



MAGISTERARBEIT

Titel der Magisterarbeit

„Optimal diversifizierte Energieversorgung in
Deutschland unter Anwendung der Markowitz
Portfolio Theorie“

Verfasser

Harald Neumüller Bakk. rer.soc.oec

angestrebter akademischer Grad

Magister der Sozial- und Wirtschaftswissenschaften

(Mag. rer. soc. oec.)

Wien, 2012

Studienkennzahl lt. Studienblatt: A 066 915

Studienrichtung lt. Studienblatt: Magisterstudium Betriebswirtschaft

Betreuerin / Betreuer: Univ.-Prof. Dr. Franz Wirl

Danksagung

Die Erstellung der Magisterarbeit ist wahrscheinlich die interessanteste Zeit des Studiums. Entscheidungen wie, in welchem Spezialgebiet soll welches Thema geschrieben werden? Ist die Anwendung des Erlernten und die Kombination von Fachgebieten möglich? Man hat die Wahl nun fast in eigener Hand. An dieser Stelle möchte ich mich bei Herrn Prof. Franz Wirl für die Annahme des Themas bedanken.

Besonders bedanken möchte ich mich bei meinem Betreuer Herrn Dr. David Wozabal, der mir bei der Erstellung der Magisterarbeit sehr viel Freiraum gelassen hat und mir bei schwierigen Fragen stets zur Seite stand.

Des Weiteren möchte ich mich bei meiner Familie, meinen Freunden und Kollegen für die großartige Unterstützung, die gemeinsam erlebten Stunden und Ihr Verständnis, wenn es mal zeitlich knapp war, bedanken.

Für den gemeinsamen Lebensweg durch das Studium, begleitet von vielen interessanten Diskussionen, Erfahrungen und Spaß möchte ich dir Margit herzlich danken.

Meine Magisterarbeit möchte ich meinen Eltern widmen, die mich nicht nur finanziell unterstützt haben, sondern vor allem viel Verständnis für mein Studium zeigten und mir die Möglichkeit geboten haben die freien Tage im Grünen zu verbringen. Herzlichen Dank Mama und Papa!

INHALTSVERZEICHNIS

ABBILDUNGSVERZEICHNIS	III
TABELLENVERZEICHNIS	IV
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	VI
SYMBOLVERZEICHNIS	VIII
1. EINLEITUNG.....	1
2. PORTFOLIOTHEORIE.....	2
2.1 GRUNDLAGEN DER PORTFOLIOTHEORIE	2
2.2 ANWENDUNG DER PORTFOLIOTHEORIE ZUR BESTIMMUNG DES OPTIMALEN STROMERZEUGUNGSMIX	7
2.2.1 KOSTEN VERSUS RENDITE	8
2.2.2 RISIKO IN MONETÄREN WERTEN ANSTELLEN VON PROZENT	8
2.2.3 DER STROMERZEUGUNGSMIX WIRD AUF BASIS DER LEISTUNG IN MWh UND NICHT AUF BASIS DER KAPAZITÄT IN MW BERECHNET	9
3. STROMERZEUGUNGSMIX DER BRD 2010.....	13
3.1 ALLGEMEIN	13
3.2 KRAFTWERKSPARK	14
3.3 BERECHNUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN, RISIKEN UND KORRELATIONEN DES JAHRES 2010.....	15
3.3.1 BRENNSTOFFKOSTEN	16
3.3.2 UMWELTKOSTEN	20
3.3.3 RISIKOBESTIMMUNG DER BRENNSTOFFKOSTEN	22
3.3.4 MVP DES DEUTSCHEN STROMERZEUGUNGSMIX AUF BASIS DER BRENNSTOFFKOSTEN 2010	24
3.3.5 BETRIEBS-UND INSTANDHALTUNGSKOSTEN	27
3.3.6 INVESTITIONSKOSTEN	32
3.3.7 RISIKOBESTIMMUNG DER INVESTITIONSKOSTEN	33

3.3.8	BESTIMMUNG DER KORRELATIONEN VON INVESTITIONSKOSTEN UND BETRIEBS- UND INSTANDHALTUNGSKOSTEN	35
3.3.9	GEMITTELTE STROMGESTEHUNGSKOSTEN JE TECHNOLOGIE	36
3.3.10	BESTIMMUNG DES GESAMTRISIKOS JE TECHNOLOGIE	38
3.3.11	KOVARIANZMATRIX 2010.....	42
3.4	MVP DES STROMERZEUGUNGSMIX DER BRD AUF BASIS DER GEMITTELTEN STROMERZEUGUNGSKOSTEN 2010	43
3.5	FÖRDERUNGEN ERNEUERBARE ENERGIEN.....	47
4.	STROMERZEUGUNGSMIX DER BRD 2020 UND 2030	51
4.1	ANNAHMEN UND BERECHNUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN 2020 UND 2030.....	51
4.1.1	PREISENTWICKLUNG ROHSTOFFE UND EMISSIONSKOSTEN	52
4.1.2	PREISENTWICKLUNG DER INVESTITIONEN UND BETRIEBS- UND INSTANDHALTUNGSKOSTEN VON KRAFTWERKEN	54
4.1.3	ENTWICKLUNG DER EFFIZIENZSTEIGERUNG UND EMISSIONEN VON KRAFTWERKEN	58
4.1.4	STROMGESTEHUNGSKOSTEN JE TECHNOLOGIE FÜR 2020 UND 2030	59
4.1.5	TECHNISCHE GRENZEN	62
4.2	MVP UND EFFIZIENZLINIE FÜR 2020	65
4.3	MVP UND EFFIZIENZLINIE FÜR 2030	79
5.	ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE.....	88
6.	SENSITIVITÄTSANALYSE	90
6.1	EINLEITUNG	90
6.2	SENSITIVITÄT DER INVESTITIONSKOSTEN	91
6.2.1	KAPITALKOSTEN.....	91
6.2.2	VOLLASTSTUNDEN.....	92
6.3	SENSITIVITÄT DES INVESTITIONSRISIKOS.....	94
6.4	SENSITIVITÄT DER BRENNSTOFFKOSTEN.....	96
6.5	SENSITIVITÄT DES BRENNSTOFFRISIKOS	97
6.6	SENSITIVITÄT DER CO ₂ KOSTEN	98
6.7	SENSITIVITÄT DES CO ₂ RISIKOS.....	99
6.8	ZUSAMMENFASSUNG.....	101

7. VORSCHLÄGE FÜR EINE WEITERE FORSCHUNG	103
LITERATURVERZEICHNIS	105
ANHANG	111
ANHANG 1: DATEN 2010.....	111
ANHANG 2: DATEN 2020.....	114
ANHANG 3: DATEN 2030.....	115
ANHANG 4: DATEN SENSITIVITÄTSANALYSE	116
ABSTRACT (DEUTSCH).....	124
ABSTRACT (ENGLISH)	125
LEBENS LAUF.....	126

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Effizienzkurve und MVP	6
Abbildung 2: Risiko - Rendite für verschieden Korrelationskoeffizienten im Zwei- Wertpapierfall	6
Abbildung 3: Bruttostromerzeugung in der BRD 2010.....	13
Abbildung 4: Technologieanteile der Engpassleistung und der Bruttostromerzeugung im Vergleich	15
Abbildung 5: Boxplot Brennstoffpreishistorie	17
Abbildung 5: Brennstoffkosten.....	19
Abbildung 6: CO ₂ Kosten Sensitivität	22
Abbildung 7: MVP Brennstoffkosten.....	27
Abbildung 8: Stromgestehungskosten in Prozent je Kostenkategorie	37
Abbildung 9: Risikoanteile je Technologie	41
Abbildung 10: Effizienzlinie und Kosten-Risikoverhältnis brennstoffbasierender Technologien.....	45
Abbildung 11: Effizienzlinie Stromerzeugungsmix 2010.....	47
Abbildung 12: Stromgestehungskosten 2010-2020-2030.....	59
Abbildung 13: Effizienzlinie 2020.....	71

Abbildung 14: Anteil je Technologie entlang der Effizienzlinie 2020.....	72
Abbildung 15: Effizienzlinie 2030.....	82
Abbildung 16: Anteile je Technologie entlang der Effizienzlinie 2030.....	83
Abbildung 17: Stromerzeugungsmix 2010, MVP 2020 und 2030	89
Abbildung 18: Sensitivität des MVP 2030 auf die Kapitalkosten	92
Abbildung 19: Sensitivität des MVP 2030 - Volllaststunden	93
Abbildung 20: Sensitivität des MVP 2030 - Investitionsrisiko	95
Abbildung 21: Sensitivität des MVP 2030 - Investitionsrisiko konventionelle Technologien.....	96
Abbildung 22: Sensitivität des MVP 2030 – Brennstoffkosten	97
Abbildung 23: Sensitivität des MVP 2030 – Brennstoffrisiko	98
Abbildung 24: MVP 2030 - Übersicht Sensitivitätsanalyse	99
Abbildung 25: Sensitivität des MVP 2030 – CO ₂ Risiko	100
Abbildung 26: MVP 2030 mit und ohne CO ₂ Risiko.....	101
Abbildung 28: Portfoliomix entlang der Effizienzlinie im Jahr 2010	113
Abbildung 29: Anteil je Technologie bei unterschiedlichen Kapitalkosten - MVP 2030	116
Abbildung 30: Anteile je Technologie im Szenario 1 - Volllaststunden	117
Abbildung 31: Anteile je Technologie im Szenario 2 - Volllaststunden	118
Abbildung 32: Anteile je Technologie im Szenario 1 - Investitionsrisiko	119
Abbildung 33: Anteile je Technologie im Szenario 2 - Investitionsrisiko	120
Abbildung 34: Anteile je Technologie - Brennstoffkosten	121
Abbildung 35: Anteile je Technologie - Brennstoffrisiko	122
Abbildung 36: Anteile je Technologie - CO ₂ Risiko.....	123

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Systemwirkungsgrade	20
Tabelle 2: Emissionswerte und CO ₂ Kosten in €/MWh.....	21
Tabelle 3: Brennstoffkosten mit Systemwirkungsgrad und Emissionskosten ...	21
Tabelle 4: Risiko der Brennstoffkosten.....	23
Tabelle 5: Korrelationsmatrix der HPR der Brennstoffkosten	24

Tabelle 6: Kovarianzmatrix der Brennstoffkosten	24
Tabelle 7: Brennstoffanteile im MVP & MIX BRD 2010	25
Tabelle 8: Brennstoff Risiko-Kosten im MVP und MIX BRD 2010	26
Tabelle 9: Risiko (Standardabweichung) der Arbeitskosten	29
Tabelle 10: Marktrisiko - variable BI	30
Tabelle 11: fixe & variable Betriebs- und Instandhaltungskosten	31
Tabelle 12: Investitionskosten je Technologie	33
Tabelle 13: Risiko je Kostenkategorie und Technologie	34
Tabelle 14: Korrelationsmatrix je Technologie und Kostenkategorie	36
Tabelle 15: Stromgestehungskosten je Technologie	37
Tabelle 16: Gesamtrisiko je Technologie	41
Tabelle 17: Konventionelle Kraftwerke–Brennstoffkosten vs. Gesamtkosten 1	44
Tabelle 18: Konventionelle Kraftwerke–Brennstoffkosten vs. Gesamtkosten 2	44
Tabelle 19: Alle Stromerzeugungstechnologien	46
Tabelle 20: MVP & Mix 2010 mit und ohne EEG-Vergütung	50
Tabelle 21: Brennstoffpreisentwicklung 2010-2030	53
Tabelle 22: Emissionskosten 2010 - 2030	54
Tabelle 23: Volllaststunden EE	55
Tabelle 24: Spezifische Investitionskosten 2010-2030	56
Tabelle 25: Investitionskosten 2010 – 2030	57
Tabelle 26: Fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten 2010 – 2030	57
Tabelle 27: Systemwirkungsgrade 2010-2030	58
Tabelle 28: Risiko in €/MWh je Technologie und Kostenkomponente 2020	66
Tabelle 29: Gewichtetes Alter je Technologie in 2020 und 2030	67
Tabelle 30: Technische Grenzen	68
Tabelle 31: MVP 2020 & Leistungsänderungen zu 2010 (Bestand von 2010 variabel)	71
Tabelle 32: MVP 2020 & Leistungsänderungen zu 2010 (Bestand von 2010 konstant)	74
Tabelle 33: Vergleich der Ergebnisse 2020	75
Tabelle 34: Risiko und Stromgestehungskosten je Technologie für Bestand und Neu	77

Tabelle 35: MVP 2020 & Leistungsänderungen zu 2010 (Bestand kein Investitionsrisiko)	78
Tabelle 36: Risiko in €/MWh je Technologie und Kostenkomponente 2030.....	79
Tabelle 37: MVP 2030 und Leistungsänderungen zu 2010 (Bestand von 2010 variabel).....	81
Tabelle 38: MVP 2030 und Leistungsänderungen zu 2010 (Bestand von 2010 konstant).....	84
Tabelle 39: Vergleich der Ergebnisse 2030.....	85
Tabelle 40: MVP 2030 & Leistungsänderungen zu 2010 (Bestand kein Investitionsrisiko)	87
Tabelle 41: Brennstoffkosten in €/MWh.....	111
Tabelle 42: Kovarianzmatrix 2010	112
Tabelle 43: Stromgestehungskosten 2020	114
Tabelle 44: Stromgestehungskosten und Risiko im Vergleich 2010 vs. 2020	114
Tabelle 45: Stromgestehungskosten 2030	115
Tabelle 46: Stromgestehungskosten und Risiko im Vergleich 2010 vs. 2030	115

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AtG	Atomgesetz
BI	Betriebs- und Instandhaltungskosten
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BRD	Bundesrepublik Deutschland
BK	Brennstoffkosten
bzw.	Beziehungsweise
ca.	Circa
CCS	Carbon Capture Storage
CO ₂	Kohlendioxid

DAX	Deutscher Aktienindex
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
ETS	Emission Trading System
ESA	Euratom Supply Agency
FBI	Fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten
GT	Gasturbine
GuD	Gas und Dampf
GJ	Gigajoul
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HEL	Heizöl Leicht
HPR	Holding Period Return
IEA	International Energy Agency
Inv	Investitionskosten
Inkl.	Inklusive
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
MVP	Minimum Varianz Portfolio
MPT	Moderne Portfolio Theorie
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MWhel	Megawattstunde elektrisch
NPV	Net Present Value
PV	Photovoltaik
RDAX	Rentenindex des DAX

SGK	Stromgestehungskosten
S&P 500	Standard & Poor's 500 (Aktienindex)
t	Tonne
TWh	Terawattstunde (= 1 Milliarde kWh)
US\$	US Dollar
VBI	Variable Betriebs- und Instandhaltungskosten
Vgl.	Vergleiche
VLS	Volllaststunden
WEO	World Energy Outlook
z.B.	zum Beispiel

SYMBOLVERZEICHNIS

B_i^+	Obergrenze der Anteile der Technologie i
B_i^-	Untergrenze der Anteile der Technologie i
BK_i	Brennstoffkosten der Technologie i in €/MWh
$cov_{A,B}$	Kovarianz der Investitionstitel A und B
$Cov[\tilde{r}_i, \tilde{r}_j]$	Kovarianz der Technologie i und Technologie j
EC_i	Emissionskosten der Technologie i in €/MWh
$e_{CO_2,B}$	CO ₂ Emissionsfaktor des Brennstoffes
FBI_i	Fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten der Technologie i in €/MWh
h_i	durchschnittliche Volllaststunden je Jahr der Technologie i
I_i	Investitionskosten pro MW der Technologie i
Inv_i	Investitionskosten in Technologie i in €/MWh

η	Systemwirkungsgrad
$\overline{p_B}$	gemittelter Preis des Brennstoffes in €/MWh
p_{CO_2}	Preis für eine Tonne CO ₂ (EU ETS)
r	Kapitalkosten, Zinsfuß
r_A	diskrete Rendite des Investitionstitel A
r_B	diskrete Rendite des Investitionstitel B
r_f	Risikoloser Zinssatz
R_p	Portfoliorendite
SGK_p	Erwartete Stromgestehungskosten des Portfolios
SGK_i	Stromgestehungskosten der i-ten Technologie
T_i	Ökonomische Lebensdauer des Kraftwerks i
$\rho_{A,B}$	Korrelation zwischen den Renditen A und B
ρ_{kl}	Korrelationskoeffizient zwischen Kostenkategorie k und l der Technologie i
$\rho_{i,j}^{Inv}$	Korrelationskoeffizient der Investitionskosten von Technologie i und Technologie j
$\rho_{i,j}^{BK}$	Korrelationskoeffizient der Brennstoffkosten von Technologie i und Technologie j
σ_i	Standardabweichung der Technologie i
σ_k^2	Varianz der Kostenkategorie k der Technologie i
σ_p	Portfoliorisiko
σ_p^2	Portfoliovarianz
σ_A und σ_B	Standardabweichung der Rendite A und B
σ_i^{Inv}	Standardabweichung der Investitionskosten der Technologie i

σ_j^{Inv}	Standardabweichung der Investitionskosten der Technologie j
σ_i^{BK}	Standardabweichung der Brennstoffkosten der Technologie i
σ_j^{BK}	Standardabweichung der Brennstoffkosten der Technologie j
σ_i^{FBI}	Standardabweichung der fixen Betriebskosten der Technologie i
σ_j^{FBI}	Standardabweichung der fixen Betriebskosten der Technologie j
σ_i^{VBI}	Standardabweichung der variablen Betriebskosten der Technologie i
σ_j^{VBI}	Standardabweichung der variablen Betriebskosten der Technologie j
VBI_i	Variable Betriebs- und Instandhaltungskosten der Technologie i in €/MWh
w_k	Gewichtung des Kostenteils k der Technologie i
w_i	Gewichtung (Anteil der i-ten Technologie)
x	Gewichtung

1. EINLEITUNG

In der Literatur vorherrschende Methoden ermitteln den optimalen Kraftwerkspark meist auf Basis der gemittelten Stromgestehungskosten. Diese Methoden unterschätzen jedoch eine wichtige Dimension: das Risiko. Dieses gewinnt jedoch insbesondere in Hinblick auf die langfristig zunehmende Preisvolatilität an Bedeutung. Basierend auf der modernen Portfolio Theorie (MPT) von Markowitz¹ kann der Kraftwerkspark und damit der effiziente Elektrizitätserzeugungsmix unter Einbeziehung des Risikos, sowie der Stromgestehungskosten optimiert werden. Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, das Minimum-Varianz Portfolio (MVP) des Stromerzeugungsmix der Bundesrepublik Deutschland (BRD) in den Jahren 2020 und 2030 zu ermitteln. Die Optimierung des Stromerzeugungsmix basierend auf der MPT gibt politischen Entscheidungsträgern, Investoren und Analysten darüber hinaus auch die Möglichkeit auf steigende Preisvolatilitäten von Brennstoffen und anderen Kosten, auf den künftigen Stromerzeugungsmix einer Region, eines Landes oder eines Unternehmens reagieren zu können.

Diese Arbeit ist wie folgt aufgebaut: Abschnitt 2 bietet einen kurzen Überblick über die Markowitz Portfolio Theorie und deren Anwendung zur Bestimmung des optimalen Elektrizitätserzeugungsmix. Abschnitt 3 analysiert den Erzeugungsmix der BRD im Jahre 2010. Ausgehend vom Kraftwerkspark 2010 werden die Stromgestehungskosten und die Risiken je Technologie ermittelt. Dabei werden Schritt für Schritt die einzelnen Kostenkategorien, deren Risiken und Korrelationen ermittelt. Folge dessen wird auch das MVP des Stromerzeugungsmix schrittweise erweitert. Damit soll einerseits der Einfluss der verschiedenen Kosten gezeigt werden und andererseits die Komplexität der Portfoliotheorie zur Optimierung des Kraftwerksparks langsam erhöht werden. Abschnitt 4 beschreibt alle Annahmen und Prognosen der Kosten, Risiken und Grenzen, sowie das MVP der Jahre 2020 und 2030. Abschnitt 5 fasst die Ergebnisse zusammen und zeigt die optimalen

¹ Markowitz H. (1952)

Technologieanteile im Zeitverlauf. Abschnitt 6 bietet eine umfassende Sensitivitätsanalyse des Modells. Abschließend folgt eine kurze Diskussion der Ergebnisse und mögliche Erweiterungen des Modells zur Bestimmung des optimal diversifizierten Elektrizitätserzeugungspotfolios.

2. PORTFOLIOTHEORIE

2.1 Grundlagen der Portfoliotheorie

Die moderne Portfoliotheorie wurde von Harry Markowitz 1952 begründet und wird in der Literatur auch als Minimum-Varianz Portfoliotheorie (MVP), Markowitz Portfoliotheorie (MPT) oder auch als Moderne Portfoliotheorie (MPT) bezeichnet. Markowitz unterteilt die optimale Auswahl eines Portfolios in zwei Teile.² Der erste Teil beginnt mit der Beobachtung und Analyse der Investitionstitel und endet mit der Erwartungshaltung zur künftigen Performance. Im zweiten Teil wird auf Basis der Annahmen zur künftigen Performance die Auswahl der Investitionstitel getroffen. Die Auswahl der Titel soll unter Berücksichtigung der Varianz, die (erwartete) Rendite des Investors maximieren. Daraus folgt, dass bei gleicher Varianz kein Portfolio mit einer höheren Rendite existiert. Die Varianz des Portfolios ergibt sich aus der Diversifikation der Investitionstitel. Jeder Investitionstitel kann ein unterschiedliches Risiko aufweisen und auf Marktänderungen wie Finanz- oder Wirtschaftskrisen anders reagieren. Die Abweichung der Wertänderung zwischen den Investitionstiteln wird als Korrelation bezeichnet. Korrelieren die Titel nicht vollständig, so kann mit zunehmender Anzahl der Investitionstitel das Portfoliorisiko gesenkt werden, während gleichzeitig die Portfoliorendite maximiert wird.

² Markowitz H. (1952) S.2

Die klassische MPT basiert auf folgenden Annahmen:³

Zweizeitpunktmodell:

In der Portfoliotheorie werden zwei Zeitpunkte, der Anfangszeitpunkt $t=0$ und der Endzeitpunkt $t=1$ betrachtet. Zum Zeitpunkt $t=0$ besitzt der Investor Informationen über die Vergangenheit und bestimmt auf Basis der erwarteten Renditen und Wahrscheinlichkeitsparameter des Zeitpunktes $t=1$ die Gewichte je Investitionstitel. In Folge dessen handelt es sich um eine Zeitpunktbeobachtung, in der mögliche Zwischenereignisse wie Kursänderungen und den damit verbundenen Gewichtsänderungen der Investitionstitel zwischen $t=0$ und $t=1$ keine Berücksichtigung finden. Generell basiert die MPT auf den prozentuellen Renditen der Investitionstitel und nicht auf deren Geldbetrag.

Rendite:

In der MPT strebt der Investor danach, seinen Nutzen auf Basis der Rendite zu maximieren. In einer Zeitpunktbetrachtung ($t=0,1$) hängt der Nutzen von der unsicheren Rendite je Investitionstitel ab. Betrachtet man ein Portfolio mit zwei Titeln A und B, so ergibt sich die Portfoliorendite R_p aus den gewichteten Renditen r_A und r_B . Wenn x die Gewichtung des Titels A bezeichnet, so berechnet sich die Portfoliorendite wie folgt:

$$R_p = x r_A + (1 - x) r_B$$

Somit können die Gewichtungen der Investitionstitel direkt aus der Rendite der einzelnen Titel ermittelt werden. Die Portfoliovarianz σ_p^2 lässt sich wie folgt bestimmen:

³ Spremann K. (2006) S.177f

$$\sigma_p^2 = x^2\sigma_A^2 + (1-x)^2\sigma_B^2 + 2x(1-x)cov_{A,B}$$

Die Kovarianz ($cov_{A,B}$) der Titel A und B ergibt sich aus $\sigma_A\sigma_B\rho_{A,B}$, wobei $\rho_{A,B}$ die Korrelation zwischen den Renditen r_A und r_B , σ_A und σ_B die Standardabweichung der Renditen bezeichnet.

Dem zu Folge kann die Portfoliorendite und die Portfoliovarianz ermittelt werden, wenn der Erwartungswert der Renditen, deren Standardabweichung und die Korrelationskoeffizienten zwischen den Renditen der einzelnen Investitionstitel bekannt sind.⁴

Die Beziehung zwischen Portfoliorendite R_p und Portfoliorisiko σ_p wird nachfolgend in einem Beispiel für zwei Wertpapiere dargestellt:

Annahme:

Wertpapier	A	B
Rendite	12%	8%
Varianz	57%	32%
Korrelation	0,4	

Wertpapier A weist sowohl eine höhere erwartete Rendite als auch ein größeres Risiko auf, als Wertpapier B. Der Investor will seinen Nutzen maximieren und kann auf Basis dieser Annahmen entscheiden, welche Gewichtung die Wertpapiere in seinem Portfolio haben. Alle möglichen Portfoliokombinationen befinden sich auf einer Hyperbel (siehe Abbildung 1), wobei sich die effizienten Portfolien auf dem blauen Teil der Hyperbel befinden. Dieser Abschnitt wird als Effizienzkurve bezeichnet. Die Portfolien auf dem roten Teil der Hyperbel sind jedoch nicht effizient, da stets ein

⁴ Weitere klassische Modellvoraussetzungen sind: keine Transaktionskosten, Investitionstitel sind beliebig teilbar.

Portfolio mit gleichem Risiko eine höhere Rendite erzielen kann. Vergleicht man Portfolio N (Rendite 8%, Risiko 30%) mit Portfolio H (Rendite 10%, Risiko 30%), so hat das Portfolio H bei gleichem Risiko die höhere erwartete Rendite. Das Portfolio mit dem geringsten Risiko wird als MVP bezeichnet. Um das MVP zu bestimmen, wird die Varianz des Portfolios minimiert.⁵ Das MVP hat eine erwartete Rendite von 9% bei einem Risiko von 28% und setzt sich aus 27% des Wertpapiers A und 73% des Wertpapiers B zusammen. Es existiert kein Portfolio mit geringerem Risiko.

Das geringere Portfoliorisiko entsteht durch die Korrelation der Investitionstitel. Der Korrelationskoeffizient⁶ ρ ist eine normierte Maßzahl welche nur Werte zwischen -1 und +1 annehmen kann. Ein perfekter Zusammenhang besteht, wenn der Korrelationskoeffizient von zwei Messreihen genau -1 oder +1 ergibt. Bei einem Korrelationskoeffizienten von 0 besteht kein linearer Zusammenhang. Hätten die Wertpapiere A und B einen Korrelationskoeffizienten von 1, dann würde ein risikoscheuer Investor nur in das Wertpapier B investieren. Bei einem Korrelationskoeffizienten von -1 kann das Portfoliorisiko bei einer Gewichtung von 43% des Wertpapiers A und 57% des Wertpapiers B völlig wegdiversifiziert werden (siehe Abbildung 2).

⁵ Im Zwei-Wertpapierfall wird nach dem Gewicht des Titels A differenziert und die erste Ableitung gleich Null gesetzt. Nach Umformung ergibt sich die Gewichtung x_A des MVP:

$$X_{A,MVP} = \frac{\sigma_B^2 - \sigma_A \sigma_B \rho_{A,B}}{\sigma_A^2 + \sigma_B^2 - 2\sigma_A \sigma_B \rho_{A,B}}$$

⁶ $\rho = \frac{cov_{A,B}}{\sigma_A \sigma_B}$

Abbildung 1: Effizienzkurve und MVP

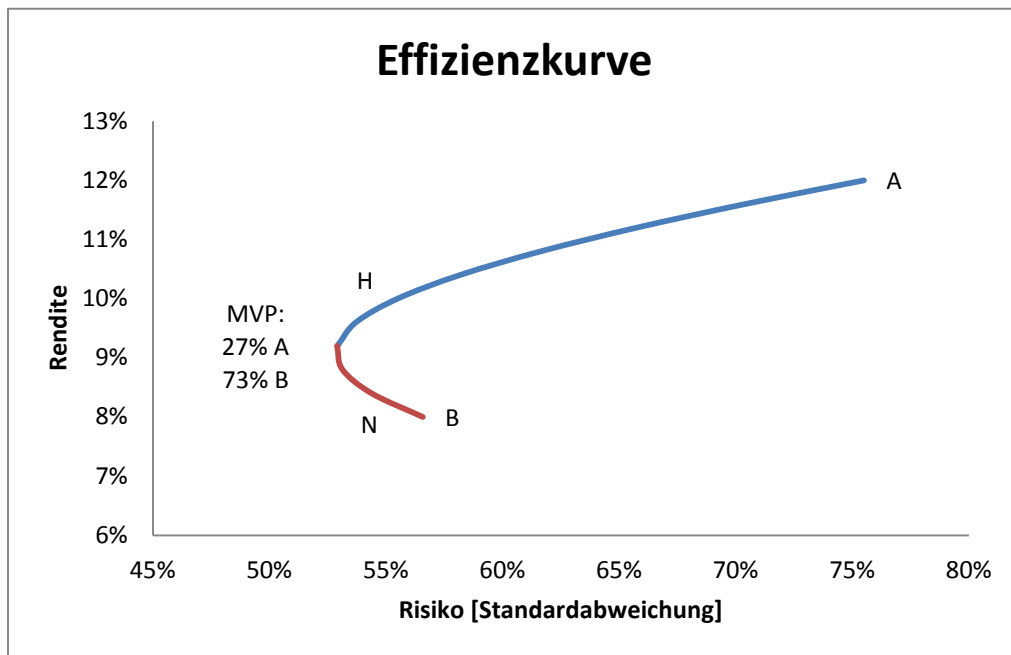
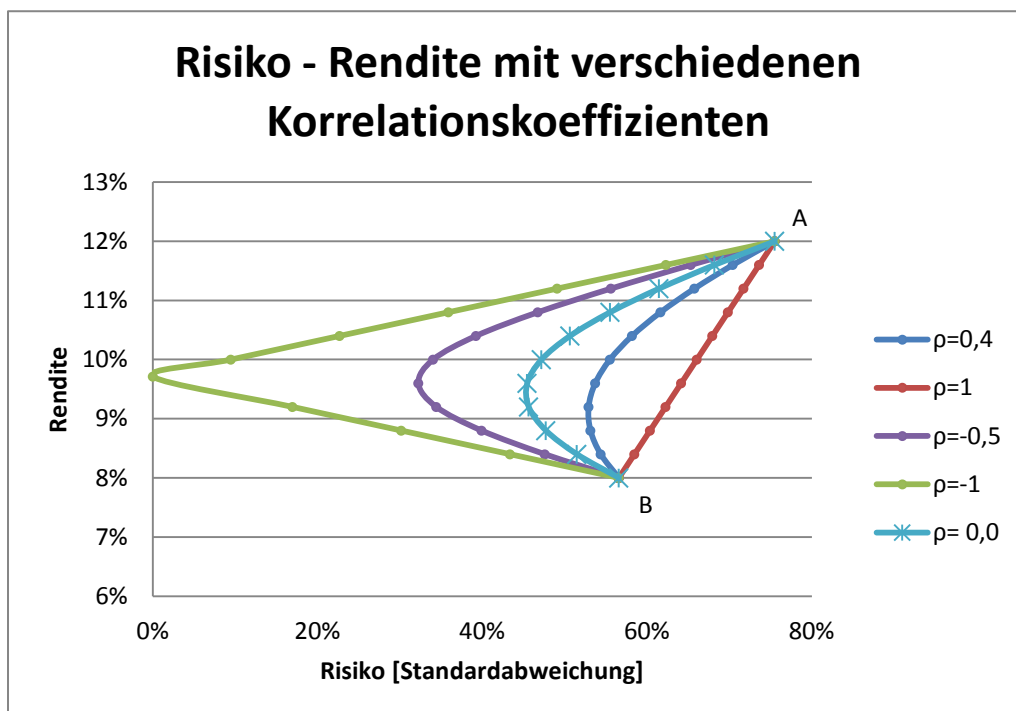


Abbildung 2: Risiko - Rendite für verschiedenen Korrelationskoeffizienten im Zwei-Wertpapierfall



Allgemein können effiziente Portfolios in drei Fälle unterteilt werden⁷:

Es existiert kein anderes Portfolio, welches

- 1) bei gleicher erwarteter Rendite ein geringeres Risiko,
- 2) bei gleichem Risiko eine höhere erwartete Rendite,
- 3) ein geringeres Risiko bei einer höheren Rendite aufweist.

Um die MPT zur Bestimmung des optimalen bzw. effizienten Stromerzeugungsmix anwenden zu können, müssen einige Adaptionen vorgenommen werden, welche in folgenden Abschnitt beschreiben werden.

2.2 Anwendung der Portfoliotheorie zur Bestimmung des optimalen Stromerzeugungsmix

Die MPT wird vorwiegend zur Bestimmung optimaler Portfolios von Finanzanlagen verwendet und findet in jüngerer Vergangenheit zunehmend Anwendung in der Optimierung von Risiko und Kosten von Substanzwerten (Produkten und Betriebsanlagen). Die erste Anwendung der MPT im Bereich der Elektrizitätswirtschaft wurde 1976 von Bar-Lev und Katz veröffentlicht.⁸ Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, den aktuellen Elektrizitätserzeugungsmix unterschiedlicher Regionen in Hinblick auf das Kosten-Risiko Verhältnis zu untersuchen. Dieses Konzept wurde erst in den späten 1990er Jahren von Shimon Awerbuch⁹ wieder aufgegriffen. In seiner ersten Veröffentlichung zum Portfolioeffekt bei Stromerzeugungsanlagen wird der Kosten- und Risikoeinfluss von Erneuerbaren Energien (EE) auf das Stromerzeugungsportfolio ermittelt. Die Portfoliooptimierung nach Markowitz wird, wie auch schon in der Analyse von Bar-Lev und Katz, in Form

⁷ Steiner M. et al. (2011) S.9

⁸ Bar-Lev D. und Katz S. (1976)

⁹ Awerbuch S. (2000)

einer Risikominimierung der Brennstoffrendite formuliert¹⁰ (vgl. Abschnitt 2.2.1). Dabei wird das Risiko der Brennstoffrendite in Prozent angegeben, während im Gegensatz zur Finanzwirtschaft die Brennstoffrendite einen monetären Wert annimmt (kWh/US\$ct). Im Jahr 2003 erweitern Awerbuch und Berger¹¹ die Kosten- und Risikobetrachtung und beziehen erstmals auch Kosten und Risiken der Konstruktionsphase (Investition), sowie fixe und variable Betriebs- und Instandhaltungskosten mit ein. In Anlehnung an Jansen¹² wird der Ansatz von Awerbuch und Berger aufgrund der nachfolgend angeführten Problematik wie folgt abgeändert:

2.2.1 KOSTEN VERSUS RENDITE

Awerbuch und Berger¹³ definieren die Brennstoffrendite und Portfoliorendite als kWh/US\$ welche die Inverse der Brennstoffkosten bzw. der Portfoliokosten in US\$/kWh ist. Diese Methodik ist kritisch zu betrachten, da die Ergebnisse auf Basis der Rendite zu einer Verzerrung führen.¹⁴ Um eine klare Interpretation und Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, werden in dieser Arbeit die optimalen Portfoliokosten auf Basis der Stromgestehungskosten in €/MWh erzeugter Elektrizität und nicht auf Basis der Rendite ermittelt.

2.2.2 RISIKO IN MONETÄREN WERTEN ANSTELLEN VON PROZENT

Um die einheitliche Dimension von Risiko und Kosten gewährleisten zu können, wird bei der Berechnung der effizienten Portfolien des Stromerzeugungsmix von Stromgestehungskosten in €/MWh ausgegangen. Das Risiko (Standardabweichung)

¹⁰ Awerbuch S. (2000) S.50

¹¹ Awerbuch und Berger (2003)

¹² Jansen et al (2006)

¹³ Awerbuch und Berger (2003) S.21

¹⁴ Vgl. Jansen (2006) S.64

der Stromgestehungskosten wird auf Basis der Rendite der Haltedauer (Holding Period Returns, HPR) ermittelt und in €/MWh angegeben.¹⁵

2.2.3 DER STROMERZEUGUNGSMIX WIRD AUF BASIS DER LEISTUNG IN MWh UND NICHT AUF BASIS DER KAPAZITÄT IN MW BERECHNET

Obwohl die Bestimmung der effizienten Portfolien auf Basis der Kraftwerkskapazitäten in MW naheliegend erscheint, da diese direkt die notwendige Kapazität je Technologie wiedergeben, tritt dabei aber folgendes Problem auf: Jede Technologie verfügt über unterschiedliche Kapazitäten, welche in Summe den tatsächlichen Bedarf decken müssen. Berücksichtigt man dabei die Vollaststunden je Technologie, so könnte ein auf Basis von Kapazitäten als optimal ermitteltes Portfolio verschiedene effiziente Lösungen geben. Respektive; wird das MVP auf Basis von Kapazitäten ermittelt, können gleichzeitig mehrere effiziente Lösungen existieren. In dieser Arbeit wird eine fixe durchschnittliche Vollaststundenanzahl je Technologie gewählt. Dies ermöglicht es, den optimalen Elektrizitätserzeugungsmix auf Basis der Bruttostromerzeugung je Technologie zu bestimmen. In einem weiteren Schritt kann nach der Optimierung auf Basis der Stromerzeugung in MWh auf die Kapazität je Technologie rückgerechnet werden.

Unter Berücksichtigung dieser Adaptionen können die effizienten Portfolien und das MVP mit einem quadratischen Optimierungsproblem nach Markowitz ermittelt werden. Mit diesem werden die Anteile je Technologie, die Stromgestehungskosten und das Risiko des Elektrizitätserzeugungsmix (Portfolios) unter Berücksichtigung von technischen- und politischen Grenzen ermittelt (detaillierte Beschreibung der einzelnen Parameter folgt in Abschnitt 3.3). Die Optimierung lässt sich wie folgt allgemein darstellen:

¹⁵ Vgl. Abschnitt 3.3.3 Risikobestimmung der Brennstoffkosten

Zielfunktion (minimiere Varianz):

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i * w_j * Cov[\widetilde{SGK}_i, \widetilde{SGK}_j] \rightarrow \min_{w_1, \dots, w_n}$$

Nebenbedingungen:

$$SGK_p \geq \sum_{i=1}^n w_i * SGK_i$$

$$\sum_{i=1}^n w_i = 1$$

$$w_i \leq B_i^+$$

$$w_i \geq B_i^-$$

$$w_i \geq 0, \text{ für } i = 1, \dots, N^{16}$$

σ_p^2 = Portfoliovarianz

SGK_p = Erwartete Stromgestehungskosten des Portfolios

SGK_i = Stromgestehungskosten der Technologie i

w_i = Anteil der Technologie i

$Cov[\tilde{r}_i, \tilde{r}_j]$ = Kovarianz der Technologie i und Technologie j

B_i^+ = Obergrenze der Anteile der Technologie i

B_i^- = Untergrenze der Anteile der Technologie i

¹⁶ Die Nichtnegativitätsbedingung beschreibt in der MPT die Einschränkung von Leerverkäufen (dem Verkauf von Investitionstitel, welche man zum Investitionszeitpunkt noch nicht besitzt). In der Anwendung zur Ermittlung der effizienten Portfolien des optimalen Stromerzeugungsmix verhindert diese Nebenbedingung, dass Technologien (Kraftwerke) verkauft werden, die nicht existent sind.

Die minimale Varianz des Elektrizitätserzeugungsmix (Zielfunktion) in €/MWh wird mittels der gewichteten Kovarianzen, auf Basis der Korrelationen und Standardabweichungen der Stromgestehungskosten der jeweiligen Technologie, ermittelt. Die erste Nebenbedingung beschreibt die Stromgestehungskosten des Elektrizitätserzeugungsmix in €/MWh, welche sich aus den gewichteten Stromgestehungskosten je Technologie zusammensetzt.

Das Optimierungsproblem kann nun mit Hilfe von Softwareprogrammen, wie IBM ILOG CPLEX Optimization Studio oder Excel Solver gelöst werden.^{17,18} Das MVP wird als Ausgangspunkt zur Ermittlung der Markowitz Effizienzkurve bzw. zur Ermittlung der möglichen Portfoliokombinationen (feasible sets) herangezogen. Dabei wird in einem iterativen Prozess das Risiko (Varianz oder Standardabweichung) bei gegebenen Portfoliokosten minimiert. Im Gegensatz zur klassischen Anwendung der MPT, in welcher sich die effizienten Portfolien (graphische Darstellung) oberhalb des MVP befinden (höhere Rendite bei gleichem Risiko), liegen bei der Optimierung des Stromerzeugungsportfolios aufgrund der Kosten (niedrigere Kosten bei gleichem oder höherem Risiko) die effizienten Portfolien unterhalb des MVP (geringere Stromgestehungskosten bei gleichem Risiko).

Die allgemeine Berechnung des MVP unter Anwendung des IBM ILOG CPLEX Optimization Studio kann wie folgt erfolgen:¹⁹

¹⁷ Siehe Kwan (2001)

¹⁸ Es wird jenes Portfolio gesucht, das bei gegebener erwarteter Rendite das geringste Risiko oder bei gegebenem Risiko die höchste erwartete Rendite aufweist. Die Verwendung von Nutzenkurven bei Ermittlung investorspezifischer Portfolien wird daher nicht empfohlen (vgl. Fischer E. O., (2002) S. 45)

¹⁹ IBM ILOG CPLEX Optimization Studio V12.2 documentation

```

/*****
* OPL 12.4 Model
* Author: Harald Neumüller
* Creation Date: 06.04.2012 at 10:06:40
*****/
{string} Technologie = ...;
int NB = ...;
float Kosten [Technologie] = ...;
float Kovarianz [Technologie][Technologie]= ...;

dvar float w[Technologie];

minimize
  (sum(i,j in Technologie) Kovarianz[i][j]*w[j]*w[i]);

subject to {
  allocate: (sum (i in Technologie) (w[i])) == NB;
  forall (i in Technologie)
    w[i] >= 0;
}

float Totalkosten = sum(i in Technologie) w[i]*Kosten[i];
float TotalVarianz = sum (i,j in Technologie) Kovarianz[i][j] * w[i]*w[j];

execute DISPLAY {
  writeln ("Portfoliokosten: ", Totalkosten);
  writeln ("Portfoliovarianz: ", TotalVarianz);
}

```

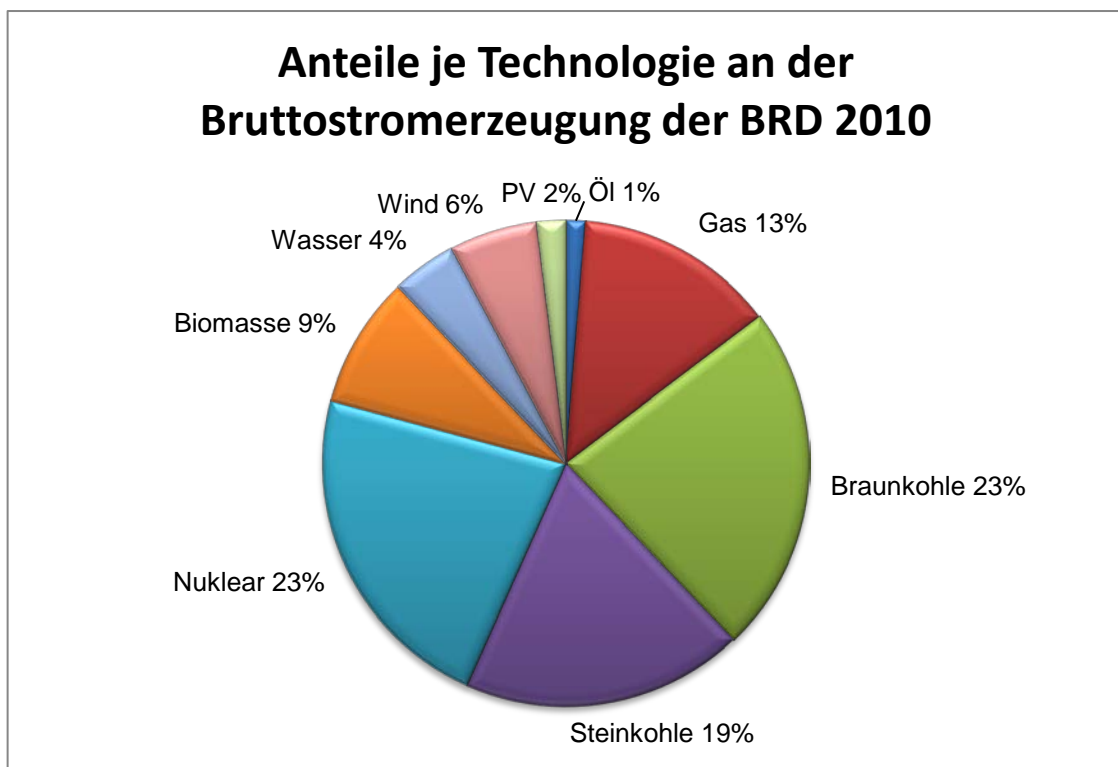
Der erste Teil des Programms definiert die Daten und erlaubt die eingelesenen Werte zu benennen. Ein String ist eine Zeichenfolge und ermöglicht die Technologien zu benennen (Öl, Gas, Braunkohle..). Die Nebenbedingung (NB) besagt, dass die Summe der Anteile 1 ergeben muss. Int (kurz für Integer) erlaubt nur natürliche Zahlen ($\in \mathbb{N}$). Float wird für reelle Zahlen ($\in \mathbb{R}$) verwendet und damit für alle Kosten, Risiken und die Varianz-Kovarianzmatrix. Dvar beschreibt die Entscheidungsvariable (Anteile der Technologien). Nach dem die Daten definiert wurden folgt die Zielfunktion. Diese wird unter oben angeführten Nebenbedingungen (subject to) minimiert (minimize). Danach folgt die Ausführung (execute) und die Ausgabe (writeln) des Ergebnisses (Portfoliokosten, Portfoliovarianz und Anteile je Technologie).

3. STROMERZEUGUNGSMIX DER BRD 2010

3.1 Allgemein

Der Brutto-Stromerzeugungsmix der BRD im Jahr 2010 betrug 624,7 TWh.²⁰ Davon wurden 79,2% der Stromerzeugung durch den konventionellen Kraftwerkspark, bestehend aus Braunkohle, Steinkohle, Gas, Mineralöl und Kernenergie produziert (siehe Abbildung 3). Im Jahr 2000 hatte der konventionelle Kraftwerkspark noch einen Anteil von fast 90% der Bruttostromerzeugung. Im Gegensatz dazu wurde die Stromerzeugung durch EE von 37.218 GWh im Jahr 2000 auf 103.466 GWh im Jahr 2010 ausgebaut, womit der Anteil am Erzeugungsmix von 20,8% betrug. Die Bruttostromerzeugung verzeichnete in diesem Zeitraum einen Anstieg von 8,3% (von 576,1 TWh auf 624,7 TWh). Vernachlässigt man die Tatsache, dass in diesem Zeitraum auch neue konventionelle Kraftwerke in Betrieb genommen wurden, so würde der Zubau von EE die Steigerung des Bruttostrombedarfs decken.

Abbildung 3: Bruttostromerzeugung in der BRD 2010



²⁰ BMWI Gesamtausgabe der Energiedaten (2011) Tabelle 22

3.2 KRAFTWERKSPARK

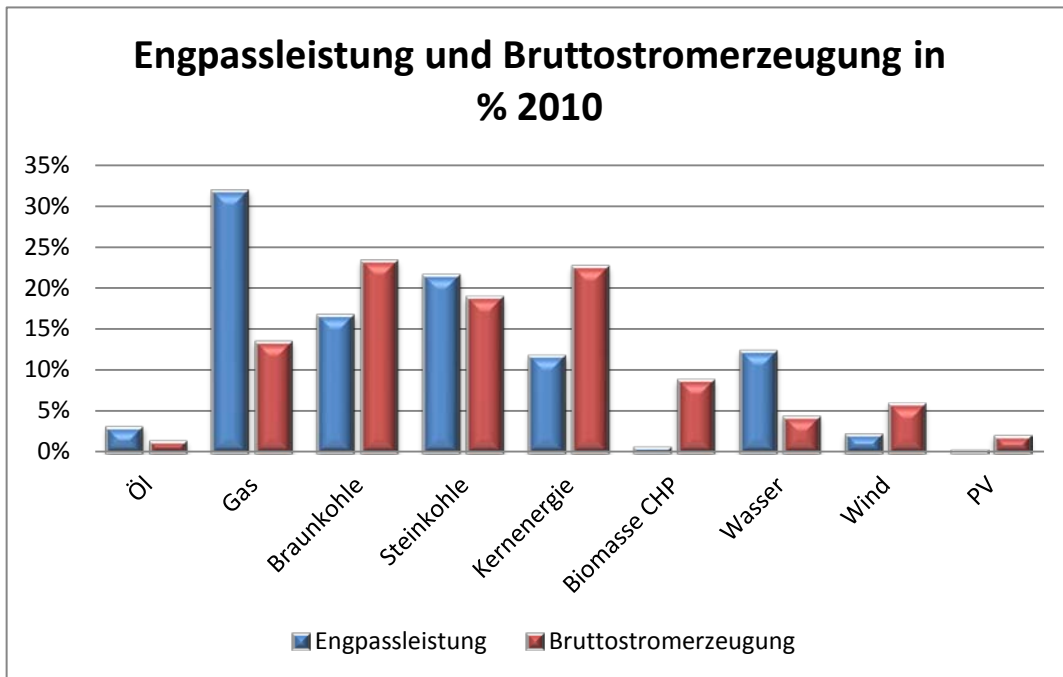
Der Kraftwerkspark in der BRD wird nach der Netto-Engpassleistung²¹ in MW erhoben. Seit 1980 wurden konventionelle Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 39,7 GW errichtet.²² Unter der Annahme, dass die durchschnittliche Lebensdauer eines konventionellen Kraftwerks 40 Jahre beträgt, so sind bis 2020 weitere Kraftwerke (Backup-Kraftwerke) mit einer Leistung von ca. 20 GW zu errichten. In der vorliegenden Arbeit wird zur Bestimmung des optimalen Stromerzeugungsmix die tatsächliche Bruttostromerzeugung (National produzierte Menge plus Import weniger Export inklusive Leitungsverluste und Eigenbedarf von Kraftwerken) herangezogen (vgl. 2.2.3). Dies ist auch beim Vergleich der Ergebnisse zu anderen Studien zu beachten, da die Technologieanteile des Elektrizitätserzeugungsportfolios auf Basis der Bruttostromerzeugung und auf Basis der Engpassleistung signifikante Differenzen aufweisen können. Im Jahr 2010 betrug die Engpassleistung von Gaskraftwerken ca. 31% der installierten Leistung. Im Gegensatz dazu, betrug die tatsächliche Bruttostromerzeugung aus Gaskraftwerken rund 13,5% (siehe Abbildung 4).²³ Diese Differenz entsteht durch eine unterschiedliche Anzahl der Volllaststunden, verschiedener Wartungsintervalle, dem Vorrang für EE oder auch aufgrund ausreichender Reservekapazität zur Spitzenlastabdeckung. Die Unterschiede bei Windenergie und der Photovoltaik (PV) resultieren aus einer Vielzahl von Kleinanlagen, welche nicht in der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur enthalten sind.

²¹ Die Netto-Engpassleistung gibt die tatsächlich mögliche Stromabgabe des Kraftwerks nach Abzug des nötigen Eigenbedarfs des Kraftwerks an. Die Engpassleistung ist die maximale Dauerleistung die ein Kraftwerk unter Normalbedingung abgeben kann.

²² Bundesnetzagentur (2011) Tabelle Gesamtkraftwerkliste Bestand

²³ BMWI Gesamtausgabe der Energiedaten (2011) Tabelle 22

Abbildung 4: Technologieanteile der Engpassleistung und der Bruttostromerzeugung im Vergleich



Im nächsten Abschnitt werden die Stromgestehungskosten, die Risiken und Korrelationen je Technologie beschrieben. Da sich die Stromgestehungskosten aus mehreren Kostenteilen zusammensetzen, werden diese schrittweise ermittelt. Parallel dazu werden erste Ergebnisse vorgestellt, die ebenfalls schrittweise erweitert werden.

3.3 Berechnung der Stromgestehungskosten, Risiken und Korrelationen des Jahres 2010

Die Stromgestehungskosten je Technologie werden in €/MWh ermittelt und setzen sich aus den Investitionskosten (Inv), den Brennstoffkosten (BK), den fixen Betriebs- und Instandhaltungskosten (FBI), den variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten (VBI) sowie den Emissionskosten (EC) zusammen²⁴:

²⁴ In Anlehnung an Jansen et al. (2006) S.15

$$SGK_i = Inv_i + BK_i + FBI_i + VBI_i + EC_i$$

SGK_i = Stromgestehungskosten der Technologie i in €/MWh

Inv_i = Investitionskosten in Technologie i in €/MWh

BK_i = Brennstoffkosten der Technologie i in €/MWh

FBI_i = Fixe Betriebs – und Instandhaltungskosten der Technologie i in €/MWh

VBI_i = Variable Betriebs – und Instandhaltungskosten der Technologie i in €/MWh

EC_i = Emissionskosten der Technologie i in €/MWh

Die Ermittlung der einzelnen Kostenteile der Stromgestehungskosten, deren Risiko sowie Korrelationen werden nachfolgend detailliert beschrieben.

3.3.1 BRENNSTOFFKOSTEN

Die gemittelten Brennstoffkosten für Öl, Gas, Steinkohle, Braunkohle, Biomasse und Nuklear der BRD für die Jahre 1980 bis 2010 sind im Anhang 1, Tabelle 41) zusammengefasst. Um eine schnelle Übersicht der Daten zu erhalten, wurde ein Boxplot erstellt (Abbildung 5).

Die gemittelten Ölpreise für Heizöl leicht (HEL) basieren auf monatlichen Daten der Heizöllieferungen an den Großhandel (mehr als 500 Tonnen je Tag).²⁵ Die gemittelten Gaspreise basieren auf halbjährliche Preise für Industrieabnehmer²⁶ mit einem Verbrauch von 1 Million GJ bis zu 4 Millionen GJ.²⁷ Die durchschnittlichen

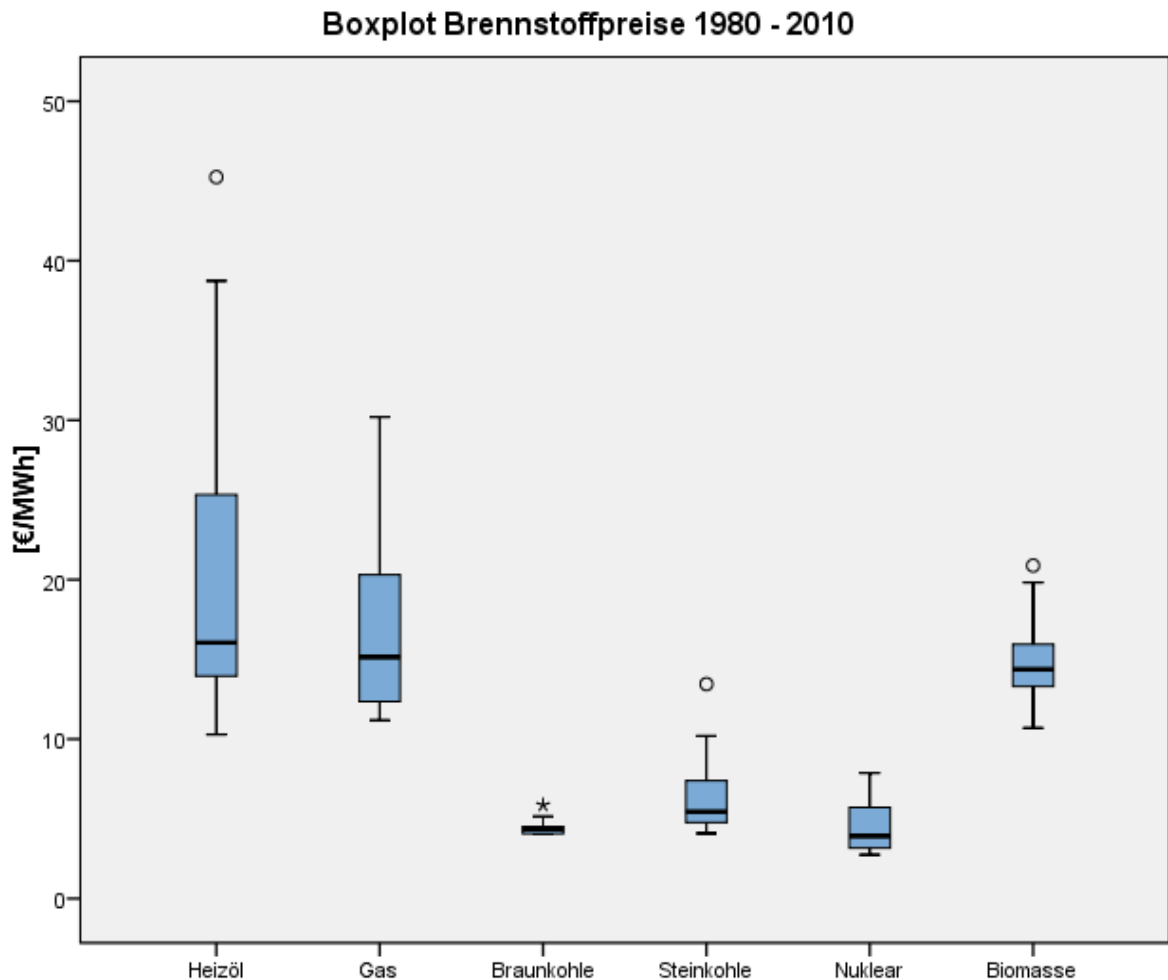
²⁵ Statistisches Bundesamt Deutschland (2011), Erzeugerpreise für leichtes Heizöl (Mineralölsteuer berücksichtigt)

²⁶ Die Befreiung von der Erdgassteuer in Deutschland für Verbraucher von Gas zum Zweck der Elektrizitätserzeugung seit dem Jahr 2006 wurde hier berücksichtigt.

²⁷ Europäische Kommission (2011), EUROSTAT

Steinkohlepreise basieren zwischen 1980 und 2006 auf jährlichen Daten und zwischen 2006 und 2010 auf vierteljährlichen Daten²⁸.

Abbildung 5: Boxplot Brennstoffpreishistorie



Zur Bestimmung des Nuklearpreistrends wurden Daten basierend auf multiannual contracts für Triuranoxid (U_3U_8), welche einer Meldepflicht an die Euratom Supply Agency (ESA) unterliegen, herangezogen.²⁹ Diese enthalten jedoch keine Kosten für die Anreicherung, die Wiederaufbereitung und die Endlagerung. Auf Grund dessen

²⁸ BAFA (2011), <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/drittlandskohlepreis/index.html>

²⁹ European Commission (2011), Nuclear Observatory

wurde der Preis für Kernenergie von der International Energy Agency und der Nuclear Energy Agency übernommen.³⁰ Die Brennstoffkosten mit Berücksichtigung von Anreicherung, Aufbereitung und Endlagerung lagen im Jahr 2010 bei 9,33 US\$/MWh³¹. Ausgehend davon, wurden die historischen Daten mit der jährlichen Preisvolatilität der multiannual contracts zurück gerechnet. Braunkohle wird ausschließlich im Nahbereich der Kraftwerke abgebaut und wird weder importiert noch exportiert, da der Transport mit erheblichen Kosten verbunden ist. Außerdem hängt der Braunkohlepreis von den regionalen Gegebenheiten der Abbaumöglichkeiten ab. Oftmals stehen die Förderstätten, sowie das zu beliefernde Kraftwerk auch im selben Eigentumsverhältnis und interne Verrechnungspreise müssen nicht veröffentlicht werden. Im Jahr 2010 lag der durchschnittliche Braunkohlepreis bei 5,87 €/MWh.³² Wertet man zum Vergleich die Unternehmensbilanz eines Kohlefördernden Unternehmens³³ aus, hätte man einen internen Verrechnungspreis von ca. 3,3 €/MWh. Die Preisannahmen für Braunkohle in der BRD variieren je nach Studie zwischen 3,5 €/MWh³⁴ (3,9 €/MWh³⁵) und 4,6 €/MWh³⁶. Für spätere Berechnungen wird von einem Braunkohlepreis von 4,6 €/MWh ausgegangen. Die Werte im Anhang 1, Tabelle 1 dienen ausschließlich zur Ermittlung der Standardabweichung und der Korrelationskoeffizienten. Die historischen Brennstoffkosten der Biomasse wurden mittels Erzeugerpreisindex³⁷ für Holzprodukte rückgerechnet. Die Ermittlung des Basispreises ist ein Durchschnittspreis aus allen Biomasseprodukten. Hier ist die Problematik, dass sich der Biomassepreis aus vielen unterschiedlichen Produkten wie Hackgut, Holzabfälle,

³⁰ Projected Costs of Electricity Generation (Edition 2010) S.60; OECD, International Energy Agency, Nuclear Energy Agency

³¹ Ebda Fußnote 33

³² Statistik der Kohlenwirtschaft (2011)

³³ Werte aus dem Geschäftsbericht 2009 Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH

³⁴ Wissel et al. (2008) S.12

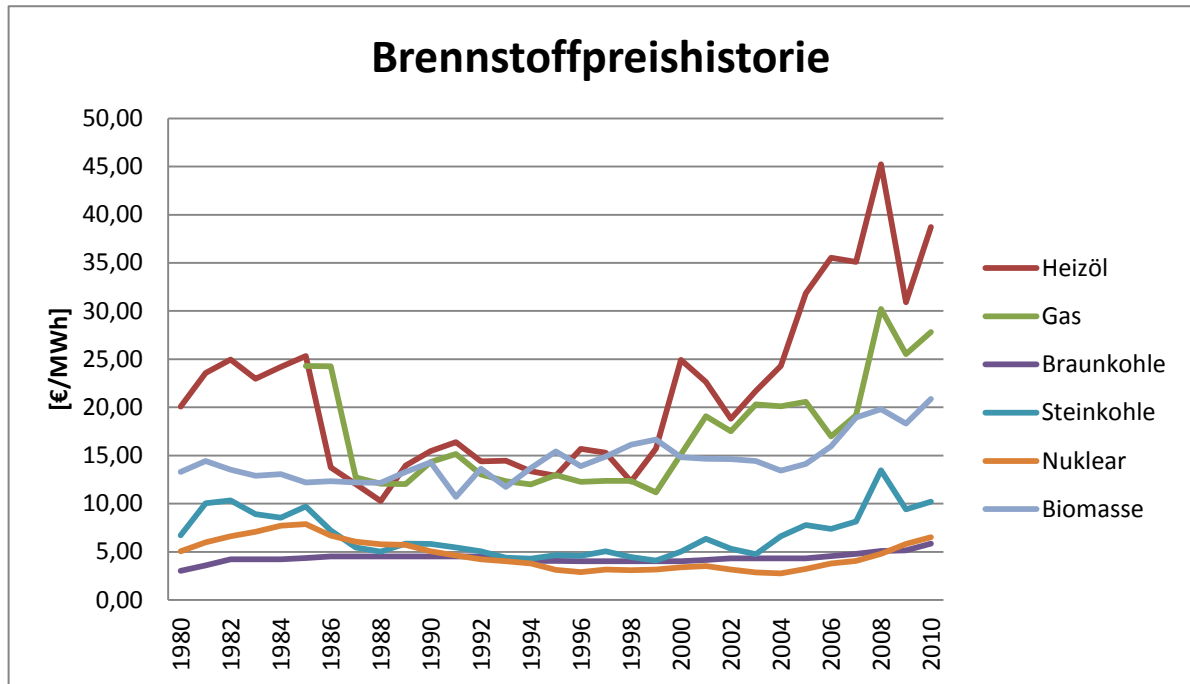
³⁵ IEA Projected Costs of Electricity (2010) S.60

³⁶ Prognos (2011) S.65

³⁷ Statistisches Bundesamt Deutschland (2011), Index forstwirtschaftlicher Produkte

Altholz (Klasse 1 – 4), Biogas, Stroh und anderen Komponenten, wie biogenen Abfällen, zusammensetzt. Die angenommenen Kosten basieren auf den Daten des Arbeitsberichtes „Stromgestehungskosten im Vergleich“ der Universität Stuttgart.³⁸

Abbildung 6: Brennstoffkosten



Nach Ermittlung der gemittelten Brennstoffpreise $\overline{p_B}$ in €/MWh werden diese durch den Systemwirkungsgrad η der jeweiligen Technologie i geteilt, um die Brennstoffkosten der tatsächlichen elektrischen Leistung zu erhalten.³⁹ Die Brennstoffkosten, inklusive Berücksichtigung des Systemwirkungsgrads in €/MWh, werden wie folgt ermittelt.⁴⁰

$$\text{Brennstoffkosten} = \frac{\overline{p_B}}{\eta_i}$$

³⁸ Ebda Fußnote 37

³⁹ Ausgenommen davon ist die Nuklearenergie, da hier der Wirkungsgrad bereits im Brennstoffpreis berücksichtigt wurde.

⁴⁰ Jansen et al. (2006) S.61

Tabelle 1: Systemwirkungsgrade

Kraftwerkstyp	Systemwirkungs- grad
Öl	40%
Gas GT	40%
Gas GuD	58%
Steinkohle	46%
Braunkohle	45%
Nuklear	36%
Biomasse	23%

Quelle: IEA Projected Costs of Electricity 2010

Die Brennstoffkosten unter Berücksichtigung des Systemwirkungsgrades sind in Abschnitt 3.3.2, Tabelle 3, Zeile 3 angeführt.

3.3.2 UMWELTKOSTEN

In Rahmen dieser Arbeit werden ausschließlich Umweltkosten, welche im Rahmen des EU ETS (Emission Trading System der Europäischen Union) für Kohlendioxid (CO₂) Emissionen anfallen, berücksichtigt. Diese zusätzlichen CO₂ Kosten sind ein Teil der Stromgestehungskosten, welche sich aus der Emission je produzierter MWh elektrisch ergeben. Die Emissionskosten EC hängen vom Emissionsfaktor des Brennstoffes $e_{CO_2,B}$, den Systemwirkungsgrad η und den Preis p_{CO_2} für eine Tonne CO₂ Emission ab.

$$EC = \frac{(p_{CO_2} * e_{CO_2,B})}{(\eta)}$$

Tabelle 2 zeigt die CO₂-Äquivalente der Stromerzeugungsprozesse und die Kosten pro produzierter MWhel unter Annahme von 14,3 €/t CO₂.

Tabelle 2: Emissionswerte und CO₂ Kosten in €/MWh

	kg/kWhel	€/ t CO ₂	€/ MWhe
Braunkohle	0,94	14,30	13,44
Steinkohle	0,73	14,30	10,44
Öl	0,55	14,30	7,87
Gas GT	0,44	14,30	6,29
Gas GuD	0,35	14,30	5,01

Quelle: Prognos (2005) S.43, IEA Projected Costs of Electricity S.59ff (2010) und Commission of the European Communities (2007) S.25

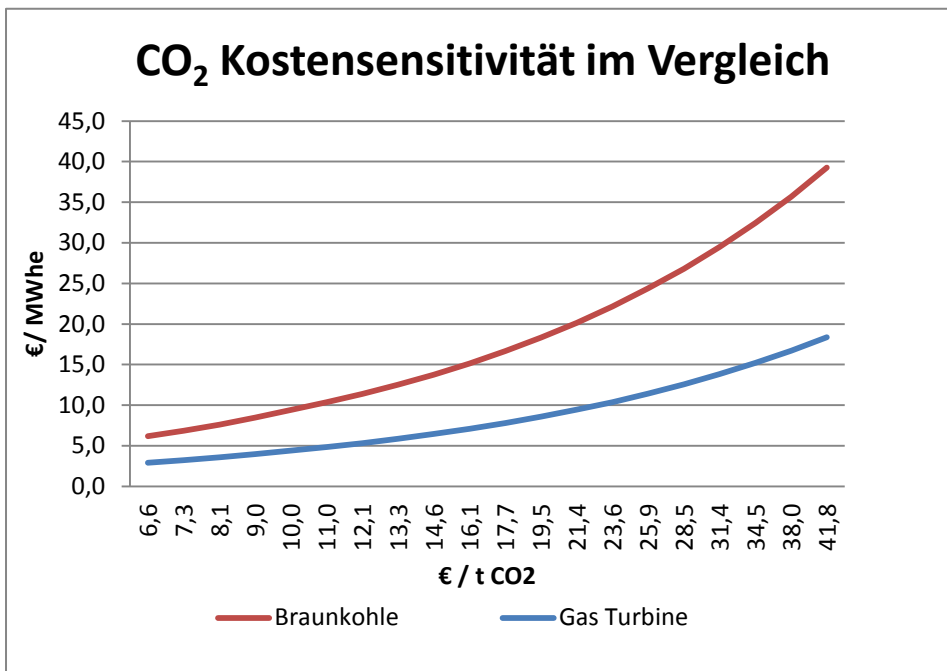
Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird von einem CO₂ Preis in Höhe von 14,3€/t (gemittelter Jahreswert von 2010) ausgegangen. Die Brennstoffkosten, inklusive Berücksichtigung des Systemwirkungsgrads und der Emissionskosten durch CO₂ in €/MWh, sind in Tabelle 3 Zeile 4 angeführt.

Tabelle 3: Brennstoffkosten mit Systemwirkungsgrad und Emissionskosten

	Öl	Gas GT	Gas GuD	Braunkohle	Steinkohle	Nuklear	Biomasse
Brennstoff	38,74	27,83	27,83	4,60	10,20	6,53	20,88
pB / η	96,85	69,56	47,98	10,22	22,18	6,53	90,78
pB / η + EC	104,71	75,86	52,98	23,66	32,62	6,53	90,78

Vor allem der CO₂ Preis hat Auswirkung auf zukünftige Investitionsentscheidungen. Beim Vergleich der Kostenauswirkung des CO₂ Preises in Hinblick auf die erzeugte elektrische Leistung in €/MWhe für die Brennstoffe Gas und Braunkohle wird deutlich, dass bei zunehmendem CO₂ Preis die Stromgestehungskosten mittels Gas eine geringere Zunahme aufweisen als bei der Stromerzeugung mittels Braunkohle (siehe Abbildung 7). Diese Entwicklung ist einerseits vom Systemwirkungsgrad und andererseits vom CO₂ Ausstoß in kg je produzierter Einheit Elektrizität abhängig.

Abbildung 7: CO₂ Kosten Sensitivität



3.3.3 RISIKOBESTIMMUNG DER BRENNSTOFFKOSTEN

Die historische Preisentwicklung der Brennstoffpreise dient als Grundlage zur Bestimmung des Brennstoffkostenrisikos (Standardabweichung) und deren Korrelationen. Die Standardabweichung und die Korrelationskoeffizienten werden auf Basis jährlicher⁴¹ HPR ermittelt. Die allgemeine Formel zur Berechnung des HPR lautet:⁴²

$$HPR = \frac{\text{Ending price} - \text{Beginning price} + \text{Cash Flow}}{\text{Beginning price}}$$

⁴¹ Mehrere Autoren argumentieren, dass die Variabilität der Brennstoffkosten auf Basis gemittelter jährlicher Werte erfolgen soll da auf Basis von monatlichen Werten die Variabilität des saisonalen Effekts zu stark berücksichtigt und ein verzerrtes Bild geben würde. vgl. Bolinger et al. (2002)

⁴² In Anlehnung an Bodie et al. (2002) S.136

Bei Brennstoffkosten ist der Cash Flow gleich Null und kann somit in der Formel vernachlässigt werden. Die Standardabweichungen der Brennstoffkosten werden auf Basis der HPR⁴³ nach folgender Formel (empirisch ermittelt)⁴⁴.

$$\sqrt{\sigma^2} = \frac{n}{n-1} \sum_{t=1}^n \frac{(BK_t - \overline{BK})^2}{n}$$

Die Standardabweichungen in Prozent, sowie das tatsächliche Risiko in €/MWh für die Brennstoffkosten, sind in Tabelle 4 angeführt.

Tabelle 4: Risiko der Brennstoffkosten

	Standardabweichung	Brennstoffkosten [€/MWh]	Risiko [€/MWh]
Öl	21,45%	38,74	8,31
Gas	19,70%	27,83	5,48
Braunkohle	5,64%	4,60	0,26
Steinkohle	21,54%	10,20	2,20
Nuklear	10,99%	6,53	0,72
Biomasse	10,88%	20,88	2,27

Die Korrelationskoeffizienten der Brennstoffkosten werden nach folgender Formel empirisch ermittelt⁴⁵:

$$\rho_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i y_i - n \bar{x} \bar{y}}{\sqrt{\sum_{i=1}^n x_i^2 - n \bar{x}^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n y_i^2 - n \bar{y}^2}}$$

⁴³ Würde man die SD von den Brennstoffpreisen ermitteln, würde das Ergebnis verfälscht werden. (siehe Herbst (1990) S.255 und Berger et al. (2002) S.34)

⁴⁴ Bodie et al. (2002) S.140

⁴⁵ Poddig et al. (2000) S.66

In Tabelle 5 sind die Korrelationskoeffizienten der Brennstoffpreisentwicklung angeführt.

Tabelle 5: Korrelationsmatrix der HPR der Brennstoffkosten

	Öl	Gas	Braunkohle	Steinkohle	Nuklear	Biomasse
Öl	1,0000					
Gas	0,4405	1,0000				
Braunkohle	0,1166	0,2521	1,0000			
Steinkohle	0,5909	0,7252	0,3796	1,0000		
Nuklear	0,3204	0,2207	0,4537	0,3972	1,0000	
Biomasse	-0,0710	-0,0455	0,2155	0,1196	0,0560	1,0000

Im nächsten Schritt werden die Kovarianzen der Brennstoffe ermittelt. Hierfür gilt die Formel:

$$Cov(r_i, r_j) = \rho_{ij} \sigma_i \sigma_j$$

Tabelle 6: Kovarianzmatrix der Brennstoffkosten

	Öl	Gas GT	Gas GuD	Braunkohle	Steinkohle	Nuklear	Biomasse
Öl	69,055						
Gas GT	20,063	30,043					
Gas GuD	20,063	30,043	30,043				
Braunkohle	0,251	0,358	0,358	0,067			
Steinkohle	10,794	8,738	8,738	0,216	4,832		
Nuklear	1,911	0,868	0,868	0,084	0,627	0,515	
Biomasse	-1,340	-0,566	-0,566	0,127	0,597	0,091	5,164

Auf Basis dieser Daten kann nun, wie im Kapitel 2.2 vereinfacht beschrieben, das MVP und die Effizienzkurve ermittelt werden.

3.3.4 MVP DES DEUTSCHEN STROMERZEUGUNGSMIX AUF BASIS DER BRENNSTOFFKOSTEN 2010

Die Ergebnisse im diesem Abschnitt beinhalten ausschließlich die Brennstoffkosten unter Berücksichtigung der jeweiligen Systemwirkungsgrade und der jeweiligen CO₂

Kosten pro Brennstoff. Da EE weder Brennstoffkosten noch CO₂-Kosten aufweisen, finden diese in diesem Abschnitt keine Berücksichtigung. Die Einbeziehung von Investitionskosten, Betriebs- und Instandhaltungskosten und deren Risiken erfolgt im Abschnitt 3.4. Bei einem durchschnittlichen CO₂ Preis von 14,3 €/t ergibt sich der optimale Brennstoffmix bei einem MVP mit Stromgestehungskosten in Höhe von 23,66 €/MWh und einem Risiko von 0,26 €/MWh (siehe Abbildung 8). Das MVP entspricht einer 100%igen Elektrizitätserzeugung aus Braunkohle. Dies resultiert einerseits aus den günstigen Brennstoffkosten der Braunkohle und andererseits aus deren geringerer Preisvolatilität. Vergleicht man die Brennstoffkosten (Brennstoff, Wirkungsgrad und CO₂) von Braunkohle und Nuklear, so hat die Braunkohle zwar die höheren Brennstoffkosten, aber die geringere Standardabweichung in €/MWh, was zu einem Vorteil der Braunkohle führt. Würde man allerdings die Zertifikatspreise für CO₂ Emissionen wie die Brennstoffkosten mit einem Risiko bewerten, so würde das Risiko der Braunkohle steigen und sich vorteilhaft für den Brennstoff Nuklear (keine Emissionskosten) erweisen (Die Auswirkung des CO₂ Risikos wird in der Sensitivitätsanalyse detailliert beschrieben). Um den Effekt der Emissionskosten gezielt hervorzuheben, wurden alle optimalen Brennstoffkombinationen für CO₂ Kosten in der Höhe von 14,3€/t und in Höhe von 25€/t ermittelt. Da die Emissionskosten keinerlei Risiko tragen, verschieben sich in logischer Konsequenz lediglich die Kosten (vgl. Tabelle 7 und Tabelle 8 bzw. Abbildung 8, wobei die Werte für CO₂ Kosten in Höhe von 25€/t mit einem A gekennzeichnet sind). Geht man von CO₂ Kosten in Höhe von 25 €/t aus, so hätte man bei einem Stromerzeugungsmix im Jahre 2010 eine Kostendifferenz von 10,35 €/MWh, währenddessen die Kostendifferenz bei CO₂ Kosten in Höhe von 14,3€/t bereits bei 12,99 €/MWh liegt. Unter diesen Annahmen wäre der Stromerzeugungsmix im Jahr 2010 bei höheren CO₂ Kosten näher dem MVP als bei niedrigen CO₂ Kosten.

Tabelle 7: Brennstoffanteile im MVP & MIX BRD 2010

	Heizöl L	Gas GT	Gas GuD	Braunkohle	Steinkohle	Nuklear	Biomasse
w _i MVP	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%
w _i Mix 2010	1,5%	13,7%	1,5%	26,4%	21,4%	25,6%	9,9%
w _i MVP A	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%
w _i Mix 2010 A	1,5%	13,7%	1,5%	26,4%	21,4%	25,6%	9,9%

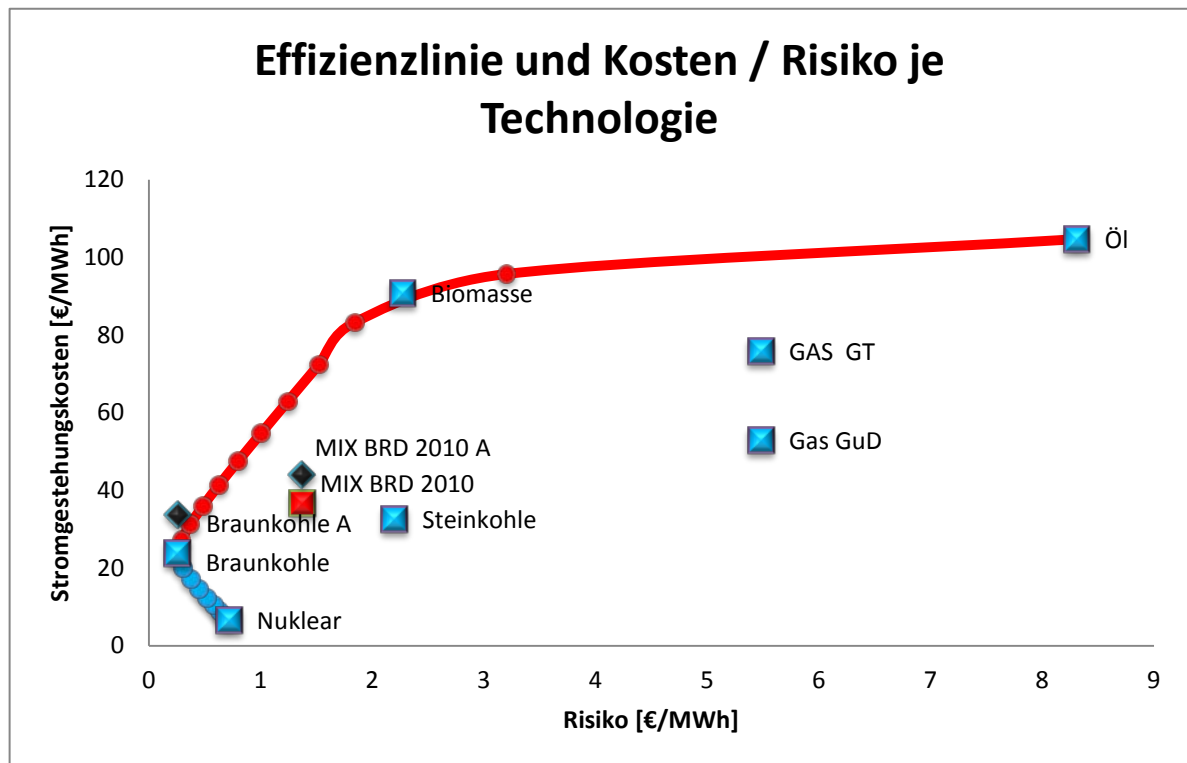
Tabelle 8: Brennstoff Risiko-Kosten im MVP und MIX BRD 2010

	Risiko	Kosten	Δ Risiko	Δ Kosten
w _i MVP	0,26	23,66	1,15	12,99
w _i Mix 2010	1,41	36,65		
w _i MVP A	0,26	33,72	1,15	10,35
w _i Mix 2010 A	1,41	44,07		

Da in diesem Vergleich keine EE enthalten sind, wurden die Anteile des Brennstoffmix 2010 der BRD aliquot erhöht, um eine 100%ige Energieversorgung mit diesen Technologien zu simulieren⁴⁶. Hier sei nochmals erwähnt, dass in dieser Analyse keine Investitionskosten, keine fixen- und variablen Betriebs und Instandhaltungskosten und keine technischen bzw. politischen Grenzen berücksichtigt wurden. Dennoch wird dieser Vergleich hergestellt, um den Einfluss der Brennstoffkosten mit späteren Szenarien gegenüber stellen zu können. In Abbildung 8 sind die Effizienzlinie der Brennstoffkosten, die Kosten und Risiken je Technologie und der Erzeugungsmix der BRD im Jahr 2010 in €/MWh dargestellt. Die blauen Quadrate zeigen die erwarteten Kosten und Risiken unter der Annahme, dass der Energiemix zu je 100% aus Öl, Gas Gasturbine (GT), Gas und Dampf (GuD), Braunkohle, Steinkohle, Nuklear oder Biomasse besteht (alle Kosten beinhalten CO₂ Kosten von 14,3€/t). Die effizienten Portfoliokombinationen liegen auf der blauen Linie und bestehen auf jedem Punkt aus Braunkohle und Nuklear. Die rote Linie zeigt die möglichen Brennstoffkombinationen bei höheren Kosten und höherem Risiko.

⁴⁶ Um die Verzerrung so gering wie möglich zu halten, wird angenommen dass der aktuelle Energiemix zu 100% aus Öl, Gas, Braunkohle, Steinkohle, Nuklear und Biomasse besteht (anstatt aus 88%).

Abbildung 8: MVP Brennstoffkosten⁴⁷



Das rote Quadrat MIX BRD 2010 zeigt den tatsächlichen Brennstoffmix zur Stromerzeugung der BRD im Jahr 2010. Die Anteile je Technologie sind in Tabelle 7 angeführt. Die schwarze Raute MIX BRD 2010 A zeigt ebenfalls den tatsächlichen Stromerzeugungsmix der BRD im Jahr 2010, jedoch unter der Annahme, dass die Emissionskosten je Tonne CO₂ 25€ betragen.

3.3.5 BETRIEBS - UND INSTANDHALTUNGSKOSTEN

Im nächsten Schritt werden neben den Brennstoffkosten auch Betriebs- und Instandhaltungskosten (BI) berücksichtigt. Da die EE auch Betriebs- und Instandhaltungskosten aufweisen und damit einem Risiko unterliegen, werden im folgenden Abschnitt auch Wind, Wasser und PV berücksichtigt.

⁴⁷ Hier sei nochmals erwähnt, dass im Gegensatz zur gängigen Finanzliteratur nicht die Portfoliorendite abgebildet ist, sondern die Kosten. Deshalb liegt der optimale Bereich auf der Effizienzkurve nicht oberhalb des MVP sondern darunter.

Zuerst muss in fixe und variable Betriebskosten unterschieden werden⁴⁸. Fixe Betriebskosten beinhalten Personalkosten, Kapitalkosten, Instandhaltung und Versicherung. Variable Betriebskosten beinhalten Hilfs- und Betriebsstoffe und Instandhaltung.

Die fixen Betriebs- und Instandhaltungskosten (siehe Tabelle 11) wurden aus bestehenden Untersuchungen und Berichten entnommen. Um diese in die Portfolio-Optimierung zu integrieren, muss wie bei den Brennstoffkosten das Risiko ermittelt werden. Im Gegensatz zu den Brennstoffkosten kann hier nicht direkt auf die Preishistorien der Betriebskosten zurückgegriffen werden. Um dennoch ein adäquates Risikomaß bestimmen zu können, bedient man sich einer Proxy Methode, in der das Risiko über bestimmte Finanzmarktdaten ermittelt wird.⁴⁹ Es wird angenommen, dass die fixen Betriebskosten ein ähnliches Risiko wie Kredit- und Zinszahlungen aufweisen, da fixe Betriebskosten dasselbe Vertragsverhältnis wie Schuldverträge haben.⁵⁰ Das heißt, solange der Kraftwerksbetreiber liquide ist, haben diese Aufwände dieselbe Zahlungspriorität.⁵¹ Awerbuch und Berger⁵² ziehen hierfür historische Standardabweichungen für Unternehmensanleihen von Ibbston Associates heran. Für die Berechnungen in dieser Arbeit wird der Rentenindex von Unternehmen, welche am deutschen Aktien Index (DAX) gelistet sind (RDAX) herangezogen.⁵³ Die Standardabweichung des RDAX beträgt 3,99% und wurde auf Basis der HPR gemittelter Jahreswerte des Zeitraums 1990 bis 2010 ermittelt.⁵⁴

⁴⁸ Panos K. (2007) S.236

⁴⁹ Vgl. Awerbuch und Berger (2003) S.32ff

⁵⁰ Siehe Bodie et al. (2002) S.397

⁵¹ Sollte es zur Zahlungsunfähigkeit bzw. zu Insolvenz kommen, müsste das Risiko für Betriebskosten im vgl. zu Zinszahlungen entsprechend höher bewertet werden.

⁵² Awerbuch und Berger (2003) S.33

⁵³ Deutsche Börse (2011). Der RDAX basiert auf Liquidität und Marktkapitalisierung von DAX Unternehmen emittierten Anleihen, sowie deren Bonität.

⁵⁴ Bloomberg

Ein weiterer Faktor zur Bestimmung des Risikos von fixen Kosten sind die Personalkosten. Der Personalaufwand hängt stark vom Kraftwerkstyp und der Kraftwerksgröße ab. Die Entwicklung der Arbeitskosten in der Energieversorgung wird vom Statistischen Bundesamt gesondert ausgewertet. Ein Vergleich der Standardabweichungen des RDAX und der Arbeitskosten je geleisteter Stunde (vgl. Tabelle 9, Zeile 5) zeigt, dass die von Awerbuch und Berger⁵⁵ gewählte Annäherung eine solide Risikoschätzung der fixen Betriebs- und Instandhaltungskosten ergibt.

Tabelle 9: Risiko (Standardabweichung) der Arbeitskosten

Quelle	Inhalt	Periode	Risiko
ILO Laborsta (2011)	Arbeitskosten €/h für Deutschland	1998 - 2008	1,36%
ILO Laborsta (2011)	Durchschnittslohn in €/h für Elektrizität, Gas und Wasser in Deutschland	1996 - 2008	6,01%
Europäische Kommission, Eurostat (2011)	Arbeitskosten für Energie- und Wasserversorgung in Deutschland	1996 - 2007	2,93%
Statistisches Bundesamt Deutschland (2011)	Arbeitskosten für Energieversorgung je geleistete Stunde	1996 - 2010	3,48%

Wie bei den fixen Betriebskosten bedient man sich bei den variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten ebenfalls einer Proxy Methode. Die variablen Betriebskosten werden vom Output des Kraftwerkstyps bestimmt, wie z.B. €/MWh.⁵⁶ Einerseits hängt der Output von ökonomischen Trends ab, andererseits werden die Betriebskosten auch von Preisänderungen der Betriebsmittel beeinflusst. Awerbuch und Berger⁵⁷ nehmen an, dass diese Preisänderungen eine systematische Kovarianz mit ökonomischen Zyklen aufweist und das Risiko der variablen Betriebskosten

⁵⁵ Awerbuch und Berger (2003) S.33

⁵⁶ Brennstoffkosten und CO2 Zertifikatspreise fallen nicht in die Kategorie der variablen Kosten, da diese explizit ermittelt werden.

⁵⁷ Awerbuch und Berger (2003) S.34

daher mit dem Marktrisiko gleichzusetzen ist. Das Marktrisiko kann demzufolge mittels einem stark diversifiziertem Portfolio, wie beispielsweise den Dow Jones Euro Stoxx 50⁵⁸ bestimmt werden. Da in der vorliegenden Arbeit ausschließlich der deutsche Markt analysiert wird, wird zur Risikobestimmung der variablen Betriebskosten die Standardabweichung des DAX⁵⁹ angenommen (vgl. Tabelle 10).

Tabelle 10: Marktrisiko - variable BI

Quelle	Inhalt	Periode	Risiko
Europäische Kommission, Eurostat (2011)	Deutscher Aktienindex	1990 - 2010	21,08%
Europäische Kommission, Eurostat (2011)	Dow Jones STOXX 50 (Europe)	1991 - 2010	19,23%
Europäische Kommission, Eurostat (2011)	Dow Jones STOXX Broad (Europe)	1992 - 2010	18,17%
Europäische Kommission, Eurostat (2011)	Dow Jones EURO STOXX 50	1993 - 2010	19,83%
Europäische Kommission, Eurostat (2011)	Dow Jones EURO STOXX Broad	1994 - 2010	19,61%

Eine genauere Bestimmung der einzelnen Kostenkomponenten (Material, Arbeit, und Versicherung) und deren Standardabweichungen in Hinblick auf fixe- und variable Betriebskosten kann aufgrund fehlender Daten nicht durchgeführt werden.

⁵⁸ Der Dow Jones Euro Stoxx 50 ist der Aktienindex der 50 größten europäischen Unternehmen (Blue – Chips)

Die Betriebs- und Instandhaltungskosten je Technologie variieren je nach Kraftwerksgröße, Standort und Erfassungsmethode. In Tabelle 11 sind die Betriebs- und Instandhaltungskosten nach drei häufig zitierten Quellen zusammengefasst.⁶⁰

Tabelle 11: fixe & variable Betriebs- und Instandhaltungskosten

	IEA - BI €/MWh	Wissel FBI €/MWh	Wissel VBI €/MWh	Wissel Total €/MWh	Kehlhofer R. - FBI €/MWh	Kehlhofer R. - VBI €/MWh	Kehlhofer R. - Total €/MWh
Öl							
Gas GT	3,77	2,53	2	4,53	0,34	2,45	2,79
Gas GuD	4,71				3,02	1,75	4,77
Braunkohle	9,83	5,20	4,4	9,60	1,75	2,10	3,85
Steinkohle	8,87	4,67	4	8,67	1,63	2,10	3,73
Nuklear	6,16	7,33	0,5	7,83	3,76	1,40	5,16
Biomasse	3,16	17,60	2,8	20,40	11,62	4,20	15,82
Wasser	2,98 - 10,62						
Wind On	25,63	27,03	0	27,03			
Wind Off	32,38	31,58	0	31,58			
PV roof	42,74	41,94	0	41,94			
PV open space	37,00	36,56	0	36,56			

Für alle weiteren Berechnungen werden die Daten nach Wissel herangezogen. Da für Ölkraftwerke keine explizite Aufstellung zur Verfügung steht, werden die Betriebs- und Instandhaltungskosten den Kosten der Gastkraftwerke gleichgesetzt. Die fixen Betriebskosten der Wasserkraftwerke werden in Anlehnung an McLoughlin⁶¹ mit 8,5 €/MWh gewählt.

⁶⁰ IEA Projected Costs of Electricity (2010) S.50ff, Wissel et al. (2008) S.7, Kehlhofer et al. (2009) S.24f

⁶¹ McLoughlin et al. (2006) S.37

3.3.6 INVESTITIONSKOSTEN

Die durchschnittlichen Investitionskosten (Inv) je Technologie werden auf Basis eines typischen Kraftwerks dieser Technologie ermittelt. Um die Investitionskosten in €/MWh ermitteln zu können, müssen Informationen über die spezifischen Investitionskosten (I) je MW, des Auslastungsgrades (load factor) bzw. der Volllaststunden (h) pro Jahr, der technischen Lebensdauer (T) des Kraftwerks, sowie des adäquaten Zinsfußes (r) vorliegen. Der typische Diskontierungssatz für Stromerzeugungstechnologien liegt zwischen 6% und 12%. Die Kapitalkosten werden in Anlehnung an die International Energy Agency (IEA) und den World Energy Outlook (WEO) 2010 mit 10% angenommen und sind eine Funktion des risikolosen Zinses und des technischen bzw. regionalen Risikoaufschlages. Die angenommenen Mittelwerte sind in Tabelle 12 zusammengefasst.

Die Investitionskosten in €/MWh werden wie folgt ermittelt:

$$Inv_i = \left(\frac{I_i * \frac{r(1+r)^{T_i}}{(1+r)^{T_i-1}}}{h_i} \right)$$

wobei $\frac{r(1+r)^{T_i}}{(1+r)^{T_i-1}}$ den Wiedergewinnungsfaktor (capital recovery factor) beschreibt. In der Finanzwirtschaft ist dieser als Annuitätenfaktor (ANF) bekannt der gleich eins durch Rentenbarwertfaktor ist $ANF_{r,T} = \frac{1}{RBF}$. Der Rentenbarwertfaktor ist wie folgt definiert:

$$RBF_{r,T} = \sum_{t=1}^T (1+r)^{-t} = \frac{(1+r)^T - 1}{r(1+r)^T}$$

Tabelle 12: Investitionskosten je Technologie

	Volllast- stunden / a	Spezifischer Ertrag kWh/kWp,a	Technische Lebensdauer	Spezifische Investitions- kosten €/kW	Investitio n €/MWh
Öl	7446		30	700	9,97
Gas GT	6500		30	500	8,16
Gas GuD	6500		30	1000	16,32
Braunkohle	6500		40	1600	25,17
Steinkohle	7000		40	1400	20,45
Nuklear	7446		60	3850	51,88
Biomasse	7030		25	1500	23,51
Wasser	5495		80	2000	36,41
Wind On	2050		25	1320	70,94
Wind Offshore	3200		25	3000	103,28
PV roof	908	90%	25	2000	242,66
PV open space	908	90%	25	2000	242,66

Quelle: BMU (2010) Leitstudie, Prognos (2005, 2011), IEA (2009) und Heuk et al. (2010)

3.3.7 RISIKOBESTIMMUNG DER INVESTITIONSKOSTEN

Seit der Liberalisierung des Energiemarktes können Kraftwerksbetreiber Kostenänderungen nicht direkt auf den Kunden übertragen. Das bedeutet, dass bei der Investitionsentscheidung nicht nur das Brennstoffrisiko eine entscheidende Rolle spielt, sondern auch die erwarteten Erlöse durch den Energieverkauf - also die Amortisationszeit des Kraftwerks.⁶² Schwankende Energiepreise und Vorzüge im Stromabsatz von EE müssen dabei in der Net Present Value (NPV) Berechnung Beachtung finden. Dies führt zu einem geringeren Risiko für Investitionen in EE.

Awerbuch und Berger⁶³ nehmen an, dass sich das Risiko der Investitionskosten ähnlich wie das Risiko eines stark diversifizierten Portfolios verhält und ein Beta von 1 aufweist.⁶⁴ Sie wählen in Anlehnung an das Marktrisiko (z.B.: S&P 500) für

⁶² Roques et al. (2007) S.1834

⁶³ Awerbuch und Berger (2003) S.40

⁶⁴ Beta = 1 bedeutet, dass das systematische Risiko gleich dem Marktrisiko ist

konventionelle Technologien wie Öl, Gas, Kohle, Nuklear und Biomasse ein Risiko von 20% und erneuerbare Technologien wie PV und Wind ein Risiko vom 0%. Delarue⁶⁵ hingegen wählt Risiken für Nuklear, Kohle, Gas und Öl in Höhe von 35%, 20%, 15%, 15% und für Wind 15%. Diese Risiken ergeben sich aus einer Serie von Parametern wie dem technischen Standard, der Ausgereiftheit der Technologie und der Lizenzvergabe sowie aufgrund von Umweltauflagen. Die höheren Risiken für Nuklear und Kohle resultieren aus längeren Bauphasen und vor allem aus der Preisunsicherheit im Absatz. In späteren Untersuchungen von Awerbuch und Yang⁶⁶ wird das Risiko der Investition nach den ermittelten Werten von Bacon⁶⁷ angenommen (Kohle 23% Biomasse 20%, Gas 15%). Diese werden auch in der vorliegenden Arbeit herangezogen (siehe Tabelle 13).

Tabelle 13: Risiko je Kostenkategorie und Technologie

	Investition	Brennstoff	Fixe BI	Variable BI
Öl	23,00%	21,45%	3,99%	21,08%
Gas	15,00%	19,70%	3,99%	21,08%
Braunkohle	23,00%	5,64%	3,99%	21,08%
Steinkohle	23,00%	21,54%	3,99%	21,08%
Nuklear	23,00%	10,99%	3,99%	21,08%
Biomasse	20,00%	10,88%	3,99%	21,08%
Wasser	10,00%	0,00%	3,99%	21,08%
Wind Onshore	5,00%	0,00%	3,99%	21,08%
Wind Offshore	10,00%	0,00%	3,99%	21,08%
PV roof	5,00%	0,00%	3,99%	21,08%
PV open space	5,00%	0,00%	3,99%	21,08%

Quelle: Investition Awerbuch und Yang (2008) - Brennstoff, variabel und fixe BI eigene Berechnung

⁶⁵ Delarue et al. (2011) S.16

⁶⁶ Awerbuch und Yang (2008) S.17

⁶⁷ Bacon et al. (1996)

3.3.8 BESTIMMUNG DER KORRELATIONEN VON INVESTITIONSKOSTEN UND BETRIEBS- UND INSTANDHALTUNGSKOSTEN

Um die Investitionskosten und Betriebs- und Instandhaltungskosten in die Portfolio Optimierung einzubinden, müssen die Kovarianzen der Technologien bestimmt werden, welche von den Korrelationen und Risiken der einzelnen Kostenkomponenten abhängig ist. Awerbuch und Berger nehmen an, dass jedes Paar einer Technology A und B ($A \neq B$) folgende Eigenschaften aufweist⁶⁸:

- Die Korrelation zwischen BI und Brennstoffkosten ist nahe Null (gilt für fixe und variable BI)
- BI Kosten zwischen zwei Technologien A und B weisen einen gewissen Grad an unsystematischem Risiko auf. Daher muss die Korrelation der BI zwischen Technologie A und B kleiner als 1 sein. (z.B.: $\rho_{xy} = 0,5$)
- Die Korrelation von fixen und variablen BI Kosten wird als sehr gering angenommen (0,1)

Diese Annahmen sind kritisch zu betrachten, da die Korrelation der BI Kosten zweier Technologien (A und B) nicht unbedingt gleich der Korrelation der BI Kosten zweier Technologien (C und B) ist.⁶⁹ Zur genaueren Bestimmung der Korrelationen wäre eine genaue Kostenstruktur der jeweiligen Technologien notwendig. Da diese nicht verfügbar sind, wird angenommen, dass die Kostenströme der BI und Investitionskosten einen Korrelationskoeffizienten von 0,5 aufweisen (siehe Tabelle 14).

⁶⁸ Awerbuch und Berger (2003) S.35

⁶⁹ Jansen et al. (2006) S.55

Tabelle 14: Korrelationsmatrix je Technologie und Kostenkategorie

Technologie B	Technologie A				
		Investition	Variable BI	Fixe BI	Brennstoff
	Investition	0,5	0	0	0
	Variable BI	0	0,5	0	0
	Fixe BI	0	0	0,5	0
Brennstoff	0	0	0	Tabelle	

Quelle: In Anlehnung an Jansen⁷⁰

3.3.9 GEMITTELTE STROMGESTEHUNGSKOSTEN JE TECHNOLOGIE

Wie in Abschnitt 3.3 kurz beschrieben, ergeben sich die gemittelten Stromgestehungskosten aus:

$$SGK_i = Inv_i + BK_i + FBI_i + VBI_i + EC_i$$

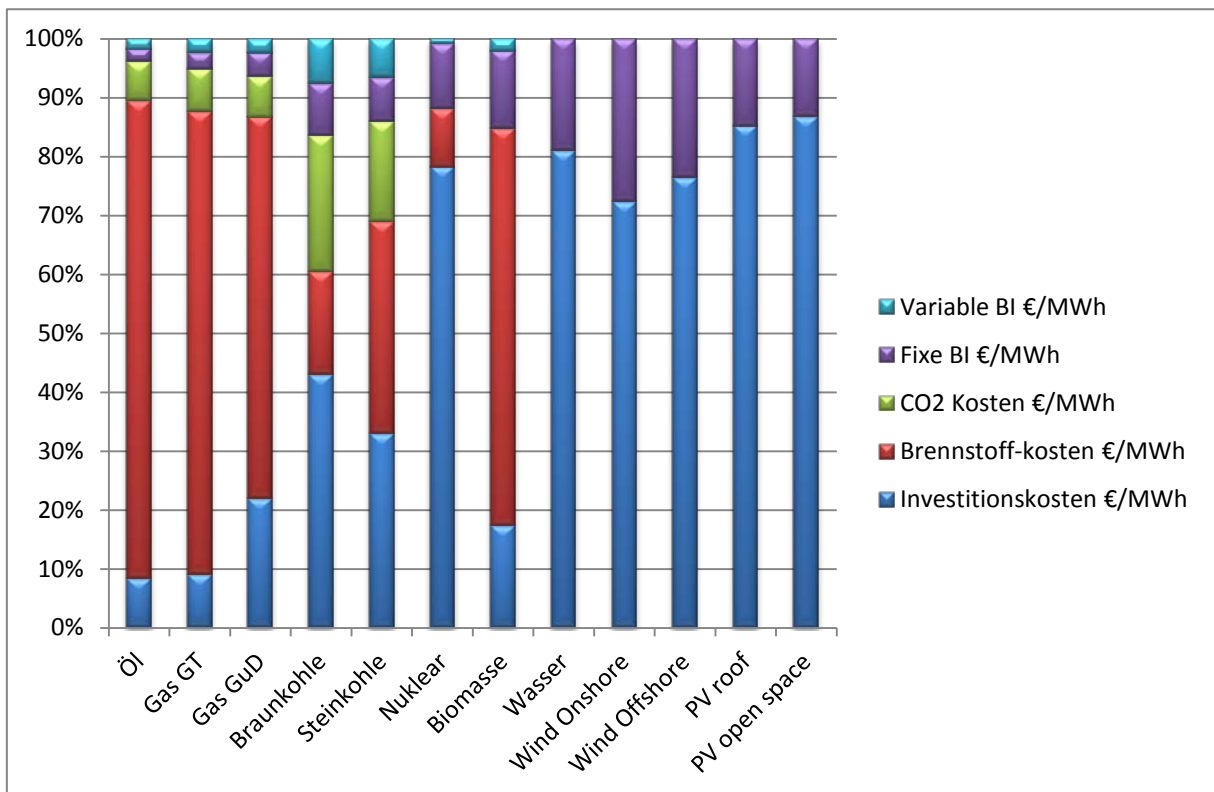
In Tabelle 15 sind die ermittelten Kosten je Technologie und Kategorie zusammengefasst. Die prozentuellen Anteile je Kostenkategorie und Technologie sind in Abbildung 9 dargestellt.

⁷⁰ Jansen et al. (2006) S.41

Tabelle 15: Stromgestehungskosten je Technologie

	Investitions- kosten €/MWh	Brennstoff- kosten €/MWh	CO2 Kosten €/MWh	Fixe BI €/MWh	Variable BI €/MWh	Total €/MWh
Öl	9,97	96,85	7,87	2,53	2,00	119,22
Gas GT	8,16	69,56	6,29	2,53	2,00	88,55
Gas GuD	16,32	47,98	5,01	3,02	1,75	74,07
Braunkohle	25,17	10,22	13,44	5,20	4,40	58,44
Steinkohle	20,45	22,18	10,44	4,67	4,00	61,74
Nuklear	51,88	6,53	0,00	7,33	0,50	66,24
Biomasse	23,51	90,78	0,00	17,60	2,80	134,69
Wasser	36,41	0,00	0,00	8,50	0,00	44,91
Wind Onshore	70,94	0,00	0,00	27,03	0,00	97,96
Wind Offshore	103,28	0,00	0,00	31,58	0,00	134,86
PV roof	242,66	0,00	0,00	41,94	0,00	284,60
PV open space	242,66	0,00	0,00	36,56	0,00	279,22

Abbildung 9: Stromgestehungskosten in Prozent je Kostenkategorie



3.3.10 BESTIMMUNG DES GESAMTRISIKOS JE TECHNOLOGIE

Die Bestimmung des Risikos einer Technologie (z.B.: Stromerzeugung aus Steinkohle) erfolgt analog der Berechnung des Portfoliorisikos⁷¹.

Im Zwei-Wertpapierfall:

$$\sigma^2 = w_1^2 * \sigma_1^2 + w_2^2 * \sigma_2^2 + 2 * w_1 * w_2 * \rho_{12} \sigma_1 \sigma_2$$

Wobei:

$$Cov(r_1, r_2) = \rho_{12} \sigma_1 \sigma_2$$

$$\rho_{12} = \frac{Cov(r_1, r_2)}{\sigma_1 \sigma_2}$$

Das Portfoliorisiko hängt inter alia von den Korrelationen der Kostenströme ab. Bei der Berechnung des Technologierisikos sind dies die Korrelationen zwischen Investitionskosten, Brennstoffkosten, fixen und variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten. Sind die Kostenströme perfekt positiv korreliert ($\rho = 1$), perfekt negativ korreliert ($\rho = -1$) oder nicht korrelierend ($\rho = 0$), ergibt sich das Risiko aus:

$$\rho = 1 \Rightarrow \sigma_p = w_1 \sigma_1 + w_2 \sigma_2$$

$$\rho = -1 \Rightarrow \sigma_p = |w_1 \sigma_1 - w_2 \sigma_2|$$

$$\rho = 0 \Rightarrow \sigma_p = \sqrt{w_1^2 * \sigma_1^2 + w_2^2 * \sigma_2^2}$$

Wenn das Portfolio nicht perfekt positiv korreliert, ist das erwartete Risiko-Kosten Verhältnis des Portfolios immer besser, als das einer einzelnen Technologie.

⁷¹ Bodie et al. (2002) S.212

Die Kostenströme innerhalb einer Technologie sind nicht korrelierend. Also die Preisentwicklungen von Investitionskosten zu fixen Betriebs- und Instandhaltungskosten wie zu den Brennstoffkosten und den variablen Kosten werden als unabhängig betrachtet (Siehe Tabelle 14 Korrelationen für Inv, BK, FBI, VBI).

Risikoermittlung je Technologie (4 Kostenströme):

$$\sigma_i^2 = \sum_{k=1}^4 \sum_{l=1}^4 w_k * w_l * \rho_{kl} * \sigma_k * \sigma_l$$

Daraus folgt:

$$\sigma_i = \sqrt{\sum_{k=1}^4 w_1 w_k \sigma_{1k} + \sum_{k=1}^4 w_2 w_k \sigma_{2k} + \sum_{k=1}^4 w_3 w_k \sigma_{3k} + \sum_{k=1}^4 w_4 w_k \sigma_{4k}}$$

$$= [w_1 w_1 \sigma_{11} + w_1 w_2 \sigma_{12} + w_1 w_3 \sigma_{13} + w_1 w_4 \sigma_{14}$$

$$+ w_2 w_1 \sigma_{21} + w_2 w_2 \sigma_{22} + w_2 w_3 \sigma_{23} + w_2 w_4 \sigma_{24}$$

$$+ w_3 w_1 \sigma_{31} + w_3 w_2 \sigma_{32} + w_3 w_3 \sigma_{33} + w_3 w_4 \sigma_{34}$$

$$+ w_4 w_1 \sigma_{41} + w_4 w_2 \sigma_{42} + w_4 w_3 \sigma_{43} + w_4 w_4 \sigma_{44}]$$

Da die Stromgestehungskosten einer Technologie die Summe der gewichteten Kostenanteile ist, die Gewichtung aber bereits in den Kosten berücksichtigt wurde ($w_k = 1 \forall k$) und die einzelnen Kostenkomponenten (fixe- und variable BI, Investition,

Brennstoff) nicht miteinander korrelieren ($\rho_{kl} = 0, \forall k, l \neq k$ und $\rho_{kl} = 1, \forall k, l = k$ ⁷²), kann die Risikoermittlung einer Technologie wie folgt durchgeführt werden⁷³:

$$\sigma_i^2 = \sum_{k=1}^4 \sigma_k^2$$

σ_i = Standardabweichung der Technologie i

ρ_{kl} = Korrelationskoeffizient zwischen Kostenteil k und l der Technologie i

w_k = Gewichtung des Kostenanteils k der Technologie i

σ_k^2 = Varianz des Kostenanteils k der Technologie i

Nach obiger Berechnung kann das Risiko je Technologie in €/MWh bestimmt werden. Das größte Risiko in €/MWh hat die Technologie PV roof mit 13,81€/MWh, gefolgt von PV open space und Nuklear mit einem Risiko in Höhe von 13,59€/MWh und 13,05 €/MWh. Grund dafür sind die hohen Investitionskosten (Planung, Bau und Kapitalbindung) dieser Technologien. Das geringste Risiko mit 3,98 €/MWh trägt die Technologie Wasserkraft, gefolgt von Wind Onshore mit 4,63€/MWh. Die Risiken in €/MWh je Technologie und Kostenkategorie sind in Tabelle 16 zusammengefasst. Abbildung 10 zeigt die Risikoanteile je Kostenkategorie und Technologie in Prozent.

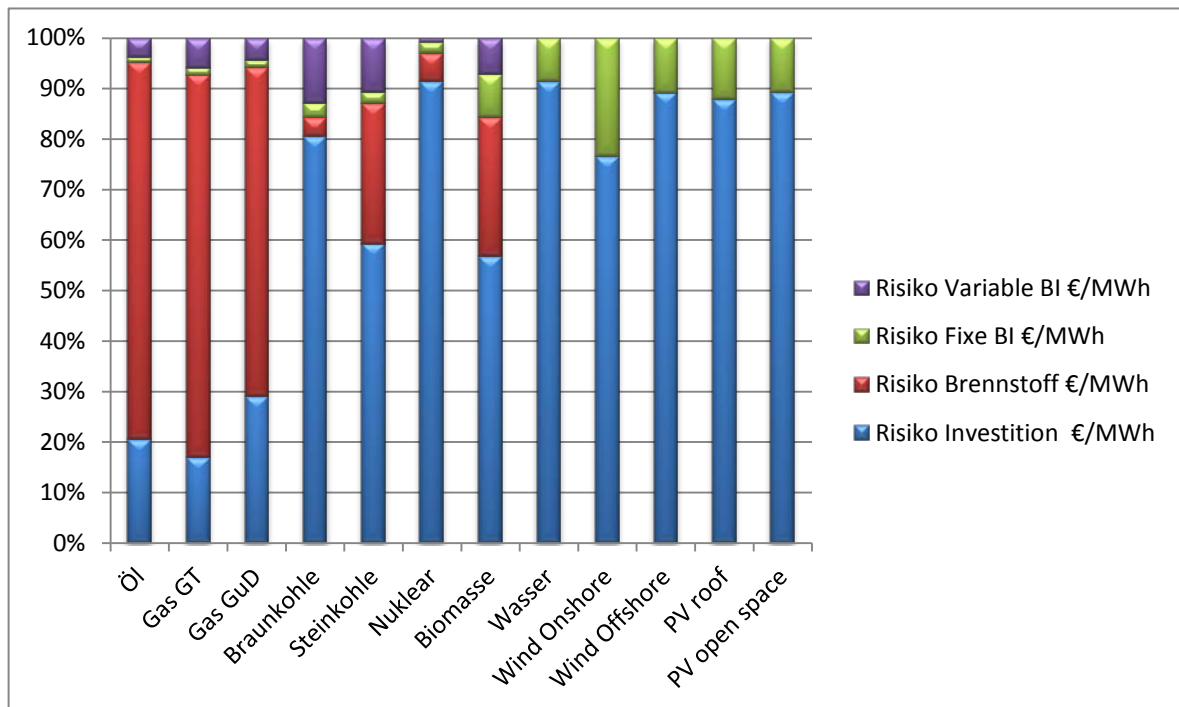
⁷² $\rho_{kl} = \frac{\sigma_{kl}}{\sigma_k \sigma_l}$

⁷³ Jansen et al. (2006) S.58

Tabelle 16: Gesamtrisiko je Technologie

Technologie	Risiko Investition €/MWh	Risiko Brennstoff €/MWh	Risiko Fixe BI €/MWh	Risiko Variable BI €/MWh	Gesamtrisiko €/MWh
Öl	2,29	8,31	0,10	0,42	11,13
Gas GT	1,22	5,48	0,10	0,42	7,23
Gas GuD	2,45	5,48	0,12	0,37	8,42
Braunkohle	5,79	0,26	0,21	0,93	7,18
Steinkohle	4,70	2,20	0,19	0,84	7,93
Nuklear	11,93	0,72	0,29	0,11	13,05
Biomasse	4,70	2,27	0,70	0,59	8,27
Wasser	3,64	0,00	0,34	0,00	3,98
Wind Onshore	3,55	0,00	1,08	0,00	4,63
Wind Offshore	10,33	0,00	1,26	0,00	11,59
PV roof	12,13	0,00	1,67	0,00	13,81
PV open space	12,13	0,00	1,46	0,00	13,59

Abbildung 10: Risikoanteile je Technologie



3.3.11 KOVARIANZMATRIX 2010

Die Kovarianzen ($cov_{i,j}$) der Technologie i und Technologie j werden wie folgt berechnet (siehe Anhang 1, Tabelle 42; vgl. Tabelle 14):

$$cov_{i,j} = \rho_{i,j}^{Inv} \sigma_i^{Inv} \sigma_j^{Inv} + \rho_{i,j}^{BK} \sigma_i^{BK} \sigma_j^{BK} + \rho_{i,j}^{FBI} \sigma_i^{FBI} \sigma_j^{FBI} + \rho_{i,j}^{VBI} \sigma_i^{VBI} \sigma_j^{VBI}$$

$\rho_{i,j}^{Inv}$ = Korrelationskoeffizient der Investitionskosten von Technologie i und Technologie j

$\rho_{i,j}^{FBI}$ = Korrelationskoeffizient der fixen Betriebs- und Instandhaltungskosten von Technologie i und Technologie j

$\rho_{i,j}^{VBI}$ = Korrelationskoeffizient der variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten von Technologie i und Technologie j

$$\rho_{i,j}^{Inv} = \rho_{i,j}^{FBI} = \rho_{i,j}^{VBI} = 0,5$$

σ_i^{Inv} = Standardabweichung der Investitionskosten der Technologie i

σ_j^{Inv} = Standardabweichung der Investitionskosten der Technologie j

$\rho_{i,j}^{BK}$ = Korrelationskoeffizient der Brennstoffkosten von Technologie i und Technologie j

σ_i^{BK} = Standardabweichung der Brennstoffkosten der Technologie i

σ_j^{BK} = Standardabweichung der Brennstoffkosten der Technologie j

σ_i^{FBI} = Standardabweichung der fixen Betriebskosten der Technologie i

σ_j^{FBI} = Standardabweichung der fixen Betriebskosten der Technologie j

σ_i^{VBI} = Standardabweichung der variablen Betriebskosten der Technologie i

σ_j^{VBI} = Standardabweichung der variablen Betriebskosten der Technologie j

3.4 MVP des Stromerzeugungsmix der BRD auf Basis der gemittelten Stromerzeugungskosten 2010

In diesem Abschnitt wird das MVP anhand der ermittelten Stromgestehungskosten und deren Standardabweichungen ermittelt. Um einen Vergleich des Einflusses der Investitionskosten und der BI zu den Ergebnissen aus Abschnitt 3.3.4 (nur Brennstoffkosten) zu erhalten, werden im ersten Schritt nur brennstoffbasierende Technologien (konventioneller Kraftwerkspark) betrachtet. Zusätzlich wird in zwei Fälle unterschieden:

Fall A (alle Kosten⁷⁴) und Fall B (nur Brennstoffkosten)

Im Fall A sind erwartungsgemäß aufgrund der zusätzlichen Kosten (Inv, FBI und VBI) und den höheren Risiken, sowohl das Risiko als auch die Kosten signifikant höher als im Fall B. Die Stromgestehungskosten und das Risiko des MVP im Fall A betragen 86,99 €/MWh und 4,49 €/MWh während im Fall B die Stromgestehungskosten und das Risiko 23,66 €/MWh und 0,26 €/MWh betragen. In Folge dessen weisen auch die Technologanteile einen erheblichen Unterschied auf (siehe Tabelle 17). Der Anteil der Elektrizitätserzeugung durch Braunkohle verringert sich um 75% auf 25% und ist damit nahe dem tatsächlichen Elektrizitätserzeugungsanteil im Jahr 2010 (MIX BRD A). Vergleicht man das ermittelte MVP (Fall A) mit dem tatsächlichen Erzeugungsmix (nur brennstoffbasierend) der BRD, so sind im MVP die gemittelten Stromgestehungskosten der BRD um 13,02 €/MWh geringer und das Portfoliorisiko um 1,33 €/MWh höher als im MVP A. Tabelle 17 zeigt die Anteile des MVP 2010 und des Stromerzeugungsmix der BRD im Jahr 2010 für die Fälle A und B. Tabelle 18 zeigt die Risiken und Stromgestehungskosten der MVP's und des tatsächlichen Elektrizitätserzeugungsmix der BRD im Jahr 2010 für die Fälle A und B.

⁷⁴ Alle Kosten = gemittelte Stromgestehungskosten bestehend aus Inv-, BK-, FBI-, VBI- und EC-Kosten.

Tabelle 17: Konventionelle Kraftwerke – Brennstoffkosten versus Gesamtkosten 1

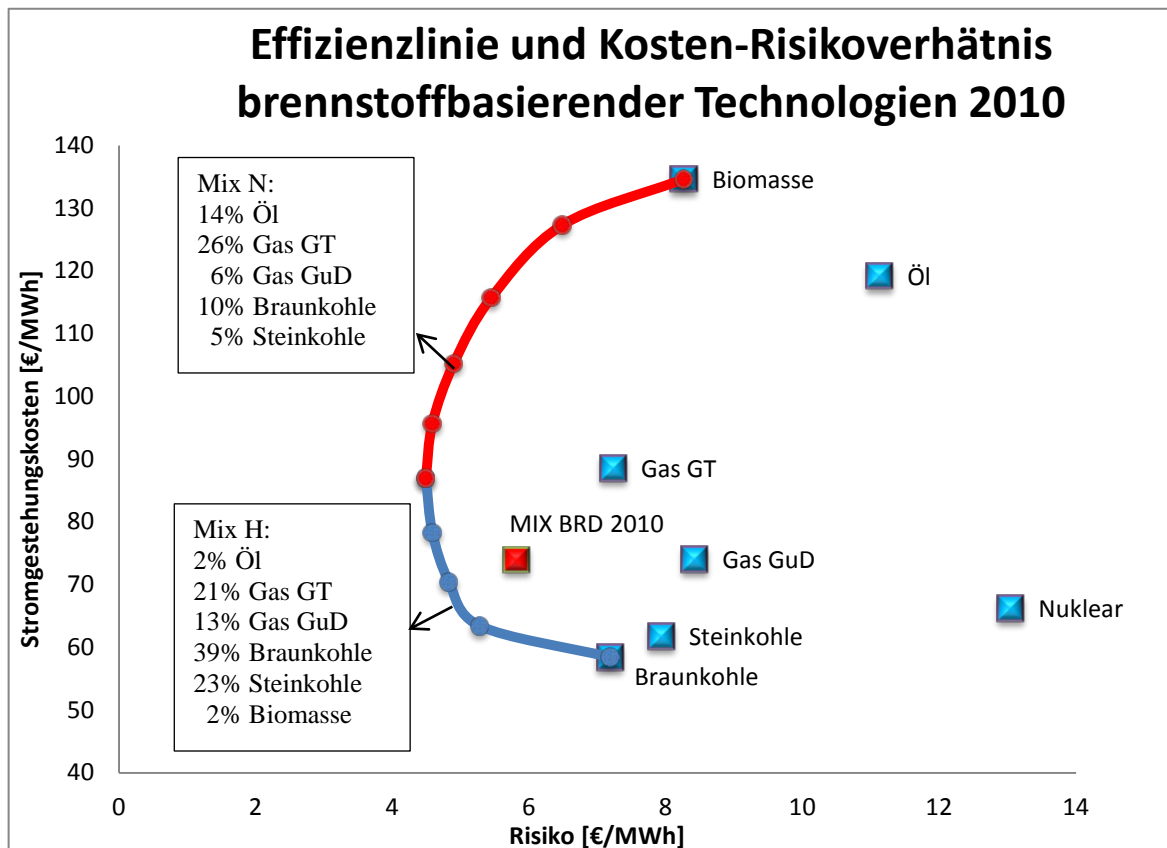
	Öl	Gas GT	Gas GuD	Braunkohle	Steinkohle	Nuklear	Biomasse
w _i MVP B	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%
w _i Mix 2010 B	1,5%	2,3%	12,9%	26,4%	21,4%	25,6%	9,9%
w _i MVP A	7,7%	23,1%	10,0%	25,1%	14,5%	0,0%	19,5%
w _i MIX BRD 2010 A	1,5%	2,3%	12,9%	26,4%	21,4%	25,6%	9,9%

Tabelle 18: Konventionelle Kraftwerke – Brennstoffkosten versus Gesamtkosten 2

	Risiko	Kosten	Δ Risiko	Δ Kosten
w _i MVP B	0,26	23,66	1,11	12,99
w _i Mix 2010 B	1,37	36,65		
w _i MVP A	4,49	86,99	1,33	-13,02
w _i Mix 2010 A	5,82	73,97		

Die Effizienzlinie, sowie die Kosten und Risiken je Technologie für den Fall A sind in Abbildung 10 dargestellt. Alle möglichen Portfoliokombinationen befinden sich innerhalb dieser Hyperbel, wobei die effizienten Portfolien (z.B.: Mix H) auf dem blauen Teil der Hyperbel liegen. Der rote Teil der Hyperbel zeigt die nicht effizienten Kombinationen (z.B.: Mix N). So sind bei gleichem Risiko die erwarteten Portfoliokosten des Mix H um über 40 €/MWh geringer als beim Mix N. Die Punkte entlang der Effizienzlinie stellen jeweils eine 15%ige Änderung der erwarteten Kosten dar. Die blauen Quadrate zeigen das erwartete Kosten-Risikoverhältnis je Technologie und das rote Quadrat zeigt den Stromerzeugungsmix der BRD im Jahr 2010 für den Fall A.

Abbildung 11: Effizienzlinie und Kosten-Risikoverhältnis brennstoffbasierender Technologien



Der Vergleich des konventionellen Kraftwerksparks der BRD zum MVP im Jahr 2010 zeigt, dass der Elektrizitätserzeugungsmix der BRD im Sinne der Portfoliotheorie nicht effizient ist, da bei gleichen Stromgestehungskosten ein Portfolio bzw. Elektrizitätserzeugungsmix mit geringerem Risiko besteht.

Im nächsten Schritt wird das MVP und der tatsächliche Elektrizitätserzeugungsmix (Mix BRD 2010) für alle Erzeugungstechnologien berechnet. Die Anteile des Elektrizitätserzeugungsmix, sowie die Stromgestehungskosten, das Risiko des MVP und des Stromerzeugungsmix der BRD im Jahr 2010 sind in Tabelle 19 angeführt. Die Effizienzlinie, das Kosten-Risikoverhältnis je Technologie und der Mix BRD 2010 sind in Abbildung 12 dargestellt. Der Mix BRD 2010 hat Stromgestehungskosten in Höhe von 76,8 €/MWh bei einem Risiko in Höhe von 5,54 €/MWh. Aufgrund des höheren Anteils an EE ist das Risiko um 0,28 €/MWh geringer und die Stromgestehungskosten um 2,93 €/MWh höher als bei einem rein konventionellen Kraftwerkspark. Im Vergleich zum MVP (alle Technologien) sind die

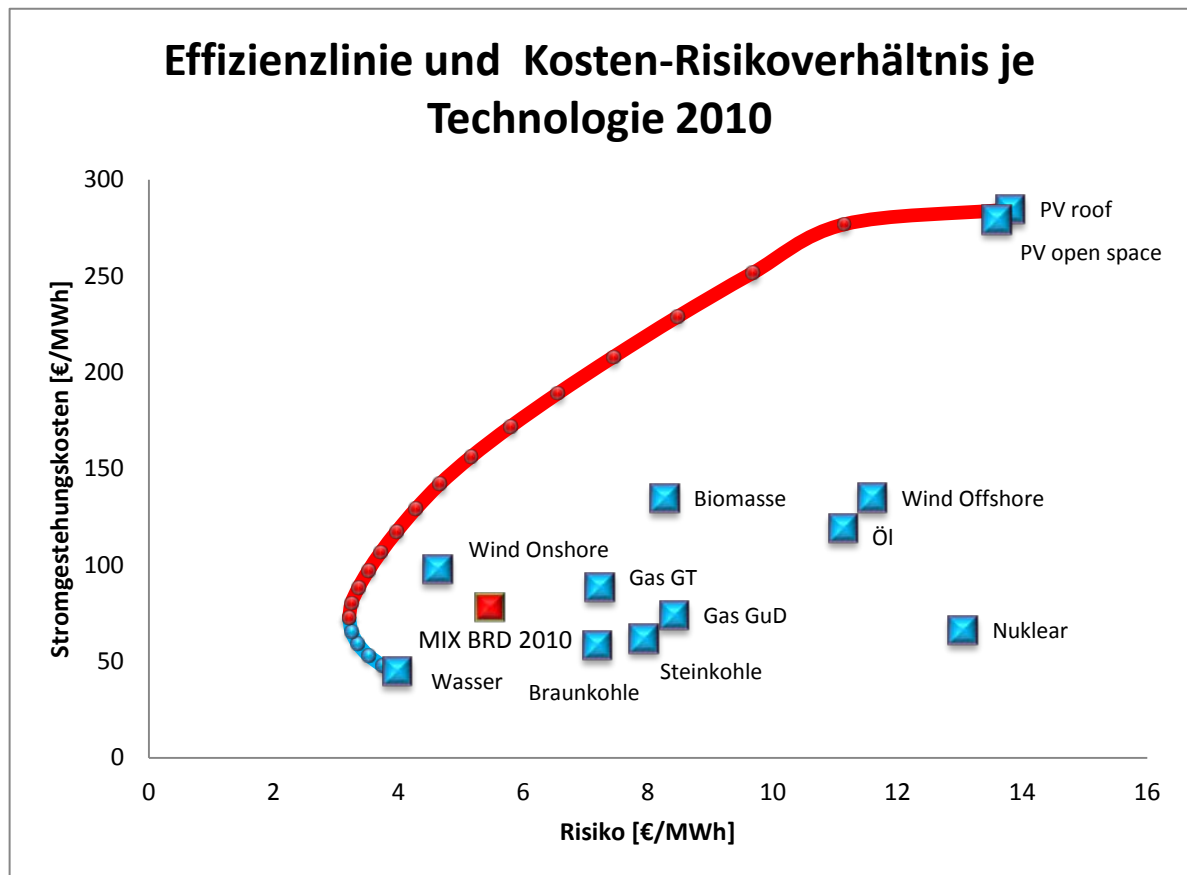
Stromgestehungskosten des MIX BRD 2010 um 3,9 €/MWh höher und das Risiko um 2,33 €/MWh höher.

Tabelle 19: Alle Stromerzeugungstechnologien

	MVP	MIX BRD 2010
Öl	2,97%	1,30%
Gas GT	12,83%	2,10%
Gas GuD	3,03%	11,39%
Braunkohle	1,39%	23,21%
Steinkohle	1,57%	18,79%
Nuklear	0,00%	22,50%
Biomasse	4,15%	8,72%
Wasser	45,56%	4,33%
Wind Onshore	28,50%	5,79%
Wind Offshore	0,00%	0,05%
PV roof	0,00%	1,73%
PV open space	0,00%	0,19%
SGK €/MWh	72,90	76,80
Risiko €/MWh	3,21	5,54

Vor allem die Technologien Wasser und Wind Onshore haben im MVP wesentlich größere Anteile, welches zu einer Risiko- und Kostenminderung führt. Das MVP hat einen Wasserkraftanteil von fast 45% und einen Windanteil von über 28% des gesamten Stromerzeugungsmix. Diese theoretischen Werte sind in der Praxis nicht realisierbar, sollen aber die Tendenz der Berechnungen aufzeigen, wenn bewusst auf Grenzen der Realisierbarkeit verzichtet wird. Obere und untere Grenzen (z.B.: maximale Kapazität an Wasserkraft) werden für die Prognosen der Jahre 2020 und 2030 berücksichtigt. Ebenfalls auffällig ist, dass die Stromerzeugungsanteile von Biomasse und PV im MVP wesentlich geringer sind als im Mix BRD 2010. Dies kann daraus resultieren, dass in der Optimierung die Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)-Vergütung keine Beachtung findet (auf die EEG Vergütung wird im nächsten Abschnitt gesondert eingegangen). Der hohe Anteil aus Windenergie lässt sich dadurch begründen, dass die Stromgestehungskosten mit 98 €/MWh zwar höher als bei konventionellen Kraftwerken sind (Ausnahme Öl), aber das Risiko mit 4,6 €/MWh das zweit-geringste nach Wasserkraft ist (siehe Abbildung 12).

Abbildung 12: Effizienzlinie Stromerzeugungsmix 2010



Die einzelnen Punkte auf der Effizienzkurve stellen jeweils eine 10%ige Änderung der erwarteten Kosten dar. Die blauen Quadrate zeigen das Kosten-Risikoverhältnis unter der Annahme, dass der gesamte Energiemix zu 100% aus einer Technologie gedeckt wird. Das rote Quadrat zeigt den tatsächlichen Stromerzeugungsmix der BRD im Jahr 2010. Der Portfoliomix entlang der Effizienzlinie (blaue Teil der Kurve) ist im Anhang 1, Abbildung 28 dargestellt. Da im MVP keine Grenzen für die EE festgelegt werden, wird auf einen detaillierten Vergleich zum Mix BRD 2010 verzichtet.

3.5 FÖRDERUNGEN ERNEUERBARE ENERGIE

Im Jahr 2010 erzeugten EE bereits über 20% des deutschen Strombedarfs und dieser Anteil soll in den nächsten Jahren signifikant steigen (Prognosen werden im Abschnitt 4.1 gesondert behandelt). Aufgrund der hohen Investitionskosten sind EE auf Subventionen im Bereich der Investition und/oder auf eine Einspeisevergütung

mit gesicherter Stromabnahme angewiesen. Die Grundlagen für Vergütungssätze, bedarfsgerechte Einspeisung und Netzanschlussbedingungen werden im EEG geregelt.⁷⁵ Nachfolgend wird auf die wichtigsten Bestimmungen des EEG's, welche die vorliegende Arbeit betreffen, näher eingegangen.

Wasserkraft laut §6 EEG⁷⁶:

Ab dem Jahr 2004 beträgt die Mindestvergütung für Neuanlagen (bzw. erneuerte oder erweiterte Anlagen) bis 500 kW 9,67 cent/kWh und bis 5 MW 6,65 cent/kWh. Dies betrifft sieben Kraftwerke mit einer Gesamtengpassleistung von 1461 MW.⁷⁷ Erneuerte Anlagen mit einer Leistung zwischen 5 MW und 150 MW werden ab 2004 abhängig von der Leistung, mit 3,7 cent/kWh bis zu 7,6 cent/kWh gefördert (15 Jahre mit 1%iger Degression). Dies setzt aber entweder eine Erneuerung der Anlage oder eine Erhöhung der elektrischen Arbeitsleistung von 15% voraus. Bis zum Jahr 2006 entsprach kein Kraftwerk (größer 5 MW) dieser Novelle des EEG.⁷⁸ Für Wasserkraftwerke bis 5 MW wurde ein durchschnittlicher Vergütungssatz von 7,3 cent/kWh und eine gesamte mittlere Jahresleistung von 4500 GWh ermittelt.⁷⁹ Die Gesamtleistung von Wasserkraftwerken mit einer Vergütung aus dem EEG beträgt ca. 1% des Stromerzeugungsanteils der Wasserkraft und wird aus diesem Grund in der vorliegenden Arbeit nicht berücksichtigt.

Photovoltaik §11 EEG:

PV-Anlagen konnten 2010 rund 1,9% des Bruttostromverbrauchs decken.⁸⁰ Im Jahr 2010 wurden Neuanlagen bei einer Leistung kleiner 30kW mit 42,19 cent/kWh und

⁷⁵ Bundesrepublik Deutschland, Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energien (2009) S.2

⁷⁶ BMU (2009), Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) S.2ff

⁷⁷ Bundesnetzagentur (2011) Tabelle Gesamtkraftwerksliste Bestand

⁷⁸ Reichmuth et al. (2006) S.12

⁷⁹ Reichmuth et al. (2006) S.8

⁸⁰ BMU (2011), Erneuerbare Energie in Zahlen S.12

größer 30 kW mit 40,15 cent/kWh gefördert (Vergütungszeitraum 20 Jahre, Degression 5%). Im Jahr 2004 installierte Anlagen mit einer Leistung kleiner als 30 kW wurden mit 57,4 cent/kWh vergütet. Ausgehend von diesen Vergütungssätzen und den jährlich installierten Anlagen wird ein durchschnittlicher Vergütungssatz von 30 cent/kWh angenommen.⁸¹

Biomasse § 8 EEG:

Strom aus Biomasseanlagen wird bis zu einer Anlagengröße von 20 MW vergütet. Im Jahr 2010 betrug der Vergütungssatz für Neuanlagen je nach Anlagengröße zwischen 10,51 cent/kWh und 7,67 cent/kWh (Vergütungszeitraum 20 Jahre, Degression 1,5%). Des Weiteren wird im EEG auch unterschieden, welcher Brennstoff (Altholz, Pflanzen oder Restholz aus Forstwirtschaft) eingesetzt wird. Bei einer Kraftwärme-Kopplung (größer 20 MW) die ausschließlich durch Holzvergasung betrieben wird, beträgt die Vergütung 2,0 cent/kWh. Die durchschnittliche Vergütung für Biomasseanlagen lag im Jahr 2010 bei 7,1 cent/kWh.⁸²

Wind §10 EEG:

Die Mindestvergütung für Neuanlagen betrug im Jahr 2010 4,87 cent/kWh für Onshore- und 5,83 cent/kWh für Offshore Anlagen (Vergütungszeitraum 20 Jahre, Degression 2,0%). Der erste Offshore Windpark wurde Mitte 2009 in Betrieb genommen, weshalb die durchschnittliche Vergütung für Wind Offshore mit 8,57 cent/kWh und für Wind Onshore mit 7,87 cent/kWh angenommen wird. Der Anteil von Windenergie am Endenergieverbrauch betrug ca. 6% im Jahr 2010 (Offshore ca. 0,03%).⁸³

⁸¹ Wirth H. (2012) S.9

⁸² Statista (2012)

⁸³ BMU (2011), Erneuerbare Energien in Zahlen S.12

MVP unter Berücksichtigung der durchschnittlichen EEG-Vergütungen

Das MVP unter Berücksichtigung der EEG-Vergütung bleibt in Hinblick auf die Technologieanteile im Portfolio unverändert. Die Vergütung je eingespeister kWh Elektrizität bewirkt lediglich eine Verschiebung der Kosten, da die Stromgestehungskosten um den Vergütungssatz angepasst werden. In Folge dessen bleiben die Risiken und Kovarianzen je Technologie unverändert und es kann kein Portfolio mit geringerem Risiko existieren. Eine Änderung des Risikos und damit des MVP kann einerseits nur durch eine direkte Förderung der Investition (Senkung des Investitionsrisikos), des Brennstoffs oder den Betriebs- und Instandhaltungskosten bewirkt werden. Andererseits führt die EEG-Vergütung zu einem geringeren Risiko bei den Investitionskosten, da diese in der NPV Berechnung Eingang findet.⁸⁴ In Tabelle 20 sind das Risiko und die Stromgestehungskosten des Stromerzeugungsmix 2010 und des MVP unter Berücksichtigung der EEG-Vergütung gegenübergestellt.

Tabelle 20: MVP & Mix 2010 mit und ohne EEG-Vergütung

	Risiko €/MWh	SGK €/MWh
MVP	3,26	64,84
MVP EEG	3,26	41,78
Mix 2010	5,40	77,32
Mix 2010 EEG	5,40	60,77

⁸⁴ Das Risiko der Investitionskosten wurde aus bestehenden Untersuchungen entnommen und kann demnach für die BRD in Hinblick auf Änderungen im EEG entsprechende Abweichungen aufweisen.

4. STROMERZEUGUNGSMIX DER BRD 2020 UND 2030

In diesem Abschnitt wird der optimale Stromerzeugungsmix der BRD im Jahr 2020 und 2030 ermittelt. Hierfür sind eine Reihe an weiteren Informationen und Annahmen erforderlich: demographische und ökonomische Trends, der künftige Strombedarf, die Entwicklung von Rohstoff- und Arbeitspreisen, der technische Fortschritt in Hinblick auf Effizienzsteigerung (Wirkungsgrad der Kraftwerke) und politische Maßnahmen wie der Atomausstieg, die Senkung von Treibhausgasen und die Förderung von erneuerbaren Energien.

4.1 ANNAHMEN UND BERECHNUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN 2020 UND 2030

Die getroffenen Annahmen wurden vorwiegend aus der BMU Leitstudie 2010⁸⁵, dem Energiekonzept der Bundesregierung⁸⁶, dem Bericht Energieszenarien 2011⁸⁷ und dem Bericht der Prognos AG⁸⁸ entnommen und werden nachfolgend kurz dargestellt.

Der zukünftige Energiebedarf resultiert im Wesentlichen aus dem volkswirtschaftlichen Wachstum und den Maßnahmen zur Effizienzsteigerung. Das volkswirtschaftliche Wachstum, also die Steigerung des Bruttoinlandsprodukts, soll bis zum Jahr 2020 eine jährliche Steigerungsrate von 1,1% und danach eine jährliche Steigerungsrate von 0,85% aufweisen (reale Werte). Die Effizienzsteigerung wird durch die Primärenergieproduktivität⁸⁹ bewertet. Diese soll bis zum Jahr 2020 im Mittel eine jährliche Steigerung von 2,7%⁹⁰ (Endenergie 2,1%) und im Zeitraum von

⁸⁵ BMU (2010), Leitstudie

⁸⁶ BMU (2011), Energiekonzept der Bundesregierung

⁸⁷ BMWi (2011), Energieszenarien

⁸⁸ Prognos (2005)

⁸⁹ Primärenergieproduktivität = Bruttoinlandsprodukt / Primärenergieverbrauch

⁹⁰ Im Zeitraum 2000 bis 2010 stieg die Produktivität jährlich um 1,1% Quelle: Umweltbundesamt (2011)

2020 bis 2030 ein jährliche Steigerung von 2,5% aufweisen. Unter diesen Annahmen ergibt sich ein realer Rückgang des Strombedarfs. Der Strombedarf lag im Jahr 2010 bei ca. 607,8 TWh/a⁹¹ und stagniert bis 2020 auf ca. 593 TWh/a⁹² und bis 2030 auf ca. 581 TWh/a. Die Annahmen zum Strombedarf im Jahr 2030 variieren je nach Studie zwischen 514 TWh/a (Energieszenarien 2011) und den angenommenen 584 TWh/a (Prognos 2005). Diese Differenz entspricht der Stromerzeugung durch Gas im Jahr 2005, welche immerhin einen Anteil von 10,7% des Energiemix in 2005 hatte. Im Rahmen dieser Arbeit wurde bewusst der höhere und damit pessimistischere Wert aus der Studie von Prognos gewählt. Die Bruttostromerzeugung lag im Jahr 2010 bei 624,7 TWh⁹³ und wird im Jahr 2020 bzw. 2030 mit 595 TWh bzw. 584 TWh angenommen. Neben den Annahmen zur sozioökonomischen Entwicklung müssen auch die Annahmen zu den Preisentwicklungen der Rohstoffe und des Kraftwerksbaues, sowie der Einfluss von politischen Entscheidungen, wie der Atomausstieg und die Förderung EE bewertet werden.

4.1.1 PREISENTWICKLUNG ROHSTOFFE UND EMISSIONSKOSTEN

Fossile Energieträger werden anhand des Grenzübergangspreises bewertet, welcher vor allem für die Rohstoffe, Öl, Gas und Steinkohle von Bedeutung ist. Hier sind der Einfluss des Rohölpreises und des Euro-US Dollar Wechselkursverhältnis zu erwähnen. Die Vergangenheit hat gezeigt, dass ein steigender Ölpreis auch steigende Gas- und Steinkohlepreise zur Folge hat, wobei in der Regel der Gaspreis im vgl. zum Ölpreis weniger signifikant steigt.⁹⁴ Der Wechselkurs kann Preissteigerungen verstärken oder mindern. Nimmt der Wert des Euro stärker zu als der Wert des US Dollars, werden Importe wie der Rohöleinkauf günstiger und mindern die Preissteigerung. Die Vergangenheit zeigt, dass sich die Wechselkurse bis 1970 entsprechend der Kaufkraftparität auf Basis des Bruttoinlandproduktes

⁹¹ BMWI (2011) Energiedaten Tabelle 22

⁹² Prognos (2005) S.VI

⁹³ Der Bruttostrombedarf betrug im Jahr 2010 624,7TWh

⁹⁴ Matthes (2010) S.23f

entwickelten. Seit 1970 trafen diese Werte voneinander ab und es ist fraglich ob sich dieser Prozess auch in Zukunft fortsetzt.⁹⁵ In den vergangenen Jahren hatte diese Entwicklung Vorteile für den Euroraum, sodass die realen Preisspitzen in der Eurozone etwas gedämpfter als in den USA ausfielen. Da diese Entwicklung nicht prognostizierbar ist, wird der Wechselkurs als konstant betrachtet. Unabhängig vom Wechselkurs wird ein steigender Rohölpreis und eine reale Preissteigerung aller Brennstoffe erwartet. Auch bei den Emissionen insbesondere bei den CO₂-Zertifikaten werden Preissteigerungen erwartet. Die Annahmen zur Preisentwicklung für CO₂-Zertifikate im Energiekonzept 2010 bewegen sich zwischen 13 €/t (2010) und 50 €/t (2050) und entsprechen damit auch den prognostizierten Werten des Energiekonzepts 2011 (vgl. Tabelle 21: Brennstoffpreisentwicklung 2010-2030).⁹⁶ Addiert man die CO₂ Kosten zu den Brennstoffkosten, so zeichnet sich aufgrund der Emissionen je produzierter MWh Strom ein Kostenvorteil für Gaskraftwerke im Vergleich zu Kohle- oder Öl-gefeuerten Kraftwerken ab. Demzufolge ist ein höherer Anteil von Gaskraftwerken im Jahr 2030 zu erwarten. In Tabelle 21: Brennstoffpreisentwicklung 2010-2030 sind die erwarteten realen Brennstoff- und CO₂ Zertifikatspreise je Tonne aufgelistet.

Tabelle 21: Brennstoffpreisentwicklung 2010-2030

	Heizöl	Gas	Braunkohle	Steinkohle	Nuklear	Biomasse	CO ₂ - Zertifikat
Jahr	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/t
2010	38,74	27,83	4,60	10,20	6,53	20,88	14,30
2015	48,53	31,32	4,60	14,76	7,70	21,96	15,00
2020	58,78	38,52	4,60	18,36	7,82	23,04	20,00
2025	65,46	43,92	4,60	21,24	7,93	24,12	29,00
2030	72,58	49,68	4,60	23,4	8,05	25,92	38,00

Quelle: Heizöl, Gas, Steinkohle und Biomasse laut BMU (2010) Leitstudie S.19, Braunkohle laut Prognos (2011) S.65 und Wissel et al. (2008) S.11, Nuklear laut WEO (2009) S.381, CO₂ – Zertifikate laut BMWI (2011) Energieszenarien S. 3

⁹⁵ Matthes (2010) S.12

⁹⁶ BMU (2010), Leitstudie S.19

Die Emissionskosten je Technologie sind sowohl an den Zertifikatspreis (Tabelle 21) als auch an den Ausstoß CO₂ je erzeugter MWh Elektrizität gebunden. Es wird erwartet, dass die Zunahme der Zertifikatspreise die Emissionsminderung durch verbesserte Wirkungsgrade übersteigt. Daraus resultiert eine reale Kostenerhöhung je MWh produzierter Elektrizität (siehe Tabelle 22).

Tabelle 22: Emissionskosten 2010 - 2030

Emissionskosten	2010		2020		2030	
	kg/kWhel	€/ MWhe	kg/kWhel	€/ MWhe	kg/kWhel	€/ MWhe
Öl	0,55	7,87	0,51	10,20	0,50	19,00
Gas GT	0,44	6,29	0,43	8,60	0,42	15,77
Gas GuD	0,35	5,01	0,34	6,72	0,32	12,16
Braunkohle	0,94	13,44	0,86	17,18	0,81	30,67
Steinkohle	0,73	10,44	0,66	13,12	0,62	23,56

Quelle: Emission in kg/kWhel aus BMU (2010) Leitstudie S.27f

Neben den Brennstoff und CO₂-Kosten, welche einen signifikanten Einfluss auf die Stromgestehungskosten von konventionellen Kraftwerken haben, sind für EE vor allem die Preisentwicklung der Investitions- und Betriebskosten ausschlaggebend.

4.1.2 PREISENTWICKLUNG DER INVESTITIONEN UND BETRIEBS- UND INSTANDHALTUNGSKOSTEN VON KRAFTWERKEN

Die Investitionskosten werden gemäß der Formel aus Kapitel 3.3.6 ermittelt. Weiters müssen für die Berechnung Annahmen für die künftigen Volllaststunden, die technische Lebensdauer, den spezifischen Investitionskosten und den Diskontierungsfaktor getroffen werden.

Für konventionelle Technologien wird eine konstante Anzahl der Volllaststunden angenommen (siehe Tabelle 12). Im Bereich der EE wird eine Steigerung der jährlichen Volllaststunden angenommen (siehe Tabelle 23). Während bei Biomasseanlagen kaum eine Änderung der Volllaststunden erwartet wird, wird bei den Wasserkraftwerken, vor allem bei Anlagen mit einer Leistung von weniger als 10 MW, eine Steigerung aufgrund der Erneuerungsmaßnahmen von bis zu 15% erwartet.

Tabelle 23: Volllaststunden EE

Volllaststunden/a	Biomasse	Wasser	Wind Onshore	Wind Offshore	PV roof ⁹⁷	PV open space	Geothermie
2010	7030	5495	2050	3200	908	908	6100
2015	7030	5495	2100	3500	912	912	6100
2020	7050	5516	2200	3700	916	916	6430
2030	7050	5541	2350	3800	925	925	6595

Quelle: BMU (2010), Leitstudie S.24ff

Die Zunahme der Volllaststunden bei Windkraftanlagen resultiert aus Änderungen am Design und einer zunehmenden Größe der Rotorblätter, welches bei gleicher Windstärke zu einer höheren Leistung führt. Die Entwicklung der PV konzentriert sich vor allem auf neue Materialien mit geringeren Verlusten in der Stromumwandlung. Dies führt ebenfalls zu einer jährlichen Steigerung der Volllaststunden. Die ersten Geothermieanlagen (ca. 6 MW) der BRD wurden 2008 und 2009 installiert. Hier steht man erst am Beginn die technischen Möglichkeiten auszuschöpfen, womit mit einer jährlichen Leistungssteigerung zu rechnen ist.

Die technische Lebensdauer und der Diskontierungssatz der Kraftwerke bleibt unverändert (siehe Tabelle 12). Für Geothermieanlagen wird eine Lebensdauer von 25 Jahren angenommen.

Aufgrund der inflationsbedingten Preissteigerungen wird bei konventionellen Kraftwerken eine generelle Zunahme der spezifischen Investitionskosten erwartet, während bei den EE die Lernraten (Wind, Biomasse und Geothermie je 5%, Wasser 1%, PV 10-15%)⁹⁸ die effektiven Investitionskosten senken. Um eine bessere Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten (z.B.: Vergleich der Investitionskosten von 2010 und 2030), werden diese in realen Werten angegeben.

⁹⁷ Spezifischer Ertrag kWh/kWp,a

⁹⁸ IEA, WEO (2008) Tabelle 7

Änderungen, welche nur durch die Inflation begründet sind, werden somit nicht berücksichtigt. Die Annahmen sind in Tabelle 24 angeführt.

Tabelle 24: Spezifische Investitionskosten 2010-2030

Spezifische Investitionskosten €/ kW	2010	2015	2020	2030
Heizöl	700	700	700	700
Gas GT	500	500	500	500
Gas GuD	1000	1000	1000	1000
Braunkohle	1600	1600	1600	1600
Steinkohle	1400	1400	1400	1400
Nuklear	3850	3850	3850	3850
Biomasse	1500	1500	1400	1400
Wasser	2000	2035	2035	2035
Wind Onshore	1320	1180	1030	980
Wind Offshore	3000	2625	2100	1800
PV roof	2000	1903	1203	994
PV open space	2000	1903	1203	994
Geothermie	12350	10920	10458	9310

Quelle: BMU (2010) Leitstudie S.25f, Prognos (2005) S.15, Heuck et. al. (2010)

Auf Basis der obigen Annahmen können nun die Investitionskosten je Technologie und MWh ermittelt werden (siehe Tabelle 25). Vor allem in den EE, insbesondere der PV- und Windenergie, sind signifikant geringere Investitionskosten zu erwarten.

Die variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten werden in realen Werten als konstant angenommen.⁹⁹ Bei den fixen Betriebs- und Instandhaltungskosten wird mit Ausnahme von PV, Biomasse und Geothermie eine geringe reale Kostensenkung von 0,65% pro Jahr angenommen. Für PV wird ein 1%iger Rückgang, für Biomasse 1,2%iger und für Geothermie ein 1,5%iger Kostenrückgang angenommen. Die Kostensenkung resultiert hauptsächlich aus längeren Wartungs- und

⁹⁹ Prognos (2005) S.14

Instandhaltungsintervallen und einem verminderten Personalaufwand. Die fixen Betriebs- und Instandhaltungskosten sind in Tabelle 26 zusammengefasst.

Tabelle 25: Investitionskosten 2010 – 2030

Investitionskosten €/MWh	2010	2015	2020	2030
Heizöl	9,97	9,97	9,97	9,97
Gas Turbine	8,16	8,16	8,16	8,16
Gas CCGT	16,32	16,32	16,32	16,32
Braunkohle	25,17	25,17	25,17	25,17
Steinkohle	20,45	20,45	20,45	20,45
Nuklear	51,88	51,88	51,88	51,88
Biomasse	23,51	23,51	21,88	21,88
Wasser	36,41	37,05	37,01	36,74
Wind Onshore	70,94	61,90	51,58	45,94
Wind Offshore	103,28	82,63	62,53	52,18
PV roof	242,66	229,88	144,69	118,39
PV open space	242,66	229,88	144,69	118,39
Geothermie	223,05	197,22	179,18	155,52

Tabelle 26: Fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten 2010 – 2030

Fixe Betriebskosten €/MWh	2010	2015	2020	2030
Heizöl	5,20	5,03	4,87	4,56
Gas Turbine	2,53	2,45	2,37	2,22
Gas CCGT	3,02	2,92	2,83	2,65
Braunkohle	5,20	5,03	4,87	4,56
Steinkohle	4,67	4,52	4,37	4,10
Nuklear	7,33	7,10	6,87	6,44
Biomasse	17,60	16,57	15,60	13,82
Wasser	8,50	8,23	7,96	7,46
Wind Onshore	27,03	26,16	25,32	23,72
Wind Offshore	31,58	30,57	29,59	27,72
PV roof	41,94	39,88	37,93	34,30
PV open space	36,56	34,77	33,06	29,90
Geothermie	72,95	67,64	62,72	53,92

4.1.3 ENTWICKLUNG DER EFFIZIENZSTEIGERUNG UND EMISSIONEN VON KRAFTWERKEN

Für die nächsten Jahre wird, mit Ausnahme von Öl gefeuerten Kraftwerken, eine weitere Steigerung des elektrischen Nettowirkungsgrades erwartet. Bei konventionellen Kraftwerken wird bei Steinkohle- und Gas-gefeuerten Anlagen die höchste Effizienzsteigerung erwartet. Die Annahmen zur Effizienzsteigerung von konventionellen Kraftwerken sind in Tabelle 27 angeführt.

Tabelle 27: Systemwirkungsgrade 2010-2030

Systemwirkungsgrad				
Kraftwerkstyp	2010	2015	2020	2030
Öl	40,0%	40,0%	40,0%	40,0%
Gas GT	40,0%	40,5%	41,0%	42,0%
Gas GuD	58,0%	61,0%	63,0%	66,5%
Braunkohle	45,0%	46,0%	46,5%	48,0%
Steinkohle	46,0%	49,0%	49,6%	51,0%
Nuklear	36,0%	40,0%	40,0%	40,0%
Biomasse	23,0%	23,8%	24,5%	26,4%

Quelle: Prognos (2005) S15., BMU (2010), Leitstudie S.26

Effizienzsteigerungen im Bereich der EE sind vor allem im Bereich der PV und der Windkraft zu erwarten. Bei der Windkraft wird diese vor allem durch die Anlagengröße erreicht. Beispielsweise war die typische Anlagengröße bei neuen Windrädern bei 1,8 MW im Jahr 2008 und bis zu 6 MW pro Anlage im Jahr 2010.¹⁰⁰ Dieser Trend bewirkt einen effektiveren Nutzen des Standorts und hilft somit die Stromgestehungskosten zu senken. Die effektivere Nutzung je m² führt auch bei PV-Anlagen zu niedrigeren Stromgestehungskosten. Die Entwicklung neuer PV Module mit höheren Wirkungsgrad steigert die solaren Gewinne je installierter Einheit und senkt durch die Verwendung neuer Materialien gleichzeitig die Erzeugungskosten. Diese wurden in den Annahmen zu den Investitionskosten und der jährlichen Vollaststunden berücksichtigt.

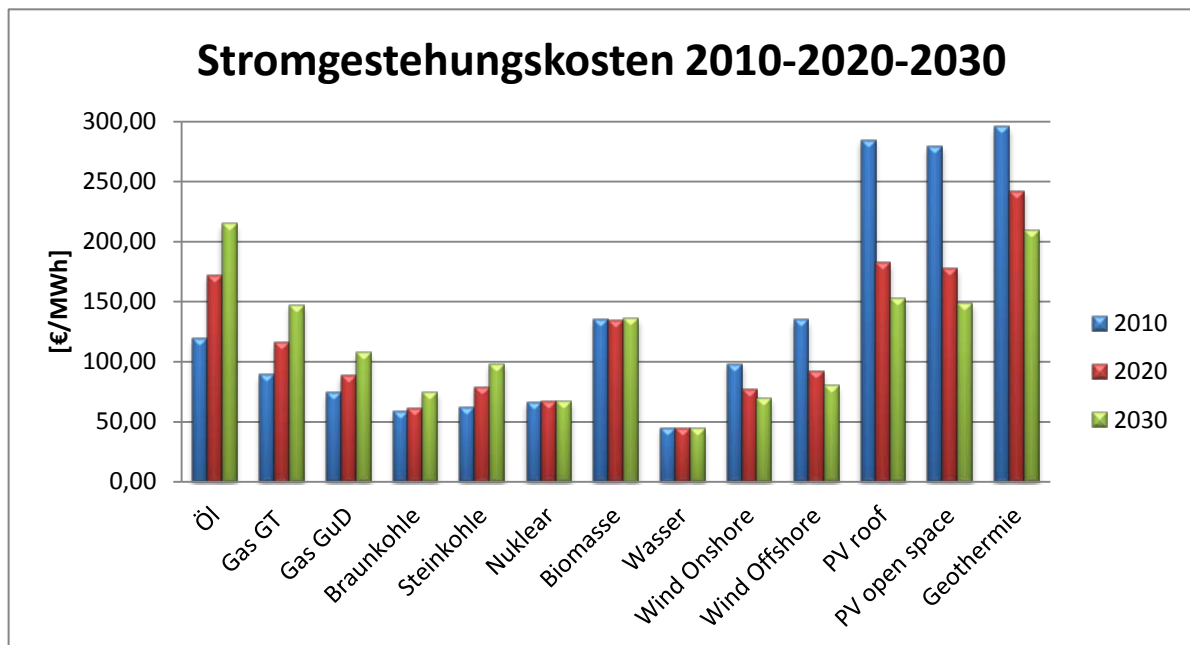
¹⁰⁰ BMU (2010), Leitstudie S.23

4.1.4 STROMGESTEHUNGSKOSTEN JE TECHNOLOGIE FÜR 2020 UND 2030

Die Stromgestehungskosten für die Jahre 2020 und 2030 werden wie für das Jahr 2010 ermittelt. Die einzelnen Werte je Technologie sind im Anhang 2, Tabelle 43 und im Anhang 3, Tabelle 45 für die Jahre 2020 und 2030 angeführt. Die Abbildung 13 zeigt den Trend der Stromgestehungskosten je Technologie und Jahr in €/MWh.

Die Änderungen der technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen führen bei konventionellen Kraftwerken zu einer generellen Kostenzunahme, während die Stromerzeugung auf Basis der EE zu einer erheblichen Kostensenkung führt. Die signifikante Zunahme der Brennstoff- und Emissionskosten lässt die Stromgestehungskosten von Öl-gefeuerten Kraftwerken von 2010 bis 2030 um 67% steigen. Demgegenüber wird für PV ein Kostenrückgang von 45% erwartet. Die geringsten Änderungen werden im Bereich der Kernenergie, Braunkohle, Wasserkraft und der Biomasse erwartet (siehe Abbildung 13).

Abbildung 13: Stromgestehungskosten 2010-2020-2030



Die Möglichkeit, dass Technologien wie Carbon Capture Storage (CCS)¹⁰¹ bis zum Jahr 2030 in großem Ausmaß eingesetzt werden können, wird als sehr gering eingeschätzt. Eine Marktreife dieser Technologie wird erst zwischen den Jahren 2025 und 2035 erwartet.¹⁰² Bis dahin sollte der Stromerzeugungsanteil aus EE entsprechend hoch sein, um den Umweltzielen gerecht zu werden. Daher ist es höchst ungewiss, ob die noch relativ aufwendige und damit kostenintensive CCS-Technologie überhaupt zum Einsatz kommen wird. Aus diesem Grund wird in der vorliegenden Arbeit die CCS nicht weiter berücksichtigt. Ebenso wird nicht davon ausgegangen, dass in naher Zukunft neue Backstop-Technologien¹⁰³ erfunden werden, welche den Energiemix der BRD bis zum Jahr 2030 effektiv beeinflussen können.

Politische Maßnahmen, wie die Änderung des Atomgesetzes und des Energiekonzeptes der deutschen Bundesregierung, haben auf den künftigen Stromerzeugungsmix erheblichen Einfluss. Die wesentlichen Ereignisse und gesetzlichen Bestimmungen in Bezug auf die Kernenergie und die EE sind nachfolgend kurz beschrieben.

Kernenergie

Nach der Nuklearkatastrophe in Fukushima¹⁰⁴ beschloss die Bundesregierung der BRD das Atom-Moratorium¹⁰⁵, welches eine kurzfristige Abschaltung von sieben Kernkraftwerken zur Sicherheitsüberprüfung zur Folge hatte. Weiters wurde im

¹⁰¹ CCS-Technik ist ein Verfahren zur Abtrennung und Speicherung von CO₂-Emissionen.

¹⁰² BMU (2010), Leitstudie S.28

¹⁰³ Backstop-Technologien sind Techniken, welche endliche Ressourcen mit unendlichen Ressourcen ersetzen.

¹⁰⁴ In Folge eines schweren Erdbebens am 11.3.2011

¹⁰⁵ Als Atom-Moratorium wird die politische Entscheidung vom 14.3.2011 bezeichnet, welche die Sicherheitsprüfung aller deutschen Kernkraftwerke und die kurzfristige Abschaltung der sieben ältesten Kernkraftwerke veranlasste.

Rahmen des deutschen Atomgesetzes (AtG) die erst 2010 beschlossene Laufzeitverlängerung aufgehoben und das „13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes“¹⁰⁶ beschlossen. Diese Gesetzesänderung soll vor allem einen raschen Ausstieg aus der Kernenergie und eine baldige Energiewende bewirken. Die wesentlichen Resultate sind die kurzfristige Abschaltung von acht Kernkraftwerken und eine gestaffelte Abschaltung¹⁰⁷ der restlichen Kernkraftwerke bis zum Jahr 2022. Die letzten drei Anlagen, welche abgeschaltet werden sollen sind Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2.¹⁰⁸ Weiters wird seit Jänner 2011 eine im Kernbrennstoffsteuergesetz (KernbrStG) geregelte Kernbrennstoffsteuer eingehoben. Der Steuertarif beträgt gemäß §3 für ein Gramm Plutonium 239, Plutonium 241, Uran 233 oder Uran 235 145 Euro.¹⁰⁹ Diese Regelung endet mit 31.12.2016 und findet daher keine Berücksichtigung in den Berechnungen der vorliegenden Arbeit.

Erneuerbare Energien

Noch vor dem Atomausstiegsgesetz hat die deutsche Bundesregierung am 4. August 2010 den Nationalen Aktionsplan¹¹⁰ für EE beschlossen. Dieser basiert auf der EU Richtlinie Erneuerbare Energien, welche Teil des Europäischen Energie- und Klimapakets aus dem Jahr 2008 ist.¹¹¹ Auf Europäischer Ebene soll ein Anteil aus EE von 20% und in der BRD ein Anteil von 18% am Endenergieverbrauch (Bruttoverbrauch) erreicht werden. Aus der nationalen deutschen Richtlinie resultiert

¹⁰⁶ Bundesgesetzblatt Jahrgang 2011 Teil 1 Nr. 43

¹⁰⁷ Die genaue Staffelung ist im 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes in Artikel 1 §7 geregelt.

¹⁰⁸ Diese drei Kernkraftwerke haben in Summe eine elektrische Bruttoleistung von 4285 MW (im Jahr 2010 waren es 12696 MW). Dies entspricht einer Stromerzeugungsminderung durch AKWs von 65,5%.

¹⁰⁹ Kernbrennstoffsteuergesetz (2010) §3 S.2

¹¹⁰ Bundesrepublik Deutschland, Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG

¹¹¹ Amtsblatt der Europäischen Union, Richtlinie 2009/28/EG

ein Aktionsplan, welcher einen Anteil der EE von 38,6% der Stromerzeugung für das Jahr 2020 vorsieht.¹¹² Im Aktionsplan wird von einem steigenden Bruttostrombedarf bis zum Jahr 2020 ausgegangen. Der Anteil der EE am Bruttostromverbrauch soll auf 781 PJ (Berechnung Basisjahr 2005) ansteigen. Des Weiteren ist im Aktionsplan eine jährliche Vergütungsdegression der Einspeisetarife für Neuanlagen vorgesehen. Für Wasserkraftwerke über 5 MW, Biomasse und Geothermie beträgt diese 1%. Für Offshore Windenergie beträgt die Vergütungsdegression ab 2015 5%, für Onshore Windenergie jährlich 1%, für PV-Anlagen open space ab 2011 9% und für PV-Anlagen mit einer Leistung größer 100 kW auf bzw. an Gebäuden ab 2011 ebenfalls 9%. Die Dauer der Vergütung und die Vergütungssätze sind ebenfalls im Aktionsplan festgelegt¹¹³. Da die Vergütungssätze, wie in Abschnitt 3.5 bereits beschrieben, keinen Einfluss auf das Risiko und damit auf den Stromerzeugungsmix haben, wurden die Stromgestehungskosten (Tabelle 43 und Tabelle 45) ohne Berücksichtigung der EEG-Vergütung für die Jahre 2020 und 2030 ermittelt.

Neben den politischen Einfluss auf den künftigen Stromerzeugungsmix müssen auch die technische Grenzen und die Realisierbarkeit des Ausbaues der EE bewertet werden.

4.1.5 TECHNISCHE GRENZEN

Die technischen Grenzen werden einerseits durch Ressourcenengpässe und andererseits durch die bedarfsorientierte Stromerzeugung bestimmt. Beide sind relativ gut plan- und bewertbar. Beispielsweise kann der Abbau von Braunkohle in der BRD sehr präzise prognostiziert werden. Auch Beschränkungen aufgrund geographischer Gegebenheiten, wie die Ausschöpfung der Wasserkraft oder die regionale Strahlungsintensität in Kombination mit verbauten Siedlungsflächen zur

¹¹² 15,5% im Wärme/Kältesektor und 13,2% im Verkehrssektor

¹¹³ Bundesrepublik Deutschland, Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG S.65ff

Bestimmung des Erweiterungspotentials für PV Anlagen auf Dächern oder auf offenen Flächen, können sehr gut ermittelt werden. Die Einbindung der EE in das Stromnetz stellt sowohl eine ökonomische als auch technische Herausforderung dar. Man kann zwar gut prognostizieren zu welchem Zeitpunkt und an welchem Ort die Wind- und Solarenergie produziert werden wird, jedoch müssen im Hintergrund Kraftwerke (Backup-Kraftwerke) zur Verfügung stehen, welche die Kapazitätsschwankungen stündlich und saisonal ausgleichen können. Dies stellt eine große Herausforderung für den konventionellen Kraftwerkspark dar. Es ist unabdingbar, dass Kraftwerke geringe Anfahrkosten und eine hohe Lastflexibilität aufweisen.¹¹⁴ Gleichzeitig werden aufgrund der Zunahme von EE konventionelle Kraftwerke in Zukunft eine geringe Volllaststundenanzahl aufweisen. Dies bedeutet, dass vor allem investitionsintensive Kraftwerke eine wesentlich höhere Amortisationszeit haben werden.¹¹⁵ Diese Argumente sprechen für den Einsatz von Gas-gefeuerten Kraftwerken, da diese den genannten Anforderungen am ehesten gerecht werden.

Die technischen Grenzen haben vor allem Einfluss auf die Wasserkraft, Windenergie, PV, Geothermie und Biomasse, welche nachfolgend beschrieben werden.

Wasser

Wasserkraft hatte einen Anteil von 4,32% am Bruttostromerzeugungsmix der BRD im Jahr 2010. Dies entspricht einer installierten Leistung von 27 TWh (inkl. Pumpspeicher und Meereskraft) bzw. 20,6 TWh regenerativer Wasserkraft. Das Potential für regenerative Wasserkraft in der BRD liegt zwischen 33 und 42 TWh, welches ein Erweiterungspotential von 12 bis 21 TWh ergibt.¹¹⁶

¹¹⁴ BMU (2010), Leitstudie S.28

¹¹⁵ Die Änderung der Volllaststunden konventioneller Kraftwerke bei steigenden Anteil an EE wird in dieser Arbeit nicht berücksichtigt

¹¹⁶ Anderer P. et al. (2010) S.22

Windenergie

Im Jahr 2010 hatte die Windenergie einen Anteil am Stromerzeugungsmix von 5,8% und entspricht 36,5 TWh der Bruttostromerzeugung der BRD. Offshore Wind erzeugte im Vergleich weniger als 0,2 TWh. Entsprechend groß wird hier auch das Erweiterungspotential beurteilt. Das Ausbaupotential für Windenergie variiert je nach Studie sehr stark. So werden für Onshore Windenergie bis 2020 in mittleren Szenarien Erträge von 384 TWh und bis 2030 bei über 1200 TWh erwartet.¹¹⁷ Eine installierte Leistung von 190 GW (Ertrag ca. 390 TWh) Windenergie nimmt ca. 2% der Fläche der BRD ein.¹¹⁸ Die Prognosen bewegen sich in einem Bereich von 10% bis zu über 50% des Stromerzeugungsmix der BRD. In der vorliegenden Arbeit wurde als Grenze für Onshore Windenergie 170 TWh und für Offshore Windenergie 280 TWh gewählt.¹¹⁹

Geothermie

Im Jahr 2010 konnten durch Geothermie 27,2 GWh Strom erzeugt werden. Dies entsprach etwa 0,04% des gesamten Stromverbrauchs. Das Erweiterungspotential wird zwischen 66 und 290 TWh geschätzt und hängt stark von den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplungen ab. In dieser Arbeit wird eine maximale Erweiterung auf 90 TWh angenommen.¹²⁰

Biomasse

Biomasseanlagen (inkl. biogener Abfall) hatten im Jahr 2010 einen Anteil von ca. 8% an der Bruttostromerzeugung. Dies entspricht 54,5 TWh inkl. biogenen Abfall. Das Erweiterungspotential für Biomasseanlagen liegt bei 60 TWh.¹²¹

¹¹⁷ EEA Technical Report (2009) S.48

¹¹⁸ Bofinger S. (2011) S.13f

¹¹⁹ BMU Erneuerbare Energien in Zahlen (2011) S.53

¹²⁰ BMU Erneuerbare Energien in Zahlen (2011) S.53

¹²¹ BMU Erneuerbare Energien in Zahlen (2011) S.53

Photovoltaik

Im Jahr 2010 wurden bereits 12 TWh aus PV erzeugt. Dies entspricht einem Anteil von rund 2% an der Bruttostromerzeugung. Durch eine hohe Lernrate und den Einsatz von günstigeren Materialien wird im nächsten Jahrzehnt ein massiver Zuwachs von PV-Anlagen erwartet. Die obere Grenze wird mit 150 TWh angenommen.¹²²

Bei voller Ausschöpfung dieser Erweiterungspotentiale könnte durch EE der gesamte Strombedarf der BRD gedeckt werden. Fraglich hingegen ist, wie viele Backup-Kraftwerke tatsächlich benötigt werden. Dies hängt stark von der Energiepolitik ab. Eine regionale Energiepolitik, in der Strom weder importiert noch exportiert wird, würde dieselbe Backup-Leistung benötigen wie die installierte Leistung aus EE. Bei einer globaleren Sichtweise, wie z.B. Europa, kann davon ausgegangen werden, dass immer eine gewisse Mindestleistung an Windenergie zur Verfügung steht. Die Anzahl der Backup-Kraftwerke könnte dann signifikant reduziert werden. Weiters ist die Spitzenlast zu berücksichtigen. Diese kann durch intelligente Lastmanagementsysteme reduziert werden. Unter der Annahme, dass bis zum Jahr 2020 in Lastmanagementsysteme und in ein verbessertes Erzeugungsmanagement investiert wird, wird ein Bedarf an konventionellen Backup-Kraftwerken von 60 GW installierter Leistung erwartet.¹²³

4.2 MVP UND EFFIZIENZLINIE FÜR 2020

Zur Bestimmung des MVP's und der Effizienzlinie für das Jahr 2020 werden dieselben Standardabweichungen und Korrelationen wie für das Jahr 2010 herangezogen. Aufgrund von erwarteten Kostenänderungen durch höhere Brennstoffkosten und geringeren Investitionskosten im Bereich der EE ändert sich auch das jeweilige Risiko in €/MWh. Die Stromerzeugung aus Geothermie wird

¹²² BMU Erneuerbare Energien in Zahlen (2011) S.53

¹²³ BMU (2010), Leitstudie S.19

aufgrund des insignifikanten Anteil am Erzeugungsmix des Jahres 2010 nicht berücksichtigt. Das Risiko der Geothermie wird mit 15% für die Investitionskosten und 3,99% für die fixen- und 21,08% für die variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten angenommen. Die Risiken je Technologie und Kostenkomponente für das Jahr 2020 sind in

Tabelle 28 in €/MWh angeführt.

Tabelle 28: Risiko in €/MWh je Technologie und Kostenkomponente 2020

2020	Investitionskosten €/MWh	Brennstoff- kosten €/MWh	Fixe BI €/MWh	Variable BI €/MWh	Total €/MWh
Öl	2,29	12,61	0,19	0,42	15,52
Gas GT	2,26	7,59	0,11	0,42	10,38
Gas GuD	2,45	7,59	0,11	0,37	10,52
Braunkohle	5,79	0,26	0,19	0,93	7,17
Steinkohle	4,70	3,96	0,17	0,84	9,68
Nuklear	11,93	0,86	0,27	0,11	13,17
Biomasse	4,38	2,51	0,62	0,59	8,10
Wasser	3,70	0,00	0,32	0,59	4,61
Wind Onshore	2,58	0,00	1,01	0,00	3,59
Wind Offshore	6,25	0,00	1,18	0,00	7,43
PV roof	7,23	0,00	1,51	0,00	8,75
PV open space	7,23	0,00	1,32	0,00	8,55
Geothermie	26,88	0,00	2,50	0,00	29,38

Um den optimalen Stromerzeugungsmix zu bestimmen, muss noch zwischen bestehenden und neuen Kraftwerken unterschieden werden. Dies ist vor allem bei der Risikobewertung der Investitionskosten, im Besonderen durch den Wegfall der Investitionskosten (Kapitalkosten) eines bestehenden und bereits amortisierten Kraftwerkes zu berücksichtigen. Es wird angenommen, dass Kraftwerke, welche ihre Lebensdauer noch nicht erreicht haben, noch die vollen Investitionskosten je MWh aufweisen, während Kraftwerke die ihre angenommene Lebensdauer bereits überschritten haben, keine Investitionskosten aufweisen und in weiterer Folge auch kein Investitionsrisiko beinhalten. Da die Optimierung auf Basis einer Technologie und nicht je Kraftwerk durchgeführt wird, wird für diese Bewertung das durchschnittliche nach Leistungszubau gewichtete Alter je Technologie ermittelt (siehe Tabelle 29). Demzufolge weisen die bestehenden Technologien Öl, Gas,

Braunkohle und Steinkohle keine Investitionskosten und somit auch kein Investitionsrisiko auf.

Tabelle 29: Gewichtetes Alter je Technologie in 2020 und 2030

	Gewichtetes Durchschnittsbaujahr	Durchschnittliches Alter je Technologie in 2020	Durchschnittliches Alter je Technologie in 2030	Technische Lebensdauer
Öl	1978	42	52	30
Gas	1980	40	50	30
Braunkohle	1977	43	53	40
Steinkohle	1979	41	51	40
Nuklear	1982	38	48	60
Biomasse	1997	23	33	25
Wasser	1973	47	57	80
PV	2009	11	21	25
Wind Onshore	2005	15	25	25
Wind Offshore	2010	10	20	25
Geothermie	2010	10	20	25

Es kann auch angenommen werden, dass der gesamte Bestand keinerlei Investitionsrisiko aufweist, da die Investition bereits getätigt wurde (sunk costs).¹²⁴ Dies hat implizit zur Folge, dass neue Kraftwerke einem höheren Risiko als bestehende Kraftwerke ausgesetzt sind. Das MVP und die Effizienzlinie unter dieser Annahme werden später detailliert beschrieben. Zuvor wird der optimale Elektrizitätserzeugungsmix für den oben beschriebenen Fall ermittelt

Unter den oben getroffenen Annahmen, weisen neue konventionelle Kraftwerke im Vergleich zu bestehenden Anlagen ein höheres Risiko und höhere Kosten auf. Bei den EE wird eine signifikante Effizienzsteigerung und Senkung der Investitionskosten erwartet, welches zu einer Reduzierung der Stromgestehungskosten und einem geringeren Risiko führt (vgl. Anhang 1, Tabelle 44).

¹²⁴ Awerbuch und Berger (2003) S.32

Zur Bestimmung des MVP und der effizienten Portfoliokombinationen muss in weiterer Folge die Kovarianzmatrix erstellt werden. Diese wird wie für das Jahr 2010 berechnet, jedoch werden die Risiken und Korrelationen des Kraftwerksbestands und der neuen Kraftwerke wie folgt eingebunden:

Kovarianzermittlung für bestehende (B) und neue (N) Kraftwerke:

$$\rho_{B,N} = 1 \forall \text{Kostenkategorien}$$

$$cov_{B,N} = \sigma_B^{Inv} \sigma_N^{Inv} + \sigma_B^{BK} \sigma_N^{BK} + \sigma_B^{FBI} \sigma_N^{FBI} + \sigma_B^{VBI} \sigma_N^{VBI}$$

Die Kovarianzmatrix wurde mit denselben Korrelationen wie für das Jahr 2010 berechnet (vgl. Tabelle 14). Neben den technischen Grenzen (siehe Tabelle 30) müssen die Backup-Kraftwerke mit einer Leistung von 60 GW berücksichtigt werden. Für das Jahr 2020 wird ein Bedarf von 595 TWh angenommen. Nimmt man für die Backup-Kraftwerke eine durchschnittliche Volllaststundenzahl von 4500 an, so müssen 45% der Bruttostromerzeugung durch konventionelle Kraftwerke erzeugt werden können. Die Höchstlast von 83 GW wird durch Pumpspeicherkraftwerke und andere Erzeuger gedeckt.¹²⁵

Tabelle 30: Technische Grenzen

	2010		2020		2030	
	TWh	Anteil	TWh	Obere Grenze	TWh	Obere Grenze
Bruttostrom - erzeugung	624,8		595		584	
Biomasse	54,5	8,72%	60	10,08%	60	10,27%
Wasserkraft	27	4,32%	42	7,06%	42	7,19%
Photovoltaik	12	1,92%	150	25,21%	150	25,68%
Wind Onshore	36,5	5,84%	170	28,57%	170	29,11%
Wind Offshore	0,2	0,03%	280	47,06%	280	47,95%
Geothermie	0,03	0,00%	90	15,13%	90	15,41%

Quelle: Zusammenfassung aus Abschnitt 4.1.5

¹²⁵ BMU (2010), Leitstudie S.19

Das Optimierungsproblem zur Ermittlung des MVP 2020 wird wie folgt formuliert:

Zielfunktion (Minimiere Varianz):

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i * w_j * Cov[\tilde{r}_i, \tilde{r}_j] \rightarrow \min_{w_1, \dots, w_n}$$

Nebenbedingungen:

- (1) $SGK_p = \sum_{i=1}^n w_i * SGK_i$
- (2) $\sum_{i=1}^n w_i = 1$
- (3) $w_{i \text{ Bestand } 2020} \leq w_{i \text{ Bestand } 2010}$
- (4) $w_i + w_{i,neu} \leq \text{Technische Grenze}_i$
- (5) $w_{i \text{ konventionell}} + w_{i \text{ konventionell,neu}} \geq \text{Backup Kapazität}_i$
- (6) $w_{\text{Nuklear Bestand}} \leq w_{\text{Nuklear Politische Grenze } 2020}$
- (7) $w_{\text{Nuklear Neu}} = 0$
- (8) $w_i \geq 0, \text{ für } i = 1, \dots, N$

Die Nebenbedingungen (1), (2) und (8) sind analog zur Optimierung im Jahr 2010 (vgl. Abschnitt 2.2.3). Die Nebenbedingung (3) beschränkt den Anteil der bestehenden Technologie i des Jahres 2010 im Jahr 2020. Die Nebenbedingung (3) ist kritisch zu betrachten, da z.B. die bestehende Technologie PV roof (welche noch nicht amortisiert ist) unter dieser Annahme vollständig demontiert wird. Dies bedeutet, dass die Investitionskosten noch nicht gedeckt sind und daher die Portfoliokosten um die noch nicht amortisierten Investitionskosten erhöht werden müssten. Um den Einfluss dieser Nebenbedingung zu zeigen, wird das MVP ebenfalls mit einer abgeänderten Nebenbedingung ermittelt. Dabei wird angenommen, dass noch nicht amortisierte Kraftwerke (der Bestand von 2010 mit Ausnahme von Öl-, Gas- und Kohlekraftwerken), konstant bleibt (siehe Tabelle 32). Die Nebenbedingung (4) beschränkt die Summe der bestehenden Technologie i und der neuen Technologie i auf die technische Grenze (maximale Ausbaumöglichkeit). Die Nebenbedingung (5) bezieht sich auf die Minimumkapazität der Backup-Kraftwerke, welche die Leistungsspitzen und Erzeugungsschwankungen der EE ausgleichen. Die Nebenbedingung (6) beschreibt die politische Grenze der

Restlaufzeiten von Atomkraftwerken. Die Nebenbedingung (7) ermöglicht keine Kapazitätserweiterung von Atomkraftwerken.

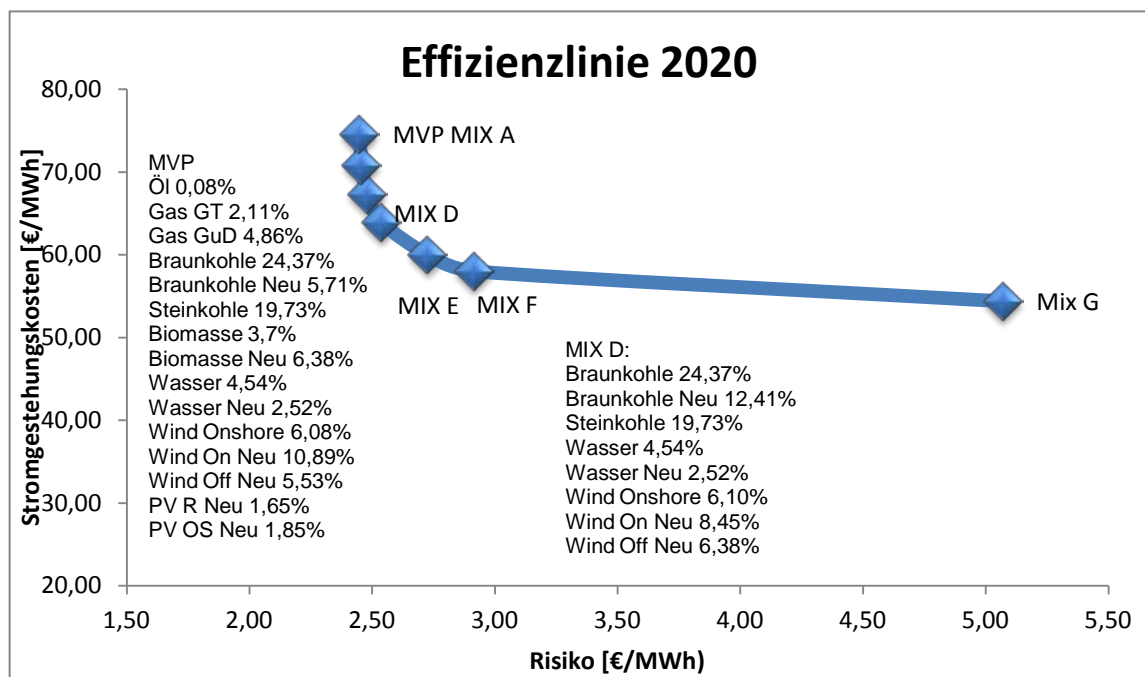
Die Lösung der Optimierung unter den beschriebenen Nebenbedingungen ergibt das folgende MVP (siehe Tabelle 31, Spalte 2, MVP 2020 Anteil in %).¹²⁶ Das MVP für das Jahr 2020 hat erwartete Stromgestehungskosten von 74,58 €/MWh bei einem Risiko von 2,45 €/MWh. Die Kapazitätsverschiebung (Anteil je Technologie) vom Mix 2010 zum MVP 2020 ist als Leistungsminderungen und -erhöhung je Technologie in den Spalten 4 und 7 explizit hervorgehoben. Die größte Leistungsminderung mit 140 TWh/a ist im Bereich der Nuklearenergie zu erwarten. Auch die beiden konventionellen Technologien Öl und Gas werden im Jahr 2020 einen signifikant geringeren Anteil der gesamten Stromerzeugung aufweisen. Kompensiert wird diese Minderung vorwiegend durch Stromerzeugung aus Wind, Braunkohle, Wasser und PV. Ausgehend von dem MVP werden unter vorgegebenen Stromerzeugungskosten die effizienten Portfolios ermittelt (siehe Abbildung 14). Die blauen Quadrate entlang der Effizienzlinie zeigen das jeweilige Portfolio bei einer 5%igen Kostenminderung. Beispielsweise hat das Portfolio D (in der Abbildung als Mix D bezeichnet) Stromgestehungskosten in Höhe von 63,94 €/MWh bei einem Risiko von 2,54 €/MWh. Dies bedeutet, dass bei geringerer Risikoaversion (Bereitschaft zu einem höherem Risiko) die Stromgestehungskosten im Vergleich zu dem MVP um 10,64 €/MWh reduziert werden können. Das Risiko erhöht sich dabei um 0,09 €/MWh und nimmt bei einer weiteren Kostensenkung stärker zu. Dieser Effekt ist sehr deutlich zwischen den Portfolios F und G zu erkennen. Hier würde eine Kostensenkung um 3,63 €/MWh zu einer Risikoerhöhung um 2,16 €/MWh führen. Des Weiteren kann Mix G keine langfristige Lösung bieten, da hier der Braunkohleanteil bereits einen Anteil von über 90% des Stromerzeugungsmix aufweist, was praktisch nicht realisierbar ist.

¹²⁶ Bei dem Vergleich des Mix 2010 und des Mix 2020 fällt auf, dass die Anteile der bestehenden Kraftwerke am Erzeugungsmix in TWh/a im Jahr 2020 höher sind als im Jahr 2010. Dies resultiert aus dem geringeren gesamten Bruttostrombedarf in 2020 (Rückgang von 624,7 TWh auf 595 TWh).

Tabelle 31: MVP 2020 & Leistungsänderungen zu 2010 (Bestand von 2010 variabel)

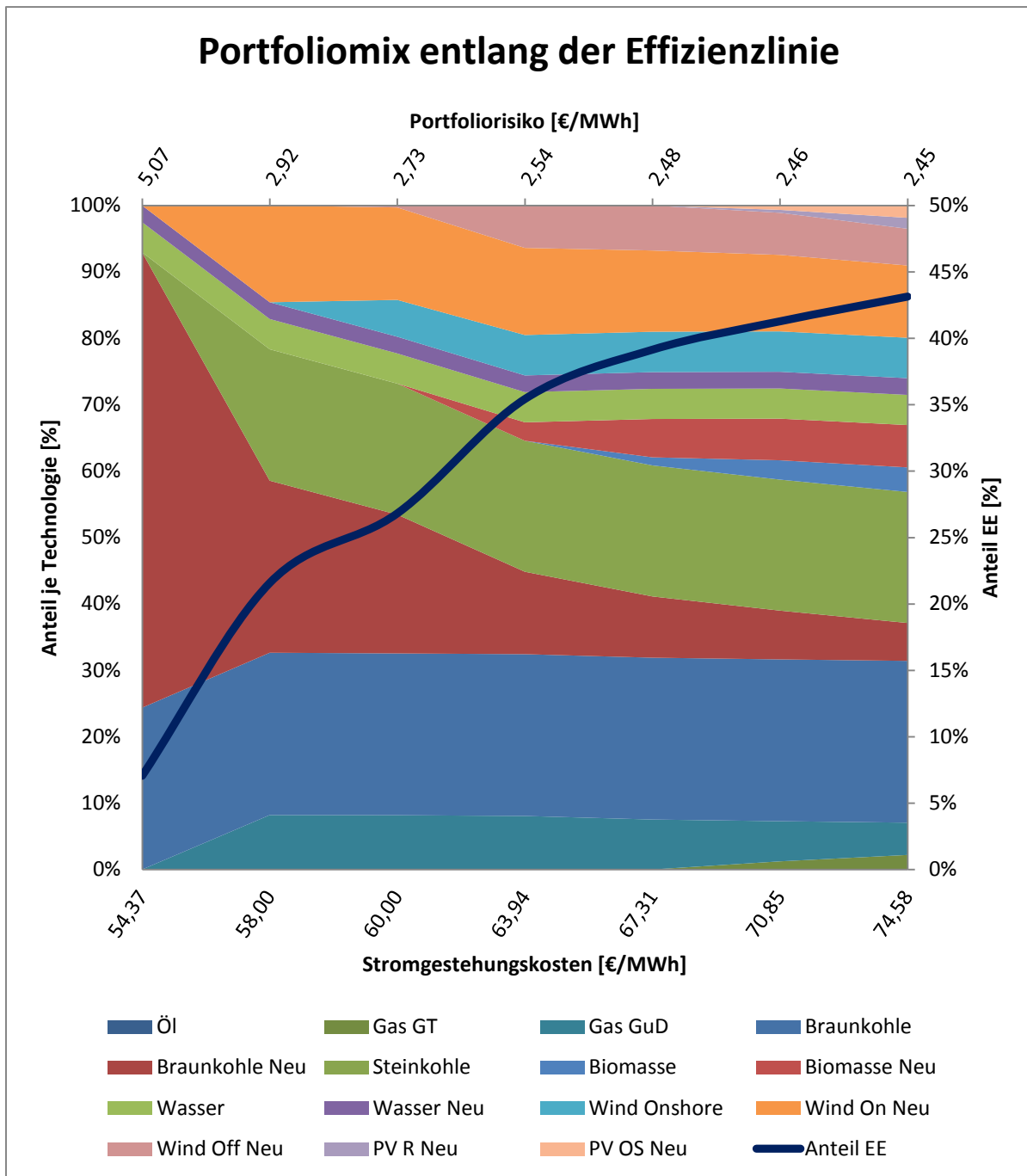
MVP 2020	Anteile in %	Anteil in TWh	Neue Leistung in TWh	MIX BRD 2010 Anteile in %	MIX BRD 2010 Anteile in TWh	Leistungs-minderung in TWh
Öl	0,08%	0,48		1,30%	8,10	7,62
Gas GT	2,11%	12,55		2,00%	12,49	
Gas GuD	4,85%	28,85		11,39%	71,15	42,30
Braunkohle	24,37%	145,00		23,21%	144,99	
Braunkohle Neu	5,71%	33,98	33,98	0,00%	0,00	
Steinkohle	19,73%	117,40		18,79%	117,39	
Nuklear	0,00%	0,00		22,50%	140,54	140,54
Biomasse	3,70%	21,99		8,72%	54,50	32,51
Biomasse Neu	6,38%	37,98	37,98	0,00%	0,00	
Wasser	4,54%	27,03		4,33%	27,03	
Wasser Neu	2,52%	14,98	14,98	0,00%	0,00	
Wind Onshore	6,08%	36,20		5,79%	36,20	
Wind On Neu	10,89%	64,77	64,77	0,00%	0,00	
Wind Offshore	0,00%	0,00		0,05%	0,30	0,30
Wind Off Neu	5,57%	33,15	33,15	0,00%	0,00	
PV roof	0,00%	0,00		1,73%	10,80	10,80
PV roof Neu	1,59%	9,45	9,45	0,00%	0,00	
PV open space	0,00%	0,00		0,19%	1,20	1,20
PV OS Neu	1,88%	11,18	11,18	0%	0,00	
Summe	100,00%	595,00	205,50	100,00%	624,70	235,27

Abbildung 14: Effizienzlinie 2020



Die Anteile je Technologie entlang der Effizienzlinie und der Anteil der EE am Gesamtmix (vertikale Sekundärachse) sind in Abbildung 1 Abbildung 15 dargestellt. Der Anteil der EE steigt mit zunehmenden Stromgestehungskosten und rückläufigem Risiko (horizontale Sekundärachse) auf über 43% der gesamten Bruttostromerzeugung.

Abbildung 15: Anteil je Technologie entlang der Effizienzlinie 2020



In einem nächsten Schritt wird die Optimierung mit abgeänderter Nebenbedingung (3) durchgeführt. Die folgende Tabelle zeigt das MVP und die notwendigen Leistungsänderungen unter der Annahme, dass noch nicht amortisierte Kraftwerke (welche die technische Lebensdauer noch nicht erreicht haben) konstant bleiben. Das MVP hat Stromgestehungskosten in Höhe von 77,49 €/MWh und ein Risiko in Höhe von 2,82 €/MWh. Im Vergleich steigen die Stromgestehungskosten um 2,91 €/MWh und das Risiko um 0,37 €/MWh. Dies resultiert vor allem aus den hohen Stromgestehungskosten aus bestehenden Biomasse,- und Windkraftwerken. In Hinblick auf die Kapazitäts- bzw. Leistungsänderung je Technologie ergibt sich ein erheblicher Unterschied. Durch die Beschränkung (vgl. Nebenbedingung (3)) wird die neu zu errichtende Leistung von 205,5 TWh/a auf 79,1 TWh/a reduziert. Auch in diesem Szenario resultiert die größte Leistungsminderung aus der Abschaltung von Nuklearkraftwerken. Der Leistungsausgleich erfolgt vorwiegend durch neue Wind-, Wasser- und Biomassekraftwerke (vgl. Tabelle 32). In diesem Szenario kann das Ziel¹²⁷, 38,6% der Bruttostromerzeugung aus EE zu erzeugen, nicht erreicht werden. Unter der Annahme, dass der Bestand konstant bleibt, werden lediglich 34% aus EE gedeckt. Hier könnte weiter untersucht werden, in welchem Ausmaß die Volllaststunden konventioneller Kraftwerke reduziert werden müssen, um den Anteil der EE entsprechend erhöhen zu können.

¹²⁷ Amtsblatt der Europäischen Union, Richtlinie 2009/28/EG

Tabelle 32: MVP 2020 & Leistungsänderungen zu 2010 (Bestand von 2010 konstant)

MVP 2020	Anteile in %	Anteil in TWh	2020 Neue Leistung in TWh	MIX BRD 2010 Anteile in %	MIX BRD 2010 Anteile in TWh	Leistungs-minderung in TWh
Öl	1,36%	8,10		1,30%	8,10	
Gas GT	2,11%	12,55		2,00%	12,50	
Gas GuD	11,95%	71,11		11,39%	71,19	0,07
Braunkohle	24,37%	145,00		23,21%	145,06	
Braunkohle Neu	0,70%	4,16	4,16			
Steinkohle	19,73%	117,40		18,79%	117,45	
Nuklear	5,79%	34,44		22,50%	140,61	106,17
Biomasse	8,72%	51,88		8,72%	54,50	2,62
Biomasse Neu	1,38%	8,21	8,21			
Wasser	4,54%	27,03		4,33%	27,04	
Wasser Neu	2,52%	14,98	14,98			
Wind Onshore	6,08%	36,20		5,79%	36,22	
Wind On Neu	7,86%	46,74	46,74			
Wind Offshore	0,05%	0,30		0,05%	0,30	
Wind Off Neu	0,84%	5,00	5,00			
PV roof	1,82%	10,80		1,73%	10,80	
PV open space	0,20%	1,20		0,19%	1,20	
Summe	100,00%	595,00	79,09	100,00%	624,97	109

Da die beiden Szenarien signifikante Unterschiede aufweisen, werden die Ergebnisse mit den Prognosen einer kostenbasierenden Studie der Bundesregierung Deutschland gegenübergestellt.¹²⁸ In dieser Studie wird im Referenzszenario von einer Bruttostromerzeugung in Höhe von 578,9 TWh ausgegangen. Für den Vergleich wurden die Ergebnisse aus der Optimierung zusammengefasst, um eine direkte Gegenüberstellung zu ermöglichen.¹²⁹ Die Ergebnisse der Optimierung unter der Annahme, dass die bestehenden Kraftwerke jederzeit demontiert werden können (vgl. Tabelle 33 Bestand variabel), decken sich gut mit den prognostizierten Werten

¹²⁸ BMU (2011), Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung S.A 1-12

¹²⁹ Zum Beispiel: Gas GT + Gas GT Neu + Gas GuD + Gas GuD Neu = Gas

aus dieser Studie.¹³⁰ Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Ausgangsbasis des Bruttostrombedarfs, sind die Gas-, Biomasse- und Steinkohleanteile fast ident. Der Braunkohleanteil ist aufgrund des geringen Brennstoffrisikos im MVP entsprechend höher. Die Differenz, welche im Bereich der Nuklearenergie auftritt, wird im MVP vorwiegend durch die Wind- und Wasserkraft ausgeglichen. Die Abweichungen fallen im MVP unter der Annahme eines konstanten Bestandes signifikanter aus. Die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken weicht um über 100%, und aus PV um fast 200% ab. Die Abweichung im Bereich der PV ist auf die EEG-Vergütung rückzuführen, welche im MVP keine Berücksichtigung findet. Sowohl der Gas- als auch der Öl-Anteil sind aufgrund des konstanten Bestandes signifikant höher.

Tabelle 33: Vergleich der Ergebnisse 2020

	MVP 2020 Bestand variabel		MVP 2020 Bestand konstant		Energieszenarien 2011	
	Anteil in %	Anteil in TWh	Anteil in %	Anteil in TWh	Anteil in %	Anteil in TWh
Öl	0,1%	0,48	1,4%	8,10	0,0%	0
Gas	7,0%	41,40	14,1%	83,66	7,0%	40,4
Braunkohle	30,1%	178,98	25,1%	149,16	25,1%	145,2
Steinkohle	19,7%	117,40	19,7%	117,40	20,8%	120,2
Nuklear	0,0%	0,00	5,8%	34,44	8,5%	49,2
Biomasse	10,1%	59,98	10,1%	60,10	10,0%	58,1
Wasser	7,1%	42,01	7,1%	42,01	5,6%	32,6
Wind On	17,0%	100,97	13,9%	82,95	11,7%	68
Wind Off	5,6%	33,15	0,9%	5,30	4,5%	26
PV	3,5%	20,64	2,0%	12,00	5,4%	31
Geothermie	0,0%	0,00	0,0%	1,00	0,3%	2

Da die Optimierung die Anteile je Technologie und nicht die einzelnen Kraftwerke berechnet, wurde das durchschnittliche Technologiealter des Bestandes bestimmt. Beide Technologien, Öl und Gas, haben im Jahr 2020 ihre theoretische technische Lebensdauer überschritten und werden in der Praxis teilweise stillgelegt oder

¹³⁰ Der Vergleich erfolgt nur mit dem MVP – andere effiziente Kombinationen finden hier keine Berücksichtigung.

modernisiert. In weiterer Folge kann es durch diese Verallgemeinerung und der Optimierung auf Basis des Risikos zu solch signifikanten Differenzen kommen.

In obiger Optimierung wurden keine Zielvorgaben zur Einhaltung von CO₂ Emissionen je Technologie berücksichtigt. Das Ziel bis zum Jahr 2020, 38,6% der Bruttostromerzeugung aus EE decken zu können, ist realisierbar. Der Anteil der EE beträgt im MVP 2020 (variabler Bestand) 43,15% und im MVP 2020 (konstanter Bestand) 34%. Der CO₂ Ausstoß in Tonnen pro Jahr verringert sich im Szenario variabler Bestand um 1,509 Mio. Tonnen und erhöht sich im Szenario konstanter Bestand um 3,602 Mio. Tonnen. Obwohl der Anteil der EE in beiden Fällen signifikant höher ist als im Stromerzeugungsmix 2010, ist eine Reduktion der CO₂ Emissionen nur bei variablem Bestand gegeben. Sowohl bei variablem als auch bei konstantem Bestand, wird ein Teil der abzuschaltenden Nuklearkraftwerke mit neuen Braunkohlekraftwerken kompensiert, was zu höheren Emissionen führt. Bei variablem Bestand werden bestehende Gaskraftwerke stillgelegt bzw. nur noch zur Spitzenlastdeckung verwendet, während im Szenario konstanter Bestand der Anteil an Gas erhalten bleibt und die CO₂ Emissionen im Vergleich höher sind.

Abschließend wird das MVP und die Effizienzlinie für den Fall, dass bestehende Kraftwerke keinem Investitionsrisiko unterliegen, ermittelt. Der wesentliche Unterschied zu obiger Betrachtung ist, dass auch bei bereits amortisierten Kraftwerken die Investitionskosten in € pro MWh die Stromgestehungskosten entsprechend erhöhen und unabhängig vom Kraftwerkalter alle im Jahr 2010 bestehenden Kraftwerke kein Investitionsrisiko tragen. Das Risiko und die Stromgestehungskosten je Technologie sind für den bestehenden Kraftwerkspark sowie für neu zu errichtende Anlagen in Tabelle 34 angeführt. Bestehende Technologien auf Basis EE haben ein signifikant geringeres Risiko als neu zu errichtende Kraftwerke auf Basis EE. Dies resultiert aus dem hohen Investitionsbedarf in diese Technologien, welche die Stromgestehungskosten und damit das Risiko in €/MWh signifikant erhöhen.

Tabelle 34: Risiko und Stromgestehungskosten je Technologie für Bestand und Neu

	Neu 2020		Bestand 2020		Neu - Bestand	
	Risiko €/MWh	SGK €/MWh	Risiko €/MWh	SGK €/MWh	Δ Risiko	Δ SGK
Öl	15,42	171,48	13,13	171,65	2,29	-0,16
Gas GT	9,34	115,47	8,11	117,59	1,23	-2,12
Gas GuD	10,52	88,76	8,08	94,22	2,44	-5,46
Braunkohle	7,17	61,52	1,39	62,17	5,78	-0,66
Steinkohle	9,68	78,96	4,98	82,15	4,69	-3,19
Nuklear	13,17	67,06	1,26	67,52	11,91	-0,46
Biomasse	8,10	134,32	3,80	144,08	4,30	-9,76
Wasser	4,02	44,98	0,34	44,91	3,68	0,06
Wind Onshore	3,59	76,90	1,08	97,96	2,51	-21,07
Wind Offshore	7,43	92,11	1,26	134,86	6,17	-42,75
PV roof	8,75	182,61	1,67	284,60	7,07	-101,98
PV open space	8,55	177,75	1,46	279,22	7,09	-101,47
Geothermie	29,38	241,90	2,91	296,00	26,47	-54,10

Unter dieser Annahme hat das MVP im Jahr 2020 Stromgestehungskosten in Höhe von 89,01 €/MWh bei einem Risiko von 1,8 €/MWh. Die Anteile je Technologie und Leistungs- bzw. Kapazitätsänderungen zum Jahr 2010 sind in Tabelle 35 aufgelistet. Die größten Leistungsänderungen sind aufgrund des geplanten Atomausstieges in der Technologie Nuklear und den reduzierten Einsatz von Gaskraftwerken zu erwarten. Dieser Rückgang wird durch neue Kapazitäten in Wind, Braunkohle, PV, Wasser und Biomasse kompensiert. Im Vergleich zur Studie Energieszenarien 2011 sind im MVP 2020 die Anteile Gas, Steinkohle und Nuklear um 4,5%, 1%, und 2,7% geringer und die Anteile Braunkohle, Wind, Wasser und PV um 4%, 1,46%, 3% und 1,1% höher.

Tabelle 35: MVP 2020 & Leistungsänderungen zu 2010 (Bestand kein Investitionsrisiko)

MVP 2020	Anteile in %	Anteil in TWh	Neue Leistung in TWh	MIX BRD 2010 Anteile in %	MIX BRD 2010 Anteile in TWh	Leistungs-minderung in TWh
Öl	0,00%	0,0		1,30%	8,1	8,1
Gas GT	1,04%	6,2		2,00%	12,5	6,3
Gas GuD	1,39%	8,3		11,39%	71,2	62,9
Braunkohle	24,37%	145,0		23,21%	145,1	
Braunkohle Neu	4,79%	28,5	28,48	0,00%	0,0	
Steinkohle	19,73%	117,4		18,79%	117,4	
Nuklear	5,79%	34,4		22,50%	140,6	106,2
Biomasse	8,70%	51,8		8,72%	54,5	2,8
Biomasse Neu	1,38%	8,2	8,21	0,00%	0,0	
Wasser	4,54%	27,0		4,33%	27,0	
Wasser Neu	2,52%	15,0	14,98	0,00%	0,0	
Wind Onshore	6,08%	36,2		5,79%	36,2	
Wind On Neu	8,04%	47,8	47,83	0,00%	0,0	
Wind Offshore	0,05%	0,3		0,05%	0,3	
Wind Off Neu	5,06%	30,1	30,13	0,00%	0,0	
PV roof	1,82%	10,8		1,73%	10,8	
PV roof Neu	2,10%	12,5	12,50	0,00%	0,0	
PV open space	0,20%	1,2		0,19%	1,2	
PV OS Neu	2,40%	14,3	14,26	0,00%	0,0	
Summe	100,00%	595	156,4	100,00%	625,0	186,3

4.3 MVP UND EFFIZIENZLINIE FÜR 2030

Die Bestimmung des MVP und der Effizienzlinie für das Jahr 2030 erfolgt wie im Abschnitt 4.2. Die Standardabweichung je Kostenkomponente bleibt konstant, während die Inputpreise¹³¹ Änderungen im Zeitverlauf unterliegen. Daraus folgt, dass sich das Risiko in €/MWh gegenüber den Technologierisiken der Jahre 2010 und 2020 verschiebt. Die Risiken in €/MWh je Kostenkomponente und Technologie sind in Tabelle 36 aufgelistet. Bei den konventionellen Kraftwerken liegt eine generelle Zunahme der Stromgestehungskosten und folglich des Risikos vor, während bei den EE eine Abnahme der Stromgestehungskosten und des Risikos prognostiziert wird. Die Stromgestehungskosten für neue Technologien (Kraftwerke) im Jahr 2030 sind im Anhang 3 Tabelle 45 angeführt.

Tabelle 36: Risiko in €/MWh je Technologie und Kostenkomponente 2030

	Investitions- kosten €/MWh	Brennstoff- kosten €/MWh	Fixe BI €/MWh	Variable BI €/MWh	Total €/MWh
Öl	2,29	15,57	0,09	0,42	18,37
Gas GT	1,22	9,79	0,09	0,42	11,52
Gas GuD	2,45	9,79	0,11	0,37	12,71
Braunkohle	5,79	0,26	0,18	0,93	7,16
Steinkohle	4,70	5,04	0,16	0,84	10,75
Nuklear	11,93	0,88	0,26	0,11	13,18
Biomasse	4,38	2,82	0,55	0,59	8,34
Wasser	3,67	0,00	0,30	0,00	3,97
Wind Onshore	2,30	0,00	0,95	0,00	3,24
Wind Offshore	5,22	0,00	1,11	0,00	6,32
PV roof	5,92	0,00	1,37	0,00	7,29
PV open space	5,92	0,00	1,19	0,00	7,11
Geothermie	23,33	0,00	2,15	0,00	25,48

Bei den konventionellen Technologien können die steigenden Brennstoff- und Emissionskosten nicht mit der erwarteten Systemwirkungsgradsteigerung

¹³¹ Investitionskosten, Brennstoffkosten, fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten und Emissionskosten.

(Effizienzsteigerung) kompensiert werden. Beispielsweise wird bei der Technologie Braunkohle der Jahre 2010 bis 2030 eine Wirkungsgradsteigerung von 3% erwartet. Diese senkt im Vergleich zu bestehenden Kraftwerken im Jahr 2030 (Technologiestand von 2010) die Emissionskosten für CO₂ von 35,72 €/MWh auf 30,67 €/MWh und die Brennstoffkosten von 10,22 €/MWh auf 9,58 €/MWh. Jedoch wird im Vergleichszeitraum eine Steigerung des CO₂ Zertifikatspreises von 14,3 €/t auf 30 €/t angenommen (im Jahr 2010 beliefen sich die CO₂ Kosten für Braunkohle auf 13,44 €/MWh). Dies führt zu einer effektiven Erhöhung der Stromgestehungskosten auf Basis von Braunkohle obwohl der Brennstoffpreis für Braunkohle konstant bleibt. Bei den Brennstoffen Öl und Gas wird eine deutliche Preissteigerung erwartet, welches ebenfalls zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten führt. Die Effizienzsteigerung von Gas GT Kraftwerken reduziert die CO₂ Kosten um 0,95 €/MWh und Brennstoffkosten um 5,91 €/MWh. Die effektiven Kosten- und Risikoänderungen für neue Technologien im Betrachtungsjahr 2030 und bestehende, zum Teil amortisierte, Technologien (Kraftwerke) sind im Anhang 3, Tabelle 46 angeführt. Der bestehende konventionelle Kraftwerkspark wird als bereits amortisiert betrachtet und trägt demzufolge keine Investitionskosten und ein geringeres Risiko. Das MVP und die Effizienzlinie werden analog zum Abschnitt 4.2 ermittelt. Auch für das Jahr 2030 wird die Nebenbedingung (3) variiert, um die Auswirkung eines fixen Bestandes auf die Stromgestehungskosten und den notwendigen Leistungs- bzw. Kapazitätsänderungen zu prüfen.

Unter der Annahme, dass der bestehende Kraftwerkspark demontiert werden kann (variabel)¹³², hat das MVP im Jahr 2030 Stromgestehungskosten in Höhe von 80,51 €/MWh bei einem Risiko von 2,45 €/MWh. Im Jahr 2010 betragen die Stromgestehungskosten 76,8 €/MWh bei einem Risiko von 5,54 €/MWh. Das MVP 2030 und die notwendigen Leistungsänderungen je Technologie zum Bestand von 2010 sind in Tabelle 37 aufgelistet.

¹³² Bestand i der Technologie i ist kleiner oder gleich des Bestandes 2010

Tabelle 37: MVP 2030 und Leistungsänderungen zu 2010 (Bestand von 2010 variabel)

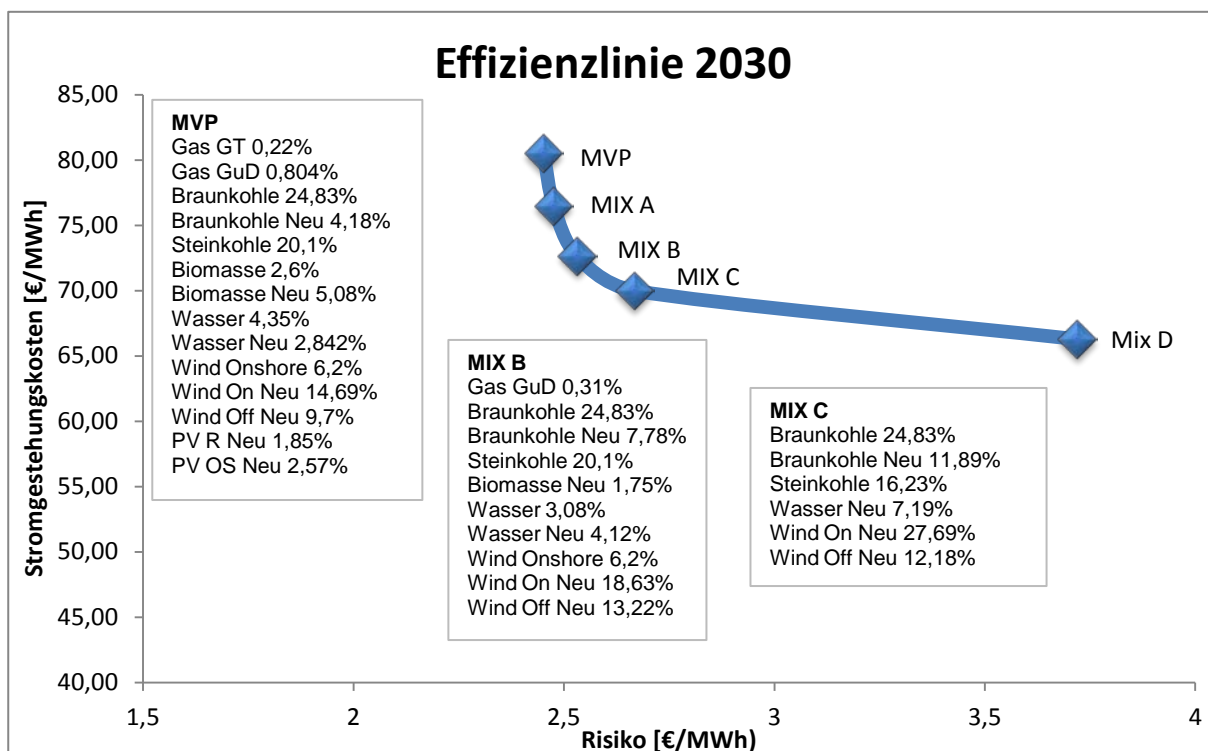
MVP 2030	2030 Anteile in %	2030 Anteil in TWh	2030 Neue Leistung in TWh	MIX BRD 2010 Anteile in %	MIX BRD 2010 Anteile in TWh	Leistungs- minderung in TWh
Öl	0,00%	0,00		1,30%	8,10	8,10
Gas GT	0,22%	1,29		2,00%	12,49	11,20
Gas GuD	0,80%	4,70		11,39%	71,15	66,46
Braunkohle	24,83%	145,00		23,21%	144,99	
Braunkohle Neu	4,17%	24,38	24,38	0,00%	0,00	
Steinkohle	20,10%	117,40		18,79%	117,39	
Nuklear	0,00%	0,00		22,50%	140,54	140,54
Biomasse	2,60%	15,18		8,72%	54,50	39,32
Biomasse Neu	5,08%	29,65	29,65	0,00%	0,00	
Wasser	4,35%	25,39		4,33%	27,03	1,63
Wasser Neu	2,84%	16,60	16,60	0,00%	0,00	
Wind Onshore	6,20%	36,20		5,79%	36,20	
Wind On Neu	14,69%	85,79	85,79	0,00%	0,00	
Wind Offshore	0,00%	0,00		0,05%	0,30	0,30
Wind Off Neu	9,70%	56,62	56,62	0,00%	0,00	
PV roof	0,00%	0,00		1,73%	10,80	10,80
PV roof Neu	1,85%	10,80	10,80	0,00%	0,00	
PV open space	0,00%	0,00		0,19%	1,20	1,20
PV OS Neu	2,57%	15,00	15,00	0,00%	0,00	
Summe	100%	584	238,835	100%	624,7	279,56

Um ein Stromerzeugungsportfolio, welches das geringste Risiko beinhaltet, herstellen zu können, müssten Kraftwerke mit einer Leistung von 279,6 TWh/a demontiert werden und neue Kraftwerke mit einer Leistung von 238,84 TWh/a errichtet werden. Diese Differenz entspricht dem erwarteten Rückgang des Bruttostrombedarfs der Jahre 2010 bis 2030. Dieser ist um 40,7 TWh geringer als im Jahr 2010. Weitere 140,5 TWh entfallen aufgrund des geplanten Atomausstiegs der Bundesregierung Deutschland. Die restliche Leistungsminderung in Höhe von 98,3 TWh besteht aus Gas, Öl, Biomasse und PV. Die neu zu errichtende Leistung von 238,84 TWh setzt sich aus Wind, Braunkohle, Biomasse, Wasser und PV zusammen. Hier ist zu erwähnen, dass die Backup-Kraftwerke vor allem aus Braun- und Steinkohle bestehen. Diese decken neben einem Teil der Grund- und Mittellast auch einen Teil der Spitzenlast ab. Die Leistungsbereitstellung zur Spitzenlastdeckung wird mit 20 GW, bei einer jährlichen Vollaststundenanzahl von

weniger als 2000 h, angenommen.¹³³ Bei 1500 Volllaststunden (VLS) ergibt dies eine notwendige Backup-Leistung von 30 TWh/a. Im ermittelten MVP hat die Technologie Gas einen Anteil von 6 TWh/a. Aufgrund der schnellen Leistungsverfügbarkeit von Gaskraftwerken scheint der Anteil von Gas zur Spitzenlastabdeckung unterbewertet zu sein. Später erfolgt eine Erweiterung des Optimierungsproblems, um diesen Effekt zu untersuchen. Zuvor wird noch die Effizienzlinie für obige Annahmen und die Alternative (Nebenbedingung (3)) mit konstantem Bestand aus dem Jahr 2010 untersucht.

Die effizienten Portfoliokombinationen und das MVP sind in Abbildung 16 dargestellt. Die Anteile je Technologie entlang der Effizienzlinie und der Anteil an EE sind in Abbildung 17 dargestellt. Das MVP besteht zu 49,9% aus EE, welche sich aus 30,56% Wind, 7,68% Biomasse, 7,19% Wasser und 4,42% PV zusammensetzt. Im Vergleich dazu betrug der Anteil an EE im Jahr 2010 20,8%.

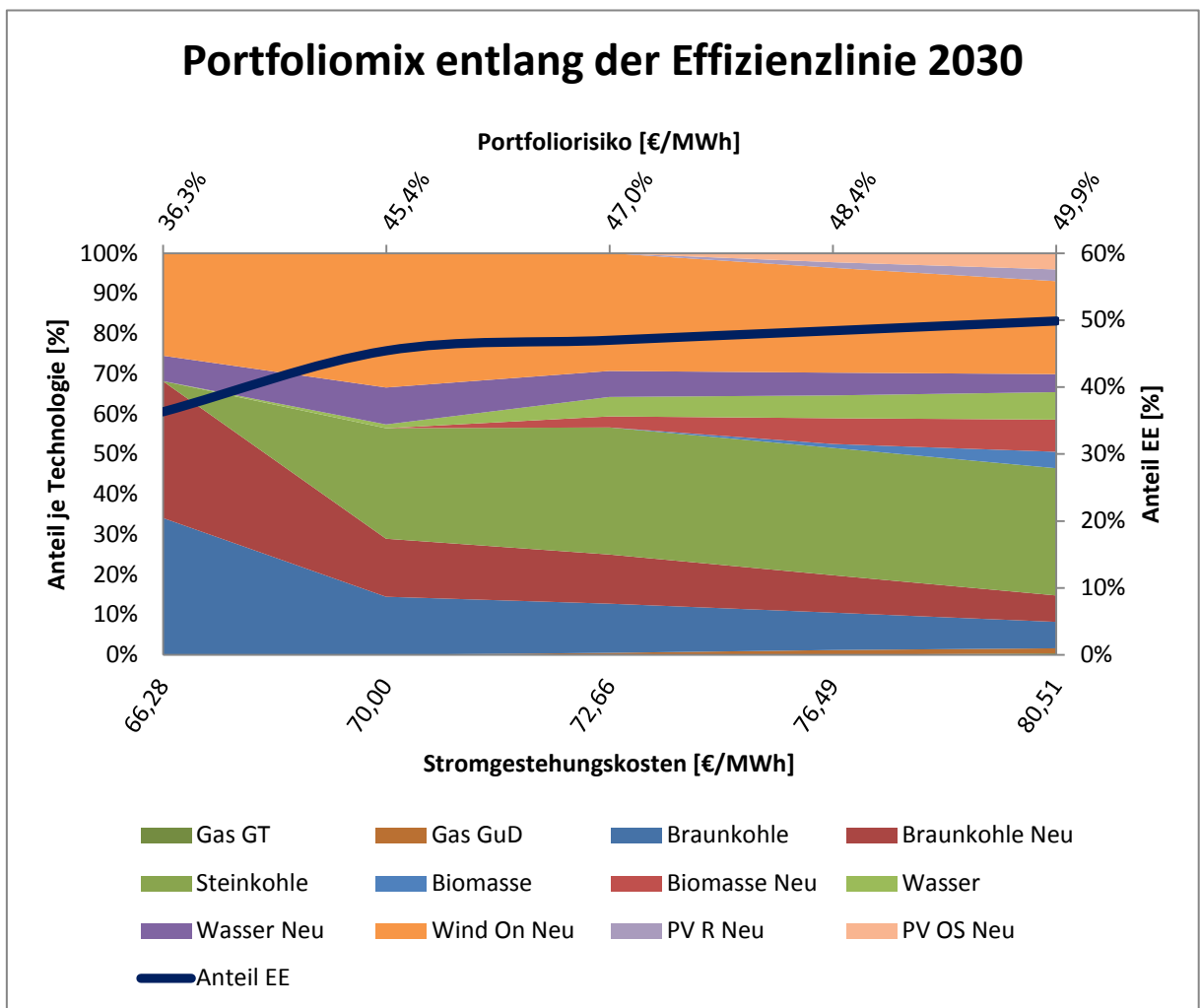
Abbildung 16: Effizienzlinie 2030



¹³³ BMU (2010), Leitstudie S.103

Die blauen Quadrate entlang der Effizienzlinie stellen jeweils eine 5%-prozentige Änderung der Portfoliokosten (Stromgestehungskosten) dar. Das Portfolio MIX B hat Stromgestehungskosten in Höhe von 72,66 €/MWh und ein Risiko von 2,53 €/MWh. Gegenüber dem MVP entspricht dies einer Kostenreduzierung um 7,85 €/MWh bei einem Risikozuwachs von 0,08 €/MWh. Der Anteil an EE sinkt dabei um 2,9% auf 47% (vgl. Abbildung 17). Im MIX B hat die Technologie Gas nur noch einen geringen Anteil, was zu Problemen bei der Spitzenlastdeckung führen kann.

Abbildung 17: Anteile je Technologie entlang der Effizienzlinie 2030



Unter der Annahme, dass der Bestand von 2010 konstant bleibt hat das MVP Stromgestehungskosten von 91,6 €/MWh bei einem Risiko von 3,02 €/MWh. Der Anteil an EE beträgt 39,4% und ist damit nur knapp über dem Ziel für das Jahr 2020 von 38,6%. Im Vergleich zur Variante variabler Bestand sind bei konstantem Bestand

die Stromgestehungskosten um 11,09 €/MWh höher. Für den gesamten Bruttostrombedarf im Jahr 2030 beträgt diese Differenz 64,7655 Milliarden €. Die Differenz des Risikos beträgt 0,04 €/MWh bzw. 23,36 Millionen € im Jahr 2030. Unabhängig davon wird das MVP mit dem Stromerzeugungsmix des Jahres 2010 gegenübergestellt (siehe Tabelle 38). Aufgrund des fixen Bestandes aus 2010 sind Leistungsminderungen nur im Bereich der Biomasse und der Nuklearenergie zu erwarten. Die Leistungsminderung in Folge des Nuklearausstiegs wird ausschließlich mit Strom aus EE kompensiert. Den größten Zuwachs hat die Windenergie mit 73,3 TWh gefolgt von Wasser, Biomasse und PV.

Tabelle 38: MVP 2030 und Leistungsänderungen zu 2010 (Bestand von 2010 konstant)

MVP 2030	2030 Anteile in %	2030 Anteil in TWh	2030 Neue Leistung in TWh	MIX BRD 2010 Anteile in %	MIX BRD 2010 Anteile in TWh	Leistungs- minderung in TWh
Öl	1,39%	8,10		1,30%	8,10	
Gas GT	2,15%	12,55		2,00%	12,49	
Gas GuD	12,18%	71,11		11,39%	71,15	
Braunkohle	24,83%	145,00		23,21%	144,99	
Steinkohle	20,10%	117,40		18,79%	117,39	
Nuklear	0,00%	0,00		22,50%	140,54	140,54
Biomasse	8,70%	50,81		8,72%	54,50	3,69
Biomasse Neu	1,57%	9,17	9,17	0,00%	0,00	
Wasser	4,63%	27,03		4,33%	27,03	
Wasser Neu	2,56%	14,96	14,96	0,00%	0,00	
Wind Onshore	6,20%	36,20		5,79%	36,20	
Wind On Neu	8,69%	50,78	50,78	0,00%	0,00	
Wind Offshore	0,05%	0,30		0,05%	0,30	
Wind Off Neu	3,86%	22,53	22,53	0,00%	0,00	
PV roof	1,85%	10,80		1,73%	10,80	
PV open space	0,21%	1,20		0,19%	1,20	
PV OS Neu	1,04%	6,06	6,06	0,00%	0,00	
Summe	100%	584	103,50	100%	624,7	144,24

Erwartungsgemäß weichen wie in der Analyse für das Jahr 2020 auch hier die Ergebnisse des variablen und konstanten Bestandes signifikant voneinander ab. In

Tabelle 39 werden die ermittelten Werte des MVP mit den Ergebnissen einer kostenbasierenden Studie der Bundesregierung gegenübergestellt.¹³⁴

Tabelle 39: Vergleich der Ergebnisse 2030

	MVP 2030 Bestand variabel		MVP 2030 Bestand konstant		Energieszenarien 2011	
	Anteil in %	Anteil in TWh	Anteil in %	Anteil in TWh	Anteil in %	Anteil in TWh
Öl	0,00%	0,00	1,4%	8,10	0,0%	0,00
Gas	1,03%	5,99	14,3%	83,66	16,0%	81,47
Braunkohle	29,00%	169,38	24,8%	145,00	15,0%	76,38
Steinkohle	20,10%	117,40	20,1%	117,40	17,4%	88,60
Nuklear	0,00%	0,00	0,0%	0,00	0,0%	0,00
Biomasse	7,68%	44,82	10,3%	59,98	7,9%	40,23
Wasser	7,19%	41,99	7,2%	41,99	6,5%	33,10
Wind On	20,89%	122,00	14,9%	86,98	14,3%	72,82
Wind Off	9,70%	56,62	3,9%	22,83	9,4%	47,86
PV	4,42%	25,80	3,1%	18,06	7,1%	36,15
Geothermie	0,00%	0,00	0,0%	0,00	0,6%	3,06

In beiden Varianten kann im Vergleich zu den Prognosen (vgl. Tabelle 39, Energieszenarien 2011) eine signifikante Differenz bei den Anteilen je Technologie festgestellt werden. Der Anteil der EE liegt bei der Referenzstudie bei 45,5% und im MVP variabel bei 49,9%. Um die Auswirkung der Unterschiede zu verdeutlichen, wurden mit den ermittelten Stromgestehungskosten und Risiken dieser Arbeit und den Anteilen je Technologie der Vergleichsstudie die erwarteten Stromgestehungskosten und Risiken ermittelt. Das Stromerzeugungsportfolio basierend auf den prognostizierten Anteilen der Vergleichsstudie hat Stromgestehungskosten in Höhe von 108,43 €/MWh bei einem Risiko von 4,16 €/MWh. Dieses Portfolio hätte bei höherem Risiko um 27,92 €/MWh höhere Stromgestehungskosten und ist daher im Sinne der Portfoliotheorie nicht effizient.

¹³⁴ BMU (2011), Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung S.A 1-12

Wie vorhin erwähnt, scheint im Szenario Bestand variabel der Anteil an Gas unterbewertet zu sein. Nimmt man nun an, dass die Backup-Leistung zur Spitzenlastdeckung ausschließlich aus Gas besteht, muss der Anteil am Erzeugungsportfolio mindestens 5,14% betragen.¹³⁵ Dies erhöht die Stromgestehungskosten des MVP von 80,51 €/MWh auf 82,13 €/MWh und das Risiko von 2,45 €/MWh auf 2,48 €/MWh. Der höhere Anteil an Gas führt zu einem Rückgang an Steinkohle. Ohne auf diese Ergebnisse weiter einzugehen, werden im nächsten Absatz die Auswirkungen der Portfolioänderung von 2010 auf 2030 in Hinblick auf die Emissionen beschrieben.

Der Anteil an EE liegt im MVP (Bestand aus 2010 variabel) bei 49,9%. Im Jahr 2010 war der Anteil an EE am Bruttostromerzeugungsmix noch 20,8%. Die Verschiebung der Erzeugungsanteile führt zu einer jährlichen CO₂ Reduktion von knapp 13 Millionen Tonnen. Hier ist zu beachten, dass die Abschaltung der nahezu CO₂ neutralen Kernkraftwerke mit neuen konventionellen Kraftwerken wie Braunkohle ausgeglichen wird. Unter der Annahme, dass die Spitzenlast durch Gas gedeckt werden soll, würden im Vergleich zum Jahr 2010 rund 20 Millionen Tonnen CO₂ weniger ausgestoßen werden. Die Optimierung könnte um die Unsicherheit der CO₂ Zertifikatspreise erweitert werden, was unweigerlich zu einem weiteren Vorteil für die EE führt. Die Auswirkung des CO₂ Risikos wird in der Sensitivitätsanalyse diskutiert.

Wie im Abschnitt 4.2 wird abschließend das MVP und die Effizienzlinie für den Fall, dass bestehende Kraftwerke keinem Investitionsrisiko unterliegen, ermittelt. Das MVP im Jahr 2030 hat Stromgestehungskosten in Höhe von 82,94 €/MWh bei einem Risiko von 2,03 €/MWh. Die Anteile je Technologie und Leistungs- bzw. Kapazitätsänderungen zum Jahr 2010 sind in Tabelle 40 aufgelistet. Die größten Leistungsänderungen sind bei den Technologien Gas, Steinkohle, Nuklear, und Wind zu erwarten. Wie in obigen Szenarien ist hier die Backup-Leistung durch konventionelle Kraftwerke die insbesondere durch Braunkohle gedeckt wird in Frage

¹³⁵ Annahme: Spitzenlast von 20 GW, 1500 Volllaststunden. 30 TWh / 854 TWh = 5,14%

zu stellen. Im Vergleich zur Studie Energieszenarien 2011 sind im MVP 2030 die Anteile Gas, Steinkohle, PV und Geothermie um 10,86%, 5,18%, 0,69%, 2,86% und 0,6% geringer und die Anteile Braunkohle, Wind Onshore, Wind Offshore und Wasser um 15,56%, 2,37%, 0,69%, 5,25% und 1,25% höher.

Tabelle 40: MVP 2030 & Leistungsänderungen zu 2010 (Bestand kein Investitionsrisiko)

MVP 2030	Anteile in %	Anteil in TWh	Neue Leistung in TWh	MIX BRD 2010 Anteile in %	MIX BRD 2010 Anteile in TWh	Leistungs-minderung in TWh
Öl	0,00%	0,00		1,30%	8,10	8,1
Gas GT	2,15%	12,55		2,00%	12,49	
Gas GuD	2,99%	17,47		11,39%	71,15	53,7
Braunkohle	24,83%	145,00		23,21%	144,99	
Braunkohle Neu	5,73%	33,46	33,46	0,00%	0,00	
Steinkohle	12,22%	71,35		18,79%	117,39	46,0
Nuklear	0,00%	0,00		22,50%	140,54	140,5
Biomasse	8,70%	50,81		8,72%	54,50	3,7
Biomasse Neu	1,57%	9,17	9,17	0,00%	0,00	
Wasser	4,63%	27,03		4,33%	27,03	
Wasser Neu	2,56%	14,96	14,96	0,00%	0,00	
Wind Onshore	6,20%	36,20		5,79%	36,20	
Wind On Neu	13,35%	77,98	77,98	0,00%	0,00	
Wind Offshore	0,05%	0,30		0,05%	0,30	
Wind Off Neu	10,60%	61,92	61,92	0,00%	0,00	
PV roof	1,85%	10,80		1,73%	10,80	
PV roof Neu	0,00%	0,00	0,00	0,00%	0,00	
PV open space	0,21%	1,20		0,19%	1,20	
PV OS Neu	2,36%	13,80	13,80	0,00%	0,00	
Summe	100%	584	211,3	100%	624,7	252,1

5. ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

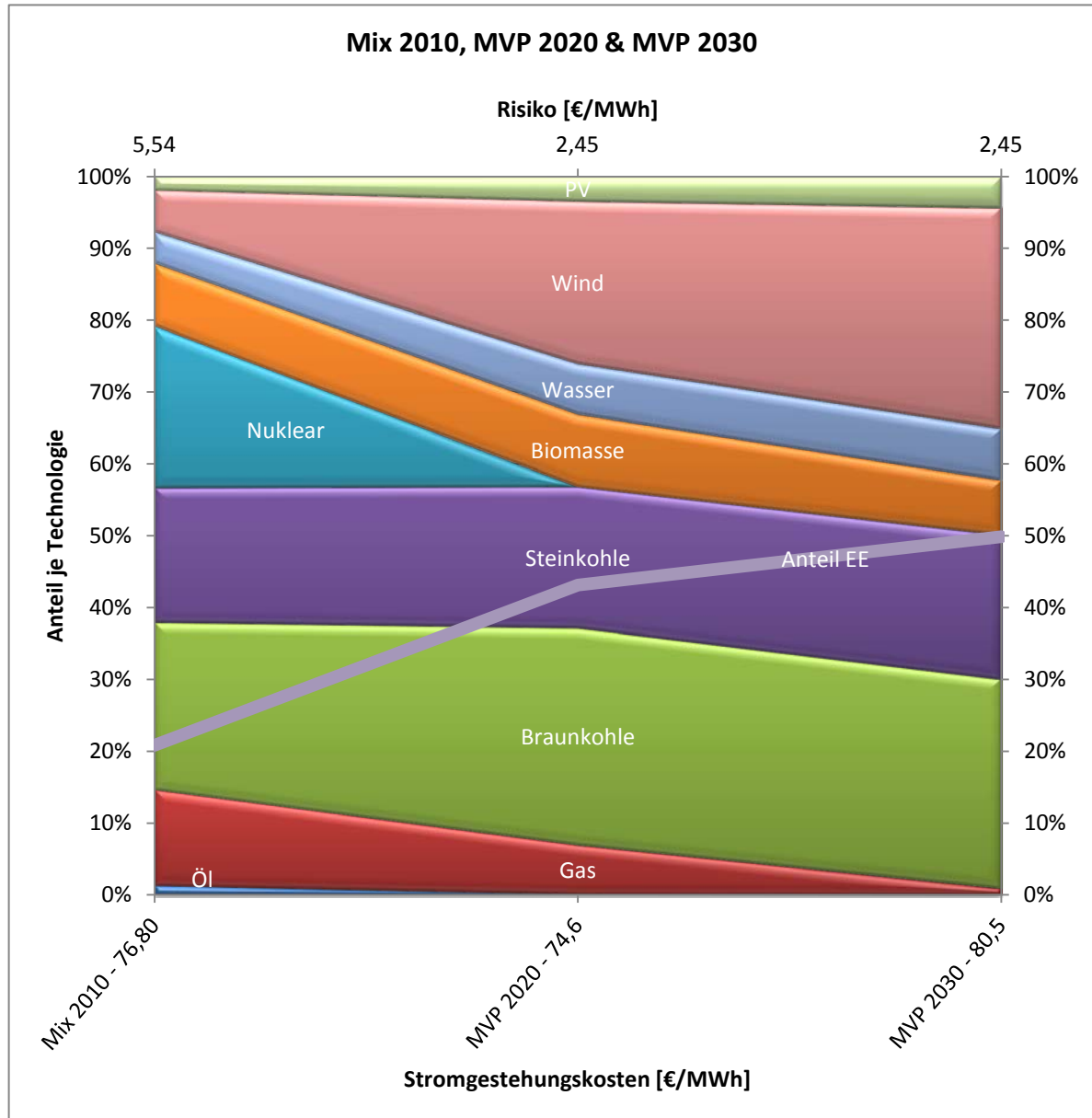
Ausgehend vom Stromerzeugungsmix des Jahres 2010 wurden die MVP für die Jahre 2020 und 2030 ermittelt.¹³⁶ In beiden Portfolien nimmt der Anteil der EE signifikant zu. Dieser lag im Jahr 2010 bei 20,8% und erreicht im MVP 2020 einen Anteil von 43,15% und im MVP 2030 einen Anteil von 49,87% (siehe Abbildung 18 Anteil EE). Die stärkste Leistungszunahme verzeichnet die Windenergie, gefolgt von Braunkohle. Ob der Einsatz von Braunkohle in Zukunft steigen wird ist von weiteren Parametern, wie der Ressourcenverfügbarkeit, gesetzliche Regelungen in Hinblick auf die Emissionsziele und weiteren Investitionen in Braunkohlekraftwerke bei steigenden CO₂ Kosten und Risiken abhängig (vgl. 996.7. Sensitivität des CO₂ Risikos). Ein Rückgang der Anteile wird, abgesehen von der Atomenergie, bei Gas und Öl erwartet. Der Einsatz von Gas zur Elektrizitätserzeugung dient vor allem zur Spitzenlastabdeckung und zum Ausgleich von schnellen Leistungsänderungen im Netz. Bei einem weiteren Rückgang von Braunkohle (aufgrund der CO₂ Kosten) nimmt der Anteil an Gas entsprechend zu, um die geforderte Backup-Leistung gewährleisten zu können. Die Stromgestehungskosten des Elektrizitätserzeugungsmix der BRD im Jahr 2010 betragen 76,8 €/MWh bei einem Risiko von 5,54 €/MWh. Durch eine optimale Diversifizierung der Erzeugungsanteile können bis zum Jahr 2020 sowohl die Stromgestehungskosten, als auch das Risiko reduziert werden (siehe Abbildung 18). Die erwarteten SGK des MVP 2020 können bei einer Risikominderung von 3,09 €/MWh um 2,2 €/MWh gesenkt werden. Im Zeitraum 2020 bis 2030 ist aufgrund der zu erwartenden Preissteigerungen keine weitere Senkung der SGK zu erwarten. Diese werden um 5,9 €/MWh auf 80,5 €/MWh steigen. Dennoch kann das Risiko in den Jahren 2020 bis 2030 bei 2,45 €/MWh konstant gehalten werden.

Im Vergleich zu anderen Studien können unter Anwendung der MPT stets die Kosten oder das Risiko oder auch beide reduziert werden. Im Gegensatz zu den Arbeiten

¹³⁶ In diesem Abschnitt wird sich nur mehr auf die Variante variabler Bestand bezogen.

von Jansen¹³⁷ und Awerbuch und Berger¹³⁸ kann diese Verbesserung auch ohne signifikanter Erhöhung der EE erfolgen.

Abbildung 18: Stromerzeugungsmix 2010, MVP 2020 und 2030



¹³⁷ Jansen et al. (2006)

¹³⁸ Awerbuch und Berger (2003)

Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit basieren sowohl auf realen historischen Daten, als auch auf qualitativen und quantitativen Prognosedaten und sollen daher mit Vorsicht interpretiert werden. Wie sensitiv das Modell auf unterschiedliche Annahmen reagiert, wird in den nachfolgenden Sensitivitätsanalysen untersucht. Unabhängig davon zeigen die Ergebnisse der MVP 2020 und 2030 unter den Annahmen konstanter Bestand oder variabler Bestand, wie wichtig die Annahmen zu den Grenzen der Technologieanteile sind. Auch die technischen Möglichkeiten, wie die Einbindung der EE, die politischen Entscheidungen zur Emissionsminderung und des Atomausstieges sind von substantieller Bedeutung. Um einen Vergleich zu anderen Prognosen zu ermöglichen, werden die Grenzen stets in Anlehnung an kostenbasierenden Studien, welche im Auftrag der deutschen Bundesregierung oder des BMU's erstellt wurden, gewählt. Trotz oder gerade wegen dieser zukünftigen Unsicherheiten in Hinblick auf die Kosten und Risiken, ist es für den Entscheidungsträger umso bedeutender, den Elektrizitätserzeugungsmix auch hinsichtlich des Risikos zu optimieren bzw. zu diversifizieren. Im nächsten Abschnitt wird geprüft, wie robust die vorangegangenen Ergebnisse sind.

6. SENSITIVITÄTSANALYSE

6.1 Einleitung

Bei der Interpretation der Ergebnisse müssen die inhärenten Unsicherheiten der Preisentwicklungen und der geschätzten Risiken berücksichtigt werden. Um den Einfluss einzelner Variablen wie die Kapitalkosten, Brennstoffkosten oder des Investitionsrisikos, auf die Stromgestehungskosten, das Portfoliorisiko und die Anteile je Technologie beurteilen zu können, wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Diese zeigt die Änderung des MVP, wenn jeweils ein Input um einen Faktor erhöht oder gesenkt wird. Zu diesem Zweck werden als Ausgangsbasis für die Berechnung des MVP's die Daten des Jahres 2030 herangezogen. Das MVP unterscheidet sich von der Optimierung der Jahre 2020 und 2030, da auch die Investitionskosten für bestehende bereits amortisierte Kraftwerke berücksichtigt werden. Dies hat implizit zur Folge, dass Kraftwerke des bestehenden

Kraftwerksparks aus 2010 entweder demontiert werden oder die technische Lebensdauer durch neue Investitionen verlängert wird. In weiterer Folge hat ein Kraftwerk aus dem Bestand 2010 konstante Investitionskosten, wenn dieses länger im Einsatz bleibt. Das beschriebene MVP hat Stromgestehungskosten von 93,87 €/MWh bei einem Risiko von 3,91 €/MWh. Der Anteil der konventionellen Kraftwerke liegt bei 46,23% und entspricht damit der unteren technischen Grenze (Minimum an Backup-Kraftwerken). Das MVP besteht aus: 1,93% Öl, 11,13% Gas, 28,14% Braunkohle, 5,04% Steinkohle, 6,09% Biomasse, 7,19% Wasser, 36,14% Wind und 4,36% PV.

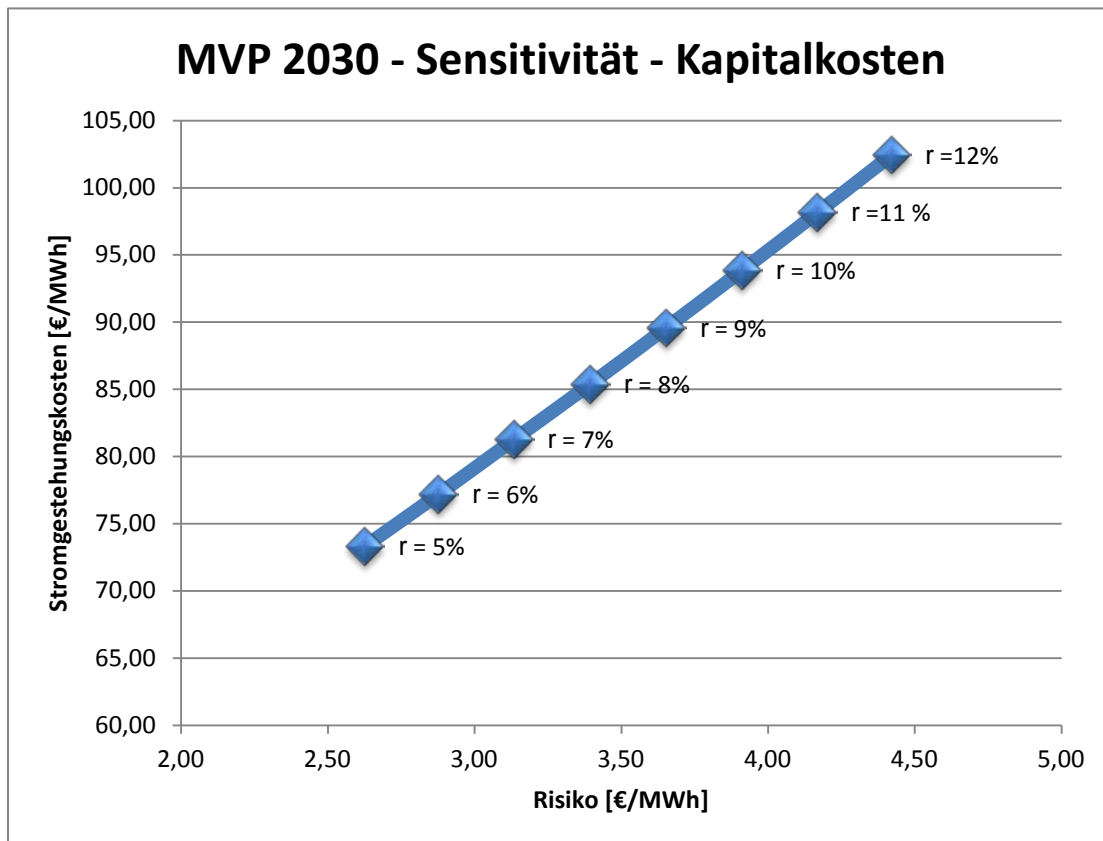
6.2 Sensitivität der Investitionskosten

6.2.1 KAPITALKOSTEN

Die Investitionskosten hängen von der technischen Lebensdauer, den durchschnittlichen Volllaststunden je Jahr und den Kapitalkosten (Zinsfuß) ab. In einem ersten Schritt wird untersucht wie sensitiv das Portfolio auf die Kapitalkosten reagiert. Dazu wird das MVP mit Kapitalkosten von 5% bis 12% und einer jeweiligen Steigerung um 1% ermittelt (siehe Abbildung 19). Die blauen Quadrate stellen die jeweiligen MVP's dar. Die Stromgestehungskosten des Portfolios variieren von 73,32 €/MWh bei einem Kapitalkostensatz von 5% bis zu 102,46 €/MWh bei einem Kapitalkostensatz von 12%. Das MVP hat bei Kapitalkosten von 5% ein Risiko in Höhe von 2,63 €/MWh und bei Kapitalkosten von 12% ein Risiko in Höhe von 4,42 €/MWh. Aufgrund der Nebenbedingung, dass 46,23% der Kapazität aus konventionellen Kraftwerken bestehen muss, bleibt dieser Anteil konstant. Ohne dieser Nebenbedingung würde der Anteil der investitionsintensiven EE bei geringeren Kapitalkosten signifikant zunehmen. Die Anteile je Technologie sind im Anhang 4, Abbildung 19 dargestellt. Bei steigenden Kapitalkosten nehmen die Anteile an Öl, Gas, Steinkohle und Biomasse zu, während die Anteile an Braunkohle, Wind Offshore und PV sinken. Aufgrund der höheren Kapitalkosten steigen die Investitionskosten, welche im Fall der Braunkohle den Vorteil der geringeren Brennstoffkosten schmälert und zu einem geringeren Portfolioanteil führt. Die Technologien Wind Offshore und PV unterliegen hohen Investitionskosten, die bei zunehmenden Kapitalkosten einen stärkeren Anstieg verzeichnen als weniger

investitionsintensive Technologien. Deshalb ist bei diesen Technologien bei steigenden Kapitalkosten ein rückläufiger Anteil zu erwarten und vice versa.

Abbildung 19: Sensitivität des MVP 2030 auf die Kapitalkosten



6.2.2 VOLLASTSTUNDEN

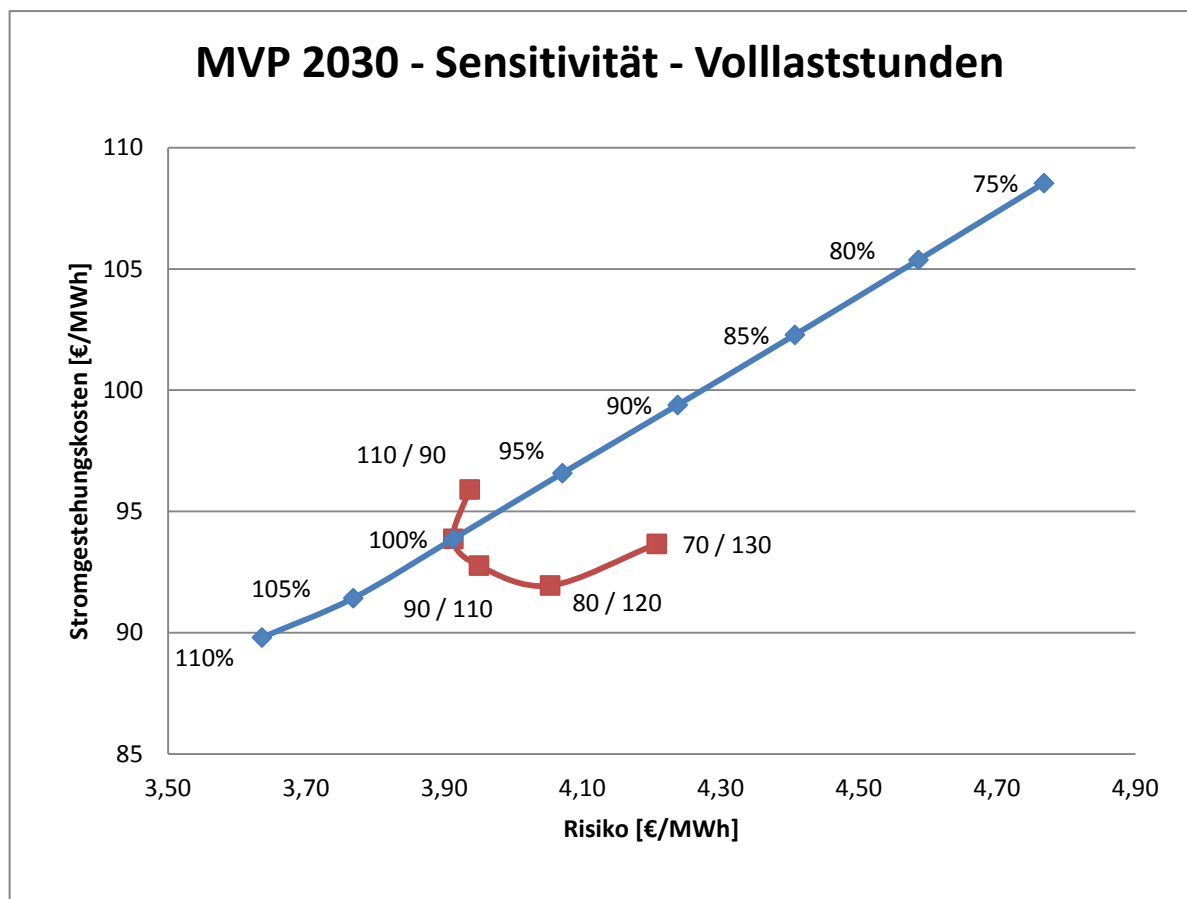
Der Einfluss der Volllaststunden auf das MVP wird in zwei Szenarien unterteilt. Im ersten Szenario wird untersucht wie sich das MVP bei einer generellen Zu- oder Abnahme der VLS verhält. Aufgrund der EEG-Vergütung und dem damit verbundenen Vorzug der Stromabnahme aus EE-Kraftwerken und der erwarteten Effizienzsteigerung im Bereich der EE wird von einer Zunahme der VLS im Bereich der EE und einem Rückgang der VLS im Bereich der konventionellen Kraftwerke ausgegangen. Dieser Effekt wird im Szenario zwei gezeigt.

Szenario 1:

Eine generelle Zunahme der VLS senkt die Stromgestehungskosten und das Risiko des MVP's. Eine 10%ige Zunahme der VLS führt zu einer Abnahme der

Stromgestehungskosten von 4,07 €/MWh und einer Risikominderung von 0,28 €/MWh. Eine 10%ige Abnahme der VLS führt zu einer Zunahme der Stromgestehungskosten von 5,22 €/MWh und einer Risikoerhöhung von 0,32 €/MWh. Die Veränderung des Kosten Risiko Verhältnisses bei einer 5%igen Änderung der jährlichen VLS ist in Abbildung 20 dargestellt (blaue Linie). Bei einer Abnahme der VLS auf 75% erhöhen sich die Anteile aus Gas um 4,67% und Öl um 0,87% bei einem Rückgang der Braunkohle um 5,38% und der PV um 0,6%, wobei Änderungen kleiner 0,5% hier nicht angeführt werden.¹³⁹ Die Portfolioanteile je Technologie sind im Anhang 4, Abbildung 30 dargestellt.

Abbildung 20: Sensitivität des MVP 2030 - Volllaststunden



¹³⁹ Vgl. Sensitivität der Kapitalkosten

Scenario 2:

Wie im Szenario 1 ersichtlich, scheint eine generelle Zu- oder Abnahme der VLS unrealistisch. Aus diesem Grund werden gleichzeitig die VLS des konventionellen Kraftwerksparks gesenkt bzw. erhöht während die VLS des Kraftwerksparks aus EE erhöht bzw. gesenkt werden. Eine 10%ige Erhöhung der VLS im Bereich der EE und eine 10%ige Senkung der VLS der konventionellen Kraftwerke senkt die Stromgestehungskosten um 1,10 €/MWh und das Risiko um 0,037 €/MWh (siehe Abbildung 20). Ab einer 20%igen Reduktion der VLS der konventionellen Kraftwerke beginnen sowohl die Stromgestehungskosten als auch das Risiko wieder zu steigen. Dies resultiert aus den höheren Investitionskosten, aufgrund der geringeren Auslastung, der konventionellen Kraftwerke, welche aber aufgrund der notwendigen Backup-Leistung dennoch Einsatz finden müssen. Die unwahrscheinliche Situation, dass die VLS der EE abnehmen würde direkt zu einer Kosten- und Risikoerhöhung des Portfolios führen (vgl. Punkt (110 / 90) in Abbildung 20). Die Anteile je Technologie und die Änderung der VLS sind im Anhang 4, Abbildung 31 dargestellt.

6.3 Sensitivität des Investitionsrisikos

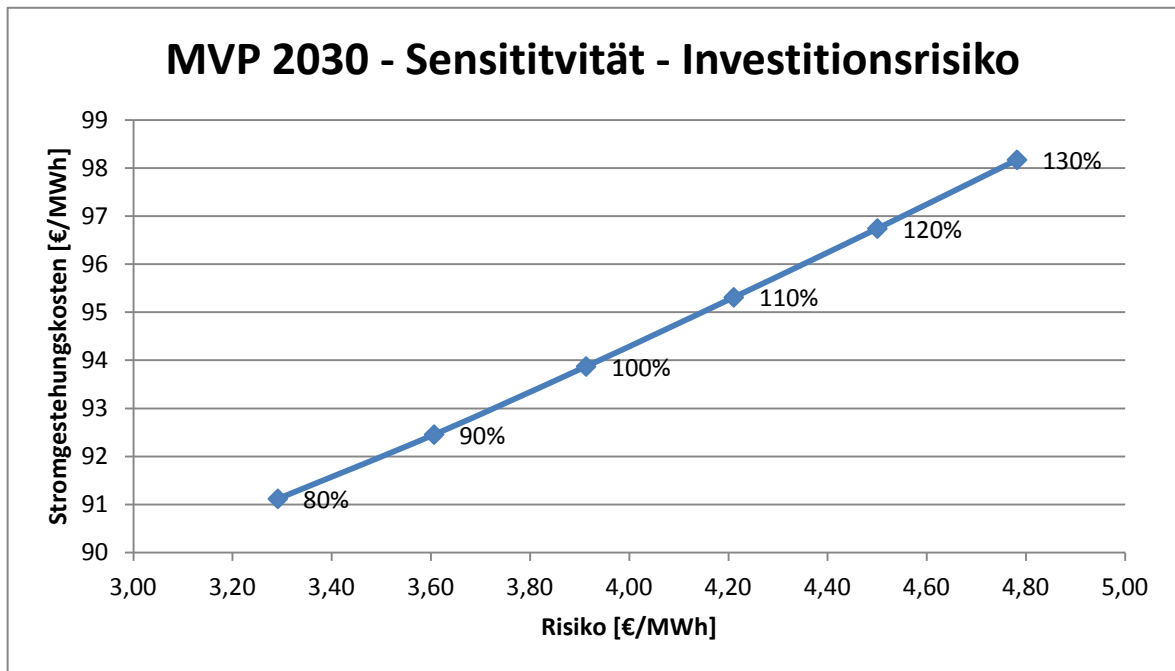
Da zur Bewertung des Investitionsrisikos keine Kostenströme zu Verfügung stehen, werden die Risiken aus der Literatur übernommen (vgl. Abschnitt 3.3.7). Die Sensitivität des MVP's auf das Investitionsrisiko wird wiederum in zwei Szenarien unterteilt. Im ersten Szenario wird die Auswirkung einer generellen Zu- und Abnahme des Investitionsrisikos untersucht, während im zweiten Szenario die Auswirkung von abnehmenden Investitionsrisiken bei konventionellen Kraftwerken untersucht wird. Letzteres kann daraus resultieren, dass der gesetzliche Vorteil der Einspeisung von Strom aus EE reduziert oder gänzlich aufgehoben wird.

Szenario 1:

Ausgehend von dem MVP 2030 wird das Investitionsrisiko schrittweise um 10% erhöht bzw. gesenkt (siehe Abbildung 21). Eine 10%ige Reduktion des Risikos führt zu einem Rückgang der Stromgestehungskosten von 1,42 €/MWh und einer Risikominderung um 0,31 €/MWh. Dabei steigt der Anteil der Braunkohle um 1,9%

während der Öl-Anteil um 0,27% und der Gas-Anteil um 1,6% sinkt. Ein steigendes Investitionsrisiko führt andererseits zu einem höheren Gas-Anteil und zu einem geringeren Anteil der Braun- und Steinkohle (siehe Anhang 4, Abbildung 32).

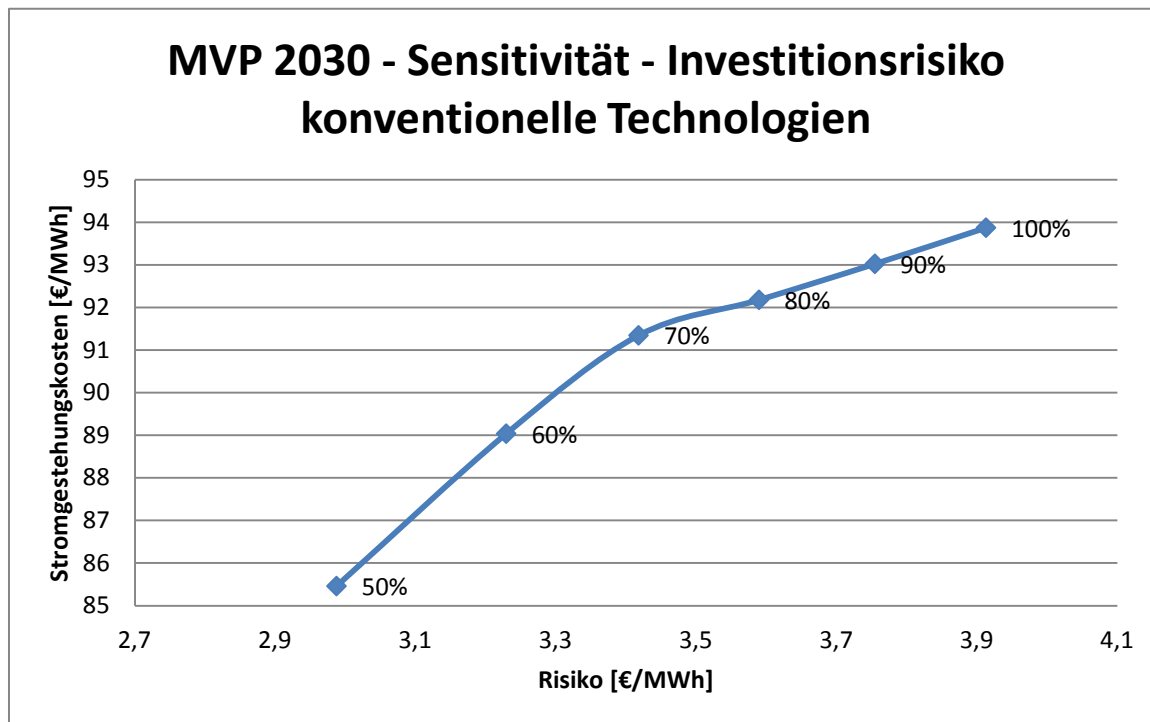
Abbildung 21: Sensitivität des MVP 2030 - Investitionsrisiko



Szenario 2:

In diesem Szenario wird das Investitionsrisiko der EE konstant gehalten während das Investitionsrisiko der konventionellen Kraftwerke in 10%-Schritten gesenkt wird. Eine 10%ige Risikosenkung führt zu einem Rückgang der Stromgestehungskosten um 0,85 €/MWh und einer Portfoliorisikoverringung um 0,16 €/MWh. Wenn das Risiko des konventionellen Kraftwerkspark um 10% von 70% auf 60% des Ausgangswertes sinkt, verringert sich der Anteil der EE um 5,9%. Der Anteil an Braunkohle steigt vom Vergleichswert um 12,2% während die Anteile von Gas und Wind einen Rückgang von jeweils rund 5% verzeichnen. Eine signifikante Änderung des Portfolios stellt sich ab einer 40%igen Senkung des Investitionsrisikos ein (bei 60%) (siehe Abbildung 22). Die Anteile je Technologie und Risikoänderung sind im Anhang 4, Abbildung 33 dargestellt.

Abbildung 22: Sensitivität des MVP 2030 - Investitionsrisiko konventionelle Technologien



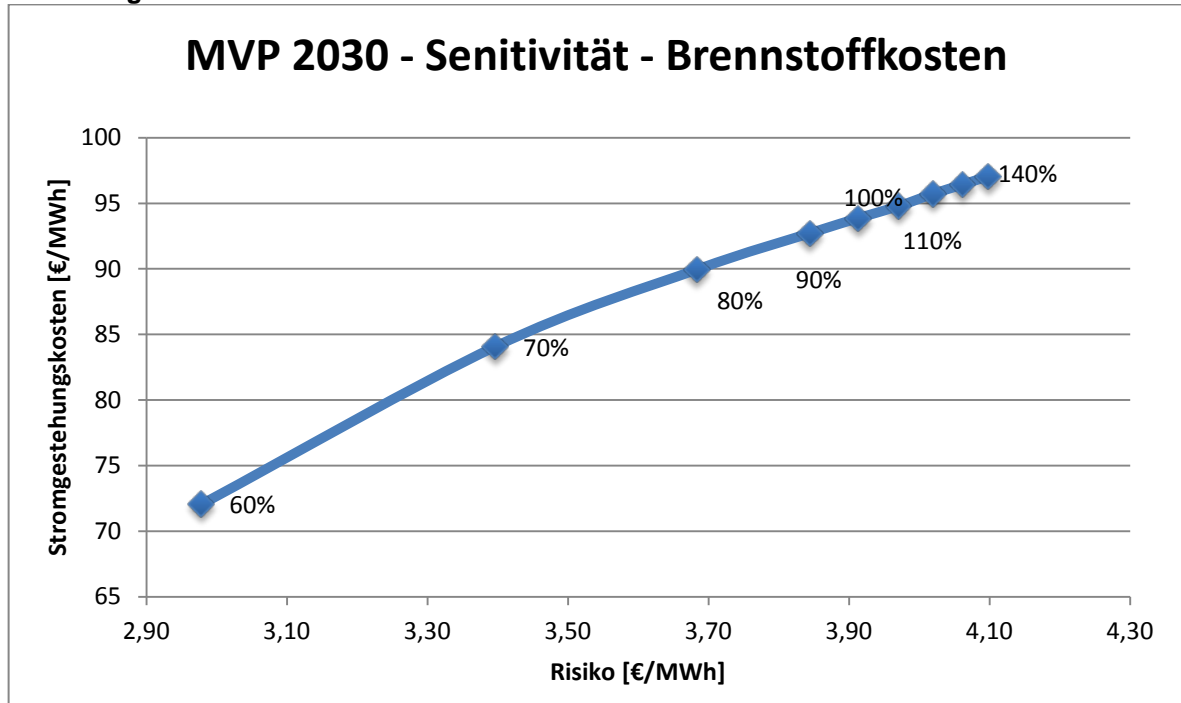
6.4 Sensitivität der Brennstoffkosten

Die Brennstoffkosten betragen bei den konventionellen Technologien bis zu 85% der Stromgestehungskosten.¹⁴⁰ Bei einem generellen Rückgang der Brennstoffkosten um 10% sinken die erwarteten Stromgestehungskosten um 1,14 €/MWh und das Portfoliorisiko um 0,07 €/MWh. Durch das niedrigere Niveau der Brennstoffkosten wird der Vorteil der Braunkohle geschmälert. In Folge dessen nimmt der Anteil von Braunkohle am Erzeugungsmix um 2,3% ab, während Öl, Gas, Steinkohle und Biomasse diesen Rückgang ausgleichen. Das Portfolio reagiert ab einer 30%igen Minderung der Brennstoffkosten sensibler (siehe Abbildung 23). Ein 10%iger Kostenrückgang von 70% auf 60% reduziert die Stromgestehungskosten um 12,01 €/MWh und das Risiko um 0,42 €/MWh. Unter der Annahme, dass die Brennstoffkosten um 40% geringer sind als im Ausgangszenario, würde der Anteil des konventionellen Kraftwerkspark von 46,23% auf 53,83% steigen. Dabei steigt der

¹⁴⁰ Kostenanteil durch Brennstoff bei Technologiestandard 2030: Öl 85%, Gas GT 80%, Gas GuD 70%, Braunkohle 13%, Steinkohle 47%, Nuklear 12% und Biomasse 72%

Anteil an Gas um knapp 30%, während der Anteil an Braun- und Steinkohle um 25% sinkt (siehe Anhang 4, Abbildung 34).

Abbildung 23: Sensitivität des MVP 2030 – Brennstoffkosten

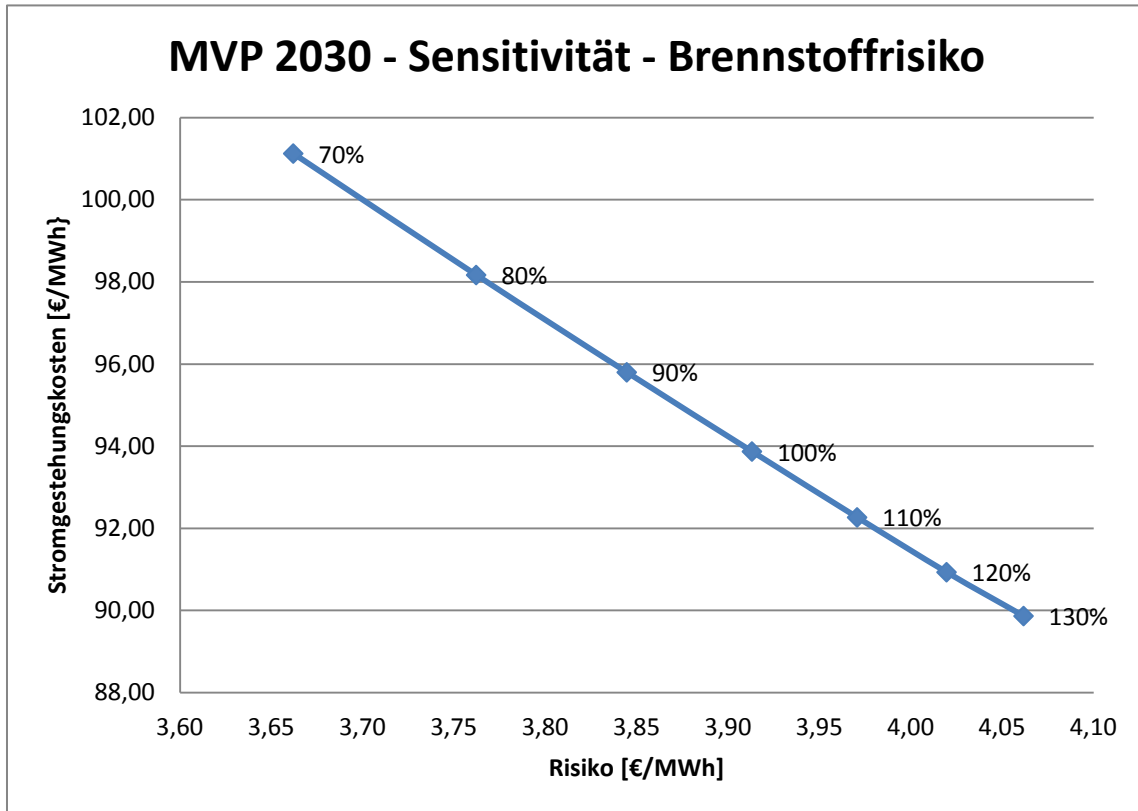


6.5 Sensitivität des Brennstoffrisikos

Das Brennstoffrisiko wird auf Basis der HPR zwischen 1980 und 2010 ermittelt (siehe Abschnitt 3.3.1). Generell wird eine Zunahme der Preisvolatilität erwartet, welche die Risiken aber auch die Chancen für Kraftwerksbetreiber erhöhen kann. Bei einer generellen Zunahme des Risikos der Brennstoffkosten um 10% sinken die Stromgestehungskosten um 1,6 €/MWh und das Risiko steigt um 0,06 €/MWh (siehe Abbildung 24). Die fallenden Stromgestehungskosten ergeben sich aus der Änderung der Stromerzeugungsanteile. Demnach begünstigt ein höheres Brennstoffrisiko Technologien, bei denen die Brennstoffkosten einen geringen Anteil der Stromgestehungskosten aufweisen. Dieser Effekt führt zu einer Zunahme an Braunkohle um 2,04% und einer Abnahme der Anteile von Öl, Gas, Steinkohle und Biomasse (siehe Anhang 4, Abbildung 35). Generell führt eine Zunahme des

Brennstoffrisikos zu einer Erhöhung des Portfoliorisikos, da aufgrund der Mindestleistung von Backup-Kraftwerken keine Substitution durch EE möglich ist.

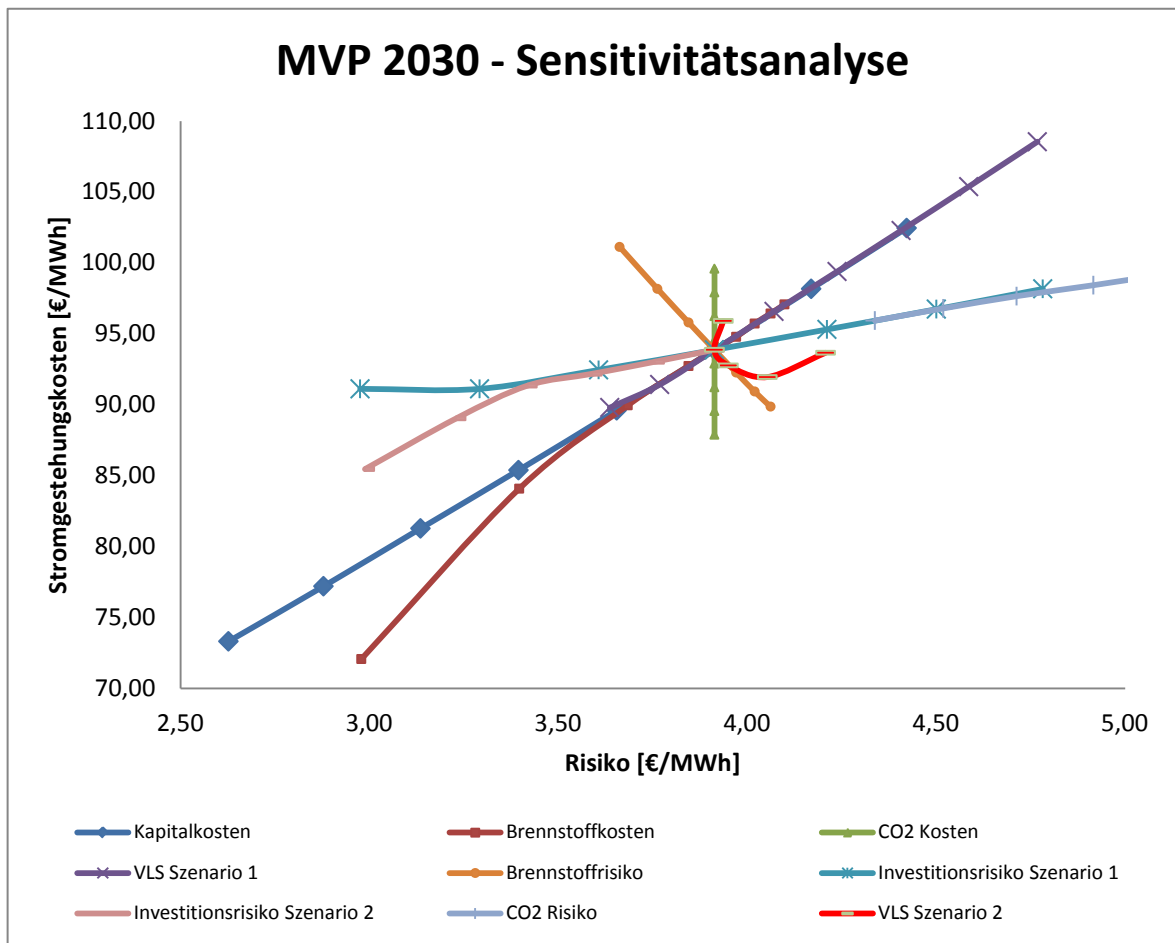
Abbildung 24: Sensitivität des MVP 2030 – Brennstoffrisiko



6.6 Sensitivität der CO₂ Kosten

Da die CO₂ Kosten im MVP 2030 keinem Risiko unterliegen bleiben bei variierendem Kostenniveau der CO₂ Zertifikate die Anteile je Technologie konstant (vgl. Abschnitt 3.5). In weiterer Folge verschieben sich mit zu- oder abnehmenden CO₂ Kosten nur die Stromgestehungskosten aber weder das Risiko noch die Anteile je Technologie (siehe Abbildung 25: CO₂ Kosten).

Abbildung 25: MVP 2030 - Übersicht Sensitivitätsanalyse



6.7 Sensitivität des CO₂ Risikos

Das ETS, welches die CO₂ Emissionen der Europäischen Unternehmen reguliert, gewinnt zunehmend an Bedeutung. In den Analysen der MVP's der Jahre 2020 und 2030 wird das Risiko der CO₂-Zertifikatspreise aufgrund der kurzen Historie und den durch die unverhältnismäßigen Zuweisungen der Zertifikate verursachten Preisverfall in den Jahren 2007 und 2008 vernachlässigt. Ohne diese Problematik weiter zu erörtern wird dennoch untersucht welchen Einfluss das Risiko der CO₂ Kosten auf den optimalen Elektrizitätserzeugungsmix hat. Dabei wird angenommen, dass die CO₂ Kosten zwischen zwei Technologien eine Korrelation von eins aufweisen und zu anderen Kostenströmen (Investitionskosten) unabhängig ist. Das jährliche Risiko der CO₂-Zertifikatspreise auf Basis der monatlichen HPR beträgt 39,95% zwischen 2007 und 2010. Folge dessen erhöht sich das Risiko der brennstoffbasierenden Technologien, was in weitere Folge zu einer Verschiebung der Technologieanteile

am Elektrizitätserzeugungsmix führt. Demnach erhöhen sich die Stromgestehungskosten des MVP's um 7,52 €/MWh auf 101,93 €/MWh und das Portfoliorisiko nimmt um 1,86 €/MWh zu. Ausgehend von den 39,95% CO₂ Risiko wurde in 10%-Schritten das Risiko minimiert um die Sensitivität des Portfolios zu prüfen (siehe Abbildung 26). Im Vergleich zum MVP 2030 ohne CO₂ Risiko nimmt der Anteil an Öl, Gas und Steinkohle um 1,16%, 11,42% und 5,24% zu und der Anteil an Braunkohle um 17,83% ab (siehe Abbildung 27). Wie sich das MVP 2030 bei fallendem Risiko der CO₂ Kosten verhält ist im Anhang 4, Abbildung 36 dargestellt. Generell ist bei sinkenden CO₂ Risiko eine Zunahme an Braunkohle zu erwarten, welches die Anteile von Öl, Gas und Steinkohle mindert. Aufgrund des Mindestanteils an konventionellen Technologien (Backup-Kraftwerke) sind die Auswirkungen im Bereich der EE marginal.

Abbildung 26: Sensitivität des MVP 2030 – CO₂ Risiko

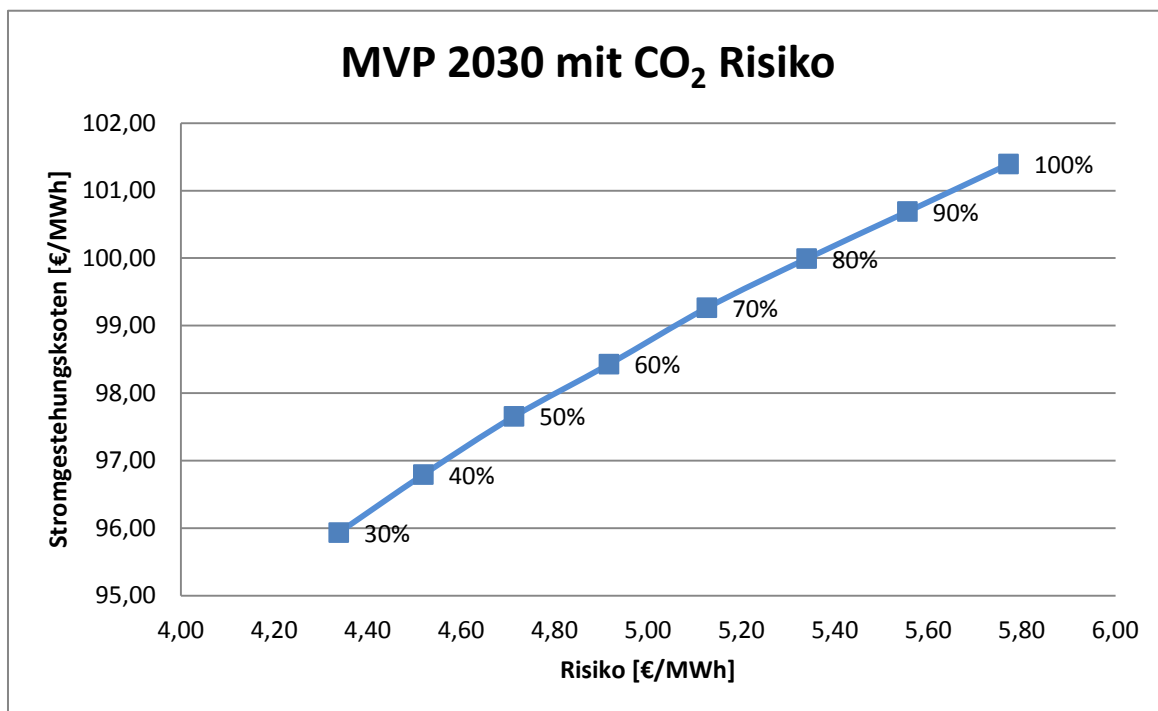
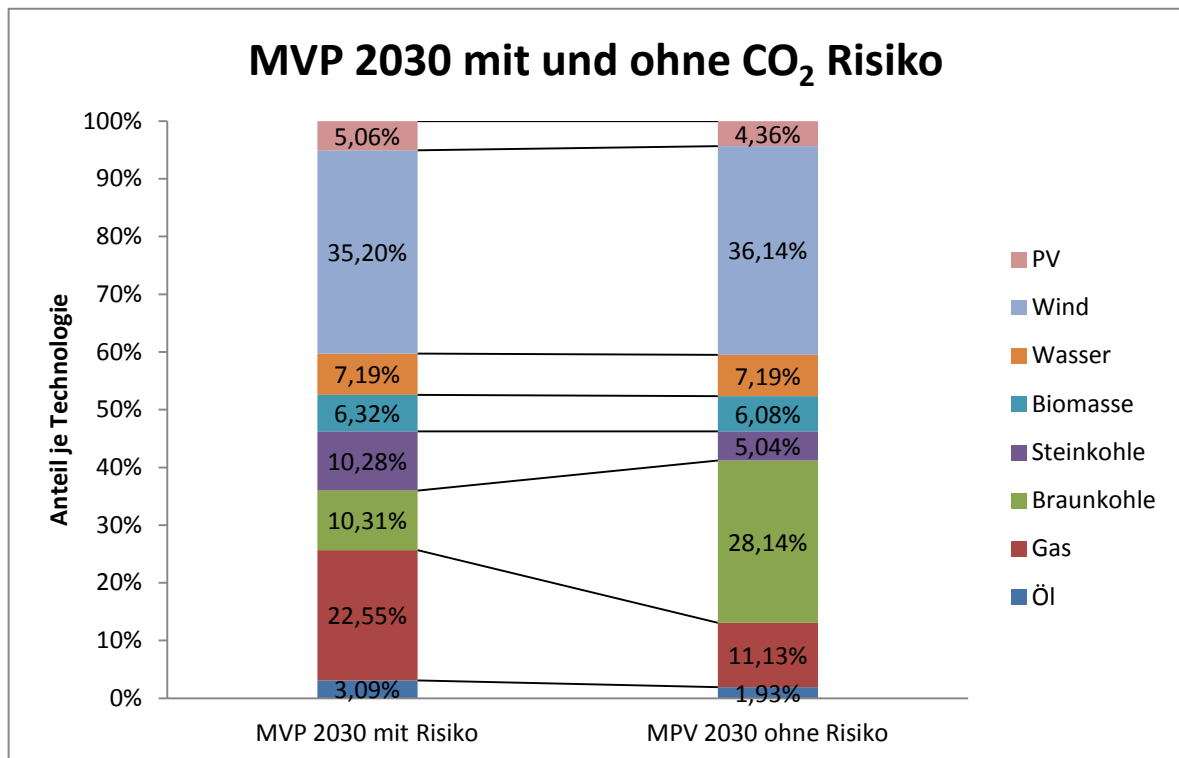


Abbildung 27: MVP 2030 mit und ohne CO₂ Risiko



6.8 Zusammenfassung

In diesem Abschnitt wird die Sensitivität des optimalen Stromerzeugungsmix auf verschiedene Kosten und Risiko Faktoren untersucht. Aufgrund der inhärenten Unsicherheiten hinsichtlich zukünftiger Kosten und Risiken ist die Sensitivitätsanalyse ein wichtiges und wertvolles Instrument zur Beurteilung der Ergebnisse und des optimalen Elektrizitätserzeugungsmix.

Die CO₂ Kosten und das CO₂ Risiko nehmen eine zentrale Rolle in der Bestimmung des optimal diversifizierten Portfolios ein. Diese hängen vor allem von der politischen Entwicklung Deutschlands und Europas ab und sind folge dessen nur bedingt abschätzbar. Unter der Annahme, dass sich diese Entwicklung gemäß dem Business-As-Usual (BAU) Szenario fortsetzt, wird eine signifikante Zunahme der EE

erwartet.¹⁴¹ Das BAU Szenario für die CO₂ Kosten ist in der Analyse des MVP 2020 und MVP 2030 berücksichtigt worden, nicht aber das CO₂ Risiko. Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass bei Berücksichtigung des CO₂ Risikos signifikante Verschiebungen der Technologieanteile, der Stromgestehungskosten und des gesamten Portfoliorisikos auftreten.

Die Kapitalkosten haben erheblichen Einfluss auf das MVP. Vor allem investitionsintensive Technologien wie z.B.: PV, Geothermie oder Wind reagieren bei den Stromgestehungskosten sehr sensitiv auf Änderungen der Kapitalkosten. Darüber hinaus steigt der Anteil an EE tendenziell an, wenn die Kapitalkosten reduziert werden.

Die Inputparameter Volllaststunden, Investitionsrisiko und Brennstoffkosten haben einen ähnlichen Einfluss auf das MVP. Eine tendenzielle Zunahme der Kosten, Stunden, oder des Risikos erhöht auch die Stromgestehungskosten und das Portfoliorisiko, während eine Abnahme dieser Werte zu einer Kosten- und Risikosenkung führt.

Anders reagiert das MVP auf das Brennstoffrisiko. Bei zunehmendem Brennstoffrisiko fallen die Stromgestehungskosten, während das Portfoliorisiko zunimmt. In Abbildung 25 sind alle Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten und das Risiko dargestellt. Die Steigungen der Linien zeigen, wie sensitiv das MVP auf eine Inputänderung reagiert.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse die Charakteristik des Modells, nämlich ein geringeres Portfoliorisiko bei einem zunehmenden Anteil der EE, bestätigen. Um den optimal diversifizierten Elektrizitätserzeugungsmix der BRD auf Basis der MPT bestimmen zu können, empfiehlt es sich weitere Untersuchungen in Hinblick auf die Risiken und Korrelationen der einzelnen Kostenkategorien und Technologien vorzunehmen. Einige methodische Erweiterungen werden im Abschnitt 7 kurz diskutiert.

¹⁴¹ BMU (2010), Leitstudie S.47

7. VORSCHLÄGE FÜR EINE WEITERE FORSCHUNG

Die Portfoliooptimierung der vorliegenden Arbeit kann einerseits im Detaillierungsgrad der Daten der jeweiligen Technologien und andererseits durch die Einbeziehung weiterer Parameter erweitert werden.

Um den Detaillierungsgrad der Daten je Technologie zu verbessern, bedarf es einer genauen Kostenaufstellung aller Kraftwerke und Kostenkategorien. Demzufolge führt eine genaue Kostenaufstellung zu einer genaueren Schätzung des Risikos und der Korrelationen und zu einer höheren Zuverlässigkeit der Ergebnisse. Dies scheint für ein Energieversorgungsunternehmen, welches ihren Kraftwerkspark optimieren will, relativ einfach zu sein. Für eine volkswirtschaftliche Betrachtung der nationalen Ergebnisse, stehen diese Daten jedoch nicht frei zur Verfügung. Daher ist die Prognose der künftigen Risiken und Kosten eine schwierigere Aufgabe die es zu bewältigen gilt. Abhilfe bieten Methoden wie beispielsweise die Anwendung von GARCH - Modellen.¹⁴²¹⁴³ Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die zulässige Leistung der EE. Diese kann auf eine maximal installierte Leistung je Technologie beschränkt werden. Da die MPT ein Zwei-Zeitpunktmodell ist, kann die Optimierung keine vollständige Lastkurve berücksichtigen und daher nur auf Basis der maximalen und minimalen Werte erfolgen. Des Weiteren können bei einer technologiebasierenden Optimierung Anlauf- und Abschaltzeiten (ramping) sowie die minimal mögliche Leistung des Kraftwerks nicht bzw. nur bedingt integriert werden.¹⁴⁴ Um diese Parameter im Modell aufzunehmen, könnte das Modell auf Kraftwerksbasis anstelle von Technologien um integer- und/oder binäre Variablen erweitert werden. Eine mehrstufige Optimierung unter Berücksichtigung der Anfahrtkosten, Wirkungsgradänderungen im Teillastbereich, der technischen Lebensdauer und Anlaufzeiten könnte dies ermöglichen. Eine weitere Möglichkeit wäre, das Modell aus der Sicht eines Energieversorgers oder Investors zu sehen. Diese könnten den Energiebedarf in verschiedene Lastbereiche (Grundlast, Mittellast und Spitzenlast)

¹⁴² GARCH = generalized autoregressive conditional heteroscedasticity

¹⁴³ Jansen et al (2006) S.36

¹⁴⁴ Vgl. Delarue et. al. (2011) S.14

unterteilen und das Portfolio auf Basis der zu erzielenden Renditen und Risiken optimieren. Als Basis kann der Spotpreis des Phelix Index (Base, Peak) welcher an der EEX (European Energy Exchange) gehandelt wird herangezogen werden.

LITERATURVERZEICHNIS

- Amtsblatt der Europäischen Union, (2009) RICHTLINIE 2009/28/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:DE:PDF> Abruf am 06.03.2012
- Anderer P., Ruprecht A., Wolf-Schumann U., Heimerl S., (2010) Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland; Im Auftrag des BMU; September http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/potential_wasserkraft_bf.pdf Abruf am 20.03.2012
- Awerbuch S., (2000) Getting it right: The real cost Impacts of a Renewables portfolio Standard, Public Utilities Fortnightly, 15 Februar
- Awerbuch S., Berger M., (2003) EU Energy Diversity and Security, Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy-Making, Paris: International Energy Agency, August
- Awerbuch S., Yang S., (2008) Efficient electricity generation portfolios for Europe. In: Bazilian M., Roques F., Analytical Methods for Energy Diversity and Security, Elsevier Amsterdam
- Bacon R. H., Besant-Jones J. F., Heiduran J., (1996) Estimating construction costs and schedules: Experience with power generation projects in developing countries. World Bank Technical Paper No. 325
- BAFA (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle) <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/drittlandskohlepreis/index.html> Abruf am 4.11.2011
- Bar-Lev D., Katz S., (1976) A Portfolio Approach to Fossil Fuel Procurement in the Electric Utility Industry, Journal of Finance, S. 933-947, 31 Juni
- Berger M., Awerbuch S., Haas R., (2002) Versorgungssicherheit und Diversifizierung der Energieversorgung in der EU, Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien

- Bloomberg Professional, www.bloomberg.com/professional Abruf am 14.12.2011
- Bolinger M., Wiser R., Golove W., (2002) Quantifying the Value that Wind Power Provides as a Hedge Against Volatile Natural Gas Prices. LBNL-50484, June
- Bodie Z., Kane A., Marcus A.J., (2002) "Investments" McGraw - Hill, Fifth Edition
- Bofinger S., Callies D., Scheibe M., Saint-Drenan Y., Rohrig K., (2011) Studie zum Potential der Windenergienutzung an Land; Bundesverband Windenergie e.V. Mai <http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/studie-zum-potenzial-der-windenergienutzung-land/bwe-potenzialstudie-final.pdf> Abruf am 21.03.2012
- BMU (Bundesministerium für Umweltschutz und Reaktorsicherheit), (2010), Leitstudie 2010, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, BMU - FKZ 03MAP146, Dezember 2010
- BMU (Bundesministerium für Umweltschutz und Reaktorsicherheit), (2011) Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011, Oktober http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf Abruf am 07.03.2011
- BMU (Bundesministerium für Umweltschutz und Reaktorsicherheit), (2011) Erneuerbare Energie in Zahlen; Juli http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf Abruf am 13.03.2012
- BMU (Bundesministerium für Umweltschutz und Reaktorsicherheit), (2010), Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2009), Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften ; 11. August 2010; http://www.bgbl.de/Xaver/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&bk=Bundesanzeiger_BGBl&start=/*%5B@attr_id=%27bgbl110s1170.pdf%27%5D Abruf am 11.03.2012
- BMWI (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie), (2011) Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung 2011, Prognos AG, EWI (Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln), GWS (Gesellschaft für

- wirtschaftliche Strukturforschung), Projekt Nr. 12/10; Juli http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2011/EWI_2011-08-12_Energieszenarien-2011.pdf Abruf am 05.03.2012
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie), (2011) Energiedaten; "Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi" Stand 7.12.2011 <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/Energiedaten/gesamtausgabe.html> Abruf am 16.01.2012
- Bundesgesetzblatt Jahrgang 2011 Teil 1 Nr. 43, ausgegeben zu Bonn am 5. August 2011 http://www.bmu.de/atomenergie_ver_und_entsorgung/downloads/17_legislaturperiode/doc/47463.php Abruf am 06.03.2012
- Bundesrepublik Deutschland, Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nationaler_aktionsplan_ee.pdf Abruf am 06.03.2012
- Bundesnetzagentur; Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur vom 14.11.2011 http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste_node.html Abruf am 15.12.2011
- COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES (2007) AN ENERGY POLICY FOR EUROPE, Brussels , http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/doc/01_energy_policy_for_europe_en.pdf Abruf am 30.11.2011
- Delarue E, Jonghe C., Belmans R., D'haeseleer W., (2011) Applying portfolio theory to the electric sector: Energy versus Power; Energy Economics 33, 12-33
- Deutsche Börse (2011), http://www.dax-indices.com/DE/MediaLibrary/Document/RDAX_I_1_0_d.pdf, Abruf am 14.12.2011
- EEA (European Environment Agency) (2009) Technical Report; Europe's onshore and offshore wind energy potential; No. 6/2009 <http://www.energy.eu/publications/a07.pdf> Abruf am 21.03.2012
- European Commission (2011) Euratom Supply Agency, Nuclear Observatory http://ec.europa.eu/euratom/observatory_price.html Abruf am 10.11.2011

- Europäische Kommission (2011), EUROSTAT,
<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>
 Abruf am 9.11.2011
- Fischer E. O., (2002) Finanzwirtschaft für Fortgeschrittene, Dritte Auflage, R. Oldenbourg Verlag München Wien
- Herbst A., (1990) The Handbook of Capital Investing, Harper-Business
- Heuck K., Dettmann K. D., Schulz, Klaus D., (2010) Elektrische Energieversorgung, Vieweg + Teubner, 8. Auflage
- ILO (International Labor Office) (2011), Laborsta Internet, Labor related establishment survey Database, Labor Cost Germany,
<http://laborsta.ilo.org/STP/guest> Abruf am 13.12.2011
- IEA (International Energy Agency) (2010), Nuclear Energy Agency, OECD, Projected Costs of Electricity Generation (Edition 2010)
- IEA (International Energy Agency) (2008), World Energy Outlook 2008, Power Generation Cost Assumptions
http://www.iea.org/weo/docs/weo2008/WEO_2008_Power_Generation_Cost_Assumptions.pdf Abruf am 04.11.2011
- IEA (International Energy Agency) (2009), World Energy Outlook 2009
- Jansen J.C., Beurskens L.W.M., van Tilburg X., (2006) Application of portfolio analysis to the Dutch generation mix, report ECN-C-05-100
- Kehlhofer R., Rukes B., Hannemann F., Stirnimann F., (2009) Combined-cycle gas & steam turbine power plants, Pennwell Corporation
- Kernbrennstoffsteuergesetz vom 8. Dezember 2010 (BGBl. I S. 1804)
<http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/kernbrstg/gesamt.pdf> Abruf: 20.03.2012
- Kwan C. C. Y., (2001) Portfolio Analysis Using Spreadsheet Tools. Journal of Applied Finance, No. 1, S.70-81
- Matthes F.C.; (2010) Energiepreise für aktuelle Modellierungsabreiten, Teil 1: Preise für Importenergien und Kraftwerksbrennstoffe, Öko-Institut e.V.
<http://www.oeko.de/oekodoc/984/2010-004-de.pdf> Abruf am 09.03.2012

- Markowitz H.; (1952) Portfolio Selection; The Journal of Finance, Vol. 7, No. 1. Mar., pp. 77-91.
- McLoughlin E., Bazilian M., (2006) Application of Portfolio Analysis to the Irish Electricity Generation Mix in 2020, Sustainable energy Ireland, Working Paper
- Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH, Geschäftsbericht 2009, <http://www.mibrag.de/media/1273155900.pdf> Abruf am 29.11.2001
- Panos K., (2007) Praxisbuch Energiewirtschaft, Energieumwandlung,- transport und –beschaffung im liberalisierten Markt; VDI Buch; Springer Verlag
- Poddig T., Dichtl H., Petersmeier K., (2000), Statistik, Ökonometrie, Optimierung: Methoden und ihre praktischen Anwendungen in Finanzanalyse und Portfoliomanagement. Bad Soden/Ts.: Uhlenbruch
- Prognos, (2005) Energie- und regionalwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland, Dezember
- Prognos , (2011) Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland, September
- Reichmuth M., Bohenschäfer W., Daniel J., Lindner K., Müller M., Weber A., Witt L.; (2006) Auswirkungen der Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes hinsichtlich des Gesamtvolumens der Förderung, der Belastung der Stromverbraucher sowie der Lenkungswirkung der Fördersätze für die einzelnen Energiearten; IE und Prognos AG im Auftrag des BMWi; 14.November, <http://www.wasserwirtschaftsrecht.de/files/eeg-auswirkungen-gutachten.pdf> Abruf am 13.02.2012
- Roques F. A., Newberry D. M., Nuttall W. J.; (2007), Fuel mix diversification incentives in liberalized electricity markets: A Mean–Variance Portfolio theory approach, Energy Economics 30 (2008) 1831–1849
- Spremann K.; (2006) Portfoliomanagement; International Management and Finance; R. Oldenbourg Verlag München Wien
- Statistik der Kohlenwirtschaft (2011) <http://www.kohlenstatistik.de/home.htm> Abruf am 9.11.2011

- Statistisches Bundesamt Deutschland (2011), Erzeugerpreise für leichtes Heizöl, <https://www-genesis.destatis.de> Abruf am 9.11.2011
- Statistisches Bundesamt Deutschland (2011), Index der Erzeugerpreise forstwirtschaftlicher Produkten <https://www-genesis.destatis.de> Abruf am 9.11.2011
- Statistisches Bundesamt Deutschland, Arbeitskosten je geleistete Stunde für Energieversorgung, <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/data> Abruf am 13.12.2011
- Statista; (2012) Durchschnittliche EEG Vergütung von Biomasseanlagen <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/173258/umfrage/durchschnittliche-eev-verguetung-von-biomasseanlagen-seit-2009/> Abruf am 13.03.2012
- Steiner M., Bruns C., Stöckl S., (2011) Wertpapiermanagement, Professionelle Wertpapieranalyse und Portfoliostrukturierung, Schäffer Pöschl Verlag Stuttgart, Dezember
- Umweltbundesamt (2011), Energieproduktivität <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodent=2847> Abruf am 07.03.2012
- Wirth H., (2012) Aktuelle Daten zur Photovoltaik in Deutschland; Fraunhofer ISE, 02.Februar, <http://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Fakten%20zur%20PV%20120202.pdf> Abruf am 13.03.2012
- Wissel S., Fahl U., Blesl M., Voß A., (2008) Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015, Arbeitsbericht Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, August

ANHANG

ANHANG 1: DATEN 2010

Tabelle 41: Brennstoffkosten in €/MWh

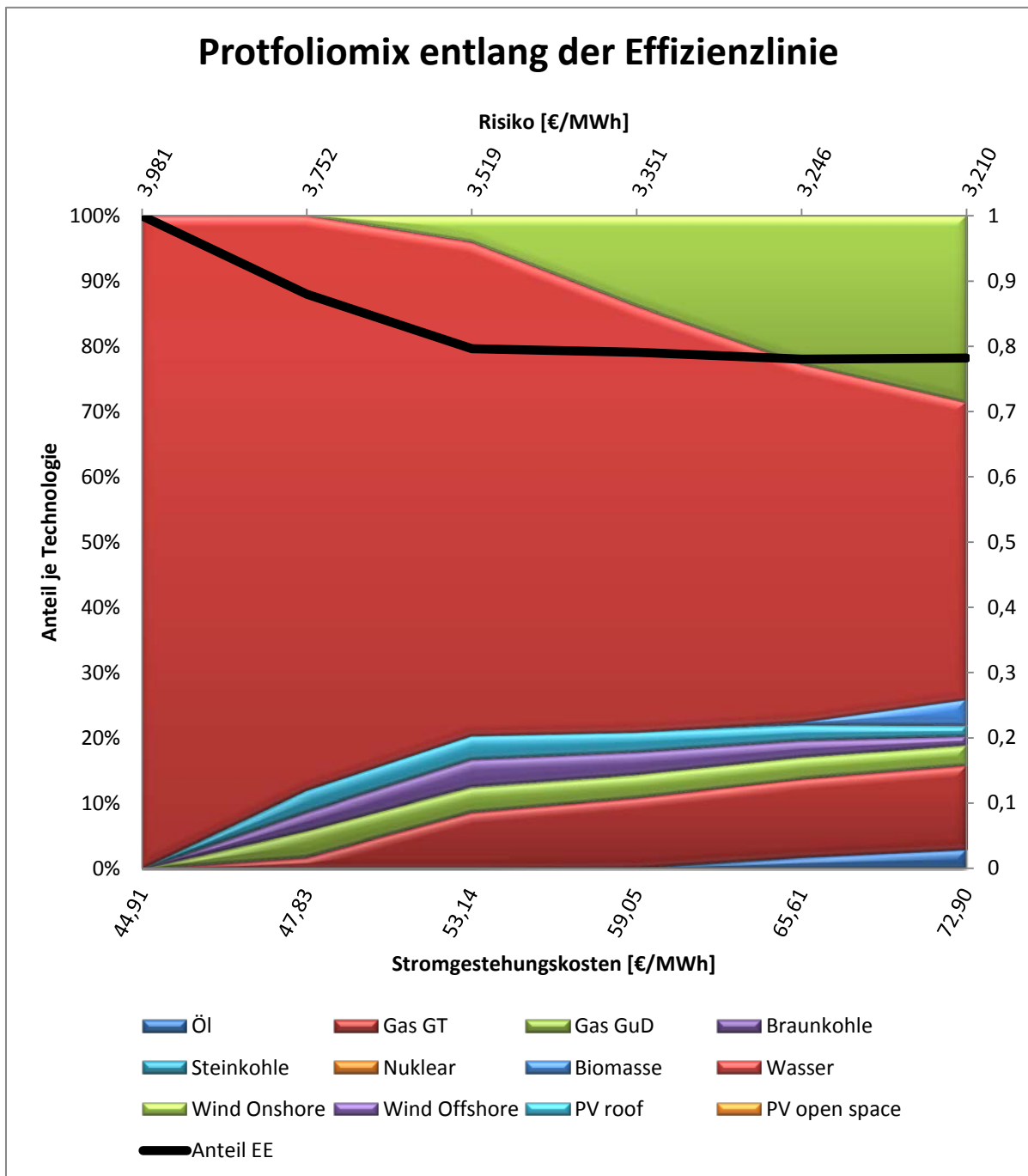
Jahr	Heizöl	Gas	Braunkohle	Steinkohle	Nuklear	Biomasse
1980	20,08		3,03	6,73	5,07	13,29
1981	23,57		3,59	10,03	5,98	14,43
1982	24,98		4,22	10,33	6,62	13,53
1983	22,97		4,22	8,93	7,09	12,90
1984	24,20		4,22	8,56	7,73	13,06
1985	25,32	24,29	4,36	9,72	7,87	12,19
1986	13,75	24,27	4,51	7,21	6,67	12,34
1987	12,03	12,75	4,51	5,44	6,05	12,20
1988	10,29	12,06	4,51	5,01	5,78	12,17
1989	13,95	12,02	4,51	5,87	5,72	13,31
1990	15,45	14,34	4,51	5,81	5,04	14,31
1991	16,39	15,16	4,51	5,44	4,64	10,69
1992	14,41	13,02	4,51	5,07	4,23	13,62
1993	14,46	12,33	4,09	4,40	4,03	11,73
1994	13,35	11,99	4,05	4,28	3,81	13,71
1995	12,90	12,98	4,08	4,65	3,13	15,42
1996	15,71	12,27	4,04	4,59	2,90	13,91
1997	15,30	12,36	4,04	5,07	3,18	14,91
1998	12,30	12,37	4,04	4,46	3,11	16,14
1999	15,72	11,18	4,04	4,10	3,18	16,66
2000	24,93	15,14	4,04	5,03	3,40	14,81
2001	22,63	19,09	4,16	6,36	3,52	14,66
2002	18,82	17,51	4,34	5,33	3,17	14,63
2003	21,71	20,30	4,34	4,77	2,87	14,44
2004	24,29	20,10	4,34	6,62	2,75	13,45
2005	31,84	20,57	4,34	7,77	3,24	14,13
2006	35,53	16,99	4,57	7,38	3,78	15,95
2007	35,11	19,19	4,78	8,16	4,05	18,96
2008	45,24	30,20	5,09	13,45	4,78	19,82
2009	30,90	25,54	5,14	9,42	5,83	18,33
2010	38,74	27,83	5,87	10,20	6,53	20,88

Quelle: Öl BAFA (2011), Gas Eurostat (2012), Steinkohle und Braunkohle Statistik der Kohlenwirtschaft (2011), Nuklear IEA (2010) und European Commission (2011), Biomasse Wissel et al. (2008)

Tabelle 42: Kovarianzmatrix 2010

	Öl	Gas GT	Gas GuD	Braunkohle	Steinkohle	Nuklear	Biomasse	Wasser	Wind Onshore	Wind Offshore	PV roof	PV open space
Öl	123,79											
Gas GT	21,56	52,24										
Gas GuD	8,20	31,62	70,87									
Braunkohle	8,12	4,11	7,63	51,61								
Steinkohle	11,43	11,80	14,66	14,24	62,91							
Nuklear	13,30	8,21	15,51	34,70	28,76	170,23						
Biomasse	5,55	2,47	5,34	14,08	11,97	28,27	68,33					
Wasser	4,19	2,25	4,48	10,58	8,60	21,77	8,68	15,85				
Wind Onshore	4,12	2,23	4,41	10,38	8,44	21,32	8,72	6,64	21,39			
Wind Offshore	11,91	6,38	12,72	30,03	24,41	61,80	24,72	19,02	19,00	134,29		
PV roof	14,00	7,51	14,95	35,30	28,69	72,63	29,11	22,37	22,42	63,71	190,61	
PV open space	13,99	7,50	14,94	35,27	28,67	72,60	29,03	22,34	22,30	63,58	74,83	184,74

Abbildung 28: Portfoliomix entlang der Effizienzlinie im Jahr 2010



ANHANG 2: DATEN 2020

Tabelle 43: Stromgestehungskosten 2020

2020	Investitionskosten €/MWh	Brennstoff- kosten €/MWh	CO2 Kosten €/MWh	Fixe BI €/MWh	Variable BI €/MWh	Total €/MWh
Öl	9,97	146,94	10,20	2,37	2,00	171,48
Gas GT	8,16	93,95	8,60	2,76	2,00	115,47
Gas GuD	16,32	61,14	6,72	2,83	1,75	88,76
Braunkohle	25,17	9,89	17,18	4,87	4,40	61,52
Steinkohle	20,45	37,02	13,12	4,37	4,00	78,96
Nuklear	51,88	7,82	0,00	6,87	0,50	67,06
Biomasse	21,88	94,04	0,00	15,60	2,80	134,32
Wasser	37,01	0,00	0,00	7,96	0,00	44,98
Wind On	51,58	0,00	0,00	25,32	0,00	76,90
Wind Off	62,53	0,00	0,00	29,59	0,00	92,11
PV roof	144,69	0,00	0,00	37,93	0,00	182,61
PV open space	144,69	0,00	0,00	33,06	0,00	177,75
Geothermie	179,18	0,00	0,00	62,72	0,00	241,90

Tabelle 44: Stromgestehungskosten und Risiko im Vergleich 2010 vs. 2020

	Neu 2020		Bestand 2020		Neu - Bestand	
	Risiko €/MWh	SGK €/MWh	Risiko €/MWh	SGK €/MWh	Δ Risiko	Δ SGK
Öl	15,42	171,48	13,13	161,67	2,29	9,81
Gas GT	9,34	115,47	8,11	109,43	1,23	6,04
Gas GuD	10,52	88,76	8,08	77,90	2,44	10,86
Braunkohle	7,17	61,52	1,39	37,00	5,78	24,51
Steinkohle	9,68	78,96	4,98	61,70	4,69	17,26
Nuklear	13,17	67,06	13,19	75,34	-0,02	-8,28
Biomasse	8,10	134,32	8,50	167,12	-0,41	-32,80
Wasser	4,02	44,98	3,98	44,91	0,04	0,06
Wind Onshore	3,59	76,90	4,63	97,96	-1,04	-21,07
Wind Offshore	7,43	92,11	11,59	134,86	-4,16	-42,75
PV roof	8,75	182,61	13,81	284,60	-5,06	-101,98
PV open space	8,55	177,75	13,59	279,22	-5,04	-101,47
Geothermie	29,38	241,90	36,37	296,00	-6,99	-54,10

ANHANG 3: DATEN 2030

Tabelle 45: Stromgestehungskosten 2030

2030	Investitionskosten €/MWh	Brennstoff- kosten €/MWh	CO2 Kosten €/MWh	Fixe BI €/MWh	Variable BI €/MWh	Total €/MWh
Öl	9,97	181,45	19,00	2,22	2,00	214,64
Gas GT	8,16	118,29	15,77	2,59	2,00	146,80
Gas GuD	16,32	74,71	12,16	2,65	1,75	107,59
Braunkohle	25,17	9,58	30,67	4,56	4,40	74,39
Steinkohle	20,45	45,88	23,56	4,10	4,00	97,99
Nuklear	51,88	8,05	0,00	6,44	0,50	66,86
Biomasse	21,88	98,18	0,00	13,82	2,80	136,68
Wasser	36,74	0,00	0,00	7,46	0,00	44,20
Wind On	45,94	0,00	0,00	23,72	0,00	69,66
Wind Off	52,18	0,00	0,00	27,72	0,00	79,90
PV roof	118,39	0,00	0,00	34,30	0,00	152,69
PV open space	118,39	0,00	0,00	29,90	0,00	148,29
Geothermie	155,52	0,00	0,00	53,92	0,00	209,44

Tabelle 46: Stromgestehungskosten und Risiko im Vergleich 2010 vs. 2030

	Neu 2030		Bestand 2030		Neu - Bestand	
	Risiko €/MWh	SGK €/MWh	Risiko €/MWh	SGK €/MWh	Δ Risiko	Δ SGK
Öl	18,37	214,64	16,09	206,88	2,28	7,76
Gas GT	11,52	146,44	10,31	145,45	1,21	0,99
Gas GuD	12,71	107,59	10,28	103,73	2,43	3,86
Braunkohle	7,16	74,69	1,39	55,54	5,76	19,15
Steinkohle	10,75	97,99	6,07	87,28	4,68	10,71
Nuklear	13,18	66,86	13,21	67,76	-0,04	-0,90
Biomasse	8,34	136,68	8,81	156,60	-0,48	-19,92
Wasser	3,97	44,20	3,98	44,91	-0,01	-0,71
Wind Onshore	3,24	69,66	4,63	97,96	-1,38	-28,30
Wind Offshore	6,32	79,90	11,59	134,86	-5,26	-54,96
PV roof	7,29	152,69	13,81	284,60	-6,52	-131,91
PV open space	7,11	148,29	13,59	279,22	-6,48	-130,93
Geothermie	25,48	209,44	36,37	296,00	-10,89	-86,55

ANHANG 4: DATEN SENSITIVITÄTSANALYSE

Abbildung 29: Anteil je Technologie bei unterschiedlichen Kapitalkosten - MVP 2030

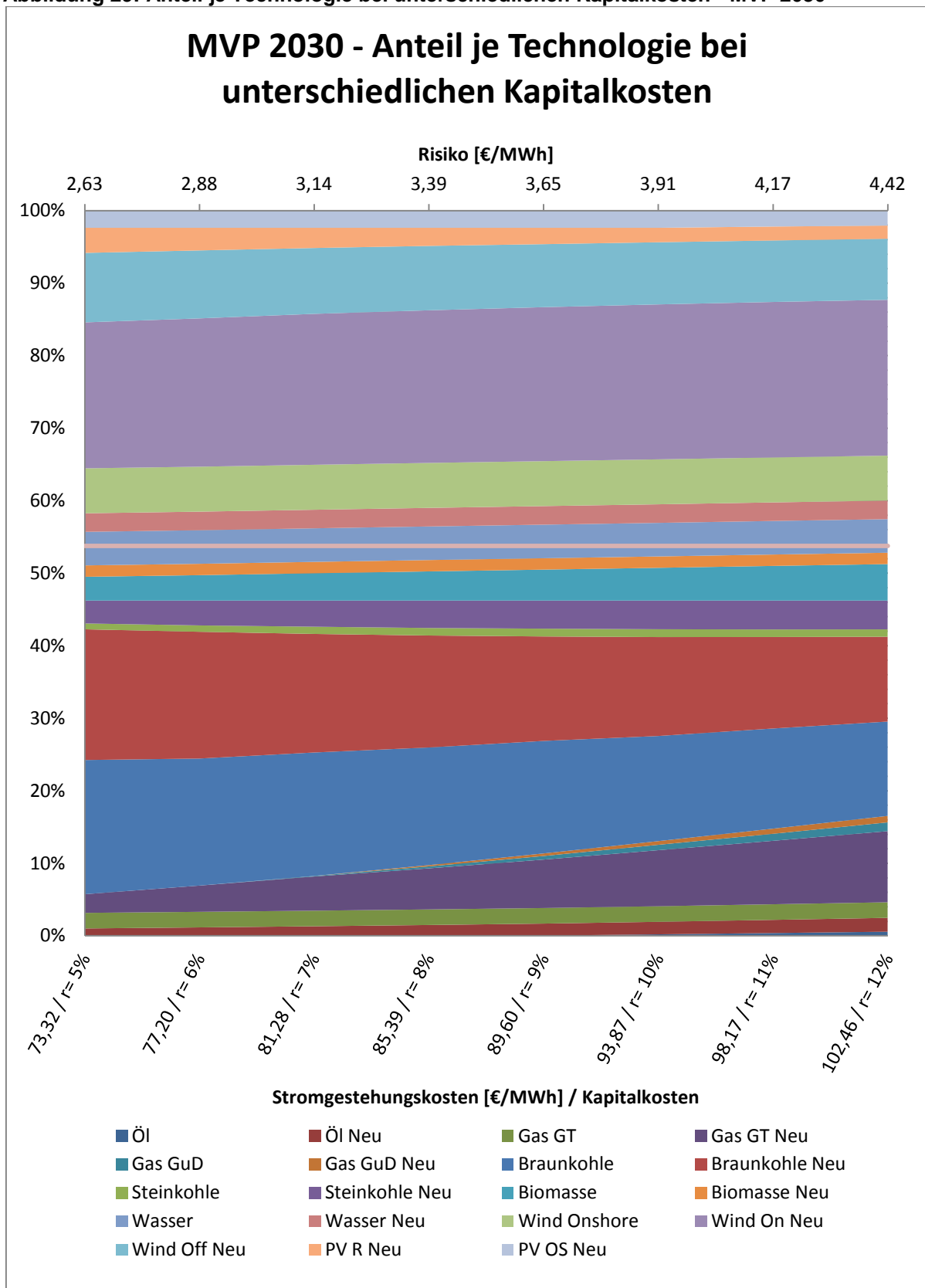


Abbildung 30: Anteile je Technologie im Szenario 1 - Volllaststunden

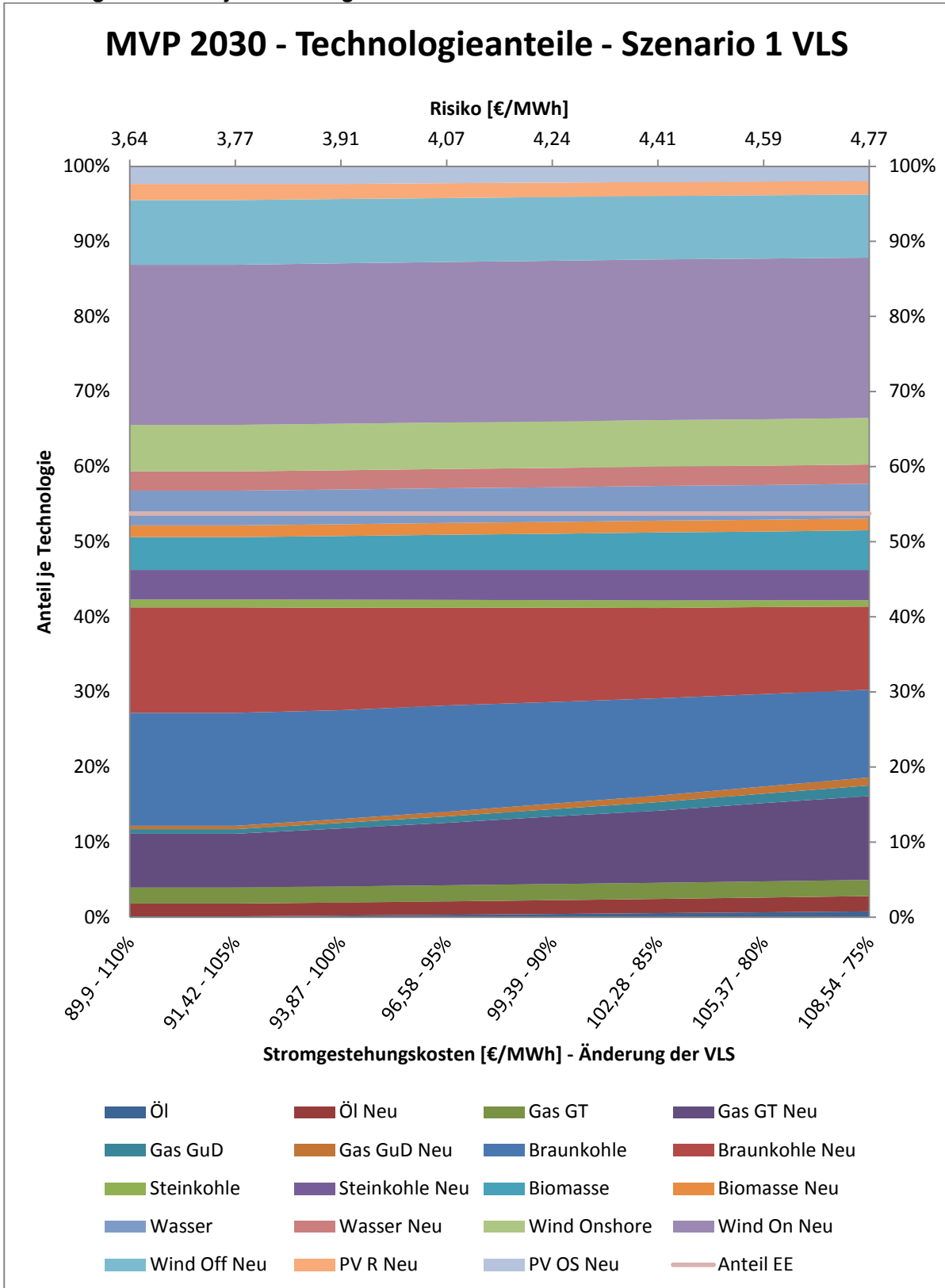


Abbildung 31: Anteile je Technologie im Szenario 2 - Volllaststunden

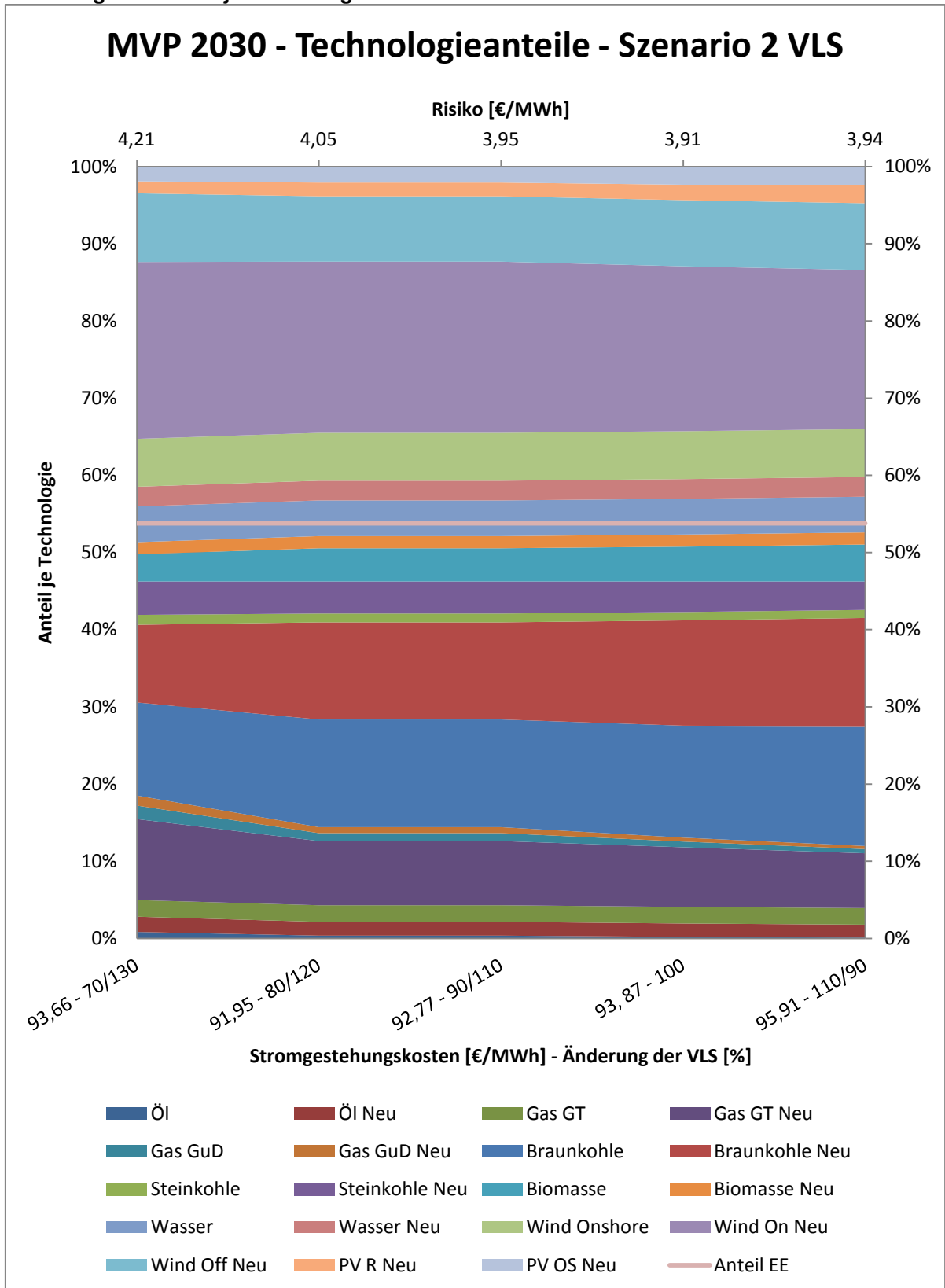


Abbildung 32: Anteile je Technologie im Szenario 1 - Investitionsrisiko

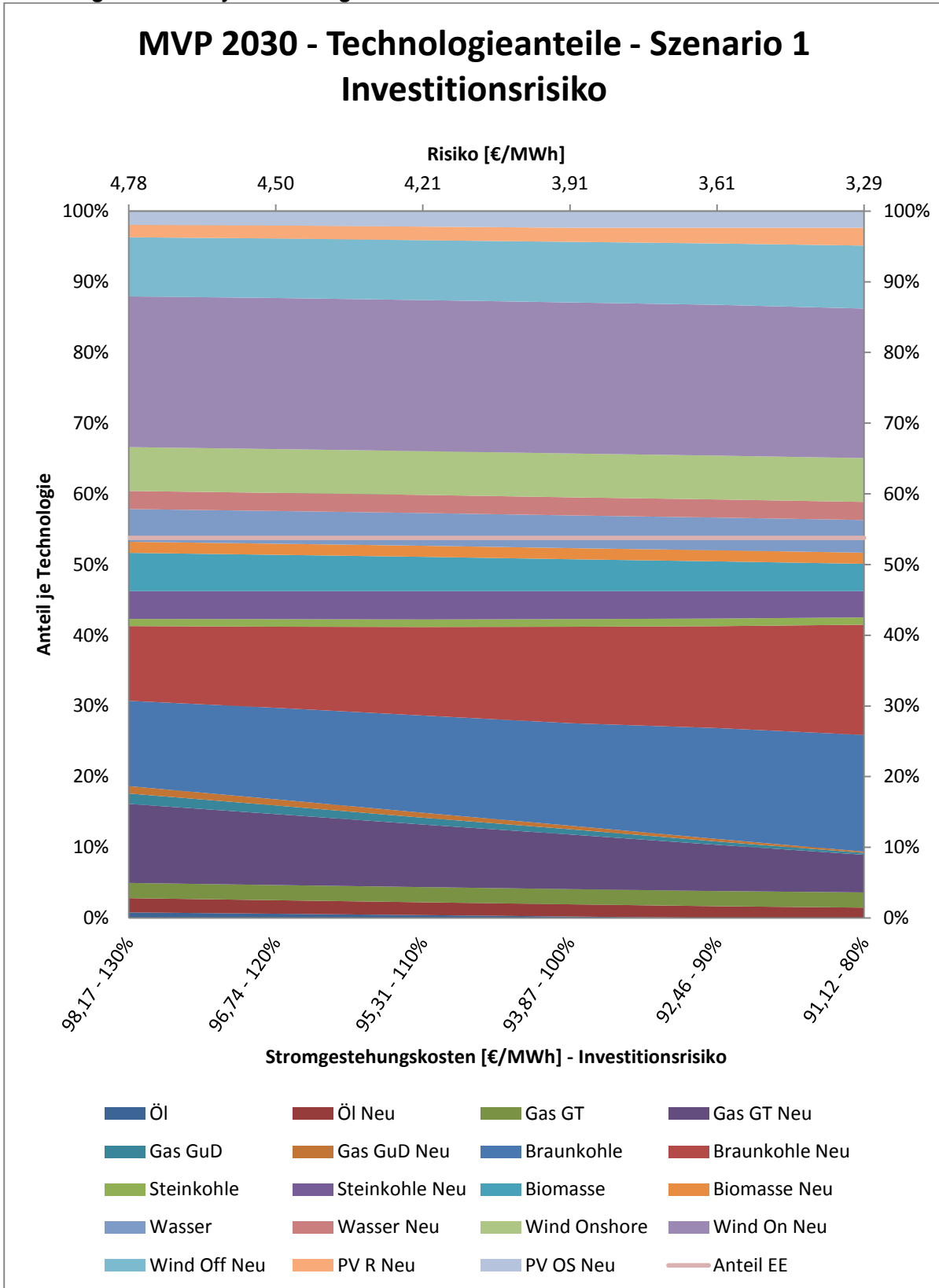


Abbildung 33: Anteile je Technologie im Szenario 2 - Investitionsrisiko

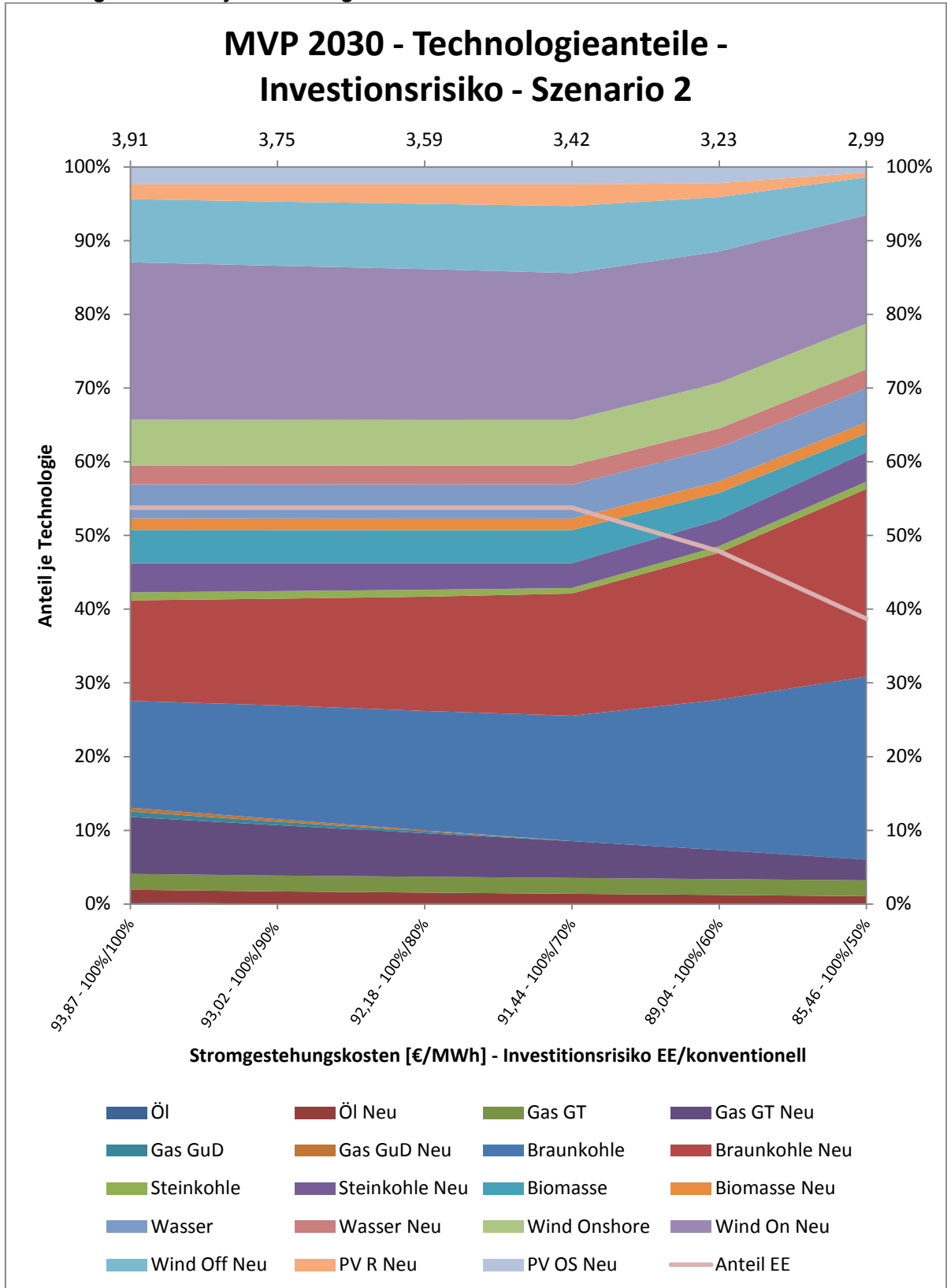


Abbildung 34: Anteile je Technologie - Brennstoffkosten

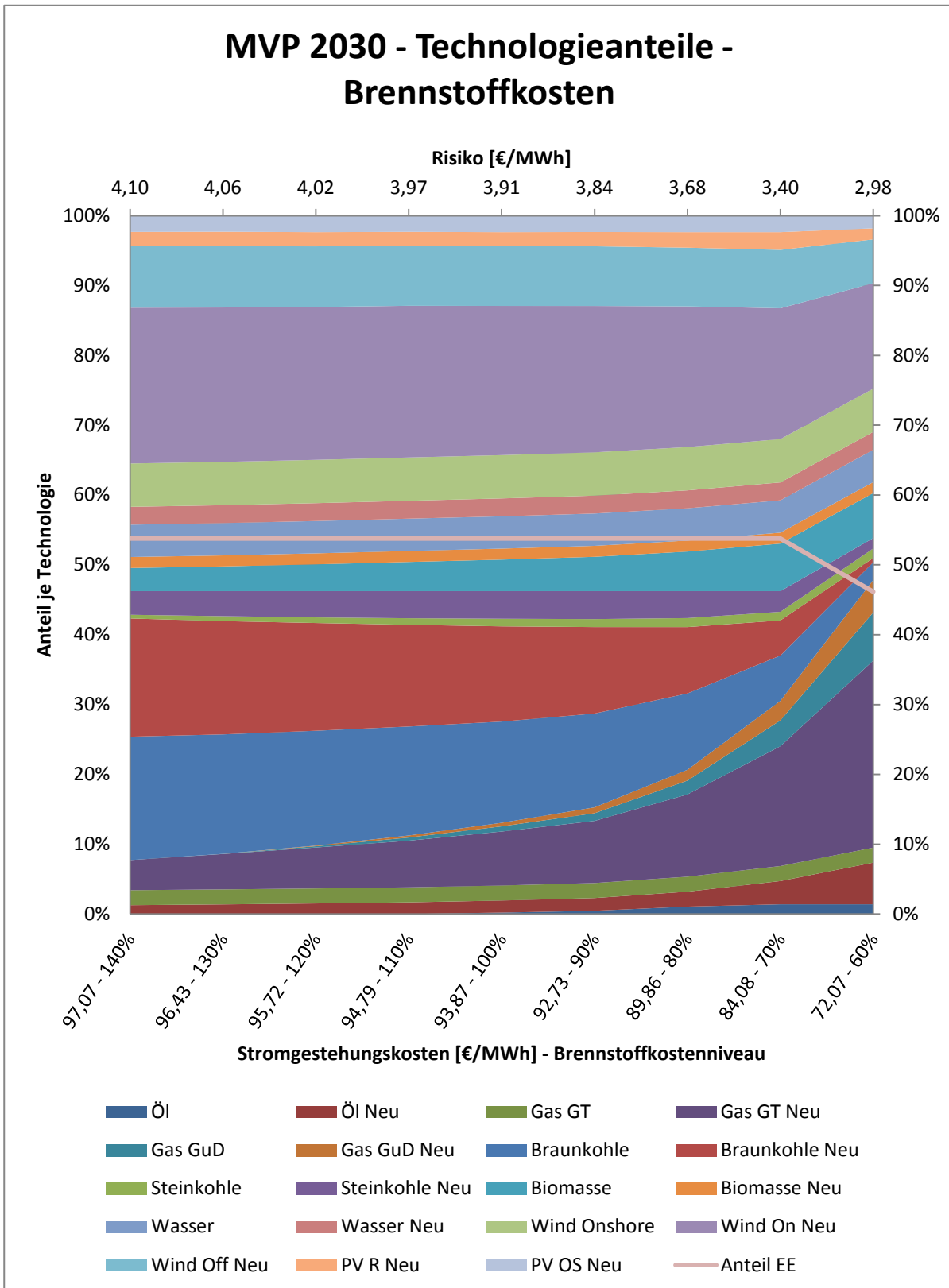


Abbildung 35: Anteile je Technologie - Brennstoffrisiko

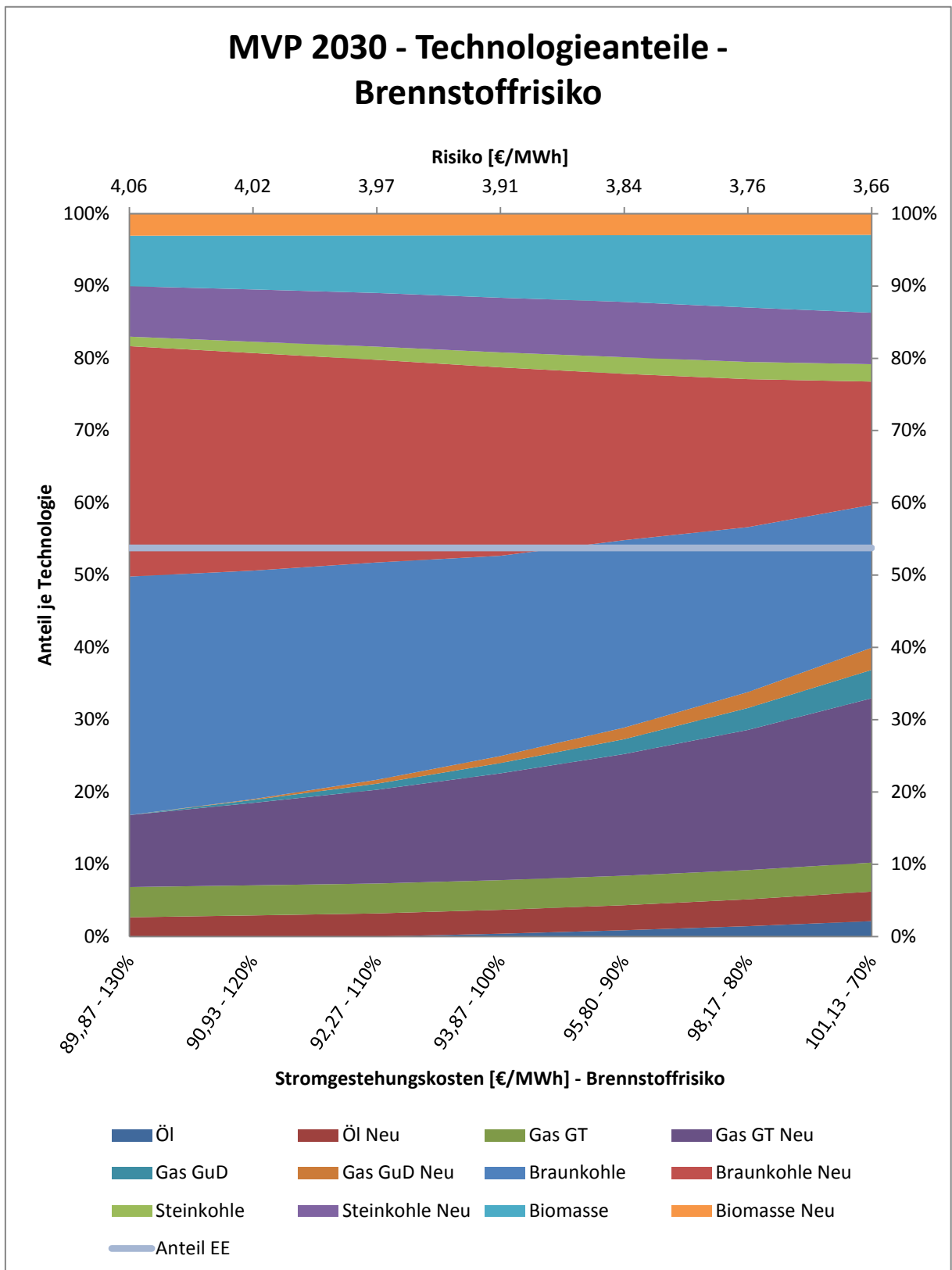
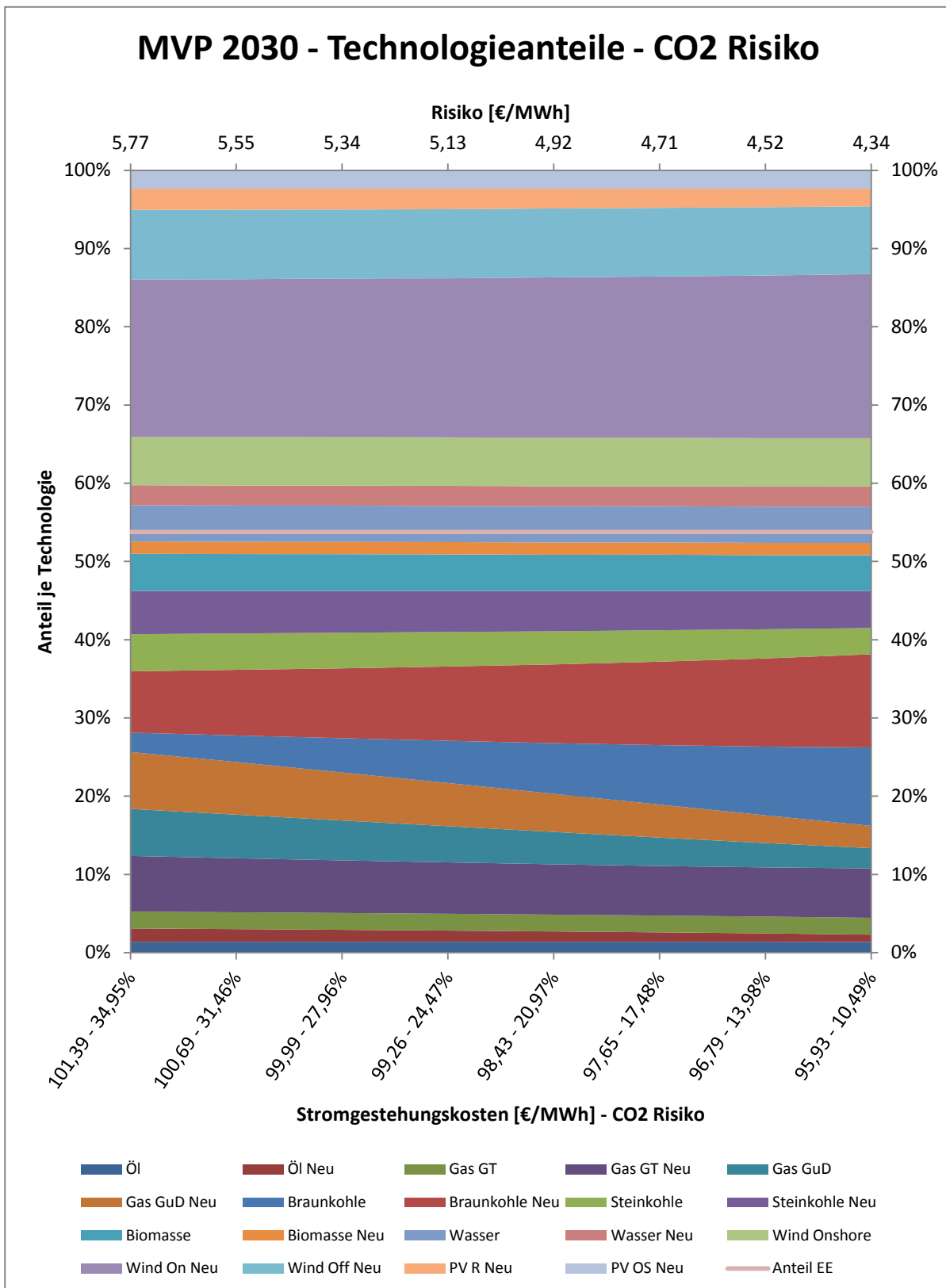


Abbildung 36: Anteile je Technologie - CO₂ Risiko



Abstract (Deutsch)

Die in der Literatur vorherrschenden Methoden zur Bestimmung des optimal diversifizierten Kraftwerksparks basieren meist auf den gemittelten Stromgestehungskosten. Diese Methoden unterschätzen jedoch eine wichtige Dimension: das Risiko. Für Entscheidungsträger gewinnt dieses ins besonders durch die zunehmende Preisvolatilität an Bedeutung. Unter Anwendung der Markowitz Portfolio Theorie kann der Kraftwerkspark und damit der effiziente Elektrizitätserzeugungsmix unter Berücksichtigung des Risikos sowie der Stromgestehungskosten optimiert werden (Minimum-Varianz Portfolio). Vorrangiges Ziel dieser Arbeit ist es, den effizienten Stromerzeugungsmix der Bundesrepublik Deutschland in den Jahren 2020 und 2030 zu ermitteln. Sowohl das Risiko als auch die Kosten des Kraftwerksparks werden auf Basis der Investitionskosten, Brennstoffkosten, fixen Betriebs- und Instandhaltungskosten, sowie der variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten bestimmt. Die Ergebnisse zeigen, dass unter Anwendung der Markowitz Portfoliotheorie sowohl das Kostenrisiko als auch die Stromgestehungskosten der Elektrizitätserzeugung signifikant reduziert werden können.

Abstract (English)

Energy policy makers have to make investment decisions about future investments in the electricity mix of a region or a state. In contrast to investors who evaluate their financial decisions regarding costs and risks, energy policy makers seem to base their decisions on traditional generation cost (least cost) estimates. Thereby they neglect an important dimension: the risk. Additionally, risk in the sense of increasing price volatility has a growing impact on decision models. Applying Markowitz Portfolio theory allows to evaluate the optimal diversified electricity generation mix with respect to the overall generation costs relative to their risk (Minimum Variance Portfolio). Therefore the overriding objective of this thesis is to estimate Germany's optimal diversified electricity generation mix in the years 2020 and 2030. Both, the costs and the risks of power plants are determined by the investment costs, fuel costs, fixed operating and maintenance costs, variable operating and maintenance costs. The findings indicate that both, the risk and the costs of the electricity generation mix can be significantly reduced by implementing Markowitz Portfolio Theory.

Lebenslauf

Persönliche Daten

Name: Ing. **Harald Neumüller** Bakk.rer.soc.oec.
E-Mail: harald.neumueller@gmail.com
Geburtsdatum/ort: Geboren am 08.11.1981 in Mödling

Ausbildung

Seit Oktober 2008

Magisterstudium Betriebswirtschaft

Universität Wien
Fakultät für
Wirtschaftswissenschaften
Brünner Straße 72, 1210 Wien
www.univie.ac.at/wirtschafts-
wissenschaften

Spezialisierung:
Corporate Finance,
Energie und Umweltmanagement

September 2010 – Dezember 2010

Joint-Study Stipendienprogramm

Concordia University, John Molson
School of Business
Montreal / Kanada
www.concordia.ca

September 2006 – Juni 2008

Bakkalaureatsstudium Betriebswirtschaft

Universität Wien
Fakultät für
Wirtschaftswissenschaften
Brünner Straße 72, 1210 Wien
www.univie.ac.at/wirtschafts-
wissenschaften

September 1996 – Juni 2001

Wirtschaftsingenieurwesen

HTL Mödling
Technikerstraße 1-5
2340 Mödling

Abschluss mit Matura

Beruflicher Werdegang

Seit Jänner 2006

WIFI OÖ GmbH
Wiener Straße 150
4021 Linz
WIFI Burgenland
Robert Graf Platz 1
7000 Eisenstadt

Vortragender (Trainer) in der Meisterausbildung

Bauspengler für den Bereich Qualitätsmanagement

September 2006 – Jänner 2008

Berater für Projekte im Bereich F&E und Qualitätsmanagement im Rahmen eines Werkvertrages mit der PREFA Aluminiumprodukte GmbH

April 2002 - August 2006

PREFA Aluminiumprodukte GmbH
Werkstraße 1
3182 Lilienfeld
www.prefa.at

2005 Leiter Qualitätsmanagement

Entwicklung des QM-Systems
Leitung Qualitätssicherung und -kontrolle

2004 Projektleiter für F&E

Entwicklung eines Aluminium-Energiedaches zur Speisung einer Wärmepumpe für die Heizungs- und Warmwasserbereitung.

<http://www.hausderzukunft.at/results.html/id4941>

2002 Beauftragter der Qualitätssicherung

Optimierung von Prozessen
Weiterentwicklung des Managementsystems
Produktentwicklung und Produkteinführungen

Stipendien

2007 / 2008 / 2009 / 2011

Leistungsstipendium der Universität Wien
Grundlage: Notendurchschnitt niedriger als 2,0

Sprachen

Englisch

Ausgezeichnete Kenntnisse in Wort und Schrift

Weiterbildung

März 2011 – Juni 2011

INEX Sustainability Challenge, www.inex.org

April 2008 – Juni 2008

Sprachenzentrum der Universität Wien: English for European Union and international affairs

Oktober 2002

ÖVQ: Qualitätsmanagementsysteme in der Anwendung

September 2002

ÖVQ: Qualitätsmanagementsysteme

IT-Kenntnisse

Microsoft Office

Sehr gute Anwenderkenntnisse

Microsoft Visio

Gute Anwenderkenntnisse

JAVA, HTML, SQL,

BAAN, IBM ILOG

Grundkenntnisse

Sonstiges

Soziales Engagement

Sektionsjugendleiter Österreichischer Touristenklub

Aktives Mitglied der Freiwilligen Feuerwehr