

Modellbasierte Analyse der Auswirkung von Sektorkopplung auf die Marktwerte erneuerbarer Energien

Christiane Bernath¹, Gerda Deac, Frank Sensfuß

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung

Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, Deutschland, +49 (0) 721 6809-257,
christiane.bernath@isi.fraunhofer.de, www.isi.fraunhofer.de

Kurzfassung:

Dieser Beitrag untersucht die Auswirkung einer effizienten Sektorkopplung auf den Marktwert erneuerbarer Energien im Stromsystem mit ambitionierter Dekarbonisierung. Die Analyse erfolgt mit dem Modell *Enertile*, das den Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Stromsystem, Wärmenetzen, Gebäuden mit Wärmepumpen und der Wasserstoffwirtschaft für Europa in stündlicher Auflösung optimiert. Durch verschiedene Szenarien wird die Wirkung der einzelnen Optionen zur Sektorkopplung auf den Marktwert erneuerbarer Energien untersucht. Es zeigt sich, dass Wärmenetze mit multivalenten Erzeugungsoptionen einen zentralen Einfluss auf den Marktwert erneuerbarer Energien haben. Weiterhin zeigt sich, dass bei hoher geforderter Dekarbonisierung eine wirkungsvolle Sektorkopplung, die sich auf ein einzelnes Land beschränkt, für eine effiziente Integration erneuerbarer Energien nicht ausreichend ist.

Keywords: Energiesystemmodell, Flexibilität, Sektorkopplung, Erneuerbare Energien

1 Motivation und zentrale Fragestellung

Im Dezember 2018 wurde auf der Weltklimakonferenz in Kattowitz ein weltweit gültiges Regelwerk zur praktischen Umsetzung des Pariser Abkommens beschlossen [1]. In diesem Abkommen hatte die internationale Staatengemeinschaft 2015 ihr Engagement für die Eindämmung des anthropogenen Klimawandels bestärkt und eine Begrenzung der globalen Erderwärmung auf möglichst 1,5°C jedoch höchstens 2°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau anvisiert [2]. Die Erreichung dieses 2°C-Ziels erfordert die drastische Senkung des Ausstoßes von Treibhausgasemissionen in die Atmosphäre. Vor diesem Hintergrund strebt die Europäische Kommission bis zum Jahr 2050 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 80% im Vergleich zu den Emissionen von 1990 an [3].

Da ein Großteil der Treibhausgasemissionen bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe entsteht, ist eine zentrale Maßnahme zur Emissionsreduktion die Substitution fossiler

¹ Jungautor

Brennstoffe durch erneuerbare Energien. Zur Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele ist ein starker Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor kosteneffizient (vgl. z.B. Pfluger et al. [4]). So ist in Deutschland der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 3% im Jahr 1990 auf 36% im Jahr 2017 angestiegen [5], wodurch die CO₂-Intensität im Stromsektor bereits deutlich abgenommen hat. Aktuell werden erneuerbare Energien durch Politik und Förderinstrumente zur Integration ins Stromsystem unterstützt. Die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien hängt neben der zukünftigen Entwicklung ihrer spezifischen Stromgestehungskosten besonders von ihren Erlösmöglichkeiten am regulären Strommarkt ab (häufig definiert als Marktwerte). Für fluktuierende erneuerbare Technologien wie Wind- und Solarenergie liegen die Marktwerte bei steigenden erneuerbaren Anteilen tendenziell unter den durchschnittlichen Marktpreisen [6]. Durch die niedrigen Grenzkosten wirkt sich ihre Einspeisung reduzierend auf den Börsenpreis an Strommärkten aus (*Merit-Order-Effekt*) [7]. Es kann somit nicht vorausgesetzt werden, dass sich die Marktwerte der erneuerbaren Energien analog zum allgemeinen Marktpreisniveau entwickeln. Im Gegensatz zu konventioneller Erzeugung oder regelbaren erneuerbaren Technologien kann die Erzeugung von Wind- und Solarenergie nur begrenzt gesteuert werden. Diese Technologien haben somit nur begrenzt Gelegenheit, direkt auf hohe Börsenpreise am Strommarkt zu reagieren.

Viele Studien analysieren den Einfluss verschiedener Faktoren auf die Marktwerte der erneuerbaren Energien. Einige nutzen hierfür auch Modellierungen. Hirth [8] kommt zu dem Schluss, dass bei niedrigen Marktanteilen von Solarenergie der Marktwert dieser Technologie höher ist als der durchschnittliche Stromgroßhandelspreis und dass ein zunehmender Marktanteil von Solarenergie zum Absinken ihres Marktwertes führt. Winkler et al. [9] untersuchen die Auswirkungen von Fördermodellen auf die Marktwerte. Sie finden heraus, dass Fördermodelle die Marktwerte beeinflussen und dass marktorientierte Fördermodelle die Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf die Strompreise verringern und ihre Marktwerte maximieren. Darüber hinaus haben CO₂- und Brennstoffpreise großen Einfluss auf die Entwicklung der Marktwerte, wobei sich höhere Preise moderat positiv auf die optimalen Windanteile und ihren Marktwert auswirken können [10]. Winkler et al. [6] identifizieren CO₂- und Kraftstoffpreise sowie den konventionellen Kraftwerksmix als die wichtigsten Faktoren für die Marktwertentwicklung bei niedrigen bis mittleren Marktanteilen. Mit höheren Marktanteilen werden sowohl für Photovoltaik als auch für Wind Onshore längerfristig die Verfügbarkeit von Flexibilitätsoptionen relevant [9, 11].

Zur Einschätzung des zukünftigen Förderbedarfs von erneuerbaren Energien im Stromsektor sind Erkenntnisse über die mögliche Entwicklung von Marktwerten von großer Relevanz. Die Auswirkungen von erhöhter Flexibilität im Stromsektor durch Netzausbau und Integration von Stromspeichern wurden bereits häufig analysiert. Eine Möglichkeit zur weiteren Flexibilisierung des Stromsektors ist die Kopplung mit Nachfragesektoren wie z.B. Wärme und Verkehr [4, 12–14]. Als Sektorkopplung wird „*die energietechnische und energiewirtschaftliche Verknüpfung von Strom, Wärme, Mobilität und industriellen Prozessen sowie deren Infrastrukturen*“ bezeichnet [15]. Übergeordnete Ziele der Sektorkopplung sind die Dekarbonisierung des Energiesystems zur Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele, sowie die Bereitstellung von Flexibilität zur Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien [16, 17].

Ziel dieses Beitrags ist es, die Auswirkungen einer weitergehenden Flexibilisierung des Stromsektors durch Sektorkopplung auf die Marktwerte erneuerbarer Energien zu analysieren.

Zur Untersuchung dieser Fragestellung wird das Energiesystemmodell *Enertile* verwendet, welches eine modellgestützte Abbildung von stromseitigen Optionen zur Sektorkopplung ermöglicht. Zunächst wird im nächsten Kapitel die Methodik der modellbasierten Analyse vorgestellt und es werden Szenarien definiert. Im Anschluss daran werden die Ergebnisse dargestellt und diskutiert.

2 Methodische Vorgehensweise

2.1 Energiesystemmodell *Enertile*

Enertile ist ein Optimierungsmodell, welches die Kosten der Erzeugung, Übertragung und Speicherung von Strom für Europa und darüber hinaus minimiert [18, 19]. Dabei wird sowohl der Ausbau der Erzeugungs- und Netzinfrastrukturen als auch deren stündlicher Einsatz optimiert. Die zu minimierende Zielfunktion des Modells enthält alle anfallenden Kosten. Die wichtigste Nebenbedingung ist, dass die Stromnachfrage überall und zu jeder Zeit gedeckt wird. Für Analysen von Energiesystemen mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien ist die zeitliche Auflösung von hoher Bedeutung. *Enertile* rechnet in stündlicher Auflösung, wodurch beispielsweise lange Flauten berücksichtigt werden. Durch die Einbeziehung der Nachbarregionen werden auch Optionen für eine überregionale Ausregelung betrachtet. Die grundlegende Struktur des Energiesystemmodells *Enertile* ist in Abbildung 1 veranschaulicht.

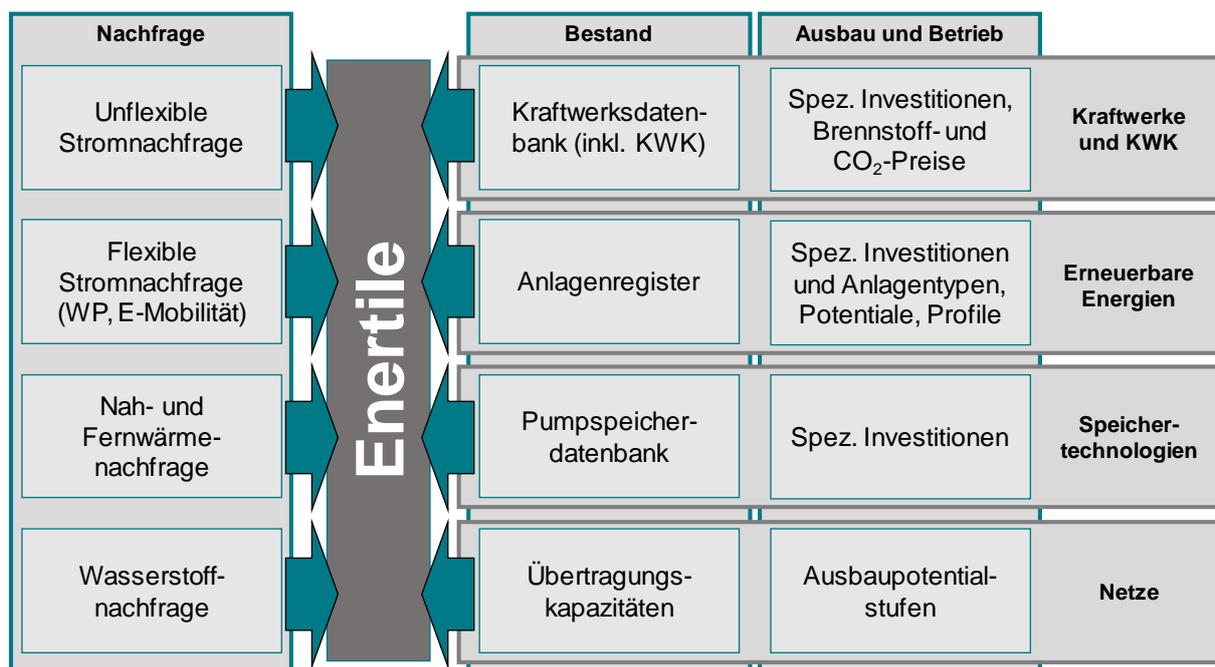


Abbildung 1: Struktur des Energiesystemmodells *Enertile*

Der Ausbau von Wind- und Solarenergie basiert auf einer räumlich hoch aufgelösten Potentialanalyse. Grundlage der Potentialberechnung bildet ein Modellgitter, dessen Kantenlänge in Deutschland etwa 7 km beträgt. Auf dieses Modellgitter werden notwendige geographische Informationen und meteorologische Daten übertragen. Die Berechnung der Potentiale für erneuerbare Energien erfolgt in mehreren Schritten (siehe Abbildung 2).

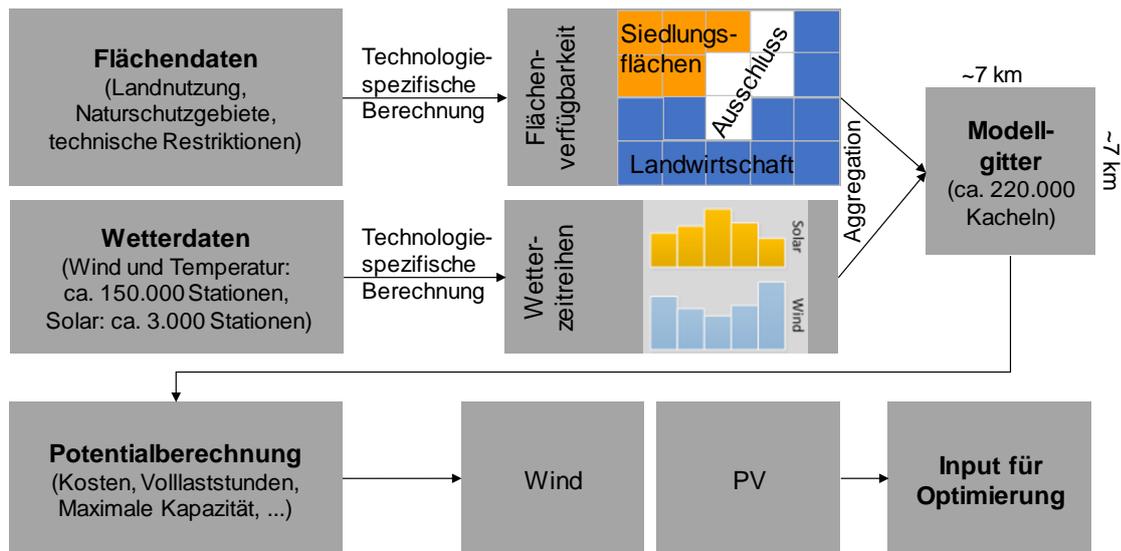


Abbildung 2: Potentialberechnung für Wind- und Solarenergie in Enertile

Im ersten Schritt werden diejenigen Flächen herausgeschnitten, die für eine Nutzung ungeeignet sind, wie z. B. Naturschutzgebiete und Flächen mit sehr starkem Gefälle. Außerdem werden Informationen zur Form der Landnutzung und zu den Wetterzeitreihen hinterlegt. Zur Berechnung der Potentiale werden stündliche Zeitreihen solarer Strahlungsdaten [20] in einer räumlichen Auflösung von 50 x 50 km und stündliche Wind- und Temperaturzeitreihen [21] in einer räumlichen Auflösung von 7,5 x 7,5 km genutzt. Das langjährige Ertragspotential wird anhand der Wetterdaten von 2007-2012 berechnet. Im Anschluss werden die technologiespezifischen Potentiale berechnet. Dazu werden die installierbare Leistung, der mögliche Ertrag und die spezifischen Erzeugungskosten ermittelt. Anschließend werden die Potentiale innerhalb eines Landes aggregiert und in Form von Kosten-Potentialkurven in der Optimierung berücksichtigt. Abbildung 3 zeigt die aggregierten Kostenpotentialkurven für die Erzeugung erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2050. Eine detaillierte Beschreibung der Potentialberechnung findet sich in Pfluger et al. [22].

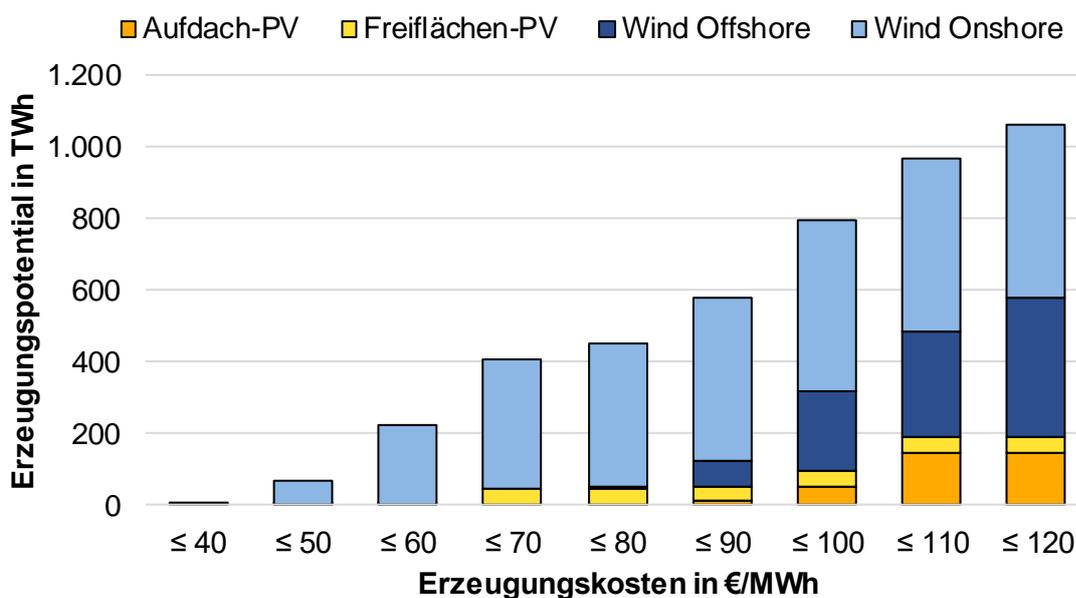


Abbildung 3: Erzeugungspotentiale erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2050

Ein Ergebnis der Optimierung sind die Grenzkosten (Schattenpreise) der Stromnachfrage, welche in dieser Arbeit als Indikator für die Preisentwicklung am Strommarkt genutzt werden. Die Grenzkosten spiegeln die fixen und variablen Kosten aller Stromerzeugungstechnologien wider. Die Realisierung der Grenzkosten als tatsächliche Strompreise setzt voraus, dass die Marktteilnehmer ihre Vollkosten am Markt durchsetzen können und die aus Systemsicht kostenoptimalen Investitionen auch vom Markt refinanziert werden. Ist für die Deckung der Stromnachfrage der Neubau von Erzeugungsanlagen mit sehr geringer Auslastung notwendig, kann dies in einzelnen Stunden zu sehr hohen Schattenpreisen führen. Diese Preisspitzen sind von einer Vielzahl von Faktoren abhängig, weshalb direkte Rückschlüsse auf kritische Situationen des Versorgungssystems nicht möglich sind. Die Berücksichtigung von hohen Preisspitzen hat tendenziell eher eine senkende Wirkung auf den Marktwert erneuerbarer Energien. Die Marktwerte der erneuerbaren Energien ergeben sich aus der Multiplikation der stündlichen Schattenpreise mit den stündlichen Einspeiseprofilen der erneuerbaren Energien. Der minimale Preis liegt in den Szenarien bei 0 €/MWh, da im gewählten Modellierungsansatz keine negativen Preise entstehen können. Insgesamt wird durch diese Begrenzung die positive Wirkung von Flexibilität auf den Marktwert leicht unterschätzt, da die Vermeidung negativer Preise durch Flexibilität nicht abgebildet wird.

Der Strommarkt steht im Fokus der Modellierung, in einigen Teilkomponenten werden jedoch auch verschiedene Nachfragebereiche (Elektromobilität, Wärmepumpen, Erzeugung von Wasserstoff) detaillierter abgebildet und es besteht für das Modell die Möglichkeit, Teile der Stromnachfrage zeitlich zu verschieben. Außerdem sind die Teile der Wärmenachfrage im Modell abgebildet, in denen Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eine große Rolle spielt. Dies betrifft die Nah- und Fernwärmenetze. In *Enertile* modellierte Sektorkopplungsoptionen sind für alle europäischen Länder abgebildet und in stündlicher Auflösung in die Kostenoptimierung integriert.

2.2 Definition der Szenarien

Zur Untersuchung der Auswirkung von Sektorkopplung auf die Marktwerte in Deutschland wird eine modellbasierte Szenarioanalyse mit *Enertile* durchgeführt. Deutschland ist in den europäischen Strommarkt integriert und gut mit benachbarten Ländern vernetzt. Insbesondere bei hohen Anteilen von erneuerbaren Energien spielen die regionalen Ausgleichseffekte eine wichtige Rolle. Daher werden die Strommärkte im Ausland und der Stromaustausch mit dem Ausland bei der Analyse berücksichtigt. Einbezogen werden die 28 Länder der europäischen Union zuzüglich Norwegen und Schweiz. In jedem Szenario wird ein lineares Optimierungsproblem für das Jahr 2050 aufgestellt und die Lösung mit den minimalen Kosten bestimmt.

Die stromseitige Sektorkopplung ist in *Enertile* durch die Integration folgender Nachfragebereiche abgebildet: Fernwärmenetze, Elektromobilität, dezentrale Wärmepumpen in Gebäuden und Wasserstoff. Für jede Flexibilitätsoption wird zwischen einer flexiblen und einer nicht flexiblen Betriebsart differenziert.

In den modellierten **Fernwärmenetzen** stehen verschiedene Erzeugungsoptionen zur Deckung der Wärmenachfrage zur Verfügung. Dazu zählen KWK-Anlagen, fossil befeuerte Heizkessel, Elektrodenheizkessel, Großwärmepumpen und Wärmespeicher. Die Entscheidung für die Investition und den Einsatz dieser Technologien wird modellendogen

getroffen und ist direkt in die Kostenoptimierung integriert. Durch die Möglichkeit der multivalenten Wärmeerzeugung und Nutzung von strombasierter Wärmeerzeugung bieten Fernwärmenetze ein großes Flexibilitätspotential für den Stromsektor. In der unflexiblen Betriebsart können nur fossile Heizkessel, KWK-Anlagen und Wärmespeicher verwendet werden. Für einen flexiblen Betrieb können zusätzlich Elektrodenheizkessel und Großwärmepumpen systemoptimal eingesetzt werden.

Für die **Elektromobilität** werden bei flexiblem Betrieb die Elektrofahrzeuge unter Berücksichtigung der festgelegten Fahrprofile zu den Zeitpunkten geladen, wenn es für das Stromsystem am vorteilhaftesten ist. Im Gegensatz dazu wird beim unflexiblen Betrieb davon ausgegangen, dass kein gesteuertes und optimiertes Laden möglich ist. Die Elektrofahrzeuge werden mit maximaler Ladekapazität sofort beim Eintreffen an einer Ladestation geladen, ohne den aktuellen Zustand des Stromnetzes zu berücksichtigen.

Bei dezentralen **Wärmepumpen** in Gebäuden wird zwischen geregelter und unregelter Wärmeerzeugung unterschieden. Die beiden Betriebsarten werden über das Vorhandensein oder Nichtvorhandensein eines Wärmespeichers abgebildet. Für den flexiblen Betrieb steht ein Wärmespeicher zur Deckung von zwei Volllaststunden des Wärmebedarfs zur Verfügung, um die Lastverlagerung der Wärmepumpen zu ermöglichen. Bei unflexiblen Betrieb reagiert die Wärmepumpe direkt auf den Wärmebedarf im Gebäude.

Die Verwendung von durch Elektrolyse bereitgestelltem **Wasserstoff** ist eine Option zur Minderung von CO₂-Emissionen in den Sektoren Verkehr und Industrie. Wasserstoff kann als Stromspeicher eingesetzt werden und dem Stromsektor als Flexibilitätsoption dienen. Dazu werden drei Komponenten modelliert: ein Elektrolyseur, ein Wasserstoffspeicher zur Deckung der Wasserstoffnachfrage und eine Rückverstromungsinstanz. Bei flexiblem Betrieb kann der durch Elektrolyse erzeugte Wasserstoff mithilfe von Gasturbinen wieder in Strom umgewandelt werden. Bei unflexiblen Betrieb ist keine Rückverstromung von Wasserstoff möglich.

Tabelle 1 fasst alle berechneten Szenarien und die Verfügbarkeit der verschiedenen Flexibilitätsoptionen zusammen. Die Verfügbarkeit einer Flexibilitätsoption im jeweiligen Szenario ist durch ein Häkchen gekennzeichnet.

Tabelle 1: Überblick über die Verfügbarkeiten der Flexibilitätsoptionen in den Szenarien

Flexibilitätsoption	<i>Alle Flex</i>	<i>Min Flex</i>	<i>DE Flex</i>	<i>FW inflex</i>	<i>Emob inflex</i>	<i>WP inflex</i>	<i>H₂ inflex</i>
Fernwärmenetze	✓		Nur in Deutschland		✓	✓	✓
Elektromobilität	✓		Nur in Deutschland	✓		✓	✓
Wärmepumpen	✓		Nur in Deutschland	✓	✓		✓
Wasserstoff	✓		Nur in Deutschland	✓	✓	✓	

Alle Szenarien bilden den europäischen Stromsektor im Jahr 2050 ab. Ausgangspunkt der Analyse ist ein erstes kostenoptimales Szenario, in dem alle modellierten Flexibilitätsoptionen verfügbar sind (*Alle Flex*). Auf Basis dieser Ergebnisse werden für alle weiteren Szenarien der

Ausbau der erneuerbaren Energien, der Speicher und der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten durch Restriktionen mit Gleichheitsbedingungen fixiert. In allen Szenarien sind, mit Ausnahme des konventionellen Kraftwerksparks, die gleichen Erzeugungs-, Speicher- und Übertragungskapazitäten vorhanden. Der stündliche Einsatz dieser Technologien innerhalb des Jahres ist weiterhin Teil der Optimierung, lediglich der Rückbau und zusätzliche Ausbau der installierten Kapazitäten wird verhindert. Um den Einfluss der einzelnen Flexibilitätsoptionen auf die Marktwerte der erneuerbaren Energien zu untersuchen, wird deren Verfügbarkeit in den weiteren Szenarien gezielt variiert und die sich ergebenden Marktwerte für die erneuerbaren Technologien Aufdach-PV, Freiflächen-PV, Wind Onshore und Wind Offshore verglichen. Abbildung 4 zeigt das generelle Vorgehen bei der Berechnung der Szenarien.

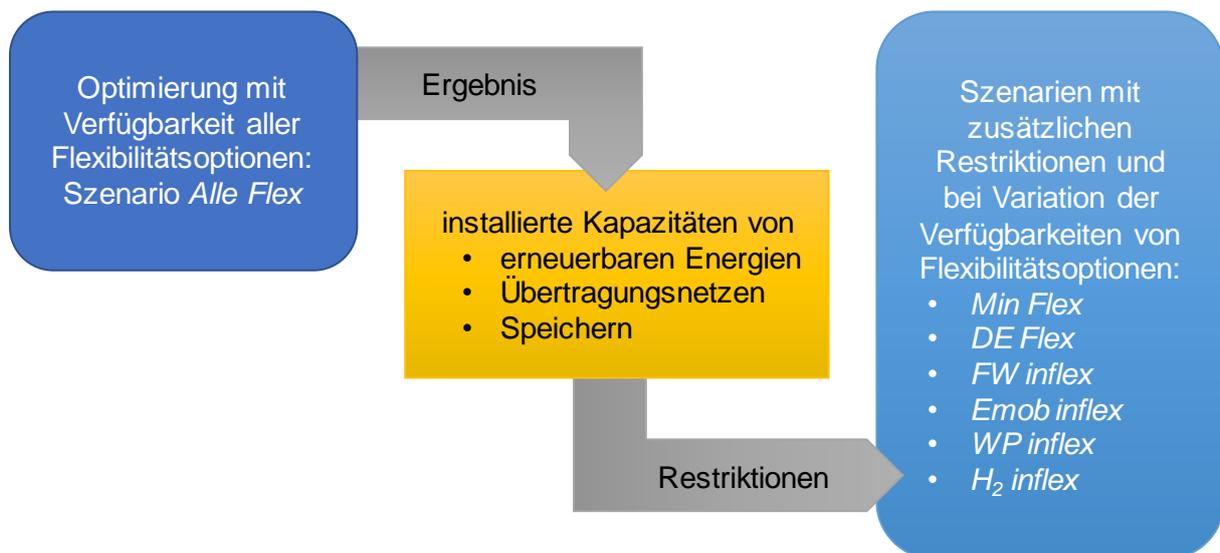


Abbildung 4: Vorgehen bei der Berechnung der Szenarien

2.3 Annahmen und Inputdaten

Die Szenarien bilden den europäischen Stromsektor im Jahr 2050 bei einer hohen Dekarbonisierung ab. Die Ambitionen zur Erreichung dieser hohen Dekarbonisierung werden durch die Vorgabe eines CO₂-Preises in Höhe von 180 €/t berücksichtigt. Die Annahmen zu fossilen Brennstoffpreisen für das Jahr 2050 basieren auf einer Trendprognose der Preise im IEA 450 Szenario des World Energy Outlook 2016 [23]. Die Annahmen zu Preisen sind Tabelle 2 zu entnehmen.

Tabelle 2: Annahmen zu CO₂-Preis und fossilen Brennstoffpreisen

CO ₂ -Preis in €/t	Fossile Brennstoffpreise in €/MWh			
	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle	Öl
180	31,2	6,2	3,7	42,5

Die den Szenarien zugrundeliegenden Nachfragedaten sind aus dem "Diversification Pathway" im Rahmen des SET-Nav Projekts entnommen [24]. Zusätzlich zur regulären Stromnachfrage werden die Nachfragemengen der verschiedenen Flexibilitätsoptionen in Tabelle 3 für Deutschland und Europa aufgelistet.

Tabelle 3: Jährliche Nachfragezahlen für Deutschland und Europa im Jahr 2050

Jährliche Nachfrage in 2050	Deutschland	Europa
Stromnachfrage in TWh _{el}	646,7	3960,9
Nachfrage Elektromobilität in TWh _{el}	81,6	370,2
Wärmenachfrage Gebäude mit Wärmepumpen in TWh _{th}	158,0	802,1
Wärmenachfrage Fernwärmenetze in TWh _{th}	76,9	429,7
Wasserstoffnachfrage in TWh	113,0	556,7

Die Annahmen zu den techno-ökonomischen Parametern für die konventionellen Kraftwerke sind in Tabelle 4 aufgeführt.

Tabelle 4: Übersicht über die Annahmen zu zentralen techno-ökonomischen Kraftwerkparametern

	Wirkungsgrad	Lebensdauer	Investition in €/kW	Fixe Betriebs- und Wartungskosten in €/kW	Variable Betriebskosten in €/MWh
Steinkohlekraftwerk	49%	40	1700	42,5	1,5
Braunkohlekraftwerk	47%	40	1900	57	1,5
GuD-Kraftwerk	61%	30	950	11,3	3
Gasturbine	40%	30	450	7,5	2,7
Pumpspeicher	91%	40	1000	10	0,5

Weitere Nebenbedingungen werden für den Anteil und die installierte Leistung von erneuerbaren Energien in Deutschland berücksichtigt. Im Szenario *Alle Flex* muss der Anteil von erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland mindestens 65% betragen. Die minimalen installierten Leistungen betragen für Wind Offshore 15 GW, für Aufdach-PV 39 GW und für Freiflächen-PV 13 GW. Außerdem ist in Deutschland keine Nutzung von Kernenergie möglich.

3 Ergebnisse

3.1 Szenario *Alle Flex*

Das Szenario *Alle Flex* wird bei Verfügbarkeit aller Flexibilitätsoptionen optimiert. Die beiden folgenden Abbildungen zeigen die Stromerzeugung (Abbildung 5) und installierte Leistung (Abbildung 6) im Jahr 2050 jeweils für Deutschland und Europa. In Deutschland wird etwa die Hälfte des Stroms aus Windenergie erzeugt (468 TWh). Importe aus Nachbarländern tragen mit rund 40% einen ebenfalls großen Anteil an der Stromerzeugung. Die installierte PV-Leistung entspricht der Mindestvorgabe und erzeugt insgesamt 80 TWh Strom. Die Stromerzeugung aus Erdgas hat nur einen kleinen Anteil (35 TWh), während Kernkraft in Deutschland nicht genutzt wird. Auch europaweit trägt die Stromerzeugung aus Windkraft den

größten Anteil zur Stromerzeugung bei (56%). Weiterhin wird mit 800 GW eine große Menge PV-Kapazität installiert. Die Stromerzeugung aus Kernkraft wird insbesondere in Frankreich genutzt. In Europa liegt der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch über 90% im Jahr 2050.

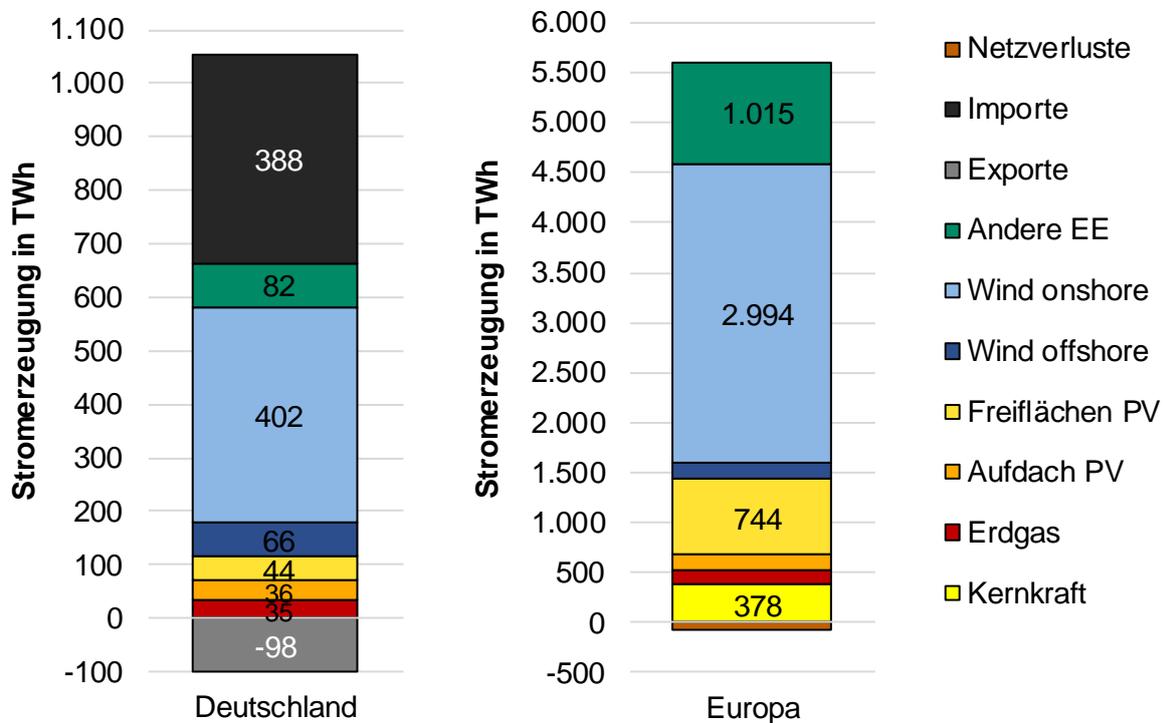


Abbildung 5: Stromerzeugung in Deutschland und Europa in 2050 (Szenario Alle Flex)

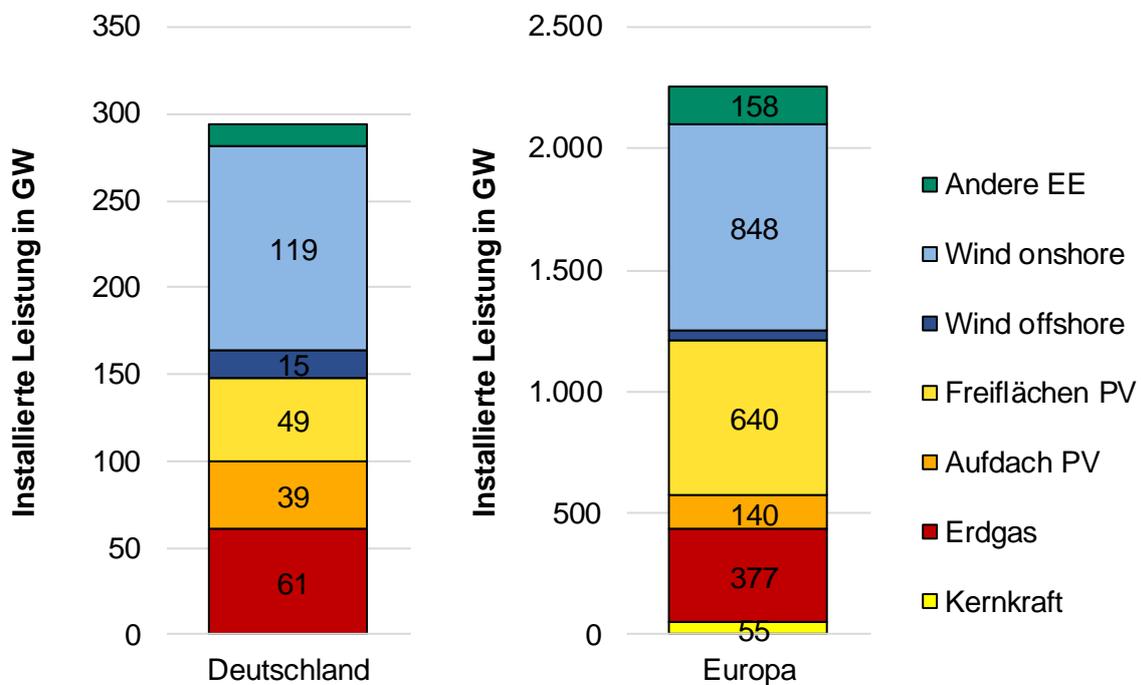


Abbildung 6: Installierte Leistung in Deutschland und Europa in 2050 (Szenario Alle Flex)

3.2 Szenarien mit verschiedenen Flexibilitätsoptionen

Die weiteren Szenarien unterscheiden sich bezüglich der Verfügbarkeit der Flexibilitätsoptionen Fernwärmenetze, Elektromobilität, Wärmepumpen und Wasserstoff. Anhand der Ergebnisse des Szenarios *Alle Flex* werden zusätzliche Restriktionen in das Optimierungsproblem eingefügt. Dies betrifft die installierten Kapazitäten von erneuerbaren Energien, Speichern und grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten. Folglich ist der Kraftwerkspark bis auf die fossilen Erzeugungskapazitäten auf Basis des *Alle Flex* Szenarios fixiert. Aus diesem Grund werden in diesem Abschnitt nur die Veränderungen gegenüber diesem Szenario aufgezeigt. Abbildung 7 zeigt die Differenz der Stromerzeugung sowie der installierten Leistung in Deutschland in den Szenarien mit Variation der Flexibilitätsoptionen. Merkliche Veränderungen ergeben sich nur für Erdgas sowie für die grenzüberschreitende Handelsbilanz.

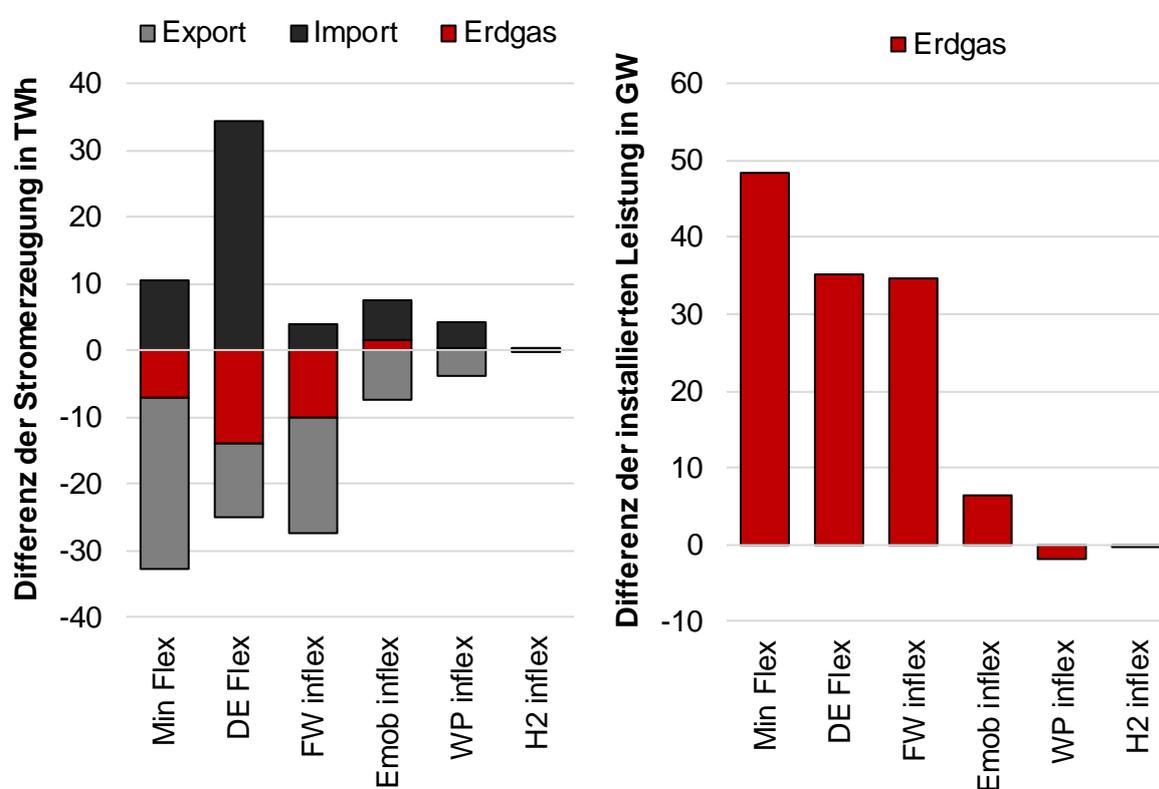


Abbildung 7: Differenz der Stromerzeugung und installierten Leistung in Deutschland gegenüber dem *Alle Flex* Szenario

Die Summe der gesamten Stromerzeugung der Szenarien unterscheidet sich, da die Menge der strombasierten Wärmeenerzeugung durch Elektrodenheizkessel und Großwärmepumpen in den Fernwärmenetzen unterschiedlich ausfällt. Die Änderungen im Vergleich zum *Alle Flex* Szenario betreffen insbesondere die drei Szenarien *Min Flex*, *DE Flex* und *FW inflex*. Wenn die Wärmeenerzeugung in den Fernwärmenetzen ohne die stromseitige Sektorkopplung erfolgt, fällt die Stromnachfrage in Deutschland in diesen Szenarien (*Min Flex* und *FW inflex*) niedriger aus. Im *DE Flex* Szenario findet eine stärkere Nutzung von strombasierter Wärmeenerzeugung in den Fernwärmenetzen statt, wodurch sich die Stromnachfrage insgesamt erhöht. Wird die Änderung der Stromnachfrage durch strombasierte Wärmeenerzeugung einbezogen, haben die

Differenzen der Stromerzeugung zwischen den Szenarien in Abbildung 7 immer einen Saldo von "null". Die Bilanz zwischen Nachfrage und Angebot geht in allen Szenarien auf.

In den Szenarien *Min Flex* und *FW inflex* zeigen sich ähnliche Verschiebungen im Vergleich zum *Alle Flex* Szenario. Die installierte Leistung von Erdgas wird um 48 GW bzw. 35 GW erhöht um die fehlende Flexibilität auszugleichen. Analog wird auch das Stromnetz deutlich stärker zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage genutzt. Dies betrifft sowohl den Import als auch den Export von Strom. Da es in beiden Szenarien keine Stromnachfrage aus den Fernwärmenetzen gibt, sinkt die Stromnachfrage in Deutschland. Im *FW inflex* Szenario sind diese Anpassungsreaktionen weniger stark ausgeprägt als im *Min Flex* Szenario.

Im *DE Flex* Szenario findet deutlich mehr Stromhandel als im *Alle Flex* Szenario statt. Insbesondere steigen die Importe aus Nachbarländern an, da Deutschland durch die Sektorkopplungsoptionen für ganz Europa Flexibilität bereitstellt. Dadurch kann Deutschland Überschüsse aus Nachbarländern aufnehmen, die weniger Flexibilität bieten. In Deutschland wird die installierte Leistung von Erdgas zur Deckung von Lastspitzen deutlich erhöht, jedoch sinkt gleichzeitig die Stromerzeugung aus Erdgas. Die Auslastung der Anlagen sinkt hierdurch, auch weil Deutschland viel erneuerbaren Strom aus dem Ausland aufnimmt.

In den übrigen drei Szenarien zeigen sich bedeutend weniger Veränderungen zum *Alle Flex* Szenario. Im *Emob inflex* Szenario wird die installierte Leistung von Erdgas etwas erhöht. Da die Stromnachfrage der inflexiblen Elektromobilität weniger gut zu den Erzeugungsprofilen der erneuerbaren Energien passt, ergibt sich eine höhere Residuallast mit höheren Lastspitzen. Diese Spitzen werden mit Strom aus Erdgas gedeckt. Auch das Stromnetz wird in diesem Szenario stärker zum Ausgleich genutzt. Im *WP inflex* Szenario wird die installierte Leistung von Erdgas in Deutschland leicht reduziert. Im europäischen Ausland hingegen wird die installierte Leistung erhöht. Gleichzeitig steigt die Nutzung des Stromnetzes zum Ausgleich. Im *H₂ inflex* Szenario zeigen sich keine nennenswerten Veränderungen im Vergleich zum *Alle Flex* Szenario. Dies liegt daran, dass die Flexibilitätsoption der Rückverstromung von Wasserstoff im *Alle Flex* Szenario ohnehin kaum genutzt wird.

Weiterhin sind in Tabelle 5 die abgeregelten Energiemengen der erneuerbaren Energien in Deutschland für die Szenarien aufgeführt. Die Mengen sind in allen Szenarien recht gering und machen nur einen kleinen Anteil der erneuerbaren Energieerzeugung aus. Dies zeigt, dass ausreichende Übertragungskapazitäten sowie ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage mit Nachbarländern dabei hilft, die Abregelung von erneuerbaren Energien zu verhindern.

Tabelle 5: Abregelung von erneuerbaren Energien in Deutschland in den Szenarien

Abregelung	Alle Flex	Min Flex	DE Flex	FW inflex	Emob inflex	WP inflex	H2 inflex
Absolut in GWh	0	896	237	371	188	310	191
Anteil an EE-Erzeugung in %	0,00%	0,14%	0,04%	0,06%	0,03%	0,05%	0,03%

3.3 Marktwerte

Abschließend werden die Marktwerte der erneuerbaren Energien in den Szenarien untersucht, um die Auswirkungen der Flexibilitätsoptionen durch Sektorkopplung zu analysieren. Es werden die Marktwerte für die erneuerbaren Technologien Aufdach-PV, Freiflächen-PV, Wind Offshore und Wind Onshore in den Szenarien verglichen. Abbildung 8 zeigt die absoluten Marktwerte der erneuerbaren Technologien in Deutschland für die verschiedenen Szenarien.

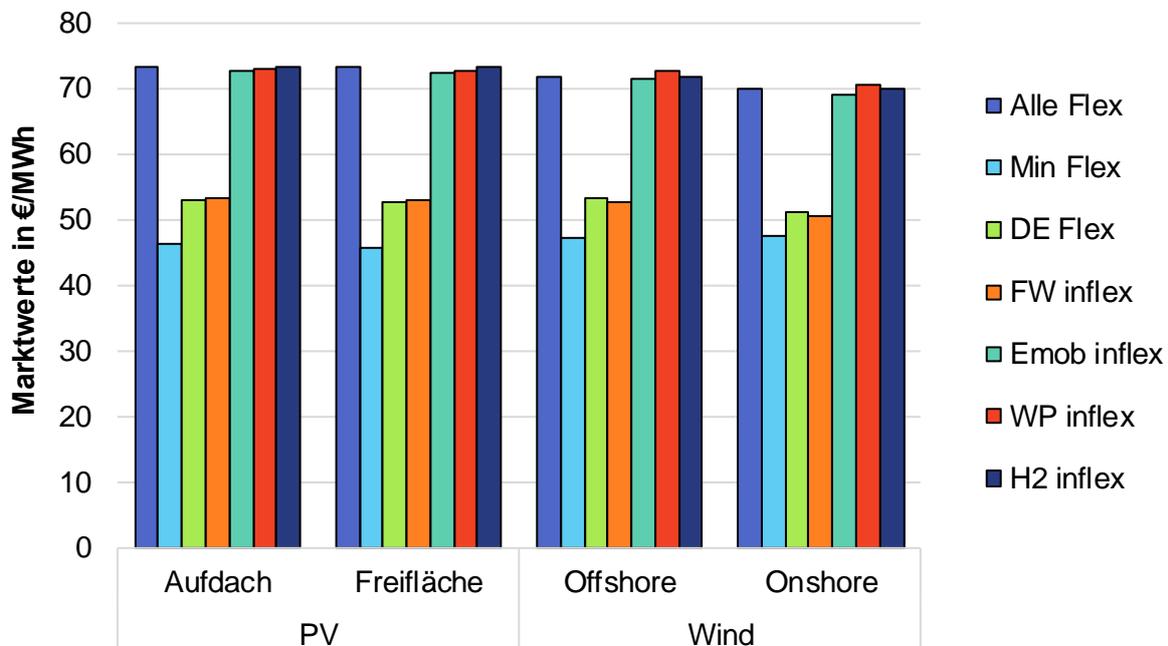


Abbildung 8: Marktwerte der erneuerbaren Energien in Deutschland in den Szenarien

Innerhalb eines Szenarios liegen alle Marktwerte der erneuerbaren Technologien auf ähnlichem Niveau. Im *Alle Flex* Szenario, d.h. mit Verfügbarkeit aller Flexibilitätsoptionen, sind die Marktwerte am höchsten. Für die PV liegen sie bei 73 €/MWh, für Wind Offshore bei 72 €/MWh und für Wind Onshore bei 70 €/MWh. In den Szenarien *Emob inflex*, *WP inflex* und *H₂ inflex* ist kaum eine Veränderung zu den Marktwerten im *Alle Flex* Szenario erkennbar. Diese drei Szenarien zeigten auch wenig Verschiebungen bei Erzeugung und installierter Leistung (vgl. Abbildung 7). Aus diesem Grund sind die Auswirkungen auf die Marktwerte ebenso gering.

Das *Min Flex* Szenario unterscheidet sich am stärksten vom *Alle Flex* Szenario und zeigt daher den größten Einbruch bei den Marktwerten. Diese sinken im Fall von PV um 37% im Vergleich zu denen im *Alle Flex* Szenario. Für Wind Offshore sinken die Marktwerte um 34% und für Wind Onshore um 32%. Ohne die durch Sektorkopplung bereitgestellte Flexibilität sinken die Marktwerte der erneuerbaren Energien daher deutlich.

Im *FW inflex* Szenario fallen die Marktwerte der erneuerbaren Energien auffallend stark um etwa 27%. Die multivalente Erzeugungsstruktur in den Fernwärmenetzen ermöglicht eine zusätzliche Stromnachfrage bei Auftreten einer hohen erneuerbaren Einspeisung auf dem Strommarkt. Die strombasierte Wärmeerzeugung erlaubt eine Aufnahme von erneuerbarem Strom über längere Zeiträume und für größere Mengen. Bei einer hohen Residuallast hingegen kann die Wärme alternativ über fossile Erzeuger oder den Wärmespeicher

bereitgestellt werden. Durch die zusätzliche Nachfrage bei einer hohen erneuerbaren Erzeugung werden die Marktwerte der erneuerbaren Einspeisung erhöht. Von allen berücksichtigten Flexibilitätsoptionen zeigen die Fernwärmenetze die mit Abstand größten Auswirkungen auf die Marktwerte der erneuerbaren Energien.

Im *DE Flex* Szenario zeigen sich ähnlich starke Auswirkungen auf die Marktwerte wie im *FW inflex* Szenario. Die beträchtlich angestiegenen Importe von günstigem erneuerbarem Strom aus den Nachbarländern verringern den Marktwert der erneuerbaren Erzeugung innerhalb Deutschlands. Ein stark flexibilisiertes deutsches Stromsystem in einem wenig flexibilisierten europäischen Stromsystem führt folglich zu niedrigen Marktwerten in Deutschland, da insgesamt nur eine begrenzte Flexibilität im Gesamtsystem vorhanden ist. Rein nationale Strategien zur Nutzung von Sektorkopplungsoptionen sind folglich bei hohen Zielen der Dekarbonisierung wenig effizient.

Die Flexibilitätsoptionen außerhalb von Deutschland zeigen ähnliche Auswirkungen auf die Marktwerte erneuerbarer Energien. Da der Fokus dieses Beitrags auf Deutschland liegt, wurde eine detaillierte Analyse für andere Länder nicht durchgeführt. Exemplarisch für die Technologie Wind Onshore zeigt Abbildung 9 die europaweiten Marktwerte in den beiden Szenarien *Alle Flex* und *Min Flex*. Enthalten sind allerdings nur Länder mit nennenswerter installierter Wind Onshore Leistung. Die absoluten Marktwerte liegen im *Alle Flex* Szenario zwischen 47 und 84 €/MWh. Im *Min Flex* Szenario fallen die Marktwerte im Vergleich zum *Alle Flex* Szenario zwischen 22% und 46% niedriger aus. Die Reduktionen sind insbesondere in den Randgebieten wie Skandinavien oder dem Baltikum besonders ausgeprägt. Durch die Begrenzung der modellierten Regionen auf Europa werden Ausgleichsmöglichkeiten, die über das europäische Stromnetz hinausgehen, nicht berücksichtigt.

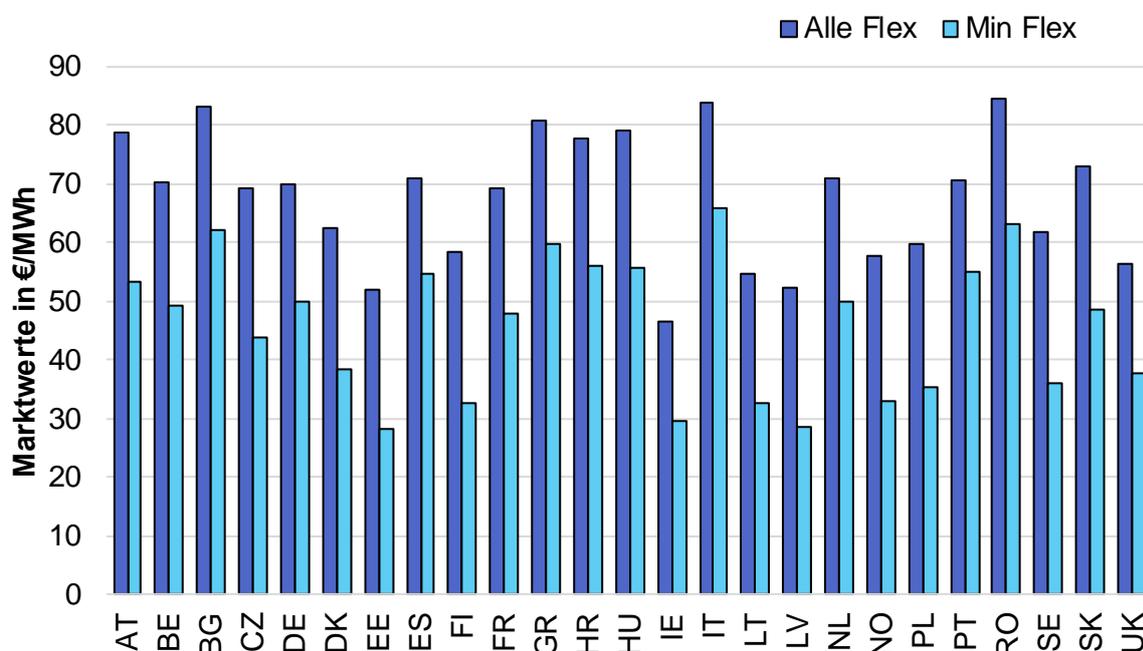


Abbildung 9: Marktwerte von Wind Onshore in Europa in den Szenarien *Alle Flex* und *Min Flex*

4 Zusammenfassung

In diesem Beitrag wurden die Auswirkungen von Flexibilität durch Sektorkopplung auf die Marktwerte der erneuerbaren Energien in Deutschland untersucht. Dazu wurde eine modellbasierte Szenarioanalyse mit dem Energiesystemmodell *Enertile* durchgeführt, in welchem eine stromseitige Sektorkopplung durch die Integration folgender Nachfragebereiche abgebildet wird: Elektromobilität, dezentrale Wärmepumpen in Gebäuden, Fernwärmenetze und Wasserstoff. Bei jeder dieser Flexibilitätsoptionen wird zwischen einer flexiblen und einer inflexiblen Betriebsart unterschieden, um deren Einfluss auf die Marktwerte für die erneuerbaren Technologien Aufdach-PV, Freiflächen-PV, Wind Onshore und Wind Offshore zu untersuchen.

Der Vergleich verschiedener Szenarien zeigte deutlich, dass die Marktwerte der erneuerbaren Energien ohne die durch Sektorkopplung bereitgestellte Flexibilität sinken. Dabei wirken sich die einzelnen Flexibilitätsoptionen verschieden stark auf die Marktwerte aus. Die Elektromobilität, Wärmepumpen und Wasserstoff haben nur wenig Einfluss auf die Marktwerte, während die Fernwärmenetze den mit Abstand größten Einfluss aufweisen. Durch die multivalente Erzeugungsstruktur in Fernwärmenetzen wird eine zusätzliche Stromnachfrage bei einer hohen erneuerbaren Einspeisung auf dem Strommarkt ermöglicht. Die strombasierten Wärmeerzeuger erlauben die Aufnahme von erneuerbarer Einspeisung über längere Zeiträume und für größere Mengen. Bei den anderen Flexibilitätsoptionen ist lediglich eine kürzere zeitliche Lastverschiebung möglich. Die Möglichkeit zur Änderung der absoluten Stromnachfrage hat folglich einen größeren Einfluss auf die Marktwerte erneuerbarer Energien als eine zeitliche Flexibilität.

Ein stark flexibilisiertes deutsches Stromsystem in einem wenig flexibilisierten europäischen Stromsystem führt zu stark verringerten Marktwerten in Deutschland. Rein nationale Strategien zur Nutzung von Sektorkopplungsoptionen sind folglich bei hohen Zielen der Dekarbonisierung wenig effizient. Insgesamt zeigte sich in den Szenarien eine hohe Relevanz von Ausgleichsmöglichkeiten über das europäische Stromnetz.

Das verwendete Modell liefert interessante Erkenntnisse zur Auswirkung der Sektorkopplung auf den Marktwert erneuerbarer Energien. Die hohe technologische und stündliche Auflösung eignet sich dabei sehr gut, um die Effekte des Wetters auf das Energiesystem abzubilden. Zukünftige Analysen könnten die Bedeutung des Wasserstoffs bei noch höherer Dekarbonisierung weiter in den Fokus rücken, da eine Rückverstromung in dieser Untersuchung keine große Rolle gespielt hat. Insgesamt muss bei dieser Analyse einschränkend beachtet werden, dass es sich um ein System mit perfekter Optimierung handelt. Es bildet somit das bestmögliche Ergebnis für das modellierte Energiesystem ab. In der Realität wird es durch Prognosefehler, Akteursverhalten und insbesondere imperfekte Regulierung immer zu Verzerrungen des Systems kommen. Trotzdem kann diese Art der Analyse wertvolle Erkenntnisse liefern, an welchen Stellen die regulatorischen Anstrengungen zur Beseitigung von Verzerrungen bei der Sektorkopplung besonders wertvoll sein können.

5 Danksagung

Die in diesem Beitrag vorgestellten Ergebnisse wurden im Rahmen des Projektes "Leiststudie Strom - Analysen für eine sichere, kosteneffiziente und umweltverträgliche Stromversorgung" im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) erarbeitet.

6 Literatur

1. UNFCCC (2018) Katowice Climate Change Conference
2. UNFCCC (2015) Paris Agreement English
3. Europäische Kommission (2011) A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, Brüssel
4. Pfluger B, Tersteegen B, Franke B, Bernath C, Tobias, Bossmann, Deac G, Elsland R, Tobias Fleiter, Kühn A, Ragwitz M, Rehfeldt M, Sensfuß F, Steinbach J, Cronenberg A, Ladermann A, Linke C, Maurer C, Willemsen S, Kauertz B, Pehnt M, Rettenmaier N, Hartner M, Kranzl L, Catenazzi G, Martin Jakob, Reiter U, Schade W (2017) Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 0: Zentrale Ergebnisse und Schlussfolgerungen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
5. Umweltbundesamt (2018) Erneuerbare Energien in Zahlen. Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch, am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte sowie am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor. auf Basis AGEE-Stat. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#statusquo>. Zugegriffen: 05. Februar 2019
6. Winkler J, Pudlik M, Ragwitz M, Pfluger B (2016) The market value of renewable electricity – Which factors really matter? *Applied Energy* 184:464–481. doi:10.1016/j.apenergy.2016.09.112
7. Sensfuß F, Ragwitz M, Genoese M (2008) The merit-order effect. A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy* 36(8):3086–3094. doi:10.1016/j.enpol.2008.03.035
8. Hirth L (2015) Market value of solar power. Is photovoltaics cost-competitive? *IET Renewable Power Generation* 9(1):37–45. doi:10.1049/iet-rpg.2014.0101
9. Winkler J, Gaio A, Pfluger B, Ragwitz M (2016) Impact of renewables on electricity markets – Do support schemes matter? *Energy Policy* 93:157–167. doi:10.1016/j.enpol.2016.02.049
10. Hirth L (2015) The Optimal Share of Variable Renewables. How the Variability of Wind and Solar Power affects their Welfare-optimal Deployment. *EJ* 36(1). doi:10.5547/01956574.36.1.6
11. Winkler J, Sensfuß F, Pudlik M (2015) Analyse ausgewählter Einflussfaktoren auf den Marktwert Erneuerbarer Energien. Leitstudie Strommarkt: Arbeitspaket 4, Karlsruhe
12. Sensfuß F, Deac G, Bernath C (2017) Vorabanalyse Langfristige Rolle und Modernisierung der Kraft-Wärme-Kopplung. Kurzpapier

13. Wietschel M, Plötz P, Pfluger B, Klobasa M, Eßer A, Haendel M, Müller-Kirchenbauer J, Kochems J, Hermann L, Grosse B, Nacken L, Küster M, Pacem J, Naumann D, Kost C, Kohrs R, Fahl U, Schäfer-Stradowsky S, Timmermann D, Albert D (2018) Working Paper Sustainability and Innovation. Sektorkopplung - Definition, Chancen und Herausforderungen
14. Gerhardt N, Sandau F, Scholz A, Hahn H, Schumacher P, Sager C, Bergk F, Kämper C, Knörr W, Kräck J, Lambrecht U, Antoni O, Hilpert J, Merkel K, Müller T (2015) Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Endbericht, Kassel
15. BDEW (2017) 10 Thesen zur Sektorkopplung. Positionspapier, Berlin
16. Wietschel M, Haendel M, Schubert G, Köppel W, Degünther C (2015) Kurz- und mittelfristige Sektorkopplungspotentiale. Kurzstudie, Karlsruhe
17. Gerhardt N, Hochloff P, Richts C, Müller T, Hilpert J, Antoni O, Schulz W (2014) Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten. Studie
18. Pfluger B (2014) Assessment of least-cost pathways for decarbonising Europe's power supply. A model-based long-term scenario analysis accounting for the characteristics of renewable energies. Zugl.: Karlsruher Institut für Technologie, KIT, Diss., 2013. KIT Scientific Publishing, Karlsruhe
19. Fraunhofer ISI (2019) Enertile Website
20. MINES ParisTech / Transvalor (2019) HelioClim-3 Archives
21. Deutscher Wetterdienst (2016) Regionalmodell COSMO-EU
22. Pfluger B, Tersteegen B, Franke B, Bernath C, Tobias, Bossmann, Deac G, Elsland R, Tobias Fleiter, Kühn A, Ragwitz M, Rehfeldt M, Sensfuß F, Steinbach J, Cronenberg A, Ladermann A, Linke C, Maurer C, Willemsen S, Kauertz B, Pehnt M, Rettenmaier N, Hartner M, Kranzl L, Catenazzi G, Martin Jakob, Reiter U, Schade W (2017) Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 2: Modelle und Modellverbund. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
23. International Energy Agency (2016) World Energy Outlook 2016. Chapter 1: Introduction and scope, Paris, France
24. EU Horizon 2020 (2016) SET-Nav - Navigating the Roadmap for Clean, Secure and Efficient Energy Innovation. <http://www.set-nav.eu/>