauf des Erwartungswertes der Gesamteinspeisung in der linken Graphik von Abbildung 3.41.

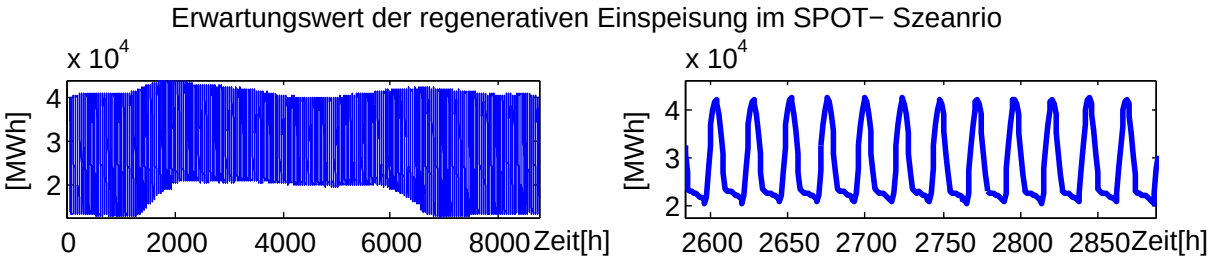


Abbildung 3.41: Simulation SPOT 2040: Erwartungswert der regenerativen Einspeisung

Aufgrund der hohen Einspeisung aus Photovoltaikanlagen in Nordafrika besitzt der Intratagesverlauf weiterhin eine ausgeprägte Saison mit Spitzenwerten von über 40 GW am Tag und einer Mindesteinspeisung im Erwartungswert von ca. 20 GW. Im Winterhalbjahr verbleibt in der Nacht alleinig die Windeinspeisung im Erwartungswert von 12 GW.

In Tabelle 3.19 sind die Parameter der Einspeisung dargestellt.

Technologie	PV_A	ST_A	WI_OFF	Gesamt
Erwartungswert der jährlichen Einspeisung [GWh]	47,00	94,02	97,39	238,41
Standardabweichung der jährlichen Einspeisung [GWh]	0,60	1,01	4,16	4,45
Standardabweichung der jährlichen Einspeisung [%]	1,28%	1,07%	4,27%	1,87%

Tabelle 3.19: Simulation SPOT 2040: Parameter der regenerativen Einspeisung

Insgesamt werden im Mittel 238 TWh an regenerativer Energie im Jahresverlauf eingespeist. Die gute Diversifikation der Mengenrisiken wird bei Betrachtung der Standardabweichung der Gesamteinspeisung ersichtlich. Die Einspeisemengen der Solarstromimporte sind auf Jahresbasis zwar hochkorreliert. Die Korrelation zu der Mengeneinspeisung der Offshoreenergie ist jedoch Null.

Abbildung 3.42 zeigt, dass die deterministische Struktur der Last durch die Einspeisung im SPOT-Szenario weniger unstrukturiert und volatil in die Spotnachfrage überführt wird als im EEG-Szenario.

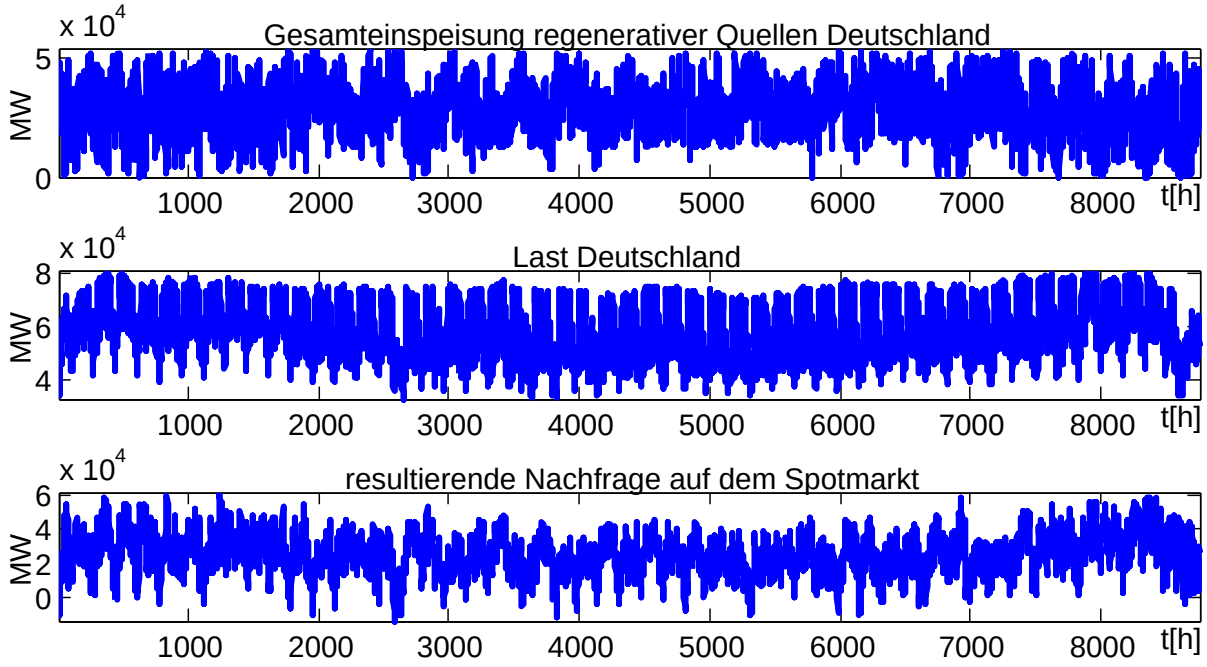


Abbildung 3.42: Simulation SPOT 2040: Szenario der Nachfrage über ein Jahr

In dem dargestellten Szenario hat sich die Anzahl der im System vorhandenen negativen Nachfragezustände (vor Speichereinsatz) gegenüber dem EEG-Szenario massiv verringert. Durch die regelbaren Kraftwerke verbleibt eine auszugleichende Spitzenlast von 60 GW im Winter, die im Sommer auf 40 GW absinkt.

Über die einzelnen Simulationen verbleibt eine jährliche Residualnachfrage von 220 TWh mit einer Standardabweichung von 4,6 TWh.

Parametervariable NF	Last	Regen-erative Einspeisung	Nachfrage am Spotmarkt	Anteil Reg. an der Nachfrage
Erwartungswert [MWh]	4,58E+08	2,38E+08	2,20E+08	0,52
Standardabweichung [MWh]	9,92E+05	4,45E+06	4,60E+06	0,010
Standardabweichung [%]	0%	2%	2%	2%

Tabelle 3.20: Simulation SPOT 2040: Parameter der Nachfrage

Der regenerative Anteil zur Deckung der Last im Energiesystem beträgt ca. 50 % gegenüber 70 % im EEG-Szenario. Die Versorgung durch einheimische regenerative Energieträger nimmt auf 21 % ab.
In Abbildung 3.43 ist der Erwartungswert der Nachfrage ohne und mit Speichereinsatz dargestellt.

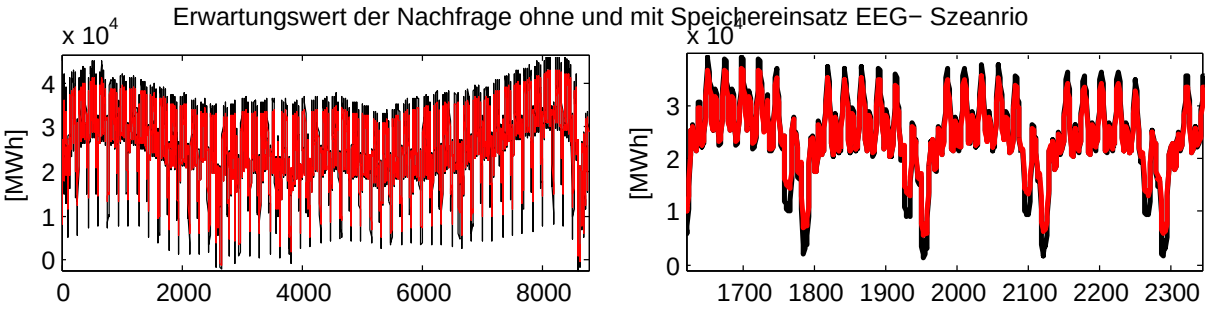


Abbildung 3.43: Simulation SPOT 2040: Nachfrage ohne und mit Speichernutzung

Im Erwartungswert kommt es bei Ausnutzung der Speicher selbst an Wochenenden und Feiertagen nicht mehr zu einer Überspeisung des Systems. Der Spotpreis als Knappheitsindikator ist demnach sehr gut in der Lage, die Investitionstätigkeit in die regenerative Energien und den Speichereinsatz zu steuern.

Auswertung der Spotpreise

Der Verlauf der Simulationen der stündlichen Spotpreise im SPOT-Szenario in Abbildung 3.44 besitzt visuell eine hohe Ähnlichkeit zu den Spotpreisverläufen des EEG-Szenarios. Dies betrifft insbesondere die Jahressaison und die durchschnittliche Höhe der Peakpreise. Das SPOT-Szenario unterscheidet sich aber in seiner Verteilung von dem EEG-Szenario wesentlich durch die verringerte Anzahl von Stunden mit extrem niedrigen Preisen nahe Null.

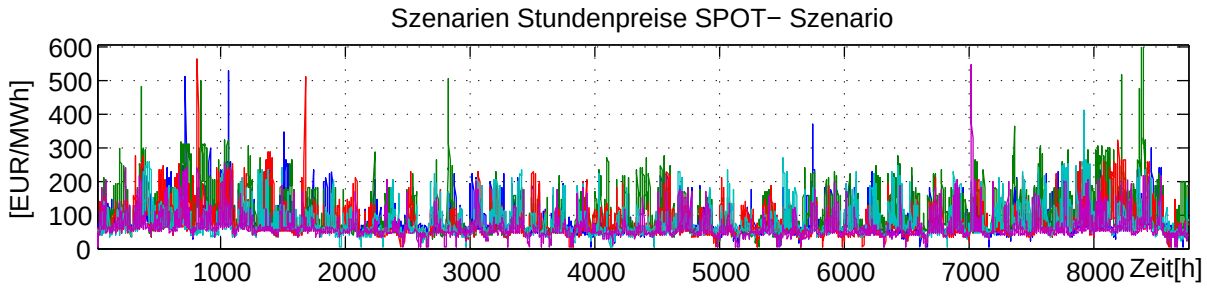


Abbildung 3.44: Simulation SPOT 2040: Zehn Spotpreisszenarien im Jahresverlauf

Daneben ist eine klarere Tages- und Wochenstruktur aufgrund der höheren deterministischen Struktur der Nachfrage im Verlauf ersichtlich.

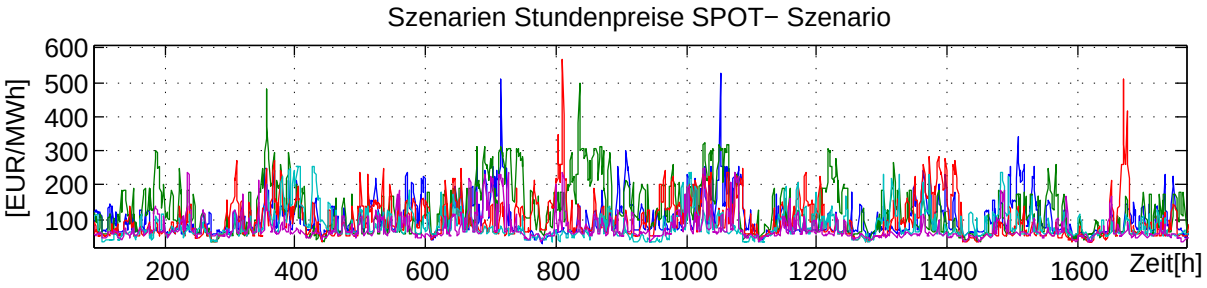


Abbildung 3.45: Simulation SPOT 2040: Zehn Spotpreisszenarien im Jahresausschnitt

Analog zum EEG-Szenario können in den einzelnen Simulationen (vgl. Abbildung 3.45) sehr unterschiedliche Volatilitäten in Abhängigkeit der Knappheit eintreten. Wenn keine wesentliche Knappheit vorhanden ist, geht die Intratagessaion fast vollständig verloren. Bei Knappheit setzten die unelastische Nachfrage bzw. die verdrängten Nachfragesegmente den Preis, der in den abgebildeten Szenarien bis auf 550 €/MWh ansteigt. Gegenüber dem EEG-Szenario treten die Preisspitzen und damit die Nachfrageverdrängung häufiger und in allen Jahreszeiten auf.

Die Aussagen bzgl. der relativ ähnlichen Charakteristika der Spotpreise im EEG- und SPOT-Szenario gelten auch für die Histogramme der unterschiedlichen Preisverteilung. Zwischen der Verteilung der Jahrespreise ist kein grundsätzlicher Unterschied feststellbar, da dieser wesentlich durch die Verteilung der Brennstoffpreise festgelegt wird. Bei Betrachtung der Histogramme der Tages- und Stundenpreise wird die zuvor visualisierte Veränderung der Verteilung am linken Rand mit weniger Stunden mit Preisen nahe Null deutlich.

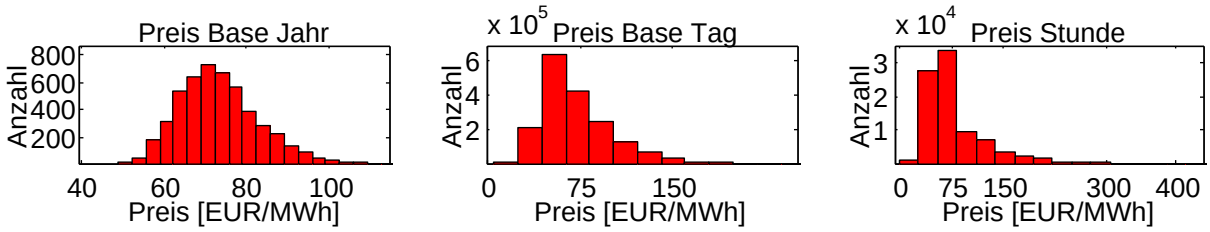


Abbildung 3.46: Simulation SPOT 2040: Histogramme der Preise unterschiedlicher Zeiträume

Die Aussagen werden auch bei Betrachtung der Parameter der Verteilung gestützt, wobei der Erwartungswert im SPOT-Szenario leicht um 3 €/MWh erhöht ist. Der maximale und minimale Jahresbasepreis sowie die Streuung der Preise sind sich relativ ähnlich.

Parameter des Spotmarktes	Erwartungs-wert	Standardab-weichung	Standardab-weichung [%]	2% Quantil	98% Quantil
SPOT- Szenario [€/MWh]	73,63	10,11	0,14	56,36	98,44
EEG- Szenario [€/MWh]	71,99	10,94	0,15	53,56	98,6

Tabelle 3.21: Simulation SPOT 2040: Parameter des Spotmarktes

Auf Jahresbasis betrachtet, unterscheiden sich somit die beiden Szenarien mit ihren Kraftwerksparkzusammenstellungen für die Spotnachfrage wenig. Dies sollte somit zu ähnlichen Jahresforwardpreisen am Terminmarkt führen. Die Unterschiede ergeben sich vielmehr in der Struktur der Preise im Tages- und Stundenverlauf.

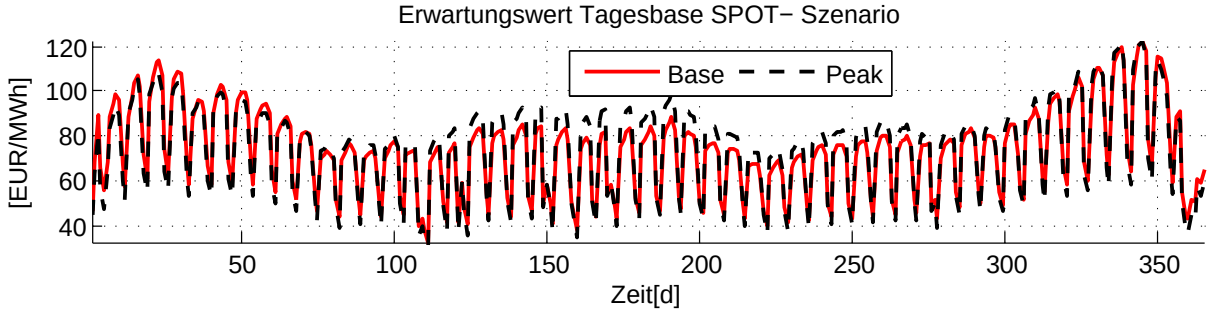


Abbildung 3.47: Simulation SPOT 2040: Erwartungswert des täglichen Base-Stromspotpreises

In Abbildung 3.47 ist der Erwartungswert der Tagesbase- und der Peak-Preise des SPOT-

Szenarios dargestellt. Die Spitzenwerte der Tagesbasepreise in der Woche sind im Erwartungswert im Winter und im Sommer um ca. 20 €/MWh höher als im EEG-Szenario, was durch den geringeren Speicherbestand verursacht wird. Dagegen sind die Erwartungswerte der Wochenendpreise im ganzen Jahresverlauf im SPOT-Szenario um ca. 15 €/MWh niedriger als im EEG-Szenario. Dies liegt an den geringen Grenzkosten der dort zum Einsatz kommenden CCS-Technologien, in die vermehrt im SPOT-Szenario investiert wird.
In Abbildung 3.48 ist der stündliche Erwartungswert des Spotpreises im SPOT-Szenario abgebildet.

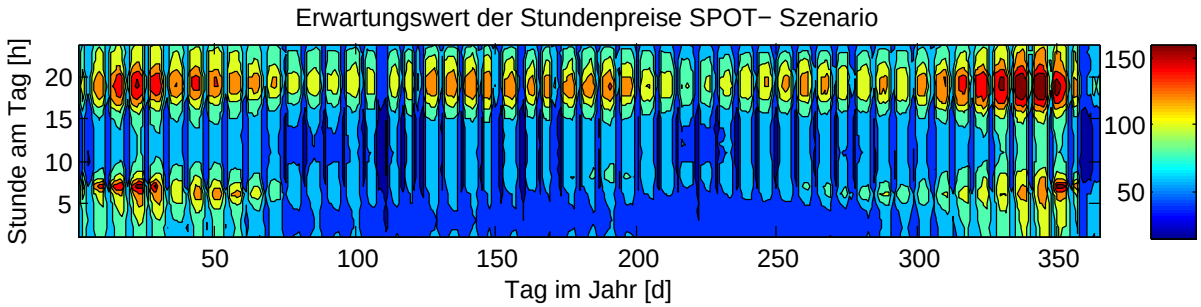


Abbildung 3.48: Simulation SPOT 2040: Erwartungswert des stündlichen Stromspotpreises

Die hohe PV-Einspeisung hat analog zum EEG-Szenario zu einer Verschiebung der Tageshöchststände in die Morgen- und Abendstunden geführt.
In Abbildung 3.47 sind die stündlichen Erwartungswerte der Strompreise in beiden Szenarien abgebildet.

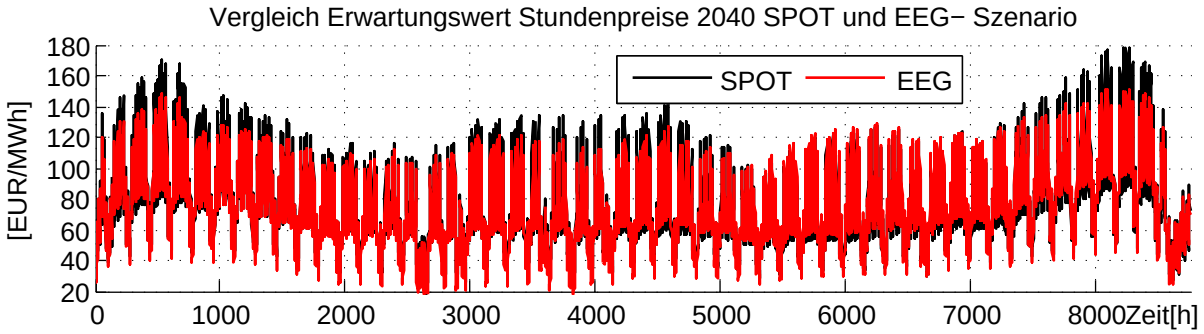


Abbildung 3.49: Simulation SPOT 2040: Vergleich Erwartungswert der stündlichen Stromspotpreise im EEG- und SPOT-Szenario

Der Unterschied der Tageshöchstpreise der stündlichen Erwartungswerte ist hierbei noch deutlich größer als bei den Tagespreisen. Er beträgt im Sommer bis zu 40 €/MWh.

Auswertung der politischen Vorgaben

Bei Betrachtung der Gesamtkosten für die Nachfrage am Spotmarkt ergibt sich bei Gegenüberstellung der Gesamtkosten aus Spot- und EEG-Vergütung des EEG-Szenarios ein um 25 % verringerter Erwartungswert. Neben der höheren Produzentenrente ist somit auch die Konsumentenrente deutlich höher als im EEG-Szenario. Die Aussagen sind verbunden mit den hierbei unterstellten Verteilungen der Brennstoffpreisentwicklung. Bei noch höheren Erwartungswerten und Streuungen der Brennstoffpreise kann sich diese generelle Aussage verändern.

Volkswirt. Gesamtkosten Vergleich: SPOT vs. EEG Szenario			
Gesamtkosten der Endkunden	Erwartungs-wert [€/a]	Standardab-weichung [€/a]	Standardab-weichung [%]
SPOT- Szenario	1,99E+10	2,96E+09	15%
EEG- Szenario	2,75E+10	2,61E+09	9%

Tabelle 3.22: Simulation SPOT 2040: Parameter der Gesamtkosten des Energiebezuges

Die Gesamtkosten pro Jahr im SPOT-Szenario sind aber wesentlich volatiler als die Gesamtkosten im EEG-Szenario. Wenn Preisvolatilität mit einem erhöhten volkswirtschaftlichen Anpassungsdruck verbunden ist und eine geringe Volatilität einen Einfluss auf die Nutzenfunktion der Endkonsumenten bzw. in der politischen Entscheidungsfindung hat, wird die eindeutige Präferenz für das Spotszenario verwässert. Eine Volkswirtschaft kann auf Kosten eines höheren Erwartungswertes durch die EEG-Vergütung eine Stabilisierung der Gesamtkosten erreichen.
In Tabelle 3.23 sind das CO2-Ziel und die erwarteten Emissionen sowie deren Streuung in beiden Szenarien dargestellt. Analog zum EEG-Szenario wird bei der gegebenen CO2-Grenzvermeidungskurve das CO2-Ziel eingehalten und ein CO2-Preis von ungefähr 42 €/t erzielt.

Parameter der CO2-Emissionen	CO2- Ziel	Erwartungswert Ist-Emissionen	Differenz	Standard-abweichung	Std [%]
SPOT-2040 [t/a]	83.806.818	78.851.896	4.954.922	3.020.061	4%

Tabelle 3.23: Simulation SPOT 2040: Parameter der CO2-Emissionen

Zusammenfassung

- *Die Effizienzlinie der optimalen Portfolioentscheidungen besitzt im EEG- und SPOT Szenario eine breite Streuung der Verteilungsparameter.*
  Die Untersuchung hat gezeigt, dass die genaue Kenntnisnahme der eigenen Risikoaversion das in Frage kommende Technologieportfolio stark bestimmt. Daneben sollte sich bei Unternehmen die Eigenkapitalverzinsungsanforderung an der Wahl des Technologieportfolios orientieren.

- *Die konventionelle Steinkohletechnologie besitzt den höchsten Erwartungswert.*
  Die konventionelle Steinkohletechnologie ist in beiden Szenarien die mit Abstand riskanteste und potentiell gewinnbringendste Investitionsalternative, die von Investoren im Portfolio gehalten wird.

- *Die konventionelle Braunkohletechnologie wird in beiden Szenarien nicht im Portfolio gehalten.*
  Braunkohle ist aufgrund ihres ungünstigen Verhältnisses aus Kapital und CO2-Emissionen ohne CCS-Technik nicht wirtschaftlich.

- *EEG-Vergütung schaltet die dominante Risikoquelle Spotmarkt aus.*
  Durch das EEG wird eine künstliche Veränderung der Rendite der EEG-Technologien erreicht. Hierbei wird insbesondere die Streuung und damit das Risiko dieser Anlagemöglichkeiten massiv reduziert. Das EEG besitzt aber gegenüber dem Spotmarkt keine Lenkungswirkung, so dass ein hoher Anteil der erzeugten Energie in Zeiten des Überflusses an Energie bereitgestellt wird.

- *Sonderrolle GT- und GuD-Gaskraftwerke.*
  GT und GuD Gaskraftwerke können ihre hohen Kosten teilweise mit Hilfe der Spotpreise hedgen. Sie besitzen ein hohes Diversifikationspotential zur Beimischung von EEG-Technologien und fossilen Technologien. Eine Einzelinvestitionsmaßnahme in diese Technologien ist für den Unternehmer mit hohen unsystematischen Risiken verbunden. Deshalb sind Investments in Gastechnologien nur zur Beimischung in ein Portfolio zu empfehlen.

- *Spotmarkt ist eine dominante Risikoquelle und kann nicht diversifiziert werden.* Im SPOT-Szenario gibt es, bis auf die Speicher und die gasbasierten Anlagen, keine Technologie, die in der Lage is, den dominanten Risikofaktor Spotpreis entscheidend zu diversifizieren. Eine alleinige Betrachtung der Risiken auf Kostenbasis führt zu einer Fehlallokation und einer

zu geringen Bewertung des Risikos.

- *Die Produzenten- und Konsumentenrente ist im SPOT-Szenario höher als im EEG-Szenario.*
  Im Spotszenario können für risikofreudige Investoren erheblich effizientere Portfoliozusammenstellungen gefunden werden als im EEG-Szenario. Daneben sind die Gesamtkosten für die Endkonsumenten geringer. Diese sind aber einer größeren Variabilität unterworfen.

- *Der Erwartungswert und die Volatilität des Spotpreises ist in beiden Szenarien ähnlich hoch.*
  Die Verteilung der Jahresbasepreise wird hauptsächlich durch die Brennstoffpreise bestimmt, so dass sich beide Szenarien nur gering unterscheiden. Der Unterschied ergibt sich in der Volatilität der Stundenpreise und der hohen Anzahl mit extrem niedrigen Preisen im EEG-Szenario.

- *CO2-Emissionsziel wird unterschritten.*
  Die CO2-Emissionen werden bei der hier unterstellten Grenzvermeidungskostenkurve in beiden Szenarien unterschritten. Im SPOT-Szenario wird hierzu ein größerer Anteil CCS-Technologien verwendet als im EEG-Szenario.

- *Die regenerative Quote der Stromerzeugung wird in beiden Szenarien massiv gesteigert.*
  Der Anteil des regenerativ erzeugten Stroms zur Deckung der Gesamtlast erreicht in den Szenarien 70 % bzw. 50 %. Im SPOT Szenario ist dies im Wesentlichen auf Solarstromimporte zurückzuführen. Im EEG-Szenario wird dagegen, bedingt durch die künstliche Anhebung der Wirtschaftlichkeit der heimischen regenerativen Technologien, hauptsächlich in diese investiert.

3.3 Auswertung des Szenarios SENS

In den zurückliegenden Abschnitten wurden die für die weitere Untersuchung erstellten Referenzszenarien (EEG-REF und SPOT-REF) erläutert. Hierbei wurden die Investitionsbedingungen, der Spotmarkt und weitere Implikationen unter EEG-Förderung und ohne EEG-Förderung untersucht. Das Hauptaugenmerk dieser Arbeit und der dabei vorgenommenen Parametrierung des Modells liegt nicht in den Ergebnissen an sich, sondern in der Darstellung von Wirkungszusammenhängen im Modell. Deshalb sollen im Folgenden einzelne Parameter variiert werden, die nur einer sehr unzureichenden empirischen Datenbasis untersetzt sind. In den folgenden Abschnitten werden hierzu die Ergebnisse der Referenzszenarien EEG und SPOT bzgl. der Sensitivität von zwei Modellinputgrößen ceteris paribus untersucht (vgl. Tabelle: 3.24). Hierdurch soll gewährleistet werden, dass die Ursache-Wirkungsbeziehungen in den veränderten Bedingungen klar zu Tage treten.

Sensitivitätsanalyse		Modellzeitraum 2040			
Modellparameter	Szenario	1	2	3	4
Sozio/politische-Parameter	CO2-Emissionsziel	+/o/-	+/o/-	o	o
	EEG-Fix	x		x	
	keine Förderung REG		x		x
Investitionsparameter	Gesamtbudget	o	o	+/o/-	+/o/-

Tabelle 3.24: SENS +25%: Variation der Modellparameter

In der ersten Untersuchungsgruppe wird der Modelloutput bzgl. einer Erhöhung des im System zur Verfügung stehenden Gesamtbudget hin evaluiert. Die Zusammensetzung der Investorenklassen und deren Gesamtbudgets für das Jahr 2040 können für die Untersuchung nicht valide aus einer zur Verfügung stehenden Quelle geschätzt werden. Es ist aus diesem Grunde zu klären, wie eine Veränderung der Parametereinstellung auf die Zusammensetzung der Ergebnisse wirkt. Daneben können wichtige Hinweise über die Rückkopplung der Risikowahrnehmung und der Verteilung der Investorenklassen auf die einzelnen resultierenden Größen gewonnen werden.
In der zweiten Untersuchungsgruppe wird das CO2-Limit gegenüber den beiden Referenzszenarien um -25% reduziert. Im Fokus der Untersuchung steht insbesondere die Wirkungsweise dieser Maßnahme auf die Portfoliozusammensetzung der einzelnen Investoren. Dabei soll geklärt werden, welche CO2-armen Technologien die CO2-emittierenden Technologien substituieren bzw. welcher mittlere CO2-Preis und welche CO2-Emissionen sich im Gleichgewicht einstellen.

3.3.1 Variation des im Markt zur Verfügung stehenden Gesamtbudgets

In diesem Abschnitt werden die Zusammenhänge zwischen der Zusammensetzung der Investorenklassen und der Höhe des zur Verfügung stehenden Investitionsbudgets auf die Investitionsentscheidung und den daraus resultierenden Kraftwerksparks untersucht. Daneben soll die Frage beantwortet werden, wie diese Faktoren auf die Form und Lage der Parameter der Einzeltechnologien und der Effizienzlinie wirken. Die Auswirkungen werden sowohl im EEG- als auch im SPOT-Szenario evaluiert (mit und ohne EEG-Vergütung).

Auswertung des EEG-Szenarios

In Abbildung 3.50 ist die Lage der Einzeltechnologien und der Effizienzlinie des Referenzszenarios EEG gegenüber einer Evaluierung mit einem um 25 % erhöhten Budget (EEG- +25 %) für alle Investorenklassen dargestellt.

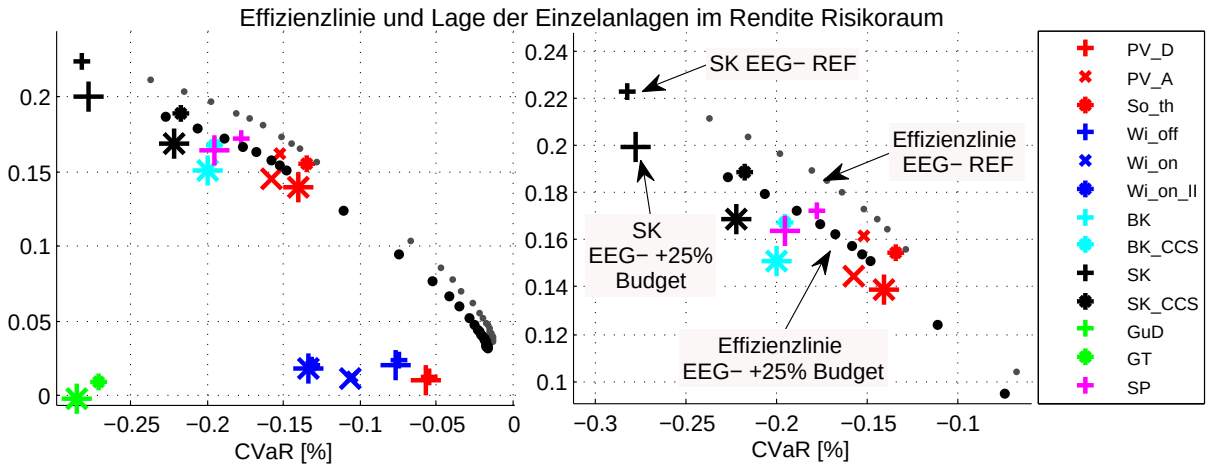


Abbildung 3.50: SENS +25 % Budget: Lage der Effizienzlinie bei Erhöhung des Gesamtbudgets um 25 % im EEG-Szenario

Gegenüber dem Referenzszenario fällt bei Betrachtung der von den Investoren gewählten Portfolios auf der Effizienzlinie eine Zweiteilung der Wirkungsweise auf. Punkte auf der Effizienzlinie (rechte Graphik), die keine EEG-Technologien beinhalten, sind durch eine starke Verringerung der Risikokompensation (Erwartungswert) und einer weniger deutlichen Risikoverringerung des CVaRs charakterisiert. Demgegenüber sind Portfolios mit EEG-Technologien bei gleichem Erwartungswert mit einem leicht erhöhten Risikoniveau verbunden.
Im Resultat verschiebt sich die Effizienzlinie für risikofreudige Investoren nach unten. Die Effizienzlinie für risikoaverse Investoren verschiebt sich gegenüber dem Referenzszenario nach links. Die Veränderung in diesem Bereich ist aber wesentlich geringer als im Bereich höherer Erwartungswerte.

Die oben gemachten Aussagen gelten auch für die Betrachtung der Parameter der Einzeltechnologien in Tabelle 3.25.

Szenario EEG Busget +25%	Technologie	BK	BK- CCS	SK	SK- CCS	GuD Gas	GT	SP
	E[%]	1,90%	15,12%	19,98%	16,90%	-2,41%	-0,17%	16,38%
	CVaR [%]	-48,92%	-19,95%	-27,76%	-22,17%	-43,36%	-28,48%	-19,48%
	Technologie	PV_D	PV_A	So_th	Wi_off	Wi_on	WI_on_II	
	E[%]	1,05%	14,48%	13,90%	2,07%	1,10%	1,77%	
	CVaR [%]	-5,63%	-15,76%	-14,06%	-7,70%	-10,64%	-13,37%	

Tabelle 3.25: SENS +25 % Budget: Parameter der Einzeltechnologien im EEG-Szenario bei Erhöhung des Gesamtbudgets um 25 %

Der Erwartungswert konventioneller Steinkohlekraftwerke hat gegenüber dem Referenzszenario um 2,3 % abgenommen. Das Risiko ist ebenfalls leicht zurückgegangen. Bei den anderen fossilen Technologien hat sich sowohl der Erwartungswert reduziert als auch das Einzelrisiko erhöht, so dass bei diesen eine klare Verschlechterung der Parameterkombination festgestellt werden kann.

Investorklasse	3	6	9	12	15	18	21	24	27	30
Risikoaversionsarameter a	0,14	0,21	0,28	0,35	0,41	0,48	0,55	0,62	0,68	0,75
Nutzen EEG REF	-6E-03	-2E-03	2E-03	0,01	0,01	0,02	0,03	0,05	0,07	0,10
Nutzen EEG +25% Kap.	-1E-02	-6E-03	-3E-03	0,00	0,01	0,01	0,02	0,04	0,06	0,08
Investition EEG REF			x	x	x	x	x	x	x	x
Investition EEG +25% Kap				x	x	x	x	x	x	x

Tabelle 3.26: SENS +25 % Budget: Veränderung des Nutzens der Investorenklassen im EEG-Szenario

Korrespondierend zu diesen Aussagen hat in Tabelle 3.26 der Nutzen für die einzelnen Investorenklassen abgenommen. Aufgrund des gestiegenen Gesamtbudgets ist eine Investorenklasse mit geringerer Risikoaversion als im Referenzszenario als marginale Investitionseinheit im Markt vertreten (von Investorklasse 7 auf Klasse 10). Der Grenz-Risikoaversionsparameter a nimmt dementsprechend von 0,23 auf 0,3 zu.

Szenario EEG Busget +25%	Technologie	BK	BK- CCS	SK	SK- CCS	GuD Gas	GT	SP
	Leistung [MW]	0	0	20.827	4.787	5.222	9.374	15.333
	Technologie	PV_D	PV_A	So_th	Wi_off	Wi_on	WI_on_II	**Gesamt**
	Leistung [MW]	20.000	12.500	16.400	25.000	10.000	20.000	**159.443**

Tabelle 3.27: SENS +25% Budget: Auswirkung der Budgetanhebung auf die absoluten Kapazitätsanteile pro Technologie bei EEG-Förderung

Bei der gesamten installierten Leistung in Tabelle 3.27 ist es zu einer Verschiebung der Kapazitäten von GuD Gas zu den Grundlasttechnologien und GT-Gas sowie den Speichern gekommen. Da insbesondere sehr risikoaverse Investoren GuD-Anlageformen zur Risikodiversifikation nutzen und deren Grad gegenüber dem Referenzszenario abgenommen hat, ist diese Umschichtung zu

erklären. Die leichte Erhöhung der Gesamtkapazität plausibilisiert die Erhöhung der Risiken der Peaktechnologien, da die Erhöhung der Gesamtkapazität i. d. R. negativ auf die Erzielung von Knappheitsrenditen wirkt.

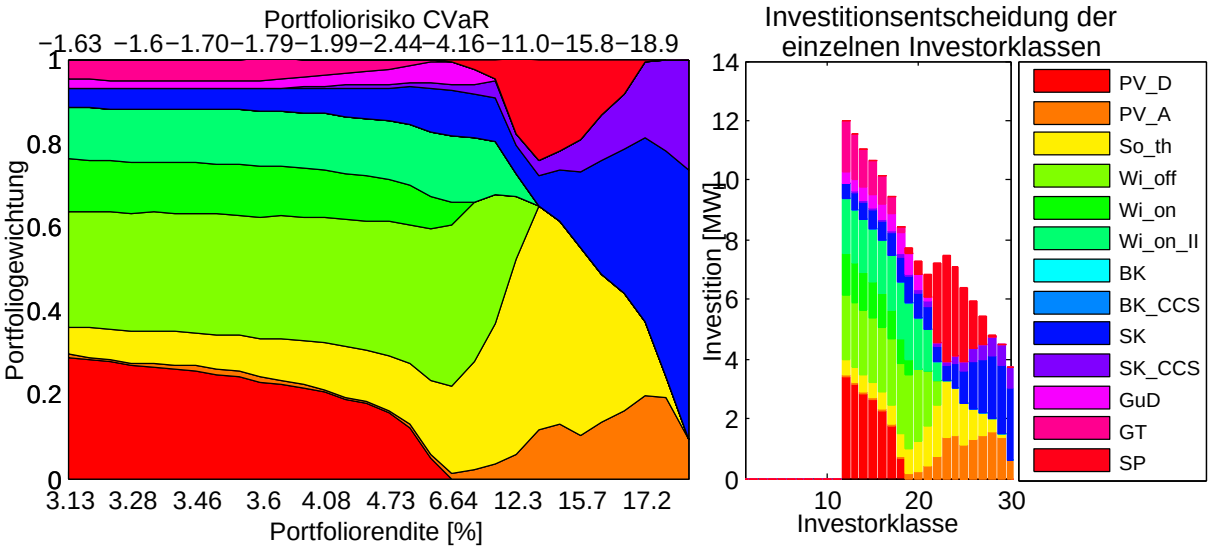


Abbildung 3.51: SENS +25 % Budget: Zusammensetzung der einzelnen Investitionsentscheidungen

Die Verringerung der Parameter der EEG-Technologien ist auf eine leichte Verringerung der EEG-Vergütungssätze (ca. 0,2 €/MWh) zurückzuführen. Dies kommt auch in der marginalen Verschlechterung der Portfolioparameter des Minimum-Risikoportfolios in Abbildung 3.50 zum Ausdruck.

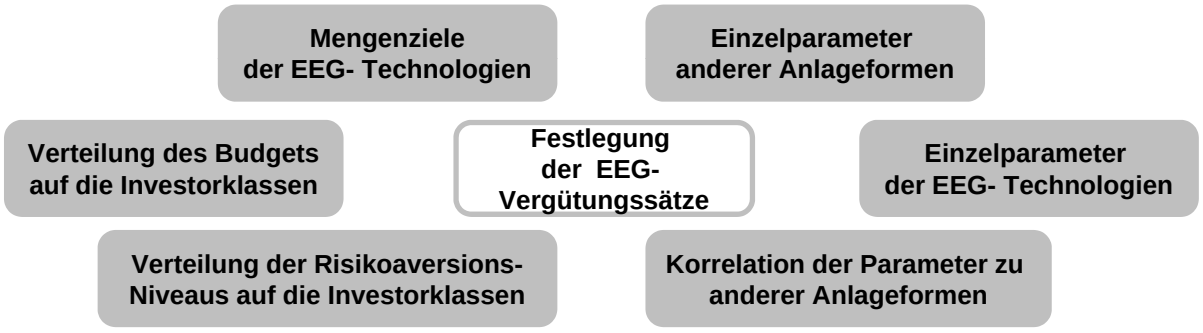


Abbildung 3.52: SENS +25 % Budget: Einflussgrößen auf die Festlegung der EEG-Vergütungssätze

Die Auswertung der Budgeterhöhung zeigt damit, dass die Festlegung der EEG-Vergütungssätze sowohl von den investorunabhängigen Größen „regeneratives Dargebot“, „Parameter und Korrelation der Einzelanlagen“ und „politische Zielsetzung der Mengenhöhe“ als auch von marktspezifischen Parametern „Investorenzusammensetzung“ und „Risikoaversionsniveaus der Investoren“ abhängt. Letzteres bestimmt im Wesentlichen die Höhe der Risikoprämie.

Auswertung des SPOT-Szenarios

Die für die Auswertung im EEG-Szenario gemachten Aussagen bzgl. der Veränderung der Lage der Einzeltechnologien und der Effizienzlinie gelten auch für das SPOT-Szenario in Abbildung 3.53.

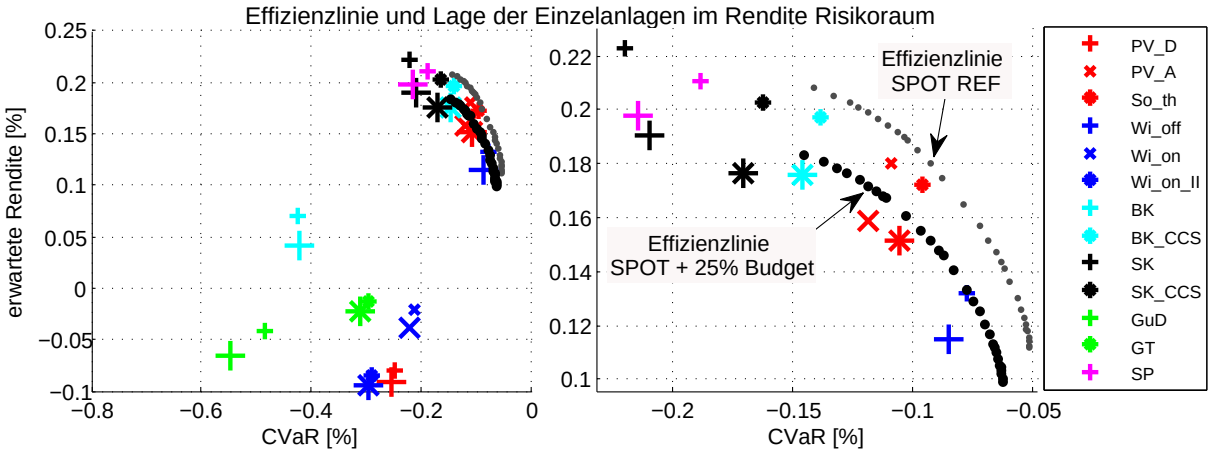


Abbildung 3.53: SENS +25 % Budget: Lage der Effizienzlinie bei Erhöhung des Gesamtbudgets um 25 % im SPOT Szenario

Die Parameter aller Technologien in Tabelle 3.54 verschlechtern sich teilweise gravierend. Der Erwartungswert bricht über alle Technologien um bis zu 7 % (SK) ein. Die fossilen Technologien sind von dieser Veränderung stärker betroffen als die Regenerativen, deren Erwartungswerte sich um 5 bis 3 % reduzieren. Für die konventionelle Steinkohletechnologie reduziert sich im Gegenzug auch das Risiko. Für die anderen Technologien bleibt das Risikomaß nahezu unverändert. Eine Ausnahme bilden die gasbasierten Technologien und die Speicher, deren Einzelrisiken sich stark erhöhen.

Szenario SPOT Busget +25%	Technologie	BK	BK- CCS	SK	SK- CCS	GuD Gas	GT	SP
	E[%]	4,17%	17,57%	19,07%	17,62%	-6,55%	-2,32%	19,79%
	CVaR [%]	-42,12%	-14,57%	-20,96%	-17,04%	-54,55%	-30,95%	-21,41%
	Technologie	PV_D	PV_A	So_th	Wi_off	Wi_on	WI_on_II	
	E[%]	-9,05%	15,86%	15,15%	11,46%	-3,83%	-9,49%	
	CVaR [%]	-25,26%	-11,82%	-10,55%	-8,47%	-21,97%	-29,46%	

Abbildung 3.54: SENS +25 % Budget: Parameter der Einzeltechnologien im SPOT-Szenario bei Erhöhung des Gesamtbudgets um 25 %

Die Veränderung der Parameter ist insgesamt weitaus dramatischer als im EEG-Szenario, so dass die Sensitivität bzgl. der Veränderung der Budgetverteilung ohne Förderung größer ist als mit. Dies liegt daran, dass der Anstieg der Nutzenniveaus im SPOT Szenario ausgehend von der marginal im Markt vertretenen Investorklasse, wesentlich steiler verläuft als im EEG-Szenario. Ausgehend von der marginal im Markt vertetenen Investorklasse im EEG-REF Szenario, beträgt

der Anstieg der Nutzenniveaus für die nächsten fünf Investorenklassen ungefähr 0,15 % pro Klasse. Im SPOT-Szenario ist dieser Anstieg mit ca. 0,5 % wesentlich steiler. In Tabelle 3.28 wird dies sowie die Veränderung der Nutzenniveaus zwischen der Referenz und dem Szenario mit der Budgeterhöhung noch einmal aufgeführt.

Investorklasse	3	6	9	12	15	18	21	24	27	30
Risikoaversionsarameter a	0,14	0,21	0,28	0,35	0,41	0,48	0,55	0,62	0,68	0,75
Nutzen SPOT REF	-2E-02	-1E-02	-2E-04	0,01	0,03	0,04	0,06	0,08	0,11	0,12
Nutzen SPOT +25% Kap.	-4E-02	-3E-02	-2E-02	0,00	0,01	0,03	0,04	0,06	0,08	0,10
Investition SPOT REF			x	x	x	x	x	x	x	x
Investition SPOT +25% Kap				x	x	x	x	x	x	x

Tabelle 3.28: SENS +25 % Budget: Veränderung des Nutzens der Investorenklassen im SPOT-Szenario

Nach Veränderung der gesamten Budgethöhe im SPOT- +25 % Budget-Szenario ist nun die Investorklasse 13 die marginale im Markt vertretene Einheit. Das Nutzenniveau dieser Einheit hat sich um 1,3 % verringert. Da in diesem Modell die Investitionsentscheidung nur durch die binäre Ergebnisgröße der Auswertung der Nutzenfunktion stattfindet, reagiert eine Investorklasse erst beim Vorzeichenwechsel des Nutzens auf Veränderungen der Effizienzlinie.[3] Da im SPOT-Szenario der Anstieg der Nutzenniveaus wesentlich größer ist als im EEG-Szenario, kann für das neue Gleichgewicht auch eine größere Verschlechterung der Effizienzlinie und damit der Einzelparameter stattfinden. Die Verdrängung der risikoaversen Investorenklassen aus dem Markt beeinflussen somit stark den erzielbaren Nutzen aller im Markt verbleibenden Investoren in Tabelle 3.28 im Vergleich zum Referenzszenario.

Szenario SPOT Busget +25%	Technologie	BK	BK- CCS	SK	SK- CCS	GuD Gas	GT	SP
	Leistung [MW]	0	5.182	19.879	11.197	1.074	7.293	11.487
	Technologie	PV_D	PV_A	So_th	Wi_off	Wi_on	WI_on_II	**Gesamt**
	Leistung [MW]	0	25.516	15.797	22.444	0	0	**119.869**

Tabelle 3.29: SENS +25 % Budget: Auswirkung der Budgetanhebung auf die absoluten Kapazitätsanteile pro Technologie ohne EEG-Förderung

Hauptverantwortlich für die Verringerung der erzielbaren Erträge am Spotmarkt ist die starke Erhöhung der Gesamtkapazität in Tabelle 3.29 um ca. 6,5 GW sowie insbesondere die Erhöhung der Speicherkapazität. Durch beide Effekte wird die erzielbare Knappheitsrendite stark verringert. Der Speicherausbau und damit die Anhebung des Preisniveaus in Schwachlastzeiten erhöht wiederum die Wirtschaftlichkeit der Braunkohle CCS-Technologie, deren Kapazität sich auf 5

[3] Die Investition wird ausgelöst, wenn ein positiver Nutzen durch ein Portfolio erzielbar ist. Das für die Investition zur Verfügung stehende Budget ist unabhängig von der Höhe des Nutzens. Eine andere Nutzenfunktion bzw. eine Kopplung des Budgets an die Nutzenausprägung würde die Ergebnisse verändern. Die Sensitivität gegenüber Parametervariationen würde bei Investorenklassen mit hoher Nutzenausprägung direkt wirken. In diesem Modell erfolgt eine Reaktion erst bei Durchschreiten der Nulllinie des Nutzens.

GW verfünffacht. In den Abbildungen 3.55 bis 3.58 sind die Auswirkungen der Budgeterhöhung schematisch dargestellt.

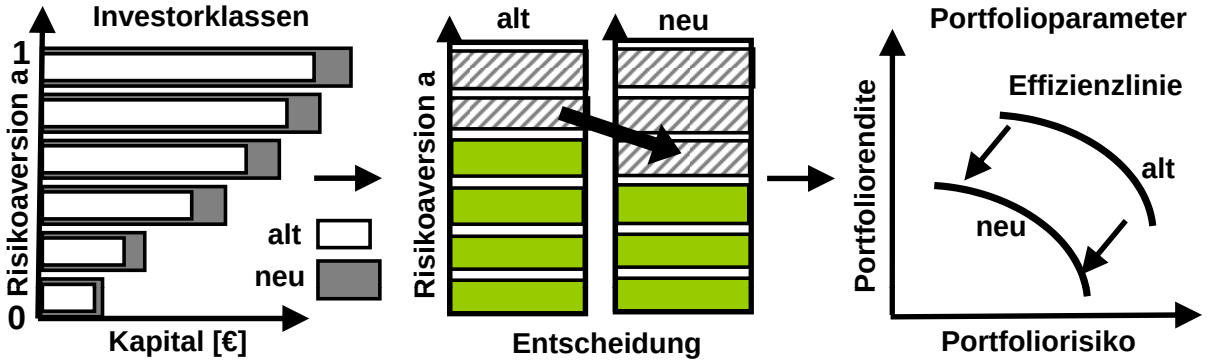


Abbildung 3.55: SENS +25 % Budget: Wirkungsweise der Erhöhung des Gesamtbudgets I

Die verbreiterte Kapitalbasis über alle Investorenklassen hat zur Folge, dass auch das Investitionsvolumen ansteigt, wenn ein positiver Nutzen aus der Investitionsbetrachtung resultiert. Daraus folgt, das eine geringere Anzahl von Klassen im +25 % Szenario notwendig ist, um die gleiche Gesamtkapazität im System zu erreichen. Die Grenzinvestorenklasse im Steady State verlangt somit eine geringere Risikokompensation für ihr Investment. Die Auswirkung dieses Phänomens kann anhand der folgenden Abstraktion in den Abbildungen 3.56 und 3.57 plausibilisiert werden. Hierbei soll davon ausgegangen werden, dass nur eine Investitionsalternative zur Verfügung steht, die mit ihren Grenzkosten am Markt anbietet. Die Fixkosten und Risikoprämie müssen in den Zeitpunkten verdient werden, in denen die Nachfrageverdrängung den Preis setzt. Der dadurch erzielbare Deckungsbeitrag soll im weiteren Verlauf als Knappheitsrendite bezeichnet werden. Die Höhe der Risikoprämie ist proportional zur Risikoaversion der Investorklasse, so dass auch die Knappheitsrenditeanforderung mit der Risikoaversion zunimmt.

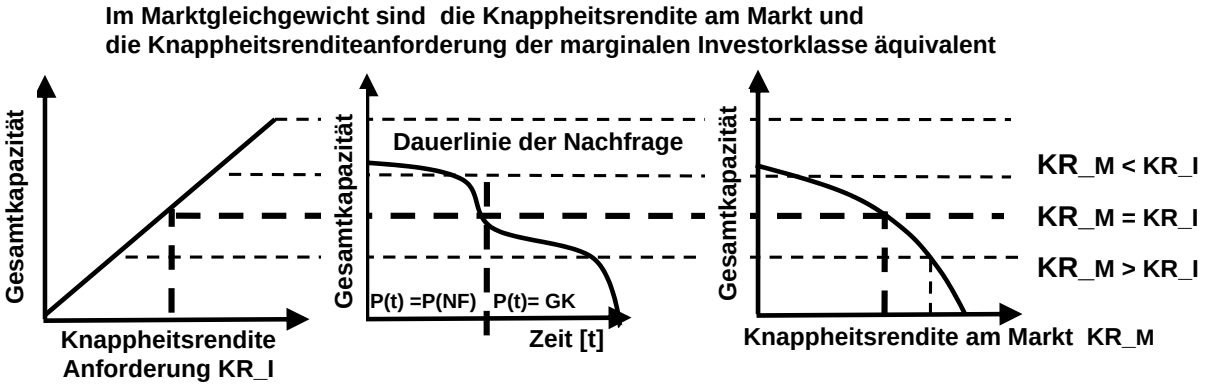


Abbildung 3.56: SENS +25 % Budget: Wirkungsweise der Erhöhung des Gesamtbudgets II

In der linken Graphik ist der Zusammenhang zwischen Anforderungen an Knappheitsrendite und Volumen der Gesamtinvestition aufgetragen. Die Knappheitsrendite wird in der mittleren Graphik in den Zeiteinheiten erzielt, in denen die Gesamtkapazität geringer als die zu decken-

de Nachfrage in der Dauerlinie ist. Zu allen Zeitpunkten rechts davon wird der Preis durch die Grenzkosten der Technologie gesetzt, so dass die Knappheitsrendite Null beträgt. Im Marktgleichgewicht sind die Anforderungen und die im Markt erzielbare Knappheitsrendite identisch. Eine Veränderung des Gesamtbudgets über alle Investorenklassen entspricht in der linken Graphik von Abbildung 3.57 einer Veränderung der Steigung der gesamten Kurve. Bezogen auf die gleiche Knappheitsrenditeanforderung wird nun wesentlich mehr Kapazität am Markt installiert. Aus diesem Umstand heraus ergibt sich ein neues Gleichgewicht, bei einer geringeren marginalen Risikoaversion mit einer geringeren Knappheitsrendite. Die Knappheitsrendite fließt bei allen Investorenklassen bei nur einer Investitionsalternative gleich in die Portfoliorenditeberechnung ein, so dass sich nicht nur die Risikokompensation des marginal im Markt befindlichen Investors verändert, sondern sich auf alle im Markt befindlichen Investoren auswirkt und somit auch deren Überrenditen verringert. Dadurch verschiebt sich die gesamte Effizienzlinie in Richtung geringerer Risikokompensation.

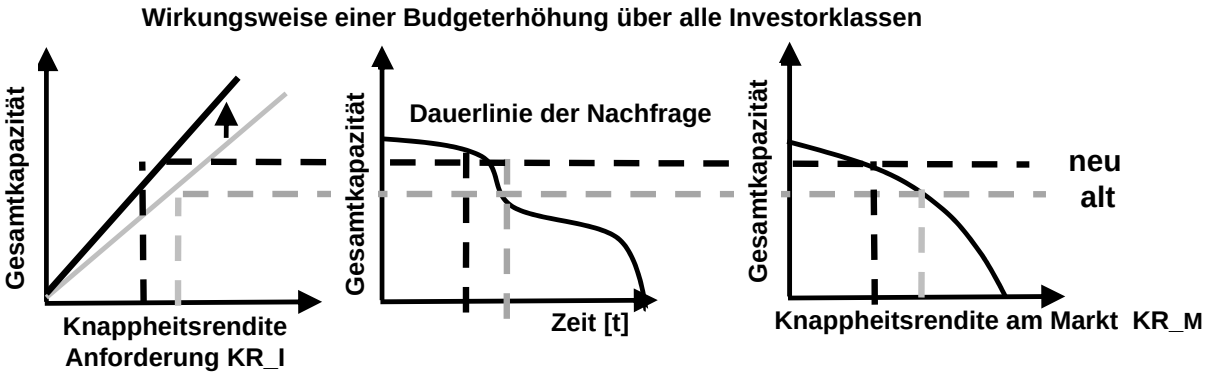


Abbildung 3.57: SENS +25 % Budget: Wirkungsweise der Erhöhung des Gesamtbudgets III

In einem Markt mit mehreren Investitionsalternativen bleibt dieser generelle Zusammenhang erhalten, wird aber von einer Reihe von weiteren Phänomenen überlagert. Eine Erhöhung des Budgets über alle Investorengruppen verändert nicht nur die Lage der Effizienzlinie, sondern auch die Zusammensetzung des gesamten Kraftwerksparks. In Abbildung 3.58 sind die Zusammenhänge noch einmal visualisiert.

Bezogen auf den alten Zustand sind die Portfolioentscheidungen risikofreudiger Investoren bei der Gesamtkapazität anteilig erhöht. Dies hat wiederum Rückwirkung auf die Charakteristika des Spotpreises und somit wiederum auf die Investitionsbedingungen.
Neben einer generellen Erhöhung über alle Investorenklassen kann auch die Form und die Steigung der einzelnen Segmente der Kurve in der linken Graphik von Abbildung 3.58 verändert werden. Im Modell korrespondiert dies mit einer Veränderung des Budgets oder dem Risikoaversionsparameter a einer einzelnen Investorklasse. Die Wirkungsweise hängt davon ab, ob eine Investorklasse davon betroffen ist, die unterhalb oder oberhalb des sich einstellenden marginalen Risikoaversionsniveaus liegt.

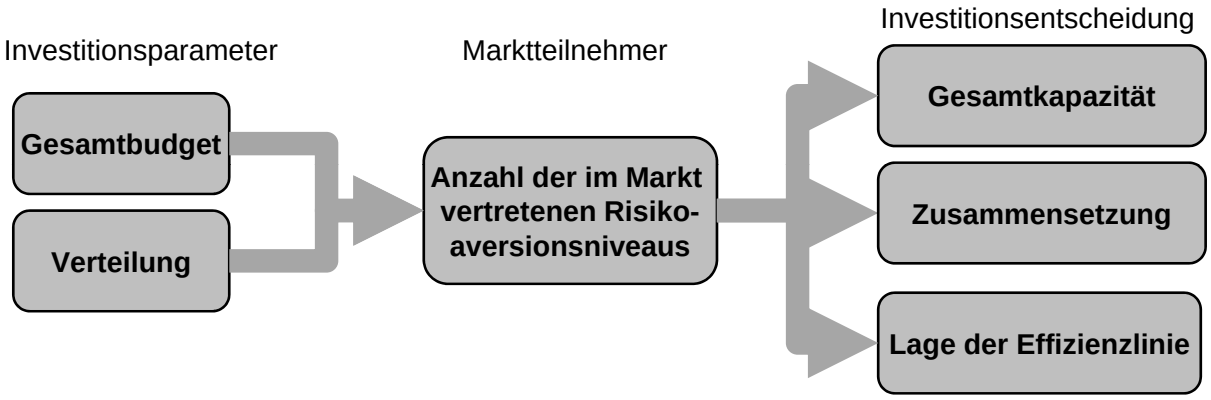


Abbildung 3.58: SENS +25 % Budget: Wirkungsweise der Erhöhung des Gesamtbudgets IV

Vergleich der Kosten für die Nachfrage am Spotmarkt

In Tabelle 3.30 sind die Kosten für die Nachfrage am Spotmarkt bei einer Budgetveränderung der Investoren für das EEG und SPOT-Szenario den Referenzszenarien gegenübergestellt.

Szenario	EEG		SPOT	
Gesamtkosten für die Nachfrage	REF	+25% Budget	REF	+25% Budget
Erwartungswert [€/a]	2,75E+10	2,72E+10	1,99E+10	1,94E+10
Standardabweichung [€/a]	2,61E+09	2,53E+09	2,96E+09	2,84E+09

Tabelle 3.30: SENS +25 % Budget: Gesamtkosten der Nachfrage
SENS +25 % Budget: Vergleich der Kosten für die Nachfrage am Spotmarkt

In beiden Szenarien kommt es zu einer leichten Reduktion der Kosten (ca. 2 %) und der Streuung der Kosten über die Simulationen. Wie Abbildung 3.59 zeigt, wird dieser Sachverhalt im Szenario SPOT-Budget+25 % durch im Erwartungswert geringere Peakpreise hervorgerufen. Gleiches gilt für das EEG-Szenario.

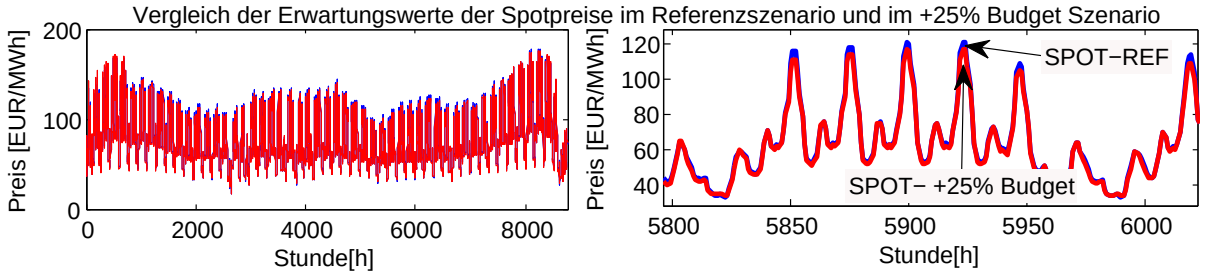


Abbildung 3.59: SENS +25 % Budget: Vergleich der Spotpreise im SPOT-Szenario

Da in beiden Szenarien die Gesamtkapazität gegenüber dem Referenzszenarium zunimmt, schneidet im Erwartungswert die Nachfrage die Angebotskurve in einem niedrigeren Segment. Die Grundlastpreise bleiben hiervon fast unverändert.

Das Ergebnis zeigt, dass niedrige Markteintrittsbarrieren und eine hohe Investitionsbereitschaft gegenüber abgeschotteten Märkten, in denen Investoren hohe Risikoprämien für den Markteintritt verlangen, zu sinkenden Strompreisen führt. Die Reduzierung ist aber geringer als bei einer Budgeterhöhung von 25 % zu erwarten wäre. Eine überproportionale Erhöhung des Budgets risikofreudiger Investoren würde eine Verringerung der Strompreise erreichen.
Eine äquivalente Auswirkung wie die Veränderung der Risikowahrnehmung/ des Budgets der Investoren hätte ein staatlicher Eingriff in die Verteilung der Risikoparameter. Im Falle des EEGs wird die Verteilung in Form des Spotpreises in einen eindimensionalen Parameter transformiert. Dies hat zur Folge, dass die Risikoprämienanforderungen an die Investition durch die Investoren verringert werden. Eine ähnliche regulierende Maßnahme könnte durchgeführt werden, um Risiken für die übrigen Technologien zu transformieren und damit letztendlich zu geringeren Spotpreisen zu führen. Die Risiken von Technologien, welche ihren Deckungsbeitrag überwiegend durch Knappheitsrenditen erwirtschaften, könnte durch die Einführung von Kapazitätsgutschriften durch den Netzbetreiber begrenzt werden. Hierbei könnte ein bestimmter Betrag unabhängig von der tatsächlichen Nutzung oder im Fall von Take-or-Pay-Verträgen in Abhängigkeit der tatsächlichen Nutzung gezahlt werden und dadurch die Notwendigkeit von Nachfrageverdrängung zur Erzielung der Wirtschaftlichkeit verringern. Die Transformierung einer unter Unsicherheit stehenden Größe in eine sichere Größe vermeidet die sonst durch den Investor geforderte Risikoprämie, welche letztendlich auf den Spotpreis aufgeschlagen wird.

3.3.2 Variation des CO2-Limits

Die beiden folgenden Untersuchungen sollen Aufschluss über die Sensitivität der Ergebnisse hinsichtlich einer Veränderung des CO2-Ziels geben. Hierzu werden gegenüber den Referenzszenarien EEG und SPOT die CO2-Limits um 25 % abgesenkt. Bei ausbleibender Korrektur des Marktes würde dies eine Erhöhung des durchschnittlichen CO2-Preises um ca. 8 €/t zur Folge haben.

Auswertung des EEG-Szenarios

In Abbildung 3.31 ist die Effizienzlinie, die Lage der Einzeltechnologien im Referenz- und im CO2- 25 % Szenario dargestellt. Die rechte Graphik zeigt dabei den Ausschnitt der Effizienzlinie risikofreudiger Anlageportfolios.

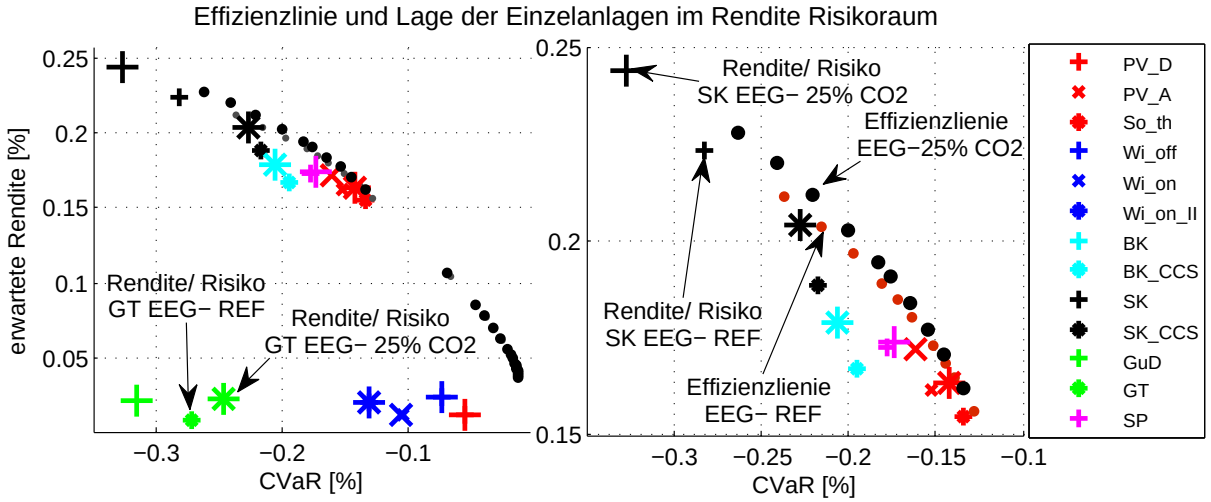


Tabelle 3.31: SENS -25 % CO2 Limit: Effizienzlinie und Einzelanlagen im Rendite Risikoraum im Vergleich zum Referenzszenario unter EEG-Förderung

Die Verschärfung der CO2-Emissionsgrenze führt zu einer leichten Anhebung der Effizienzlinie im Erwartungswert-Risikoraum für risikofreudige Investitionsportfolios.

Szenario EEG-CO2-25% 2040	Technologie	BK	BK- CCS	SK	SK- CCS	GuD Gas	GT	SP
	E[%]	5,1%	17,7%	24,1%	20,1%	1,7%	2,0%	17,4%
	CVaR [%]	-52,7%	-20,4%	-31,8%	-22,6%	-32,8%	-25,1%	-17,4%
	Technologie	PV_D	PV_A	So_th	Wi_off	Wi_on	WI_on_II	
	E[%]	1,2%	17,1%	16,2%	2,4%	1,2%	2,1%	
	CVaR [%]	-5,5%	-15,9%	-14,1%	-7,4%	-10,5%	-13,1%	

Abbildung 3.60: SENS -25 % CO2 Limit: Parameter der Einzeltechnologien im SPOT-Szenario bei einer Verringerung des CO2-Limits um 25 %

In der Auswertung unter EEG-Förderung lassen sich bzgl. der Lage der Einzeltechnologien zwei unterschiedliche Entwicklungen erkennen. Bei einer Verschärfung des CO2-Budgets verschieben

sich zum einen die Parameter der gasbasierten Technologien GT und GuD-Gas in Richtung geringerer Einzelrisiken bei gleichzeitig erhöhten Erwartungswerten Die Auswertung unter EEG-Förderung zeigt, dass es insbesondere in der Portfoliozusammensetzung risikofreudiger Investoren zu einer bedeutenden Umschichtung zwischen der konventionellen Steinkohletechnologie und der CCS-Technologie kommt. Die Veränderung der Anteile beträgt bis zu 10 %. Dagegen erfolgt in diesen Portfolios keine wesentliche Umschichtung von koventioneller Steinkohletechnologie zu gasbasierten Technologien bzw. Solarimporten. Im Bereich geringer Risikoallokation wird die konventionelle Steinkohle gegen GuD-Gasalagen eingetauscht.

	Investorklasse	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Portfolio-gewichte	Risikoaversions-parameter a	0,58	0,6	0,62	0,64	0,66	0,68	0,71	0,73	0,75
EEG-CO2-25% 2040	PV_A	11%	15%	17%	19%	20%	26%	25%	11%	0%
	ST_A	55%	49%	43%	37%	30%	12%	0%	0%	0%
	SK	1%	8%	15%	23%	26%	32%	41%	51%	63%
	SK- CCS	7%	12%	16%	21%	24%	29%	33%	38%	37%
EEG-REF 2040	PV_A	12%	14%	15%	16%	17%	21%	27%	18%	2%
	ST_A	56%	50%	45%	39%	34%	23%	4%	0%	0%
	SK	6%	11%	18%	29%	35%	39%	48%	57%	69%
	SK- CCS	3%	6%	8%	12%	14%	18%	21%	25%	29%

Tabelle 3.32: SENS -25 % CO2 Limit: Auswirkung der CO2 Limitabsenkung auf die relativen Investitionsanteile pro Investorklasse

Dies bedeutet, dass die CO2-Grenzvermeidungskosten von CCS-Technologien geringer sind als die der anderen zur Verfügung stehenden Technologien. Da der Wechsel von Steinkohle auf CCS-Technologien keine wesentlichen Änderungen in der Angebotsfunktion im Bereich hoher Spotpreise erzeugt, bleibt die Preisverteilung am rechten Rand relativ unberührt von dieser Änderung. Die gesamte installierte Kapazität ist in Tabelle 3.33 abgebildet.

	Technologie	BK	BK- CCS	SK	SK- CCS	GuD Gas	GT	SP
Szenario EEG- CO2-25% 2040	Leistung [MW]	0	0	**13.784**	**7.619**	11.127	7.681	14.466
	Technologie	PV_D	PV_A	So_th	Wi_off	Wi_on	WI_on_II	**Gesamt**
	Leistung [MW]	20.000	12.353	15.871	25.000	10.000	20.000	**157.901**

Tabelle 3.33: SENS -25 % CO2 Limit: Auswirkung der CO2 Limitabsenkung auf die absoluten Kapazitätsanteile pro Technologie

Die Gesamtkapazität ist gegenüber dem REF-Szenario nahezu unverändert. Die Umschichtung der Kapazität der Steinkohle in Höhe von ca. 6 GW erfolgt anteilig auf die SK-CCS und GuD-Gastechnologie, die wesentlich CO2-ärmer Strom produzieren können als die konventionelle Steinkohletechnologie.

Auswertung des SPOT-Szenarios

Die Wirkungsweise der CO2-Allokationsverschärfung ist ohne EEG-Förderung auf die Effizienzlinie in Abbildung 3.61 visualisiert.

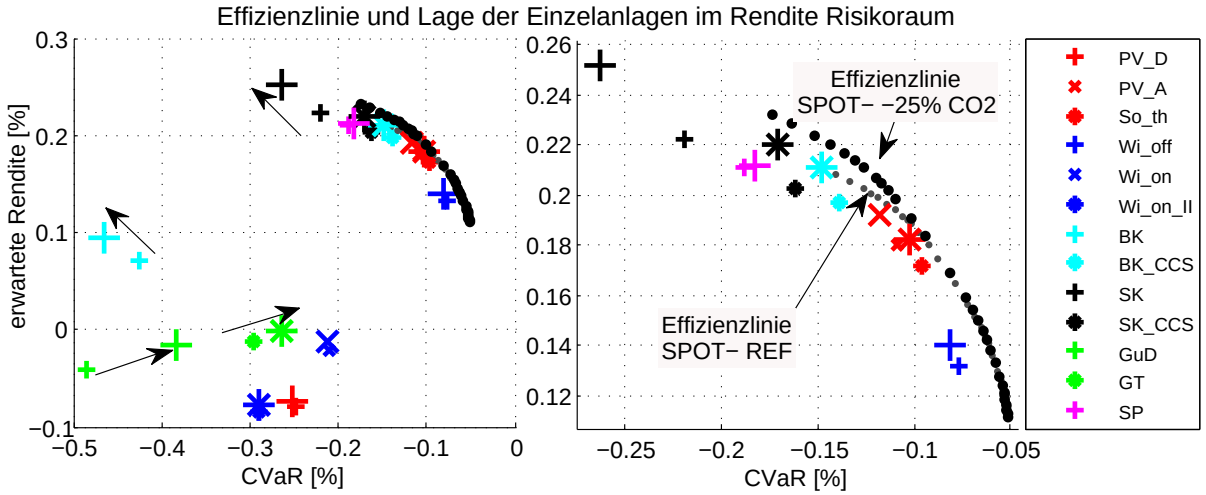


Abbildung 3.61: SENS -25 % CO2 Limit: Effizienzlinie und Einzelanlagen im Rendite Risikoraum im Vergleich zum Referenzszenario SPOT

Analog zum EEG-Szenario ergibt sich für die Effizienzlinie nahezu keine Veränderung für risikoaverse Investoren. Dies liegt daran, dass sich die Parameter der in diesen Portfolios gehaltenen Technologien nur unwesentlich verändern. Im Bereich höherer Portfoliorisiken ist ein leichter Nutzenzuwachs zu verzeichnen, der aber nur marginal ist. Die Einzelparameter in Tabelle 3.62 haben sich, wie im EEG-Szenario, stark für die konventionelle Steinkohle- und Braunkohle-Technologie verändert. Hierbei steigen sowohl Erwartungswert als auch Einzelrisiko stark an. Gasbasierte Technologien hingegen können sowohl ihren Erwartungswert erhöhen als auch ihre Einzelrisiken reduzieren. Die Parameter der anderen, insbesondere der Regenerativen Technologien, bleiben nahezu unverändert.

Szenario SPOT-CO2-25% 2040	Technologie	BK	BK- CCS	SK	SK- CCS	GuD Gas	GT	SP
	E[%]	9,4%	21,1%	25,2%	22,0%	-1,6%	-0,2%	21,2%
	CVaR [%]	-46,5%	-14,8%	-26,3%	-17,1%	-38,4%	-26,3%	-18,3%
	Technologie	PV_D	PV_A	So_th	Wi_off	Wi_on	WI_on_II	
	E[%]	-7,4%	19,2%	18,3%	14,1%	-1,3%	-7,8%	
	CVaR [%]	-25,1%	-11,8%	-10,3%	-8,1%	-21,3%	-29,1%	

Abbildung 3.62: SENS -25 % CO2 Limit: Parameter der Einzeltechnologien im SPOT-Szenario bei einer Verringerung des CO2-Limits um 25 %

Bei Betrachtung der Portfoliozusammensetzungen in Abbildung 3.63 fällt auf, dass sich in risikoarmen Portfolios insbesondere die Anteile von SK-CCS und Gas-GuD Technologien zu Lasten der SK Technologie deutlich erhöht haben.

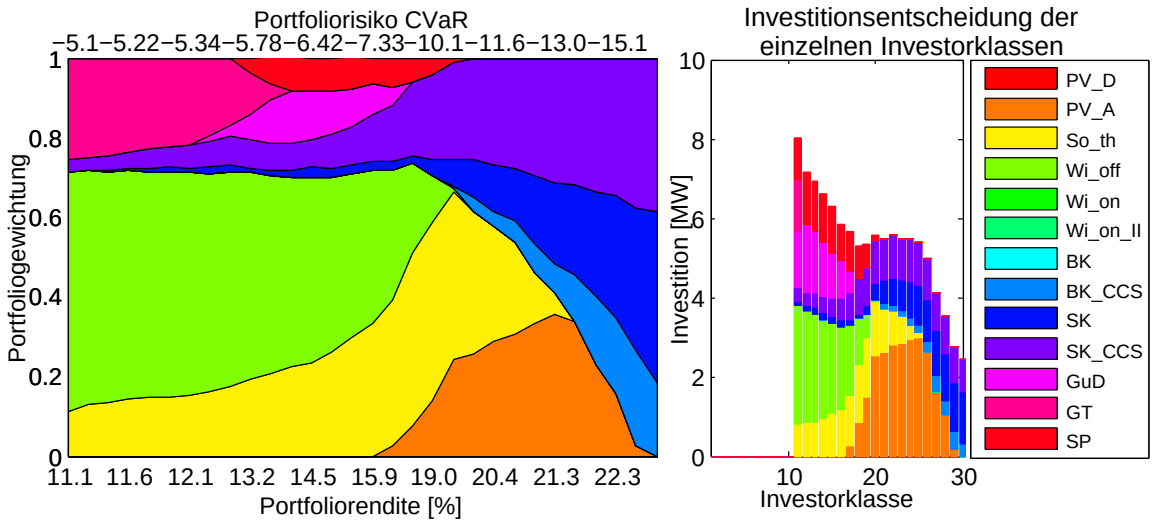


Abbildung 3.63: SENS -25 % CO2 Limit: Auswirkung der CO2 Limitabsenkung im SPOT-Szenario auf die relativen Investitionsanteile pro Investorklasse

Szenario SPOT- CO2-25% 2040	Technologie	BK	BK- CCS	SK	SK- CCS	GuD Gas	GT	SP
	Leistung [MW]	0	3.032	11.899	16.211	9.241	4.620	10.089
	Technologie	PV_D	PV_A	So_th	Wi_off	Wi_on	WI_on_II	**Gesamt**
	Leistung [MW]	0	24.681	15.049	21.879	0	0	**116.701**

Tabelle 3.34: SENS -25 % CO2 Limit: Auswirkung der CO2 Limitabsenkung auf die absoluten Kapazitätsanteile pro Technologie

Die Auswirkungen der CO2-Emissionslimitverschärfung hat nur marginale Auswirkungen auf die Gesamtkosten in beiden Szenarien mit und ohne EEG-Förderung.

Szenario	EEG		SPOT	
Gesamtkosten für die Nachfrage	REF	-25% CO2	REF	-25% CO2
Erwartungswert [€/a]	2,75E+10	2,77E+10	1,99E+10	2,02E+10
Standardabweichung [€/a]	2,61E+09	2,76E+09	2,96E+09	3,22E+09

Tabelle 3.35: SENS -25 % CO2 Limit: Auswirkung der CO2 Limitabsenkung auf die Gesamtkosten der Nachfrage

Die Kosten erhöhen sich leicht um ca. 0,7 % im EEG und 1,5 % im SPOT-Szenario. Die Sensitivität des EEG-Szenarios ist damit geringer gegenüber einer Verschärfung der CO2-Limits als das SPOT-Szenario. Insgesamt zeigt die Betrachtung, dass die volkswirtschaftlichen Zusatzkosten einer Emissionsverschärfung relativ gering sind.

3.4 Auswertung der Szenarioanalyse

Szenarioanalyse unter EEG- Einspeisung

Gruppen	Modellparameter	Szenario A1	Szenario A2	Szenario B1	Szenario B2
FOS-Parameter	Brennstoffpreisvolatilität	o	+	-	-
	Brennstoffpreistrend	o	+	-	o
	Invest- Kosten CCS	-	o	o	o
REG-Parameter	Invest- Kosten REG	-	o	o	+
	Invest- Kosten PSW	-	o	o	+
Sozio/politische-Parameter	Lastentwicklung	o	+	-	o
	Ausbaupfad REG	o	-	-	o
	CO2- Emissionsplan	-	o	-	+

A1	Technologischer Fortschritt	o	konstant
A2	Nachfragewachstum & konventionell	+	steigend
B1	Energieeffizienz	-	fallend
B2	Regionalisierung		

Tabelle 3.36: Szenarioanalyse: Überblick über die Variation der Modellparameter

In den folgenden Abschnitten werden vier Szenarien entwickelt, mit denen die Auswirkungen der jeweiligen Parameteränderung auf die Portfoliozusammensetzungen, den resultierenden Kraftwerkspark und den Spotpreis untersucht werden. Die einzelnen Szenarien repräsentieren sehr unterschiedliche globale Entwicklungspfade der Zukunft. Einem Szenario B1 mit einer bedeutenden Steigerung der Energieeffizienz wird ein Szenario A2 mit einem weiterem Nachfragewachstum gegenübergestellt. Daneben wird im A1 Szenario eine höhere Innovationsgeschwindigkeit bei den CCS- und regenerativen Technologien, einem auf die regionale Versorgung abstellendem Szenario B2 gegenübergestellt. Insgesamt können dadurch die besonders entscheidenden Einflussparameter und deren Wirkungsweise herausgearbeitet werden.

3.4.1 Szenario A1: Technologischer Fortschritt

Im Szenario A1 sollen die Auswirkungen einer Absenkung der Investitionskosten der „neuen Technologien“ auf die Portfoliozusammensetzung der Investoren, den Kraftwerkspark, den Spotpreis und die sich ergebenden CO2-Emissionen untersucht werden. Hierzu lassen sich für die Parameterklassen in Tabelle 3.36 Veränderungen ableiten, die im Vergleich zum Referenzszenario in Tabelle 3.37 zusammengefasst sind.

Parameter	Investitionskosten [€/MW]								CO2- Limit [t/a]
	BK- CCS	SK- CCS	PV	ST	WI_OFF	WI_ON	WI_ON_II	SP	
Referenz	1,94E+06	1,51E+06	6,20E+05	2,10E+06	1,32E+06	8,25E+05	7,19E+05	5,07E+05	8,40E+07
A1	1,75E+06	1,36E+06	4,98E+05	1,89E+06	1,21E+06	7,62E+08	6,63E+08	4,56E+05	4,19E+07

Tabelle 3.37: Szenario A1: Parametereinstellung im Vergleich zum Referenzszenario

Die Innovationsgeschwindigkeit ergibt sich aus der schnellen Diffusion von Wissen aus der Industrie in die Schwellenländer, wodurch, in Verbindung mit einer hohen Produktionskapazitätsausweitung, ein schnelleres Durchlaufen der Lernkurve der regenerativen und der CCS-Technologien als im Referenzszenario erzielt wird. Einhergehend mit dieser schnelleren technologischen Entwicklung wird auch ein ambitionierteres CO2-Limit durch die politische Administration vorgegeben.
Der Einfluss der Parameterveränderung auf die Effizienzlinie im Vergleich zum EEG-Referenzszenario ist in Abbildung 3.64 dargestellt.

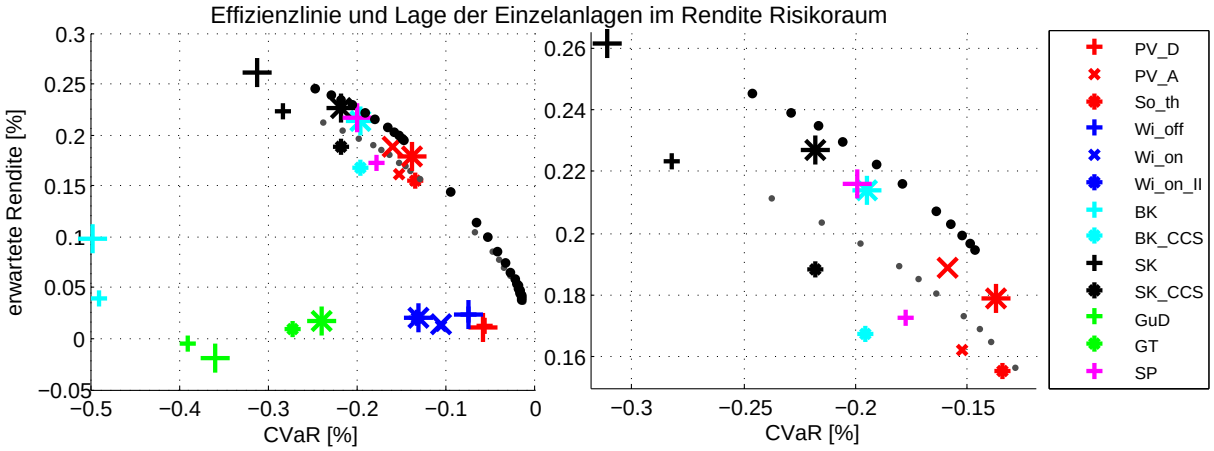


Abbildung 3.64: Szenario A1: Effizienzlinie im Vergleich zum EEG-Referenzszenario

Insgesamt ist eine Verschiebung der Effizienzlinie in den Bereichen zu verzeichnen, die keine EEG-Technologien beinhalten. Hierbei werden höhere Erwartungswerte in der Portfoliorendite gegenüber einer geringen Zunahme des Portfoliorisikos erzielt. Die Effizienzlinie im Bereich geringer Risikoallokation ist nahezu unverändert, obwohl sich die Investitionskosten der regenerativen Technologien deutlich reduziert haben. Da die Mengenausbauplanung der Politik unverändert ist,

stellt sich bei der Festlegung der Fördersätze ein neues Gleichgewicht bei wesentlich verringerten Einspeisesätzen ein (vgl. Tabelle 3.38).

EEG- Vergütungssätze	PV_D	WI_Off	WI_On	WI_On_II	Gesamt
EEG- REF [€/MWh]	68,53	55,84	61,76	81,92	63,76
Szenario A1 [€/MWh]	54,72	50,74	56,11	74,30	55,75

Tabelle 3.38: Szenario A1: Parameter der EEG-Fördersätze im Vergleich zum Referenzszenario

Die Verringerung der Investitionskosten erhöht bei den Einzelanlagen in Tabelle 3.39 den Erwartungswert, sowohl der davon direkt betroffenen Technologien als auch der Technologien BK, SK und SP, deren Investitionskosten unverändert zum Referenzszenario geblieben sind.

	Technologie	BK	BK- CCS	SK	SK- CCS	GuD Gas	GT	SP
Szenario A1	E[%]	9,86%	21,37%	26,14%	22,69%	-1,93%	1,70%	21,60%
	CVaR [%]	-49,65%	-19,46%	-31,13%	-21,76%	-35,99%	-23,95%	-19,91%
	Technologie	PV_D	PV_A	So_th	Wi_off	Wi_on	WI_on_II	
	E[%]	1,03%	18,85%	17,89%	2,36%	1,41%	2,12%	
	CVaR [%]	-5,65%	-15,87%	-13,73%	-7,44%	-10,37%	-13,08%	

Tabelle 3.39: Szenario A1: Parameter der Einzeltechnologien

Die Erhöhung der Speicherparameter lässt sich dadurch erklären, dass die gestiegene Wirtschaftlichkeit der Photovoltaiknutzung in Nordafrika und deren Kapazitätsausbau (vgl. Tabelle 3.40) zu einer hohen Anzahl von Stunden mit sehr geringen Preisen im System führt, die zum Pumpen verwendet werden können.

	Technologie	BK	BK- CCS	SK	SK- CCS	GuD Gas	GT	SP
Szenario A1	Leistung [MW]	0	2.700	6.964	15.383	0	15.457	21.370
	Technologie	PV_D	PV_A	So_th	Wi_off	Wi_on	WI_on_II	**Gesamt**
	Leistung [MW]	20.000	19.769	16.373	25.000	10.000	20.000	**173.016**

Tabelle 3.40: Szenario A1: Zusammensetzung der Portfolioentscheidungen

Die sich in Tabelle 3.40 ergebende Gesamtkapazität von 173 GW ist um 15 GW höher als im Referenzszenario. Die Verschiebung der Kapazität zu Technologien mit einer geringeren Vollbenutzungsdauer (SK $\rightarrow PV_A$, GT und SP) plausibilisiert diese Erhöhung. Für den Brennstoffträger Gas wird nur noch in Gasturbinen investiert, die eine installierte Leistung von 15 GW erzielen. Dieser Umstand ist zum einen auf das bereits angesprochene gute Diversifikationspotential der GT gegenüber der PV-Nutzung zurückzuführen. Daneben ist die Flexibilität in der Fahrweise der Gasturbine in diesem Szenario ausschlaggebend für ihren vermehrten Einsatz. Durch die sehr hohe regenerative Einspeisung ist die Vollbenutzungsstruktur trotz Erhöhung der Speicherkapazität bedeutend schlechter als im Referenzszenario. Die Flexibilität stellt damit eine wesentliche Wertsteigerung der Investitionsalternative gegenüber den anderen fossilen Technologien dar, die höhere Kosten bei der Anpassung ihrer Leistung an die Nachfrage besitzen. Diese Tatsache wird

auch durch das relativ geringe Einzelrisiko der Technologie im Vergleich zu den anderen fossilen Technologien BK, SK und GuD ausgedrückt.
In Abbildung 3.65 ist die Zusammensetzung der Portfolioentscheidungen dargestellt.

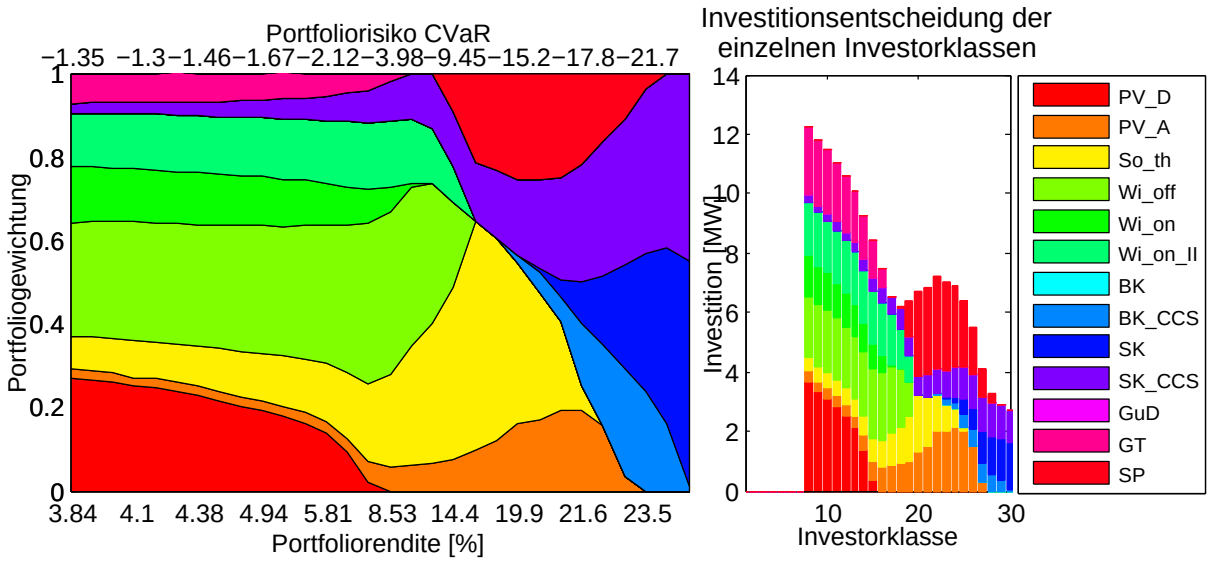


Abbildung 3.65: Szenario A1: Zusammensetzung der Portfolioentscheidungen

Die starke Erhöhung der SK-CCS-Kapazität kommt dadurch zustande, dass in diesem Szenario auch risikoaverse Investoren, ausgestattet mit einem höheren Budget, diese Technologie in ihre Portfolioentscheidung mit einbeziehen. Im Bereich der risikofreudigen Investorklassen hat der Diversifizierungsgrad zugenommen, da nun 4 bis 6 Technologien miteinander kombiniert werden. Der Trade-off zwischen Veränderung der erwarteten Rendite und des Risikos beim Übergang der renditestärksten Technologien SK zu einer Portfolioentscheidung mit anderen Technologien hat sich somit für die risikofreudigen Investoren durch die gesunkenen Investitionskosten verbessert.

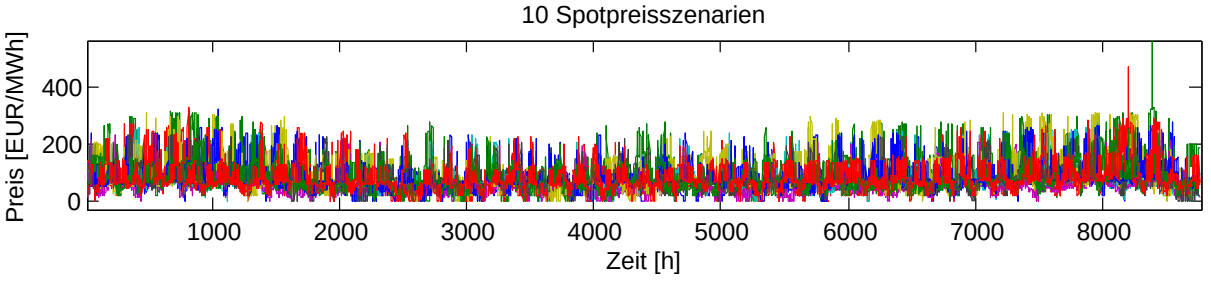


Abbildung 3.66: Szenario A1: zehn Simulationen der Spotpreise

Die in Abbildung 3.66 dargestellten Spotpreisszenarien zeigen, dass die hohe Kapazität der Speicher ein häufiges Auftreten von extremen Preisspitzen unterdrückt. Daneben wird die häufige Überspeisung des Systems mit Preisen von Null sichtbar.
Die erhöhte PV-Einspeisung reduziert im A1-Szenario in den Sommermonaten deutlich den

Erwartungswert der Spitzenpreise gegenüber dem Referenzszenario (vgl. rechte und mittlere Graphik in Abbildung 3.67). Daneben reduziert die erhöhte installierte Leistung der SK-CCS-Technologie mit ihren geringen Grenzkosten den Spotpreis in Schwachlastzeiten.

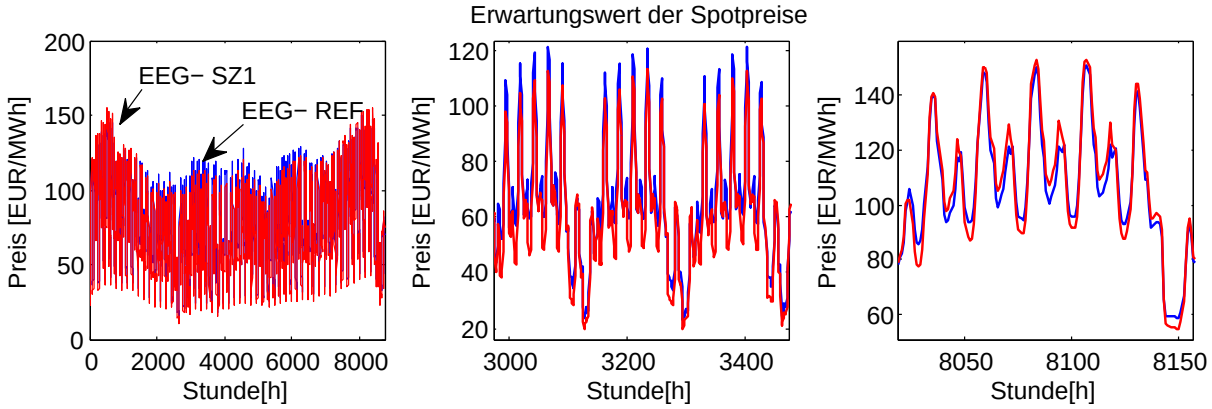


Abbildung 3.67: Szenario A1: Vergleich der Erwartungswerte der Spotpreise

Die Verringerung der Investitionskosten wirkt sich auch auf die Verteilung der Spotpreise in Tabelle 3.41 aus. Gegenüber dem Referenzszenario reduziert sich der Spotpreis im Jahresmittel um ca. 3 €/MWh. Im Gegensatz dazu erhöht sich die Volatilität leicht um 2 %.

Parameter	Erwartungs-wert	Standardab-weichung	Std [%]	2% Quantil	98% Quantil
EEG- REF Preis	71,99	10,94	15%	53,56	98,60
EEG- A1 Preis	69,11	11,54	17%	50,05	97,94

Tabelle 3.41: Szenario A1: Parameter der Spotpreise

Die Verringerung der Spotpreise und die geringeren EEG-Vergütungssätze führen in Tabelle 3.42 zu einer deutlichen Reduzierung der Kosten für die Nachfrage. Die Kosten der Spoteindeckung sinken um 1 Mrd. €und die EEG-Vergütungszahlungen um 1,2 Mrd. €.

Volkswirt. Gesamtkosten		Spotmarkt	EEG	Gesamt
Erwartungswert [€/a]	EEG-REF	1,60E+10	1,15E+10	2,75E+10
Standardabweichung [€/a]	EEG-REF	2,75E+09	4,09E+08	2,61E+09
Erwartungswert [€/a]	EEG-SZ1	1,50E+10	1,03E+10	2,53E+10
Standardabweichung [€/a]	EEG-SZ1	2,85E+09	3,72E+08	2,74E+09

Tabelle 3.42: Szenario A1: Kosten der Nachfrage am Spotmarkt

Die Kostenreduzierung in den Technologien wird somit über verringerte Vergütungsätze und Spotpreise an die Nachfrage weitergegeben.

In Tabelle 3.43 ist das CO2-Limit den Emissionen gegenübergestellt. Obwohl das Limit in diesem Szenario deutlich verringert wurde, unterschreiten die Emissionen des Kraftwerksparks das Limit um ca. 25 %. Dies führt dazu, dass auch der mittlere CO2-Preis auf 37,5 €/t sinkt. Der Hauptteil der CO2-Vermeidung wird durch die Umschichtung von SK zu SK-CCS-Technologien im Kraftwerksbestand erreicht.

Parameter der CO2-Emissionen [t/a]	CO2- Ziel	Erwartungswert Ist-Emissionen	Differenz	Standard-abweichung	Std [%]
EEG- REF	8,38E+07	8,05E+07	3,30E+06	4,02E+06	5%
EEG- A1	4,19E+07	3,25E+07	9,40E+06	2,22E+06	7%

Tabelle 3.43: Szenario A1: Parameter der CO2-Emissionen

3.4.2 Szenario A2: Nachfragewachstum & konventionelle Technologieanwendung

Im Szenario A2 wird untersucht, in welcher Form die Höhe der Last die Investitionsbedingungen und den Spotpreis beeinflusst und wie sensitiv die Erreichung des CO2- Emissionsziels gegenüber einer Variation der Last ist. Hierzu wird eine geringe Energieeffizienz bei der weiteren wirtschaftlichen Entwicklung unterstellt, so dass eine um 25 % höhere Last als im Referenzszenario im Jahr 2040 im System vorherrscht. Diese Annahme gleicht dem in [VDE 08] beschriebenen Szenario 4. Für die zu erwartende Erhöhung des Investitionsbedarfs wird gleichzeitig das Budget über alle Investorklassen um 10 % angehoben. Zusätzlich erschwerend wirkt die Erhöhung der Investitionskosten der Schlüsseltechnologie Druckluftspeicher um 25 % gegenüber dem Referenzszenario. Daneben soll der Braunkohlepreis um 10 % verringert werden, um Veränderungen in der Grundlastversorgung zu evaluieren (siehe Tabelle 3.44).

Szenario	BK-Preis [€/MWh]	Budget	Investkosten SP [€]	Last [TWh/a]
Referenz	5,18		5,04E+04	454
A2	4,7	+10%	6,30E+04	605

Tabelle 3.44: Szenario A2: Parametervariation im Szenario A2

Durch die Erhöhung der Last hat sich die Effizienzlinie (vgl. Abbildung 3.68) für Technologien, die nicht durch das EEG gefördert werden, parallel nach oben in Richtung einer höheren Risikokompensation verschoben.

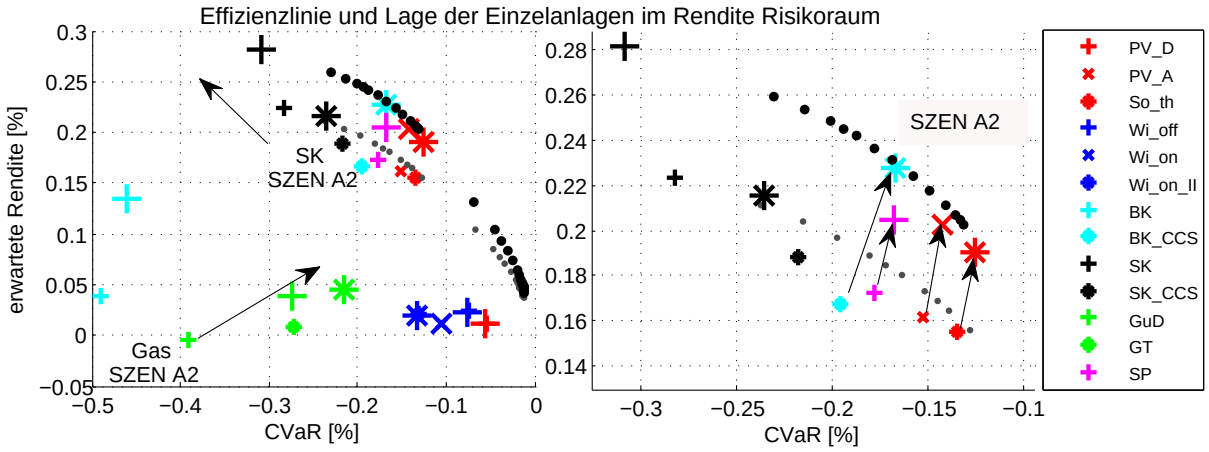


Abbildung 3.68: Szenario A2: Effizienzlinie im Vergleich zum EEG-Referenzszenario

Bei den Einzelparametern erhöhen sich die Erwartungswerte aller Technologien im Vergleich zum Referenzszenario. Für das Risikomaß ergeben sich in Tabelle 3.45 unterschiedliche Entwicklungen. Die Risiken gasbasierter Technologien nehmen stark ab. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Wirtschaftlichkeit der Speicher verringert und damit deren Ausbau eingeschränkt wird

(vgl. Tabelle 3.46). Im Resultat stellt Flexibilität eine stärkere Ausprägung in der Wertzusammensetzung der regelbaren Kraftwerke dar. Dies wird auch durch das häufigere Auftreten von Preisspitzen in den Preissimulationen in Abbildung 3.73 und durch die Erhöhung der Intratagessaison des Erwartungswertes der Spotpreise in Abbildung 3.74 deutlich.

Szenario A2	Technologie	BK	BK- CCS	SK	SK- CCS	GuD Gas	GT	SP
	E[%]	13,51%	22,77%	28,15%	21,56%	3,80%	4,45%	20,50%
	CVaR [%]	-46,12%	-16,69%	-30,89%	-23,57%	-27,36%	-21,49%	-16,76%
	Technologie	PV_D	PV_A	So_th	Wi_off	Wi_on	WI_on_II	
	E[%]	1,11%	20,28%	19,04%	2,27%	1,21%	1,95%	
	CVaR [%]	-5,57%	-14,19%	-12,53%	-7,52%	-10,55%	-13,22%	

Tabelle 3.45: Szenario A2: Parameter der Einzeltechnologien

Das Risiko von Kraftwerken, basierend auf dem Brennstoffträger Steinkohle, erhöht sich dagegen deutlich. Dies liegt an der deutlichen Zunahme der installierten Kapazität BK-CCS, wodurch sich die Möglichkeit der Fixkostendeckung für Steinkohlekraftwerke verschlechtert (vgl. Abbildung 3.69). Die Risiken der anderen Parameter bleiben nahezu unverändert.

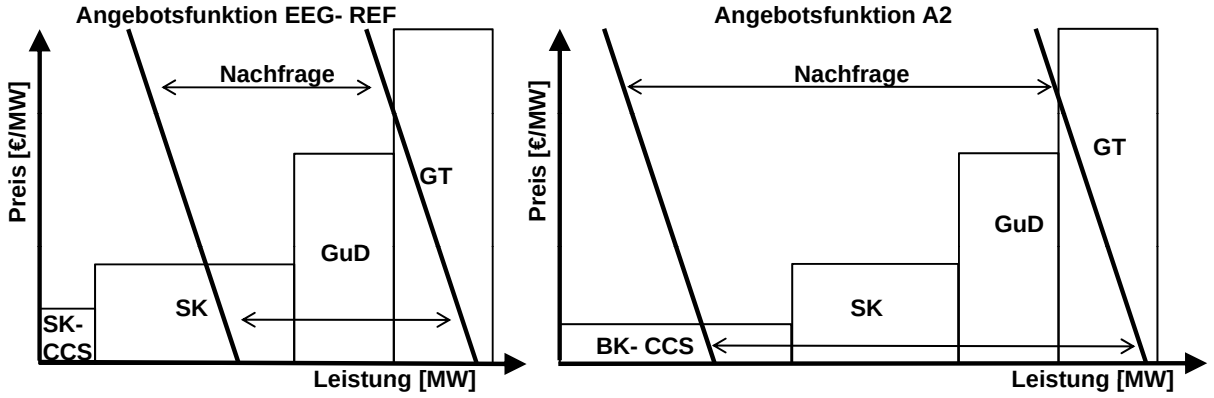


Abbildung 3.69: Szenario A2: Wirkungsweise der Veränderung der Angebotsfunktion

In Tabelle 3.46 ist die deutliche Reduzierung der Kapazitäten der SK-Technologien und die Veränderung der BK-CCS-Technologie um 20 GW Leistung abgetragen. Besser regelbare und CO2-ärmerer GuD-Gasanlagen werden auf 14 GW ausgebaut.

Szenario A2	Technologie	BK	BK- CCS	SK	SK- CCS	GuD Gas	GT	SP
	Leistung [MW]	0	**20.911**	12.954	0	14.124	8.291	10.730
	Technologie	PV_D	PV_A	So_th	Wi_off	Wi_on	WI_on_II	**Gesamt**
	Leistung [MW]	20.000	16.656	15.635	25.000	10.000	20.000	**174.301**

Tabelle 3.46: Szenario A2: Kapazitäten der einzelnen Technologien

Die Erzeugung aus dargebotsabhängigen Kapazitäten in Form der Solarstromimporte erhöht sich

im Gegensatz zur BK-CCS Technologie unterproportional zur gestiegenen Last. Zum einen gelten hier dieselben Aussagen, die auch für die SK-Technologie angeführt wurden. Zudem verringert die Erhöhung der Investitionskosten der Speichertechnologien deren Wirtschaftlichkeit, was zu einer Reduktion des Ausbaus von Speichern führt. Mit Hilfe der schematischen Abbildung 3.70 kann die Auswirkung einer Speicherverringerung auf die Spotpreise und damit wiederum auf die Wirtschaftlichkeit der Solarstromimporte dargestellt werden.

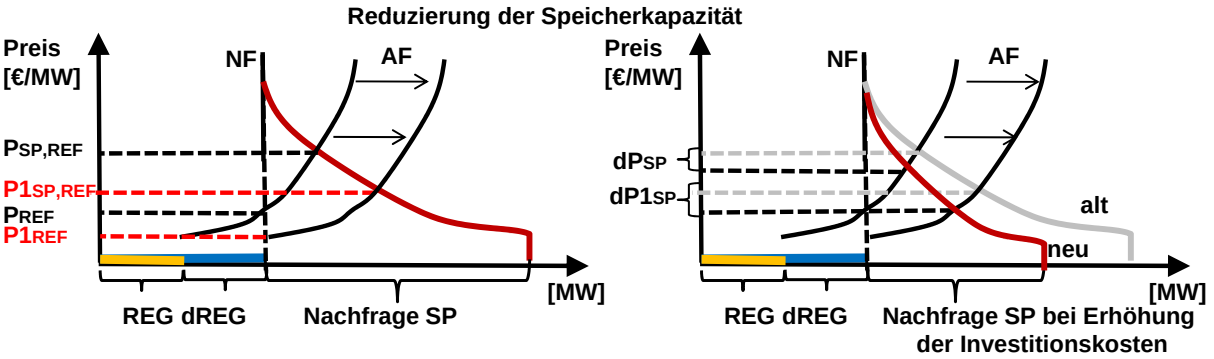


Abbildung 3.70: Szenario A2: Wirkungsweise der Erhöhung der Investitionskosten von Speicher auf die Wirtschaftlichkeit der regenerativen Technologien

In der linken Graphik ist die generelle Wirkungsweise der Speicher auf die Preisfestsetzung dargestellt. Der Preis P_{REF} würde sich ohne das dynamische Nachfragesegment der Speicher einstellen. Durch die Speichernachfrage wird aber ein wesentlich höherer Preis $P_{SP,REF}$ erzielt. Ein zusätzliches Mengensegment der regenerativen Energie dREG führt zu einer Parallelverschiebung der Angebotsfunktion. Dadurch wird generell ein niedrigerer Markträumungspreis erzielt, so dass eine negative Rückkopplung zwischen Grenzgewinn und installierter Kapazität der Regenerativen Energien resultiert, die nicht zu EEG-Preisen einspeisen. Die negative Rückkopplung wird durch die Speicher deutlich reduziert (siehe Differenz von $P1_{SP,REF}$ zu $P1_{REF}$). In der rechten Graphik ist die Auswirkung der Erhöhung der Investitionskosten der Speichertechnologie dargestellt. Eine Erhöhung der Investitionskosten verringert die Kapazität und verändert dadurch die dynamische Nachfragekurve der Speicher. Gegenüber der Referenz wirkt sich somit der Ausbau regenerativer Kapazitäten sensitiver auf die Reduktion des Markträumungspreises aus. Der Gleichgewichtspunkt der Kapazität für die Regenerativen, ab dem eine zusätzliche Einheit einen „zu geringen" Deckungsbeitrag erwirtschaftet, sinkt. Dargebotsabhängige Technologien sind davon stärker betroffen als regelbare Kraftwerke, die i. A. ein Absinken des Preises unterhalb ihrer Grenzkosten durch die Abschaltoptionalität verhindern können.

Die Auswirkungen der Lastverschiebung und der Budgeterhöhung auf die Anzahl der im Markt vertretenen Investoren ist in der rechten Graphik von Abbildung 3.71 visualisiert.

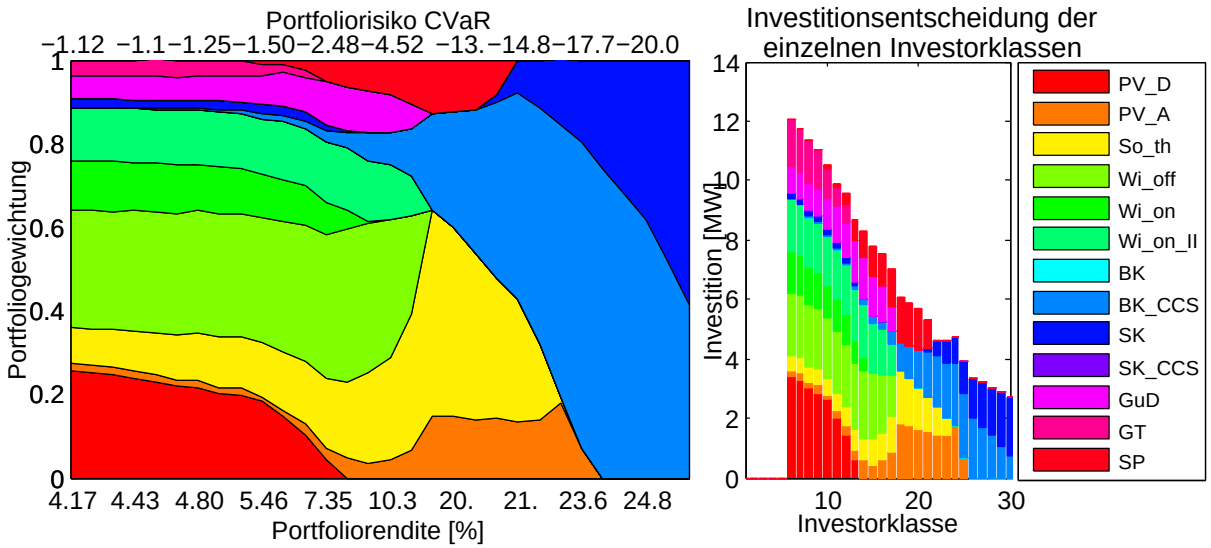


Abbildung 3.71: Szenario A2: Zusammensetzung der Portfolioentscheidungen

Der erhöhte Investitionsbedarf in Form der gestiegenen Last hat dazu geführt, dass einerseits deutlich mehr Investorklassen einen positiven Nutzen erzielen können und andererseits eine risikoaversere Investorklasse als im Referenzszenario die marginale Einheit im Markt ist. Die Budgeterhöhung kann diesen Effekt leicht dämpfen. Die Auswirkung dieses Vorgangs in Form der parallel verschobenen Effizienzlinie in Abbildung 3.68 kann durch die Zusammenhänge in Abbildung 3.72 erklärt werden.

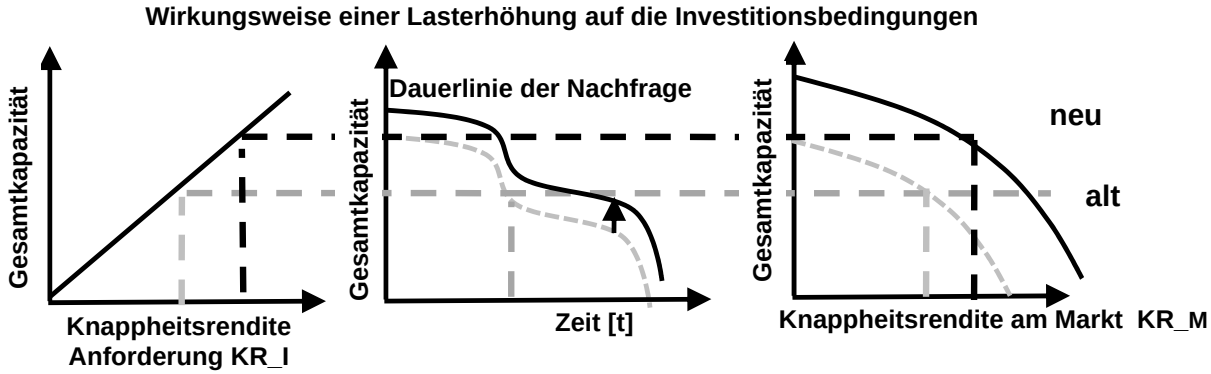


Abbildung 3.72: Szenario A2: Zusammenhang zwischen Lasthöhe und Investitionsbedingung

Die Parallelverschiebung der Dauerlinie der Nachfrage bewirkt, dass sich bei ceteris paribus Betrachtung in einer Welt mit nur einer zur Verfügung stehenden Technologie eine höhere Knappheitsrendite im neuen Marktgleichgewicht einstellt. Die Auswirkungen einer Lasterhöhung sind somit identisch mit einer Verringerung des Budgets, was in Abschnitt 3.3 thematisiert wurde.

Das geringere Speichervolumen in diesem Szenario führt zu einer erhöhten Anzahl von Zuständen, in denen extreme Preisspitzen zu verzeichnen sind (vgl. Abbildung 3.73).

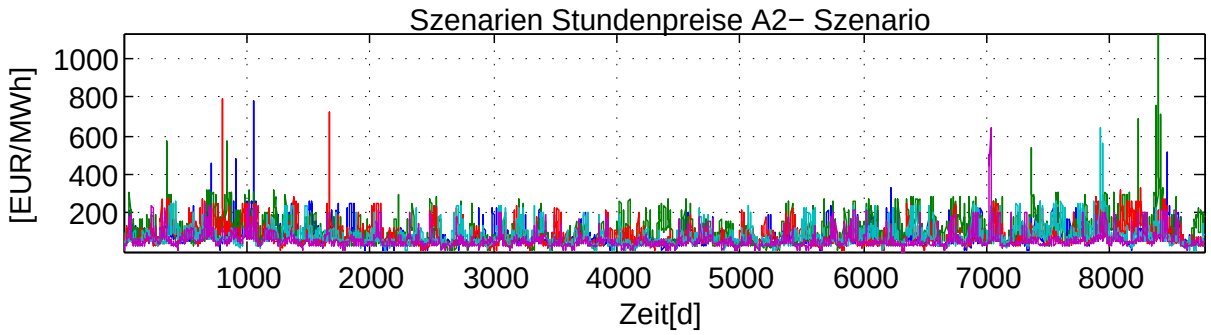


Abbildung 3.73: Szenario A2: zehn Simulationen des Spotpreises

Daneben führt die geringere Speicherkapazität im Erwartungswert zu einer Erhöhung der Intratagessaison im Winter. Der im Durchschnitt erzielbare Preis am Abend nimmt deutlich um bis zu 40 €/MWh zu.

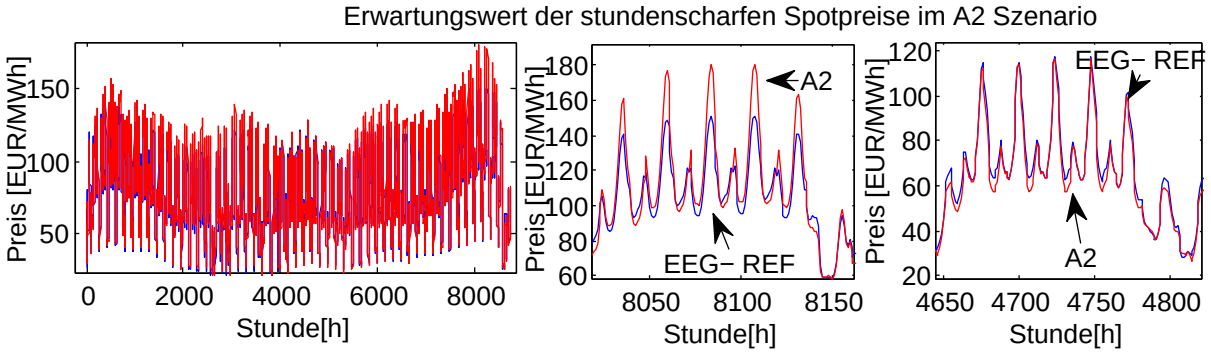


Abbildung 3.74: Szenario A2: Vergleich der Erwartungswerte des Spotpreises

Die Parameter der jährlichen Preisverteilung sind dagegen weniger stark durch die Parametereinstellung verändert.

Parameter	Erwartungswert	Standardabweichung	Standardabweichung [%]	2% Quantil	98% Quantil
EEG- REF Preis	71,99	10,94	15%	53,56	98,60
EEG- A2 Preis	73,37	12,08	16%	53,35	103,86

Tabelle 3.47: Szenario A2: Parameter der Spotpreise

Die Kosten für die gestiegene Nachfrage am Spotmarkt erhöhen sich um 52 % auf 24,4 Mrd. €.

Die Erhöhung der Last hat keinen negativen Einfluss auf die Erreichung der Emissionsziele. Die zugeteilte Menge wird nicht vollständig emittiert, so dass die überschüssigen Zertifikate verkauft werden können und einen geringeren CO2-Preis im Gleichgewicht ergeben als im Referenzszenario. Verursacht wird dieser Umstand von dem gesunkenen Braunkohlepreis. Ein Großteil der CO2-Vermeidung wird durch die BK-CCS Technologie erbracht.

CO2-Emissionen 2040 [t/a]	CO2- Ziel	Erwartungswert Ist-Emissionen	Differenz	Standard-abweichung	Std [%]
EEG- REF	8,38E+07	8,05E+07	3,30E+06	4,02E+06	5%
EEG- A2	8,38E+07	7,75E+07	6,27E+06	3,04E+06	4%

Tabelle 3.48: Szenario A2: Parameter der CO2-Emissionen

3.4.3 Szenario B1: Energieeffizienz

Im Szenario B1 wird insbesondere die Auswirkung einer Verringerung der Nachfragedynamik auf das Investitionsverhalten und die sich ergebenden Marktcharakteristika untersucht. In diesem Szenario wird dazu der Fokus des technologischen Fortschritts weniger auf die Entwicklung Erneuerbarer Energietechnologien bzw. der CCS-Technologie (vgl. Szenario A1), als vielmehr auf die Innovation sparender Energieverbrauchstechnologien gelegt. Dadurch wird insbesondere die Energieeffizienz der Volkswirtschaft und damit das Niveau der Last beeinflusst und um 25 % verringert (vgl. Tabelle 3.49). Korrespondierend dazu wird das CO2 Limit um 25 % gesenkt.

Szenario	Preis-Gas [€/MWh]	CO2-Preis [€/t]	CO2- Limit [t/a]	Last [TWh/a]
Referenz	33,5	43,5	8,40E+07	450
B1	28,9	33,5	6,70E+07	370

Tabelle 3.49: Szenario B1: Parametervariation Brennstoffvolatilität und Erwartungswert

Angebotsseitig werden die Auswirkungen einer Senkung des Erwartungswertes der Gas-Preise und der CO2-Vermeidungskostenkurve auf die Investitionsentscheidungen und die wirtschaftliche Attraktivität der einzelnen Technologien evaluiert. Niedrigere Erwartungswerte dieser Größen führen daneben auch zu einer geringeren absoluten Schwankungsbreite.

Parameter	EEG- Ziel [MW]			
	PV_D	WI_OFF	WI_ON	WI_ON_II
Referenz	2,00E+04	2,50E+04	1,00E+04	2,00E+05
B1	1,00E+04	2,00E+04	8,00E+03	1,50E+05

Tabelle 3.50: Szenario B1: Parametervariation CO2-Limit und Lastentwicklung

Daneben wird in diesem Szenario die staatliche Intervention in Form der EEG-Mengenplanung deutlich reduziert, um eine Anpassung der resultierenden Nachfrage an die erreichte Energieeffizienz zu gewährleisten. Die Auswirkung der angebots- und nachfrageseitigen Maßnahmen auf die installierte Gesamtkapazität sind in Tabelle 3.51 zusammengefasst.

Szenario B1	Technologie	BK	BK- CCS	SK	SK- CCS	GuD Gas	GT	SP
	Leistung [MW]	0	0	8.427	0	28.543	0	5.141
	Technologie	PV_D	PV_A	So_th	Wi_off	Wi_on	WI_on_II	**Gesamt**
	Leistung [MW]	10.000	13.367	6.646	20.000	8.000	15.000	**115.123**

Tabelle 3.51: Szenario B1: Zusammensetzung der Portfolioentscheidungen

Durch die Parametereinstellung wird eine hohe Konzentration der Investitionstätigkeit auf die

GuD-Gas-Technologie verursacht, die in den bisherigen Untersuchungen eher zu geringen Anteilen beigemischt wurde. Daneben wird noch zu kleineren Anteilen in die SK sowie in die Solarstromimporte und in die Speicher investiert. Aufgrund der gesunkenen Nachfrage nimmt die Gesamtkapazität auf 115 GW ab. Die geringere Gesamtkapazität ist auch auf die verringerte Mengenplanung der EEG-Technologien zurückzuführen (EEG-REF: 75 GW → B2: 53 GW), die nur im begrenztem Umfang fossile Kapazitäten ersetzen können.

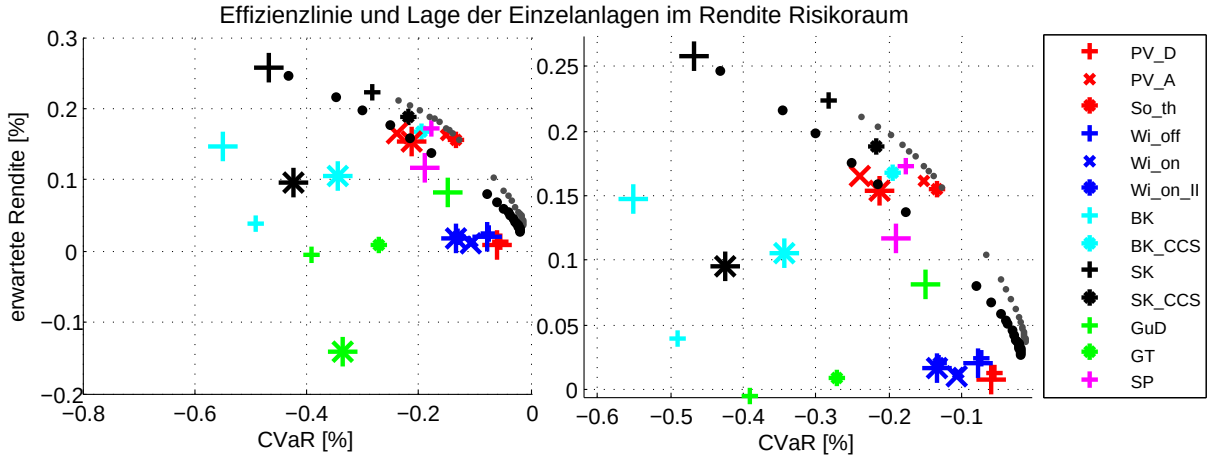


Abbildung 3.75: Szenario B1: Effizienzlinie im Vergleich zum EEG-Referenzszenario

Der Einfluss der Parameterveränderung auf die Effizienzlinie im Vergleich zum EEG-Referenzszenario ist in Abbildung 3.75 dargestellt. Die einzelnen Portfolioparameter verschlechtern sich entlang der gesamten Effizienzlinie. In Abbildung 3.76 ist die Zusammensetzung der Portfolioentscheidungen dargestellt.

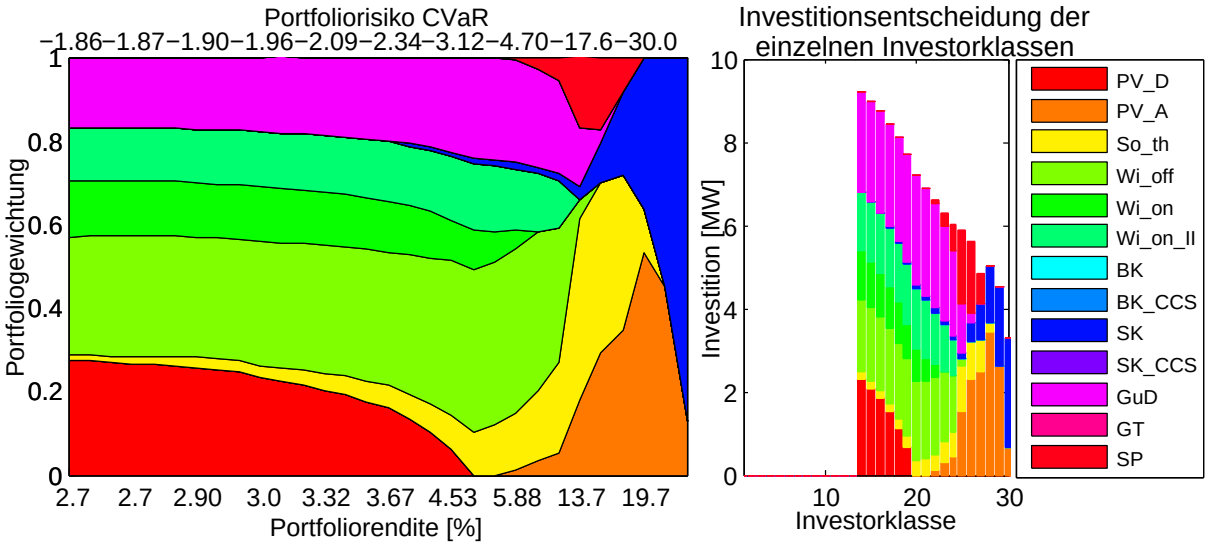


Abbildung 3.76: Szenario B1: Zusammensetzung der Portfolioentscheidungen

Die Verringerung der Last hat zu einem reduzierten Kapazitätsbedarf und damit zu einer Verdrängung von risikoaversen Investoren aus dem Markt geführt. Die Erhöhung des Grenzrisiko-

aversionsparameters verursacht somit die Verschlechterung der Effizienzlinie und die Verringerung der Nutzenniveaus, der noch im Markt befindlichen Investoren.
Der Anteil der Beimischung der GuD-Technologie erhöht sich auf bis zu 20 % und wird nur in hochriskanten Portfolios nicht gewählt. Dieser Paradigmenwechsel im Vergleich zum Referenzszenario wird durch die deutliche Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der GuD-Technologie mit einem Erwartungswert von 8 % verursacht, was auf die Reduzierung der Gaspreise (vgl. Tabelle 3.52) zurückzuführen ist.

Szenario B1	Technologie	BK	BK- CCS	SK	SK- CCS	GuD Gas	GT	SP
	E[%]	15,00%	11,00%	26,00%	10,00%	8,00%	-14,00%	12,00%
	CVaR [%]	-55,00%	-34,00%	-47,00%	-42,00%	-15,00%	-34,00%	-19,00%
	Technologie	PV_D	PV_A	So_th	Wi_off	Wi_on	WI_on_II	
	E[%]	1,00%	17,00%	15,00%	2,00%	1,00%	2,00%	
	CVaR [%]	-6,00%	-24,00%	-21,00%	-8,00%	-11,00%	-13,00%	

Tabelle 3.52: Szenario B1: Parameter der Einzeltechnologien

Auffallend ist in diesem Zusammenhang, dass die GT-Technologie nicht in gleicher Weise von der Gaspreissenkung profitiert. Da sich die GT-Technologie insbesondere durch ihre Flexibilität auszeichnet und in diesem Szenario mit der starken Reduktion der PV-Nutzung und der Windkapazität in Deutschland zwei bedeutende Treiber für die Wertgenerierung aus der Flexibilität verloren gehen, ist dieser Umstand erklärbar. Dies zeigt, dass Flexibilität in der Fahrweise von Kraftwerken kein Wert an sich ist, sondern immer nur im Zusammenhang mit anderen Faktoren (insbesondere der Struktur der Nachfrage) seinen komparativen Vorteil gegenüber anderen Technologien generieren kann, deren Wirtschaftlichkeit durch die geringere Vollbenutzungsstruktur im Vergleich zur GT-Technologie stärker beeinflusst wird.
Die Relaxion des CO2-Preises, in Form einer parallelen Verschiebung der Grenzvermeidungskostenkurve um 10 EUR/t nach unten und in Verbindung mit der gesunkenen Gesamtnachfrage, hat deutliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Braunkohle und der CCS-Technologien. Der Erwartungswert der Braunkohletechnologie steigt an, reicht aber nicht aus, um eine Investitionsentscheidung in einem Portfolio zu generieren. CCS-Technologien werden gar nicht mehr im Portfolio gehalten. Dies bedeutet, dass deren CO2-Vermeidungskosten über dem Niveau der gesamtwirtschaftlichen CO2-Vermeidungskostenkurve im Gleichgewicht liegen.

variable Kosten der Kraftwerke	BK	BK- CCS	SK	SK- CCS	GuD Gas
Erwartungswert EEG- REF [€/MWh]	50,82	30,45	52,16	39,30	68,21
Erwartungswert B1 [€/MWh]	42,95	28,85	45,83	37,73	58,69

Tabelle 3.53: Szenario B1: Parameter der durchschnittlichen Grenzkosten pro Szenario der fossilen Technologien

Die Verringerung der Gas-und CO2-Preise wirkt in zwei Dimensionen auf die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Technologien, was durch Tabelle 3.53 verdeutlicht werden kann. Zum einen werden

die Grenzkosten der Gastechnologien direkt reduziert. Im Erwartungswert liegen sie aber immer noch über den Grenzkosten der anderen fossilen Kraftwerke, so dass sie im Mittel den Spotpreis bilden. Die Reduktion des Gaspreises wirkt sich aber auch indirekt auf die Wirtschaftlichkeit der anderen Kraftwerke aus, da sie durch den Spread aus „Grenzkosten Gastechnologie“ in Form des Spotpreises zu ihren eigenen Grenzkosten die Beiträge zur Fixkostendeckung erwirtschaften müssen. Dieser Spread hat für alle Technologien bedeutend abgenommen, so dass hieraus auch der Anstieg des Risikos für die fossilen Kraftwerke erklärbar wird. Die gleichzeitige Absenkung des CO2-Preises führt dazu, dass die Reduzierung des Spreads gegenüber den CCS-Technologien noch einmal stärker ausfällt als gegenüber der SK-Technologie. Dieses Ergebnis zeigt, dass nicht nur die Volatilität des Gaspreises die Risiken der anderen Technologien über die Volatilität des Strompreises beeinflusst. Daneben wirkt auch der Erwartungswert des Gaspreises auf die Fähigkeit zur Fixkostendeckung der anderen Grundlasttechnologien ein.
Auch die Wirtschaftlichkeit der Speicher hat sich deutlich verringert und damit die installierte Gesamtkapazität. Der verringerte Gaspreis senkt zudem die erzielbaren Spitzenpreise und reduziert damit die Tagesstruktur der Spotpreise. Die verringerte installierte Kapazität der Regenerativen senkt die Volatilität der Nachfrage und verringert damit den Wert von Flexibilität im System.

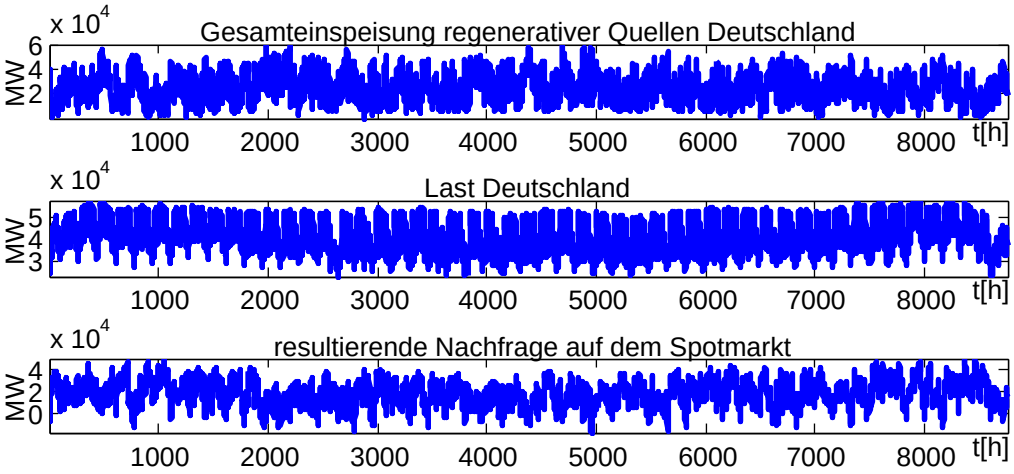


Abbildung 3.77: Szenario B1: Szenario der Nachfrage am Spotmarkt im Szenario B1

In Abbildung 3.54 ist ein Szenario der Nachfragebildung ohne Speichereinsatz abgebildet. Die Spitzenlast wird nun bei knapp 60 GW erreicht und ist damit ca. 20 GW geringer als im Referenzszenario.

In Tabelle 3.54 sind die Parameter der regenerativen Einspeisung eingetragen. Durch die Verringerung der EEG-Mengenziele hat sich der prozentuale Anteil der regenerativen Importe deutlich auf ca. 40 % erhöht. Die mittlere Gesamteinspeisung beträgt 200 TWh und ist damit um 108 TWh geringer als im Referenzszenario.

Technologie	PV_D	PV_A	ST_A	WI_OFF	WI_ON	WI_ON_II	Gesamt
Erwartungswert der jährlichen Einspeisung [MWh]	1,00E+07	2,51E+07	4,09E+07	8,73E+07	2,09E+07	2,26E+07	2,07E+08
Standardabweichung der jährlichen Einspeisung [MWh]	2,54E+05	3,22E+05	4,43E+05	3,75E+06	1,19E+06	2,13E+06	5,22E+06

Tabelle 3.54: Szenario B1: Parameter der regenerativen Einspeisung

Das reduzierte Niveau der Last erhöht die regenerative Gesamtquote auf 69 %. Der Großteil der Einspeisung stammt aus Quellen mit einer hohen Verfügbarkeit (WI_OFF und ST_A).

Parameter der Nachfrage	Last	Regenerative Einspeisung	Nachfrage am Spotmarkt	Anteil Reg. an der Nachfrage
Erwartungswert [MWh]	3,66E+08	2,51E+08	1,15E+08	69%
Standardabweichung [MWh]	7,94E+05	5,36E+06	5,22E+06	2%

Abbildung 3.78: Szenario B1: Parameter der Nachfrage am Spotmarkt im Szenario B1

Das geringere Speichervolumen in diesem Szenario führt zu einer erhöhten Anzahl von Zuständen, in denen extreme Preisspitzen zu verzeichnen sind (vgl. Abbildung 3.79).

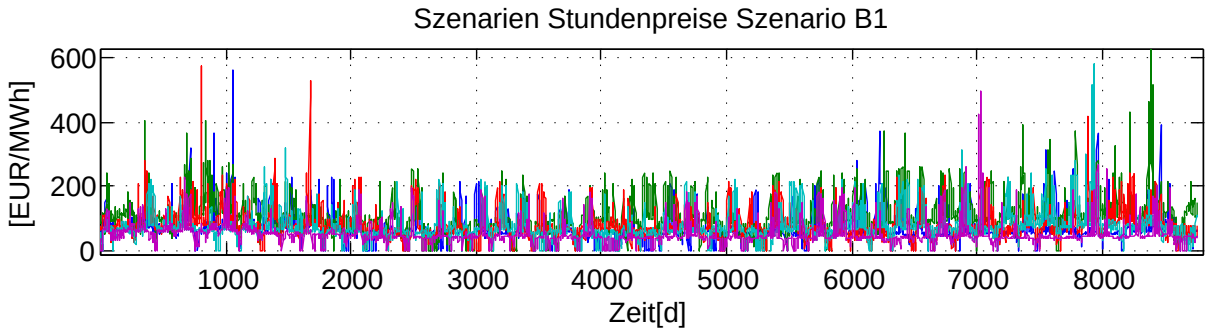


Abbildung 3.79: Szenario B1: zehn Simulationen des Spotpreises

Der Erwartungswert der Spotpreise verändert sich insbesondere in den Winterpeakpreisen. Da ein geringerer Anteil in PV_D mit der damit verbundenen deutlichen Jahressaison installiert ist, nehmen die Winterspitzenpreise in den Abendstunden massiv ab (vgl. Abbildung 3.79).

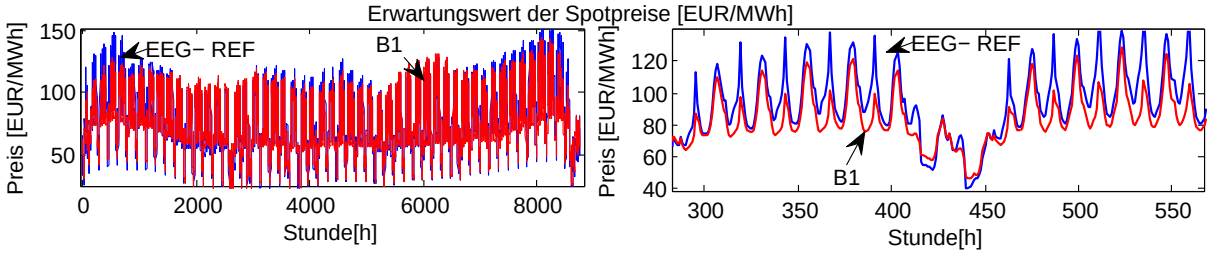


Abbildung 3.80: Szenario B1: Vergleich der Erwartungswerte des Spotpreises

Die Verteilung der Stunden-Stromspotpreise in der rechten Graphik von Abbildung 3.81 zeigt, das die Verringerung der EEG-Mengen zu einer geringeren Anzahl von Zuständen mit extrem niedrigen Preisen führt und somit die Vollbenutzungsstruktur der fossilen Kraftwerke verbessert.

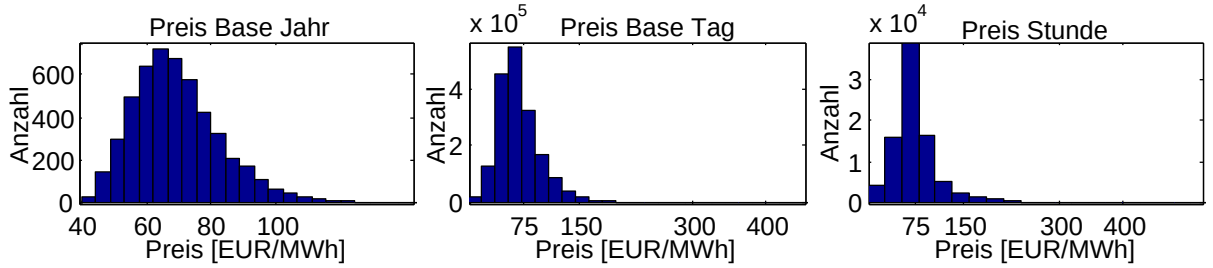


Abbildung 3.81: Szenario B1: Histogramm des Spotpreises

Gegenüber dem Referenzszenario reduziert sich der Spotpreis im Jahresmittel um ca. 3 €/MWh. Die Streuung des Spotpreises nimmt aufgrund des in der Angebotskurve dominierenden Risikofaktors „Gaspreis“ deutlich zu.

Parameter	Erwartungs-wert	Standardab-weichung	Standardab-weichung [%]	2% Quantil	98% Quantil
EEG- REF Preis	71,99	10,94	15%	53,56	98,60
EEG- B1 Preis	69,43	13,98	20%	46,48	104,35

Tabelle 3.55: Szenario B1: Parameter der Spotpreise

Die Verringerung der Gaspreise und der Nachfrage wirken in Tabelle 3.56 direkt auf die Kosten am Spotmarkt. Die Reduktion der EEG-Mengen in PV und WI_ON_II führt zu geringeren Belastungen der EEG-Zahlungen. Insgesamt ergibt sich somit für die Gesamtkosten der Nachfrage in dem Energiesystem eine deutliche Abnahme gegenüber dem Referenzszenario.

Volkswirt. Gesamtkosten		Spotmarkt	EEG	Gesamt
Erwartungswert [€/a]	EEG- REF	1,60E+10	1,15E+10	2,75E+10
Standardabweichung [€/a]		2,75E+09	4,09E+08	2,61E+09
Erwartungswert [€/a]	EEG- B1	1,40E+10	8,67E+09	2,26E+10
Standardabweichung [€/a]		2,86E+09	3,19E+08	2,79E+09

Tabelle 3.56: Szenario B1: Kosten der Nachfrage am Spotmarkt

In Tabelle 3.57 ist das CO2-Limit den Emissionen gegenübergestellt. Die deutliche Verschiebung der Grenzvermeidungskostenkurve führt dazu, dass die Emissionen um fast 10 % über dem zugeteilten Limit liegen und somit CO2-Zertifikate extern zugekauft werden.

CO2-Emissionen 2040 [t/a]	CO2- Ziel	Erwartungswert Ist-Emissionen	Differenz	Standard-abweichung	Std [%]
EEG- REF	8,38E+07	8,05E+07	3,30E+06	4,02E+06	5%
EEG- B1	6,70E+07	7,22E+07	-5,20E+06	3,71E+06	5%

Tabelle 3.57: Szenario B1: Parameter der CO2-Emissionen

3.4.4 Szenario B2: Regionalisierung

Im Szenario B2 wird ein auf die regionale Energieversorgung ausgerichtetes Szenario berechnet, indem ein wesentlicher Parameter des Solarstromimports in Form der Übertragungskosten um ca. 25 % erhöht und die Brennstoffkosten für Braunkohle um 10 % verringert werden (siehe Tabelle 3.58).

Szenario	Preis-BK [€/MWh]	PV_A_Ü [€/MWh]	ST_A_Ü [€/MWh]
Referenz	5,18	17	16
B2	4,7	22	20

Tabelle 3.58: Szenario B2: Parametervariation Brennstoffpreise

Hierdurch soll die Sensitität der Versorgung mit externen Quellen untersucht werden, da bislang noch keine Übertragungskapazitäten nach Nordafrika existieren und die dabei entstehenden Kosten noch einer hohen Unsicherheit unterworfen sind. Daneben gibt es momentan keine transparente Bestimmung des BK-Preises, so dass auch dessen Erwartungswert um 10 % reduziert wird. Der Einfluss der Parameterveränderung auf die Wirtschaftlichkeit und die installierte Kapazität der Technologien ist in den Tabellen 3.59 und 3.60 dargestellt.

Szenario B2	Technologie	BK	BK- CCS	SK	SK- CCS	GuD Gas	GT	SP
	E[%]	10,87%	19,06%	23,36%	16,38%	0,66%	1,74%	19,18%
	CVaR [%]	-43,59%	-17,57%	-29,42%	-25,19%	-34,24%	-24,37%	-19,53%
	Technologie	PV_D	PV_A	So_th	Wi_off	Wi_on	WI_on_II	
	E[%]	1,23%	17,98%	16,17%	2,32%	1,22%	2,05%	
	CVaR [%]	-5,47%	-17,12%	-15,01%	-7,48%	-10,54%	-13,13%	

Tabelle 3.59: Szenario B2: Parameter der Einzeltechnologien

Szenario B2	Technologie	BK	BK- CCS	SK	SK- CCS	GuD Gas	GT	SP
	Leistung [MW]	0	**19.113**	14.139	0	9.129	7.681	13.057
	Technologie	PV_D	PV_A	So_th	Wi_off	Wi_on	WI_on_II	**Gesamt**
	Leistung [MW]	20.000	9.710	3.019	25.000	10.000	20.000	**150.848**

Tabelle 3.60: Szenario B2: Zusammensetzung der Portfolioentscheidungen

Die Variation der Parameter hat die Wirtschaftlichkeit der Braunkohle-CCS-Technologie um 2 % entscheidend verbessert und zu einer drastischen Erhöhung der Kapazität auf ca. 19 GW geführt. Dazu beigetragen hat u. a., dass die Reduzierung der Brennstoffpreise den Spread zum Strompreis zur Deckung der Kapitalkosten verbessert hat. Die Parameter der SK-CCS-Technologie haben sich um den gleichen Betrag verschlechtert. Diese Technologie wird nun nicht mehr in einem Portfolio gehalten (siehe Tabelle 3.60). Die gestiegenen Durchleitungsgebühren haben sich

bei den Technologien ST_A und PV_A in einer Erhöhung des Risikomaßes ausgewirkt. Für risikoaverse Investoren verlieren sie dadurch überproportional an Attraktivität, wodurch sich ihr Portfolioanteil bzw. ihre Kapazität verringert.

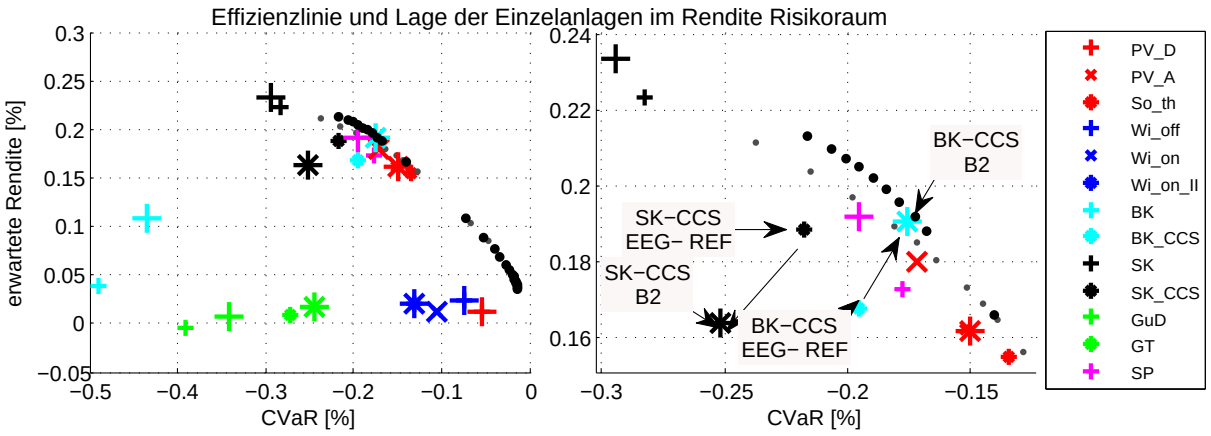


Abbildung 3.82: Szenario B2: Effizienzlinie im Vergleich zum EEG-Referenzszenario

Die resultierenden einzelnen Portfolioparameter entlang der gesamten Effizienzlinien verschlechtern sich leicht durch die Parameteränderung.

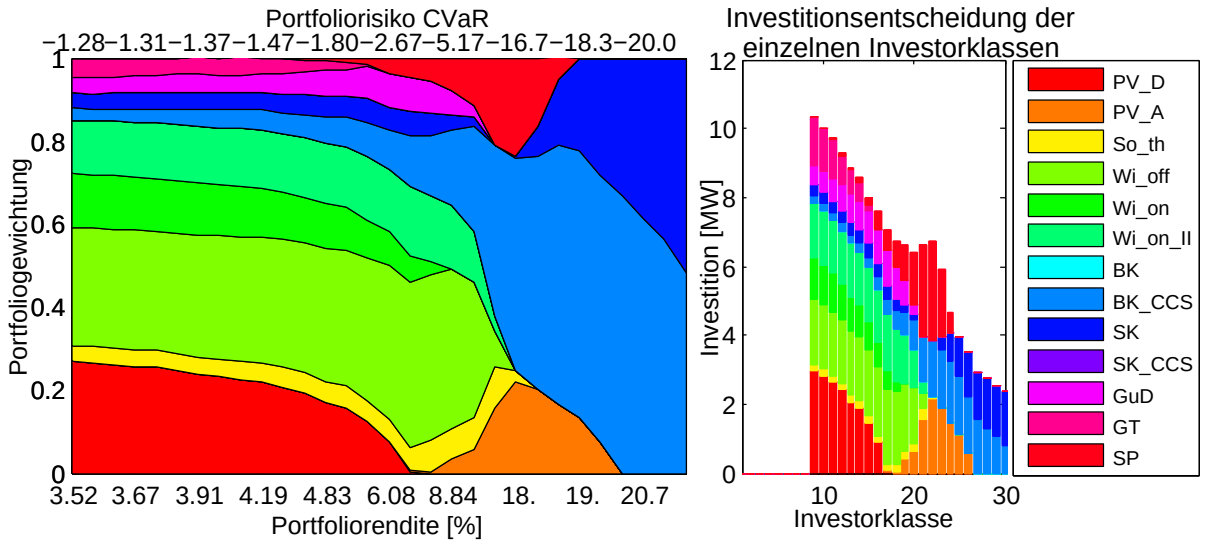


Abbildung 3.83: Szenario B2: Zusammensetzung der Portfolioentscheidungen

In Abbildung 3.83 ist die Zusammensetzung der Portfolioentscheidungen dargestellt. Bemerkenswert ist, dass die Beimischung von BK-CCS Anteilen in Abbildung 3.83 entlang der gesamten Effizienzlinie vorgenommen wird. Im Minimum-Risiko-Portfolio werden 9 verschiedene Technologien mit acht unterschiedlichen Risikofaktoren gehalten.
Die große Verschiebung in der installierten Kapazität in den drei Grundlasttechnologien BK-CCS, SK-CCS, PV_A und ST_A lässt sich durch den gemeinsamen Risikofaktor „Stromspotpreis“ er-

klären, der in allen vier Technologien das Gesamtrisiko dominiert. Dies wird durch die hohe Korrelation der Renditen in Abbildung 3.84 zum Ausdruck gebracht.

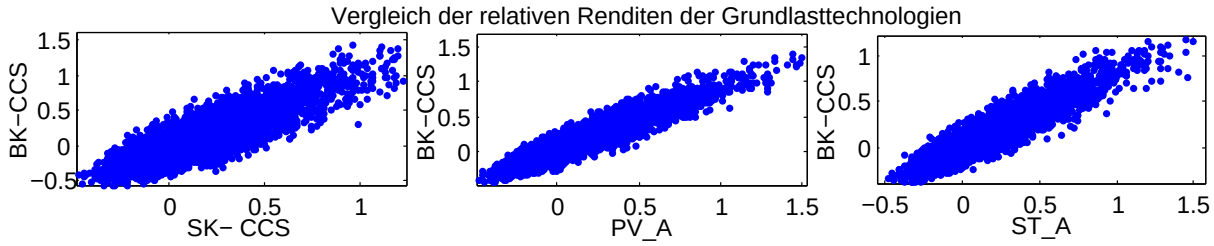


Abbildung 3.84: Szenario B2: Vergleich der Rendite von BK-CCS zu anderen Technologien

Daraus folgt, dass eine geringe Veränderung im Erwartungswert der Kosten bei einer Technologie einen großen Hebel (Sensitivität) auf die Portfolioentscheidung in diese Anlagenzusammenstellungen besitzt. In diesem Fall wurden die Brennstoffkosten der Technologie BK-CCS gesenkt. Daneben wurden die in Konkurrenz zur Grundlastversorgung stehende solarthermische Stromerzeugung durch die Verteuerung der Stromleitungskosten komparativ unwirtschaftlicher, so dass diese durch die BK-CCS-Technologie substituiert wurde.

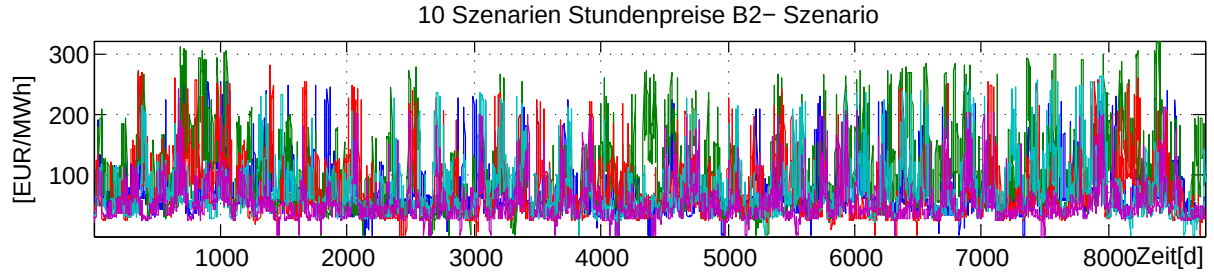


Abbildung 3.85: Szenario B2: zehn Simulationen des Spotpreises

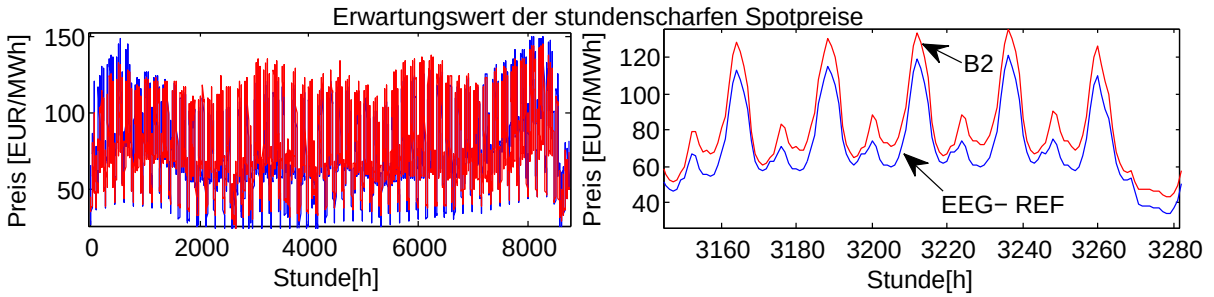


Abbildung 3.86: Szenario B2: Vergleich der Erwartungswerte des Spotpreises

In den Abbildungen 3.85 und 3.86 sind die Auswirkungen auf den Spotpreis dargestellt. Der Erwartungswert der Spotpreise verändert sich insbesondere in den Winterpeakpreisen. Da ein geringerer Anteil in PV_A mit der damit verbundenen deutlichen Tagessaison installiert ist, neh-

men die Winterspitzenpreise in den Morgen- und Abendstunden massiv ab (vgl. Abbildung 3.85). Die Spitzen im Sommer nehmen aus dem gleichen Grunde zu. Insgesamt erhöht sich über das Gesamtjahr der Minimumpreis. Dies liegt daran, dass sich die Kapazität der „must run" Technologien PV_A und ST_A entscheidend verringert haben. Diese besitzen ihr Einspeisemaximum in der Mittagszeit, in der auch bei reduzierter Kapazität die geringsten Systempreise erzielt werden. Gegenüber dem Referenzszenario verändert sich der Spotpreis und dessen Verteilung im Jahresmittel kaum.

Parameter	Erwartungs-wert	Standardab-weichung	Standardab-weichung [%]	2% Quantil	98% Quantil
EEG- REF Preis	71,99	10,94	15%	53,56	98,60
EEG- B2 Preis	72,28	11,28	16%	53,49	99,88

Tabelle 3.61: Szenario B2: Parameter der Spotpreise

Die Kosten der Versorgung für die Nachfrage haben sich deutlich um 5,5 Mrd. €/a in der Spoteindeckung erhöht.

Volkswirt. Gesamtkosten		Spotmarkt	EEG	Gesamt
Erwartungswert [€/a]	EEG- REF	1,60E+10	1,15E+10	2,75E+10
Standardabweichung [€/a]		2,75E+09	4,09E+08	2,61E+09
Erwartungswert [€/a]	EEG- B2	2,15E+10	1,15E+10	3,31E+10
Standardabweichung [€/a]		3,71E+09	4,09E+08	3,57E+09

Tabelle 3.62: Szenario B2: Kosten der Nachfrage am Spotmarkt

In Tabelle 3.63 ist das CO2-Limit den Emissionen gegenübergestellt. Die Emissionen können durch den massiven Ausbau der CCS-Technologie leicht gesenkt werden. Daneben werden im System bei unterstelltem Systempreis am Limit Zertifikate nach außerhalb verkauft, so dass der Zertifikatepreis auf 40,70 €/t sinkt.

CO2-Emissionen 2040 [t/a]	CO2- Ziel	Erwartungswert Ist-Emissionen	Differenz	Standard-abweichung	Std [%]
EEG- REF	8,38E+07	8,05E+07	3,30E+06	4,02E+06	5%
EEG- B2	8,38E+07	7,32E+07	1,06E+07	2,99E+06	4%

Tabelle 3.63: Szenario B2: Parameter der CO2-Emissionen

3.4.5 Auswertung des Szenarios ALT

In den bisherigen Szenarien mit EEG-Förderung wurden modellexogen die Planmengen der EEG-geförderten Technologien vorgegeben. Die EEG-Vergütung wird entsprechend den Abweichungen aus Plan- und Istzubau gesteuert. Der Vergleich zur Spotvergütung im SPOT-Szenario zeigte, dass diese Allokation suboptimal ist. Zum einen konnten einige regenerative Technologien zu geringeren Fördersätzen als andere einspeisen, so dass die vorgegebene Aufteilung der Mengen nicht kostenoptimal erfolgte. Zum anderen erfolgte die Einspeisung in einer signifikanten Anzahl von Stunden im Jahr zu Spotpreisen nahe Null, so dass der „Wert“ des Strom für die Nachfrage gering blieb.
Der Vorteil der EEG-Vergütung lag in der deutlichen Reduzierung des Investitionsrisikos in diese Technologien. Dadurch wurden insbesondere risikoaverse Investoren mit „geringer“ Renditeanforderung zur Investition in diese Technologien bewegt. Daneben wurde durch die Ausschaltung des Spotpreisrisikos erreicht, dass die unkorrelierten Mengenrisiken der EEG-Technologieklassen zu hohen Diversifikationsanreizen im Portfolio geführt haben.

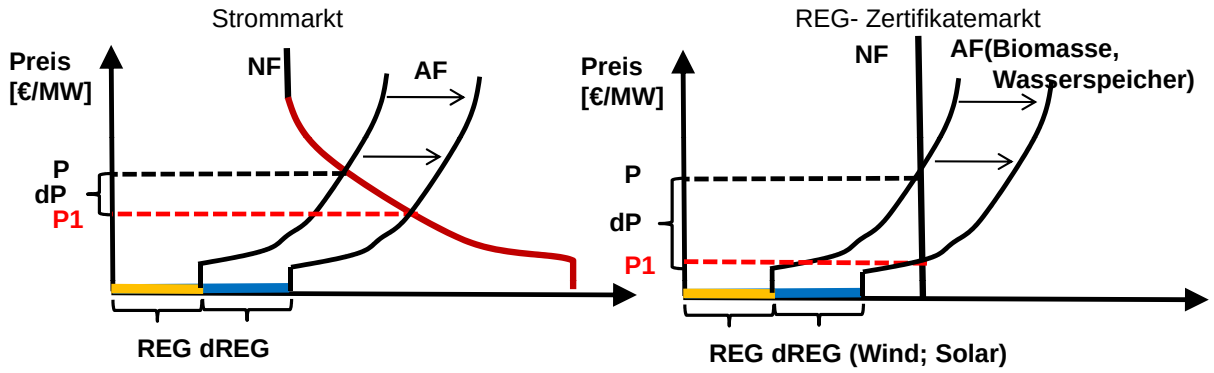


Abbildung 3.87: Szenario ALT: Marktmechanismus Spot- und Zertifikatemarkt

Eine alternative Möglichkeit der marktkonformen Förderung regenerativer heimischer Energien läge in der Einbindung eines Zertifikatemarktes für die eingespeisten Mengen dieser Energiequellen (vgl. Abbildung 3.87). Der Staat würde in diesem Zusammenhang eine geforderte Quote heimischer regenerativer Technologien am Gesamtstromaufkommen vorgeben und eine Mindererfüllung mit einem Strafterm belegen.[4] Das Problem dieser Herangehensweise liegt darin, dass in Zeiten hoher regenerativer Einspeisung sowohl die spezifische Vergütung aus dem Spotmarkt als auch die Vergütung durch die Zertifikate für die Investoren gering wäre. In Jahren eines geringen regenerativen Dargebotes wären sowohl die Spotvergütungen als auch die Einnahmen aus den Zertifikaten hoch, da regenerativ regelbare Quellen, wie z.B. Biomasse zugeschaltet werden müssten bzw. der Strafterm für Mindererfüllung zum tragen käme. Die Erträge dieser beiden Märkten wären somit hochkorreliert und würden zu einem signifikanten Anstieg der Variabilität der Rendite-Verteilung und damit zur Forderung einer höheren Risikokompensation führen, um

[4] Die Vorgehensweise ist analog zum CO2- Handel.

eine Investitionsentscheidung bei risikoaversen Investoren auszulösen.[5]

In dem folgenden Szenario soll eine alternative Methode zur Berücksichtigung der Knappheitssignalaussendung des Spotmarktes bei der Fixpreisförderung für EEG- Technologien betrachtet werden. Dadurch sollen die Vorteile der Fixpreisvergütung in Form geringer verbleibender Investitionsrisiken mit der Lenkungswirkung eines Marktes zur Mengenfestlegung kombiniert werden. Im Fokus steht ein Algorithmus zur Bestimmung der Planmenge der EEG- Technologien, der den Spotpreis berücksichtigt. Hierfür wird in einem ersten Schritt heuristisch ein Knappheitsindikator (K_I) für jede EEG-Technologie j formuliert.

$$K\_I_j = E\left[\sum_{t=1}^{8760}\left((P_{Sz,t} - P_{Sz})^3 \cdot M_{Sz,t,j}\right) / \sum_{t=1}^{8760}\left(M_{Sz,t,j}\right)\right] \tag{3.1}$$

Der Formel liegt folgender Gedankengang zugrunde: In der Beziehung zur Formulierung des Knappheitsindikator wird die Differenz aus Stundenspotpreis und jährlichen Mittelwert des Spotpreises des Szenarios Sz mit dem Faktor x potenziert (in diesem Fall ist x drei). Die Höhe des Faktors (Wahl der ungeraden Potenz) steuert die Auswirkungen der Abweichung der Stundenspotpreise von deren Erwartungswert auf den Knappheitsindikator K_I. Bei Potenzen (größer eins) werden hohen Preis-Abweichungen vom Mittelwert ein überproportionales Gewicht im Knappheitsindikator zugewiesen. Hohe positive Abweichungen deuten auf einen Knappheitszustand hin. Hohe negative Abweichungen (z.B. in den Situationen in denen der Stundenspotpreis Null ist) deuten auf ein Überangebot hin. Jede Differenz wird mit der in der Stunde vorherrschenden Menge der betrachteten EEG- Technologie gewichtet. Die Gesamtsumme dieses Produktes wird auf die Gesamtsumme der Einspeisung des betreffenden Szenarios normiert. Dies bedeutet, dass negative Preis-Differenzen in der Formulierung des Knappheitsindikators erst dann ein besonders hohes Gewicht erhalten, wenn in dieser Stunde die EEG- Technologie auch eine hohe Einspeisung hat. Im Extremfall einer Einspeisung von Null hat die hohe negative Preis-Differenz keinen Einfluss auf den Knappheitsindikator. Dadurch soll eine „verursachungsgerechte Zuordnung“ der preislich angezeigten Knappheit zu den jeweiligen Technologien ermöglicht werden.

[5] Dies setzt voraus, dass die Angebotsfunktion auf beiden Märkten eine überprortionale Steigung besitzt. In der Wirtschaftlichkeitsberechnung würde somit der Mengenzuwachs gegenüber dem Preisdelta eine vernachlässigbare Auswirkung haben. Beide Märkte wären im Ergebnis zwar negativ korreliert zum Risikofaktor Mengeneinspeisung. Das Mengendelta spielt dann in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eine untergeordnete Rolle.

Die gesamte Rückkopplungsschleife ist in Abbildung 3.88 dargestellt:

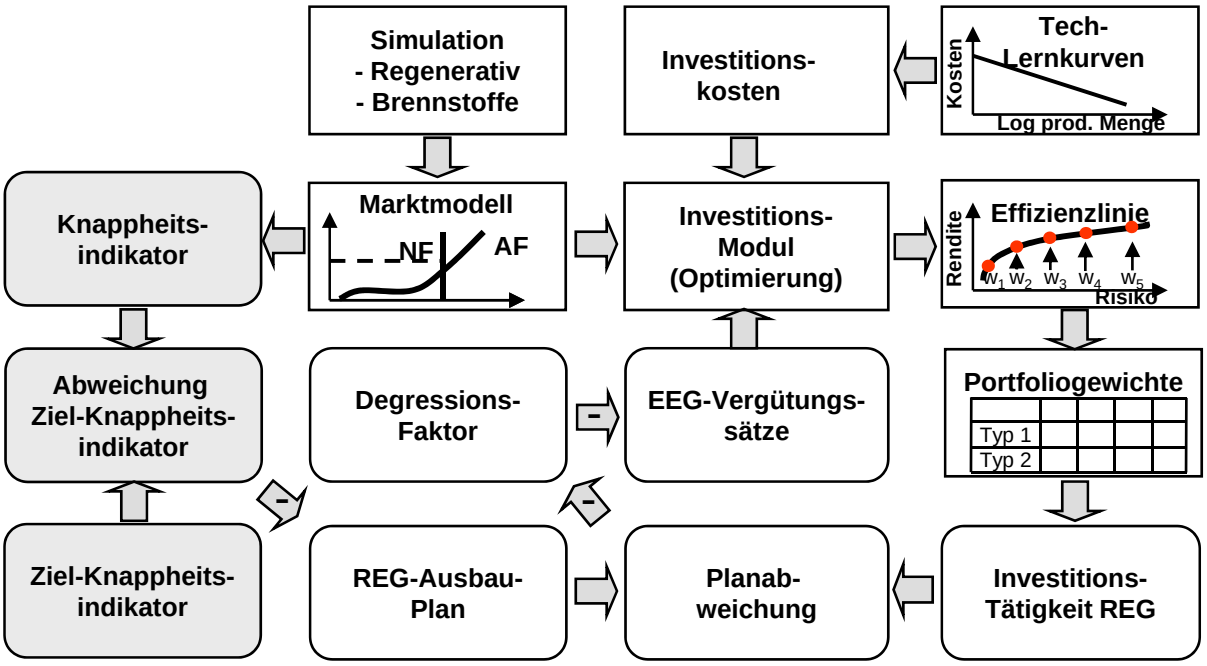


Abbildung 3.88: Szenario ALT: Modellierungsansatz

Der am Spotmarkt errechneten Knappheit wird eine vorgegebene Zielgröße durch die Politik gegenübergestellt. Aus der Abweichungen ergibt sich eine Veränderung der Planmenge, die wiederum den Einspeisevergütungssatz der jeweiligen Technologie steuert.
Die Zielgröße wurde im Modell so vorgegeben, dass eine einheimische Quote von 35% zur Deckung der Nachfrage erreicht wurde. Die Auswirkung dieser Maßnahme auf den resultierenden Kapazitätsbestand ist in Abbildung 3.89 dargestellt.

Szenario ALT 2040	Technologie	BK	BK- CCS	SK	SK- CCS	GuD Gas	GT	SP
	Leistung [MW]	0	0	18.623	7.291	8.436	6.780	12.400
	Technologie	PV_D	PV_A	So_th	Wi_off	Wi_on	WI_on_II	**Gesamt**
	Leistung [MW]	8.400	19.100	14.800	28.500	0	19.300	**143.629**

Abbildung 3.89: Szenario ALT: installierte Kapazität im ALT-Szenario

Die Nutzung der Photovoltaik und der küstennahen Windkraftanlagen hat gegenüber dem Referenzszenario drastisch abgenommen. Demgegenüber hat die Offshorenutzung auf 28,5 GW stark zugenommen. Die Veränderungen der nicht durch das EEG-geförderten Technologien sind am stärksten in den Solarstromimporten „PV_A“, deren Kapazität auf 19 GW steigt. Die Speichernutzung hingegen nimmt leicht ab.

Die Portfoliozusammensetzung in Abbildung 3.90 zeigt, dass Photovoltaik-Anlagen „PV_D“ in der Modellregion Deutschland von bedeutend weniger Investorklassen gehalten werden als im Referenzszenario EEG-REF. Die Anteile werden zugunsten der Wind-Offshore-Technologie getauscht. Daneben nimmt der Anteil an CCS-SK-Anlagen leicht zu.

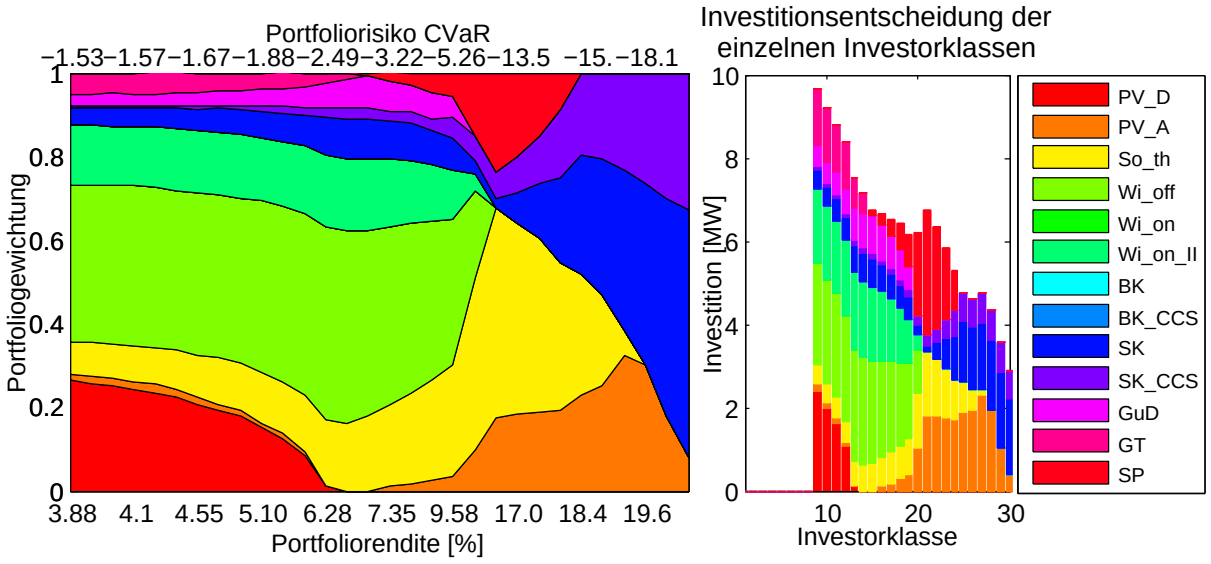


Abbildung 3.90: Szenario ALT: Portfoliobestanteile und Investorzusammensetzung

Der Verlauf des Erwartungswertes der Spotpreise gegenüber dem Referenzszenario zeigt, dass der oben formulierte Algorithmus eine Erhöhung des unteren Spotpreisniveaus bewirkt hat. Dies veranschaulicht auch die Spreizung der Preise im Intratagesverlauf in der unteren Graphik von Abbildung 3.92. Der Effekt wird teilweise dadurch konterkariert, dass die ebenfalls dargebotsabhängige PV-Nutzung in Nordafrika zu einem großen Anteil den Wegfall der PV-Nutzung in Deutschland substituiert hat.

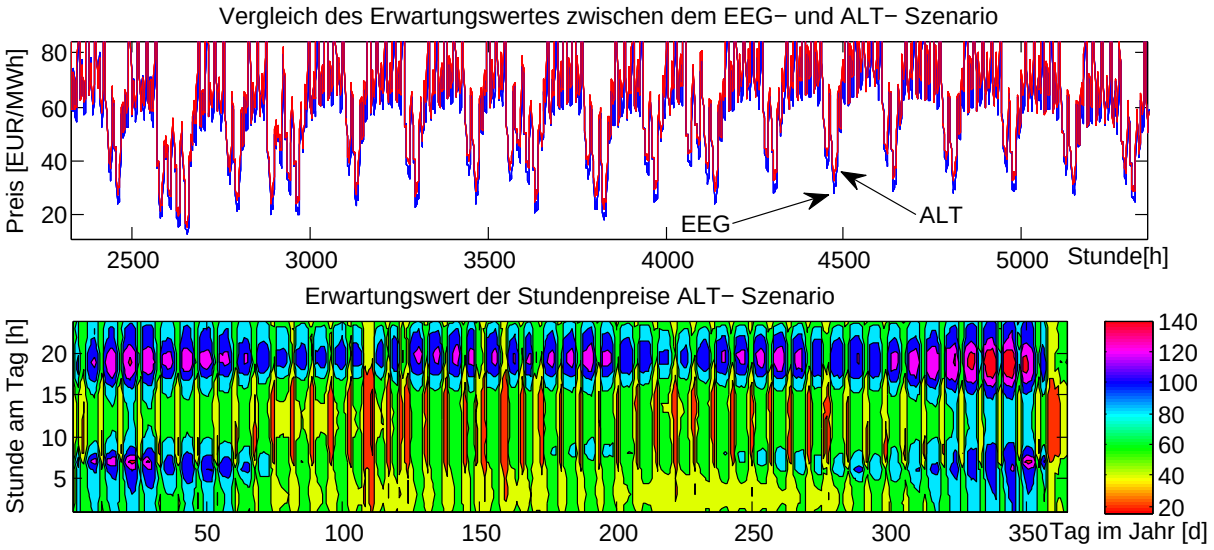


Abbildung 3.91: Szenario ALT: Erwartungswert der Spotpreise im Vergleich zum EEG- Szenario

Das Histogramm der zehn Spotpreissimulationen auf stündlicher Basis ist in Abbildung 3.92 dargestellt. Es gibt die Auswirkungen der beschriebenen Regelung auf die Spotpreisverteilung wieder.

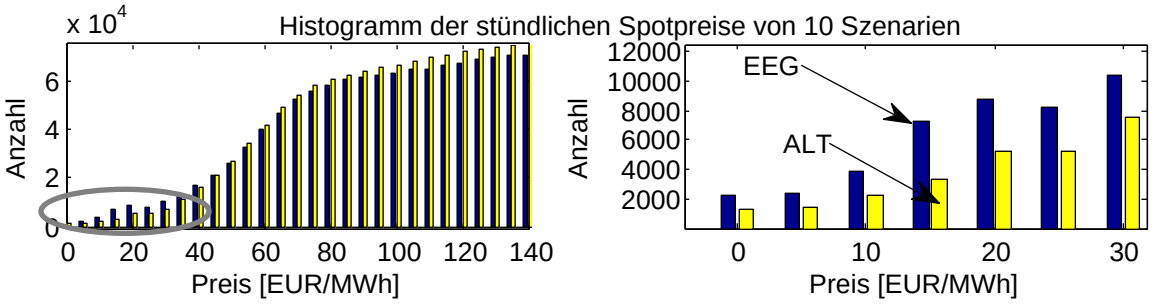


Abbildung 3.92: Szenario ALT: Verteilung der Spotpreise im Vergleich zum EEG- Szenario

Neben der Veränderung des Erwartungswertes auf Jahresbasis werden auch die Verteilung der Preise im Jahresverlauf im unteren Preisbereich verringert. Der Algorithmus wirkt sich aber weniger stark auf eine Reduzierung der Zeiten mit extrem niedrigen Preisen aus als vorab erwartet wurde, da die Solarstromimporte den Effekt der verringerten PV- Nutzung ausgleichen. Die Reduzierung der küstennahen Windeinspeisung wird durch die Erhöhung der Offshore-Einspeisung teilweise ausgeglichen.
Die Gesamtkosten in Tabelle 3.64 haben durch diese Maßnahme im ALT-Szenario leicht abgenommen. Sie liegen aber immer noch über den Niveau des SPOT-Szenarios.

Volkswirt. Gesamtkosten Vergleich: ALT vs. EEG Szenario			
Gesamtkosten der Endkunden	Erwartungs-wert [€/a]	Standardab-weichung [€/a]	Standardab-weichung [%]
ALT- Szenario	2,62E+10	2,57E+09	10%
EEG- Szenario	2,75E+10	2,61E+09	9%

Tabelle 3.64: Szenario ALT: Gesamtkosten des Energiesystems im Vergleich zum EEG-Szenario

Die potentielle Spotvergütung der Technologien zeigt, dass der Algorithmus zu einer Annäherung der einzelnen Vergütungssätze führt. Die dabei zum Einsatz kommenden Kapazitäten wurden dem Algorithmus überlassen, der die Kapazitäten so im Markt einsetzt, dass sie einen möglichst hohen Spotpreis erzielen. Der Kapazitätseffekt der PV-Nutzung „PV_D“ wird durch die gestiegene Spotpreisvergütung ausgedrückt.

potentielle Spotvergütung	PV_D	PV_A	ST_A	WI_OFF	Wi_ON	WI_ON_II
Erwartungswert AlT [€/MWh]	60,01	59,24	73,72	58,49	55,64	60,64
Erwartungswert EEG [€/MWh]	56,09	58,10	68,02	56,80	50,36	59,57

Tabelle 3.65: Szenario ALT: potentielle Spotvergütung im Vergleich zum EEG-Szenario

Die Grundproblematik der wirtschaftlich inferioren Technologien WI_ON_II und PV_D tritt in gleicher Form auf wie im SPOT-Szenario. Im SPOT-Szenario führte das ähnliche Einspeiseverhalten dieser Technologien zu der Wind-Offshore-Nutzung und den PV-Importen dazu, dass diese unwirtschaftlich waren. In Zeiten hoher Einspeisung der dominierenden Technologie wurde der Spotpreis soweit reduziert, dass die komparativ inferioren Technologien ihre Vollkosten nicht decken konnten.
Im ALT-Szenario ist die negative Korrelation zwischen küstennaher Windnutzung und dem Spotpreis auch dann noch relativ hoch, wenn keine nennenswerte installierte Kapazität vorhanden ist. Die hohe Korrelation der Einspeiseganglinie zur spotpreisbeeinflussenden dominanten Technologie verursacht diesen indirekten Zusammenhang. Die Steuerung des Knappheitsalgorithmus erzielt somit in Form einer Mengenreduzierung keine Verbesserung des Knappheitsindikators, da das Mengendelta durch eine Erhöhung der Menge der dominanten Technologie kompensiert wird. Die Spotpreisverteilung wird hierdurch wenig beeinflusst.Ein Mengendelta der PV-Nutzung wird ebenfalls überwiegend durch die Solarimporte substituiert. Das ähnliche Einspeiseverhalten zeigt, dass die Preisreaktion auch hier weniger stark ausfällt. Die Wind Binnenlandnutzung hat gegenüber der küstennahen Windnutzung eine geringere Korrelation zu der Offshorenutzung. Aus diesem Grund wird sie nicht substituiert, da das Spotpreisniveau bei Einspeisung dieser Quelle weniger stark durch andere Quellen beeinflusst wird.
Ein Mengendelta einer dominanten Technologie wirkt sich hingegen direkt in einer Spotpreisänderung aus, da diese Technologie von Technologien mit anderem Einspeiseverhalten im Kraftwerkspark substituiert wird.
Insgesamt rechtfertigt der gestiegene Regelaufwand des Algorithmus nur bedingt das Resultat in einer Veränderung der Preisverteilung. Der Knappheitsindikator müsste so hoch gewählt werden, dass nur noch Technologien mit unkorrelierter Einspeisung in ihrer Höhe gesteuert werden. In diesem Fall könnte aber eine einheimische Quote von 35% aber nicht mehr erreicht werden. Die Preisverteilung und die damit verbundenen Stundenpreise nahe Null können bei Beibehaltung des EEGs besser durch eine separate Förderung von Speichersystemen beeinflusst werden. Diese sollten mit einem Investitionszuschuss versehen werden, um die Wirtschaftlichkeitsschwelle zu verringern und damit den Bedarf an vor zuhaltender fossiler Regelkapazität zu verringern. Dies zeigt der Vergleich der Szenarien A1 und B2.

Kapitel 4

Zusammenfassung und Ausblick

Im Jahr 2040 wird erwartet, dass gegenüber der heutigen Situation ein wesentlich erweiterter potentieller Technologieraum aus fossilen, heimischen und importierten regenerativen Energiequellen sowie Speicher als Investitionsalternativen zur Verfügung steht. Die Einführung eines liberalisierten Marktumfelds hat die Verantwortung von Investitionsentscheidungen und den damit verbundenen Chancen/Risiken auf in Wettbewerb zueinander stehende individuelle Entscheidungsträger übertragen. Die einzelnen Markteilnehmer können nun nicht mehr ihre individuell entstehenden Kosten an Endverbraucher weitergeben, da durch die transparente Preisbildung der Stromhandelsmärkte ein allgemein gültiger Benchmark für den Wert von Strom entstanden ist. Die Investitionsentscheidung/-tätigkeit der Unternehmen wird im Marktumfeld somit nicht mehr von Kostenbetrachtungen, sondern von am Markt erwirtschaftbaren Renditen dominiert.
Auf der Stufe des Stromspotmarktes wird der Preis für Strom als Ertragskomponente der Renditebetrachtung nach dem Verfahren des Markträumungsprinzips im Schnittpunkt aus der aggregierten Angebots- und Nachfragefunktion gebildet. Ein Kernelement der Arbeit ist die Abbildung dieses Mechanismus in einer Modellumgebung, um die Wirkungsweise der unterschiedlichen unsicheren Einflussfaktoren auf die Strompreisbildung und den daraus resultierenden Einsatz der unterschiedlichen Technologien modellendogen darzustellen. Für das Spotmarktmodell werden zur Abbildung der Unsicherheit insgesamt 13 verschiedene modellexogene stochastische Eingangsgrößen (Risikofaktoren) mathematisch formuliert und kalibriert. Hierunter fallen insbesondere die verschiedenen Brennstoffpreise und regenerative Dargebotsmengen. Die daraus formulierten dynamischen Angebots- und Nachfragekurven in stündlicher Auflösung werden zur Strompreisbildung und zur Einsatzbestimmung der Kraftwerkstechnologien verwendet. Mit Hilfe des Spotmarktmodells, den exogen vorgegebenen kostenbeeinflussenden Risikofaktoren und dem zugrunde liegenden Kraftwerkspark wird für die Investoren im Ergebnis transparent, wie und in welchem Ausmaß die dann zur Verfügung stehenden Stromerzeugungstechnologien von den verschiedenen Risikoquellen in ihrer Rendite betroffen sind.
Für die Modellierung der Investitionsentscheidung liegt dieser Arbeit das theoretische Konzept zugrunde, demzufolge Individuen i. d. R. nicht risikoneutrale Entscheider sind und somit die alleinige Betrachtung des Erwartungswertes der Rendite einer Anlageform kein ausreichendes Ent-

scheidungskriterium darstellt. Die Verarbeitung von Risiken im Entscheidungsprozess in Form von unsicheren zukünftigen Marktpreisen/Einsatzkosten innerhalb der Laufzeit der Technologien rückt in den Fokus der Investitionsentscheidung. Deshalb wird durch die Simulationsumgebung jeder Technologiealternative eine Renditeverteilung zugeordnet, die in einem Zusammenhang mit den Renditeverteilungen anderer Investitionsalternativen steht. Hierfür werden für jeden Risikofaktor mit Hilfe der Monte-Carlo-Simulation 10.000 Szenarien erzeugt. Der Umgang mit den Chancen/Risiko-Relationen bei der Renditeverteilung einer Investitionsalternative in einen Technologie-Anlageraum wird mit dieser Vorgehensweise analog zum Aktienmarkt in das Zentrum der Entscheidungsfindung gestellt und über den Risikoaversionsgrad des Investors ausgewertet.

Als methodisches Konstrukt zur Formulierung von Investitionsentscheidung unter Beachtung der zugrunde liegenden Unsicherheit wurde die moderne Portfoliotheorie zur Verarbeitung der Renditeverteilungen in der Entscheidungsfindung im zweiten Modellblock angewendet. In diesem Kontext wird für jede Investitionsalternative neben ihrem Erwartungswert auch ein auf ihrer Verteilung aufbauendes Risikomaß in Form des Conditional Value at Risk berechnet. Beide Parameter wurden über ein Präferenzfunktional dem „Hybridentscheider“ und der Angabe des Risikoaversionsgrades der betreffenden Investorklasse ausgewertet. Die Optimierung des Funktionals wird durch Variation der im Portfolio enthaltenen Technologiegewichte erreicht. In der Entscheidungsfindung wird über den Portfoliozusammenhang somit auch die Möglichkeit der Diversifikation zur Risikoreduzierung explizit abgebildet. Output des Investitionsentscheidungsmodells ist die Angabe über die generelle Bereitschaft zur Investition als auch die optimale Portfoliozusammensetzung für jede Investorklasse.

Die Rückkopplung auf den Spotpreis als Instrument der Knappheitssignalaussendung wird durch die aus der Investitionsentscheidung resultierenden Veränderung der Bestandsgröße Kraftwerkspark erreicht, in der alle individuellen Entscheidungen in Bestandsänderungen der einzelnen Technologien aggregiert wurden.

In den verschiedenen Szenarien der Modellauswertung wurden die Wirkungszusammenhänge der Variablen/Risikofaktoren auf die Portfoliozusammenstellung und den technologischen Diversifikationsgrad der einzelnen Risikoaversionsniveaus der Investoren analysiert. In den ersten beiden Szenarien wurde ein durch das EEG-regulierter Markt einem reinen Spotmarkt gegenübergestellt und die Unterschiede ausgewertet. Im Anschluss wurden zwei bedeutende Parameter in Form der CO2-Limits und der Investorklassenzusammensetzung auf ihre Wirkungsweise hin untersucht. Daneben wurden Erkenntnisse über Strukturbrüche bzw. Veränderungen in der Effizienzlinie, den Spotpreisen, dem resultierenden Kraftwerkspark sowie in der Wirtschaftlichkeit der Einzelanlagen in weiteren Szenarien herausgearbeitet. Die Ergebnisse können anhand der drei folgenden Dimensionen zusammengefasst werden:

- *Perspektive des individuellen Investors*

Risikomanagement im Investitionsbereich setzt ein grundlegendes Verständnis über die wertbeeinflussenden Risiken einer Investitionsentscheidung und deren Zusammenhänge voraus. Damit verbunden ist eine bewusste Entscheidung des Investors bzgl. der eigenen Risikotragfähigkeit. Durch das Modell und dessen Ergebnisse werden Investoren in die Lage versetzt, jede Technologieklasse hinsichtlich ihrer individuellen Renditeparameter „Erwartungswert", „Risikoausprägung" und „Korrelation" in das Verhältnis zu anderen Technologierenditen setzen. Darauf aufbauend kann eine gezielte Investitionsentscheidung in ein Portfolio erfolgen. Der Portfoliodiversifikation kommt insbesondere die Aufgabe zu, unsystematische Risiken der Einzeltechnologien zu vermeiden und gezielt das Verhältnis aus Erwartungswert und Risikoausprägung zu beeinflussen. Wesentlicher Modelloutput auf unternehmerischer Ebene ist somit die Darstellung des Diversifikationsgrades einzelner Investitionsentscheidungen und die Abhängigkeit der Entscheidung vom Risikoaversionsgrad des Investors. Daneben kann der Effizienzgewinn (Abstand der Portfolioentscheidung zur Einzelinvestition) in den objektiven Parametern Erwartungswert und Risikomaß angegeben werden. Dieser ist für die einzelnen Technologien unterschiedlich hoch und hängt vom Verhältnis der systematischen zu den unsystematischen Risiken der Technologie ab. In der Analyse der Ergebnisse fällt zudem auf, dass der Erwartungswert in Abhängigkeit der systematischen Risiken der Technologien vom Markt gesetzt wird. In keinem Szenario dominiert eine Technologie alle anderen in Bezug auf diese Parameterkombination. Insgesamt besitzen die Einzelanlagen und die Portfoliozusammensetzungen der optimalen Investitionsentscheidungen hierdurch in allen verwendeten Szenarien eine hohe Bandbreite an erreichbaren Erwartungswert/Risikomaß-Zuständen. Dies hat zur Folge, dass auch eine große Bandbreite von verschiedenen Risikoaversionsniveaus im Marktgleichgewicht nebeneinander existieren kann. Die Untersuchung verdeutlicht, dass die genaue Kenntnis der eigenen Risikoaversion das in Frage kommende Technologieportfolio und dessen Bestandteile stark bestimmt. Als Konsequenz der Bandbreite der erreichbaren Portfolioparameter ergibt sich auch, dass sich bei Unternehmen die Eigenkapitalverzinsungsanforderung an der Wahl des Technologieportfolios und vice versa orientieren sollte.

Risikoaverse Investoren neigen in allen Szenarien dazu, überwiegend EEG-geförderte regenerative Technologien mit gasbasierten Technologien zu kombinieren und kohlebasierte Technologien nur in reduzierter Form im Portfolio zu halten. Aufgrund ihrer Lage in der Angebotsfunktion besitzen gasbasierte Technologien in den Szenarien mit hohen Gaspreisen die Besonderheit, als einzige fossile Technologie in der Lage zu sein, ihre Brennstoffpreisrisiken auf den Spotpreis zu transferieren. Zudem haben sie ein hohes Diversifikationspotential zu regenerativen Technologien, da deren Mengenrisiken negativ zu den Knappheitszuständen am Spotmarkt korreliert sind, in denen eine Nachfrageverdrängung stattfindet. Insgesamt wurden hierdurch hohe unsystematische Anteile im Gesamtrisiko der Gastechnologien identifiziert. Dies führt dazu, dass am Markt mit diesen Technologien keine hohen erwarteten Renditen erzielt werden können. Daraus folgt, dass Investoren eine alleinige Fokussierung auf Gas im Portfolio vermeiden sollten.

Risikofreudige Investoren investieren in allen Szenarien überwiegend in fossile Kohletechnologien (Konventionell und mit CCS), die neben den höchsten Erwartungswerten auch überdurchschnittlich hohe Risiken aufweisen. Die Gastechnologien mit ihren volatilen Grenzkosten bilden in den Zeitbereichen den Markträumungspreis, in denen die Grundlasttechnologien ihre Fixkosten decken. Hierdurch überträgt sich die hohe Volatilität der Gaspreise auf den Spread aus Strompreis und Grenzkosten der Grundlastkraftwerke. Dies erklärt die Lage dieser Technologien im Erwartungswert-Risikoraum. Eine Diversifikation dieses Risikos durch die Beimischung von Gas oder regenerativen EEG-geförderten Technologien wird durch die risikobereiten Investoren nicht vorgenommen, da der Trade-off zwischen Erwartungswert- und Risikoreduktion des resultierenden Portfolios zu hoch ist. Die Beimischung risikofreudiger Investoren von Solarstromimporten zu kohlebasierten Technologien dient zur Diversifikation der Risikofaktoren der Kohletechnologien mit dem unkorrelierten Risikofaktor der regenerativen Einspeisung. Hierdurch besteht die Möglichkeit, eine CO2-freie Technologie ohne den gleichen Risikofaktor „Kohlepreis“ (CCS) in das Portfolio aufzunehmen. Damit stellen Solarstromimporte für Versorger mit derzeit hoher CO2-Intensität wie z. B. RWE neben der Strategie der CCS-Abscheidung eine zweite betrachtenswerte Alternative dar, um die durch die Fokussierung auf Kohle erzielte hohe Risikoexposition zu verringern. Die gemeinsame Abhängigkeit dieser „Grundlasttechnologien“ vom Risikofaktor Spotpreis kann hierdurch aber nicht entscheidend verändert werden. Alleinig die Beimischung von Speichern ist eine teilweise wahrgenommene Alternative im Bereich mittlerer Risikoaversion für die Investoren, um eine zu große Abhängigkeit vom Risiko der Fixkostendeckung der Grundlasttechnologien zu vermeiden. Im SPOT-Szenario gibt es, bis auf die Speicher und die gasbasierten Anlagen, keine Technologie, die in der Lage ist, den dominanten Risikofaktor Spotpreis entscheidend zu diversifizieren. Eine alleinige Betrachtung der Risiken auf Kostenbasis führt somit zu einer Fehlallokation der Investition und zu einer zu geringen Bewertung des Risikos.
Während die Portfoliozusammensetzungen in den einzelnen EEG-Szenarios relativ stabil sind, varieren die Einzeltechnologieparameter unterschiedlich stark. Die Variation der Renditeparameter der einzelnen Technologien in den Szenarioanalyse ist bei den CCS-Technologien am stärksten. Dies liegt daran, dass die zukünftig zu erwartenden Investitionskosten und CO2-Preise aus heutiger Sicht einer hohen Unsicherheit bzgl. ihrer generellen Verteilung unterliegen. Daneben sind CCS-Technologien in der Grundlastversorgung besonders sensitiv bei Variation von Parametern der potentiellen Substitionstechnologien „konventionelle Kohlekraftwerke“. Solarstromimporte und Speichertechnologien veränderten sich gegenüber Parametervariationen nur in den Szenarien deutlich, in denen die Wirtschaftlichkeit direkt über Veränderungen der Investitionskosten beeinflusst wurde. Gegenüber Änderungen der Parameter anderer Technologien und der Brennstoffpreise sind sie überwiegend robust. Regenerative Technologien sind aufgrund des EEGs komplett von der Wahl des jeweiligen Szenarios in ihrer Parameterausprägung unabhängig.

- *Perspektive des Marktes*

Neben der Berechnung der Renditeverteilung der einzelnen Investitionsalternativen dient das Spotmarktmodell und dessen Kopplung zum zugrunde liegenden Kraftwerkspark zur Untersuchung der Anreizwirkung von Preissignalen des liberalisierten Marktes auf die Investitionstätigkeit der Investorklassen. In diesem Zusammenhang wird in den einzelnen Szenarien gezeigt, in welchen Gleichgewichtszustand (langfristige Kraftwerksparkzusammensetzung) das System konvergiert und welche Preiszustände in Abhängigkeit der Kapitalausstattung der einzelnen Investorklassen zur Bewahrung dieses Zustandes notwendig sind. In der Sensitivitätsanalyse Sens-Budget mit der Erhöhung der Kapitalausstattung kann verdeutlicht werden, dass die Lage der Effizienzlinie von der im Markt vertretenen Grenzrisikoaversion abhängt. Je mehr Kapital risikofreudiger Investoren vorhanden ist, desto geringer muss die durch die Spotpreishöhe beeinflusste erwartete Rendite entlang der Effizienzlinie ausfallen, um einen Gleichgewichtszustand in den Kraftwerkskapazitäten zu erreichen. Mit einer Erhöhung des Budgets ist in der Regel eine Ausweitung der Gesamtkapazität verbunden, die überwiegend durch einen erhöhten Anteil an kapitalintensiven Grundlastkraftwerken zu Stande kommt. Der Effekt ist proportional zum Anstieg des Nutzenniveaus entlang der Investorklassen. Dieses Ergebnis zeigt, dass neben den reinen Kostenbestandteilen die Risikowahrnehmung der Investoren für die Kosten der Nachfrage (Höhe des Strompreises) eine Rolle spielt. Die Kosten für die Nachfrage werden deshalb auch von der durch die Investoren gewählten Kraftwerksparkzusammensetzung beeinflusst.
Mit Hilfe der Szenarien wird verdeutlicht, dass Parametervariationen zu erheblichen Verschiebungen in der Kraftwerksparkzusammenstellung geführt haben, so dass die Sensitivität der fossilen Technologien durch ihre veränderte Lage in der Angebotsfunktion sehr groß ist. Insbesondere die Zusammensetzung der Grundlasttechnologien im Kraftwerkspark wird weniger durch die Diversifikation als vielmehr durch die erwarteten komparativen Kosten der in Frage kommenden BK und SK konventionellen und der CCS-Technologie bestimmt. Bei einer gravierenden Veränderung des Erwartungswert der Gaspreise und der Nachfrage (vgl. Szenario B1) werden Kohletechnologien im Kraftwerksparkbestand sehr weitreichend durch Gas-GuD-Anlagen substituiert.
Die generelle Rückkopplung zwischen Preissignal und Kraftwerksparkzusammensetzung wird bei dargebotsabhängigen Technologien im SPOT-Szenario deutlich. Eine Erhöhung der Einspeisung wirkt ceteris paribus direkt über eine Verringerung der resultierenden Nachfrage und der Verlagerung des Markträumungspreises in niedrigere Grenzkostenbereiche auf das Renditepotential weiterer Kapazitäten der regenerativen Technologien. Die Konkurrenzfähigkeit der regenerativen Technologien hängt nicht allein vom Verhältnis der Vollkosten zu den Vollkosten der fossilen Technologien ab. Die heranzuziehende Basis in Form des Renditepotentials ist der Markträumungspreis, der negativ in Beziehung zur bereits installierten Kapazität dargebotsabhängiger regenerativer Kraftwerke steht. Dies kann zu Zuständen führen, in denen der regenerative Strom nahezu wertlos ist. Im Resultat herrscht somit ein negativer Rückkopplungszusammenhang vor, der durch den regulatorischen Eingriff über die EEG-Vergütung aufgehoben wird.
Neben der generellen Höhe der Preise im Erwartungswert wird durch die Simulationsumgebung

auch deren Verteilung auf Jahresbasis und die Volatilität innerhalb des Jahres dargestellt. Die Verteilung der Jahresbasepreise wird hauptsächlich durch die Volatilität der Brennstoffpreise bestimmt. Die kurzfristige Stochastik der Spotpreise im Jahresverlauf wird dagegen von der Volatilität der Einspeisung der regenerativen Quellen dominiert. Durch den hohen Anteil der dargebotsabhängigen regenerativen Stromerzeugungstechnologien hat sich in allen Szenarien die Intratages- und Jahressaison im Vergleich zum heutigen Zustand gravierend verändert. Die Höhe und Form der Veränderung hängt zum einen von der dominierenden regenerativen Quelle im Kraftwerkspark ab (Solar- bzw. Windverstromung) als auch von der Größe der Ausgleichskapazitäten in Form der Speichersysteme.

- *Perspektive des Regulators*

Mit Hilfe des Gesamtmodells können die Interdependenzen zwischen politischer Rahmenstellung, Investitionsentscheidung und dem Stromspotmarkt aufgezeigt werden. Hierbei wird untersucht, wie sich die derzeitig eingesetzten Instrumente (EEG-Fixpreis und CO2-Zertifikatehandel) auf die einzelnen Unsicherheitsfaktoren und damit auf die Rendite von Investitionsobjekten und letztlich auf die Investitionsentscheidung auswirken.
Durch das Modell wird gezeigt, dass mit Hilfe des EEG-Vergütungsregimes die Parameter der Renditen der EEG-Technologien massiv beeinflusst werden. Durch die Fixpreiskomponente wird der im SPOT-Szenario dominante Risikofaktor „Spotpreis“ ausgeschaltet und damit der Abstand zwischen Risikomaß und Erwartungswert dieser Anlagemöglichkeiten deutlich reduziert (für PV von ca. -17 % auf -6 %). Im Resultat verbleiben alleinig die gut diversifizierbaren Mengenrisiken. Die Differenz dieses Abstandes zwischen dem EEG- und dem SPOT-Szenario wird besonders deutlich bei der Windoffshore-Nutzung. Obwohl beide Szenarien ein nahezu identisches Einzelrisiko von ca. -8 % aufweisen, verlangen die Investoren im SPOT-Szenario eine Risikokompensation von 13 %, während im EEG-Szenario ein hoher unsystematischer Anteil dieses Gesamtrisikos vorliegt und im Marktgleichgewicht nur 2,5 % Erwartungswert zur Übernahme des Risikos verlangt werden. Dieser Sachverhalt wird in der derzeitigen politischen Diskussion bei der Betrachtung der verschiendenen Fördermaße vernachlässigt und sollte bei der Bewertung von Förderstrategien Berücksichtigung finden.
Eine äquivalente Auswirkung wie die Festpreisförderung der EEG-Technologien in Form der verlangten Risikokompensation für die anderen Technologien hätte ein durch den Staat vorgenommenen Eingriff in die Verteilung weiterer Risikoparameter in Form einer Verringerung der Unsicherheit. Diesbzgl. könnten durch den Staat maximale Schwankungsintervalle möglicher CO2-Preise etc. vorgegeben werden. Durch eine Erhöhung der im Markt tätigen Investorklassen und der damit verbundenen erhöhten Kraftwerkskapazitäten im Gleichgewichtszustand könnte der Spotpreis im Erwartungswert verringert werden und damit die Effizienlinie der Portfolioentscheidungen in Bereiche geringerer Erwartungswert/Risikokombinationen verschoben werden. Das EEG und die daraus resultierende Veränderung der Effizienzlinie in Richtung geringerer Erwartungswert/Risikokombinationen verdeutlichen diesen Zusammenhang.

Bei der Berechnung der Gesamtkosten für die Nachfrage schlagen sich die Risikokompensationsanforderungen auch in leicht höhere Spotpreise des SPOT-Szenarios nieder, so dass dies Berücksichtigung bei der Berechnung von Differenzkosten finden muss. Die Gesamtkosten sind ohne EEG-Förderung dennoch 25 % niedriger, weisen aber eine höhere relative Schwankungsbreite auf.

Als Gegenargument der Festpreisförderung kann mit dem vorgestelltem Modell veranschaulicht werden, dass das EEG gegenüber dem Spotmarkt keine Lenkungswirkung in der Kapazitätsausweitung besitzt, so dass ein hoher Anteil der erzeugten Energie in Zeiten des „Stromüberflusses" bereitgestellt wird. Dieser Effekt ist proportional zum Anteil der relativen Gesamtdeckung der Nachfrage durch die regenerativen Energien und dem verwendeten Speichereinsatz.

In einem Alternativszenario ALT ist ein Mechanismus entwickelt worden, mit dem aus dem Spotmarkt berechenbaren potentiellen Vergütungssätzen ein Knappheitsindikator formuliert wird, um eine Lenkungswirkung der Preise auf die zu fördernde Kapazität der einzelnen Technologien zu erhalten. Der Effekt dieser Maßnahme wurde teilweise durch die Substitution der EEG-Technologien (insbesondere „PV_D" durch dargebotsabhängige Solarstromimporte konterkariert, so dass der Gesamteffekt begrenzt war. Es lässt sich daraus schlussfolgern, dass der „Wert" der regenerativen Energie am besten durch einen massiven Speicherausbau gesteigert werden kann. Dabei sollte eine Investitionskostenbezuschussung für Speicher durch den Staat vorgenommen werden.

Die regenerative Quote der Stromerzeugung wird in allen Szenarien massiv gesteigert (bei EEG-Förderung auf ca. 70 %). Der Anteil des regenerativ erzeugten Stroms zur Deckung der Gesamtlast erreicht aber auch im SPOT-Szenario 50 % und wird dabei insbesondere durch Solarstromimporte gewährleistet. Im EEG-Szenario wird dagegen, bedingt durch die künstliche Anhebung der Wirtschaftlichkeit der heimischen regenerativen Technologien, hauptsächlich in diese investiert.

Die Förderung durch die EEG-Vergütung hat durch die Veränderung des Kraftwerksparks und der damit verbundenen Angebotsfunktion im Vergleich zum SPOT-Szenario zu einer starken Beeinflussung der Wirtschaftlichkeit der nicht durch das EEG-geförderten Technologien geführt. Aus Sicht risikofreudiger Investorklassen hat sich die Effizienz der optimalen Portfoliokombinationen im Rendite-Risikoraum verschlechtert. Dies liegt insbesondere an der Verschlechterung der Vollbenutzungsstunden der regelbaren Kraftwerke durch die erhöhte regenerative Einspeisung.

Die Verschärfung der Emissionsziele hat in allen Szenarien dazu geführt, dass Braunkohle ohne CCS aufgrund ihrer ungünstigen Kombination aus hohen Kapitalkosten und hohen spezifischen CO2-Emissionen nicht wirtschaftlich ist. Alleinig BK mit CCS-Technik ist bei besonderen Umweltzuständen (vgl. Szenario B2 und A2) wirtschaftlich. Dies verdeutlicht, welchem Erfolgsdruck Energieversorger mit hohen Braunkohleanteil wie RWE und Vattenfall bei der Entwicklung der CCS-Technologie ausgesetzt sind. Der Vergleich der Szenarien EEG und SPOT zeigt, dass die EEG-Förderung keine notwendige Voraussetzung darstellt, um die Emissionsziele zu erreichen, wenn ein erhöhter Solarstromimport und CCS-Ausbau vorgenommen wird. Der CO2-Preis liegt in beiden Szenarien durch die Vermeidungskosten der CCS-Technologien bei ca. 42€/t. Durch verstärkte Innovation (siehe Szenario A1) kann dieser auf 37,5 €/t sinken.

Das Szenario Sens-CO2 verdeutlicht, dass die Wahl des Emissionsziels die komperative Wirtschaftlichkeit der fossilen Technologien steuert. Im Falle der EEG-Förderung tauschen risikofreudige Investoren innerhalb der Kohletechnologien CCS gegen konventionelle Anteile. Risikoaverse Investoren führen einen Regimewechsel zwischen Gas- und Kohletechnologien durch. Im SPOT-Szenario mit verschärfter CO2-Allokation werden Änderungen im Bereich risikoaverser Investorklassen vorgenommen. Hierbei werden SK-Anteile gegen Gas-GuD und SK-CCS getauscht. Die Solarstromimporte werden in beiden Varianten dagegen nicht wesentlich erhöht. Dies zeigt, dass ab einer bestimmten installierten Höhe der Solarstromimportkapazitäten CCS und Gas-GuD geringere CO2-Vermeidungskosten besitzen. Dies liegt an der dargebotsabhängigen Einspeisung. Die volkswirtschaftlichen Kostenänderungen des veränderten Kraftwerkspark bei einer um 25 % verringerten Emissionsmenge sind mit und ohne EEG-Förderung mit 0,7 % und 1,5 % relativ gering. Hierbei wurde aber nicht ermittelt, ob sich die Steigung linear oder nichtlinear zur Emissionsverschärfung verhält.

Ausblick

Die Systemgrenze des Modells ist auf den deutschen Strom-Spotmarkt gelegt. Dabei wird in dieser Arbeit insbesondere herausgestellt, dass der Strompreis eines Marktgebietes als Risikofaktor sehr schwer zu diversifizieren ist. Alleinig Speicher und EEG-Technologien sind hierzu signifikant in der Lage. Mittlerweile verstehen sich einzelne Energieversorger nicht mehr als nationale Einheiten, sondern gestalten ihr Investitionsportfolio in einer globalen Dimension. Die Untersuchung der Wirkungsweisen verschiedener abgegrenzter Marktgebiete und deren unterschiedlichen regionalen Einflussfaktoren auf die Renditeverteilung der Investitionsalternativen sollte deshalb Gegenstand weitergehender Untersuchungen sein. Erweiterungsmöglichkeiten ergeben sich somit in der horizontalen Ausweitung des Modells durch die Vergrößerung dieses Marktgebietes hin zu einem europäisch kontinentalen Verbund mit hohen Austauschkapazitäten und durch die Hinzunahme von weiteren in sich weitestgehend abgegrenzten Regionalmärkten (z. B. Nordpool, UK, Russland, USA, Asien, Lateinamerika) mit ihren spezifischen Risikofaktoren. Den Investoren wird in diesem Zusammenhang u. a. die Möglichkeit gegeben, diese regional spezifische Risikofaktoren in Form des Marktgebietspreises, der Nachfrage und des regenerativen Dargebotes viel weitreichender zu diversifizieren als dies in einem national begrenzten Bereich der Fall ist. Bei der Erweiterung des Modells auf einen globalen Maßstab ist deshalb damit zu rechnen, dass die Effizienz durch die optimale Portfoliozusammenstellung gegenüber der Einzelinvestition noch bedeutend anwachsen sollte. Durch die Hinzunahme verschiedener Regionalmärkte wird auch ein Potential zur Diversifikation innerhalb eines regenerativen Technologiesegments (z. B. Offshorestandort USA versus Offshorestandort BRD) analysierbar.

Daneben kann auch die vertikale Dimension durch die Hinzunahme weiterer Marktstufen in der Modellierung bedeutend erweitert werden. Zum einen lassen sich regenerative Mengen nicht exakt im Kurzfristbereich prognostizieren, so dass weitergehende Marktstufen zum Ausgleich zwischen Prognose und Isteinspeisung notwendig sind (Intradaymärkte, Regelenergiemärkte). Diese Marktstufen können ein bedeutendes Renditepotential für die Vermarktung flexibler Technologien darstellen, was in dieser Arbeit nur grob über die Verringerung der Fixkostenbelastung berücksichtigt wird. Auch die Betrachtung eines weiteren unsicheren Ertragsfaktors in Form des Wärmeabsatzes für kraft-wärmegekoppelte Anlagen kann als temperaturabhängiges Nachfrageelement in das Modell integriert werden.

Letztendlich kann der Technologieraum durch die Aufnahme weiterer Technologien (Geothermie, Wellenkraftwerke, Atomkraftwerke etc.) und durch die größere Variation des technologischen Settings der konventionellen Kraftwerke erweitert werden (z. B. Steinkohlekraftwerke mit hohen Wirkungsgraden durch GuD-Betrieb versus einer Kraftwerkstechnologie auf Kondensationsbasis).

Literaturverzeichnis

[Aba u. a. 05] Abbas, N., Walden, T., Pinno, K., Stogran, M., Mutysheva, D. (2005): Electricity Generation Technologies: Performance and Cost Characteristics. Canadian Energy Research Institute.

[Agu/Col 92] Aguiar, R., Collares-Pereira, M. (1992): A Time Dependent, Autoregressive, Gaussian Model for Generating Synthetik Hourly Radiation. In: Solar Energy, Vol.49, No. 3, S. 167-174.

[Ail/Mon 06] Ailliot,P., Monbet, V. (2006): Markov switching autoregressive models for wind time series. URL: http: //web.univ-ubs.fr/sabres/Ailliot/doc/jspi.pdf, 12.12.2006.

[Ale u. a. 04] Alexander, S., Coleman, T., Li, Y. (2004): Minimizing CVaR and VaR for a Portfolio of Derivatives. Working Paper, Cornell University.

[Art u. a. 99] Artzner, P., Delbaen, F., Eber, J., Heath, D. (1999): Coherent Measures of Risk. In: Mathematical Finance 9, Nr. 3, S. 203-228.

[Awe 00] Awerbuch, S. (2000): Getting it right: The Real cost Impacts of a Renewables Portfolio Standard. In: Public Utilities Fortnightly, February 15, 2000.

[Awe u. a. 03] Awerbuch, S., Berger, M. (2003): EU Energy Diversity and Security: Applying Portfolio Theory to Electricity Planning and Policy-Making, Paris: International Energy Agency.

[Awe u. a. 04] Awerbuch, S., Jansen, J., Beurskens, L. (2004): Building Capacity for Portfolio-Based Energy Planning in Developing Countries. Final Report, Submitted to The Renewable Energy & Energy Efficiency Partnership (REEEP), and UNEP, London, Paris: August 2004.

[Awe 05] Awerbuch, S. (2005): Portfolio-Based Electricity Generation Planning: Policy Implications for Renewables and Energy Security. In: Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change Vol.11, No.3, S. 639-710

[Awe u. a. 06] Awerbuch, S., Stirling, A., Jansen, J., Beurskens, L. (2006): Portfolio and Diversity Analysis of Energy Technologies Using Full-Spectrum Risk Measures. In: Bodde, David (Ed.): Understanding and Managing Business Risk in the Electric Sector, Elsevier, forthcoming.

[Bag u. a. 01] Bagemihl, J., Schlenzig, Ch., Voß, A. (2001): Portfoliooptimierung mit hydrothermischen Kraftwerkspark im börslichen Terminmarkt. In: Optimierung in der Energieversorgung, VDI Berichte 1627, Düsseldorf: VDI Verlag, S. 99-108.

[Bar u. a. 76] Bar-Lev, D., S. Katz, S. (1976): A Portfolio Approach to Fossil Fuel Procurement in the Electric Utility Industry. In: J. Finance, Vol.31, No.3, June 1976, S. 933-947.

[Bar 02] Barlow, M (2002): A Diffusion Model for Electricity Prices. In: Mathematical Finance, Vol. 12, S. 287-298.

[Bar u. a. 04] Barlow, M., Gusev, Y., Lai, M. (2004): Calibration of Multifactor Models in Electricity Markets. In: International Journal of Theoretical and Applied Finance, Vol. 7, No. 2, pp. 101-120.

[Ben 98] Benninga, S. (1998): Financial Modeling, 3. Edition, The MIT Press, Cambridge, London.

[Ben/Ben 05] Benth, F., Benth, J. (2005): The Volatility of Temperature and Pricing of Weather Derivatives. In: Pure Mathematics No. 12, Department of Mathematics, University of Oslo.

[Ben/Koek 05] Benth, F., Koekebakker, S. (2005): Stochastic Modeling of Financial Electricity Contracts. In: Pure Mathematics, No. 24, Department of Mathematics, University of Oslo.

[Ber 03] Berger, M. (2003): Portfolio Analysis of EU Electricity Generating Mixes and its Implications for Renewables. Wien: Technischen Universität, Ph.D. Dissertation.

[Bey u. a. 96] Beyer, H., Constanzo, C., Heinemann, D. (1996): Modifications of the Heliosat procedure for irradiance estimates from satellite data. In: Solar Energy, Vol. 56, S. 207-212.

[Bie u. a. 05] Bierbrauer, M., Trück, S., Weron, R. (2005): Modeling electricity prices with regime switching models, Lecture Notes. In Computer Science 3039, S. 859-867.

[Bin u. a. 92] Bindi, M., Miglietta, F., Zipoli, G. (1992): Different methods for separating diffuse and direct components of solar radiation and their application in crop growth models. In: Climate Research, Vol. 2, S. 47-54.

[Bje/Ste 06] Bjerksund, P., Stensland, G. (2006): Closed form spread option valuation, Department of Finance, NHH Helleveien 30, N-5045 Bergen, Norway. URL: http://www.nhh.no/for/dp/2006/2006.pdf, 08.04.2008.

[Bla u. a. 73] Black, F., Scholes, M. (1973): The pricing of option and corporate liabilities. In: Journal of Political Economy, H. 81, S. 637-654.

[BMU 05] BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2005): Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklung. Stand Dez. 2005. URL: www.lnv-goeppingen.de/files/newsbmude0512.pdf, 14.12.2006.

[BMU 06] BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2006): Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklung, Stand Mai 2006. URL: www.erneuerbare-energien.de/files/erneuerbare_energien/downloads/application/pdf/broschuere_ee_zahlen.pdf, 14.12.2006.

[BMU 06a] BMU (Bundesministerium für Umwelt , Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2006): Verfahren zur CO2-Abscheidung und -Speicherung, Zusammenfassung. Stand: August 2006. URL: www.umweltbundesamt.de /klimaschutz, 01.03.2008.

[BMU 06b] BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2006): Nationaler Allokationsplan 2008-2012 für die BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND. Berlin, 28. Juni 2006. URL: www.bmu.de/files/emissionshandel/downloads/application/pdf/nap_2008_2012.pdf , 05.05.2008.

[BMU 07] BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2007): Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS). URL: www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/reccs_endbericht_lang.pdf, 15.03.2008.

[BMU 08] BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2008): Was bringt das neue Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)? URL: www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/daten_fakten_eeg_2008.pdf, 03.08.2008

[BMW 06] BMWA (Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit) (2006): Zahlen und Fakten. Energiedaten, Nationale und Internationale Entwicklung. Berlin: 24.08.2006. URL: www.bmwi.de/Navigation/Technologie-und-Energie/Energiepolitik/energiedaten.html, 13.12.2006.

[BMW 07] BMWi (Bundesministerium für Wissenschaft) (2007): Entwicklungsstand und Perspektiven von CCS-Technologien in Deutschland. Gemeinsamer Bericht des BMWi, BMU und BMBF für die Bundesregierung. URL: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/B/bericht-entwicklungsstand-und-perspektiven-von-ccs-technologien-in-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf, 23.12.2007.

[BMW 07a] BMWi (Bundesministerium für Wissenschaft) (2007): M. Schlesinger, D. Lindenberger u. a.: Energieszenarien für den Energiegipfel 2007 (inklusive Anhang 2%-Variante). Prognos Basel, EWI Köln im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums, November 2007.

[BMW 08] BMWI (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) (2008): Politik für Energie. URL: www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/ziele-der-energiepolitik.html, 01.04.2008.

[Bol 86] Bollerslev, T. (1986): Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedasticity. In: Journal of Econometrics, S. 307 -327.

[Bor 03] Borchert, J. (2003): Analyse von Determinanten der Großhandelspreise für Elektrizität anhand einer Systemstudie des deutschen Marktes. Dissertation, TU-Berlin. URL: http://edocs.tu-berlin.de/diss/2003/borchert_joerg.pdf, 07.04.2008.

[Bo u. a. 06] Borchert, J., Schemm, R., Korth, S. (2006): Stromhandel. Stuttgart, Schäffer Poeschl Verlag.

[Box/Jen 76] Box, G., Jenkins, G., (1976): Time series analysis. Forecasting and control. (Revised edn.), San Francisco, Holden-Day.

[BP 04] The Cost of Generating Electricity. A study carried out by PB Power for The Royal Academy of Engineering.
URL: www.raeng.org.uk/news/publications/list/reports/
Cost_Generation_Commentary.pdf, 12.12.2007.

[Bre/Sch 77] Brennan, M., Schwartz, E. (1977): The Valuation of American Put Options. In: Journal of Finance, Vol. 32, S. 449-462.

[Bro u. a. 84] Brown, B., Katz, R., Murphy, A. (1984): Time series models to simulate and forecast wind speed and wind power. In: J. of clim. and appl. meteor, Vol. 23, S. 1184-1195.

[Bru/Mey 03] Bruns, C., Meyer-Bullerdiek, F. (2003): Professionelles Portfoliomanagement: Aufbau, Umsetzung und Erfolgskontrolle strukturierter Anlagestrategien. 3. Aufl., Stuttgart, Schäffer-Poeschel.

[Bull 04] Bullough, C., Gatzen, C., Jakiel, C., Koller, M., Nowi, A., Zunft, S. (2004): Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage for the Integration of Wind Energy. In: Proceedings of the European Wind Energy Conference, EWEC 2004, S. 22-25 November 2004, London UK.

[Bun 04a] Bunn, D. (2004): Modelling Prices in Competitive Electricity Markets. West Sussex, John Wiley & Sons Ltd.

[Bun 04] Deutscher Bundestag (2004): Entwurf eines Gesetzes über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz-TEHG). Berlin: BT-Drucksache: 15/2681.

[BGB 02] Bundesgesetzblatt (2002): Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität vom 27. April 2002. Bundesgesetzblatt, Teil 1, Nr. 26, S. 1351-1359.

[BGB 04] Bundesgesetzblatt (2004): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 21. Juli 2004. Bundesgesetzblatt, Teil 1, Nr. 40, S. 1918 ff.

[Bun 07] Deutscher Bundestag (2007): Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften. URL: http://www.bgblportal.de/BGBL/bgbl1f/bgbl108s2074.pdf, 13.12.2007.

[Bur u. a. 03] Burger, M., Klar, B., Müller, A., Schindlmayr, G. (2003): A spot market model for pricing derivatives in electricity markets, Working Paper, Universität Karlsruhe: Institut für Mathematische Stochastik, Submitted to: Journal of Quantitative Finance.

[Cam/Die 02] Campbell, S., Diebold, F. (2002): Weather forecasting for weather derivatives. Manuscript. URL: www.ssc.upenn.edu/ fdiebold/papers/papers.html, 24.04.2007.

[Can u. a. 86] Cano, C., Monget, J.M., Albuisson, M., Guillard, H., Regas, N., Wald, L. (1986): A method for the determination of the global solar radiation from meteorological satellite data. In: Solar Energy, Vol. 37, S. 31-39.

[Car 02] Carstens, J. (2002): Aktives Filter mit Energiespeichern zur Anwendung von Windenergieanlagen. Berlin: Technische Universität, Dissertation.

[Cle/Str 99] Clewlow, L., Strickland, C. (1999): A Multi-Factor Model for Energy Derivatives. Working Paper, Quantitative Finance Research Group, Sydney: University of Technology.

[Cle/Str 04] Clewlow, L., Strickland, C. (2004): Spring loading. In: energy risk, H.6, S. 72-74.

[Cox u. a. 79] Cox, J., Ross, S., Rubinstein, M. (1979): Option Pricing: A Simplified Approach. In: Journal of Financial Economics, Vol. 7, S. 229-263.

[Cvi/Zap 04] Cvitanic, J., Zapatero, F. (2004): Introduction to the Economics and Mathematics of Financial Markets. Cambridge: MIT Press.

[Czi 04] Czisch, G. (2004): Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung. Universität Kassel: Dissertation.

[Jon 05] de Jong, C. (2005): The nature of power spikes: A Regime-Switch Approach. RSM Erasmus University: Erasmus Research Institute of Management (ERIM).

[Den 00] Deng, S. (2000): Stochastic models of energy commodity prices and their applications: Mean reversion with jumps and spikes. Working Paper, University of California Energy Institute.

[Den 05] Dena (2005): Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (Dena). Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 URL: www.deutsche-energie-agentur.de/page/fileadmin/DeNA/ dokumente/PMs/PSG7_Zusammenfassung_ _Fassung_2005-2-23__dena.pdf, 22.10.08.

[Den 08] Dena (2008): Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030). Deutsche Energieagentur Berlin, 12. März 2008.

[Dre 01] Dreher, M. (2001): Analyse umweltpolitischer Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien im liberalisierten Strommarkt. Universität Karlsruhe: Dissertation.

[DLR u. a. 04] DRL, ifeu, WI (Deutsches Institut für Luft- und Raumfahrt, Institut für Energie- und Umweltforschung, Wuppertal Institut) (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des BMU, Stuttgart. URL: www.bmu.bund.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nutzung_ee.pdf, 23.10.2007.

[DLR 05] DLR (2005): ECOSTAR, European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping. ULR: www.solarpaces.org/Library/CSP_Documents/ 2007_concertrating_solar_power_en.pdf, 09.09.2007.

[DLR u. a. 05] DRL, ZSW, WI (Deutsches Institut für Luft- und Raumfahrt, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff- Forschung, Wuppertal Institut)(2005): Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020. Studie im Auftrag des BMU 2005. ULR: www.wupperinst.org/uploads/tx_wiprojekt/ausbau-EE.pdf, 05.07.2006.

[Doe u. a. 03] Doege, J., Schiltknecht, P., Lüthi, H.-J., Unger, G. (2003): Risk Management of Power Portfolios and Valuation of Flexibility. Preprint, ETH Zürich.

[Dum 95] Dumortier, D.(1995): Modeling global and horizontal irradiance under cloudless skies with different turbidities. Final report Vol. 2 Dayleight II, JOU2-CT92-0144, CNRS-ENTPE 1995.

[Dum 98] Dumortier, D.(1998): The Satellight model of turbidity variations in Europe. Technical Report SATEL-LIGHT, JOR3-CT950041, CNRS-ENTPE (1998).

[EEX/CO2] o. V. (2008): Marktdaten EEX. URL: www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Emissionsrechte/Emission%20Futures%20Chart%20%20Terminmarkt/futures-chart/F2PE/2009.12/2008-12-23, 23.12.2008.

[Elt 91] Elton, E., Gruber, M. (1991): Modern Portfolio Theory and Investment Analysis. 4. ed., New York, Wiley.

[Ene 05] Enercon (2005): Technische Daten E- 82 200KW. URL: www.enercon.de/www/de/e82.nsf/mainView/1openDocument, 05.09.2005.

[Eng 82] Engle, R. (1982): Autoregressive Conditional Heteroskedasticity with Estimates of the Variance of the U.K. Inflation. In: Econometrica, Vol. 50, No. 4, S. 987-1008.

[ERJ 03] ERJ (Energy Rich Japan Research Team) (2003): Energy Rich Japan - A Vision for the Future. URL: www.energyrichjapan.info, 15.13.2006.

[EU 02] Europäischer Rat (2002): Entscheidung des Rates vom 25. April 2002 über die Genehmigung des Protokolls von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen im Namen der Europäischen Gemeinschaft sowie die gemeinsame Erfüllung der daraus erwachsenden Verpflichtungen (2002/358/EG). Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, URL: www.eur-lex.europa.eu/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexplus!prod!DocNumber&lg=de&type_doc=Decision&an_doc=2002&nu_doc=358, 15.05.2006.

[EWE 06] EWEA (European Wind Energy Association) (2006): response to the european commission's green paper: a european strategy for sustainable, competitive and secure energy. URL: www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/position_papers/0906_pp_greenpaper.pdf, 08.08.2008.

[Ewi u. a. 04] Ewing,T., Kruse, J., Schroeder, J. (2004): Time Series Analysis of Wind Speed with Time-Varying Turbulance. URL: www.ecu.edu/hazards/pdfs/working_papers/garch_time_wp_1004_001.pdf, 2004, 05.09.2006.

[EWI/Pro 05] EWI, Prognos (2005): Energiereport IV - Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose 2030. Untersuchung im Auftrag des BMWT, Köln, Basel, April 2005.

[EWI/Pro 05a] EWI, Prognos (2005): Energiereport IV, Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Kurzfassung, Untersuchung im Auftrag des BMWA, Berlin.

[EWI/Pro 06] EWI, Prognos (2006): Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und -nachfrage. Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030. Prognos/EWI, Untersuchung im Auftrag des BMWT, Köln, Basel, August 2006.

[Eyd/Wol 03] Eydeland, A., Wolyniec, K. (2003): Energy and power risk management: New Developments in Modeling, Pricing and Hedging. Wiley, Hoboken, NJ.

[Fab 96] Fabian, T. (1996): Energiespeicher zur Integration von Windkraftanlagen in elektrische Energieversorgungssystemen. Universität Dortmund, Dissertation.

[Fah u. a. 99] Fahrmeir, L., Künstler, R., Pigeot, I., Tutz, G. (2004): Statistik: Der Weg zur Datenanalyse, 5. Aufl., Berlin, Springer.

[Fis/Gros 06] Fischer, M., Grossmann, M. (2006): Weathering power's demand. In: energy risk. Vol. 2006, No. 8, S. 42-45.

[Fol 00] Folke, C. (2000): Minderung der Kohlendioxidemissionen durch Erneuerung vorhandener Kohlekraftwerke in der Europäischen Union und dadurch verursachte Kosten. Fortschritts-Berichte, Verband deutscher Ingenieure (VDI), Reihe 6: Energietechnik, Band 439, Düsseldorf, VDI Verlag.

[Fra 01] Fraser, H. (2001): The Importance of an Active Demand Side in the Electricity Industry. In: Electricity Journal, Vol. 14, No. 9, S. 52-73.

[Fra/EEG 05] Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Energy Economics Group (2005): Zusammenfassende Analyse zu Effektivität und ökonomischer Effizienz von Instrumenten zum Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich. Zwischenergebnisse aus dem UFO-Plan Forschungsvorhaben „Monitoring und Fortentwicklung nationaler und europäischer Instrumente zur Marktdurchdringung erneuerbarer Energiequellen im Strommarkt". URL: www.erneuerbare-energien.de/inhalt/36040/4596/, 26.07.07.

[Fug 00] Fuglsbjerg, B. (2000): Variance Reduction Techniques for Monte-Carlo-Estimates of Value-at-Risk. Working Paper, Financial Research Department, Copenhagen, SimCorp.

[Gai 07] Gaidosch, L. (2007): Zyklen bei Kraftwerksinvestitionen in liberalisierten Märkten - Ein Modell des deutschen Stromerzeugungsmarktes. Technische Universität-Berlin, Dissertation.

[Gar/Mor 04] Garz, H., Günther, S., Moriabadi, C. (2004): Portfolio-Management: Theorie und Anwendung. 3. Aufl., Frankfurt a. M, Bank Akademie Verlag.

[Gar/Cyr 04] Garz, H., Günther, S., Cyrus, M. (1997): Portfolio-Management, Frankfurt a. M., Bank Akademie Verlag.

[Gas 98] Gast, C. (1998): Asset Allocation-Entscheidungen im Portfolio-Management, Reihe Bank- und Finanzwirtschaftliche Forschungen. Band 274, Bern, Stuttgart, Wien, Verlag Paul Haupt.

[Gas/Twe 05] Gasch, R., Twele, J. (2005): Windkraftanlagen. 4. Aufl., Wiesbaden, Teubner-Verlag.

[Gat 05] Gatzen, C. (2005): Einbindung innovativer Speichertechnologien in die europäische Stromwirtschaft. Vortrag, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln.

[Gen 05] Gentle, J. (2005): Random Number Generation and Monte-Carlo-Methods. 2. ed., New York, Springer.

[Gie u. a. 03] Giebel, G., Landberg, L., Kariniotakis, G., Brownsword, R. (2003): State-of-the-Art on Methods and Software Tools for Short-Term Prediction of Wind Energy Production. CD-Rom Proceedings of the European Wind Energy Conference & Exhibition EWEC 2003, Madrid, Spain, June 16-19, 2003.

[Gla u. a. 00] Glasserman, P., Heidelberger, P., Shahabuddin, P. (2000): Efficient Monte-Carlo-Methods for Value-at-Risk. New York, Columbia University.

[Gla 04] Glasserman, P. (2004): Monte Carlo Methods in Financial Engineering, Volume 53 of Application of Mathematics - Stochastic Modelling and Applied Probability, New York, Springer.

[Gre 04] Green-X (2004): Deriving Optimal Promotion Strategies For Increasing The Share Of RES-E in a Dynamic European Electricity Market, Endbericht des Forschungsprojektes für die EU Kommission DG RTD. URL: www.green-x.at/downloads/The%20project%20Green-X%20(Introduction).pdf, 21.05.2007.

[Gre 06] Green, R. (2006): Carbon tax or carbon permits: the impact on generators risks. Institute for Energy Research and Policy, University of Birmingham, September. URL: http://ideas.repec.org/p/bir/birmec/07-02.html, 21.03.2007.

[Gro 07] Gross, R., Heptonstall, P., Blyth, W. (2007): Investment in electricity generation: the role of costs, incentives and risks. URL: www.ukerc.ac.uk/Downloads/PDF/06/0706_Investing_in_Power.pdf, 02.02.2008.

[Ham 89] Hamilton, J. (1989): A new Approach to the economic analysis of non stationary time series and the business cycle. In: Econometrica Vol. 57, No. 2, S. 357-384.

[Ham 00] Hammer, A. (2000): Anwendungsspezifische Solarstrahlungsinformationen aus Meteosat-Daten. Universität Oldenburg, Dissertation.

[Han 04] Hanisch, J. (2004): Risikomessung mit dem Conditional Value-at-Risk: Entscheidungstheoretische Grundlagen und Implikationen für das Risikomanagement. Jena, Dissertation.

[Hel 15] Hellmanm, G. (1915): Über die Bewegung der Luft in den untersten Schichten der Atmosphäre. In: Meterologische Zeitschrift, H. 32, JG. 1915.

[Hen 84] Henderson, B. (1984): Die Erfahrungskurve in der Unternehmensstrategie. 2 Aufl., Frankfurt a. M., Campus Verlag.

[Her 06] Hertholz, U. (2006): Wachstumspotentiale erneuerbarer Energien und ihre Implikationen für Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit. Frankfurt a. M., Peter Lang Verlag.

[Hir 73] Hirotugu, A. (1973): Information theory and an extension of the maximum likelihood principle. In: B. N. Petrov (Hrsg.) u. a.: Proceeding of the Second International Symposium on Information Theory. Budapest: Akademia Kiado, S. 267-281

[Hir u. a. 07] von Hirschhausen, C., Weigt, H., Zachmann, G. (2007): Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Public Sector Management, TU Dresden, Auftraggeber: Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.

[Hue 07] Hübner, S. (2007): Speichertechnologien/Adiabates Druckluftspeicher-Kraftwerk. Vortrag, Cottbus, Innovationstag Energie.

[Hul 03] Hull, J. (2003): Options, Futures and Other Derivatives. 5. ed., Prentice Hall, Upper Saddle River, NJ.

[Hui/Mah 01] Huisman, R., Mahieu, R. (2001): Regime Jumps in Electricity Prices. Working Paper, Rotterdam, Erasmus University.

[IEA 00] IEA International Energy Agency (2000): Experience Curves for Energy Technology. URL: www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/curve2000.pdf, 05.01.2007.

[IEA 03] IEA International Energy Agency (2003): Renewable for Power Generation. URL: www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/renewpower_2003.pdf, 05.01.2007.

[IEA 05] IEA International Energy Agency (2005): Wind Energy. Annual Report, URL: www.ieawind.org/ar_two_o_five.html, 05.01.2007.

[IEA 06] IEA International Energy Agency (2006): Trends in Photovoltaic Applications. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2005. OECD/IEA, Paris, 2006. URL: www.iea-pvps.org/products/download/rep1_16.pdf, 05.01.2007.

[IEA 08] IEA International Energy Agency (2008): IEA International Energy Agency (2006): Renewable Energy Essentials: Wind. URL: www.iea.org/textbase/papers/2008/Wind_Brochure.pdf, 03.12.2008.

[IEA 07] IEA International Energy Agency (2007): World Energy Outlook. URL: www.worldenergyoutlook.org/2007, 05.02.2007.

[Jae 06] Jäger-Waldau, A. (2006): PV Status Report 2006, Research, Solar Cell Production and Market Implementation of Photovoltaics. URL: www.ww2.pv-era.net/cms06/showlinx.asp?lang=e&id=69&menu=6, 02.05.2007.

[Jan u. a. 06] Jansen, J., Beurskens, L., van Tilburg, X. (2006): Application of portfolio analysis to the Dutch generating mix. Reference case and two renewables cases: year 2030 - SE and GE scenario. ECN-C–05-100 February 2006, New york: Cambridge university Press.

[Jen 03] Jendruschewitz, B. (2003): Value-at-Risk: Ein Ansatz zum Management von Marktrisiken in Banken. 3. Aufl. Frankfurt a. M., Bank Akademie Verlag.

[Jes/Hir 05] Jeske, T., von Hirschhausen, C. (2005): Offshore Windenergie: Studie zur Rentabilität von Offshore-Windparks in der deutschen Nord- und Ostsee. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Vol.29, No. 1, S. 3-11.

[Joo u. a. 05] de Joode, J., Boots, M. (2005): Concepts of investment risks and strategies in electricity generation. URL: www.ecn.nl/docs/library/report/2005/c05061.pdf, 23.02.2007.

[Kal u. a. 06] Kaltschmitt, M., Streicher, W., Wiese, A. (2006): Erneuerbare Energien. 4. Aufl., Berlin, Springer Verlag.

[Kep 05] Keppel, W. (2005): Chancen und Risiken der CO2 - Abscheidung und Lagerung. ALSTOM Power Generation AG.

[Koo u. a. 05] Koopmana, J., Oomsa, M., Angeles, M. (2005): Periodic Seasonal Reg-ARFIMAGARCH Models for Daily Electricity Spot Prices. URL: www.tinbergen.nl, 09.07.2007.

[Kra 03] Krämer, M. (2003): Modellanalyse zur Optimierung der Stromerzeugung bei hoher Einspeisung von Windenergie. Fortschr.-Ber. VDI, R. 6, Nr. 492, Düsseldorf, VDI Verlag.

[Kre 98] Kreinin, A., Merkoulovitch, L., Rosen, D., Zerbs, M. (1998): Principal Component Analysis in quasi Monte Carlo Simulation. In: Algo Research Quarterly, Vol. 1, No. 2., S. 21-30.

[Kre u. a. 05] Krewitt, W., Nast, M., Nitsch, J. (2005): Energiewirtschaftliche Perspektiven der Fotovoltaik. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.

[Kre 02] Kremer, M. (2002): Risikoübernahme in Industrieunternehmen. Der Value at Risk als Steuerungsgröße für das industrielle Risikomanagement, dargestellt am Beispiel des Investitionsrisikos. Sternenfels, Wissenschaft & Praxis Verlag.

[Kro u. a. 02] Krokhmal, P., Palmquist, J., Uryasev, S. (2002): Portfolio-Optimization with Conditional Value-at-Risk Objective and Constraints. In: The Journal of Risk, Vol. 4, No. 2, pp. 11-27.

[Kru 05] Kruschwitz, L. (2005): Investitionsrechnung. 10. Auflage, München,Wien, R. Oldenbourg Verlag.

[Lar u. a. 01] Larsen, N., Mausser, H., Uryasev, S. (2001): Algorithms for Optimization of Value-at-Risk. Research Report 2001-9, Gainesville, University of Florida.

[Lae 92] Läuter, J. (1992): Stabile multivariate Verfahren: Diskriminanzanalyse - Regressionsanalyse - Faktoranalyse. Berlin, Akademie-Verlag.

[Leh 03] Lehmann, H.(2003): Struktur und Dynamik von Energiesystemen auf Basis erneuerbarer Energien. Universität Lüneburg, Dissertation.

[Lem 03] Lemming, J. (203): Risk and Investment Management in Liberalized Electricity Markets. Department of Mathematical Modeling, Technical University of Denmark, Ph. D. Thesis No. 123.

[Leo 97] Leong, K. (1997): The Right Approach. In: KPMG (Hrsg.): VAR - Understanding and Applying Value-at-Risk, London, Risk-Publications, S. 157-178.

[Loa 04] Loader, C. (2004): Smoothing: Local Regression Techniques (2004). In: J. Gentle, W. Härdle, Yoichi Mori (eds), Handbook of Computational Statistics, Springer-Verlag, Heidelberg.

[Lon/Sch 01] Longstaff, F., Schwartz, E. (2001): Valuing American Options by Simulation: A Simple Least-Squares Approach. In: The Review of Financial Studies, Vol. 14, No. 1, S. 113-147.

[Luc/Sch 02] Lucia, J., Schwartz E. (2002): Electricity Prices and Power Derivatives: Evidence from the Nordic Power Exchange. In: Review Deriv. Research, Vol. 5, No. 1, S. 5-50.

[Lue 93] Lütkepohl, H. (1993): Introduction to Multiple Time Series Analysis. 2. ed., Berlin, Springer.

[Lue/Kra 04] Lütkepohl, H. Krätzig, M. (2004): Applied Time Series Econometrics. Cambridge, Cambridge University Press.

[Mar 52] Markowitz, H. (1952): Portfolio Selection. In: The Journal of Finance, Vol. 7, No. 1, S. 77-91.

[MED 05] MED-CSP 2005/MED-CSP Study Team: Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region. Study commissioned by the German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, Stuttgart 2005. URL: www.dlr.de/tt/med-csp, 27.03.2007.

[McK 07] McKinsey & Company, Inc. (2007): Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland.
URL: www.bdi-online.de/Dokumente/Umweltpolitik/Klimastudie _BDIundM-cKinsey
_KostenundPotenzialederVermeidungvon Treibhausgasemiss.pdf, 03.08.2008.

[McN u. a. 05] McNeil, A.J., Frey, R., Embrechts, P. (2005): Quantitative Risk Management: Concepts, Techniques, and Tools. Boston, Springer Verlag.

[Tra 06] TRANS-CSP Study Team (2006): Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power. Study commissioned by the German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, Stuttgart. URL: www.dlr.de/tt/trans-csp, 13.07.2007.

[Mey 07] Meyer, F. (2007): Druckluft- Kraftwerke, BINE-Informationsdienst. URL: www.bine.info/pdf/publikation/projekt0507internetx.pdf, 02.02.2008.

[Mon u. a. 06] Monbet, V., Ailliot, P., Prevosto, M. (2006): Survey of stochastic models for wind and sea state time series. URL://web.univ-ubs.fr/sabres/Monbet4/doc/pemA4.pdf, 14.11.2006.

[Mul 87] Muller, H. (1987): Weighted Local Regression and Kernel Methods for Nonparametric Curve Fitting. In: Journal of the American Statistical Association, Vol. 82, No. 397, S. 231-238.

[Mue u. a. 04] Mueller, R., Dagestad, K., Ineichen, P., Schroedter-Homscheidt, M., Dumortier, D., Kuhlemann, R., Olseth, J., Piernavieja, G., Reise, C., Wald, L. (2004): Rethinking satellite based solar irradiance modelling: The SOLIS clear-sky module. URL: www.eumetsat.de/en/area2/proceedings/eump39/docs/5_06_mueller.pdf, 26.04.2007.

[Mor/Nav 03] Moreno, M., Navas, J. (2003): On the Robustness of Least-Squares Monte-Carlo (LSM) for Pricing American Derivatives. In: Review of Derivatives Research, Vol. 6, No. 2, S. 107-128.

[Noe 06] Nölke, M. (2006): Compressed Air Energy Storage (CAES) - eine sinnvolle Ergänzung zur Energieversorgung. Promotionsvortrag, KEMA, 20. Oktober 2006.

[Nab 06] Nabe, C. (2006): Effiziente Integration erneuerbarer Energien in den deutschen Elektrizitätsmarkt. Technische Universität Berlin, Dissertation.

[NAE 07] North American Electric Reliability Corporation: (2007): Generating Availability Report, 2002-2006. Electronic GADS Publications, November 2007. URL: www.nerc.com, 01.02.2008.

[Nit 07] Nitsch, J. (2007): Leitstudie 2007 - Ausbaustrategie Erneuerbare Energien - Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung DLR - Instituts für Technische Thermodynamik, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.), Berlin. URL: www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2007.pdf, 08.08.2008.

[Nit 08] Nitsch, J. (2008): Leitstudie 2008 - Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung DLR - Institut für Technische Thermodynamik, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.), Berlin. URL: www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2008.pdf, 08.08.2008.

[oct 08] o. V. (2008): Preisdaten Öil. URL: www.octane.nmt.edu/marketplace/prices/Default.asp NMT, 01.03.2007.

[Oum u. a. 05] Oum, Y., Oren, S., Deng, S. (2005): Hedging Quantity Risks with Standard Power Options in a Competitive Wholesale Electricity Market, Working Paper, Berkeley University of California.

[Pal u. a. 99] Palmquist, J. Uryasev, S., Krokhmal, P. (1999): Portfoliooptimization with Conditional Value-at-Risk Objective and Constraint. Research Report #99-14, University of Florida. URL: www.ise.ufl.edu/uryasev/pal.pdf, 01.07.2007.

[Pil 98] Pilipovic, D. (1998): Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives. New York, McGraw-Hill.

[Pir 05] Pirrong, C. (2005): The Price of Power: The Valuation of Power and Weather Derivatives. URL: www.papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=240815, 05.07.2006.

[Pfa/Hil 04] Pfaffenberger, W./Hille, M. (2004): Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen. Bremen, Bremer-Energie-Institut.

[POW 06] POWER (2006): International project „Pushing Offshore Wind Energy Regions“ (POWER), Case Study: European Offshore Wind Farms - A Survey for the Analysis of the Experiences and Lessons Learnt by Developers of Offshore Wind Farms - Final Report, Deutsche WindGuard GmbH, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), University of Groningen, 2006.

[Pue 99] Puelz, A. (1999): Value-at-Risk Based Portfolio Optimization. Working Paper, Dallas, Southern Methodist University.

[Qua 00] Quaschning, V. (2000): Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6, Nr. 437, Düsseldorf, VDI Verlag.

[Qua 07] Quaschning, V. (2007): Regenerative Energiesysteme, Technologie - Berechnung - Simulation. 5. aktualisierte Auflage, München, Hanser Verlag.

[Ree 04] Reeker, M. (2004): Kostenentwicklung erneuerbarer Energien. Göttingen, Cuvillier Verlag.

[Rei 03] Reise, C. (2003): Entwicklung eines Verfahrens zur Prognose des Ertrags großflächiger Energieversorgungssysteme auf Basis von Satelliteninformationen. Universität Oldenburg, Dissertation.

[Rem 06] Remme, U. (2006): Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell. IER, Forschungsbericht, Band 99, Stuttgart.

[Rem u. a. 03] Remund, J., Wald, L., Page, J. (2003): Chain of Algorithms to Calculate Advanced Radiation Parameters. Proceedings of ISES Solar World Congress, 16-19 June 2003, Göteborg, Sweden.

[Ren u. a. 97] Rennings, K. u. a. (Hrg.) (1997): Nachhaltigkeit, Ordnungspolitik und freiwillige Selbstverpflichtung. Heidelberg.

[Ren u. a. 01] Rentz, O., Wietschel, M., Dreher, M., Bräuer, W., Kühn, I. (2001): Neue umweltpolitische Instrumente im liberalisierten Strommarkt. URL: www.bwplus.fzk.de/berichte/SBer/BWA99002SBer.pdf, 05.07.2006.

[Rich/Los 07] Richmann, A., Loske, A. (2007): Gibt es strategisches Verhalten auf dem Strom-Spotmarkt? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg: 57, H. 4, S. 8-16.

[Rit 90] Ritzau, M. (1990): Technisch-wirtschaftliches Substitutionspotential regenerativer Primärenergiequellen in elektrischen Inselsystemen, RWTH Aachen, Dissertation.

[Roc/Ury 00] Rockafellar, R., Uryasev, S. (2000): Optimization of Conditional Value-at-Risk. In: The Journal of Risk, Vol. 2, No. 3, S. 21-41.

[Roq u. a. 06] Roques, F., Nuttall, W., Newbery, D. (2006): Using Probabilistic Analysis to Value Power Generation Investments under Uncertainty. Electricity Policy Research Group, University of Cambridge, England.

[Roq u. a. 06a] Roques, F., Nuttall, W., Newbery, D. (2006): Fuel mix diversification incentives in liberalised electricity markets: a Mean-Variance Portfolio Theory Approach. University of Cambridge, England.

[Sal 07] Salgi, G., Lund, H. (2007): Energy System Analysis of CAES Technologies in the Danish Energy System with high Penetration of Fluctuating Renewable Energy Sources. URL: www.vbn.aau.dk/fbspretrieve/4967754/GS_HL_Energex_2006.pdf, 30.06.2007.

[Sar/Lun 03] Sargent, Lundi (2003): Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology, Cost and Performance Forecasts. URL: www.nrel.gov/csp/pdfs/34440.pdf, 24.05.2007.

[Sch u. a. 04] Schaeffer, G., Alsema, E., Seebregts, A., Beurskens, L., de Moor, H., van Sark, W., Durstewitz, M., Perrin, M., Boulanger, P., Laukamp, H., Zuccaro, C. (2004): Learning from the Sun. Analysis of the use of experience curves for energy policy purposes: The case of photovoltaic power. Final report of the Photex project. ECN-C-04-035, ECN, Petten.

[Shar 64] Sharpe, W. (1964): Capital asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk. In: Journal of finance Vol. 19, No. 3, S. 425-442.

[Sch 94] Schlittgen, R., Streitberg, B. (1994): Zeitreihenanalyse. 5. Aufl., München, Wien, Oldenbourg Verlag.

[Sch/Lan 06] Schwarz, H., Lang, C. (2006): The Rise in German Wholesale Electricity Prices: Fundamental Factors, Exercise of Market Power, or both? IWE Working Paper. URL: www.ssrn.com/abstract=927370, 23.07.2007.

[Sch/Sch 00] Schwartz, E., Smith, J. (2000): Short-Term Variations and Long-Term Dynamics in Commodity Prices. In: Management Science, Vol. 46, No. 7, S. 893-911.

[Ska u. a. 00] Skanzte, P., Gubina, A., Ilic, M. (2000): Bid-based Stochastic Model for Electricity Prices: The Impact of Fundamental Drivers on Market Dynamics. MIT Energy Laboratory Technical Report EL 00-004, Cambridge, Massachusetts.

[Ska u. a. 98] Skartveit, A., Olseth, J., Tuft, M. (1998): An hourly diffuse fraction model with correction for variability and surface albedo. Solar Energy Vol. 63, No. 3, S. 173-183.

[Spre 03] Spremann, K. (2003): Portfoliomanagement, 2. Aufl., München, Wien, Oldenbourg Verlag.

[Ste 81] Sterman, J. (1981). The Energy Transition and the Economy: A System Dynamics Approach. Ph. D. Thesis, MIT.

[Ste 00] Stephos, A., (2000). A comparison of various forecasting techniques applied to mean hourly wind time series. Renewable Energy, Vol. 21, No. 1, S. 23-35.

[Ste 00a] Sterman, J. (2000): Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World. Boston, Irwin McGraw-Hill.

[RAG 02] Steag/RAG (2002): Energie für das neue Jahrtausend. STEAG Aktiengesellschaft, Essen, RAG Aktiengesellschaft.

[Tan u. a. 06] Tan, B., Anderson, E., Parker, G. (2007): Managing Risk in Alternative Energy Product Development. URL: www.systemdynamics.org/conferences/2007/proceed/papers/TAN235.pdf, 03.03.08.

[The 02] Theiler, U. (2002): Risk-/Return-orientierte Optimierung des Gesamtbank-Portfolios unter Verwendung des Conditional Value-at-Risk. In: Chamoni, P./ Leisten, R., Martin, A., Minnemann, J., Stadtler, H. (Eds.): Operations Research Proceedings 2001, Berlin, S. 183-190.

[Tsa 05] Tsay, R. (2005): Analysis of Financial Time Series. Second Edition, New York, John Wiley & Sons, Inc.

[Tol 97] Toll, R. (1997). Autoregressive conditional heteroscedasticity in dayly wind speed measurements. In: Theor. Appl. Climatol., Vol. 56, No. 1-2, S. 113-122.

[TUG 07] TU Graz Institut für Wärmetechnik (2007): Grundlagen der Sonnenenergiestrahlung. Vorlesungsunterlagen.

[VDE 08] VDE (2008): Effizienz- und Einsparpotenziale elektrischer Energie in Deutschland. Perspektive bis 2025 und Handlungsbedarf. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG); Kurzfassung, Frankfurt a. M., Januar 2008.

[VDE 08a] VDE (2008): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. VDE Verlag, Frankfurt a. M.

[VGB 03] VGB PowerTech (2003): Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2003. VGB PowerTech e. V., Essen.

[VGB 05] VGB PowerTech (2005): Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2005. VGB PowerTech e. V., Essen.

[Vil 03] Villaplana, P. (2003): Pricing Power Derivatives: A Two-Factor Jump-Diffusion Approach. Working Paper 03-18, Business Economics Series 05, Universidad Carlos III de Madrid.

[Vil 05] Villaplana, P. (2005): Valuation of electricity forward Contracts: the role of demand and capacity. URL: www.ivie.es/downloads/ws/bf/ 2005/03/22/ponencia01.pdf, 05.07.2006.

[Vog 04] Vogstad, K. (2004): A System Dynamics Analysis of the Nordic Electricity Market: The Transition from Fossil Fuelled Toward a Renewable Supply within a Liberalized Electricity Market. PhD. Thesis, Norwegian University of Science and Technology.

[Voe u. a. 04] Vögele, S., Markewitz, P., Krey, V. (2004): Zeitfenster für Zukunftstechniken im europäischen Kraftwerksmarkt. URL: www.fz-juelich.de/ste/datapool/Preprint2004/Preprint2003-2004_Internet2.pdf, 05.07.2006.

[Vos 00] Voß, A. (2000): Konzeption eines effizienten und marktkonformen Fördermodells für erneuerbare Energien. Gutachten im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg, IER.

[EEX 05] o. V. (2005): EEX-Spotmarktkonzept. URL: www.eex.de/index.php?page=24, 05.07.2006.

[Wan 00] Wang, J. (2000): Mean-Variance-VaR Based Portfolio Optimization. Working Paper, Valdosta State University.

[Whi 07] White, B. (2007): A Mean-Variance-Portfolio Optimization of Californias Generation Mix to 2020. California Energy Commission.

[Wor 05] World Bank (2005): Assessment of the World Bank/GEF, Strategy for the Market, Development of Concentrating Solar Thermal Power.
URL: www.siteresources.worldbank.org/GLOBALENVIRONMENTFACILITYGEFOPERATIONS/Resources/Publications-Presentations/SolarThermal.pdf, 23.08.2007.

[Wag 04] Wagner, U. (2004): CO2-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen. Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, München, Technische Universität.

[Wie u. a. 08] Wiese, A., Hermann, M., Bühler, J., Spahlke, E., Küppers, S. (2008): Risikoanalyse von erneuerbaren Energieportfolios. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 2008, H. 6, S. 62-64.

[Yaa 87] Yaari, M.(1987): The dual theory of choice under risk. In: Econometrica 55, January, Nr. 1, S. 95-115.

[Zah 07] Zahoransky, R. (2007): Energietechnik Systeme zur Energieumwandlung; Kompaktwissen für Studium und Beruf. Edition: 3, Vieweg+Teubner Verlag.