



Diskussionspapier:

**Investitionsanreize für neue
Erzeugungskapazität unter
wachsendem Einfluss
erneuerbarer Stromerzeugung**

**Eine modellbasierte Szenarioanalyse des deutschen
Strommarktes**

**Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg (ZSW)**

Stuttgart, 25. Juli 2013



Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg (ZSW)

Industriestraße 6, D-70565 Stuttgart

Dipl. Wi.-Ing. Holger Höfling

E-Mail: holger.hoefling@zsw-bw.de

Telefon: +49-(0)711-7870-332

Stuttgart, 25. Juli 2013

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	iii
Abbildungsverzeichnis.....	v
Formelverzeichnis.....	vii
Tabellenverzeichnis.....	viii
1 Zusammenfassung.....	1
2 Hintergrund und Motivation.....	6
2.1 Das „Missing-Money-Problem“.....	7
2.2 Die „Peak-Load-Pricing-Theorie“.....	9
2.3 Der „Merit-Order-Effekt“.....	10
2.4 Effekte der Anpassung des Kraftwerksparks.....	11
2.5 Effekte der Anpassung der Nachfrage.....	12
2.6 Effekte des grenzüberschreitenden Stromhandels.....	13
2.7 Empirische Argumentation.....	14
2.8 Ableitung des Untersuchungsgegenstands.....	15
3 Methode.....	17
3.1 Untersuchungsdesign.....	17
3.2 Modellbeschreibung.....	19
3.2.1 Regionale und zeitliche Auflösung.....	20
3.2.2 Thermische Kraftwerke.....	21
3.2.3 Erneuerbare Stromerzeugung.....	27
3.2.4 Energiespeicher.....	28
3.2.5 Elektrizitätsübertragung.....	29
3.2.6 Stromnachfrage.....	31
3.2.7 Optimierungsproblem.....	32
3.2.8 Strompreismodellierung.....	33
3.2.9 Modellendogener Kraftwerkszubau.....	39
4 Szenarienbeschreibung.....	40
4.1 Szenarienübersicht.....	40
4.2 Brennstoffe und Emissionszertifikate.....	42
4.3 Konventionelle Stromerzeugung.....	44
4.4 Erneuerbare Stromerzeugung.....	47
4.5 Energiespeicher.....	52
4.6 Stromnachfrage.....	53
4.7 Elektrizitätsübertragung.....	57

5	Simulationsergebnisse	59
5.1	Strompreisentwicklung	59
5.2	Investitionsanreize für fossile Erzeugungskapazität	63
5.3	Investitionsanreize für Windenergie und Photovoltaik	71
5.4	Marktwert von Windenergie und Photovoltaik	75
5.5	Kritische Würdigung der Ergebnisse	78
6	Schlussfolgerungen.....	87
7	Handlungsempfehlungen	92
8	Weiterer Forschungsbedarf.....	96
9	Anhang.....	I
9.1	Modellierung von Windenergie-Einspeisezeitreihen.....	I
9.1.1	Standortwahl.....	I
9.1.2	Winddaten.....	I
9.1.3	Modell-Leistungskennlinie	I
9.1.4	Berechnung der relativen Parkleistung.....	II
9.1.5	Aggregierte Wind-Einspeisezeitreihe.....	II
9.2	Modellierung von Photovoltaik-Einspeisezeitreihen	III
9.2.1	Standortwahl.....	III
9.2.2	Strahlungs- und Temperaturdaten.....	IV
9.2.3	Berechnung der Strahlungsintensität auf Modulebene.....	IV
9.2.4	Modultemperatur.....	VI
9.2.5	Wechselrichterwirkungsgrad.....	VII
9.2.6	Modulwirkungsgrad.....	VII
9.2.7	Systemleistung	VIII
9.2.8	Nationale Einspeisezeitreihe	VIII
9.3	Kennzahlen Szenario A und B.....	IX
9.4	Kennzahlen Szenario A-F, A-E und A-N.....	X
9.5	Kennzahlen Szenario A-D und A-S	XI
9.6	Erneuerbare Stromerzeugung in Modellregionen (Szenario B).....	XII
9.7	Wind und PV Stromerzeugung in Modellregionen (Szenario A).....	XIII
	Literaturverzeichnis	XIV

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Geordnete Preisdauerlinie mit Preisobergrenze	7
Abbildung 2-2: Markträumung zu Grenzkosten bei unelastischer Nachfrage	8
Abbildung 2-3: Fehlende Markträumung bei unelastischer Nachfrage	8
Abbildung 2-4: Preisbildung bei Knappheit mit elastischer Nachfrage	9
Abbildung 2-5: Wirkungsweise des Merit-Order-Effekts.....	10
Abbildung 2-6: Veränderung der Merit-Order bei EE-Zubau.....	12
Abbildung 2-7: Veränderung der Preisdauerlinie bei EE-Zubau	12
Abbildung 2-8: Merit-Order-Effekt bei elastischer Nachfrage.....	13
Abbildung 3-1: Relevante zukünftige Entwicklungen des Strommarktes mit Auswirkung auf Investitionsanreize in neue Erzeugungstechnologie	17
Abbildung 3-2 Schema zur Berechnung der Fixkostendeckung von Erzeugungseinheiten... ..	18
Abbildung 3-3: Aufbau und Funktionalität des Strommarktmodells REMO	19
Abbildung 3-4: Systemgrenze und Modellregionen des REMO Modells.....	20
Abbildung 3-5: Input-Output-Charakteristik thermischer Kraftwerke	24
Abbildung 3-6: Netzknoten und Leitungen im REMO Modell	30
Abbildung 3-7: Teilelastische Nachfragekurve im REMO Modell.....	31
Abbildung 3-8: Mehrstufige Optimierungsmethode mit rollierendem Planungshorizont.....	32
Abbildung 3-9: Beobachtete Preis-Kosten mark-ups an einer europäischen Strombörse	34
Abbildung 3-10: Simulierter Kraftwerkseinsatz nach Energieträger (März 2011).....	36
Abbildung 3-11: Simulierter Strompreis vs. Strompreis der EPEX Spot (März 2011).....	37
Abbildung 3-12: Geordnete Preisdauerlinie für das Jahr 2011 (simuliert und EPEX Spot)....	37
Abbildung 3-13: Korrelation der simulierten und der realen Strompreise für das Jahr 2011..	38
Abbildung 4-1: Brennstoffpreispfade	42
Abbildung 4-2: Emissionspreispfade	43
Abbildung 4-3: Entwicklung der Grenzkosten von Kohle- und Gaskraftwerken	44
Abbildung 4-4: Entwicklung der konventionellen Erzeugungskapazität DE (Szenario A)	45
Abbildung 4-5: Entwicklung der konventionellen Erzeugungskapazität DE (Szenario A-S)...	46
Abbildung 4-6: Regelbare Erzeugungskapazität 2050 (Szenario A-S, B*, B**)	47
Abbildung 4-7: Modellierung einer stündlich aufgelösten Wind-Einspeisezeitreihe	48
Abbildung 4-8: Modellierung einer stündlich aufgelösten PV-Einspeisezeitreihe.....	48
Abbildung 4-9: Entwicklung der erneuerbaren Erzeugungskapazität DE (Szenario A).....	49
Abbildung 4-10: Entwicklung der erneuerbaren Erzeugungskapazität DE (Szenario B).....	50
Abbildung 4-11: Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung DE (Szenario A).....	50
Abbildung 4-12: Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung DE (Szenario B).....	51

Abbildung 4-13: Entwicklung der gemittelten Investitionskosten für Windenergie und PV	52
Abbildung 4-14: Entwicklung der Speicherleistung und Speicherkapazität (Szenario A).....	53
Abbildung 4-15: Simuliertes Verbrauchsprofil von Elektrofahrzeugen (2020).....	54
Abbildung 4-16: Aggregierte Gebotskurve preiselastischer Nachfrager (Szenario B 2050) ..	55
Abbildung 4-17: Entwicklung des Stromverbrauchs (Szenario A).....	56
Abbildung 4-18: Entwicklung des Stromverbrauchs (Szenario A-D)	56
Abbildung 4-19: Entwicklung des Stromverbrauchs (Szenario B).....	57
Abbildung 4-20: Entwicklung der deutschen Interkonnektorkapazitäten (Szenario A).....	58
Abbildung 5-1: Entwicklung des Strompreisniveaus (alle Szenarien)	60
Abbildung 5-2: Entwicklung des Strompreisniveaus (Szenario A-E).....	61
Abbildung 5-3: Entwicklung des Strompreisniveaus (Szenario B, B*, B**)	61
Abbildung 5-4: Simulierte Preisdauerlinien (Szenario B, B*, B**)	62
Abbildung 5-5: Simulierte Fixkostendeckung fossiler Kraftwerke (Szenario A 2011).....	63
Abbildung 5-6: Simulierte Fixkostendeckung fossiler Kraftwerke (Szenario A-S 2030)	64
Abbildung 5-7: Simulierte Fixkostendeckung Braunkohlekraftwerk (alle Szenarien)	65
Abbildung 5-8: Simulierte Fixkostendeckung Steinkohlekraftwerk (alle Szenarien).....	66
Abbildung 5-9: Simulierte Fixkostendeckung GuD-Kraftwerk (alle Szenarien)	66
Abbildung 5-10: Simulierte Fixkostendeckung Gasturbine (alle Szenarien)	67
Abbildung 5-11: Index der Fixkostendeckungsrate pro Kraftwerkstyp (Szenario A)	68
Abbildung 5-12: Index der Fixkostendeckungsrate pro Kraftwerkstyp (Szenario A-S).....	68
Abbildung 5-13: Simulierte Fixkostendeckung erneuerbarer Anlagen (Szenario A 2011)	72
Abbildung 5-14: Simulierte Fixkostendeckung erneuerbarer Anlagen (Szenario A-S 2030)..	72
Abbildung 5-15: Simulierte Fixkostendeckung Windpark auf See (alle Szenarien)	73
Abbildung 5-16: Simulierte Fixkostendeckung Windpark an Land (alle Szenarien).....	74
Abbildung 5-17: Simulierte Fixkostendeckung PV-System (alle Szenarien)	74
Abbildung 5-18: Simulierter relativer Marktwert Windstrom auf See (alle Szenarien).....	76
Abbildung 5-19: Simulierter relativer Marktwert Windstrom an Land (alle Szenarien).....	77
Abbildung 5-20: Simulierter relativer Marktwert PV-Strom (alle Szenarien).....	77
Abbildung 5-21: Bandbreite simulierter relativer Marktwerte PV-Strom bis 2020	80
Abbildung 5-22: Bandbreite simulierter relativer Marktwerte Windstrom an Land bis 2020 ...	80
Abbildung 5-23: Vergleich simulierter relativer Marktwerte Windstrom an Land	81
Abbildung 5-24: Vergleich simulierter relativer Marktwerte PV-Strom	82
Abbildung 5-25: Relativer Marktwert von Windstrom in Abhängigkeit des Marktanteils	83
Abbildung 5-26: Relativer Marktwert von PV-Strom in Abhängigkeit des Marktanteils	83

Abbildung 5-27: Vergleich relativer Marktwerte von Wind und PV-Strom in Abhängigkeit des Marktanteils	84
Abbildung 5-28: Jahresvolllaststunden der Windenergieerzeugung in DE (2007-2012)	86
Abbildung 6-1: Phasen der Förderung für erneuerbare Energien	90
Abbildung 8-1: Flexibilitätsoptionen für das Stromversorgungssystem	96
Abbildung 9-1: Modell-Leistungskennlinie	I
Abbildung 9-2: Modellierte Leistungskennlinie (Logistische Funktionen)	II
Abbildung 9-3: Standorte von Wind-/ PV-Anlagen in den Modellregionen (NO, SE, DK, PL, CZ, CH, AT, FR, LU, BE, NL)	III

Formelverzeichnis

Formel 3-1: Bilanzgleichung für Erzeugung und Verbrauch von Elektrizität	21
Formel 3-2: Leistungsbeschränkung von Kraftwerken	22
Formel 3-3: Leistungsänderungsgeschwindigkeit	22
Formel 3-4: Mindeststillstand und Anfahrzeiten	23
Formel 3-5: Bereitstellung von Regelleistung	23
Formel 3-6: Kraft-Wärme-Kopplung	24
Formel 3-7: Polynomische Brennstoffkostenkurve	25
Formel 3-8: Lineare Brennstoffkostenkurve	25
Formel 3-9: Kosten für Emissionszertifikate	26
Formel 3-10: Anfahrkosten von thermischen Kraftwerken	27
Formel 3-11: Betriebskosten von thermischen Kraftwerken	27
Formel 3-12: Energiespeicher	29
Formel 3-13: DC-Lastfluss	30
Formel 3-14: Zielfunktion	32
Formel 3-15: Integration von Preisauflagen in die Systemgrenzkosten	35
Formel 3-16: Berechnung der Anpassungsgüte RMSE	38
Formel 3-17: Berechnung des Korrelationskoeffizienten nach Pearson	39
Formel 5-1: Berechnung des relativen Marktwertes erneuerbarer Stromerzeugung	76
Formel 9-1: Logistische Funktion zur Beschreibung einer Modelleistungskennlinie	II
Formel 9-2: Formeln zur Berechnung des Sonnenstandes	V
Formel 9-3: Formeln zur Berechnung des Strahlungsintensität	VI
Formel 9-4: Berechnung der Modultemperatur	VI
Formel 9-5: Berechnung des Wechselrichterwirkungsgrades	VII
Formel 9-6: Berechnung des Modulwirkungsgrades	VII
Formel 9-7: Berechnung der Systemleistung mit Verlusten	VIII

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1: Szenarioübersicht.....	40
Tabelle 4-2: Ausgewählte Parameter von Beispielkraftwerken	45
Tabelle 4-3: Ausgewählte Parameter von erneuerbaren Beispielanlagen (2011).....	51
Tabelle 5-1: Vergleich der relativen Marktwerte für Wind und PV im Jahr 2011	79
Tabelle 6-1: Annahmen für relevante Bedingungen in Szenarien mit Investitionsanreizen ...	88
Tabelle 9-1: Standortwahl Wind - Anzahl berücksichtigter Standorte	I
Tabelle 9-2: Standortwahl PV – Anzahl berücksichtigter Standorte	III
Tabelle 9-3: Neigungsklassen	VI
Tabelle 9-4: Azimutwinkel	VI
Tabelle 9-5: Temperaturkoeffizienten für verschiedene Montagearten	VII
Tabelle 9-6: Koeffizienten zur Ermittlung des Wechselrichterwirkungsgrades.....	VII
Tabelle 9-7: Koeffizienten zur Ermittlung des relativen Modulwirkungsgrades	VIII
Tabelle 9-8: Sonstige Verluste	VIII

1 Zusammenfassung

Im Rahmen der aktuellen Debatte um die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns in Deutschland besteht zwischen den involvierten Akteuren aus Wissenschaft, Politik und Energiewirtschaft überwiegend Konsens darüber, dass der Energy-Only-Markt¹ (EOM) einen effizienten Dispatch ermöglicht. Hinsichtlich der langfristigen Effizienz, also der Fähigkeit des EOM, bei knappem Kapazitätsniveau ausreichend neue Erzeugungskapazität anzureizen, gibt es jedoch in der öffentlichen Diskussion kontroverse Ansichten.

Während die Kritiker insbesondere das „Missing-Money-Problem“² in Kombination mit dem „Merit-Order-Effekt“ (MOE) als Argumente für zukünftiges Marktversagen anführen, argumentieren die Befürworter des EOM vor allem mit der „Peak-Load-Pricing-Theorie“, der Anpassungsfähigkeit des Kraftwerksparks und der Betrachtung von Versorgungssicherheit auf europäischer Ebene. Darüber hinaus gibt es noch Versuche, die Funktionsfähigkeit des EOM mit empirischen Untersuchungen zu bestätigen oder zu widerlegen.

Jedoch kann weder aus den theoretischen noch aus den praktischen Untersuchungen ein eindeutiges Ergebnis abgeleitet werden. Es stellt sich vielmehr die Frage, unter welchen Rahmenbedingungen die Effekte der unterschiedlichen Theorien welche Wirkung entfalten können und wie sich eine Überlagerung der verschiedenen Effekte auswirkt.

Bevor eine Entscheidung zum zukünftigen Marktdesign getroffen werden kann, besteht also noch umfangreicher Forschungsbedarf hinsichtlich der langfristigen Funktionsfähigkeit des EOM. Hierzu soll die vorliegende Arbeit, auf Basis einer modellgestützten Szenarioanalyse, einen Beitrag leisten. Im Zentrum der Betrachtung steht dabei die Anreizwirkung verschiedener Einflüsse auf Investitionen in neue Erzeugungskapazität im zukünftigen deutschen Strommarkt. In Ergänzung zu bisherigen Arbeiten ist neben dem Einfluss erneuerbarer Energien (EE) insbesondere die Wirkung einer teilelastischen Nachfrage, die Entstehung von Knappheitspreisen, die Versorgungssicherheit auf europäischer Ebene und die Anpassungsfähigkeit des Kraftwerksparks Teil der Untersuchung.

Für diesen Zweck wurde das Strommarktmodell REMO³ entwickelt, das blockscharf den deutschen Kraftwerkspark und den der angrenzenden Marktgebiete im ENTSO-E Netzverbund abbildet. Neben dem Kraftwerkseinsatz kann mit einer weiteren Modellversion (REMO-Invest) die kostenoptimale Investition in neue Kraftwerke berechnet werden. Eine ausführliche Beschreibung des REMO Modells befindet sich in Kapitel 3.2.

Mögliche Entwicklungen der Rahmenparameter des zukünftigen Stromsystems werden über eine Szenarioanalyse dargestellt. Die definierten Szenarien enthalten aufeinander abgestimmte Entwicklungspfade zahlreicher Eingangsdaten, wie beispielsweise die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugungstechnologien oder die Entwicklung der Stromnachfrage etc. Dabei dient die Szenarioanalyse vor allem der Untersuchung der Sensitivitäten wichtiger Einflüsse.

Die Beurteilung von Investitionsanreizen erfolgt durch die Berechnung der Wirtschaftlichkeit des simulierten Betriebs von exemplarischen konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen in den jeweiligen Szenarien. Dafür wird das operative Betriebsergebnis (Erlö-

¹ Großhandelsmärkte für Strom, an denen ausschließlich Energiemengen gehandelt werden und keine separate Vergütung für die Bereitstellung von Leistung erfolgt, werden üblicherweise als „Energy-Only-Märkte“ bezeichnet.

² Die hier genannten Theorien und Effekte werden ausführlich in Kapitel 2 beschrieben.

³ Renewable Electricity Market Optimisation Model

se aus der Stromvermarktung abzüglich der Betriebskosten) mit den jährlichen Fixkosten der Anlagen verglichen, welche sich aus Literaturwerten zu Investitionskosten, gewichteten Kapitalkosten (WACC), Kosten für Personal und Wartung sowie der ökonomischen Lebensdauer der Anlagen zusammensetzen. Anreize zur Investition in einen der untersuchten Technologietypen bestehen dann, wenn das operative Betriebsergebnis ausreicht, die jährlichen Fixkosten zu decken, oder es diese sogar übersteigt.

Wie erwartet zeigt die Auswertung, dass bei ausreichender Erzeugungskapazität in allen simulierten Marktgebieten und einer weitgehend unelastischen Nachfrage, für alle untersuchten Erzeugungstechnologien keine Fixkostendeckung für Neuanlagen möglich wäre und folglich auch keine Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazität durch die Preissignale des EOM signalisiert werden. Dies entspricht theoretischen Überlegungen, da in einer solchen Situation auch keine Neuinvestitionen erforderlich sind.

Demgegenüber zeigen die Ergebnisse anderer Szenarien, dass bei einer Konsolidierung des Kraftwerksparks und einer damit einhergehenden, wachsenden Kapazitätsknappheit tatsächlich deutliche Anreize zum Bau neuer Erzeugungskapazität entstehen. Darüber hinaus kann mit diesen Szenarien gezeigt werden, dass unter dem Einfluss der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung und dem unterstellten CO₂-Preis im Jahr 2030 bereits der stärkste Anreiz für Investitionen in neue, flexible Gaskraftwerke besteht, wodurch die Theorie der Anpassungsfähigkeit des Kraftwerksparks untermauert wird. Vergleichbare Effekte entstehen auch bei unverändertem Kraftwerkspark mit steigender Nachfrage.

Mit weiteren Szenarien wurde unter langfristiger Perspektive und starkem Einfluss erneuerbarer Stromerzeugung die Wirkung eines optimal angepassten fossilen Kraftwerksparks auf die Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazität untersucht. Die Simulationen unterstützen die theoretischen Erkenntnisse, dass ein angepasster Kraftwerkspark die Wirkung des MOE abschwächt und damit die Wirtschaftlichkeit neuer Erzeugungskapazitäten deutlich verbessert. Ergänzend wurde die Wirkung weiterer Speicherleistungen im System bei optimalem Kraftwerksmix untersucht und eine noch stärkere Kompensation des MOE festgestellt. In allen drei Szenarien entstehen bei Kapazitätsknappheit Investitionsanreize für neue, flexible Gaskraftwerke.

Für alle simulierten Szenarien, bei denen sich Kapazitätsknappheit ergibt, stellt sich die Frage, unter welchen Bedingungen ausreichend Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazität entstehen können, bevor die Kapazität so knapp wird, dass unerwünschte Rationierungen oder Teilabschaltungen die Folge wären. Erstens müssen dafür im EOM bereits ausreichend viele oder hohe Knappheitspreise entstehen können, bevor die verbleibende Erzeugungskapazität (reserve margin) vollständig ausgereizt ist. Zweitens müssen dafür die Flexibilitätsoptionen im System ausreichen, damit der dargebotsabhängige Erzeugungsanteil ins System integriert werden kann, ohne dass der MOE eine zu starke preisdämpfende Wirkung entfaltet.

Für die Entstehung von ausreichend Knappheitspreisen wurden in den unterschiedlichen Szenarien insbesondere die folgenden simulierten Bedingungen als relevant identifiziert:

- Preiselastische Nachfrage bei hohen Preisen (z.B. Lastabschaltverordnung)
- Back-up Kapazität mit Arbeitspreis über den Grenzkosten (z.B. strategische Reserve)
- Anpassung des Kraftwerksparks (von Grund- zu Mittel- und Spitzenlast)
- Kopplung von europäischen Marktgebieten zur Verstetigung der residualen Last

Zur Abschwächung des MOE wurden in unterschiedlichen Szenarien insbesondere die folgenden simulierten Bedingungen als relevant identifiziert:

- Preiselastische Nachfrage bei niedrigen Preisen (z.B. durch die Integration der Sektoren Wärme und Verkehr)
- Flexibilisierung von must-run Kapazitäten (z.B. durch stromgeführte KWK-Anlagen mit Wärmespeichern)
- Anpassung des Kraftwerksparks (von Grund- zu Mittel- und Spitzenlast)
- Kopplung europäischer Marktgebiete zum stochastischen Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Erzeugung
- Zubau an Stromspeichern und Ausnutzung der Potenziale an verschiebbaren Lasten
- Anstieg der Preise für Emissionszertifikate

Obwohl mit den Modellrechnungen verdeutlicht wird, dass der EOM unter bestimmten Rahmenbedingungen langfristig effizient ist und bei Kapazitätsknappheit neue Erzeugungskapazität anreizt, bestehen insbesondere in der Übergangsphase große Herausforderungen hinsichtlich der rechtzeitigen Erfüllung der benötigten Bedingungen. Da das Stromversorgungssystem, unter anderem aufgrund von langen Investitionszyklen, eine gewisse Trägheit bei der Reaktion auf neue Einflüsse aufweist, erfolgt die Anpassung des Kraftwerksparks an den rasant steigenden Anteil erneuerbarer Energien vergleichsweise langsam. Aufgrund des großen Bestands an Grundlastkraftwerken kann der MOE zunächst eine starke Wirkung entfalten, wodurch im nächsten Schritt flexible Kraftwerke mit hohen Grenzkosten aus dem Markt gedrängt werden. Erst, wenn die vorhandenen Grundlastkraftwerke ihre technische Lebensdauer erreicht haben und Retrofit-Maßnahmen nicht mehr wirtschaftlich sind dann wird sich der Anpassungsprozess des Kraftwerksparks fortsetzen, und die damit verbundene Wirkung auf den Preis wird sich einstellen. Verstärkt wird dieser Effekt durch das aktuell sehr niedrige Preisniveau für Emissionszertifikate und den niedrigen Anreizen für die Entwicklung von Systemflexibilität. Auch die europäische Marktintegration und eine eventuelle Harmonisierung des europäischen Marktdesigns schreiten nur langsam voran. Diese Herausforderungen bergen das Risiko, dass es in der Übergangsphase zu Unterinvestitionen mit entsprechenden Folgen für die Versorgungssicherheit kommen kann, auch wenn in der längerfristigen Perspektive die Funktionsfähigkeit des EOM relativ wahrscheinlich ist.

Außerdem zeigen die Ergebnisse der Szenarioanalyse, dass Investitionen in neue Kapazität nur angereizt werden, wenn Knappheit besteht. Folglich werden nur so viele Kraftwerke zugebaut, bis keine Knappheit mehr vorliegt. Überkapazitäten werden dadurch jedoch nicht aufgebaut. Der Einsatz von sonst ungenutzten Kapazitäten (Reservekapazität) kann allerdings für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit bei sehr seltenen Ereignissen oder sehr langen Zyklusschwankungen (z.B. extreme Winter, sehr schwache Windjahre, Konjunkturschwankungen, etc.) von großer Bedeutung sein.

Sowohl für das vorübergehende Risiko von Unterinvestitionen in der Übergangsphase, als auch für das langfristige Risiko von extremen Ereignissen werden Kapazitäten oder Flexibilitäten benötigt, die mit hoher Wahrscheinlichkeit nur sehr geringe Einsatzstunden haben werden und sich deshalb (zumindest bei Bestehen eines Price Caps) nicht über den EOM refinanzieren können. Aus dieser Erkenntnis lässt sich der Bedarf für einen unterstützenden Mechanismus ableiten, der die Fixkostendeckung der erforderlichen Reservekapazitäten oder Lastabwurfmaßnahmen ermöglicht. Ein geeignetes Instrument könnte hier beispielsweise eine strategische Reserve sein.

Grundsätzlich sind für die Marktfähigkeit⁴ von dargebotsabhängigen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen ähnliche Bedingungen relevant wie für die Wirtschaftlichkeit von konventionellen Erzeugungsanlagen. Allerdings stehen hier vor allem die erforderliche Systemflexibilität zur Verminderung des MOE und der Anstieg der Preise für Emissionszertifikate und fossile Brennstoffe im Fokus. Bei gut ausgebauten Interkonnektoren sind dabei zunehmend nicht nur die nationalen, sondern die im Verbund vorhandenen Flexibilitäten relevant. Auch der stochastische Ausgleich der fluktuierenden, erneuerbaren Erzeugung wird bei ausreichenden Übertragungskapazitäten sehr stark von der Marktdurchdringung der jeweiligen Ressource im gesamten europäischen Stromversorgungssystem beeinflusst. Neben den Bedingungen, die den Marktwert der erneuerbaren Erzeugung beeinflussen, ist insbesondere die angenommene Kostendegression für erneuerbare Technologien eine Voraussetzung für deren Marktfähigkeit.

Auch wenn bei zunehmendem Marktanteil der fluktuierenden erneuerbaren Ressourcen der relative Marktwert kontinuierlich sinkt, konnte mit den Modellrechnungen gezeigt werden, dass sich die Marktfähigkeit unter den genannten Bedingungen (Anstieg der Emissions- und Brennstoffpreise; Kostendegression, Systemflexibilisierung) in den meisten Szenarien kontinuierlich verbessert hat und mittel- bis langfristig sogar Fixkostendeckung möglich ist⁵.

Wie erwartet zeigen die Simulationsergebnisse auch, dass für erneuerbare Anlagen vor allem dann Investitionsanreize entstehen, wenn Kapazitätsknappheit im System vorliegt. Daraus ergibt sich jedoch die Konsequenz, dass sich auch bei einer Förderung⁶, die sowohl an das Marktpreisniveau als auch an die kurzfristigen Marktpreisschwankungen gekoppelt ist, nur dann ein Zubau erfolgt, wenn die Erzeugungskapazität im gesamten System aller gekoppelten Marktgebiete knapp wird.

In Summe resultiert aus den Ergebnissen der Modellsimulationen, dass der EOM auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung effizient sein kann. Allerdings hängt die Effizienz stark von bestimmten Rahmenbedingungen ab. Deshalb ist die zentrale Forschungsfrage nach der langfristigen Funktionsfähigkeit des EOM vielmehr eine Frage nach der Entwicklung und der Möglichkeit zur Beeinflussung dieser Rahmenbedingungen. Insbesondere in der Übergangsphase könnten sich relevante Bedingungen erst verzögert einstellen, so dass ggf. frühzeitig Handlungsbedarf für regulatorische Maßnahmen besteht.

Von zentraler Bedeutung sind dabei vor allem Maßnahmen, die die Flexibilität der Nachfrage und der Erzeugung erhöhen. Diese Maßnahmen sind notwendig, damit einerseits ausreichend Preisspitzen bei Kapazitätsknappheit entstehen können und andererseits die Wirkung des MOE abgeschwächt⁷ wird. Während auf der Nachfrageseite in kurzfristiger Perspektive

⁴ Als Marktfähigkeit wird hier der Zustand verstanden, bei dem die Einnahmen aus dem Verkauf von dargebotsabhängigem erneuerbar erzeugtem Strom zu Marktpreis ausreichen um Vollkostendeckung zu gewährleisten. Bei Marktfähigkeit werden zur Refinanzierung der Anlagen keine weiteren Einnahmen aus direkten oder indirekten Fördermaßnahmen mehr benötigt.

⁵ Zu ähnlichen Ergebnissen bei einer vergleichbaren modellbasierten Szenarioanalyse kommen enervis und BET in ihrem Gutachten „Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland“ für den VKU (Ecke et al. 2013).

⁶ Dies betrifft vor allem das Modell der fixen Marktprämie, da der Deckungsbeitrag hier sowohl vom Marktpreisniveau als auch von kurzfristigen Marktpreisschwankungen abhängig ist. Im Gegensatz dazu werden bei der gleitenden Marktprämie die Schwankungen des Marktpreisniveaus ausgeglichen. Positive Deckungsbeiträge für erneuerbare Anlagen können bei der gleitenden Marktprämie also auch erwirtschaftet werden, wenn konventionelle Überkapazitäten im Markt Knappheitspreise am EOM unterbinden.

⁷ Im Falle einer zu starken Wirkung des MOE können die Vollkosten der Stromerzeugung nicht über den EOM refinanziert werden. Für die Funktionsfähigkeit des EOM ist es daher erforderlich, dass sich langfristig das Strom-

besonders die Ausnutzung der Potenziale zur Abschaltung oder Verlagerung von Lasten bei Knappheit von Interesse sind, wird in langfristiger Perspektive vor allem der Integration der Sektoren Wärme und Verkehr großes Flexibilisierungspotenzial zugesprochen. Allerdings erfordert die Umsetzung von Fördermaßnahmen für Flexibilitätsoptionen eine sorgfältige Analyse und Priorisierung bezüglich der jeweiligen technischen Eigenschaften, der Kosten und der Wirkungen auf das System.

Eine konsequente Weiterführung der EU-Binnenmarktintegration hinsichtlich der besseren Kopplung der Strommärkte und eine Abstimmung bei der Weiterentwicklung des Strommarktdesigns bringt deutliche Effizienzen bei der Frage nach der Versorgungssicherheit und der Integration der erneuerbaren Energien mit sich. Die Marktintegration ist damit ein elementarer Treiber für die langfristige Funktionsfähigkeit des EOM mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien.

Sowohl für die Entstehung von Knappheitspreisen als auch für die Erhöhung der Versorgungssicherheit kann es besonders in der Übergangsphase sinnvoll sein, die bereits bestehende Netzreserve der Bundesnetzagentur (BNetzA) zu einer strategischen Reserve weiterzuentwickeln.

Zur langfristigen Verbesserung der Marktfähigkeit von dargebotsabhängiger erneuerbarer Stromerzeugung sind neben den Maßnahmen, welche die Wirkung des MOE abschwächen und der europäischen Marktintegration, vor allem Maßnahmen relevant, die das Preisniveau für Emissionsrechte im europäischen Emissionshandel deutlich anheben.

Alle identifizierten Maßnahmen, die dazu beitragen, dass die Funktionsfähigkeit des EOM langfristig auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien gewährleistet ist, dienen grundsätzlich auch zur Verbesserung der Effizienz eines erweiterten Marktdesigns (z.B. mit Kapazitätsmärkten). Die Fortführung und Weiterentwicklung von Aktivitäten zur Flexibilisierung des Stromsystems, einschließlich der EU-Binnenmarktintegration im Elektrizitätssektor, ist deshalb aus energiepolitischer Sicht sinnvoll, auch wenn noch keine endgültige Entscheidung über die Ausgestaltung des deutschen bzw. europäischen Strommarktdesigns getroffen wurde.

2 Hintergrund und Motivation

Der ökonomischen Theorie zufolge sind Märkte, auf denen vollkommener Wettbewerb herrscht, effizient. Dies gilt grundsätzlich auch für Strommärkte (Stoft 2002) und zwar sowohl für die kurzfristige Effizienz zur Erreichung des kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzes, als auch für die langfristige Effizienz zur Anreizung von Investitionen in ausreichend neue Erzeugungskapazität.

Allerdings ist die Effizienz in der Theorie des vollkommenen Wettbewerbsmarktes an bestimmte Bedingungen geknüpft. So müssen beispielsweise alle Marktteilnehmer als Preisnehmer agieren, die Kostenstruktur der Produzenten muss sich ideal verhalten, die Marktinformation muss allen Teilnehmern zugänglich und der Marktzugang für neue Teilnehmer frei von Barrieren sein (Stoft 2002).

In realen Strommärkten sind die Bedingungen für vollkommenen Wettbewerb allerdings nur eingeschränkt erfüllt. Beispielsweise führen Anfahrkosten von Kraftwerken dazu, dass die aggregierte Produktionskostenkurve keineswegs einen gleichmäßig konvexen Verlauf annimmt. Außerdem lässt die Tatsache, dass die großen vier Energieversorger in Deutschland in Summe mit mehr als 70% (bpb 2013; Willems et al. 2009) der konventionellen Erzeugungsleistung eine marktbeherrschende Stellung einnehmen, vermuten, dass diese nicht zwingend als Preisnehmer agieren müssen. Weiterhin ist der überwiegende Teil der Endverbraucher weder technisch noch organisatorisch an kurzfristige Strompreissignale angebunden und damit von freier Marktinformation und der Möglichkeit kurzfristig auf Preisänderungen zu reagieren ausgeschlossen.

Trotz zahlreicher Einschränkungen wird durch verschiedene Formen des Designs und durch gezielte einzelne Maßnahmen versucht, ein möglichst hohes Effizienzniveau zu erreichen. Beispielsweise werden an der europäischen Strombörse EPEX Spot (2010) Blockgebote⁸ zugelassen, damit Anfahrkosten besser integriert werden können (Ockenfels et al. 2008), oder es gibt verschiedene regulatorische Maßnahmen⁹, die die Ausübung von Marktmacht einschränken sollen.

Während weitgehend wissenschaftlicher Konsens darüber besteht, dass das kurzfristige Effizienzniveau des Strommarktes ausreichend gut ist, gibt vor allem die Beurteilung des langfristigen Effizienzniveaus bis heute kein eindeutiges Bild. Die Fähigkeit des Energy-Only-Marktes, erforderliche Preissignale zu senden, damit langfristig ausreichend Erzeugungskapazität die Versorgungssicherheit gewährleistet, wird in Politik und Wissenschaft kontrovers diskutiert¹⁰.

Theoretische und empirische Argumente, die für und gegen die Funktionsfähigkeit von Energy-Only-Märkten in der langfristigen Perspektive sprechen, sollen daher nachfolgend näher erläutert werden.

⁸ Durch die Integration der Anfahrkosten in die Blockgebote wird aus theoretischer Perspektive versucht, durch eine Vergleichmäßigung der Produktionskostenkurve ein effizienteres Marktergebnis zu erzielen.

⁹ In Ockenfels (2007) werden Maßnahmen zur Eindämmung von Marktmacht diskutiert.

¹⁰ Beispiele für aktuelle Studien zum deutschen Strommarktdesign werden in (Nicolosi 2012a) und (Graichen 2013) zusammenfassend dargestellt.

2.1 Das „Missing-Money-Problem“

Die Theorie des „Missing-Money“ wird im Kern¹¹ damit begründet, dass durch eine nicht ausreichende Preiselastizität der Nachfrage einerseits und durch regulatorisch gesetzte Preisobergrenzen (price cap) andererseits der EOM zu wenig Preissignale oberhalb der Grenzkosten der letzten produzierenden Einheit setzt. Das Ausbleiben dieser sogenannten „Knappheitspreise“ führt schließlich dazu, dass insbesondere Spitzenlastkraftwerke keine ausreichenden Deckungsbeiträge erwirtschaften können, um ihre Fixkosten zu decken. In der Folge ist ein Marktaustritt von Erzeugungskapazität zu erwarten, während keine Anreize für Neuinvestitionen bestehen. Eine solche Konstellation würde mittelfristig zum Marktversagen des EOM führen, da aufgrund der fehlenden langfristigen Effizienz die Versorgungssicherheit nicht gewährleistet werden kann.

Die Darstellung der geordneten Preisdauerlinie in Abbildung 2-1 zeigt schematisch die Kappung der Knappheitsrenten aufgrund einer Preisobergrenze mit Auswirkung auf alle Kraftwerkstypen.

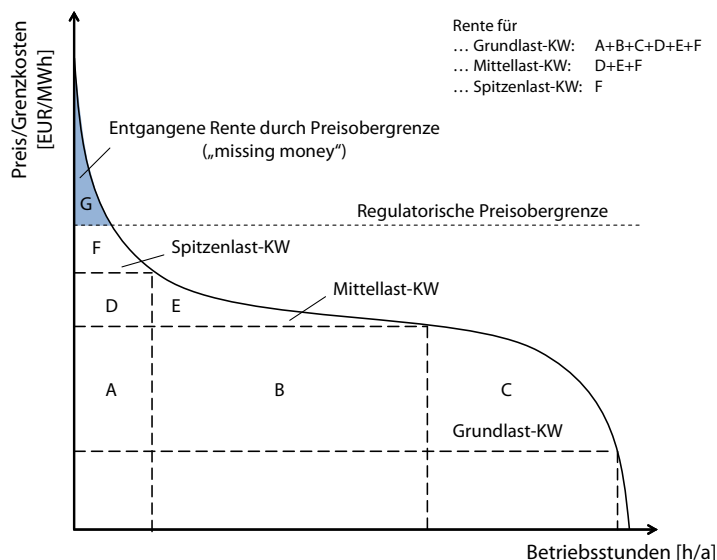


Abbildung 2-1: Geordnete Preisdauerlinie mit Preisobergrenze

(Quelle: eigene Darstellung nach Siegmeier und von Hirschhausen (2011) und Hogan (2005))

Im Falle einer unelastischen Nachfrage setzt stets das Grenzkraftwerk den Preis, so dass keine nachfrageinduzierten Knappheitsrenten entstehen können (Abbildung 2-2). Übersteigt die unelastische Nachfrage jedoch das Angebot, so kommt keine Markträumung zustande (Abbildung 2-3) und es werden zur Gewährleistung der Systemstabilität indifferente Rationierungen notwendig. Da in dieser Situation kein Marktpreis zustande kommt, der dem Wert der des sogenannten „value of lost load“ (VOLL)¹² entspricht, spiegelt sich die tatsächliche

¹¹ Eine Beschreibung weiterer Gründe, die die Missing-Money-Theorie stützen findet sich u.a. in Hogan (2005) und Joskow (2006).

¹² Als VOLL wird der Wert der nächsten zu produzierenden Einheit verstanden, der dem Wert gleicht, den ein Verbraucher, der von einer unfreiwilligen Rationierung betroffen ist, bereit ist dafür zu bezahlen. Eine ausführliche Diskussion zu VOLL findet sich in Stoff (2002). Gemäß der Bundesnetzagentur (BNetzA 2010) wird der VOLL für Deutschland im Rahmen der Anreizregulierung im gewichteten Mittelwert über alle Sektoren mit 8.000 EUR/MWh kalkuliert. Weitergehende quantitative Untersuchungen zu VOLL wurden durch das Energiewirtschaftliche Institut der Universität zu Köln (EWI) angestellt (Growitsch et al. 2013).

Knappheit nicht im Preis wider. Ein Marktpreis in der Höhe des VOLL wäre jedoch erforderlich, damit Investitionen in Spitzenlastkraftwerke angereizt werden.

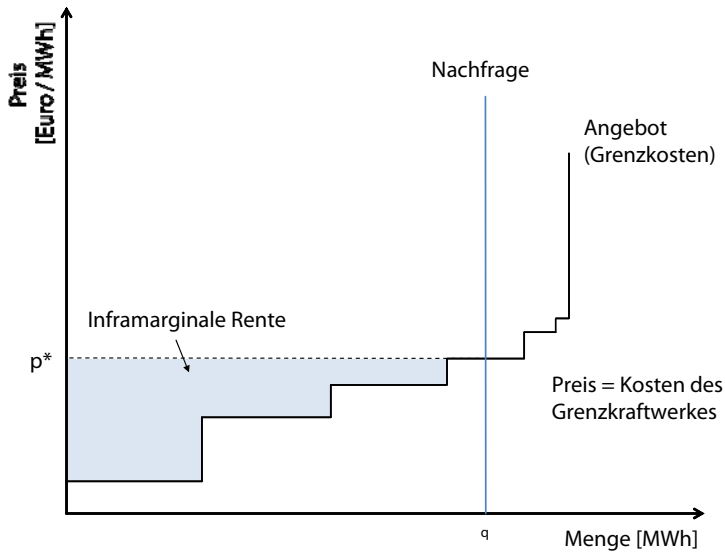


Abbildung 2-2: Markträumung zu Grenzkosten bei unelastischer Nachfrage

(Quelle: eigene Darstellung)

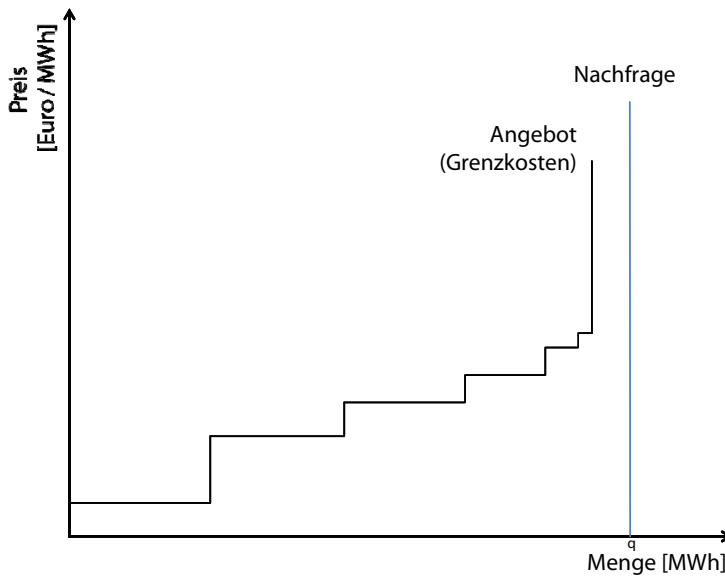


Abbildung 2-3: Fehlende Markträumung bei unelastischer Nachfrage

(Quelle: eigene Darstellung)

2.2 Die „Peak-Load-Pricing-Theorie“

Im Gegensatz zur „Missing-Money-Theorie“ sind nach der „Peak-Load-Pricing-Theorie“¹³ Strommärkte grundsätzlich in der Lage, bei Knappheit ausreichend hohe und viele Preisspitzen (price spikes) zu erzeugen, damit sich auch Spitzenlastkraftwerke refinanzieren können. Der Theorie zufolge können diese Preisspitzen (auch als „Knappheitspreise“ bezeichnet) deutlich über den Grenzkosten der letzten produzierenden Einheit liegen.

Abbildung 2-4 zeigt schematisch die Preissetzung durch die elastische Nachfrage oberhalb der Grenzkosten der letzten produzierenden Einheit. Die dadurch zusätzlich generierte inframarginale Rente wird in der Ökonomie auch als „Knappheitsrente“ bezeichnet.

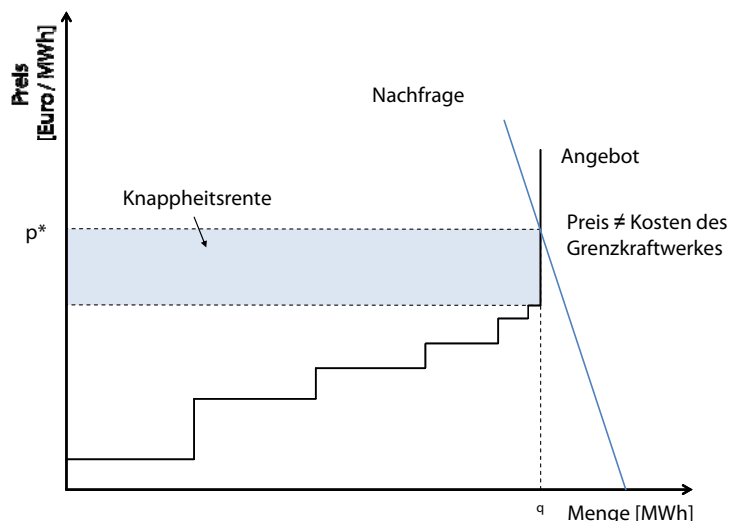


Abbildung 2-4: Preisbildung bei Knappheit mit elastischer Nachfrage

(Quelle: eigene Darstellung)

Knappheitspreise werden damit begründet, dass in den Geboten der Marktteilnehmer Opportunitätskosten durch entgangene Gewinne auf anderen Märkten, Opportunitäten durch Reduktion oder Verlagerung der Nachfrage oder Preisaufschläge (Mark-ups) enthalten sind (Nicolosi 2012a). Theoretisch können Knappheitspreise auch durch Ausübung von Marktmacht (physische Kapazitätzurückhaltung) entstehen, was bisher jedoch für den deutschen Markt nicht eindeutig nachgewiesen werden konnte (Ockenfels 2007; Siegmeier und von Hirschhausen 2011).

Hinsichtlich der Opportunitäten durch eine Reduktion oder Verlagerung der Nachfrage zeigt Stoff (2002), dass sich bereits bei einer geringen Nachfrageelastizität¹⁴ ein langfristiges Marktgleichgewicht einstellen kann, sofern keine regulatorisch gesetzten Preisobergrenzen den Marktpreis unterhalb des VOLL begrenzen.

Die Preisobergrenze für das deutsche Marktgebiet liegt mit 3.000 EUR/MWh (day-ahead) und 10.000 EUR/MWh (intraday) an der Strombörse EPEX Spot und mit 15.000 EUR/MWh für Ausgleichsenergie in einer ähnlichen Größenordnung wie der von der BNetzA genannte VOLL mit 8.000 EUR/MWh, wodurch theoretisch ausreichend Spielraum für die Entstehung

¹³ Eine ausführliche Diskussion der Theorie findet sich in den folgenden Quellen: (Stoff 2002; Ockenfels et al. 2008; Siegmeier and von Hirschhausen 2011; Nicolosi 2012a; Winkler et al. 2013)

¹⁴ „Result: A small amount of elastic demand can make the market efficient. Even if demand can be reduced less than 2% by a price increase, this could produce a long-run market equilibrium.“ (Stoff 2002)

von Knappheitspreisen vorhanden ist. Daher kann nicht zwangsläufig gefolgert werden, dass durch diese Preisobergrenze zu viele Preisspitzen unterbunden werden und damit Investitionsanreize ausbleiben. Eine genauere Beurteilung dieses Zusammenhangs bedarf einer quantitativen Analyse und ist Bestandteil der vorliegenden Arbeit.

2.3 Der „Merit-Order-Effekt“

Der Merit-Order-Effekt (MOE) (Sensfuß et al. 2007) beschreibt die Preiswirkung von erneuerbarer Stromerzeugung, sofern der erzeugte Strom Grenzkosten nahe Null aufweist oder aufgrund einer separaten Vergütung (EEG) ohne Preislimit über den Spotmarkt vermarktet wird. Durch die zusätzliche Erzeugung von erneuerbarem Strom verschiebt sich die Angebotskurve nach rechts, was bei gleichbleibender Nachfrage und einer Angebotskurve mit positiver Steigung zu einer Preisreduktion führt. Dieser Zusammenhang ist für einen Zeitpunkt schematisch in Abbildung 2-5 dargestellt. In der Literatur wird der MOE auch häufig durch eine Reduzierung der Nachfrage um die erneuerbare Strommenge zur residualen Nachfrage abgebildet.

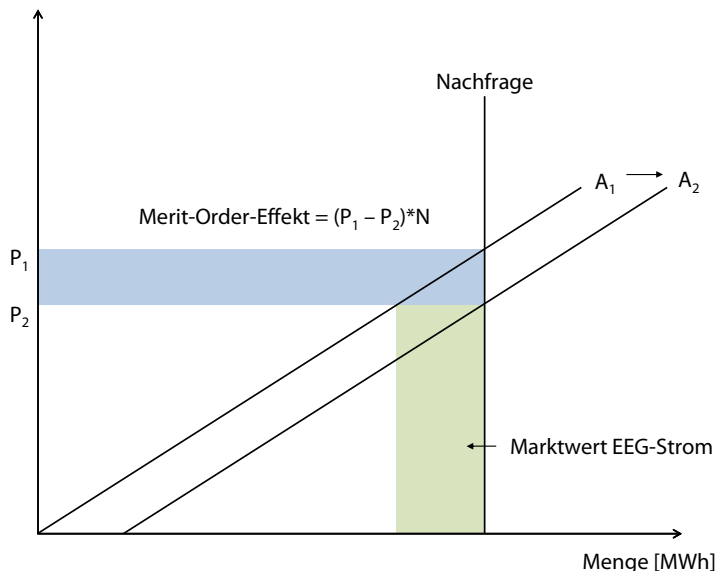


Abbildung 2-5: Wirkungsweise des Merit-Order-Effekts

(Quelle: eigene Darstellung)

Durch die wachsenden Anteile erneuerbarer Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen Quellen im deutschen Marktgebiet verstärkt sich der MOE zunehmend. Bei einem in der kurzen Frist unelastischen Angebot führt der MOE zu einer sinkenden Auslastung konventioneller Kraftwerke bei gleichzeitig niedrigerem Preisniveau. In dieser Kombination verschärft der MOE das Missing-Money-Problem, da in einer geringeren Anzahl von Betriebsstunden tendenziell höhere Erlöse durch häufiger auftretende Preisspitzen erzielt werden müssten, um Fixkostendeckung zu erreichen (Winkler et al. 2013).

In Abhängigkeit der Elastizität des Angebots und der Nachfrage fällt der MOE jedoch unterschiedlich stark aus. Ein Versagen des EOM hinsichtlich langfristiger Effizienz kann auch bei einer Kombination aus Missing-Money-Problem und Merit-Order-Effekt nicht grundsätzlich aus der Theorie abgeleitet werden.

2.4 Effekte der Anpassung des Kraftwerksparks

Nach Stoff (2002) ist ein grenzkostenbasierter EOM grundsätzlich in der Lage, langfristig nicht nur ausreichend Erzeugungskapazität bereitzustellen, sondern auch den kostenoptimalen Mix an Erzeugungstechnologien anzureizen. Aufgrund der unterschiedlichen Kostenstruktur der jeweiligen Erzeugungstechnologien eignet sich ein bestimmter Kraftwerkspark am besten zur Bereitstellung einer bestimmten Laststruktur. Verändert sich nun die Laststruktur mit wachsenden Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung, so passt sich der Kraftwerkspark im Laufe der Zeit an die Jahresdauerlinie der Residuallast an (Nabe 2006; Wissen and Nicolosi 2007). Tendenziell führen die Eigenschaften der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung zu einer geringeren Auslastung konventioneller Kraftwerke und damit zu einem Kostenvorteil von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken gegenüber Grundlastkraftwerken, weshalb sich der Kraftwerkspark erwartbar in diese Richtung entwickelt.

Dieser Effekt tritt jedoch nur ein, wenn in der Kostenstruktur auch die Investitionskosten der Kraftwerke Berücksichtigung finden. Da bei Bestandskraftwerken die Investitionen jedoch als „sunk costs“ betrachtet werden, haben diese bei der Einsatzentscheidung keine Relevanz. Die Geschwindigkeit des Umbaus des Kraftwerksparks ist daher abhängig von Investitionszyklen und kann für die Übergangsphase der Energiewende in zwei Phasen eingeteilt werden.

- In der kurzfristigen Perspektive ist der deutsche Kraftwerksbestand noch geprägt durch zahlreiche Grundlastkraftwerke mit niedrigen Grenzkosten. Der MOE kann aufgrund der flachen Merit-Order eine starke Wirkung auf das Preisniveau entfalten. In der Folge werden zunächst Mittel- und Spitzenlastkraftwerke mit hohen Grenzkosten am oberen Ende der Merit-Order verdrängt. Dies betrifft vor allem flexible Gaskraftwerke, obwohl diese langfristig als optimale Ergänzung zu der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zählen. Deshalb ist in der ersten Phase mit einer Absenkung des Preisniveaus und einer Verschärfung des Missing-Money-Problems zu rechnen. Die beschriebenen Wirkungen dieser Phase sind bereits heute zu beobachten.
- In der mittel- bis langfristigen Perspektive werden jedoch überwiegend Investitionen in Mittel- und Spitzenlastkraftwerke wirtschaftlich sein. Nach Erreichen der technischen Lebensdauer und nach Ausschöpfung des Potenzials von Retrofit-Maßnahmen werden grundlastfähige Bestandsanlagen aus dem Markt ausscheiden und durch Mittel- und Spitzenlastkraftwerke mit höheren Grenzkosten und niedrigeren Investitionskosten ersetzt. Durch die steilere Merit-Order-Kurve stellen sich dann tendenziell mehr Spitzenpreise ein, die den MOE teilweise oder vollständig kompensieren, so dass das Preisniveau wieder ansteigt. Es erhöhen sich grundsätzlich die Deckungsbeiträge für alle Erzeugungstechnologien, die stärksten Anreize werden jedoch für flexible Technologien gesetzt.

Die Veränderung der Merit-Order durch die Anpassung des Kraftwerksparks von der kurzfristigen hin zur langfristigen Perspektive wird schematisch in Abbildung 2-6 dargestellt. Aus dieser Entwicklung der Angebotskurve kann eine Veränderung der Preisstruktur abgeleitet werden. Durch den wachsenden Anteil erneuerbarer Stromerzeugung zu sehr niedrigen Grenzkosten einerseits und durch den erhöhten Anteil des Spitzenlaststroms zu hohen Grenzkosten andererseits wird sich langfristig eine Preisstruktur ergeben, wie sie in Abbildung 2-7 gezeigt wird.

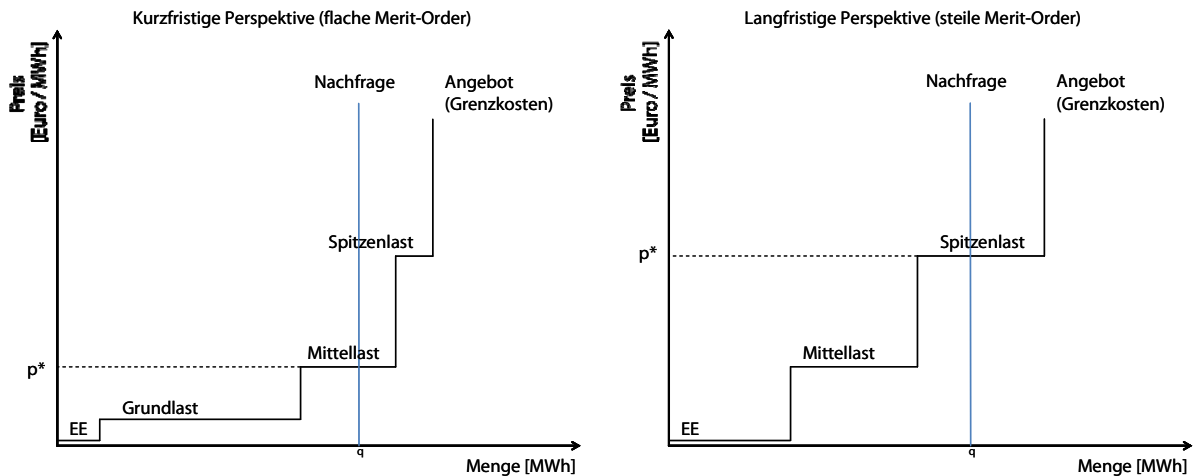


Abbildung 2-6: Veränderung der Merit-Order bei EE-Zubau

(Quelle: eigene Darstellung nach Nicolosi (2012a))

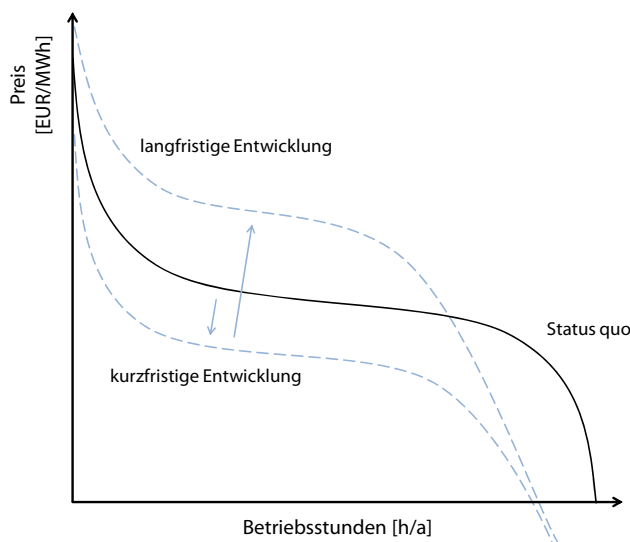


Abbildung 2-7: Veränderung der Preisdauerlinie bei EE-Zubau

(Quelle: eigene Darstellung nach Siegmeier und von Hirschhausen (2011))

2.5 Effekte der Anpassung der Nachfrage

Die Nachfrageelastizität nimmt eine zentrale Stellung bei der Beurteilung der langfristigen Effizienz von EOM ein. Durch eine zunehmende Flexibilisierung der heute in der kurzen Frist als weitgehend unelastisch angenommenen Stromnachfrage wird nicht nur das Missing-Money-Problem sondern auch der Merit-Order-Effekt entschärft.

Wie bereits in Kapitel 2.2 diskutiert, ist die elastische Nachfrage ein elementarer Baustein zur Begründung der Peak-Load-Pricing-Theorie. Abbildung 2-4 zeigt, wie durch eine preiselastische Nachfrage eine Markträumung garantiert wird und außerdem bei Knappheit ausreichend Preisspitzen entstehen, damit neue Erzeugungskapazität angereizt wird.

Außerdem hat die Flexibilisierung der Nachfrage, neben der Anpassung des Kraftwerks-parks, einen starken Einfluss auf die Preiswirkung des MOE. Da bei wachsenden Anteilen erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung und damit einhergehenden häufiger auftretenden Niedrigpreisen am Spotmarkt damit zu rechnen ist, dass neue Nachfrager¹⁵ auf den Markt drängen, kann langfristig von einer Stabilisierung der Niedrigpreise ausgegangen werden. Die Wirkung der elastischen Nachfrage auf den MOE ist schematisch in Abbildung 2-8 dargestellt.

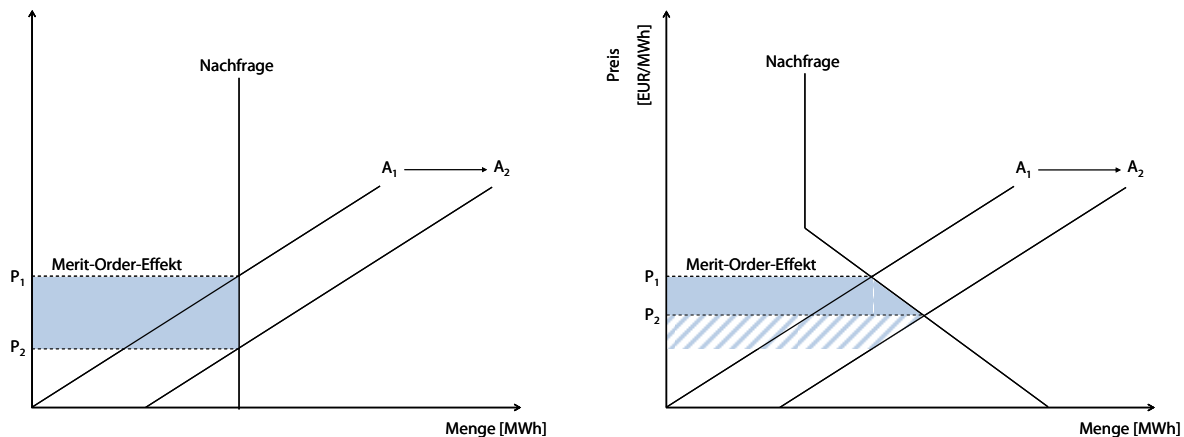


Abbildung 2-8: Merit-Order-Effekt bei elastischer Nachfrage

(Quelle: eigene Darstellung)

2.6 Effekte des grenzüberschreitenden Stromhandels

Im Rahmen der EU-Binnenmarktintegration haben sich die Mitgliedsstaaten auf gemeinsame Vorschriften für die Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Elektrizität, sowie für die Erhaltung der Versorgungssicherheit geeinigt (European Commission 2012). Die Schaffung des Elektrizitätsbinnenmarktes hat zum Ziel, den grenzüberschreitenden Handel zu fördern und auf diese Weise Effizienzgewinne und wettbewerbsfähige Preise zu bewirken. Gleichzeitig soll zu mehr Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit beigetragen werden (EU-Richtlinie 2009/72/EG 2009). Die Bemühungen auf europäischer Ebene haben dazu geführt, dass heute bereits die meisten Marktgebiete der Mitgliedsstaaten entweder explizit oder implizit gekoppelt sind („Market Coupling“) oder bereits über eine zentrale Auktion („Market Splitting“), wie in der NordPool Region, verfügen (EPEX Spot 2013; Ockenfels et al. 2008).

Die Verbesserung des grenzüberschreitenden Handels führt grundsätzlich zu Effizienzgewinnen im EOM und zwar in der kurzfristigen und in der langfristigen Perspektive.

Die kurzfristige Effizienz wird gesteigert, da durch die Vergrößerung des Marktgebietes stochastische Ausgleichseffekte zu einer Verringerung der residualen Last¹⁶ führen. Dies führt

¹⁵ Beispielsweise ist bereits heute der Betrieb eines Elektrodenheizkessels der Stadtwerke Flensburg zur Wärmebereitstellung im Fernwärmenetz bei einem Börsenstrompreis von 10 EUR/MWh wirtschaftlich (ZfK 2013).

¹⁶ Stochastische Ausgleichseffekte bei einer Vergrößerung des Marktgebietes verringern einerseits die gleichzeitige Last und andererseits erhöhen sie die gleichzeitige Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen. In Summe ergibt sich für das Gesamtgebiet eine niedrigere Residuallast als in Summe über die nicht vernetzten Einzelgebiete.

wiederum zu einer kostengünstigeren Ausnutzung des im Gesamtgebiet vorhandenen Kraftwerksparks und damit zu operativen Effizienzgewinnen (Nicolosi 2012a).

Der gleiche Effekt hat jedoch auch eine Wirkung auf die langfristige Effizienz. Da sich durch die Vergrößerung des Marktgebietes auch die maximale Residuallast verringert, wird auch ein kleinerer Kraftwerkspark benötigt, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten (Nicolosi 2012a). In der Folge wird dadurch der Effekt des Missing-Money-Problems verstärkt, da eine Ausweitung des Market Coupling durch eine Verringerung der gesamten Residuallast bei gleichbleibendem Erzeugungspark eine preisdämpfende Wirkung hat und damit die Deckungsbeiträge für Erzeugungskapazität zunächst verringert. In der längeren Frist ist jedoch eine Anpassung des Kraftwerksparks zu erwarten aufgrund derer sich die Effekte, wie in Kapitel 2.4 beschrieben, einstellen.

Durch die stochastischen Ausgleichseffekte eines größeren Marktgebietes wird nicht nur die Summe der residualen Lastspitzen verkleinert, sondern es wird auch die Volatilität der dargebotsabhängigen erneuerbaren Stromerzeugung einerseits und die Volatilität der Last andererseits verringert. In Summe ergibt sich eine Abschwächung des MOE und damit bei sonst gleichen Bedingungen eine geringere Anzahl von Stunden mit Niedrigpreisen.

2.7 Empirische Argumentation

Von Kritikern des EOM wird in manchen Untersuchungen (z.B. Schlemmermeier and Diermann 2011; Matthes et al. 2012) versucht, das Missing-Money-Problem empirisch zu untermauern, indem die pro Marktgebiet verfügbare dargebotsunabhängige Erzeugungskapazität geplante Neubauten und Stilllegungen historischen Spitzenlasten gegenüber gestellt werden und daraus eine Versorgungslücke abgeleitet wird. Eine solche Analyse erfasst jedoch aus mehreren Gründen nur einen Teil des Zusammenhangs. Diese Gründe sollen nachfolgend näher erläutert werden.

- Betrachtung autarker Marktgebiete: In Abhängigkeit von der Definition der Versorgungssicherheit ergeben sich hinsichtlich der Analyse des Kapazitätsbedarfs sehr unterschiedliche Ergebnisse. Grundsätzlich ist das Ziel von Versorgungssicherheit, dass sich zu jeder Zeit das Angebot und die Nachfrage nach Strom entsprechen müssen und unfreiwillige Rationierungen vermieden werden. Dabei ist jedoch zunächst unklar, für welche Systemgrenze diese Bedingung gelten muss. Aus technischer Perspektive gibt der europäische Netzverbund der ENTSO-E die Systemgrenze¹⁷ vor. Folglich muss jeweils im gesamten Netzverbund die Last jederzeit durch die vorhandene Erzeugungskapazität (oder durch preiselastische Nachfragereduzierung) gedeckt werden können. Aus politischer Motivation heraus kann jedoch auch eine nationale oder sogar eine regionale Systemgrenze für Versorgungssicherheit definiert werden. Aus einer solchen regionalen/nationalen Perspektive folgt zwangsweise eine Notwendigkeit für Überkapazitäten innerhalb der gesetzten Systemgrenzen, da per Definition bei der Kapazitätsbestimmung die Effizienzgewinne durch den Stromaustausch mit den Nachbarregionen ignoriert werden.

Der zunehmende Stromaustausch zwischen den Marktgebieten und die damit verbundenen Effizienzgewinne sind jedoch ausdrückliches Ziel der EU-Binnenmarktintegration im Rahmen des Liberalisierungsprozesses und führt im Ergebnis zu einer Verkleinerung des benötigten Kraftwerksparks (Kapitel 2.6).

¹⁷ Die Systemgrenze kann jedoch durch Übertragungsempässe an den Interkonnektoren eingeschränkt werden.

- Annahme statischer Spitzenlasten: Eine weitere Herausforderung bei der Bestimmung des Kapazitätsbedarfs liegt in der Abschätzung der zukünftigen (residualen) Stromnachfrage. Da diese Entwicklung erfahrungsgemäß sehr starken konjunkturellen und meteorologischen Schwankungen unterliegt und außerdem von zahlreichen weiteren unbekanntem Einflussparametern abhängig ist (z.B. Ausbau EE), ist eine fundierte, längerfristige Prognose mit großen Unsicherheiten behaftet. Aus diesem Grund orientieren sich viele Studien, die eine Kapazitätsabschätzung für ein definiertes Marktgebiet vornehmen (z.B. Matthes et al. 2012) an historischen Spitzenlasten (ÜNB 2012). Dabei wird jedoch unterstellt, dass die zukünftige Spitzenlast eine unveränderliche Größe ist, die von ausreichend Kapazität im definierten Marktgebiet gedeckt werden muss. Faktisch ist die zukünftige Spitzenlast jedoch ein Ergebnis von Angebot und Nachfrage und daher keineswegs eine unveränderliche Größe, sondern vielmehr eine Frage des Preises. Auch wenn die Preiselastizität der Nachfrage im Stromsektor zurzeit noch als relativ gering eingeschätzt werden muss, kann eine Ausschöpfung vorhandener Potenziale von „Demand Response“ (insbesondere des Lastabwurfs¹⁸) zukünftige Spitzenlasten signifikant reduzieren. Aus diesem Grund ist die Annahme statischer Spitzenlasten voraussichtlich ineffizient.
- Fortschreibung historischer Spread-Betrachtungen: Als weitere Argumentation zur Begründung der langfristigen Ineffizienz von EOM wird zuweilen aus dem aktuellen Markttrend der Spotmarkt- und Terminmarktpreise die Margensituation von Bestandskraftwerken berechnet (z.B. Schlemmermeier and Diermann 2011) und daraus die Schlussfolgerung gezogen, dass die Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazität nicht nur heute, sondern auch in Zukunft (aufgrund des Missing-Money-Problems und des Merit-Order-Effekts) unzureichend sind und daher Marktversagen vorliegt.

Das aktuell niedrige Preisniveau am Spotmarkt und die fehlenden Preissignale für Investitionsanreize sind jedoch auf eine Vielzahl von Faktoren (Binnenmarktintegration, niedrige CO₂-Preise, niedrige Stromnachfrage in der EU, etc.) zurückzuführen und können nicht nur dem Merit-Order-Effekt oder dem Missing-Money-Problem zugeschrieben werden. Vielmehr deuten die aktuellen Preissignale auf Überkapazitäten im europäischen Netzverbund hin (Winkler et al. 2013). Eine Interpretation dieses Markttrends als langfristiges Marktversagen des EOM ist daher nicht schlüssig, da mittelfristig gegenläufige Effekte zu erwarten sind (Kapitel 2).

2.8 Ableitung des Untersuchungsgegenstands

Die vorangegangene Diskussion der Argumente, die für oder gegen die langfristige Funktionsfähigkeit von EOM sprechen, zeigt, dass weder aus der Theorie noch aus der Praxis¹⁹ eine eindeutige Aussage getroffen werden kann. Vielmehr besteht weiterer Forschungsbedarf (Winkler et al. 2013) für fundierte Untersuchungen, die einzelne Effekte und mögliche Überlagerungen nicht nur statisch sondern auch dynamisch analysieren.

¹⁸ Eine Erschließung des Potenzials für Lastabwurf wird bereits in der zum 01. Januar 2013 in Kraft getretenen „Verordnung zu abschaltbaren Lasten“ (AbLaV 2013) adressiert.

¹⁹ Auch aus der historischen Entwicklung des EOM kein nicht eindeutig auf die investive Wirkung des EOM geschlossen werden, da der Markt seit der Liberalisierung durch zahlreiche politische Markteingriffe (z.B. kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten) verzerrt wurde (Ecke et al. 2013).

Die vorliegende Arbeit soll daher auf quantitativer Basis einen Beitrag zur Fragestellung leisten, ob EOM langfristig in der Lage sind, ausreichend Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazität zu setzen. Der Fokus der Untersuchung liegt dabei auf den investiven Wirkungen zentraler Einflüsse auf das zukünftige Stromversorgungssystem. Im Gegensatz zu einigen bereits veröffentlichten Studien²⁰, soll hierbei neben dem Einfluss erneuerbarer Energien explizit auf die Wirkung einer teilelastischen Nachfrage, auf die Entstehung von Knappheitspreisen, auf Versorgungssicherheit im Rahmen der EU-Binnenmarktintegration und auf die Anpassungsfähigkeit des Kraftwerksparks eingegangen werden.

Die methodische Vorgehensweise zur Untersuchung der Fragestellung wird detailliert in Kapitel 3 vorgestellt. Die Beschreibung der ausgewählten sensitiven Einflussparameter auf das zukünftige Strommarktsystem ist Bestandteil der Szenariobeschreibung in Kapitel 4.

²⁰ (BET 2011; Böckers et al. 2012; Consentec 2012; Ecke et al. 2013; Elberg et al. 2012; Frontier Economics 2011; Kopp et al. 2012; Matthes et al. 2012; Schlemmermeier and Diermann 2011)

3 Methode

3.1 Untersuchungsdesign

Die quantitative Untersuchung der langfristigen Effizienz des EOM unter Berücksichtigung der in Kapitel 2 beschriebenen Effekte erfordert eine für diesen Zweck geeignete Modellierung des Strommarktes (Kapitel 3.2), eine Methode zur Messung von Investitionsanreizen und eine Definition von möglichen zukünftigen Rahmenbedingungen.

Mögliche Entwicklungen der Rahmenparameter des zukünftigen Stromsystems werden über eine Szenarioanalyse abgebildet. Die definierten Szenarien enthalten aufeinander abgestimmte Entwicklungspfade zahlreicher Eingangsdaten wie beispielsweise die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugungstechnologien oder die Entwicklung der Stromnachfrage etc. Neben den fixierten Rahmenbedingungen wurden auf Basis einer Fundamentalbetrachtung einzelne Eingangsparameter identifiziert, die einen starken Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit bestimmter Erzeugungstechnologien haben können. Beispiele hierfür werden in Abbildung 3-1 aufgeführt und in ihrer Wirkung der Angebotskurve, der Nachfragekurve oder der Interaktion zwischen den Märkten zugeordnet.

Future trends concerning the structure of generation capacity	Future trends concerning electricity consumption	Future trends concerning interrelation between markets
<ul style="list-style-type: none"> • Growing RES penetration • Dynamic effects of RES • Decreasing fossil capacity • Less base load/more peaker • Growing storage capacity • Increasing fuel/EUA prices 	<ul style="list-style-type: none"> • Decrease in net consumption • Consumption of other sectors • Increasing price elasticity 	<ul style="list-style-type: none"> • Increase in transfer capacity • Affecting demand and supply • Balancing effects

Abbildung 3-1: Relevante zukünftige Entwicklungen des Strommarktes mit Auswirkung auf Investitionsanreize in neue Erzeugungstechnologie

(Quelle: eigene Darstellung)

Damit die Wirkung einzelner Einflüsse besser untersucht werden kann, wurden in Ergänzung zum gewählten Basisszenario mehrere Sensitivitätsszenarien definiert, in denen nur der ausgewählte Eingangsparameter variiert. Ein Überblick sowie die ausführliche Beschreibung der Szenarien befindet sich in Kapitel 4.

Zur Messung von Investitionsanreizen durch die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer Investition in neue Erzeugungskapazität wurden die folgenden Technologietypen ausgewählt und als exemplarische Anlagen im Modell implementiert:

- Braunkohlekraftwerk (lignite)
- Steinkohlekraftwerk (coal)
- Gas- und Dampfkraftwerk (gas CCGT)
- Gasturbine (gas GT)
- Windpark See (wind offshore)
- Windpark Küste (wind coastal)

- Windpark Binnenland (wind inland)
- Photovoltaikanlage (pv)

Mit Hilfe des hierfür entwickelten Strommarktmodells kann für alle Szenarien das operative Betriebsergebnis der Anlagen auf Basis des Kraftwerkseinsatzes, der Stromerzeugung, der operativen Kosten und des Strompreises berechnet werden. Demgegenüber stehen die jährlichen Fixkosten der Anlagen, die sich aus Literaturwerten zu Investitionskosten, gewichteten Kapitalkosten (WACC), Kosten für Personal und Wartung sowie der ökonomischen Lebensdauer der Anlagen zusammensetzen.

Wenn das operative Betriebsergebnis ausreicht, die jährlichen Fixkosten zu decken, oder diese sogar übersteigt, wäre ein Betrieb dieser Anlage wirtschaftlich. Eine Neuinvestition in diesen Technologietyp kann unter diesen Umständen als lohnenswert beurteilt werden. Damit die Investitionsanreize besser unter den untersuchten Technologietypen verglichen werden können, wird das Ergebnis in Form einer „Fixkostendeckungsrate“ (fix cost recovery rate) ausgedrückt, die den Anteil des operativen Ergebnisses an den jährlichen Fixkosten widerspiegelt. Das Schema der Berechnungsmethode wird in Abbildung 3-2 dargestellt.

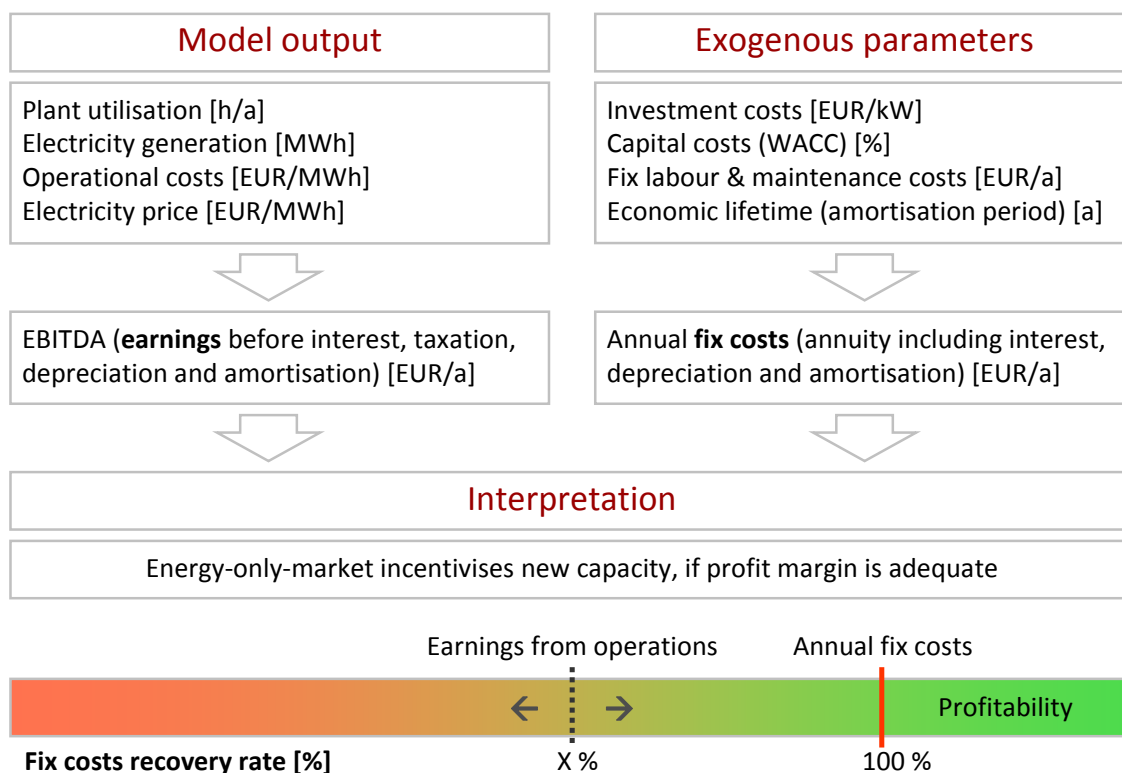


Abbildung 3-2 Schema zur Berechnung der Fixkostendeckung von Erzeugungseinheiten

(Quelle: eigene Darstellung)

3.2 Modellbeschreibung

Das Strommarktmodell REMO (Renewable Electricity Market Optimisation) ist ein Kraftwerkseinsatzmodell zur kostenoptimalen Deckung einer zeitlich variierenden und teilweise elastischen Stromnachfrage. Das Modell bildet blockscharf den konventionellen Kraftwerkspark (inkl. stationärer Speicher) von Deutschland und dessen Nachbarstaaten (Abbildung 3-4) im ENTSO-E Netzverbund ab. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird für jede Technologie in stündlicher Auflösung abhängig von meteorologischen Einflüssen modelliert. Die Stromnachfrage wird auf Basis von historischen Lastprofilen einerseits und mit preiselastischen Nachfrageelementen andererseits abgebildet. Eine Modellvariante beinhaltet zudem eine Aufteilung des deutschen Marktgebietes in 20 Netzknoten (Regionenmodell der Übertragungsnetzbetreiber) und damit eine aggregierte Abbildung des deutschen Übertragungsnetzes inkl. Grenzkuppelstellen. REMO wurde in der Modellierungssprache GAMS (General Algebraic Modeling System) entwickelt und basiert methodisch auf linearer bzw. gemischt-ganzzahliger Optimierung. Zur Lösung des Optimierungsproblems wird der kommerzielle und weit verbreitete Solver CPLEX verwendet.

Primäres Ziel des Modells ist es, den stündlichen Strompreis und den Einsatzfahrplan aller Kraftwerke, Speicher und flexibler Nachfrager unter unterschiedlichen Ausbauszenarien erneuerbarer Energien für einen vorgegebenen Zeitraum (z.B. ein Jahr) zu simulieren. Aus den Simulationsergebnissen können dann weitere Erkenntnisse abgeleitet werden. Dazu gehören beispielsweise die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung bzw. die CO₂-Einsparungen eines veränderten Erzeugungsmix sowie Aussagen über die Wirtschaftlichkeit einzelner Anlagen, über die Auslastung von Grenzkuppelstellen und Übertragungsnetzen oder den Verlauf bzw. den Saldo des Stromaußenhandels.

Eine schematische Darstellung des Aufbaus und der Funktionalität des REMO Modells findet sich in Abbildung 3-3. Die mathematische Formulierung der Basismodellversion von REMO wird nachfolgend erläutert.

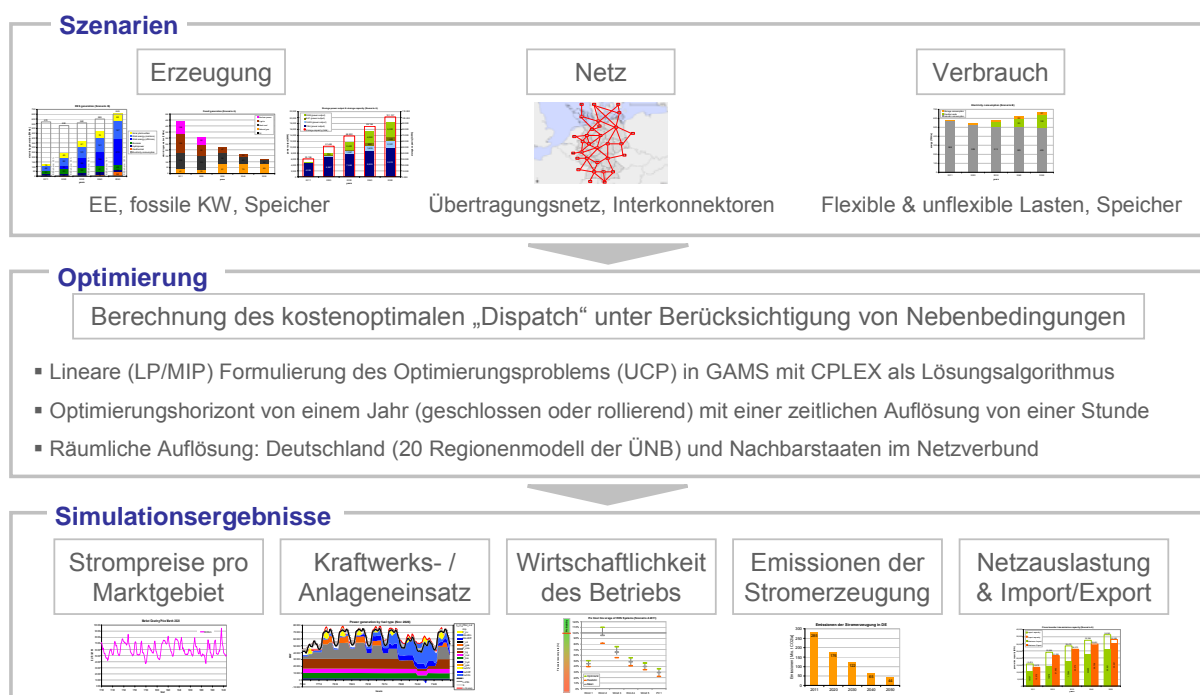


Abbildung 3-3: Aufbau und Funktionalität des Strommarktmodells REMO

(Quelle: eigene Darstellung)

3.2.1 Regionale und zeitliche Auflösung

Da die Untersuchung des Energy-Only-Marktes im Mittelpunkt steht und die aktuellen Marktregeln des Day-Ahead Spotmarktes (EPEX Spot 2010) einen stündlichen Handel vorsehen, wurde die zeitliche Auflösung des REMO Modells auf eine Stunde eingestellt. Darüber hinaus ist die Verfügbarkeit von konsistenten Eingangsdaten (Lastprofile, Einspeisezeitreihen aus erneuerbarer Stromerzeugung, etc.) mit kleineren Zeitschritten als einer Stunde bisher noch sehr begrenzt. Die Optimierungsperiode, für die die exogenen Eingangsdaten aufbereitet wurden, umfasst jeweils ein Jahr.

Da der großflächige Ausgleich der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung einerseits und der Ausgleich des stochastischen Verbraucherverhaltens andererseits durch die zunehmende Verknüpfung der Marktgebiete eine wichtige Rolle für die Untersuchung der EOM darstellt, wurde nicht nur das deutsche Marktgebiet, sondern auch alle im ENTSO-E Netzverbund gekoppelten Marktgebiete im Modell abgebildet. Die höchste räumliche Auflösung innerhalb Deutschlands umfasst das 20-Regionenmodell der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), was gleichzeitig eine vereinfachte Abbildung des deutschen Übertragungsnetzes darstellt. Die Modellregionen sind in Abbildung 3-4 veranschaulicht.

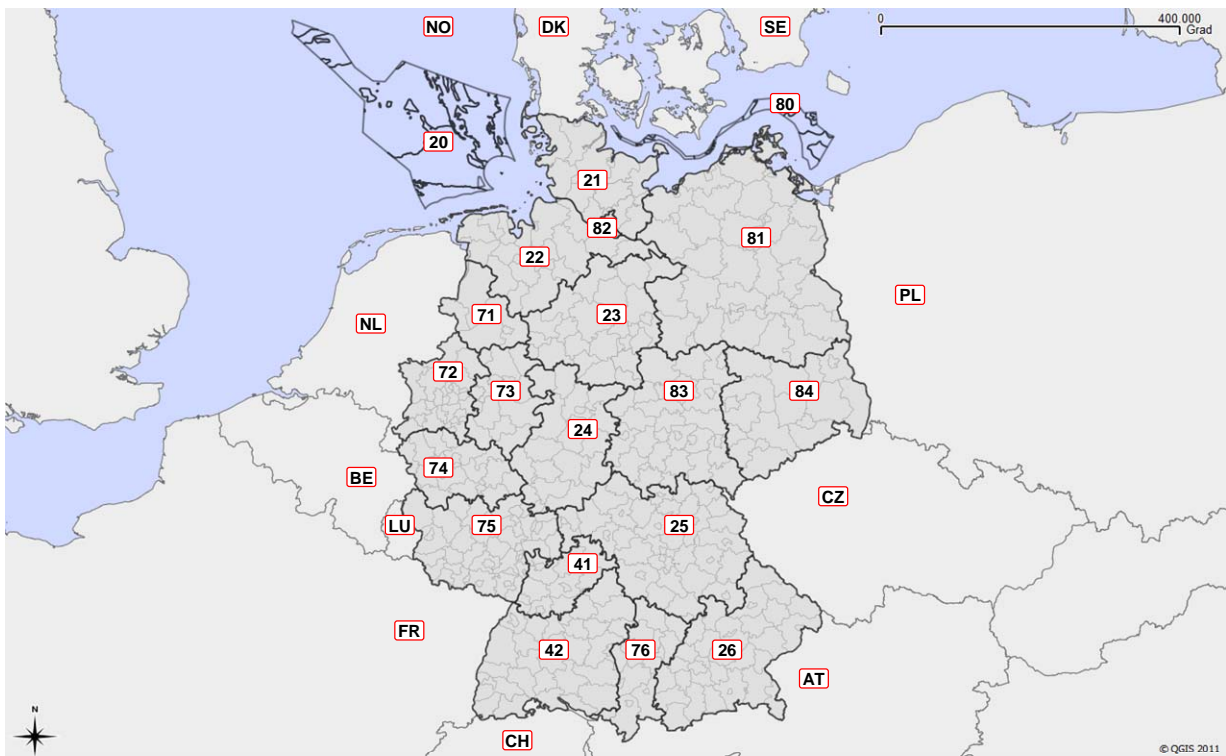


Abbildung 3-4: Systemgrenze und Modellregionen des REMO Modells

(Quelle: eigene Darstellung)

Die Aufteilung der Modellregionen (dispatch region: dpr) innerhalb Deutschlands entspricht den folgenden Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber:

- Tennet: 20-26
- Amprion: 71-76
- 50 Hertz: 80-84
- Transnet BW: 41-42

3.2.2 Thermische Kraftwerke

Die mathematische Formulierung des Strommarktmodells REMO basiert im Kern auf dem in der Literatur seit den 70er Jahren unter dem Namen „unit commitment problem“ (UCP) bekannten Optimierungsproblem (Day 1971; Dillon et al. 1978). Das UCP beschreibt den systemkostenoptimalen Kraftwerkseinsatz für einen bestimmten Zeitraum unter Berücksichtigung von technischen und ökonomischen Nebenbedingungen des Kraftwerksbetriebs und der Elektrizitätsübertragung (Wood and Wollenberg 1996).

Neben der Zielfunktion zur Minimierung der Systemkosten (Kapitel 3.2.7) ist die Bilanzgleichung zum Ausgleich von Stromerzeugung und Stromverbrauch (Formel 3-1) für jeden Zeitschritt in jedem Marktgebiet eine elementare Gleichung des Kraftwerkseinsatzproblems. Die Bilanzgleichung bildet in Verbindung mit der Kostengleichung (Zielfunktion) aus ökonomischer Sicht die Angebots- und Nachfragekurve des Marktes ab und ist damit relevant für die Bestimmung des Marktpreises, welcher aus den Systemgrenzkosten abgeleitet werden kann.

$$\sum_{ppl(1)}^{ppl(n)} P_{(ppl, dpr, t)} + \sum_{spl(1)}^{spl(n)} P_{(spl, dpr, t)}^{out} + \sum_{dpr1(1)}^{dpr1(n)} P_{(dpr1, dpr, t)}^{import} + P_{(dpr, t)}^{wind} + P_{(dpr, t)}^{pv}$$

$$= L_{(dpr, t)} + \sum_{spl(1)}^{spl(n)} P_{(spl, dpr, t)}^{in} + \sum_{dpr1(1)}^{dpr1(n)} P_{(dpr, dpr1, t)}^{export} + \sum_{drls(1)}^{drl(n)} P_{(dr, dpr, t)}^{in} - \sum_{dr(1)}^{dr(n)} P_{(dr, dpr, t)}^{out} + \sum_{fl(1)}^{fl(n)} P_{(fl, dpr, t)}$$

$P_{(ppl, dpr, t)}$	Electricity output variable of hydro-thermal generating unit ppl in region dpr at time t [MW]
$P_{(spl, dpr, t)}^{out}$	Electricity output variable of storage unit spl in region dpr at time t [MW]
$P_{(dpr1, dpr, t)}^{import}$	Electricity import variable from region $dpr1$ into region dpr at time t [MW]
$P_{(dpr, t)}^{wind}$	Electricity output of wind turbines in region dpr at time t [MW]
$P_{(dpr, t)}^{pv}$	Electricity output of photovoltaic systems in region dpr at time t [MW]
$L_{(dpr, t)}$	Electricity demand of region dpr at time t [MW]
$P_{(spl, dpr, t)}^{in}$	Electricity consumption variable of storage unit spl in region dpr at time t [MW]
$P_{(dpr, dpr1, t)}^{export}$	Electricity export variable from region dpr into region $dpr1$ at time t [MW]
$P_{(dr, dpr, t)}^{out}$	Electricity demand reduction variable of DR (load shift) unit dr in region dpr at time t [MW]
$P_{(dr, dpr, t)}^{in}$	Electricity consumption variable of DR (load shift) unit dr in region dpr at time t [MW]
$P_{(fl, dpr, t)}$	Electricity demand reduction variable of flexible load unit fl in region dpr at time t [MW]

Formel 3-1: Bilanzgleichung für Erzeugung und Verbrauch von Elektrizität

Eine weitere Nebenbedingung zur Abbildung von Stromerzeugungsanlagen ist die Leistungsbeschränkungsgleichung. Diese Gleichung (Formel 3-2) beschreibt die obere und untere Grenze der Leistungsabgabe eines Kraftwerks. Dabei ist das Leistungsmaximum beschränkt durch die installierte Bruttoleistung bzw. die Nennleistung. Die Bruttoleistung reduziert sich für die maximale Einspeisung in das Netz der öffentlichen Versorgung um den Eigenverbrauch (z.B. durch Hilfsaggregate) auf die Nettoleistung. Die untere Grenze der Leistungsabgabe oder auch Mindestleistung variiert sehr stark (bis zu 60% der Nennleistung) in Abhängigkeit des Kraftwerkstyps. Unterhalb der Mindestlast befindet sich das Kraftwerk ent-

weder im Ruhezustand oder im Anfahr- bzw. Abschaltvorgang. Damit im Modell für jeden Zeitschritt identifiziert werden kann, ob das Kraftwerk einen Beitrag zur Lastdeckung leistet oder nicht, wird eine binäre Zustandsvariable (Stromerzeugung: wahr=1, falsch=0) eingeführt (Ellersdorfer et al. 2008).

Zusätzlich wird die Leistungsabgabe durch die Verfügbarkeit des Kraftwerks bestimmt. Zur vereinfachten Berücksichtigung dieses teilweise stochastischen Einflusses (bei ungeplanten Kraftwerksausfällen) wird ein technologiespezifischer Verfügbarkeitsfaktor verwendet. Diese Vorgehensweise trägt jedoch dazu bei, dass tendenziell Spitzenpreise unterrepräsentiert werden, da in diesem Ansatz die Verfügbarkeit über die gesamte Optimierungsperiode gleich verteilt ist.

$$P_{(ppl)}^{min} \cdot S_{(ppl, dpr, t)} \leq P_{(ppl, dpr, t)} \leq P_{(ppl)}^{max} \cdot S_{(ppl, dpr, t)}$$

$$P_{(ppl)}^{max} = (P_{(ppl)}^{gross} - P_{(ppl)}^{aux}) \cdot AF_{(ppl)}$$

$P_{(ppl, dpr, t)}$ Electricity output variable of hydro-thermal generating unit ppl in region dpr at time t [MW]

$S_{(ppl, dpr, t)}$ State variable of hydro-thermal generating unit ppl in region dpr at time t [-]

$P_{(ppl)}^{min}$ Minimum electricity output of hydro-thermal generating unit ppl [MW]

$P_{(ppl)}^{max}$ Maximum electricity output of hydro-thermal generating unit ppl [MW]

$P_{(ppl)}^{gross}$ Gross electricity output of hydro-thermal generating unit ppl [MW]

$P_{(ppl)}^{aux}$ Auxiliary power requirements of hydro-thermal generating unit ppl [MW]

$AF_{(ppl)}$ Availability factor of hydro-thermal generating unit ppl [%]

Formel 3-2: Leistungsbeschränkung von Kraftwerken

Der Kraftwerksbetrieb wird technisch nicht nur durch die Leistungsgrenzen sondern auch durch die Leistungsänderungsgeschwindigkeit oder Mindeststillstandszeit bzw. Anfahrzeit beschränkt. Diese Nebenbedingungen werden mit den folgenden Gleichungen (Formel 3-3 und Formel 3-4) beschrieben.

$$RR_{(ppl)}^{neg} \leq \frac{P_{(ppl, dpr, t)}}{P_{(ppl)}^{max}} - \frac{P_{(ppl, dpr, t-1)}}{P_{(ppl)}^{max}} \leq RR_{(ppl)}^{pos}$$

$P_{(ppl, dpr, t)}$ Electricity output variable of hydro-thermal generating unit ppl in region dpr at time t [MW]

$P_{(ppl)}^{max}$ Maximum electricity output of hydro-thermal generating unit ppl [MW]

$RR_{(ppl)}^{pos}$ Maximum positive ramp rate of thermal generating unit ppl [%]

$RR_{(ppl)}^{neg}$ Maximum negative ramp rate of thermal generating unit ppl [%]

Formel 3-3: Leistungsänderungsgeschwindigkeit

$$\sum_t^{t+T_{(ppl)}^{up}-1} S_{(ppl, dpr, t)} \geq (S_{(ppl, dpr, t)} - S_{(ppl, dpr, t-1)}) \cdot T_{(ppl)}^{up}$$

$$\sum_t^{t+T_{(ppl)}^{up}-1} (1 - S_{(ppl, dpr, t)}) \geq (S_{(ppl, dpr, t-1)} - S_{(ppl, dpr, t)}) \cdot T_{(ppl)}^{down}$$

$S_{(ppl, dpr, t)}$ State variable of thermal generating unit ppl in region dpr at time t [-]

$T_{(ppl)}^{up}$ Minimum up time of thermal generating unit ppl [h]

$T_{(ppl)}^{down}$ Minimum down and start-up time of thermal generating unit ppl [h]

Formel 3-4: Mindeststillstand und Anfahrzeiten

Da die Bereitstellung von Kraftwerksleistung für den Regelleistungsmarkt Rückwirkungen auf den Kraftwerksdispatch und damit auf die Preisbildung am Spotmarkt hat, müssen auch Nebenbedingungen für den Regelleistungsmarkt im Modell berücksichtigt werden. Diese werden mit den folgenden Gleichungen (Martinez Diaz 2008) modelliert (Formel 3-5).

$$\sum^{ppl(sp)} (P_{(ppl)}^{max} \cdot S_{(ppl, dpr, t)} - P_{(ppl, dpr, t)}) \geq Res_{(dpr, t)}^{spin, pos}$$

$$\sum^{ppl(sp)} (P_{(ppl, dpr, t)} - P_{(ppl)}^{min} \cdot S_{(ppl, dpr, t)}) \geq Res_{(dpr, t)}^{spin, neg}$$

$$\sum^{ppl(sp)} (P_{(ppl)}^{max} \cdot S_{(ppl, dpr, t)} - P_{(ppl, dpr, t)}) + \sum^{ppl(nonspin)} (P_{(ppl)}^{max} - P_{(ppl, dpr, t)}) + \sum^{spl} (P_{(spl, dpr, t)}^{turb, max} - P_{(spl, dpr, t)}^{turb}) \geq Res_{(dpr, t)}^{spin, pos} + Res_{(dpr, t)}^{nonspin, pos}$$

$$\sum^{ppl(sp)} (P_{(ppl, dpr, t)} - P_{(ppl)}^{min} \cdot S_{(ppl, dpr, t)}) + \sum^{spl} (P_{(spl, dpr, t)}^{pump, max} - P_{(spl, dpr, t)}^{pump}) \geq Res_{(dpr, t)}^{spin, neg} + Res_{(dpr, t)}^{nonspin, neg}$$

$P_{(ppl, dpr, t)}$ Electricity output variable of hydro-thermal generating unit ppl in region dpr at time t [MW]

$S_{(ppl, dpr, t)}$ State variable of hydro-thermal generating unit ppl in region dpr at time t [-]

$P_{(ppl)}^{min}$ Minimum electricity output of hydro-thermal generating unit ppl [MW]

$P_{(ppl)}^{max}$ Maximum electricity output of hydro-thermal generating unit ppl [MW]

$Res_{(dpr, t)}^{spin, pos}$ Positive spinning reserve in region dpr at time t [MW]

$Res_{(dpr, t)}^{spin, neg}$ Negative spinning reserve in region dpr at time t [MW]

$Res_{(dpr, t)}^{nonspin, pos}$ Positive non-spinning reserve in region dpr at time t [MW]

$Res_{(dpr, t)}^{nonspin, neg}$ Negative non-spinning reserve in region dpr at time t [MW]

Formel 3-5: Bereitstellung von Regelleistung

Eine Besonderheit im Strommarkt stellen Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) dar, da sie zusätzlichen Anforderungen zur Deckung einer Wärmelast unterliegen und damit ebenfalls Rückwirkungen auf den Strommarkt verursachen. Eine ausführliche Darstellung möglicher Modellierung von KWK-Anlagen findet sich in (Ellersdorfer et al. 2008; von Oehsen 2012). Im REMO Modell wird nicht zwischen Gegendruck- und Entnahmekondensationsanlagen unterschieden. Die KWK Nebenbedingung wird hingegen mit einem exogenen stündlich aufgelösten Wärmeparameter auf Basis der Gradtagszahlen für das Basisjahr 2011 modelliert. Dieser Parameter stellt eine must-run-Anforderung für die Stromerzeugung dar. Zusätzlich muss durch die KWK-Anlagen eine wärmeinduzierte Mindeststrommenge pro Periode erzeugt werden (Formel 3-6).

$$P_{(ppl, dpr, t)} \geq (P_{(ppl)}^{max} - P_{(ppl)}^{min}) \cdot heat_{(dpr, t)}$$

$$\sum_{ppl(1)}^{ppl(n)} \sum_{dpr(1)}^{dpr(n)} \sum_{t(1)}^{t(n)} P_{(ppl, dpr, t)} \geq P_{(dpr)}^{heat}$$

- $P_{(ppl, dpr, t)}$ Electricity output variable of cogeneration unit ppl in region dpr at time t [MW]
- $P_{(ppl)}^{min}$ Minimum electricity output of hydro-thermal generating unit ppl [MW]
- $heat_{(dpr, t)}$ Heat supply parameter in region dpr at time t [%]
- $P_{(dpr)}^{heat}$ Heat induced electricity production of all chp plants per region per year [MW]

Formel 3-6: Kraft-Wärme-Kopplung

Die Beziehung zwischen den technischen Beschränkungen der Leistungsabgabe und den Kosten des Betriebs von thermischen Kraftwerken wird über die Input-Output-Charakteristik hergestellt (Wood and Wollenberg 1996). Eine idealisierte Darstellung des Zusammenhangs illustriert Abbildung 3-5 in Abhängigkeit der Optimierungsmethode.

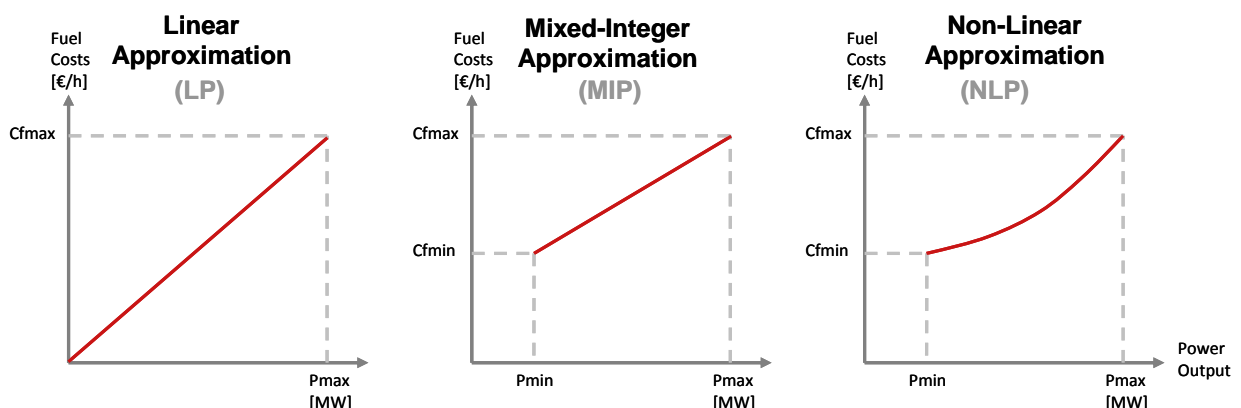


Abbildung 3-5: Input-Output-Charakteristik thermischer Kraftwerke

(Quelle: eigene Darstellung)

Da der Wirkungsgrad eines thermischen Kraftwerks üblicherweise mit zunehmender Leistungsabgabe bis zur Nennleistung ansteigt, sind der spezifische Brennstoffverbrauch und

damit auch die Brennstoffkosten an einem Betriebspunkt unterhalb der Nennleistung proportional höher. Am besten kann dieser Zusammenhang mit nicht-linearer Programmierung (NLP) abgebildet werden. In einem linearen Optimierungsmodell hingegen muss die Input-Output-Charakteristik entweder durch den Einsatz der binären Statusvariable mit gemischt-ganzzahliger Optimierung (MIP) oder durch die Annahme eines konstanten Wirkungsgrades über die gesamte Leistungsbandbreite mit linearer Programmierung (LP) umgesetzt werden. Eine mögliche nicht-lineare Formulierung des Problems findet sich in Formel 3-7 (Karthikeyan et al. 2009; Padhy 2004; Ruzic et al. 1998), eine gemischt-ganzzahlige vereinfachte Abbildung der Brennstoffkosten in Abhängigkeit der Leistungsabgabe wird in Formel 3-8 (Ellersdorfer et al. 2008; Martinez 2008) dargestellt.

$$C_{(ppl, dpr, t)}^{fuel} = S_{(ppl, dpr, t)} \cdot (\alpha_{(ppl)} \cdot (P_{(ppl, dpr, t)})^2 + \beta_{(ppl)} \cdot P_{(ppl, dpr, t)} + \gamma_{(ppl)})$$

$P_{(ppl, dpr, t)}$	Electricity output variable of thermal generating unit ppl in region dpr at time t [MW]
$S_{(ppl, dpr, t)}$	State variable of thermal generating unit ppl in region dpr at time t [-]
$C_{(ppl, dpr, t)}^{fuel}$	Fuel costs of thermal generating unit ppl in region dpr at time t [EUR]
$\alpha_{(ppl)}, \beta_{(ppl)}, \gamma_{(ppl)}$	Fuel-cost-curve coefficients of thermal generating unit ppl [EUR/MW, EUR]

Formel 3-7: Polynomische Brennstoffkostenkurve

$$C_{(ppl, dpr, t)}^{fuel} = S_{(ppl, dpr, t)} \cdot \left(C_{(ppl)}^{fuel, min} + \frac{(P_{(ppl, dpr, t)} - P_{(ppl)}^{min}) \cdot (C_{(ppl)}^{fuel, max} - C_{(ppl)}^{fuel, min})}{P_{(ppl)}^{max} - P_{(ppl)}^{min}} \right)$$

$$C_{(ppl)}^{fuel, max} = FP_{(ppl, t)} \cdot \frac{P_{(ppl)}^{max}}{\eta_{(ppl)}^{max}}$$

$$C_{(ppl)}^{fuel, min} = FP_{(ppl, t)} \cdot \frac{P_{(ppl)}^{min}}{\eta_{(ppl)}^{min}}$$

$P_{(ppl, dpr, t)}$	Electricity output variable of thermal generating unit ppl in region dpr at time t [MW]
$S_{(ppl, dpr, t)}$	State variable of thermal generating unit ppl in region dpr at time t [-]
$P_{(ppl)}^{min}$	Minimum electricity output of thermal generating unit ppl [MW]
$P_{(ppl)}^{max}$	Maximum electricity output of thermal generating unit ppl [MW]
$C_{(ppl, dpr, t)}^{fuel}$	Fuel cost variable of thermal generating unit ppl in region dpr at time t [EUR]
$C_{(ppl)}^{fuel, max}$	Fuel costs at maximum electricity output of thermal generating unit ppl [EUR]
$C_{(ppl)}^{fuel, min}$	Fuel costs at minimum electricity output of thermal generating unit ppl [EUR]
$\eta_{(ppl)}^{max}$	Efficiency at maximum electricity output of thermal generating unit ppl [-]
$\eta_{(ppl)}^{min}$	Efficiency at minimum electricity output of thermal generating unit ppl [-]
$FP_{(ppl, t)}$	Fuel price of thermal generating unit ppl at time t [EUR/MWh]

Formel 3-8: Lineare Brennstoffkostenkurve

Zusätzlich zu den Brennstoffkosten müssen die Kosten für Emissionszertifikate berücksichtigt werden. Da diese ebenfalls vom Wirkungsgrad abhängig sind, werden sie ähnlich modelliert wie die Brennstoffkosten (Formel 3-9).

$$C_{(ppl, dpr, t)}^{em} = S_{(ppl, dpr, t)} \cdot \left(C_{(ppl)}^{em, min} + \frac{(P_{(ppl, dpr, t)} - P_{(ppl)}^{min}) \cdot (C_{(ppl)}^{em, max} - C_{(ppl)}^{em, min})}{P_{(ppl)}^{max} - P_{(ppl)}^{min}} \right)$$

$$C_{(ppl)}^{em, max} = EP_{(t)} \cdot EF_{(ppl)} \cdot \frac{P_{(ppl)}^{max}}{\eta_{(ppl)}^{max}}$$

$$C_{(ppl)}^{em, min} = EP_{(t)} \cdot EF_{(ppl)} \cdot \frac{P_{(ppl)}^{min}}{\eta_{(ppl)}^{min}}$$

$P_{(ppl, dpr, t)}$	Electricity output variable of thermal generating unit ppl in region dpr at time t [MW]
$S_{(ppl, dpr, t)}$	State variable of thermal generating unit ppl in region dpr at time t [-]
$P_{(ppl)}^{min}$	Minimum electricity output of thermal generating unit ppl [MW]
$P_{(ppl)}^{max}$	Maximum electricity output of thermal generating unit ppl [MW]
$C_{(ppl, dpr, t)}^{em}$	Emission costs variable of thermal generating unit ppl in region dpr at time t [EUR]
$C_{(ppl)}^{em, max}$	Emission costs at maximum electricity output of thermal generating unit ppl [EUR]
$C_{(ppl)}^{em, min}$	Emission costs at minimum electricity output of thermal generating unit ppl [EUR]
$\eta_{(ppl)}^{max}$	Efficiency at maximum electricity output of thermal generating unit ppl [-]
$\eta_{(ppl)}^{min}$	Efficiency at minimum electricity output of thermal generating unit ppl [-]
$EP_{(t)}$	EUA price at time t [EUR/t CO ₂]
$EF_{(ppl)}$	Specific emissions of thermal generating unit ppl [t CO ₂ /MWh]

Formel 3-9: Kosten für Emissionszertifikate

Außer den Brennstoffkosten und den Kosten für CO₂-Zertifikate werden üblicherweise in Kraftwerkseinsatzmodellen und in REMO noch weitere variable Kosten berücksichtigt, welche beispielsweise auf anteilig angerechnete Personalkosten, Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe, Kosten für Abfallentsorgung oder Risikoprämien zur Absicherung gegen unerwünschte Entwicklungen der Brennstoffpreise oder ungeplante Kraftwerksausfälle zurückgehen (Mirbach 2009). Beispielwerte für aggregierte Parameter von zusätzlichen variablen Kosten können aus den Arbeiten von Krämer (2002) oder Rosen (2008) entnommen werden.

Während des Anfahrprozesses entstehen Kosten für Brennstoff und Abnutzung, die nicht direkt einer erzeugten Einheit an Elektrizität zugeordnet werden können (dieser Betriebspunkt wird in Abbildung 3-5 unterhalb der Mindestlast dargestellt). Die entstehenden Kosten sind zudem abhängig von der jeweiligen Betriebstemperatur des Kraftwerks (Kaltstart, Warmstart, etc.), die wiederum von der Stillstandszeit des Kraftwerks abhängt. Eine expo-

entielle Funktion die diesen Zusammenhang abbildet (Formel 3-10) wird bereits in der Arbeit von Dillon et al. (1978) vorgestellt.

$$C_{(ppl, dpr, t)}^{start} = Y_{(ppl, dpr, t)} \cdot \left(C_{(ppl)}^{start, turb} + C_{(ppl)}^{start, boil} \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{ppl, t}^{down}}{\alpha_{(ppl)}}} \right) \right)$$

$$Y_{(ppl, dpr, t)} = S_{(ppl, dpr, t)} - S_{(ppl, dpr, t-1)}$$

$Y_{(ppl, dpr, t)}$	Positive start-up variable of thermal generating unit ppl in region dpr at time t [-]
$S_{(ppl, dpr, t)}$	State variable of thermal generating unit ppl in region dpr at time t [-]
$C_{(ppl, dpr, t)}^{start}$	Start-up cost variable of thermal generating unit ppl in region dpr at time t [EUR]
$C_{(ppl)}^{start, turb}$	Cold start cost of turbine in thermal generating unit ppl [EUR]
$C_{(ppl)}^{start, boil}$	Cold start cost of boiler in thermal generating unit ppl [EUR]
$t_{(ppl, t)}^{down}$	Down time of boiler in thermal generating unit ppl [h]
$\alpha_{(ppl)}$	Cooling time constant of boiler in thermal generating unit ppl [h]

Formel 3-10: Anfahrkosten von thermischen Kraftwerken

Um diesen nicht-linearen Zusammenhang zu umgehen, wurden im REMO Modell technologiespezifische Anfahrkosten in Abhängigkeit der Brennstoffkosten implementiert, die sich an die Kosten für Warmstarts aus den Quellen Krämer (2002) und Ehlers (2011) anlehnen.

In Summe ergeben die voran diskutierten Kostenkomponenten die Betriebskosten von thermischen Kraftwerken, welche in Formel 3-11 dargestellt sind.

$$C_{(ppl, dpr, t)}^{op} = C_{(ppl, dpr, t)}^{fuel} + C_{(ppl, dpr, t)}^{em} + C_{(ppl, dpr, t)}^{var} + C_{(ppl, dpr, t)}^{start}$$

$C_{(ppl, dpr, t)}^{op}$	Operating cost variable of thermal generating unit ppl in region dpr at time t [EUR]
$C_{(ppl, dpr, t)}^{fuel}$	Fuel cost variable of thermal generating unit ppl in region dpr at time t [EUR]
$C_{(ppl, dpr, t)}^{em}$	Emission cost variable of thermal generating unit ppl in region dpr at time t [EUR]
$C_{(ppl, dpr, t)}^{var}$	Other variable cost variable of thermal generating unit ppl in region dpr at time t [EUR]
$C_{(ppl, dpr, t)}^{start}$	Start-up cost variable of thermal generating unit ppl in region dpr at time t [EUR]

Formel 3-11: Betriebskosten von thermischen Kraftwerken

3.2.3 Erneuerbare Stromerzeugung

Damit die dynamischen Effekte der erneuerbaren Energien untersucht werden können, wurden insbesondere die dargebotsabhängigen Ressourcen Windenergie und Photovoltaik mit stündlich aufgelösten Einspeiseprofilen modelliert. Dafür wurden historische Erzeugungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber (EEX 2012a; EEX 2012b) für gesamt Deutschland aufbe-

reitet und auf die installierte Leistung zu Beginn des jeweiligen Jahres normiert. Stromerzeugung aus PV und Wind geht mit Grenzkosten von Null in die Optimierung ein. Eine modellendogene Abregelung der Einspeisung wird zugelassen, sofern die dargebotsabhängige erneuerbare Erzeugung die maximale Last abzüglich der must-run Erzeugung überschreitet.

Die regelbaren Ressourcen Wasserkraft, Biomasse und Geothermie werden wie thermische Kraftwerke modelliert, wobei die Verfügbarkeit der Wasserkraft durch hinterlegte meteorologische Daten für das Basisjahr begrenzt wird. Für Zukunftsszenarien wird angenommen, dass die Stromerzeugungsanlagen aus Wasserkraft, Biomasse und Geothermie teilweise für Lastfolgebetrieb ausgelegt sind und damit einen Flexibilitätsbeitrag zur Integration der dargebotsabhängigen Ressourcen leisten. Die Generierung und Aufbereitung der exogenen Parameter für die erneuerbare Stromerzeugung wird in Kapitel 4.4 und Anhang 9.1 ausführlich beschrieben.

3.2.4 Energiespeicher

Energiespeicher sind geprägt durch zahlreiche Technologien mit unterschiedlichen technischen und ökonomischen Eigenschaften. Mögliche Formen der Modellierung finden sich in Martinez (2008) oder Mirbach (2009). Damit jedoch die Komplexität beherrschbar bleibt, wurden die im REMO Modell implementierten Technologien auf ihre elementaren Eigenschaften reduziert. Spezielle Nebenbedingungen wie beispielsweise Wasserzufluss bei Pumpspeichern oder Verluste über die Speicherdauer wurden vernachlässigt. Formel 3-12 zeigt die gewählte Formulierung.

Der Speichereinsatz erfolgt bei diesem Ansatz immer dann, wenn eine zeitliche Verschiebung der Energiemenge die Systemkosten in der gesamten Optimierungsperiode verringern kann. Dabei wird die zeitliche Verschiebung für jede Anlage durch maximale Ein- und Ausspeicherleistungen, den jeweiligen Wirkungsgraden für Ein- und Ausspeicherung und durch das maximale Speichervolumen begrenzt. Die Bilanzierung der Energiemengen für Ein- und Ausspeicherung unter Berücksichtigung des jeweiligen Wirkungsgrades gibt die Veränderung des Speicherfüllstandes in jedem Zeitschritt an.

$$P_{(spl, dpr, t)}^{out} \leq P_{(spl)}^{out, max}$$

$$P_{(spl, dpr, t)}^{in} \leq P_{(spl)}^{in, max}$$

$$V_{(spl, dpr, t)} \leq V_{(spl)}^{max}$$

$$\frac{P_{(spl, dpr, t)}^{out}}{\eta_{(spl)}^{out}} \leq V_{(spl, dpr, t-1)}$$

$$P_{(spl, dpr, t)}^{in} \cdot \eta_{(spl)}^{in} \leq V_{(spl)}^{max} - V_{(spl, dpr, t-1)}$$

$$V_{(spl, dpr, t)} = V_{(spl, dpr, t-1)} + P_{(spl, dpr, t)}^{in} \cdot \eta_{(spl)}^{in} - \frac{P_{(spl, dpr, t)}^{out}}{\eta_{(spl)}^{out}}$$

$P_{(spl, dpr, t)}^{out}$ Electricity output variable of storage unit spl in region dpr at time t [MW]

$P_{(spl, dpr, t)}^{in}$ Electricity consumption variable of storage unit spl in region dpr at time t [MW]

$V_{(spl, dpr, t)}$ Stored energy variable of storage unit spl in region dpr at time t [MWh]

$P_{(spl)}^{in, max}$ Maximum electricity input parameter of storage unit spl [MW]

$P_{(spl)}^{out, max}$ Maximum electricity output parameter of storage unit spl [MW]

$V_{(spl)}^{max}$ Maximum storage capacity parameter of storage unit spl [MWh]

$\eta_{(spl)}^{in}$ Electricity input efficiency of storage unit spl [%]

$\eta_{(spl)}^{out}$ Electricity output efficiency of storage unit spl [%]

Formel 3-12: Energiespeicher

3.2.5 Elektrizitätsübertragung

Die Lastflüsse in einem mit Wechselstrom (AC) betriebenen Übertragungsnetz können nur durch ein nicht-lineares Gleichungssystem abgebildet werden. Eine mögliche Vereinfachung ist die Unterstellung eines Gleichstromsystems (DC), was zu einer vollständig linearen Darstellung des Lastflussproblems führt (Wood and Wollenberg 1996). Dieses DC-Lastflussmodell wurde mit den Gleichungen in Formel 3-13 im REMO Modell implementiert und repräsentiert die Handelsflüsse zwischen den Modellregionen bzw. den Netzknoten. Durch die Implementierung einer PTDF-Matrix²¹ (power transfer distribution factor) können zu den Handelstransaktionen die zugehörigen physikalischen Stromflüsse zwischen den Netzknoten linear angenähert werden (BNetzA 2009; Duthaler 2007).

²¹ Da für die vorliegende Untersuchung die physikalischen Lastflüsse eine untergeordnete Rolle spielen, wurde bisher auf die Umsetzung einer PTDF-Matrix verzichtet.

$$P_{(dpr1, dpr, t)}^{ex} \leq P_{(dpr1, dpr)}^{ex, max}$$

$$P_{(dpr1, dpr, t)}^{ex} \geq -P_{(dpr, dpr1)}^{ex, max}$$

$$P_{(dpr1, dpr, t)}^{ex} = -P_{(dpr, dpr1, t)}^{ex}$$

$P_{(dpr1, dpr, t)}^{ex}$ Electricity exchange variable from region $dpr1$ into region dpr at time t [MW]

$P_{(dpr, dpr1)}^{ex, max}$ Electricity exchange capacity parameter from region dpr into region $dpr1$ [MW]

Formel 3-13: DC-Lastfluss

Zur vereinfachten Modellierung des Übertragungsnetzes von Deutschland und den Interkonnektoren zwischen den Ländern im Netzverbund wurden alle Übertragungsnetzknotten innerhalb der abgebildeten Modellregionen (Abbildung 3-4) jeweils zu einem sogenannten „Hub“ zusammengefasst. Die vorhandenen Übertragungsleitungen zwischen den Modellregionen wurden zu sogenannten „Flowgates“ aggregiert (Duthaler 2007). Abbildung 3-6 zeigt das vereinfachte Netzmodell mit den implementierten Hubs und Flowgates für die repräsentierten Regionen (dpr).

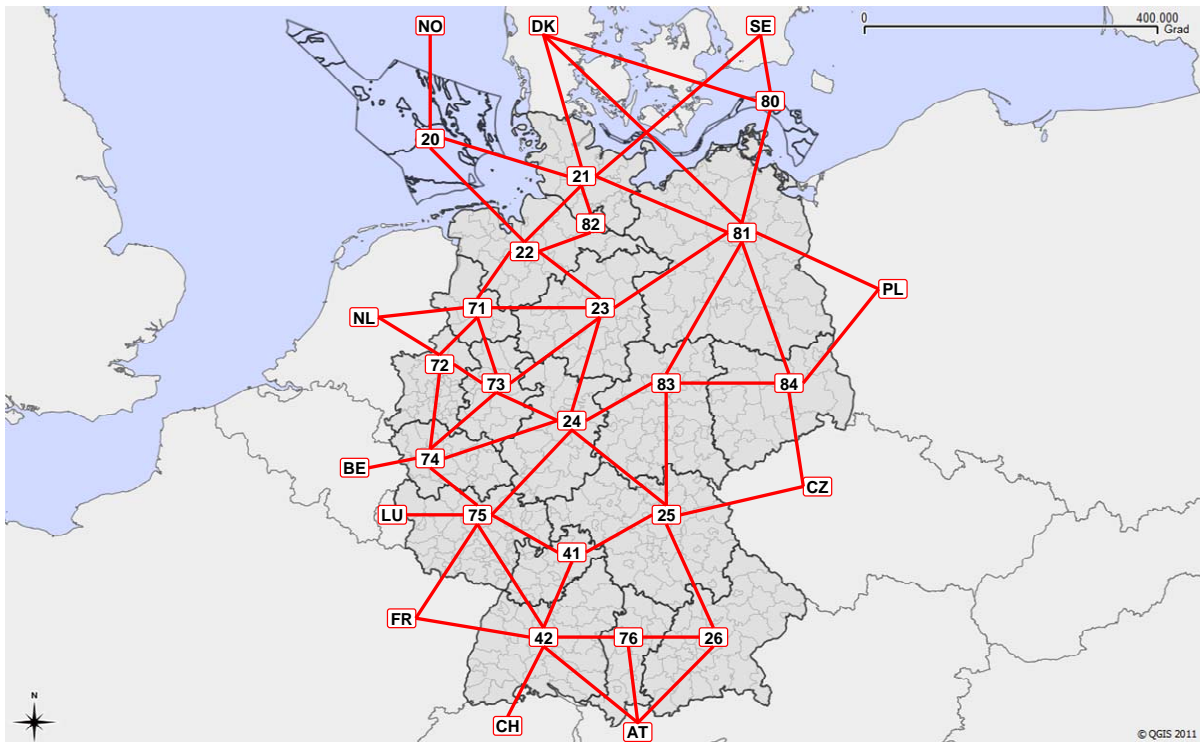


Abbildung 3-6: Netzknoten und Leitungen im REMO Modell

(Quelle: eigene Darstellung)

3.2.6 Stromnachfrage

Wie bereits in Kapitel 2 diskutiert, nimmt bei der Untersuchung der langfristigen Effizienz von EOM die Stromnachfrage eine wichtige Stellung ein. Dabei ist nicht nur das Niveau und das Profil des tatsächlichen Verbrauchs sondern auch die Preiselastizität der Nachfrage relevant. Daher wurde im REMO Modell ein hybrider Ansatz mit einer teilelastischen Nachfrage gewählt. Dieser beinhaltet einerseits einen unelastischen exogenen Lastparameter, der auf stündlich aufgelöste historische Lastprofile (z.B. der ENTSO-E) basiert, und andererseits endogen modellierte Nachfrager wie Speicher und flexible Lasten, die einen preiselastischen Verbrauch aufweisen.

Die nachfrageseitigen Maßnahmen (demand response – DR) beinhalten die Möglichkeit zur Lastverschiebung, zur Lastreduktion bei hohen Strompreisen oder zur Lasterweiterung bei niedrigen Strompreisen (Gatzen 2008).

Eine Lastverschiebung wirkt auf das Stromsystem wie der Betrieb eines Stromspeichers und wird daher im Modell wie ein Stromspeicher mit einer Verschiebedauer von bis zu 4 Stunden und mit einem Wirkungsgrad von 100% modelliert. Eine Lastreduktion bei hohen Strompreisen (auch Lastabwurf) verringert den Bedarf an Spitzenlastkraftwerken und führt zu nachfrageinduzierten Spitzenpreisen bei Knappheit. Insbesondere die bessere Anbindung der Sektoren Wärme und Verkehr wird zukünftig zu zusätzlichen flexiblen Lasten bei niedrigen Preisen im Stromsektor führen und damit die Integration der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien unterstützen. Sowohl der Lastabwurf als auch die zusätzlichen Lasten werden im Modell als preiselastische Nachfragekurve abgebildet. Die Modellierung der Nachfrage wird schematisch in Abbildung 3-7 dargestellt.

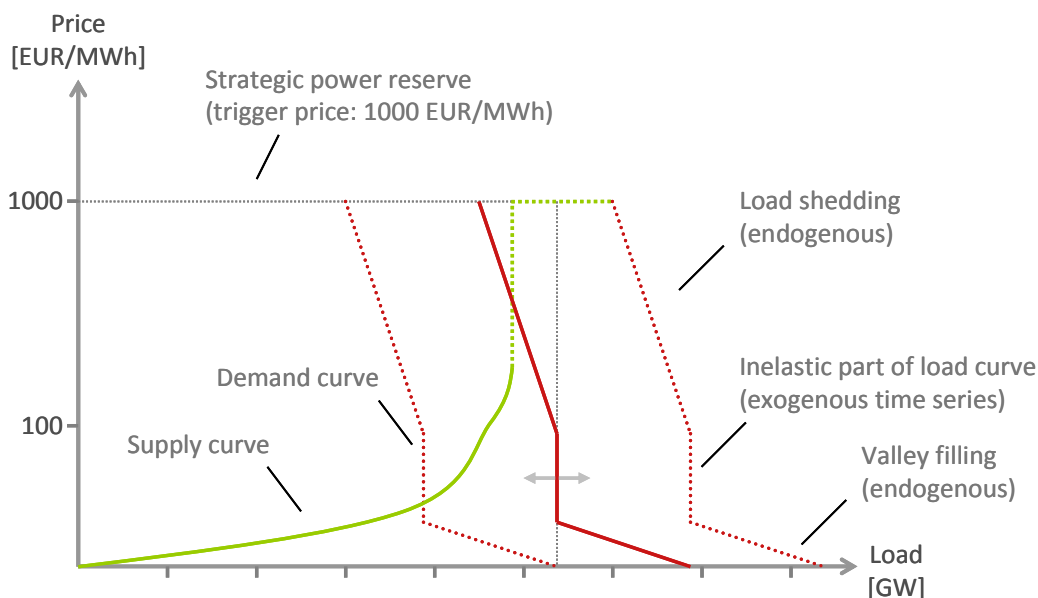


Abbildung 3-7: Teilelastische Nachfragekurve im REMO Modell

(Quelle: eigene Darstellung)

Die preiselastischen Elemente der Nachfrage können im Modell zu- oder abgeschaltet werden. Dadurch ist es möglich, die Wirkungen einer elastischen Nachfrage in der Szenarioanalyse zu untersuchen. In manchen Szenarien wird auch eine strategische Stromreserve implementiert, die mit einem Auslösepreis von 1000 EUR/MWh (bzw. 500 EUR/MWh) eine Preisobergrenze darstellt.

3.2.7 Optimierungsproblem

Das Optimierungsproblem der Kraftwerkseinsatzoptimierung besteht darin, den kostenoptimalen Einsatz des Kraftwerksparks bei gegebener Last und unter Einhaltung technischer und ökonomischer Nebenbedingungen für einen bestimmten Zeitraum zu berechnen. Folglich beinhaltet die Zielfunktion (Formel 3-14) alle im Zeitraum und innerhalb der Systemgrenzen anfallenden Kosten abzüglich der Erträge aus der Bereitstellung von Kraftstoff oder Wärme für andere Sektoren. Das Ziel ist die Systemkostenminimierung.

$$C^{tot} = \left(\sum_{ppl(1)}^{ppl(n)} \sum_{dpr(1)}^{dpr(n)} \sum_{t(1)}^{t(n)} C_{(ppl, dpr, t)}^{op} - \sum_{fl(1)}^{fl(n)} \sum_{dpr(1)}^{dpr(n)} \sum_{t(1)}^{t(n)} E_{(fl, dpr, t)} \right) \rightarrow \min$$

- C^{tot} Total electricity production cost variable [EUR]
- $C_{(ppl, dpr, t)}^{op}$ Operating cost variable of generating unit ppl in region dpr at time t [EUR]
- $E_{(ppl, dpr, t)}^{sale}$ Earnings variable of flexible load unit fl in region dpr at time t [EUR]

Formel 3-14: Zielfunktion

Damit das Optimierungsproblem für eine stündlich aufgelöste Optimierungsperiode von einem Jahr unter Abbildung des blockscharfen Kraftwerksparks innerhalb der Systemgrenzen mit den vorhandenen Rechenkapazitäten beherrschbar bleibt, wurde ein mehrstufiges Optimierungsverfahren mit rollierendem Planungshorizont (Ellersdorfer et al. 2008) implementiert. Dabei wird zunächst der Kraftwerkseinsatz für eine Periode von zwei Monaten geschlossen optimiert. Anschließend werden dann die Zustandsvariablen vom Ende des ersten Monats an die nächste Optimierungsperiode übergeben und es folgt der zweite Optimierungsschritt. Dieses Verfahren läuft so lange, bis ein Simulationsjahr berechnet wurde. Das Prinzip ist schematisch in Abbildung 3-8 dargestellt.

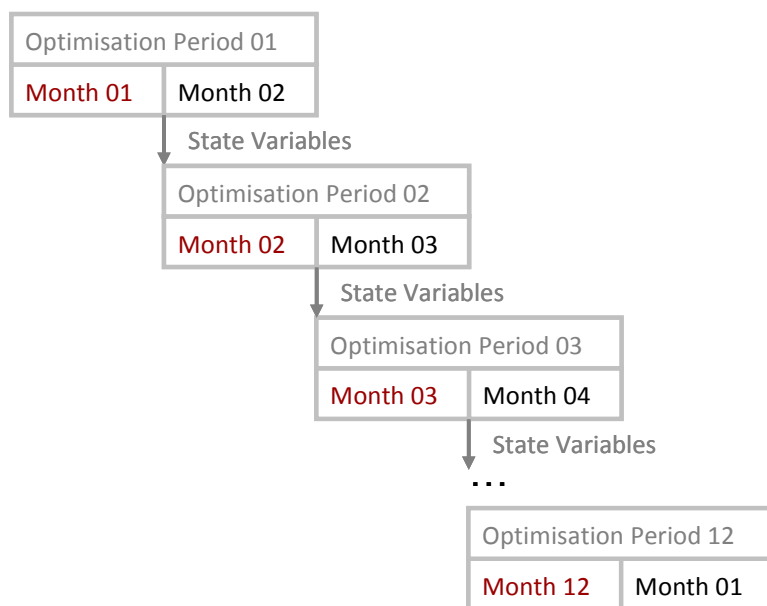


Abbildung 3-8: Mehrstufige Optimierungsmethode mit rollierendem Planungshorizont

(Quelle: eigene Darstellung nach Ellersdorfer et al. (2008))

3.2.8 Strompreismodellierung

In einem vollkommenen Wettbewerbsmarkt entspricht der Marktpreis den Systemgrenzkosten (Stoft 2002). Dabei setzt sich die Systemgrenzkostenkurve aus den individuellen Grenzkostenkurven aller Marktteilnehmer auf Erzeugungsseite zusammen und enthält nicht nur die kurzfristigen variablen Kosten, sondern auch Anfahrkosten, Opportunitätskosten und teilweise Preisaufschläge (mark-ups).

Da im REMO Modell vollkommener Wettbewerb unterstellt wird, entspricht auch hier der Marktpreis für Elektrizität den Systemgrenzkosten. Die Bestimmung erfolgt mit dem eingesetzten Lösungsalgorithmus über die Berechnung der Schattenvariablen der Lastbilanzgleichung aus Formel 3-1 (Ellersdorfer et al. 2008; Kramer 2002; Martinez Diaz 2008; Schwarz and Lang 2006). Bei einer gemischt-ganzzahligen Formulierung des Optimierungsproblems fließen jedoch die über ganzzahlige Variablen definierten Anfahrkosten nicht in die Berechnung der Systemgrenzkosten ein. Die Systemgrenzkosten weichen damit stark von realen Marktpreisen ab. Zur Integration von Anfahrkosten in die Marktpreissimulation wurden daher verschiedene Ansätze entwickelt, die der Literatur entnommen werden können (Martinez 2008; Mirbach and Schuetze 2009; Schwarz and Lang 2006; Sensfuß and Genoese 2006).

Das im REMO Modell implementierte Verfahren zur Marktpreissimulation orientiert sich am Ansatz von Schwarz und Lang (2006) und vernachlässigt die binäre Statusvariable beim Kraftwerkseinsatz (Abbildung 3-5), wodurch das Optimierungsproblem linear (LP) wird und dadurch die Anfahrkosten bereits bei der Optimierung in die Systemgrenzkosten integriert werden.

Das Modell berücksichtigt die Entstehung von sogenannten Knappheitspreisen durch Opportunitäten auf der Angebots- und auf der Nachfrageseite. Durch die Modellierung einer teil-elastischen Nachfrage (Abbildung 3-7) einerseits und durch die Abbildung von Preisaufschlägen andererseits können somit die Wirkungen der „Peak-Load-Pricing-Theorie“ (Kapitel 2.2) untersucht werden.

Preisaufschläge, die zur Fixkostendeckung von Spitzenlastkraftwerken auf die kurzfristigen variablen Kosten in Knappheitssituationen aufgeschlagen werden (Sensfuß 2007), können empirisch nur schwer von Opportunitätskosten durch entgangene Gewinne auf anderen Märkten oder von Preisaufschlägen durch die Ausübung von Marktmacht bzw. durch strategisches Bietverhalten unterschieden werden. Daher werden im REMO Modell Preisaufschläge als aggregierte Größe zur Abbildung dieser Effekte modelliert.

In der Literatur finden sich verschiedene Ansätze, die strategisches Bietverhalten und dessen Wirkung auf den Strompreis nachbilden. Dabei werden insbesondere spieltheoretische Equilibriummodelle verwendet (Díaz et al. 2011; Holmberg and Newbery 2010; Willems et al. 2009). Für Optimierungsmodelle eignen sich hingegen vor allem Ansätze, die empirisch abgeleitete Preisaufschläge in Abhängigkeit von Knappheitsindikatoren simulieren (Gatzen 2008; Sensfuß 2007). Als Knappheitssignal kann in diesem Zusammenhang beispielsweise der Anteil der im System verfügbaren Erzeugungskapazität an der zu deckenden residualen Last genutzt werden.

Die durch Preisaufschläge zusätzlich erzielten Knappheitsrenten sind gemäß Gatzen (2008) nach oben durch die Kosten für den Markteintritt eines neuen Kraftwerks begrenzt. Zudem führen bei einer elastischen Stromnachfrage zu hohe mark-ups zu einer Reduktion der Last und damit zur Verringerung des Potenzials zur Ausübung von Marktmacht.

Einen empirischen Nachweis für strategisches Bietverhalten führen Holmberg und Newbery (2010) für die Preise an einer europäischen Strombörse. Sie analysieren dafür die Differenz

zwischen den Marktpreisen und den marginalen Kosten in Abhängigkeit der relativen verfügbaren Erzeugungsleistung (reserve margin). Das beobachtete Phänomen wird als „hockey-stick-bidding“ bezeichnet, da die Preise nur signifikant von den Systemgrenzkosten (ohne mark-ups) abweichen, wenn die reserve margin unter 10% fällt. Das Ergebnis der Untersuchung wird in Abbildung 3-9 dargestellt.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird eine ähnliche Untersuchung für das deutsche Marktgebiet für das Basisjahr 2011 durchgeführt. Da jedoch an der EPEX Spot keine Auktionsdaten veröffentlicht werden, müssen für die Analyse die Marktpreise mit den modellierten Systemgrenzkosten (ohne mark-ups) verglichen werden. Die Differenz der auf das Marktpreisniveau normierten Preis- und Kostenzeitreihen wird in Abhängigkeit der reserve margin graphisch dargestellt. Aus der entstehenden Punktwolke wird eine Funktion (hockey-stick-function) abgeleitet, welche die Preisaufschläge bei Knappheit für das Basisjahr widerspiegelt. Die Funktion führt zu einem Preisaufschlag von ca. 20% auf die kurzfristigen variablen Kosten bei einer Ausnutzung von mehr als 90% der verfügbaren Kapazität, und zu einem Preisaufschlag von ca. 50% auf die kurzfristigen variablen Kosten bei einer Vollauslastung des vorhandenen Kraftwerksparks. Aufgrund der fortschreitenden Marktkopplung für zukünftige Szenariojahre wird die hockey-stick-function so implementiert, dass sie in Abhängigkeit von Kapazitätsknappheit im gesamten System ausgelöst wird.

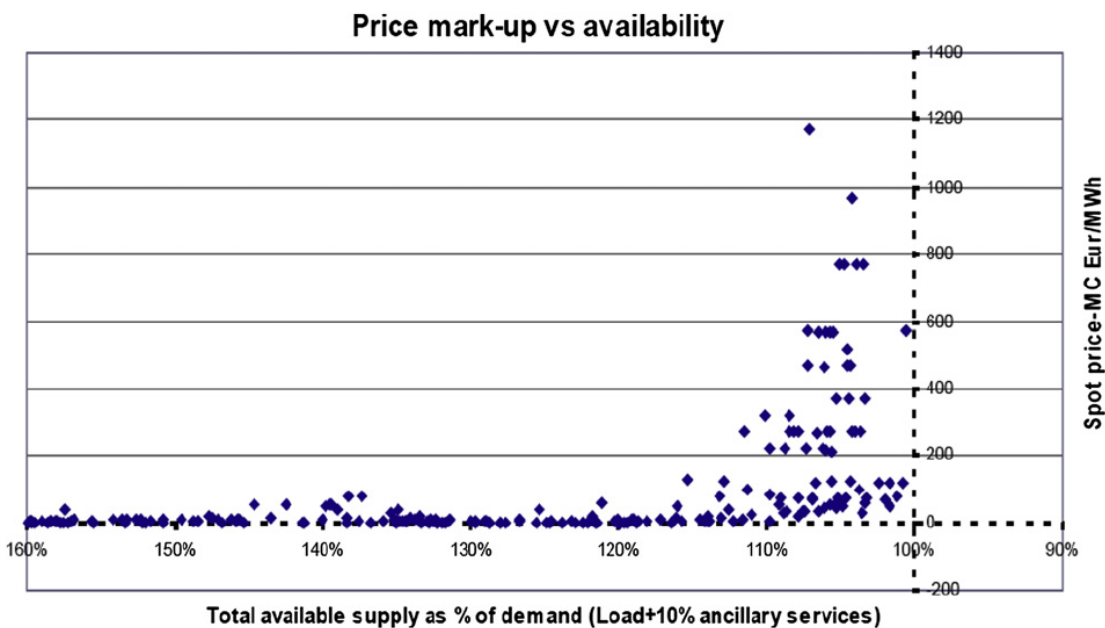


Abbildung 3-9: Beobachtete Preis-Kosten mark-ups an einer europäischen Strombörse

(Quelle: Holmberg und Newbery (2010))

Da außer durch strategisches Bietverhalten von Marktteilnehmern in Knappheitssituationen Preisspitzen auch durch stochastische Effekte, wie beispielsweise durch Kraftwerksausfälle, entstehen können, erfasst die Methodik zur Modellierung von mark-ups nur einen Teil der Abweichungen der modellierten Systemgrenzkosten zu den Marktpreisen. Zur deterministischen Abbildung dieser stochastischen Effekte wird ein ähnlicher Ansatz gewählt wie bereits bei der Modellierung der Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien oder den Lastprofilen für Elektrizität oder Wärme. Im Gegensatz zu den bereits im Modell hinterlegten dynamischen Parametern (für Wind, PV, Last, Wärme, etc.) liegen jedoch für die stündliche Verfügbarkeit von Kraftwerken und für andere stochastische Einflüsse keine historischen Daten vor. Die einzige historische Informationsquelle für diese Effekte ist der Markt-

preis selbst. Daher wird für die vorliegende Untersuchung ein Korrekturfaktor eingeführt, der aus den normierten stündlichen Differenzen zwischen dem Marktpreis und den mit mark-ups simulierten Systemgrenzkosten abgeleitet wird. Der Korrekturfaktor wird so skaliert, dass mit einer Standardabweichung von weniger als 10% lediglich die signifikanten Spitzen und Täler ins Gewicht fallen und der Faktor aufgrund der Normierung keine Auswirkung auf das Preisniveau hat.

Die Formulierung der hockey-stick-function in Abhängigkeit des Knappheitsindikators zur Integration von mark-ups in die Systemgrenzkostenkurve, sowie der Korrekturfaktor zur Abbildung von stochastischen Effekten wird in Formel 3-15 beschrieben.

$$C_{(ppl, dpr, t)}^{op} = \left(C_{(ppl, dpr, t)}^{fuel} + C_{(ppl, dpr, t)}^{em} + C_{(ppl, dpr, t)}^{var} \right) \cdot markup_{(dpr, t)} \cdot correct_{(dpr, t)} + C_{(ppl, dpr, t)}^{start}$$

$$markup_{(t)} = 8.4 \cdot util_{(t)}^6 - 19 \cdot util_{(t)}^5 + 16.7 \cdot util_{(t)}^4 - 6.8 \cdot util_{(t)}^3 + 1.3 \cdot util_{(t)}^2 - 0.1 \cdot util_{(t)} + 1$$

$$util_{(t)} = \frac{\sum_{dpr(1)}^{dpr(n)} \left(L_{(dpr, t)} - P_{(dpr, t)}^{wind} - P_{(dpr, t)}^{pv} \right)}{\sum_{ppl(1)}^{ppl(n)} P_{(ppl)}^{max}}$$

$C_{(ppl, dpr, t)}^{op}$	Operating cost variable of thermal generating unit ppl in region dpr at time t [EUR]
$C_{(ppl, dpr, t)}^{fuel}$	Fuel cost variable of thermal generating unit ppl in region dpr at time t [EUR]
$C_{(ppl, dpr, t)}^{em}$	Emission cost variable of thermal generating unit ppl in region dpr at time t [EUR]
$C_{(ppl, dpr, t)}^{var}$	Other variable cost variable of thermal generating unit ppl in region dpr at time t [EUR]
$C_{(ppl, dpr, t)}^{start}$	Start-up cost variable of thermal generating unit ppl in region dpr at time t [EUR]
$markup_{(t)}$	hockey-stick-function at time t [-]
$correct_{(dpr, t)}$	stochastic effects factor in region dpr at time t [-]
$util_{(t)}$	utilisation of total available generation capacity at time t [-]
$L_{(dpr, t)}$	Electricity demand of region dpr at time t [MW]
$P_{(dpr, t)}^{wind}$	Electricity output of wind turbines in region dpr at time t [MW]
$P_{(dpr, t)}^{pv}$	Electricity output of photovoltaic systems in region dpr at time t [MW]
$P_{(ppl)}^{max}$	Maximum electricity output of hydro-thermal generating unit ppl [MW]

Formel 3-15: Integration von Preisaufschlägen in die Systemgrenzkosten

Mit der vorgestellten Methode können nach der Kalibrierung des Modells zufriedenstellende Ergebnisse bei der Simulation historischer Strompreise erzielt werden, auch wenn ein gewisses Maß an Abweichungen nicht zu vermeiden ist. Insbesondere die Preisspitzen werden tendenziell unterschätzt und die extremen Niedrigpreise überschätzt. Zudem kann die Vernachlässigung von negativen Preisen zu einer Verzerrung der Ergebnisse für zukünftige Szenarien führen.

In Abbildung 3-10 und Abbildung 3-11 werden beispielhaft der Kraftwerkseinsatz, sortiert nach Energieträger, der simulierte Strompreis und der reale Strompreis an der EPEX Spot für eine Woche im März 2011 dargestellt. Aus der geordneten Preisdauerlinie (Abbildung

3-12) ist einerseits die oben erwähnte tendenzielle Unterschätzung von Preisspitzen und die tendenzielle Überschätzung von Niedrigpreisen aber auch andererseits die gute Annäherung der Strompreise im mittleren Bereich zu erkennen. Abbildung 3-13 zeigt in einer Punktwolke den Zusammenhang zwischen dem simulierten und dem realen Strompreis und vermittelt einen Eindruck von der Korrelation und der Streuung der beiden Zeitreihen.

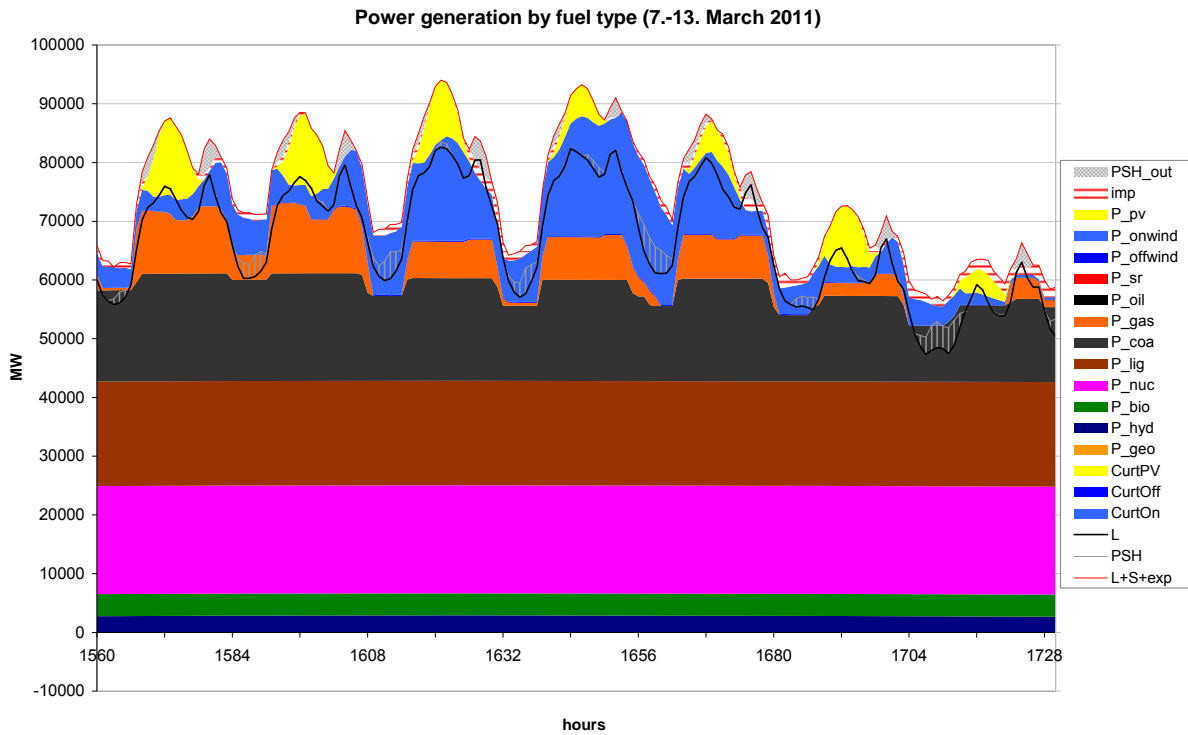


Abbildung 3-10: Simulierter Kraftwerkseinsatz nach Energieträger (März 2011)

(Quelle: eigene Darstellung)

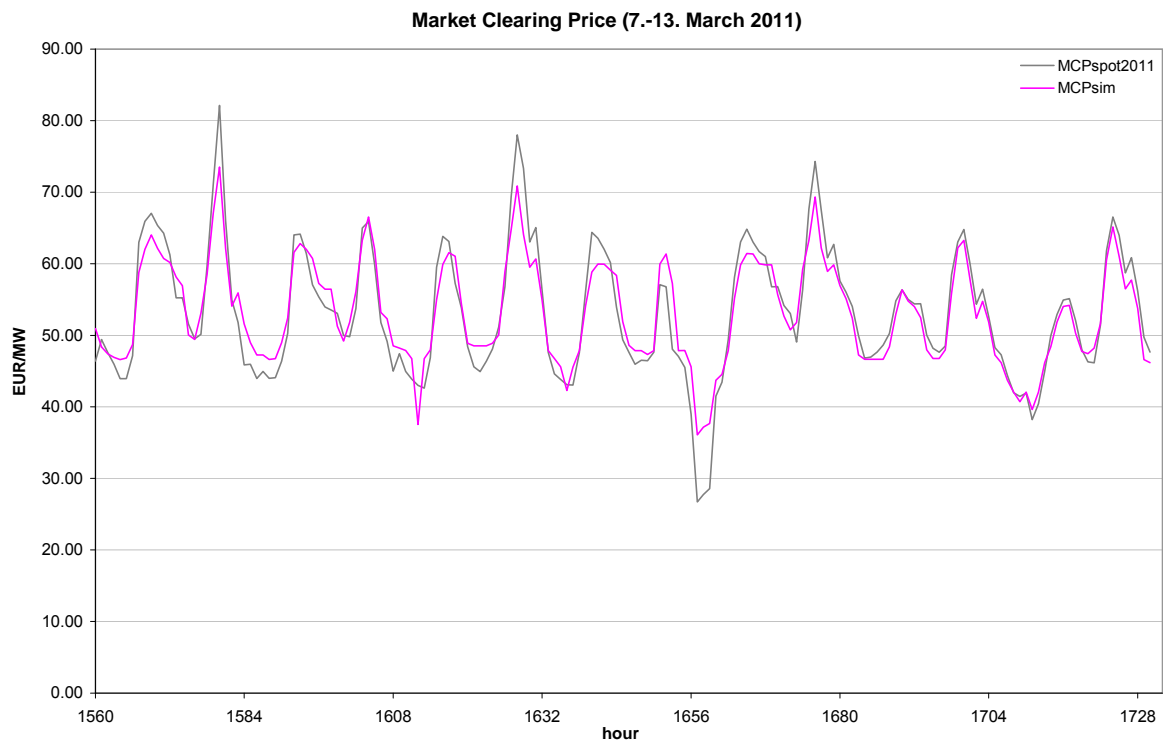


Abbildung 3-11: Simulierter Strompreis vs. Strompreis der EPEX Spot (März 2011)

(Quelle: eigene Darstellung; EPEX Spot 2012)



Abbildung 3-12: Geordnete Preisdauerlinie für das Jahr 2011 (simuliert und EPEX Spot)

(Quelle: eigene Darstellung; EPEX Spot 2012)

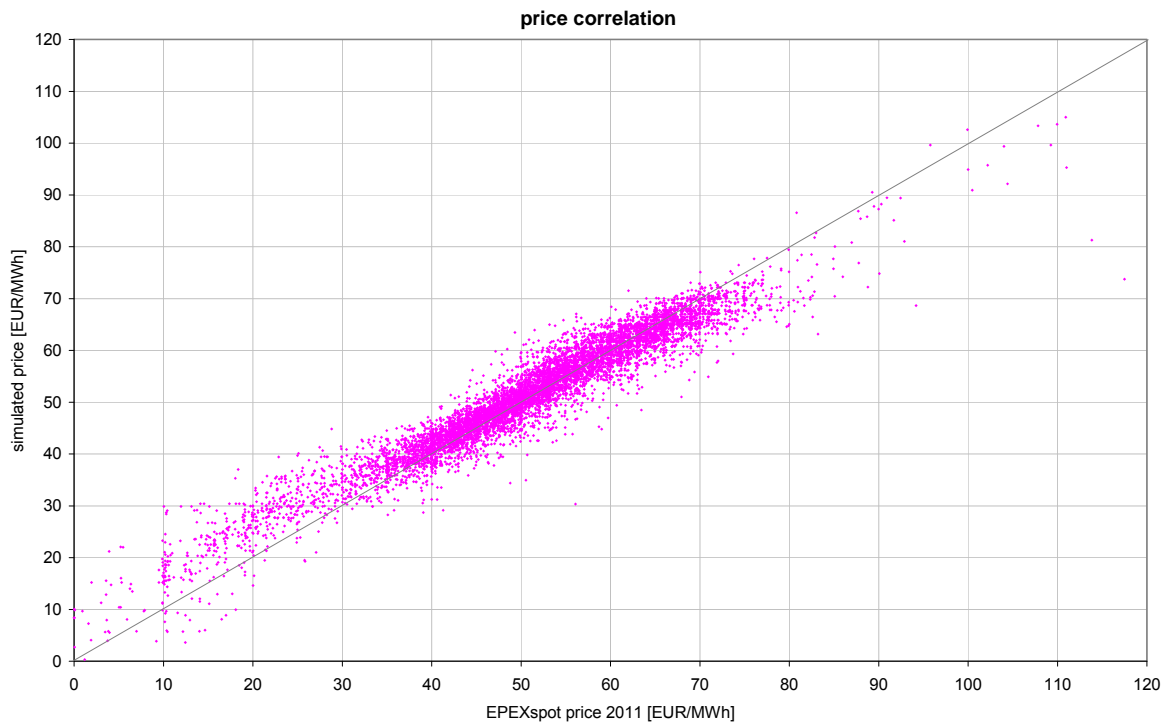


Abbildung 3-13: Korrelation der simulierten und der realen Strompreise für das Jahr 2011

(Quelle: eigene Darstellung; EPEX Spot 2012)

Die Anpassungsgüte kann mit dem in Formel 3-16 beschriebenen „normalised root mean squared error“ (NRMSE) gemessen werden, welcher nach der Kalibrierung für die simulierten Strompreise im Basisjahr 2011 einen Wert von etwa 3% annimmt. Der Korrelationskoeffizient (Formel 3-17) ergibt eine Übereinstimmung der simulierten und der historischen Strompreise für 2011 von ca. 90%.

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - Y_i)^2}{n}}$$

$$NRMSE = \frac{RMSE}{Y_i^{max} - Y_i^{min}}$$

<i>RMSE</i>	Root mean squared error
<i>NRMSE</i>	Normalised root mean squared error
X_i	Forecasted time series
Y_i	Actual time series
Y_i^{max}	Maximum observed value
Y_i^{min}	Minimum observed value

Formel 3-16: Berechnung der Anpassungsgüte RMSE

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}}$$

- r Pearson's correlation coefficient applied to a sample
 X_i, Y_i Sample variables
 \bar{X}, \bar{Y} Sample mean

Formel 3-17: Berechnung des Korrelationskoeffizienten nach Pearson

3.2.9 Modellendogener Kraftwerkszubau

Zusätzlich zur Basisvariante von REMO wurde eine Modellversion (REMO-Invest) entwickelt, die den kostenoptimalen Zubau an Kraftwerken bzw. den optimalen Kraftwerksmix für ein bestimmtes Szenariojahr berechnet. Für diesen heuristischen Ansatz werden die Kraftwerke im Gegensatz zu REMO (Basis) nur typspezifisch und nicht blockscharf abgebildet. Ebenfalls in Abweichung zu REMO (Basis) wird in REMO-Invest die maximale Leistung je Kraftwerkstyp nicht mit einem exogenen Parameter begrenzt, sondern als modellendogene Variable optimiert. Zur Bestimmung der maximalen Leistung je Kraftwerkstyp wird dann der Kraftwerkseinsatz in Abhängigkeit der Betriebs- und Investitionskosten simuliert. Alle weiteren Nebenbedingungen bleiben sonst unverändert.

4 Szenarienbeschreibung

Die Eingangsdaten für das Modell bestehen aus Basisdaten (hier: Basisjahr 2011) und einem Szenariorahmen, der die Entwicklung dieser Basisdaten über die nächsten Dekaden beschreibt. Nachfolgend werden alle für die Untersuchung relevanten Eingangsparameter für das Basisjahr und deren Variationen über die verschiedenen Szenarien vorgestellt.

4.1 Szenarienübersicht

Wie bereits in Kapitel 3.1 diskutiert, werden für die vorliegende Untersuchung mögliche Entwicklungen der Rahmenparameter des zukünftigen Stromsystems über Szenarien abgebildet. Die Szenarien wurden dabei so gewählt, dass sie zukünftige Trends mit starker Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit bestimmter Erzeugungstechnologien beinhalten und damit die Bandbreite möglicher Entwicklungen hinsichtlich der langfristigen Effizienz von EOM widerspiegeln.

Eine Übersicht über die ausgewählten Szenarien und die betrachteten Szenariojahre bietet Tabelle 4-1. Die ausführliche Beschreibung der Basisdaten und Entwicklungspfade erfolgt ab Kapitel 4.2.

key	name	key parameters	2011	2020	2030	2040	2050
A	Base Scenario	RES, fossil, storage, demand, etc.	X	X	X	X	X
A-F	Fuel Price Scenario	strong increase in fossil fuel prices		X	X	X	X
A-E	Emission Price Scenario	no emission prices (failure of ETS)		X	X	X	X
A-N	National Autonomy Scenario	massive cross-boarder transmission constraints		X	X	X	X
A-D	Demand Scenario	increasing consumption & back-up capacity		X	X		
A-S	Supply Scenario	decreasing fossil capacity & adequate demand elasticity		X	X		
B	Climate Policy Scenario	strong RES increase, fossil fade out, flexible demand			X	X	X
A*	Base Scenario (no mark-ups)	system marginal cost without mark ups					X
A-E*	Emissions price scenario (strong increase)	EUA price according to IEA WEO 450ppm			X		
A-S*	Supply Scenario (optimal)	cost optimal power plant fleet					X
B*	Climate Policy Scenario (optimal)	cost optimal power plant fleet					X
B**	Climate Policy Scenario (optimal + storage)	strong increase in storage capacity in NO and SE					X

Tabelle 4-1: Szenarioübersicht

Das **Szenario A** (Base Scenario) baut für das deutsche Marktgebiet im Wesentlichen auf dem Szenariorahmen der BMU Leitstudie (Nitsch et al. 2012) (Basisszenario A) auf. Der Entwicklungspfad der Brennstoffpreise entstammt jedoch dem World Energy Outlook 2012 (IEA 2012). Die Rahmendaten für den Ausbau erneuerbarer Energien in den europäischen Marktgebieten wurden den National Renewable Action Plans (NREAP) (Beurskens and Hekkenberg 2011) entnommen und bis zum Jahr 2050 in Abhängigkeit von Potenzialdaten fortgeschrieben. Die Entwicklung der Stromnachfrage für die europäischen Nachbarländer im Netzverbund wurde als konstant angenommen.

Das **Szenario A-F** (Fuel Price Scenario) beschreibt eine Sensitivitätsvariante für das Szenario A mit einem veränderten Pfad der Brennstoffpreisentwicklung. Diese Variation führt bei unveränderten Emissionspreisen bereits vor dem Jahr 2030 zu einem „fuel-switch“²² von Steinkohle zu Gas und damit zu einer Veränderung der Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken.

Das **Szenario A-E** (Emission Price Scenario) beschreibt eine Sensitivitätsvariante für das Szenario A mit der Annahme, dass das bestehende Emissionshandelssystem scheitert und ab dem Jahr 2020 keine Kosten für Emissionszertifikate mehr in die Grenzkosten zur Stromerzeugung einkalkuliert werden.

Das **Szenario A-N** (National Autonomy Scenario) beschreibt eine Sensitivitätsvariante für das Szenario A mit der Annahme, dass die Binnenmarktintegration des europäischen Elektrizitätsmarktes nicht weiter voranschreitet und die Übertragungskapazitäten für grenzüberschreitenden Stromhandel auf dem heutigen Niveau begrenzt bleiben.

Das **Szenario A-D** (Demand Scenario) beschreibt eine Sensitivitätsvariante für das Szenario A mit der Annahme, dass die Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz im Stromsektor scheitern und bei gleichbleibendem Kraftwerkspark die Stromnachfrage über die nächsten Jahre leicht ansteigt.

Das **Szenario A-S** (Supply Scenario) beschreibt eine Sensitivitätsvariante für das Szenario A mit der Annahme, dass das aktuell niedrige Preisniveau zu einer Konsolidierung des Kraftwerksparks bei gleichbleibender Nachfrage führt.

Das **Szenario B** (Climate Policy Scenario) ist ein Zielszenario, dass eine 100% erneuerbare Stromversorgung für alle modellierten Marktgebiete im Jahr 2050 abbildet. Der Szenariorahmen für Deutschland orientiert sich an der BMU Leitstudie (Nitsch et al. 2012) (95% THG Szenario).

Neben den Hauptszenarien wurden für die Untersuchung noch weitere Sensitivitäten berechnet, die einzelne Aspekte betrachten.

Das **Szenario A* 2050** untersucht für das Szenario A im Jahr 2050 den Einfluss der Modellierung von mark-ups auf den simulierten Marktpreis und die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungsanlagen.

Das **Szenario A-E* 2030** untersucht für das Szenario A einen starken Anstieg der Emissionspreise bis zum Jahr 2030 nach dem Pfad des IEA WEO (450 ppm scenario).

²² Unter „fuel-switch“ wird hier die Veränderung der Rangfolge von Gas- und Steinkohlekraftwerken in der Merit-Order-Kurve verstanden. Während heute die Grenzkosten (hauptsächlich bestimmt durch Brennstoffkosten und CO₂-Kosten) von Steinkohlekraftwerken unter denen von Gaskraftwerken liegen, kann sich diese Reihenfolge durch eine unterschiedliche Entwicklung der Brennstoffkosten umkehren.

Das **Szenario A-S* 2050** untersucht für das Szenario A-S das Jahr 2050 unter der Annahme, dass der EOM eine optimale Struktur des Kraftwerksparks anreizt. Dafür wird mit einer erweiterten Modellvariante für 2050 der kostenoptimale Erzeugungsmix für konventionelle Kraftwerke bei sonst festem Szenariorahmen berechnet. Mit diesem optimalen Kraftwerkspark werden dann erneut die Strompreise und die Investitionsanreize für Erzeugungsanlagen untersucht.

Das **Szenario B* 2050** untersucht für das Szenario B das Jahr 2050 mit optimalem Kraftwerkspark analog dem Szenario A-S* 2050.

Das **Szenario B** 2050** untersucht das Szenario B* 2050 mit deutlichem Ausbau der Speicherkapazitäten in Norwegen und Schweden und einem ergänzenden Ausbau der Interkonnektoren, damit die Speicherkapazitäten in ausreichendem Maße von allen modellierten Marktregionen genutzt werden können.

4.2 Brennstoffe und Emissionszertifikate

Die Annahmen für die Brennstoffpreisentwicklung orientieren sich an dem „New Policy Szenario“ Pfad des WEO (IEA 2012) für das vorliegende Szenario A und an dem Pfad B der BMU Leitstudie (Nitsch et al. 2012) für das vorliegende Szenario A-F. Die jeweiligen Pfade zu den Brennstoffpreisannahmen werden in Abbildung 4-1 dargestellt. Für den Transport werden pauschale Aufschläge nach den Annahmen von Ellersdorfer et al. (2008) verwendet. Auf eine regionale Differenzierung der Brennstofftransportkosten wird auf Grund schlechter Datenlage verzichtet.

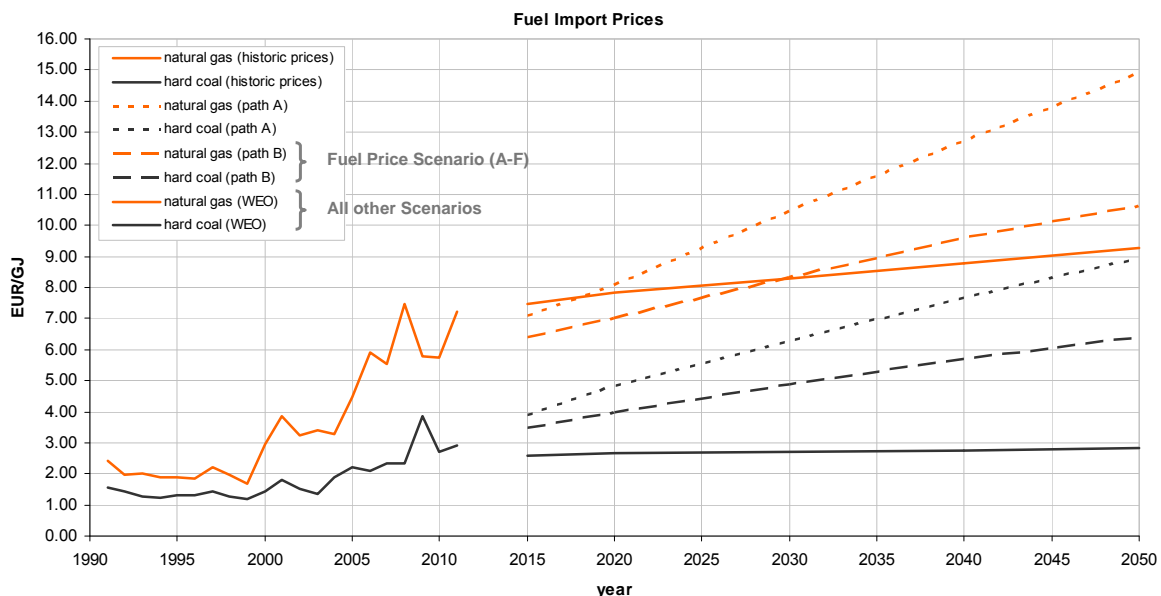


Abbildung 4-1: Brennstoffpreispfade

(Quelle: eigene Darstellung nach (IEA 2012; Nitsch et al. 2012))

Für die Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise wird der Pfad B der BMU Leitstudie (Nitsch et al. 2012) angenommen. Eine Ausnahme bildet hier das Sensitivitätsszenario A-E (emission price scenario) in dem ein Scheitern des Emissionshandelssystems unterstellt wird und keine

Emissionspreise zustande kommen. Eine weitere Sensitivität wird für das Jahr 2030 mit dem CO₂-Preis des 450 ppm Szenario des WEO (IEA 2012) untersucht. Die diskutierten Emissionspreispfade werden in Abbildung 4-2 dargestellt.

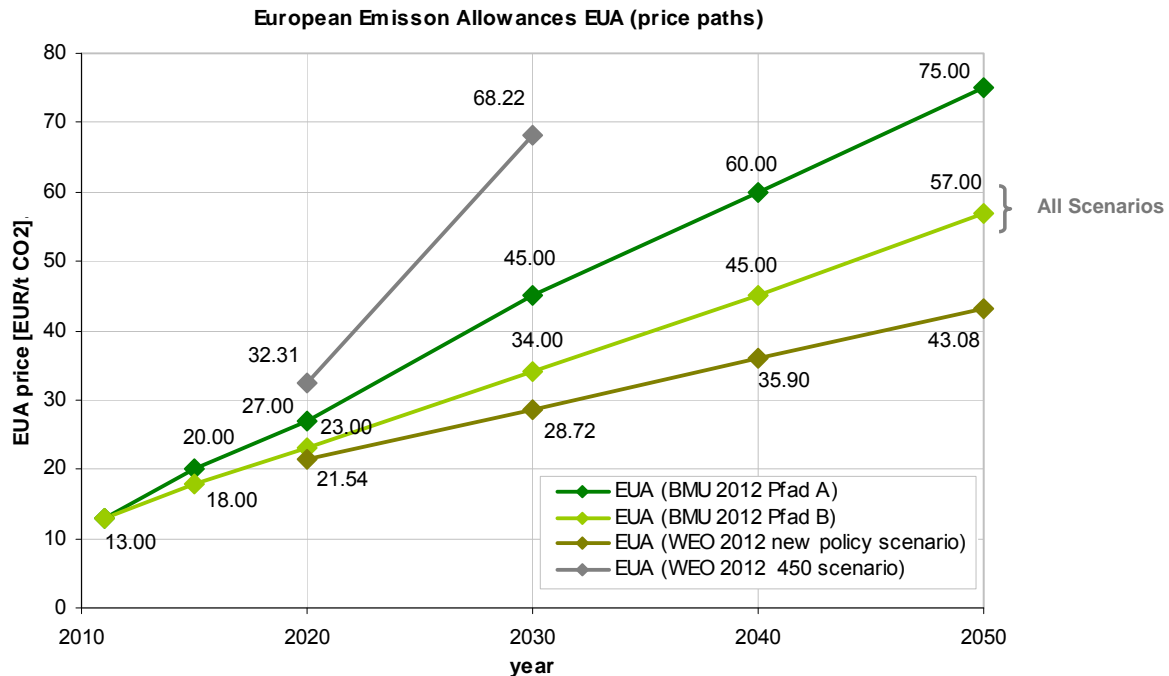


Abbildung 4-2: Emissionspreispfade

(Quelle: eigene Darstellung nach (IEA 2012; Nitsch et al. 2012))

Bei der Unterstellung eines gleichbleibenden Emissionspreispfades ergibt sich bei der Variation der Brennstoffpreispfade eine Veränderung²³ der marginalen Kosten des effizientesten Kohlekraftwerks im Verhältnis zum effizientesten GuD-Kraftwerk. Der Verlauf der Grenzkosten der beiden Kraftwerkstypen über die Szenariojahre sind in Abbildung 4-3 veranschaulicht. In dieser Darstellung fällt auf, dass für das Szenario A-F (fuel price scenario) bereits vor dem Jahr 2030 GuD-Kraftwerke niedrigere Grenzkosten als Kohlekraftwerke aufweisen und damit ein häufigerer Einsatz sowie niedrigere Emissionen der Stromerzeugung zu erwarten sind. Bei unterstelltem Brennstoffpreispfad des WEO (IEA 2012) findet jedoch in keinem der untersuchten Szenariojahre ein fuel-switch statt.

²³ In diesem Zusammenhang wird bei einer Veränderung des Primärenergieträgereinsatzes von Gas zu Kohle auch von „fuel-switch“ gesprochen.

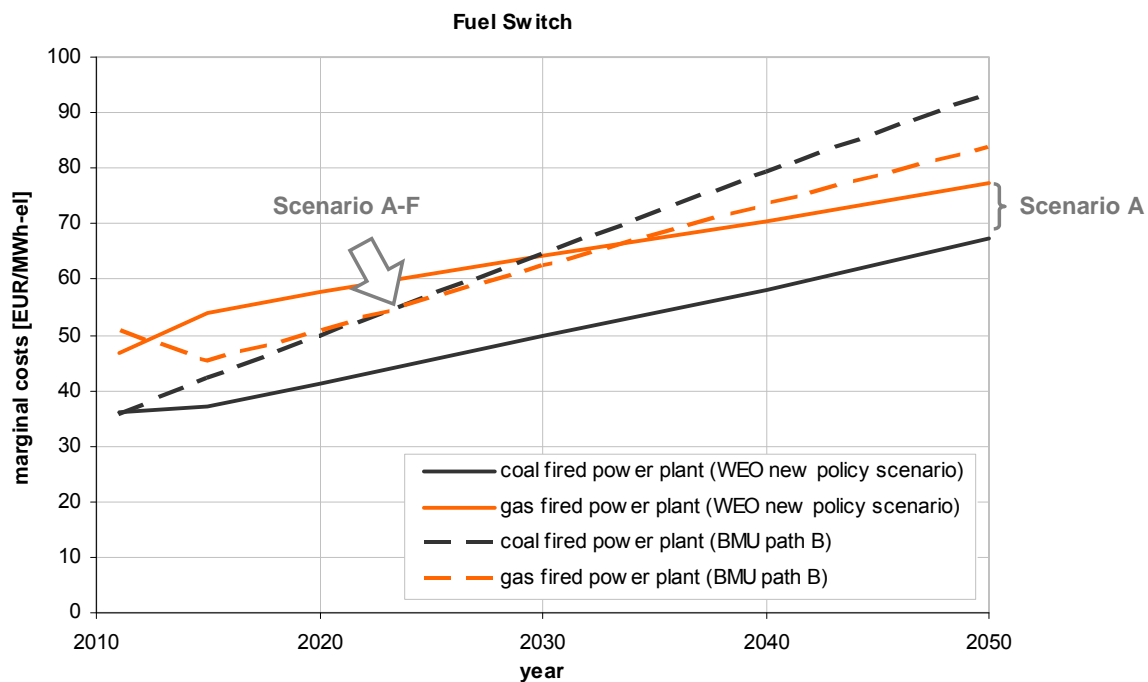


Abbildung 4-3: Entwicklung der Grenzkosten von Kohle- und Gaskraftwerken

(Quelle: eigene Darstellung nach (IEA 2012; Nitsch et al. 2012))

4.3 Konventionelle Stromerzeugung

Heute sind sowohl kommerzielle als auch öffentliche Kraftwerksdatenbanken für den thermisch-hydraulischen Kraftwerksbestand in Deutschland und Europa verfügbar (BNetzA 2013; PLATTS 2013; Schneider and Kuhs 2011; UBA 2013). Für die Modellierung müssen diese Basisdaten jedoch häufig noch um zahlreiche Parameter ergänzt werden. Diese wurden für die Untersuchung aus Literaturangaben²⁴, Recherchen zu einzelnen Kraftwerken oder durch Expertenschätzungen zusammengestellt. Für das deutsche Marktgebiet werden Kraftwerksblöcke mit einer Bruttoleistung von mehr als 50 MW einzeln und Erzeugungseinheiten, die eine geringere Leistung aufweisen, aggregiert abgebildet. Die angrenzenden Marktgebiete (Abbildung 3-4) werden zur Verringerung der Komplexität in größeren Leistungseinheiten zusammengefasst. Insgesamt wird im Modell für das Basisjahr der Einsatz von etwa 700 hydro-thermischen Erzeugungsanlagen und Speichern in stündlicher Auflösung für ein Jahr optimiert.

Für die Analyse der Investitionsanreize in neue fossile Erzeugungskapazität (Abbildung 3-2) wurden vier exemplarische Kraftwerkstypen mit den entsprechenden charakteristischen Parametern definiert und für alle Szenarien im Modell implementiert. Ausgewählte Annahmen zu diesen Beispielkraftwerken werden in Tabelle 4-2 dargestellt.

²⁴ Beispiele für Kraftwerksparameter finden sich in vielen veröffentlichten Arbeiten zur Modellierung des Kraftwerksparks sowie in Grundlagenbüchern zur Kraftwerkstechnik (Ellersdorfer et al. 2008; Flosdorff and Hilgarth 2003; Krämer 2002; von Oehsen 2012; Rosen 2008; Steck and Mauch 2008).

		lignite	hard-coal	gas (CCGT)	gas (GT)
gross capacity	MW	675	911	578	94
efficiency	%	43.90%	46.40%	60.40%	41.00%
availability	%	86.00%	84.00%	88.00%	88.00%
start-up cost factor	-	3.158	1.563	0.653	0.187
additional variable costs	EUR/MWh	2.20	1.95	1.41	0.70
additional fix costs	EUR/MW*a	37000-38600	25000-34600	19300-20000	11700-18000
investment costs	EUR/kW	1500-1900	1400-1800	750-1000	400-450
depreciation period	a	20-45	20-45	17-40	10-40
WACC	%	6.00%-7.80%	6.00%-7.80%	6.00%-7.80%	6.00%-7.80%

Tabelle 4-2: Ausgewählte Parameter von Beispieldkraftwerken²⁵

Bei den ausgewählten fossilen Beispieldkraftwerken wird angenommen, dass die Technologie weitgehend ausgereift ist und daher die Entwicklung der Investitionskosten real über den Betrachtungszeitraum konstant bleibt.

Die Entwicklung der konventionellen Erzeugungskapazitäten im deutschen Marktgebiet wird für das Szenario A (base scenario) an den Annahmen der BMU Leitstudie (Nitsch et al. 2012) angelehnt (Abbildung 4-4). In den Szenarien A-D 2030 (demand scenario) und A-N 2050 (national autonomy scenario) kommen zudem Back-up Kraftwerke zur Deckung der Jahresspitzenlast zum Einsatz, für welche ein Knappheit signalisierender Arbeitspreis von 500 EUR/MWh angesetzt wird.

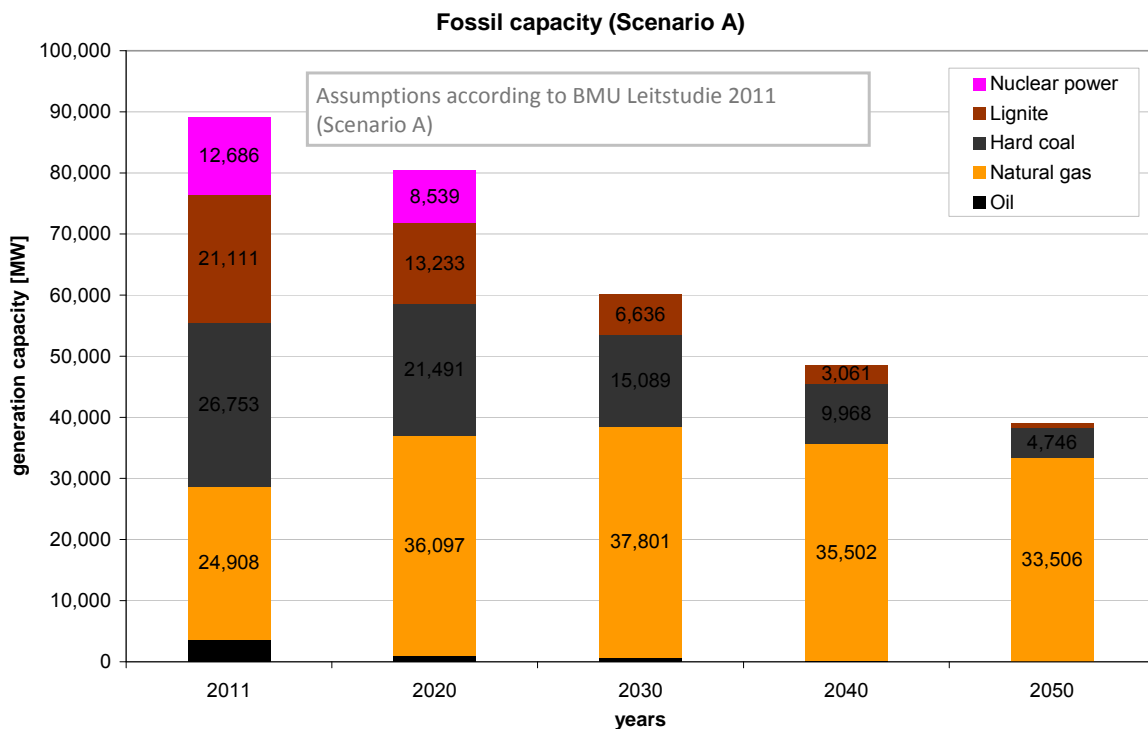


Abbildung 4-4: Entwicklung der konventionellen Erzeugungskapazität DE (Szenario A)

(Quelle: eigene Darstellung nach BMU Leitstudie (Nitsch et al. 2012))

²⁵ Die Kostenangaben entsprechen Realpreisen mit Bezugsjahr 2011.

Für das Szenario A-S (supply scenario) wird abweichend vom Szenario A angenommen, dass in den nächsten Jahren eine stärkere Konsolidierung des Kraftwerksparks stattfindet und bis zum Jahr 2020 vor allem Gaskraftwerke, aber auch Kohlekraftwerke vom Netz gehen und nur ein Zubau von bereits im Bau befindlichen neuen Kraftwerken erfolgt. Zwischen den Jahren 2020 und 2030 werden im Szenario A-S deutlich weniger Kraftwerke zugebaut als im Szenario A. Die angenommene Kapazitätsentwicklung bis zum Jahr 2030 wird in Abbildung 4-5 dargestellt.

Der übrige konventionelle Kraftwerkspark der modellierten europäischen Marktgebiete wurde mit einer zu dem Szenario A bzw. A-S passenden Dynamik und einer Tendenz zu emissionsärmeren Technologien fortentwickelt. Dabei wird angenommen, dass keine Renaissance der Kernkraft in Europa stattfindet und nach den in Tschechien bereits geplanten Kernkraftwerkserweiterungen keine weiteren mehr zugebaut werden.

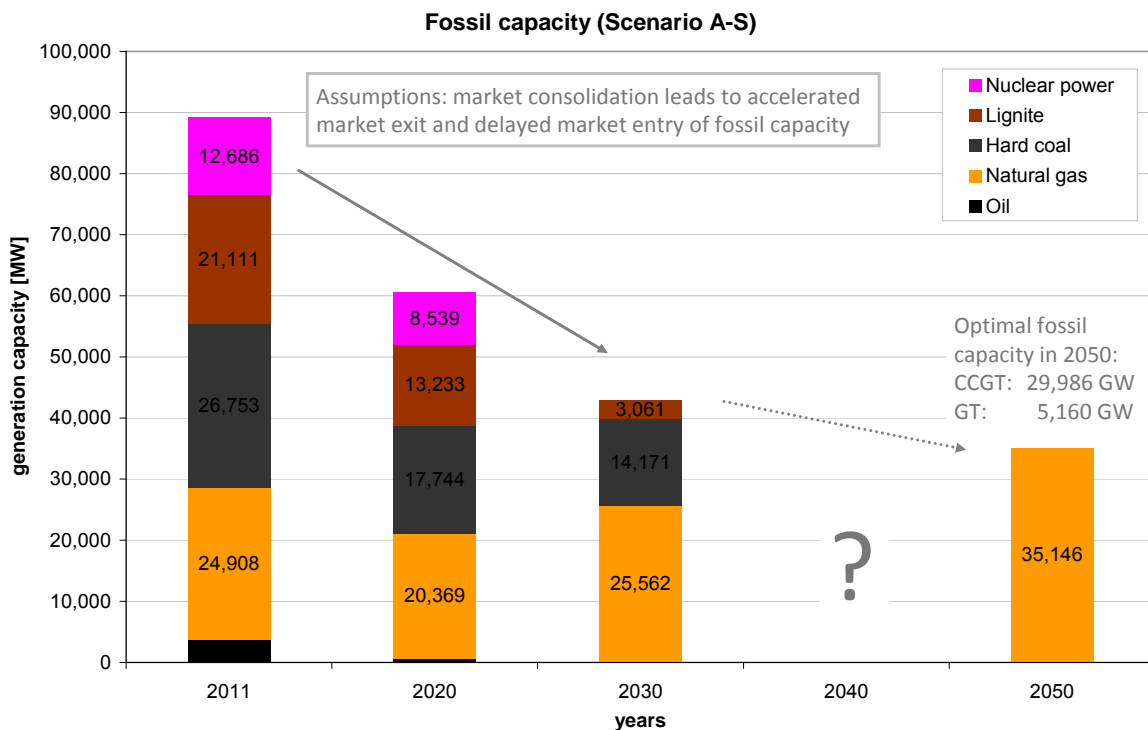


Abbildung 4-5: Entwicklung der konventionellen Erzeugungskapazität DE (Szenario A-S)

(Quelle: eigene Darstellung nach BMU Leitstudie (Nitsch et al. 2012))

Für Szenario A-S 2050 wird untersucht, wie sich die Investitionsanreize darstellen, wenn eine langfristige Anpassung des Kraftwerksparks an hohe Anteile erneuerbarer Energien erfolgt ist. Dafür wurde eine zusätzliche Modellvariante (REMO-Invest) entwickelt, die den (vollkosten-)optimalen konventionellen Kraftwerksmix für alle Modellregionen bei sonst unveränderten Annahmen berechnet. Für diese optimal installierten Leistungen je Kraftwerkstyp wurde anschließend ein Kraftwerkspark mit typischen Größenklassen und einer Bandbreite typischer Wirkungsgrade je Kraftwerkstyp entwickelt. Dieser fiktive, blockscharf aufgelöste neue Kraftwerkspark dient dann zur Berechnung des optimalen Kraftwerkseinsatzes und der Untersuchung von Investitionsanreizen mit dem REMO Modell nach der bereits diskutierten Methode (Abbildung 3-2).

Nach derselben Vorgehensweise wird auch für die Sensitivitätsszenarien B* 2050 (climate policy scenario – optimised fossil capacity) und B** 2050 (climate policy scenario – optimised fossil capacity – storage) mit REMO-Invest ein optimaler fossiler Kraftwerkspark ermittelt und mit dem REMO-Modell auf Investitionsanreize untersucht. Zum Vergleich wird in Abbildung 4-6 für alle Szenarien mit optimiertem fossilem Kraftwerkspark die regelbare Kraftwerksleistung gegenüber gestellt.

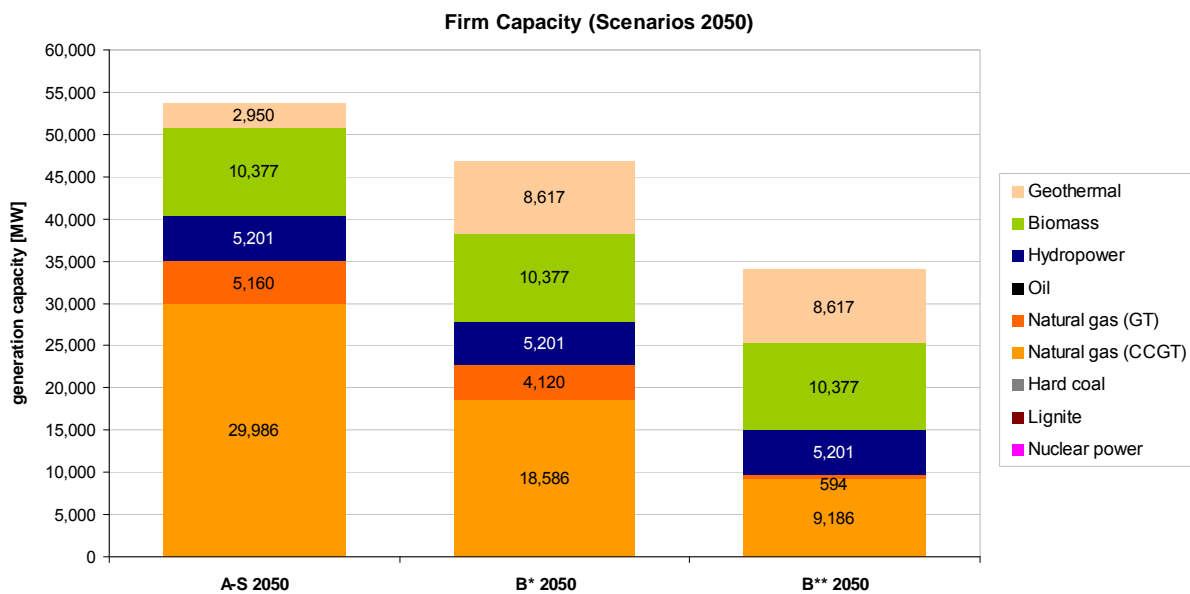


Abbildung 4-6: Regelbare Erzeugungskapazität 2050 (Szenario A-S, B*, B**)

4.4 Erneuerbare Stromerzeugung

Damit die dynamischen Effekte der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien im Modell abgebildet werden können, werden für das deutsche Marktgebiet stündlich aufgelöste historische Einspeisepprofile der ÜNB eingesetzt. Für die vorliegende Untersuchung wurde das Basisjahr 2011 ausgewählt, da in Deutschland bereits eine signifikante Leistung an Windenergie und Photovoltaik installiert ist und der relative Jahresertrag beider Ressourcen sich in der Bandbreite des langjährigen Mittels bewegt.

Für die modellierten Marktgebiete außerhalb Deutschlands sowie für die Windenergie auf See liegen jedoch keine oder nur unzureichende historische Einspeisedaten vor. Daher wurde sowohl für Wind (Abbildung 4-7) als auch für Photovoltaik (Abbildung 4-8) eine Methodik entwickelt, mit der auf Basis von meteorologischen und geografischen Daten für das Jahr 2011 stündlich aufgelöste Einspeisepprofile berechnet wurden. Die ausführliche Beschreibung der Vorgehensweise wird im Anhang (Kapitel 9.1 und 9.2) dargestellt.

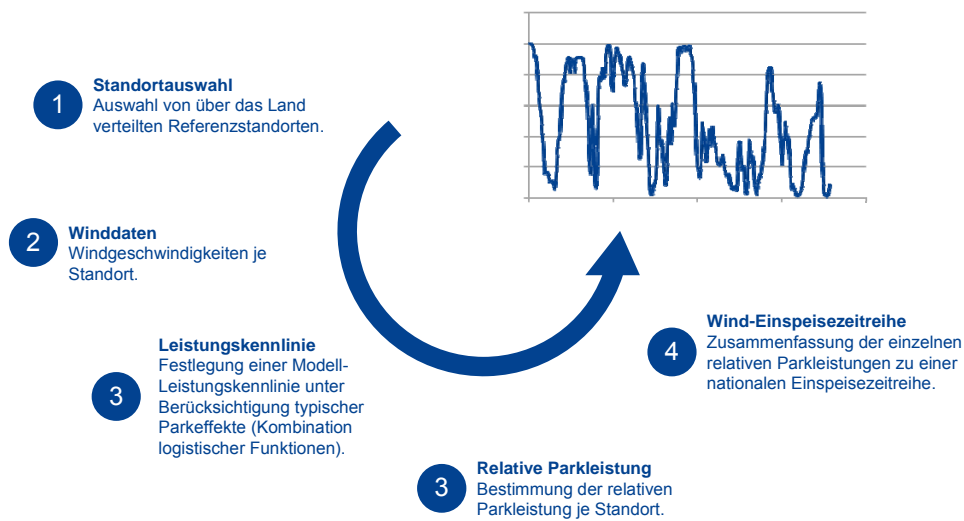


Abbildung 4-7: Modellierung einer stündlich aufgelösten Wind-Einspeisezeitreihe

(Quelle: eigene Darstellung)

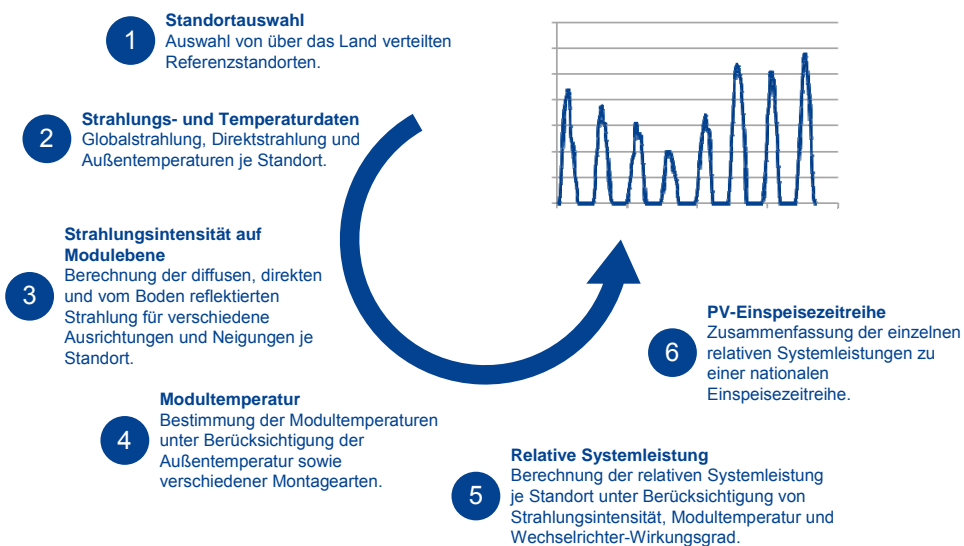


Abbildung 4-8: Modellierung einer stündlich aufgelösten PV-Einspeisezeitreihe

(Quelle: eigene Darstellung)

Die installierten Leistungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien orientieren sich für Deutschland an den Entwicklungspfaden der BMU Leitstudie (Nitsch et al. 2012) mit einem Ausbauziel von etwa 80% Anteil am Stromverbrauch für das Szenario A (base scenario) und mit einem Ausbauziel von etwa 100% Anteil am Stromverbrauch für das Szenario B (climate policy scenario). Beide Ausbaupfade sind in Abbildung 4-9 und Abbildung 4-10 mit der installierten Leistung und Abbildung 4-11 und Abbildung 4-12 mit der Stromerzeugung je Szenariojahr dargestellt.

Der Ausbaupfad für die modellierten Marktgebiete außerhalb Deutschlands baut je nach Szenario auf den Daten²⁶ des nationalen erneuerbaren Aktionsplans (NREAP) der EU, auf der Energy Roadmap 2050 der Europäischen Kommission und auf weitere verfügbare Energieszenarien und Potenzialdaten der jeweiligen Länder auf. Für das Szenario A (base scenario) wird im Jahr 2050 über das gesamte modellierte Marktgebiet ein erneuerbarer Anteil am unelastischen Stromverbrauch von etwa 70% und für das Szenario B (climate policy scenario) ein Anteil von etwa 100% erreicht.

Die Annahmen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden für die modellierten Marktgebiete im Anhang (Kapitel 9.6 und 9.7) dargestellt.

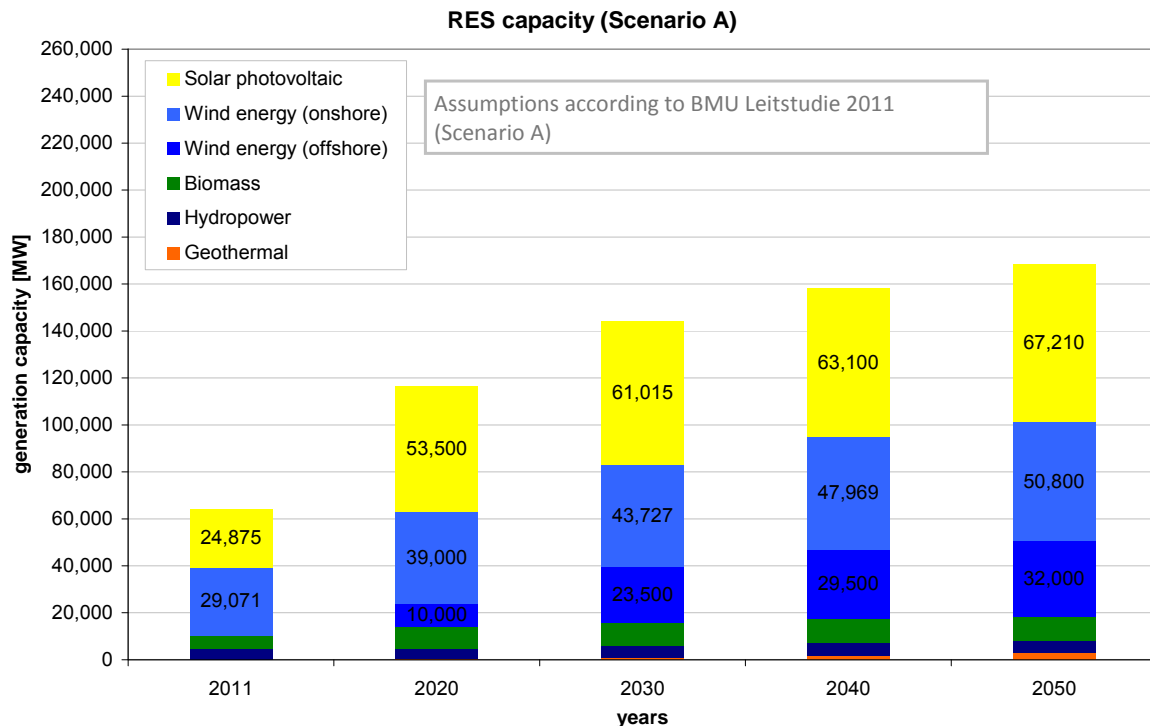


Abbildung 4-9: Entwicklung der erneuerbaren Erzeugungskapazität DE (Szenario A)

(Quelle: eigene Darstellung nach BMU Leitstudie (Nitsch et al. 2012))

²⁶ Für die gewählten Ausbauszenarien der modellierten Marktgebiete wurden die folgenden Quellen ausgewertet: (ADEME 2010; Beurskens and Hekkenberg 2011; Bundesamt für Energie BFE 2011; E-Control 2011; ENTSO-E 2010; European Commission 2011a; European Commission 2011b; Karlsson, et al. 2009; Kjell Olav Skjølsvik and ENOVA 2008; Marie Lindberg 2012; Ministry of Economic Affairs NL 2011; Ministry of Economy PL 2010; Ministry of the Environment SE 2009; NégaWatt 2009; Nitsch et al. 2012; Peter Biermayr et al. 2007; Prognos 2011; RTE 2011a; RTE 2011b; SER 2012; The Danish Government 2011; Tomáš Bajer 2012; Wolfgang Streicher et al. 2010)

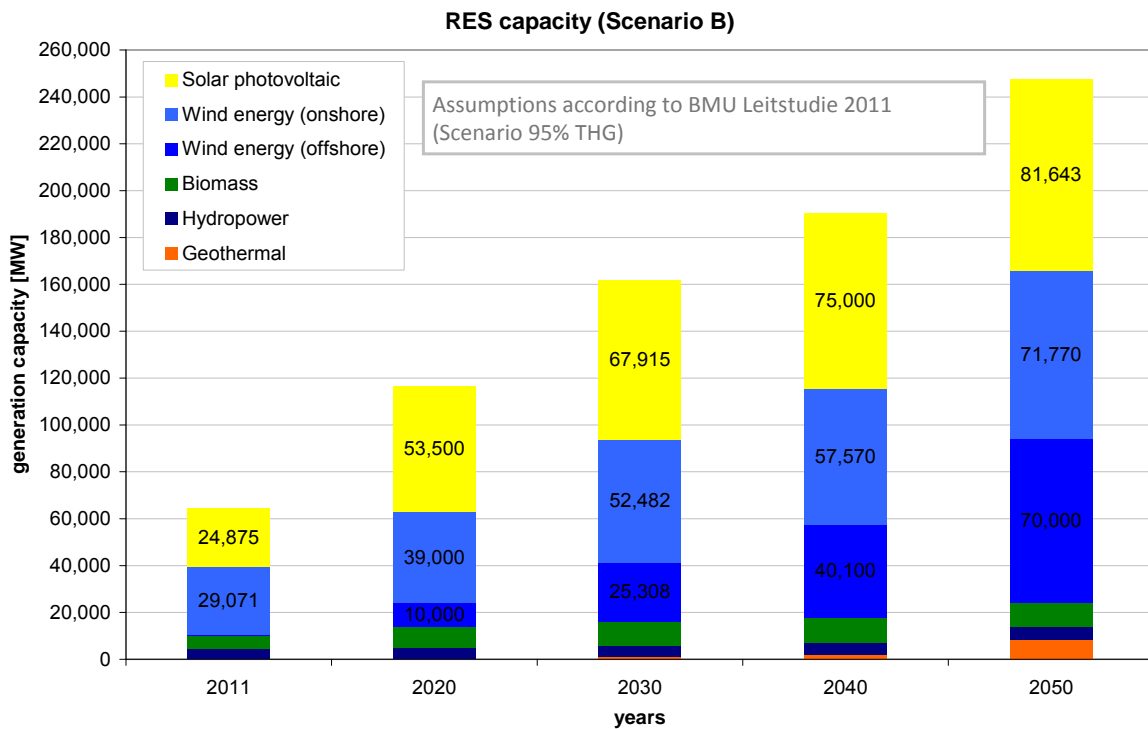


Abbildung 4-10: Entwicklung der erneuerbaren Erzeugungskapazität DE (Szenario B)

(Quelle: eigene Darstellung nach BMU Leitstudie (Nitsch et al. 2012))

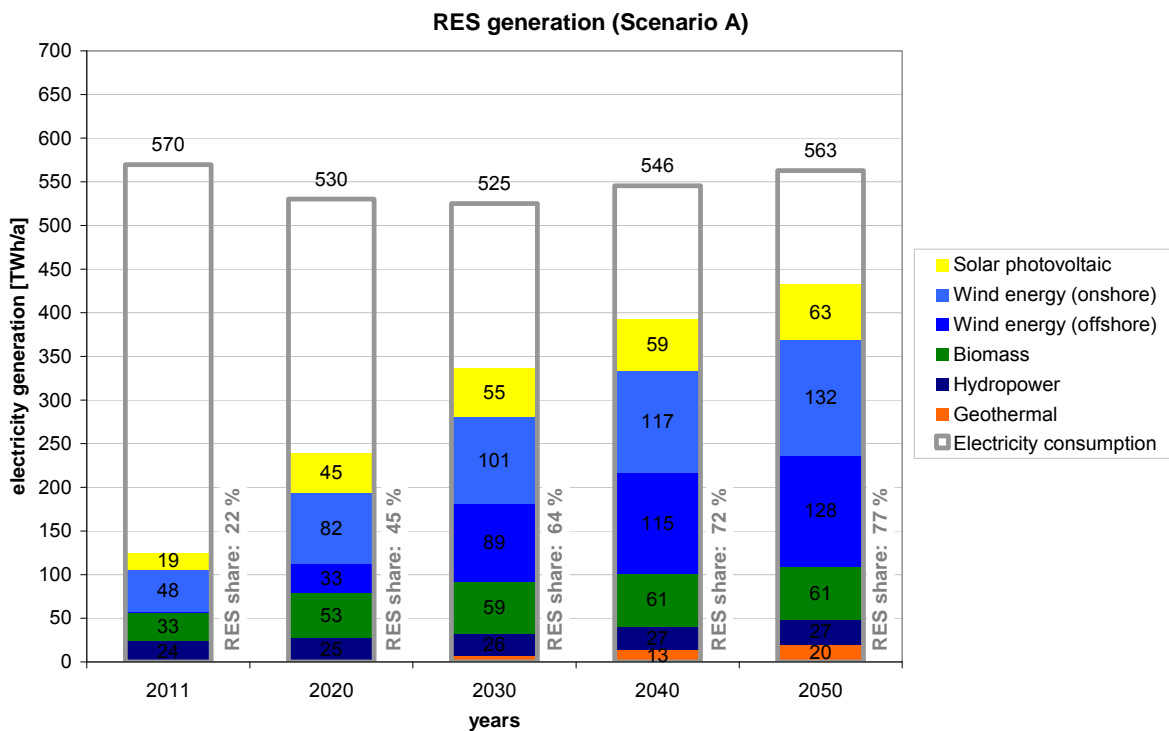


Abbildung 4-11: Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung DE (Szenario A)

(Quelle: eigene Darstellung)

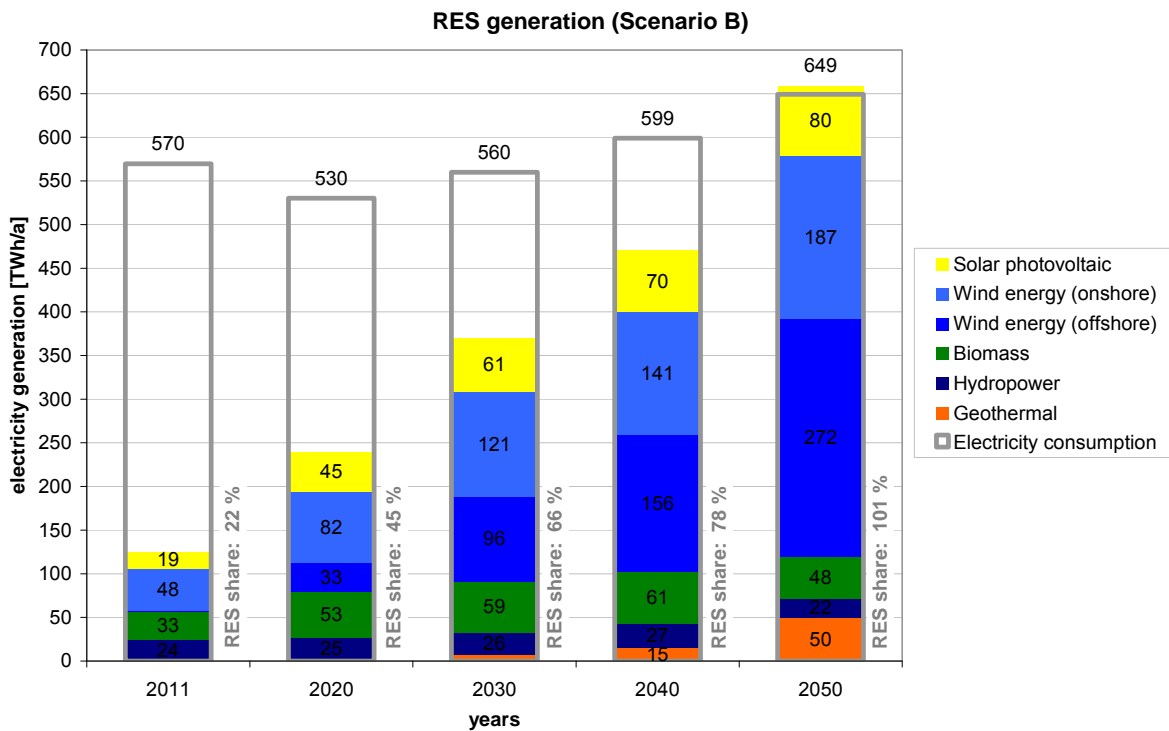


Abbildung 4-12: Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung DE (Szenario B)

(Quelle: eigene Darstellung)

Zur Untersuchung der Investitionsanreize für Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien wurden insgesamt fünf original Einspeiseprofile aus dem Basisjahr 2011 verwendet. Darunter befinden sich ein offshore Windpark, zwei küstennahe und zwei Windparks im Binnenland, sowie ein PV-System mit Standort in Süddeutschland. Die Bandbreiten der Kostenannahmen für diese exemplarischen erneuerbaren Ressourcen werden in Tabelle 4-3 gezeigt. Die Mittelwerte für die Annahmen zur Entwicklung der Investitionskosten für Windparks und PV-Systeme werden in Abbildung 4-13 dargestellt.

		offshore wind	onshore wind	photovoltaic
investment costs	EUR/kW	3100-3500	1180-1400	1900-2600
additional fix costs	EUR/kW*a	193-171	56-47	26-19
depreciation period	a	18-20	18-20	20-22
WACC	%	6.00%-7.80%	6.00%-7.80%	6.00%-7.80%

Tabelle 4-3: Ausgewählte Parameter von erneuerbaren Beispielanlagen (2011)

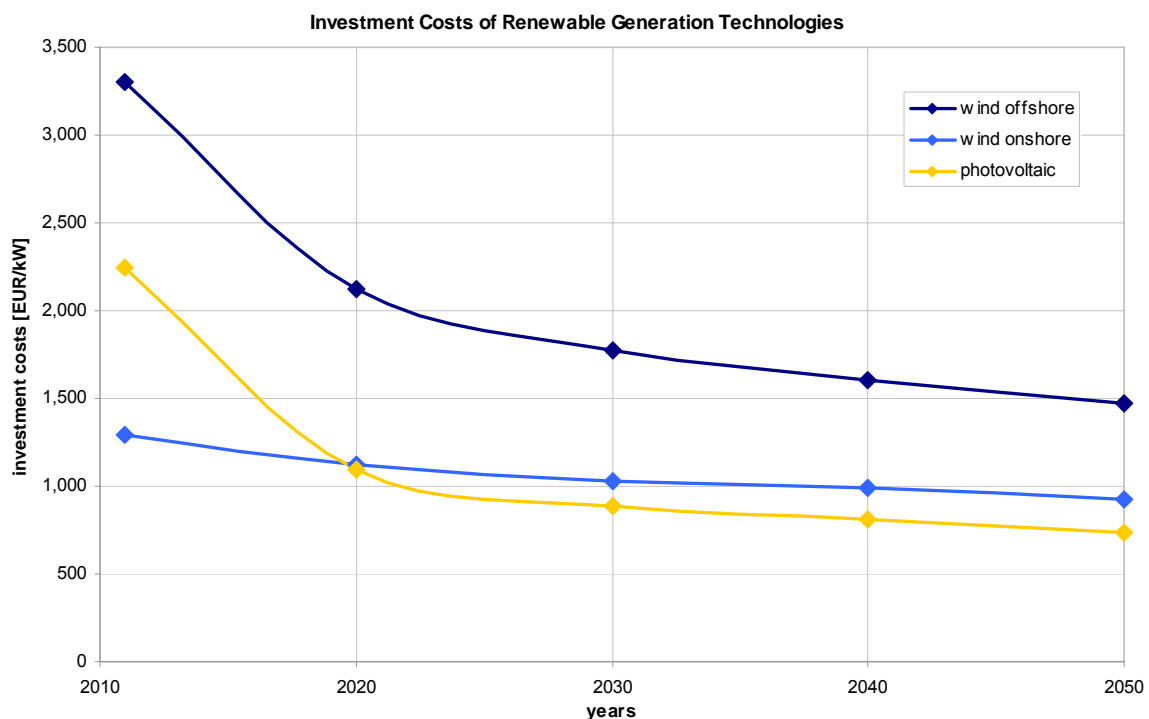


Abbildung 4-13: Entwicklung der gemittelten Investitionskosten für Windenergie und PV

(Quelle: eigene Darstellung nach (Nitsch et al. 2012; Pfluger et al. 2011))

4.5 Energiespeicher

Die meisten Eingangsdaten für den Anlagenbestand und den bereits geplanten Zubau an Stromspeichern für die modellierten Marktgebiete sind in den verwendeten Kraftwerksdatenbanken (Kapitel 4.3) bereits enthalten. Fehlende Parameter wurden durch Literaturrecherche und Expertenschätzungen ergänzt.

Für den Anlagenbestand im Basisjahr wird unterstellt, dass dieser nur mit einem Teil der Speicherleistung zum Energiehandel zur Verfügung steht, während der Rest für den Regelleistungsmarkt reserviert ist. Es wird jedoch angenommen, dass der für den Spotmarkt zur Verfügung stehende Anteil über die Jahre ansteigt, da durch den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung eine steigende Preisvolatilität und dadurch generell größere Erträge für Speicher erwartet werden. Da für Pumpspeicher von begrenztem Potenzial in Deutschland ausgegangen wird, werden über die bereits geplanten Vorhaben keine weiteren Anlagen zugebaut.

Neben den Pumpspeichern wird ein moderater Zubau an Druckluftspeichern (CAES bzw. AA-CAES) und Batteriespeichersystemen unterstellt.

Im Rahmen der Nachfragesteuerung (DR bzw. DSM) wird die Möglichkeit zur Lastverschiebung (load shift) ebenfalls als Speicher mit einer maximalen Verschiebedauer von bis zu 2 Stunden modelliert. Da hier die Potenziale vor allem unter langfristiger Perspektive sehr unklar sind, wurden hier eigene Annahmen über die Entwicklung getroffen.

Die Annahmen über die Entwicklung der Speicherezeugungskapazität und die kumulierte Speicherkapazität für das deutsche Marktgebiet sind in Abbildung 4-14 zusammengefasst dargestellt und beziehen sich auf die Szenarien A und B.

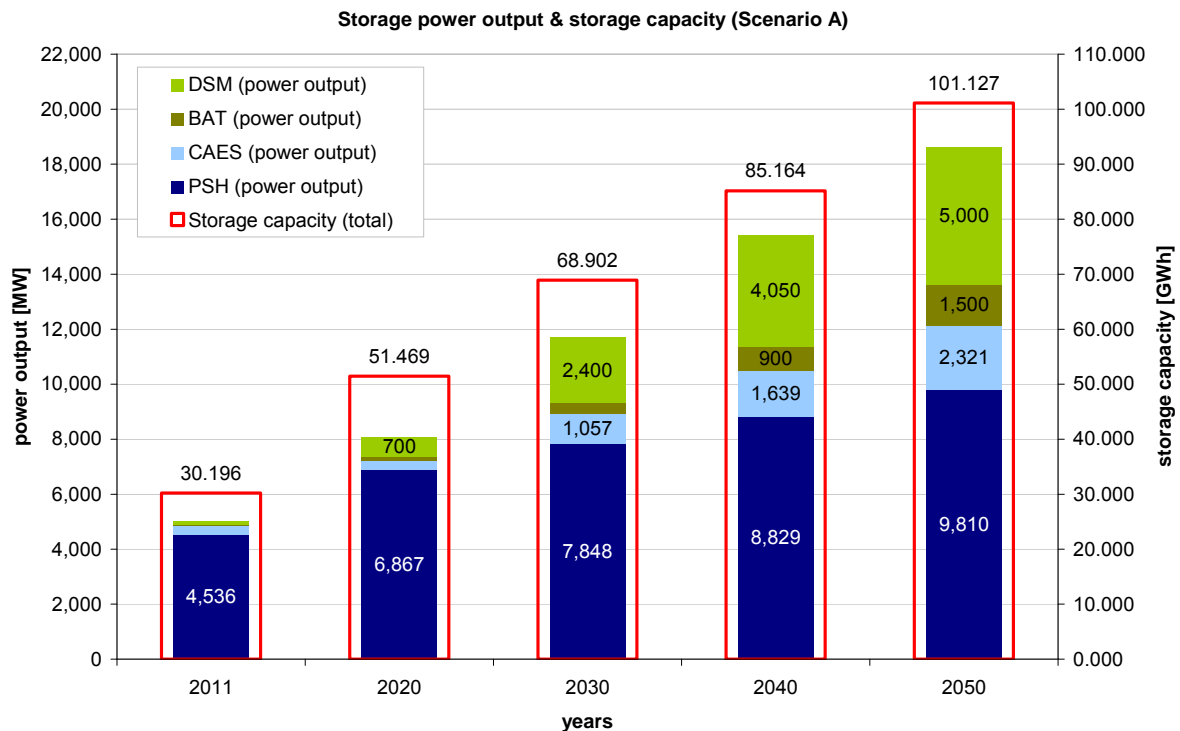


Abbildung 4-14: Entwicklung der Speicherleistung und Speicherkapazität (Szenario A)

(Quelle: eigene Darstellung)

Im Szenario B** 2050 wird zusätzlich der Effekt untersucht, den ein deutlicher Zubau an Speicherleistung in Skandinavien bezüglich des Einflusses auf die langfristige Effizienz des EOM hätte. Hier wird für das Jahr 2050 von einer erweiterten Pump- und Turbinenleistung von etwa 30 GW in Norwegen und Schweden ausgegangen.

Zusätzliche Flexibilitäten im Stromsystem, die sich aus der Integration der Energiesektoren Wärme und Verkehr ergeben, werden nicht als Speicher sondern als Verbrauchsprofile oder als flexible Lasten abgebildet.

4.6 Stromnachfrage

Der unelastische Teil der Stromnachfrage wird auf Basis von historischen (Basisjahr 2011), stündlich aufgelösten Lastprofilen der ENTSO-E je Marktgebiet modelliert und für zukünftige Szenarien um typische Verbrauchsprofile der Elektromobilität (Abbildung 4-15) und des Industrieigenverbrauchs ergänzt.

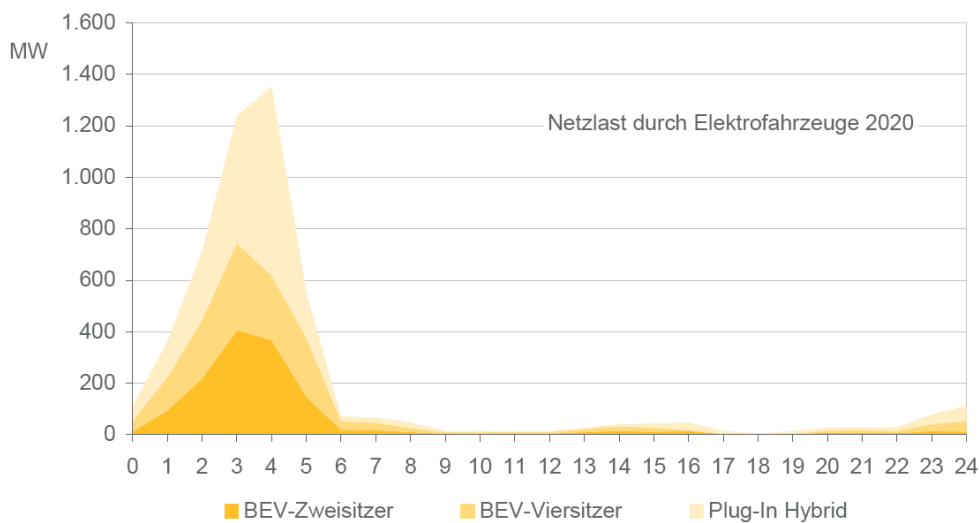


Abbildung 4-15: Simuliertes Verbrauchsprofil von Elektrofahrzeugen (2020)

(Quelle: (Richter and Lindenberg 2010))

Die Modellierung von Stromspeichern und Maßnahmen zur kurzfristigen Lastverschiebung (DSM load shift), wie in Kapitel 4.5 beschrieben, führt zu einer Lastflexibilisierung in allen Szenarien, da tendenziell bei niedrigen Strompreisen eine zusätzliche Nachfrage durch Einspeicherung und bei hohen Strompreisen eine zusätzliche Erzeugung (vergleichbar mit Nachfragereduktion) ausgelöst wird.

Zusätzlich zur Flexibilisierung der Last durch Stromspeicher wird für die Szenarien A-S (supply scenario) und B (climate policy scenario) ein Teil der Stromnachfrage als preiselastisch modelliert. Dabei wird angenommen, dass insbesondere durch die stärkere Integration der Sektoren Verkehr und Wärme einerseits, aber auch durch Maßnahmen wie beispielsweise der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV 2013) preislimitierte Gebote der Nachfrage in der Auktion Berücksichtigung finden.

Für die Integration des Wärmesektors ist es denkbar, dass zukünftig eine hybride Wärmebereitstellung erfolgt, die beispielsweise bei Nahwärmenetzen neben einem strompreisgeführten Blockheizkraftwerk mit einem Wärmespeicher, einer Wärmepumpe und einem Elektrodenheizkessel ausgestattet sind. Ebenso kann die Energiebereitstellung für Fernwärmenetze durch Wärmespeicher und Elektrodenheizkessel ergänzt werden.

Für die Integration des Verkehrssektors ist es denkbar, dass zukünftig Kraftstoffe über Elektrolyse und Methanisierung (Power to Gas) hergestellt werden, oder dass beispielsweise eine stärkere Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs (SRU 2012) erfolgt.

Die langfristigen Potenziale zur Lastflexibilisierung im Stromsektor durch die Integration des Wärme- und Verkehrssektors sind bis heute nur sehr unzureichend quantifiziert und bedürfen noch weitreichender Forschungsarbeiten. Für die vorliegende Arbeit wurden daher die Flexibilisierungspotenziale abgeschätzt und in einer aggregierten Gebotskurve im Modell abgebildet. Im Szenario A-S werden für das Jahr 2050 Lastabwurfleistungen (load shedding) von maximal 10 GW mit limitierten Geboten zwischen 100 und 1000 EUR/MWh und zusätzliche Nachfrageleistung von maximal 10 GW mit limitierten Geboten zwischen 50 und 0 EUR/MWh simuliert. Für das Szenario B 2050 erhöhen sich die angenommenen Leistungen zur Nachfrageflexibilisierung jeweils auf 15 GW. Die im Modell hinterlegte Gebotskurve für das Szenario B 2050 ist in Abbildung 4-16 grafisch dargestellt.

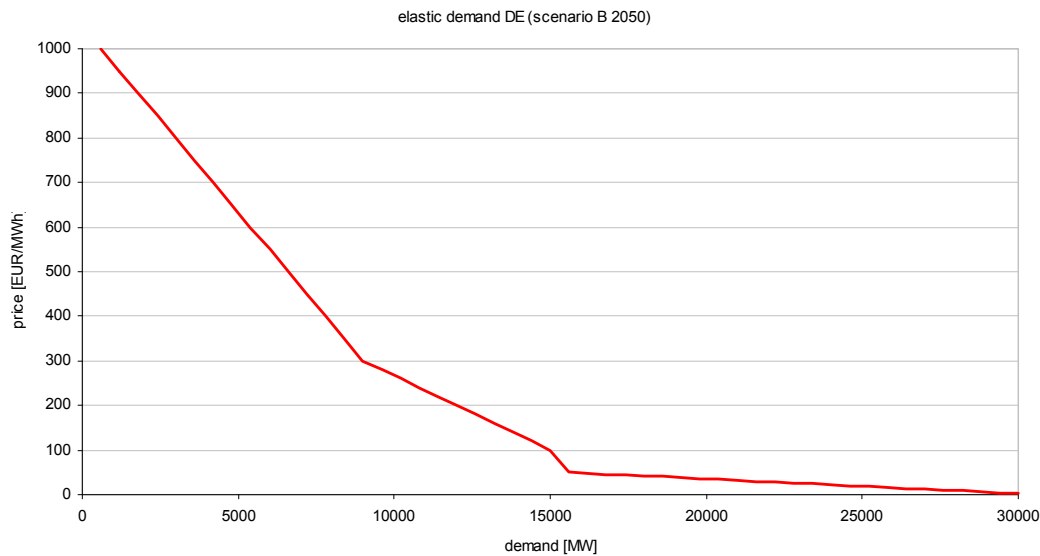


Abbildung 4-16: Aggregierte Gebotskurve preiselastischer Nachfrager (Szenario B 2050)

(Quelle: eigene Darstellung)

Die Entwicklung der Stromnachfrage (Nettostromverbrauch inkl. nationaler Netzverluste und anteiliger Eigenverbrauch der Industrie) wird im Marktgebiet Deutschland²⁷ für Szenario A an den Annahmen der BMU Leitstudie (Nitsch et al. 2012) angelehnt (Abbildung 4-17). Für das Szenario A-D (demand scenario) wird unterstellt, dass die Effizienzbemühungen scheitern und in den nächsten Dekaden mit einer steigenden Stromnachfrage zu rechnen ist (Abbildung 4-18). Im Szenario B (climate policy scenario) wird von einer stärkeren Integration der Sektoren Wärme und Verkehr ausgegangen. Die angenommene Nachfrageentwicklung für Deutschland wird in Abbildung 4-19 dargestellt. Für die modellierten Marktgebiete im Netzverbund wurde eine konstante Stromnachfrage in der Höhe des Basisjahres 2011 nach den Zahlen von Eurostat unterstellt.

²⁷ Für die simulierten Marktgebiete der europäischen Nachbarländer wird von einer konstanten Nachfrageentwicklung über alle Szenariojahre ausgegangen.

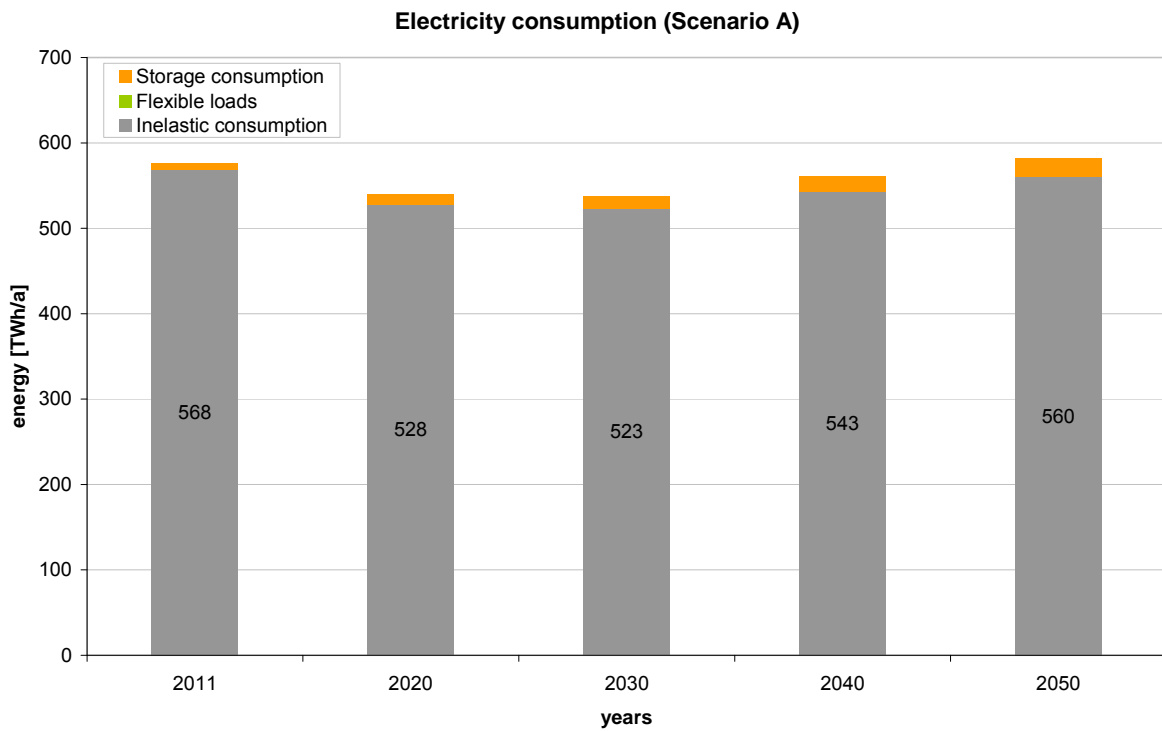


Abbildung 4-17: Entwicklung des Stromverbrauchs (Szenario A)

(Quelle: eigene Darstellung)

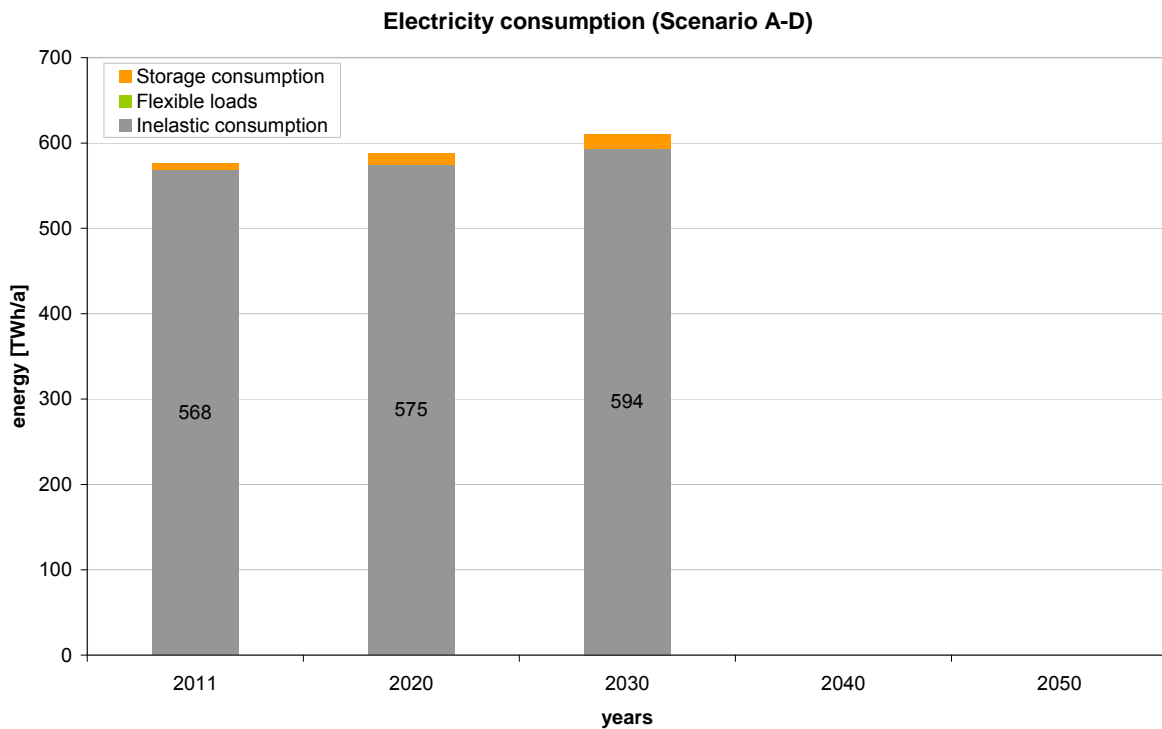


Abbildung 4-18: Entwicklung des Stromverbrauchs (Szenario A-D)

(Quelle: eigene Darstellung)

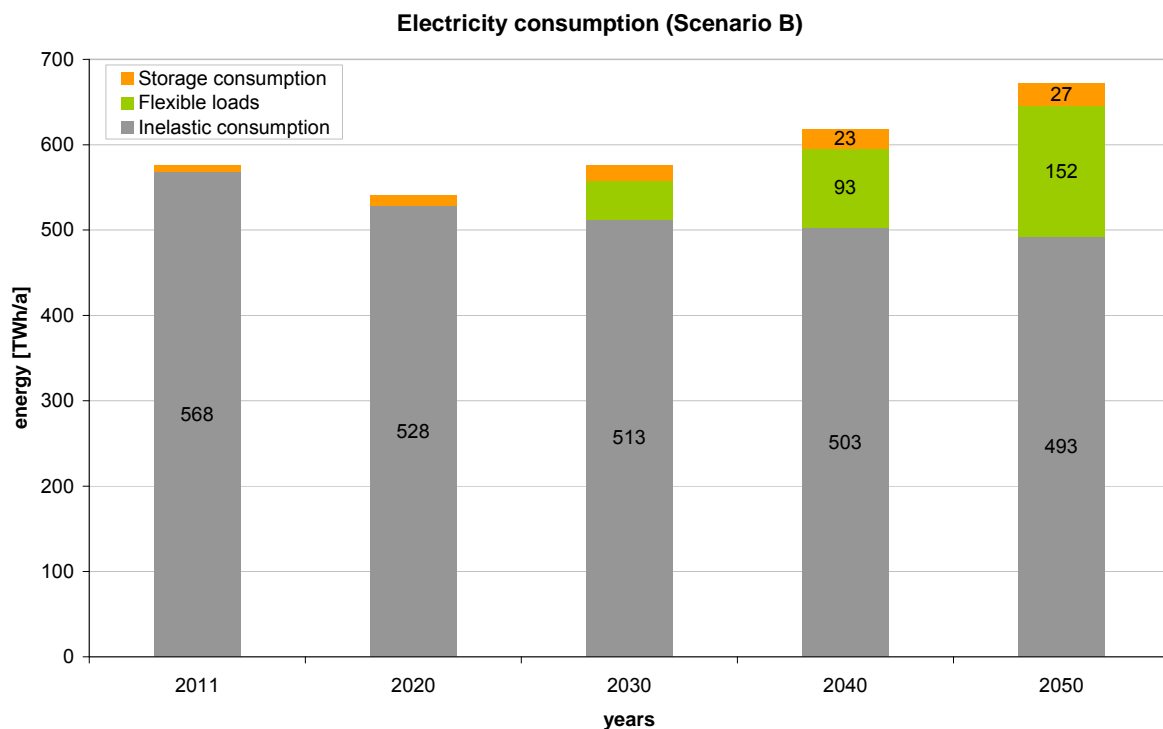


Abbildung 4-19: Entwicklung des Stromverbrauchs (Szenario B)

(Quelle: eigene Darstellung)

4.7 Elektrizitätsübertragung

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurden nationale Netzengpässe vernachlässigt. Für die Übertragungskapazitäten der Interkonnectoren wurden hingegen die NTC (net transfer capacities) Werte der ENTSO-E und die Entwicklung dieser nach dem aktuellen Ten Year Network Development Plan (ENTSO-E 2012) angenommen. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass nicht die vollständige Übertragungsleistung zum grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung steht und dass mit einer leichten Verzögerung des Ausbaus zu rechnen ist. Die angenommenen aggregierten Übertragungsleistungen an den deutschen Interkonnectoren und die jeweilige Ausnutzung für das Szenario A werden in Abbildung 4-20 dargestellt.

Im Szenario A-N (national autonomy scenario) wird abweichend vom Szenario A und B kein weiterer Ausbau und auch keine organisatorische Verbesserung der Integration der Strommärkte unterstellt. Die Interkonnectorkapazitäten verbleiben für alle Szenariojahre auf dem Niveau des Basisjahres 2011.

Für jeden Grenzübergang werden endogen modellierte Übertragungsverluste von 4% angenommen.

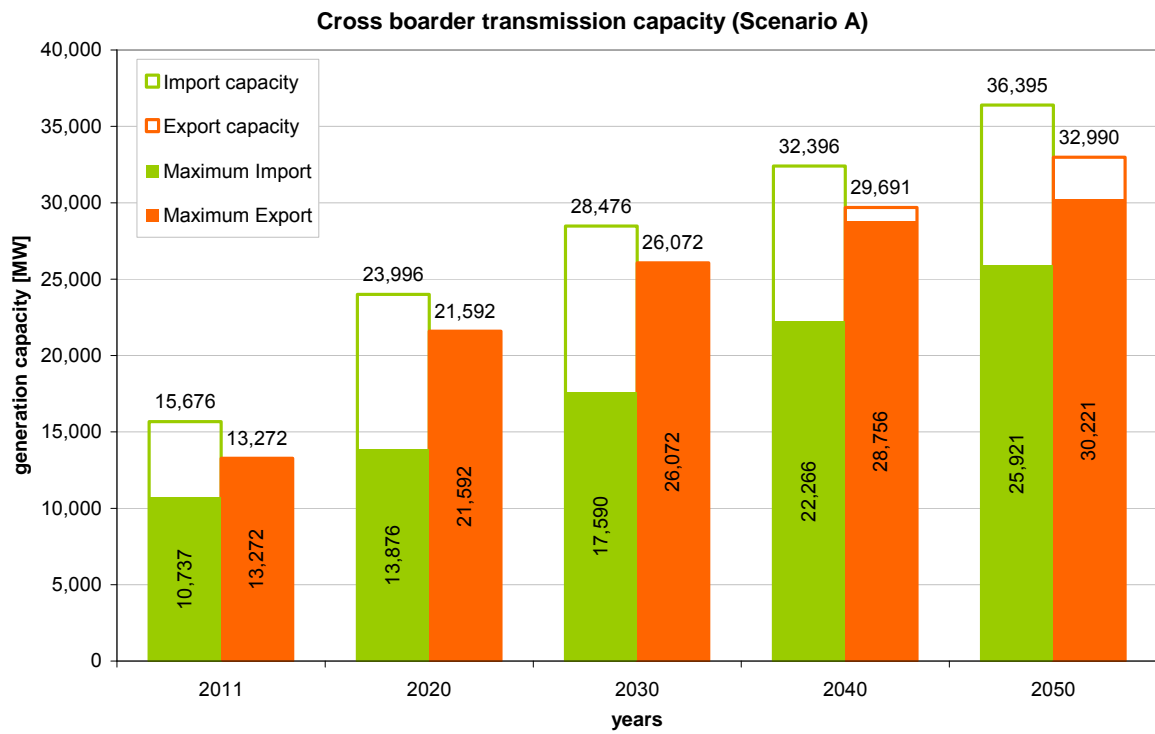


Abbildung 4-20: Entwicklung der deutschen Internektorkapazitäten (Szenario A)

(Quelle: eigene Darstellung)

5 Simulationsergebnisse

Wie bereits in Kapitel 3.1 diskutiert, sollen mit Hilfe einer modellbasierten Szenarioanalyse unterschiedliche Einflüsse im zukünftigen Stromsystem auf die Wirtschaftlichkeit ausgewählter Erzeugungstechnologien untersucht werden. Durch die Veränderung einzelner Eingangsparameter ist es damit möglich, einzelne Effekte zu quantifizieren und daraus Trends zukünftiger Entwicklungen abzuleiten.

Zur Beurteilung der langfristigen Effizienz von EOM sind dabei insbesondere die Sensitivitätsrechnungen von Interesse, bei denen im Szenariorahmen Kapazitätsknappheit herrscht, aber trotzdem für jeden simulierten Zeitschritt die Versorgung sichergestellt werden kann. Dieser Effekt wird im Szenario A-D (demand scenario) mit wachsender Nachfrage bei konstantem Kraftwerkspark und im Szenario A-S (supply scenario) mit konsolidiertem Kraftwerkspark²⁸ bei unveränderter Nachfrage untersucht. Eine signifikante Kapazitätsknappheit entsteht in beiden Szenarien erst nach dem Jahr 2020 und ist im Szenariojahr 2030 deutlich ersichtlich.

Ergänzend wird im Szenario A-S, B* und B** jeweils für das Jahr 2050 untersucht, welchen Effekt eine optimale langfristige Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks auf die Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazität hat. Da hier mit einer separaten Modellvariante (REMO Invest) jeweils die optimal installierte Leistung konventioneller Kraftwerkstypen berechnet wurde, herrscht in diesen Szenarien ebenfalls Kapazitätsknappheit bei gleichzeitiger Versorgungssicherheit.

In allen anderen Szenarien können zwar die Einflussparameter auf ihre Wirkung hin untersucht werden, eine Schlussfolgerung hinsichtlich Marktversagens des EOM aufgrund zu geringer Deckungsbeiträge der untersuchten Erzeugungstechnologien, ist hingegen nicht zulässig. Der Theorie zufolge sendet der EOM bei ausreichenden Erzeugungskapazitäten im System auch keine Preissignale zur Anreizung neuer Kapazitäten.

Die Auswertung der Simulationsergebnisse für alle Szenarien wird nachfolgend in den Kapiteln 5.1 bis 5.3 nach der Wirkung auf den Strompreis, nach der Wirkung auf die Wirtschaftlichkeit von konventionellen Kraftwerken und nach der Wirkung auf die Wirtschaftlichkeit fluktuierender erneuerbarer Energien getrennt vorgestellt.

5.1 Strompreisentwicklung

Der Verlauf der simulierten durchschnittlichen Strompreise für alle Szenarien wird in Abbildung 5-1 dargestellt und weist eine große Bandbreite möglicher zukünftiger Entwicklungen auf. Der szenarioübergreifende Trend ansteigender Strompreise kann vor allem auf die angenommene Entwicklung der Brennstoffkosten (Abbildung 4-1) und Emissionspreise (Abbildung 4-2) zurückgeführt werden. Eine Ausnahme bildet dabei der Strompreisverlauf des Szenarios A-E (emission price scenario), bei dem keine Emissionskosten unterstellt werden und sich daher ausgehend vom Basisjahr 2011 zunächst ein sinkendes Strompreinsniveau einstellt. Eine weitere Ausnahme stellt das Szenario B (climate policy scenario) dar, bei dem ab dem Szenariojahr 2040 der Merit-Order-Effekt (MOE) aufgrund zunehmender

²⁸ Die Konsolidierung des Kraftwerksparks basiert auf altersbedingtem Rückbau und wirtschaftlich getriebenem Marktaustritt verschiedener Kraftwerkstypen.

Anteile erneuerbarer Energien an der Stromversorgung (> 80%) überwiegt und das Preisniveau senkt.

Außerdem ist gut zu erkennen, dass bei steigender Kapazitätsknappheit aufgrund hoher Nachfrage (demand scenario) oder weniger Erzeugungskapazität (supply scenario) das Strompreisniveau deutlich stärker ansteigt als in den übrigen Szenarien. Das Szenario A-S 2050 zeigt das simulierte Strompreisniveau, das sich bei einer optimalen Anpassung des Kraftwerksparks unter den gegebenen Annahmen bis zum Jahr 2050 ergeben würde.

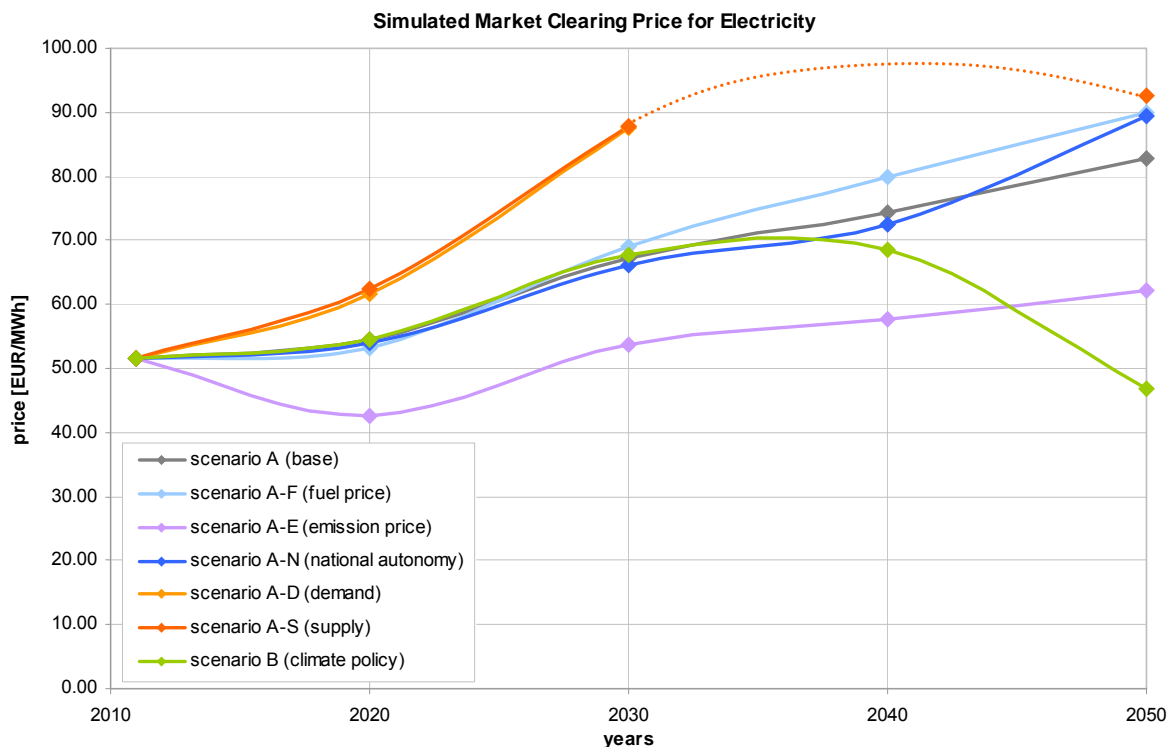


Abbildung 5-1: Entwicklung des Strompreisniveaus (alle Szenarien)

(Quelle: eigene Darstellung)

Die tendenzielle Seitwärtsbewegung des simulierten Strompreisniveaus vom Basisjahr 2011 bis zum Szenariojahr 2020 unterscheidet sich substantiell von der aktuellen Marktentwicklung an der EPEX Spot für das deutsche Marktgebiet. Das dort zu beobachtende niedrige Preisniveau (42,62 EUR/MWh im Jahr 2012) ist jedoch nicht nur auf den MOE zurückzuführen, sondern wird auch durch den Verfall des CO₂-Preises im europäischen Emissionshandel, durch gefallene Kohlepreise und durch die krisenbedingte niedrige Stromnachfrage im europäischen Ausland hervorgerufen.

In Abbildung 5-2 wird exemplarisch die Wirkung unterschiedlicher Emissionspreispfade gegenübergestellt. Für das Szenariojahr 2030 ergibt sich für das ambitionierte 450 ppm Szenario des World Energy Outlook (IEA 2012) ein um etwa 30 EUR/MWh höheres Strompreisniveau als bei einem Scheitern des europäischen Emissionshandels. Eine vergleichsweise große Preisschwankung ergab sich beispielsweise aufgrund einer krisenbedingten Nachfrageänderung zwischen den Jahren 2008 und 2009 an der EPEX Spot für das deutsche Marktgebiet.

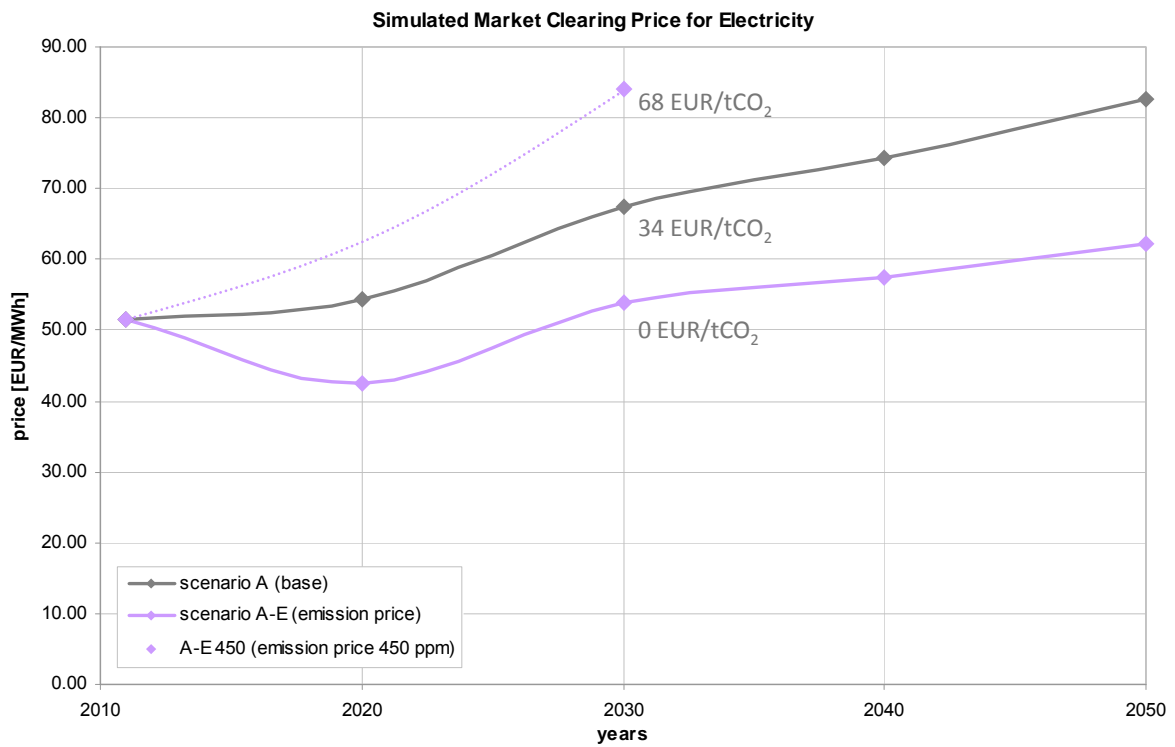


Abbildung 5-2: Entwicklung des Strompreisniveaus (Szenario A-E)

(Quelle: eigene Darstellung)

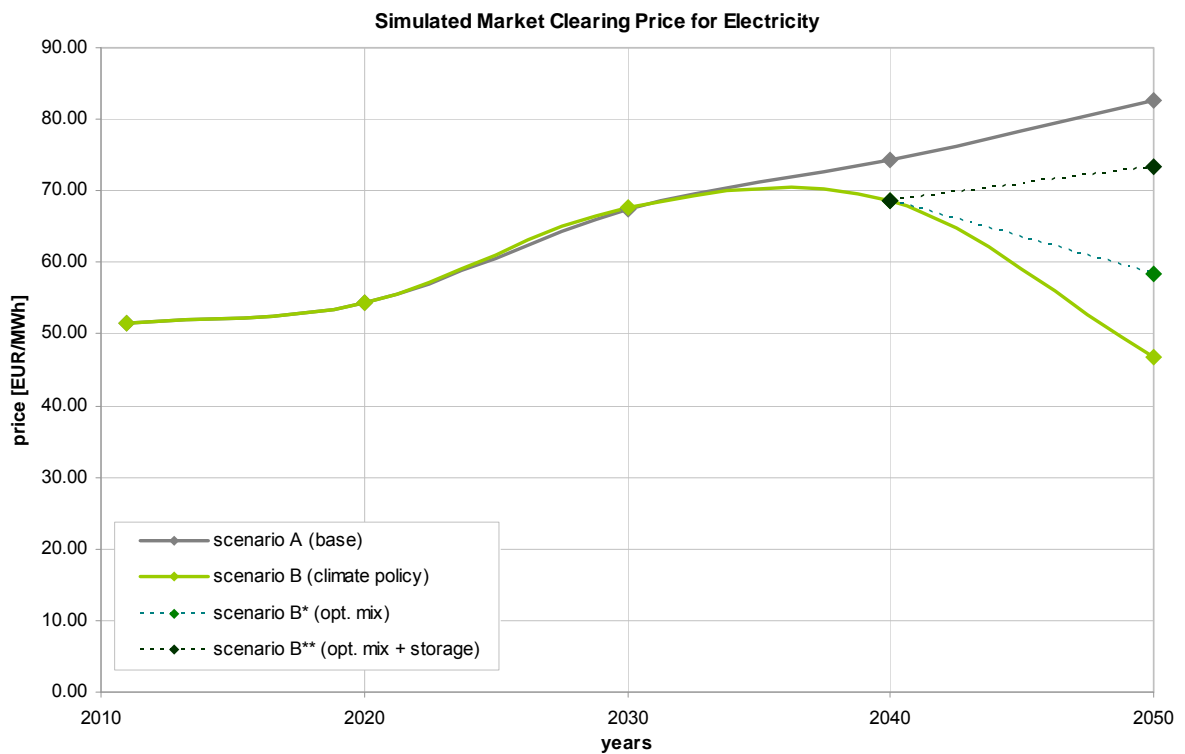


Abbildung 5-3: Entwicklung des Strompreisniveaus (Szenario B, B*, B**)

(Quelle: eigene Darstellung)

Für das Szenario B 2050 wurden zwei Sensitivitätsszenarien erstellt und auf ihre Wirkung hin untersucht. Zum einen das Szenario B* 2050 mit optimalem konventionellem Kraftwerkspark und zum anderen das Szenario B** 2050 mit optimalem konventionellem Kraftwerkspark und zusätzlich einem deutlichen Ausbau der Speicherleistungen in Norwegen und Schweden (ca. 45 GW). In Abbildung 5-3 ist die Wirkung dieser beiden Sensitivitäten auf das Strompreisniveau ersichtlich. Während im Szenario B 2050 der MOE aufgrund der sehr hohen Anteile erneuerbarer Energien eine starke preisdämpfende Wirkung entfaltet, entsteht mit einer Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks (im Szenario B* 2050) ein deutlich höheres Preisniveau. Durch zusätzliche Speichermöglichkeiten (im Szenario B** 2050) im System kann eine deutlich größere Strommenge aus fluktuierender erneuerbarer Erzeugung im System integriert werden, wodurch weniger Niedrigpreisstunden auftreten. In der Folge kann die Wirkung des MOE stärker kompensiert werden und das Strompreisniveau wird gestützt. Die beschriebenen Wirkungen der Szenarien B* und B** können auch aus dem Verlauf der geordneten Preisdauerlinien abgelesen werden (Abbildung 5-4). Zunächst sind bei einem angepassten Kraftwerkspark (B zu B*) mehr Knappheitspreise zu verzeichnen und es entsteht ein Anstieg der Preisdauerlinie im oberen Preissegment. Werden dann mehr Speicher im System implementiert (B* zu B**) wird dadurch vor allem der MOE kompensiert und das Preisniveau in den Niedrigpreisstunden steigt an.

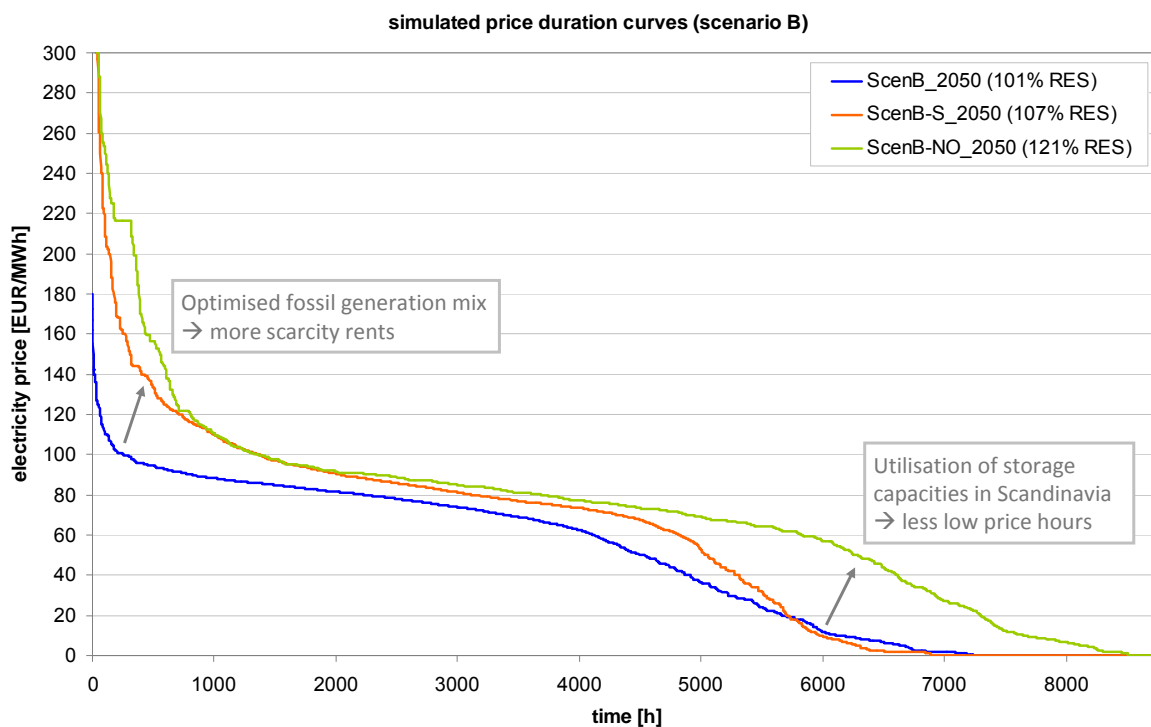


Abbildung 5-4: Simulierte Preisdauerlinien (Szenario B, B*, B)**

(Quelle: eigene Darstellung)

Der Verlauf der simulierten Preisdauerlinie von Szenario B* und B** 2050 zeigt deutlich die Veränderung der Preisstruktur, die eine Anpassung des Kraftwerksparks (vgl. Abbildung 4-6) nach sich zieht. Mit diesem Simulationsergebnis wird die in Kapitel 2.4 theoretisch hergeleitete langfristige Entwicklung der Preisstruktur in Abhängigkeit der veränderten Angebotskurve (Abbildung 2-7) durch die Modellrechnungen bestätigt.

5.2 Investitionsanreize für fossile Erzeugungskapazität

Für die Analyse der Wirtschaftlichkeit einer Investition in neue fossile Erzeugungskapazität wurden die folgenden exemplarischen Technologietypen, mit den in Tabelle 4-2 aufgelisteten Kennzahlen, im Modell implementiert und ihr Einsatz in allen Szenarien simuliert.

- Braunkohlekraftwerk (lignite)
- Steinkohlekraftwerk (coal)
- Gas- und Dampfkraftwerk (gas CCGT)
- Gasturbine (gas GT)

Zur Auswertung wird das simulierte operative Betriebsergebnis je Anlage (gemäß dem in Abbildung 3-2 dargestellten Schema) ins Verhältnis zu den jährlichen Fixkosten gesetzt. Daraus ergibt sich die Kennzahl „Fixkostendeckungsrate“, die mit einem Wert $\geq 100\%$ Wirtschaftlichkeit (Vollkostendeckung) des Kraftwerksbetriebs im jeweiligen Szenariojahr signalisiert. Da die ermittelten jährlichen Fixkosten je Anlagentyp projektspezifisch variieren können, werden diese in Bandbreiten berücksichtigt. Entsprechend ergibt sich für die Fixkostendeckungsrate eine Bandbreite, die mit einem oberen (optimistic), einem unteren (realistic), und einem mittleren Wert (mean) angegeben wird.

Die Bandbreiten der für das Basisjahr 2011 simulierten Fixkostendeckungsrate der exemplarischen Kraftwerkstypen werden in Abbildung 5-5 veranschaulicht.

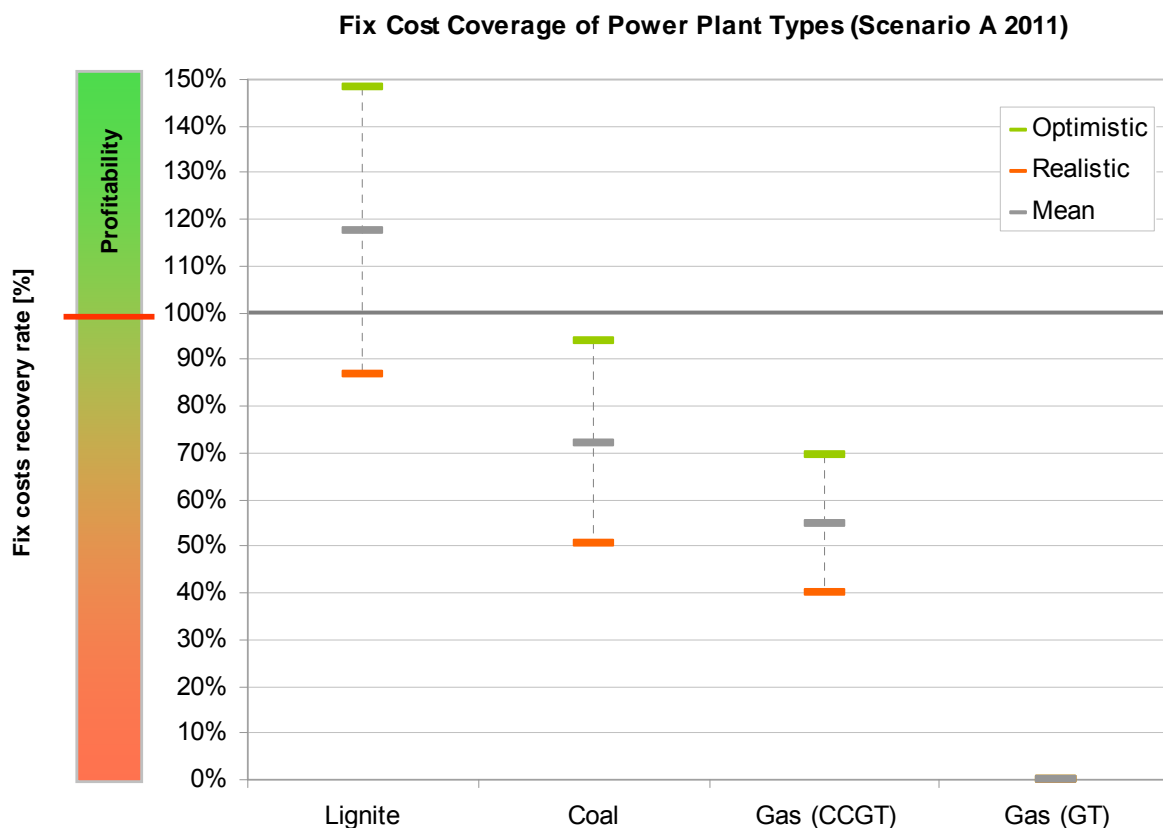


Abbildung 5-5: Simulierte Fixkostendeckung fossiler Kraftwerke (Szenario A 2011)

(Quelle: eigene Darstellung)

Aus dem Simulationsergebnis für das Jahr 2011 wird ersichtlich, dass unter den aktuellen Rahmenbedingungen der Neubau von Steinkohle- oder Gaskraftwerken mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht rentabel wäre. Lediglich ein neues Braunkohlekraftwerk könnte ggf. (abhängig von der tatsächlichen Höhe der Investitionskosten, der erwarteten Eigenkapitalrendite, etc.) wirtschaftlich betrieben werden.

Die Tatsache, dass moderne Gasturbinen im Jahr 2011 sehr wenig Einsatzstunden durch den Energiehandel verbuchen konnten, spiegelt sich tendenziell auch im Simulationsergebnis wider, auch wenn in der Realität ein häufigerer Einsatz vermutet wird. Nach Experteneinschätzung refinanziert sich der Betrieb von Gasturbinen größtenteils über Erträge aus dem Regelleistungsmarkt, was geringere Erträge aus dem Energiehandel teilweise kompensieren kann. Die sehr wenigen simulierten Einsatzstunden (<100 h im Jahr 2011) der exemplarischen Gasturbine sind jedoch nicht nur auf Überkapazitäten im System, sondern auch auf Vereinfachungen im Modell zurückzuführen. Beispielsweise können ein nicht perfekter Wettbewerb, Redispatchmaßnahmen aufgrund von nationalen Netzengpässen, stochastische Kraftwerksausfälle oder nicht optimal ausgenutzte Grenzkuppelstellen in der Realität zu einer deutlich besseren Auslastung von Gasturbinen führen.

Die Wirtschaftlichkeit aller exemplarischen Kraftwerkstypen verbessert sich deutlich, wenn eine Konsolidierung des Kraftwerksparks unterstellt wird und dadurch tatsächliche Knappheit im simulierten System vorhanden ist. Die Ergebnisse für die berechnete Fixkostendeckungsrate in Szenario A-S 2030 (supply scenario) werden in Abbildung 5-6 dargestellt.

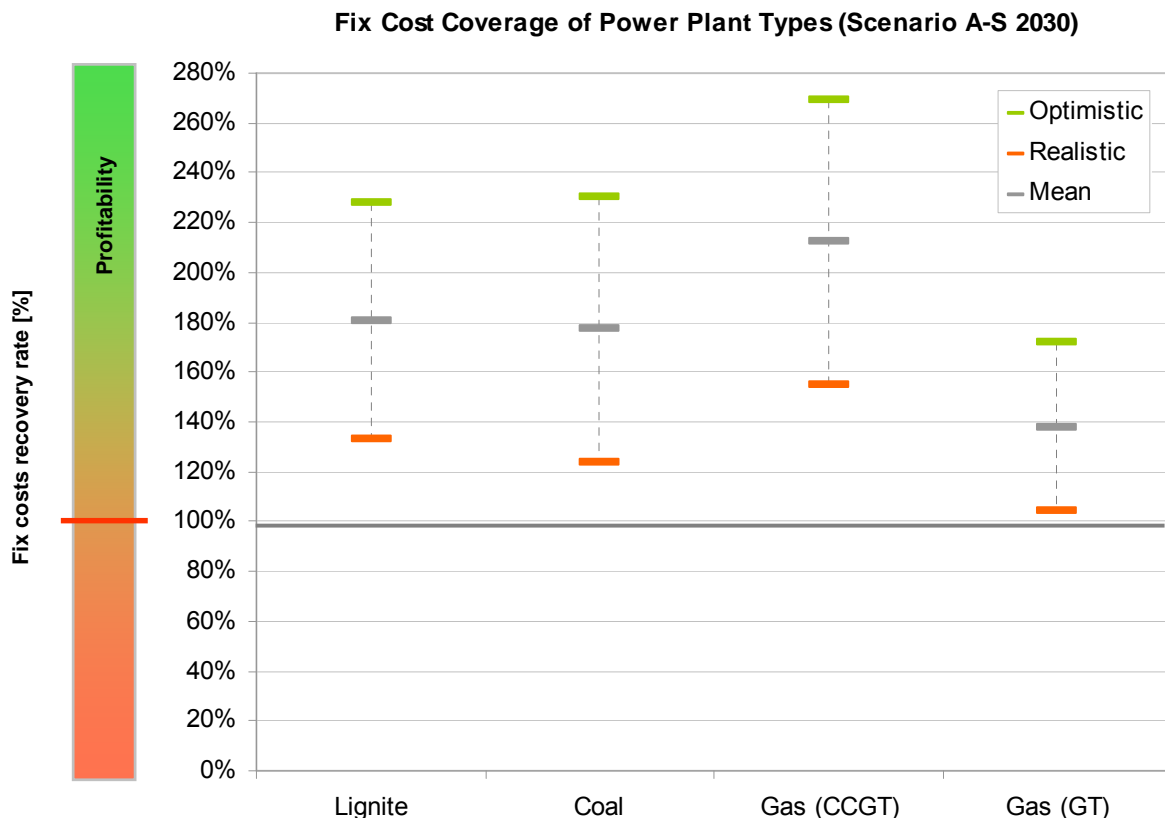


Abbildung 5-6: Simulierte Fixkostendeckung fossiler Kraftwerke (Szenario A-S 2030)

(Quelle: eigene Darstellung)

Durch die knappe Erzeugungskapazität im Szenario A-S 2030 werden einerseits die vorhandenen Erzeugungsanlagen besser ausgelastet und andererseits entstehen durch die steilere Merit-Order-Kurve und durch die häufigere Preissetzung der Nachfrage mehr Knappheitspreise. Beide Effekte erhöhen den Ertrag aus dem Betrieb der untersuchten exemplarischen Kraftwerke soweit, dass Vollkostendeckung erreicht wird. Allerdings entstehen die größten Investitionsanreize für GuD-Kraftwerke (CCGT), da dieser Technologietyp am meisten von den unterstellten Rahmenbedingungen in diesem Szenario profitiert. Insbesondere der gestiegene Anteil erneuerbarer Stromerzeugung (>60%) führt tendenziell zu einer geringeren Auslastung von konventionellen Kraftwerken und damit zu einer besseren Ertragsituation für Mittellasttechnologien. Verstärkt wird dieser Effekt im Szenario durch die gestiegenen Preise für Emissionszertifikate (34 EUR/tCO₂), wodurch sich die Differenz der Grenzkosten der Stromerzeugung zwischen Kohle und Gas verringert (Kapitel 4.2).

Mit Szenario A-S 2030 kann der in der Theorie beschriebene Anreiz zur Umstrukturierung des Kraftwerksparks, verursacht durch wachsende Anteile erneuerbarer Energien (Kapitel 2.4), in der modellgestützten Simulation bestätigt²⁹ werden. Dieses Ergebnis lässt die Schlussfolgerung zu, dass sich der Kraftwerkspark mit hoher Wahrscheinlichkeit tatsächlich an eine Erzeugungsstruktur mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien anpassen wird.

In den nachfolgenden Grafiken (Abbildung 5-7 bis Abbildung 5-10) wird für die untersuchten Kraftwerke die Entwicklung der Wirtschaftlichkeit (Mittelwert der Fixkostendeckungsrate) über alle Szenarien dargestellt.

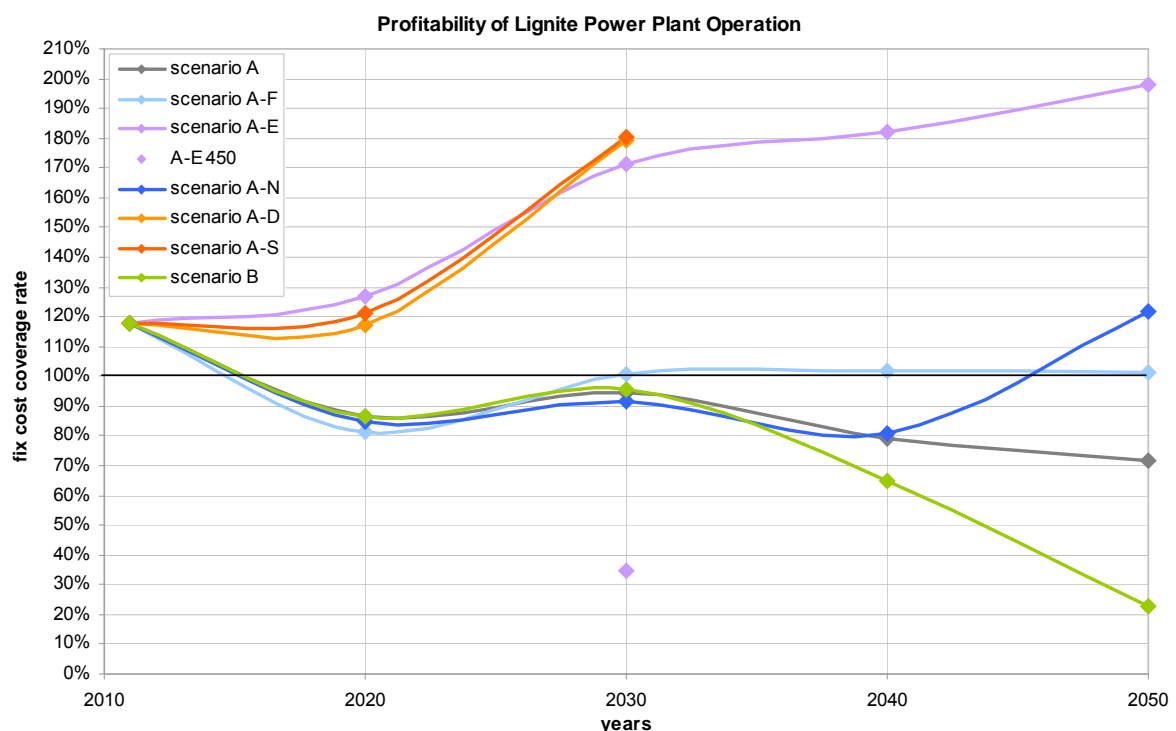


Abbildung 5-7: Simulierte Fixkostendeckung Braunkohlekraftwerk (alle Szenarien)

(Quelle: eigene Darstellung)

²⁹ Der Anreiz zur Umstrukturierung des Kraftwerksparks wird in den Modellergebnissen zum Szenario A-S 2030 vor allem durch die nachweisbar stärksten Investitionsanreize für flexible GuD-Kraftwerke untermauert, während im Jahr 2011 noch Investitionen in Grundlasttechnologien (Braunkohle) lohnenswert sind.

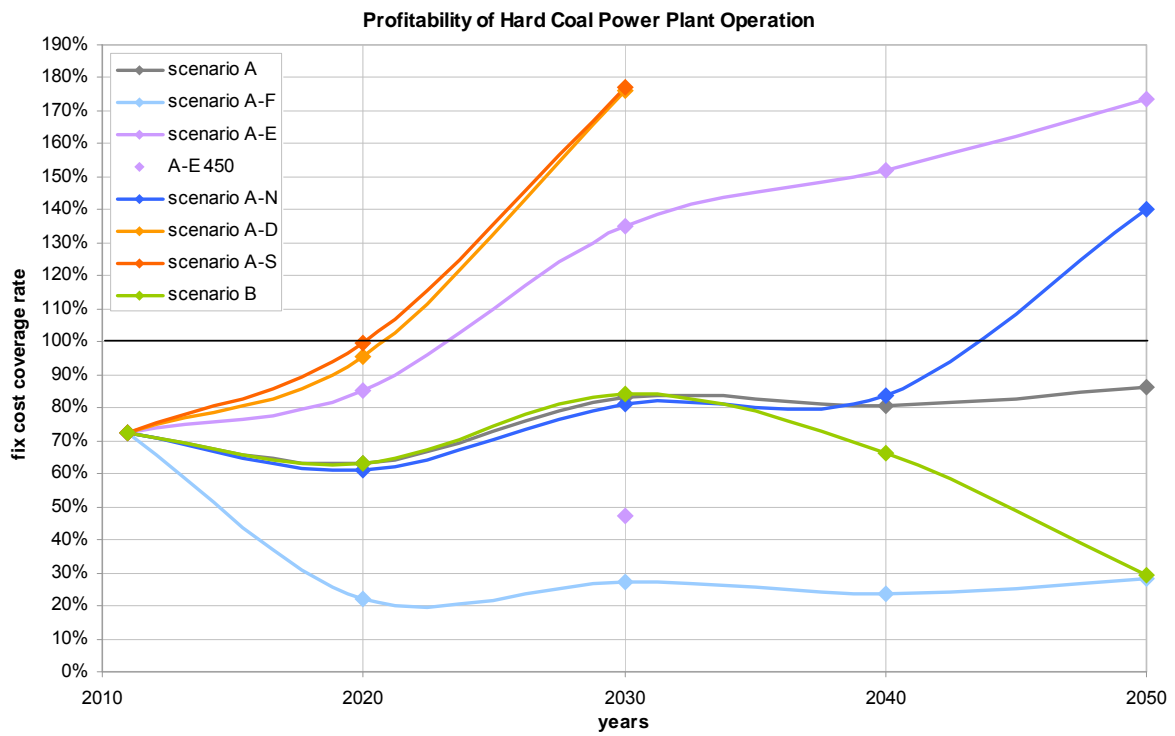


Abbildung 5-8: Simulierte Fixkostendeckung Steinkohlekraftwerk (alle Szenarien)

(Quelle: eigene Darstellung)

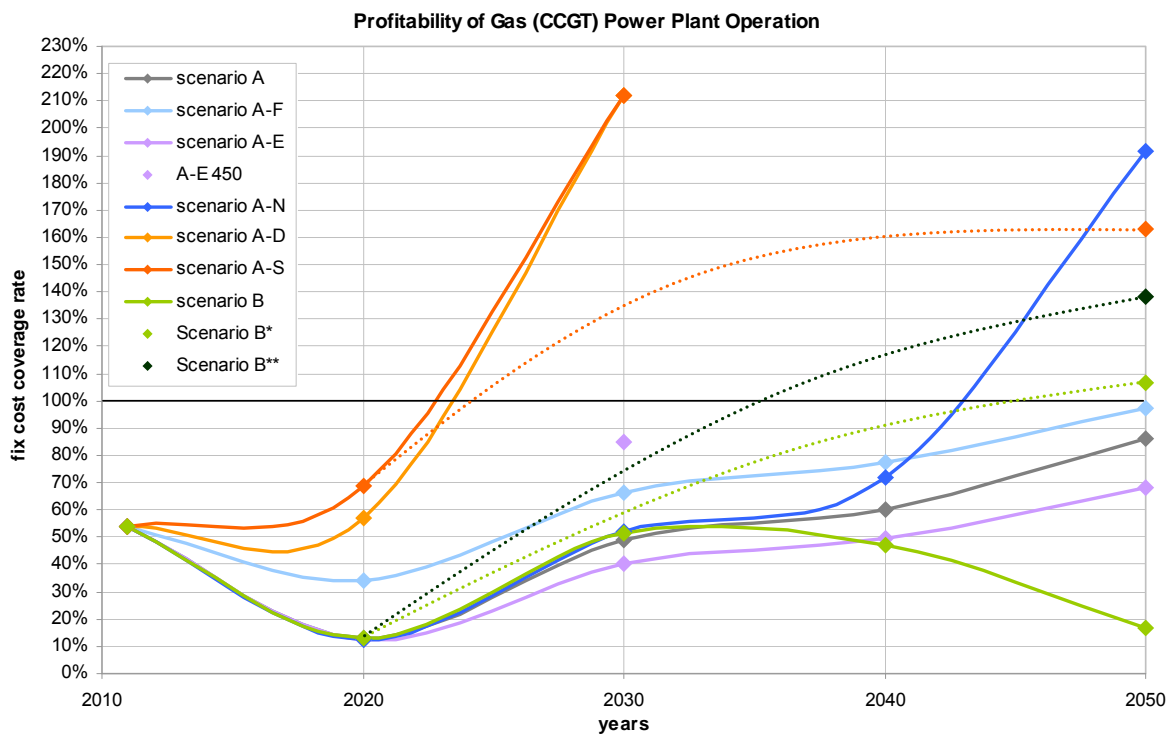


Abbildung 5-9: Simulierte Fixkostendeckung GuD-Kraftwerk (alle Szenarien)

(Quelle: eigene Darstellung)

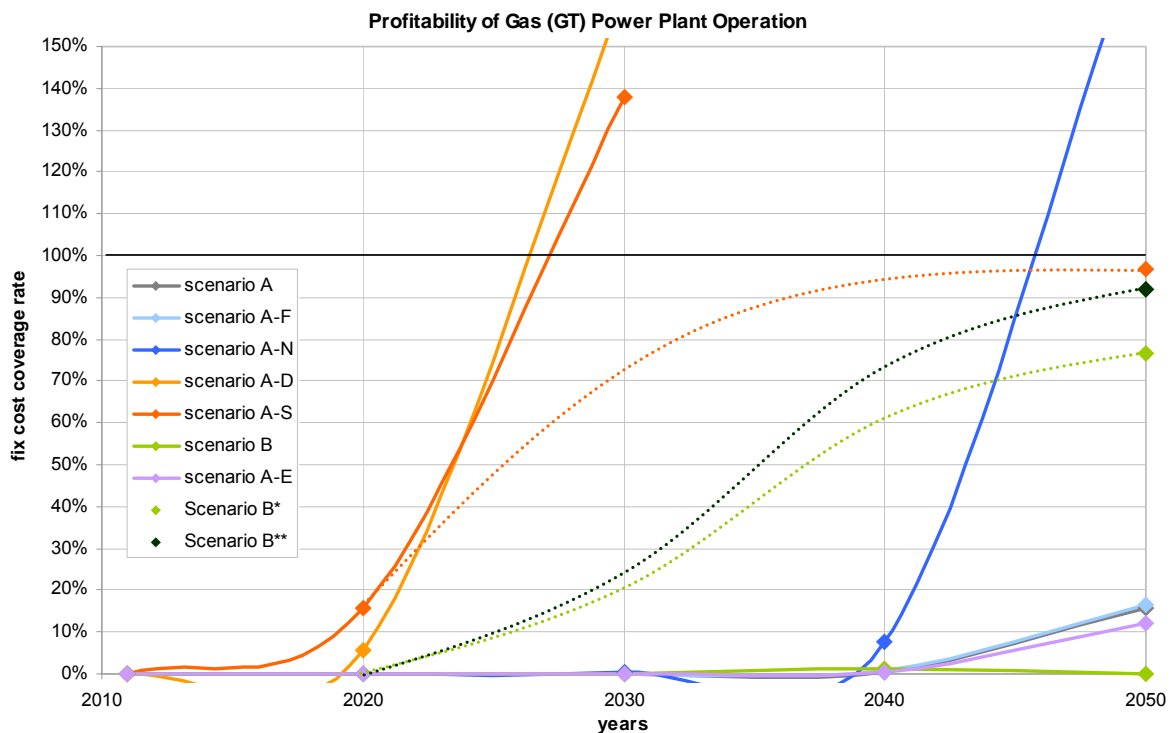


Abbildung 5-10: Simulierte Fixkostendeckung Gasturbine (alle Szenarien)

(Quelle: eigene Darstellung)

Im Szenario A (base scenario) signalisieren die simulierten Marktpreise des EOM, wie erwartet, über alle Szenariojahre keine Anreize für Investitionen in die untersuchten Kraftwerkstechnologien. Diese Entwicklung kann vor allem damit begründet werden, dass in den Annahmen der BMU Leitstudie (Nitsch et al. 2012) die Erzeugungskapazitäten zur Deckung der nationalen Spitzenlast ausgelegt wurden, ohne den Kapazitätseffekt der verbundenen Marktgebiete zu berücksichtigen und deshalb keine Kapazitätsknappheit vorliegt. Trotzdem zeigt der Verlauf der Fixkostendeckungsrate in Szenario A für die Untersuchung relevante Effekte. Aus der relativen Entwicklung der Fixkostendeckung der exemplarischen Kraftwerke im Vergleich zum Basisjahr 2011 in Szenario A (Abbildung 5-11) wird beispielsweise ersichtlich, dass die Wirtschaftlichkeit von GuD-Kraftwerken überproportional unter dem Einfluss von Überkapazitäten bis zum Jahr 2020 leidet. Diese Entwicklung wird zunächst durch den MOE verstärkt und spiegelt die aktuelle Marktentwicklung³⁰ wider. Bei abnehmender Überkapazität ab dem Jahr 2020 (z.B. durch den Marktaustritt der Kernkraftwerke) entsteht jedoch eine sich selbst verstärkende Wirkung der Umstrukturierung des Kraftwerksparks zu mehr Mittel- und Spitzenlasttechnologien, welche in diesem Fall durch den MOE und die steigenden Preise für Emissionszertifikate unterstützt wird. GuD-Kraftwerke profitieren am meisten von dieser Entwicklung, wodurch langfristig wiederum mehr flexible und CO₂-arme Technologien angereizt werden.

³⁰ Namhafte Kraftwerksbetreiber haben unlängst die Außerbetriebnahme mehrerer großer GuD-Anlagen angekündigt.

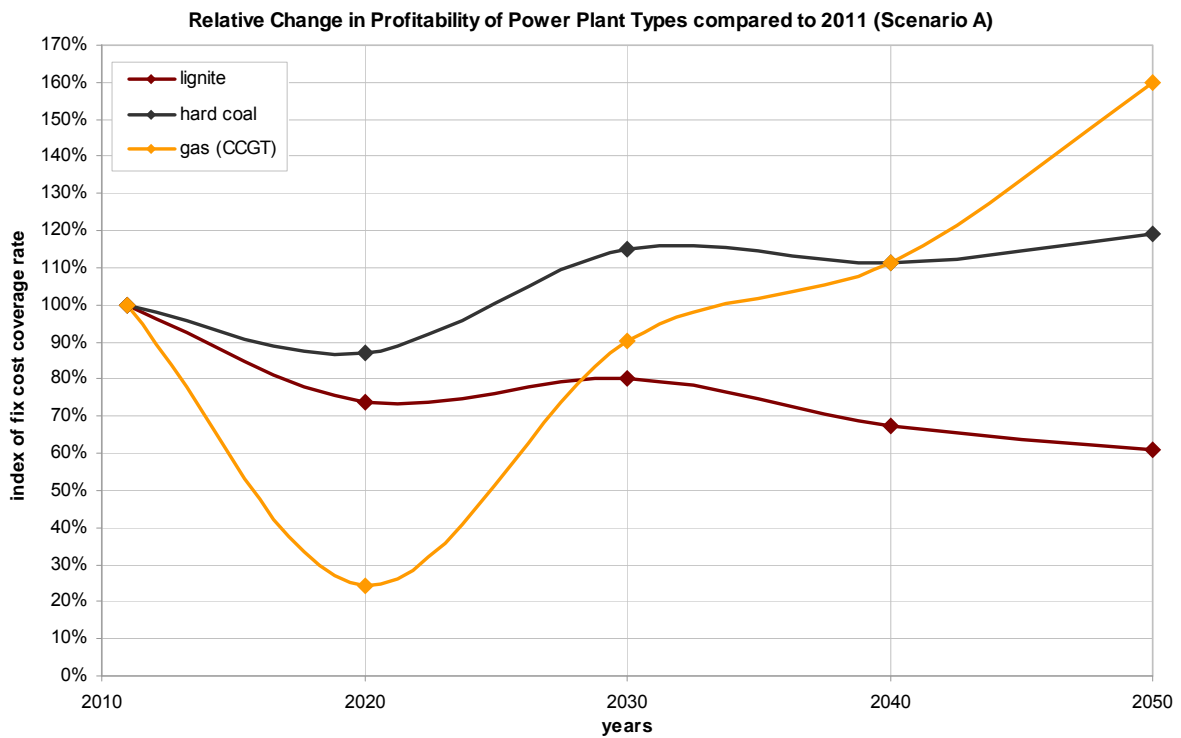


Abbildung 5-11: Index der Fixkostendeckungsrate pro Kraftwerkstyp (Szenario A)

(Quelle: eigene Darstellung)

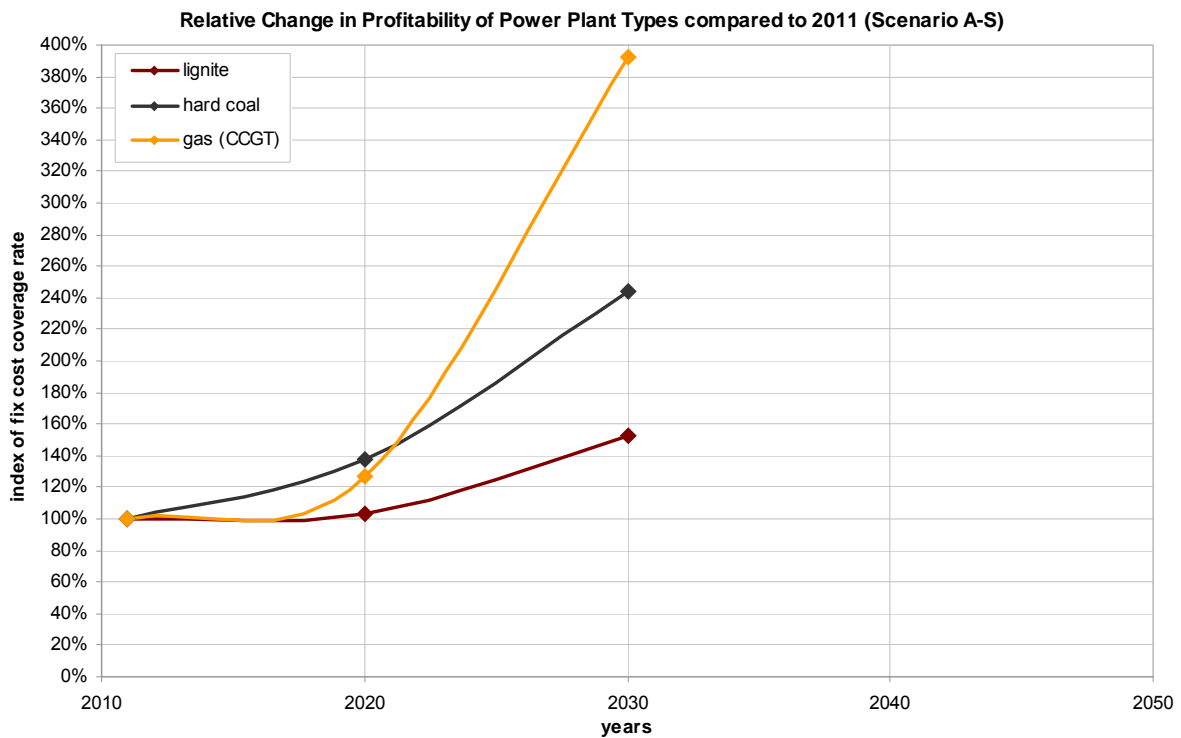


Abbildung 5-12: Index der Fixkostendeckungsrate pro Kraftwerkstyp (Szenario A-S)

(Quelle: eigene Darstellung)

Findet jedoch eine Konsolidierung des Kraftwerksparks bereits vor dem Jahr 2030 statt und signalisieren die Preise des EOM Kapazitätsknappheit, so profitieren GuD-Kraftwerke überproportional von den häufiger auftretenden Knappheitspreisen, so dass deutlich früher mit einem Umbau des Kraftwerksparks gerechnet werden kann. Die relative Entwicklung der Fixkostendeckungsrate aus Szenario A-S (supply scenario) in Abbildung 5-12 verdeutlicht diesen Effekt im Vergleich zu Szenario A. Eine vergleichbare Entwicklung ergibt sich bei Kapazitätsknappheit, die durch ansteigende Stromnachfrage verursacht wird und in Szenario A-D (demand scenario) simuliert wird.

Die Entwicklung der Fixkostendeckungsrate der exemplarischen Kraftwerke verändert sich gegenüber Szenario A, wenn für den angenommenen Brennstoffpreisfad des World Energy Outlook 2012 der des BMU Leitszenarios unterstellt wird. Diese Sensitivität wird in Szenario A-F (fuel price scenario) untersucht. Durch den in Kapitel 4.2 beschriebenen „fuel-switch“ (Abbildung 4-3) von Steinkohle zu Gas würde insbesondere die Wirtschaftlichkeit von Steinkohlekraftwerken (blaue Linie in Abbildung 5-8) leiden und die von GuD-Kraftwerken (blaue Linie in Abbildung 5-9) würde sich verbessern.

Eine weitere Sensitivität wird in Szenario A-E (emissions price scenario) untersucht, indem keine Kosten für CO₂-Emissionen unterstellt werden. Aus einer solchen Entwicklung würde dauerhaft die Stromerzeugung aus Kohle (fliederfarbene Linie in Abbildung 5-7 und Abbildung 5-8) profitieren. So entstünden Investitionsanreize für Braunkohlekraftwerke, während bereits vorhandene GuD-Kraftwerke den Markt verließen. Demgegenüber würde eine Reform des europäischen Emissionshandels und eine massive Verknappung der Zertifikate gemäß dem 450 ppm Szenario des WEO (Abbildung 4-2) zu einem umgekehrten Effekt führen. Diese Rahmenbedingungen wurden exemplarisch für das Jahr 2030 im Szenario A-E 450 untersucht. In diesem Fall erreichen moderne GuD-Kraftwerke sogar ohne Kapazitätsknappheit nahezu Fixkostendeckung. Unter optimalen Bedingungen (z.B. niedrige Kapitalkosten, etc.) entstünden sogar Anreize zum Bau neuer GuD-Kraftwerke zu Lasten von Kohlekraftwerken.

Eine Stagnation der EU-Binnenmarkintegration ohne organisatorische Verbesserung der Marktkopplung sowie der Erweiterung der Interkonnektorkapazitäten ist Untersuchungsgegenstand im Szenario A-N (national autonomy scenario). Der Einfluss dieses Szenarios auf die Wirtschaftlichkeit der exemplarischen fossilen Kraftwerkstypen erweist sich zunächst als verhältnismäßig gering (blaue Linie in Abbildung 5-7 bis Abbildung 5-10). Eine deutliche Abweichung zum Szenario A ergibt sich jedoch nach dem Szenariojahr 2040, wenn die vorhandenen Übertragungskapazitäten nicht mehr ausreichen, um das nationale residuale Lastprofil über einen grenzüberschreitenden Ausgleich zu glätten (Kapitel 2.6) und daher nationale Knappheit auftritt. Da im Szenario A-N außer den Speichern keine preiselastischen Nachfrage-technologien angenommen werden, entsteht sogar in einigen Stunden des Jahres 2050 eine Lastunterdeckung, wodurch Back-up-Kraftwerke mit einem unterstellten Arbeitspreis von 500 EUR/MWh zum Einsatz kommen. Diese simulierten Knappheitspreise im deutschen Marktgebiet führen für das Jahr 2050 zu Fixkostendeckung aller untersuchten Kraftwerkstypen (sogar Gasturbinen) mit den größten Anreizen zur Investition in GuD-Kraftwerke.

Neben den Sensitivitäten zu Szenario A (base scenario) wurde in Szenario B (climate policy scenario) untersucht, welchen Einfluss ein sehr hoher erneuerbarer Anteil³¹ an der Stromerzeugung in allen simulierten Marktgebieten auf die Wirtschaftlichkeit von konventionellen Kraftwerken hat (grüne Linie in Abbildung 5-7 bis Abbildung 5-10). Eine signifikante Abwei-

³¹ Für das deutsche Marktgebiet werden die Anteile der erneuerbaren Stromerzeugung an der simulierten Nachfrage für das Szenario A und B in Abbildung 4-11 und Abbildung 4-12 grafisch dargestellt.

chung der Fixkostendeckungsrate aller exemplarischen Kraftwerke ergibt sich gegenüber Szenario A im Szenario B nach dem Jahr 2040 bei einem EE-Anteil von mehr als 80%. Da die angenommene fossile Erzeugungskapazität in Szenario A und B identisch ist, in Szenario B aber deutlich mehr installierte Leistung an fluktuierenden erneuerbaren Energien unterstellt wird, überwiegt hier die Wirkung des MOE und führt zu einem massiven Einbruch der Wirtschaftlichkeit aller Kraftwerkstypen.

In Ergänzung zur bisherigen Analyse, die sich am Szenariorahmen der BMU Leitstudie orientiert, wurde für das Jahr 2050 der Szenarien A-S, B* und B** mit der Modellvariante REMO-Invest die Zusammensetzung der fossilen Erzeugungskapazität berechnet, die sich bei einer optimalen Anpassung des Kraftwerksparks bis 2050 bei einem vorgegebenen Ausbaupfad für erneuerbare Energien ergeben würde. Die so ermittelten Annahmen zu den installierten Leistungen je Kraftwerkstyp und Marktgebiet wurden dann mit der blockscharfen Kraftwerksdatenbank (inkl. Bestandsanlagen³²) für das Szenariojahr 2050 nachgebildet und für die genannten Szenarien mit dem herkömmlichen Kraftwerkeinsatzmodell REMO simuliert. Die jeweilige Zusammensetzung des regelbaren Kraftwerksparks in diesen Szenarien wird in Abbildung 4-6 dargestellt.

Durch den optimal abgestimmten fossilen Kraftwerksmix, der gerade so viel Erzeugungskapazität im System bereitgestellt, dass die unelastische residuale Spitzenlast gedeckt werden kann, untersucht dieses Szenario Investitionsanreize unter dem Einfluss von Kapazitätsknappheit.

Das Ergebnis dieser Analyse zeigt, dass der EOM durch die Anpassungsfähigkeit des Kraftwerksparks trotz hoher Anteile erneuerbarer Energien³³ Investitionsanreize zum Bau neuer GuD-Kraftwerke setzt (Abbildung 5-9). Wenn der Betrieb von Gasturbinen auch im Jahr 2050 teilweise durch Einkünfte über den Regelleistungsmarkt refinanziert werden kann, bestehen in beiden Szenarien auch Anreize zum Bau neuer Gasturbinen (Abbildung 5-10) oder anderer Spitzenlasttechnologien.

In Szenario B** 2050 wird zusätzlich zum optimalen fossilen Kraftwerkspark die Wirkung von mehr Speicherleistung/-kapazität im System untersucht. Hierfür wurden eine mäßige Erweiterung der Grenzkuppelstellen und ein Zubau von Speicherleistung bei vorhandenen großen Speicherkapazitäten in Norwegen und Schweden (Kapitel 4.5) unterstellt. Die zusätzlichen Stromspeicher ermöglichen eine bessere Integration von erneuerbaren Erzeugungsspitzen (welche ohne Speicherung abgeregelt werden müssten) einerseits und eine zusätzliche Erzeugung in Stunden mit niedrigem erneuerbarem Dargebot andererseits. In der Folge sinkt der Bedarf für fossile Erzeugungskapazität im simulierten deutschen Marktgebiet von etwa 23 GW (Szenario B* 2050) auf 10 GW (Szenario B** 2050), was zu einer weiteren Reduktion der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung von ca. 19 Mio. t CO₂ auf ca. 9 Mio. t CO₂ führt.

³² Da in der Modellvariante REMO-Invest nur Kraftwerkstypen simuliert werden, ergibt sich je Kraftwerkstyp auch nur ein Arbeitspreis (Grenzkosten der Stromerzeugung). Bei der Nachbildung der optimal installierten Leistungen je Kraftwerkstyp im Kraftwerkeinsatzmodell REMO ergibt sich jedoch unter Berücksichtigung von Bestandskraftwerken eine gewisse Anzahl von Kraftwerksblöcken je Kraftwerkstyp mit unterschiedlichen Arbeitspreisen. Die in diesem Modell implementierten exemplarischen Kraftwerke gehören dabei jeweils zu den effizientesten ihres Typs mit den jeweils niedrigsten Arbeitspreisen, da mit ihnen die Rentabilität einer Neuinvestition untersucht werden soll. Während die Fixkostendeckungsrate in einem Vollkostenoptimierungsmodell ohne Kapazitätsgrenze 100% nicht überschreiten würde, da sonst ein weiterer Zubau rentabel wäre, kann in der hier gewählten Methode der untersuchte exemplarische Kraftwerkstyp mehr als 100% Vollkostendeckung erreichen. Grund hierfür ist die im Verhältnis zu den weniger effizienten Bestandskraftwerken gleichen Typs bessere Auslastung.

³³ Für das deutsche Marktgebiet beläuft sich der Anteil der erneuerbaren Energien auf etwa 80% im Szenario A-S 2050 und etwa 100% im Szenario B* 2050.

Durch die erneute Optimierung des Kraftwerksparks mit REMO Invest entsteht ein auf die neue Situation angepasster Mix an fossilen Erzeugungstechnologien, der weiterhin für Knappheitspreise im System sorgt. Auf der anderen Seite wird durch die zusätzliche preiselastische Nachfrage der Speicher die Anzahl der Stunden mit sehr niedrigen Strompreisen deutlich verringert. Beide Effekte führen zu einem Anstieg des Preisniveaus und können aus den Preisdauerlinien für die Szenarien B* und B** 2050 (Abbildung 5-4) entnommen werden. Die Wirkung der zusätzlichen Speicher führt damit auch zu einer weiteren Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von GuD-Kraftwerken und Gasturbinen (Abbildung 5-9 und Abbildung 5-10) gegenüber dem Szenario B* 2050.

5.3 Investitionsanreize für Windenergie und Photovoltaik

Für die Analyse der Wirtschaftlichkeit einer Investition in neue Windparks oder Photovoltaik-Systeme wurden die folgenden exemplarischen Anlagentypen, mit den in Tabelle 4-3 und Abbildung 4-13 aufgelisteten Kennzahlen, im Modell implementiert und ihr Einsatz in allen Szenarien simuliert. Die dafür verwendeten historischen Erzeugungsprofile aus dem Basisjahr 2011 stammen aus fünf real existierenden Windparks und einem PV-System.³⁴

- Windpark See (wind offshore)
- Windpark Küste (wind coastal)
- Windpark Binnenland (wind inland)
- Photovoltaikanlage (pv)

Zur Auswertung wird der absolute Marktwert des erzeugten Stroms je Anlage (gemäß dem in Abbildung 3-2 dargestellten Schema) ins Verhältnis zu den jährlichen Fixkosten gesetzt. Daraus ergibt sich die Kennzahl „Fixkostendeckungsrate“³⁵, die mit einem Wert $\geq 100\%$ Wirtschaftlichkeit (Vollkostendeckung) des Anlagenbetriebs im jeweiligen Szenariojahr signalisiert. Da die ermittelten jährlichen Fixkosten je Anlagentyp projektspezifisch variieren können, werden diese in Bandbreiten berücksichtigt. Dadurch ergibt sich jedoch für die Fixkostendeckungsrate ebenfalls eine Bandbreite, die mit einem oberen (optimistic), einem unteren (realistic) und einem mittleren Wert (mean) angegeben wird.

Die Bandbreiten der für das Basisjahr 2011 simulierten Fixkostendeckungsraten der exemplarischen Anlagentypen werden in Abbildung 5-13 veranschaulicht. Das Simulationsergebnis verdeutlicht, dass Windparks an guten Standorten bereits im Jahr 2011 ohne Förderung wirtschaftlich betrieben werden konnten. Windparks an weniger ertragreichen Binnenlandstandorten oder Offshore Windparks mit deutlich höheren Investitionskosten hätten jedoch teilweise weniger als die Hälfte ihrer jährlichen Fixkosten mit den Einnahmen aus der Vermarktung ihres erzeugten Stroms decken können. Nur etwa 30% Fixkostendeckung³⁶ hätte in 2011 mit dem untersuchten PV-System erwirtschaftet werden können.

³⁴ Da stündlich aufgelöste Erzeugungsdaten für einzelne Windparks und PV-Systeme nicht öffentlich zugänglich sind, konnten für die vorliegende Untersuchung der Wirtschaftlichkeit lediglich die dem Institut vorliegenden Einspeisezeitreihen verwendet werden.

³⁵ Die Berechnung erfolgt analog zur Methode, die bereits für die Untersuchung der Investitionsanreize bei konventionellen Kraftwerken angewendet wurde.

³⁶ Die vorliegende Analyse bewertet ausschließlich Erträge, die über den Stromgroßhandel erzielt werden können. Durch Eigenverbrauch vermiedene Abgaben (EEG-Umlage, Netznutzungsentgelte, etc.) werden hier nicht berücksichtigt, können jedoch zu einer deutlichen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit führen.

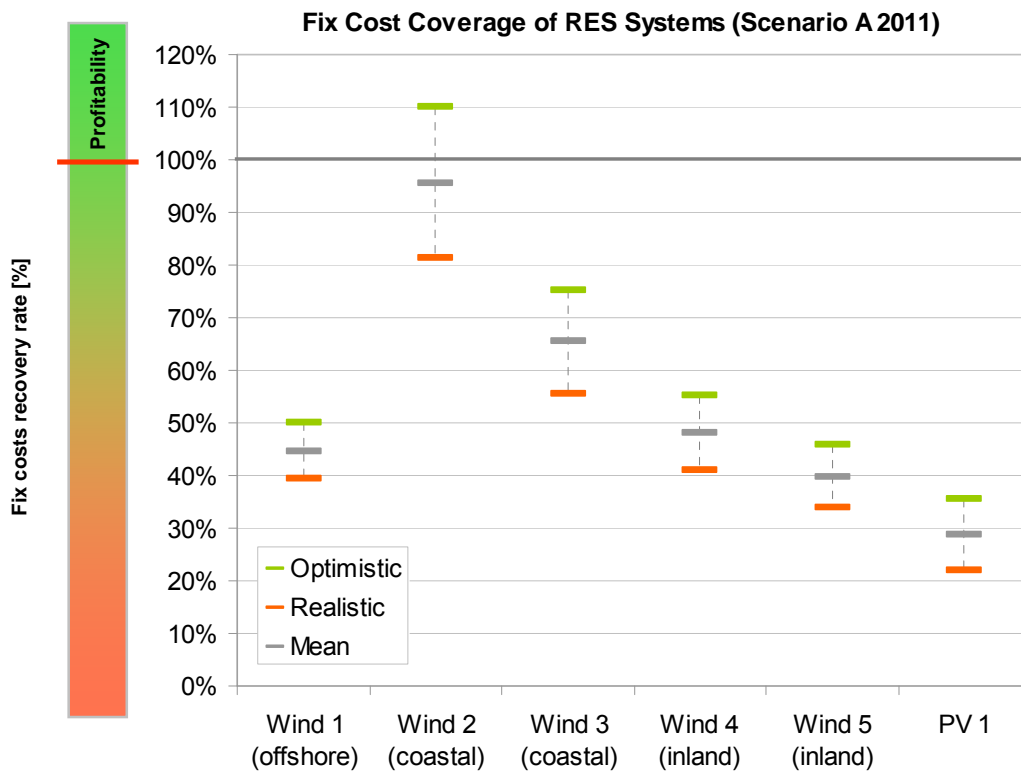


Abbildung 5-13: Simulierte Fixkostendeckung erneuerbarer Anlagen (Szenario A 2011)

(Quelle: eigene Darstellung)

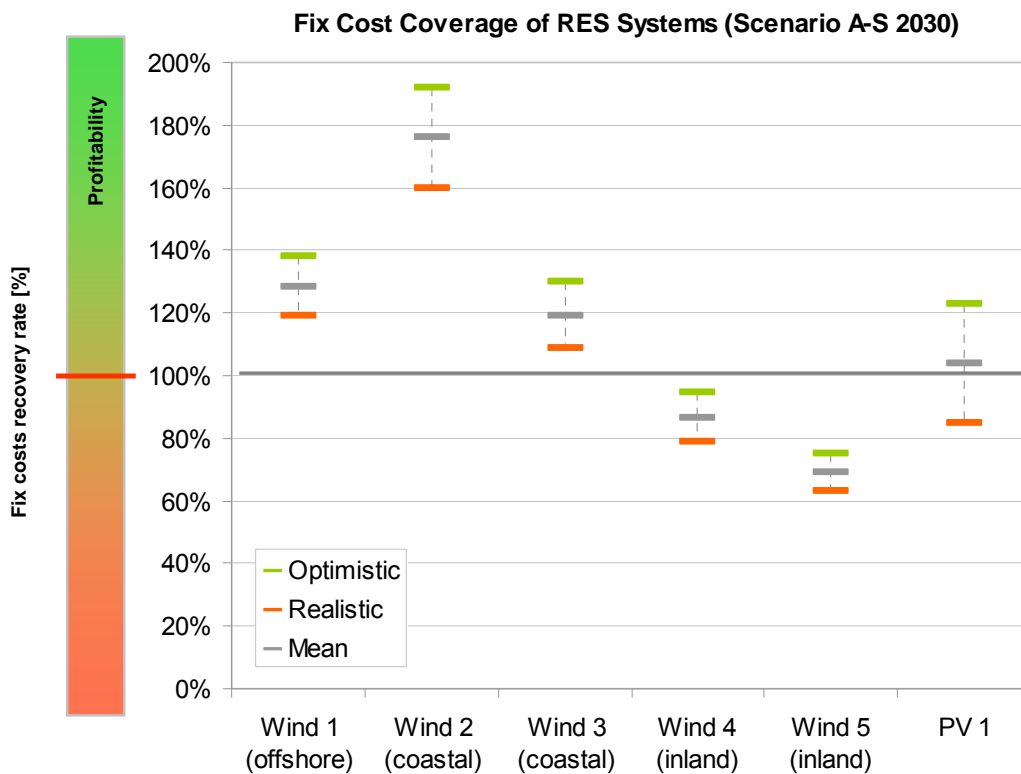


Abbildung 5-14: Simulierte Fixkostendeckung erneuerbarer Anlagen (Szenario A-S 2030)

(Quelle: eigene Darstellung)

Die Wirtschaftlichkeit der exemplarischen Anlagen verbessert sich deutlich, wenn eine Konsolidierung des Kraftwerksparks und ein Anstieg der Emissionszertifikatspreise unterstellt werden und dadurch das Strompreisniveau ansteigt. Die Ergebnisse für die berechnete Fixkostendeckungsrate in Szenario A-S 2030 (supply scenario) werden in Abbildung 5-14 dargestellt. Der Anstieg der Wirtschaftlichkeit in diesem Szenario wird durch die angenommene Kostendegression der untersuchten Technologien unterstützt. Unter diesen Rahmenbedingungen würden bereits 2030 (bei Kapazitätsknappheit) Investitionsanreize zum Bau neuer Windparks auf See, Windparks an Küstenstandorten und PV-Systemen (Freifläche) bestehen, ohne dass eine zusätzliche Förderung erforderlich wäre.

In den nachfolgenden Grafiken (Abbildung 5-15 bis Abbildung 5-17) wird für die untersuchten erneuerbaren Anlagentypen die Entwicklung der Wirtschaftlichkeit (Mittelwert der Fixkostendeckungsrate) über alle Szenarien dargestellt.

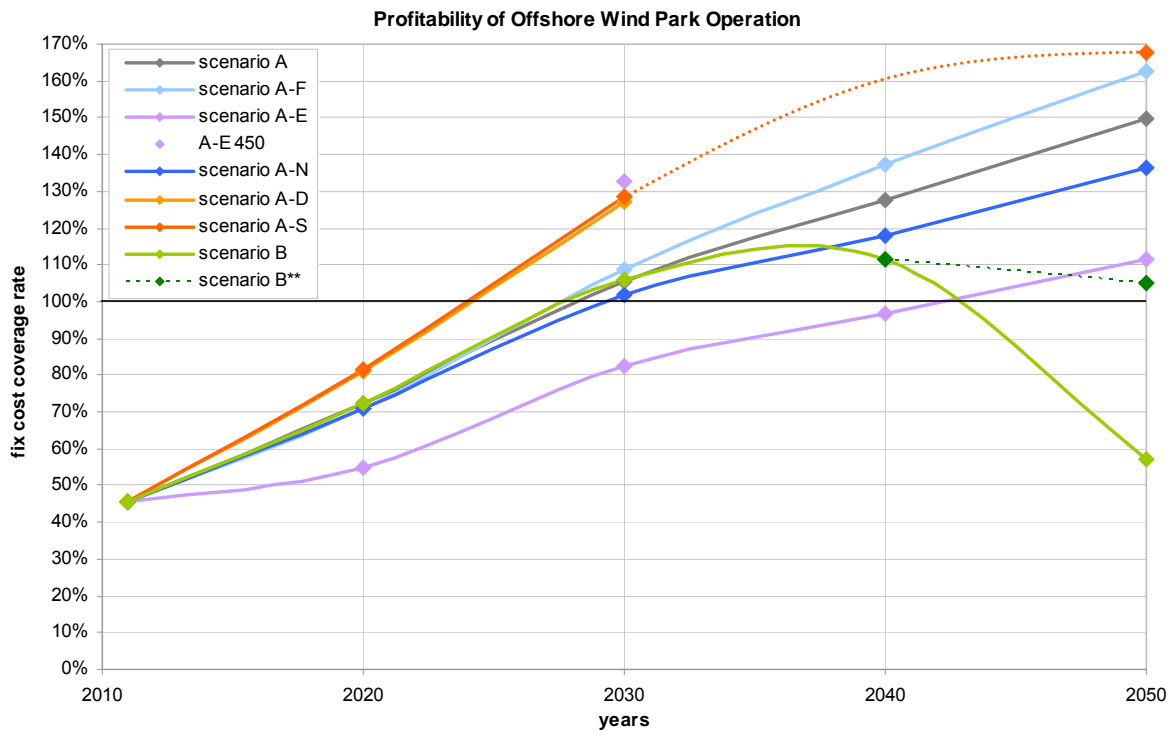


Abbildung 5-15: Simulierte Fixkostendeckung Windpark auf See (alle Szenarien)

(Quelle: eigene Darstellung)

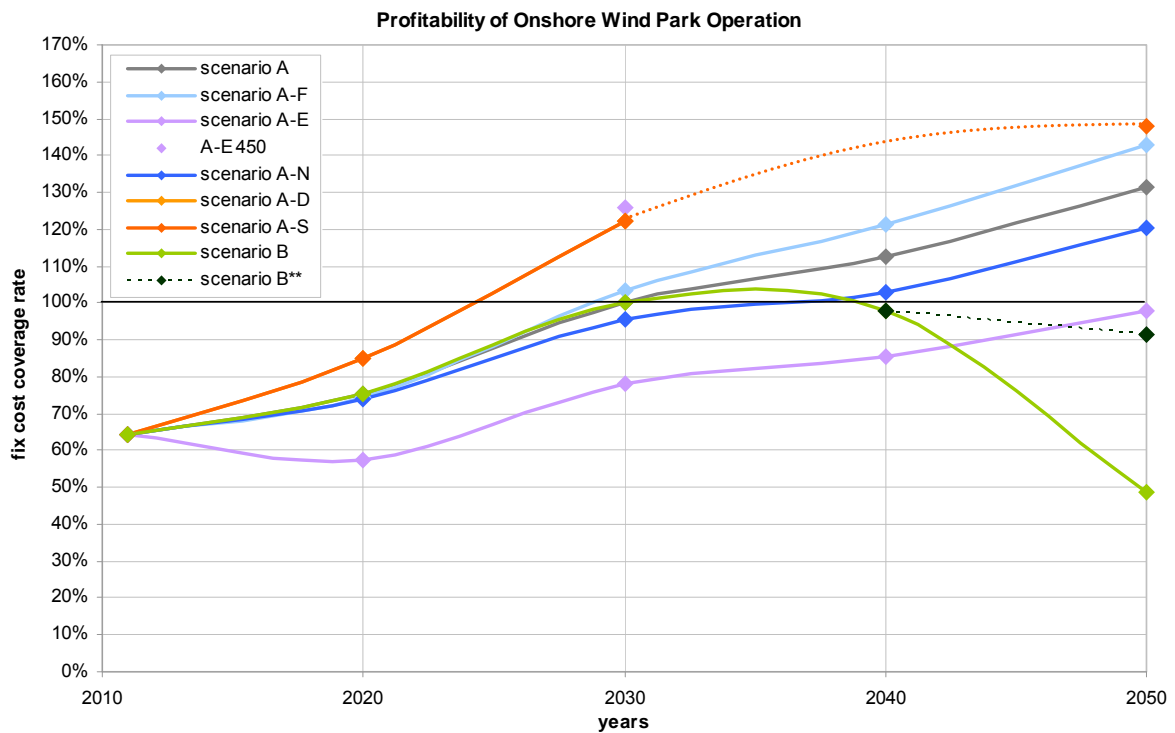


Abbildung 5-16: Simulierte Fixkostendeckung Windpark an Land (alle Szenarien)

(Quelle: eigene Darstellung)

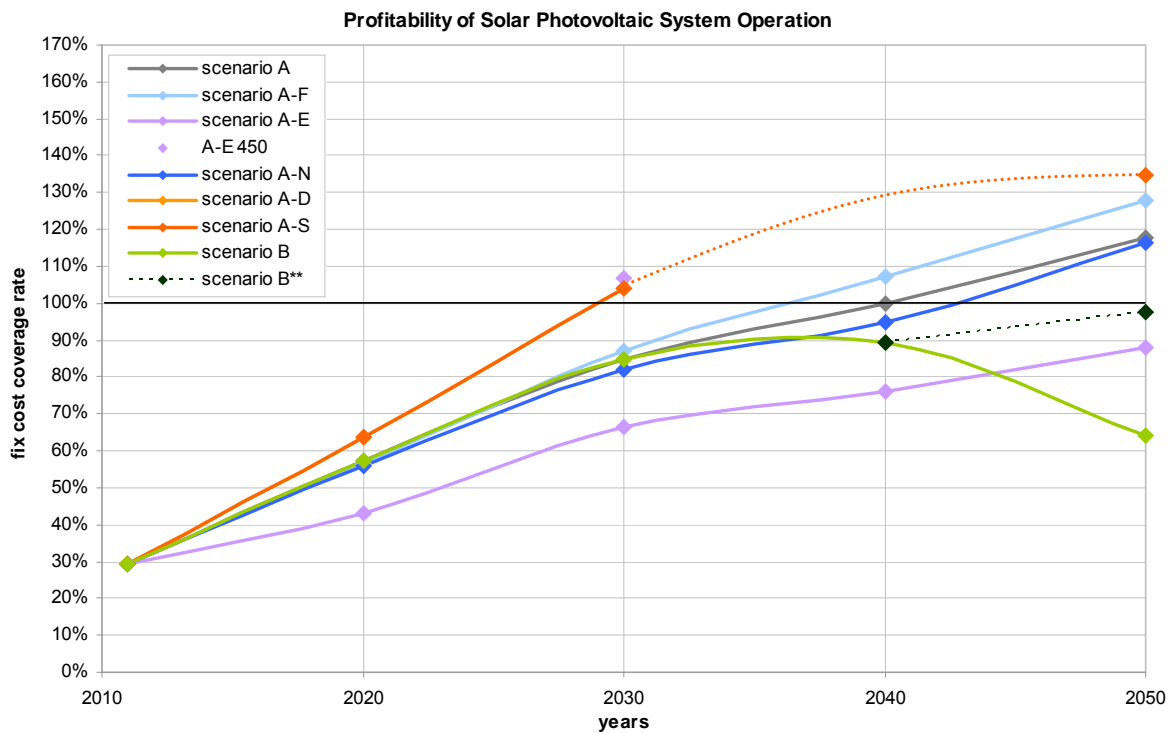


Abbildung 5-17: Simulierte Fixkostendeckung PV-System (alle Szenarien)

(Quelle: eigene Darstellung)

Für die untersuchten erneuerbaren Anlagen ergibt sich in allen Szenarien (mit Ausnahme des Szenarios B) ein kontinuierlicher Anstieg der Wirtschaftlichkeit über die Szenariojahre. Die Haupteinflussfaktoren für diese Entwicklung liegen in dem angenommenen Pfad der Kostendegression für Wind- und PV-Technologien und in den Preisannahmen für CO₂-Emissionen und Brennstoffe. Die dämpfende Wirkung des MOE auf die Wirtschaftlichkeit wird in diesen Szenarien hingegen weitgehend kompensiert.

Mit Szenario A-E (emission price scenario) kann gezeigt werden, dass ohne eine Internalisierung der externen Kosten für die CO₂-Emissionen der Stromversorgung der durch den EOM signalisierte Anreiz zur Investition in emissionsarme erneuerbare Technologien langfristig ausbleibt. Andererseits kann bei hohen Emissionspreisen die Lenkungswirkung des europäischen Emissionshandels zu Gunsten des Klimaschutzes mit dem Szenario A-E 450 (2030) verdeutlicht werden. Hier entstehen durch Marktsignale sogar ohne Kapazitätsknappheit starke Anreize in erneuerbare Technologien zu investieren. In der Folge ist eine Umstrukturierung des Kraftwerksparks wahrscheinlich, auch wenn eine Förderung der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien auf niedrigem Niveau stattfindet.

Während bei den untersuchten Szenarien mit einem erneuerbaren Anteil von weniger als 80% am nationalen Stromverbrauch die Wirkung des MOE durch die preissteigernden Effekte kompensiert wird, zeigen die Ergebnisse des Szenarios B, dass bei EE-Anteilen mit mehr als 80% der MOE überwiegt und der Marktwert des dargebotsabhängigen erneuerbaren Stroms einbricht. Eine Fixkostendeckung für Wind- und PV-Technologien ist unter diesen Rahmenbedingungen (mit konventionellen Überkapazitäten im System) nicht möglich. Die wirtschaftliche Situation für die EE-Technologien verbessert sich jedoch deutlich, sobald eine Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks und ein Zubau von Speichern in Szenario B** unterstellt werden. In diesem Fall führen die Kapazitätsknappheit und die Integration von erneuerbaren Erzeugungsspitzen zu einer Stabilisierung der Strompreise und damit zu einer Verbesserung des Marktwertes des Wind- und PV-Stroms. Bei ausreichender Elastizität der Nachfrage (inkl. Speicher) ist es sogar bei nationalen EE-Anteilen von etwa 100% wahrscheinlich, dass bei Kapazitätsknappheit marktgetriebene Investitionsanreize³⁷ zum Bau neuer EE-Anlagen an guten und mittleren Standorten entstehen.

5.4 Marktwert von Windenergie und Photovoltaik

In Ergänzung zur Untersuchung der Wirtschaftlichkeit (Fixkostendeckung) von ausgewählten Windparks und PV-Systemen soll nachfolgend die Entwicklung des relativen Marktwertes des gesamten, im deutschen Marktgebiet erzeugten, Wind- und PV-Stroms für die verschiedenen Szenarien analysiert werden. Der relative Marktwert³⁸ beschreibt in Prozent den durchschnittlichen Wert einer dargebotsabhängig erzeugten MWh Strom im Verhältnis zum durchschnittlichen Marktpreis eines Jahres (Formel 5-1) und dient damit als Indikator für die Wirkung des MOE. Je stärker der dargebotsabhängig erzeugte Strom einer Technologie eine preisdämpfende Wirkung auf den Strompreis entfaltet, desto geringer wird sein relativer Marktwert.

³⁷ Dies gilt jedoch nicht für weniger ertragreiche Standorte.

³⁸ Die hier als relativer Marktwert beschriebene Kennzahl wird in der Literatur auch als Profilfaktor (Sensfuß and Ragwitz 2009) oder als Marktwertfaktor (Energy Brainpool 2012) bezeichnet.

Die relativen Marktwerte für jeweils den gesamten im deutschen Marktgebiet erzeugten Strom aus Wind (an Land / auf See) und PV in allen simulierten Szenarien werden in Abbildung 5-18 bis Abbildung 5-20 grafisch dargestellt.

$$RESMV = \frac{\sum_{t=1}^{t=n} (MCP_{(t)} \cdot P_{(t)}^{RES})}{\frac{\sum_{t=1}^{t=n} MCP_{(t)}}{n} \cdot \sum_{t=1}^{t=n} P_{(t)}^{RES}}$$

- RESMV** Renewable energy sources market value factor [%]
- MCP_(t)** Market clearing price for electricity in hour t [EUR/MWh]
- P_(t)^{RES}** Renewable electricity generation in hour t [MWh]
- n** Number of hours per year

Formel 5-1: Berechnung des relativen Marktwertes erneuerbarer Stromerzeugung

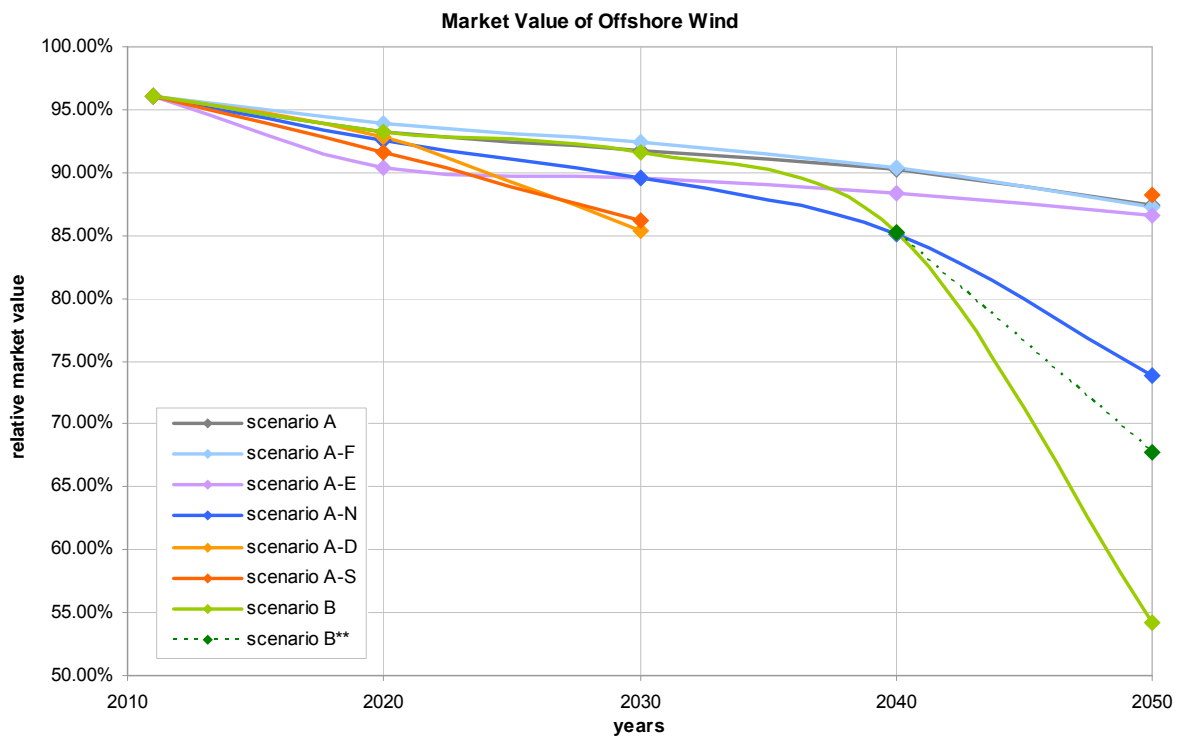


Abbildung 5-18: Simulierter relativer Marktwert Windstrom auf See (alle Szenarien)

(Quelle: eigene Darstellung)

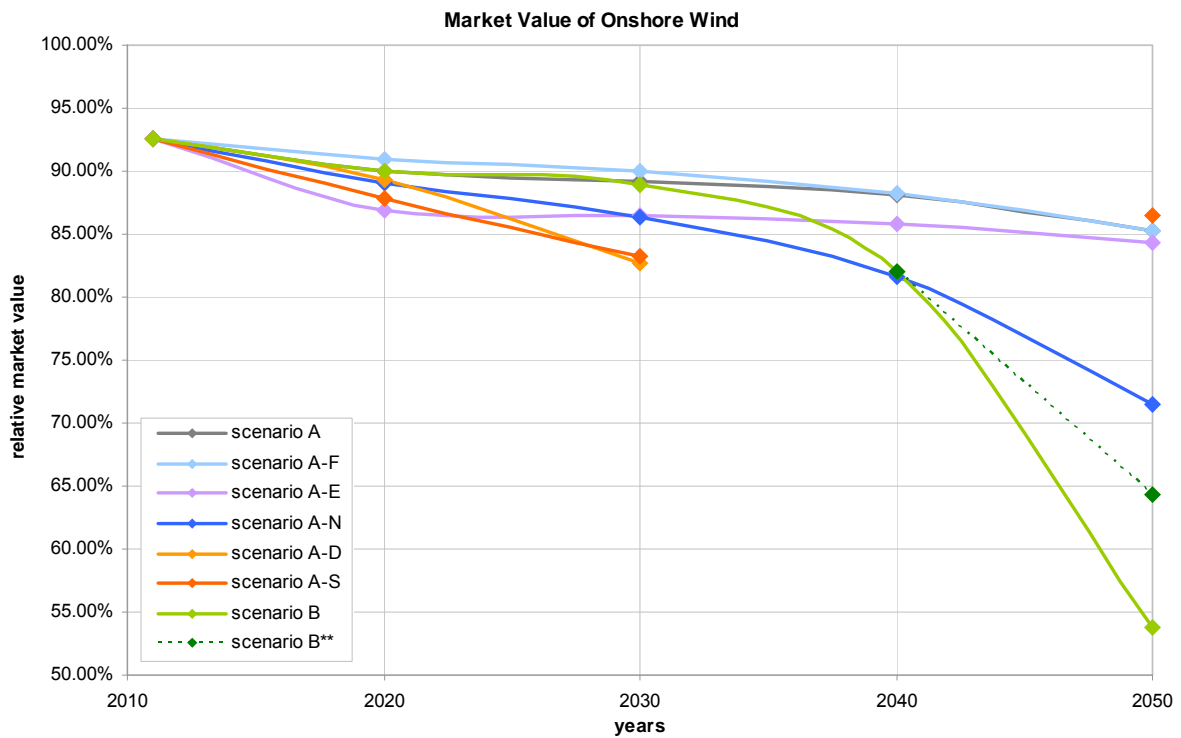


Abbildung 5-19: Simulierter relativer Marktwert Windstrom an Land (alle Szenarien)

(Quelle: eigene Darstellung)

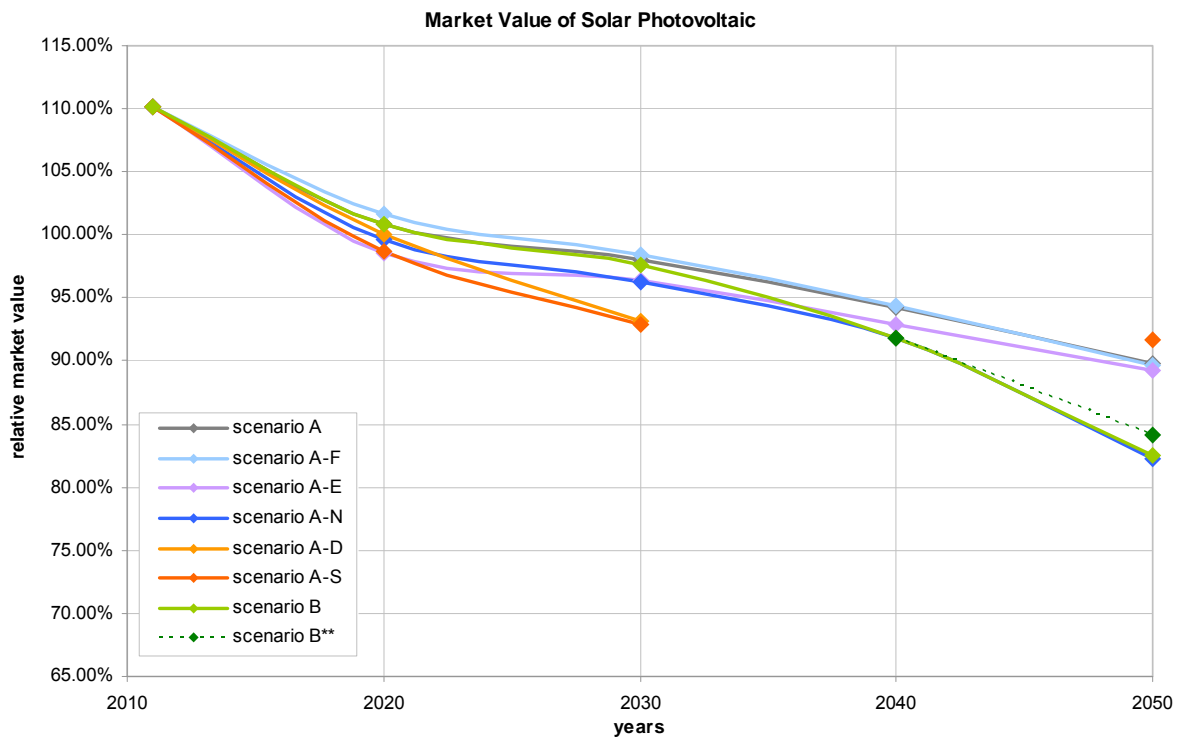


Abbildung 5-20: Simulierter relativer Marktwert PV-Strom (alle Szenarien)

(Quelle: eigene Darstellung)

Die simulierten relativen Marktwerte für Windenergie und PV (Abbildung 5-18 bis Abbildung 5-20) nehmen für das Basisszenario A und die meisten Sensitivitätsrechnungen einen relativ flachen, dem Zubau an Wind- und PV-Leistung entsprechenden Verlauf an. Eine Abweichung davon ergibt sich insbesondere durch eine Einschränkung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten im Szenario A-N (national autonomy scenario) und in Szenario B (climate policy scenario) ab einem EE-Anteil von mehr als 80% im deutschen Marktgebiet.

Auffällig sind die niedrigen Marktwerte in den Szenarien A-D und A-S im Jahr 2030, bei denen Kapazitätsknappheit unterstellt wird, obwohl für die exemplarischen Anlagen in denselben Szenarien Fixkostendeckung berechnet wurde (Abbildung 5-15 bis Abbildung 5-17). Dieser Effekt kann damit begründet werden, dass Knappheitspreise vor allem dann auftreten, wenn die Erzeugung aus Wind und PV besonders gering ist. In der Folge steigt zwar der absolute Marktwert der Erzeugung aus fluktuierenden Ressourcen, da diese jedoch unterproportional vom Anstieg des Marktpreisniveaus profitieren, sinkt der relative Marktwert, der sich im Verhältnis zum Marktpreisniveau ausdrückt.

Durch die optimale Anpassung des Kraftwerksparks und durch die Implementierung von zusätzlichen Speichern (Szenario B** 2050) kann der relative Marktwert bei hohen Anteilen erneuerbarer Erzeugung verbessert werden.

Die flache Entwicklung des relativen Marktwertes im Basisszenario spricht für die Annahme von ausreichender Flexibilität im simulierten System zum weitgehenden Ausgleich der Wirkung des MOE. Insbesondere die Flexibilität, die über den grenzüberschreitenden Handel bereitgestellt werden kann, hat in den vorliegenden Modellrechnungen einen starken Einfluss auf den relativen Marktwert von PV und Wind. Diese Flexibilität verringert sich jedoch drastisch, sobald der Marktanteil³⁹ fluktuierender erneuerbarer Ressourcen in den Nachbarländern steigt. Bei ausreichenden Übertragungskapazitäten zwischen den simulierten Marktgebieten ist deshalb weniger der nationale Marktanteil, sondern vielmehr der durchschnittliche Marktanteil fluktuierender erneuerbarer Energien aller simulierten Marktgebiete für die Beurteilung des relativen Marktwertes relevant. Dieser Effekt kann am Beispiel von Szenario A und B für das Jahr 2050 verdeutlicht werden. Für beide Szenarien werden im Jahr 2050 umfangreiche Übertragungskapazitäten an den Interkonnektoren unterstellt, so dass hier ein guter Austausch gewährleistet werden kann. Doch während in Szenario A (B) 2050 Wind und PV in Summe einen nationalen Marktanteil von etwa 58% (84%) erreichen, sind es im Schnitt über alle simulierten Marktgebiete lediglich 37% (59%).

Eine weitere Untersuchung zur Veränderung der Annahmen hinsichtlich der Systemflexibilität und ihrer Wirkung erfolgt in Kapitel 5.5.

5.5 Kritische Würdigung der Ergebnisse

In diesem Kapitel sollen die bereits vorgestellten Ergebnisse mit denen anderer Studien verglichen und eventuelle Unterschiede untersucht werden. Da jedoch für die vorliegende Arbeit eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse nur gegeben ist, wenn in anderen Szenarioanalysen von ähnlichen Rahmenparametern ausgegangen wird, fokussiert sich die vergleichende Analyse auf die relativen Marktwerte von Wind und PV, da hierzu bereits mehrere ähnliche Untersuchungen vorliegen.

³⁹ Als Marktanteil wird hier der jeweilige Anteil der erneuerbaren Jahresarbeit am jährlichen Stromverbrauch verstanden.

Darüber hinaus sollen ergänzend zu den bisher untersuchten Sensitivitäten weitere Annahmen und Modellvereinfachungen auf ihre Wirkung hin untersucht werden, um die Simulationsergebnisse in ihrer Robustheit besser einschätzen zu können.

Die in Kapitel 5.3 (Abbildung 5-18 bis Abbildung 5-20) vorgestellten Ergebnisse zu den simulierten relativen Marktwerten für Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik weisen im Basisjahr 2011 gegenüber den durch die Übertragungsnetzbetreiber (TSO) für das deutsche Marktgebiet veröffentlichten Marktwertfaktoren (Energy Brainpool 2012) nur sehr geringe Differenzen auf (Tabelle 5-1).

relative market value 2011			
	TSO	simulated	difference
solar photovoltaic	109.53%	110.08%	-0.55%
wind onshore	92.31%	92.54%	-0.23%
wind offshore	95.39%	96.07%	-0.68%

Tabelle 5-1: Vergleich der relativen Marktwerte für Wind und PV im Jahr 2011

Die Entwicklung der simulierten relativen Marktwerte bis zum Jahr 2020 liegt in der Bandbreite zwischen den Sensitivitätsszenarien A-F und A-E leicht höher als die durch die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichte Prognose der Marktwertfaktoren bis 2017 (Energy Brainpool 2012). Die durch Energy Brainpool simulierten Marktwertfaktoren orientieren sich ebenfalls an dem EE-Ausbauszenario der BMU Leitstudie (Nitsch et al. 2012) und sind daher für einen Vergleich geeignet (Marktwertentwicklung und entsprechende installierte Leistungen PV und Wind sind in Abbildung 5-21 und Abbildung 5-22 dargestellt). Allerdings sind zu den Modellrechnungen von Energy Brainpool keine weiteren Annahmen beispielsweise über die Systemflexibilität oder die Höhe des Emissionspreises angegeben. Deshalb wird zum Vergleich ein zusätzliches Sensitivitätsszenario A-M (market value scenario) aufgestellt, in dem mehrere, die Wirkung des MOE verstärkende, Parameterveränderungen gleichzeitig berücksichtigt werden, ohne dass der nationale Marktanteil der erneuerbaren Stromerzeugung verändert wird. Die folgenden Parameter werden in Szenario A-M gegenüber dem Basisszenario variiert und verringern damit die Systemflexibilität und das Marktpreisniveau:

- Die vorhandenen Übertragungskapazitäten an den Interkonnektoren werden für den Energiehandel eingeschränkt (z.B. aufgrund von nationalen Netzengpässen oder organisatorischen Hemmnissen).
- Es erfolgt kein Speicherzubau und vorhandene Speicherkapazitäten werden für den Energiehandel eingeschränkt (z.B. aufgrund der Bereitstellung von Systemdienstleistungen).
- Die must-run Anforderungen werden erhöht (z.B. durch überwiegend wärmegeführte KWK-Anlagen).
- Der Preis für Emissionszertifikate wird auf das heutige Niveau (ca. 3 EUR/t CO₂) herabgesetzt.

Während in den bisher simulierten Szenarien einzelne Parameter verändert wurden, wird in Szenario A-M (market value scenario) die Sensitivität einer Kombination von Einflüssen untersucht. Im Ergebnis zeigt sich ein relativer Marktwert für 2020 (Abbildung 5-21 und Abbildung 5-22), der deutlich unter dem von Energy Brainpool prognostizierten Verlauf der Marktwertfaktoren liegt.

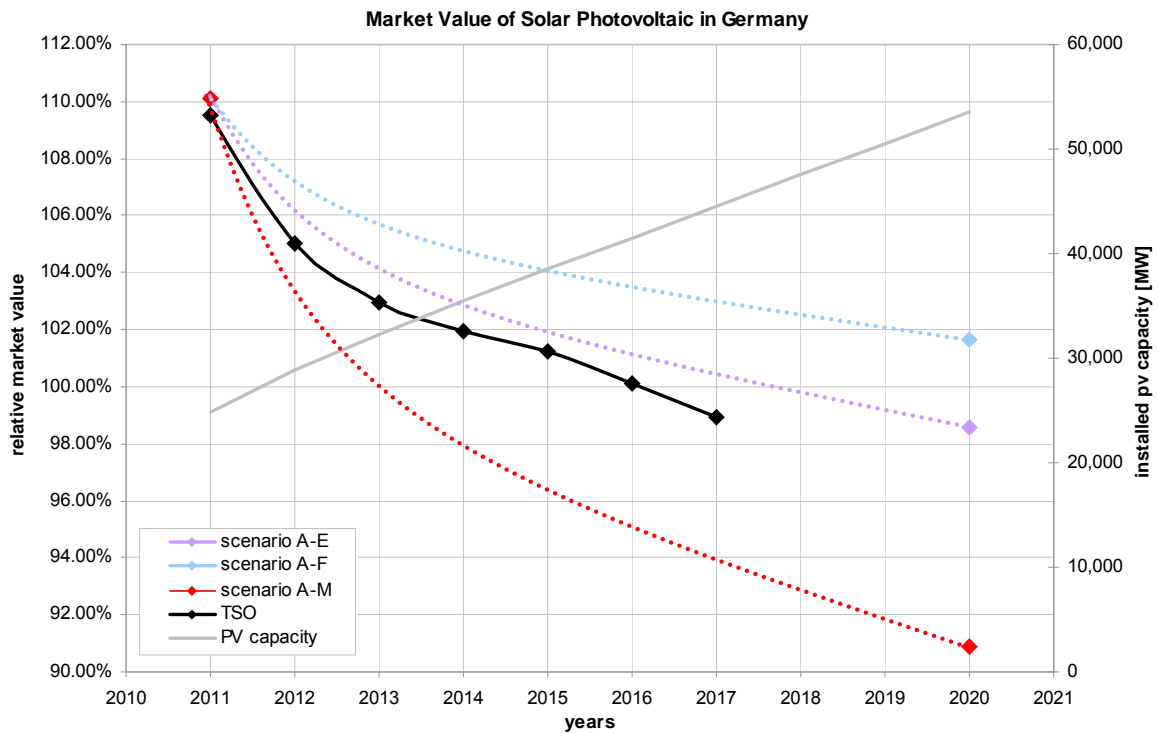


Abbildung 5-21: Bandbreite simulierter relativer Marktwerte PV-Strom bis 2020

(Quelle: eigene Darstellung; Energy Brainpool 2012; Nitsch et al. 2012)

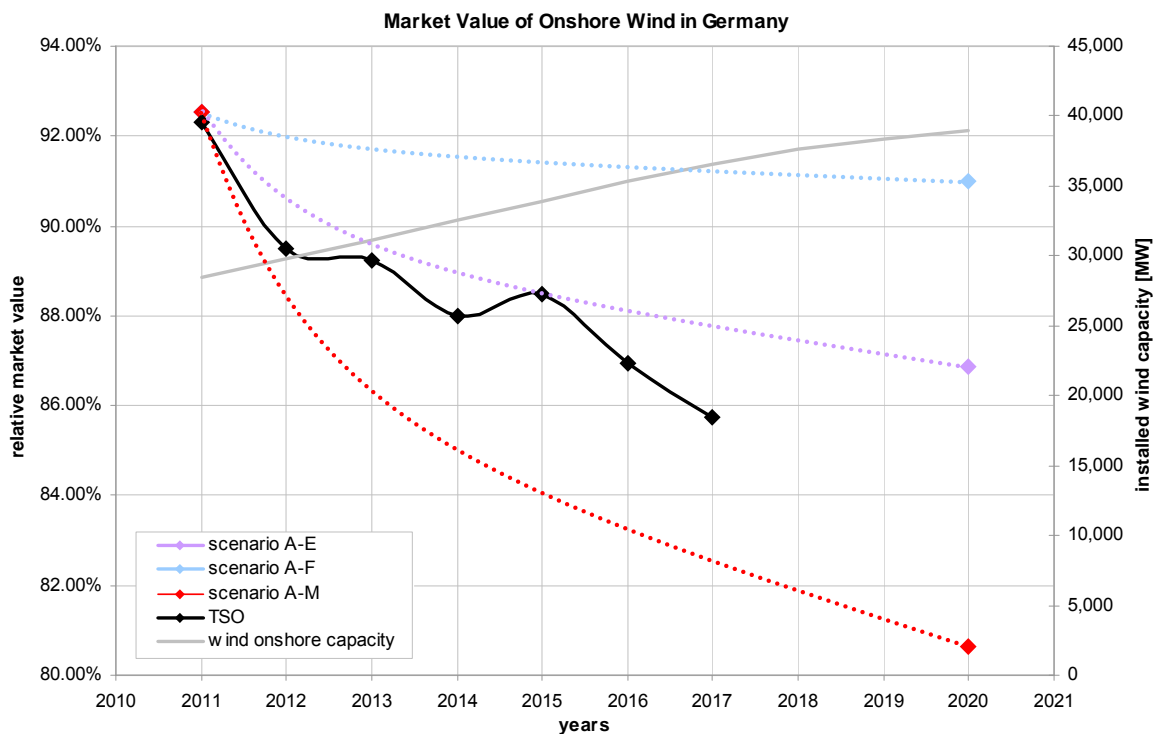


Abbildung 5-22: Bandbreite simulierter relativer Marktwerte Windstrom an Land bis 2020

(Quelle: eigene Darstellung; Energy Brainpool 2012; Nitsch et al. 2012)

Werden diese Einflüsse für alle Szenariojahre untersucht, ergibt sich ein „worst case“ Szenario für die Entwicklung des relativen Marktwertes von Wind und PV. In Abbildung 5-23 wird der Verlauf des Szenarios A-M mit dem des Basisszenarios, dem Szenario B und den Simulationsergebnissen der MVV Energie (Kopp et al. 2012) für Windenergie an Land verglichen. Da Kopp seine Untersuchung ebenfalls auf dem EE-Ausbaupfad der BMU Leitstudie aufbaut, können diese Zahlen, zumindest teilweise, zum Vergleich der Ergebnisse herangezogen werden. Allerdings sind auch hier viele Rahmenparameter nicht bekannt oder weichen von den Annahmen in der vorliegenden Untersuchung ab. Beispielsweise unterstellt Kopp in den angrenzenden Marktgebieten einen ähnlich progressiven EE-Ausbaupfad wie im deutschen Marktgebiet, so dass im Jahr 2050 in allen modellierten Marktgebieten ein Anteil der Erneuerbaren von ca. 80% erreicht wird. Diese Annahme unterscheidet sich substantziell von der des Szenarios A in der vorliegenden Untersuchung, in dem ein deutlich weniger ambitionierter EE-Ausbau in den Nachbarregionen unterstellt wird. Vergleichbar sind die Annahmen hingegen mit Szenario B 2050, in dem ein ähnlich hoher EE-Marktanteil im Schnitt über alle Regionen erreicht wird.

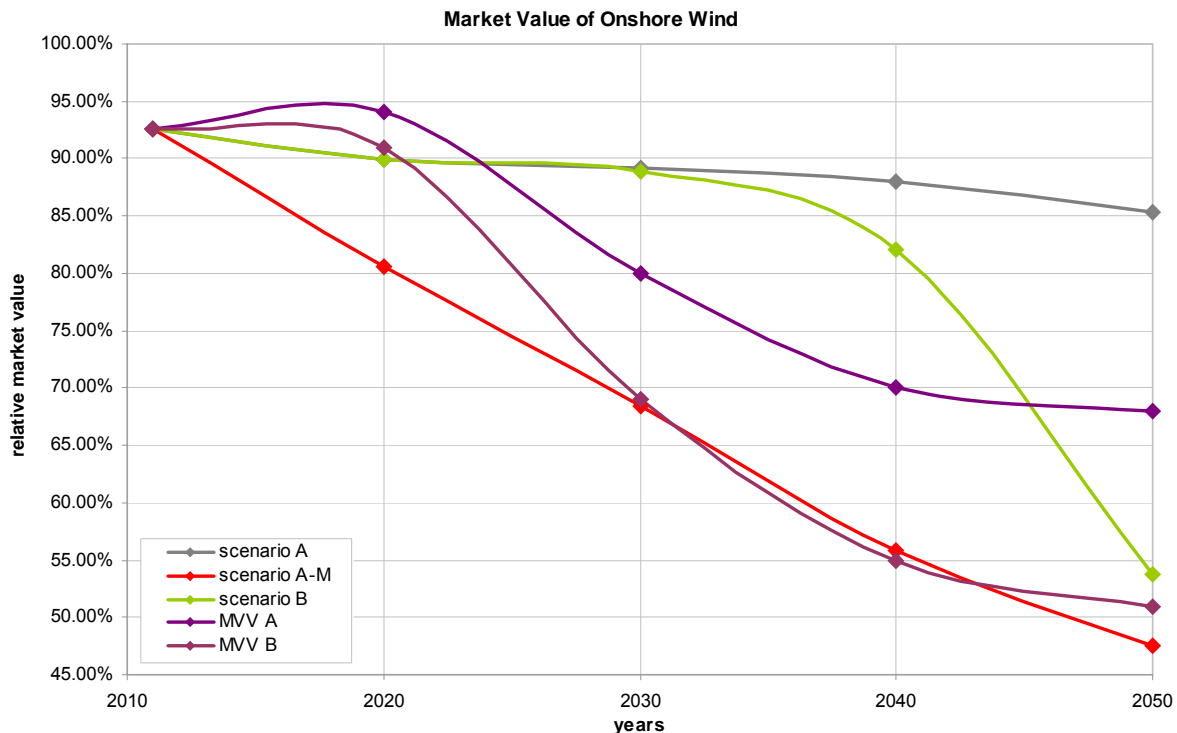


Abbildung 5-23: Vergleich simulierter relativer Marktwerte Windstrom an Land

(Quelle: eigene Darstellung; Kopp et al. 2012)

Durch Variation der für den MOE relevanten Eingangsparameter (Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung, Systemflexibilität, CO₂-Preis, etc.) entsteht bis zum Jahr 2050 ein verhältnismäßig breiter Korridor möglicher Entwicklungen für den relativen Marktwert. Die von Kopp ermittelte Bandbreite zwischen den Pfaden MVV A und MVV B in Abbildung 5-23 entsteht beispielsweise allein durch die Wahl verschiedener Windprofile.

Auch für den Verlauf des relativen Marktwertes der Photovoltaik stellt das Szenario A-M eine Untergrenze dar. Die Simulationsergebnisse sind in Abbildung 5-24 dargestellt.

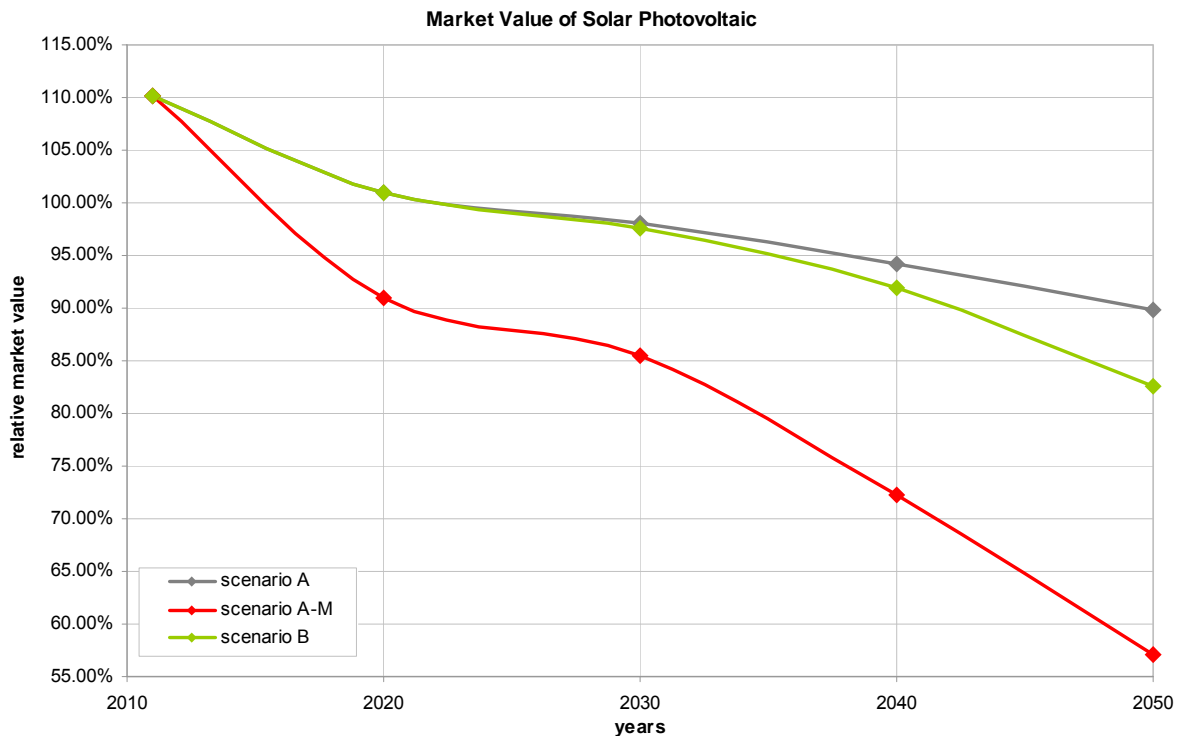


Abbildung 5-24: Vergleich simulierter relativer Marktwerte PV-Strom

(Quelle: eigene Darstellung)

Um eine bessere Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu erreichen, werden nachfolgend die Szenarioergebnisse für den relativen Marktwert fluktuierender erneuerbarer Ressourcen in Abhängigkeit des Marktanteils (Jahresarbeit der Erzeugung / Jahresstromverbrauch) untersucht. Dabei wird der Marktanteil von Windenergie auf See und an Land gemeinsam betrachtet, da hier eine starke Korrelation vorliegt. Für das Szenario A und B ist für den Vergleich, aufgrund der Annahme von ausreichenden grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten, der durchschnittliche Marktanteil von Wind und PV aller simulierten Marktgebiete repräsentativ. Im Szenario A-M ist hingegen der Marktanteil von Wind und PV im deutschen Marktgebiet relevant, da hier die Interkonnektoren nur sehr eingeschränkt den supranationalen Ausgleich zulassen.

Das Ergebnis der Auswertung (Abbildung 5-25 und Abbildung 5-26) zeigt, dass sich vermeintlich starke Differenzen für die Marktwerte erneuerbarer Erzeugung relativieren, sobald die Marktdurchdringung der jeweiligen Ressource als Vergleichsmaßstab angesetzt wird. Die in dieser Arbeit simulierten Werte finden sich auch in einem Vergleich mit Literaturwerten wieder, welche in Abbildung 5-27 für Wind und PV von Hirth (2013) ausgewertet wurden.

Für die PV-Erzeugung ist in den Simulationsergebnissen ein starker Einbruch des relativen Marktwertes ab einer Marktdurchdringung von mehr als 10% zu erkennen. Diese wird darauf zurückgeführt, dass bei einer Überschreitung einer installierten PV-Kapazität im deutschen Marktgebiet von mehr als 60 GW, bei gleichzeitig eingeschränkten supranationalen Ausgleichsmöglichkeiten und hohen must-run Anforderungen, massive erneuerbare Erzeugungsüberschüsse auftreten, die abgeregelt werden müssen, um die Systemstabilität nicht zu gefährden. Dieser Effekt führt zu einem rapide sinkenden Marktwert. Einige Literaturwerte (z.B. Nicolosi 2012b) kommen bei einem PV-Marktanteil von etwa 10% im deutschen Marktgebiet zu einem ähnlich steilen Abfall des Marktwertes.

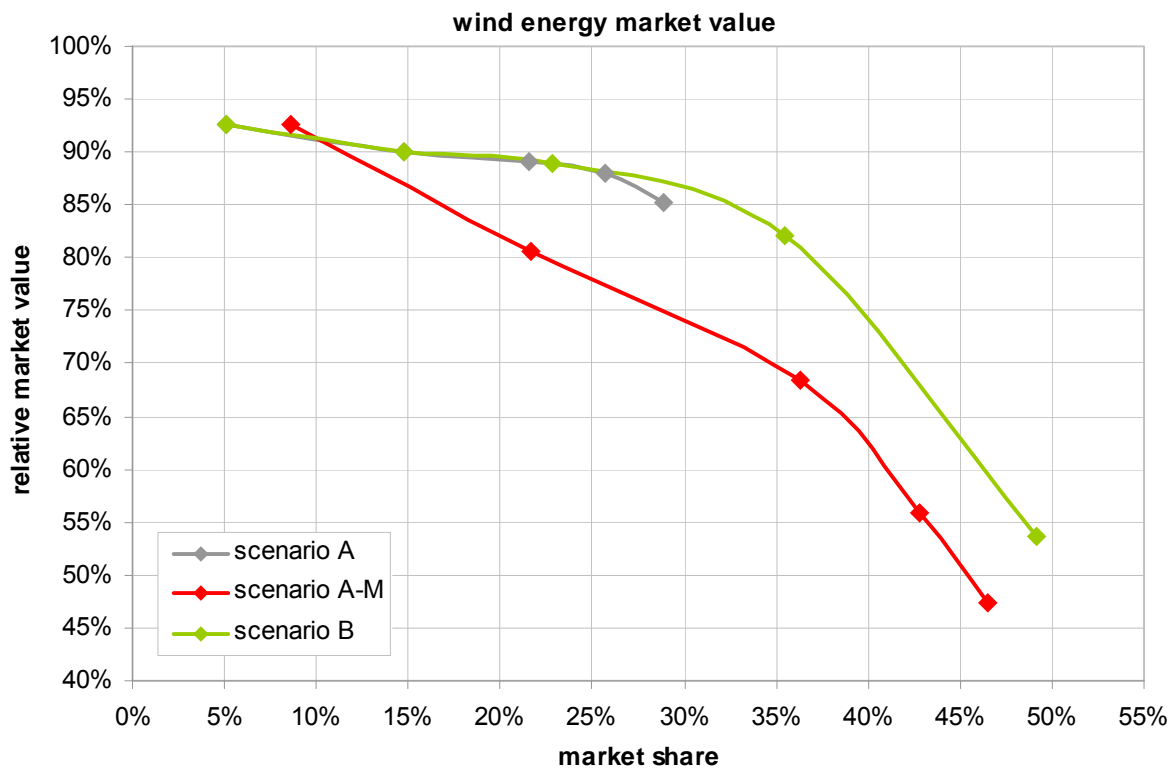


Abbildung 5-25: Relativer Marktwert von Windstrom in Abhängigkeit des Marktanteils

(Quelle: eigene Darstellung)

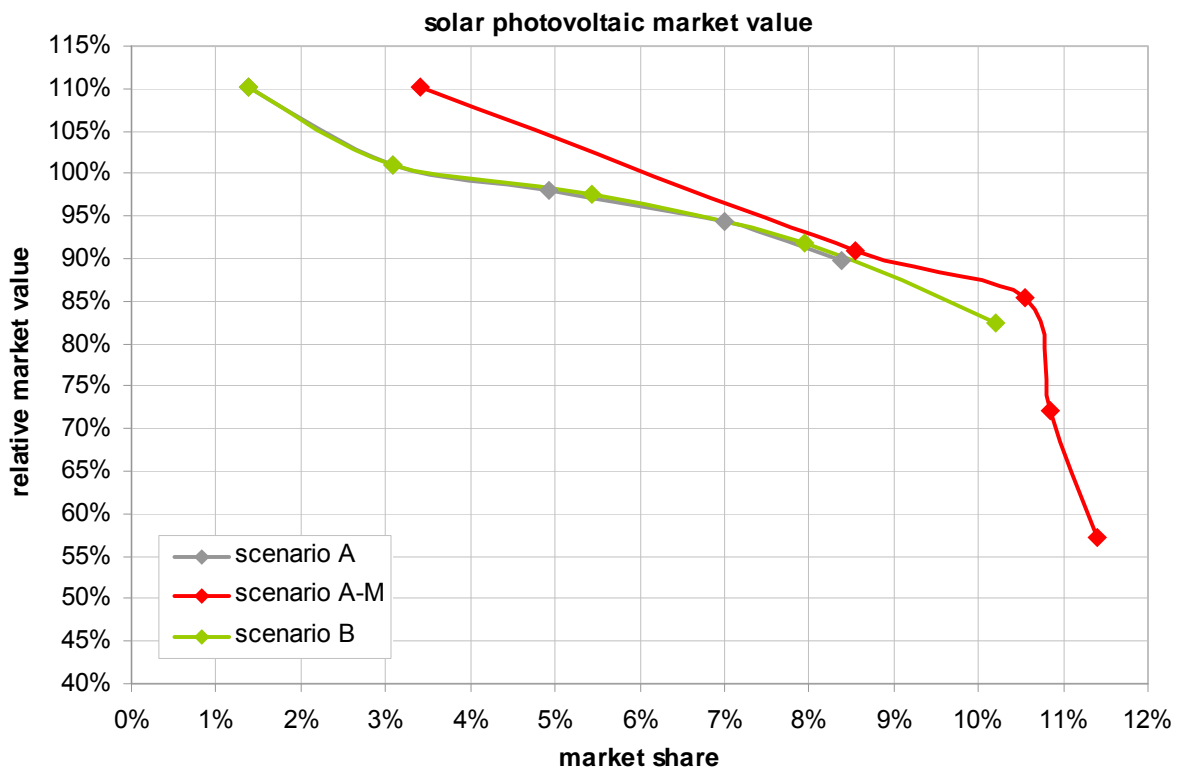


Abbildung 5-26: Relativer Marktwert von PV-Strom in Abhängigkeit des Marktanteils

(Quelle: eigene Darstellung)

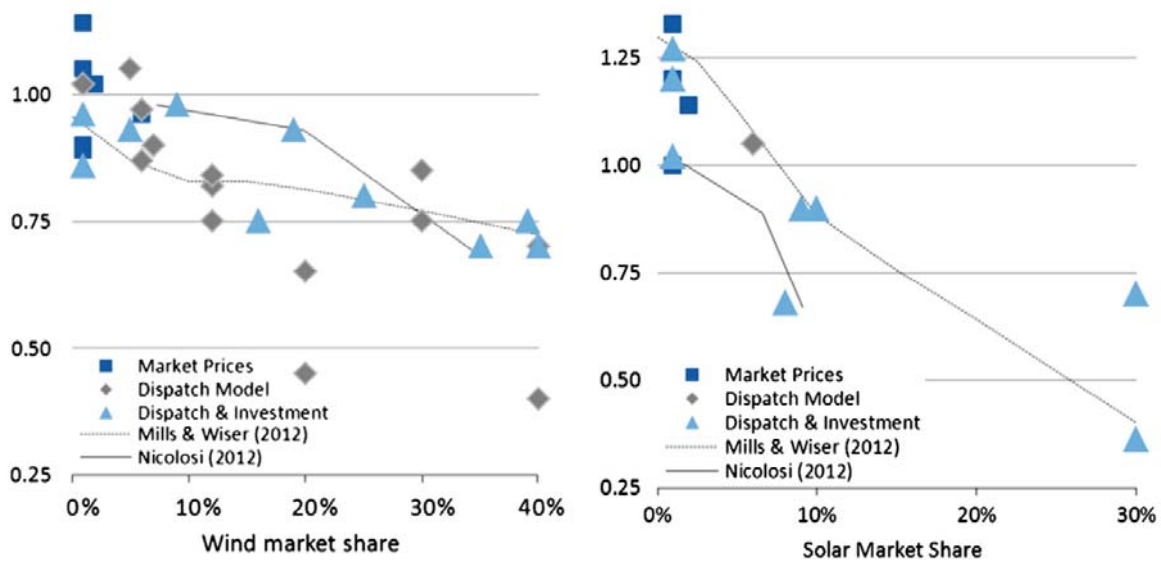


Abbildung 5-27: Vergleich relativer Marktwerte von Wind und PV-Strom in Abhängigkeit des Marktanteils

(Quelle: Hirth 2013)

Obwohl der MOE im „worst-case“ Szenario A-M, aufgrund der unterstellten geringen Systemflexibilität und den niedrigen CO₂-Preisen, eine sehr starke Wirkung entfaltet, entstehen ab dem Szenariojahr 2030 deutliche Investitionsanreize für konventionelle Erzeugungskapazität (insbesondere für Kohlekraftwerke). Begründet werden kann diese Entwicklung mit der wachsenden Kapazitätsknappheit, die durch die Einschränkung der Übertragungskapazitäten hervorgerufen wird und durch die geringen Emissionspreise, die die Anreize zu Gunsten von Kohlekraftwerken und zu Lasten von Gaskraftwerken verändern.

Das Extremszenario A-M zeigt jedoch auch, dass mangelnde Flexibilität (durch schlechte Marktkopplung, wenig Speicher im Energiehandel, geringe Flexibilität von KWK-Anlagen durch Wärmeführung, etc.) und ein niedriger CO₂-Preis in den nächsten Jahren zu einer zusätzlichen Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit von dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugungsanlagen (PV und Wind) führen kann. Auch wenn in Szenario A-M (aufgrund der nationalen Kapazitätsknappheit) für einige Windparks ab dem Jahr 2030 Vollkostendeckung ohne Förderung erreicht werden kann, dann gilt dies nur für gute Standorte und nur bei Kapazitätsknappheit. Unter diesen Bedingungen werden daher der überwiegende Teil der Windkraft und die PV weiterhin auf eine zusätzliche Vergütung angewiesen sein.

Allerdings wird eine Entwicklung, wie in Szenario A-M skizziert, zwar für die nächsten Jahre als möglich, langfristig jedoch als relativ unwahrscheinlich eingeschätzt. Eine Auswertung der Wirtschaftlichkeit der im Modell implementierten effizienten Speicher und Lastmanagement-Maßnahmen zeigt, dass im Szenario A-M ab dem Jahr 2030 stark anwachsende Investitionsanreize für neue Flexibilitätsoptionen entstehen. Diese Anreize würden sich sogar noch verstärken, wenn im Modell negative Preise entstünden.

Es kann also davon ausgegangen werden, dass sich mittelfristig deutlich mehr Flexibilität im System etabliert. Dies könnte z.B. durch die Integration der Sektoren Wärme und Verkehr der Fall sein. Auch erste Bemühungen einer Reform des europäischen Emissionshandels zeichnen sich ab. Zudem ist ein deutlicher Trend in Richtung einer Verbesserung der euro-

päischen Kopplung der Strommärkte zu erkennen. In Summe entstehen Effekte, die auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien an der Stromversorgung eine extreme Wirkung des MOE (und damit auch die Entstehung einer hohen Anzahl an negativen Preisen) abfedern können.

Das Extremszenario A-M dient daher vor allem zur Darstellung von Ursache-Wirkungs-Beziehungen unter besonders ungünstigen Rahmenbedingungen. Demgegenüber wurde versucht, für die anderen untersuchten Szenarien die Bandbreite möglichst wahrscheinlicher Entwicklungen abzudecken.

Neben der Veränderung der Annahmen hinsichtlich der Systemflexibilität wurde auch untersucht, welchen Einfluss der in Kapitel 3.2.8 beschriebene Ansatz zur Modellierung von Preisaufschlägen bei Knappheit und Preisspitzen bei stochastischen Effekten auf das Untersuchungsergebnis hat. Mit einer Sensitivitätsanalyse für Szenario A-S 2050 (supply scenario) kann gezeigt werden, dass sich bei optimalem Kraftwerksmix und Kapazitätsknappheit zwar durch den Verzicht auf die Modellierung von Preisaufschlägen und quasi-stochastischen Effekten eine Beeinträchtigung der Wirtschaftlichkeit von Erzeugungsanlagen ergibt, dass aber trotzdem alle untersuchten exemplarischen Anlagentypen (fossil und erneuerbar) Fixkostendeckung erreichen können. Das grundsätzliche Ergebnis der vorliegenden Analyse wird dadurch also nur gering beeinflusst.

Weitere vereinfachende Annahmen in der vorliegenden Untersuchung sind beispielsweise die Vernachlässigung von nationalen Netzengpässen oder die fehlende Berücksichtigung von Erlösen aus anderen Märkten (z.B. für die Bereitstellung von Wärme oder Regelleistung). Die Effekte aus nationalen Netzengpässen wirken sich tendenziell ähnlich auf den Marktwert erneuerbarer Energien und die Wirtschaftlichkeit von fossilen Kraftwerken aus wie die Einflüsse, die in Szenario A-M untersucht wurden. Durch die Übertragungsgengässe entstehen früher regionale Kapazitätsknappheiten, die sich jedoch innerhalb des Marktgebiets nicht in regionalen Preisunterschieden widerspiegeln. In der Folge steigt der Bedarf an Redispatch-Maßnahmen, die über separate Erlösstrukturen finanziert werden müssen. Darüber hinaus kommt es häufiger zu erneuerbaren Erzeugungsüberschüssen, wodurch sich die gesamte Menge der vermarktbareren erneuerbaren Stromerzeugung verringert und deshalb der kumulierte absolute Marktwert sinkt⁴⁰.

Einnahmen aus anderen Märkten können die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerksbetriebs deutlich verbessern. Dies kann insbesondere bei Gasturbinen einen entscheidenden Einfluss auf die Investitionsanreize haben. Für andere fossile und erneuerbare Erzeugungsanlagen ist jedoch davon auszugehen, dass die Erlöse, die über den EOM erzielt werden können, die größte Relevanz für die „bankability“ und damit für die Realisierungswahrscheinlichkeit der Investition haben.

In der vorliegenden Untersuchung wurde in den Simulationsrechnungen für alle Szenarien das Basisjahr 2011 als meteorologisches Jahr verwendet. Unterschiedliche meteorologische Jahre haben jedoch starke Auswirkungen auf den Energieertrag aus dargebotsabhängigen Ressourcen und beeinflussen damit bei sonst gleichen Bedingungen die Wirtschaftlichkeit. Beispielsweise liegen im Jahr 2011 die Volllaststunden (VLH) im Durchschnitt über alle Windenergieanlagen in Deutschland in etwa auf dem Niveau des langjährigen Mittels, während die VLH im Jahr 2010 ca. 18% vom langjährigen Mittel abweichen (Abbildung 5-28).

⁴⁰ Dies gilt nur bei positiven Strompreisen. Sobald bei negativen Strompreisen erneuerbare Erzeugungsanlagen abgeregelt werden, steigt durch diese Maßnahme der kumulierte absolute Marktwert an.

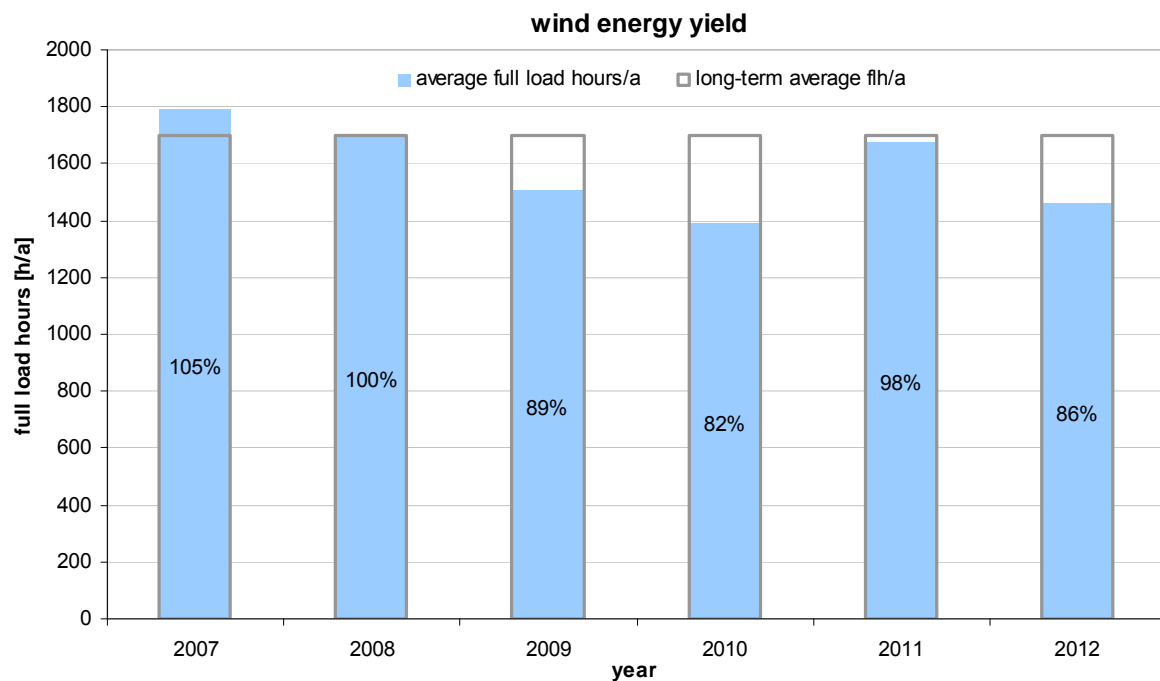


Abbildung 5-28: Jahresvolllaststunden der Windenergieerzeugung in DE (2007-2012)

(Quelle: eigene Darstellung nach AGEE-Stat (BMU 2013a))

Zudem bilden die ausgewählten exemplarischen Windparks und PV-Systeme mit ihren standortspezifischen Erzeugungsprofilen nur einen Teil der Bandbreite möglicher Jahresenergieerträge einzelner Anlagen im deutschen Marktgebiet ab. Die Abweichung der durchschnittlichen Energieerträge der exemplarischen Windenergieanlagen im Binnenland ist jedoch im Vergleich zum langjährigen Mittel mit ca. 5% relativ gering.

Ähnliche Energieertragsschwankungen, wie sie zwischen den Windjahren vorkommen sind auch bei der Stromerzeugung aus Solarenergie feststellbar, allerdings in weniger starker Ausprägung. Auch wenn das gewählte Basisjahr 2011 in etwa einem mittleren Windjahr und einem leicht überdurchschnittlichen Solarjahr entspricht, muss bei der Interpretation der Ergebnisse der Szenarioanalyse berücksichtigt werden, dass zwischen den Jahren starke Schwankungen der Wirtschaftlichkeit auftreten können. Abhängig von der möglichen Schwankungsbreite zukünftiger Erträge leitet sich das sogenannte Ertragsrisiko ab, welches in die Investitionsentscheidung einfließt.

Grundsätzlich wurde Unsicherheit bei der Investitionsentscheidung gegenüber zukünftigen Entwicklungen wie Ertragsrisiken, Preisrisiken oder politischen Risiken (Joskow 2006) bei der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen in der vorliegenden Szenarioanalyse vernachlässigt. Risikoprämien, die solche Unsicherheiten widerspiegeln, wurden lediglich in den gewichteten Kapitalkosten (WACC) berücksichtigt. In der Praxis können jedoch beispielsweise unsichere politische Rahmenbedingungen Investitionen in neue Erzeugungskapazität vollständig verhindern, obwohl die rein ökonomischen Bedingungen Investitionsanreize signalisieren (Attentismus).

6 Schlussfolgerungen

Im Fokus der vorliegenden Arbeit stand die modellbasierte quantitative Analyse von sich gegenseitig überlagernden Effekten mit Wirkung auf die Wirtschaftlichkeit von Stromerzeugungstechnologien. Ziel war es dabei, mit Hilfe einer Szenarioanalyse zu untersuchen, ob der Energy-Only-Markt (EOM) grundsätzlich in der Lage ist, auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung Investitionen in neue konventionelle und erneuerbare Erzeugungskapazität anzureizen.

Die Auswertung der Simulationsergebnisse zeigt hinsichtlich der zentralen Forschungsfrage ein differenziertes Bild. Die Antwort auf die Frage nach der langfristigen Effizienz des EOM kann nicht monokausal beantwortet werden, sie ist vielmehr eine Frage nach der Entwicklung bestimmter Rahmenbedingungen, welche heute nur ansatzweise abgeschätzt werden kann. Dennoch ist es möglich, aus den Ergebnissen der Untersuchung Trends und Wirkungsweisen des EOM aufzuzeigen und bestimmte Aussagen abzuleiten. Nachfolgend werden diese zentralen Erkenntnisse der Arbeit vorgestellt:

Wie erwartet zeigt die Auswertung zu Szenario A (base scenario), dass bei ausreichender Erzeugungskapazität in allen simulierten Marktgebieten und einer weitgehend unelastischen Nachfrage für keine der untersuchten Neuanlagen eine Fixkostendeckung möglich wäre. Folglich werden in diesem Szenario auch keine Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazität durch die Preissignale des EOM signalisiert. Dieses Ergebnis spiegelt in etwa die aktuelle Situation im deutschen Strommarkt wider und deckt sich mit den theoretischen Überlegungen aus Kapitel 2.

Demgegenüber zeigen die Ergebnisse aus Szenario A-S 2030 (supply scenario), dass bei einer Konsolidierung des Kraftwerksparks und einer damit einhergehenden, wachsenden Kapazitätsknappheit tatsächlich deutliche Anreize zum Bau neuer Erzeugungskapazität entstehen⁴¹. Darüber hinaus kann mit diesem Szenario gezeigt werden, dass unter dem Einfluss der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung und dem unterstellten CO₂-Preis im Jahr 2030 (34 EUR/tCO₂) bereits der stärkste Anreiz für Investitionen in neue flexible Gaskraftwerke besteht, wodurch die Theorie der Anpassungsfähigkeit des Kraftwerksparks untermauert wird. Vergleichbare Effekte entstehen auch bei unverändertem Kraftwerkspark mit steigender Nachfrage in Szenario A-D 2030 (demand scenario).

Mit den Szenarien A-S 2050 (supply scenario) und B* 2050 (climate policy scenario) wurde, unter langfristiger Perspektive und starkem Einfluss erneuerbarer Stromerzeugung, die Wirkung eines optimal angepassten fossilen Kraftwerksparks auf die Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazität untersucht. Die Simulationen unterstützen die theoretischen Erkenntnisse, dass ein angepasster Kraftwerkspark die Wirkung des Merit-Order-Effekts abschwächt und damit die Wirtschaftlichkeit neuer Erzeugungskapazitäten deutlich verbessert. In Szenario B** 2050 (climate policy scenario - storage) wurde ergänzend die Wirkung weiterer Speicherleistungen im System bei optimalem Kraftwerksmix untersucht und eine noch stärkere Kompensation des MOE festgestellt. In allen drei Szenarien entstehen bei Kapazitätsknappheit Investitionsanreize für neue flexible Gaskraftwerke.

Für alle simulierten Szenarien, bei denen sich Kapazitätsknappheit ergibt, stellt sich die Frage, unter welchen Bedingungen ausreichend Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazität entstehen können, bevor die Kapazität so knapp wird, dass unerwünschte Rationierungen

⁴¹ Dabei ist zu beachten, dass in der vorliegenden Untersuchung keine Risikoaufschläge und sonstige Unsicherheiten bei der Investitionsentscheidung berücksichtigt wurden.

oder Teilabschaltungen die Folge wären. Erstens müssen dafür im EOM bereits ausreichend viele oder hohe Knappheitspreise entstehen können, bevor die verbleibende Erzeugungskapazität vollständig ausgereizt ist. Zweitens müssen dafür die Flexibilitätsoptionen im System ausreichen, damit der dargebotsabhängige Erzeugungsanteil ins System integriert werden kann, ohne dass der MOE eine zu starke preisdämpfende Wirkung entfaltet.

Für die Entstehung von ausreichenden Knappheitspreisen wurden in den unterschiedlichen Szenarien insbesondere die folgenden simulierten Bedingungen⁴² als relevant identifiziert:

- Preiselastische Nachfrage bei hohen Preisen (z.B. Lastabschaltverordnung)
- Back-up Kapazität mit Arbeitspreis über den Grenzkosten (z.B. strategische Reserve)
- Anpassung des Kraftwerksparks (von Grund- zu Mittel- und Spitzenlast)
- Marktkopplung zur Verstetigung der residualen Last

Zur Abschwächung des MOE wurden in unterschiedlichen Szenarien insbesondere die folgenden simulierten Bedingungen als relevant identifiziert:

- Preiselastische Nachfrage bei niedrigen Preisen (z.B. Integration der Sektoren)
- Flexibilisierung von must-run Kapazitäten (z.B. stromgeführte KWK-Anlagen)
- Anpassung des Kraftwerksparks (von Grund- zu Mittel- und Spitzenlast)
- Marktkopplung zum stochastischen Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Erzeugung
- Zubau an Stromspeichern und Ausnutzung der Potenziale an verschiebbaren Lasten
- Anstieg der Preise für Emissionszertifikate

In den Szenarien, in denen ausreichend Investitionsanreize entstehen, wurden für die als relevant identifizierten Bedingungen die in Tabelle 6-1 aufgelisteten Annahmen getroffen.

assumptions affecting profitability					
scenario	A-D 2030	A-S 2030	A-S 2050	B* 2050	B** 2050
price elastic demand (100-1000 EUR/MWh)	--	8 GW	10 GW	15 GW	15 GW
price elastic demand (0-50 EUR/MWh)	--	2 GW	10 GW	15 GW	15 GW
back-up capacity (500 EUR/MWh)	10 GW	--	--	--	--
storage DE (turbine power)	11.7 GW	11.7 GW	18.6 GW	18.6 GW	18.6 GW
storage NO + SE (turbine power)	5.6 GW	5.6 GW	7 GW	7 GW	45 GW
cross-boarder transmission capacity (Σ DE)	26 GW	26 GW	33 GW	33 GW	79 GW
must-run capacity	15 GW	15 GW	5 GW	5 GW	5 GW
capacity adaptation	--	--	yes	yes	yes
emission prices (per t CO2)	34 EUR	34 EUR	57 EUR	57 EUR	57 EUR

Tabelle 6-1: Annahmen für relevante Bedingungen in Szenarien mit Investitionsanreizen

Auch wenn mit den Modellrechnungen verdeutlicht werden kann, dass der EOM unter bestimmten Rahmenbedingungen langfristig effizient ist und bei Kapazitätsknappheit neue Erzeugungskapazität anreizt, bestehen insbesondere in der Übergangsphase große Heraus-

⁴² In der Modellierung wurden auch Preisaufschläge (Kapitel 3.2.8) berücksichtigt, welche ebenfalls die Entstehung von Knappheitspreisen beeinflussen. Allerdings konnte mit einem Sensitivitätsszenario gezeigt werden, dass die modellierten Preisaufschläge zwar zur Wirtschaftlichkeit des Kraftwerksbetriebs beitragen, aber keine notwendige Bedingung für die Funktionsfähigkeit des EOM sind. Insbesondere bei der Berücksichtigung einer teilelastischen Nachfrage war die Wirkung von Preisaufschlägen gering.

forderungen hinsichtlich der rechtzeitigen Erfüllung der benötigten Bedingungen. Wie in Kapitel 2.4 bereits beschrieben, besitzt das Stromversorgungssystem, unter anderem aufgrund von langen Investitionszyklen, eine gewisse Trägheit bei der Reaktion auf neue Einflüsse. So erfolgt die Anpassung des Kraftwerksparks auf den rasant steigenden Anteil erneuerbarer Energien nur sehr langsam. Aufgrund des großen Bestands an Grundlastkraftwerken kann der MOE zunächst eine starke Wirkung entfalten, wodurch im nächsten Schritt flexible Kraftwerke mit hohen Grenzkosten aus dem Markt gedrängt werden. Erst wenn die vorhandenen Grundlastkraftwerke ihre technische Lebensdauer erreicht haben und Retrofit-Maßnahmen nicht mehr wirtschaftlich sind, wird sich der Anpassungsprozess des Kraftwerksparks fortsetzen und die damit verbundene Wirkung auf den Preis wird sich einstellen. Verstärkt wird diese Verzögerung des Anpassungsprozesses durch das aktuell sehr niedrige Preisniveau für Emissionszertifikate und die niedrigen Anreize für die Entwicklung von Systemflexibilität. Auch die europäische Marktintegration und eine eventuelle Harmonisierung des europäischen Market Designs schreiten nur langsam voran. Diese Herausforderungen bergen das Risiko, dass es in der Übergangsphase zu Unterinvestitionen mit entsprechenden Folgen für die Versorgungssicherheit kommen kann, auch wenn in der längerfristigen Perspektive die Funktionsfähigkeit des EOM relativ wahrscheinlich ist.

Außerdem zeigen die Ergebnisse der Szenarioanalyse, dass Investitionen in neue Kapazität nur angereizt werden, wenn Knappheit besteht. Folglich werden nur so viele Kraftwerke zugebaut, bis keine Knappheit mehr vorliegt. Überkapazitäten werden dadurch jedoch nicht aufgebaut. Der Einsatz von sonst ungenutzten Kapazitäten (Reservekapazität) kann allerdings für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit bei sehr seltenen Ereignissen oder sehr langen Zyklusschwankungen (z.B. extreme Winter, sehr schwache Windjahre, Konjunkturschwankungen, etc.) eine wichtige Rolle spielen.

Sowohl für das vorübergehende Risiko von Unterinvestitionen in der Übergangsphase als auch für das langfristige Risiko von extremen Ereignissen werden Kapazitäten oder Flexibilitäten benötigt, die mit hoher Wahrscheinlichkeit nur sehr geringe Einsatzstunden haben werden und sich deshalb nicht über den EOM refinanzieren können, sofern dort aufgrund der Preisobergrenze keine extrem hohen Preisspitzen (z.B. in Höhe des „Value of lost load“) entstehen können. Aus dieser Erkenntnis lässt sich der Bedarf für einen unterstützenden Mechanismus ableiten, der die Fixkostendeckung der erforderlichen Reservekapazitäten oder Lastabwurfmaßnahmen ermöglicht. Ein geeignetes Instrument könnte hier beispielsweise eine strategische Stromreserve sein.

Auch wenn für die Marktfähigkeit⁴³ von dargebotsabhängigen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen ähnliche Bedingungen relevant sind wie für die Wirtschaftlichkeit von konventionellen Erzeugungsanlagen, so stehen hier vor allem die erforderliche Systemflexibilität zur Verminderung des MOE und der Anstieg der Preise für Emissionszertifikate und fossile Brennstoffe im Fokus. Bei gut ausgebauten Interkonnektoren sind dabei zunehmend nicht nur die nationalen, sondern die im Verbund vorhandenen Flexibilitäten relevant. Auch der stochastische Ausgleich der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung wird bei ausreichenden Übertragungskapazitäten sehr stark von der Marktdurchdringung der jeweiligen Ressource im gesamten europäischen System beeinflusst. Neben den Bedingungen, die den Marktwert

⁴³ Als Marktfähigkeit wird hier der Zustand verstanden, bei dem die Einnahmen aus dem Verkauf von dargebotsabhängigem, erneuerbar erzeugtem Strom zu Marktpreis ausreichen um Vollkostendeckung zu gewährleisten. Bei Marktfähigkeit werden zur Refinanzierung der Anlagen keine weiteren Einnahmen aus direkten oder indirekten Fördermaßnahmen mehr benötigt.

der erneuerbaren Erzeugung beeinflussen, ist insbesondere die angenommene Kostendegression für erneuerbare Technologien eine Voraussetzung für deren Marktfähigkeit.

Auch wenn bei zunehmendem Marktanteil der fluktuierenden erneuerbaren Ressourcen der relative Marktwert kontinuierlich sinkt, konnte mit den Modellrechnungen gezeigt werden, dass sich die Marktfähigkeit unter den genannten Bedingungen (Anstieg der Emissions- und Brennstoffpreise, Kostendegression, Systemflexibilisierung) in den meisten Szenarien kontinuierlich verbessert hat und mittel- bis langfristig sogar Fixkostendeckung⁴⁴ möglich ist.

Wie erwartet zeigen die Simulationsergebnisse auch, dass für erneuerbare Anlagen vor allem dann Investitionsanreize entstehen, wenn Kapazitätsknappheit im System vorliegt. Daraus ergibt sich jedoch die Konsequenz, dass auch bei einer Förderung, die direkt an den Marktpreis gekoppelt ist, nur dann ein Zubau erfolgt, wenn die Erzeugungskapazität im gesamten System aller gekoppelten Marktgebiete knapp wird.

Diese gewonnenen Erkenntnisse können auf ein 3-Phasen-Modell⁴⁵ für die Förderung der fluktuierenden erneuerbaren Energien übertragen werden (Abbildung 6-1). Wenn sich die diskutierten Rahmenbedingungen entsprechend entwickeln, wird sich die Fixkostendeckung kontinuierlich verbessern und ein immer geringerer Anteil an Förderung erforderlich sein. Ob langfristig Marktfähigkeit für Wind und PV (auch an mittelmäßigen Standorten) erreicht wird, kann mit den Simulationsrechnungen jedoch nicht eindeutig gezeigt werden. Daher ist es möglich, dass langfristig Fördermaßnahmen (z.B. für schlechte Standorte zur Ausnutzung des gesamten Potenzials) auf niedrigem Niveau erforderlich bleiben.

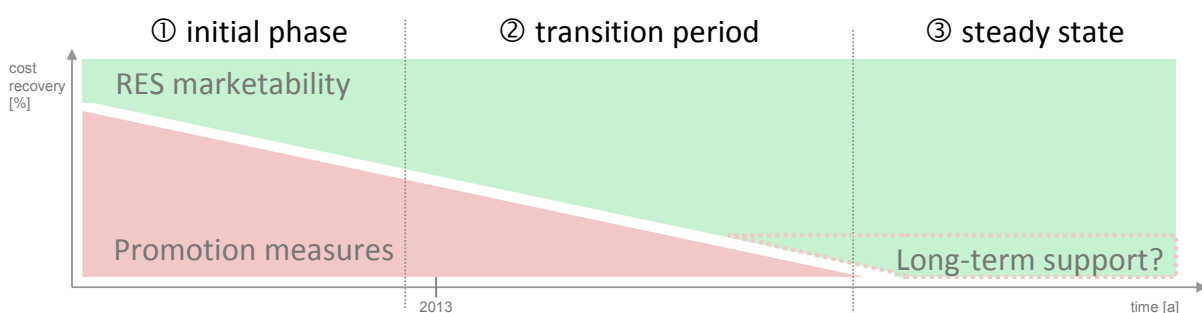


Abbildung 6-1: Phasen der Förderung für erneuerbare Energien

(Quelle: eigene Darstellung)

Die Anfangsphase (initial phase) hatte vor allem die Markteinführung der Technologien und das Erreichen von Lerneffekten zum Ziel. Da die Technologiekosten hoch und die Marktfähigkeit niedrig waren wurde ein marktpreisunabhängiges Förderinstrument gewählt, mit dem ein möglichst effektiver Zubau erfolgen konnte.

⁴⁴ Bei diesem Ergebnis muss beachtet werden, dass für das deutsche Marktgebiet bei einer 100% erneuerbaren Stromversorgung ein maximaler dargebotsabhängiger Anteil von 85% untersucht wurde. Im Durchschnitt über alle modellierten Marktgebiete ergibt sich ein dargebotsabhängiger Anteil von ca. 60%. Würde der fluktuierende Anteil an der Stromversorgung in Europa deutlich über die untersuchten Werte steigen, so bedarf es einer überproportionalen Zunahme an Systemflexibilität, damit der Marktwert des erneuerbar erzeugten Stroms langfristig stabilisiert werden kann und damit Fixkostendeckung möglich ist.

⁴⁵ Zu ähnlichen Erkenntnissen, welche in einem Modell mit drei Stufen abgebildet werden können, kommt die MVV Energie in ihrer aktuellen Studie „Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien“ (Kopp et al. 2013).

Inzwischen wurde Phase 2 (transition period) erreicht, in der nicht mehr nur der reine Zubau sondern auch die zunehmende Systemintegration und das optimale Zusammenspiel konventioneller und erneuerbarer Erzeugung im Fokus der Weiterentwicklung des Förderinstruments stehen. Allerdings besteht auch in der Übergangsphase noch das EE-Ausbauziel, so dass der weitere Zubau nicht nur in Zeiten von Kapazitätsknappheit erfolgen kann. Dies gilt es bei der Weiterentwicklung der Förderung zu berücksichtigen. Ein Beispiel hierfür ist die gleitende Marktprämie, die Schwankungen des Marktpreisniveaus ausgleicht und damit den Investitionsanreiz vom allgemeinen Kapazitätsbedarf entkoppelt.

In Phase 3 (steady state) bestehen keine EE-Ausbauziele mehr, die durchschnittlichen Stromgestehungskosten von erneuerbar erzeugtem Strom liegen im Idealfall unterhalb von denen fossiler Erzeugung (inkl. Kosten für CO₂-Emissionen) und die Flexibilität im System ist fortgeschritten. In diesem „eingeschwungenen“ Zustand des Stromversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Erzeugung ist es durchaus wünschenswert, dass nur dann ein Neubau von erneuerbaren Anlagen erfolgt, wenn Kapazitätsknappheit vorliegt, also andere Kapazitäten aus dem Markt ausscheiden. Für den Fall, dass in dieser Phase trotz deutlich verbesserter Fixkostendeckung noch eine Förderung erforderlich ist, kann diese möglicherweise direkt an Marktpreise gekoppelt werden (z.B. fixe Marktprämie).

7 Handlungsempfehlungen

Mit der vorliegenden Untersuchung konnte gezeigt werden, dass unter bestimmten Bedingungen der Energy-Only-Markt bei Kapazitätsknappheit in der Lage ist, ausreichend Investitionsanreize für neue konventionelle Erzeugungskapazität zu setzen. Darüber hinaus können (ebenfalls unter bestimmten Bedingungen) die Preissignale des EOM auch Investitionen in neue dargebotsabhängige erneuerbare Erzeugungskapazitäten anreizen oder zumindest einen hohen Anteil der Fixkosten decken⁴⁶.

Die Untersuchung zeigt jedoch auch, dass sich manche dieser Bedingungen in der Übergangsphase voraussichtlich erst verzögert einstellen und außerdem langfristig für sehr seltene Ereignisse Reservekapazitäten vorgehalten werden müssen, welche (bei einer Preisobergrenze) nicht durch den EOM angereizt werden können.

Hinsichtlich der Ableitung von Handlungsempfehlungen⁴⁷ stellt sich also die Frage, welche dieser für Investitionsanreize erforderlichen Bedingungen sich voraussichtlich rechtzeitig durch die Signale des Marktes einstellen werden und welche ggf. mit regulatorischen Maßnahmen beeinflusst werden sollten.

Für ausreichend Investitionsanreize in konventionelle Erzeugungskapazität sind vor allem die Bedingungen relevant, die erstens zu ausreichend hohen und vielen Knappheitspreisen führen und zweitens den Merit-Order-Effekt abschwächen und damit zu viele Niedrigpreise verhindern (Kapitel 6). Für die Fixkostendeckung von dargebotsabhängigen erneuerbaren Anlagen sind zusätzlich noch die Bedingungen relevant, die das Verhältnis der durchschnittlichen Stromgestehungskosten von erneuerbaren zu konventionellen Ressourcen verbessern. Dies sind vor allem steigende Preise für Emissionsrechte und fossile Brennstoffe sowie Kostendegression für erneuerbare Technologien.

Nachfolgend sollen die relevanten Bedingungen und eventuelle mögliche Maßnahmen zur Beeinflussung dieser diskutiert werden:

- **Preise für fossile Brennstoffe** können nur schwer beeinflusst werden und müssen daher als exogene Faktoren betrachtet werden. Grundsätzlich ist es jedoch wahrscheinlich, dass sich langfristig bei endlichen Energieträgern ein steigendes Preisniveau einstellt.
- **Preise für Emissionszertifikate** können für die nähere Zukunft durch eine Reform des europäischen Emissionshandels (z.B. durch langfristige Zurückhaltung von Zertifikaten) oder durch die Einführung einer zusätzlichen nationalen CO₂-Abgabe beeinflusst werden. Langfristig ist jedoch bei einem Fortbestehen des europäischen Emissionshandelssystems durch die gesetzte Emissionsobergrenze mit steigenden Preisen zu rechnen.
- **Technologiekosten für erneuerbare Energien** können grundsätzlich durch Forschung und Entwicklung, sowie bei fortgeschrittener Technologieentwicklung durch Skaleneffekte bei ausreichender Marktdurchdringung beeinflusst werden. Für Wind und PV hat sich

⁴⁶ Zu ähnlichen Ergebnissen bei einer vergleichbaren modellbasierten Szenarioanalyse kommen auch enervis und BET in ihrem Gutachten „Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland“ für den VKU (Ecke et al. 2013).

⁴⁷ Für die hier formulierten Handlungsempfehlungen gilt die Prämisse, dass ein funktionsfähiger EOM mindestens ebenso effizient ist wie ein alternatives Marktdesign (z.B. mit umfassendem Kapazitätsmarkt) und daher politisch präferiert wird. Diese Prämisse bedarf aber noch weitreichender Untersuchungen zur Folgenabschätzung und Effizienz von Kapazitätsmechanismen. Dennoch gilt für die vorgeschlagenen Maßnahmen, dass diese auch im Falle eines erweiterten Marktdesigns Effizienzsteigerungen mit sich bringen und daher „no-regret“-Maßnahmen sind.

mittlerweile ein globaler Markt entwickelt, so dass hier durch Maßnahmen in Deutschland bzw. Europa nur noch bedingt eingegriffen werden kann⁴⁸ (Eingriffe wie z.B. Strafzölle auf chinesische Solarmodule stellen hier eine Ausnahme dar).

- **Preiselastische Nachfrage bei hohen Strompreisen**, also der Lastabwurf oder die vorübergehende zeitliche Verschiebung der Last von Verbrauchern in Knappheitssituationen, dient vor allem der Entstehung von Knappheitspreisen deutlich über dem Grenzkostenniveau der konventionellen Erzeugung und zur Reduktion des Bedarfs für Spitzenlastkraftwerke. Grundsätzlich sollte der EOM bei kontinuierlich anwachsender Kapazitätsknappheit und häufiger auftretenden Preisspitzen in der Lage sein, nicht nur neue Erzeugungskapazität sondern auch Nachfrageflexibilität anzureizen. Wohingegen der EOM in der Übergangsphase, also bei selten auftretenden Preisspitzen und Knappheitssituationen, noch keine ausreichenden Anreize sendet, obwohl abschaltbare Lasten bereits eine Alternative zur Vorhaltung von Reservekapazität sein können. Zusätzliche Maßnahmen zur Ausschöpfung vorhandener Potenziale in der Industrie, und längerfristig eventuell auch durch gepoolte Lasten von Gewerbe und privaten Haushalten (z.B. über Curtailment Service Provider), sind grundsätzlich sinnvoll und werden bereits im Rahmen der Lastabschaltverordnung (AbLaV 2013) in Ansätzen verfolgt. Darüber hinaus können Hemmnisse⁴⁹ abgebaut werden, die eine Flexibilisierung der Nachfrage erschweren.
- **Preiselastische Nachfrage bei niedrigen Strompreisen**, also der zusätzliche Verbrauch von Strom in Zeiten von Überangebot, dient vor allem der Integration von dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien und damit der Abschwächung des MOE. Grundsätzlich sollte der EOM auch hier in der Lage sein, zusätzliche Nachfrage anzureizen, sobald durch den MOE ausreichend viele Niedrigpreise oder negative Preise entstehen. Allerdings stellen die verhältnismäßig hohen Abgaben auf den Stromverbrauch hohe Markteintrittsbarrieren dar, so dass eine Anreizung allenfalls verspätet zu erwarten ist. Zusätzliche Maßnahmen zur frühzeitigen Anreizung von flexiblem Verbrauch bei niedrigen Preisen sollten sich auf den Abbau dieser Markteintrittsbarrieren beschränken, da durch eine zusätzliche Förderung die Auslastung vorhandener Grundlastkraftwerke und damit einhergehend die Emissionen der Stromversorgung ansteigen würden. Maßnahmen zur Technologieentwicklung sollten jedoch frühzeitig ergriffen werden.
- **Stromspeicher oder verschiebbare Lasten** haben die Eigenschaft, dass sie sowohl eine zusätzliche Nachfrage bei niedrigen Strompreisen generieren, als auch eine zusätzliche Erzeugung (bzw. einen Lastabwurf bei verschiebbaren Lasten) bei hohen Preisen bereitstellen können. Da hier jedoch (mit Ausnahme der Speicherverluste) kein zusätzlicher Strom verbraucht wird, steigen die Emissionen der Stromversorgung durch den Einsatz nur geringfügig. Bei hohen EE-Anteilen können sogar Emissionen eingespart werden. Dies ist immer dann der Fall, wenn emissionsfrei erzeugte Strommengen anstatt in Überschusssituationen abgeregelt zu werden, in Zeiten mit Knappheit verschoben werden und dort fossile Erzeugung verdrängen. Maßnahmen zur frühzeitigen Anreizung von Speichern oder flexiblen Lasten können grundsätzlich sinnvoll sein. Dabei sollte aber ei-

⁴⁸ Es ist jedoch möglich, dass durch F&E Technologiesprünge und damit verbundene Kostensenkungen erreicht werden.

⁴⁹ Beispielsweise reizt die Netzentgeltbefreiung von Industriebetrieben bei mehr als 7000h Abnahme und Verbrauch von mehr als 10 GWh nach §19(2) Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV 2011) einen gleichmäßig verteilten Stromverbrauch an und ist damit als Maßnahme vor allem für einen grundlastdominierten Kraftwerkspark ausgelegt. Auch die Ausgestaltung von HT/NT-Tarifen folgt nicht den Bedürfnissen einer Stromversorgung mit hohen Anteilen dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien.

ne Priorisierung aller Flexibilitätsoptionen hinsichtlich der Erschließbarkeit und der Kosten erfolgen.

- **Flexibilisierung des bestehenden und zukünftigen Kraftwerksparks** beinhaltet Maßnahmen zur Verbesserung der technischen oder ökonomischen Fähigkeiten verschiedener Kraftwerke, kurzfristig auf die Preissignale des EOM zu reagieren. Beispielsweise kann durch die Investition in zusätzliche Wärmespeicher bei KWK-Kraftwerken ein stromgeführter Betrieb ermöglicht werden, wodurch sich die must-run Kapazität im Strommarkt verringert und der MOE abgeschwächt wird. Der EOM sollte grundsätzlich in der Lage sein, Kraftwerksmodernisierungen zur Flexibilisierung anzureizen. Allerdings könnten auch hier lange Investitionszyklen in der Übergangsphase eine Herausforderung darstellen, so dass eine zusätzliche Anreizung sinnvoll sein kann. Ansätze dazu finden sich bereits im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG 2012). Zusätzlich ist es möglich, die must-run Kapazität zu verringern und damit die Flexibilität zu erhöhen, indem für die Reservemärkte eine große Anzahl von Marktteilnehmern zur Bereitstellung zugelassen wird.
- **Weiterentwicklung der Kopplung der europäischen Marktgebiete**, also die organisatorische Verbesserung des grenzüberschreitenden Handels sowie der technische Ausbau der Interkonnektorkapazitäten zwischen den Marktgebieten, dient vor allem dem Effizienzgewinn durch die Verstärkung der residualen Last (inkl. stochastischer Ausgleich der EE-Erzeugung) und der besseren Ausnutzung des konventionellen Kraftwerksparks. Beides trägt zu einem geringeren Bedarf an Erzeugungskapazität bei. Die Effizienzgewinne lassen sich jedoch nur ausnutzen, sofern eine sorgfältig abgestimmte, europaweite Energiepolitik verfolgt wird. Ein notwendiger Schritt ist es dabei, das Thema Versorgungssicherheit auf europäischer Ebene zu betrachten anstatt an nationalen Vorgaben zur Deckung der Spitzenlast festzuhalten. Auch bei der Weiterentwicklung des Marktdesigns ist eine europäische Harmonisierung oder zumindest Abstimmung erforderlich. Beispielsweise wirkt sich die Einführung von Kapazitätsmärkten nicht nur national, sondern auch in angrenzenden Marktgebieten auf die Entstehung von Preisspitzen aus. Europäische Vorgaben zur besseren Integration der Strommärkte wurden mit der EU-Binnenmarkttrichtlinie (EU-Richtlinie 2009/72/EG 2009) bereits umgesetzt, eine bessere Abstimmung zur Weiterentwicklung des europäischen Marktdesigns ist jedoch dringend zu empfehlen.
- **Anpassung des Kraftwerksparks**, welche durch die Wirkung erneuerbarer Energien und durch steigende Emissionspreise hervorgerufen wird. Es entsteht dadurch ein Anreiz zur Investition in Mittel- und Spitzenlasttechnologien, sowie zum Marktaustritt von Grundlastkraftwerken. Dieser Umbauprozess wird grundsätzlich (wenn auch nur sehr langsam) durch den EOM vorangetrieben und kann außer durch die Beeinflussung der CO₂-Preise nur schwierig mit zusätzlichen Maßnahmen⁵⁰ angereizt werden.
- **Bereitstellung von Kapazitätsreserven** zur langfristigen Erhöhung der Versorgungssicherheit und zur Anreizung von Knappheitssignalen in der Übergangsphase. Die Etablierung einer strategischen Stromreserve oder die Weiterentwicklung der bereits bestehenden Netzreserve der BNetzA (BMWi 2013) erweist sich vor allem dann als ideales Instrument zur Ergänzung des EOM, wenn davon ausgegangen werden kann, dass der EOM langfristig in der Lage ist, ausreichend neue Erzeugungskapazität anzureizen

⁵⁰ Denkbar sind hier Maßnahmen, die Gaskraftwerke gegenüber Kohlekraftwerke bevorzugen. Beispielsweise eine zusätzliche Internalisierung von externen Kosten, welche von Braunkohlekraftwerken verursacht werden, oder eine Umwidmung der Stromsteuer in eine Primärenergiesteuer.

(Nicolosi 2012a; Winkler et al. 2013). Dies konnte mit den Ergebnissen der vorliegenden Arbeit gezeigt werden, da lediglich in der Übergangsphase und langfristig bei sehr seltenen Ereignissen ein wahrscheinlicher Bedarf für Reservekapazität ermittelt wurde. Eine Ausgestaltung der strategischen Reserve, wie sie das Bundesumweltministerium vorschlägt (BMU et al. 2013), ist zudem in der Lage, in der Übergangsphase für die Entstehung von Knappheitspreisen zu sorgen und damit einerseits den Umbau des Kraftwerks-parks und andererseits einen Wettbewerb zwischen den Flexibilitätsoptionen anzureizen. Dabei erweist sich die optimale Integration der erneuerbaren Energien durch die markt-übergreifende Anreizung von Flexibilitätsoptionen als einer der entscheidenden Vorteile des EOM mit strategischer Reserve gegenüber Kapazitätsmärkten. Außerdem ist eine Umsetzung schnell möglich und mit verhältnismäßig geringen Kosten und einem geringen Markteingriff⁵¹ verbunden. Geringere Kosten als bei einem Kapazitätsmarkt entstehen nicht zuletzt aufgrund der geringeren Anfälligkeit für Parametrisierungsrisiken und für Lobbyeinflüsse. In Bezug auf eine europäische Harmonisierung der Energiepolitik bietet die strategische Reserve die Möglichkeit von einfachen bilateralen Absprachen zwischen angrenzenden Marktgebieten zur gemeinsamen Bereitstellung der Reserve.⁵²

⁵¹ Die geringe Tiefe des Markteingriffs wird unter anderem auch damit begründet, dass die Einführung einer strategischen Reserve reversibel ist, was für die meisten Modelle eines Kapazitätsmarktes nicht gilt.

⁵² Eine Kooperation bei der Nutzung einer strategischen Reserve wird heute bereits in Schweden und Finnland praktiziert.

8 Weiterer Forschungsbedarf

Weiterer Forschungsbedarf, der aus der vorliegenden Arbeit abgeleitet werden kann, besteht insbesondere auf den folgenden Gebieten:

- Flexibilitätsoptionen zur besseren Integration erneuerbarer Energien
- Maßnahmen, die die Entstehung von Knappheitspreisen ermöglichen
- Umbau des Kraftwerksparks
- Ausgestaltung und Implementierung einer strategischen Stromreserve
- Marktfähigkeit von dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien
- Versorgungssicherheit auf europäischer Ebene

Wie die Ergebnisse der Untersuchung zeigen, spielt die zukünftige Systemflexibilität in der Stromversorgung (Abbildung 8-1) eine entscheidende Rolle für die Integration der erneuerbaren Energien und damit auch für die Funktionsfähigkeit des Energy-Only-Marktes. Weitere Forschungsfragen ergeben sich hierbei vor allem für die Schnittstellen zu den Sektoren Wärme und Verkehr. Heute ist noch weitgehend unklar, welche Flexibilitätspotenziale langfristig beispielsweise mit einer hybriden Wärmebereitstellung⁵³ in Fern- und Nahwärmenetzen (Kältenetzen) vorhanden sind. Dabei müssen nicht nur die Potenziale, sondern auch die Technologieeigenschaften, die Kosten und die tatsächlichen Wirkungen auf den Strommarkt detailliert untersucht werden.

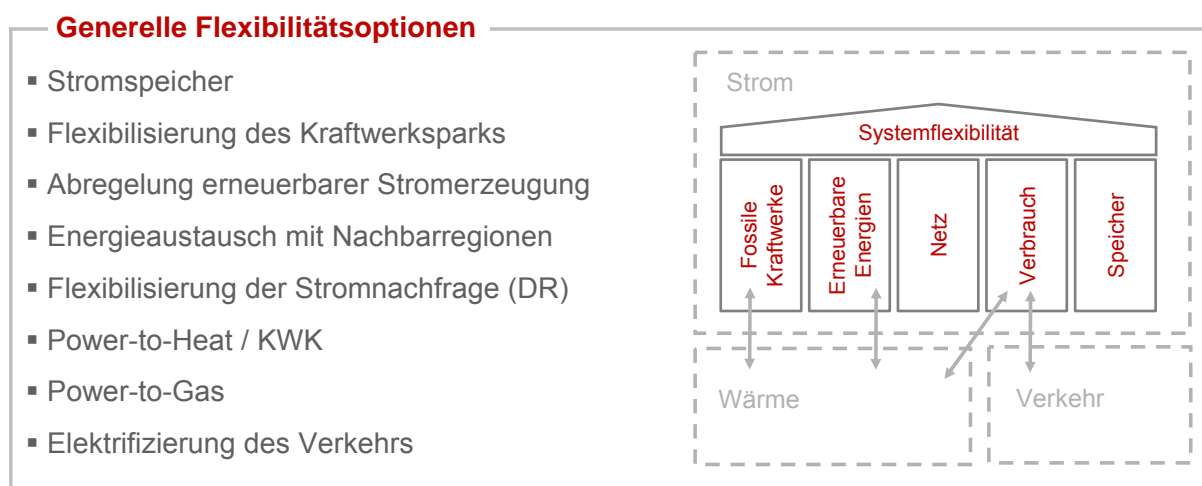


Abbildung 8-1: Flexibilitätsoptionen für das Stromversorgungssystem

(Quelle: eigene Darstellung)

Für die Dekarbonisierung des Verkehrs wird es zukünftig (über den Einsatz von biogenen Kraftstoffen hinaus) erforderlich sein, dass die Elektromobilität und die Bereitstellung von

⁵³ Durch die Ergänzung einer KWK-Anlage mit einem Wärmespeicher, einem Elektrodenheizkessel und je nach Größe mit einer Wärmepumpe kann die Wärme in Abhängigkeit vom Strompreis fossil oder elektrisch bereitgestellt werden. Darüber hinaus kann mit der KWK-Anlage in Abhängigkeit des Strompreises viel oder wenig Strom erzeugt werden.

Kraftstoffen aus erneuerbarem Strom (Power-to-Gas) vorangetrieben werden. Auch hier sind die Potenziale, Kosten und Eigenschaften (beispielsweise des elektrischen Güterverkehrs mit Oberleitungen auf Autobahnen⁵⁴) weitgehend unbekannt.

Ebenfalls von großer Bedeutung für die Entstehung von Knappheitspreisen sind die flexiblen Verbraucher, die bereit sind, bei sehr hohen Strompreisen auf ihren Stromverbrauch zu verzichten (Lastabwurf) oder diesen in Zeiten niedriger Strompreise zu verlagern (Lastverschiebung). Dabei stellt sowohl die detaillierte Analyse der vorhandenen Potenziale (z.B. bei zahllosen Prozessen in der Industrie) als auch die Abschätzung zukünftig noch entstehender Potenziale (z.B. Pooling von abschaltbaren privaten Verbrauchern durch Service Curtailment Provider) eine große Herausforderung dar.

Neben der preiselastischen Nachfrage kann auch die Erzeugungsseite durch den Umbau des Kraftwerksparks (z.B. mit „super peaker“) oder durch die Implementierung einer strategischen Stromreserve für die Entstehung von höheren Preisspitzen sorgen.

Da die Dauer der Anpassung des Kraftwerksparks heute nur schwer abzuschätzen ist und sich insbesondere der Marktaustritt von Grundlastkraftwerken bei niedrigen Emissionspreisen nur sehr langsam vollzieht, stellt sich die Frage, ob dieser Prozess mit politisch durchsetzbaren Maßnahmen beschleunigt werden kann.

Auch wenn zu Kapazitätsmechanismen im Allgemeinen und zur strategischen Reserve im Speziellen in der jüngeren Vergangenheit zahlreiche Studien erschienen sind, fehlt bisher eine detaillierte quantitative Analyse der Wirkungen auf den Strommarkt (BMWi 2013) einerseits und genauere Überlegungen zur tatsächlichen Ausgestaltung und Umsetzung für den deutschen Markt andererseits.

Die Marktfähigkeit der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien bedarf noch weiterer detaillierter Untersuchungen, die über die Analysen in dieser Arbeit hinaus gehen. Von Interesse sind hierbei beispielsweise die Wirkungen unterschiedlicher meteorologischer Jahre, die bessere Kopplung aller europäischen Marktgebiete, unterschiedliche europäische Ausbauszenarien für erneuerbare Energien, unterschiedliche Entwicklungspfade der Kraftwerksparks, Preispfade für Brennstoffe und Emissionsrechte oder unterschiedliche Degressionspfade für erneuerbare Technologiekosten.

Möglichkeiten und Ausgestaltungsoptionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf europäischer Ebene und eine sorgfältige Abstimmung europäischer Energiepolitik sind weitere Forschungsfelder für zukünftige Analysen.

⁵⁴ In dem durch das Umweltministerium geförderten Projekt ENUBA II (BMU 2013b; Siemens 2013) werden bereits die technische Machbarkeit und das Potenzial zum Klimaschutz untersucht. Ersten Expertenschätzungen zufolge können bei 140.000 LKW bis zu 10 GW flexible Nachfrage bei hohen Strompreisen ab- und bei niedrigen Strompreisen zugeschaltet werden.

9 Anhang

9.1 Modellierung von Windenergie-Einspeisezeitreihen

9.1.1 Standortwahl

Die Auswahl der Standorte erfolgte auf Grundlage verfügbarer Daten zu bestehenden Windparks. Für jeden Standort wurden die Koordinaten (Längengrad/Breitengrad) sowie die jeweils installierte Leistung festgehalten.

SE	CH	DK	BE	AT	FR	LU	NO	PL	CZ	NL
649	32	1125	79	45	656	10	23	93	50	160

Tabelle 9-1: Standortwahl Wind - Anzahl berücksichtigter Standorte

9.1.2 Winddaten

Es wurden Wettermodelldaten mit räumlicher und zeitlicher (3-Stunden) Auflösung der Windgeschwindigkeiten in 100 Meter Höhe verwendet. Die Zeitreihe der Windgeschwindigkeiten wurde linear interpoliert, um eine Reihe mit stündlicher Auflösung zu erhalten.

9.1.3 Modell-Leistungskennlinie

Für die Modellierung wurde zunächst eine relative Modell-Leistungskennlinie definiert: Mittelwert der Leistungskennlinien der beiden Anlagen Vestas V90 - 2.0 MW und Enercon E82 - 2.0 MW.

Die gleichen Anlagen wurden im Rahmen der dena Netzstudie II zur Generierung von Zeitreihen der Stromeinspeisung aus Windenergie für das Jahr 2020 verwendet. Im Jahr 2007 hatten diese beiden Anlagentypen einen Anteil von 20,3 % (Vestas V90) und 12,5 % (Enercon E82) aller neu installierten Anlagen (dena 2010).

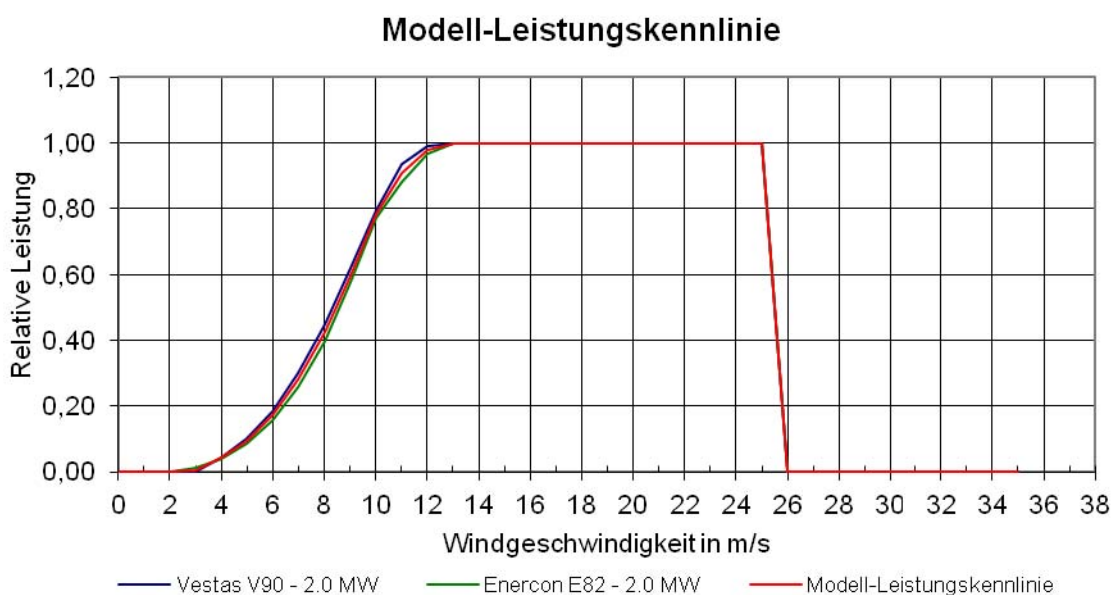


Abbildung 9-1: Modell-Leistungskennlinie

(Quelle: eigene Darstellung)

In einem zweiten Schritt wurde die relative Modell-Leistungskennlinie mit Hilfe zweier logistischer Funktionen modelliert:

$$y = \frac{1}{1 + e^{-t_1 \cdot (x - b_1)}} - \frac{1}{1 + e^{-t_2 \cdot (x - b_2)}}$$

mit $t_1=0,76875$; $b_1=8.3222$; $t_2=2.0$; $b_2=25.5$

Formel 9-1: Logistische Funktion zur Beschreibung einer Modelleistungskennlinie

Die Funktionsparameter t_1 und b_1 wurden mit Hilfe einer Ausgleichsrechnung bestimmt (Fitting). Die Parameter t_2 und b_2 wurden manuell gesetzt.

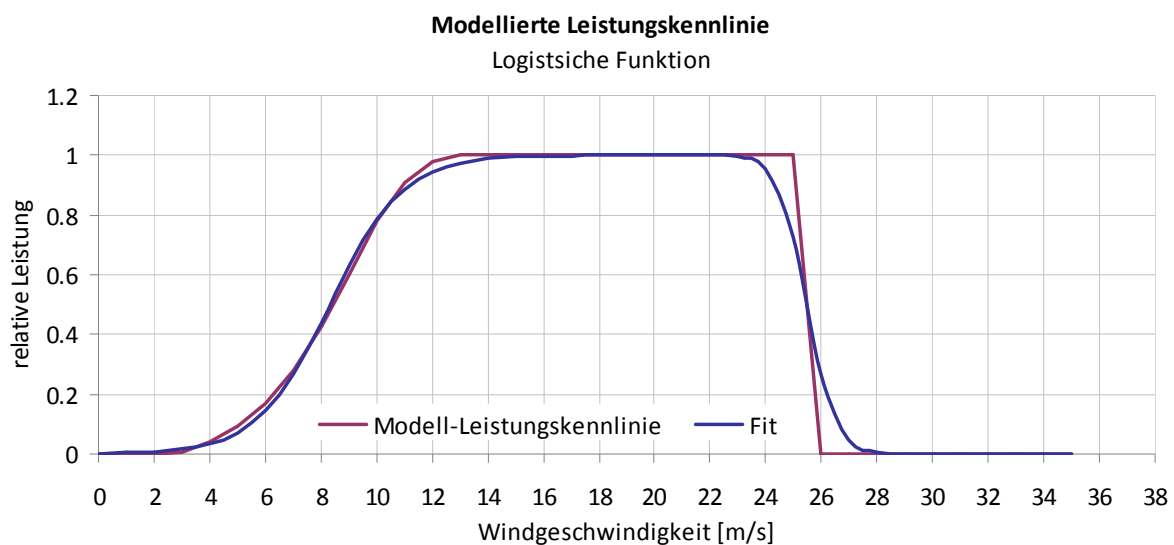


Abbildung 9-2: Modellierte Leistungskennlinie (Logistische Funktionen)

(Quelle: eigene Darstellung)

9.1.4 Berechnung der relativen Parkleistung

Für jeden Standort wurde mit Hilfe der modellierten Leistungskurve aus den Windgeschwindigkeitsdaten eine stündlich aufgelöste Zeitreihe mit relativen Leistungen berechnet.

9.1.5 Aggregierte Wind-Einspeisezeitreihe

Die einzelnen Zeitreihen wurden gewichtet mit der installierten Leistung des jeweiligen Standortes und zu einer nationalen relativen Einspeisezeitreihe aggregiert.

9.2 Modellierung von Photovoltaik-Einspeisezeitreihen

9.2.1 Standortwahl

Die Auswahl der Standorte erfolgte auf Grundlage verfügbarer Daten zu bestehenden PV-Parks. Für jeden Standort wurden die Koordinaten (Längengrad/Breitengrad) sowie die jeweils installierte Leistung festgehalten.

CH	DK	BE	AT	FR	LU	PL	CZ	NL
340	25	332	527	67	3	2	13	243

Tabelle 9-2: Standortwahl PV – Anzahl berücksichtigter Standorte

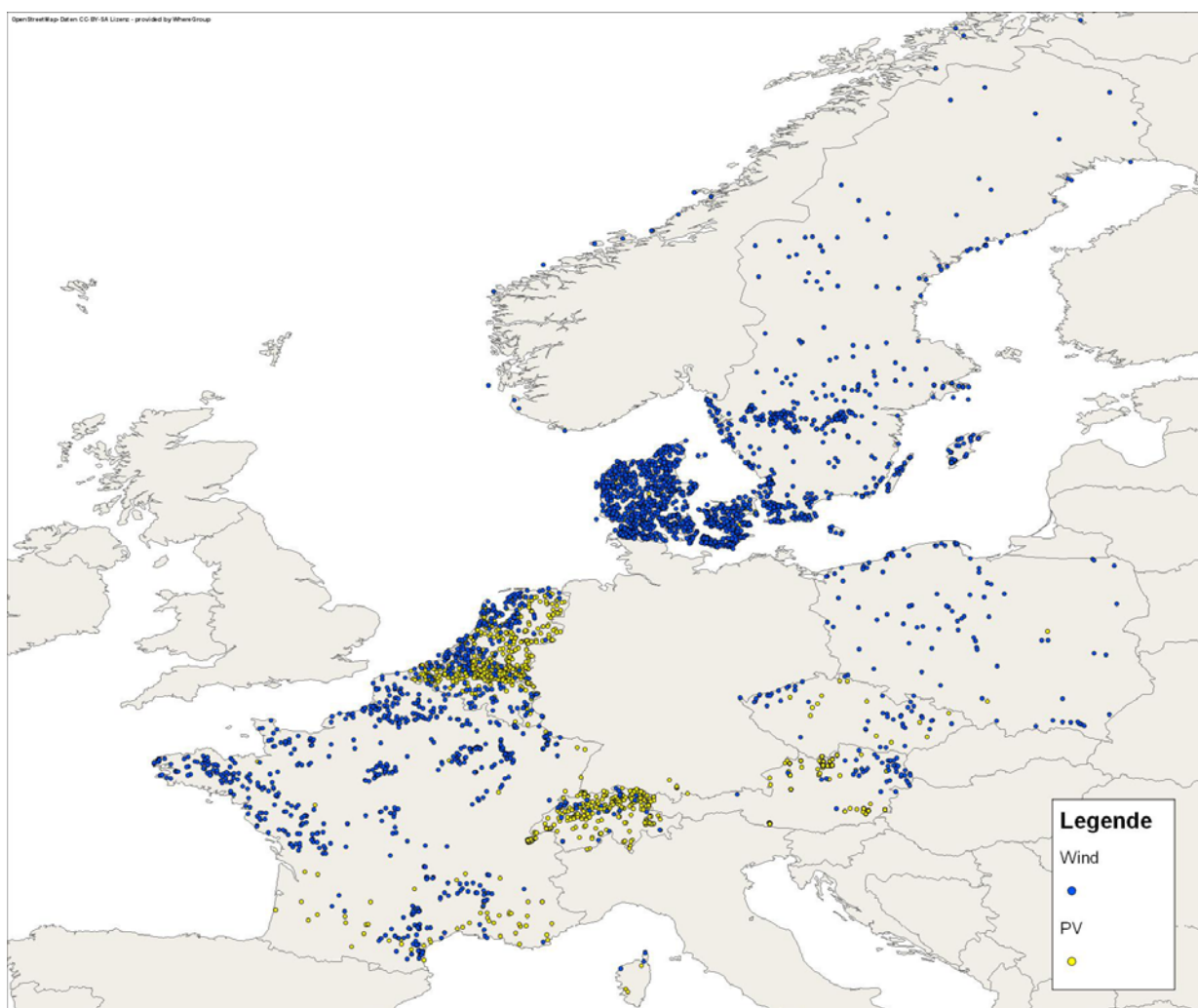


Abbildung 9-3: Standorte von Wind-/ PV-Anlagen in den Modellregionen (NO, SE, DK, PL, CZ, CH, AT, FR, LU, BE, NL)

(Quelle: eigene Darstellung)

9.2.2 Strahlungs- und Temperaturdaten

Die verwendeten, stündlich aufgelösten Daten zur Global- und Direktstrahlung stammen aus der Datenbank des CM SAF (The Satellite Application Facility on Climate Monitoring) (Müller et al. 2009).

Das Modell sieht grundsätzlich vor, zeitlich und stündlich aufgelöste Temperaturdaten zu importieren. Zum Zeitpunkt der Modellierung lagen jedoch nur lückenhafte Temperaturdaten vor. Daher wurde mit einer konstanten Temperatur von 25 °C gerechnet. Dies entspricht den Standard Test Conditions (kurz STC, weltweit einheitliche Betriebsbedingungen für den Test von Photovoltaikanlagen).

9.2.3 Berechnung der Strahlungsintensität auf Modulebene

Das Modell berechnet die diffuse, direkte und vom Boden reflektierte Strahlung für verschiedene Ausrichtungen und Neigungen je Standort.

In einem ersten Schritt wurden dafür der Sonnenstand, also die Sonnenhöhe und der Sonnenazimut bestimmt. Beide Größen sind vom Datum, der Uhrzeit und vom Standort (geografische Länge und Breite) abhängig.

Bezeichnung	Formel
Tageswinkel (day angle)	$J' = 360^\circ * \frac{\text{Tag des Jahres}}{\text{Anzahl der Tage des Jahres}}$
Sonnendeklination in Grad (declination)	$\delta(J') = 0,3948 - 23,2559 * \cos(J' + 9,1^\circ) - 0,3915 * \cos(2 * J' + 5,4^\circ) - 0,1764 * \cos(3 * J' + 105,2^\circ)$ mit $J' := \text{Tageswinkel}$
Zeitgleichung in min (equation of time)	$Zgl(J') = 0,0066 + 7,3525 * \cos(J' + 85,9^\circ) + 9,9359 * \cos(2 * J' + 108,9^\circ) + 0,3387 * \cos(3 * J' + 105,2^\circ)$
Mittlere Ortszeit (local mean time)	$MOZ = MEZ - 4 * (15^\circ - \lambda)$ mit $\lambda := \text{geografische Länge}$ $MEZ := \text{Mittleuropäische Zeit}$
Wahre Ortszeit (true local time)	$WOZ = MOZ + Zgl$ mit $MOZ := \text{Mittlere Ortszeit}$ $Zgl := \text{Zeitgleichung}$
Stundenwinkel (hour angle)	$\omega = (12,00\text{h} - WOZ) * 15^\circ / \text{h}$ mit $WOZ := \text{Wahre Ortszeit}$
Sonnenhöhe (solar elevation angle)	$\gamma_s = \arcsin(\cos \omega * \cos \phi * \cos \delta + \sin \phi * \sin \delta)$ mit $\phi := \text{geografische Breite}$ $\omega := \text{Stundenwinkel}$ $\delta := \text{Sonnendeklination}$

Sonnenazimut (solar azimuth angle)	$\alpha_s = \begin{cases} 180^\circ - \arccos \frac{\sin \gamma_s * \sin \phi - \sin \delta}{\cos \gamma_s * \cos \phi} & \text{für } WOZ \leq 12.00h \\ 180^\circ + \arccos \frac{\sin \gamma_s * \sin \phi - \sin \delta}{\cos \gamma_s * \cos \phi} & \text{für } WOZ > 12.00h \end{cases}$ <p>mit $\gamma_s := \text{Sonnenhöhe}$</p> <p>$\phi := \text{geografische Breite}$</p> <p>$\delta := \text{Sonnendeklination}$</p> <p>$WOZ := \text{Wahre Ortszeit}$</p>
---	---

Formel 9-2: Formeln zur Berechnung des Sonnenstandes

In einem zweiten Schritt wurde die Strahlungsintensität auf Modulebene bestimmt (Globalstrahlung $E_{G,gen}$). Die Strahlung setzt sich dabei aus den drei folgenden Bestandteilen zusammen: (1) direkte Strahlung, (2) diffuse Strahlung, (3) vom Boden reflektierte Strahlung.

Bezeichnung	Formel
Globalstrahlung auf der geneigten Ebene	$E_{G,gen} = E_{dir,gen} + E_{diff,gen} + E_{ref,gen}$ <p>mit $E_{dir,gen} := \text{Direkte Strahlung auf der geneigten Ebene}$</p> <p>$E_{diff,gen} := \text{Diffuse Strahlung auf der geneigten Ebene}$</p> <p>$E_{ref,gen} := \text{Vom Boden reflektierte Strahlung auf der geneigten Ebene}$</p>
Sonneneinfallswinkel (angle of incidence)	$\theta_{gen} = \arccos(-\cos \gamma_s * \sin \gamma_E * \cos(\alpha_s - \alpha_E) + \sin \gamma_s * \cos \gamma_E)$ <p>mit $\gamma_s := \text{Sonnenhöhe}$</p> <p>$\gamma_E := \text{Höhenwinkel der geneigten Ebene}$</p> <p>$\alpha_s := \text{Sonnenazimut}$</p> <p>$\alpha_E := \text{Azimutwinkel der geneigten Ebene}$</p>
Direkte Strahlung auf der geneigten Ebene	$E_{dir,gen} = E_{dir,hor} * \frac{\cos \theta_{gen}}{\sin \gamma_s}$ <p>mit $E_{dir,hor} := \text{Direkte Strahlung auf der Horizontalen}$</p> <p>$\theta_{gen} := \text{Sonneneinfallswinkel auf der geneigten Ebene}$</p> <p>$\gamma_s := \text{Sonnenhöhe}$</p>
Diffuse Strahlung auf der Ebene	$E_{diff,gen} = E_{diff,hor} * \frac{1}{2} * (1 + \cos \gamma_E) * (1 + F * \sin^3 \frac{\gamma_E}{2}) * (1 + F * \cos^2 \theta_{gen} * \cos^3 \gamma_s)$ <p>mit $F = 1 - \left(\frac{E_{diff,hor}}{E_{G,hor}}\right)^2$</p> <p>$E_{diff,hor} := \text{Diffuse Strahlung auf der Horizontalen}$</p> <p>$E_{G,hor} := \text{Gesamtstrahlung auf der Horizontalen}$</p> <p>$\gamma_E := \text{Höhenwinkel der geneigten Ebene}$</p> <p>$\theta_{gen} := \text{Sonneneinfallswinkel auf der geneigten Ebene}$</p> <p>$\gamma_s := \text{Sonnenhöhe}$</p>

Bodenreflexion

$$E_{\text{refl,gen}} = E_{\text{G,hor}} * A * \frac{1}{2} * (1 - \cos \gamma_E)$$

mit $E_{\text{G,hor}}$:= Gesamtstrahlung auf der Horizontalen

A := Albedowert

γ_E := Höhenwinkel der geneigten Ebene

Formel 9-3: Formeln zur Berechnung des Strahlungsintensität

Zur Berücksichtigung von Verschattungseffekten wurde ein einfaches Korrekturverfahren nach (Schubert 2012) umgesetzt. Dabei wird die Globalstrahlung, die auf die Modulebene trifft, bei niedrigen Sonnenständen über einen Faktor reduziert. Dieser Faktor beträgt 0,7 bei einer Sonnenhöhe von 0° und steigt bis zu einer Sonnenhöhe von 17° linear auf den Wert eins an.

Die Berechnung wurde jeweils für fünf Neigungsklassen und drei Azimutwinkel durchgeführt. Gewichtung nach (Schubert 2012).

Neigung	Gewichtung
25°	0,05
30°	0,2
35°	0,5
40°	0,2
45°	0,05

Tabelle 9-3: Neigungsklassen

Azimut	Gewichtung
Süd-Ost (140°)	0,2
Süd (180°)	0,6
Süd-West (220°)	0,2

Tabelle 9-4: Azimutwinkel

9.2.4 Modultemperatur

Die Modultemperatur hat einen wesentlichen Einfluss auf den Wirkungsgrad der Module. Die Berechnung erfolgt nach (Drews et al. 2007):

$$T_{\text{Mod}} = T_U + c * E_{\text{G,gen}}$$

mit: T_{Mod} Modultemperatur; T_U Umgebungstemperatur; c Temperaturkoeffizient; $E_{\text{G,gen}}$ Globalstrahlung auf der geneigten Ebene

Formel 9-4: Berechnung der Modultemperatur

Die Modultemperatur ist abhängig von der Montageart, was in dem Modell durch verschiedene Werte des Temperaturkoeffizienten c berücksichtigt wurde (Drews et al. 2007).

c	Montageart	Gewichtung
0,020	Freiflächenanlagen	0,06
0,027	Dachanlagen, großer Abstand (>10 cm)	0,25
0,036	Dachanlagen, kleiner Abstand (<10 cm)	0,64
0,058	Integrierte Dachanlagen	0,05

Tabelle 9-5: Temperaturkoeffizienten für verschiedene Montagearten

9.2.5 Wechselrichterwirkungsgrad

Der Wirkungsgrad des Wechselrichters wurde in Abhängigkeit von dessen Auslastung bestimmt (Macêdo and Zilles 2007; Schubert 2012):

$$\eta_{WR} = \frac{P_{DC} - (k_0 + k_1 * P_{DC} + k_2 * P_{DC}^2)}{P_{DC}}$$

mit: $p_{DC} = P_{DC}/P_{Nenn}$ (Auslastung)

$$P_{DC} = \eta_{Mod} * \frac{P_{STC}}{E_{STC}} * E_{G,gen} * \frac{P_{Nenn}}{P_{STC}} = \eta_{Mod} * \frac{E_{G,gen}}{E_{STC}} * P_{Nenn}$$

Formel 9-5: Berechnung des Wechselrichterwirkungsgrades

Dimensionierung	k_0	k_1	k_2	k_3
$[P_{PV-Feld}/P_{WR}]$				
1,00	0,0079	0,0411	0,0500	1

Tabelle 9-6: Koeffizienten zur Ermittlung des Wechselrichterwirkungsgrades

9.2.6 Modulwirkungsgrad

Der Wirkungsgrad des Moduls bzw. des Feldes wurde in Abhängigkeit der Globalstrahlung auf der geneigten Ebene und der Modultemperatur bestimmt. Die Berechnung erfolgt gemäß Formel 9-6 mit den Koeffizienten in Tabelle 9-7 (Huld et al. 2010; Schubert 2012):

$$\eta_{Mod} = 1 + k_1 * \ln \frac{E_{G,gen}}{E_{STC}} + k_2 * \left(\ln \frac{E_{G,gen}}{E_{STC}} \right)^2 + (k_3 + k_4 * \ln \frac{E_{G,gen}}{E_{STC}} + k_5 * \left(\ln \frac{E_{G,gen}}{E_{STC}} \right)^2) * (T_{Mod} - T_{STC}) + k_6 * (T_{Mod} - T_{STC})^2$$

Formel 9-6: Berechnung des Modulwirkungsgrades

PV-Typ	k ₁	k ₂	k ₃	k ₄	k ₅	k ₆	Gewichtung
c-Si	-0,017162	-0,040289	-0,004681	0,000148	0,000169	0,000005	0,94
CIS	-0,005521	-0,038492	-0,003701	-0,000899	-0,001248	0,000001	0,02
CdTe	-0,103251	-0,040446	-0,001667	-0,002075	-0,001445	-0,000023	0,04

Tabelle 9-7: Koeffizienten zur Ermittlung des relativen Modulwirkungsgrades

9.2.7 Systemleistung

Die Berechnung der Systemleistung einer PV-Anlage unter Berücksichtigung von sonstigen Verlusten nach Tabelle 9-8 (Schubert 2012) erfolgt schließlich aus:

$$P_{System} = \eta_{WR} * \eta_{Mod} * (1 - l) * \frac{E_{G,gen}}{E_{STC}} * P_{STC}$$

mit: P_{System}: Systemleistung; l: sonstige Verluste

Formel 9-7: Berechnung der Systemleistung mit Verlusten

Verlustquelle	Verlust
Mismatching	0,05
Reflexion an der Moduloberfläche	0,025
Verschmutzungen	0,02
Gleichstromverkabelung	0,2

Tabelle 9-8: Sonstige Verluste

9.2.8 Nationale Einspeisezeitreihe

Die einzelnen Systemleistungen wurden gewichtet und zu einer nationalen Einspeisezeitreihe aufsummiert.

9.3 Kennzahlen Szenario A und B

Ressource	Unit	Scenario A					Scenario B			B-S	B-NO
		2011	2020	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2050	2050
Generation capacity											
Wind energy (onshore)	MW	29,071	39,000	43,727	47,969	50,800	52,482	57,570	71,770	71,770	71,770
Wind energy (offshore)	MW	188	10,000	23,500	29,500	32,000	25,308	40,100	70,000	70,000	70,000
Solar photovoltaic	MW	24,875	53,500	61,015	63,100	67,210	67,915	75,000	81,643	81,643	81,643
Hydropower	MW	4,525	4,700	4,922	5,093	5,201	4,922	5,093	5,201	5,201	5,201
Biomass	MW	5,593	8,955	9,995	10,377	10,377	9,995	10,377	10,377	10,377	10,377
Geothermal	MW	10	300	1,000	1,940	2,950	1,000	2,190	8,617	8,617	8,617
sum RES	MW	64,262	116,455	144,159	157,979	168,538	161,622	190,330	247,608	247,608	247,608
Generation capacity (continued)											
Nuclear power	MW	12,686	8,539	0	0	0	0	0	0	0	0
Lignite	MW	21,111	13,233	6,636	3,061	675	6,636	2,049	675	0	0
Hard coal	MW	26,753	21,491	15,089	9,968	4,746	15,089	9,968	911	0	0
Natural gas	MW	24,908	36,097	37,801	35,502	33,506	37,801	42,512	47,426	22,706	9,780
Oil	MW	3,702	964	664	63	0	664	63	0	0	0
Strategic reserve	MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
sum fossil		89,160	80,324	60,189	48,594	38,927	60,189	54,592	49,012	22,706	9,780
fossil net capacity		75,770	67,560	50,980	41,440	33,187	50,980	41,440	33,187		
Storage (turbine power) ¹⁾											
Storage capacity (total)	GWh	30,196	51,469	68,902	85,164	101,127	86,127	94,627	101,127	101,127	101,127
PSH (power output)	MW	4,536	6,867	7,848	8,829	9,810	9,810	9,810	9,810	9,810	9,810
CAES (power output)	MW	313	365	1,057	1,639	2,321	1,321	1,821	2,321	2,321	2,321
BAT (power output)	MW	30	140	400	900	1,500	500	1,000	1,500	1,500	1,500
DSM (power output)	MW	120	700	2,400	4,050	5,000	3,000	4,500	5,000	5,000	5,000
PSH (capacity)	GWh	28,708	47,283	54,038	60,792	67,547	67,547	67,547	67,547	67,547	67,547
CAES (capacity)	GWh	0,948	1,106	4,464	7,272	10,580	5,580	8,080	10,580	10,580	10,580
BAT (capacity)	GWh	0,060	0,280	0,800	0,900	3,000	1,000	1,000	3,000	3,000	3,000
DSM (power)	GWh	0,480	2,800	9,600	16,200	20,000	12,000	18,000	20,000	20,000	20,000
¹⁾ Storage capacity in spot market operation											
Import capacity	MW	15,676	23,996	28,476	32,396	36,395	35,595	35,995	36,395	36,395	80,410
Export capacity	MW	13,272	21,592	26,072	29,691	32,990	32,590	32,990	32,990	32,990	79,080
Utilised generation											
Utilised fossil capacity	MW	74,335	60,209	49,482	41,334	33,187	50,189	41,334	33,139		
Utilised hyd bio geo capacity	MW	7,697	10,332	11,777	12,926	13,820	11,777	13,124	18,308		
Maximum storage generation	MW	4,999	8,072	11,705	15,372	18,631	14,631	17,080	18,631	18,631	18,631
Maximum import	MW	10,737	13,876	17,590	22,266	25,921	19,473	24,582	26,466	22,171	41,029
Utilised consumption											
Maximum load (inelastic)	MW	87,346	80,788	78,890	81,519	83,827	78,709	77,568	76,426	65,731	65,731
Maximum storage consumption	MW	4,573	7,534	11,090	14,726	17,862	13,862	16,362	17,862	17,862	17,862
Maximum export	MW	13,272	21,592	26,072	28,756	30,221	31,626	30,094	32,990	32,990	70,967
Maximum flexible load	MW	0	0	0	0	0	10,000	20,000	30,000	30,000	30,000
Annual peak load	MW	87,346	83,804	86,441	93,637	97,669	93,536	107,163	120,722	109,234	111,761
Electricity consumption											
Net electricity consumption ²⁾	TWh/a	568	528	523	543	560	513	503	493	421	421
- industry own final use	TWh/a	30	30	30	30	30	30	20	10	0	0
- hydrogen production	TWh/a	0	0	23	65	110	23	65	95	0	0
- e-mobility	TWh/a	0	2	10	14	16	0	0	0	0	0
- grid losses	TWh/a	30	31	32	33	35	32	33	35	35	35
Flexible loads	TWh/a	0	0	0	0	0	45	93	152	176	153
Storage losses	TWh/a	2	2	2	3	3	3	3	4	4	3
sum consumption		570	530	525	546	563	560	599	649	602	578
²⁾ inelastic demand											
Storage generation	TWh/a	6	10	13	17	20	16	20	22	21	20
Storage consumption	TWh/a	8	13	15	19	23	18	23	27	25	24
Import	TWh/a	33	40	33	57	79	37	69	62	41	82
Export	TWh/a	31	59	70	66	67	78	74	116	131	225
Net Export	TWh/a	-2	19	37	9	-13	41	5	53	90	142
sum consumption + net export		568	549	562	554	550	601	604	703	692	721
Electricity generation											
Wind energy (onshore)	TWh/a	48.3	81.9	100.6	117.5	132.0	120.7	141.0	186.8	181.8	193.4
Wind energy (offshore)	TWh/a	0.7	32.7	89.3	115.0	127.9	96.2	156.4	272.2	267.5	280.3
Solar photovoltaic	TWh/a	19.3	45.1	55.2	59.0	63.5	61.4	70.1	79.8	76.9	82.4
Hydropower	TWh/a	23.9	24.8	26.0	26.9	27.5	26.0	26.9	21.8	20.9	26.2
Biomass	TWh/a	32.8	52.5	58.7	60.8	60.8	58.7	60.6	48.1	46.5	56.7
Geothermal	TWh/a	0.1	2.1	6.9	13.5	20.5	6.9	15.2	49.9	48.5	57.7
sum RES generation		125.1	239.1	336.7	392.6	432.1	369.9	470.0	658.5	642.1	696.7
sum RES curtailment	TWh/a	0.00	0.00	0.00	0.19	0.78	0.00	0.00	18.07	30.66	0.83
max RES curtailment	MW	0	0	0	16,280	31,533	0	1,588	60,506	73,582	56,757
RES share	%	22%	45%	64%	72%	77%	66%	78%	101%	107%	121%
Generation (continued)											
Nuclear power	TWh/a	108	64	0	0	0	0	0	0	0	0
Lignite	TWh/a	156	92	47	20	4	47	17	2	0	0
Hard coal	TWh/a	138	120	98	62	26	99	52	12	0	0
Natural gas	TWh/a	41	33	81	79	88	85	65	30	49	24
Oil	TWh/a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Strategic reserve	TWh/a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
sum fossil generation	TWh/a	443	309	225	162	118	231	134	44	49	24
sum national generation	TWh/a	568	548	562	555	550	601	604	703	692	720
CO ₂ -Emissions	Gt	323.6	208.5	154.5	98.0	56.3	157.4	82.4	22.2	18.8	8.5

9.4 Kennzahlen Szenario A-F, A-E und A-N

Ressource	Unit	Scenario A-F				Scenario A-E				A-E 450	Scenario A-N			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2030	2020	2030	2040	2050
Generation capacity														
Wind energy (onshore)	MW	39,000	43,727	47,963	50,800	39,000	43,727	47,963	50,800	43,727	39,000	43,727	47,963	50,800
Wind energy (offshore)	MW	10,000	23,500	29,500	32,000	10,000	23,500	29,500	32,000	23,500	10,000	23,500	29,500	32,000
Solar photovoltaic	MW	53,500	61,015	63,100	67,210	53,500	61,015	63,100	67,210	61,015	53,500	61,015	63,100	67,210
Hydropower	MW	4,700	4,922	5,093	5,201	4,700	4,922	5,093	5,201	4,922	4,700	4,922	5,093	5,201
Biomass	MW	8,955	9,995	10,377	10,377	8,955	9,995	10,377	10,377	9,995	8,955	9,995	10,377	10,377
Geothermal	MW	300	1,000	1,940	2,950	300	1,000	1,940	2,950	1,000	300	1,000	1,940	2,950
sum RES	MW	116,455	144,159	157,979	168,538	116,455	144,159	157,979	168,538	144,159	116,455	144,159	157,979	168,538
fossil net capacity														
Nuclear power	MW	8,539	0	0	0	8,539	0	0	0	0	8,539	0	0	0
Lignite	MW	13,233	6,636	3,061	675	13,233	6,636	3,061	675	6,636	13,233	6,636	3,061	675
Hard coal	MW	21,491	15,089	9,968	4,746	21,491	15,089	9,968	4,746	15,089	21,491	15,089	9,968	4,746
Natural gas	MW	36,097	37,801	35,502	33,506	36,097	37,801	35,502	33,506	37,801	36,097	37,801	35,502	33,506
Oil	MW	964	664	63	0	964	664	63	0	664	964	664	63	0
Strategic reserve	MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
sum fossil		80,324	60,189	48,594	38,927	80,324	60,189	48,594	38,927	60,189	80,324	60,189	48,594	55,099
fossil net capacity														
Storage (turbine power) ¹⁾														
Storage capacity (total)	GWh	51,469	68,902	85,164	101,127	51,469	68,902	85,164	101,127	68,902	51,469	68,902	85,164	101,127
PSH (power output)	MW	6,867	7,848	8,829	9,810	6,867	7,848	8,829	9,810	7,848	6,867	7,848	8,829	9,810
CAES (power output)	MW	365	1,057	1,639	2,321	365	1,057	1,639	2,321	1,057	365	1,057	1,639	2,321
BAT (power output)	MW	140	400	900	1,500	140	400	900	1,500	400	140	400	900	1,500
DSM (power output)	MW	700	2,400	4,050	5,000	700	2,400	4,050	5,000	2,400	700	2,400	4,050	5,000
PSH (capacity)	GWh	47,283	54,038	60,792	67,547	47,283	54,038	60,792	67,547	54,038	47,283	54,038	60,792	67,547
CAES (capacity)	GWh	1,106	4,464	7,272	10,580	1,106	4,464	7,272	10,580	4,464	1,106	4,464	7,272	10,580
BAT (capacity)	GWh	0,280	0,800	0,900	3,000	0,280	0,800	0,900	3,000	0,800	0,280	0,800	0,900	3,000
DSM (power)	GWh	2,800	9,600	16,200	20,000	2,800	9,600	16,200	20,000	9,600	2,800	9,600	16,200	20,000
¹⁾ Storage capacity in spot market operation														
Import capacity	MW	23,996	28,476	32,396	36,395	23,996	28,476	32,396	36,395	28,476	15,676	15,676	15,676	15,676
Export capacity	MW	21,592	26,072	29,691	32,990	21,592	26,072	29,691	32,990	26,072	13,272	13,272	13,272	13,272
Utilised generation														
Utilised fossil capacity	MW													
Utilised hyd bio geo capacity	MW													
Maximum storage generation	MW	8,072	11,705	15,372	18,631	8,072	11,705	15,372	18,631	11,705	8,072	11,705	15,372	18,631
Maximum import	MW	16,284	18,173	24,499	28,737	14,420	17,926	20,730	25,847	20,006	11,732	12,054	15,049	15,049
Utilised consumption														
Maximum load (inelastic)	MW	80,788	78,890	81,519	83,827	80,788	78,890	81,519	83,827	78,890	80,788	78,890	81,519	83,827
Maximum storage consumption	MW	7,534	11,090	14,726	17,862	7,534	11,090	14,726	17,862	11,090	7,534	11,090	14,726	17,862
Maximum export	MW	21,592	26,072	27,957	30,221	21,592	26,072	29,691	30,631	25,735	13,272	13,272	13,272	13,272
Maximum flexible load	MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Annual peak load	MW	83,692	86,333	91,466	98,115	84,669	87,104	92,694	97,845	86,333	85,460	87,750	93,450	99,532
Electricity consumption														
Net electricity consumption ²⁾	TWh/a	528	523	543	560	528	523	543	560	523	528	523	543	560
- industry own final use	TWh/a	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
- hydrogen production	TWh/a	0	23	65	110	0	23	65	110	23	0	23	65	110
- e-mobility	TWh/a	2	10	14	16	2	10	14	16	10	2	10	14	16
- grid losses	TWh/a	31	32	33	35	31	32	33	35	32	31	32	33	35
Flexible loads	TWh/a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Storage losses	TWh/a	2	2	2	3	3	2	3	3	2	2	2	3	3
sum consumption		530	525	545	563	531	525	546	563	525	530	525	546	563
²⁾ Inelastic demand														
Storage generation	TWh/a	9	12	17	20	11	14	17	21	12	10	13	17	20
Storage consumption	TWh/a	12	15	19	23	14	16	20	24	14	13	16	19	23
Import	TWh/a	50	42	69	87	39	34	52	70	45	31	23	39	53
Export	TWh/a	47	51	55	60	72	73	68	64	56	43	47	39	35
Net Export	TWh/a	-3	9	-15	-26	33	39	15	-6	11	12	24	0	-19
sum consumption + net export		527	534	531	537	563	565	561	558	536	542	549	546	544
Electricity generation														
Wind energy (onshore)	TWh/a	81.9	100.6	117.4	132.0	81.9	100.6	117.4	132.0	100.6	81.9	100.6	117.4	131.5
Wind energy (offshore)	TWh/a	32.7	89.3	115.0	127.9	32.7	89.3	115.0	127.9	89.3	32.7	89.3	114.8	127.3
Solar photovoltaic	TWh/a	45.1	55.2	58.8	63.5	45.1	55.2	58.9	63.5	58.3	45.1	55.2	58.9	63.4
Hydropower	TWh/a	24.8	26.0	26.9	27.5	24.8	26.0	26.9	27.5	26.0	24.8	26.0	26.7	26.7
Biomass	TWh/a	52.6	58.7	60.9	60.8	52.5	58.6	60.8	60.8	58.7	52.5	58.5	59.5	58.0
Geothermal	TWh/a	2.1	6.9	13.5	20.5	2.1	6.9	13.5	20.5	6.9	2.1	6.9	13.4	20.1
sum RES generation		239.1	336.6	392.5	432.1	239.1	336.6	392.5	432.1	336.6	239.1	336.4	390.7	427.1
sum RES curtailment	TWh/a	0.00	0.00	0.20	0.79	0.00	0.00	0.19	0.82	0.00	0.00	0.00	0.40	1.91
max RES curtailment	MW	0	0	17,370	29,342	0	0	16,899	28,765	0	0	1,172	21,653	38,210
RES share	%	45%	64%	72%	77%	45%	64%	72%	77%	64%	45%	64%	72%	76%
Nuclear power	TWh/a	64	0	0	0	64	0	0	0	0	64	0	0	0
Lignite	TWh/a	92	47	21	4	95	47	22	5	22	91	45	19	4
Hard coal	TWh/a	56	43	22	8	133	102	67	32	65	116	91	57	23
Natural gas	TWh/a	75	108	95	92	33	78	80	89	113	32	76	79	89
Oil	TWh/a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Strategic reserve	TWh/a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.342
sum fossil generation	TWh/a	288	197	138	104	324	228	169	125	199	303	213	155	117
sum national generation	TWh/a	527	534	531	536	563	564	561	557	536	542	549	546	544
CO ₂ -Emissions	Gt	170.5	120.4	73.1	44.0	221.5	157.8	103.0	61.6	114.8	203.7	146.4	93.3	56.8

9.5 Kennzahlen Szenario A-D und A-S

Ressource	Unit	Scenario A-D		Scenario A-S		
		2020	2030	2020	2030	2050
Generation capacity						
Wind energy (onshore)	MW	39,000	43,727	39,000	43,727	50,800
Wind energy (offshore)	MW	10,000	23,500	10,000	23,500	32,000
Solar photovoltaic	MW	53,500	61,015	53,500	61,015	67,210
Hydropower	MW	4,700	4,922	4,700	4,922	5,201
Biomass	MW	8,955	9,995	8,955	9,995	10,377
Geothermal	MW	300	1,000	300	1,000	2,950
sum RES	MW	116,455	144,159	116,455	144,159	168,538
Storage capacity						
Nuclear power	MW	8,539	0	8,539	0	0
Lignite	MW	13,233	6,636	13,233	3,061	0
Hard coal	MW	21,491	15,089	17,744	14,171	0
Natural gas	MW	36,097	37,801	20,369	25,562	35,146
Oil	MW	964	664	664	63	0
Strategic reserve	MW	0	11,541	0	0	0
sum fossil		80,324	71,730	60,548	42,857	35,146
fossil net capacity						
Storage (turbine power) ¹⁾						
Storage capacity (total)	GWh	51,468	68,902	51,468	68,902	101,127
PSH (power output)	MW	6,867	7,848	6,867	7,848	9,810
CAES (power output)	MW	365	1,057	365	1,057	2,321
BAT (power output)	MW	140	400	140	400	1,500
DSM (power output)	MW	700	2,400	700	2,400	5,000
PSH (capacity)	GWh	47,283	54,038	47,283	54,038	67,547
CAES (capacity)	GWh	1,106	4,464	1,106	4,464	10,580
BAT (capacity)	GWh	0,280	0,800	0,280	0,800	3,000
DSM (power)	GWh	2,800	9,600	2,800	9,600	20,000
¹⁾ Storage capacity in spot market operation						
Import capacity	MW	23,996	28,476	23,996	28,476	36,395
Export capacity	MW	21,592	26,072	21,592	26,072	32,990
Utilised generation						
Utilised fossil capacity	MW					
Utilised hyd bio geo capacity	MW					
Maximum storage generation	MW	8,072	11,705	8,072	11,705	18,631
Maximum import	MW	13,580	17,192	13,881	18,898	24,131
Utilised consumption						
Maximum load (inelastic)	MW	88,135	90,017	76,937	73,045	70,317
Maximum storage consumption	MW	7,534	11,090	7,534	11,090	17,862
Maximum export	MW	21,592	26,072	21,592	26,072	32,162
Maximum flexible load	MW	0	0	5,000	10,000	20,000
Annual peak load	MW			83,868	89,936	99,177
Electricity consumption						
Net electricity consumption ²⁾	TWh/a	575	594	503	480	451
- industry own final use	TWh/a	30	30	30	20	0
- hydrogen production	TWh/a	0	23	0	0	0
- e-mobility	TWh/a	2	10	2	10	0
- grid losses	TWh/a	31	32	31	32	35
Flexible loads	TWh/a	0	0	35	70	139
Storage losses	TWh/a	2	3	2	2	3
sum consumption		577	597	541	552	593
²⁾ Inelastic demand						
Storage generation	TWh/a	10	14	10	13	20
Storage consumption	TWh/a	13	16	12	15	23
Import	TWh/a	39	42	39	51	69
Export	TWh/a	64	71	55	54	72
Net Export	TWh/a	26	29	16	3	3
sum consumption + net export		603	626	556	555	596
Electricity generation						
Wind energy (onshore)	TWh/a	81.9	100.6	81.9	100.6	132.1
Wind energy (offshore)	TWh/a	32.7	89.3	32.7	89.3	128.2
Solar photovoltaic	TWh/a	45.1	55.2	45.1	55.2	63.8
Hydropower	TWh/a	24.8	26.0	24.8	26.0	27.5
Biomass	TWh/a	52.6	58.7	52.6	58.7	60.9
Geothermal	TWh/a	2.1	6.9	2.1	6.9	20.5
sum RES generation		239.1	336.7	239.1	336.7	433.0
sum RES curtailment	TWh/a	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
max RES curtailment	MW	0	0	0	0	676
RES share	%	41%	56%	44%	61%	73%
Nuclear power	TWh/a	64	0	64	0	0
Lignite	TWh/a	94	47	94	22	0
Hard coal	TWh/a	137	104	113	98	0
Natural gas	TWh/a	69	137	46	98	163
Oil	TWh/a	0	0	0	0	0
Strategic reserve	TWh/a	0	0.061	0	0	0
sum fossil generation	TWh/a	364	289	317	218	163
sum national generation	TWh/a	603	626	556	555	596
CO2-Emissions	Gt	237.7	185.3	208.2	142.5	58.4

9.6 Erneuerbare Stromerzeugung in Modellregionen (Szenario B)

		DE	FR	AT	CH	DK	CZ	PL	LU	NL	BE	SE	NO	
2030	hydro	TWh/a	26	113	32	44	0	9	4	5	0	7	66	117
	biomass	TWh/a	59	21	0	0	5	0	0	0	0	3	0	0
	geothermal	TWh/a	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	pv	TWh/a	61	26	4	3	1	2	5	0	2	3	0	0
	wind on	TWh/a	121	84	6	1	15	5	15	1	15	6	13	2
	wind off	TWh/a	96	26	0	0	11	0	5	0	20	7	5	1
	sum RES	TWh/a	370	270	42	48	31	16	29	6	38	23	87	120
	load	TWh/a	513	477	67	58	35	63	145	7	118	86	139	123
	dsm load	TWh/a	45	42	6	5	3	5	13	1	10	8	12	11
	share	%	66%	52%	57%	76%	81%	24%	18%	75%	30%	25%	57%	90%
	wind	%	39%	21%	8%	2%	66%	7%	13%	12%	28%	14%	12%	2%
	PV	%	11%	5%	5%	5%	2%	3%	3%	1%	2%	4%	0%	0%

2040	hydro	TWh/a	26	113	38	46	0	9	4	5	0	7	66	117
	biomass	TWh/a	59	31	3	0	5	0	0	0	0	3	0	0
	geothermal	TWh/a	14	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0
	pv	TWh/a	70	47	8	5	3	10	10	0	10	9	0	0
	wind on	TWh/a	141	137	10	2	15	20	30	2	30	20	25	5
	wind off	TWh/a	156	70	0	0	15	0	20	0	30	20	15	3
	sum RES	TWh/a	466	398	59	55	38	39	64	7	70	56	109	125
	load	TWh/a	503	477	67	58	35	63	145	7	118	86	139	123
	dsm load	TWh/a	93	88	13	11	7	12	27	1	22	16	26	23
	share	%	78%	70%	74%	80%	90%	52%	37%	80%	50%	55%	66%	86%
	wind	%	50%	37%	13%	3%	71%	27%	29%	23%	43%	39%	24%	5%
	PV	%	12%	8%	10%	7%	7%	13%	6%	1%	7%	9%	0%	0%

2050	hydro	TWh/a	26	113	45	48	0	9	4	5	0	7	66	117
	biomass	TWh/a	59	31	5	0	5	0	0	0	0	3	0	0
	geothermal	TWh/a	32	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0
	pv	TWh/a	80	55	12	10	5	20	25	0	20	15	0	0
	wind on	TWh/a	187	146	14	4	15	30	40	3	55	40	50	10
	wind off	TWh/a	272	112	0	0	19	0	50	0	45	30	30	15
	sum RES	TWh/a	656	457	76	66	43	59	119	8	120	92	149	142
	load	TWh/a	493	477	67	58	35	63	145	7	118	86	139	123
	dsm load	TWh/a	152	147	21	18	11	19	45	2	36	27	43	38
	RES share	%	102%	73%	86%	88%	93%	72%	63%	83%	78%	81%	82%	88%
	PV	%	12%	9%	14%	14%	10%	24%	13%	1%	13%	13%	0%	0%
	wind	%	71%	41%	16%	5%	73%	36%	47%	31%	65%	62%	44%	16%
	wind on	%	29%	23%	16%	5%	32%	36%	21%	31%	36%	35%	28%	6%
wind off	%	42%	18%	0%	0%	41%	0%	26%	0%	29%	27%	17%	9%	
F-RES share	%	84%	50%	29%	19%	82%	61%	61%	32%	78%	75%	44%	16%	

9.7 Wind und PV Stromerzeugung in Modellregionen (Szenario A)

		DE	FR	AT	CH	DK	CZ	PL	LU	NL	BE	SE	NO		
2050	load	TWh/a	560	477	67	58	35	63	145	7	118	86	139	123	1.879
	PV	TWh/a	64	49	12	10	4	2	0	0	8	7	0	0	157
	Wind on	TWh/a	132	105	9	4	15	2	13	0	17	7	13	2	318
	Wind off	TWh/a	128	39	0	0	19	0	3	0	23	10	1	1	224
	PV	%	11%	10%	17%	18%	13%	4%	0%	1%	7%	9%	0%	0%	8%
	Wind on	%	24%	22%	14%	7%	41%	3%	9%	3%	14%	8%	9%	2%	17%
	Wind off	%	23%	8%	0%	0%	54%	0%	2%	0%	19%	12%	0%	1%	12%
	Wind	%	47%	30%	14%	7%	95%	3%	11%	3%	33%	19%	10%	2%	29%
	F-RES	%	58%	40%	31%	25%	108%	6%	12%	5%	40%	28%	10%	2%	37%
	RES	%	79%	71%	105%	114%	122%	21%	15%	72%	40%	36%	59%	98%	68%
2040	load	TWh/a	543	477	67	58	35	63	145	7	118	86	139	123	1.863
	PV	TWh/a	59	36	7	6	3	2	0	0	8	7	0	0	130
	Wind on	TWh/a	117	86	7	3	15	2	13	0	15	6	13	2	279
	Wind off	TWh/a	115	33	0	0	13	0	3	0	23	10	1	1	198
	PV	%	11%	8%	11%	11%	9%	4%	0%	1%	7%	8%	0%	0%	7%
	Wind on	%	22%	18%	11%	5%	41%	3%	9%	3%	13%	6%	9%	2%	15%
	Wind off	%	21%	7%	0%	0%	37%	0%	2%	0%	19%	12%	0%	1%	11%
	Wind	%	43%	25%	11%	5%	79%	3%	11%	3%	32%	18%	10%	2%	26%
	F-RES	%	54%	33%	22%	15%	88%	6%	12%	5%	39%	26%	10%	2%	33%
	RES	%	72%	63%	83%	98%	102%	21%	15%	72%	39%	35%	59%	98%	62%
2030	load	TWh/a	523	477	67	58	35	63	145	7	118	86	139	123	1.843
	PV	TWh/a	55	22	1	3	1	2	0	0	2	3	0	0	91
	Wind on	TWh/a	101	67	6	1	15	2	13	0	15	6	13	2	241
	Wind off	TWh/a	89	26	0	0	11	0	2	0	20	7	1	1	157
	PV	%	11%	5%	2%	5%	2%	4%	0%	1%	2%	4%	0%	0%	5%
	Wind on	%	19%	14%	9%	2%	41%	3%	9%	3%	13%	6%	9%	2%	13%
	Wind off	%	17%	5%	0%	0%	30%	0%	1%	0%	17%	8%	0%	1%	8%
	Wind	%	36%	20%	9%	2%	72%	3%	10%	3%	30%	15%	10%	2%	22%
	F-RES	%	47%	24%	11%	7%	74%	6%	11%	5%	32%	19%	10%	2%	26%
	RES	%	64%	52%	59%	83%	88%	21%	13%	72%	32%	27%	59%	97%	55%
2020	load	TWh/a	528	477	67	58	35	63	145	7	118	86	139	123	1.847
	PV	TWh/a	45	6	0	1	0	2	0	0	1	2	0	0	57
	Wind on	TWh/a	82	39	5	1	13	1	13	0	14	5	12	1	187
	Wind off	TWh/a	33	20	0	0	5	0	2	0	19	7	1	1	85
	PV	%	9%	1%	0%	1%	0%	4%	0%	1%	1%	2%	0%	0%	3%
	Wind on	%	16%	8%	7%	1%	37%	2%	9%	3%	12%	6%	9%	1%	10%
	Wind off	%	6%	4%	0%	0%	13%	0%	1%	0%	16%	8%	0%	0%	5%
	Wind	%	22%	12%	7%	1%	51%	2%	10%	3%	28%	13%	9%	2%	15%
	F-RES	%	30%	14%	8%	2%	51%	6%	10%	5%	29%	16%	9%	2%	18%
	2011	load	TWh/a	568	477	67	58	35	63	145	7	118	86	139	123
PV		TWh/a	19	3	0	0	0	2	0	0	0	2	0	0	26
Wind on		TWh/a	48	12	2	0	10	0	3	0	5	2	6	1	91
Wind off		TWh/a	1	0	0	0	3	0	0	0	1	1	1	0	6
PV		%	3%	1%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	2%	0%	0%	1%
Wind on		%	9%	3%	3%	0%	28%	1%	2%	1%	4%	2%	4%	1%	5%
Wind off		%	0%	0%	0%	0%	9%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%
Wind		%	9%	3%	3%	0%	37%	1%	2%	1%	5%	3%	5%	1%	5%
F-RES		%	12%	3%	3%	0%	37%	4%	2%	1%	5%	5%	5%	1%	7%

Literaturverzeichnis

- AbLaV (2013) Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2998).
- ADEME (2010) Bâtiment Energie Environnement - Chiffres Clés. Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie France (ADEME)
- BET (2011) Kapazitätsmarkt - Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung.
- Beurskens LWM, Hekkenberg M (2011) Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States (NREAP). European Environment Agency (EEA)
- BMU (2013a) Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien - Unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) in Deutschland. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin
- BMU (2013b) ENUBA II Elektromobilität bei schweren Nutzfahrzeugen zur Umweltentlastung von Ballungsräumen. <http://www.erneuerbar-mobil.de/projekte/foerderung-von-vorhaben-im-bereich-der-elektromobilitaet-ab-2012/ermittlung-der-umwelt-und-klimafaktoren-der-elektromobilitaet/enuba-ii>.
- BMU, BDEW, BEE, et al. (2013) Märkte stärken, Versorgung sichern - Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland - Ergebnisbericht des Fachdialogs „Strategische Reserve“. Berlin
- BMWi (2013) Bericht des Kraftwerksforums an die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder – Mittel- bis langfristig ausreichende Sicherstellung von Erzeugungskapazitäten. Berlin
- BNetzA (2010) Eckpunktepapier zur Ausgestaltung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom im Rahmen der Anreizregulierung. Bundesnetzagentur (BNetzA)
- BNetzA (2009) Das lastflussbasierte Modell zur Berechnung von Übertragungskapazitäten in der CEE-Region - Beschreibung des Modells zur Berechnung der Übertragungskapazitäten für die koordinierte Allokation von Übertragungsrechten.
- BNetzA (2013) Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur.
- Böckers V, Giessing L, Haucap J, et al. (2012) Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland - Eine Untersuchung alternativer Strommarktssysteme im Kontexteuropäischer Marktconvergenz und erneuerbarer Energien. Ein Gutachten im Auftrag der RWE AG. Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie (DICE)
- bpb (2013) Die Großen Vier | bpb. In: Bundeszentrale für politische Bildung. <http://www.bpb.de/politik/wirtschaft/energiepolitik/152780/die-grossen-vier>. Accessed 11 Jul 2013
- Bundesamt für Energie BFE (2011) Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates.
- Consentec (2012) Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland.

- Day CJ (1971) FORECASTING MINIMUM PRODUCTION COSTS WITH LINEAR PROGRAMMING. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems
- dena (2010) dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025.
<http://www.dena.de/themen/thema-esd/projekte/projekt/dena-netzstudie-ii/>. Accessed 1 Jan 2007
- Díaz CA, Villar J, Campos FA, Rodríguez MÁ (2011) A new algorithm to compute conjectured supply function equilibrium in electricity markets. Electric Power Systems Research 81:384–392. doi: 10.1016/j.epsr.2010.10.002
- Dillon TS, Edwin KW, Kochs H-D, Taud RJ (1978) INTEGER PROGRAMMING APPROACH TO THE PROBLEM OF OPTIMAL UNIT COMMITMENT WITH PROBABILISTIC RESERVE DETERMINATION. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems
- Dreus A, de Keizer AC, Beyer HG, et al. (2007) Monitoring and remote failure detection of grid-connected PV systems based on satellite observations. Solar Energy 81:548–564. doi: 10.1016/j.solener.2006.06.019
- Duthaler CL (2007) Power Transfer Distribution Factors: Analyse der Anwendung im UCTE-Netz. Eidgenössische Technische Hochschule Zürich
- Ecke J, Herrmann N, Hilmes U, et al. (2013) Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland (Langfassung). enervis, BET, Berlin
- E-Control (2011) Ökostrombericht 2011.
- EEX (2012a) Tatsächliche Produktion Wind. In: Transparency Plattform der European Energy Exchange (EEX).
http://www.transparency.eex.com/de/daten_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/tatsaechliche-produktion-wind.
- EEX (2012b) Tatsächliche Produktion Solar. In: Transparency Plattform der European Energy Exchange (EEX).
http://www.transparency.eex.com/de/daten_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/tatsaechliche-produktion-solar.
- Ehlers N (2011) Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung. Technische Universität Berlin
- Elberg C, Growitsch C, Höffler F, Richter J (2012) Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. EWI
- Ellersdorfer I, Hundt M, Sun N, Voß A (2008) Preisbildungsanalyse des deutschen Elektrizitätsmarktes. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) Universität Stuttgart
- Energy Brainpool (2012) Ermittlung des Marktwertes der deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken Studienupdate für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Auftrag der TenneT TSO GmbH - Abschlusspräsentation-
- ENTSO-E (2010) ENTSO-E Statistical Yearbook 2010. European Network of Transmission System Operators for Electricity

- ENTSO-E (2012) Ten-Year Network Development Plan 2012 (TYNDP). entso-e
- EPEX Spot (2010) EPEX Spot Operational Rules. EPEX Spot (European Power Exchange)
- EPEX Spot (2013) European Market Coupling tests begin.
https://www.epexspot.com/de/presse/press-archive/details/press/European_Market_Coupling_tests_begin.
- EPEX Spot (2012) Marktdaten Auktionshandel.
<http://www.epexspot.com/de/marktdaten/auktionshandel>.
- EU-Richtlinie 2009/72/EG (2009) RICHTLINIE 2009/72/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG (Text von Bedeutung für den EWR).
- European Commission (2012) Consultation Paper on generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity. European Commission
- European Commission (2011a) A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050.
- European Commission (2011b) Energy Roadmap 2050 - Annex 1.
- Flosdorff R, Hilgarth G (2003) Elektrische Energieverteilung – Leitfaden der Elektrotechnik, 8th ed. Teubner, Stuttgart
- Frontier Economics (2011) Is a capacity market required in Germany to guarantee system security?
- Gatzen C (2008) The Economics of Power Storage, Theory and Empirical Analysis for Central Europe. Oldenburg Industrieverlag, München
- Graichen P (2013) Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland. Agora Energiewende
- Growitsch C, Malischek R, Nick S, Wetzels H (2013) The Costs of Power Interruptions in Germany - an Assessment in the Light of the Energiewende. EWI, Köln
- Hirth L (2013) The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. Energy Economics. doi: 10.1016/j.eneco.2013.02.004
- Hogan WW (2005) ON AN “ENERGY ONLY” ELECTRICITY MARKET DESIGN FOR RESOURCE ADEQUACY. Harvard University
- Holmberg P, Newbery D (2010) The supply function equilibrium and its policy implications for wholesale electricity auctions. Utilities Policy 18:209–226. doi: 10.1016/j.jup.2010.06.001
- Huld T, Gottschalg R, Beyer HG, Topič M (2010) Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging. Solar Energy 84:324–338. doi: 10.1016/j.solener.2009.12.002
- IEA (2012) World Energy Outlook 2012. International Energy Agency (IEA), Paris

- Joskow PL (2006) Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity. Social Science Research Network, Rochester, NY
- Karlsson, K, Brian Vad Mathiesen,, Henrik Lund, (2009) The IDA Climate Plan 2050.
- Karthikeyan PS, Palanisamy K, Raglent J, Kothari DP (2009) Security Constrained UCP with Operational and Power Flow Constraints. International Journal of Recent Trends in Engineering 106–114.
- Kjell Olav Skjølvsvik, ENOVA (2008) Potential for offshore wind in Norway.
- Kopp O, Engelhorn T, Onischka M, et al. (2013) Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien. MVV Energie, Mannheim
- Kopp O, Eßer-Frey A, Engelhorn T (2012) Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? Z Energiewirtschaft 36:243–255. doi: 10.1007/s12398-012-0088-y
- Krämer M (2002) Modellanalyse zur Optimierung der Stromerzeugung bei hoher Einspeisung von Windenergie. Universität Oldenburg
- Kramer N (2002) Modellierung von Preisbildungsmechanismen im liberalisierten Strommarkt. Technischen Universität Bergakademie Freiberg
- KWKG (2012) Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft- Wärme-Kopplungsgesetz).
- Macêdo WN, Zilles R (2007) Operational results of grid-connected photovoltaic system with different inverter's sizing factors (ISF). Progress in Photovoltaics: Research and Applications 15:337–352. doi: 10.1002/pip.740
- Marie Lindberg (2012) Possibilities for electricity exchange between Norway and Germany.
- Martinez D (2008) A methodology for the consideration of start-up costs into the marginal cost estimated with production cost models. Electricity Market, 2008. EEM 2008. 5th International Conference on European. pp 1–10
- Martinez Diaz DJ (2008) Production Cost Models with Regard to Liberalised Electricity Markets. Universitätsverlag Karlsruhe
- Matthes FC, Schlemmermeier B, Diermann C, et al. (2012) Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Öko-Institut e.V., LBD-Beratungsgesellschaft mbH, RAUE LLP
- Ministry of Economic Affairs NL (2011) Energy Report 2011.
- Ministry of Economy PL (2010) Polish Energy Policy 2050.
- Ministry of the Environment SE (2009) An integrated climate and energy policy.
- Mirbach T (2009) Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt. Klinkenberg, Aachen
- Mirbach T, Schuetze T (2009) Considering Start-Up Costs and Risk Premia in a Power Generation Cost Model.

- Mueller RW, Matsoukas C, Gratzki A, et al. (2009) The CM-SAF operational scheme for the satellite based retrieval of solar surface irradiance — A LUT based eigenvector hybrid approach. *Remote Sensing of Environment* 113:1012–1024. doi: 10.1016/j.rse.2009.01.012
- Nabe C (2006) Effiziente Integration erneuerbarer Energien in den deutschen Elektrizitätsmarkt. Technische Universität Berlin
- NégaWatt (2009) La pointe électrique en France... zéro pointé.
- Nicolosi M (2012a) Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen. Ecofys
- Nicolosi M (2012b) The Economics of Renewable Electricity Market Integration. An Empirical and Model-Based Analysis of Regulatory Frameworks and their Impacts on the Power Market. text.thesis.doctoral, Universität zu Köln
- Nitsch J, Pregger T, Naegler T, et al. (2012) Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.
- Ockenfels A (2007) Strombörse und Marktmacht. et 44–58.
- Ockenfels A, Grimm V, Zoettl G (2008) Strommarktdesign, Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht. Universität zu Köln, Köln
- Von Oehsen A (2012) Entwicklung einer Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung und Anwendung fuer die Untersuchung von Energieversorgungsszenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland. Universität Kassel
- Padhy NP (2004) Unit commitment-a bibliographical survey. *IEEE Transactions on Power Systems* 19:1196–1205. doi: 10.1109/TPWRS.2003.821611
- Peter Biermayr, Clemens Cremer, Thomas Faber, et al. (2007) Bestimmung der Potenziale und Ausarbeitung von Strategien zur verstärkten Nutzung von erneuerbaren Energien in Luxemburg.
- Pfluger B, Sensfuß F, Schubert G, Leisentritt J (2011) Tangible ways towards climate protection in the European Union (EU Long-term scenarios 2050). Fraunhofer ISI, Karlsruhe
- PLATTS (2013) UDI World Electric Power Plants Data Base (WEPP).
- Prognos (2011) Energieszenarien für die Schweiz bis 2050.
- Richter J, Lindenberger D (2010) Potenziale der Elektromobilität bis 2050 - Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration (EWI ELAN). EWI, Köln
- Rosen J (2008) The future role of renewable energy sources in European electricity supply. A model-based analysis for the EU-15. Universitätsverlag Karlsruhe, Karlsruhe
- RTE (2011a) Electrical Energy Statistics for France.
- RTE (2011b) Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France.

- Ruzic S, Rajakovic N, Vuckovic A (1998) Operational costs modeling improvements in short term hydrothermal coordination. Electrotechnical Conference, 1998. MELECON 98., 9th Mediterranean. pp 916–920 vol.2
- Schlemmermeier B, Diermann C (2011) Energiewirtschaftliche Erfordernisse zur Ausgestaltung des Marktdesigns für einen Kapazitätsmarkt Strom - Abschlussbericht. LBD-Beratungsgesellschaft mbH
- Schneider J, Kuhs G (2011) Kraftwerke ab 100 MW in Europa (in Betrieb, Bau und Planung) Excel-Datenbank.
- Schubert G (2012) Modellierung der stündlichen Photovoltaik- und Windstromeinspeisung in Europa.
- Schwarz H-G, Lang C (2006) The Rise in German Wholesale Electricity Prices: Fundamental Factors, Exercise of Market Power, or Both? Institut für Wirtschaftswissenschaft Universität Erlangen-Nürnberg
- Sensfuß F (2007) Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector. An agent-based simulation approach. Universität Karlsruhe
- Sensfuß F, Genoese M (2006) Agent-based simulation of the German electricity markets-An analysis of the German spot market prices in the year 2001. Proceedings
- Sensfuß F, Ragwitz M (2009) Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung.
- Sensfuß F, Ragwitz M, Genoese M (2007) The Merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research, Karlsruhe
- SER (2012) Le livre blanc des énergies renouvelables.
- Siegmeier J, von Hirschhausen C (2011) Energiewende: Brauchen wir noch „Kapazitätsmärkte“ für konventionelle Kraftwerke? In: Schütz D, Klusmann B (eds) Die Zukunft des Strommarktes - Anregungen für den Weg zu 100 Prozent Erneuerbare Energien, 1. ed. Ponte Press Verlags GmbH, pp 108–131
- Siemens (2013) Das Konzept eHighway - Energieversorgung - Mobility - Siemens. <http://www.mobility.siemens.com/mobility/global/de/fernverkehr/strassenverkehr/elektrofiziert-fernverkehr-eHighway/das-konzept-ehighway/Seiten/das-konzept-ehighway.aspx>. Accessed 5 Jul 2013
- SRU (2012) Umweltgutachten 2012 - Verantwortung in einer begrenzten Welt. ESV, Berlin
- Steck M, Mauch W (2008) Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung.
- Stoft S (2002) Power System Economics, Designing Markets for Electricity. Wiley, New York, NY
- StromNEV (2011) Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV).
- The Danish Government (2011) Energy Strategy 2050.

- Tomáš Bajer (2012) Umweltverträglichkeitsprüfung Temelín.
- UBA (2013) Kraftwerke in Deutschland (ab 100 Megawatt elektrischer Leistung).
- ÜNB (2012) Netzentwicklungsplan Strom 2012 - 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. ÜNB
- Willems B, Rumiantseva I, Weigt H (2009) Cournot versus Supply Functions: What does the data tell us? *Energy Economics* 31:38–47. doi: 10.1016/j.eneco.2008.08.004
- Winkler J, Sensfuß F, Keles D, et al. (2013) Perspektiven für die langfristige Entwicklung der Strommärkte und der Förderung Erneuerbarer Energien bei ambitionierten Ausbauzielen. FhG ISI, KIT
- Wissen R, Nicolosi M (2007) Anmerkungen zur aktuellen Diskussion zum Merit-Order Effekt der erneuerbaren Energien.
- Wolfgang Streicher, H. Schnitzer, F. Tatzber (2010) Energieautarkie für Österreich 2050.
- Wood AJ, Wollenberg BF (1996) *Power Generation, Operation, and Control*, Second Edition. John Wiley & Sons
- ZfK (2013) Windstrom zu Fernwärme. *Zeitung für kommunale Wirtschaft (ZfK)*