

Ökonomische Bewertung von innovativen  
Speichertechnologien in Energiesystemen mit einem  
hohen Anteil erneuerbarer Energien

Von der Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät  
der Universität Leipzig

genehmigte

DISSERTATION

zur Erlangung des akademischen Grades

Doctor rerum politicarum

Dr. rer. pol.

vorgelegt

von Diplom-Kaufmann Diplom-Verwaltungswirt (Fh) Hendrik Kondziella

geboren am 8. Juli 1977 in Köthen/Anhalt

Gutachter: Prof. Dr. Thomas Bruckner

PD Dr. Dietmar Lindenberger

Tag der Verleihung: 13. April 2017

# Inhaltsverzeichnis

<b>INHALTSVERZEICHNIS .....</b>	<b>2</b>
<b>DANKSAGUNG .....</b>	<b>6</b>
<b>1. EINLEITUNG .....</b>	<b>7</b>
1.1    MOTIVATION.....	7
1.2    PROBLEMSTELLUNG UND METHODIK.....	9
1.3    STAND DER FORSCHUNG .....	12
1.4    RECHTLICHE EINORDNUNG VON SPEICHERN.....	16
1.5    AUFBAU DER ARBEIT .....	17
<b>2.    KLASSIFIKATION UND EVALUATION VON TECHNOLOGIEN, METHODEN UND POTENZIALEN.....</b>	<b>18</b>
2.1    TECHNOLOGIEN.....	18
2.1.1 <i>Batteriespeicher</i> .....	19
2.1.1.1 <i>Bleibatterien</i> .....	19
2.1.1.2 <i>Lithiumbatterien</i> .....	20
2.1.1.3 <i>NaS-Batterien</i> .....	21
2.1.1.4 <i>Redox-Flow-Batterien</i> .....	21
2.1.2 <i>Alternative Speicheroptionen</i> .....	22
2.1.2.1 <i>Pumpspeicher</i> .....	22
2.1.2.2 <i>Druckluftspeicher</i> .....	23
2.1.2.3 <i>Power-to-Gas</i> .....	23
2.1.3 <i>Integration von Strom und Wärme – „Power-to-heat“</i> .....	24
2.2    METHODEN UND POTENZIALE .....	25
2.2.1 <i>Bewertungssystematik und Definitionen</i> .....	25
2.2.1.1 <i>Potenziale</i> .....	25
2.2.1.2 <i>Zusätzliche Bewertungskriterien</i> .....	26



2.2.2	<i>Globale Szenarien für Energiespeicher im Übertragungsnetz</i> .....	28
2.2.3	<i>Netzausbau und Speicher im europäischen Energiesystem</i> .....	32
2.2.4	<i>Analyse der Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern in europäischen Elektrizitätsmärkten</i>	38
2.2.5	<i>Optimierung von Speicherausbau und -betrieb im deutschen Stromsystem</i> .....	47
2.2.6	<i>Szenarien für das Einsatzpotenzial von Energiespeichern im deutschen Strommarkt</i> .....	50
2.2.7	<i>Wirtschaftlichkeit des Speicherbetriebs im lokalen Kontext</i> .....	55
2.3	<b>ENERGIESPEICHER ZUR VERSORGUNGSSICHERHEIT UND NETZSTABILITÄT</b> .....	59
2.3.1	<i>Energiespeicher zur Versorgungssicherheit</i> .....	59
2.3.2	<i>Energiespeicher zur Stabilität der Übertragungs- und Verteilnetze</i> .....	61
2.4	<b>METHODOLOGISCHE BEWERTUNG DER AKTUELLEN FORSCHUNG</b> .....	64
2.4.1	<b>TECHNISCHES POTENZIAL</b> .....	64
2.4.2	<b>ÖKONOMISCHES POTENZIAL</b> .....	67
2.4.3	<b>MARKTPOTENZIAL</b> .....	69
2.5	<b>ZUSAMMENFASSUNG ZUM STAND DER FORSCHUNG</b> .....	70
2.6	<b>ZWISCHENFAZIT</b> .....	78
<b>3.</b>	<b>MODELLBESCHREIBUNGEN</b> .....	<b>80</b>
3.1	<b>PLANUNG DES KRAFTWERKEINSATZES - MICOES</b> .....	80
3.2	<b>KRAFTWERKSINVESTITIONEN UND -STILLEGUNGEN</b> .....	86
3.3	<b>EINFÜHRUNG VON FLEXIBILITÄTSINSTRUMENTEN ZUR GLÄTTUNG DER RESIDUALEN STROMNACHFRAGE – MODELL DESIFLEX</b> .....	88
3.4	<b>TECHNO-ÖKONOMISCHE MODELLIERUNG VON FLEXIBILITÄTSOPTIONEN – ARBITRAGE TURNOVER OF FLEXIBILITY IN ELECTRICITY MARKETS (ARTURFLEX)</b> .....	90
<b>4.</b>	<b>FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IM STROMMARKT –EMPIRISCHE ANALYSE</b> .....	<b>94</b>
4.1	<b>ALLGEMEINE MARKTENTWICKLUNG</b> .....	94
4.2	<b>ERLÖSMÖGLICHKEITEN VON FLEXIBILITÄTSOPTIONEN</b> .....	99
<b>5.</b>	<b>SZENARIO-ANALYSE ZU FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IM SPOTMARKT</b> .....	<b>102</b>
5.1	<b>METHODIK DER UNTERSUCHUNG</b> .....	103



5.2	DEFINITION VON SZENARIEN FÜR DEN DEUTSCHEN STROMMARKT .....	105
5.3	MODELLANNAHMEN UND PRÄMISSEN .....	107
5.3.1	ENTWICKLUNG DES STROMVERBRAUCHS .....	107
5.3.2	AUSBAU DER ERNEUERBAREN ENERGIEN IN DEUTSCHLAND .....	111
5.3.3	ANNAHMEN ZUR ENTWICKLUNG DES KONVENTIONELLEN KRAFTWERKPARKS.....	115
5.3.4	AUSBAU DER DEZENTRALEN KWK-ERZEUGUNG.....	118
5.3.5	BRENNSTOFF- UND CO <sub>2</sub> -PREISE .....	121
<b>6.</b>	<b>ERGEBNISSE DER MODELLRECHNUNGEN .....</b>	<b>125</b>
6.1	BETRACHTUNG DER RESIDUALEN NACHFRAGEKURVE .....	125
6.2	BETRACHTUNG DER MODELLBASIERTEN MARKTINDIKATOREN.....	130
6.3	MARKTPOTENZIAL VON FLEXIBLEN TECHNOLOGIEN AM SPOTMARKT BIS 2030 (INKREMENTELLE BETRACHTUNG).....	133
6.3.1	SZENARIO „REFERENZ“ .....	133
6.3.2	SZENARIO „CO <sub>2</sub> -PREIS“ .....	136
6.3.3	SZENARIO „EE-AUSBAU“ .....	140
6.4	MARKTPOTENZIAL VON FLEXIBLEN TECHNOLOGIEN UNTER BERÜCKSICHTIGUNG VON SÄTTIGUNGSEFFEKTEN.....	143
6.4.1	GESAMTWIRTSCHAFTLICHE BETRACHTUNG .....	143
6.4.2	EINZELWIRTSCHAFTLICHE BETRACHTUNG .....	146
6.4.3	SENSITIVITÄT: EINFLUSS DES EUROPÄISCHEN STROMMARKTES/NETZAUSBAU .....	150
<b>7.</b>	<b>FAZIT .....</b>	<b>153</b>
	<b>LITERATURVERZEICHNIS .....</b>	<b>158</b>
	<b>ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....</b>	<b>176</b>
	<b>TABELLENVERZEICHNIS .....</b>	<b>180</b>
	<b>ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS.....</b>	<b>182</b>
	<b>ANHANG .....</b>	<b>185</b>



A 1)	<i>Szenario „Referenz“: Auslastung der konventionellen Kraftwerke in 2015 und 2030.....</i>	
	.....	185
A 2)	<i>Szenario „CO<sub>2</sub>-Preis“: Merit-order in 2020 bei 10 bzw. 90 €/t CO<sub>2</sub>.....</i>	186
A 3)	<i>Szenario „CO<sub>2</sub>-Preis“: Merit-order in 2030 bei 10 bzw. 90 €/t CO<sub>2</sub>.....</i>	187
<b>SELBSTSTÄNDIGKEITSERKLÄRUNG .....</b>		<b>188</b>
<b>BIBLIOGRAFISCHE BESCHREIBUNG .....</b>		<b>189</b>
<b>CURRICULUM VITAE .....</b>		<b>FEHLER! TEXTMARKE NICHT DEFINIERT.</b>



## Danksagung

Die ersten Ideen zu dieser Dissertation entstanden in meiner Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiemanagement und Nachhaltigkeit an der Universität Leipzig von 2009-2013. Aus energiepolitischer Sicht eine bewegende Zeit, wurden doch zahlreiche Entscheidungen getroffen, die nicht nur das deutsche Energiesystem nachhaltig verändert haben. Neben dem wiederholten Beschluss eines Ausstiegs aus der Nutzung der Kernenergie traten die erneuerbaren Energien im Rahmen des Förderregimes des Erneuerbare-Energien-Gesetzes aus einer Nischenanwendung heraus und wurden als Marktteilnehmer deutlich sichtbar. Über die volkswirtschaftliche Effizienz beider Maßnahmen wurde und wird in Wissenschaft und Gesellschaft heftig debattiert. Zudem stehen die etablierten Geschäftsmodelle von klassischen Energieversorgern zunehmend unter Druck.

Sowohl die volkswirtschaftlichen als auch betriebswirtschaftlichen Forschungsgegenstände stehen im Zentrum des Lehrstuhlprofils, dass unter Leitung von Prof. Dr. rer. nat. Thomas Bruckner in zahlreichen Studien und Forschungsarbeiten die Diskussionen bereichert hat. Für die langjährige gemeinsame Zusammenarbeit und die Möglichkeit, meinen eigenen Forschungsfragen nachzugehen, möchte ich Herrn Prof. Bruckner ausdrücklich danken.

Hervorzuheben ist ebenfalls die kollegiale Zusammenarbeit in der Forschungsgruppe „Strommarktmodellierung“ am Lehrstuhl. Ohne die zahlreichen wissenschaftlichen Diskussionen, auch außerhalb des Arbeitsalltags, würde die vorliegende Arbeit um einige Facetten ärmer sein. Besonderer Dank gilt deshalb an dieser Stelle Frau Dipl.-Wirtschaftsmathematikerin Diana Böttger und Herrn Dipl.-Kaufmann Mario Götz. Die in diese Arbeit eingebrachten Methoden und Modellansätze wurden über viele Jahre in gemeinsamen Forschungsprojekten weiterentwickelt und auf konkrete Fragestellungen angewendet.

Darüber hinaus wäre ein solches Dissertationsprojekt nicht ohne den nötigen Rückhalt im privaten Umfeld zu stemmen. Manche Nachtschicht nach Feierabend oder am Wochenende war nötig und machte die Verschiebung von anderweitigen Familienaktivitäten unausweichlich. Liebe Christina und Amélie, lieber Arthur und Moritz, eure Ausdauer und euer Verständnis sind unendlich.



# 1. Einleitung

## 1.1 Motivation

Die Energieversorgung wird sich bis zum Jahr 2050 grundlegend von heutigen Mustern unterscheiden, wenn man einschlägige Szenarien für das deutsche oder europäische Energiesystem zu Grunde legt (European Commission 2011; European Council 2014; IEA 2015). Gerade im Zuge der deutschen „Energiewende“, nach der Einführung von Einspeisetarifen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Jahr 2000 und des geplanten Ausstiegs aus der Kernenergie bis 2022, wurden wissenschaftlich fundierte Wege zu einer nachhaltigen und klimaschonenden Deckung des Energiebedarfs aufgezeigt (Schmid, Pahle, und Knopf 2013; Nitsch et al. 2012; Schlesinger, Lindenberger, und Lutz 2010; SRU 2010). Daraus wird deutlich, dass der Transformationsprozess die fundamentalen Bedürfnisse in einer Industriegesellschaft nach Elektrizität, Wärme und Transport erfassen muss, um die langfristig gesteckten Ziele zu erreichen. Eine Vorreiterrolle wird dabei dem Stromsektor zugedacht, da dort Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien (EE) heute bereits mit einem hohen Reifegrad zur Verfügung stehen. Darüber hinaus kann Strom aus regenerativen Quellen in den anderen Sektoren zur Wärmeerzeugung, z.B. mittels Wärmepumpen oder Power-to-Heat (P2H), oder Elektromobilität verwendet werden. Ein weiterer Nutzungspfad von EE bestünde den genannten Studien nach auch in der Bereitstellung von Wasserstoff durch Power-to-Gas (P2G) zur Rückverstromung, Wärmeerzeugung und im Transportbereich.

Die *klimaschutzorientierten* Szenarien machen jedoch auch deutlich, dass der überwiegende Anteil an CO<sub>2</sub>-freier Stromerzeugung in Deutschland potenzialbedingt aus dargebotsabhängigen Quellen wie Wind- und Sonnenenergie bezogen werden muss. Bereits mittelfristige Prognosen gehen davon aus, dass bis 2020 die *installierte Leistung* von Windkraft- und Photovoltaikanlagen (PV) die Stromnachfrage in der überwiegenden Zeit des Jahres rechnerisch decken könnte. Andererseits besteht die vergleichsweise geringe Verfügbarkeit dieser Technologien weiterhin Notwendigkeit, Leistungsdefizite auf Grund von Windflauten oder bedecktem Himmel über Stunden oder auch Tage intelligent auszugleichen (W.-P. Schill 2014).

Von einigen politischen Akteuren wird im Hinblick auf den Industriestandort und die Wettbewerbsfähigkeit von Deutschland und Europa die Frage gestellt, ob dieses Spiel mit vielen Unbekannten beherrschbar bleibt. Daher wird der „deutsche Weg“ eines Ausstiegs aus der Kernenergie bei gleichbleibend ambitionierten Klimaschutzzielen zwar akzeptiert, eine



Sicherstellung der Versorgungssicherheit durch Kohlekraftwerke weiterhin für unverzichtbar erklärt: „Man kann nicht gleichzeitig aus der Atomenergie und der Kohle aussteigen.“ (Wirtschaftswoche 2013), so der deutsche Energieminister Sigmar Gabriel vor der Bundestagswahl 2013. Dieser Auffassung folgt auch die Regelung im Gesetzesentwurf der Bundesregierung zur Weiterentwicklung des Strommarktes im Zusammenhang mit der geplanten Kraftwerksreserve, bestehend aus älteren Braunkohlekraftwerken (Bundesregierung 2015).

Mit Blick auf die europäischen Klima- und Energieziele meint EU-Kommissar Günther Oettinger, dass [...] das Hauptproblem der alternativen Energien ... darin [bestehe], dass Strom in großen Mengen nicht speicherbar wäre. Er folgert: „...Daran wird sich in den nächsten 10 Jahren nichts ändern. Erst wenn man Strom speichern kann, wird Wind und Solarkraft die ganze Zukunft gehören. Bis dahin sind sie eine gute Ergänzung. Sie dürfen aber nicht der Schwerpunkt der Energieversorgung sein, wenn sie kostengünstig und sicher sein soll...“ (FAZ.net 2014a).

Beiden Aussagen gemein ist das ambivalente Verhältnis zwischen dem Willen zur gestalterischen Planung von Politik, insbesondere wenn sicherheitsrelevante Infrastrukturprojekte betroffen sind, und dem Bestreben einer weitgehenden Liberalisierung des Energiemarktes im Sinne der europäischen Vertragsarchitektur. Wenn dem umfassenden Marktgedanken der Vorzug gegeben würde, könnte selbst die Frage „Atomkraft oder Kohle?“ unter Wirtschaftlichkeitsaspekten entschieden werden, solange die deutschen und europäischen Klimaschutzziele glaubhaft und verbindlich über die geeigneten Politikinstrumente geregelt würden. Die grundsätzliche Funktionsweise der Preisbildung an den Strombörsen nach Angebot und Nachfrage sowie darauf basierende Investitionsentscheidungen der Marktteilnehmer wird insbesondere mit der geplanten vorzeitigen Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld bestätigt (FAZ.net 2014b). Weitere Kraftwerke der konventionellen Stromerzeuger im Umfang von über 6 GW wurden bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Stilllegung angemeldet, vor allem wegen der mangelnden Ertragskraft im deutschen Strommarkt (BNetzA 2014a).

Vor diesem Hintergrund bildet der geförderte Ausbau von EE in liberalisierten Strommärkten die entscheidende Klammer zwischen der in Frage stehenden konventionellen Kraftwerkskapazität und dem zusätzlichen Bedarf an Stromspeichern. Im Kern geht es im politischen Diskurs um die Frage der Versorgungssicherheit, vor allem in windschwachen und sonnenarmen Phasen. Sowohl konventionelle Kraftwerke als auch „Speicheroptionen“ können hierzu einen Beitrag leisten. In Bezug auf die kurzfristige stabile Ausregelung der





Übertragungsnetze haben die Netzbetreiber diese Verantwortung übernommen und können gesicherte Leistung auf den entsprechenden Märkten nachfragen. Auf längere Sicht ist noch fraglich, welches Marktdesign zu einem adäquaten Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage im Stromsektor führt. Festzuhalten ist jedoch, dass diese Frage in der Literatur unabhängig vom Anteil der EE unter dem Schlagwort *system adequacy* diskutiert wird (Joskow 2006; Bushnell 2005). Der für viele Marktteilnehmer überraschend schnelle Ausbaupfad hat jedoch zu einer Verstärkung dieses Problems und der Notwendigkeit einer beschleunigten Lösung geführt.

Insofern können die Aspekte, die zu den o.g. politischen Standpunkten führen, getrennt von der eigentlichen Frage einer Wirtschaftlichkeit von Speicheroptionen betrachtet werden. D.h. im Kern dieser Arbeit geht es um die Frage, wieviel zusätzliche Flexibilität durch einen hohen Anteil an dargebotsabhängigen Energiequellen im Energiesystem erfordert wird und ob diese innerhalb des bestehenden Marktsystem angereizt werden können.

## 1.2 Problemstellung und Methodik

Innerhalb der erneuerbaren Energien (EE) wird die Erzeugung aus Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaik (PV) als fluktuierend bzw. variabel bezeichnet, da diese maßgeblich von den Wetterbedingungen abhängig ist. Im Gegensatz dazu sind hydro-thermische Kraftwerke regelbar in Bezug auf die Marktbedingungen wie Stromangebot/-nachfrage und -preise. (Hirth 2013), (Edenhofer et al. 2013) und (Ueckerdt et al. 2013) definieren drei intrinsische technologische Eigenschaften für die Variabilität von WEA und PV:

- (1) **Variabilität** im engeren Sinne in Bezug auf die Abhängigkeit der Erzeugung von Wetterbedingungen,
- (2) **Unsicherheit** im Planungszeitraum über die genaue Höhe der Einspeisung bis zum Zeitpunkt der Realisation und
- (3) **Lokalität** des technischen Potenzials von WEA und PV, das nicht zwingend an die räumliche Verteilung der Stromnachfrage gekoppelt ist.

Entlang dieser Definition werden die ökonomischen Effekte bei der Einführung großer Mengen an variablen erneuerbaren Energien (vEE) in ein bestehendes Energiesystem durch Kosten für die Profilbildung, Regelung und den Netzbetrieb gemessen. In vorhandenen Segmenten des Energiemarkts können sich diese Effekte in geringeren Erlösen bzw. erhöhten Kosten (sogenannten Integrationskosten) bei bestimmten Marktteilnehmern bemerkbar



machen (Hirth, Ueckerdt, and Edenhofer 2013; Hirth 2013). Aus der Systemperspektive müssen bei der Ermittlung der Gesamtkosten für vEE die Kostenbestandteile für die Technologien an sich<sup>1</sup> sowie die zugehörigen Integrationskosten berücksichtigt werden (NEA, IEA, and OECD 2015; Ueckerdt et al. 2013; IPCC 2011).

Die tatsächliche Höhe der Integrationskosten wird von der Flexibilität des spezifischen Energiesystems abhängen, d.h. in welchem Ausmaß sich Nachfrage- und Angebotsseite an die beschriebene inhärente Variabilität von WEA und PV anpassen können. Nach (Bertsch et al. 2014) ist *Flexibilität*

- die Fähigkeit, schnelle Wechsel der vEE-Erzeugung und Vorhersageabweichungen innerhalb des Stromsystems auszugleichen.

Eine enge Auffassung vertritt (Denholm and Hand 2011), wonach die *Systemflexibilität* auch

- als allgemeine Eigenschaft der Fähigkeit einer Menge von Erzeugungseinheiten aufgefasst werden kann, auf Variationen und Unsicherheiten bezüglich der Residuallast zu reagieren.

Ein Kernelement betrifft dabei die Möglichkeit von Kraftwerken, die Erzeugung in kurzer Zeit möglichst vollständig zu reduzieren, bei gleichzeitiger Gewährleistung der Systemsicherheit. Nach dieser Definition steht die Analyse des kurzfristigen Flexibilitätsbedarfs auf Grund der Integration von vEE im Mittelpunkt dieser Arbeit. Demgegenüber verfolgen weitere Forschungszweige die Fragen nach der längerfristigen Systemsicherheit durch eine hinreichende Größe des Kraftwerkparks bzw. einer gesicherten Leistung.

Die wissenschaftlichen Untersuchungen in Bezug auf einen postulierten Speicherbedarf in einem gegebenen Energiesystem setzen häufig bei den regenerativen Überschüssen oder Unterdeckungen im Vergleich zur zeitlich hoch aufgelösten Stromnachfrage an (Schill 2013; VDE 2012; Krzikalla, Achner, and Brühl 2013). Andere Studien verwenden modellbasierte Ansätze, um einen solchen Speicherbedarf endogen zu ermitteln (Bertsch et al. 2014; Steffen and Weber 2013; Haller 2011 und Ludig 2012). Den jeweiligen Methoden liegen jedoch unterschiedliche Annahmen und Rahmenbedingungen zu Grunde, sodass die Ergebnisse nur eingeschränkt miteinander verglichen werden können. Auf Basis der genannten und weiteren Studien, die im Zuge der „Energiewende“ entstanden sind, wird in dieser Arbeit eine Systematik erarbeitet, um die abgeleiteten Speicherpotenziale vergleichen und bewerten zu können (vgl. Kapitel 2).

---

<sup>1</sup> Auch als „levelized cost of electricity“ (LCOE) bezeichnet.



Neben der Frage der Methodik spielt auch die technische Dimension eine entscheidende Rolle bei der Einordnung der Ergebnisse des gegenwärtigen Forschungsstandes. Der Speicherbegriff wird in vielen Untersuchungen synonym für Fähigkeit einer kurzfristigen Anpassung der Stromnachfrage an das -angebot begriffen, ohne technisch einen bestimmten Energiespeicher zu betrachten. Insofern wird daher eher ein Bedarf an Flexibilität bestimmt, der sich durch eine Vielzahl potenzieller Flexibilitätsoptionen auf der Angebots- und Nachfrageseite decken ließe. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Speicherbegriff ebenfalls i.S.d. genannten Definition verwendet, wenn nicht ausdrücklich auf eine bestimmte Technologie verwiesen wird. Die technische Dimension bildet daher die zweite Komponente bei der Bewertung der Forschungsergebnisse.

Aus der wirtschaftswissenschaftlichen Perspektive ist jedoch noch unklar, welche Marktteilnehmer zukünftig die Speicherkapazitäten aufbauen und betreiben. Ebenso ist noch zu untersuchen, ob der Strommarkt, insbesondere der Großhandel, ausreichende Anreize zum Aufbau der (notwendigen) Speicherkapazität liefern kann. Der stündlich schwankende Großhandelspreis an der Strombörse ist ein wichtiger Indikator, um Knappheit mit hohen Preisen und Überfluss an Elektrizität mit geringeren Preisen innerhalb des Marktgebietes zu signalisieren. Die Preisdifferenz böte dann die Möglichkeit, mit Hilfe eines Speichers Arbitragegewinne abzuschöpfen. Viele Analysen legen historische oder auch prognostizierte Preiszeitreihen für eine Bewertung von Speicheroptionen zu Grunde (Fraunhofer IWES, RWTH Aachen, and Stiftung Umweltenergierecht 2014; Gatzen 2008; Grimm 2007 und Ahlert and van Dinther 2009). Jedoch wird dabei die Rückkopplung der Betriebsweise eines Energiespeichers auf die Marktpreise außen vor gelassen. In dieser Arbeit soll eine Methode vorgestellt werden, um den Einfluss eines steigenden Marktvolumens an Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen auf die Spotmarktpreise abzuschätzen.

Den Hintergrund dieser Fragestellung bildet eine grundlegende Annahme in der wirtschaftswissenschaftlichen Theorie, dass im Marktgleichgewicht keine Arbitragemöglichkeiten, d.h. ein Gewinn durch ein einfaches Handelsgeschäft in Bezug auf das betroffene Gut, mehr gegeben sind (Varian 1987). Genau eine solche Funktion übernimmt eine Technologie, die in der Lage ist, zeitliche oder räumliche Preisdifferenzen in liberalisierten Energiemärkten durch Anbieten von und/oder Nachfrage nach Elektrizität auszunutzen. Arbitrageure tragen daher zur gewünschten Wiederherstellung des Marktgleichgewichts bei, solange die mit dem Geschäft verbundenen Transaktionskosten vergleichsweise gering ausfallen. Im Gegensatz zu anderen lagerfähigen Gütern weist der Handel mit Elektrizität einige Besonderheiten auf (Hirth 2014). Jedoch wären auch hier



Preisreaktionen zu erwarten, wenn ein oder mehrere Arbitragegeschäfte mit einem signifikanten Marktvolumen getätigt werden.

Die Herausforderung in dieser Arbeit wird also darin bestehen, eine Methode zu entwickeln, um solche Preiseffekte herauszufiltern, die auf eine Erhöhung des Marktvolumens von Flexibilitätsoptionen im Spotmarkt zurückzuführen sind. Die vorgestellte Methode soll in einem zweiten Schritt mit Hilfe eines fundamentalen Strommarktmodells umgesetzt und quantifiziert werden.

### 1.3 Stand der Forschung

Aus der Perspektive des Energiesystems werden viele energiepolitische Szenarien entworfen, die zur Beantwortung der folgenden Forschungsfragen herangezogen werden:

- (1) Wie hoch ist der Flexibilitätsbedarf im Energie-/Stromsektor?
- (2) Welche Technologien stehen zur (kosteneffizienten) Deckung des Flexibilitätsbedarfs zur Verfügung?
- (3) Gibt es einen optimalen Ausbaupfad der Flexibilitätsoptionen?
- (4) Sind zusätzliche Förderregime notwendig bzw. reicht das bestehende Marktdesign aus, um die optimale Kapazität an Flexibilität bereitzustellen?
- (5) Welche Auswirkungen sind durch den Ausbau von Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen im Strommarkt zu erwarten?

Untersuchungen zur Deckung eines Flexibilitätsbedarfs im Hinblick auf die effiziente Integration von vEE lassen sich mit folgenden Schwerpunkten kategorisieren:

- a) Hochflexible konventionelle Kraftwerke, die extreme Rampen der Residuallast abfahren können: (Steffen and Weber 2013; Bertsch et al. 2014; Huber, Dimkova, and Hamacher 2014),
- b) Anwendungen für netzgekoppelte großskalige Energiespeicher: (Fertig and Apt 2011; Denholm and Sioshansi 2009; Kazempour et al. 2009; Kousksou et al. 2014; Rugolo and Aziz 2012; Mahlia et al. 2014; Kloess and Zach 2014; Chen et al. 2009; Hittinger, Whitacre, and Apt 2012),
- c) Abregelung von Überschusserzeugung aus vEE: (Klinge Jacobsen and Schröder 2012; Müller, Gunkel, and Möst 2013; Bertsch et al. 2014),



- d) Demand-side-Management (DSM): (Droste-Franke et al. 2012; Agora Energiewende 2013; Hurley, Peterson, and Whited 2013; Exarchakos, Leach, and Exarchakos 2009; Fraunhofer IWES, RWTH Aachen, and Stiftung Umweltenergierecht 2014),
- e) Ausbau der Übertragungsnetze: (Denholm and Hand 2011; Denholm and Sioshansi 2009; Müller, Gunkel, and Möst 2013; Egerer and Schill 2014),
- f) Einsatz von virtuellen Kraftwerken (VPP): (Hlusiak, Gerlach, and Breyer 2012; Loßner, Böttger, and Bruckner 2015)
- g) Integration von Energiemärkten wie etwa Strom und Wärme: (Østergaard 2012; Schaber, Steinke, and Hamacher 2013; Böttger et al. 2014).

Einen umfassenden Einstieg in die Thematik vermittelt die Meta-Studie von (Fraunhofer UMSICHT and Fraunhofer IWES 2014). Übersichtliche Darstellungen zu technischen Eigenschaften von Energiespeichern und technologie-spezifische Analysen findet man in (Beaudin et al. 2010), (Chen et al. 2009), (Divya and Østergaard 2009), (Dötsch 2009), (Doughty et al. 2010), (Dunn, Kamath, and Tarascon 2011), (Ibrahim, Ilinca, and Perron 2008), (Hueso, Armand, and Rojo 2013), (Leung et al. 2012), (Mahlia et al. 2014). In (Beaudin et al. 2010) wird der Schwerpunkt auf praktische Einsatzgebiete sowie technische Vor- und Nachteile von Energiespeichertechnologien für die großskalige Integration von vEE gelegt. Im Ergebnis der Bewertung kann keine Speichertechnologie für sich über alle Anwendungsbeispiele eindeutig dominieren. (Chen et al. 2009) vergleichen den aktuellen Stand der Entwicklung von Energiespeichern in Bezug auf Klassifikationen nach Funktion (Leistung vs. Energie) und Form (elektrisch, mechanisch, chemisch, thermisch). Dabei werden Speichernutzen, Anwendungen und techno-ökonomische Eigenschaften intensiv diskutiert.

Eine enger gefasste Analyse verfolgt (Deane, Ó Gallachóir, and McKeogh 2010) mit Blick auf Pumpspeicherkraftwerke (PSW). Anhand von Kraftwerksplanungen wird ein Zubau von 7,5 GW Speicherleistung in Europa durch den weiteren Anstieg der EE-Anteile erwartet. In Bezug auf die USA sind die Autoren jedoch skeptisch, ob die ausgereichten Vorbescheide zur Errichtung von 22 GW PSW-Leistung genutzt werden.

In (Divya and Østergaard 2009) werden Techniken zur Modellierung von Batteriespeichern für ökonomische Studien bzw. zur Systemstabilität und Versorgungssicherheit vorgestellt. (Hittinger, Whitacre, and Apt 2012) entwickelt ebenfalls modell-basierte Analysen für vier Energiespeichertechnologien und untersucht die Kosteneffizienz sowohl von energieintensiven (Glättung von Lastspitzen) als auch leistungsintensiven (Frequenzhaltung) Anwendungen.



(Bertsch et al. 2014) zeigen, dass jedes Marktdesign, das Investitionen in die kostenoptimale Erzeugungsstruktur gewährleistet, zu einer hinreichenden Bereitstellung von Flexibilität führt. Die kosteneffizienten Technologien stellen in einem wettbewerblichen Marktumfeld die erforderliche Flexibilität quasi als Co-Produkt zur Verfügung.

Das Szenario eines europäischen Stromsystems, das sich vollständig durch Wind und PV speist, wird in (Heide et al. 2010), (Heide et al. 2011) und (Steinke, Wolfrum, and Hoffmann 2013) entworfen. Für verschiedene Anteile von WEA und PV am gesamten vEE-Mix werden Speicher- und Ausgleichsenergiebedarfe ermittelt. Einen ähnlichen Ansatz verwenden (Esteban, Zhang, and Utama 2012) in einem 100%-EE-Szenario für Japan. Die beste Schätzung für ein solches Szenario liefert einen Speicherbedarf i.H.v. 41 TWh neben der Verwendung von Biomasse und PSW zur Gewährleistung der Systemstabilität.

Im Hinblick auf die Untersuchung von künftigen Geschäftsmodellen präsentieren (Fertig and Apt 2011) eine Fallstudie für ein WEA/Druckluftspeicher-System im Netzgebiet von Texas, USA (ERCOT). Auf Basis heutiger Kosten und historischer Preiszeitreihen erreichte das System jedoch keine Wirtschaftlichkeit. Vergleichbare Untersuchungen findet man in (Greenblatt et al. 2007), (Denholm and Sioshansi 2009) und (Denholm and Hand 2011).

Im Rahmen der deutschen Energiewende werden Flexibilitätsbedarfe im Allgemeinen sowie profitable Geschäftsmodelle detailliert beschrieben (W.-P. Schill 2014), (Fraunhofer IWES, RWTH Aachen, and Stiftung Umweltenergierecht 2014), (Agora Energiewende 2014). Die Studien belegen, dass ein zusätzlicher Flexibilitätsbedarf bis zu EE-Anteilen von 40-50 % nicht erforderlich scheint. Dennoch entstehen profitable Anwendungen für Speicher in Marktnischen. Langfristig wird das systemische Potenzial von flexiblen Technologien von der Wettbewerbssituation und der Verfügbarkeit weiterer Technologieoptionen abhängen.

In Bezug auf die ökonomischen Auswirkungen von Flexibilitätsoptionen im Strommarkt sind erste Untersuchungsansätze in (Ehlers 2011), (Dena 2010), (W.-P. Schill 2011) und (W. Schill and Kemfert 2011) zu finden. Die wohlfahrtstheoretischen Überlegungen zum Speichereinsatz in zwei exemplarischen Stunden beschreibt (Ehlers 2011) als Aggregation von Konsumenten-, Produzenten- und Speicherrrente (Deckungsbeitrag des Speicherbetreibers). Durch den erwarteten Preisanstieg in Stunde 1 (Einspeichern) sowie einer Preisdämpfung in Stunde 2 (Ausspeichern) ergibt sich ein optimales Niveau für die verfügbare Speicherleistung mit maximaler Speicherrrente unter Berücksichtigung von Speicherverlusten (vgl. Abbildung 1). Ab diesem Punkt würde ein Ausweiten der Speicherkapazität keine weiteren



Deckungsbeiträge generieren, obwohl dies aus wohlfahrtstheoretischen Gesichtspunkten wünschenswert wäre.

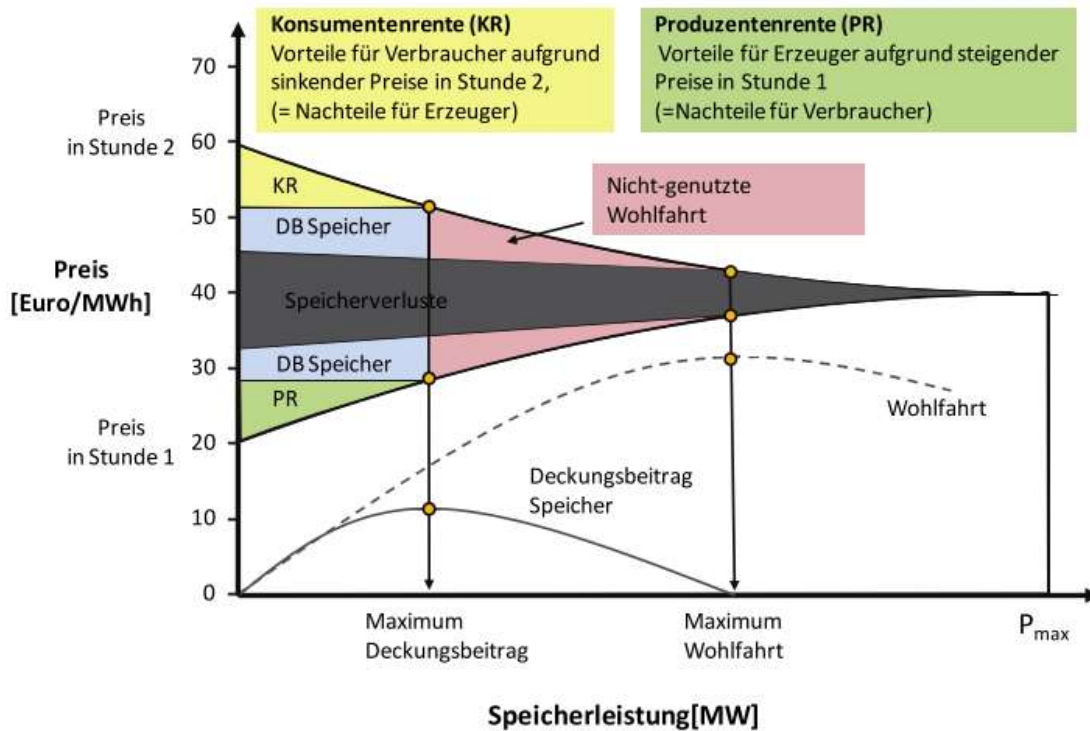


Abbildung 1: Wohlfahrtseffekte eines Speichereinsatzes im Strommarkt.

Quelle: (Ehlers 2011, p. 166)

Die Preiseffekte des Speichereinsatzes werden detailliert anhand von historischen Marktsituationen mit negativen Preisen erörtert. (Ehlers 2011) beobachtet einen starken Rückgang negativer Preise im Oktober 2009 bei einem unterstellten Zubauvolumen von 3 GW Speicherkapazität (für 8 Stunden).

Gerade auch (Fraunhofer UMSICHT and Fraunhofer IWES 2014) haben dargelegt, dass die Auswirkungen von Speichern im künftigen Strommarkt einer tiefergehenden Analyse bedürfen.

## 1.4 Rechtliche Einordnung von Speichern

Derzeit existiert im deutschen Energiewirtschaftsrecht noch keine Legaldefinition des Stromspeichers (Weise 2015; Thomas and Altröck 2013). Einschlägige Rechtsnormen sind aber zum Beispiel im Energiewirtschaftsgesetz<sup>2</sup> (EnWG) sowie im Erneuerbare-Energien-Gesetz<sup>3</sup> (EEG) zu finden. So verwendet der Gesetzgeber Begriffe wie

- Anlage zur Speicherung elektrischer Energie (§ 118 Abs. 6 EnWG) zur Freistellung von Netzentgelten hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie,
- Speicheranlage (§ 3 Nr. 31 EnWG) als eine einem Gasversorgungsunternehmen gehörende oder von ihm betriebene Anlage zur Speicherung von Gas,
- Energieanlage (§ 3 Nr. 15 EnWG), u.a. als Anlage zur Speicherung von Energie,
- Anlage (§ 5 Nr. 1 Satz 2 EEG) als Einrichtung, die zwischengespeicherte Energie aufnehmen und in elektrische Energie umwandelt,
- Zwischenspeicher (§ 19 Abs. 4 Satz 2 EEG) zur Bestimmung des Förderanspruchs auf einen Teil der Strommenge.

Weiterhin bestimmt § 60 Abs. 3 Satz 1 EEG, dass für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen *Stromspeicher* geliefert oder geleitet wird, der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage nach den Absätzen 1 oder 2 entfällt, wenn dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz entnommen wird.

Bei Vorliegen der entsprechenden Anspruchsvoraussetzungen sind Speicher von Netzentgelten und Umlagen befreit, wenn sie direkt ans Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen sind.

Der in dieser Arbeit verwendete Speicherbegriff orientiert sich insbesondere an der Formulierung in § 60 Abs. 3 Satz 1 EEG. Damit sollen alle technischen Optionen erfasst werden, die durch Zwischenspeicherung von elektrischer Energie flexibel im Strommarkt eingesetzt werden können. Für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit der Speicher in Kapitel 6.4.2 werden dementsprechend nur Kosten für den Strombezug und Erträge für den Stromverkauf in Höhe des Großhandelspreises einbezogen.

---

<sup>2</sup> Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das durch Artikel 2 Absatz 3 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498) geändert worden ist.

<sup>3</sup> Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 2 Absatz 10 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498) geändert worden ist.





## 1.5 Aufbau der Arbeit

Die im vorigen Abschnitt angeführten Studien demonstrieren die Reichhaltigkeit des Forschungsfeldes im Zusammenhang mit der Integration großer EE-Mengen. Ein wesentlicher Beitrag dieser Arbeit wird daher in der Klassifikation und Bewertung der aktuellen Forschung liegen. Das folgende zweite Kapitel wird sich ausführlich mit dem gegenwärtigen Stand der Forschung auseinandersetzen. Dafür wird ein eigener Abschnitt der technischen Entwicklung von Speicheroptionen gewidmet. Exemplarische Studien zum Speicherbedarf werden vorgestellt und anhand der zuvor entwickelten Systematik eingeordnet und bewertet.

Die in dieser Arbeit verwendeten techno-ökonomischen Modelle werden im dritten Kapitel vorgestellt. Hierzu zählen

- das Strommarktmodell *MICOES* zur Kraftwerkseinsatzplanung am Spotmarkt,
- das Modell *DeSiflex* zur Glättung der Residuallast durch integrierte Flexibilitätsoptionen sowie
- das Modell *Arturflex* zur Abschätzung der Arbitragegewinne durch Einsatz von Flexibilitätsoptionen am Spotmarkt.

Bevor das Strommarktmodell in verschiedenen Szenarioanalysen zum Einsatz kommt, wird die historische Preisentwicklung am Spotmarkt in Kapitel 4 genauer untersucht. Daneben werden die erzielbaren Arbitragegewinne mit Hilfe von *Arturflex* für spätere Vergleiche dargestellt.

Das Kernelement des quantitativen Teils bildet die Szenarioanalyse für den deutschen Strommarkt im fünften Kapitel. Neben der Beschreibung der Methodik sowie der Modellannahmen und Prämissen werden die Ergebnisse der Modellrechnungen ausgewertet und ausführlich dargestellt.



## 2. Klassifikation und Evaluation von Technologien, Methoden und Potenzialen

Das folgende Kapitel beschreibt den gegenwärtigen Stand der wissenschaftlichen Diskussion zum Bedarf an zusätzlichen Flexibilitätsoptionen im Allgemeinen sowie Energiespeichern im Besonderen im Energiesystem der nächsten 10-40 Jahre. Bei den dafür ausgewählten Studien sollen insbesondere die eingesetzten Methoden sowie die räumlichen und zeitlichen Rahmenbedingungen beleuchtet werden.

Die ausgewählten Forschungsarbeiten umfassen die globale und europäische Perspektive sowie spezifische Analysen für Deutschland. Dabei werden vornehmlich Flexibilitätsbedarfe auf Basis der reinen Variation der Wind- und Solareinspeisung bestimmt. Auch auf das Zusammenspiel von konkurrierenden Optionen wie dem Ausbau der Übertragungsnetze gegenüber Speichern wird näher eingegangen. Andere Untersuchungen wiederum verwenden dezidierte (Strom)-Marktmodelle zur Einsatzoptimierung von Speichersystemen in Verbindung mit dem bestehenden Kraftwerkspark.

Neben der Analyse und Bewertung der aktuellen Forschungsansätze werden zunächst die konkurrierenden Technologien zur Flexibilisierung des Energiesystems eingehend vorgestellt.

### 2.1 Technologien

Der folgende Abschnitt bietet einen Einblick in die grundlegende Einordnung, Funktionsweise und Hauptanwendungsgebiete von möglichen Flexibilitätsoptionen im künftigen Energiesystem. In die Betrachtungen einbezogen werden neben den eigentlichen Energiespeichern auch andere Formen der flexiblen Anpassung von Angebot und Nachfrage. Da der Fokus dieser Arbeit auf der ökonomischen Analyse der Systeme liegt, sollen technische und physikalische Details nur in reduzierter Form dargestellt werden. Nichtsdestotrotz sollen die vielfältigen Möglichkeiten der elektrochemischen Speicherung in Batteriespeichern beschreiben werden. Daneben kommen andere Formen der Energiespeicherung wie Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Wärmespeicher und Elektrolyse für eine Darstellung der wesentlichen Grundlagen in Betracht.



### 2.1.1 Batteriespeicher

Eine vertiefte Diskussion zu elektrochemischen Grundlagen und Batteriekonfiguration findet sich in (Dunn, Kamath, and Tarascon 2011), (Chen et al. 2009) und (C. Yang and Williams 2009). Übersichtliche Darstellungen von Batteriesystemen befinden sich in (Dötsch 2009), (Ibrahim, Ilinca, and Perron 2008), (Divya and Østergaard 2009) und (Z. Yang et al. 2010). Eine vielfach verwendete Möglichkeit zur Klassifizierung von Batteriespeichern bildet die Einteilung in

- konventionelle Batterien (Blei, Nickel-Cadmium (NiCd), Lithium),
- Hochtemperaturbatterien (Natrium-Schwefel (NaS), Natrium-Nickel-Chlorid (NaNiCl)) und
- (Hybrid)-Flussbatterien (Vanadium Redox Flow (VRB), Zink-Bromid (ZnBr)).

Auf der technischen Ebene sind insbesondere die folgenden Eigenschaften von Bedeutung, die sich je nach Ausprägung mittelbar auch auf die erwarteten Kosten der Anlage auswirken:

- **Zykluslebensdauer [#]:** Anzahl von (vollständigen) Lade- und Entladevorgängen die eine bestimmte Kapazität der Zelle nicht unterschreiten. In der Realität hängt dieser Wert sehr stark von der Betriebsweise der Batterie (Entladetiefe, Temperatur etc.) ab.
- **Effizienz [%]:** Verhältnis von ausgespeicherter zur eingespeicherten Energie.
- **Energiedichte [Wh/kg]:** Verhältnis von speicherbarer Energie zum Gewicht der Zelle.
- **Leistungsdichte [W/kg]:** Verhältnis der verfügbaren Leistung zum Gewicht der Zelle.

Die Eignung für großskalige Anwendungen im Strommarkt wird insbesondere den Batterietypen Blei, Lithium, Natrium-Schwefel und Redox-flow zugesprochen (Dunn, Kamath, and Tarascon 2011). Bei der Verwendung von Bleibatterien kann als älteste Speichertechnologie auf eine breite Erfahrung im Netzbetrieb zurückgegriffen werden. NaS-Batterien wurden in Japan entwickelt und kommen hauptsächlich dort zum Einsatz. Aktuelle Demonstrationsprojekte untersuchen die Einsatzmöglichkeiten von Lithium- und Redox-flow-Batterien. Im Folgenden soll daher ein besonderes Augenmerk auf diese Batteriespeicher gelegt werden.

#### 2.1.1.1 Bleibatterien

Bleibatterien werden als ausgereifte Technologie angesehen, die seit mehr als 100 Jahren im Elektrizitätsnetz eingesetzt werden. Dadurch sind geringe Kapitalkosten möglich, die zu einer verbreiteten Anwendung in Stromversorgungseinrichtungen führen. Der chemische Aufbau ist weitgehend unverändert und setzt sich zusammen aus



- Bleidioxid ( $\text{PbO}_2$ ) als positiver Elektrode,
- Blei als negativer Elektrode und
- Schwefelsäure als Elektrolytlösung.

Im Gegensatz zu anderen Technologien kann in Deutschland auf eine gute Recyclingstruktur zurückgegriffen werden. Nachteilig wirken sich der erhöhte Wartungsaufwand sowie die geringe Zyklenlebensdauer (300-500 Zyklen) und Energiedichte aus. Zudem reagieren Bleibatterien sehr sensitiv auf Temperaturschwankungen und Tiefenentladungen. Anwendungsmöglichkeiten sind in unterbrechungsfreien Stromversorgungen (USV), PV-Speicher-Systemen und großskaligen Netzspeichern. Beispielprojekte für netzgebundene Bleibatterien befinden sich in Chino, Kalifornien (10 MW/ 40 MWh), Berlin (17 MW/ 14 MWh) oder Puerto Rico (20 MW/ 14 MWh) (Doughty et al. 2010). Durch den Kostenvorteil werden Bleibatterien kurz- bis mittelfristig weiterhin eine dominante Rolle im Batteriemarkt spielen. Die technologischen Anforderungen an Speicher im Netzmanagement werden jedoch weiter ansteigen, sodass die technischen Nachteile der Bleibatterien stärker ins Gewicht fallen und im Ergebnis die technische Lebensdauer weiter verkürzen. Damit wird sich die Attraktivität von traditionellen Bleibatterien für künftige großskalige Anwendungen und flexiblen Betriebsstrategien tendenziell abschwächen (Connolly 2007). In der Forschung werden aber Anstrengungen zur Verbesserung der Batteriedesigns durch Verwendung von Blei-Carbon-Elektroden vorgenommen. In Laborversuchen konnten dadurch entscheidende Verbesserungen der Zyklenlebensdauer auf rund 1600 Zyklen erreicht werden (Akhil et al. 2013).

### 2.1.1.2 Lithiumbatterien

Die Charakteristik von Lithiumbatterien (LiB) umfasst eine zwei- bis dreimal so hohe Leistungs- und Energiedichte im Vergleich zu Nickel-Metall-Hydrid-, Nickel-Cadmium- oder Bleibatterien, ein Wirkungsgrad nahe 100 % und eine hohe Zyklenlebensdauer. Der Speichertyp hat sich insbesondere in tragbaren Anwendungen etabliert (Laptop, Mobiltelefon, Kamera). Auch in elektrisch betriebenen PKW und für stationäre Energiespeicher werden lithiumbasierten Technologien aufgrund der technischen Eigenschaften hohe Marktchancen zugerechnet. In Abhängigkeit von Anwendungsgebiet hat sich eine Reihe von elektrochemischen Kombinationen für LiB etabliert (Lithium-Eisenphosphat, Lithium-Manganoxid, Lithium-Eisen-Siliziumdioxid, Lithium-Titanoxid).

Die Anwendungsgebiete für stationären Speicher sind insbesondere im Lastfolgebetrieb und Spitzenausgleich sowie in dezentralen Anwendungen (PV-Speicher-Systeme) zu suchen.



Dennoch sind einige Hürden auf dem Weg zur Marktfähigkeit von Lithium-Batterien in großskaligen Anwendungen zu nehmen. Die komplexen Produktionsprozesse bei der Umsetzung des inhärenten Sicherheitskonzepts der Zellen sind mit hohen Kosten verbunden. Trotzdem wird den Lithiumbatterien ein hohes Potenzial zur Kostensenkung durch den Forschungsschwerpunkt sowie den Aufbau von Produktionskapazitäten im Rahmen der Elektromobilität zugesprochen. Derzeit wird die Produktionskapazität mit 30 GWh abgeschätzt (Akhil et al. 2013).

Ein lithiumbasiertes Batteriesystem wurde in der Atacama-Wüste von Chile in 2009 mit einer Leistung von 12 MW in Betrieb genommen. Eine weitere Anlage im Norden von Chile kombiniert eine 20-MW-Batterie mit einem thermischen Kraftwerk (544 MW). In Zhangbei, China wurde in 2012 eine Lithium-Batterie mit 14 MW/ 36 MWh installiert. Diese ist Teil eines Großprojekts zur Integration von Windenergie- (100 MW) und PV-Anlagen (40 MW). Weitere Demonstrationsprojekte entstehen zurzeit in den USA (z. B. 32 MW in West Virginia zur Windenergieintegration) oder durch das Deutsch-Französische SOL-ION-Projekt in dezentralen PV-Speichersystemen. Eine umfassende globale Übersicht zu abgeschlossenen und geplanten Speicherprojekten findet sich in (DOE 2015).

#### 2.1.1.3 NaS-Batterien

Natrium-Schwefel-Batterien (NaS) bestehen aus flüssigem Schwefel (Kathode) und Natrium (Anode), die durch eine feste Elektrolytschicht aus Aluminium getrennt werden (Kousksou et al. 2014). Die Vorteile von NaS-Batterien prädestinieren diese Speichertechnologie für netzgebundene Anwendungen. Dazu zählen die hohe Energiedichte, eine kaum vorhandene Selbstentladung, Wirkungsgrade über 80 % sowie die hohe technische Lebensdauer (2500 Zyklen). Nachteilig wirkt sich die hohe Betriebstemperatur von etwa 300 °C aus, die die Verwendung bei privaten Endkunden aus Sicherheitsaspekten eher ausschließt, sowie die vergleichsweise hohen Kosten von 2000\$/kW und 350\$/kWh (Kousksou et al. 2014). NaS-Batterien sind seit den 1990er Jahren in Japan im Netzbetrieb etabliert. Derzeit existieren dort etwa 30 Anlagen mit einer Leistung von rund 300 MW. Aber auch in den USA, Deutschland und Frankreich werden Demonstrationsanlagen errichtet. Auch China hat kürzlich den Aufbau eigener Produktionskapazitäten für industrielle Anwendungen bekannt gegeben (Kousksou et al. 2014).

#### 2.1.1.4 Redox-Flow-Batterien

Im Gegensatz zur konventionellen Batterie liegen beim Aufbau einer Flussbatterie getrennte Vorrichtungen zur Energieumwandlung und -speicherung vor. Die Zelle ist durch eine



Membran in zwei Hälften geteilt, die die positiv und negativ geladenen Elektrolyte im Pumpvorgang durchfließen und dem Batterietyp ihren Namen verleihen. Die Elektrolyte werden in externen Tanks gelagert (gespeichert) und ermöglichen dadurch die unabhängige Dimensionierung von Leistungs- und Speichereinheit. Dementsprechend hängt die Speicherkapazität von der Größe der Elektrolyttanks ab, wogegen die Zellenanzahl die Leistung determiniert. Darüber hinaus kann die Tankeinheit auch ausgetauscht werden, falls eine sofortige Entladung erforderlich ist.

Meist verbreitet sind derzeit Vanadium-Redox-Flow-Batterien (VRB), gefolgt von Polysulfid-Brom-Batterien (PSB) und Zink-Brom-Batterien (ZnBr). Kennzeichnend für VRB ist die hohe Lebensdauer von etwa 10.000 Zyklen, womit Bleibatterien um ca. das Zehnfache übertroffen werden. Weiterhin sind Tiefenentladungen und schnelle Reaktionszeiten als positive Eigenschaften zu werten. Kommerzielle Anwendungen sind seit einigen Jahren in Japan und den USA zu finden, bei denen Entladedauern bis zu 10 Stunden realisiert sind. Damit ist diese Technologie besonders zur Integration von großskaligen EE-Anlagen, wie etwa Windparks, geeignet.

### 2.1.2 Alternative Speicheroptionen

Die zuvor diskutierten elektro-chemischen Speicher, die sich in den meisten Fällen noch am Beginn ihres technischen Lebenszyklus befinden, müssen sich im Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen insbesondere gegenüber Pumpspeichern als etablierte Technologie bewähren. Zudem werden große Potenziale in der Entwicklung von Druckluftspeichern erwartet. Eine vielversprechende Option zur Langzeitspeicherung kommt dem „Power-to-Gas“-Verfahren zu. Nachfolgend sollen diese alternativen Speicheroptionen beleuchtet werden.

#### 2.1.2.1 Pumpspeicher

Gegenwärtig werden 97% der weltweiten Speicherkapazität in Elektrizitätssystemen von etwa 125 GW in Form von Pumpspeichern abgedeckt (Beaudin et al. 2010; Chen et al. 2009). Durch die langjährigen Erfahrungen im Bau und Betrieb dieser Kraftwerke hat sich eine ausgereifte und kosten-effiziente Methode zur großtechnischen Speicherung von Elektrizität entwickelt. In Deutschland arbeiten zurzeit 33 Pumpspeicher mit einer installierten Leistung von etwa 7-9 GW (je nach Lade- oder Entladeleistung). Das Speichervolumen wird mit bis zu 48 GWh angegeben (VDE 2012). Diese Anlagen speichern potenzielle Energie in durch eine entsprechende Höhendifferenz getrennte Wasserreservoirs. In umgekehrter Richtung wird das Wasser über einen Schacht in das tiefer gelegene Becken abgelassen (Turbinenbetrieb),



wodurch der größte Teil der Energie in Form von Elektrizität zurückgewonnen wird. Pumpspeicher weisen die geringsten Speicherkosten auf und bieten eine hohe Flexibilität bei einer langen technischen Lebensdauer. Eine Erweiterung der Kapazitäten in Deutschland wird jedoch kritisch eingeschätzt, da geografische Restriktionen und der Widerstand der lokalen Bevölkerung den signifikanten Ausbau erschweren.

#### 2.1.2.2 Druckluftspeicher

Druckluft kann über Kompressoren in großen Mengen in unterirdischen geologischen Formationen gespeichert werden. Soll Elektrizität erzeugt werden, wird die Druckluft in erhitzter Form über einer Turbine entspannt, die dadurch einen Generator antreibt. Obwohl große Potenziale für Druckluftspeicher in ausgebeuteten Öl- und Gasfeldern bestehen, sind weltweit nur zwei Anlagen in Betrieb: Huntorf, Deutschland (290 MW für 2h) und Macintosh, USA (110 MW für 26 h) (Beaudin et al. 2010). Eine Weiterentwicklung stellen adiabate Druckluftspeicher dar, die zusätzlich die entstehende Wärme beim Kompressionsvorgang speichern und damit unabhängig von fossilen Brennstoffen agieren. Der Gesamtwirkungsgrad steigt dadurch von 50 % (diabat) auf 70 % (adiabat) an. Ein Erfolg des Demonstrationsprojektes ADELE (A<sub>d</sub>iabater D<sub>r</sub>uckluftspeicher für die E<sub>l</sub>ektrizitätsversorgung) in Staßfurt, Sachsen-Anhalt (90 MW/ 360 MWh) könnte den weiteren Ausbau von Druckluftspeichern in Norddeutschland befördern, da hier geologische Formationen und windreiche Gebiete zusammenfallen (Moser 2014). Druckluftspeicher könnten mit einem Ausbaupotenzial von 30 GW die begrenzten Erweiterungsmöglichkeiten von Pumpspeichern kompensieren und zur weiteren Integration von EE beitragen (Moser 2014).

#### 2.1.2.3 Power-to-Gas

Unter dem Begriff „Power-to-Gas“ werden im Wesentlichen Verfahren verstanden, bei denen durch Elektrolyse Wasserstoff (H<sub>2</sub>) generiert und chemisch mit CO<sub>2</sub> zu Methan verbunden wird (Sterner 2009). In diesem Zusammenhang kann das Verfahren, ähnlich wie Batteriespeicher, als Form der elektrochemischen Speicherung aufgefasst werden. Die eigentliche Speicherung des Wasserstoffs erfolgt in verflüssigter Form in Tanks oder in unterirdischen geologischen Formationen. Die Stromgewinnung findet in Brennstoffzellen oder Gasturbinen statt. Eine weitere Möglichkeit besteht in der Zuführung von bestimmten Mengen Wasserstoff ins Erdgasnetz. Eine umfassende Verwendung der bestehenden Infrastruktur von Erdgasnetzen und -speichern ist durch die Synthese von Wasserstoff und Kohlendioxid zu Methan (Erdgas)



gegeben, wodurch Speicherkapazitäten im Bereich von mehreren hundert Terawattstunden (thermisch) zugänglich sind (Müller-Syring et al. 2013).

Es wird erwartet, dass die Technologie unter Kostengesichtspunkten mittel- bis langfristig die Wirtschaftlichkeit erreicht (Nitsch et al. 2012). Allerdings sind dafür noch Investitionen in Forschung und Entwicklung der Technik notwendig. Auch die Refinanzierung in bestehenden Marktstrukturen ist durch den hohen Anteil der Investitionskosten bei einer geringen Anzahl der zu erwartenden Zyklen des Speichers mehr als fraglich (VDE 2012). Zudem wirken sich die hohen Wirkungsgradverluste nachteilig bei der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit als Kurzzeitspeicher mit täglichen Zyklen aus. Trotzdem bietet diese Technologie das Potenzial zur Integration hoher Mengen von EE mit Anteilen von über 80 % am Verbrauch (VDE 2012; Steinke, Wolfrum, and Hoffmann 2013).

### 2.1.3 Integration von Strom und Wärme – „Power-to-heat“

Insbesondere in Ostdeutschland (50Hertz-Regelzone) zeigen sich durch den starken Zubau von fluktuierenden EE heute schon Effekte, die in der gesamtdeutschen Sicht erst in 10 bis 20 Jahren zu erwarten sind (Götz et al. 2013). Eine hohe Kapazität an Windenergie trifft auf eine vergleichsweise geringe Stromnachfrage und führt so zu starken Schwankungen der sogenannten Residuallast. Im Zusammenspiel mit hohen Anteilen an Grundlastkraftwerken (Braunkohle) sowie wärmegeführten KWK-Anlagen wird das Übertragungsnetz starken Anforderungen ausgesetzt, die heute schon häufige Eingriffe im Netzbetrieb erfordert. Die Erhöhung der Stromnachfrage zur Wärmegenerierung durch „Power-to-Heat“ (P2H) und die damit verbundene Verknüpfung beider Energiebedarfssektoren gilt als ein Lösungskonzept zur weiteren Integration der EE. Der Übertragungsbedarf im Falle von Erzeugungsspitzen kann durch P2H abgesenkt werden. Besonders attraktiv erscheint Technologie im Einsatz in bestehenden Fernwärmenetzen, da zum einen eine hohe Wärmenachfrage gewährleistet ist und der Energiespeicher in Form des Wärmenetzes bereits vorhanden ist, der durch den Bau zusätzlicher Wärmespeicher noch erweitert werden kann.

Das technische Potenzial wird für Ostdeutschland mit 2.2-5.6  $\text{GW}_{\text{el}}$  abgeschätzt (Götz et al. 2013). Bei einer Berücksichtigung von Erlösen am Regelleistungsmarkt kann die P2H-Anlage mit sehr geringen Amortisationsdauern wirtschaftlich betrieben werden (Böttger et al. 2015). Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Marktpreise am Regelleistungsmarkt durch Marktdesignanpassungen und neue Wettbewerber rückläufig waren (Hirth and Ziegenhagen 2013). Zudem wird der Arbeitspreis dieser Anlagen durch die regulatorische Kategorisierung als Energieverbraucher jedoch mit hohen staatlichen Abgaben belastet, sodass eine reine





Wärmebereitstellung durch diese Anlagen erst bei sehr geringen (negativen) Spotmarktpreisen attraktiv erscheint (Agora Energiewende 2014).

## 2.2 Methoden und Potenziale

Die folgenden Abschnitte beschreiben den gegenwärtigen Stand der wissenschaftlichen Diskussion zum Bedarf an zusätzlichen Flexibilitätsoptionen im Allgemeinen sowie Energiespeichern im Besonderen. Bei den dafür ausgewählten Studien sollen insbesondere die eingesetzten Methoden sowie die räumlichen und zeitlichen Rahmenbedingungen beleuchtet werden<sup>4</sup>.

### 2.2.1 Bewertungssystematik und Definitionen

#### 2.2.1.1 Potenziale

Zunächst wird eine Klassifikation des „Potenzial“-Begriffs vorgenommen. Dafür wird eine passende Abgrenzung entsprechend den Methoden zur Quantifizierung einer Ressource verwendet, wie bspw. Wind, PV oder Biomasse (IPCC 2011). Eine solche Klassifikation beruht auf folgenden Begriffen und Beschreibungen:

- a) **Theoretisches Potenzial:** wird von den physikalischen Grenzen des Systems her bestimmt und beschreibt den gesamten Energieinhalt der Ressource. Für die solare Einstrahlung auf die Erdoberfläche beträgt dieser Wert  $3,9 \times 10^6$  EJ/a.
- b) **Technisches Potenzial:** wird durch Anpassungen der Systemgrenzen durch Topografie, Umwandlungsverluste und weitere technische Randbedingungen bestimmt. Für die solare Einstrahlung ergibt sich daher eine Verringerung des Potenzials auf  $1,5-49,8 \times 10^3$  EJ/a.
- c) **Ökonomisches Potenzial:** Einbeziehung von Kosten (Investition und Betrieb) und Wettbewerb zwischen den Technologien aus Systemperspektive. Im Fall der solaren Einstrahlung können Umwandlungstechnologien wie PV, Solarthermie oder CSP (Concentrating Solar Power) eine Rolle spielen.
- d) **Marktpotenzial:** Einbeziehung von politischen und regulatorischen Einflüssen (z.B. Technologieförderung) sowie Wettbewerb der relevanten Technologien aus Geschäftsmodellperspektive. Das Marktpotenzial beschreibt den zugänglichen Teil

---

<sup>4</sup> Die wissenschaftlichen Analysen und Erkenntnisse dieses Abschnitts wurden bereits in (Kondziella and Bruckner 2016) veröffentlicht.



des ökonomischen Potenzials unter Berücksichtigung von Systemgrenzen und Marktfraktionen.

Da die begrenzenden Faktoren dieses Konzepts im Allgemeinen von der ersten (theoretisch) bis zur dritten Stufe (ökonomisch) anwachsen, wird das Potenzial in der Regel entsprechend abnehmen (Lopez et al. 2012; Kaltschmitt, Streicher, and Wiese 2006). Im Falle von politisch gewünschter Technologieförderung kann das Marktpotenzial auch über das ökonomische Potenzial hinausgehen, insbesondere am Beginn der Marktdurchdringung.

Häufig wird in Studien zum Speicherbedarf ein technisches Potenzial ausgewiesen. Die Analysen verwenden meist skalierte historische Einspeisezeitreihen von vEE zur Ableitung von Statistiken zur Über- und Unterdeckung der Stromnachfrage. Entsprechend bezeichnet die maximale stündliche Abweichung pro Jahr den Flexibilitätsbedarf. Studien solcher Art interpretieren die Ergebnisse als einen zusätzlichen Bedarf an Energiespeichern obwohl die Flexibilität grundsätzlich auch durch andere Maßnahmen/Technologien bereitgestellt werden kann (Heide et al. 2010; Inage 2009). Für eine tiefergehende Diskussion wird auf Kap. 2.4.1 verwiesen.

Demgegenüber kommen bei der Bestimmung des ökonomischen Potenzials von Flexibilitätsoptionen meist zeitlich und räumlich hoch aufgelöste Energiesystemmodelle zum Einsatz (Hirth 2015; Haller 2011; Ludig 2012). Die Ergebnisse hängen stark vom ökonomischen Nutzen der modellierten Anwendungen und Technologien ab (vgl. auch Kap. 2.4.2). Zusätzliche Systemvorteile werden meist mit Abschlägen bei den Technologiekosten oder Sicherheitsaufschlägen bei der Ermittlung der Spitzenlast erfasst (Kuhn 2011; Bertsch et al. 2014; Steffen and Weber 2013).

Das Marktpotenzial ist der relevante Indikator für Marktakteure, durch die die Attraktivität von Investitionsmöglichkeiten bewertet werden kann (vgl. auch Kap. 2.4.3). Derzeitige Forschungsansätze schätzen das Marktpotenzial einer Technologie durch optimierte Einsatzfahrpläne am Spot- und/oder Regelleistungsmarkt ab, wobei die Technologien als Preisnehmer fungieren (Hittinger, Whitacre, and Apt 2012; He et al. 2011; Krog Ekman and Højgaard Jensen 2010; Fertig and Apt 2011).

#### **2.2.1.2      Zusätzliche Bewertungskriterien**

Um eine Basis für einen Vergleich von Forschungsergebnissen zum Potenzial von Flexibilitätsoptionen zu schaffen, sollte ein zeitlicher Bezugsrahmen für die Modellannahmen



angegeben sein. Des Weiteren sollten die in die Modellanalyse einbezogenen Technologieoptionen positiv (Was ist?) bzw. negativ (Was ist nicht?) definiert sein. Häufig werden die Ergebnisse als Potenzial für „Speicher“ interpretiert, obwohl die Technik der Modellierung technologieoffen gewählt wurde. In solchen Fällen ist eher von einem Bedarf nach zusätzlicher Flexibilität aus Energiesystemperspektive auszugehen. Ein solcher Bedarf kann prinzipiell durch verschiedene technische Optionen auf der Angebots- (z.B. kraftwerksseitig) oder Nachfrageseite (DSM) befriedigt werden.

Bei Betrachtung eines expliziten Speichers, wie z.B. eines Pumpspeichers, kann festgestellt werden, dass diese Energie anbieten und nachfragen und insofern i.S.d. Zuordnung als Marktteilnehmer eine eigene Kategorie bilden kann. (W.-P. Schill 2013) gibt die folgende Klassifikation für Energiespeicheroptionen an:

- a) Stromspeicher:
  - a. mechanisch, elektro-chemisch, chemisch,
  - b. Kurzzeit-, Tages-, Saisonspeicher,
- b) Erzeugungsseitige Optionen:
  - a. Indirekte Wasserspeicherung
  - b. flexible KWK und Biomasse
  - c. Erzeugungsmanagement vEE
  - d. Flexible Kraftwerke
- c) Nachfrageseitige Optionen
  - a. Lastverschiebung
  - b. Lastreduktion
- d) Neue flexible Lasten
  - a. Power-to-heat
  - b. Power-to-gas
  - c. Power-to-mobility
- e) Netzseitige Optionen

Im Hinblick auf das Erfordernis eines vollständigen Ausgleichs von Stromangebot und -nachfrage spielen großskalige Speicherlösungen wie PSW, CAES, Power-to-gas sowie Batteriesysteme eine besondere Rolle (Beaudin et al. 2010; Chen et al. 2009; Deane, Ó Gallachóir, and McKeogh 2010).

Zusätzlich zu einer umfassenden Einordnung der Potenzialkategorie sowie den berücksichtigten technischen Optionen müssen außerdem die zeitlichen und räumlichen



Systemgrenzen der Analyse bestimmt werden. Modellbasierte Szenarioanalysen verwenden den Zubau von vEE-Leistung oder die Entwicklung der jährlichen Energienachfrage als exogene Faktoren, die wiederum an einen zeitlichen Bezugsrahmen geknüpft sind. Im Gegensatz dazu legt die Entscheidung über das verwendete Energiesystemmodell die räumlichen Systemgrenzen fest.

In Tabelle 1 sind die Kriterien und Attribute spezifiziert, die zur Bewertung der Methoden und Forschungsergebnisse herangezogen werden.

**Tabelle 1: Flexibilitätsbedarf von vEE-basierten Energiesystemen: Kriterien und Ausprägungen zur Bewertung von Methoden und Forschungsergebnissen.**

Bewertungskriterium	Mögliche Ausprägungen
Potenzial-Kategorie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Theoretisch</li> <li>• Technisch</li> <li>• Ökonomisch</li> <li>• Marktbasiert</li> </ul>
Flexibilitätsoptionen (Auswahl)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stromspeicher: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ mechanisch, elektro-chemisch, chemisch,</li> <li>○ Kurzzeit-, Tages-, Saisonspeicher,</li> </ul> </li> <li>• Erzeugungsseitige Optionen: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ flexible KWK und Biomasse</li> <li>○ Erzeugungsmanagement vEE</li> <li>○ Flexible Kraftwerke</li> </ul> </li> <li>• Nachfrageseitige Optionen <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Lastverschiebung</li> <li>○ Lastreduktion</li> </ul> </li> <li>• Neue flexible Lasten <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Power-to-heat</li> <li>○ Power-to-gas</li> <li>○ Power-to-mobility</li> </ul> </li> <li>• Netzseitige Optionen</li> </ul>
Zeitliche Abgrenzung	2015, 2020, 2030, 2050
Räumliche Abgrenzung	Deutschland, Europa, USA, Asien

### 2.2.2 Globale Szenarien für Energiespeicher im Übertragungsnetz

Die Studie von (Inage 2009) schätzt die notwendige Speicherkapazität zum Ausgleich der kurzzeitigen Varianz von Angebot und Nachfrage in Stromnetzen mit hohen Anteilen von EE



ab. Da keine alternativen Technologien auf der Angebotsseite einbezogen wurden, kann die sich ergebende Speicherkapazität allgemein als Flexibilitätsbedarf charakterisiert werden.

Für diese Studie wurde eine numerische Simulation entwickelt, um den Speicherbedarf bei gegebener Einspeisung aus fluktuierenden EE zu bestimmen. Die Rahmendaten der Simulation basieren auf dem klimaschutzorientierten „*BLUE Map*“-Szenario der Internationalen Energieagentur (IEA) (IEA 2010). Innerhalb der Vorgaben dieses Szenarios wird angenommen, dass die energiebezogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen auf globaler Ebene bis 2050 im Vergleich zu 2005 halbiert werden können. Dennoch liegen die Investitionskosten für das Stromsystem nicht signifikant über dem Referenzszenario, da substantielle Steigerungen der Effizienz die Elektrizitätsnachfrage reduziert und damit zusätzliche Investitionen vermeiden. Bis 2050 sieht das „*BLUE Map*“-Szenario einen Anteil von EE an der weltweiten Stromerzeugung eine Steigerung auf 46 % (heute 19 %) vor. Die numerischen Simulationen konzentrieren sich auf die wirtschaftlich aktivsten Regionen wie etwa Westeuropa, die USA, Japan und China.

Um die Methodik zu verdeutlichen, wird am Beispiel von Westeuropa ein Einblick in die Rahmendaten und Ergebnisse gegeben:

- Der Strommix in 2050 besteht aus Grundlastkraftwerken in Höhe von 200 GW. Für die Simulation werden Grundlast, Wind- und Solarerzeugung sowie die Mittellast separat modelliert.
- Wind- und Sonnenenergie tragen bis 2050 zu 30 % an der gesamten Stromerzeugung bei (10 % in 2010).
- Die gesamte Stromnachfrage steigt von 3161 TWh (2010) auf 4647 TWh (2050).
- Der Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage wird für Zeitscheiben von 0,1 h (entspricht 6 min) bestimmt.

Gemäß der verwendeten Methodik tragen insbesondere die Mittellastkraftwerke zum Ausgleich der Fluktuationen bei. Als Maß für die Fluktuation dient die Varianz der residualen Last, die aus der originären Stromnachfrage abzüglich der Einspeisung aus EE und der Grundlast bestimmt wird. Stellvertretend für die Kategorie der Mittellast wird ein Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) herangezogen, das die Variation der Residuallast im Rahmen seines Betriebsbereiches von 60-100 % der Vollast sowie einer Regelungsgeschwindigkeit von 8 %/min auszugleichen vermag. Reichen die technischen Parameter zum Ausgleich der Fluktuationen nicht aus, werden weitere Flexibilitätsmaßnahmen erforderlich, wie im Folgenden gezeigt wird.



Abbildung 2 zeigt die Fahrweise der Mittellastkraftwerke für einen typischen Sommertag des Jahres 2010. Der Betriebsbereich von 60-100 % der Nennleistung der ins Netz einspeisenden Kraftwerke ist durch die rot gestrichelten Linien gekennzeichnet. Die Einspeisung der Kraftwerke variiert alle 0,1 h entsprechend der fluktuierenden Windeinspeisung. Offensichtlich befinden sich die Variationen der Residuallast innerhalb des zulässigen Betriebsbereichs der GuD-Kraftwerke und erfordern für die Simulation des Jahres 2010 keine weiteren Gegenmaßnahmen.

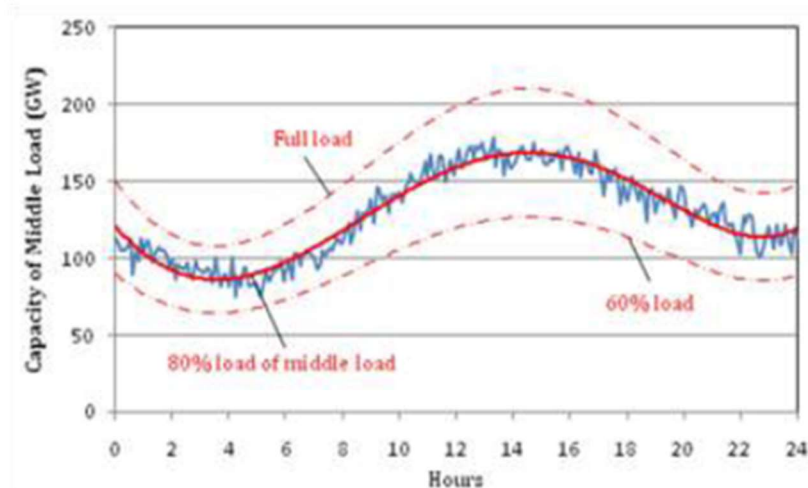


Abbildung 2: Simulation des Fahrplans von Mittellastkraftwerke für einen Sommertag in 2010 für die Region Westeuropa.

Quelle: (Inage 2009, p. 28)

In Abbildung 3 wird dagegen die erforderliche Anpassung der Mittellastkraftwerke für einen typischen Sommertag in 2050 gezeigt. In der linken (rechten) Grafik wird eine höhere (geringere) Glättung der simulierten Windeinspeisung durch das europaweite Übertragungsnetz unterstellt. Daraus resultiert eine durchschnittliche Variation der Windleistungskurve von 15 % bzw. 30 %. In beiden Fällen wird der Betriebsbereich der GuD-Kraftwerke durch die Variation der Residuallast über- bzw. unterschritten, d.h. der Systembetrieb wäre ohne zusätzliche Flexibilitätsoptionen nicht zulässig. Die grafische Analyse verdeutlicht, dass das Ausmaß der Über- bzw. Unterschreitung des Betriebsbereiches und die damit verbundene Festlegung des maximalen Flexibilitätsbedarfes von der per Annahme festgelegten Stärke der Windfluktuation abhängig sind.

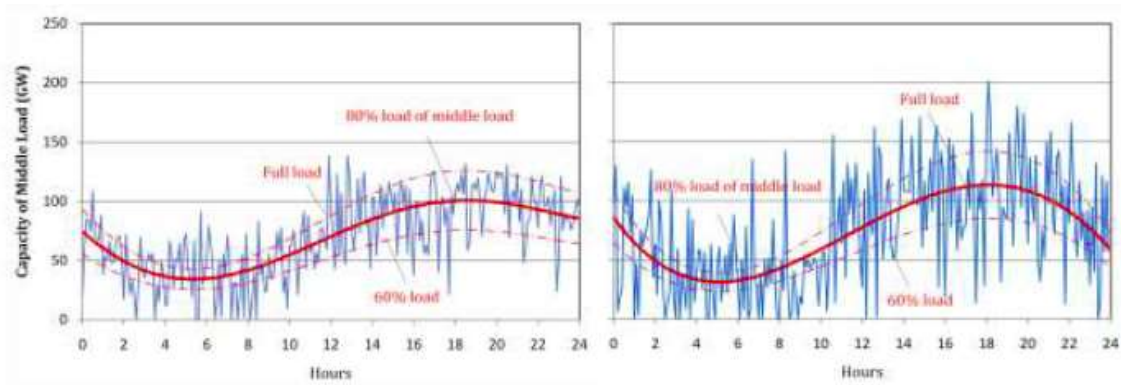


Abbildung 3: Simulation des Fahrplans von Mittellastkraftwerke für einen Sommertag in 2050 für die Region Westeuropa. Die angenommene Variation der Windeinspeisung beträgt 15 % (links) und 30 % (rechts).

Quelle: (Inage 2009, p. 29)

Auf Basis dieser Methodik und in Abhängigkeit der Variationsbreite der prognostizierten Windeinspeisung führt die Simulation zum Ergebnis, dass für die Region Westeuropa eine Speicherleistung von 40-100 GW erforderlich wäre, um unzulässige Betriebszustände der Mittellastkraftwerke zu vermeiden. Derzeit beträgt die installierte Speicherleistung in Europa etwa 33 GW, vornehmlich in Form von Pumpspeicherkraftwerken, sodass die zusätzliche Speicherleistung von 7-67 GW bis 2050 benötigt würde. Die Aggregation der Simulationsergebnisse für die untersuchten Regionen führt zu einem weltweiten Bedarf an Speicherleistung in Höhe von 189-305 GW, wobei unter Berücksichtigung der bereits installierten Speicher (100 GW) ein zusätzlicher Bedarf von 89-205 GW entstünde.

Die Bewertung der Studie hinsichtlich der Methodik sowie der Klassifizierung des angegebenen Flexibilitätsbedarfes führt zu folgendem Resultat:

**Stärken**

- Hohe zeitliche Auflösung der Simulation (0,1 h).
- Fundiertes Szenario für die zukünftige Stromerzeugung in Westeuropa, China, USA und Japan in 2050 basierend auf dem „BLUE Map“-Szenario der IEA.
- Ermittlung eines Ausbaupfads für den Flexibilitätsbedarf 2010-2050.

**Schwächen**

- Einfache Modellierung der Wind- und PV-Einspeisung mit Zufallszahlen anstatt reale Zeitreihen.
- Keine Berücksichtigung von
  - regionalen Wetterdaten für die Wind-/PV-Einspeisung,
  - nationalen Unterschieden im Kraftwerkspark,
  - Übertragungskapazitäten der Netze.
- Ergebnisse für den Flexibilitätsbedarf in Westeuropa zeigen einen starken Anstieg zwischen 2010 und 2020. Danach erfolgen nur relativ geringe Zuwächse.
- Keine Abschätzung der Speicherkapazität (in GWh).

**Klassifizierung des Flexibilitätsbedarfs**

- Kategorie: Technisches Potenzial
- Zeitdauer für positiven/negativen Ausgleich: < 1 h (Kurzzeitbedarf).
- Flexibilitätsoptionen: nicht spezifiziert.
- Regionen/Märkte: Westeuropa, USA, Asien.

**Zusammenfassung**

- Die Studie erreicht eine Abschätzung des technischen Potenzials für den Flexibilitätsbedarf in Abhängigkeit des Anteils von EE, insbesondere Windenergie.
- Die Ergebnisse werden stark von der Annahme über die Variation der Windeinspeisung beeinflusst, was zu einer großen Bandbreite für den zusätzlichen Flexibilitätsbedarf führt (7-67 GW für Westeuropa).
- Aufgrund der hohen zeitlichen Auflösung der Simulation (0,1 h) und den damit erforderlichen Reaktionszeiten wären Batteriespeicher eine geeignete Flexibilitätsoption für diese Anwendung.
- Die Methodik bietet eine Grundlage zur Abschätzung der erforderlichen Vorhaltung von Regelleistung bei steigenden Anteilen von fluktuierenden EE.

### 2.2.3 Netzausbau und Speicher im europäischen Energiesystem

In (Steinke, Wolfrum, and Hoffmann 2013) wird ein Szenario analysiert, in dem Wind- und Sonnenenergie den Elektrizitätsbedarf in Europa im Jahresdurchschnitt annahmegemäß zu 100 % decken. Mit einem vereinfachten Speichermodell, das das Dargebot an EE und der Stromnachfrage in stündlicher Auflösung bilanziert, wird der Bedarf an Reserveenergie für unterschiedliche Kombinationen aus zusätzlichem Netzausbau und Speichern ermittelt. Bei dieser Untersuchung wird der Begriff „Speicher“ als Indikator für den generellen Bedarf an zusätzlicher Systemflexibilität verwendet. Darüber hinaus wird ein optimaler Zustand des





Energiesystems abgeleitet, indem zum einen die Bereitstellung von Reserveenergie (technische Perspektive) und andererseits die Gesamtkosten des Systems (ökonomische Perspektive) minimiert werden.

Die Rahmendaten der Analyse umfassen zeitlich (8760 h/a) und räumlich (50x50 km) hoch aufgelöste Zeitreihen von 2000-2008 für das solare und windbasierte Dargebot an EE in Europa. Das Szenario für den Ausbau der EE basiert auf den nationalen Zielwerten der EU-Staaten für 2020. Diese werden entsprechend skaliert, um eine durchschnittliche Deckung des jährlichen Strombedarfes in Europa zu 100 % zu simulieren. Insgesamt wird ein Verhältnis von Wind- zu Solarenergie von 65 % und 35 % erreicht. Ein solches Verhältnis der beiden tragenden Säulen beim Ausbau der EE erwies sich in vorherigen Studien als optimal in Bezug auf den erforderlichen Ausgleichsbedarf der Fluktuationen. Die stündlich aufgelöste Stromnachfrage entspricht den Veröffentlichungen des Verbandes europäischer Netzbetreiber (Entso-e) für das Jahr 2007.

Als Erstes wird der Bedarf an Reserveenergie in Abhängigkeit vom getrennten Ausbau des Netzes bzw. von Speichern bestimmt. Abbildung 4 (a) zeigt, dass die erforderliche Reserveenergie von der räumlichen Ausdehnung der Netzregion  $R$  mit unbeschränkter Übertragungskapazität (bei Vernachlässigung von Speichern) determiniert wird. Danach ist für ein Szenario mit 100 % EE in einer lokalen Netzregion mit einem Radius von 25 km eine Reserveenergie von 40 % des jährlichen Strombedarfes (z. B. in TWh) vorzuhalten. Durch eine Erweiterung der Netzregion auf einen Radius von 3000 km, das einem europaweit ausgebauten Netz entspräche, kann die erforderliche Reserveenergie auf 20 % reduziert werden. Verglichen mit dem jährlichen Strombedarf in Europa von etwa 3200 TWh (in 2007) wäre demnach eine Strommenge von mindestens 640 TWh zum Ausgleich des schwankenden Dargebots an EE nötig.



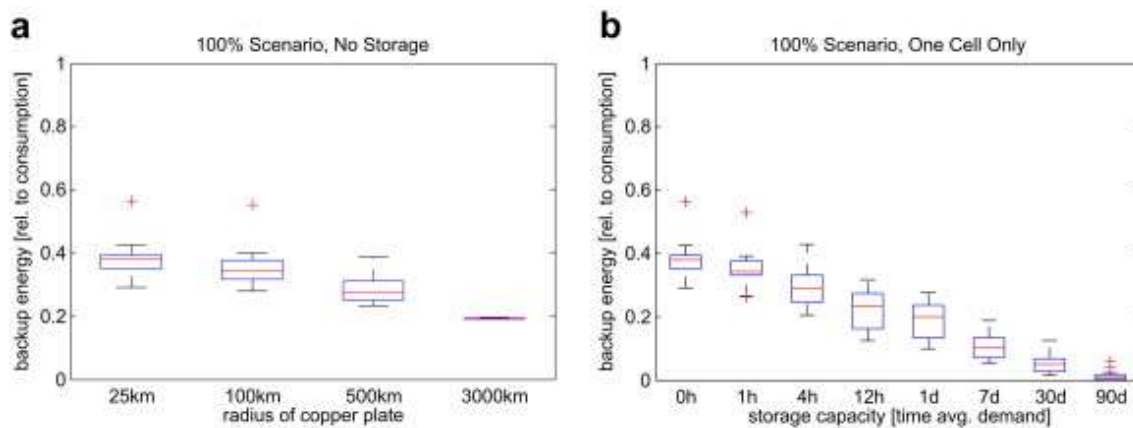


Abbildung 4: Bedarf an Reserveenergie in Verbindung mit (a) Netzausbau oder (b) Speichern. Quelle: (Steinke, Wolfrum, and Hoffmann 2013, p. 828)

Demgegenüber beschreibt Abbildung 4 (b) den Einfluss einer gegebenen Speicherkapazität  $C$  auf die benötigte Reserveenergie in einer Netzregion mit geringer räumlicher Ausdehnung (25 km). Dabei gibt die Speicherkapazität an, für welchen Zeitraum (Stunden bis Tage) eine Deckung der regionalen Stromnachfrage aus dem Speicher möglich wäre. Es wird deutlich, dass nur Langzeitspeicher mit einer Kapazität bis zu 90 Tagen in der Lage sind, den Bedarf an Reserveenergie vollständig zu vermeiden. Wäre eine Bereitstellung der Reserveenergie aus erneuerbaren Quellen, beispielweise aus Biomasse, in Höhe von 10 % des Stromverbrauchs gegeben, könnte die erforderliche Speicherkapazität auf eine Woche (7 Tage) beschränkt werden.

Im letzten Schritt der technischen Analyse werden Kombinationen der betrachteten Flexibilitätsoptionen Netzausbau und Speicher hinsichtlich der jeweils erforderlichen Reserveenergie untersucht. Die entsprechende Matrix in Abbildung 5 bildet dabei auf der farblichen Skala die schon zuvor ermittelte Bandbreite an Reserveenergie von 0 % (mit Langzeitspeichern) bis 40 % (ohne Speicher und Netzausbau). Es wird nochmals deutlich, dass ein alleiniger Ausbau der Übertragungsnetze im europaweiten Maßstab nicht ausreicht, um eine Vollversorgung mit EE zu erreichen (linke Spalte). Kann ein adäquater Netzausbau nur im nationalen Maßstab erreicht werden (100-500 km), wären Speicherkapazitäten von 7-30 Tagen notwendig, um den Anteil der EE auf über 90 % heben.

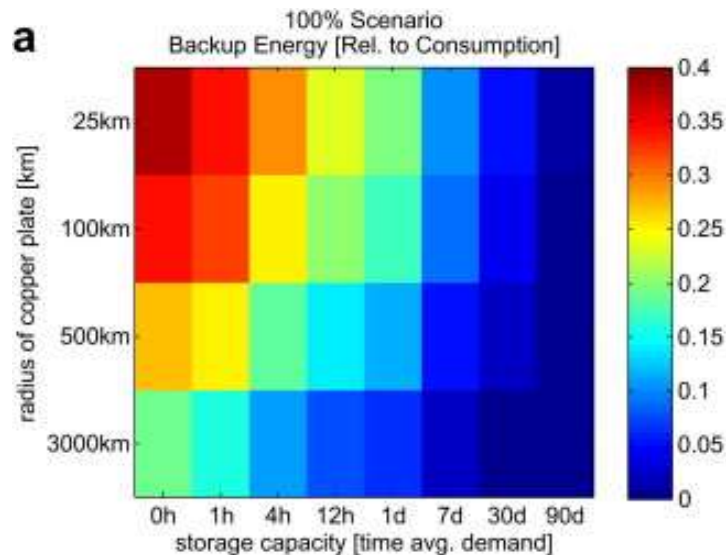


Abbildung 5: Bedarf an Reserveenergie für Kombinationen aus Netzausbau und Speicherkapazität.

Quelle: (Steinke, Wolfrum, and Hoffmann 2013, p. 829)

Um die zuvor betrachteten technischen Kombinationen aus Netzausbau und Speichern ökonomisch bewerten zu können, werden in der Studie die folgenden Rahmendaten per Annahme festgelegt:

- Die Systemkosten ergeben sich aus den Investitionen für EE, Reserveenergie, Netzausbau und Speichern.
- Die Vollkosten für EE betragen 60 €/MWh.
- Reserveenergie kostet 60 €/MWh und anteilige jährliche Investitionskosten von 100 €/kW.
- Für das Übertragungsnetz werden 10 €/MWh angesetzt. Dagegen entstehen zusätzliche Kosten im Verteilnetz je nach installierter Kapazität an PV in Höhe von 45 €/kW.
- Eine Besonderheit bei der Ermittlung der Netz- und Speicherkosten ergibt sich hinsichtlich der Batteriespeichern (vgl. Tabelle 2). Im Gegensatz zu Pumpspeichern und Wasserstoff wird die Annahme vertreten, dass Batterien vornehmlich dezentral (in Verbindung mit PV) eingesetzt werden und so die Belastungen für die Verteilnetze minimieren. Daher werden Kosten für den Ausbau des Verteilnetzes beim Einsatz von Batteriespeichern vernachlässigt.
- Die Speicherkosten hängen von der verwendeten Technologie ab und ermitteln sich anhand der folgenden Parameter:

**Tabelle 2: Ökonomische Parameter der Speichertechnologien zur Ermittlung der Systemkosten.**

Quelle: (Steinke, Wolfrum, and Hoffmann 2013)

Speichertyp	Leistungseinheit	Betriebskosten	Speichereinheit	Lebensdauer	Wirkungsgrad
Pumpspeicher	500 €/kW	60 €/kW/a	50 €/kWh	40a	85%
Batterie	100 €/kW	50 €/kW/a	100 €/kWh	10a	90%
Wasserstoff	2000 €/kW	50 €/kW/a	1 €/kWh	40a	30%

Abbildung 6 fasst die Ergebnisse der ökonomischen Bewertung zusammen. Die Bestandteile der Systemkosten (Reserveenergie, Netzausbau, Speicher) sind in den drei ersten Spalten auf der linken Seite separat ausgewiesen. Des Weiteren werden die Systemkosten für die drei untersuchten Speichertechnologien zeilenweise angegeben. Die Kostenmatrix für Reserveenergie (1. Spalte) weist einen proportionalen Verlauf zum Bedarf, bei gegebenen Netz- und Speicherausbau, auf und ist unabhängig von der spezifischen Speichertechnologie. Die Netzkosten (2. Spalte) steigen mit der gewählten Ausbaustufe (Radius 25-3000 km) in äquivalenter Weise bei dem Einsatz von Pumpspeichern und Wasserstoff an. Eine Ausnahme bilden, wie erwähnt, Batteriespeicher, die annahmegemäß weitere Kosten für das Verteilnetz vermeiden. Die eigentlichen Speicherkosten (3. Spalte) hängen im Wesentlichen von der Speicherkapazität ab. Einen zusätzlichen Einfluss auf die Speicherkosten übt jedoch auch die Größe der Netzregion aus, da ein verbesserter räumlicher Ausgleich der EE-Einspeisung weniger Speicherzyklen erfordert und damit geringere Speicherverluste verursacht. Die minimalen Systemkosten (4. Spalte) liegen zwischen 110-140 €/MWh für national ausgebaute Netze in Verbindung mit Batteriespeichern als Kurzzeitspeicher.



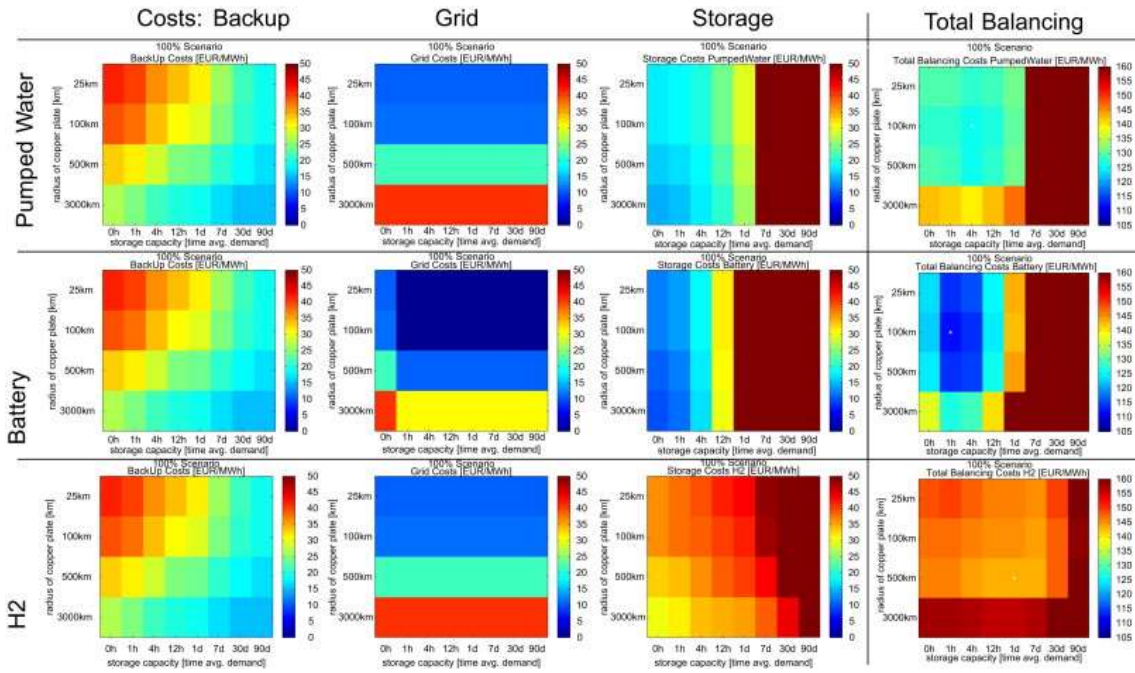


Abbildung 6: Gesamte Systemkosten (rechte Spalte) bestehend aus Reserveenergie, Netzausbau und Speichern für verschiedene Speichertechnologien (zeilenweise).

Quelle: (Steinke, Wolfrum, and Hoffmann 2013, p. 831)

Die Bewertung der Studie hinsichtlich der Methodik sowie der Klassifizierung des angegebenen Flexibilitätsbedarfes führt zu folgendem Resultat:



**Stärken**

- Hohe zeitliche Auflösung der Simulation (8760 h/a)
- Zeitreihen der Einspeisung von Wind und PV basieren auf Wetterdaten von 2000-2008
- Modellierung von Netzregionen mit einem Radius von 25-3000 km (regionale bis zu europäische Ausbaustufe)
- Technische und ökonomische Analyse von Netzausbau und Speichern unter Berücksichtigung von Reserveenergie
- Vergleich der Systemkosten für drei Speichertechnologien

**Schwächen**

- Keine Berücksichtigung der nationalen Kraftwerkparcs in 2050
- Keine technische Modellierung der Bereitstellung von Reserveenergie
- Keine Modellierung des nationalen/europäischen Strommarktes
- Methodik erfordert nur den bilanziellen Ausgleich von EE-Angebot und Stromnachfrage
- Keine Bewertung der Abregelung von EE

**Klassifizierung des Flexibilitätsbedarfs**

- Kategorie: Ökonomisches Potenzial
- Zeitdauer für positiven/negativen Ausgleich: 1 h (Kurzzeit) bis zu 90 Tagen (Langzeit)
- Flexibilitätsoptionen: Reserveenergie, Netzausbau, Pumpspeicher, Batterien, Wasserstoff
- Regionen/Märkte: Europa

**Zusammenfassung**

- Der Bedarf an Reserveenergie zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung aus Wind und PV beträgt mindestens 20 % der durchschnittlichen Stromnachfrage im Falle eines europaweit ausgebauten Netzes. Insofern wird der rechnerische EE-Anteil von 100 % nur mit zusätzlichen Flexibilitätsoptionen erreicht.
- Das technische Potenzial für weitere Flexibilitätsoptionen ist bedingt durch den Netzausbau und dem Grad der EE-Ausbauziele bzw. der zugelassenen Menge an Reserveenergie.
- Insbesondere Langzeitspeicher, mit einer Kapazität über 7 Tagen zur Deckung der Stromnachfrage, können den Bedarf an Reserveenergie signifikant reduzieren.
- Die optimalen Gesamtsystemkosten in 2050, bestehend aus Reserveenergie, Netzausbau und Speichern, liegen nur leicht über den heutigen Stromkosten (Erzeugung und Netze).
- Dezentrale Batteriespeicher vermeiden annahmegemäß zusätzlichen Ausbaubedarf der Verteilnetze.

## 2.2.4 Analyse der Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern in europäischen Elektrizitätsmärkten

Die Dissertation von (Gatzen 2008) untersucht die Möglichkeiten der profitablen Anwendung von verschiedenen Speichertechnologien in europäischen Strommärkten. Für die



Beantwortung der Forschungsfragen werden Strommarktmodelle zur Optimierung von Ausbau- (Investition) und Einsatzentscheidungen (Dispatch) von konventionellen Kraftwerken und Speichersystemen herangezogen. Der Zeitraum der modellbasierten Analyse umfasst die Jahre 2015-2030.

Als Grundlage der Untersuchung werden die Anwendungen für Speichertechnologien kategorisiert, aus denen heraus Erlösströme generiert werden könnten, um die Kosten der Technologien zu decken (vgl. Tabelle 3). Da zurzeit ein etabliertes Marktdesign nur für den Großhandel (Spotmarkt, Intraday-Markt) sowie für Systemdienstleistungen (Regelleistung) besteht, müssen sich Speichersysteme im Übertragungsnetz anhand der Preisstruktur in diesen Märkten gegenüber anderen Flexibilitätsoptionen bewähren. (Gatzen 2008) sieht daher die entscheidenden Faktoren für ein optimales Design der Speichersysteme in den untertägigen Preisdifferenzen (Spreads) sowie deren Häufigkeitsverteilung. Für jeden (europäischen) Strommarkt existiert demnach eine eigene optimale Konfiguration eines typischen Speichers, im Wesentlichen betreffend die Flexibilität der Betriebsweise sowie die maximale Lade-/Entladeleistung, Speicherkapazität und Teillastverhalten.

**Tabelle 3: Anwendungen für Speichertechnologien sowie alternative Flexibilitätsoptionen.**

Quelle: Eigene Darstellung nach (Gatzen 2008, p. 25)

Speicheranwendung	Typische Speichertechnologie	Alternative Flexibilitätsoption
Arbitrage am Spotmarkt	PSW, CAES	Gasturbine, DSM, flexible thermische Kraftwerke, Import/Export
Regelleistung	PSW, CAES	Gasturbine, DSM, flexible thermische Kraftwerke
Inselsysteme	CAES, Blei- und Redox-Batterie	Netzausbau, Gasturbine, Dieselgenerator, EE-Abregelung, DSM
Vermeidung von Netzausbau, Netzorientierte Einspeisung	CAES, Blei- und Redox-Batterie	Netzausbau, EE-Abregelung
Reserveleistung/ Notstromversorgung	Batterien, Schwungrad, Brennstoffzelle	Dieselgenerator, Versorgungsausfall
Weitere	PSW, CAES, Batterien	Thermische Kraftwerke,



Systemdienstleistungen (Spannungshaltung, Schwarzstartfähigkeit)		Flexible Netzkomponenten
Dezentrale EE-Speicher	PSW, CAES, Batterien	Versorgungsausfall, Netzanschluss
Stromqualität	Schwungrad, Batterien	Kondensator, Filterschaltkreis

Eine qualitative Analyse der europäischen Strommärkte verdeutlicht die Schlüsselfaktoren, die Einfluss auf die Preisstruktur ausüben und somit den (ökonomischen) Wert des Speichers erhöhen können. Die Marktanalyse nach (Gatzen 2008) erstreckt sich auf die Angebots- und Nachfrageseite sowie das Wettbewerbsumfeld für Speicher, wie die folgende Auflistung zeigt:

- Struktur der Angebotsseite (merit order):
  - Grundlastkraftwerke (Kernenergie, Braunkohle) mit geringen (ökonomischen) Grenzkosten führen i. A. zu geringeren Preisen zu Tageszeiten mit geringer Stromnachfrage.
  - Spitzenlastkraftwerke (Gas-/Ölturbinen) mit sehr hohen Grenzkosten, die an wenigen Stunden des Tages mit sehr hoher Nachfrage benötigt werden, führen i. A. zu den höchsten Tagespreisen am Spotmarkt.
  - So genannte „must-run“-Technologien wie wärmegeführte KWK-Anlagen bilden ein zusätzliches (preisunabhängiges) Angebot und führen zu weiter sinkenden Preisen bei geringer Nachfrage.
  - Fluktuierende erneuerbare Energien erhöhen die Preisvolatilität und somit die Häufigkeit für das tägliche Auftreten von Preisdifferenzen.
  
- Struktur der Nachfrageseite:
  - Die stündliche Struktur der Stromnachfrage i.S.d. vertikalen Netzlast, insbesondere die Tag- und Nachtspreizung, wird bestimmt vom Lastprofil der Nutzergruppen (Haushalte, Industrie) und deren Marktanteilen.
  
- Wettbewerbsumfeld:
  - Als Flexibilitätsoption sind Pumpspeicherkraftwerke in vielen europäischen Märkten etabliert und bilden technologisch und ökonomisch den Richtwert für neue Speichertechnologien.





- Die verfügbare Kapazität der Grenzkuppelstellen zum Import bei Knappheit und Export von Überschüssen kann die extremen Preisdifferenzen glätten.

Die zuvor genannten Kategorien werden in (Gatzen 2008) auf die wesentlichen europäischen Strommärkte angewendet:

**Tabelle 4: Qualitative Analyse der europäischen Strommärket hinsichtlich der Werttreiber für Speicheroptionen.**

Quelle: (Gatzen 2008)

Land	Evaluation des Strommarktes
<b>Deutschland</b>	Hohe Kapazität an Grundlasttechnologien (Kernenergie, Braunkohle, Laufwasser), Weiter steigende Anteile von EE erhöht die Volatilität der Preise, Konzentration von Windkraftanlagen (im Norden/Osten) ermöglicht Speicheranwendungen zum Netzmanagement und EE-Integration, Kapazität vorhandener Speicherkraftwerke beträgt etwa 10 % der installierten Kraftwerksleistung
<b>Frankreich</b>	Hohe Grundlastkapazität (Kernenergie) Hohes Potential an Windenergie Speicherkraftwerke tragen rund 17 % zur installierten Leistung bei Grenzkuppelstellen nach Belgien und Deutschland gut ausgebaut
<b>Italien</b>	Nahezu identische Grund- und Spitzenlasttechnologien führen zu geringen Preisdifferenzen (bei hohen Preisen) Speicherkraftwerke tragen rund 20 % zur installierten Leistung bei Stromimport aus Frankreich, Schweiz, Österreich, Slowenien bei Knappheit
<b>Spanien</b>	Hohe Grundlastkapazität (Kernenergie, Braunkohle) Wachsender Markt mit zusätzlicher Kapazität von 29 GW bis 2022 Speicherkraftwerke tragen rund 28 % zur installierten Leistung bei Isolierter Strommarkt durch geografische Lage
<b>Niederlande</b>	Verfügbare Grundlastkraftwerke auf Basis von Kernenergie (500 MW) und Steinkohle (20 %) Hohe Anteile von „must-run“ KWK-Anlagen Keine Speicherkraftwerke Abhängigkeit von Stromimporten bei Knappheit Hohes Potenzial für Windenergie (1/3 der installierten Leistung bis 2020) führt zu



---

	steigenden Volatilitäten
	Anbindung an den norwegischen Strommarkt durch NorNed-Kabel
<b>Belgien</b>	Grundlastkraftwerke vorhanden (40 % Kernenergie- Ausstieg bis 2025) Speicherkraftwerke vorhanden Interkonnektoren zu Frankreich vorhanden
<b>Schweden</b>	Grundlasttechnologie: Kernenergie mit einem Anteil etwa 20 % in 2020 an der installierten Leistung Wasserkraftanteile von 50 % Kuppelstellen zu Norwegen
<b>Norwegen</b>	Wasserkraft deckt 98 % des Strombedarfes
<b>Dänemark</b>	Zwei unabhängige Regionen (mit Interkonnektor) Hohe Anteile von KWK und Windenergie
<b>UK</b>	25 % Kernenergie Hohes Potenzial an Windenergie KWK-Anteile von 15 % in 2010

---

Weiterhin wird die qualitative Beschreibung der Werttreiber für Speichieranwendungen in ein Rating überführt, um eine direkte Vergleichbarkeit der Strommärkte zu ermöglichen (vgl. Tabelle 5). Danach erzielen die Niederlande den höchsten Punktwert, gefolgt von Deutschland, Spanien, Belgien und UK. An den Strommärkten dieser Länder herrschen demnach günstige Rahmenbedingungen für den Einsatz von Speicheroptionen vor.

**Tabelle 5: Quantitative Bewertung der europäischen Strommärkte durch ein Rating der Werttreiber für Speichieranwendungen (Skala von -3 bis +3).**

Quelle: Eigene Darstellung nach (Gatzen 2008)

<b>Strommarkt/ Kategorie</b>	<b>Grundlast</b>	<b>Spitzenlast</b>	<b>KWK</b>	<b>EE</b>	<b>Speicher</b>	<b>Kuppel- stellen</b>	<b>Last- struktur</b>	<b>Sum- me</b>
Niederlande	-2	2	3	1	3	2	3	12
Deutschland	3	1	2	3	-1	-2	0	6
Spanien	2	2	1	2	-2	-2	0	3
Belgien	2	2	0	-2	-1	0	2	3
UK	2	2	-1	0	-1	1	0	3
Dänemark	-2	-1	3	3	2	-3	-2	0
Schweden	3	2	1	-2	-1	-3	-2	-2
Schweiz/Österreich	2	-2	2	-1	-3	-2	0	-4
Frankreich	3	-1	-3	-2	-1	-1	0	-5
Italien	-3	-1	1	0	-3	-1	0	-7
Norwegen	-2	-2	-2	-2	-3	1	-2	-12



Die Ergebnisse der Bewertung der Werttreiber für Speichersystem in den europäischen Strommärkten wird von (Gatzen 2008) modellgestützt getestet. Dazu werden zunächst historische Preise für Spot- und Regelleistungsmärkte herangezogen, um die Kapitalwerte von verschiedenen Speicheroptionen (PSW, CAES, AA-CAES, Gasturbine, Redox-flow-Batterie, H<sub>2</sub>-Brennstoffzelle) in diesen Märkten zu ermitteln. Im zweiten Schritt werden dann modellierte Preiszeitreihen für den Zeitraum 2015-2030 verwendet, um die zukünftigen Marktwerte der Speicheroptionen abzuschätzen. Die technischen und ökonomischen Parameter der in die Analyse einbezogenen Flexibilitätsoptionen werden in Tabelle 6 und Tabelle 7 dargestellt.

**Tabelle 6: Parameter der modellbasierten Kapitalwertberechnung für Pumpspeicher und (a-)diabate Druckluftspeicher.**

Quelle: (Gatzen 2008, p. 125)

Technologie	PSW				CAES				AA-CAES			
Speicherkapazität [h]	4	9	15	23	3	6	9	15	3	6	9	14
Speicherkapazität [MWh]	1000	2000	5000	10000	1000	2000	3000	5000	1000	2000	3000	5000
Investitionskosten [€/kW]	700	750	900	1200	550	600	650	750	700	750	800	900
Ladeleistung [MW]	300				150				150			
Entladeleistung [MW]	300				300				300			
Zykluswirkungsgrad [%]	76				53				70			
Technische Lebensdauer [a]	70				40				40			
Betriebskosten fix [€/MW a]	10000				9000				10000			
Startkosten [€/MW_start] Turb.	2				15				15			
Startkosten [€/MW_start] Kompr.	2				15				15			
Mindestlast Turbine [%]	50				60				80			
Mindestlast Kompressor [%]	50				40				40			
Übrige var. Kosten [€/MWh]	0,5				2				2			
Verluste bei Mindestlast [€/MWh]	2				2				2			
Zus. Brennstoffkosten [€/MWh]	0				14				0			



Tabelle 7: Parameter der modellbasierten Kapitalwertberechnung für Gasturbinen, Redox-flow-Batterien und Wasserstoff-Brennstoffzellen.

Quelle: (Gatzen 2008, p. 125)

Technologie	Gas-turbine	Redox-flow			H2+FC			
Speicherkapazität [h]		4	9	15	2,5	5	12	24
Speicherkapazität [MWh]		1000	3000	5000	1000	2000	5000	10000
Investitionskosten [€/kW]	400	2200	2300	2350	2300	2350	2450	2700
Ladeleistung [MW]		300			300			
Entladeleistung [MW]	100	300			300			
Zykluswirkungsgrad [%]	43	80			32			
Technische Lebensdauer [a]	30	10			10			
Betriebskosten fix [€/MW a]	8000	6000			6000			
Startkosten [€/MW_start] Turb.	15	1			1			
Startkosten [€/MW_start] Kompr.		1			1			
Mindestlast Turbine [%]	60	10			20			
Mindestlast Kompressor [%]		10			20			
Übrige var. Kosten [€/MWh]	2	0,1			0,1			
Verluste bei Mindestlast [€/MWh]	2	0			0,5			
Zus. Brennstoffkosten [€/MWh]	15	0			0			

Die modellbasierte Analyse mit historischen Preiszeitreihen identifiziert die Niederlande als besten Standort für den Einsatz von Speichern im Übertragungsnetz, insbesondere in Form von adiabaten Druckluftspeichern (Gatzen 2008). Eine interne Verzinsung von 15 % ist danach in 2005 möglich gewesen, wenn der Speicher gleichzeitig auf Spot- und Regelleistungsmärkten aktiv war (Abbildung 7). Deutschland, Spanien, aber auch Frankreich erreichen ebenfalls positive Verzinsungen bei einem optimierten Speicherbetrieb. Ein Vergleich der Modellergebnisse von technologisch ähnlichen Speichersystemen (AA-CAES und CAES) verdeutlicht, dass AA-CAES-Kraftwerke zwar höhere Anfangsinvestitionen verlangen (750 zu 600 €/kW), die jährliche Auslastung der Anlage wegen der höheren Effizienz und den geringen variablen Kosten jedoch besser abschneidet. Insofern können effizientere Anlagen auch von kleineren Preisdifferenzen profitieren. Im Einzelfall ist entscheidend, ob die Ausnutzung der Preisdifferenzen ausreicht, um die fixen Kosten der Anlagen zu erwirtschaften. Auch die etablierten Wettbewerber wie Pumpspeicher und Gasturbinen können im Rahmen der Anwendung von historischen Preisen positive Verzinsungen erreichen.

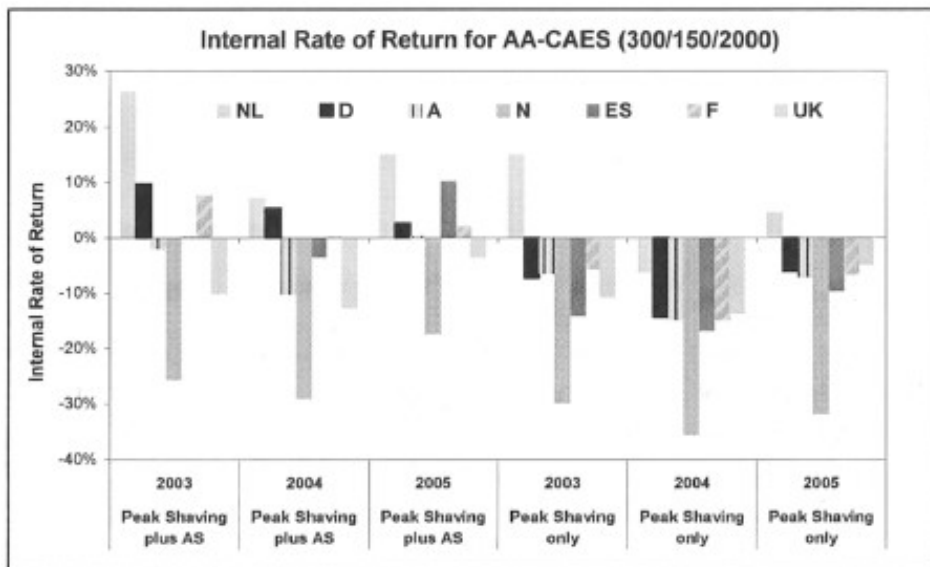


Abbildung 7: Interne Verzinsung eines adiabaten Druckluftspeichers beim Einsatz im Spot- (Peak Shaving) und Regelleistungsmarkt (plus AS) im Zeitraum 2003-2005.

Quelle: (Gatzen 2008, p. 148)

Werden nun im zweiten Schritt die modellierten Preisszenarien für den Zeitraum 2015-30 verwendet, zeigt sich, dass sich die Profitabilität der Gasturbinen gegenüber Speichertechnologien verschlechtert. Die Vorteile der Speicher liegen in der Möglichkeit begründet, sowohl positive als auch negative Reserve anzubieten. Gleichzeitig verringern sich die prognostizierten Spitzenlastpreise. Dennoch bleibt das Marktgebiet der Niederlande attraktiv für den Einsatz von Speichern, gefolgt von Deutschland, Belgien, Spanien und UK. Die modellierten Preiszeitreihen bieten Einsatzmöglichkeiten für Anlagen mit hohem Wirkungsgrad (PSW, AA-CAES und Redow-flow-Batterien), wobei die Zielgrößen für einen profitablen Einsatz bei 700-800 €/kW bei einem Zyklenwirkungsgrad von 70-80 % liegen.

Die Bewertung der Dissertation von (Gatzen 2008) hinsichtlich der Methodik sowie der Klassifizierung des angegebenen Flexibilitätsbedarfes führt zu folgendem Resultat:

**Stärken**

- Modellbasierte Analyse von Investitionen in konventionelle Kraftwerke und Speicher (Kapazitätsplanung) sowie deren Betrieb (Einsatzoptimierung)
- Vergleich der Wirtschaftlichkeit von verschiedenen Speicheroptionen
- Einbeziehung relevanter europäischer Strommärkte
- Berücksichtigung der Übertragungskapazitäten zwischen den europäischen Märkten
- Abschätzung der Wirtschaftlichkeit von Speichern auf Basis historischer (2003-2005) und modellierter Preiszeitreihen (2015-2030)

**Schwächen**

- Annahmen für EE-Ausbau je Land nicht transparent
- Konservatives Szenario für Brennstoff und CO<sub>2</sub>-Preise
- Keine Abschätzung des gesamten Bedarfs an Speichern/Flexibilität (je Land)
- Keine Aussagen zur Konkurrenz der einzelnen Speicheroptionen

**Klassifizierung des Flexibilitätsbedarfs**

- Kategorie: Marktpotenzial für einzelne Speichersysteme
- Zeitdauer für positive/negativen Ausgleich: 1-24 h (Kurzzeitspeicher)
- Flexibilitätsoptionen: PSW, (AA-)CAES, Redox-flow, Brennstoffzelle, Gasturbine
- Regionen/Märkte: Europäische Strommärkte

**Zusammenfassung**

- Der Strommarkt der Niederlande erweist sich anhand einer qualitativen Bewertung als geeignetes Marktumfeld zum Einsatz von Stromspeichern. Die grundsätzliche Eignung wird auch für die Strommärkte von Deutschland, Spanien, Belgien und UK festgestellt.
- Anhand von historischen Preisen kann die Wirtschaftlichkeit von Speichern (PSW, (AA-)CAES) nachgewiesen werden, insbesondere wenn der Einsatz auf Spot- und Regelleistungsmärkten erfolgt. Der jeweilige Wert des Speichers variiert hinsichtlich des betrachteten Jahres und des Marktgebietes.
- Als Zielgrößen für einen profitablen Speicherbetrieb im Strommarkt werden Investitionskosten von 700-800 €/kW sowie ein Gesamtwirkungsgrad von 70-80 % abgeleitet.



## 2.2.5 Optimierung von Speicherausbau und -betrieb im deutschen Stromsystem

Das Ziel der Dissertation von (Kuhn 2011) liegt in der Entwicklung eines Modellkonzepts zur Ableitung des ökonomischen Speicherpotenzials im künftigen deutschen Strommarkt bis zum Jahr 2050. Durch einen kostenminimierenden Ansatz wird die erforderliche Kapazität an konventionellen Kraftwerken und Energiespeichern in einem iterativen Verfahren bestimmt. Für die Speichertechnologien werden Variablen für Lade- und Entladeleistung sowie Speicherinhalt verwendet. Als mögliche Speicheroptionen stehen PSW, AA-CAES und Wasserstoffelektrolyse zur Verfügung. Der Mehrwert von Speichern gegenüber konventioneller Kraftwerksleistung im Rahmen der Kostenoptimierung erwächst aus den Einsatzmöglichkeiten zum Lastausgleich sowie der Integration von Überschussstrom aus EE oder KWK-Anlagen (Vermeidung von Brennstoffkosten). Insofern können konventionelle Kraftwerke im Zeitverlauf durch Speicher ersetzt werden. In diesem Modell wird nur der deutsche Spotmarkt abgebildet, d.h. Im- und Exporte in angrenzende Strommärkte sowie die Bereitstellung von Regelleistung werden nicht berücksichtigt. Das Modellkonzept wird auf die Auswirkungen von verschiedenen Szenarien und variierenden Parameter hin untersucht.

Im Szenario "Standard" wird ein Abschlag von 50 % auf den Anteil an den jährlichen Investitionskosten unterstellt. Mit Hilfe dieser Annahme sollen mögliche Erlöse aus der Vermarktung von Regelleistung abgebildet werden. Weiterhin wird das zusätzliche Potenzial für PSW aufgrund der geografischen Restriktionen in Deutschland auf 10 GW und 40 GWh beschränkt. Bei den anderen Technologien werden die Restriktionen eher deklaratorisch mit 200 GW/6.600 GWh (AA-CAES) und 200 GW/500.000 GWh (H<sub>2</sub>) in der Optimierung berücksichtigt.

Die Modellergebnisse in Bezug auf die erforderliche Speicherleistung (Laden) ist in Abbildung 8 gezeigt. Im Zeitraum von 2022-2032 werden PSW im zulässigen Umfang der Kapazität von 3 GW/ 40 GWh zugebaut. Ab 2033 beginnt die zusätzliche Nutzung von AA-CAES mit bis zu 16 GW in 2050. Den größten Beitrag im Rahmen der Optimierung liefern Langzeitspeicher (H<sub>2</sub>). Der Zubau beginnt ab 2034 und erreicht rund 34 GW in 2050. Insgesamt beträgt die installierte Ladeleistung etwa 53 GW in 2050. Demgegenüber werden im Modell nur 20 GW an Speicherleistung, insbesondere für Langzeitspeicher, für die Entladung benötigt.



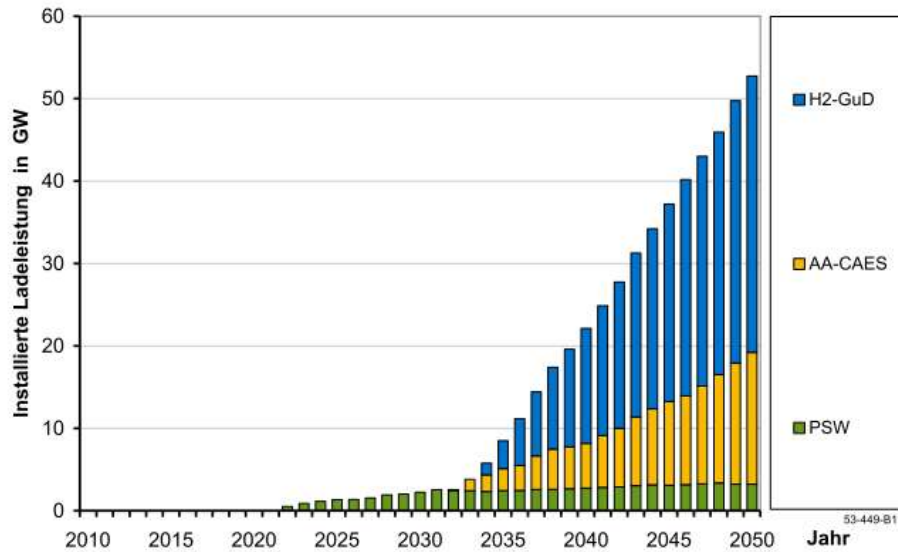


Abbildung 8: Ökonomisches Speicherpotenzial im Szenario „Standard“ (Ladeleistung).

Quelle: (Kuhn 2011, p. 152)

Die Analyse der im Szenario „Standard“ benötigten Speicherkapazität in 2050 zeigt, dass ein erhebliches Potenzial für AA-CAES (mit 500 GWh) und H<sub>2</sub>-Elektrolyse (11.000 GWh) unter den gegebenen Annahmen wirtschaftlich genutzt werden kann. Trotzdem müssen zusätzliche Überschussmengen an EE im Umfang von etwa 14 TWh p.a. ab 2034 abgeregelt werden.

Weitere Szenarien untersuchen den Einfluss einer Veränderung von wesentlichen Parametern für die Optimierung. Eine Kernbedingung im Szenario „Standard“ betraf die hälftige Reduzierung der Investitionskosten. Werden diese Zusatzerlöse nicht angesetzt, kann auch nur ein geringerer Teil (21 GW) der ursprünglichen (53 GW) Ladeleistung wirtschaftlich bis zum Jahr 2050 betrieben werden (vgl. Abbildung 9). Die Entladeleistung reduziert sich von 20 auf 8 GW. Ein Vergleich der Veränderung in der Zusammensetzung des Speicherparks zeigt, dass die Druckluftspeicher den höchsten Rückgang zu verzeichnen haben, wogegen der Bestand an PSW unverändert bleibt. Insgesamt wird auch die gesamte Speicherkapazität mit 6.600 GWh nahezu halbiert.

Ein weiteres Szenario untersucht die erforderliche Größe des Speicherparks, die eine vollständige Vermeidung der Abregelung von EE-Anlagen bewirkt. Um die erwarteten EE-Überschüsse vollständig aufzunehmen, müsste die Ladeleistung entsprechend auf 96 GW ausgebaut werden. Dagegen würden sich die Entladeleistung nur geringfügig erhöhen. Zusätzlich betrüge die gesamte Speicherkapazität etwa 14 TWh, um insbesondere Möglichkeiten zum saisonalen Ausgleich zu gewinnen.



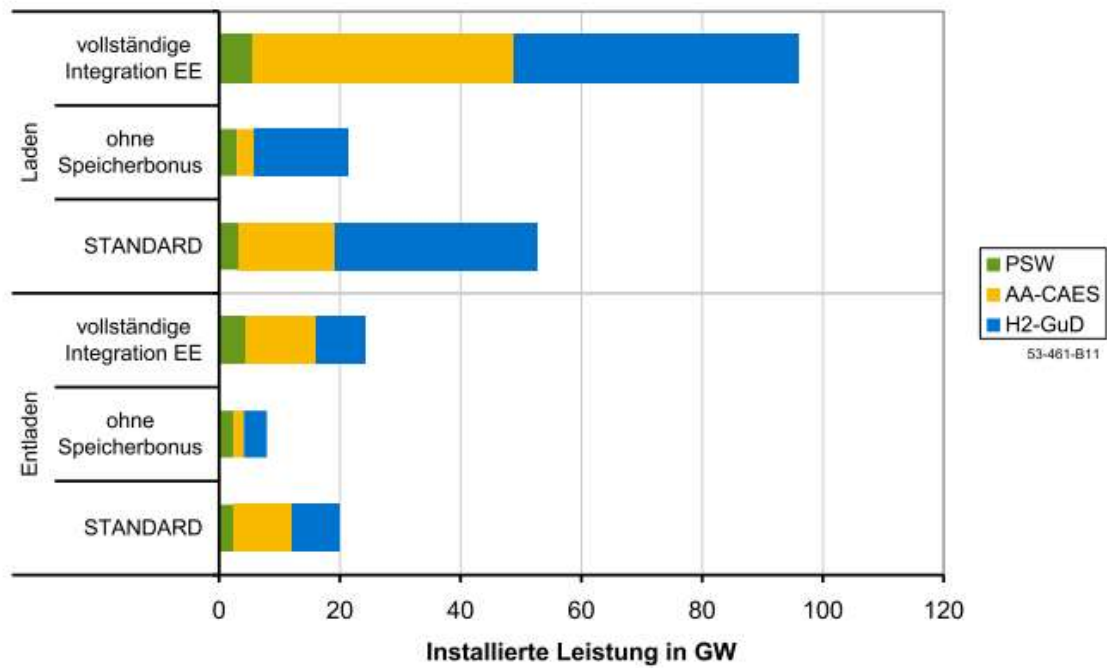


Abbildung 9: Sensitivitätsanalyse zum ökonomischen Speicherpotenzial (Laden/Entladen) in 2050.

Quelle: (Kuhn 2011, p. 164)

Die Bewertung der Dissertation von (Kuhn 2011) hinsichtlich der Methodik sowie der Klassifizierung des angegebenen Flexibilitätsbedarfes führt zu folgendem Resultat:



**Stärken**

- Modellbasierte Analyse für den Zeitraum 2010-2050 für Investitionen in Speicheranlagen und konventionelle Kraftwerke (Kapazitätsplanung) sowie deren Betrieb (Einsatzoptimierung)
- Erfassung von Rückkopplungen zwischen Speichern und Kraftwerkspark durch iterative Optimierung
- Sensitivitätsanalysen mit umfassender Variation von Parametern
- Berücksichtigung von Kurzzeit- und Langzeitspeichern
- Teilmodell zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

**Schwächen**

- Kein Import/Export zu europäischen Nachbarn
- Keine Berücksichtigung von Netzrestriktionen für Deutschland („Kupferplatte“)
- Keine Modellierung von alternativen Flexibilitätsinstrumenten
- Keine Marktperspektive zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit des Speicherbetriebs anhand von Preisen

**Klassifizierung des Flexibilitätsbedarfs**

- Kategorie: Ökonomisches Potenzial
- Zeitdauer für positive/negativen Ausgleich: Tages- und Saisonspeicher
- Flexibilitätsoptionen: PWS, (AA-)CAES, H<sub>2</sub>-Elektrolyse
- Regionen/Märkte: Deutschland

**Zusammenfassung**

- Entsprechend den Ergebnissen der Modellierung steigt das ökonomische Potenzial für Flexibilitätsoptionen signifikant ab 2034. Als Triebfeder gilt der Anteil von fluktuierenden EE an der Stromerzeugung.
- Bereits ab 2022 erweist sich eine Erweiterung bestehender PSW um 3 GW/ 40 GWh als effizient.
- Das ökonomische Potenzial der Ladeleistung verteilt sich auf Kurzzeit- (19 GW) und Langzeitspeicher (34 GW).
- Die betrachteten Flexibilitätsinstrumente können konventionelle Kraftwerke ersetzen.
- Die Erschließung des ermittelten ökonomischen Potenzials ist auch abhängig von Erlösmöglichkeiten auf Regelleistungsmärkten zur Finanzierung der Kapitalkosten.

## 2.2.6 Szenarien für das Einsatzpotenzial von Energiespeichern im deutschen Strommarkt

Die VDE-Studie „Energiespeicher für die Energiewende“ (VDE 2012) untersucht die Herausforderungen beim Ausgleich der Fluktuationen von EE mit einem Anteil an der Stromnachfrage von 40 %, 80 % und 100 %. Neben flexiblen Kraftwerken und der Möglichkeit der Abregelung von EE-Anlagen soll mit Hilfe dieser Studie der Bedarf an zusätzlichen Speicheroptionen im Übertragungsnetz geklärt werden. Darüber hinaus wird der Einfluss von Speichern auf die Auslegung des Übertragungsnetzes analysiert, wogegen die



Rückkopplungen zum Verteilnetz ausgeblendet bleiben<sup>5</sup>. Die Studie abstrahiert von konkreten Speichertechnologien. Vielmehr wird eine allgemeine Unterteilung in Kurzzeitspeicher (hoher Wirkungsgrad, geringe Speicherkapazität) und Langzeitspeicher (geringer Wirkungsgrad, hohe Speicherkapazität) vorgenommen. Bei der nachgelagerten Ermittlung der Kosten des Speicherparks werden dann aber sehr wohl Annahmen über die mögliche technologiespezifische Zusammensetzung (PSW, AA-CAES, Batterien) getroffen. Die mit dieser Studie zu beantwortenden Forschungsfragen können wie folgt zusammengefasst werden:

- Wie hoch ist der zusätzliche Bedarf an Kurzzeit- und Langzeitspeichern zur Deckung der Stromnachfrage mit einem volatilen Angebot im Hinblick auf Leistung und Kapazität der Speicher neben flexiblen Kraftwerken und der Abregelung von EE?
- Welchen Einfluss haben Speicher auf die Stromerzeugung, Kosten und Emissionen?

Zu diesem Zweck wird ein Strommarktmodell für Deutschland eingesetzt, das den Einsatz eines gegebenen Speicher- und Kraftwerkparks kostenoptimal festlegt. Der Speicherpark wird exogen für die Modellrechnungen bestimmt. Daher werden zunächst fünf Szenarien für einen plausiblen Zubau an Speichern im Strommarkt festgelegt:

- „Szenario A“: Kein zusätzlicher Speicher. Der Ausgleich von Angebot und Nachfrage erfolgt durch (flexible) Kraftwerke, EE-Abregelung und bestehende PSW.
- „Szenario B“: Ausschließlicher Zubau an Kurzzeitspeichern gemäß dem ökonomischen Potenzial.
- „Szenario C“: Ausschließlicher Zubau an Langzeitspeichern gemäß dem ökonomischen Potenzial.
- „Szenario D“: Zubau an Kurzzeit- und Langzeitspeichern gemäß dem ökonomischen Potenzial.
- „Szenario E“: Zubau i.H.v. 50 % der Kurzzeit- und Langzeitspeicher gemäß Szenario D.

Um den Lösungsraum für den zukünftigen Speicherpark hinreichend einzugrenzen, werden die maximalen Überschüsse bzw. Unterdeckungen im Dargebot der EE auf Basis einer Analyse der Residuallast bestimmt (technisches Potenzial). Dabei werden die Variationen auf Tagesbasis (Kurzzeitspeicher) und darüber hinaus (Langzeitspeicher) abgegrenzt. Diese Extremwerte werden je nach Szenario als Nebenbedingungen für die verfügbare

---

<sup>5</sup> Die wirtschaftliche Bewertung von Speichern zur Vermeidung von Ausbaumaßnahmen im Übertragungs- und Verteilnetz werden in einem eigenständigen Abschnitt beleuchtet (vgl. 2.3.2).



Speicherkapazität in die Einsatzoptimierung übernommen. Der dann tatsächlich stattfindende Nutzungsgrad des Speicherparks als Ergebnis der Einsatzoptimierung wird gemäß der Studie als ökonomisches Potenzial interpretiert.

Tabelle 8 weist das technische Potenzial für die kurz- und langfristige Flexibilität im Strommarkt als Ergebnis der Residuallastanalyse aus. Bei der Ermittlung der Residuallast wird unterstellt, dass KWK-Anlagen vermehrt strompreisorientiert eingesetzt werden und somit keine weitere Reduktion der Residuallast im Sinne einer „must-run“-Kapazität bewirken. Das technische Potenzial für Flexibilitätsoptionen ist danach je nach Zeitdauer der Variation als maximale Amplitude von Leistungsüberschuss und -defizit sowie Energieüberschuss charakterisiert. Bei einem Anteil der EE von 80% besteht ein technisches Potenzial an kurzfristiger Flexibilität i.H.v. 37 GW/ 157 GWh. Berücksichtigt man die derzeitig verfügbare Kapazität an PSW von etwa 7 GW/ 48 GWh bestünde ein zusätzlicher Bedarf von 30 GW/ 110 GWh.

**Tabelle 8: Technisches Potenzial des Flexibilitätsbedarfes auf Basis einer Analyse der Residuallast.**

Quelle: (VDE 2012, p. 54)

	Deckungsgrad der EE an der Stromnachfrage			
	17%	40%	80%	100%
<b>Kurzzeitvariation (&lt;24 h)</b>				
max. Leistungsüberschuss [GW]	7	21	34	43
max. Leistungsdefizit [GW]	9	25	37	46
max. Energieüberschuss [GWh]	32	101	157	197
<b>Langzeitvariation (&gt;24 h)</b>				
max. Leistungsüberschuss [GW]	27	41	52	69
max. Leistungsdefizit [GW]	21	36	52	69
max. Energieüberschuss [GWh]	11.200	19.800	21.600	28.512

Gemäß dem Modellkonzept stellt das technische Potenzial die Obergrenze für die nutzbare Flexibilität im Strommarktmodell dar. Die tatsächliche Nutzung hängt von den technischen Rahmendaten im Vergleich zum konventionellen Kraftwerkspark ab (vgl. Tabelle 9). Kurzzeitspeicher werden vollständig im Rahmen der vorgegebenen Zubbaumöglichkeiten genutzt. Dagegen können Langzeitspeicher das maximale Potenzial nicht voll ausschöpfen. Durch den höheren Wirkungsgrad werden die Kurzzeitspeicher in der Einsatzreihenfolge bevorzugt und werden z.B. auch als Wochenspeicher genutzt. Allerdings können Langzeitspeicher den Bedarf an konventionellen Kraftwerken, insbesondere Gasturbinen,

entscheidend reduzieren und einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Ein vollständiger Ersatz der konventionellen Kapazität ist jedoch nicht möglich, da ein gewisser Teil für die Wiederverstromung der gespeicherten (erneuerbaren) Energieträger benötigt wird.

**Tabelle 9: Genutzte (zusätzliche) Flexibilität gemäß der Einsatzoptimierung (ökonomisches Potenzial).**

Quelle: (VDE 2012, p. 60, p. 70)

Szenario des Speicherausbau	Deckungsgrad der EE an der Stromnachfrage								
	40%				80%				100%
	B	C	D	E	B	C	D	E	D
<b>Kurzzeitvariation (&lt;24 h)</b>									
Leistungsüberschuss [GW]	16	-	16	8	28	-	28	14	36
Leistungsdefizit [GW]	15	-	15	8	26	-	26	14	35
Energieüberschuss [GWh]	80	-	80	40	140	-	140	70	184
<b>Langzeitvariation (&gt;24 h)</b>									
Leistungsüberschuss [GW]	-	29	23	12	-	45	36	18	68
Leistungsdefizit [GW]	-	20	17	11	-	30	29	18	42
Energieüberschuss [GWh]	-	3.800	2.100	2.600	-	9.000	8.000	7.500	26.000

Im Hinblick auf die Auswirkungen des Speichereinsatzes auf den konventionellen Kraftwerkspark sind auch generelle Erkenntnisse von Interesse. Bei einem Anteil von 40 % EE ist festzustellen:

- Langzeitspeicher verhindern die Abregelung von EE im Umfang von 260 GWh p.a. Dies entspräche etwa 0,1 % der gesamten EE-Erzeugung. Ein alleiniger Zubau von Kurzzeitspeichern (Szenario B) kann die Abregelung auf 27 GWh p.a. begrenzen.
- Die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken wird um 5 TWh p.a. gesteigert, um die Speicherverluste auszugleichen.
- Innerhalb des konventionellen Kraftwerksparks erhöht sich die Erzeugung aus Braunkohle, wogegen Steinkohle- und Gaskraftwerke geringere Strommengen produzieren.
- Eine Ermittlung der Systemkosten zeigt, dass durch den Speicherbetrieb nur geringe Einsparungen der variablen Erzeugungskosten erreicht werden, die die erforderlichen Kapitalkosten der Speicher nicht aufwiegen. Insgesamt liegen die Stromgestehungskosten in den Szenarien mit Speicherausbau (Szenario B-E) im Bereich von 83-89 €/MWh im Vergleich zu 79 €/MWh im Referenzszenario.

Im Rahmen des weiteren Ausbaus der EE auf 80 % treten die folgenden Entwicklungen zu Tage:

- Ohne eine zusätzliche Flexibilität im Stromsystem addieren sich die nicht genutzten EE-Überschüsse auf rund 21 TWh p.a. (5 % der jährlichen EE-Erzeugung). Kurzzeitspeicher können diese Überschüsse auf 11 TWh reduzieren. Im Szenario E (Kombination aus Kurzzeit- und Langzeitspeichern) kann die notwendige Abregelung von EE-Anlagen auf 0,4 TWh beschränkt werden.
- Durch Wirkungsgradeinbußen im Speicherbetrieb werden maximal 21 TWh zusätzliche Erzeugung benötigt (Szenario C).
- Durch die zusätzliche Integration von großen Mengen an erneuerbarer Erzeugung können Einsparungen bei den variablen Kosten bis zu 12 % p.a. realisiert werden. Trotzdem kann daraus keine Deckung der Kapitalkosten erreicht werden. Die Stromgestehungskosten liegen in den Speicherszenarien bei 82-90 €/MWh gegenüber 80 €/MWh im Referenzfall.

Die Bewertung der VDE-Studie (VDE 2012) hinsichtlich der Methodik sowie der Klassifizierung des angegebenen Flexibilitätsbedarfes führt zu folgendem Resultat:



**Stärken**

- Ableitung des technischen Potenzials für kurz- und langfristige Flexibilität anhand der Residuallast
- Ableitung des ökonomischen Potenzials durch modellbasierte Einsatzoptimierung von Speichern und konventionellen Kraftwerken
- Analyse von vier möglichen Szenarien für den Speicherzubau
- Verwendung von nachvollziehbaren Rahmenparametern (Leitstudie 2010)
- Untersuchung des Bedarfs an Flexibilität für EE-Anteile von 40 %, 80 % und 100 %

**Schwächen**

- Fokus liegt auf stündlichem Ausgleich von Angebot und Nachfrage (Spotmarkt)
- Speicherzubau ist zunächst exogen vorgegeben
- Ökonomisches Potenzial wird durch Kapazitätsauslastung in der Einsatzoptimierung, ohne Rücksicht auf Investitionskosten, festgelegt
- Keine Berücksichtigung des europäischen Strommarktes
- Keine Modellierung von bestimmten Speicheroptionen
- Keine Angaben zur Wirtschaftlichkeit der Speicheroptionen
- Ermittlung der Systemkosten über Annahmen zu Marktanteilen von Speichern (PSW, AA-CAES, Blei, Lithium, Natrium-Schwefel, Power-to-gas)

**Klassifikation des Flexibilitätsbedarfs**

- Kategorie: Technisches/Ökonomisches Potenzial
- Zeitdauer für positive/negativen Ausgleich: Tages- und Saisonspeicher
- Flexibilitätsoptionen: Kurzzeit- und Langzeitspeicher, Gasturbinen
- Regionen/Märkte: Deutschland

**Zusammenfassung**

- Bis 40 % EE reichen flexible Kraftwerke und eine geringe Abregelung zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage aus. Speicher führen zu einer Optimierung in der Einsatzreihenfolge von konventionellen Kraftwerken.
- Bei 80 % EE beträgt die nutzbare Kapazität an Kurzzeitspeichern 14 GW/ 70 GWh sowie an Langzeitspeichern 18 GW/ 7,5 TWh (Szenario E)
- Die Einsparungen der variablen Erzeugungskosten reichen für eine Deckung der Investitionskosten nicht aus. Trotzdem liegen die Systemkosten bei einem Speicherausbau je nach Szenario maximal 1 ct/kWh über dem Referenzfall.

## 2.2.7 Wirtschaftlichkeit des Speicherbetriebs im lokalen Kontext

Der Beitrag von (Hlusiak, Gerlach, and Breyer 2012) diskutiert die Ergebnisse einer Modellierung für die Stromversorgung der Allgäu-Region in Süddeutschland. Die kostenoptimalen Technologieoptionen werden für Anteile der EE von 0-100 % ermittelt. Abbildung 10 beschreibt den gewählten Modellaufbau. Danach wird die Stromnachfrage der Modellregion von zentralen (linke Seite) und dezentralen Erzeugungseinheiten gespeist. Zentral ans (Übertragungs)-Netz angeschlossen sind Windenergie- und PV-Anlagen sowie ein GuD-Kraftwerk, dessen Brennstoff aus einem Gasspeicher entnommen wird. Dabei kann der



Gasspeicher konventionell aus dem Gasnetz oder durch einen Elektrolyse- und Syntheseprozess mit „erneuerbarem“ Methan gefüllt werden. Weiterhin steht ein zentraler Batteriespeicher bereit. Auf der dezentralen Konsumentenseite (rechte Seite) wird die Durchdringung mit PV-Anlagen und Batteriespeichern angenommen.

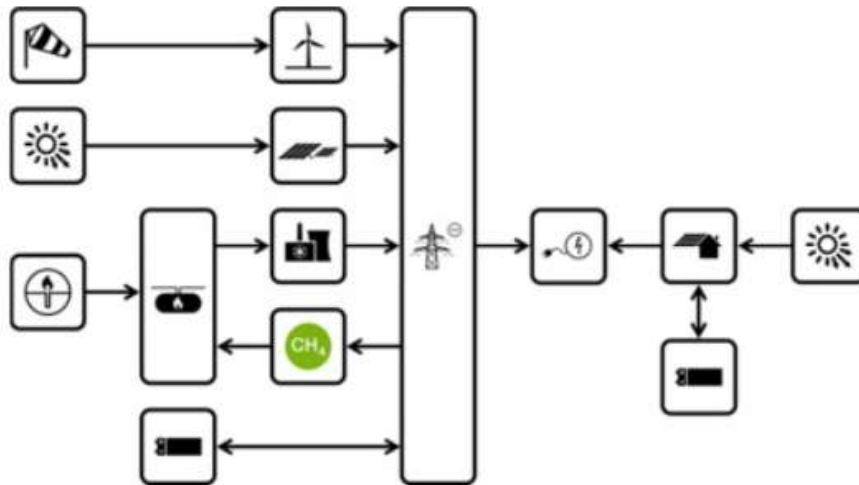


Abbildung 10: Modellstruktur für das Energiesystem der Allgäu-Region mit zentraler (linke Seite) und dezentraler Stromerzeugung (rechte Seite).

Quelle: (Hlusiak, Gerlach, and Breyer 2012)

Die relevanten Modellparameter umfassen lokal und stündlich aufgelöste Zeitreihen für Wind- und PV-Einspeisung sowie den Stromverbrauch, der für die etwa 200.000 Einwohner zwischen 70 und 233 MW schwankt. Der Gaspreis wird als Referenzmaßstab auf 50 €/MWh<sub>th</sub> festgelegt.

Die Modellergebnisse für die Simulation des schrittweisen Ausbaus der EE auf 100 % werden im Folgenden skizziert (vgl. Abbildung 11):

- Im ersten Schritt werden dezentrale PV-Batterie-Systeme im Umfang von 75 MWp und 75 MWh (Batteriekapazität) zugebaut (rote Linie). Dadurch steigt der Anteil der EE auf 7 % der Stromnachfrage.
- Auf der zentralen Erzeugerseite wird im zweiten Schritt zunächst die Windenergie auf etwa 120 MW ausgebaut (blaue Linie). Der EE-Anteil steigt damit auf etwa 22 %. Von diesem Punkt an sind große Zuwächse bei den zentralen PV-Anlagen auf etwa 550 MWp zu verzeichnen (gelbe Linie). Parallel dazu wird die installierte Leistung der WEA auf 220 MW gesteigert. Der EE-Anteil beträgt nun etwa 58 %. Bis zu diesem Punkt wird über die dezentralen Batteriesysteme hinaus keine weitere Speicherkapazität zugebaut.



- Eine weitere Steigerung des EE-Anteils über 58 % hinaus erfordert jedoch zusätzliche Flexibilität im Stromsystem. Folglich wird neben dem weiteren (zentralen) Ausbau von Wind (bis zu 550 MW) und PV (bis zu 850 MWp) eine zusätzliche Speicherkapazität durch Batteriespeicher (bis zu 400 MWh) und Elektrolyse (bis zu 120 MW) bereitgestellt.
- Eine Analyse der Stromerzeugung zeigt, dass der fossile Deckungsgrad durch das Gaskraftwerk mit dem Ausbau von Wind und PV, entsprechend dem jeweiligen EE-Anteil, zurückgeht. Ab etwa 40 % EE-Anteil übersteigt das Angebot aus EE zeitweise die Nachfrage. Im weiteren Verlauf werden daher Speicher vom Modell als ökonomisch effizient herangezogen. Trotzdem verbleiben Überschussmengen im Umfang von 15 % der Nachfrage ungenutzt, da der weitere Speicherausbau ökonomisch nicht effizient ist.

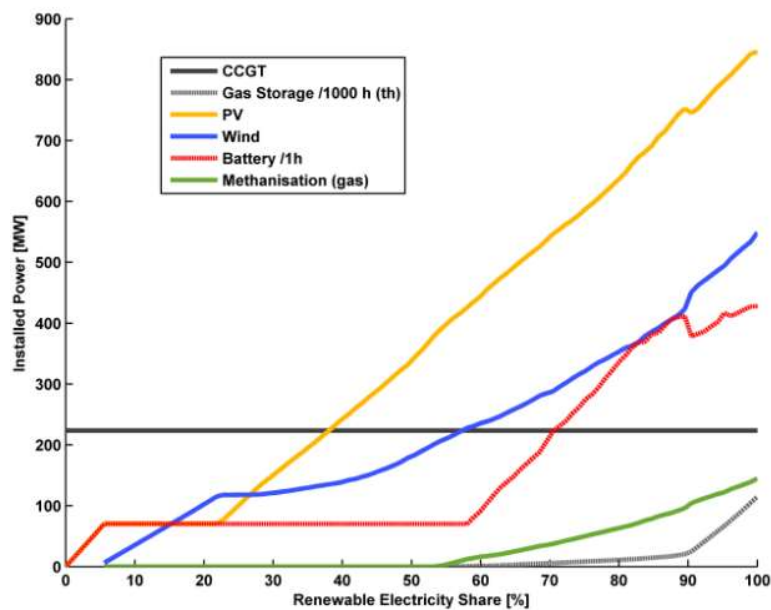


Abbildung 11: Modellergebnisse des Stromversorgungssystem der Allgäu-Region bei Anteilen von EE bis 100 %.

Quelle: (Hlusiak, Gerlach, and Breyer 2012)

Die Bewertung des Beitrags von (Hlusiak, Gerlach, and Breyer 2012) hinsichtlich der Methodik sowie der Klassifizierung des angegebenen Flexibilitätsbedarfes führt zu folgendem Resultat:

**Stärken**

- Modellbasierte Analyse des kostenoptimalen Ausbaus der Stromversorgung mit EE-Anteilen von 0-100 %
- Hohe zeitliche (1 h) und lokale Auflösung für Wind- und PV-Einspeisung sowie der Stromnachfrage
- Berücksichtigung des Konsumentenverhaltens mit Eigenerzeugung (PV und Batteriespeicher) auf die zentrale Stromerzeugung
- Speichertechnologien umfassen Kurzzeit- und Langzeitspeicheroptionen

**Schwächen**

- Nur eine konventionelle Erzeugungstechnologie (GuD-Kraftwerk)
- Keine Interaktion mit nationalem Stromversorgungssystem
- Statische Struktur der Investitionskosten ohne weitere Sensitivitätsanalyse
- Keine Berücksichtigung von
  - zusätzlichen Flexibilitätsinstrumenten,
  - nationalem Stromverbrauch,
  - Bedarf an Regelleistung,
  - Preissignalen vom nationalen/europäischen Strommarkt.

**Klassifikation des Flexibilitätsbedarfs**

- Kategorie: Ökonomisches Potenzial
- Zeitdauer für positiven/negativen Ausgleich: täglich und saisonal
- Flexibilitätsoptionen: Batterien, Power-to-Gas
- Regionen/Märkte: Allgäu (Süddeutschland)

**Zusammenfassung**

- Der Flexibilitätsbedarf wird im regionalen Kontext (200.000 Einwohner) anhand des Anteils der Einspeisung von EE an der Stromnachfrage abgeschätzt. Der kostenoptimale Ausbau sieht zunächst dezentrale Batteriespeicher in Verbindung mit PV-Anlagen vor (etwa 50 % der durchschnittlichen Stromnachfrage).
- Zentrale Speichersysteme erweisen sich ab etwa 55-60 % EE-Anteil als ökonomisch effizient, um den zusätzlichen Flexibilitätsbedarf zu decken. Die Kurzfristspeicher sind danach in der Lage, den mittleren Stromverbrauch für etwa 3 Stunden zu decken. Über die Langzeitspeicher wäre der Stromverbrauch von etwa 3 Wochen abgedeckt.
- Das Kostenminimum des Gesamtsystems liegt bei einem EE-Anteil von 50 %, wenn keine CO<sub>2</sub>-Kosten berücksichtigt werden und verlagert sich zu höheren EE-Anteilen bei steigenden Gas- und CO<sub>2</sub>-Preisen.
- Bei 100 % EE betragen die Gesamtsystemkosten etwa 16 ct/kWh.



## 2.3 Energiespeicher zur Versorgungssicherheit und Netzstabilität

Die Auswertungen zum Stand der Forschung haben gezeigt, dass der zeitliche Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung der EE das Hauptargument für einen steigenden Bedarf an Speichern und weiteren Flexibilitätsoptionen darstellt. Neben diesem als technisches Potenzial charakterisierten Flexibilitätsbedarf, der zumeist aus der Volatilität der Residuallast abgeleitet wird, steht die Quantifizierung eines oder mehrere Marktpotenziale für die unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen noch aus. Bisherige Fallstudien und Modellierungen setzen auf isolierte Speichieranwendungen auf Spot- und Regelleistungsmärkten, um die Wirtschaftlichkeit von Speicheroptionen nachzuweisen (Gatzen 2008; Loisel et al. 2010). Dabei sind die Resultate naturgemäß bedingt von den Annahmen und Rahmenbedingungen der verwendeten (Strommarkt)-Modelle.

Andererseits sind Speicher in der Lage, eine Vielzahl von Dienstleistungen anzubieten, die in der heutigen Marktumgebung noch nicht kompensiert werden (Electric Power Research Institute 2010). Zum einen könnte unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit der geringe Kapazitätskredit von Windenergie- und PV-Anlagen durch zusätzliche Speichermöglichkeiten gesteigert werden und somit eine ineffiziente Vorhaltung konventioneller Kraftwerksleistung kompensieren (VDE 2012; Steinke, Wolfrum, and Hoffmann 2013). Darüber hinaus könnte das Management von Engpässen im Übertragungs- und Verteilnetz von Speichern auf der Last- oder Erzeugerseite übernommen und so die Netzstabilität verbessert werden.

Auf Basis dieser Vorüberlegungen soll im Folgenden der Frage nachgegangen werden, ob Energiespeicher aus technischer Sicht einen Mehrwert für die Versorgungssicherheit und die Netzstabilität generieren, auch wenn im heutigen Strommarktdesign eine Kompensation dieser Dienstleistungen (noch) nicht vorgesehen ist.

### 2.3.1 Energiespeicher zur Versorgungssicherheit

Die Entwicklung des deutschen Kraftwerkparks bis zum Jahr 2050 ist von einer Vielzahl von unsicheren Rahmenparametern und Einflussfaktoren abhängig. Dem Grunde nach werden heutige Investitionen in Erzeugungsanlagen getätigt, wenn die diskontierten Einnahmen aus der Stromerzeugung und weiteren Dienstleistungen die Ausgaben für Kapital- und Betriebskosten übersteigen. Aus heutiger Sicht sind neben externen Faktoren, wie beispielsweise künftige Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise, auch die Fragen zum Marktdesign noch



nicht abschließend geklärt. Der Umgang mit den bestehenden Unsicherheiten bei der Beantwortung von Fragen, die Systemzustände in 30-40 Jahren betreffen, wird durch eine möglichst breitgefächerte Auswahl konsistenter Szenarien erleichtert.

Für den deutschen Strommarkt liegt ein geeigneter Entwurf von Szenarien bis zum Jahr 2050 vor, auf dessen Basis eine Analyse der Rückkopplung von Speichern auf die Kraftwerksstruktur ermöglicht wird (VDE 2012). Als Stützpunkte im Zeitverlauf werden keine bestimmten Jahre, sondern Systemzustände mit markanten Stufen im Ausbau der EE herangezogen (40 %, 80 %). Ausgehend von einem Referenzfall (vgl. Tabelle 10) ohne zusätzliche Speicher (Szenario „A“) wird ein Szenario mit maximalem Ausbau von Kurzzeitspeichern (Szenario „B“) definiert. Demgegenüber soll in einem weiteren Schritt die Verfügbarkeit von Kurz- und Langzeitspeichern im Umfang von 50 % des maximalen Kapazitätsausbaus betrachtet werden (Szenario „E“). An dieser Stelle sollte betont werden, dass ohne zusätzliche Flexibilitätsoptionen ein Anteil von 80 % EE nicht erreicht werden kann. Insofern werden die gezeigten Szenarien nur vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit bewertet.

Für den Referenzfall (40 % EE) beträgt die installierte Leistung von Gaskraftwerken zur Versorgungssicherheit annahmegemäß 17,8 GW. Das Szenario „B“ unterstellt zusätzliche Kurzzeitspeicher im Umfang von 16 GW (80 GWh). Die Versorgungssicherheit wird dadurch jedoch nur marginal beeinflusst, da die Kapazität der Gaskraftwerke nur um 300 MW geringer ausfällt. Ein anderes Bild ergibt sich unter Berücksichtigung von Langzeitspeichern in Höhe von 11,6 GW (Szenario „E“) sowie dem hälftigem Ausbau an Kurzzeitspeicher (verglichen mit „B“). Zur Sicherung der Stromversorgung sind nun nur noch 10,2 GW (7,6 GW weniger) reine Gaskraftwerke erforderlich. Im Szenario mit 80 % EE kann die konventionelle Kapazität der Gaskraftwerke merklich von 40,2 GW auf 20,5 GW (minus 19,7 GW) reduziert werden. Natürlich sind für Langzeitspeicheroptionen wie z. B. Power-to-Gas auch Technologiepfade für die Rückverstromung vorzuhalten. Die hierfür erforderlichen Gaskraftwerke übersteigen im 40 %-Szenario mit 11,1 GW die zuvor durch die Langzeitspeicher erwirkte Verringerung an konventioneller Kapazität. Dagegen fällt der Zuwachs an Gaskraftwerken für Langzeitspeicher bei 80 % EE geringer aus, so dass die installierte Leistung des Kraftwerkparks um 1,9 GW im Vergleich zum Referenzfall sinkt. In einer ähnlichen Größenordnung bewegt sich der Kompensationseffekt (minus 1,5 GW), wenn ausschließlich Kurzzeitspeicher installiert werden.



Tabelle 10: Konventioneller Kraftwerkspark und Szenarien für den Speicherausbau in Deutschland.

Quelle: (VDE 2012, pp. 60, 61, 70, 71)

Szenario für den Speicherausbau	Anteil der EE an der Stromnachfrage					
	40%			80%		
	A	B	E	A	B	E
<b>Energiespeicher [GW]</b>						
Kurzzeit (5 h)	-	16,0	8,0	-	28,0	14,0
Langzeit (200-400 h)	-	-	11,6	-	-	17,8
<b>Gaskraftwerke [GW]</b>						
Zur Versorgungssicherheit	17,8	17,5	10,2	40,2	38,7	20,5
Für Langzeitspeicher	-	-	11,1	-	-	17,8
<b>Übrige Kraftwerke [GW]</b>						
Braunkohle		15,5			0,0	
Steinkohle		15,7			3,8	
KWK (fossil)		24,1			23,3	
KWK (Biomasse)		8,9			10,6	
<b>Kraftwerke gesamt (inkl. Gas) [GW]</b>	<b>82,0</b>	<b>81,7</b>	<b>85,5</b>	<b>77,9</b>	<b>76,4</b>	<b>76,0</b>

Die vorgestellten Szenarien hinsichtlich eines Ausbaus von Kurz- und Langzeitspeichern und dessen Rückwirkung auf den konventionellen Kraftwerkspark zeigt, dass Energiespeicher durchaus zur Versorgungssicherheit beitragen können. Dabei übernehmen insbesondere Langzeitspeicher die Aufgaben von konventionellen Gaskraftwerken. In der Gesamtschau kann die installierte Kraftwerksleistung zwar nur geringfügig verringert werden. Jedoch gewährleistet die Option zur Rückverstromung von „erneuerbarem“ Methan in Gaskraftwerken, dass EE-Anteile in der Stromversorgung über 80 % zu erreichen sind.

### 2.3.2 Energiespeicher zur Stabilität der Übertragungs- und Verteilnetze

Für die Beantwortung der Frage, ob zusätzliche Speicherkapazität die Anforderungen an das Übertragungsnetz im Zuge des weiteren Ausbaus der EE abschwächen könnte, ist eine detaillierte Kenntnis der Energieflüsse im Stromnetz erforderlich. In (VDE 2012) werden vier Netzmodelle vorgestellt, die unterschiedliche Ausbaustufen des Übertragungsnetzes in Kombination mit EE-Anteilen von 17 %, 40 % und 80 % analysiert.

Das „Netzmodell 1“ entspricht dem derzeitigen Zustand des Übertragungsnetzes in Deutschland. Dagegen werden im „Netzmodell 2“ bereits die Empfehlungen der ersten Netzstudie der Deutschen Energieagentur (dena) als umgesetzt angesehen (dena 2005),



wogegen „Netzmodell 3“ auf Basis der zweiten Netzstudie (dena 2010) aufgebaut ist. Die höchste Ausbaustufe wird im „Netzmodell 4“ durch die Berücksichtigung von zusätzlichen Hochspannungsgleichstromleitungen (HVDC) erreicht.

Tabelle 11: Analyisierte Netzmodelle für EE-Anteile von 17 %, 40 % und 80 %.

Quelle: (VDE 2012, p. 85)

Netzausbau	Anteil der EE an der Stromnachfrage		
	17%	40%	80%
Gering		Modell 1	Modell 2 (modifiziert)
Mittel	Modell 1	Modell 2 Modell 2 (modifiziert)	Model 3
Hoch		Model 3 (reduziert)	Model 4

Komplementär zu den beschriebenen Netzmodellen werden zusätzliche Energiespeicher in das System in unterschiedlichen Größenordnungen implementiert (Szenario A – heutige Pumpspeicher, Szenario D – Vollausbau Kurzzeit- und Langzeitspeicher, Szenario E: 50 % von Szenario D, vgl. auch Abschnitt 2.2.6), um die Auswirkungen auf extreme Netzzustände zu analysieren. Die Zuordnung der Speicher zu bestimmten Netzknoten folgt zweier Extremfälle: Positionierung in Verbrauchernähe (Variante: Last) oder Erzeugernähe (Variante: EE).

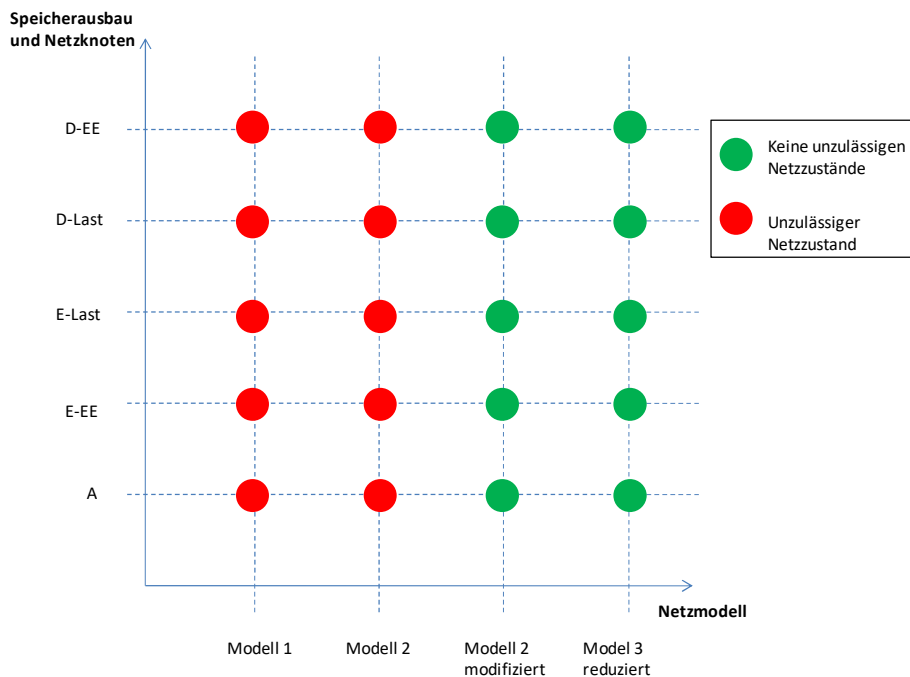


Abbildung 12: Ergebnisse der Netzsimulation bei 40 % EE. Quelle: (VDE 2012, p. 134)



Die Ergebnisse zeigen, dass bei einem Anteil von 40 % EE der heutige Netzzustand (Modell 1) und die im Bau befindlichen Leitungen (Modell 2) nicht genügen, um Überlastungen der Netzbetriebsmittel und damit unzulässige Systemzustände zu vermeiden. Allerdings könnten kleinere Erweiterungen des Netzmodells 2 (modifiziert) genügen, um die Zulässigkeit der Energieflüsse zu gewährleisten. Auch eine Umsetzung des Netzmodells 3 in reduzierter Form könnte den erhöhten Anforderungen durch den Ausbau der EE auf 40 % genügen. Dagegen weisen die Ergebnisse der Netzsimulation darauf hin, dass ein 80 %-iger Anteil von EE nur im Rahmen der höchsten Ausbaustufe (Netzmodell 4) unter Netzgesichtspunkten zulässig wäre (VDE 2012).

Darüber hinaus lässt sich festhalten, dass der (kosteneffiziente) Ausbau der Speicherkapazität kaum messbare Effekte auf den erforderlichen Netzausbau ausübt. Die Netzsimulationen zeigen, dass der Ausbau des Übertragungsnetzes die Voraussetzung zur Vermeidung unzulässiger Systemzustände darstellt. Obwohl die auf Deutschland fokussierte Simulation keine Möglichkeit zum Import/Export von Elektrizität in/aus Nachbarstaaten vorsieht, wird die Dringlichkeit der Umsetzung der seit geraumer Zeit vorliegenden Empfehlungen deutlich, da die Annahmen über den Ausbau der EE regelmäßig von den tatsächlichen Zubauten übertroffen wurden. Energiespeicher stellen hierfür keine Option dar, den Ausbau des Übertragungsnetzes zu verzögern. Andererseits gilt ein qualitativ hochwertiges Netz als Voraussetzung, zusätzliche Energiespeicher zur Erhöhung der Systemflexibilität unabhängig vom Standort aufzunehmen (Haller 2011; Ludig 2012).

Unabhängig von den vorangegangenen Betrachtungen zum Übertragungsnetz müssen die Wirkungen von Energiespeichern im Verteilnetz beurteilt werden. Eine Ertüchtigung der Verteilnetze (Nieder-, Mittel, Hochspannung) zur Aufnahme von dezentral erzeugten Energiemengen erfordert im Basisfall einen Kapitalbedarf von 27,5 Mrd. € bis zum Jahr 2030 (dena 2012). Der Einsatz von Speichern unter dem Gesichtspunkt der optimalen Netzauslastung könnte diesen Betrag um bis zu 4,8 Mrd. € reduzieren (vgl. Abbildung 13). Dafür wäre in 2030 eine Speicherkapazität von 37,5 GW/ 96 GWh an den Netzknoten der dezentralen Einspeisung erforderlich. Die spezifische Kostensenkung bezogen auf die erforderliche Speicherkapazität entspräche 128 €/kW bzw. 50 €/kWh. Diese Beträge würden aus heutiger Sicht nicht zur Refinanzierung von dezentralen Speicheroptionen ausreichen. Auf der anderen Seite führt ein preisorientierter Einsatz von Speichern am Spot- und/oder Regelleistungsmarkt zu erhöhten Anforderungen an das Verteilnetz, wenn dadurch Netzengpässe verstärkt werden. Es sollte allerdings betont werden, dass sich die beiden



Betriebsstrategien nicht ausschließen. Vielmehr müsste die preisorientierte Fahrweise der Speicher auf unkritische Netzzustände beschränkt werden, wenn der Ausbau der Verteilnetze kosteneffizient durchgeführt werden soll.

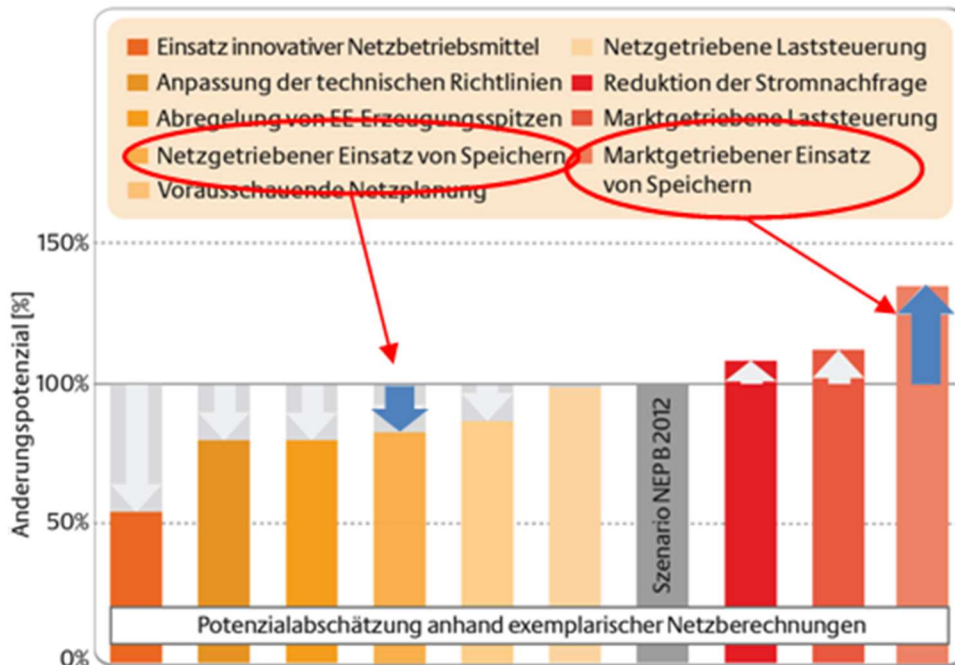


Abbildung 13: Anforderungen an den Ausbau der Verteilnetze. Sensitivität des Kapitalbedarfs durch technologische Optionen zum Netzmanagement.

Quelle: (dena 2012, p. 10) mit eigenen Hervorhebungen.

## 2.4 Methodologische Bewertung der aktuellen Forschung

Die Ergebnisse der aktuellen Forschung zeigen, dass eine Reihe von wissenschaftlichen Methoden zur Potenzialbestimmung von Flexibilitätsinstrumenten zur Verfügung steht. Derzeit sind jedoch häufig noch technische sowie (volks-)wirtschaftliche Betrachtungsweisen vorherrschend. Insbesondere die Ableitung eines Marktpotenzials von bestimmten Technologien stellt eine große Herausforderung bei der methodischen Abgrenzung dar. Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden die verwendeten Methoden näher analysiert. Beim Vergleich der eingesetzten Methoden wird eine Differenzierung anhand der jeweiligen Potenzialkategorie vorgenommen.

### 2.4.1 Technisches Potenzial

Die Ableitung des technischen Potenzials von Flexibilitätsinstrumenten in zukünftigen Energiesystemen bildet meist den Ausgangspunkt der wissenschaftlichen Analyse (VDE 2012; W.-P. Schill 2014; Heide et al. 2010). Dazu werden explorative Szenarien für den Ausbau der regenerativen Erzeugungskapazität (Wind, PV, Biomasse) innerhalb eines festgelegten



Zeithorizonts herangezogen, um daraus die dargebotsabhängige Einspeisung in hoher zeitlicher Auflösung (z. B. 8760 h/a) zu bestimmen. Das charakteristische Profil der Erzeugung aus vEE basiert auf historischen Wetterjahren (W.-P. Schill 2014; Heide et al. 2011) oder numerischen Simulationen (Inage 2009). Diese Zeitreihe der EE-Einspeisung (Angebot) wird der räumlich äquivalenten Stromnachfrage (regionale, nationale, europäische Ebene) gegenübergestellt, um daraus die residuale Stromnachfrage zu ermitteln. Diese sogenannte Residuallast wird im Allgemeinen von regelbaren Stromerzeugern ausgeglichen. Aus der Analyse der (stündlich aufgelösten) Residuallast für zukünftige Analysejahre (z. B. 2020, 2030, 2050) lassen sich insbesondere die folgenden Kennzahlen ableiten:

- Maximale Residuallast: Notwendige Mindest-Leistung der Reservekraftwerke (Backup) bzw. positive Flexibilität (Ausspeicherung, Lastreduktion u. ä.),<sup>6</sup>
- Minimale Residuallast: Negative Werte bedeuten Stromüberschüsse aus EE. Notwendige Leistung an negativer Flexibilität (Einspeicherung, Lasterhöhung, Abregelung u. ä.),
- Überschussmengen: Aggregation der zusammenhängenden Stunden mit Stromüberschüssen. Bedarf an maximaler Speicherkapazität.

---

<sup>6</sup> Auch in Energiesystemen mit geringem vEE-Anteil wird eine Flexibilität (positiv/negativ) benötigt, um Schwankungen der Stromnachfrage auszugleichen. Die Flexibilität wird i.d.R. vom hydro-thermischen Kraftwerkspark bereitgestellt. Mit steigendem vEE-Anteil und sinkender Auslastung der konventionellen Kraftwerke spielt die Frage der Deckung des Flexibilitätsbedarfs jedoch eine größere Rolle.



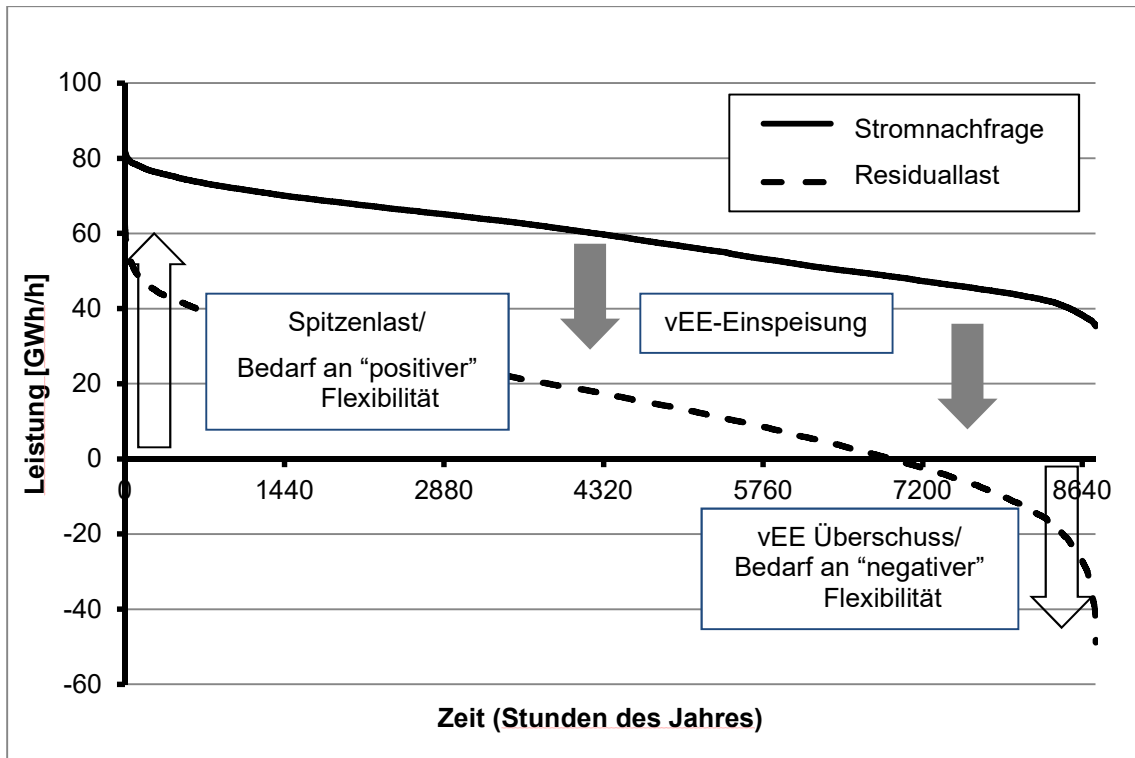


Abbildung 14: Technisches Potenzial für Flexibilitätsoptionen, abgeleitet aus der Residuallastkurve. Maxima können durch „positive“ Flexibilität im Energiesystem reduziert werden. Überschüsse (Minima) bedürfen „negativer“ Flexibilität.

Quelle: Eigene Darstellung nach Daten von (Nitsch et al. 2012)

Die aus der Zeitreihe der Residuallast bestimmten Kennzahlen können als technisches Potenzial für den Flexibilitätsbedarf interpretiert werden (vgl. Abbildung 14). Die Vergleichbarkeit der Ergebnisse einer solchen Residuallastanalyse leidet an den unterschiedlichen Annahmen zum Ausbau der EE, der verwendeten Wetterjahre sowie der angenommenen Entwicklung der Stromnachfrage (konstant, steigend, fallend). Zudem wird in einigen Arbeiten eine bestimmte konventionelle Kraftwerksleistung zur Gewährleistung der Systemsicherheit vorgesehen, die sich erhöhend auf das ermittelte technische Potenzial auswirkt (W.-P. Schill 2014; Krzikalla, Achner, and Brühl 2013; Consentec, FGH, and IAEW 2012). Eine detaillierte Untersuchung der zeitlichen Verteilung der Überschussmengen per Frequenzanalyse lässt auch eine Differenzierung des technischen Potenzials in kurzzeitige und saisonale Flexibilität (VDE 2012).

### 2.4.2 Ökonomisches Potenzial

Für die Bestimmung der Wirtschaftlichkeit<sup>7</sup> einer Technologie sind zumindest deren Kosten sowie die eines Referenzsystems zu bestimmen. Diese setzen sich regelmäßig aus den Kapital- und Betriebskosten zusammen und bilden die Grundlage für die Kapazitätsplanung des Entscheiders. Da die spezifischen Kosten (je MWh) von der Auslastung der jeweiligen Anlage abhängig sind, wird die Investitionsauswahl auch durch die (optimale) Betriebsführung der Technologien beeinflusst. Es ist zu beachten, dass das ökonomische Potenzial der jeweiligen Technologien von den (multiplen) energie- und umweltpolitischen Zielen und Rahmenbedingungen, wie z.B. Energiesicherheit, „grünes“ Wachstum und/oder Vermeidung von Klimaschäden, abhängig ist (Edenhofer et al. 2013).

Durch die große Anzahl an Variablen und Systemzuständen werden im Allgemeinen modellbasierte Optimierungsverfahren eingesetzt. Diese können den gesamten Zeitraum vom heutigen Systemzustand bis zum Zieljahr abbilden (Kuhn 2011; VDE 2012) oder einen bestimmten Systemzustand in der Zukunft untersuchen (Steinke, Wolfrum, and Hoffmann 2013). Im Hinblick auf das wirtschaftliche Potenzial wird eine kostenoptimale Deckung der (stündlichen) Residuallast angestrebt. Weitere Effekte und ökonomische Nutzungspfade, die die Wirtschaftlichkeit der Anlagen aus Systemsicht beeinflussen könnten, bleiben zumeist unberücksichtigt (vgl. Abbildung 15). Der primäre Nutzen aus Systemsicht erwächst aus dem Trade-off von eingesparten variablen Kosten (Brennstoffe, CO<sub>2</sub>) im Vergleich zu den Investitionskosten der Flexibilitätsoptionen. Zusätzliche Strafterme auf die Abregelung von vEE können deren Integration ins Energiesystem und den Flexibilitätsbedarf zusätzlich erhöhen.

---

<sup>7</sup>Es wird von einer volkswirtschaftlichen Betrachtungsweise ausgegangen, d. h. die Vorteilhaftigkeit einer Technologie berücksichtigt keine individuellen Anreizsysteme der relevanten Akteure.



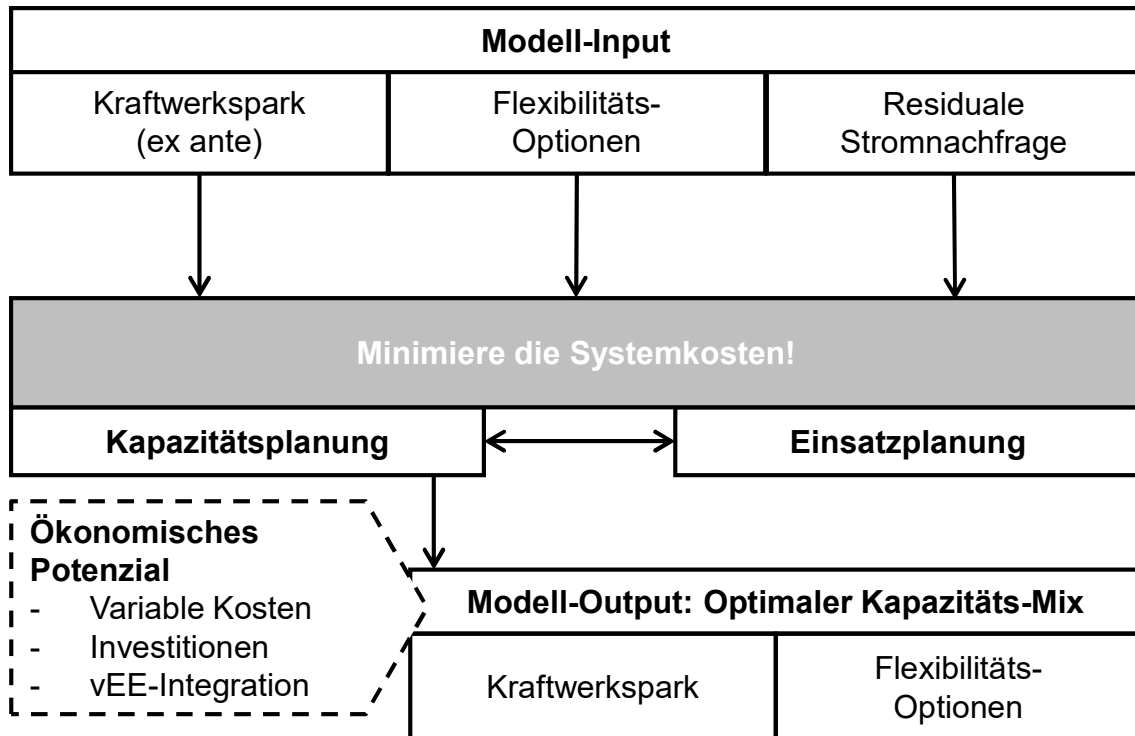


Abbildung 15: Bestimmung des ökonomischen Potenzials von Flexibilitätsoptionen mit Hilfe von Energiesystemmodellen.

In (Kuhn 2011) wird ein integriertes Modell zur Investitionsplanung und Betriebsoptimierung eingesetzt. Als Technologieoptionen stehen neben dem derzeitigen konventionellen Kraftwerkspark in Deutschland typisierte Neubauprojekte sowie eine Auswahl an Speichertechnologien als Flexibilitätsoption zur Verfügung. Der optimale Ausbaupfad der Speicher reagiert sehr sensitiv auf Veränderungen der Kostenstruktur. Um die daraus resultierenden Unsicherheiten zu umgehen, wird in (VDE 2012) die Investitionsentscheidung mit Hilfe der Szenariotechnik getroffen. Danach werden typisierte Speicheroptionen (Kurzzeit- und Langzeitspeicher) zunächst in Höhe des ermittelten technischen Potenzials in einem Einsatzplanungsmodell berücksichtigt. Aus der im Optimierungsverfahren tatsächlich genutzten Speicherkapazität wird auf das wirtschaftliche Potenzial geschlossen, obwohl die Vollkosten eines Energiesystems mit Speichern je nach Ausbauszenario oberhalb der Referenzvariante liegen<sup>8</sup>. (W.-P. Schill 2014) verwendet ein lineares Modell zur Fahrplanoptimierung der konventionellen Kraftwerke sowie drei Speicheroptionen. Als zusätzliches Instrument wird modellseitig die Möglichkeit der (kostenlosen) Abregelung von EE-Anlagen eingeräumt. Dabei orientiert sich die exogen vorgegebene Entwicklung des

<sup>8</sup> Positiv formuliert kann man auch davon sprechen, dass die Kosten für einen vollständigen Ausbau von Kurzzeit- und Langzeitspeichern im vertretbaren Rahmen von etwa 0,5-1 ct/KWh ggü. dem Referenzsystem ansteigen. Gleichzeitig werden umfassende Abregelungen der EE-Erzeugung vermieden, sodass EE-Anteile in der Stromerzeugung oberhalb von 70 % zu erreichen sind.

Kraftwerksparks an den Erwartungen der Netzbetreiber im Netzentwicklungsplan (NEP) ohne Rückkopplungen durch eine Evolution des Speicherparks explizit zu berücksichtigen.

Die angesprochenen Modellansätze analysieren den Flexibilitätsbedarf unter der Annahme einer exogen vorgegebenen vEE-Kapazität. Im Gegensatz dazu verwendet (Hirth 2015) ein Verfahren, dass die hohe zeitliche und räumliche Auflösung von Strommarktmodellen mit der Ausbauplanung von vEE aus Integrated Assessment Modellen verknüpft. Dabei werden auch bestehende Infrastrukturgegebenheiten wie Kraftwerkspark und Übertragungsnetzkapazität berücksichtigt.

### 2.4.3 Marktpotenzial

Bisherige Untersuchungen zum Marktpotenzial von Flexibilitätsoptionen betrachten vorwiegend isolierte Anwendungsfälle. Auf der Systemebene bestehen Ansatzpunkte für Analysen zum Speichereinsatz unter institutionalisierten und regulierten Rahmenbedingungen, wie etwa Spot-, Intraday- und Regelleistungsmärkten (Loisel et al. 2010; Gatzen 2008; Krog Ekman and Højgaard Jensen 2010). Dazu werden historische oder modellbasierte Zeitreihen der Marktpreise verwendet, um den optimalen Einsatzfahrplan der Flexibilitätsoption und die daraus resultierenden Erlöse zu bestimmen. Gerade bei modellbasierten Methoden, die Preisprognosen über einen Horizont von 10-20 Jahren vornehmen, besteht die Schwierigkeit, in sich konsistente Gleichgewichte auf allen Märkten abzubilden.

Aus der Sicht einzelner Technologien erfolgen Marktabschätzungen durch Analysen der Wirtschaftlichkeit der Technologieoptionen, ohne jedoch die Rückkopplungen durch ein „hochskalieren“ des betrachteten Anwendungsfalles auf das Gesamtsystem zu betrachten (Marnay et al. 2009; Siddiqui et al. 2005). Hierbei spielen subjektive Annahmen über den zukünftigen Verlauf der Endkundenpreise eine große Rolle bei der Beurteilung von Investitionsentscheidungen, die nicht zwingend an Szenarien für die Gesamtentwicklung des Energiesystems gekoppelt sind. Darüber hinaus sind Anwendungsfälle von Flexibilitätsinstrumenten denkbar, die weder über einen Marktmechanismus noch eine sonstige Erlösmöglichkeit kompensiert werden, z. B. vermiedene Netzerweiterungen, Angebot von gesicherter Leistung sowie bestimmte Systemdienstleistungen.

Mittlerweile gilt als anerkannt, dass ein Geschäftsmodell für Flexibilitätsoptionen von der Aggregation der Wertströme aus dem Angebot von Dienstleistungen entlang der Wertschöpfungskette lebt (He et al. 2011; Akhil et al. 2013). (He et al. 2011) beschreiben



beispielsweise ein Konzept, in dem das Recht an der Nutzung eines Energiespeichers über verschiedene Zeithorizonte per Auktion unter den Akteuren verteilt wird.

Die verallgemeinerte Struktur der Modelle, die in der aktuellen Forschung zur Bestimmung des Marktpotenzials von Flexibilitätsoptionen eingesetzt werden, wird in Abbildung 16 dargestellt. Die Unterschiede in den Ansätzen und Ergebnissen solcher Studien erwachsen insbesondere aus der Ausgestaltung und dem Detailierungsgrad der einzelnen Teilmodule der Modellstruktur.

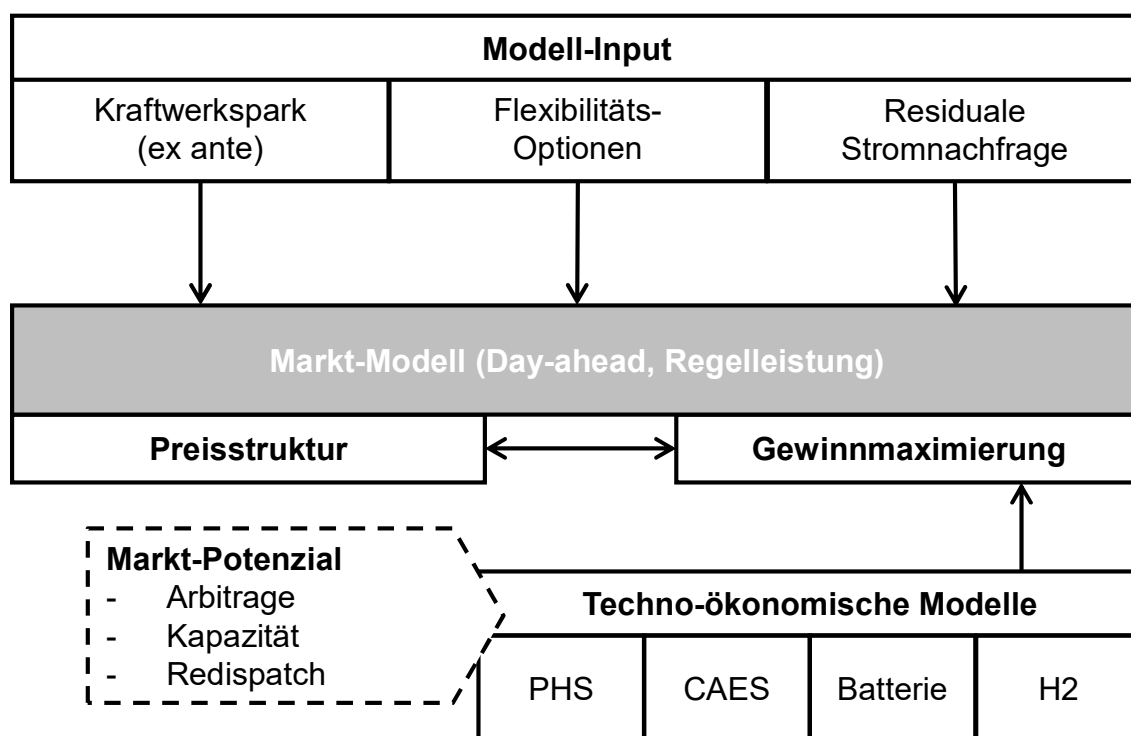


Abbildung 16: Bestimmung des Marktpotenzials von Flexibilitätsoptionen anhand von Energiemarktmodellen.

Quelle: (Kondziella and Bruckner 2016)

## 2.5 Zusammenfassung zum Stand der Forschung

Die im Kapitel 2 ausgewerteten Studien zielen darauf ab, den Flexibilitätsbedarf zu bestimmen, der erforderlich ist, um einen vollständigen Ausgleich von Stromnachfrage und -angebot auf unterschiedlichen zeitlichen Skalen zu ermitteln. Dabei wird von der Hypothese ausgegangen, dass ein Speicher-/Flexibilitätsbedarf vom vEE-Anteil in einem betrachteten Energiesystem abhängig ist.

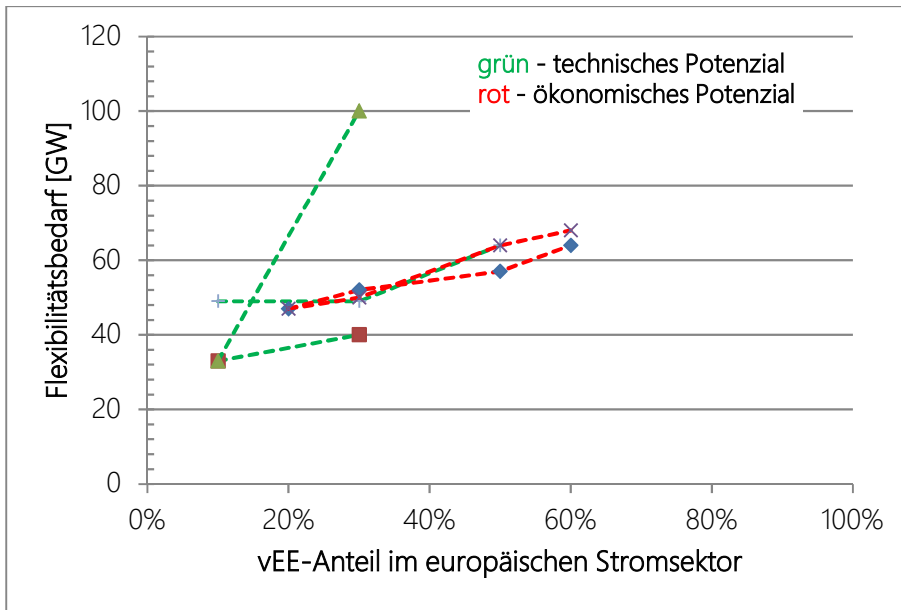


Abbildung 17: Auswertung von Studien zum technischen und ökonomischen Flexibilitätsbedarf in Europa in Abhängigkeit zum Anteil von vEE.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Inage 2009; Huber, Dimkova, and Hamacher 2014) zum technischen Potenzial sowie (Bertsch et al. 2014) zum ökonomischen Potenzial.

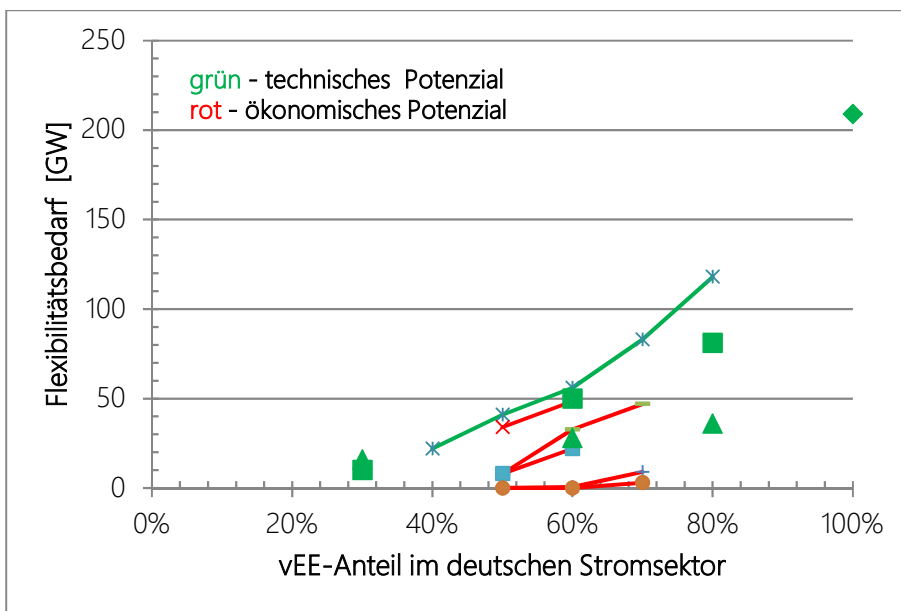


Abbildung 18: Auswertung von Studien zum technischen und ökonomischen Flexibilitätsbedarf in Deutschland in Abhängigkeit zum Anteil von vEE.

Quelle: (SRU 2010; VDE 2012; Fraunhofer IWES, RWTH Aachen, and Stiftung Umweltenergierecht 2014) zum technischen Potenzial sowie (W.-P. Schill 2014) zum ökonomischen Potenzial.

Abbildung 17 und Abbildung 18 erlauben einen Einblick in die wesentlichen Zusammenhänge in grafischer Form, wobei die Forschungsergebnisse zum Flexibilitätsbedarf nach geografischen Gesichtspunkten (Europa – Abb. 17, Deutschland – Abb. 18) gruppiert wurden. Abschätzungen zum technischen Potenzial wurden farblich mit grünen Linien

gekennzeichnet, solche zum ökonomischen Potenzial sind an roten Linien zu erkennen. Für beide Systemgrenzen gilt, dass der Flexibilitätsbedarf mit steigenden Anteilen von vEE ansteigt. Für Deutschland beträgt das technische Potenzial etwa 16 GW bei 30 % vEE, 50 GW bei 60 % vEE und steigt über 100 GW bei 80 % vEE. Die ökonomischen Potenzialabschätzungen liegen erwartungsgemäß unterhalb der Maximalszenarien für das technische Potenzial. Die Auswertung der Studien für Deutschland zeigt deutlich, dass eine Quantifizierung des Flexibilitätsbedarfs insbesondere von den Annahmen zur Flexibilität des Kraftwerksparks (Stichwort: must-run-Kraftwerke) und vom gewünschten Niveau der vEE-Abregelung bestimmt wird. Bei 50 % vEE liegt die Spanne des ökonomischen Potenzials dementsprechend zwischen 0-34 GW.

Tabelle 12 bietet eine detaillierte Zusammenfassung der Forschungsergebnisse und wie diese anhand der in diesem Kapitel vorgeschlagenen Methodik bewertet werden. Die Studien, die zum technischen Potenzial gezählt wurden, betrachten i.d.R. nur die Anforderungen an den stündlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage von Elektrizität in verschiedenen räumlichen Zusammenhängen (Deutschland, Europa). Die netztechnischen Aspekte einer stark fluktuierenden Residuallast, insbesondere bei noch höherer zeitlicher Auflösung, bleiben dabei außen vor. Ein solcherart bestimmter „Speicherbedarf“ kann nur mithilfe des spezifischen Residuallastprofils validiert werden.

Die ausgewerteten Studien zum ökonomischen Potenzial von Flexibilitätsoptionen berücksichtigen zumeist vermiedenen Kapital- und Betriebskosten von konventionellen Kraftwerken. Aus diesem Grund reagieren die Resultate sehr sensitiv auf die getroffenen Annahmen zukünftiger Gestehungskosten von thermischen Kraftwerken und Energiespeichern. Falls Fragen zur Versorgungssicherheit in den Modellen adressiert wurden, können saisonale Speicheroptionen ebenfalls einen ökonomischen Nutzen stiften.





Tabelle 12: Stand der Forschung – Zusammenfassung und Bewertung.

Quelle	Potenzial-Kategorie			Flexibilitäts-Option	Bezugsrahmen		Stärken	Schwächen	Ergebnisse
	Tech-nisch	Ökono-misch	Markt-basiert		Zeitlich	Räumlich			
(Inage 2009)	x			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Technologisch nicht spezifiziert</li> <li>• Kurzzeitiger Flexibilitätsbedarf</li> </ul>	2010-2050	West-Europa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hohe zeitliche Auflösung von 0,1 h</li> <li>• Global abgestimmter Szenario-Rahmen (IEA „Blue map“)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Einfaches Modell zur Simulation einer Wind-/ PV-Anlage</li> <li>• Keine regionale Auflösung des Kraftwerkparks</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Darstellung des Flexibilitätsbedarfs in Abhängigkeit der Windleistung/-fluktuation</li> <li>• Zusätzlicher Bedarf an Kurzzeit-Flexibilität in 2050 von 7-67 GW in Westeuropa</li> </ul>
(Steinke, Wolfrum, and Hoffmann 2013)	x	x		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Back-up Leistung und Energie, Netzausbau, PSW, Batterie, Wasserstoff</li> <li>• Kurzzeitiger und saisonaler Ausgleich</li> </ul>	2050	Europa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hohe zeitliche Auflösung von 1 h</li> <li>• Regionale Wetterdaten von 2000-08</li> <li>• Einfluss von Netzausbau auf den Speicherbedarf</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Keine Berücksichtigung der bestehenden Infrastruktur („Grüne Wiese“-Ansatz)</li> <li>• Keine Berücksichtigung von vEE-Abregelung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flexibilitätsbedarf in Abhängigkeit von Netzausbau und zulässiger Nutzung von Back-up Energie</li> <li>• Optimale Systemkosten zwischen 110-140 €/MWh für Mix aus nationalem Netzausbau und Kurzzeitspeichern (Batterien im Verteilnetz)</li> </ul>
(Gatzen 2008)		x	x	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PSW, (AA)-CAES, Redox-flow-Batterie, Brennstoffzelle, Gasturbine</li> </ul>	2015-2030	Europa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modellbasierte Optimierung von Kapazitätsausbau (Investition) und Fahrplänen von Kraftwerken und Speichern</li> <li>• Modellierung des europäischen Strommarktes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Konservative Szenarien in Bezug auf vEE-Ausbau, Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise</li> <li>• Keine Berücksichtigung von Sättigungseffekten beim Ausbau konkurrierender Speicheroptionen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Profitabilität von großskaligen Speicheroptionen (PSW, (AA)-CAES) beim Einsatz auf Spot- und Regelleistungsmärkten</li> <li>• Zielwerte für profitablen Einsatz von Speichern im Strommarkt liegen bei Investitionskosten von 700-800 €/kW und Zykluswirkungsgraden von 70-80%</li> </ul>

Quelle	Potenzial-Kategorie			Flexibilitäts-Option	Bezugsrahmen		Stärken	Schwächen	Ergebnisse
	<i>Tech-nisch</i>	<i>Ökono-misch</i>	<i>Markt-basiert</i>		<i>Zeitlich</i>	<i>Räumlich</i>			
(Loisel et al. 2010)			x	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PSW, CAES</li> </ul>	2010-2030	Deutschland, Frankreich	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Monetäre Bewertung des Speichernutzens aus vermiedener Windabregelung, Arbitrage und Regelleistung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Speicherbetreiber agiert nur als Preisnehmer und übt keinen Einfluss auf Großhandelspreise aus</li> <li>• Analyse fokussiert auf Anwendungsfall Windfarm mit Speicher</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Keine Profitabilität der Speicher im Basisszenario erreicht</li> <li>• Positive Treiber für Speicherbewertung sind höhere Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise sowie Regeleleistungspreise und Einspeisetarife</li> </ul>
(Huber, Dimkova, and Hamacher 2014)	x			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nicht spezifiziert</li> <li>• Fokus der Analyse auf kurzfristigen Flexibilitätsbedarf (bis 12 h)</li> </ul>	Nicht spezifiziert (Auswertungen in Bezug auf Anteil von vEE im System)	Europa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Analyse des Anpassungsbedarfs an Laständerungen der Residuallast für verschiedene Zeiträume (1-12 h)</li> <li>• Detaillierte Sensitivitätsrechnungen in Bezug auf vEE-Anteil, Wind/PV-mix</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Keine Angaben zum tatsächlichen Flexibilitätsbedarf in GW bzw. GWh</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flexibilitätsbedarf wird bestimmt von: vEE-Anteil, Wind-/PV-Mix und geographischer Systemausdehnung.</li> <li>• Flexibilitätsbedarf stark ansteigend in Systemen mit vEE-Anteil von mehr als 30% der Stromnachfrage und PV im vEE-Mix zwischen 20-30%</li> </ul>



Quelle	Potenzial-Kategorie			Flexibilitäts-Option	Bezugsrahmen		Stärken	Schwächen	Ergebnisse
	<i>Tech-nisch</i>	<i>Ökono-misch</i>	<i>Markt-basiert</i>		<i>Zeitlich</i>	<i>Räumlich</i>			
(Bertsch et al. 2014)		x		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Thermische Kraftwerke</li> <li>• Flexible CCS-Anlagen</li> <li>• vEE-Abregelung</li> <li>• CAES, PSW</li> <li>• DSM</li> </ul>	2008-2050	Europa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modellbasierte Optimierung von Kapazitätsausbau (Investition) und Fahrplänen von Kraftwerken und Speichern</li> <li>• Berücksichtigung der Laständerungsbeschränkungen der Anlagen sowie Regelleistungsbedarf</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kraftwerkspark kann per Annahme die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleisten</li> <li>• Hinreichend großer Kraftwerkspark bietet Flexibilität als By-product an</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Spitzenlastkraftwerke dienen als Back-up-Kapazität</li> <li>• Speicherzubau wird zur Vermeidung von vEE-Abregelung durchgeführt</li> <li>• Gesamte Speicherkapazität (neben DSM) liegt in 2050 zwischen 64-68 GW in Europa</li> </ul>
(Hirth 2015)		x		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Thermische Kraftwerke</li> <li>• „Load-shedding“-Technologie</li> <li>• PSW</li> <li>• vEE-Abregelung</li> <li>• Übertragungsnetzausbau</li> </ul>	2010-2050	Nordwesteuropa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modellbasierte Optimierung von Kapazitätsausbau (Investition) und Fahrplänen</li> <li>• Optimale Erzeugungs-, Übertragungs- und Speicherkapazität</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Keine Modellierung von Speicherwasserkraftwerken, elastischer Nachfrage und technologischem Lernen als konkurrierenden Flexibilitätsoptionen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zusätzliche Speicher (PSW) üben geringen Einfluss auf das optimale Ergebnis im Hinblick auf die vEE-Kapazität aus</li> </ul>



Quelle	Potenzial-Kategorie			Flexibilitäts-Option	Bezugsrahmen		Stärken	Schwächen	Ergebnisse
	<i>Tech-nisch</i>	<i>Ökono-misch</i>	<i>Markt-basiert</i>		<i>Zeitlich</i>	<i>Räumlich</i>			
(Kuhn 2011)		x		<ul style="list-style-type: none"> <li>• PSW, (AA)-CAES, H<sub>2</sub>-Elektrolyse</li> <li>• Bedarf an kurz- und langfristigen Speicheroptionen</li> </ul>	2010-2050	Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modellbasierte Optimierung von Kapazitätsausbau (Investition) und Fahrplänen</li> <li>• Teilmodell zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kein Import/Export von/nach angrenzenden Strommärkten</li> <li>• Keine Abschätzung von Marktpreisen zur Bewertung der Speicheroptionen verwendet</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Deutlicher Anstieg des Flexibilitätsbedarfs nach 2034</li> <li>• Optimale Ladeleistung in 2050 verteilt sich auf kurzfristige (19 GW) und langfristige Speicheroptionen (34 GW)</li> <li>• Ökonomischer Mehrwert hängt von zusätzlichen Erlösen ab (z.B. Regelleistung)</li> </ul>
(VDE 2012)	x	x		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bedarf an kurz- und langfristigen Speicheroptionen</li> <li>• Keine Technologien spezifiziert</li> </ul>	2010-2050	Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modellbasierte Optimierung von Kapazitätsausbau (Investition) und Fahrplänen</li> <li>• Umfangreiche Szenario-Analysen für EE-Anteile von 40, 80, und 100 % der Stromnachfrage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Höhe der Speicherkapazität exogen bestimmt</li> <li>• Keine Berücksichtigung der europäischen Strommärkte</li> <li>• Ökonomisches Potenzial wird aus Fahrplan der eingesetzten Speicher bestimmt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flexible Kraftwerke und geringe vEE-Abregelung genügen zur Integration von 40 % EE</li> <li>• Eingesetzte Speicherkapazität steigt auf 28 GW/140 GWh (kurzfristig) und 36 GW/8 TWh (langfristig) bei 80 % EE</li> <li>• Systemkosten steigen um max. 1 ct/kWh ggü. System ohne Speicher</li> </ul>



Quelle	Potenzial-Kategorie			Flexibilitäts-Option	Bezugsrahmen		Stärken	Schwächen	Ergebnisse
	Tech-nisch	Ökono-misch	Markt-basiert		Zeitlich	Räumlich			
(W.-P. Schill 2014)	x	x		<ul style="list-style-type: none"> <li>Li-ion-Batterie, PSW, Power-to-Gas, vEE-Abregelung</li> <li>Stunden-, Tages- und Saisonspeicher</li> </ul>	2022-2050	Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> <li>Umfangreiche Szenarien zum Einfluss von zugelassener vEE-Abregelung und Must-run-Kapazität auf den zusätzlichen Flexibilitätsbedarf</li> <li>Variation der Wetterjahre zur Abschätzung der vEE-Einspeisung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine Berücksichtigung von Netzrestriktionen</li> <li>Hohe Flexibilität der thermischen Kraftwerke durch linearen Modellansatz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kein Speichereinsatz bei unbegrenzter vEE-Abregelung</li> <li>Bis zu 41 GW Speicherkapazität erforderlich in 2032 für vollständige EE-Integration</li> <li>Speicherbedarf liegt höher in Szenarien mit höherem Bedarf an Must-run-Kapazität</li> </ul>
(Steffen and Weber 2013)		x		<ul style="list-style-type: none"> <li>Spitzenlastkraftwerke</li> <li>PSW</li> <li>Nachfragereduktion</li> </ul>	2010-2030	Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kapazitätsausbauplanung zur Bestimmung effizienter Technologie-Portfolios</li> <li>Sensitivitätsanalysen in auf Kostenparameter CO<sub>2</sub>-Preise, EE-Anteile</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Unbeschränkte Speichergröße von PSW</li> <li>Verwendung von Lastdauerlinien ohne zeitlichen Bezug</li> <li>Kein Systemservices berücksichtigt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>PSW-Kapazität steigt auf 7,5-11,4 GW bei 60 % EE</li> <li>Unterhalb von 40 % EE-Anteil profitieren Energiespeicher von geringeren CO<sub>2</sub>-Preisen</li> </ul>



## 2.6 Zwischenfazit

Der Stand der Forschung zeigt auf, dass zur Bewertung der Ergebnisse ein Instrumentarium an Begriffsdefinitionen notwendig ist. Insbesondere eine Einteilung in die Kategorien technisches, wirtschaftliches und marktbasierendes Potenzial erlaubt ein Mindestmaß an Vergleichbarkeit der abgeleiteten Flexibilitätsbedarfe.

Trotz umfassender Analysen zum technischen Potenzial von Flexibilitätsoptionen, das oft anhand der maximalen Variation der residualen Stromnachfrage identifiziert wird, bleibt die Frage unbeantwortet, ob bspw. Speicher aus Sicht der Systemstabilität technisch zwingend erforderlich sind. Im Gegensatz zu Energiespeichern könnte eine alternative Methode darin bestehen, durch die Abregelung der EE-Überschüsse sowie regelbare Erzeugungsanlagen (z. B. Gasturbinen) den Ausgleich der Systembilanz in jedem Zeitpunkt sicherzustellen. Damit wären allerdings (zumindest moderate) Einbußen bei der Erreichung der angestrebten EE-Ausbauziele von 80 % und mehr verbunden. Insofern sollten weitergehende Analysen zum wirtschaftlichen Potenzial die Abregelung von EE mit entsprechenden Kosten zu belegen, um dadurch Anreize für eine Marktlösung bei der Integration von Flexibilitätsoptionen zu bieten.

Ungeachtet dessen wird aber auch deutlich, dass Potenziale für flexible Technologien anhand von technischen und wirtschaftlichen Überlegungen bestehen. Offen bleibt jedoch, warum sich nur wenige Arbeiten mit dem Marktpotenzial auseinandersetzen. Häufig wird der Fokus auf bestimmte Speichertechnologien beschränkt, die aufgrund der derzeitigen Kostenstruktur noch nicht wettbewerbsfähig erscheinen. Die Erfahrungen bei der Einführung von vEE mit Hilfe von Fördermechanismen zeigen jedoch, dass enorme Lernkurveneffekte in kurzer Zeit möglich sind, die von statischen Modell-Ansätzen bei der Optimierung daher häufig nicht beachtet werden. Im Ergebnis bleibt die umfassende Suche nach einer effizienten Struktur der Angebotsfunktion von Flexibilitätsmaßnahmen dabei außer Acht. Hinzu kommt, dass flexible Technologien auf Spot- und Regelleistungsmärkten agieren können und somit eine vollständige Aggregation der Erlösbestandteile zur Beurteilung des Marktpotenzials erforderlich ist. Davon sind auch weitere Anwendungsmöglichkeiten betroffen, die bisher noch nicht über Marktmechanismen abgegolten werden.

Darüber hinaus sind die Konkurrenzeffekte bei einer steigenden Marktdurchdringung von flexiblen Technologien noch nicht ausreichend in aktuellen Studien integriert. In Bezug auf die Kostenstruktur dieser Technologien überwiegen die Kapitalkosten gegenüber den Betriebskosten. Daraus folgt, dass diese Technologien mit sehr geringen Grenzkosten im (Spot-)Markt agieren können. Ähnlich wie bei den EE (Merit-order-Effekt) führt ein hohes Angebot jedoch zu einem geringen „Marktwert“, von dem im Ergebnis alle Anbieter von

Flexibilität betroffen sind (Einheitspreis). Demzufolge wären Fragen zum Marktdesign im Zuge der weiteren Forschung zum Flexibilitätsbedarf ebenfalls zu adressieren.

Im Ergebnis werden die Stärken und Schwächen der verwendeten wissenschaftlichen Methoden, wie folgt zusammengefasst:

	Stärken	Schwächen
<b>Technisches Potenzial</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zeitlich hoch aufgelöste Simulationen</li> <li>• Regionale Wetterdaten</li> <li>• Vergleichbarkeit der Ergebnisse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Keine Rückkopplung zum thermischen Kraftwerkspark</li> <li>• Unvollständige Technologiebeschreibung</li> </ul>
<b>Ökonomisches Potenzial</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vergleichbarkeit von Systemkosten</li> <li>• Simultane Kapazitäts- und Einsatzplanung von Kraftwerken und Speichern</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fokus auf nationalem Strommarkt</li> <li>• Wirtschaftlichkeit von flexiblen Technologien bestimmt durch Vergleich zu konv. Kraftwerken</li> </ul>
<b>Markt-Potenzial</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verwendung von historischen und modellierten Marktpreisen</li> <li>• Modelle für deutschen und europäischen Strommarkt (Spot)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flex-Optionen als Preisnehmer betrachtet</li> <li>• Keine Konsistenz zwischen Spot- und Regelleistungsmarkt</li> </ul>

Abbildung 19: Gegenüberstellung der Stärken und Schwächen der Forschungsmethoden zum Flexibilitätsbedarf anhand der Potenzial-Kategorien.



### 3. Modellbeschreibungen

Die Beantwortung der aufgeworfenen Forschungsfragen hängt vom Versuchsaufbau (Methodik) und den verwendeten Modellen ab. In diesem Kapitel sollen die techno-ökonomischen Modelle in ihren mathematischen und technischen Grundlagen im Vordergrund stehen. Dabei handelt es sich um Modelle zur

- Planung des Kraftwerkseinsatzes,
- Planung der Kraftwerksinvestitionen und -stilllegungen,
- Simulation der Einführung von Flexibilitätsinstrumenten und
- Einsatzoptimierung von Flexibilitätsoptionen.

#### 3.1 Planung des Kraftwerkeinsatzes - *MICOES*

Zur Beschreibung des Systemzustands am Spotmarkt für Elektrizität wird ein Fundamentalmmodell zur Kraftwerkseinsatzplanung (*MICOES* – Mixed Integer Cost Optimization Energy System) herangezogen, welches im Rahmen einer gemischt-ganzzahligen Optimierung dazu in der Lage ist, in stundengenauer Auflösung das Gebotsverhalten der Stromanbieter gegenüber einer variierenden Nachfrage zu simulieren. Die Grundlagen des Modells wurden an der TU Berlin erarbeitet und in weiteren Forschungsarbeiten und -projekten am Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement der Universität Leipzig fortlaufend weiterentwickelt (Theofilidi 2008; Bruckner, Kondziella, and Bode 2010; Knopf et al. 2011; Böttger et al. 2015). Die Strukturbeschreibung des Modells (vgl. Abbildung 20) veranschaulicht die wesentlichen Annahmen, die als Parameter in die mathematische Programmierung eingehen und vor der Durchführung der Optimierung festzulegen sind.

Durch die fortlaufende Weiterentwicklung des Modells zur Beantwortung aktueller Fragestellungen soll die in dieser Arbeit angewendete Modellversion hinsichtlich der wesentlichen Gleichungen und Prämissen beschrieben werden<sup>9</sup>. Dazu wird die folgende Nomenklatur verwendet:

$kw$	Index für die Menge aller Erzeugungsanlagen im Modell
$ii$	Index für die Menge der Zeitschritte (1h...8760h) pro Jahr
$P_{kw,ii}$	Wirkleistung der Anlage $kw$ zum Zeitpunkt $ii$ [in MW]
$P_{Ex,ii}$	Stromexport zum Zeitpunkt $ii$ [MW]
$P_{Im,ii}$	Stromimport zum Zeitpunkt $ii$ [MW]

<sup>9</sup> Der aktuelle Entwicklungsstand des Modells wird in (Böttger et al. 2015) dokumentiert.



$s_{kw,ii}$	Binäre Zustandsvariable der Anlage $kw$ zum Zeitpunkt $ii$
$RD_{ii}$	Residuale Stromnachfrage zum Zeitpunkt $ii$ [MW]
$C_{kw,ii}^{var}$	Variable Kosten (z.B. Brennstoff, CO <sub>2</sub> ) der Anlage $kw$ zum Zeitpunkt $ii$ [€/MWh]
$C_{kw}^{up}$	Anfahrkosten der Anlage $kw$ [€]
$C_{kw}^{dw}$	Abfahrkosten der Anlage $kw$ [€]
$C^{tot}$	Variable Gesamtkosten des Energiesystems [€]

Ziel der Optimierung ist die Minimierung der Systemkosten (Gl.1) über den vorgegebenen Zeithorizont, bestehend aus variablen Kosten sowie Anfahr- und Abfahrkosten, zur Deckung der (residualen) Stromnachfrage mit gegebenen Kraftwerken (Gl. 2):

$$C^{tot} = \sum_{kw,ii} C_{kw,ii}^{var} + C_{kw}^{up} + C_{kw}^{dw} \quad (1)$$

$$RD_{ii} = \sum_{kw} P_{kw,ii} + P_{Im,ii} - P_{Ex,ii} \quad \forall ii \quad (2)$$

Die variablen Kosten für Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Zertifikate der Erzeugungsanlagen werden in jedem Zeitpunkt für konventionelle Anlagen in Form der Grenzkosten sowie für (zentrale) KWK-Anlagen unter Berücksichtigung der Außentemperatur, als Maß für die erforderliche Wärmeauskopplung, bestimmt. Bei geringen Temperaturen und einem daraus entstehenden Wärmebedarf sind im Modell verfügbaren KWK-Anlagen deshalb in der Lage, auch Gebote unterhalb der Grenzkosten abzugeben. Als maßgebliche Entscheidungsvariable wird vom Modell insbesondere die Leistung der Erzeugungsanlagen  $P_{kw,ii}$  kostenoptimal bestimmt. Die anfallenden Kosten für das An- und Abfahren der Anlage wird durch die Berücksichtigung der binären Variable  $s_{kw,ii}$  für den Zustand (1=ein, 0=aus) der Anlage sichergestellt. Über diese Statusvariable können zudem die Mindestleistung sowie Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten der Anlagen abgebildet werden.

Falls eine Lösung für das Einsatzproblem existiert, ist auch die Sensitivität der Zielfunktion bezüglich kleiner Änderungen der Nachfrage festgelegt. Diese marginalen Änderungen (Schattenpreise der Nachfrage) können als Preis für Stromlieferungen in dieser bestimmten Stunde aufgefasst werden, die durch die Grenzkosten des letzten im Modell benötigten Kraftwerks bestimmt sind. Durch diese Schattenpreise wird auch der Deckungsbeitrag für jedes eingesetzte Kraftwerk pro Zeitschritt determinierbar.



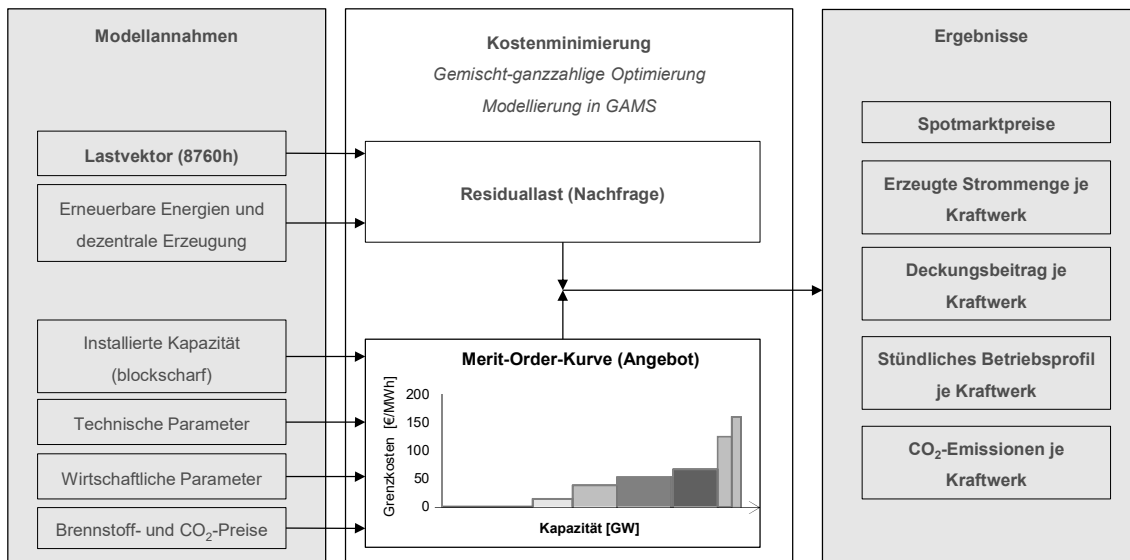


Abbildung 20: Struktur des fundamentalen Strommarktmodell *MICOES* zur Einsatzplanung der Kraftwerke. Quelle: Eigene Darstellung.

Dem Modell, das in der Programmiersprache *GAMS*<sup>10</sup> verfasst wurde, liegt die Annahme zu Grunde, dass bei vollkommenem Wettbewerb die Anbieter eines Gutes ihre Gebote in Höhe der Grenzkosten abgeben. Bei konventionellen Kraftwerken sind hierzu die Brennstoffkosten sowie Aufschläge für den Erwerb von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten zu zählen. Hinzu treten noch sonstige variable Kosten für den Betrieb der Kraftwerke, die jedoch im Vergleich eine eher untergeordnete Rolle spielen. Werden die Kraftwerke innerhalb einer Auktion gemäß ihren Geboten aufsteigend angeordnet, ergibt sich die Einsatzreihenfolge (Merit-Order) derjenigen Kraftwerke, die zu minimalen Kosten eine gegebene Stromnachfrage decken kann. In der Regel werden diese Kraftwerke vom Auktionator, z. B. einer Börse, bezuschlagt und sind für die entsprechende Stunde zur Erfüllung des Geschäftes verpflichtet. Das letzte Kraftwerk (Grenzkraftwerk), welches noch zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, setzt den Preis entsprechend seinem Gebot, welcher für sämtliche bezuschlagten Anbieter gültig ist. Dieses Einheitspreisverfahren (uniform pricing) wird in den meisten börslich organisierten Strommärkten, so auch an der *EPEX Spot* angewendet.

Im Modell *MICOES* sind in der hier verwendeten Version die thermischen Kraftwerke in Deutschland ab einer elektrischen (Netto-)Leistung von etwa 20 MW abgebildet. Die Kraftwerke werden entsprechend ihrer eingesetzten Brennstoffe nach Kernenergie, Braun- und Steinkohle, Erdgas-Gas- und Dampfkraftwerken (GuD), Erdgas- sowie Heizöl-Gasturbinen (GT) und Pumpspeicherkraftwerken (PSW) klassifiziert und mit jeweils typischen

<sup>10</sup> *GAMS* (*General Algebraic Modelling System*) ist eine Programmiersprache zur einfachen Umsetzung von mathematischen Optimierungsmodellen. Vgl. auch [www.gams.com](http://www.gams.com) für Dokumentationen und einführende Beispiele.

technischen und ökonomischen Parametern<sup>11</sup> beschrieben. Dadurch wird es möglich, die Trägheit bestimmter Kraftwerkstypen bzw. bestimmte Einsatzcharakteristika realitätsnaher abzubilden, als dies in einfachen Merit-Order-Ansätzen der Fall wäre.

Auf Seiten der Nachfrage wird der vom Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (entso-e) veröffentlichte Stromverbrauch für Deutschland in stündlicher Auflösung verwendet. Die Einspeisung der EE aus Windkraftanlagen an Land und vor den Küsten sowie aus Photovoltaik wird anhand charakteristischer Einspeisezeitreihen stündlich aufgelöst simuliert und von der entsprechenden Stromnachfrage abgezogen. Ebenso werden verteilnetzseitig einspeisende Anlagen in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) der kW- und unteren MW-Klasse elektrischer Leistung behandelt. Dahinter steht die Annahme, dass solche Anlagen oftmals gesetzlich garantierte Einspeisevergütungen aus dem EEG oder KWKG erhalten und somit bedarfsunabhängig Strom erzeugen. Durch diesen faktischen Einspeisevorrang reduziert sich die Stromnachfrage in den entsprechenden Stunden. Es verbleibt die sogenannte Residuallast, welche vom konventionellen Kraftwerkspark kostenoptimal gedeckt werden muss.

Die verwendete Modellversion von MICOES bildet den deutschen Strommarkt ab, auch wenn innerhalb des europäischen Binnenmarktes ein permanenter Austausch von Elektrizität zwischen Deutschland und den Nachbarländern über den Netzverbund stattfindet. Dieser sichert die Netzstabilität, wird aber hauptsächlich aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten zum Ausgleich von Preisdifferenzen vorangetrieben. Im Rahmen dieser Arbeit steht die Sicherstellung der Strombedarfsdeckung durch inländische Kapazitäten im Mittelpunkt der Betrachtung. Dennoch können modellseitig auch Aussagen zu Knappheiten oder Überproduktionen durch technische Beschränkungen der Kraftwerke (notwendiger Import bzw. Export) getroffen werden. Ursache für die Notwendigkeit von Exporten ist die wachsende Einspeisung erneuerbarer Energien, die zukünftig die gesamte Last decken kann und zeitweise sogar mehr erzeugt als nachgefragt wird. In diesem Fall muss überschüssiger Strom vom Modell „exportiert“ werden. Der maximal mögliche Export von Strom orientiert sich an der gegebenen Kapazität der Grenzkuppelstellen und wird auf 7.000 MWh/h festgelegt (Gl. 3). Sobald ein Export modellseitig notwendig werden sollte, wird dies durch eine modellseitig fixierte Preisfestsetzung auf 1 €/MWh angezeigt. Dieser geringe Preis (unterhalb

---

<sup>11</sup> Technische Parameter umfassen z.B. Mindestbetriebs- und -stillstandzeiten, Nutzungsgrade, elektrische und ggf. thermische Leistung, Emissionsfaktoren, Verfügbarkeiten etc. Als ökonomische Parameter sind u. a. Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise, Startkosten, Abschaltkosten und sonstige variable Kosten berücksichtigt.



der Grenzkosten der Kraftwerke) soll sicherstellen, dass ein Export nur im äußersten Extremfall, nach Ausschöpfen der kraftwerksseitigen Flexibilität, genutzt wird.

$$-7000 \text{ MW} \leq P_{Ex,ii} \leq 0 \text{ MW} \quad (3)$$

Im entgegengesetzt denkbaren Fall einer (kurzfristigen) Knappheit kann die Last durch Import bis zu 20.000 MWh/h gedeckt werden (Gl. 4). Als Knappheitssignal wird ein sehr hoher Preis von 300 €/MWh oberhalb der Grenzkosten des teuersten Kraftwerks angenommen.

$$0 \leq P_{Im,ii} \leq 20000 \text{ MW} \quad (4)$$

Im Rahmen des innereuropäischen Stromhandels kommt es fortwährend zu einem Stromaustausch über die Grenzkuppelstellen, der durch Preisunterschiede in den einzelnen Handelszonen angereizt wird. Insofern können die Export- und Importsaldi des Modells nicht zur Validierung der Stromhandelsbilanz herangezogen werden. Wir haben uns jedoch für diese Modellierung entschieden, um die numerische Stabilität der Optimierung zu gewährleisten und Preissignale bei Systemzuständen mit inflexiblen Kraftwerkspark abzubilden.

Um eine effiziente Preisfindung im oben beschriebenen Fall einer sehr geringen bis negativen Residuallast zu ermöglichen, sind an der Strombörse EPEX seit 2008 auch negative Preise zulässig, um Zeiten mit hohen Stromüberschüssen bzw. eine unflexible Fahrweise der Kraftwerke anzuzeigen. Auch in *MICOES* wurden negative Preise als zusätzliche (negative) Flexibilität, neben dem Export, eingeführt. Dabei werden solche Stromüberschüsse, die über einen Export gemäß Gl. 3 im Modell nicht mehr abgefangen werden können, per Annahme mit  $-0,01 \text{ €/MWh}$  bewertet. Als Beispiel: ein (temporärer) Stromüberschuss in Höhe von insgesamt 7.500 MWh/h würde im Modellergebnis dementsprechend durch einen Großhandelpreis von minus 5 €/MWh (500 MW multipliziert mit  $-0,01 \text{ €/MWh}$ ) angezeigt werden.

Für die in Deutschland derzeit eingesetzten PSW mit einer installierten Leistung von etwa 6,5 GW wird in der verwendeten Modellversion keine endogene Speicheroptimierung durchgeführt, da diese in der Realität eher an einer strategischen Fahrweise unter Berücksichtigung von Regelleistungsmärkten ausgerichtet sind, im Vergleich zu einer reinen Arbitrageorientierung am Spotmarkt. Daher werden die Grenzkosten der Pumpspeicher im Modell als zusätzlicher Freiheitsgrad interpretiert und über alle Szenarien auf 100 €/MWh festgelegt.



Nach dem Modelldurchlauf stehen dem Anwender für jede der 8760 Stunden eines Jahres die erwarteten Spotmarktpreise sowie kraftwerksscharfe Betriebsergebnisse wie erzeugte Strommenge, Deckungsbeiträge und CO<sub>2</sub>-Emissionen zur Verfügung. Dabei lassen sich mit dem beschriebenen Entwicklungsstand des Modells die tatsächlichen day-ahead-Preise mit Blick auf Abbildung 21 und Abbildung 22 in einem hohen Maße erklären. Die Kalibrierung des Modells in Abbildung 21 erfolgte anhand der erforderlichen Eingangsdaten für das Jahr 2010. Dabei wurde die gesamte Zeitreihe des Jahres 2010 auf 168 Stunden gemittelt, um eine sogenannte Typwoche abzubilden. Dagegen werden in Abbildung 22 sowohl modellbasierte als auch reale Spotmarktpreise in absteigender Reihenfolge sortiert und in einer Grafik dargestellt.

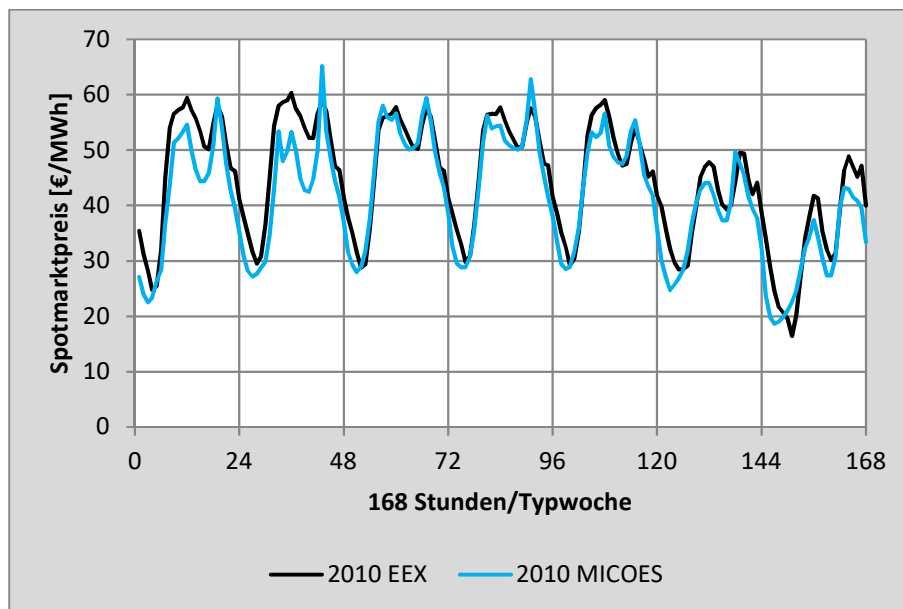


Abbildung 21: Ergebnisse einer Kalibrierung des Strommarktmodells *MICOES* für das Jahr 2010. Dargestellt sind die Mittelwerte der Jahresstunden (8760 h) aggregiert zu einer Woche (168 h).

Quelle: Eigene Darstellung<sup>12</sup>.

<sup>12</sup> Darstellung historischer Börsenpreise unter Verwendung von <http://www.energinet.dk/EN/EI/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx>.

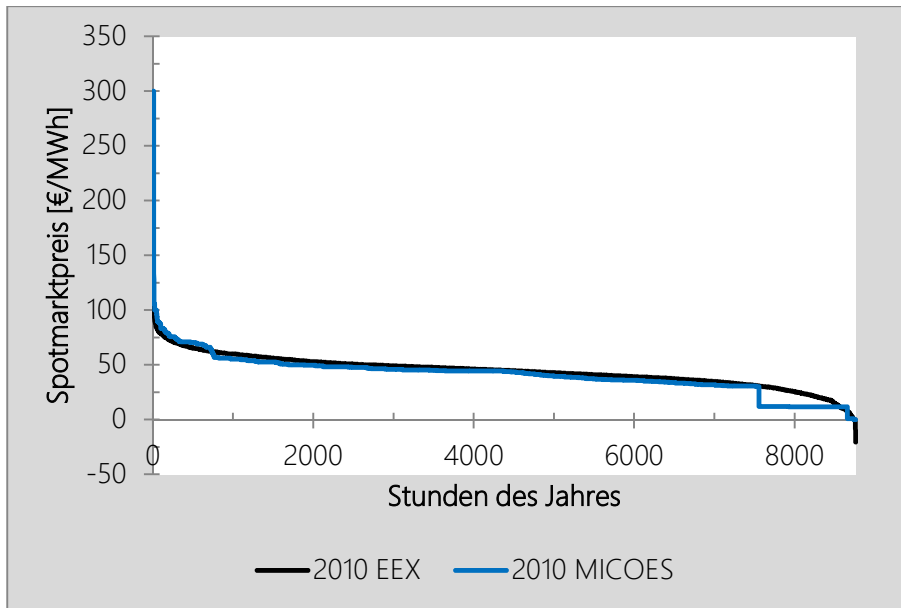


Abbildung 22: Preisdauerlinien der realen und modellierten Preise für das Jahr 2010 im Strommarktmodell *MICOES*.

Quelle: Eigene Darstellung.

### 3.2 Kraftwerksinvestitionen und -stilllegungen

Die Größe des konventionellen Kraftwerksparks, der in *MICOES* für die Einsatzoptimierung zur Verfügung steht, stellt eine entscheidende Einflussgröße für die Preisbildung auf dem Spotmarkt dar. Im Fokus dieser Arbeit steht jedoch weniger die Frage des absoluten Preisniveaus in bestimmten Stützjahren bzw. eine volkswirtschaftliche Kostenoptimierung. Daher soll die Höhe der installierten Leistung der Kraftwerke semi-endogen, d. h. ohne ein eigenständiges Investitionsmodell, gelöst werden. Dieser iterative Ansatz wurde ebenfalls in den Arbeiten von (Harthan 2015) und (Knopf et al. 2011) verwendet. Desweiteren ist derzeit noch unklar, wie das Marktdesign in Zukunft ausgestaltet wird, um die Versorgungssicherheit als auch den wirtschaftlichen Betrieb der Kraftwerke zu gewährleisten. Auch aus diesem Grund wird der zeitliche Horizont der Szenarien auf 15-20 Jahre beschränkt, da der konventionelle Kraftwerksbestand für diesen Zeitraum durch die langen Planungs- und Bauzeiten mit hinreichender Sicherheit abschätzbar ist.

Für die verwendeten Szenarien ist die Bestimmung eines Kraftwerksparks hinreichend, da auch die Stromnachfrage für alle drei Szenarien nicht variiert wird (vgl. Kapitel 5.2). Das grundlegende Kalkül für die Dimensionierung der Angebotsseite bezieht den Aspekt der Versorgungssicherheit als auch den der Wirtschaftlichkeit mit ein. Dadurch kann die Spitzenlast aus technischer Sicht zu jedem Zeitpunkt gedeckt und gleichzeitig

Überkapazitäten vermieden werden. Neben der Spitzenlast wird die Struktur des Kraftwerksparks von weiteren Faktoren beeinflusst, etwa den Restlaufzeiten der Kernkraftwerke sowie politischen Entscheidungen für oder gegen alternative Zubautechnologien (Kohle vs. Gas). Die Methodik zur Bestimmung der Bestandskraftwerke ist in Abbildung 23 dargestellt.



Abbildung 23: Methodik zur Ableitung des notwendigen Kraftwerksparks unter Berücksichtigung von Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit.

Quelle: Eigene Darstellung.

Vor einer ersten Einsatzoptimierung in *MICOES* erfolgt die Stilllegung von fossilen Kraftwerken nach technischen Altersgrenzen. Die Kernkraftwerke werden entsprechend dem Ausstiegsbeschluss bis 2022 stillgelegt. Als verbindlicher Zubau werden die offiziell in Bau befindlichen Kraftwerke erfasst (BNetzA 2014b). Über einen erforderlichen Zubau von weiteren Kraftwerken wird nach Auswertung der ersten Einsatzoptimierung für ein bestimmtes Stützjahr entschieden. Einer jederzeitigen Abdeckung der Spitzenlast (Versorgungssicherheit) wird durch die Möglichkeit begegnet, weitere Kraftwerke (Kohle, Gasturbinen, GuD) in die Datenbank aufzunehmen. Kraftwerke, die nach der ersten Einsatzoptimierung nur unwirtschaftlich betrieben werden können, gehen in Kaltreserve. Modellseitig wird die Unwirtschaftlichkeit dann angenommen, falls Braunkohlekraftwerke weniger als 2000, Steinkohlekraftwerke weniger als 1500 und Erdgas-GuD-Anlagen weniger

als 1000 Vollbenutzungsstunden im Jahr aufweisen. Gasturbinen und Ölkraftwerke sind annahmegemäß von der Kaltreserve ausgenommen, da sie ebenso zusätzliche Erträge aus der Vermarktung von Regelleistung erwirtschaften können. Aus der zweiten Einsatzoptimierung des adjustierten Kraftwerkbestands ergeben sich die stündlichen Spotmarktpreise des Stützjahres für die weitere Analyse. Die detaillierte Auswertung zum verwendeten Kraftwerkspark kann dem Abschnitt 5.3.3 entnommen werden.

### 3.3 Einführung von Flexibilitätsinstrumenten zur Glättung der residualen Stromnachfrage – Modell *DeSiFlex*

Entsprechend der im Abschnitt 5.1 ausgearbeiteten Methodik, werden zusätzliche Flexibilitätsinstrumente in zuvor definierten Größenordnungen in den Strommarkt integriert. Dabei erfolgt die technische Abbildung der flexiblen Technologien entweder auf der Angebots- (Merit Order) oder Nachfrageseite. Ein vergleichbares Konzept wird bei einer Strommarktmodellierung bei der korrekten Erfassung der vorrangigen Einspeisung aus EE verfolgt, entweder

- EE als stündlich veränderlicher Teil der Angebotsfunktion neben den konventionellen Kraftwerken oder
- als Verminderung der originären Stromnachfrage zur sogenannten Residuallast.

Wegen der geringen variablen Kosten der EE im Vergleich zu thermischen Kraftwerken sowie dem gesetzlich garantierten Einspeisevorrang werden die EE, auch abseits einer modellbasierten Einsatzoptimierung der Kraftwerke, ohnehin primär zu Deckung der Stromnachfrage herangezogen. Daher ist es üblich, die EE im Rahmen der Residuallast zu erfassen und diese in die Einsatzoptimierung zu überführen. Gleichzeitig reduziert sich die Anzahl der Variablen im modellierten Kraftwerkspark, so dass gerade in gemischt-ganzzahligen Modellen Verminderungen der Rechenzeiten erreicht werden.

Bezüglich der korrekten Beschreibung von zusätzlichen Flexibilitätsinstrumenten wird in dieser Arbeit eine Berücksichtigung der Technologien auf der Nachfrageseite gewählt. Zum einen können dadurch verschiedene Grade der Marktdurchdringung simuliert werden, ohne Festlegungen auf bestimmte Technologien zu treffen. Dadurch kann auch auf eine technische Modellierung von bestimmten Flexibilitätsoptionen (PSW, CAES, Batterien) im Hinblick auf die offenen Forschungsfragen verzichtet werden. Andererseits würde die Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen auf der Angebotsseite des Strommarktmodells (Merit order) eine einseitige Fixierung auf großskalige Technologien im Strommarkt nach sich ziehen, obwohl





ein nicht unerheblicher Teil der Flexibilität durch dezentrale Technologien, wie etwa PV-Speicher oder DSM, beigesteuert werden könnte. Auch diese Überlegungen stützen die Entscheidung, die Flexibilitätsoptionen als Reaktion auf eine fluktuierende Residuallast zu modellieren. Den Entwurf einer Modellstruktur zeigt Abbildung 24.

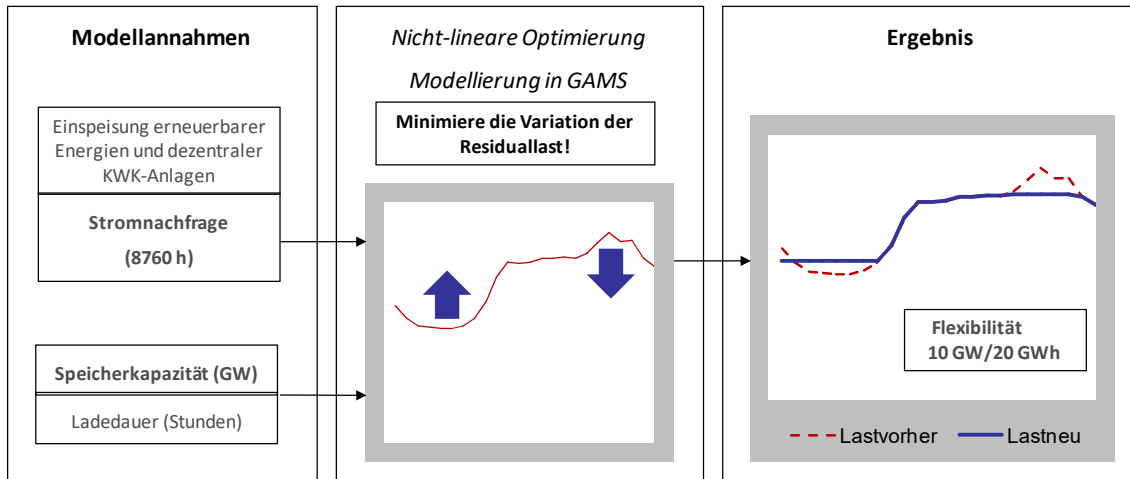


Abbildung 24: Strukturaufbau des Modells *DeSiFlex* zur Integration von Flexibilitätsoptionen im Strommarkt.

Quelle: Eigene Darstellung.

Mit Hilfe von *DeSiFlex* (Demand Side Flexibility) sollen die Variationen der Residuallast minimiert werden, um so eine markt- und netzorientierte Betriebsweise der Flexibilitätsoptionen zu simulieren. Dementsprechend soll für die mathematische Beschreibung die folgende Nomenklatur gelten:

$ii$	Index für die Menge der Zeitschritte pro Jahr (1...8760 h)
$RD_{ii}$	Parameter Residuale Stromnachfrage im Zeitpunkt $ii$ [MW]
$RD_{ii}^{neu}$	Variavle Residuale Stromnachfrage nach Lastverschiebung im Zeitpunkt $ii$ [MW]
$p^{max}$	Parameter Maximale Leistungsaufnahme bzw. -abgabe [MW]
$S^{max}$	Parameter Maximale Speicherkapazität [MWh]
$P_{ii}^{in}$	Variable Ladeleistung/Energieaufnahme im Zeitpunkt $ii$ [MW]
$P_{ii}^{out}$	Variable Entladeleistung/Energieabgabe im Zeitpunkt $ii$ [MW]
$S_{ii}$	Variable Speicherzustand im Zeitpunkt $ii$ [MWh]
$z$	Zielfunktionswert

$$\min z = \sum_{ii} ((RD_{ii}^{neu})^2 + P_{ii}^{in} + P_{ii}^{out}) \quad (5)$$

$$RD_{ii}^{neu} = RD_{ii} + P_{ii}^{in} - P_{ii}^{out} \quad \forall ii \quad (6)$$

$$P_{ii}^{in} \leq P^{max} \quad \forall ii \quad (7)$$

$$P_{ii}^{out} \leq P^{max} \quad \forall ii \quad (8)$$

$$S_{ii} \leq S^{max} \quad \forall ii \quad (9)$$

$$S_{ii} = S_{ii-1} + P_{ii}^{in} - P_{ii}^{out} \quad \forall ii, ii \neq 1 \quad (10)$$

$$S_{ii}, P_{ii}^{in}, P_{ii}^{out} \geq 0 \quad \forall ii \quad (11)$$

Die Minimierung der Zielfunktion (Gl. 5) führt durch die Quadratur der Entscheidungsvariablen ( $RD_{ii}^{neu}$ ) dazu, dass hohe positive Werte bzw. kleine negative Werte der Residuallast durch die Verschiebung innerhalb des Optimierungshorizonts möglichs ausgeglichen werden. Die Steuerung erfolgt durch die Energieaufnahme ( $P_{ii}^{in}$ ) bzw. -abgabe ( $P_{ii}^{out}$ ) über einen vorab definierten zeitlichen Horizont (Gl. 6). Zur Abbildung von kurzzeitfristig einsetzbaren Flexibilitätsoptionen wird dieser Zeithorizont auf 24 h begrenzt, sodass ein höchstmöglicher Ausgleich der Residuallastschwankungen im Tagesverlauf erreicht werden kann. Weitere Nebenbedingungen sind durch die Kapazitätsbeschränkungen (Gl. 7-9) sowie die Zustandsgleichung des Speichers berücksichtigt.

Die Interpretation einer solchen Flexibilisierung der Residuallast bedeutet, dass in Stunden mit geringer Residuallast (und entsprechend geringen Spotmarktpreisen) eine Laststeigerung (Speicher laden) und entsprechend bei hoher Residuallast eine Lastverminderung (Speicher entladen) stattfindet. Die Optimierung der Einsatzzeiten erfolgt über einen vorab definierten zeitlichen Horizont von 24 Stunden, d. h. eine saisonale Beeinflussung der Laststruktur ist nicht Gegenstand der Optimierung. Die im Rahmen der Forschungsfragen definierten Szenarien für eine zukünftige Marktdurchdringung mit Flexibilitätsoptionen beinhalten Ausbaustufen von 1, 5, 10, 20 und 40 GW. Als Zeitdauer für die Inanspruchnahme der maximalen Leistung werden zwei Stunden vorgegeben, so dass Energiemengen im Umfang von 2, 10, 20, 40 und 80 GWh zeitlich verlagert werden können.

### 3.4 Techno-ökonomische Modellierung von Flexibilitätsoptionen – Arbitrage Turnover of Flexibility in Electricity Markets (*ArTurFlex*)

Im Zentrum dieser Arbeit steht die Abschätzung der Effekte des Einsatzes von Flexibilitätsoptionen im kurzfristigen Stromhandel (Day-ahead-Spotmarkt). Als Indikator für



die einzelwirtschaftlichen Auswirkungen werden daher die Erlöse durch Arbitragehandel am Spotmarkt untersucht. Ein für die Fragestellung geeignetes Modellkonzept für die technische Beschreibung von Speicheroptionen wurde bereits in (Ahlert and van Dinther 2009) vorgestellt. Abweichend dazu sollen jedoch nicht die minimalen fixen und variablen Kosten der Technologien in Bezug auf die Deckung einer bestimmten Stromnachfrage im Mittelpunkt stehen. Daher wird eine Modifizierung des Modells in *GAMS* mit der folgenden Nomenklatur verwendet:

$ii$	Index für die Menge der Zeitschritte pro Jahr (1...8760 h)
$p_{ii}$	Parameter Spotmarktpreis im Zeitschritt $ii$ [€/MWh]
$S^{max}$	Parameter Maximale Speicherkapazität [MWh]
$P^{in}$	Parameter nominale Ladeleistung des Speichers [MW]
$P^{out}$	Parameter nominale Entladeleistung des Speichers [MW]
$S_{ii}$	Variable Speicherzustand im Zeitpunkt $ii$ [MWh]
$\eta^{in}$	Parameter Wirkungsgrad der Ladeeinheit [%]
$\eta^{sto}$	Parameter Wirkungsgrad der Speichers [%]
$\eta^{out}$	Parameter Wirkungsgrad der Entladeeinheit [%]
$dod$	Parameter Maximale Entladetiefe des Speichers [%]
$R$	Zielfunktionswert, Gesamterlös p.a. [€]
$\alpha_{ii}, \delta_{ii}$	Entscheidungsvariablen, Laden/Entladen [%]

$$\max R = \sum_{ii} \left[ p_{ii} * (P^{out} * \delta_{ii} - \frac{P^{in}}{\eta^{in} * \eta^{sto}} * \alpha_{ii}) \right] \quad (12)$$

$$\alpha_{ii} + \delta_{ii} \leq 1 \quad \forall ii \quad (13)$$

$$S_{ii+1} = S_{ii} + P^{in} * \alpha_{ii} - \frac{P^{out}}{\eta^{out}} * \delta_{ii} \quad \forall (ii < 8760) \quad (14)$$

$$S_{ii} \geq dod * S^{max} \quad \forall ii \quad (15)$$

$$S_{ii} \leq S^{max} \quad \forall ii \quad (16)$$

$$S_1 = S_{8760} \quad (17)$$

$$S_{ii}, \alpha_{ii}, \delta_{ii} \geq 0 \quad \forall ii \quad (18)$$

Die Zielfunktion (Gl. 12) maximiert die Erlöse aus dem Arbitragehandel über einen gegebenen Zeitraum, z.B. ein Jahr. Der Speicher wird dabei als Preisnehmer betrachtet, d.h. die Preiszeitreihe geht neben den technischen Größen als Parameter in das Modell ein (vgl. auch

Tabelle 13). Die übrigen ökonomischen Parameter werden zur Ermittlung der annuitätischen Kapitalkosten benötigt und gehen nicht direkt in die Optimierung ein. Als Variablen werden durch das Modell insbesondere die Be- und Entladung des Speichers als Prozentsatz der nominalen Lade-/Entladeleistung in jedem Zeitschritt festgelegt. Durch die Berücksichtigung der Effizienzverluste bei der Be- und Entladung sowie der eigentlichen Speicherung kann das Modell näherungsweise für die Optimierung des Betriebs eines stationären Batteriespeichers eingesetzt werden. Die Umwandlungsverluste beim Einspeichern werden daher bereits in der Zielfunktion beim Stromeinkauf berücksichtigt, wobei Ausspeicherung über die Speicherbilanz erfasst wird (vgl. Gl. 12 und 14). Auch die Festlegung einer maximalen Entladetiefe kann bei der Modellierung von bestimmten Batterietechnologien ausschlaggebend für die technische Lebensdauer der Anlagen sein.

**Tabelle 13: Eingangsparameter für die techno-ökonomische Modellierung eines Batteriespeichers. Quelle: Eigene Annahmen.**

<i>Parameter</i>	<i>Formelzeichen</i>	<i>Modellannahme</i>
Kapazität [MWh]	$S^{\max}$	1-5
Kosten der Speichereinheit [€/kWh]	$S\_cost$	100
Leistung (Laden/Entladen) [MW]	$p^{in, out}$	1
Kosten der Leistungseinheit [€/kW]	$P\_cost$	120
Effizienz (Laden) [%]	$\eta^{In}$	95
Effizienz (Speichern) [%]	$\eta^{Store}$	85
Effizienz (Entladen) [%]	$\eta^{Out}$	98
Techn. Lebensdauer [a]	years	10
Entladetiefe [%]	dod	20
Zinssatz [%]		6

Trotzdem können die erzielten Arbitrageerlöse sowie deren Entwicklung im Zeitverlauf auch eine gute Näherung für die Wirtschaftlichkeit von anderen Flexibilitätsoptionen sein. Zu beachten ist auch, dass in der Optimierung der Arbitrageerlöse die Investitionskosten der Speichertechnologie unberücksichtigt bleiben. Die variablen Kosten werden lediglich durch die Effizienzverluste bei der Einsatzentscheidung eingepreist. Bei der Auswertung der Ergebnisse werden die Kapitalkosten dann exemplarisch in annuitätischer Form den jährlichen Erlösen gegenübergestellt, um den Deckungsbeitrag aus dem Einsatz der Technologie am Spotmarkt abschätzen zu können.





## 4. Flexibilitätsoptionen im Strommarkt – empirische Analyse

Bevor die Marktchancen von Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen im zukünftigen Energiesystem modellbasiert ausgelotet werden, soll in diesem Kapitel das Augenmerk auf die historische Entwicklung des kurzfristigen Stromhandels in Deutschland gelegt werden. Bisherige Untersuchungen zeigen, dass der Spotmarkt im Rahmen eines Geschäftsmodells oftmals nicht ausreichend Deckungsbeiträge erwirtschaftet, um die Fixkosten der eingesetzten Speichertechnologie zu decken (vgl. Kapitel 2.2). Dennoch werden die Arbitragemöglichkeiten im Spotmarkt einen erheblichen Teil der Deckungsbeiträge generieren müssen und somit in den Geschäftsmodellen integriert bleiben. Auch vom Standpunkt der Integration der EE spielt der Spotmarkt eine gewichtige Rolle, da Knappheit und Überschüsse durch ein zeitlich hochaufgelöstes Preissignal (viertelstündlich, stündlich) angezeigt und die Betriebsweise von Flexibilitätsoptionen bestimmen. Der Fokus dieser empirischen Betrachtung liegt daher

- auf der Analyse der historischen Preisstruktur auf dem Spotmarkt und
- deren Einfluss auf die Erlösmöglichkeiten für Anbieter von Flexibilität.

Ebenso soll der Frage nachgegangen werden, ob

- eine Kennziffer existiert, die das Marktumfeld für Anbieter von Flexibilität bewertet und
- wenn nein, wie eine solche Kennziffer definiert werden könnte.

### 4.1 Allgemeine Marktentwicklung

Auf Strommärkten mit einem kurzfristigen Großhandelssegment (Börse oder OTC) werden die stündlichen Spotpreise zu einem wesentlichen Teil durch die Variabilität der Stromnachfrage determiniert. Dabei kann die Variabilität der Nachfrage auf unterschiedlichen Zeitskalen abgebildet werden. Auf solchen Zeitskalen, die einen signifikanten Einfluss auf die Stromnachfrage ausüben, können bestimmte Zyklen beobachtet werden. Hierzu zählen die Unterschiede im Stromverbrauch zwischen

- Tag und Nacht,
- Werktag und Wochenende/Feiertag,



- Winter und Sommer.

Ebenso beeinflusst das Niveau der volkswirtschaftlichen Aktivität (Konjunktur) die Ausprägung der Zyklen. Eine hohe Stromnachfrage erfordert zum einen die (vollständige) Auslastung des Kraftwerkparks, wodurch oft Kraftwerke mit höheren Kosten, bezogen auf die kurzfristig variablen Bestandteile, preissetzend sind. Insbesondere bei thermischen Kraftwerken werden die Grenzkosten hauptsächlich durch (ebenfalls volatile) Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatkosten bestimmt. Zudem besteht die Möglichkeit, dass das Angebot an Kraftwerksleistung (kurzfristig) nicht ausreicht, um die Nachfrage zu decken, so dass extrem hohe Knappheitspreise resultieren können, die nicht anhand der fundamentalen Parameter der Kraftwerke zu erklären sind.

**Tabelle 14: Deskriptive Statistik der stündlichen EPEX/EEX-Spotmarktpreise für Deutschland von 2004-15.**

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von (Energinet.dk 2015).

Jahr	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
€/MWh												
<b>Mittel</b>	28,53	45,98	50,81	37,99	65,76	38,85	44,49	51,12	42,60	37,78	32,76	31,92
<b>Min</b>	1	0	0	0	-102	-500	-20	-37	-222	-100	-65	-80
<b>Max</b>	150	500	2437	822	494	182	132	117	210	130	88	100
<b>Std</b>	10,80	27,22	49,41	30,35	28,66	19,40	13,98	13,60	18,68	16,46	12,78	12,54
<b>SPE</b>	38%	59%	97%	80%	44%	50%	31%	27%	44%	44%	39%	39%
<b>75%- 25%</b>	13,97	21,80	30,78	21,69	33,02	16,59	15,05	16,73	18,82	18,44	13,95	14,90

Die Preisstatistik für den Spotmarkthandel im Marktgebiet Deutschland/Österreich weist für den betrachteten Zeitraum von 2004 bis 2015 einen äußerst heterogenen Verlauf auf (vgl. Tabelle 14 und Abbildung 25)<sup>13</sup>. Die jährlichen Mittelwerte liegen im Bereich von 29 €/MWh (2004) und 66 €/MWh (2008). Aber auch die Streuung um den Mittelwert, ausgedrückt als Standardabweichung (Std), variiert in erheblichem Maße zwischen den einzelnen Jahren. Auffallend ist das Jahr 2006 mit einer Standardabweichung von rund 49 €/MWh gegenüber einer mittleren Standardabweichung von 22 €/MWh über den gesamten Zeitraum. Dieser Ausschlag kann hinreichend mit Blick auf die Extremwerte, insbesondere die maximalen Preise, der Statistik erklärt werden. Vernachlässigt man die drei höchsten Spotpreise des

<sup>13</sup> Zur besseren Lesbarkeit der Abbildung wird auf den vollständigen Ausweis der Maxima und Minima verzichtet.

Jahres 2006 oberhalb von 1.000 €/MWh, so nähert sich die Standardabweichung mit 29 €/MWh dem langjährigen Mittelwert wieder an.

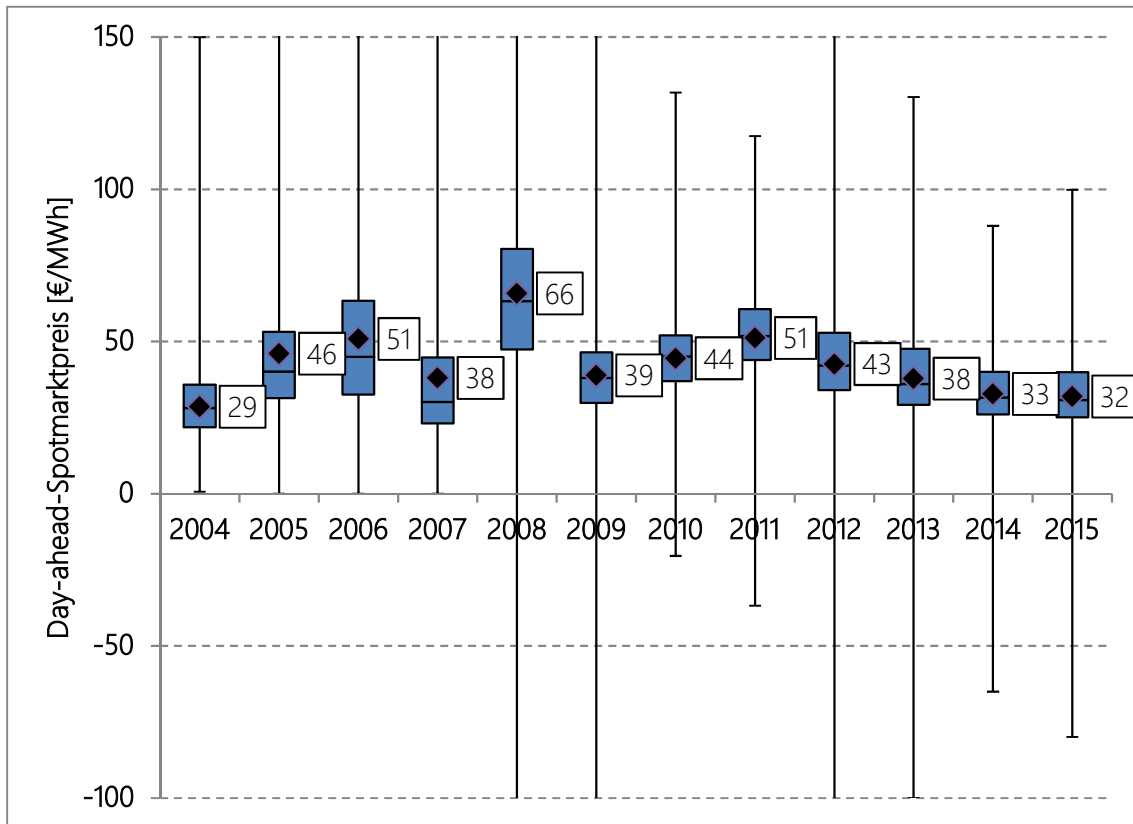


Abbildung 25: Statistische Auswertung (Boxplot) der Preiszeitreihen 2004-2015 für den deutschen Spotmarkt. Quelle: (Energinet.dk 2015).

Intuitiv nachvollziehbar wird damit auch das Niveau des prozentualen Standardfehlers (*standard percentage error* - SPE), der sich aus der Standardabweichung bezogen auf den Mittelwert ergibt. Entsprechend der obigen Argumentation erfolgte der größte Ausschlag durch die extremen Preisspitzen im Jahr 2006 (97%). Ohne Berücksichtigung der drei höchsten Spotmarktpreise dieses Jahres reduziert sich der Standardfehler auf 68%, wodurch das langjährige Mittel bei 48% läge.

Betrachtet man die Marktentwicklung der Jahre seit 2008 ist festzustellen, dass der Standardfehler tendenziell unterhalb des langjährigen Mittelwertes liegt<sup>14</sup>. Dies ist gerade beachtenswert vor dem Hintergrund des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien in diesem Zeitraum mit einem jährlichen Wachstum von etwa 10% in Bezug auf die erzeugte regenerative Strommenge. Der steigende Anteil der EE scheint sich damit nicht in einer stärkeren Streuung der Preise widerzuspiegeln. Auch der Bereich um den Mittelwert,

<sup>14</sup> Eine Ausnahme bildet das Jahr 2009, in dem der Standardfehler nur leicht oberhalb des langjährigen Mittels liegt.



ausgedrückt durch den Abstand des oberen und unteren Quantils (75 % - 25 %), scheint sich in der langjährigen Betrachtung in einer vergleichbaren Größenordnung zu bewegen, wobei die Werte für die kürzere Vergangenheit stets unterhalb der Marke von 20 €/MWh verblieben.

Bei der Beschreibung der historischen Preisentwicklung sollte angemerkt werden, dass seit September 2008 negative Preisgebote an der Strombörse zulässig sind. Solche Resultate sind kennzeichnend für eine nicht vorhandene oder nicht genutzte Flexibilität auf der Angebots- und/oder Nachfrageseite im Rahmen der Preisfindung.

Es kann davon ausgegangen werden, dass die originäre Stromnachfrage in Deutschland zu jedem Zeitpunkt einen positiven Wert annimmt. Im Allgemeinen stehen EE und konventionelle Kraftwerke zur Deckung dieses Strombedarfs zur Verfügung. Durch die Dargebotsabhängigkeit der fluktuierenden Einspeisung variiert der Anteil der EE im Erzeugungsmix von Stunde zu Stunde. Technische Restriktionen der thermischen Erzeugungseinheiten reduzieren die Anpassungsfähigkeit an den jeweiligen Lastgradienten. Gleichzeitig erbringen die konventionellen Kraftwerke neben der reinen Stromproduktion noch eine Reihe von Systemdienstleistungen, die den synchronen Netzbetrieb der Anlagen erfordern. In beiden Fällen würden rational entscheidende Anbieter eine Abschätzung der Opportunitätskosten bei der Preissetzung vornehmen, die auch eine Inkaufnahme von negativen Preisen bedingen könnte. Im Zeitraum von 09/2008-12/2015 konnten solche Ereignisse in 410 Stunden beobachtet werden. Dabei zeigt sich nach der Einführung im Jahr 2008 ein Maximum der absoluten Häufigkeiten im darauffolgenden Jahr 2009. Nach einem Rückgang in den Jahren 2010 und 2011 ist in den letzten beiden Jahren wieder ein deutlicher Anstieg zu verzeichnen (vgl. Abbildung 26).

Die Auswertung der absoluten Häufigkeiten verdeutlicht, dass das Auftreten von negativen Preisen am Spotmarkt eng mit der zeitlichen Struktur der Stromnachfrage verbunden ist. Die Verteilung in Bezug auf die Tageszeit zeigt eine starke Konzentration in den börslichen Nebenzeiten zwischen 23 und 8 Uhr (vgl. Abbildung 27). Dieses Ergebnis bestätigt die Vermutung, dass eine geringe Stromnachfrage die Bildung von negativen Preisen begünstigt. Erkennbar ist jedoch auch eine kleinere Häufung zwischen 13-17 Uhr, die aus dem allgemeinen Rückgang der Stromnachfrage nach der Mittagsspitze in Zusammenhang mit hohen Beiträgen aus der Einspeisung von Photovoltaikanlagen resultieren könnte. Das grundsätzliche Erklärungsmuster kann auch durch eine zeitliche Bezugnahme auf Wochentage mit negativen Preisen bestätigt werden (vgl. Abbildung 28). Etwa 2/3 der Stunden mit negativen Preisen ereignen sich am Wochenende, insbesondere am Sonntag, sowie am Übergang zur Woche (in den Nachtstunden vom Sonntag zum Montag – vgl.



Abbildung 27 und Abbildung 28). Die steigende Anzahl von negativen Preisen könnte also eine mangelnde Flexibilität im kurzfristigen Strommarkt anzeigen und sich grundsätzlich positiv auf die Ertragschancen von innovativen Technologien auswirken. Eine Quantifizierung dieser Ertragschancen soll im folgenden Abschnitt vorgenommen werden.

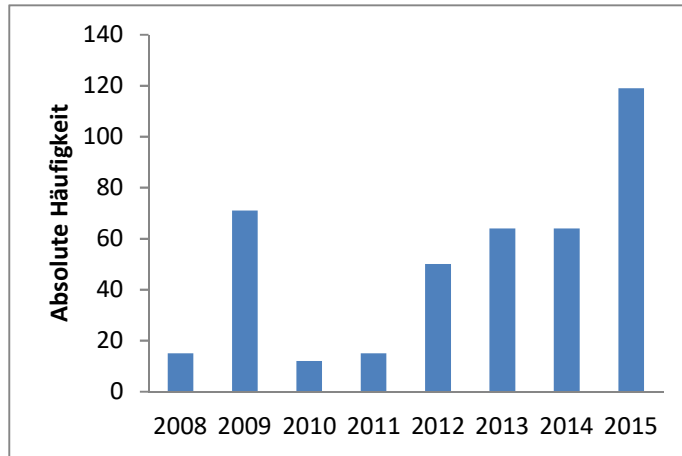


Abbildung 26: Negative Preise am EPEX-Spotmarkt nach Jahr.

Quelle: Eigene Berechnung. Preisdaten erhoben von (Energinet.dk 2015).

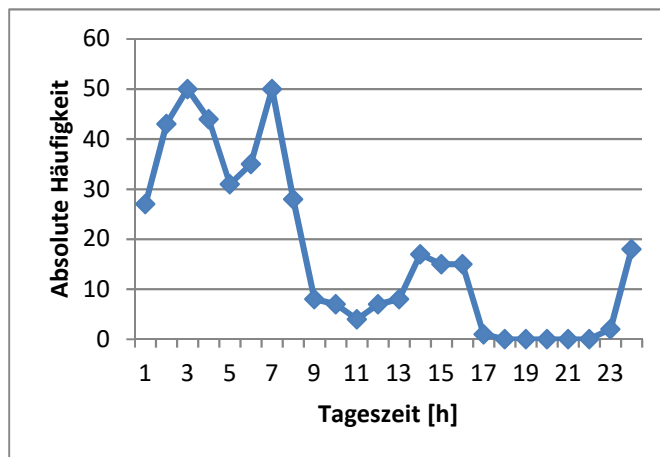


Abbildung 27: Negative Preise am EPEX-Spotmarkt nach Tageszeit im Zeitraum 2008-2015.

Quelle: Eigene Berechnung. Preisdaten erhoben von (Energinet.dk 2015).



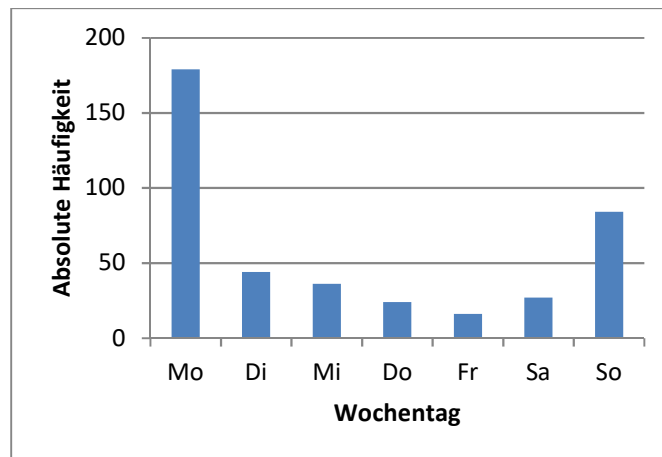


Abbildung 28: Negative Preise am EPEX-Spotmarkt nach Wochentag im Zeitraum 2008-2015.  
Quelle: Eigene Berechnung. Preisdaten erhoben von (Energinet.dk 2015).

## 4.2 Erlösmöglichkeiten von Flexibilitätsoptionen

Die Marktchancen von Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen innerhalb der Rahmenbedingungen am Spotmarkt der Jahre 2005-2015 sollen mit Hilfe des Ertragsmodells *ArturFlex* abgeschätzt werden (vgl. Abschnitt 3.4). Dazu werden zunächst die Zeitreihen der jeweiligen Jahre für die Spotmarktpreise als Inputparameter für das Modell festgelegt, um bei deren Kenntnis die optimale Betriebsstrategie des Speichers zu bestimmen. Die techno-ökonomischen Rahmenbedingungen entsprechen den Festlegungen der Modellbeschreibung (vgl. Tabelle 13). In dieser Analyse soll die installierte Leistung des betrachteten Speichers nominell für 4 Stunden zur Verfügung stehen (1 MW/ 4 MWh).

Anhand der Ergebnisse einer solchen Einsatzoptimierung lässt sich eine Zweiteilung des gesamten Zeitraumes erkennen – höhere Erlöse im Zeitraum 2005-09 gegenüber den Jahren 2009-15. Daneben lägen die größten Marktchancen (ca. 60.000 €) am Spotmarkt auch in den in den Jahren mit den höchsten Base-Preisen (2006, 2008). Der Tiefpunkt der erzielbaren Erlöse wurde in 2011 und 2014/15 mit rund 25.000 € erreicht.

Anzumerken ist, dass der Rückgang der Erlöse seit 2008 in einen Zeitraum mit sehr hohen Zuwächsen an regenerativer Erzeugungsleistung fällt, die gleichzeitig zu sinkenden Base-Preisen geführt haben. Parallel dazu stiegen die Brennstoffpreise für Erdgas und Steinkohle bis zum Jahr 2012 und verzeichneten, ebenso wie der CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreis, im Zeitraum danach einen starken Rückgang (vgl. auch 5.3.5). Insgesamt ist jedoch festzuhalten, dass die Speichererlöse nicht zwingend durch die Höhe des Base-Preises determiniert werden, wie der

Blick auf das Jahr 2011 bestätigt. Gleichwohl zeigt sich, dass sich die möglichen Erlöse am Spotmarkt für Speicheroptionen auf einem geringen Niveau zu stabilisieren scheinen.

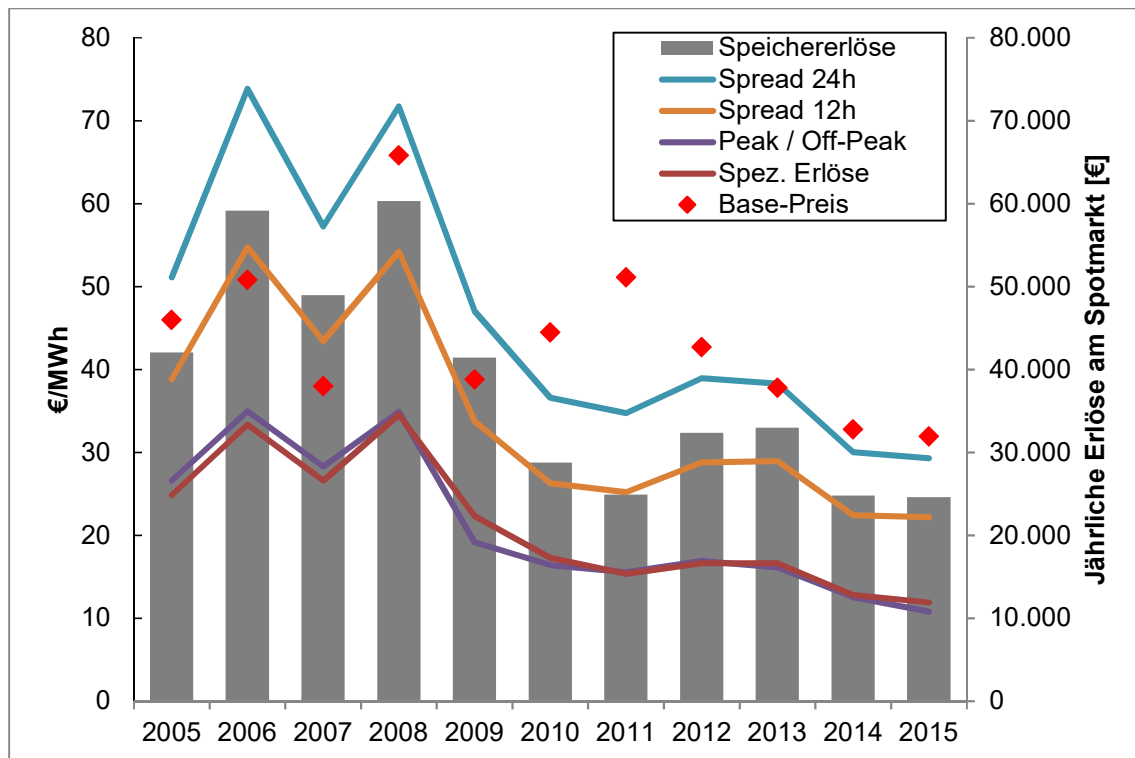


Abbildung 29: Speichererlöse am Spotmarkt (2005-15) sowie Verlauf exemplarischer Preisindizes. Speicherkapazität 1 MW/4 MWh. Quelle: Eigene Berechnung.

Die starken Schwankungen in der Attraktivität des Marktumfeldes führt zu der Frage, durch welche Indikatoren ein Erlöspotenzial abgeschätzt werden kann. Für diese Untersuchung sollen vier verschiedene Indizes abgeleitet und auf ihre Aussagekraft hin untersucht werden:

- **24h-Spread:** Grundlage ist die maximale Preisdifferenz am Spotmarkt pro Tag. Anschließend erfolgt eine Mittelwertbildung der Tagesdifferenzen für ein bestimmtes Jahr.
- **12h-Spread:** Grundlage ist die maximale Preisdifferenz am Spotmarkt innerhalb von 12h (1. Tag: Stunde 1-12 und 13-24, 2. Tag: 1-12, usw.). Anschließend erfolgt die Mittelwertbildung der Tagesdifferenzen für ein bestimmtes Jahr.
- **Peak-/Off-Peak-Spread:** Differenz aus den Mittelwerten der Peak-Preise (Montag-Freitag: 8-20 Uhr) und Off-Peak-Preise (übrige Zeiten).
- **Spezifische Erlöse:** Quotient aus jährlich erzielten Erlösen im Rahmen der Betriebsoptimierung und der eingespeicherten Energiemenge.

Augenscheinlich kommen alle vier Indizes zu gleichartigen qualitativen Aussagen bezüglich der Marktattraktivität, die zum einen durch den gleichgerichteten Verlauf der Index-Kurven

sowie die gute Übereinstimmung mit den jährlich erzielbaren Erlösen zum Ausdruck kommt. Erwartungsgemäß bildet der 24h-Spread die obere Grenze für die Kurvenverläufe, da dieser Index den maximal erzielbaren Arbitrageerlös pro Zyklus am Tag beschreibt. Sollte die Speichertechnologie für zwei komplette Speicherzyklen am Tag eingesetzt werden, könnte jeweils ein mittlerer Erlös in Höhe des 12h-Spread-Index generiert werden. Bedingt durch technische Restriktionen der einsetzbaren Technologien (Effizienzverluste, Entladetiefe, Speichergeschwindigkeit) kann aber auch der 12h-Spread-Index nur eine obere Grenze für die tatsächlichen Erlöse darstellen.

Insgesamt ist festzuhalten, dass alle dargestellten Indizes aus der Ex-post-Perspektive in der Lage sind, die generellen Marktchancen durch Arbitragehandel auf dem Spotmarkt zu beschreiben. Eine direkte Ableitung der Profitabilität einer bestimmten Technologie aus dem Index-Spread scheint jedoch nicht möglich, da zumindest das konkrete Einsatzprofil (Zyklenzahl, Zyklendauer) sowie die zugeordneten Kosten (variable und fixe Bestandteile) bekannt sein müssen.



## 5. Szenario-Analyse zu Flexibilitätsoptionen im Spotmarkt

Im Mittelpunkt dieses Kapitels steht die Analyse des Einflusses von optimierten Betriebsstrategien von Energiespeichern bzw. alternativen Flexibilitätsinstrumenten im kurzfristigen Strommarkt. Dabei soll insbesondere die Frage beantwortet werden, wie sich der Bedarf an zusätzlicher Flexibilität im Strommarkt mittelfristig entwickeln wird. Als Anhaltspunkt für die Attraktivität der Marktbedingungen für den Ausbau von Flexibilitätsoptionen sollen die Preisdifferenzen am Markt für kurzfristige (Day-ahead-Spotmarkt) Stromlieferungen herangezogen werden. Gemäß Abbildung 30 soll die Motivation für das zugrunde gelegte Forschungskonzept visualisiert werden.

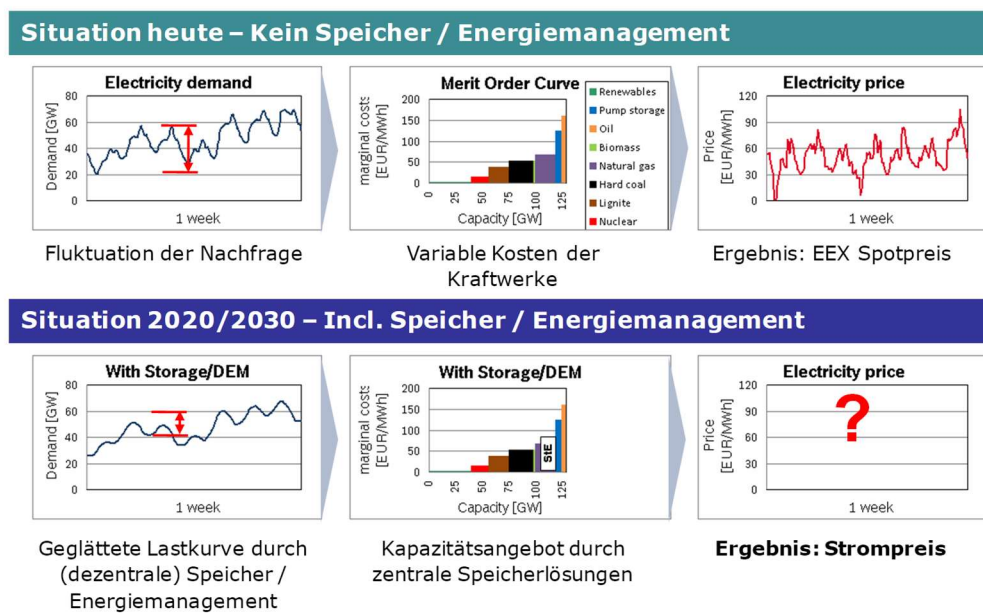


Abbildung 30: Motivation zur Untersuchung des Einflusses von Flexibilitätsoptionen im Strommarkt.

Quelle: Eigene Abbildung.

Als Referenzmaßstab wird die (heutige) Situation betrachtet, in der eine fluktuierende Stromnachfrage auf ein Angebot (Merit-order) aus konventionellen Kraftwerken trifft. Die resultierende Preisstruktur wird im Wesentlichen durch die Fluktuation der Nachfrage und der Struktur der Angebotskurve bestimmt. Wird dagegen zusätzliche Flexibilität im Markt hinzugefügt, kann diese sowohl auf der Nachfrageseite als auch als Teil der Angebotsfunktion auftreten, und so die Preissetzung beeinflussen.

Aus diesem Gedankengang heraus, lassen sich zusammenfassend folgende Fragestellungen konkretisieren, die als Teil des Forschungskonzeptes beantwortet werden sollen:

- Welchen Einfluss üben Speicher/Flexibilitätsoptionen auf die Stromnachfrage aus?
- Welche Effekte ergeben sich im Hinblick auf die Preisstruktur?
- Kommt es zu Sättigungseffekten durch zusätzliche Speicher/Flexibilitätsoptionen?
- Kann ein marktbasierendes Potenzial für Flexibilitätsoptionen bestimmt werden?

Die Forschungsfragen sollen mit Hilfe von Szenarien für den deutschen Strommarkt bis zum Jahr 2030 untersucht werden. Festzuhalten ist, dass das Ziel nicht darin bestehen soll, das wahrscheinlichste Szenario für die zukünftige Entwicklung am deutschen Strommarkt zu entwerfen. Vielmehr sollen die aufgeworfenen Fragestellungen beantwortet und allgemeine Aussagen zur Integration von Flexibilitätsoptionen getroffen werden.

Die verwendeten Szenarien sowie die Methodik werden im Folgenden näher erläutert. Darüber hinaus sollen die wesentlichen Einflussgrößen und Parameter vorgestellt werden. Im Anschluss werden im Kapitel 6 die Ergebnisse der Analyse dargestellt und diskutiert.

## 5.1 Methodik der Untersuchung

Im Rahmen dieser Arbeit werden die Auswirkungen von zusätzlichen Flexibilitätsinstrumenten im Strommarkt für einen mittelfristigen Zeitraum (15-20 Jahre) untersucht. Die hierfür zu definierenden Szenarien für den Strommarkt werden modellgestützt abgebildet und ausgewertet. Entsprechend wird die methodische Vorgehensweise konzeptionell in Abbildung 31 visualisiert.

Grundsätzlich wird davon ausgegangen, die Preisbildung auf dem Strommarkt mit Hilfe eines klassischen Fundamentalmodells zu erklären. Dementsprechend optimiert das Modell *MICOES* den Einsatz der Kraftwerke zur Deckung der Stromnachfrage zu minimalen Kosten (vgl. auch Abschnitt 3.1). Die Angebotsseite wird in *MICOES* durch die Anzahl der zu optimierenden Kraftwerke sowie die zugeordneten technischen und ökonomischen Parameter determiniert. Demgegenüber basiert die Nachfrage auf der aggregierten Stromnachfrage im deutschen Übertragungsnetz in stundenscharfer Auflösung. Davon abzusetzen sind vorrangige Einspeisungen aus EE und dezentralen (wärmegeführten) KWK-Anlagen. Die resultierende residuale Stromnachfrage wird entsprechend dem derzeitigen



Marktdesign am Spotmarkt, ebenso wie im Fundamentalmmodell, von konventionellen Kraftwerken gedeckt.

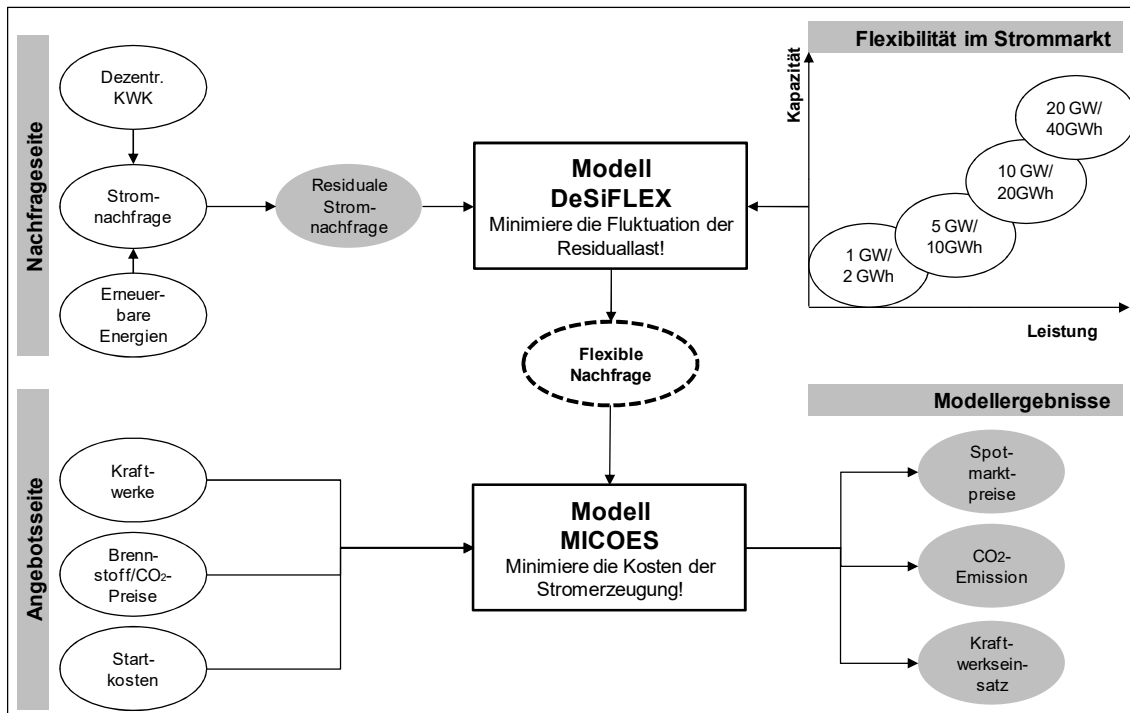


Abbildung 31: Methodik zur Ableitung des Einflusses von Flexibilitätsoptionen im Strommarkt.

Quelle: Eigene Darstellung.

Aufgrund der Berücksichtigung der fluktuierenden EE auf der Nachfrageseite wird die im Strommarkt sichtbare Variation der (residualen) Stromnachfrage so verändert, dass die natürliche Korrelation zu Tages- und Jahreszeiten verloren geht. Demgemäß sind in Bezug auf den Einfluss der EE-Einspeisung zwei Extremfälle denkbar:

- Eine hohe EE-Einspeisung führt zu einer geringen Residuallast. Die geringe Nachfrage führt am Spotmarkt zu geringeren Preisen, im Vergleich zu einer Situation ohne EE.
- Eine geringe EE-Einspeisung führt zu keiner weiteren Absenkung der residualen Stromnachfrage. Durch die unveränderte Nachfrage liegen die Preise am Spotmarkt höher als im Fall a).

Aus dieser Überlegung heraus wird deutlich, dass eine höhere Volatilität der Nachfrage durch die fluktuierende EE-Einspeisung zu Preisdifferenzen führen kann, die einen zusätzlichen Bedarf an Flexibilität im Strommarkt anzeigen. Um die entsprechenden Effekte gemäß den Forschungsfragen zu untersuchen, werden Ausbaustufen einer im Markt verfügbaren Flexibilität von bis zu 20 GW/40 GWh über das Modell *DeSiFLEX* (Demand Side Flexibility) auf der Nachfrageseite berücksichtigt (vgl. oberer Bereich in Abbildung 31). Das Modell dient wie



bereits gezeigt wurde dazu, die Volatilität der Residuallast zu glätten, um so einen erhöhten Einsatz von Flexibilitätsoptionen im Markt zu abbilden (vgl. Abschnitt 3.3). Unter Hinzuziehung der genannten Extremfälle wird die Wirkungsweise des Modellansatzes verdeutlicht: im Fall a) würde „negative“ Flexibilität im Markt sichtbar, d.h. ein Speicher würde geladen oder die Nachfrage erhöht werden. Im Gegensatz dazu würde im Fall b) „positive“ Flexibilität bereitgestellt. Mit Hilfe dieses Betriebsprofils profitiert die Flexibilitätsoption mittelbar von Preisdifferenzen (Arbitrage) und erhöht zugleich den Systemnutzen durch die verringerte Volatilität.

Im Ergebnis dieser Vorbetrachtung liegt eine in ihrer Struktur durch die Flexibilitätsinstrumente beeinflusste Residuallast vor, die in *MICOES* überführt und zur Bestimmung der Spotmarktpreise verwendet wird (vgl. unterer Teil der Abbildung 31). In den unter Beachtung der flexibilisierten Stromnachfrage ermittelten Preiszeitreihen am Spotmarkt spiegeln sich zum einen die Veränderungen auf der Angebotsseite durch Veränderungen im Kraftwerksmix (siehe Szenarien) als auch die Beeinflussung durch eine flexible Residuallast wider. Mit den Ergebnissen dieses Versuchsaufbaus steht eine umfassende Datengrundlage zur Beantwortung der aufgeworfenen Forschungsfragen zur Verfügung.

## 5.2 Definition von Szenarien für den deutschen Strommarkt

Bevor eine detaillierte Untersuchung der Marktchancen für Speichersysteme und weitere Flexibilitätsoptionen im Strommarkt bis 2030 stattfinden kann, müssen die künftigen Entwicklungslinien der deutschen Elektrizitätswirtschaft in allgemeiner Form analysiert werden. Erst die Kenntnis über diese Entwicklungslinien lassen belastbare Rückschlüsse auf das marktbasierende Potenzial von Speichersystemen innerhalb des Energiesystems der Zukunft zu. Als Abbild des Zustands des Strommarktes soll der Markt für kurzfristige Stromlieferungen bis zum folgenden Tag, der sogenannte „day-ahead“- oder auch Spotmarkt, betrachtet werden. Aufgrund der Charakteristik von Elektrizität als Handelsgut, das (bisher) nicht in größeren Mengen lagerfähig ist, sowie den Stabilitätsanforderungen des Stromnetzes, welche ein Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch in jedem Zeitpunkt verlangen, ist der Spotmarkt als Teilmarkt der Energiewirtschaft geeignet, den Zustand des Gesamtsystems zu beschreiben.



Die über den betrachteten Zeitraum von etwa 20 Jahren zu erwartende Unsicherheit über die möglichen Zustände des Strommarktes wird durch eine Szenarioanalyse begegnet (vgl. Abbildung 32). Mit Hilfe dieses Instrumentes können wesentliche Determinanten für die Beschreibung des Systemzustands variiert und somit verschiedene alternative Entwicklungen als Szenario veranschaulicht werden. Für eine Marktanalyse stellen sich daher Fragen über die Entwicklung von Angebot und Nachfrage von Elektrizität. Ein weiterer wesentlicher Einfluss für die Marktpreise wird durch die Kosten der Vorprodukte (Brennstoffe, CO<sub>2</sub>-Zertifikate) ausgeübt. Ebenso ist der zeitliche Horizont der Analyse einzugrenzen. Der Aufbau des Szenariorahmens gliedert sich entsprechend den folgenden Ausführungen. Die Festlegung der einzelnen Parameter kann den jeweiligen Unterabschnitten entnommen werden.

	<b>Szenario „Referenz“</b>	<b>Sensitivität „EE-Ausbau“</b>	<b>Sensitivität „CO<sub>2</sub>-Preis“</b>
<b>Nachfrage</b>	<b>(Brutto)-Stromnachfrage</b> • sinkt bis 2030		
<b>Angebot</b>	<b>Konventioneller Kraftwerkspark</b> • endogen entsprechend der Nachfrage „Referenz“ bestimmt		
	Grundannahmen • Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 • EE-Ausbau nach BMU-Leitstudie	<b>• EE-Ausbau 75 % in 2015</b>	Grundannahmen • Wie Szenario „Referenz“
<b>Inputpreise</b>	Entwicklung der <b>Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise</b> • mäßiger Anstieg gemäß Pfad B der BMU-Leitstudie 2010		<b>Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise</b> • 10/30/60/90 € je t
<b>Stützjahre</b>	<b>2015, 2020, 2030</b>		

Abbildung 32: Determinanten der energiewirtschaftlichen Szenarioanalyse.  
 Quelle: Eigene Darstellung.

Für die Untersuchung in dieser Arbeit werden drei Szenarien betrachtet, die letztlich auf ein „Referenz“-Szenario sowie zwei Sensitivitäten („EE-Ausbau“, „CO<sub>2</sub>-Preis“) zurückzuführen sind. In allen Szenarien wird von einer Steigerung der Energieeffizienz im Stromsektor ausgegangen, die zu einem schrittweisen Absinken der Bruttostromnachfrage bis zum Jahr 2030 führt (Bundesregierung 2010). Hintergrund ist die Annahme, dass die Nachfrage nach Elektrizität auch bestimmend für das Angebot an Kraftwerksleistung ist. Demnach würde ein Szenario, das von einer im Zeitverlauf gleichbleibenden Bruttostromnachfrage ausgeht, einen entsprechend größeren Kraftwerkspark erforderlich machen.

Das zur Stromnachfrage korrespondierende Angebot an Kraftwerksleistung in den Stützjahren 2015, 2020 und 2030 wird semi-endogen bestimmt, indem Zubau- und



Stilllegungsentscheidungen unter einer wirtschaftlichen Betrachtungsweise anhand der erreichten Deckungsbeiträge getroffen werden (vgl. Kapitel 3.2). Allen Szenarien gemein sind grundsätzliche Rahmenbedingungen wie der beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 sowie der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien. Der Ausbaupfad der EE wird an der „Leitstudie 2011“ orientiert (Nitsch et al. 2012) (vgl. Kapitel 5.3.2).

Die kurzfristigen Stromgestehungskosten oder auch Grenzkosten der Kraftwerke, zu denen unter den Bedingungen eines vollkommenen Wettbewerbs eine Gebotsabgabe erfolgt, wird für konventionelle (thermische) Kraftwerke im Wesentlichen von den Kosten für den eingesetzten Brennstoff und die erforderlichen Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate bestimmt. Da fossile Energieträger wie Kohle, Öl, und Gas global gehandelt werden, können die jeweiligen Preisentwicklungen konsistent anhand der weltweiten Energienachfrage abgeleitet werden. Annahmegemäß hat die nationale Stromnachfrage keinen Einfluss auf die Weltmarktpreise. Daher wird für beide Szenarien der Preispfad B der „Leitstudie 2011“, der einen mäßigen Anstieg der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise unterstellt, herangezogen.

Sämtliche Prämissen bezüglich Nachfrage, Angebot und Inputpreisen werden in den folgenden Unterkapiteln detailliert beschrieben.

## 5.3 Modellannahmen und Prämissen

Anhand der zuvor dargestellten Methodik und Modellbeschreibung wird deutlich, dass die Qualität der Analyseergebnisse einerseits von der Güte der Modelle abhängt. So konnte insbesondere *MICOES* durch die Verwendung in zahlreichen Studien verifiziert und in Teilbereichen, wie etwa dem Betriebsverhalten von zentralen KWK-Anlagen, verbessert werden konnte. Andererseits sind die Modellergebnisse von den gewählten Parametern bedingt. Einen starken Einfluss üben die angebots- und nachfrageseitigen Annahmen sowie die Inputpreise aus. Im Folgenden werden diese Annahmen und deren Begründung explizit beschrieben.

### 5.3.1 Entwicklung des Stromverbrauchs

Die Energienachfrage<sup>15</sup> in den Teilbereichen Strom, Wärme und Verkehr eines Landes wird zentral durch dessen gesellschaftliches und wirtschaftliches Aktivitätsniveau bestimmt. Für die Entwicklung belastbarer Szenarien ist es daher notwendig, die wesentlichen sozio-ökonomischen Randdaten zu projizieren. So gehen beispielsweise die Energieszenarien der

---

<sup>15</sup> In dieser Arbeit werden die Begriffe Last, Nachfrage und Verbrauch für die Umwandlung von Energie synonym verwendet, da er sich im Sprachgebrauch etabliert hat und in vielen Definitionen wiederfindet, z. B. Primärenergieverbrauch.



Bundesregierung im Zeitraum von 2008 bis 2030 von folgenden Entwicklungen aus (Schlesinger, Lindenberger, and Lutz 2010):

- Bevölkerungsrückgang von 82,1 Mio. auf 79,1 Mio.,
- Anstieg der Zahl der Haushalte von 39,6 Mio. auf 41 Mio.,
- Mittleres Wachstum des Bruttoinlandsprodukts (BIP) um 0,6 % p.a. bis 2020 und 0,8 % p.a. bis 2030.

Als langfristige Zielwerte im Sinne von Klimaschutz und Ressourcenschonung sehen die genannten Energieszenarien der Bundesregierung eine Reduzierung der Freisetzung von Treibhausgasen (THG) um 80-95 % bis zum Jahr 2050 vor. Damit geht die Notwendigkeit einher, den Primärenergieverbrauch (PEV) gegenüber 2008 um 50 % sowie der Stromverbrauch um 25 % zu reduzieren. Diese Vorgaben machen deutlich, dass ein weiteres Wirtschaftswachstum bei sinkendem PEV nur über eine Steigerung der Energieeffizienz möglich ist. Tabelle 15 zeigt die prognostizierte Steigerung des wirtschaftlichen Aktivitätsniveau (BIP) um 0,6-0,8 % p.a. und dessen abnehmende energetische Unterlegung.

**Tabelle 15: Bruttoinlandsprodukt (BIP), Primärenergieverbrauch (PEV) und Effizienzindikator 2008-2050.**

**Quelle:** (Schlesinger, Lindenberger, and Lutz 2011), (Schlesinger, Lindenberger, and Lutz 2010).

Kenngröße	2008	2020	2030	2050
BIP [Mrd. € <sub>2000</sub> ]	2.270	2.437	2.632	3.158
Änderung zu 2008 [% p.a.]		0,6	0,7	0,8
PEV [PJ]	14.192	11.462	9.361	7.096
Änderung zu 2008 [% p.a.]		-1,8	-1,9	-1,7
BIP/PEV [€ <sub>2000</sub> /GJ]	160	213	281	445
Änderung zu 2008 [% p.a.]		2,4	2,6	2,5

Im Ergebnis steigt die Energieeffizienz von 160 €/GJ auf 445 €/GJ bis 2050, was einer prozentualen Steigerung der jährlichen Energieeffizienz von etwa 2,5 % entspricht.

Als Ansatzpunkte für Maßnahmen zur Effizienzsteigerung kommen zwei Quellen zum Tragen, die sich aus der per Konvention festgelegten Bilanzierungsschema vom PEV zum Endenergieverbrauch ergeben (AG Energiebilanzen e.V. 2012):

1. Verminderung der Umwandlungsverluste: Beim Einsatz von fossilen Primärenergieträgern wie Kohle, Öl oder Gas wird ein Teil der Energie als ungenutzte Abwärme vom Kraftwerk oder Verbrennungsmotor abgeführt und somit in der



Energiebilanz als Umwandlungsverlust verbucht. Werden verstärkt erneuerbare Energien zur Bereitstellung von Strom, Wärme und Verkehr eingesetzt, werden diese Verluste per se reduziert, da Nutzungsgrade bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen von 100 % angesetzt werden. In der Folge verringert sich entsprechend der PEV.

2. Verminderung des tatsächlichen (End-)Energieverbrauchs (EEV): Endenergieanwendungen aus Strom, Fernwärme, Heizöl oder Benzin können sowohl Sektor bezogen (Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie Industrie und Verkehr) als auch nach Art der Verwendung (Strom, Wärme, Mobilität) untergliedert und analysiert werden. Werden in diesen Bereichen Maßnahmen durchgeführt, die dazu führen, dass die eingesetzte (End-)Energie effizienter verwendet wird (Gebäudedämmung, Gerätelabel A+++, sparsame Motoren, ...) sinkt der Endenergieeinsatz bei gegebenem Bedarf und damit letztlich auch der PEV.

Die energiepolitische Diskussion, wie diese ambitionierten Ziele zu erreichen sind und wie eine Flankierung mit gesetzlichen Regelungen erfolgen kann, ist nach Einleitung der „Energiewende“ in Deutschland noch nicht abgeschlossen bzw. europäische Regelungen wie die Effizienzrichtlinie gerade erst in nationales Recht umgesetzt. Das EEG soll darüber hinaus die notwendigen stabilen Rahmenbedingungen zur Ausweitung von Kapazität und Integration der erneuerbaren Energien liefern (Bundesregierung 2011). Eine Verbesserung der Planungssicherheit soll auch durch die Neuregelungen des KWK-Gesetzes einhergehen, das voraussichtlich am 1. Januar 2016 in Kraft treten wird. Positiv zu bewerten ist insbesondere, dass konkrete Mengenziele für den KWK-Ausbau – bis 2025 sind es 120 TWh – beschlossen wurden. Die nötige Konsistenz und Langfristigkeit der Rahmenbedingungen im Bereich Energieeffizienz würde vor allem durch folgende Regelungen unterstützt:

- a) Gebäudesanierung: Der Gesetzentwurf im Rahmen der Regelungen zur Energiewende für eine steuerliche Förderung ist im Vermittlungsverfahren zwischen Bund und Ländern am 12.12.2012 zunächst gescheitert. Nunmehr soll eine ganzheitliche Gebäudestrategie den Strom-, Wärme- und Effizienzbereich integrieren (BMWi 2014a).
- b) Sanierungsfahrplan für Gebäude: Im Energiekonzept sollte dieser federführend durch das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung mit Beginn ab 2012 entwickelt werden (Bundestag 2012). Nach der Bundestagswahl 2014 wechselte die Zuständigkeit für Bau- und Wohnungswesen zum Bundesumweltministerium. Im Rahmen der ganzheitlichen Gebäudestrategie des BMWi soll weiterhin ein Sanierungsfahrplan erarbeitet werden.



- c) Novellierung des Energieeinsparungsgesetzes (EnEG) – In-Krafttreten Juli 2013 – und der Energieeinsparverordnung (EnEV) – In-Krafttreten Mai 2014: Kernelemente der novellierten EnEV sind u.a. erhöhte Anforderungen beim Primärenergiebedarf ab 2016.
- d) EU-Energieeffizienz-Richtlinie – In-Krafttreten Dezember 2012: U.a. Verpflichtung jedes EU-Mitglieds zur Festlegung nationaler Effizienzziele bis 2020. Die EU-Länder mussten bis zum Juni 2014 und danach alle drei Jahre ihre Nationalen Energieeffizienz-Aktionspläne (NEEAP) der Kommission übermitteln. In Deutschland wurden Eckpunkte des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE) im Spätsommer 2014 veröffentlicht und diskutiert, der Kabinettsbeschluss erfolgte am 3. Dezember 2014 beschlossen (BMWi 2014b).

Die Umsetzung der genannten Maßnahmen würde zu einem sinkenden Energiebedarf im Strommarkt führen, der modellseitig über die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs charakterisiert wird. Dementsprechend gehen auch die „Energieszenarien 2011“ von einem stetig sinkenden Niveau des Bruttostromverbrauchs aus, das sich in einer 25%-igen Reduktion bis zum Jahr 2050 gegenüber 2008 ausdrückt (vgl. Tabelle 16). Diese Entwicklung muss als äußerst ambitioniert gelten, da bei „... dem unterstellten Wirtschaftswachstum, bei teilweise stark wachsenden Stromanwendungen (z. B. Informationstechnologien) und bei zukünftig „neuen“ Stromverbrauchern ... dies außerordentlich ehrgeizige Anstrengungen zur Mobilisierung der spezifischen Effizienzpotenziale im Stromsektor [verlangt]. Es ist keineswegs sicher, dass die dazu im Energiekonzept 2010 der Bundesregierung ausgewiesenen Maßnahmen und Instrumente (u. a. Energieeffizienzfonds) dafür ausreichen. Erleichtert würde das Erreichen solcher ehrgeiziger Zielsetzungen, wenn zukünftig von merklichen Strompreisanstiegen auszugehen ist. Dies ist aber in den Energieszenarien zum Energiekonzept eher nicht der Fall.“ (Nitsch et al. 2010)

Dementsprechend wird in der „Leitstudie“ der Jahre 2010 und 2011 (Szenario A) zunächst ebenfalls von einem Absinken des Strombedarfs um etwa 0,5 % p.a. bis 2030 ausgegangen (-10 % gegenüber 2008) (vgl. Tabelle 16). Während in den klassischen Segmenten (Haushalte, GHD, Industrie) ein Rückgang des Endenergiebedarfs von heute etwa 480 TWh auf 333 TWh in 2050 unterstellt wird, steigert jedoch der unterstellte Zuwachs strombasierter Nachfrage aus dem Verkehrssektor (+40 TWh in 2050) den Stromverbrauch, der sich bezogen auf die Endenergie bei etwa 400 TWh in 2050 stabilisiert. Hinzu tritt ab 2030 die technische Option Überschussstrom aus erneuerbaren Energien mittels Wasserstoffelektrolyse zu speichern. Diese zusätzliche Nachfrage wird mit 23 TWh (Jahr 2030) bzw. 110 TWh (Jahr 2050) in die



Strombilanz einbezogen. Im Jahr 2050 liegt der Bruttostromverbrauch somit nur noch rund 6 % unter dem Wert von 2008.

**Tabelle 16: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs bis 2050 in verschiedenen Szenarien.**

Quelle: (Schlesinger, Lindenberger, and Lutz 2011), (Nitsch et al. 2012).

<b>Bruttostromverbrauch</b>	<b>2008</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
Leitstudie 2011 A	609	564	548	574
Änderung zu 2008 [% p.a.]		-0,6	-0,5	-0,1
Energieszenarien 2011	614	548	515	460
Änderung zu 2008 [% p.a.]		-1,0	-0,8	-0,7
<b>Szenario „Referenz“</b>		560	550	

Für den in dieser Arbeit relevanten Zeithorizont bis zum Jahr 2030 werden die Annahmen der „Leitstudie“ zu Grunde gelegt. Dabei entspricht das Szenario „Referenz“ dem in Tabelle 16 gezeigten Verlauf, bei dem der Bruttostromverbrauch insgesamt bis zum Jahr 2030 auf 550 TWh absinkt.

### 5.3.2 Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland

Wie im vorherigen Kapitel dargelegt wurde, stellen die erneuerbaren Energien einen wesentlichen Pfeiler zur Reduktion des Primärenergieverbrauchs und damit zur Erreichung der Klimaziele bis zum Jahr 2050 dar. Sowohl die „Leitstudien“ 2010 und 2011 als auch die „Energieszenarien“ zeigen als sogenannte Zielszenarien Wege auf, den Umbau der Energieversorgung in allen Verbrauchssektoren auf die Nutzung erneuerbarer Energien auszurichten und so bis 2050 den gesamten Ausstoß von Kohlendioxid um etwa 85-95 % gegenüber dem Niveau von 1990 zu reduzieren (Nitsch et al. 2012).

Das deutsche Energieversorgungssystem im Jahr 2010 basiert, bezogen auf den Primärenergieverbrauch, zu 80 % auf fossilen Energieträgern. Die übrigen Anteile können zu etwa gleichen Teilen der Kernenergie sowie den erneuerbaren Energien zugeordnet werden. Etwa 27 % der Primärenergie wird derzeit durch Umwandlungs- und Verteilverluste im Energiesystem nicht genutzt, wovon der Großteil auf thermische Verluste der Stromerzeugung in Kondensationskraftwerken zurückzuführen ist (Nitsch et al. 2010). Durch den weiteren Zubau erneuerbarer Energien werden deshalb zwei Effekte wirksam:



1. Die Umwandlungsverluste in der Stromerzeugung werden aufgrund der Berechnungsmethodik beim Einsatz erneuerbarer Energien reduziert. Insoweit erhöht sich die Energieeffizienz bezogen auf den Primärenergieverbrauch.
2. Die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern wird durch erneuerbare Energien ersetzt. Somit werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen reduziert.

Das Basisszenario A der „Leitstudien“ 2010/11 sehen einen weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr vor, sodass der Anteil am Primärenergieverbrauch bis 2020 auf 19 % und bis 2030 auf 31 % steigt. Durch die bessere Substituierbarkeit fossiler Energieträger in der Stromerzeugung gegenüber Mobilitäts- und Wärmeanwendungen muss die Stromwirtschaft einen überproportionalen Beitrag zum Aufbau regenerativer Erzeugungskapazität leisten. Wird zu Vergleichszwecken ein gleichbleibender Bruttostromverbrauch unterstellt, steigt der Beitrag der erneuerbaren Energien<sup>16</sup> auf 40-42 % (227-235 TWh) in 2020 sowie 62-64 % (351-361 TWh) in 2030 (vgl. Abbildung 33). Für diesen dynamischen Ausbaupfad wird angenommen, dass die Vorrangregelung des EEG bezüglich Netzanschluss und Einspeisung der regenerativen Energieträger fortgeführt wird. Ferner ist die Absenkung der Vergütungssätze entsprechend der Markt- und Kostenentwicklung vorgesehen.

Der Erhöhung der Einspeisung von 136 TWh (Ist 2012) auf 227 TWh (2020, Leitstudie 2010 Sz. A) bedeutet ein Wachstum der erneuerbaren Energien von rund 7 % p.a., wobei die einzelnen Technologien hierzu in unterschiedlichem Maße beitragen. Bis zum Jahr 2020 wird der höchste Zuwachs bei der Stromerzeugung gemäß dem Basisszenario A der Leitstudie 2010 von der Windenergie, insbesondere durch Offshore-Anlagen, generiert (+11 % p.a.). Auch der absolut gesehen größte Anteil innerhalb der EE wird durch Windenergie (108 TWh in 2020) bereitgestellt, davon bereits 32,5 TWh durch Offshore-Anlagen. Die Rolle der Biomasse wird von den Autoren der Leitstudie auf die nachhaltig nutzbaren Potenziale beschränkt. Der größte Teil wird daher zur stationären Wärmezeugung sowie zur gekoppelten Strom- und Wärmezeugung eingesetzt (vgl. auch Kapitel 5.3.4 zur Rolle der dezentralen KWK). Auch die Dekade bis zum Jahr 2030 ist durch das weitere dynamische Wachstum der EE von 5 % p.a. auf dann 361 TWh gekennzeichnet. Das relative Wachstum der einzelnen Technologien schwächt sich zwar im Vergleich zum Zeitraum 2012-2020 etwas ab, dennoch wird bis 2030 etwa 2/3 der deutschen Stromversorgung auf einer regenerativen Basis errichtet sein. Dieser Zielpfad wird ebenfalls in der aktualisierten Leitstudie 2011 beschrritten. Zwar liegen die

---

<sup>16</sup> EE aus Wind, PV, Laufwasser, Geothermie, EE-Importe, Biomasse sowie biogener Anteil aus Müllkraftwerken.





Prognosen für den Ausbau der Windkraft in 2030, insbesondere Onshore, oberhalb der Leitstudie 2010 (+ 8 TWh). Jedoch wird die Annahme der Integration von EE außerhalb von Deutschland (Stromimporte) nach unten korrigiert, sodass die Gesamtmenge an EE um 10 TWh reduziert ist. Im Vergleich dazu bilden die Energieszenarien 2011 eher eine vorsichtige Prognose ab. Der Anteil am Bruttostromverbrauch würde in 2030 nur 49 % erreichen. Dies ist zum einen durch die implizite Annahme eines stärker sinkenden Stromverbrauchs durch eine signifikante Steigerung der Energieeffizienz begründet. Andererseits unterstellen die Autoren eine verstärkte europäische Zusammenarbeit im Hinblick auf Klimaschutz und Integration der EE im Stromsektor. In Anbetracht der Ausbaudynamik bei PV und Windkraft der letzten Jahre durch Kostendegressionen und steigenden Strompreisen für Endkunden, ist nicht mit einer Verlangsamung des Ausbaupfades zu rechnen. Diesem Gedanken wird auch im Netzentwicklungsplan 2013 (NEP) Rechnung getragen (50Hertz et al. 2013). Die Prognose für den weiteren Zuwachs an EE führt zu regenerativen Anteilen zwischen 46-52 % innerhalb der nächsten Dekade (2023). Damit liegt die Ausbaudynamik der mit der Bundesnetzagentur abgestimmten Planung bis 2030, mit Blick auf die gesamte EE-Erzeugung, auf einem vergleichbaren Niveau mit den Leitstudien, wenn man den um drei Jahre verlängerten Prognosehorizont berücksichtigt<sup>17</sup>.

Neben den aus politischer Sicht bedeutsamen Zielwerten für den Gesamtanteil der EE an der Stromversorgung steht für die Fragestellung des Flexibilitätsbedarfs insbesondere der Anteil variabler EE im jeweiligen Energiesystem im Vordergrund. Dieser liegt derzeit bei etwa 15 % und soll sich entsprechend der Szenarien bis 2020/23 in etwa verdoppeln.

---

<sup>17</sup> Im Koalitionsvertrag 2013 wurden Ausbaukorridore für den Stromanteil aus regenerativen Energiequellen von 40-45% (2025) und 55-60% (2035) vereinbart und im EEG 2014 gesetzlich verankert.



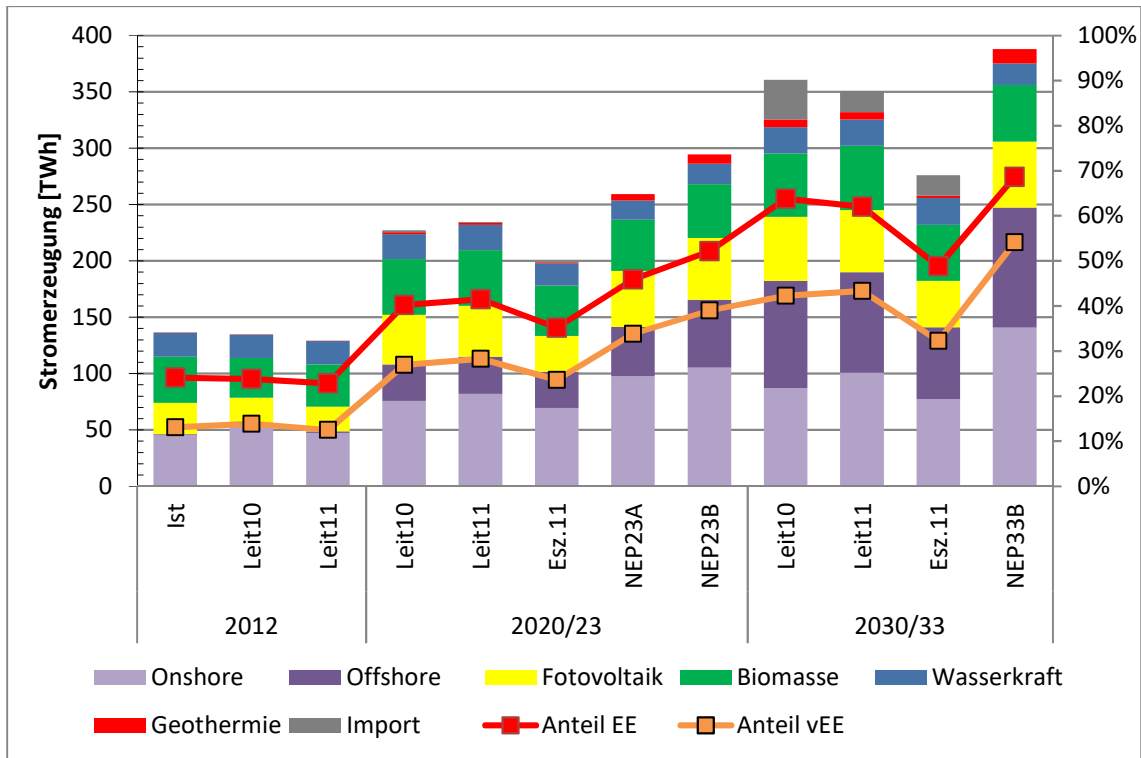


Abbildung 33: Stromerzeugung aus EE im Zeitraum 2012-2033 vergleichend für ausgewählte Szenarien sowie konstantem Anteil am Bruttostromverbrauch (565 TWh).

Quelle: Eigene Darstellung nach (Nitsch et al. 2010), (Nitsch et al. 2012), (Schlesinger, Lindberger, and Lutz 2011), (50Hertz et al. 2013).

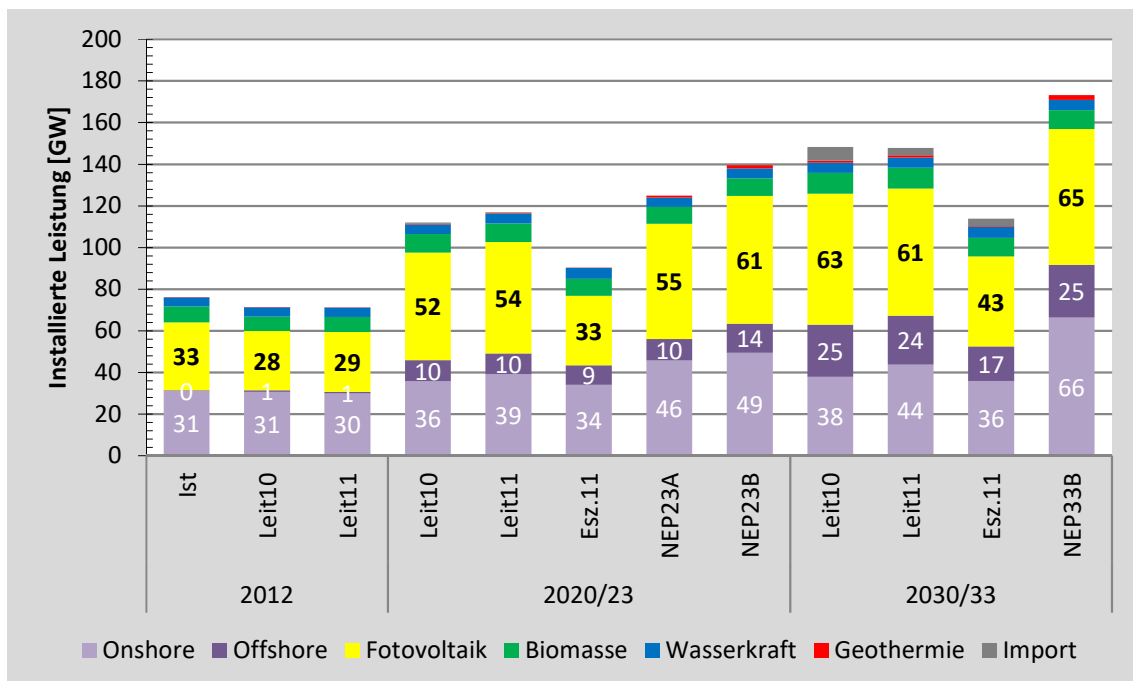


Abbildung 34: Installierte Leistung der EE im Zeitraum 2012-2033 vergleichend für ausgewählte Szenarien.

Quelle: Eigene Darstellung nach (Nitsch et al. 2010), (Nitsch et al. 2012), (Schlesinger, Lindberger, and Lutz 2011), (50Hertz et al. 2013).

Im Detail sind aber auch deutliche Abweichungen zwischen NEP und den Leitstudien erkennbar, insbesondere bei Betrachtung der installierten Leistung der jeweiligen Energieart (vgl. Abbildung 34). Speziell der Ausbau im Bereich Windenergie (Onshore) wird gemäß NEP deutlich ambitionierter vorangetrieben.

Für die Untersuchungen in dieser Arbeit wird der Ausbaupfad der EE anhand der Leitstudie 2010 herangezogen. Zum einen können die Autoren auf Erfahrungen aus der Erstellung von Szenarien für vorrangegangene Leitstudien zurückgreifen, wodurch sich die zugrundgelegten Modelle und Prämissen verdichtet haben dürften. Auch liegt die Abschätzung innerhalb einer plausiblen Bandbreite im Vergleich zu „Energieszenarien 2011“ und „Netzentwicklungsplan 2013“. Zum anderen muss beachtet werden, dass für die Untersuchung der Forschungsfragen weniger ein bestimmtes Jahr für den entsprechenden Ausbaupfad der EE maßgebend ist, sondern vielmehr der erreichte Anteil von EE an der Stromnachfrage.

Zusammenfassend stützt sich die hier vorgelegte Analyse auf Szenarien mit Anteilen der EE (vEE) von 40 % (27 %) bzw. 64 % (42 %), bei Berücksichtigung eines konstanten (inländischen) Bruttostromverbrauchs von 565 TWh.

### 5.3.3 Annahmen zur Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks

Die Szenarioanalyse im Kapitel 5 dieser Arbeit umfasst den Zeitraum bis zum Jahr 2030. Somit kommt der Frage der Struktur der Angebotsseite auf dem deutschen Strommarkt sowie deren Veränderung im Zeitablauf eine erhebliche Bedeutung zu, da sich die Zusammensetzung des Kraftwerksmix unmittelbar auf die Modellergebnisse auswirkt. Entsprechend der zuvor beschriebenen Methodik wird der Kraftwerkspark semi-endogen aus dem heutigen Bestand heraus entwickelt (vgl. auch Abschnitt 3.2).

Dazu werden zunächst die im Bau befindlichen Kraftwerke erfasst. Die Bundesnetzagentur weist einen getätigten sowie geplanten Zubau von konventionellen Kraftwerken von 8,8 GW im Zeitraum von 2013-2015 aus (BNetzA 2014b; BNetzA 2014a). Danach entfallen etwa 7 GW bzw. 1,5 GW auf die Brennstoffkategorien Steinkohle und Erdgas (vgl. Abbildung 35). Bereits in 2012 sind zwei neue Braunkohleblöcke im Umfang von etwa 3 GW ans Netz gegangen. Mit einem weiteren Zubau von Erdgaskraftwerken ist bis 2025 aufgrund von erteilten



Genehmigungen bzw. fortgeschrittenen Genehmigungsverfahren zu rechnen<sup>18</sup> (BdEW 2015). In den Kraftwerksbestand von *MICOES* werden daher Erdgas-GuD-Anlagen mit einer Leistung von 5 GW per 2020 aufgenommen. Dies entspricht etwa 50 % der in Genehmigungsverfahren geplanten Projekte. Hinzu kommen noch 2 GW an geplanten Erweiterungen sowie Neubauten von Pumpspeicherkraftwerken. Für den Zeitraum ab 2021 bis zum Ende des Analysehorizonts liegen noch keine öffentlich verfügbaren Informationen zu geplanten Kraftwerksbauten vor. Auf Basis der iterativen Vorgehensweise entsprechend der o.g. Methodik und korrespondierend zur „Sterbelinie“ der Kraftwerke (vgl. hierzu Abbildung 36) wird ein weiterer Bedarf von 15 GW an konventioneller Kraftwerksleistung bis 2025 identifiziert. Dieser Bedarf verteilt sich etwa zu gleichen Teilen auf Gasturbinen und GuD-Anlagen. Per 2030 wird der Bestand an Gasturbinen nur noch geringfügig erhöht (500 MW).

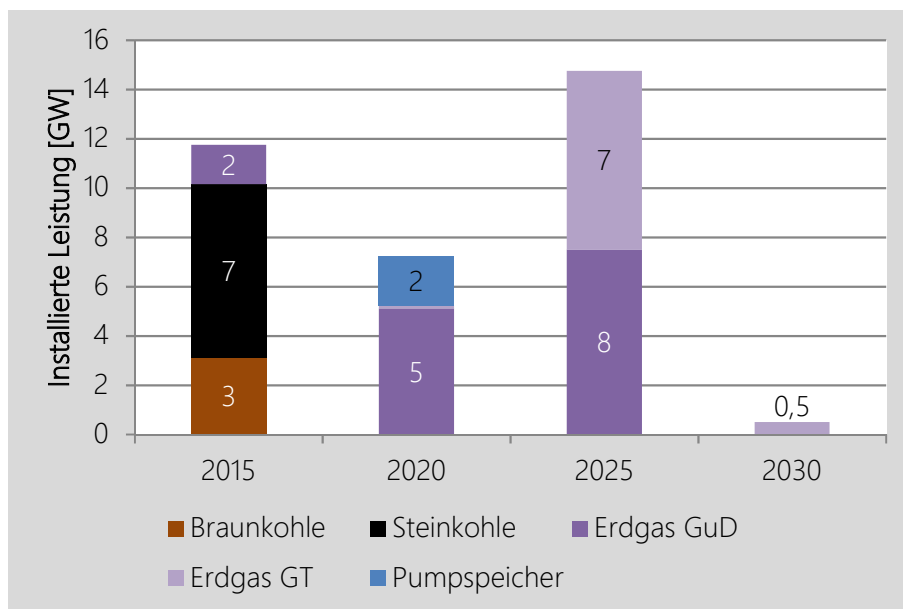


Abbildung 35: Modellseitiger Kapazitätswachstum von konventionellen Kraftwerken in 5-Jahres-Schritten bis 2030 gemäß der semi-endogenen Methodik.

Quelle: Eigene Berechnung.

Zur Validierung der resultierenden Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks soll ein Vergleich mit anderen Studien herangezogen werden (vgl. Abbildung 37). Die Werte für die installierte Kraftwerksleistung liegen zwischen 76 GW (*MICOES*) und 90 GW in (Schlesinger, Lindenberger, and Lutz 2011) und (50Hertz et al. 2013) in 2020. Die Prognosen für 2030 liegen im Bereich von 72 GW (*MICOES*) bis 85 GW (50Hertz et al. 2013). Dies ist vor allem auf den größeren Bestand an Steinkohle- und Gaskraftwerken in den Vergleichsstudien

<sup>18</sup> Die BdEW-Kraftwerksliste umfasst 74 Kraftwerksprojekte im Umfang von ca. 33,5 GW (Stand: 04/15). Davon gelten etwa 7,3 GW als gesichert und können mit den BNetzA-Datenbanken (In Betrieb oder gesicherter Zubau) abgestimmt werden. Für weitere 8,7 GW wurde eine Genehmigung erteilt.

zurückzuführen. Insbesondere in (50Hertz et al. 2013) spielt die regionale Verteilung der Kraftwerksstandorte eine große Rolle, um daraus den Bedarf für zusätzliche Übertragungsnetzkapazitäten abzuschätzen. Im Fall der mit MICOES durchgeführten Strommarktmodellierung wird jedoch per se von unbeschränkten Übertragungskapazitäten im Marktgebiet Deutschland ausgegangen, sodass der ermittelte Kraftwerksbestand eher eine untere Grenze darstellt, wenn man zudem Aspekte der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit mit einbezieht. Im Hinblick auf die hier untersuchte Forschungsfrage geht es zudem um die hinreichende und notwendige Dimensionierung der Angebotsseite, um die zeitlich hochaufgelösten Preiszeitreihen durch Überkapazitäten oder Knappheit auf Kraftwerksseite nicht zu verzerren. Der Erreichung dieses Ziels sollte durch den für die Szenarioanalyse verwendeten Kraftwerkspark nichts entgegenstehen.

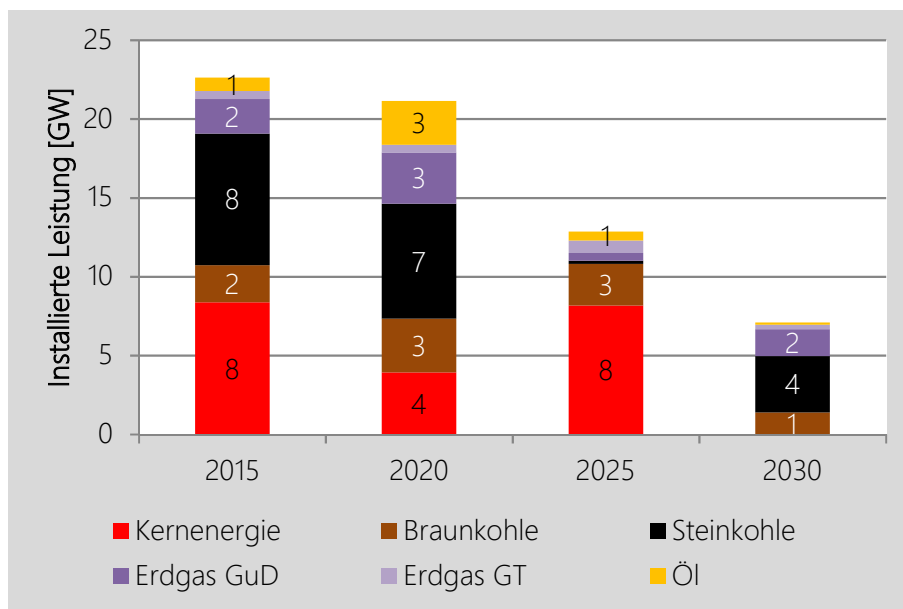


Abbildung 36: Modellseitige Stilllegung von konventionellen Kraftwerken bis zum Jahr 2030.

Quelle: Eigene Darstellung.



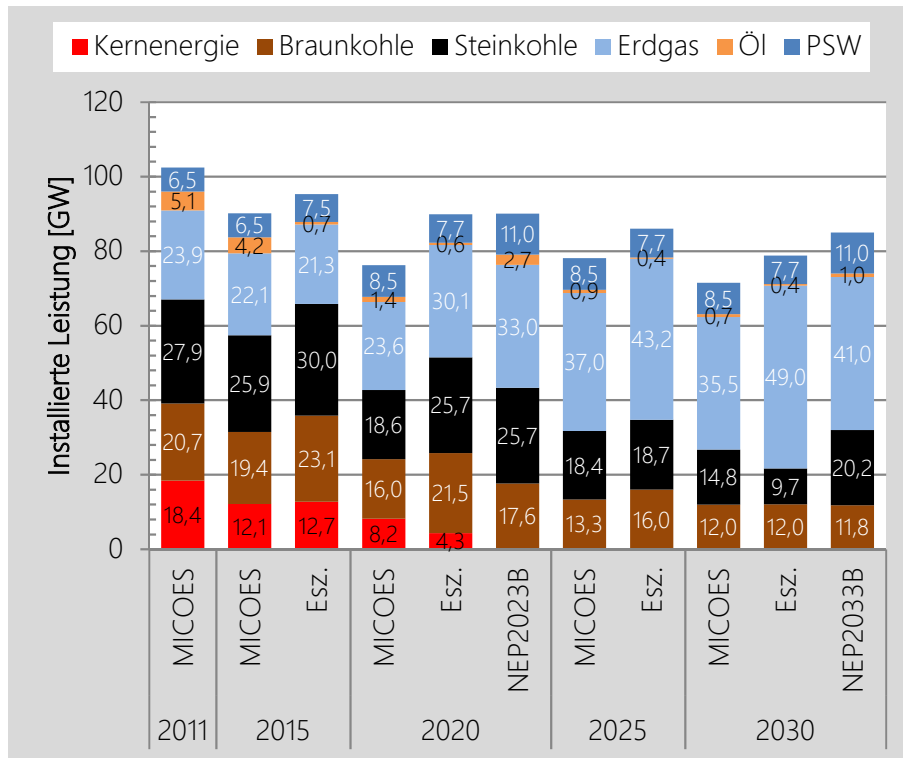


Abbildung 37: Bestand an konventionellen Kraftwerken im Zeitraum 2011-2030 für MICOES, Energieszenarien 2011 und Netzentwicklungsplan 2013.

Quelle: Eigene Berechnung, (Schlesinger, Lindenberger, and Lutz 2011), (50Hertz et al. 2013)

### 5.3.4 Ausbau der dezentralen KWK-Erzeugung

Ein wichtiger Baustein bei der Erreichung der langfristigen Klimaziele wird die Nutzung von EE-Potenzialen unter Berücksichtigung einer Kopplung der Sektoren Strom und Wärme in räumlicher Nähe zum Bedarf darstellen. Einen Brückenschlag zwischen Dezentralisierung, Flexibilisierung und Klimaschutz kann dabei durch den Ausbau dezentraler KWK-Anlagen (Gasmotoren, Brennstoffzellen) erreicht werden (Nitsch et al. 2012; Krzikalla, Achner, and Brühl 2013). Die Zielszenarien in (Nitsch et al. 2012) weisen die Anteile der verschiedenen KWK-Anlagen im Erzeugungsmix in detaillierter Form aus, die insgesamt zwischen 2020 und 2030 einen Anteil an der Bruttostromerzeugung von rund 26 % erreichen (2010: 15 %). Nur durch die angenommene deutliche Steigerung der KWK-Stromerzeugung sind die angestrebten CO<sub>2</sub>-Einsparungen im gesamten Energiesystem erreichbar.

Ein Unterscheidungsmerkmal bei der Kategorisierung der KWK bildet zum einen der Brennstoff im Hinblick auf

- fossil befeuerte KWK-Anlagen und

- KWK aus EE, insbesondere Biomasse.

Daneben bietet der Grad der Zentralisierung der Erzeugungsanlage ein weiteres Merkmal für eine Abgrenzung nach

- Fernwärme aus Heizkraftwerken (HKW),
- Nahwärme- und Objektversorgung aus BHKW und
- Industrie-KWK (HKW, BHKW).

Für die in dieser Arbeit durchgeführte Szenario-Analyse ist diese Abgrenzung insofern bedeutsam, als dass die (fossilen) **Heizkraftwerke** der Fernwärme und Industrie-KWK modellendogen in MICOES abgebildet werden. Dagegen werden die **BHKW** in der Nahwärme- und Objektversorgung sowie solcher in Industrie-KWK als sogenannte Must-run-Kapazität im Sinne einer exogen vorgegebenen Stromspeisung berücksichtigt.

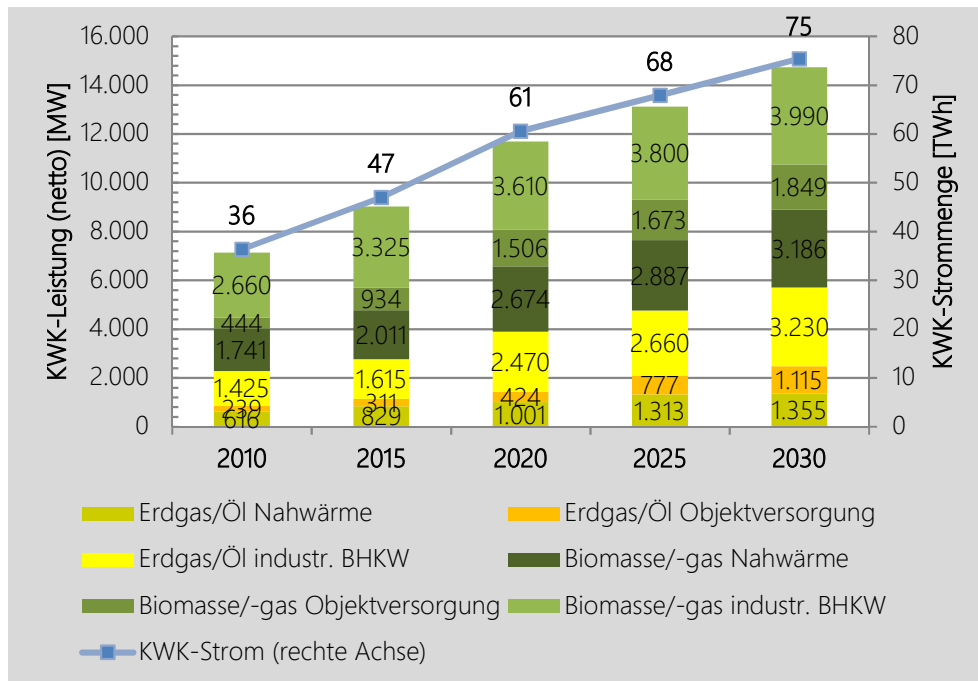


Abbildung 38: Ausbau der KWK in Nahwärme, Objektversorgung und Industrie (BHKW).

Quelle: (Nitsch et al. 2012).

Für diesen Zweck wird die Fahrweise dieser Must-run-Anlagen wärmegeführt in stündlicher Auflösung abgebildet. Als Randbedingung für die nachfolgend beschriebene Simulation der stündlichen Fahrweise wird zunächst das Mengengerüst für die jeweiligen Stützjahre festgelegt. In Abbildung 38 ist dementsprechend die erwartete installierte Netto-Leistung der Erdgas-/Öl- bzw. Biomasse-befeuerte BHKW dargestellt und zudem nach dem Einsatzgebiet (Nahwärme, Objektversorgung, Industrie) gegliedert. Insbesondere der Einsatz der Biomasse in dezentralen KWK-Anlagen führt dazu, dass die installierte Leistung bis 2020 per Annahme

auf 11,7 GW ansteigt (2010: 7,1 GW). Bis 2030 sollen dann rund 14,7 GW erreicht werden, wodurch die heute vorhandene Kapazität verdoppelt würde. Zum Vergleich: die insgesamt vorhandene Kraftwerksleistung in KWK-Anlagen beträgt 25 GW in 2010 und soll bis 2030 auf etwa 36 GW ansteigen (Nitsch et al. 2012). Im gleichen Ausmaß wird ein Anstieg der (dezentralen) KWK-Strommenge von 36 TWh (2010) auf 61 TWh (2020) bzw. 75 TWh (2030) in den Szenarien abgebildet.

In (Boßmann 2008) und (Götz 2010) wird der Zusammenhang zwischen der Außentemperatur (Stundenwerte, Tagesmittelwerte) und dem hochaufgelösten (spezifischen) Fernwärmebedarf eines kommunalen Energieversorgungssystems beschrieben. Bei Kenntnis der jährlichen Strom- und Wärmeproduktion des BHKW kann diese mit Hilfe der spezifischen Bedarfswerte ebenfalls in eine hochaufgelöste Zeitreihe aufgegliedert werden (vgl. Abbildung 39). Dieses Verfahren wird für sämtliche BHKW-Typen (Erdgas/Öl, Biomasse in Nahwärme-, Objektversorgung und Industrie-KWK) sowie Stützjahre (2015, 2020, 2030) durchgeführt. Im Ergebnis führen die ermittelten Zeitreihen der wärmegeführten BHKW zu einer zusätzlichen Reduktion der Residuallast, neben der RES-Einspeisung. Insofern können diese Anlagen in Zuge der unterstellten Betriebsweise zu einer Verstärkung des Flexibilitätsbedarfs führen. Auf der anderen Seite liegt aber in der potenziellen optimierten Steuerung dieser Anlagen, ggf. in Verbindung mit Wärmespeichern, ein erhebliches Potenzial zur Integration der fluktuierenden EE-Einspeisung bei gleichzeitiger Erhöhung der Versorgungssicherheit.

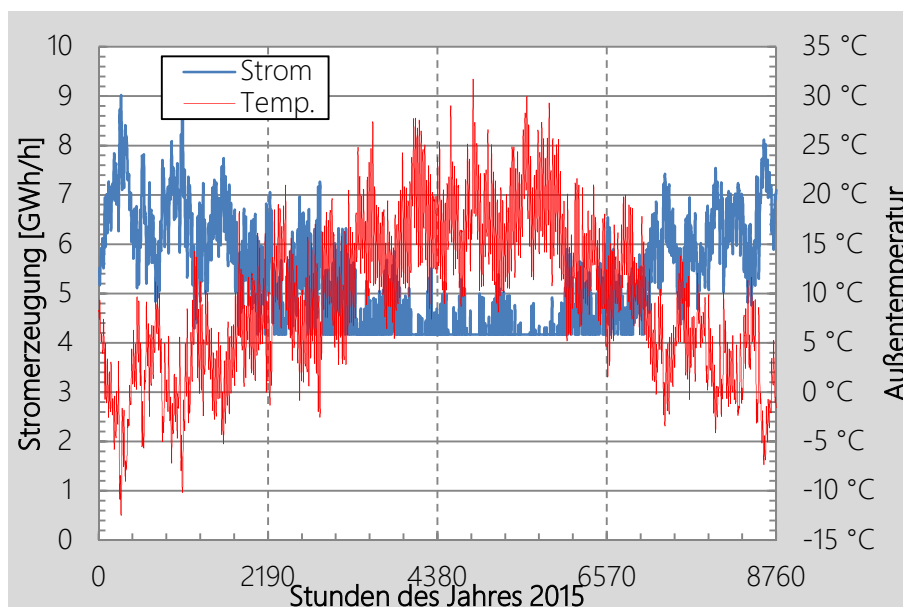


Abbildung 39: Stromerzeugung aus wärmegeführten BHKW (Erdgas/Öl, Biomasse) in 2015.  
Quelle: Eigene Berechnung basierend auf Daten von (Nitsch et al. 2012).



### 5.3.5 Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise

Einen maßgeblichen Faktor bei der Bestimmung von Marktpreisen für ein bestimmtes Gut stellen die Inputpreise der Produktionsfaktoren dar. Bei Fundamentalmodellen für den Elektrizitätsmarkt, die den Einsatz der Kraftwerke auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten bestimmen sollen, spielen insbesondere die Kosten für Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Zertifikate eine entscheidende Rolle, die oftmals nicht auf gesonderten Rohstoffmärkten gehandelt werden (z. B. Braunkohle, Kernbrennstäbe). Falls Marktpreise vorhanden sind (z. B. Öl, Erdgas, Steinkohle), stellt sich die Frage der Fristenkongruenz zwischen den börslich fixierten Rohstoffpreisen und den stündlichen Großhandelspreisen am Strommarkt. Hinzu kommt bei langfristig orientierten Szenarioanalysen die Aufgabe, eine plausible Abschätzung der Entwicklung über die nächsten 10-20 Jahre vorzunehmen.

Einen guten Eindruck über die (jährliche) Schwankungsbreite der historischen und projizierten Rohstoffpreise (frei deutscher Grenze) für Steinkohle und Erdgas vermittelt die Abbildung 40. Die Festlegung eines Preisszenarios für Erdgas und Steinkohle ist insbesondere vor dem Hintergrund bedeutsam, dass diese beiden Brennstoffe in Mittel- und Spitzenlastkraftwerken eingesetzt werden und solche Kraftwerke in den meisten Stunden des Jahres preissetzend am Day-ahead-Spotmarkt sind.



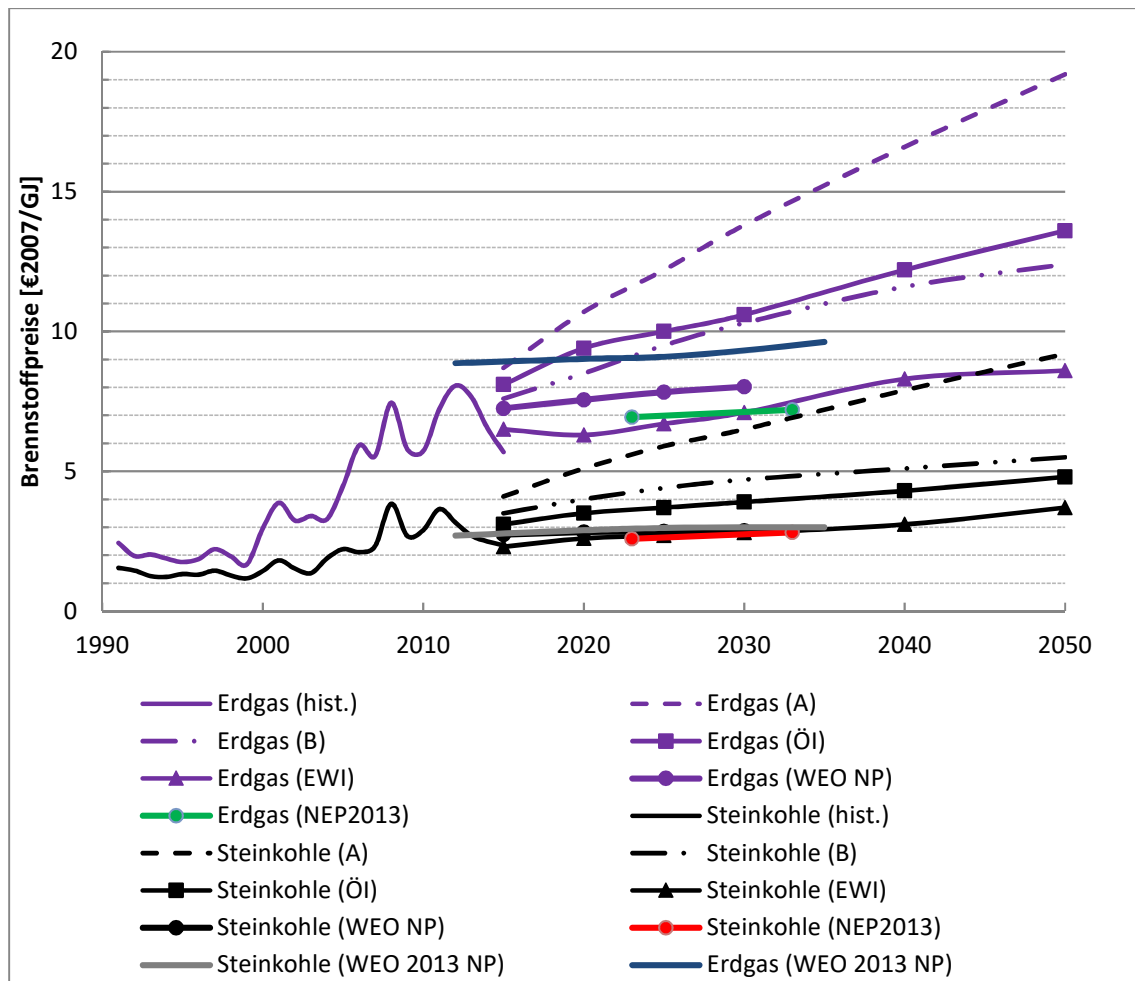


Abbildung 40: Historie und Projektionen für Brennstoffpreise (Erdgas/Steinkohle) frei Grenze.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von (Schlesinger, Lindenberger, and Lutz 2010; IEA 2013; 50Hertz et al. 2013; Nitsch et al. 2012; Matthes 2010).

Im jüngeren historischen Vergleich lassen sich zwei Phasen identifizieren:

- 1990-1999: Relativ stabiler Preisverlauf bei Kohle und Erdgas zwischen 1-2 €/GJ. Die Preisdifferenz zwischen beiden Brennstoffen schwankt zwischen 0,4-0,9 €/GJ (Mittelwert: 0,6 €/GJ).
- 2000-2012: Größere Volatilität mit ansteigendem Preistrend. Erdgaspreise erreichen das vorläufige Maximum in 2012 mit durchschnittlich 8,1 €/GJ. Das bisherige Maximum für Steinkohle liegt in 2008 bei 3,8 €/GJ. Dadurch lag die Preisdifferenz zwischen beiden Brennstoffen in 2012 bei 4,9 €/GJ (Mittelwert: 2,8 €/GJ).

Vor diesem Hintergrund versuchen verschiedene Studien über Trendszenarien die zukünftige Preisstruktur der Brennstoffe abzuschätzen:

Bezüglich der Erdgaspreise ergibt sich ein trichterförmiger Verlauf zwischen den Abschätzungen des EWI (Erdgas (EWI), (Schlesinger, Lindenberger, and Lutz 2011)) als unterer Grenze, in denen die Preise auch langfristig nicht über das heutige Niveau hinaus

ansteigen, und der BMU-Leitstudie (Erdgas (A), (Nitsch et al. 2012)), die den Preistrend der letzten Jahre im Pfad A fortschreibt. Für 2020 liegt der Korridor daher zwischen 6,3-10,7 €/GJ und in 2030 zwischen 7,1-13,8 €/GJ. Einen moderateren Anstieg verzeichnen dagegen die Preisprojektionen des Öko-Institut (ÖI) in (Matthes 2010) sowie im Pfad B der Leitstudie mit 8,5-9,4 €/GJ in 2020 und 10,3-10,6 €/GJ in 2030. Ein nahezu konstanter Verlauf bis 2030 findet sich dagegen im *World Energy Outlook/New Policies Scenario* (IEA 2013) mit 7-8 €/GJ, im Netzentwicklungsplan (NEP2012) mit 8,5 €/GJ sowie deutlich darunter in (NEP 2013) mit ca. 7 €/GJ. Zum Vergleich, derzeit bewegen sich die Future-Notierungen (2017) für Liefergebiete in Deutschland an der EEX um etwa 7 €/GJ.

Ein ähnliches Bild ergibt sich bei den Erwartungen bezüglich der Steinkohlepreise. Der obere und untere Verlauf wird durch die Leitstudie (Pfad A) und EWI-Preispfade determiniert. Der Trend wird somit in 2020 zwischen 2,6-5,1 €/GJ und bis 2030 zwischen 2,8-6,5 €/GJ eingegrenzt. Sehr niedrige Preisannahmen von relativ konstant 3 €/GJ werden von WEO, NEP 2012 und NEP 2013 getroffen. Dagegen prognostizieren ÖI und Leitstudie (Pfad B) einen leicht ansteigenden Trend mit Preisen von 3,5-4 €/GJ in 2020 und 3,9-4,7 €/GJ in 2030.

Für die in dieser Arbeit durchgeführte Szenarioanalyse wird der Preispfad B der Leitstudie verwendet. Dieser schreibt zum einen den Trend der letzten Jahre in moderater Form fort, ohne zugleich obere oder untere Extremverläufe anzunehmen und scheint daher für die weitere Bearbeitung der Forschungsfragen am besten geeignet zu sein.

Neben den zukünftigen Preisen für Brennstoffe bilden die CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten den zweiten wesentlichen Bestandteil der kurzfristigen Grenzkosten der Kraftwerke. Durch die mittelfristige Verknappung der verfügbaren Menge an Zertifikaten im europäischen Handelssystem sollten sich signifikante Preise für diese Art von Verschmutzungsrechten ergeben. Tatsächlich gingen auch alle Studien von steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen oberhalb von 20 €/t im Zeitraum von 2010-15 aus. Ein oberes Preisszenario wird in der BMU-Leitstudie beschrieben (Pfad A), wogegen in (Schlesinger, Lindenberger, and Lutz 2010) mittelfristig von leicht sinkenden Preisen ausgegangen wird (EWI ZSz\_IIB), die bis 2050 ebenfalls das Niveau von 70 €/t übersteigen. Die anderen Studien bewegen sich größtenteils innerhalb dieses Korridors und prognostizieren insgesamt flachere Anstiege der Preisverläufe. Eine gute Übereinstimmung wird im WEO („*New Policies Scenario*“), IER-Referenzszenario (ab 2020), Politikszenerien und BMU-Leitstudie (Pfad B) erreicht. Interessant ist die aktualisierte Einschätzung im NEP 2013 (von 25 auf 45 €/t steigend) gegenüber NEP 2012 (konstant 24 €/t).



Für das Referenzszenario wird Preispfad B unterstellt (Nitsch et al. 2012). Die Preisentwicklung zu Beginn der dritten Handelsperiode zeigt jedoch die Anfälligkeit des Handelssystems auf Schwankungen der Nachfrage bedingt durch die Wirtschaftskrise in den südeuropäischen Ländern bzw. höhere Anteile der EE im Stromsystem. Daher wird in zusätzlichen Sensitivitäten gegenüber dem Referenzszenario eine Schwankungsbreite der CO<sub>2</sub>-Preise von 10-90 €/t unterstellt (vgl. Abschnitt 5.2).

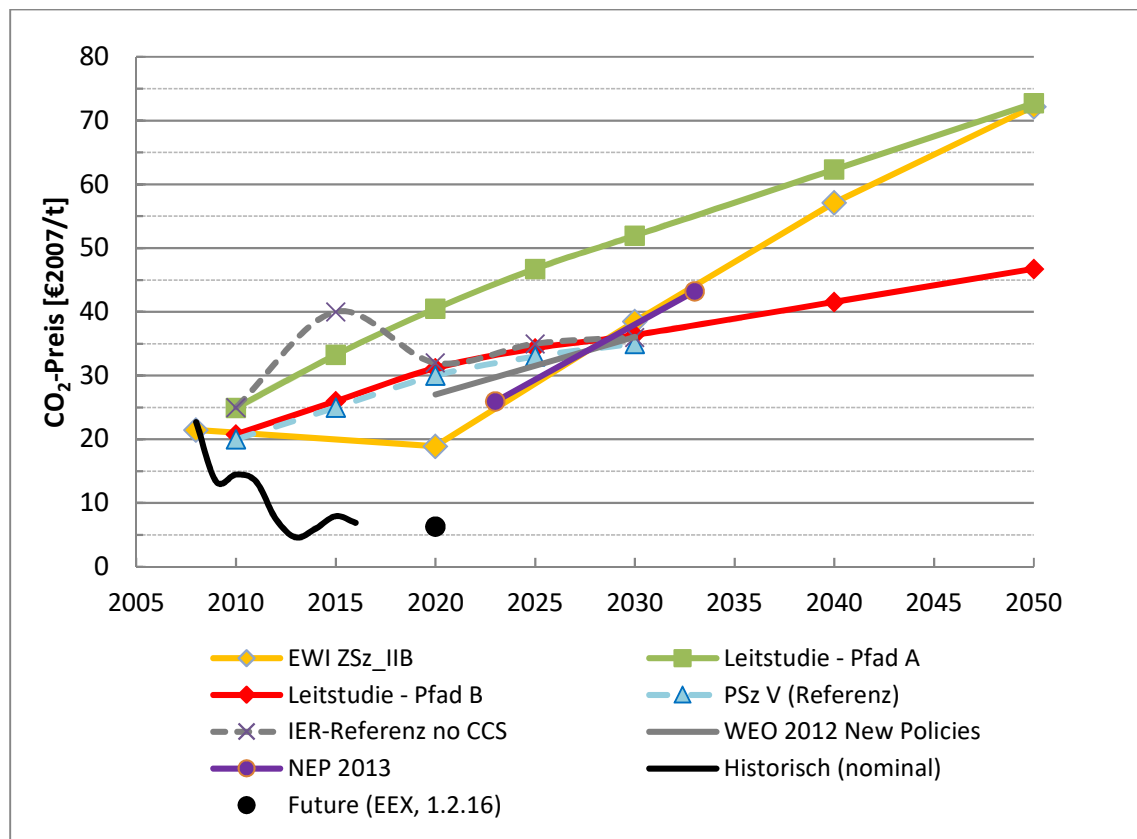


Abbildung 4.1: Ausgewählte Preisprognosen von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten (EU-ETS).

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von (Nitsch et al. 2012; Schlesinger, Lindenberg, and Lutz 2011; Matthes 2010; IEA 2013; 50Hertz et al. 2013).

## 6. Ergebnisse der Modellrechnungen

Der folgende Abschnitt geht auf die Wirkung einer signifikanten Durchdringung des Strommarktes mit Stromspeicherkapazität ein. Untersucht wird der Einfluss des Speichereinsatzes auf die Stromnachfrage und die Spotmarktpreise in 2020 sowie 2030 mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien. Dabei wird zunächst der Einfluss auf die residuale Stromnachfrage untersucht. Darüber hinaus erfolgt die Ableitung von generellen Entwicklungspfaden für den Strommarkt bevor im zweiten Schritt eine detaillierte Auswertung der Ergebnisse der Szenarioanalyse vorgenommen wird.

### 6.1 Betrachtung der residualen Nachfragekurve

Wenn man annimmt, dass die Kraftwerksstruktur und somit die Angebotskurve durch langfristige Planungs- und Bauzeiten kurzfristig nicht signifikant verändert werden kann, wird deutlich, dass der Spotmarktpreis für Elektrizität von der stündlich veränderlichen Nachfrage her bestimmt ist. Ein Blick auf die vertikale Netzlast eines Jahres in stündlicher Auflösung zeigt, dass die originäre Stromnachfrage typischen Schwankungen zwischen Tag und Nacht, Werktagen und Wochenenden sowie Sommer- und Wintertagen unterworfen ist.

In einem Energiesystem mit nur geringen Anteilen fluktuierender EE sind die Stromanbieter in der Regel konfrontiert mit der beschriebenen prognostizierbaren und wiederkehrenden Struktur der Netzlast. Entsprechend der Anzahl der Stunden eines Jahres, in denen ein vorgegebenes Niveau der Stromnachfrage erreicht wird, kann diese in Grundlast, Mittellast und Spitzenlast unterteilt werden. Die Grundlast wird üblicherweise in mehr als 7.000 Stunden des Jahres nicht unterschritten, wogegen die Spitzenlast in weniger als 2.000 Stunden des Jahres erreicht wird. In den übrigen Stunden des Jahres wird die Stromnachfrage der Mittellast zugeordnet. Abgesehen von dieser allgemeinen Einordnung besteht oft ein fundamentaler Zusammenhang zwischen dieser Klassifizierung und der Tageszeit, d.h. Grundlast herrscht über 24 Stunden hinweg wogegen die Spitzenlast in wenigen Stunden zur Mittags- und Abendzeit erreicht wird. Die übrige Zeit des Tages kann der Mittellast zugeordnet werden.

Diese herkömmliche Vorstellung wird sich durch den weiteren Ausbau von (fluktuierenden) EE grundlegend verändern. Ein Blick auf das Histogramm der Residuallast verdeutlicht zum einen, dass die auftretende Spannbreite der Lastbereiche größer wird. In 2010 lagen die zugehörigen Werte im Bereich von 20-80 GW. Bei einem weiteren Ausbau der EE entsprechend der o.g. Annahmen ist mit Lastbereichen in 2020 zwischen -10-75 GW sowie in



2030 zwischen -45-65 GW zu rechnen (vgl. Tabelle 17). Sichtbar wird in dieser Darstellung aber auch, dass sich die residuale Spitzenlast bis 2030 um etwa 15 GW reduzieren lässt, wogegen negative Residuallasten, d. h. Überschüsse aus EE häufiger und mit Werten bis zu -45 GW auftreten können. Insofern ist auch offensichtlich, dass die sogenannte Grundlast bis zum Jahr 2030 verschwinden wird.

Tabelle 17: Häufigkeitsverteilung der residualen Stromnachfrage 2010-30 (ohne zusätzliche Speicher).

Quelle: Eigene Berechnung.

MW	2010	2020	2030
-45.000	0	0	1
-40.000	0	0	6
-35.000	0	0	30
-30.000	0	0	37
-25.000	0	0	92
-20.000	0	0	129
-15.000	0	0	203
-10.000	0	8	338
-5.000	0	40	450
0	0	65	554
5.000	0	164	656
10.000	0	235	729
15.000	0	392	808
20.000	9	625	902
25.000	51	961	974
30.000	177	1168	952
35.000	458	1298	728
40.000	940	1293	527
45.000	1356	1068	375
50.000	1278	739	177
55.000	1097	456	68
60.000	1242	161	19
65.000	1235	71	5
70.000	570	15	0
75.000	296	1	0
80.000	51	0	0

Im Hinblick auf das in dieser Form bestimmbare technische Potenzial für Flexibilitätsinstrumente werden die Eckdaten wie folgt zusammengefasst (vgl. Tabelle 18):



- Ohne zusätzliche Maßnahmen zur Steigerung der Systemflexibilität steigen die maximalen Überschüsse aus EE und sonstiger dezentraler Erzeugung auf 14 GW in 2020 sowie 49 GW in 2030 an. Da diese Maxima gewöhnlich nur in wenigen Stunden des Jahres auftreten, ist für eine vorläufige Abschätzung des technischen Potenzials auch der Mittelwert der jährlichen Überschüsse angegeben. Dadurch zeigt sich ein vergleichsweise geringer Ausschlag von 5 GW (2020) auf 11 GW (2030).
- Werden dagegen Kurzzeitspeicher bis zu 20 GW/40 GWh im Rahmen der Modellumgebung *DeSiFlex* (vgl. Kap. 3.3) mit dem Ziel einer Minimierung der Fluktuationen der Residuallast in das System eingebracht, reduzieren sich die maximalen Überschüsse um 10-13 GW. Dagegen verbleiben die mittleren Überschussleistungen auf etwa dem gleichen Niveau.
- Auch in Bezug auf die jährlichen aggregierten Energieüberschüsse zeigt sich, dass das technische Potenzial nicht alleine durch Kurzzeitspeicher abgedeckt wird. Insbesondere mit Blick auf 2030 wird deutlich, dass zum Ausgleich von überschüssigen Energiemengen im TWh-Bereich auch Langzeitspeicher eingesetzt werden müssten.

**Tabelle 18: Statistische Eckdaten zu negativen Residuallasten in 2020 und 2030. Bei der vergleichenden Analyse wird eine zusätzliche Flexibilität im Umfang von 20 GW/40 GWh im Modell *DeSiFlex* angenommen.**

Quelle: Eigene Berechnung.

Statistik zur negativen Residuallast	2020		2030	
	ohne Flex	mit Flex	ohne Flex	mit Flex
max. Überschussleistung [GW]	14	4	49	36
mittl. Überschussleistung [GW]	5	3	11	10
Energieüberschuss (aggr.) [GWh]	509	141	20.345	16.472
Häufigkeit [h p.a.]	113	46	1.840	1.707

Unabhängig von einer Betrachtung der statistischen Extremwerte der Residuallast, lassen sich allgemeine Aussagen und Erkenntnisse auch durch die Darstellung in einer höheren zeitlichen Auflösung erkennen (vgl. Abbildung 42 für das Jahr 2020 und Abbildung 43 für das Jahr 2030 – ohne zusätzliche Kurzzeitspeicher). Dazu werden die stündlichen Werte der Residuallast zu einer so genannten Typwoche aggregiert. Der danach bestimmte Schwankungsbereich liegt in 2020 zwischen 23 GW und 47 GW an den Werktagen (Stunden 0-119). Beim Blick auf die Tagesstruktur zeigt sich, dass sich zukünftig Lastspitzen in den Morgenstunden (8-9 Uhr) sowie am Abend (20-21 Uhr) ausprägen, wobei letztere durchgängig höhere Werte aufweist.



Daneben verursacht die Einspeisung von PV-Anlagen ein signifikantes Residuallasttal während der Mittagszeit (ca. 33 GW).

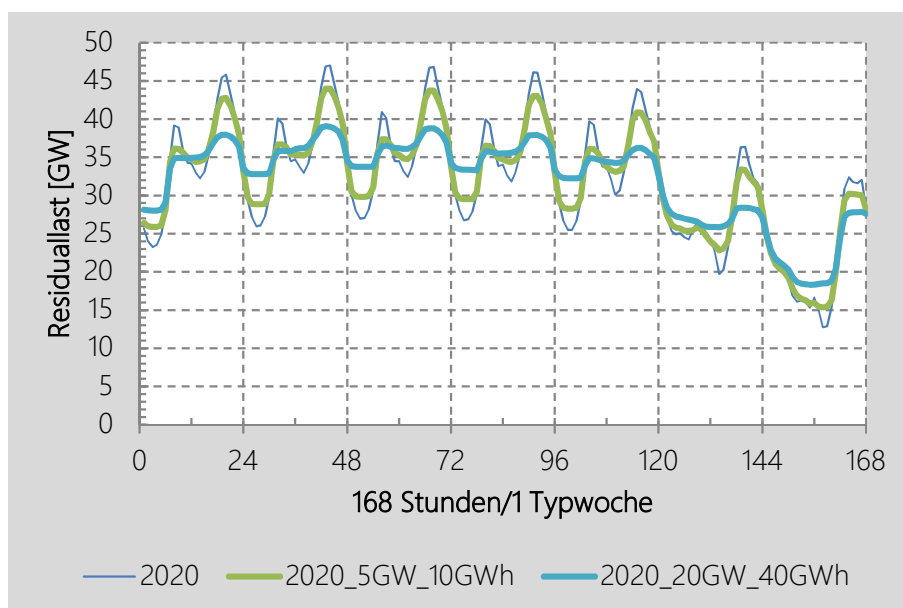


Abbildung 42: Residuallast 2020 – Profil einer Typwoche bei unterschiedlicher Marktdurchdringung mit Kurzzeitspeichern.

Dieses grundsätzliche Schema gilt auch für eine Typwoche des Jahres 2030 (vgl. Abbildung 43). Allerdings verschiebt sich der Schwankungsbereich auf ein niedrigeres Niveau zwischen 9 GW und 32 GW (werktags). Noch deutlicher fällt jedoch der Einfluss der PV-Einspeisung unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen zum Einspeiseprofil aus. Demnach liegen die Werte der Residuallast während der Mittagsstunden etwa auf dem gleichen Niveau wie das Lasttal zur Nachtzeit. Bemerkenswert ist auch der Gradient bis zur nachfolgenden Abendspitze. Ein gänzlicher Verlust der Laststruktur ist am Wochenende zu beobachten (Stunden 120-168). Entsprechend bildet sich in den Mittagsstunden ein Minimum der residualen Stromnachfrage aus. Dieses wird bis 2030 erwartungsgemäß negative Werte aufweisen, d. h. dass die Einspeisung aus EE die Stromnachfrage in diesen Stunden i. d. R. übersteigt. Die mittleren Wochenend-Maxima erreichen bis zu 36 GW in 2020 und 22 GW in 2030.





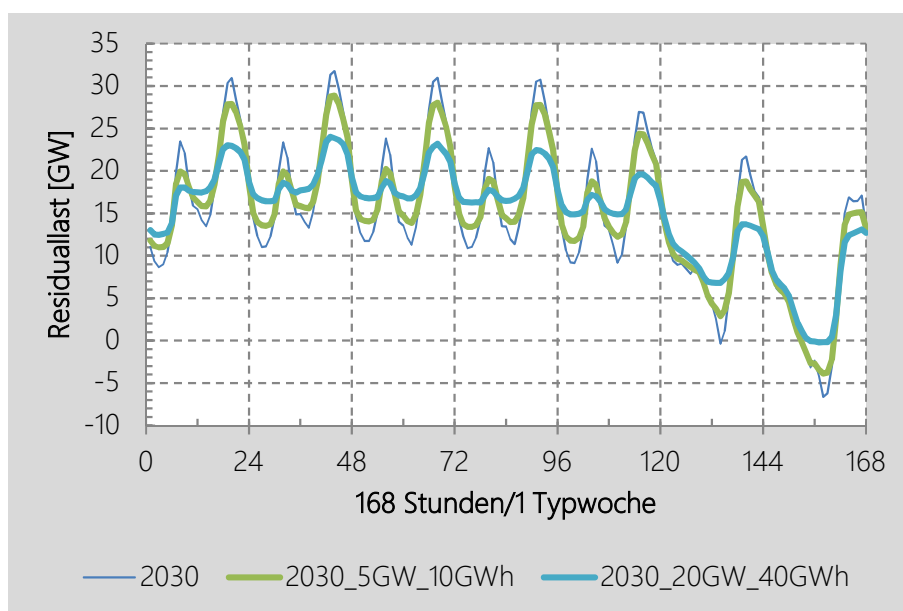


Abbildung 43: Residuallast 2030 – Profil einer Typwoche bei unterschiedlicher Marktdurchdringung mit Kurzzeitspeichern.

Demgegenüber sollen im Weiteren die Effekte einer zusätzlichen Einbringung von Kurzzeitspeichern bei einer optimierten Fahrweise auf die Residuallast in der zeitlichen Auflösung einer Typwoche diskutiert werden. Dazu werden in der grafischen Darstellung die Werte für eine Speicherkapazität von 5 GW/10 GWh und 20 GW/40 GWh ausgewiesen, die zur Minimierung von Schwankungen der Residuallast verfügbar sind.

Entsprechend sind für die Werte der Residuallast in 2020 deutliche Anhebungen der Minima sowie Absenkungen der Maxima um bis zu +/- 7 GW bei Einsatz von Kurzzeitspeichern von 20 GW/ 40 GWh zu erkennen. Darüber hinaus kann auch abgeleitet werden, dass der PV-induzierte Residuallastrückgang zur Mittagszeit durch dem Einsatz von Kurzzeitspeichern abgemildert wird. Diese qualitative Bewertung gilt auch für die Residuallast in 2030 mit einer geringfügig stärkeren Ausprägung der Extremwerte.

Das generelle technische Einsatzpotenzial von flexiblen Instrumenten im Strommarkt kann aus der vorhergehenden Analyse der Residuallast abgeschätzt werden. Dazu werden die Lastspreizungen der gezeigten Typwochen (Tagesminima/-maxima) in 2020 und 2030 zu einem mittleren Residuallast-Spread aggregiert. Dahinter liegt der Gedanke, dass hohe Lastspreizungen (bei entsprechendem Gradienten und Häufigkeit) auch zu hohen Preisdifferenzen an den Strommärkten führen können und dadurch Marktanreize für den Einsatz von flexiblen Technologien bieten. Gemäß dieser Vorgehensweise leitet sich ein mittlerer Residuallast-Spread in 2020 ohne zusätzliche Flexibilität von etwa 20 GW ab (vgl. Abbildung 44). Diese Lastdifferenz klingt bei einer Marktdurchdringung mit 10 GW (20 GWh)

Kurzzeitoptionen auf 10 GW (2030: 12 GW) ab. Wird diese Kapazität im Markt verdoppelt, reduziert sich die mittlere Lastdifferenz pro Typtag weiter auf etwa 6 GW (2030: 8 GW). Damit werden auch erste Sättigungstendenzen erkennbar, d. h. eine weitere Erhöhung der installierten Leistung von Kurzzeitflexibilität übt einen geringeren Einfluss auf die Differenzen der Residuallast aus, als vorhergehende Einheiten. Eine gezielte Verringerung von Lastdifferenzen wäre demnach nur durch den Übergang zu längerfristigen Flexibilitätsoptionen möglich.

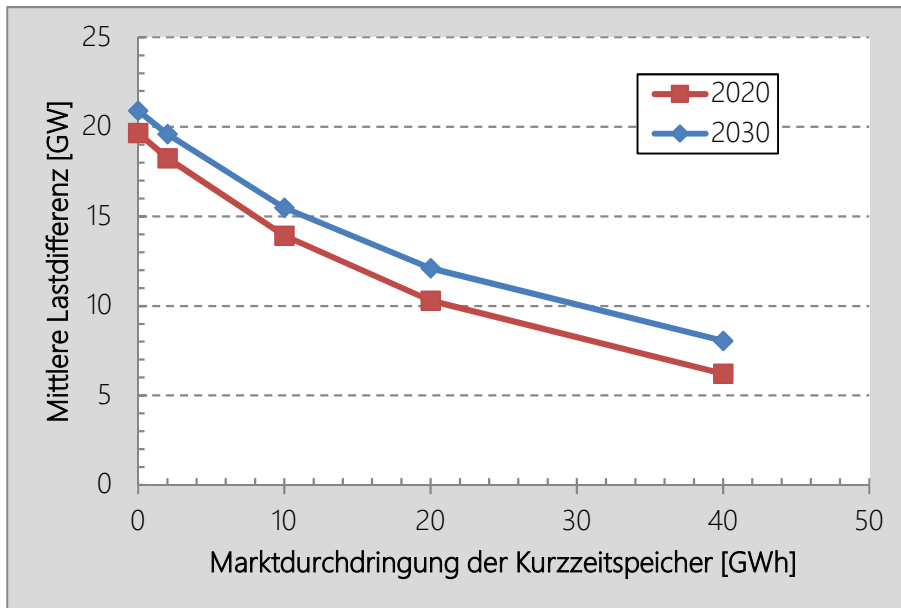


Abbildung 44: Mittlere Tagesdifferenzen der Residuallast bei unterschiedlicher Marktdurchdringung mit Kurzzeitspeichern in 2020 und 2030.

Quelle: Eigene Berechnungen

## 6.2 Betrachtung der modellbasierten Marktindikatoren

Unabhängig von den konkreten Rahmenbedingungen für den Einsatz von flexiblen Optionen wie funktionalen Speichern, Lastmanagement u. ä. im Spotmarkthandel, soll zunächst die Entwicklung der wichtigsten Marktindikatoren aus dem Modell heraus entsprechend des jeweiligen Szenarios erläutert werden. Neben den modellbasierten Abschätzungen der Marktpreise werden auch Aussagen zu CO<sub>2</sub>-Emissionen und den variablen Kosten des konventionellen Kraftwerkparcs getroffen.

Für das definierte Referenzszenario liegen die Base-Preise unter den getroffenen Annahmen bei etwa 60 €/MWh bis zum Jahr 2020 (vgl. Abbildung 45). Durch den weiteren Ausbau der EE

sinken die Preise bis 2030 auf etwa 50 €/MWh ab. Wie bereits Abschnitt 5.3.5 darlegt wurde, unterliegt dem Referenzszenario ein Anstieg der CO<sub>2</sub>-Preise von 26 €/t (2015) auf 36 €/t (2030). Der Preisverlauf im Referenzszenario ist insgesamt nahezu identisch mit einem Szenario, das einen konstanten CO<sub>2</sub>-Preis von 30 €/t über den Zeitraum bis 2030 annehmen würde.

Deutlich geringere Base-Preise resultieren im Mittel, wenn ein niedriger konstanter CO<sub>2</sub>-Preis von 10 €/t unterstellt wird. Dieses Szenario, ursprünglich als extremes Niedrigpreis-Szenario bezüglich der Emissionszertifikate konzipiert, läge jedoch oberhalb des gegenwärtigen Preisniveaus am Markt für Emissionszertifikate (5-8 €/t) zu Beginn der dritten Handelsperiode. Die Base-Preise liegen in diesem Szenario bei etwa 50 €/MWh bis 2020 und reduzieren sich weiter auf etwa 37 €/MWh in 2030.

Am oberen Ende des aufgespannten „Szenario-Trichters“ liegen erwartungsgemäß solche Szenarien mit den höchsten angenommenen CO<sub>2</sub>-Preisen (60 sowie 90 €/t). Trotz der hohen anfänglichen Base-Preise in diesen Szenarien (83-107 €/MWh) kann die Spreizung der Szenario-Pfade im Vergleich der Jahre 2015 und 2030 durch den weiteren Ausbau der EE reduziert werden. Besonders deutlich sind die Auswirkungen von sehr hohen Anteilen an regenerativer Einspeisung im Szenario „EE-Ausbau (75 %)“ für 2015. Konfrontiert mit dem heutigen Kraftwerkspark läge der modellierte Base-Preis bei rund 21 €/MWh.

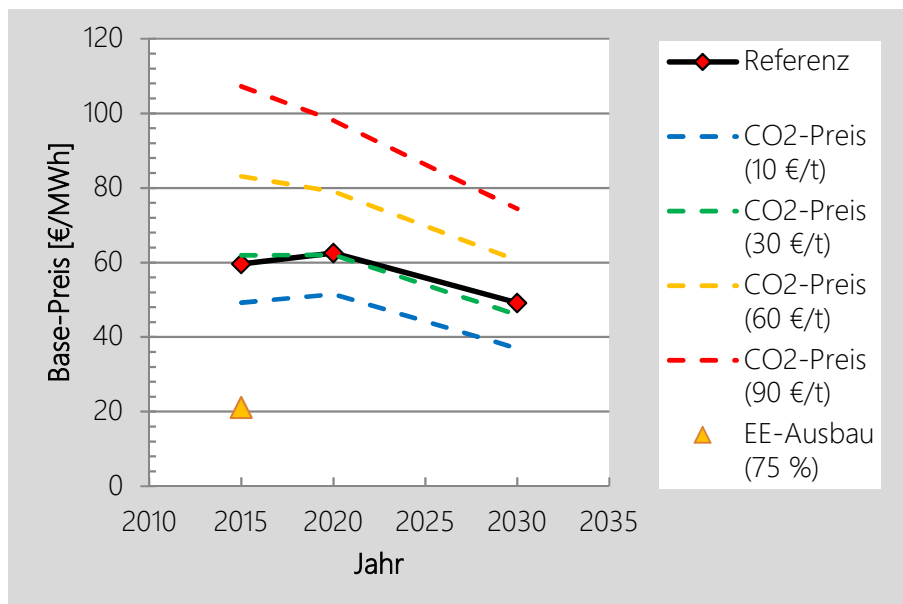


Abbildung 45: Prognostizierter Verlauf der Base-Preise am Day-ahead-Spotmarkt je Szenario 2015-2030.  
Quelle: Eigene Berechnungen.

Auch der Blick auf den prognostizierten Verlauf der CO<sub>2</sub>-Bilanz im Stromsektor zeigt, dass der Ausbau der EE einen grundlegenden Einfluss darstellt und insgesamt zu geringeren

Emissionen über alle Szenarien führt. Nichtsdestotrotz könnte ein signifikanter Anstieg der Zertifikatspreise auf 60 bzw. 90 €/t zu erheblichen CO<sub>2</sub>-Einsparungen in der Stromerzeugung führen würde. Im ersten Fall würden die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen etwa 10 % unterhalb des Referenzszenarios liegen. Bei extrem hohen CO<sub>2</sub>-Preisen (90 €/t) läge der Einspareffekt bei jährlich rund 25 % gegenüber dem Referenzszenario. Bei einem Gesamtbudget der CO<sub>2</sub>-Emissionen von rund 2,5 Mrd. t im Zeitraum von 2015-2030 könnten durch einen emissionsärmeren Kraftwerkspark etwa 250 Mio. tCO<sub>2</sub> bzw. 592 Mio. tCO<sub>2</sub> vermieden werden. Im Gegensatz dazu wird aber auch deutlich, dass eine Preisspanne von 10-30 € je tCO<sub>2</sub> nur geringe Auswirkungen auf die Emissionsbilanz des konventionellen Kraftwerkspark haben würde (vgl. Abbildung 46).

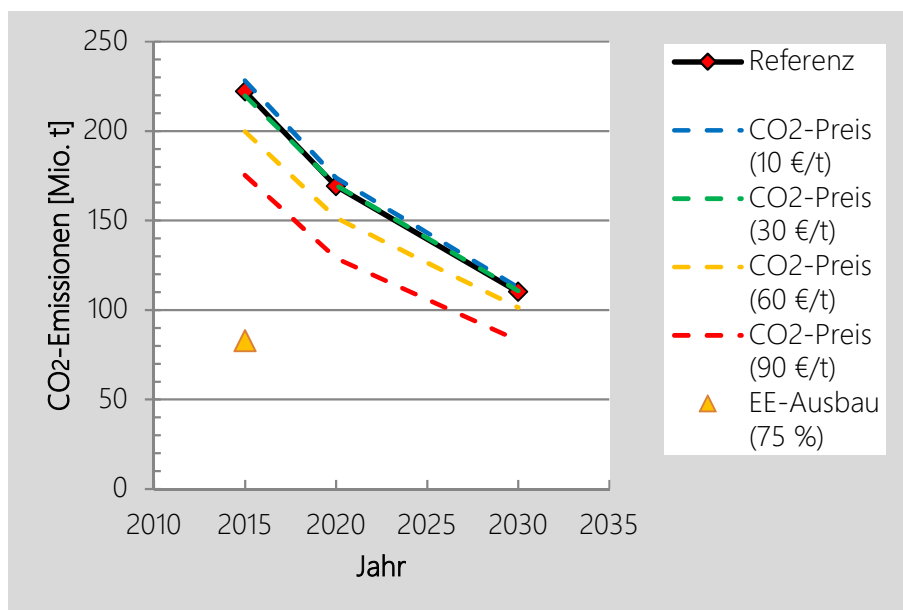


Abbildung 46: Prognostizierte Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks je Szenario 2015-2030.  
Quelle: Eigene Berechnung.

Der per Annahme festgesetzte Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate entfaltet jedoch erwartungsgemäß Auswirkungen auf die variablen Kosten der konventionellen Stromerzeugung. Zu den hier betrachteten Kostenbestandteilen zählen hauptsächlich Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten der konventionellen Kraftwerke sowie die aus Anfahr- bzw. Abfahrvorgängen resultierenden Mehrausgaben. Für 2015 liegen die variablen Kosten im Referenzszenario bei 13,2 Mrd. €<sub>2007</sub>. Im Fall extrem hoher CO<sub>2</sub>-Preise von 90 €/t könnten diese auf bis zu 24,5 Mrd. €<sub>2007</sub> steigen. In einem solchen Szenario wäre zu beachten, dass sich hierdurch eine Absenkung der EEG-Umlage durch höhere Einnahmen aus der Vermarktung am Spotmarkt ergeben würde.

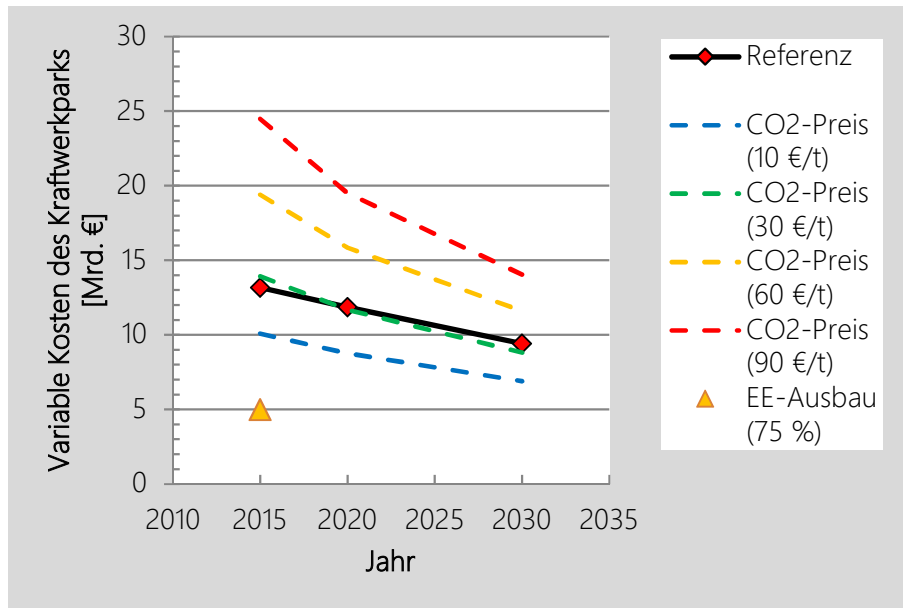


Abbildung 47: Abschätzung der variablen Kosten des konventionellen Kraftwerkparks je Szenario 2015-2030. Quelle: Eigene Berechnungen.

## 6.3 Marktpotenzial von flexiblen Technologien am Spotmarkt bis 2030 (inkrementelle Betrachtung)

### 6.3.1 Szenario „Referenz“

Im Mittelpunkt der folgenden Analysen stehen die Ergebnisse der Szenarien für den deutschen Strommarkt bis zum Jahr 2030. Von besonderem Interesse sind dabei die Entwicklungen der Spotmarktpreise und -differenzen (Min-Max-Spreads) sowie die Auswirkungen der getroffenen Annahmen durch entsprechende Sensitivitätsrechnungen. Den Ausgangspunkt der Betrachtungen bildet das Szenario „Referenz“, das, wie oben beschrieben, weitestgehend mit den Rahmendaten in (Nitsch et al. 2012) übereinstimmt. Die daraus abgeleiteten Marktpotenziale für Flexibilitätsoptionen werden zunächst gegenüber den ermittelten Preiszeitreihen ermittelt (inkrementelle Betrachtungsweise), wenn diese als Preisnehmer am Markt agieren. Erst in einem zweiten Schritt wird eine Beeinflussung der Preisstruktur durch solche Technologien untersucht.

Aus der empirischen Preisanalyse konnten verschiedene Indizes zur Bewertung von Preisspreads identifiziert werden (vgl. Kapitel 4.2). Bei der Übertragung dieser Methoden auf die modellbasierten Preiszeitreihen zeigt sich, dass der Peak-/Off-Peak-Index an Aussagekraft verliert und bis 2030 auf niedrigem Niveau verharrt (vgl. Abbildung 48). Daraus wird

ersichtlich, dass die zeitliche Struktur der Preisdifferenzen am Spotmarkt bei fortschreitendem EE-Ausbau im Hinblick auf die Definition der heute üblichen Börsenprodukte (Peak, Off-peak) verloren geht.

Dagegen steigen die mittleren Differenzen der tagesbezogenen Preisextreme auf 84 €/MWh in 2020 und 123 €/MWh in 2030. Diese Preis-Spreads wären äquivalent zu einem maximal möglichen Erlös eines perfekten Speichers, der zudem nur für einen entsprechenden Zyklus (1 h Ein-/Auspeichern) pro Tag eingesetzt würde. Von übergeordnetem Interesse für eine Beurteilung der Vorteilhaftigkeit des Einsatzes eines funktionalen Speichers stellen jedoch die insgesamt erzielbaren jährlichen Erlöse dar, die zur Deckung von (annuitätischen) Kapital- und Betriebskosten herangezogen werden könnten. Zu diesem Zweck wird der optimale Fahrplan eines typisierten Speichers mit einer installierten Leistung von 1 MW und einer maximalen Speicherdauer von 4 h und einem Wirkungsgrad von 79 % bestimmt. Zudem wird eine maximale Entladetiefe (DoD) von 80 % angenommen. Ein solcher Kurzzeitspeicher könnte unter perfekter Voraussicht der Spotpreise ca. 80 T€ (2020) bzw. 140 T€ (2030) durch Arbitragehandel erwirtschaften. Diese Werte sollen im Weiteren als Benchmark im Vergleich zu den übrigen Szenarien dienen. Der starke Anstieg der Speichererlöse korrespondiert mit dem zuvor abgeleiteten Verlauf der Spread-Indizes. Insofern können insbesondere die Extremwert-Indizes auf Tagesbasis als oberer Benchmark zur Beurteilung des anfänglichen Marktpotenzials für flexible Technologien dienen.

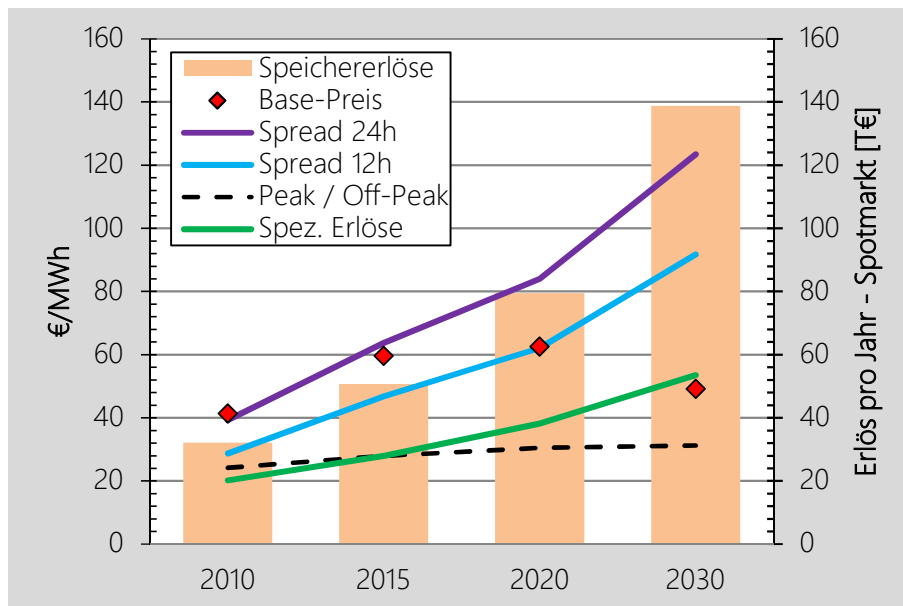


Abbildung 48: Entwicklung der (anfänglichen) Preis-Spreads am Spotmarkt 2010-30 und resultierende Erlöse eines Kurzzeitspeichers (1 MW/4 MWh).

Quelle: Eigene Berechnungen.

Werden im Ergebnis steigende Preisdifferenzen am Spotmarkt als Resultat der modellbasierten Analyse postuliert, stellt sich die Frage nach den kritischen Einflussfaktoren, i.d.S. dass bereits die getroffenen Annahmen der Modellierung zu einem bestimmten Ergebnis führen. Dabei soll zunächst die Angebotsfunktion (Merit-order) näher untersucht werden.

Abbildung 49 veranschaulicht den (statischen) Aufbau der Angebotsfunktion in 2015. Erwartungsgemäß sind noch hohe Kapazitäten an Grundlastkraftwerken im Markt vorhanden (Kernenergie, Braunkohle), die vergleichsweise geringe Grenzkosten aufweisen. In Verbindung mit den getroffenen Annahmen zu den erwarteten Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen ergibt sich eine untere Grenze der Angebotsfunktion von ca. 10-15 €/MWh, wenn bspw. ein Kernkraftwerk preissetzend wäre. Dagegen weisen ältere Ölturbinenkraftwerke die höchsten Werte im Markt bezogen auf die kurzfristigen Kosten auf. Ein solches Grenzkraftwerk würde den erzeugten Strom zu einem Preis von mindestens 210 €/MWh anbieten.

Im Vergleich dazu zeigt Abbildung 50 den voraussichtlichen Aufbau der Angebotsfunktion, wie sie in der modellbasierten Analyse für 2030 berücksichtigt wurde. Durch den bis dahin vollzogenen Ausstieg aus der Kernenergie steigt das Kostenniveau der in Bezug auf die variablen Kosten günstigsten Technologie (Braunkohle) auf ca. 50 €/MWh an. Auch die Ölturbinenkraftwerke verlassen zum größten Teil den Markt aus technisch-wirtschaftlichen Gründen, so dass der Verlauf der Angebotsfunktion im Vergleich zu 2015 eher flacher verläuft.

Insofern sollten die hier getroffenen Annahmen zur künftigen Struktur des Kraftwerkparks nicht ursächlich für den Anstieg der Preis-Spreads sein. Zudem führt der in den Szenarien unterstellte Anstieg der CO<sub>2</sub>-Preise eher zu einer Angleichung der Grenzkosten im mittleren Lastbereich der Angebotsfunktion (Steinkohle und Gaskraftwerke). Dieser verstärkt den Effekt hin zu einem flacheren Verlauf der Merit-order in diesem Bereich (vgl. auch Anhang A 1)-A 3) zur Auslastungssituation der einzelnen Kraftwerkskategorien in den Stützjahren sowie der Merit-order für verschiedene CO<sub>2</sub>-Preise).



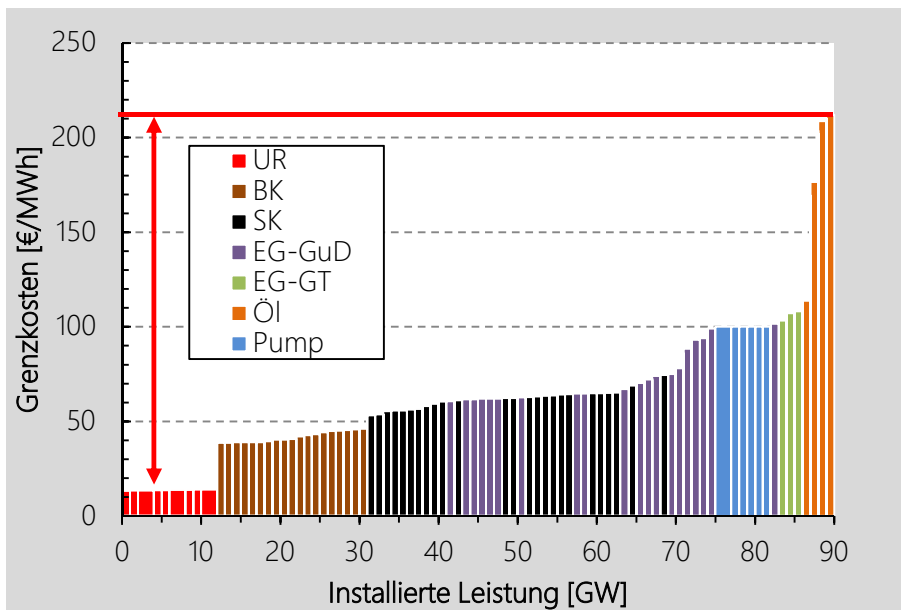


Abbildung 49: Szenario „Referenz“: Angebotsfunktion (Merit-order) in 2015.

Quelle: Eigene Darstellung.

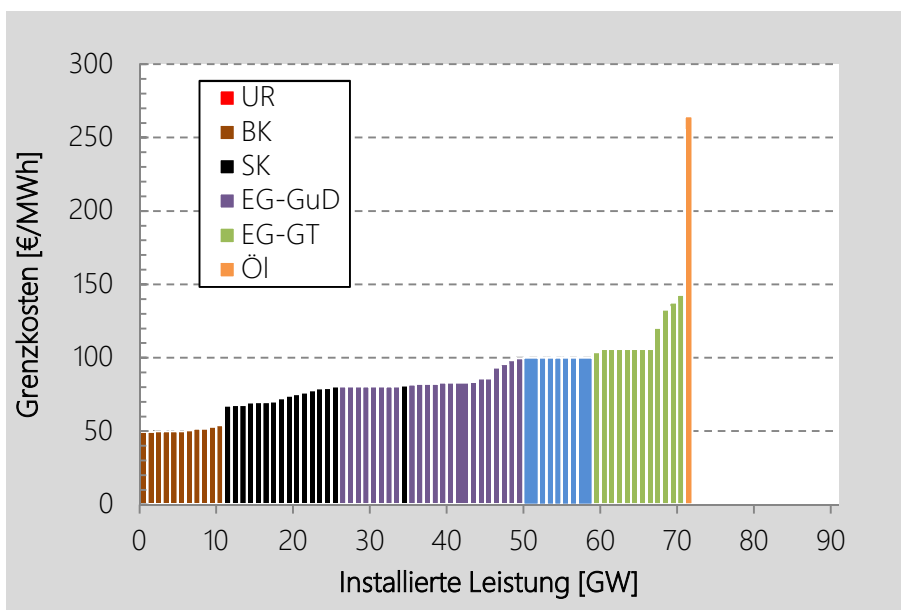


Abbildung 50: Szenario „Referenz“: Angebotsfunktion (Merit-order) in 2030.

Quelle: Eigene Darstellung.

### 6.3.2 Szenario „CO<sub>2</sub>-Preis“

Die Annahmen zur Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise bei Einführung des europäischen Emissionshandelssystems ETS (European Trading System) bis zum Ende der dritten Handelsperiode in 2020 scheinen sich mit Blick auf die derzeitige Situation nicht zu erfüllen.





Dies betrifft auch die Projektionen der einschlägigen Studien (vgl. Kapitel 5.3.5). Aus diesem Grund kommt dem Szenario „CO<sub>2</sub>-Preis“ eine gewichtige Rolle zu, um die Robustheit der Ergebnisse aus dem Szenario „Referenz“ gegenüber diesem externen Einflussparameter abzusichern. Vor diesem Hintergrund werden die Systemzustände des Referenzszenarios in 2015, 2020 und 2030 für unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Preise erneut modellbasiert untersucht. Dazu wird die Merit-order der Kraftwerksblöcke im Modell für eine Spannbreite der CO<sub>2</sub>-Preise von 10-90 €/t vor jedem Modelldurchlauf ermittelt.

Für die jeweiligen Stützjahre (2015, 2020, 2030) ergibt sich folgendes Bild, wobei nur die Extrempunkte für 10 bzw. 90 €/t dargestellt sind. In 2015 wird deutlich, dass die Kernkraftwerke auch bei geringen CO<sub>2</sub>-Preisen die geringsten Grenzkosten aufweisen und sich auch im weiteren Kraftwerkspark eine „klassische“ Merit-order einstellt (Braunkohle, Steinkohle, Gas-GuD, Gasturbinen). Bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 90 €/t schieben sich dagegen effiziente Gaskraftwerke (GuD) vor die Braunkohlekraftwerke. Bei gegebenen Brennstoffpreisen erzielen die günstigsten fossilen Kraftwerke somit Grenzkosten zwischen 80-100 €/MWh. Die Grenzkosten der ölbetriebenen Turbinenkraftwerke steigen auf über 250 €/MWh bei extrem hohen CO<sub>2</sub>-Preisen. Damit ergibt sich insgesamt ein differenziertes Bild der Auswirkungen eines CO<sub>2</sub>-Preisanstiegs auf die Angebotsfunktion: größere Spreizungen der Grenzkosten an den äußeren Enden bei einem flacheren Verlauf im mittleren Bereich. Im Ergebnis muss die modellbasierte Analyse beantworten, wie sich die veränderte Struktur der Angebotsfunktion auf die Preis-Spreads am Spotmarkt auswirkt. Qualitativ gelten diese Aussagen auch in den Stützjahren 2020 und 2030 (vgl. Anhang A 2) und A 3)).

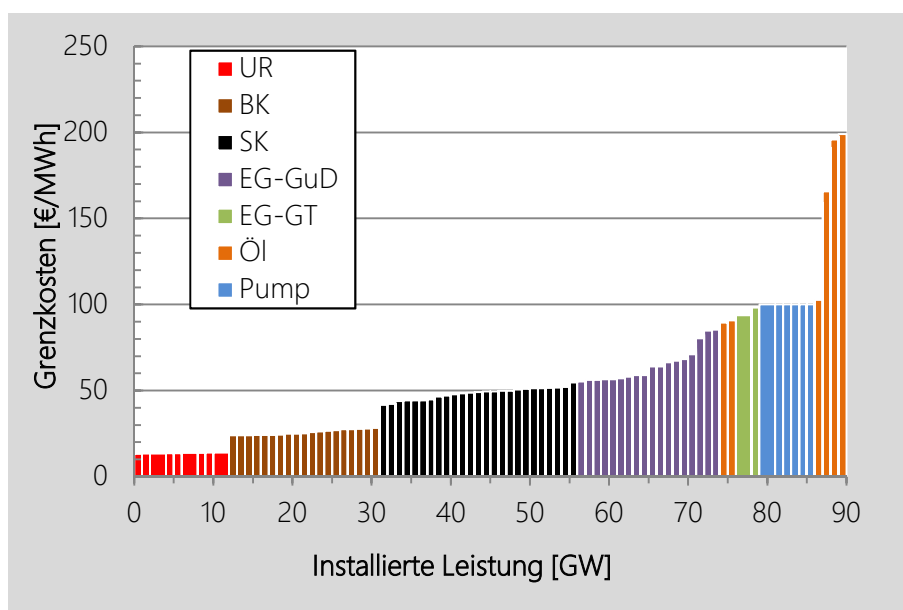


Abbildung 51: Merit-order in 2015 bei 10€/t CO<sub>2</sub>

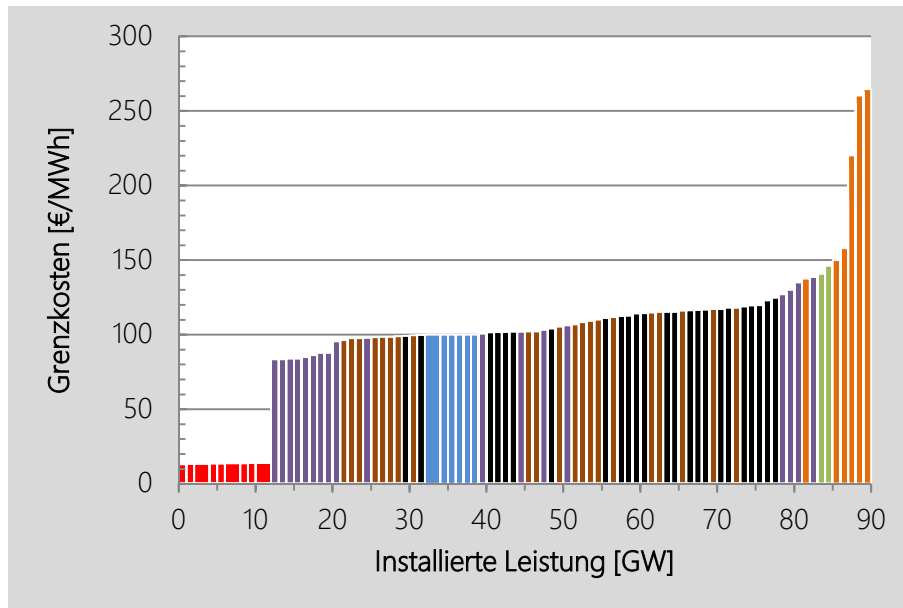


Abbildung 52: Merit-order in 2015 bei 90 €/t CO<sub>2</sub>

Dazu wird mit jedem Modelllauf von *MICOES* die stündlich aufgelöste Prognose der Spotmarktpreise anhand des optimalen Kraftwerkseinsatzes ermittelt. Mit Blick auf die Modellergebnisse ist für das Prognosejahr 2015 zunächst der erwartete Anstieg der Base-Preise von rund 50 €/MWh (10 €/t CO<sub>2</sub>) auf 107 €/MWh (90 €/t CO<sub>2</sub>) zu beobachten (vgl. Abbildung 53). Dagegen weisen die verwendeten Spread-Indizes eine leicht fallende Tendenz bei einem Anstieg der CO<sub>2</sub>-Preise auf.

Aus der Kenntnis der stündlichen Spotmarktpreise kann das Speicherarbitragemodell *ArturFlex* die erwarteten maximalen Erlöse am Spotmarkt bestimmen. Danach zeigt sich, dass die erste Indikation der Spread-Indizes in 2015 bestätigt wird: steigende CO<sub>2</sub>-Preise führen zu sinkenden Erlösen durch Arbitragehandel am Spotmarkt von etwa 60.000 € auf rund 39.000 €<sup>19</sup>.

Anders formuliert kann die Hypothese abgelehnt werden, dass ein höherer CO<sub>2</sub>-Preis automatisch zu höheren Erlösmöglichkeiten für die eingesetzten Speicher führt. Allerdings macht die Analyse auch deutlich, dass im mittleren Schwankungsbereich der CO<sub>2</sub>-Preise (30-60 €/t) relativ geringe Veränderungen der Speichererlöse zu beobachten sind. Diese qualitative Beschreibung gilt auch für die Modellergebnisse in 2020 und 2030 in unterschiedlich starker Ausprägung (vgl. Abbildung 54 und Abbildung 55).

<sup>19</sup> Der eingesetzte funktionale Speicher hat eine Leistung von 1 MW für maximal 4 h (4 MWh). Der Zyklenwirkungsgrad beträgt 79 %.

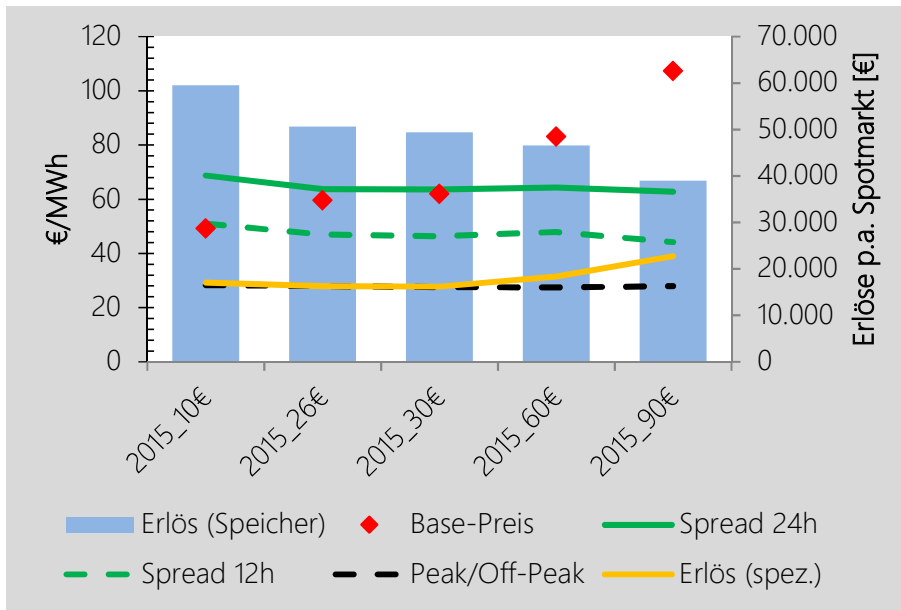


Abbildung 53: Day-ahead-Spotmarkt für das Modelljahr 2015 – Speichere Erlöse durch Arbitragehandel bei Variation des CO<sub>2</sub>-Preises.

Quelle: Eigene Berechnungen.

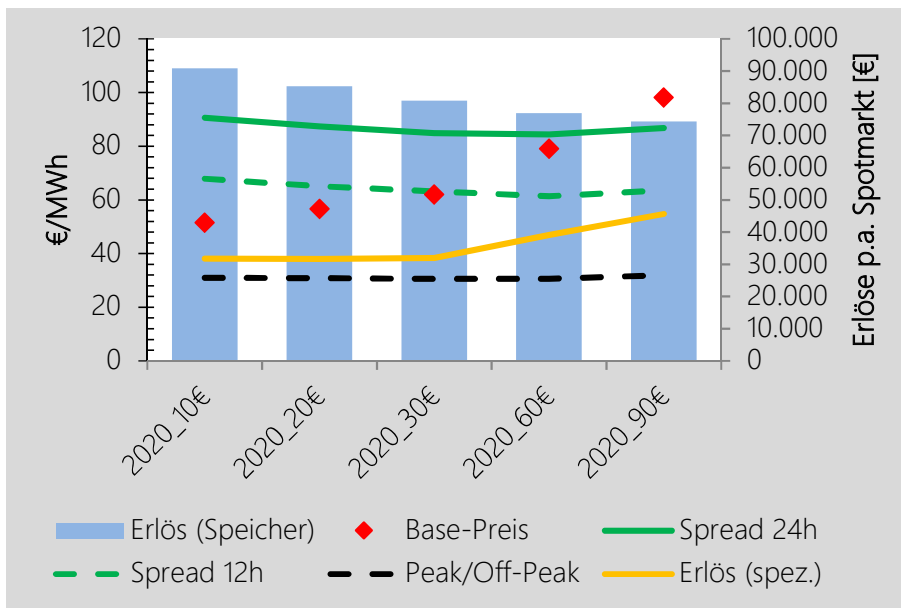


Abbildung 54: Day-ahead-Spotmarkt für das Modelljahr 2020 – Speichere Erlöse durch Arbitragehandel bei Variation des CO<sub>2</sub>-Preises.

Quelle: Eigene Berechnungen.



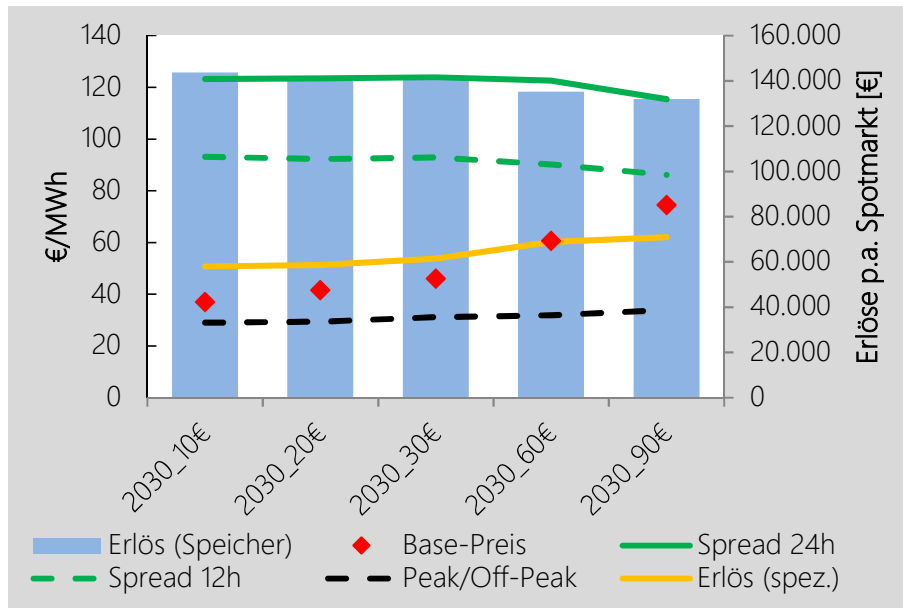


Abbildung 55: Day-ahead-Spotmarkt für das Modelljahr 2030 – Speichererlöse durch Arbitragehandel bei Variation des CO<sub>2</sub>-Preises.

Quelle: Eigene Berechnungen.

### 6.3.3 Szenario „EE-Ausbau“

Ein Forschungsziel dieser Arbeit betrifft die Fragestellung, welche Faktoren der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen den größten Einfluss auf die Marktchancen von Speichertechnologien ausüben. Dazu wurde im ersten Schritt mit der Abbildung einer wahrscheinlichen Entwicklung von Einflussfaktoren (Szenario „Referenz“) eine Grundlage für die Ableitung erster quantitativer und qualitativer Aussagen geschaffen.

Danach ist im Zeitverlauf bis zum Jahr 2030 innerhalb der getroffenen Annahmen des Modells mit einem höheren Marktpotenzial durch höhere Preisdifferenzen am Spotmarkt zu rechnen. Erst der Vergleich mit einer Variation der getroffenen Annahmen zeigt jedoch die Robustheit des gewählten Szenarios. Neben dem CO<sub>2</sub>-Preis (vgl. 6.3.2) soll nun der Einfluss der Einspeisung aus erneuerbaren Energien, insbesondere mit zeitlich fluktuierendem Erzeugungsprofil, auf die Schwankungen der Spotmarktpreise untersucht werden. In Abbildung 56 werden ausgewählte Prognosen zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland im Hinblick auf die erwartete installierte Leistung zusammengefasst (vgl. auch Abschnitt 5.3.2). Ausgehend von rund 80 GW regenerativer Erzeugungsleistung in 2012 wird im Szenario „Referenz“ ein Anstieg auf etwa 115 GW (2020) bzw. 145 GW (2030) unterstellt. Damit kann die jährliche Stromnachfrage in Deutschland anhand dieser Ausbauszenarien zu etwa 40 % (2020) bzw. 65 % (2030) durch EE gedeckt werden.

Um im Rahmen eines Gedankenexperiments ein Extremwertszenario („EE-Ausbau“) mit aussagekräftigen Ergebnissen zu konstruieren, wird die Ausbaustufe der EE von 2030 annahmegemäß bereits in 2015 erreicht. Werden auch die in 2030 zu erwartende Einspeisung aus dezentralen, nicht stromgeführten, KWK-Anlagen berücksichtigt, ergibt sich ein Deckungsanteil an der Stromnachfrage von 75 % (vgl. Abschnitt 5.3.4). Der Anteil vEE betrüge annahmegemäß rund 42 % an der Bruttostromnachfrage.

Durch diese Vorgehensweise kann zudem untersucht werden, welche Auswirkungen am Day-ahead-Spotmarkt mit einem überwiegend fossil-nuklear geprägten Kraftwerkspark im Zusammenspiel mit sehr hohen EE-Anteilen zu erwarten sind, der in herkömmlicher Weise auf die Deckung der jährlichen Spitzenlast ausgelegt ist.

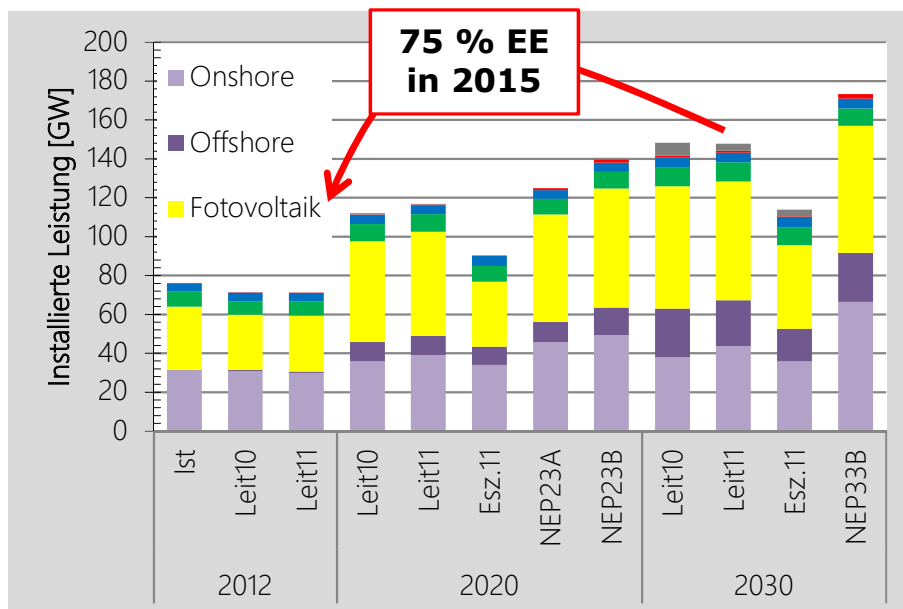


Abbildung 56: Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland (installierte Leistung) in ausgewählten Studien. Für das Szenario „EE-Ausbau“ wird in 2015 eine installierte Leistung unterstellt, die erwartungsgemäß erst in 2030 erreicht wird. Quelle: Eigene Darstellung.

Wie bereits gezeigt wurde, wird im Referenzszenario für das Jahr 2015 ein Base-Preis am Day-ahead-Spotmarkt unter den gegebenen Annahmen von etwa 60 €/MWh erzielt<sup>20</sup>. Die Erlöse aus dem arbitrageorientierten Handel eines funktionalen Speichers betragen entsprechend rund 51.000 € (vgl. auch Abschnitt 6.3.1). Im Zuge einer Kombination des gegenwärtigen Kraftwerksparks mit sehr hohen Anteilen aus erneuerbaren bzw. dezentralen Erzeugungseinheiten ergäbe sich ein massiver Anstieg der mittleren Preisdifferenzen bei gleichzeitig sinkenden Base-Preisen. Der Indikator für die mittlere maximale Preisdifferenz pro Tag steigt von 61 €/MWh auf 112 €/MWh. Dadurch ergibt sich ein deutlich höheres

<sup>20</sup> Der geringere tatsächliche Base-Preis in 2015 von ca. 32 €/MWh kann durch die geringeren Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise im realen Marktumfeld im Vergleich zum Referenzszenario erklärt werden.

Potenzial aus dem Arbitragehandel, das sich in Erlösen von etwa 137.000 € niederschlägt. Unverkennbar zeigt sich aber auch, dass bei Base-Preisen von rund 21 €/MWh die Diskussion in Wissenschaft und Politik um die zukünftige Ausgestaltung einer (marktbasierten) Refinanzierung von EE als auch konventionellen Kraftwerken weiter an Relevanz zunehmen wird.

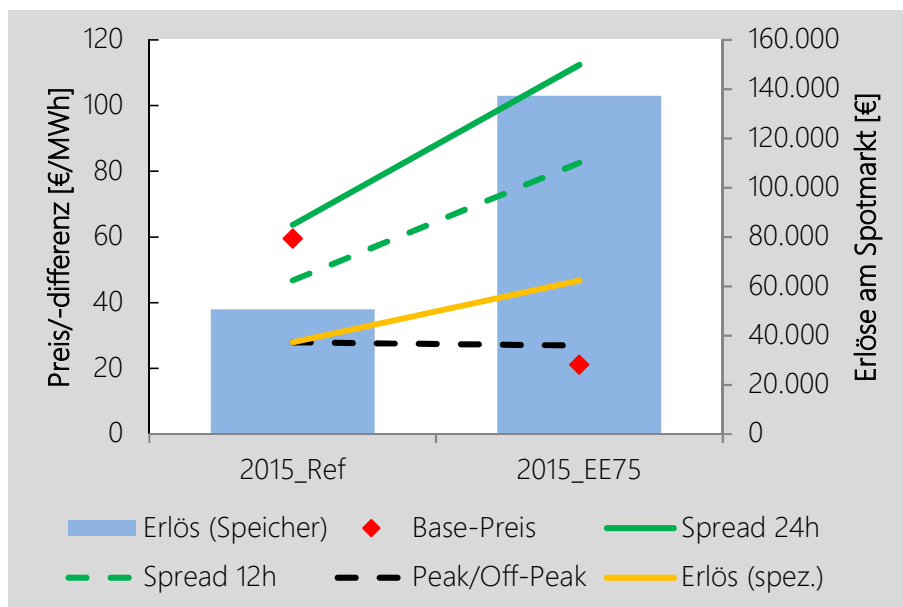


Abbildung 57: Day-ahead-Spotmarkt für das Modelljahr 2015 – Marktindikatoren und Speichererlöse im Referenzszenario (2015\_Ref) und bei verstärktem EE-Ausbau (2015\_EE75).  
Quelle: Eigene Berechnungen.

Anhand der Auslastungskurve des konventionellen Kraftwerksparks zeigt sich, dass die klassische Struktur der Merit-order weitestgehend erhalten bleibt, die Volllaststunden im Vergleich zum Referenzszenario für 2015 (vgl. Anhang A 1) jedoch deutlich absinken. Gegenüber einer üblichen Auslastung der Kernkraftwerke im Grundlastbetrieb von 80-90 % wird diese im Szenario „EE-Ausbau“ auf etwa 55-65 % abgesenkt. Die nuklear erzeugte Strommenge sinkt entsprechend von rund 89 TWh auf 63 TWh ab. Einen erheblichen Verlust an Marktanteilen muss jedoch die fossile Stromerzeugung, insbesondere aus Braunkohlekraftwerken, hinnehmen.

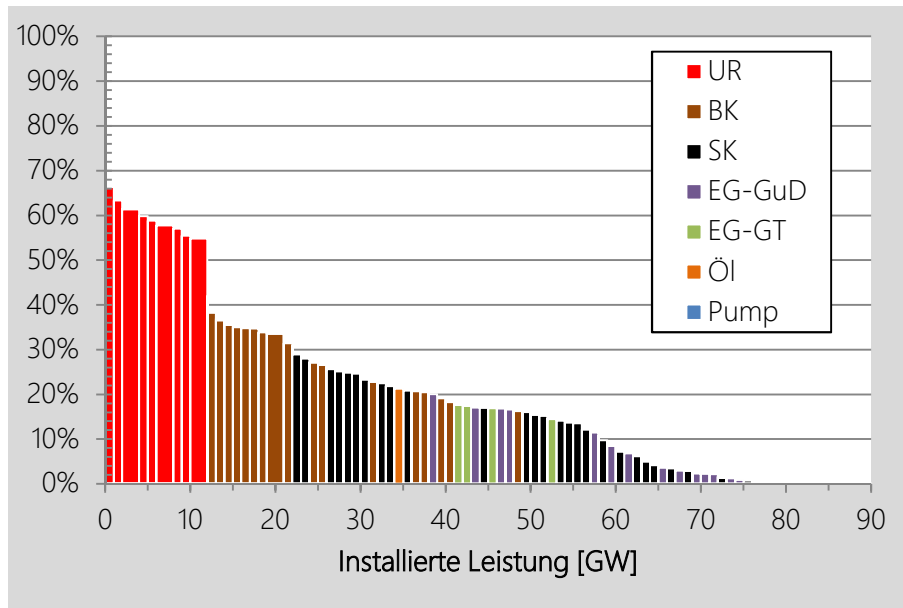


Abbildung 58: Day-ahead-Spotmarkt für das Modelljahr 2015 – Auslastungskurve der konventionellen Kraftwerke in Deutschland im Szenario „EE-Ausbau“.  
Quelle: Eigene Berechnungen.

## 6.4 Marktpotenzial von flexiblen Technologien unter Berücksichtigung von Sättigungseffekten

### 6.4.1 Gesamtwirtschaftliche Betrachtung

Die Auswertungen der aktuellen Forschung haben gezeigt, dass die verwendeten wissenschaftlichen Methoden zumeist abgegrenzte Aspekte zum künftigen Bedarf an Speichern oder anderen Flexibilitätsoptionen adressieren. Zum einen wird das technische Potenzial der Flexibilitätsoptionen für ein bestimmtes (regionales/nationales) Energiesystem bestimmt, ohne dabei auf spezifische Technologien einzugehen (Steinke, Wolfrum, and Hoffmann 2013), (Inage 2009). Andererseits werden mathematische Optimierungsmodelle im Hinblick auf die Minimierung der (volkswirtschaftlichen) Kosten zur Deckung einer gegebenen Stromnachfrage eingesetzt. Dabei werden Auswirkungen auf die Marktpreise durch flexible Technologieoptionen auf der Angebots- bzw. Nachfrageseite nicht explizit berücksichtigt (VDE 2012), (Kuhn 2011) und (Hlusiak, Gerlach, and Breyer 2012). Zudem werden insbesondere Speichertechnologien als Preisnehmer modelliert, um deren Profitabilität zu bestimmen (Loisel et al. 2010).

Darüber hinaus legen die bisherigen Ergebnisse der durchgeführten Szenario-Analyse nahe, dass sich unter den angenommenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ein

steigender (technischer) Flexibilitätsbedarf durchaus in Preissignalen am Day-ahead-Spotmarkt niederschlägt (vgl. Abschnitt 6.3.1). Fraglich ist jedoch, wie diese Preissignale auf die tatsächliche Verfügbarkeit von flexiblen Technologien im Markt reagieren, wenn diese nach einer arbitrageorientierten Entscheidungsregel eingesetzt werden.

Es wäre zu erwarten, dass eine steigende Marktdurchdringung mit den hier betrachteten und modellierten Kurzzeitspeicheroptionen zu Sättigungseffekten am Spotmarkt durch die folgenden Effekte führt:

1. In Zeitpunkten mit relativ niedrigen Preisen können Speicheroptionen eine zusätzliche Nachfrage erzeugen (Lademodus). In Abhängigkeit der Steigung der Angebotsfunktion (Merit-order) führt dieses Verhalten zu steigenden Preisen.
2. In Zeitpunkten mit relativ hohen Preisen können Speicheroptionen ein zusätzliches Elektrizitätsangebot zur Verfügung stellen (Entlademodus). In Abhängigkeit der Steigung der Angebotsfunktion (Merit-order) führt dieses Verhalten zu fallenden Preisen.
3. Die Stärke beider Effekte hängt im Allgemeinen von der Kapazität bzw. der installierten Leistung von flexiblen Technologien im Strommarkt ab. Zudem spielt das zu Grunde liegende Geschäftsmodell im Hinblick auf die Ausnutzung von Preisarbitrage eine entscheidende Rolle.
4. Im Ergebnis sollten die anfänglich beobachteten Preisdifferenzen am Spotmarkt mit dem Eintritt zusätzlicher Marktteilnehmer von Flexibilitätsoptionen absinken.

Im Rahmen dieser Arbeit wurden verschiedene Ausbaupfade von flexiblen (Speicher-)Optionen im deutschen Strommarkt untersucht. Die energiewirtschaftlichen Rahmendaten der Analyse beziehen sich dabei auf das zuvor diskutierte Referenzszenario (vgl. Abschnitt 5.2). Bereits dargestellt wurde ebenfalls die Entwicklung der anfänglichen Preisdifferenzen im Zeitverlauf bis zum Jahr 2030 anhand der täglichen Minima bzw. Maxima (vgl. Abschnitt 6.3.1) der modellierten Spotmarktpreise. Entsprechend der gewählten Methodik dieser Arbeit wird eine zunehmende Marktdurchdringung mit Speicheroptionen in den folgenden Ausbaustufen unterstellt:

- a) 1 GW/ 2 GWh,
- b) 5 GW/ 10 GWh,
- c) 10 GW/ 20 GWh,
- d) 20 GW/ 40 GWh,
- e) 40 GW/ 80 GWh.





Mit Hilfe des Modells *DeSiFlex* wird eine Glättung der Residuallast entsprechend der genannten Ausbaustufe vorgenommen. Dadurch werden Residuallasttäler (ergo Preisminima) bzw. Residuallastspitzen (ergo Preismaxima) an den Tagesdurchschnitt angepasst. Mit dieser um die Extremwerte reduzierten Residuallastkurve wird eine erneute Kraftwerkseinsatzplanung durchgeführt und die resultierende Preiszeitreihe im Hinblick auf die Marktindikatoren für Speicheroptionen hin ausgewertet.

In Abbildung 59 sind die Ergebnisse dieser Untersuchung als abklingende Preisdifferenzkurve in Abhängigkeit der Speicherkapazität dargestellt. Dabei ist festzustellen, dass eine zunehmende Marktdurchdringung mit Kurzzeitspeichern offensichtlich zu Sättigungseffekten am Day-ahead-Spotmarkt führt. Gleichzeitig ist jedoch zu erkennen, dass die Kurve im Zeitverlauf nach außen verschoben wird und dadurch mit einem steigenden Marktpotenzial durch den weiteren Ausbau von vEE zu rechnen ist. Zudem wird deutlich, dass die Preisdifferenzkurven zu Beginn eines angenommenen Kapazitätsaufbaus eine stärkere Sättigung als bei späteren Zuwächsen und somit einen degressiven Kurvenverlauf aufweisen.

Der anfängliche Preis-Spread in 2020 (84 €/MWh) sinkt für die ersten 5 GW/10 GWh um 26 €/MWh ab, wogegen die Verdopplung dieses Marktvolumens zu einer vergleichsweise geringeren Reduktion der Preisdifferenz um 14 €/MWh führt.

Für eine mittlere Ausbaustufe der funktionalen Speicherkapazität (20 GW/40 GWh) ist mit einer durchschnittlichen Preisdifferenz von 35 €/MWh (2020) bzw. 66 €/MWh (2030) auszugehen. In diesem Zusammenhang sollte betont werden, dass die angegebenen Preisdifferenzkurven nur einen möglichen Indikator zur Bestimmung des Marktpotenzials für kurzfristorientierte flexible Technologien im Spotmarkt darstellen. Im Einzelfall ist anhand der Betriebsstrategie sowie der Kostenstruktur eine Berechnung der Wirtschaftlichkeit notwendig (vgl. auch folgenden Abschnitt). Nichtsdestotrotz stellen die hier vorgestellten Preisdifferenzkurven einen wichtigen Bestandteil zur Bewertung der Attraktivität des jeweiligen Marktumfeldes dar.



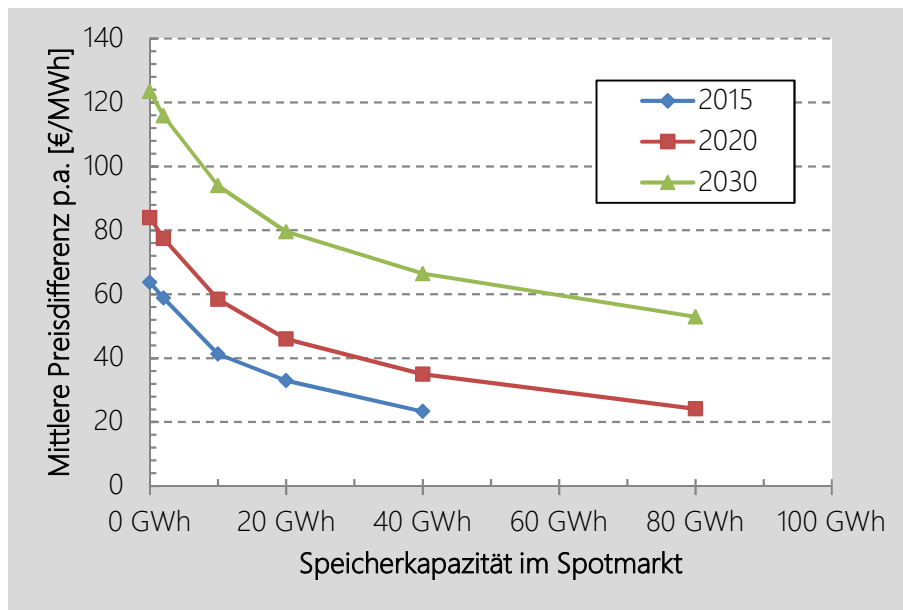


Abbildung 59: Preisdifferenzen am Spotmarkthandel (day-ahead) unter Berücksichtigung der installierten Speicherkapazität.

Quelle: Eigene Berechnung.

#### 6.4.2 Einzelwirtschaftliche Betrachtung

Neben der Ableitung von mittleren Preisdifferenzen als erstem Indikator zur Bewertung der Marktattraktivität für Flexibilitätsoptionen soll daher im Folgenden eine einzelwirtschaftliche Analyse des Einsatzes von Kurzzeitspeichern im Day-ahead-Spotmarkt vorgenommen werden. Dazu werden die modellbasierten stündlichen Preiszeitreihen für 2020 und 2030 unter Berücksichtigung der gegebenen Marktdurchdringung mit Kurzzeitspeichern als Inputparameter für das Modell *ArturFlex* verwendet. In diesem Zusammenhang soll ebenfalls der Frage nachgegangen werden, ob das zu erwartende abnehmende Erlöspotenzial für den Grenzanbieter durch Erweiterung der (inkrementellen) Speicherkapazität kompensiert werden kann. Dadurch wäre ein solcher Speicher in der Lage kleinere Preisdifferenzen über einen längeren Zeitraum zu nutzen.

Die techno-ökonomischen Rahmenbedingungen des Kurzzeitspeichers werden wie folgt festgelegt:

- Die nominale Speicherleistung ( $P_{in} = P_{out}$ ) beträgt 1 MW.
- Die nominale Speicherkapazität ( $S^{max}$ ) wird zwischen 1 MWh und 5 MWh variiert.
- Der Zyklenwirkungsgrad ( $\eta^{total} = \eta^{in} * \eta^{sto} * \eta^{out}$ ) beträgt 79,1 %.
- Die maximale Entladetiefe ( $DoD$ ) wird auf 20 % festgesetzt.

- Durch Belegung der Speichereinheit mit Kapitalkosten von 100 €/MWh, der Leistungseinheit mit 240 €/MWh sowie Betriebskosten (2 % der Investitionskosten) ergibt sich eine Annuität rund 53.000 € (Speicherkapazität 1 MWh) bzw. 115.000 € (Speicherkapazität 5 MWh), vgl. Abbildung 61.

Abbildung 60 zeigt zunächst die mögliche Erlösstruktur eines Speicherbetreibers durch Arbitragehandel am Spotmarkt im „Referenz“-Szenario 2020 bei gegebener Marktdurchdringung mit Kurzzeitspeichern und in Abhängigkeit der Kapazität eines einzelnen Speichers. Im Ausgangspunkt ohne Berücksichtigung eines signifikanten Speichermarktes würde ein Speicherbetreiber Erlöse durch den Arbitragehandel in Höhe von rund 30.000 € (1 MWh) am Spotmarkt erwirtschaften. Bei einer weiteren Zunahme der Marktdurchdringung sinken die erzielten Erlöse auf knapp 5.000 € (1 MWh) ab. Beachtlich ist jedoch, dass sich bei einer Erweiterung der Speicherkapazität des einzelnen Speichers ein Teil der Sättigungsverluste kompensieren lässt. Die anfänglichen Erlöse können dadurch auf bis zu 90.000 € gesteigert werden und auch bei einer insgesamt noch geringen Marktdurchdringung (1 GW/2 GWh) im Erlösbereich von 60-80 T€ gehalten werden.

Die Gegenüberstellung der jährlichen Kosten (Investition und Betrieb des Speichers) und Spotmarkterlöse zeigt jedoch auch, dass Gewinne unter den Prämissen für das Jahr 2020 noch nicht erreicht werden können (vgl. Abbildung 61). Der hier dargestellte Verlauf der Erlöskurven macht deutlich, dass es, insbesondere bei einer geringen Marktdurchdringung, zu einer Minimierung des Abstandes zur Kostenkurve für den Fall einer Kapazität des Speichers in Höhe vom zwei- bis dreifachen der Leistungseinheit (2-3 MWh/MW) führt (Gewinnoptimum).



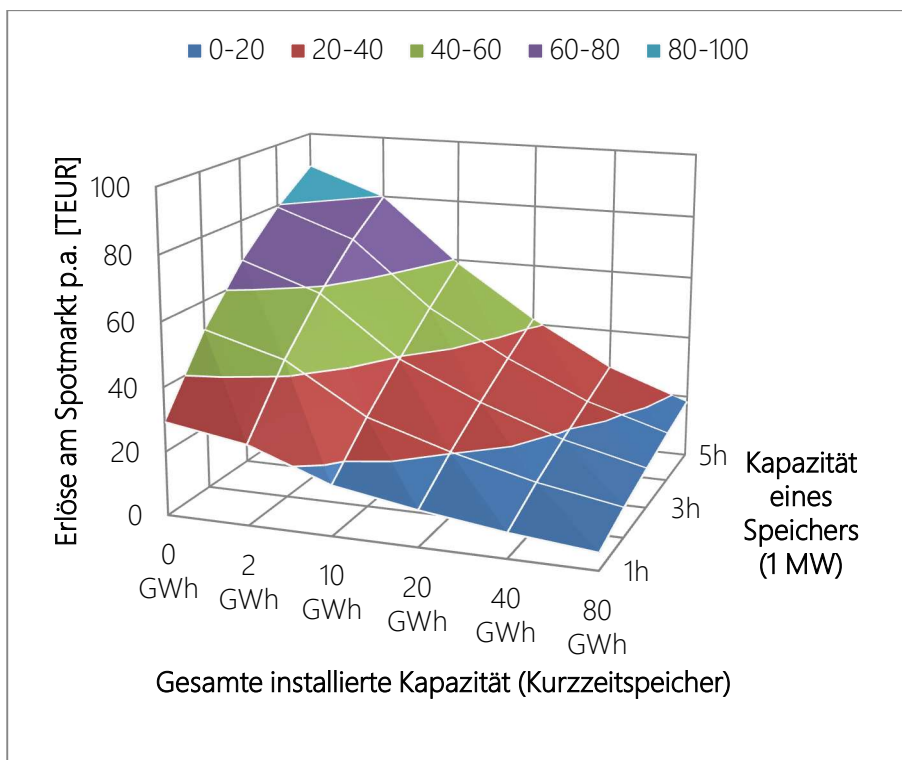


Abbildung 60: Spotmarkt 2020 – Einzelwirtschaftliche Bewertung der Erlöse von Kurzzeitspeichern bei Variation der Speicherkapazität und gegebener Marktdurchdringung.  
Quelle: Eigene Berechnung.

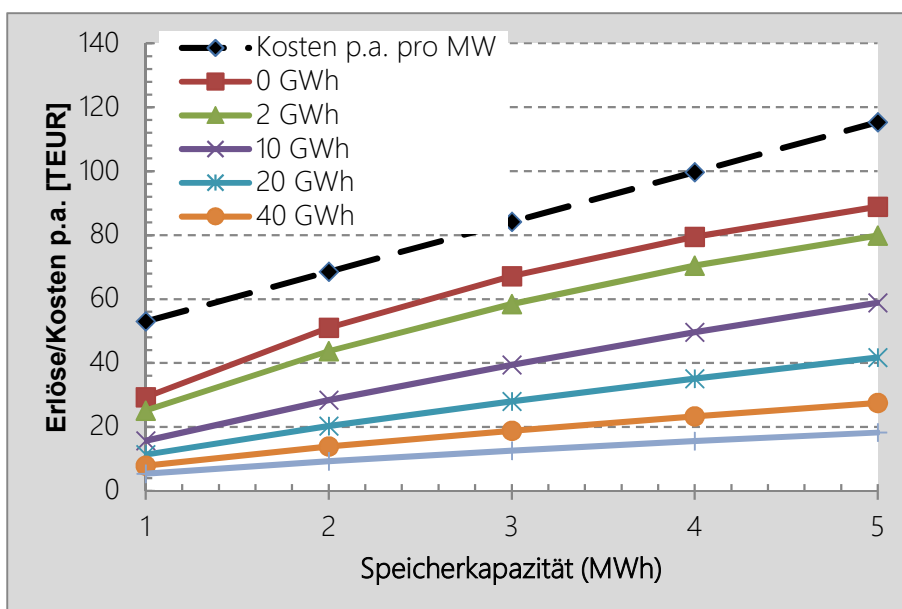


Abbildung 61: Spotmarkt 2020 – Erlöse (farbige Linien) und Kosten (schwarze Linie) p.a. bei gegebener Marktdurchdringung mit Kurzzeitspeichern (0-80 GWh) und Variation der Speicherkapazität des einzelnen Speichers (1-5 MWh).  
Quelle: Eigene Berechnung.

Die vorgenannten qualitativen Ergebnisse gelten auch für das Jahr 2030, wengleich sich der beobachtete Anstieg der Preisdifferenzen auch in steigenden Erlösen am Spotmarkt niederschlägt. In der kleinsten Auslegung eines einzelnen Speichers können Erlöse in Höhe von 56.000 € erzielt werden, die bei steigender Marktdurchdringung auf 20.000 € reduziert werden. Gleichzeitig kann bei einer größeren Auslegung des Speichers ein Anstieg der Erlöse auf bis zu 156.000 € verzeichnet werden, der in einem größer werdenden Speichermarkt auf etwa 53.000 € reduziert wird (vgl. Abbildung 62).

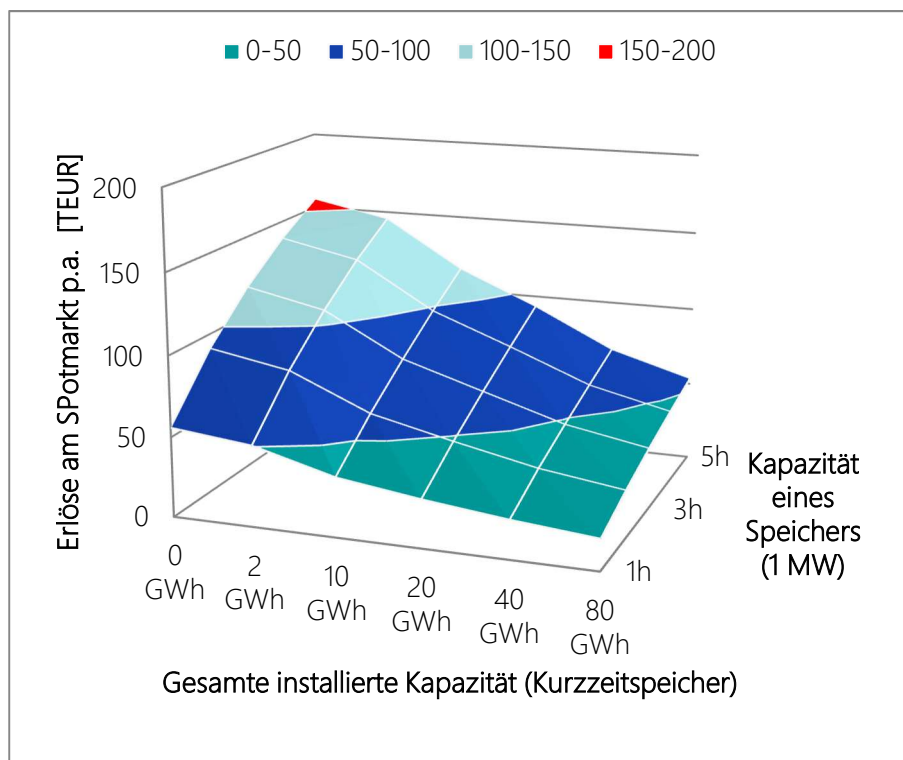


Abbildung 62: Spotmarkt 2030 – Einzelwirtschaftliche Bewertung der Erlöse von Kurzzeitspeichern bei Variation der Speicherkapazität und gegebener Marktdurchdringung.  
Quelle: Eigene Berechnung.

Durch den Anstieg der Erlöskurven lassen sich auch Bereiche identifizieren, die zu positiven Deckungsbeiträgen führen (vgl. Abbildung 63). Dies gilt insbesondere für die Szenarien mit geringer Marktdurchdringung von Kurzzeitspeichern, deren Erlöskurven unabhängig von der Dimensionierung der Speicherkapazität oberhalb des Kostenverlaufs liegen.

Bei einem mittleren Marktvolumen (5 GW/ 10 GWh) wird durch den Einsatz von größeren Grenzspeichern eine Wirtschaftlichkeit nur knapp verfehlt. Bei einem weiteren Ausbau des Marktvolumens würden die einsetzenden Sättigungseffekte eine Wirtschaftlichkeit aus dem Arbitragegeschäft am Spotmarkt verhindern.

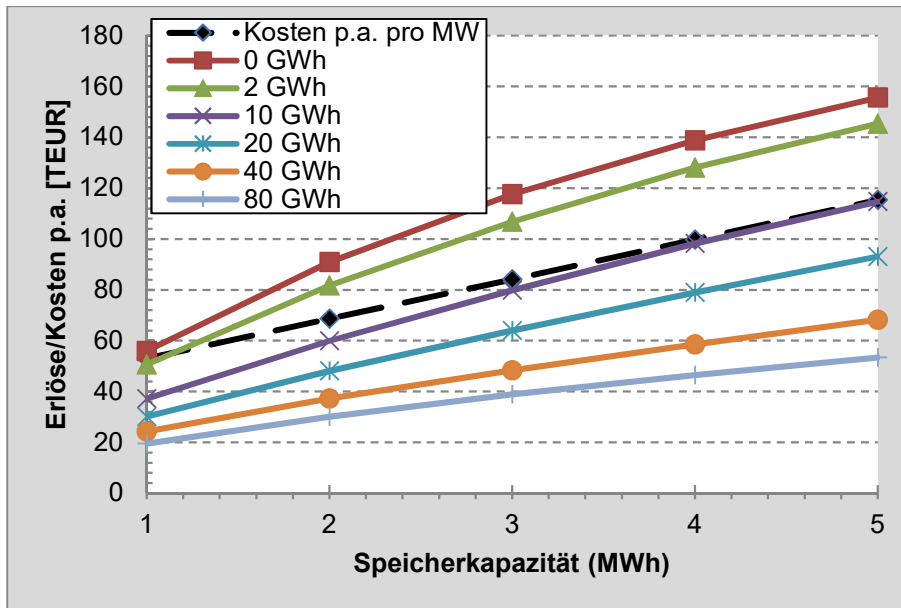


Abbildung 63: Spotmarkt 2030 – Erlöse (farbige Linien) und Kosten (schwarze Linie) p.a. bei gegebener Marktdurchdringung mit Kurzzeitspeichern (0-80 GWh) und Variation der Speicherkapazität des einzelnen Speichers (1-5 MWh).

Quelle: Eigene Berechnung.

### 6.4.3 Sensitivität: Einfluss des Europäischen Strommarktes/Netzausbau

Die bis hierher diskutierten Ergebnisse stützen sich auf die Ergebnisse von *MICOES* zur Einsatzplanung des deutschen Kraftwerkparcs. Beim Umgang mit ex ante unsicheren Einflussfaktoren für die Angebots- und Nachfrageseite des Strommarktes wurde auf eine Szenario-Analyse zurückgegriffen, um die möglichen Entwicklungspfade bestmöglich einzugrenzen. Bei der Ergebnisanalyse ist jedoch auch die eigentliche Modellspezifikation kritisch zu betrachten.

- Dazu gehört zum einen die Annahme einer unbeschränkten Übertragungskapazität zwischen den Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten innerhalb der Systemgrenzen („Kupferplattenansatz“).
- Der zweite Punkt betrifft die Abbildung der Austauschbeziehungen mit den benachbarten Strommärkten, die in der Realität physisch über die Grenzkuppelstellen und bilanziell über Marktkopplungsmechanismen miteinander verknüpft sind.

Die erste Annahme ermöglicht dem Modell, eine höhere Flexibilität als in der Realität wahrzunehmen. Insofern werden die Auswirkungen einer geglätteten Residuallast auf die Preisdifferenzen im Spotmarkthandel eher überschätzt. Das derzeitige Marktdesign geht jedoch von einer einheitlichen Preiszone für Deutschland aus, sodass Ungleichgewichte im Strommarkt weniger deutlich zu Tage treten und der Modellansatz dementsprechend gerechtfertigt werden kann.

Mit Blick auf die Marktchancen für Flexibilitätsoptionen ist die zweite Annahme von größerer Kritikalität, da die Flexibilität des deutschen Stromsystems bei kostenoptimaler Nutzung der benachbarten Strommärkte deutlich vergrößert wird. Zur Abschätzung der quantitativen Einflüsse eines vergrößerten Marktgebietes wird das Modell MICOES in einer Version mit Abbildung der angrenzenden Strommärkte verwendet (*MICOES-Europe*). Die hierfür notwendige Weiterentwicklung des Modells wurde durch (Böttger et al. 2015) vorgenommen. Entsprechend der in Kapitel 5 beschriebenen Methodik müssen die marktrelevanten Parameter nun für alle in die Modellierung einbezogenen Regionen sowie über den gesamten Untersuchungszeitraum abgeschätzt werden. Dies betrifft neben der Entwicklung der nationalen Kraftwerkparks sowie der Stromnachfrage insbesondere auch den Ausbaupfad der erneuerbaren Energien. Die länderspezifischen Einspeiseprofile für Wind und PV wurden dabei anhand von Wetterdaten in hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung generiert und entsprechend dem prognostizierten Kapazitätszubau für das jeweilige Stützjahr angepasst.

Eine Auswertung der ermittelten Preiszeitreihen anhand der mittleren Tagesdifferenzen (24h-Preis-Spread) für den Prognosehorizont bis zum Jahr 2030 vermittelt folgendes Bild (vgl. Abbildung 64):

- Die Preisdifferenzen steigen im Zeitverlauf in allen betrachteten Strommärkten an.
- Das Niveau der Preis-Spreads ist vom betrachteten Strommarktgebiet abhängig.
- In 2010 liegen die (modellbasierten) Preis-Spreads zwischen 4,51 €/MWh (Norwegen) und 25,43 €/MWh (Dänemark-West) bei einem Mittelwert von 15,31 €/MWh. Die Strommärkte in Frankreich, den Niederlanden, Belgien, Deutschland, Österreich und Schweiz liegen bezogen auf die Preisdifferenzen in etwa gleichauf.
- In 2020 liegen die (modellbasierten) Preis-Spreads zwischen 9,12 €/MWh (Norwegen) und 39,29 €/MWh (Dänemark-West) bei einem Mittelwert von 26,30 €/MWh. Bezogen auf den Preis-Spread am attraktivsten erscheinen zudem die Strommärkte in den Niederlanden, Großbritannien, Spanien, Portugal und Frankreich.
- In 2030 liegen die (modellbasierten) Preis-Spreads zwischen 11,15 €/MWh (Norwegen) und 63,63 €/MWh (Spanien) bei einem Mittelwert von 35,77 €/MWh. Bezogen auf den Preis-Spread am attraktivsten erscheinen zudem die Strommärkte in Portugal, Deutschland, Dänemark-Ost und den Niederlanden.



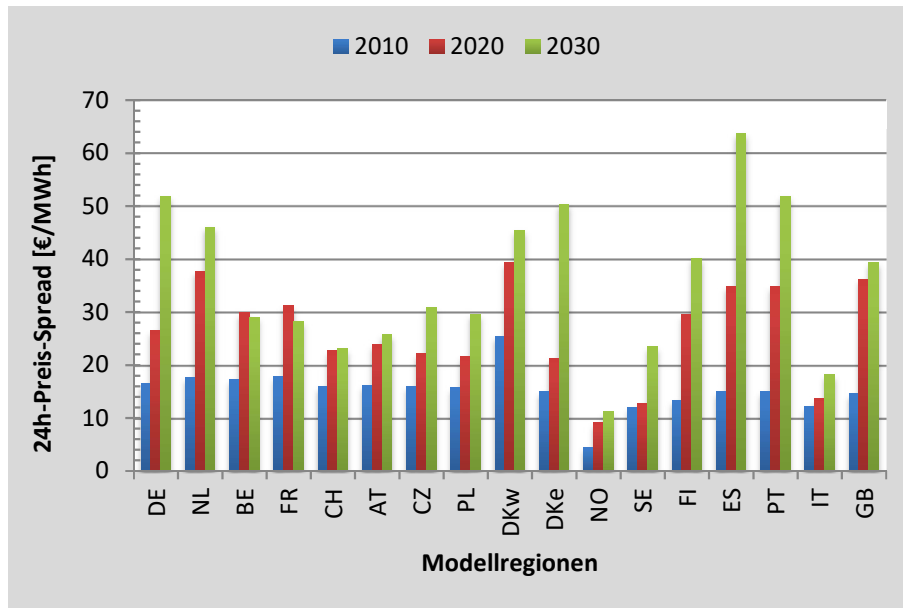


Abbildung 64: Ableitung von Marktindikatoren für den Einsatz von Flexibilitätsoptionen mit einem europäischen Strommarktmodell (MICOES-Europe).

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Vorarbeiten von (Böttger et al. 2015).

Damit wird zum einen deutlich, dass der fortschreitende Ausbau der erneuerbaren Energien auch im europaweiten Maßstab zu den entscheidenden Treibern für steigende Preisdifferenzen am Day-ahead-Markt bis zum Jahr 2030 gehört. Im Vergleich zu einer auf den deutschen Kraftwerkspark beschränkten Modellierung fallen die mittleren deutschen Preis-Spreads jedoch geringer aus, da bei einer kostenoptimalen Einsatzplanung des europäischen Kraftwerksparks ein Großteil des erhöhten Flexibilitätsbedarfs ausgeglichen werden kann. Werden die zuvor abgeleiteten Sättigungskurven als Benchmark herangezogen, entspricht die Ausweitung der Modellregionen auf die maßgeblichen europäischen Märkte einem zusätzlichen Flexibilitätsangebot von 40 GW/80 GWh (vgl. Abbildung 59).

Zu beachten ist jedoch, dass die geringeren Preis-Spreads in der vorliegenden Modellversion von MICOES-Europe eher eine untere Grenze darstellen: die modellierte Preiszeitreihe für 2010 ergibt eine mittlere Preisdifferenz für das deutsche Marktgebiet von 16,50 €/MWh. Dagegen weist der Rückgriff auf die tatsächlichen Spotmarktpreise für 2010 eine mittlere Differenz der Tagesextreme von 36,60 €/MWh auf (vgl. Abbildung 29). Werden die aus der modellierten Preiszeitreihe abgeleiteten Preis-Spreads für 2020 und 2030 um diesen Differenzwert (20 €/MWh) nach oben korrigiert, lässt sich ein äquivalentes Flexibilitätsangebot von 10-20 GW/20-40 GWh für den deutschen Markt ableiten.



## 7. Fazit

Am Ausgangspunkt dieser Arbeit stand die Frage, ob sich durch die stattfindende Transformation zu einem kohlenstoffarmen Energiesystem mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien auch Marktchancen für innovative Marktteilnehmer, insbesondere für Speicherbetreiber, herausbilden. Durch die Analyse der gegenwärtigen Literatur wurde erkannt, dass der verwendete Begriff „Speicher“ in verschiedenen Kontexten verwendet wird und daher im Hinblick auf die Beantwortung der Fragestellung noch nicht ausreichend definiert ist. Die politischen Transformationsziele für das Jahr 2050 führen zunächst zu einem erhöhten Bedarf an Flexibilität, da heutige fossil-nukleare Kraftwerksparks eher anhand einer ex-ante statischen Lastdauerlinie ausgerichtet sind. Zudem erfolgt die Speicherdienstleistung im heutigen System eben durch jene fossil-nuklearen Brennstoffe. Insofern ist der Bewertungsmaßstab für eine neue Technologie, die diese Leistung im bestehenden System anbieten würde, noch sehr schwer zu quantifizieren. Zum einen sind vielfältige Technologiepfade denkbar, die miteinander im Wettbewerb stehen. Durch den unscharfen Bewertungsmaßstab sind diese Technologien zudem auf innovative Geschäftsmodelle mit Kombinationen aus verschiedenen Serviceleistungen angewiesen.

Daher stand in dieser Arbeit der kurzfristige Strommarkt (day-ahead) als mengenmäßig größter Teilmarkt des Stromsektors im Vergleich zu Regelleistungsmärkten im Vordergrund, der zudem durch seine hohe zeitliche Auflösung ein gutes Abbild der Systembilanz liefert. Insbesondere sollte untersucht werden, wie sich ein erhöhter Flexibilitätsbedarf im Zeitverlauf auf die Preisstruktur auswirkt. Für die Szenario-Analyse der Entwicklung am Spotmarkt bis zum Jahr 2030 wurde ein Modell zur Einsatzplanung des deutschen Kraftwerksparks herangezogen. Neben einem Basispfad der möglichen Entwicklungen („Referenz-Szenario“) wurden auch Sensitivitäten mit einer hohen Bandbreite an möglichen CO<sub>2</sub>-Preisen sowie einem ambitionierteren EE-Ausbau untersucht. Zwar orientieren sich die Szenarien an energiepolitischen Zielen für bestimmte zeitliche Fixpunkte. Die quantitativen Teile dieser Arbeit beschreiben jedoch vielmehr ein Ergebnis in Bezug auf einen bestimmten Systemzustand des Modells, insbesondere durch den (exogener) Einflussfaktor der variablen erneuerbaren Energien aus Windkraft und Photovoltaik (vEE) im Energiesystem.

Für ein geschlossenes Energiesystem mit EE-Anteilen von zwischen 40-66 %, entsprechend vEE-Anteilen von 27-43 %, am jährlichen Bruttostromverbrauch konnte am Beispiel Deutschlands gezeigt werden, dass



- sich die Schwankungsbereiche der residualen Last von 20-80 GW (in 2010) auf Werte von -45-65 GW (2030) deutlich verbreitert. Die residuale Spitzenlast sinkt dabei um 15 GW. Stromüberschüsse treten dann an mehr als 1800 Stunden des Jahres auf.
- eine kurzfristig wirkende Systemflexibilität im Umfang von 20 GW/40 GWh die maximal auftretenden Überschussleistungen um 10-13 GW reduzieren kann. Die Überschussmengen im Umfang von mehreren Terawattstunden bleiben jedoch in signifikantem Umfang bestehen und bedürfen Langzeitspeicheroptionen.
- bei Variation der CO<sub>2</sub>-Preise zwischen 10 und 90 €/t Spreizungen des Base-Preises zwischen 50 und 107 €/MWh auftreten (Modelljahr 2015). Ein weiterer Ausbau der EE wirkt mit Werten zwischen 37-75 €/MWh (Modelljahr 2030) preisdämpfend.
- der Emissionsreduktionspfad des Stromsektors bei CO<sub>2</sub>-Preisen zwischen 10-30 €/t<sub>CO<sub>2</sub></sub> nahezu unverändert verläuft und der CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreis in diesem Bereich keine zusätzlichen Wirkungen entfaltet. Erst bei CO<sub>2</sub>-Preisen von 60-90 €/t könnten zusätzlich 10-25 % p.a. gegenüber einem Referenzpfad vom konventionellen Kraftwerkspark eingespart werden.
- im **Referenzszenario** die mittleren Differenzen der tagesbezogenen Preisextreme auf 84 €/MWh bis 123 €/MWh unter Berücksichtigung des wachsenden Anteils von variablen EE im Stromsystem ansteigen. Ein Kurzzeitspeicher (1 MW/ 4MWh) könnte als Preisnehmer unter perfekter Voraussicht der Spotmarktpreise ca. 80 T€ (27 % vEE) bzw. 140 T€ (42 %) in einem solchen Marktumfeld durch Arbitragehandel erwirtschaften. Zum Vergleich: in 2014 (ca. 15 % vEE) lag der Tagesspread bei etwa 30 €/MWh und böte damit ein Erlöspotenzial für Kurzzeitspeicher von rund 25 T€.
- im Szenario „**CO<sub>2</sub>-Preis**“ die Tages-Spreads der Spotmarktpreise mit steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen eine leicht fallende Tendenz aufweisen. Dadurch sinken auch die Erlösmöglichkeiten für Kurzzeitspeicher. Allerdings sind im mittleren Schwankungsbereich der CO<sub>2</sub>-Preise (30-60 €/t) relativ geringe Veränderungen der Speichererlöse zu beobachten. Damit kann die Hypothese vertreten werden, dass ein höherer CO<sub>2</sub>-Preis nicht automatisch zu höheren Speichererlösen und einem daraus abgeleiteten Marktpotenzial führt.
- das Szenario „**EE-Ausbau**“ mit einem EE-Anteil sowie dezentraler Energieerzeugung von 75 % am Bruttostromverbrauch in 2015 zu einem Anstieg der Tages-Spreads von 60 auf 112 €/MWh führt. Die Erlösmöglichkeiten für Kurzzeitspeicher würden dadurch von 50 T€ auf 137 T€ erhöhen.
- bei einer steigenden Marktdurchdringung mit Kurzzeitspeichern der anfängliche Preis-Spread von 84 €/MWh (Modelljahr 2020/ 40 % EE/ 27 % vEE) für ein zusätzliches



Marktvolumen in Höhe von 5 GW/10 GWh um 26 €/MWh absinkt, wogegen die Verdopplung dieses Marktvolumens auf 10 GW/20 GWh zu einer weiteren Reduktion der Preisdifferenz um 12 €/MWh führt. Der Verfall der Preis-Spreads beträgt damit 5,1 €/MWh je GW Speicherkapazität für die ersten 5 GW Kurzzeitspeicher und 2,5 €/MWh je GW für die nächsten 5 GW. Ein Anstieg des Marktvolumens von 20 auf 40 GW reduziert den Preis-Spread nur noch geringfügig um 0,5 €/MWh je GW. Die qualitativen Aussagen gelten bei einem vEE-Anteil von 42 % in gleichem Maße – der Sättigungseffekt tritt für die ersten 5-10 GW am deutlichsten zu Tage und schwächt sich danach ab.

- ein Speicherbetreiber (1MW/1MWh) durch optimierten Arbitragehandel einen jährlichen Erlös am Day-ahead-Spotmarkt von rund 30.000 € (Modelljahr 2020/ 27 % vEE-Anteil) bzw. 56.000 € (Modelljahr 2030/ 42 % vEE-Anteil) erzielen kann. Ein Anstieg des Marktvolumens von Flexibilitätsoptionen auf 40 GW/ 80 GWh reduziert die anfänglichen Erlösmöglichkeiten auf ein Fünftel (27 % vEE-Anteil) bzw. ein Drittel (42 % vEE-Anteil) der Ausgangswerte. Der Erlösverfall durch den höheren Wettbewerb kann durch eine Ausweitung der Speicherkapazität des einzelnen Speichers auf 5 MWh zum Teil kompensiert werden.
- die Erlöse durch Arbitragehandel im Modelljahr 2020 allein noch nicht ausreichen, um die annuitätischen Kapitalkosten (z.B. für Batteriespeicher) zu decken. Dies gilt insbesondere bei einer steigenden Marktdurchdringung der Flexibilitätsoptionen. Im Rahmen der Annahmen für das Modelljahr 2030 konnte die Gewinnzone bei geringen Marktvolumina (1 GW/2 GWh) erreicht werden. Dies gilt für jährliche Kosten für Investition und Betrieb des Speichers von etwa 53 T€/MW.
- die qualitativen Aussagen auch unter Berücksichtigung eines europäischen Stromhandelssystems Bestand haben, d.h. ein Anstieg an Erzeugungsleistung aus vEE führt zu steigenden Preis-Spreads in den europäischen Teilmärkten. Im Vergleich zu einer auf den deutschen Kraftwerkspark beschränkten Modellierung fallen die mittleren Preis-Spreads jedoch geringer aus. Für den deutschen Strommarkt zeigt sich dieser Effekt eines gekoppelten europäischen Strommarkts durch einen maximalen Preis-Spread von rund 50 €/MWh bis zum Jahr 2030.

Als wesentlicher Faktor für den Anstieg von Preis-Spreads am Spotmarkt und daraus erwachsenden Marktchancen von Flexibilitätsoptionen wurde der Anteil variabler erneuerbarer Energien im Stromsystem identifiziert. Dabei ist zu beachten, dass dieser Anteil durch ein ausgebautes Übertragungsstromnetz nicht auf einen nationalen Strommarkt beschränkt sein muss. Ein höherer CO<sub>2</sub>-Preis wirkt eher ausgleichend auf die Steigung der



Angebotsfunktion (Merit Order) in einem Strommarkt mit vornehmlich fossilem Kraftwerkspark und reduziert daher in der Tendenz auftretende Preisdifferenzen.

Die quantitativen Analysen zeigen, dass anfängliche Marktchancen für Flexibilitätsoptionen einer Sättigung durch einen abnehmenden Grenznutzen des Einsatzes dieser Technologien unterliegen, wenngleich die Preisdifferenzen unter den gegebenen Annahmen nicht vollständig ausgeglichen werden. Die Möglichkeit selbst kleinere Preisdifferenzen wirtschaftlich zu nutzen, hängt von der Kostenstruktur der eingesetzten Technologie ab.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht können flexible Technologien im Energiemarkt die inhärenten Eigenschaften der variablen erneuerbaren Energien (Variabilität, Unsicherheit, Ortsgebundenheit) maßgeblich beeinflussen. Die aus diesen Eigenschaften resultierenden Integrationskosten reduzieren den optimalen Ausbaugrad der vEE ggf. unterhalb der politisch gewollten Zielmarke. Flexibilitätsoptionen können die Integrationskosten der vEE reduzieren und damit den optimalen Kapazitätsmix zugunsten der vEE verändern.

Offen ist in diesem Zusammenhang die Frage, wie das passende Marktdesign aussehen sollte, damit die politischen Ziele von 80 % EE im Stromsystem auch effizient erreicht werden. Durch die Sensitivitätsrechnungen konnte gezeigt werden, dass eine alleinig auf das deutsche Stromsystem ausgerichtete Energiepolitik nicht zielführend ist. An dieser Stelle schließt sich ein weiterer Forschungsbedarf an. Zudem ist in weiteren Arbeiten zu untersuchen, wie sich ein Ausbau von Flexibilitätsoptionen in anderen europäischen Strommärkten auswirkt und welche Rückkopplungen in den angrenzenden Märkten zu erwarten wäre.





## Literaturverzeichnis

- 50Hertz, Amprion, Tennet, and TransnetBW. 2013. "Netzentwicklungsplan Strom 2013". Berlin.
- AG Energiebilanzen e.V. 2012. "Energie in Zahlen - Arbeit Und Leistungen Der AG Energiebilanzen". Berlin.
- Agora Energiewende. 2013. "Lastmanagement Als Beitrag Zur Deckung Des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland". Berlin.
- . 2014. "Stromspeicher in Der Energiewende". Berlin.
- Ahlert, Klaus-Henning, and Clemens van Dinther. 2009. "Sensitivity Analysis of the Economic Benefits from Electricity Storage at the End Consumer Level." *IEEE Bucharest PowerTech Conference* (June): 1–8. doi:10.1109/PTC.2009.5282245.  
<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epico3/wrapper.htm?arnumber=5282245>.
- Akhil, Abbas A, Georgianne Huff, Aileen B Currier, Benjamin C Kaun, Dan M Rastler, Stella Bingqing Chen, Andrew L Cotter, Dale T Bradshaw, and William D Gauntlett. 2013. "DOE / EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA". Albuquerque, Livermore.
- BdEW. 2015. "BDEW-Kraftwerksliste: Anlage Zur BDEW-Pressinformation Vom 13. April 2015 Zur Hannover Messe 2015". Hannover.  
[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/76A71AB150313BB7C1257E26002AE5EB/\\$file/150413BDEWKraftwerksliste.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/76A71AB150313BB7C1257E26002AE5EB/$file/150413BDEWKraftwerksliste.pdf).
- Beaudin, Marc, Hamidreza Zareipour, Anthony Schellenberglobe, and William Rosehart. 2010. "Energy Storage for Mitigating the Variability of Renewable Electricity Sources: An Updated Review." *Energy for Sustainable Development* 14 (4) (December): 302–314.



doi:10.1016/j.esd.2010.09.007.

<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0973082610000566>.

Bertsch, Joachim, Christian Growitsch, Stefan Lorenczik, and Stephan Nagl. 2014. "Flexibility in Europe's Power Sector — An Additional Requirement or an Automatic Complement?"

*Energy Economics* (November). doi:10.1016/j.eneco.2014.10.022.

<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0140988314002679>.

BMWi. 2014a. "Ganzheitliche Gebäudestrategie."

<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Gebaeude/ganzheitliche-gebaeudestrategie.html>.

———. 2014b. "Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz."

<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energieeffizienz/nationaler-aktionsplan-energieeffizienz.html>.

BNetzA. 2014a. "Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste."

[http://www.bundesnetzagentur.de/cIn\\_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cIn_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html).

———. 2014b. "Kraftwerksliste."

[http://www.bundesnetzagentur.de/cIn\\_1432/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html;jsessionid=3261A40259285C8D133E17CD73E5C11F](http://www.bundesnetzagentur.de/cIn_1432/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html;jsessionid=3261A40259285C8D133E17CD73E5C11F).

Boßmann, Tobias. 2008. "Gekoppelte Modellierung Des Strom- Und Wärmemarktes in Deutschland". Technische Universität Berlin.

Böttger, Diana, Mario Götz, Nelly Lehr, Hendrik Kondziella, and Thomas Bruckner. 2014.

"Potential of the Power-to-Heat Technology in District Heating Grids in Germany."



*Energy Procedia* 46: 246–253. doi:10.1016/j.egypro.2014.01.179.

<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610214001957>.

Böttger, Diana, Mario Götz, Myrto Theofilidi, and Thomas Bruckner. 2015. "Control Power Provision with Power-to-Heat Plants in Systems with High Shares of Renewable Energy Sources E An Illustrative Analysis for Germany Based on the Use of Electric Boilers in District Heating Grids \*." *Energy* 82: 157–167. doi:10.1016/j.energy.2015.01.022.

Bruckner, Thomas, Hendrik Kondziella, and Sven Bode. 2010. "Auswirkung Einer Laufzeitverlängerung Der Kernkraftwerke Auf Die Preise Und Die Wettbewerbsstruktur Im Deutschen Strommarkt". Berlin.

[http://www.8ku.de/fileadmin/media/8KU\\_Office/Kurzstudie\\_Uni\\_Leipzig.pdf](http://www.8ku.de/fileadmin/media/8KU_Office/Kurzstudie_Uni_Leipzig.pdf).

Bundesregierung. 2010. "Energiekonzept Für Eine Umweltschonende, Zuverlässige Und Bezahlbare Energieversorgung."

———. 2011. "Erfahrungsbericht 2011 Zum EEG". Berlin. [http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/EEG/eeg\\_erfahrungsbericht\\_2011\\_bf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/EEG/eeg_erfahrungsbericht_2011_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=3).

———. 2015. *Entwurf Eines Gesetzes Zur Weiterentwicklung Des Strommarktes (Strommarktgesetz)*. Berlin. <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-weiterentwicklung-des-strommarktes,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

Bundestag, Deutscher. 2012. "Antwort Der Bundesregierung Auf Die Kleine Anfrage Der Abgeordneten Ingrid Nestle, Daniela Wagner, Oliver Krischer, Weiterer Abgeordneter Und Der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 17/9656 –". Berlin.





- Bushnell, James. 2005. "Electricity Resource Adequacy: Matching Policies and Goals". CSEM WP 146. Center for the Study of Energy Markets (CSEM) Working Paper Series.  
<https://ei.haas.berkeley.edu/research/papers/CSEM/csemwp146.pdf>.
- Chen, Haisheng, Thang Ngoc Cong, Wei Yang, Chunqing Tan, Yongliang Li, and Yulong Ding. 2009. "Progress in Electrical Energy Storage System: A Critical Review." *Progress in Natural Science* 19 (3) (March): 291–312. doi:10.1016/j.pnsc.2008.07.014.  
<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S100200710800381X>.
- Connolly, David. 2007. "An Investigation into the Energy Storage Technologies Available, for the Integration of Alternative Generation Techniques". Limerick.  
<http://www.iwea.com/index.cfm/page/technologicaldevelopments>.
- Consentec, FGH, and IAEW. 2012. "Studie Zur Ermittlung Der Technischen Mindesterzeugung Des Konventionellen Kraftwerksparks Zur Gewährleistung Der Systemstabilität in Den Deutschen Übertragungsnetzen Bei Hoher Einspeisung Aus Erneuerbaren Energien". Mannheim, Aachen.  
[http://www.50hertz.com/de/file/4TSO\\_Mindesterzeugung\\_final.pdf](http://www.50hertz.com/de/file/4TSO_Mindesterzeugung_final.pdf).
- Deane, J.P., B.P. Ó Gallachóir, and E.J. McKeogh. 2010. "Techno-Economic Review of Existing and New Pumped Hydro Energy Storage Plant." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (4) (May): 1293–1302. doi:10.1016/j.rser.2009.11.015.  
<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032109002779>.
- dena. 2005. "Energiewirtschaftliche Planung Für Die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land Und Offshore Bis Zum Jahr 2020 (Netzstudie I)". Köln.
- Dena. 2010. "Analyse Der Notwendigkeit Des Ausbaus von Pumpspeicherwerken Und Anderen Stromspeichern Zur Integration Der Erneuerbaren Energien". Berlin.



- dena. 2010. "Dena-Netzstudie II: Integration Erneuerbarer Energien in Die Deutsche Stromversorgung Im Zeitraum 2015-2020 Mit Ausblick 2025". Berlin.  
[http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Presse/studien\\_umfragen/Netzstudie\\_II/Endbericht\\_dena-Netzstudie\\_II.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/studien_umfragen/Netzstudie_II/Endbericht_dena-Netzstudie_II.pdf).
- . 2012. "Dena Verteilnetzstudie. Ausbau- Und Innovationsbedarf Der Stromverteilnetze in Deutschland Bis 2030". Berlin.  
[http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/dena\\_VNS\\_Abschlussbericht.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/dena_VNS_Abschlussbericht.pdf).
- Denholm, Paul, and Maureen Hand. 2011. "Grid Flexibility and Storage Required to Achieve Very High Penetration of Variable Renewable Electricity." *Energy Policy* 39 (3) (March): 1817–1830. doi:10.1016/j.enpol.2011.01.019.  
<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421511000292>.
- Denholm, Paul, and Ramteen Sioshansi. 2009. "The Value of Compressed Air Energy Storage with Wind in Transmission-Constrained Electric Power Systems." *Energy Policy* 37 (8) (August): 3149–3158. doi:10.1016/j.enpol.2009.04.002.  
<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421509002328>.
- Divya, K.C., and Jacob Østergaard. 2009. "Battery Energy Storage Technology for Power systems—An Overview." *Electric Power Systems Research* 79 (4) (April): 511–520. doi:10.1016/j.epsr.2008.09.017.  
<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779608002642>.
- DOE. 2015. "DOE Global Energy Storage Database."  
<http://www.energystorageexchange.org/>.



- Dötsch, Christian. 2009. "Energy Storage." In *Technology Guide: Principles, Applications, Trends*, edited by Hans-Jörg Bullinger, 362–367. Berlin, Heidelberg: Springer.  
doi:10.1007/978-3-540-88547-4.
- Doughty, Daniel H, Paul C Butler, Abbas A Akhil, Nancy H Clark, and John D Boyes. 2010. "Batteries for Large-Scale Stationary Electrical Energy Storage." *The Electrochemical Society Interface*: 49–53.
- Droste-Franke, Bert, Boris P. Paal, Christian Rehtanz, Dirk Uwe Sauer, Jens-Peter Schneider, Miranda Schreurs, and Thomas Ziesemer. 2012. *Balancing Renewable Electricity. Energy Storage, Demand Side Management and Network Extension from an Interdisciplinary Perspective*. Edited by Carl Friedrich Gethmann. Ethics of Heidelberg, Dordrecht, London, New York: Springer. <http://link.springer.com/book/10.1007/978-3-642-25157-3>.
- Dunn, Bruce, Haresh Kamath, and Jean-Marie Tarascon. 2011. "Electrical Energy Storage for the Grid: A Battery of Choices." *Science (New York, N.Y.)* 334 (6058) (November 18): 928–35. doi:10.1126/science.1212741. <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/22096188>.
- Edenhofer, Ottmar, Lion Hirth, Brigitte Knopf, Michael Pahle, Steffen Schlömer, Eva Schmid, and Falko Ueckerdt. 2013. "On the Economics of Renewable Energy Sources." *Energy Economics* 40 (December): S12–S23. doi:10.1016/j.eneco.2013.09.015.  
<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0140988313002107>.
- Egerer, Jonas, and Wolf-Peter Schill. 2014. "Optimal Infrastructure Investments for Renewable Energy Integration in Germany." In *11th International Conference on the European Energy Market*, 1–6.
- Ehlers, Niels. 2011. "Strommarktdesign Angesichts Des Ausbaus Fluktuierender Stromerzeugung". Technische Universität Berlin.



- Electric Power Research Institute. 2010. "Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits". Palo Alto, CA.  
[http://www.electricitystorage.org/images/uploads/static\\_content/technology/resources/ESA\\_TR\\_5\\_11\\_EPRIStorageReport\\_Rastler.pdf](http://www.electricitystorage.org/images/uploads/static_content/technology/resources/ESA_TR_5_11_EPRIStorageReport_Rastler.pdf).
- Energinet.dk. 2015. "Market Data." <http://www.energinet.dk/EN/El/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx>.
- Esteban, Miguel, Qi Zhang, and Agya Utama. 2012. "Estimation of the Energy Storage Requirement of a Future 100% Renewable Energy System in Japan." *Energy Policy* 47 (August): 22–31. doi:10.1016/j.enpol.2012.03.078.  
<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421512002832>.
- European Commission. 2011. *A Roadmap for Moving to a Competitive Low Carbon Economy in 2050*. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52011DC0112>.
- European Council. 2014. *2030 Climate and Energy Policy Framework - EUCO 169/14*.  
[http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms\\_data/docs/pressdata/en/ec/145397.pdf](http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/ec/145397.pdf).
- Exarchakos, Lazaros, Matthew Leach, and Georgios Exarchakos. 2009. "Modelling Electricity Storage Systems Management under the Influence of Demand-Side Management Programmes." *International Journal of Energy Research* 33 (1): 62–76. doi:10.1002/er.1473.  
<http://dx.doi.org/10.1002/er.1473>.
- FAZ.net. 2014a. "Oettinger Will Langsameren Ausbau Der Erneuerbaren."  
<http://www.faz.net/aktuell/politik/oettinger-will-langsameren-ausbau-der-erneuerbaren-12881206.html>.
- . 2014b. "Eon Nimmt AKW Grafenrheinfeld Früher Vom Netz."  
<http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/unternehmen/eon-nimmt-akw-grafenrheinfeld-frueher-vom-netz-12868524.html>.



Fertig, Emily, and Jay Apt. 2011. "Economics of Compressed Air Energy Storage to Integrate Wind Power: A Case Study in ERCOT." *Energy Policy* 39 (5) (May): 2330–2342.

doi:10.1016/j.enpol.2011.01.049.

<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421511000607>.

Fraunhofer IWES, RWTH Aachen, and Stiftung Umweltenergierecht. 2014. "Roadmap

Speicher - Speicherbedarf Für Erneuerbare Energien - Speicheralternativen -

Speicheranreiz - Überwindung Rechtlicher Hemmnisse". Kassel, Aachen, Würzburg.

Fraunhofer UMSICHT, and Fraunhofer IWES. 2014. "Abschlussbericht

Metastudie »Energiespeicher«. Studie Im Auftrag Des Bundesministeriums Für

Wirtschaft Und Energie (BMWi)." Bonn, Oberhausen, Kassel.

Gatzen, Christoph. 2008. *The Economics of Power Storage - Theory and Empirical Analysis for*

*Central Europe*. Edited by Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln.

Band 63. München: Oldenbourg Industrieverlag.

Götz, Mario. 2010. "Auswirkungen Der Geplanten Laufzeitverlängerung Deutscher

Kernkraftwerke Auf Die Wettbewerbsfähigkeit Der Kraft-Wärme-Kopplung". Universität

Leipzig.

Götz, Mario, Diana Böttger, Hendrik Kondziella, and Thomas Bruckner. 2013. "Economic

Potential of the 'Power-to-Heat' Technology in the 50Hertz Control Area." In *8th*

*Conference on Energy Economics and Technology*, edited by TU Dresden, 1–18. Dresden.

<http://tu->

[dresden.de/die\\_tu\\_dresden/fakultaeten/fakultaet\\_wirtschaftswissenschaften/bwl/ee2/le-](http://tu-dresden.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_wirtschaftswissenschaften/bwl/ee2/lehrstuhlseiten/ordner_veranstaltungen/ordner_enerday/enerday2013/ed2013download/Gotz_et.al._Paper_Power_To_Heat_Enerday_130415.pdf)

[hrstuhlseiten/ordner\\_veranstaltungen/ordner\\_enerday/enerday2013/ed2013download/G-](http://tu-dresden.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_wirtschaftswissenschaften/bwl/ee2/lehrstuhlseiten/ordner_veranstaltungen/ordner_enerday/enerday2013/ed2013download/Gotz_et.al._Paper_Power_To_Heat_Enerday_130415.pdf)

[tz\\_et.al.\\_Paper\\_Power\\_To\\_Heat\\_Enerday\\_130415.pdf](http://tu-dresden.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_wirtschaftswissenschaften/bwl/ee2/lehrstuhlseiten/ordner_veranstaltungen/ordner_enerday/enerday2013/ed2013download/Gotz_et.al._Paper_Power_To_Heat_Enerday_130415.pdf).



- Greenblatt, Jeffery B., Samir Succar, David C. Denkenberger, Robert H. Williams, and Robert H. Socolow. 2007. "Baseload Wind Energy: Modeling the Competition between Gas Turbines and Compressed Air Energy Storage for Supplemental Generation." *Energy Policy* 35 (3) (March): 1474–1492. doi:10.1016/j.enpol.2006.03.023.  
<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421506001509>.
- Grimm, Vanessa. 2007. "Einbindung von Speichern Für Erneuerbare Energien in Die Kraftwerkseinsatzplanung – Einfluss Auf Die Strompreise Der Spitzenlast". Bochum: Ruhr-Universität Bochum.
- Haller, Markus. 2011. "CO<sub>2</sub> Mitigation and Power System Integration of Fluctuating Renewable Energy Sources: A Multi-Scale Modeling Approach". Technische Universität Berlin.
- Harthan, Ralph Oliver. 2015. "Integration of Renewable Energies into the German Power System and Their Influence on Investments in New Power Plants. Integrated Consideration of Effects on Power Plant Investment and Operation." Universität Leipzig.
- He, Xian, Erik Delarue, William D'haeseleer, and Jean-Michel Glachant. 2011. "A Novel Business Model for Aggregating the Values of Electricity Storage." *Energy Policy* 39 (3) (March): 1575–1585. doi:10.1016/j.enpol.2010.12.033.  
<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S030142151000933X>.
- Heide, Dominik, Martin Greiner, Lüder von Bremen, and Clemens Hoffmann. 2011. "Reduced Storage and Balancing Needs in a Fully Renewable European Power System with Excess Wind and Solar Power Generation." *Renewable Energy* 36 (9) (September): 2515–2523. doi:10.1016/j.renene.2011.02.009.  
<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148111000851>.



Heide, Dominik, Lueder von Bremen, Martin Greiner, Clemens Hoffmann, Markus

Speckmann, and Stefan Bofinger. 2010. "Seasonal Optimal Mix of Wind and Solar Power in a Future, Highly Renewable Europe." *Renewable Energy* 35 (11) (November): 2483–2489. doi:10.1016/j.renene.2010.03.012.

<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148110001291>.

Hirth, Lion. 2013. "The Market Value of Variable Renewables." *Energy Economics* 38 (July): 218–236. doi:10.1016/j.eneco.2013.02.004.

<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0140988313000285>.

———. 2014. "The Economics of Wind & Solar Variability - How the Variability of Wind and Solar Power Affect Their Marginal Value, Optimal Deployment, and Integration Cost". Technische Universität Berlin.

———. 2015. "The Optimal Share of Variable Renewables: How the Variability of Wind and Solar Power Affects Their Welfare-Optimal Deployment." *The Energy Journal* Volume 36 (1) (January). doi:<http://dx.doi.org/10.5547/01956574.36.1.6>.

<http://www.iaee.org/en/publications/ejarticle.aspx?id=2602>.

Hirth, Lion, Falko Ueckerdt, and Ottmar Edenhofer. 2013. "Integration Costs and the Value of Wind Power." *USAEE Working Paper* 149 (13): 1–22.

Hirth, Lion, and Inka Ziegenhagen. 2013. "Control Power and Variable Renewables - A Glimpse at German Data." *Nota Di Lavoro (FEEM)* (46). Energy: Resources and Markets: 1–36. <http://www.feem.it/userfiles/attach/2013651459584NDL2013-046.pdf>.

Hittinger, Eric, J.F. Whitacre, and Jay Apt. 2012. "What Properties of Grid Energy Storage Are Most Valuable?" *Journal of Power Sources* 206 (May): 436–449. doi:10.1016/j.jpowsour.2011.12.003.

<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378775311024220>.



- Hlusiak, M., A.-K. Gerlach, and Ch. Breyer. 2012. "Transition towards a Local 100 % Renewable Electricity Supply Based on PV, Wind, Batteries and Renewable Power Methane Using the Example of the Allgäu, Germany." In *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 1–5. Frankfurt a.M.
- Huber, Matthias, Desislava Dimkova, and Thomas Hamacher. 2014. "Integration of Wind and Solar Power in Europe: Assessment of Flexibility Requirements." *Energy* (April): 1–11. doi:10.1016/j.energy.2014.02.109. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544214002680>.
- Hueso, Karina B., Michel Armand, and Teófilo Rojo. 2013. "High Temperature Sodium Batteries: Status, Challenges and Future Trends." *Energy & Environmental Science* 6 (3): 734. doi:10.1039/c3ee24086j. <http://xlink.rsc.org/?DOI=c3ee24086j>.
- Hurley, Doug, Paul Peterson, and Melissa Whited. 2013. "Demand Response as a Power System Resource. Program Designs, Performance, and Lessons Learned in the United States."
- Ibrahim, H, A Ilinca, and J Perron. 2008. "Energy Storage Systems - Characteristics and Comparisons." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12 (5) (June): 1221–1250. doi:10.1016/j.rser.2007.01.023. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032107000238>.
- IEA. 2010. "Energy Technology Perspectives 2010". Paris. <http://www.iea.org/media/etp2010.pdf>.
- . 2013. *World Energy Outlook 2013*. Paris.
- . 2015. "World Energy Outlook Special Report: Energy and Climate Change". Paris.





- Inage, Shin-Ichi. 2009. "Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids." International Energy Agency Working Paper Series. Paris.  
[http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/energy\\_storage.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/energy_storage.pdf).
- IPCC. 2011. *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Edited by Ottmar Edenhofer, Rafael Pichs-Madruga, Youba Sokona, Kristin Seyboth, Patrick Matschoss, Susanne Kadner, Timm Zwickel, et al. United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press.
- Joskow, Paul L. 2006. "Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity". 06-14.
- Kaltschmitt, Martin, Wolfgang Streicher, and Andreas Wiese. 2006. *Erneuerbare Energien*. Edited by Martin Kaltschmitt, Wolfgang Streicher, and Andreas Wiese. Berlin/Heidelberg: Springer-Verlag. doi:10.1007/3-540-28205-X.  
<http://link.springer.com/10.1007/3-540-28205-X>.
- Kazempour, S. Jalal, M. Parsa Moghaddam, M.R. Haghifam, and G.R. Yousefi. 2009. "Electric Energy Storage Systems in a Market-Based Economy: Comparison of Emerging and Traditional Technologies." *Renewable Energy* 34 (12) (December): 2630–2639.  
doi:10.1016/j.renene.2009.04.027.  
<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148109001906>.
- Klinge Jacobsen, Henrik, and Sascha Thorsten Schröder. 2012. "Curtailement of Renewable Generation: Economic Optimality and Incentives." *Energy Policy* 49 (October): 663–675.  
doi:10.1016/j.enpol.2012.07.004.  
<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S030142151200585X>.
- Kloess, M, and K Zach. 2014. "Electrical Power and Energy Systems Bulk Electricity Storage Technologies for Load-Leveling Operation – An Economic Assessment for the Austrian



and German Power Market." *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 59: 111–122. doi:10.1016/j.ijepes.2014.02.002.  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.02.002>.

Knopf, Brigitte, Hendrik Kondziella, Michael Pahle, Mario Götz, Ottmar Edenhofer, and Thomas Bruckner. 2011. "Der Einstieg in Den Ausstieg: Energiepolitische Szenarien Für Einen Atomausstieg in Deutschland." *WISO Diskurs* (August): 72.  
<http://library.fes.de/pdf-files/wiso/o8340.pdf>.

Kondziella, Hendrik, and Thomas Bruckner. 2016. "Flexibility Requirements of Renewable Energy Based Electricity Systems – a Review of Research Results and Methodologies." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 53: 10–22. doi:10.1016/j.rser.2015.07.199.  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.199>.

Kousksou, T., P. Bruel, A. Jamil, T. El Rhafiki, and Y. Zeraouli. 2014. "Energy Storage: Applications and Challenges." *Solar Energy Materials and Solar Cells* 120 (January): 59–80. doi:10.1016/j.solmat.2013.08.015.  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024813004145>.

Krog Ekman, Claus, and Søren Højgaard Jensen. 2010. "Prospects for Large Scale Electricity Storage in Denmark." *Energy Conversion and Management* 51 (6): 1140–1147. doi:10.1016/j.enconman.2009.12.023.  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2009.12.023>.

Krzikalla, Norbert, Siggie Achner, and Stefan Brühl. 2013. "Möglichkeiten Zum Ausgleich Fluktuierender Einspeisungen Aus Erneuerbaren Energien". Aachen. [http://www.bee-ev.de/\\_downloads/publikationen/studien/2013/130327\\_BET\\_Studie\\_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf](http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2013/130327_BET_Studie_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf).



- Kuhn, Philipp. 2011. "Iteratives Modell Zur Optimierung von Speicherausbau Und -Betrieb in Einem Stromsystem Mit Zunehmend Fluktuierender Erzeugung". TU München. <http://dnb.info/1031075666/34>.
- Leung, Puiki, Xiaohong Li, Carlos Ponce de León, Leonard Berlouis, C. T. John Low, and Frank C. Walsh. 2012. "Progress in Redox Flow Batteries, Remaining Challenges and Their Applications in Energy Storage." *RSC Advances* 2 (27): 10125. doi:10.1039/c2ra21342g. <http://xlink.rsc.org/?DOI=c2ra21342g>.
- Loisel, Rodica, Arnaud Mercier, Christoph Gatzert, Nick Elms, and Hrvoje Petric. 2010. "Valuation Framework for Large Scale Electricity Storage in a Case with Wind Curtailment." *Energy Policy* 38 (11) (November): 7323–7337. doi:10.1016/j.enpol.2010.08.007. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S030142151000594X>.
- Lopez, Anthony, Billy Roberts, Donna Heimiller, Nate Blair, and Gian Porro. 2012. "U . S . Renewable Energy Technical Potentials: A GIS-Based Analysis". Denver.
- Loßner, Martin, Diana Böttger, and Thomas Bruckner. 2015. "Wirtschaftliches Potential Virtueller Kraftwerke Im Zukünftigen Energiemarkt – Eine Szenariobasierte Und Modellgestützte Analyse." *Zeitschrift Für Energiewirtschaft* 39: 115–132. doi:10.1007/s12398-015-0153-4.
- Ludig, Sylvie. 2012. "Renewable Energy and CCS in German and European Power Sector Decarbonization Scenarios". Technische Universität Berlin.
- Mahlia, T M I, T J Saktisahdan, A Jannifar, M H Hasan, and H S C Matseelar. 2014. "A Review of Available Methods and Development on Energy Storage ; Technology Update." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 33: 532–545. doi:10.1016/j.rser.2014.01.068. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.068>.



Marnay, Chris, Michael Stadler, Gonçalo Cardoso, Olivier Mégel, Judy Lai, and Afzal Siddiqui.

2009. "The Added Economic and Environmental Value of Solar Thermal Systems in Microgrids with Combined Heat and Power." In *3rd International Conference on Solar Air-Conditioning*, 13. University Palermo, Sicily, Italy.

Matthes, Felix Christian. 2010. "Energiepreise Für Aktuelle Modellierungsarbeiten.

Regressionsanalytisch Basierte Projektionen. Teil 1: Preise Für Importenergien Und Kraftwerksbrennstoffe". Berlin.

Moser, Peter. 2014. "Status Der Entwicklung Des Adiabaten Druckluftspeichers ADELE." In

*Leopoldina-Symposium, 6.2.2014*, 1–16. Halle/Saale.

Müller, T, D Gunkel, and D Möst. 2013. "How Does Renewable Curtailment Influence the Need

of Transmission and Storage Capacities in Europe?" In *13th European IAAE Conference*, 1–16. Düsseldorf.

Müller-Syring, Gert, Marco Henel, Herwig Mlaker, Michael Sterner, and Thomas Höcher. 2013.

"Entwicklung von Modularen Konzepten Zur Erzeugung, Speicherung Und Einspeisung von Wasserstoff Und Methan Ins Erdgasnetz". Bonn.

NEA, IEA, and OECD. 2015. "Projected Costs of Generating Electricity". Paris.

Nitsch, Joachim, Thomas Pregger, Tobias Naegler, Dominik Heide, Diego Luca de Tena, Franz

Trieb, Yvonne Scholz, et al. 2012. "Langfristszenarien Und Strategien Für Den Ausbau Der Erneuerbaren Energien in Deutschland Bei Berücksichtigung Der Entwicklung in Europa Und Global". Berlin.

[http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische\\_Papiere\\_anderer/12.03.29.BMU\\_Leitstudie2011/BMU\\_Leitstudie2011.pdf](http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_anderer/12.03.29.BMU_Leitstudie2011/BMU_Leitstudie2011.pdf).

Nitsch, Joachim, Thomas Pregger, Yvonne Scholz, Tobias Naegler, Michael Sterner, Norman

Gerhardt, Amany von Oehsen, Carsten Pape, and Bernd Wenzel. 2010.



"Langfristszenarien Und Strategien Für Den Ausbau Der Erneuerbaren Energien in Deutschland Bei Berücksichtigung Der Entwicklung in Europa Und Global - „Leitstudie 2010“". Berlin.

Østergaard, Poul Alberg. 2012. "Comparing Electricity, Heat and Biogas Storages' Impacts on Renewable Energy Integration." *Energy* 37 (1) (January): 255–262.

doi:10.1016/j.energy.2011.11.039.

<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544211007705>.

Rugolo, Jason, and Michael J. Aziz. 2012. "Electricity Storage for Intermittent Renewable Sources." *Energy & Environmental Science* 5 (5): 7151. doi:10.1039/c2ee02542f.

<http://xlink.rsc.org/?DOI=c2ee02542f>.

Schaber, Katrin, Florian Steinke, and Thomas Hamacher. 2013. "Managing Temporary Oversupply from Renewables Efficiently: Electricity Storage Versus Energy Sector Coupling in Germany." In *International Energy Workshop 2013*, 1–22. Paris.

Schill, Wolf-Peter. 2011. "Electric Vehicles in Imperfect Electricity Markets : The Case of Germany." *Energy Policy* 39 (10): 6178–6189. doi:10.1016/j.enpol.2011.07.018.

<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.07.018>.

———. 2013. "Residual Load, Renewable Surplus Generation and Storage Requirements in Germany". 1316. DIW Discussion Papers. Berlin.

———. 2014. "Residual Load, Renewable Surplus Generation and Storage Requirements." *Energy Policy* 2050 (2012): 1–15. doi:10.1016/j.enpol.2014.05.032.

<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2014.05.032>.

Schill, Wolf-peter, and Claudia Kemfert. 2011. "Modeling Strategic Electricity Storage : The Case of Pumped Hydro Storage in Germany." *The Energy Journal* 32 (3): 59–88.

doi:10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol32-No3-3.



Schlesinger, Michael, Dietmar Lindenberger, and Christian Lutz. 2010. "Energieszenarien Für Ein Energiekonzept Der Bundesregierung". Basel, Köln, Osnabrück.

———. 2011. "Energieszenarien 2011". Basel/Köln/Osnabrück.

Schmid, Eva, Michael Pahle, and Brigitte Knopf. 2013. "Renewable Electricity Generation in Germany: A Meta-Analysis of Mitigation Scenarios." *Energy Policy* 61 (October): 1151–1163. doi:10.1016/j.enpol.2013.06.105.

<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421513006125>.

Siddiqui, Afzal, Chris Marnay, Ryan Firestone, and Nan Zhou. 2005. "Distributed Generation with Heat Recovery and Storage". LBNL- 58630. Berkeley, California.

SRU. 2010. "Climate-Friendly, Reliable, Affordable: 100% Renewable Electricity Supply by 2050". Berlin.

Steffen, Bjarne, and Christoph Weber. 2013. "Efficient Storage Capacity in Power Systems with Thermal and Renewable Generation." *Energy Economics* 36 (March): 556–567.

doi:10.1016/j.eneco.2012.11.007.

<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0140988312002812>.

Steinke, Florian, Philipp Wolfrum, and Clemens Hoffmann. 2013. "Grid vs. Storage in a 100% Renewable Europe." *Renewable Energy* 50 (February): 826–832.

doi:10.1016/j.renene.2012.07.044.

<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148112004818>.

Sterner, Michael. 2009. "Bioenergy and Renewable Power Methane in Integrated 100% Renewable Energy Systems". University of Kassel.

Theofilidi, Myrto. 2008. "Development of a Mixed-Integer Optimization Model for Unit Commitment and Its Application to the German Electricity Market". TU Berlin.



- Thomas, Henning, and Martin Altröck. 2013. "Einsatzmöglichkeiten Für Energiespeicher." *Zeitschrift Für Umweltrecht* (11): 579–589.
- Ueckerdt, Falko, Lion Hirth, Gunnar Luderer, and Ottmar Edenhofer. 2013. "System LCOE: What Are the Costs of Variable Renewables?" *Energy* 63 (December): 61–75.  
doi:10.1016/j.energy.2013.10.072.  
<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544213009390>.
- Varian, Hal R. 1987. "The Arbitrage Principle in Financial Economics." *The Journal of Economic Perspectives* 1 (2): 55–72.
- VDE. 2012. "Energiespeicher Für Die Energiewende - Speicherungsbedarf Und Auswirkungen Auf Das Übertragungsnetz Für Szenarien Bis 2050". Frankfurt a.M.
- Weise, Michael. 2015. "Rechtsrahmen Für Energiespeicher." In 4. *Energiespeicher Symposium Stuttgart*, 1–22. Stuttgart.
- Wirtschaftswoche. 2013. "Nach Gabriel-Interview in Der WirtschaftsWoche: SPD Und Grüne Fetzen Sich Über Energiewende - Deutschland - Politik - Wirtschaftswoche."  
<http://www.wiwo.de/politik/deutschland/nach-gabriel-interview-in-der-wirtschaftswoche-spd-und-gruene-fetzen-sich-ueber-energiewende/8717324.html>.
- Yang, Chi-jen, and Eric Williams. 2009. "Energy Storage for Low-Carbon Electricity."
- Yang, Zhenguo, Jun Liu, Suresh Baskaran, Carl H. Imhoff, and Jamie D. Holladay. 2010. "Enabling Renewable Energy - and the Future Grid - with Advanced Electricity Storage." *JOM* 62 (9): 14–23. doi:10.1007/s11837-010-0129-0.  
<http://www.tms.org/pubs/journals/jom/1009/yang-1009.html>.



# Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1: WOHLFAHRTSEFFEKTE EINES SPEICHEREINSATZES IM STROMMARKT. ....	15
ABBILDUNG 2: SIMULATION DES FAHRPLANS VON MITTELLASTKRAFTWERKE FÜR EINEN SOMMERTAG IN 2010 FÜR DIE REGION WESTEUROPA. ....	30
ABBILDUNG 3: SIMULATION DES FAHRPLANS VON MITTELLASTKRAFTWERKE FÜR EINEN SOMMERTAG IN 2050 FÜR DIE REGION WESTEUROPA. DIE ANGENOMMENE VARIATION DER WINDEINSPEISUNG BETRÄGT 15 % (LINKS) UND 30 % (RECHTS).....	31
ABBILDUNG 4: BEDARF AN RESERVEENERGIE IN VERBINDUNG MIT (A) NETZAUSBAU ODER (B) SPEICHERN. QUELLE: (STEINKE, WOLFRUM, AND HOFFMANN 2013, P. 828) .....	34
ABBILDUNG 5: BEDARF AN RESERVEENERGIE FÜR KOMBINATIONEN AUS NETZAUSBAU UND SPEICHERKAPAZITÄT. .	35
ABBILDUNG 6: GESAMTE SYSTEMKOSTEN (RECHTE SPALTE) BESTEHEND AUS RESERVEENERGIE, NETZAUSBAU UND SPEICHERN FÜR VERSCHIEDENE SPEICHERTECHNOLOGIEN (ZEILENWEISE). ....	37
ABBILDUNG 7: INTERNE VERZINSUNG EINES ADIABATEN DRUCKLUFTSPEICHERS BEIM EINSATZ IM SPOT- (PEAK SHAVING) UND REGELLEISTUNGSMARKT (PLUS AS) IM ZEITRAUM 2003-2005. ....	45
ABBILDUNG 8: ÖKONOMISCHES SPEICHERPOTENZIAL IM SZENARIO „STANDARD“ (LADELEISTUNG). ....	48
ABBILDUNG 9: SENSITIVITÄTSANALYSE ZUM ÖKONOMISCHEN SPEICHERPOTENZIAL (LADEN/ENTLADEN) IN 2050..	49
ABBILDUNG 10: MODELLSTRUKTUR FÜR DAS ENERGIESYSTEM DER ALLGÄU-REGION MIT ZENTRALER (LINKE SEITE) UND DEZENTRALER STROMERZEUGUNG (RECHTE SEITE). ....	56
ABBILDUNG 11: MODELLERGEBNISSE DAS STROMVERSORGUNGSSYSTEM DER ALLGÄU-REGION BEI ANTEILEN VON EE BIS 100 %.....	57
ABBILDUNG 12: ERGEBNISSE DER NETZSIMULATION BEI 40 % EE. QUELLE: (VDE 2012, P. 134) .....	62
ABBILDUNG 13: ANFORDERUNGEN AN DEN AUSBAU DER VERTEILNETZE. SENSITIVITÄT DES KAPITALBEDARFS DURCH TECHNOLOGISCHE OPTIONEN ZUM NETZMANAGEMENT. ....	64
ABBILDUNG 14: TECHNISCHES POTENZIAL FÜR FLEXIBILITÄTSOPTIONEN, ABGELEITET AUS DER RESIDUALLASTKURVE. MAXIMA KÖNNEN DURCH „POSITIVE“ FLEXIBILITÄT IM ENERGIESYSTEM REDUZIERT WERDEN. ÜBERSCHÜSSE (MINIMA) BEDÜRFEN „NEGATIVER“ FLEXIBILITÄT. ....	66
ABBILDUNG 15: BESTIMMUNG DES ÖKONOMISCHEN POTENZIALS VON FLEXIBILITÄTSOPTIONEN MIT HILFE VON ENERGIESYSTEMMODELLEN. ....	68





ABBILDUNG 16: BESTIMMUNG DES MARKTPOTENZIALS VON FLEXIBILITÄTSOPTIONEN ANHAND VON ENERGIEMARKTMODELLEN.....	70
ABBILDUNG 17: AUSWERTUNG VON STUDIEN ZUM TECHNISCHEN UND ÖKONOMISCHEN FLEXIBILITÄTSBEDARF IN EUROPA IN ABHÄNGIGKEIT ZUM ANTEIL VON VEE. ....	71
ABBILDUNG 18: AUSWERTUNG VON STUDIEN ZUM TECHNISCHEN UND ÖKONOMISCHEN FLEXIBILITÄTSBEDARF IN DEUTSCHLAND IN ABHÄNGIGKEIT ZUM ANTEIL VON VEE.....	71
ABBILDUNG 19: GEGENÜBERSTELLUNG DER STÄRKEN UND SCHWÄCHEN DER FORSCHUNGSMETHODEN ZUM FLEXIBILITÄTSBEDARF ANHAND DER POTENZIAL-KATEGORIEN.....	79
ABBILDUNG 20: STRUKTUR DES FUNDAMENTALEN STROMMARKTMODELL <i>MICOES</i> ZUR EINSATZPLANUNG DER KRAFTWERKE.....	82
ABBILDUNG 21: ERGEBNISSE EINER KALIBRIERUNG DES STROMMARKTMODELLS <i>MICOES</i> FÜR DAS JAHR 2010. DARGESTELLT SIND DIE MITTELWERTE DER JAHRESSTUNDEN (8760 H) AGGREGIERT ZU EINER WOCHEN (168 H). .....	85
ABBILDUNG 22: PREISDAUERLINIEN DER REALEN UND MODELLIERTEN PREISE FÜR DAS JAHR 2010 IM STROMMARKTMODELL <i>MICOES</i> .....	86
ABBILDUNG 23: METHODIK ZUR ABLEITUNG DES NOTWENDIGEN KRAFTWERKPARKS UNTER BERÜCKSICHTIGUNG VON VERSORGUNGSSICHERHEIT UND WIRTSCHAFTLICHKEIT. ....	87
ABBILDUNG 24: STRUKTURAUFBAU DES MODELLS <i>DESIFLEX</i> ZUR INTEGRATION VON FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IM STROMMARKT.....	89
ABBILDUNG 25: STATISTISCHE AUSWERTUNG (BOXPLOT) DER PREISZEITREIHEN 2004-2015 FÜR DEN DEUTSCHEN SPOTMARKT. ....	96
ABBILDUNG 26: NEGATIVE PREISE AM EPEX-SPOTMARKT NACH JAHR. ....	98
ABBILDUNG 27: NEGATIVE PREISE AM EPEX-SPOTMARKT NACH TAGESZEIT IM ZEITRAUM 2008-2015.....	98
ABBILDUNG 28: NEGATIVE PREISE AM EPEX-SPOTMARKT NACH WOCHENTAG IM ZEITRAUM 2008-2015.....	99
ABBILDUNG 29: SPEICHERERLÖSE AM SPOTMARKT (2005-15) SOWIE VERLAUF EXEMPLARISCHER PREISINDIZES. SPEICHERKAPAZITÄT 1 MW/4 MWH. ....	100
ABBILDUNG 30: MOTIVATION ZUR UNTERSUCHUNG DES EINFLUSSES VON FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IM STROMMARKT.....	102
ABBILDUNG 31: METHODIK ZUR ABLEITUNG DES EINFLUSSES VON FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IM STROMMARKT.....	104



ABBILDUNG 32: DETERMINANTEN DER ENERGIEWIRTSCHAFTLICHEN SZENARIOANALYSE.....	106
ABBILDUNG 33: STROMERZEUGUNG AUS EE IM ZEITRAUM 2012-2033 VERGLEICHEND FÜR AUSGEWÄHLTE SZENARIEN SOWIE KONSTANTEM ANTEIL AM BRUTTOSTROMVERBRAUCH (565 TWH). ....	114
ABBILDUNG 34: INSTALLIERTE LEISTUNG DER EE IM ZEITRAUM 2012-2033 VERGLEICHEND FÜR AUSGEWÄHLTE SZENARIEN. ....	114
ABBILDUNG 35: MODELLSEITIGER KAPAZITÄTSZUWACHS VON KONVENTIONELLEN KRAFTWERKEN IN 5-JAHRES- SCHRITTEN BIS 2030 GEMÄß DER SEMI-ENDOGENEN METHODIK. ....	116
ABBILDUNG 36: MODELLSEITIGE STILLLEGUNG VON KONVENTIONELLEN KRAFTWERKEN BIS ZUM JAHR 2030. ....	117
ABBILDUNG 37: BESTAND AN KONVENTIONELLEN KRAFTWERKEN IM ZEITRAUM 2011-2030 FÜR MICOES, ENERGIESZENARIEN 2011 UND NETZENTWICKLUNGSPLAN 2013.....	118
ABBILDUNG 38: AUSBAU DER KWK IN NAHWÄRME, OBJEKTVERSORGUNG UND INDUSTRIE (BHKW).....	119
ABBILDUNG 39: STROMERZEUGUNG AUS WÄRMEGEFÜHRTEN BHKW (ERDGAS/ÖL, BIOMASSE) IN 2015. ....	120
ABBILDUNG 40: HISTORIE UND PROJEKTIONEN FÜR BRENNSTOFFPREISE (ERDGAS/STEINKOHLE) FREI GRENZE. ....	122
ABBILDUNG 41: AUSGEWÄHLTE PREISPROGNOSEN VON CO <sub>2</sub> -ZERTIFIKATEN (EU-ETS). ....	124
ABBILDUNG 42: RESIDUALLAST 2020 – PROFIL EINER TYPWOCHE BEI UNTERSCHIEDLICHER MARKTDURCHDRINGUNG MIT KURZZEITSPEICHERN. ....	128
ABBILDUNG 43: RESIDUALLAST 2030 – PROFIL EINER TYPWOCHE BEI UNTERSCHIEDLICHER MARKTDURCHDRINGUNG MIT KURZZEITSPEICHERN. ....	129
ABBILDUNG 44: MITTLERE TAGESDIFFERENZEN DER RESIDUALLAST BEI UNTERSCHIEDLICHER MARKTDURCHDRINGUNG MIT KURZZEITSPEICHERN IN 2020 UND 2030. ....	130
ABBILDUNG 45: PROGNOSTIZIERTER VERLAUF DER BASE-PREISE AM DAY-AHEAD-SPOTMARKT JE SZENARIO 2015- 2030.....	131
ABBILDUNG 46: PROGNOSTIZIERTE ENTWICKLUNG DER CO <sub>2</sub> -EMISSIONEN DES KONVENTIONELLEN KRAFTWERKPARKS JE SZENARIO 2015-2030. ....	132
ABBILDUNG 47: ABSCHÄTZUNG DER VARIABLEN KOSTEN DES KONVENTIONELLEN KRAFTWERKPARKS JE SZENARIO 2015-2030.....	133
ABBILDUNG 48: ENTWICKLUNG DER (ANFÄNGLICHEN) PREIS-SPREADS AM SPOTMARKT 2010-30 UND RESULTIERENDE ERLÖSE EINES KURZZEITSPEICHERS (1 MW/4 MWH).....	134
ABBILDUNG 49: SZENARIO „REFERENZ“: ANGEBOTSFUNKTION (MERIT-ORDER) IN 2015. ....	136



ABBILDUNG 50: SZENARIO „REFERENZ“: ANGEBOTSFUNKTION (MERIT-ORDER) IN 2030. ....	136
ABBILDUNG 51: MERIT-ORDER IN 2015 BEI 10€/T CO <sub>2</sub> .....	137
ABBILDUNG 52: MERIT-ORDER IN 2015 BEI 90 €/T CO <sub>2</sub> .....	138
ABBILDUNG 53: DAY-AHEAD-SPOTMARKT FÜR DAS MODELLJAHR 2015 – SPEICHERERLÖSE DURCH ARBITRAGEHANDEL BEI VARIATION DES CO <sub>2</sub> -PREISES.....	139
ABBILDUNG 54: DAY-AHEAD-SPOTMARKT FÜR DAS MODELLJAHR 2020 – SPEICHERERLÖSE DURCH ARBITRAGEHANDEL BEI VARIATION DES CO <sub>2</sub> -PREISES.....	139
ABBILDUNG 55: DAY-AHEAD-SPOTMARKT FÜR DAS MODELLJAHR 2030 – SPEICHERERLÖSE DURCH ARBITRAGEHANDEL BEI VARIATION DES CO <sub>2</sub> -PREISES.....	140
ABBILDUNG 56: AUSBAU DER ERNEUERBAREN ENERGIEN IN DEUTSCHLAND (INSTALLIERTE LEISTUNG) IN AUSGEWÄHLTEN STUDIEN. FÜR DAS SZENARIO „EE-AUSBAU“ WIRD IN 2015 EINE INSTALLIERTE LEISTUNG UNTERSTELLT, DIE ERWARTUNGSGEMÄß ERST IN 2030 ERREICHT WIRD. ....	141
ABBILDUNG 57: DAY-AHEAD-SPOTMARKT FÜR DAS MODELLJAHR 2015 – MARKTINDIKATOREN UND SPEICHERERLÖSE IM REFERENZSZENARIO (2015_REF) UND BEI VERSTÄRKTEM EE-AUSBAU (2015_EE75). 142	142
ABBILDUNG 58: DAY-AHEAD-SPOTMARKT FÜR DAS MODELLJAHR 2015 – AUSLASTUNGSKURVE DER KONVENTIONELLEN KRAFTWERKE IN DEUTSCHLAND IM SZENARIO „EE-AUSBAU“.....	143
ABBILDUNG 59: PREISDIFFERENZEN AM SPOTMARKTHANDEL (DAY-AHEAD) UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DER INSTALLIERTEN SPEICHERKAPAZITÄT.....	146
ABBILDUNG 60: SPOTMARKT 2020 – EINZELWIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG DER ERLÖSE VON KURZZEITSPEICHERN BEI VARIATION DER SPEICHERKAPAZITÄT UND GEGEBENER MARKTDURCHDRINGUNG. ....	148
ABBILDUNG 61: SPOTMARKT 2020 – ERLÖSE (FARBIGE LINIEN) UND KOSTEN (SCHWARZE LINIE) P.A. BEI GEGEBENER MARKTDURCHDRINGUNG MIT KURZZEITSPEICHERN (0-80 GWh) UND VARIATION DER SPEICHERKAPAZITÄT DES EINZELNEN SPEICHERS (1-5 MWh). ....	148
ABBILDUNG 62: SPOTMARKT 2030 – EINZELWIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG DER ERLÖSE VON KURZZEITSPEICHERN BEI VARIATION DER SPEICHERKAPAZITÄT UND GEGEBENER MARKTDURCHDRINGUNG. ....	149
ABBILDUNG 63: SPOTMARKT 2030 – ERLÖSE (FARBIGE LINIEN) UND KOSTEN (SCHWARZE LINIE) P.A. BEI GEGEBENER MARKTDURCHDRINGUNG MIT KURZZEITSPEICHERN (0-80 GWh) UND VARIATION DER SPEICHERKAPAZITÄT DES EINZELNEN SPEICHERS (1-5 MWh). ....	150



ABBILDUNG 64: ABLEITUNG VON MARKTINDIKATOREN FÜR DEN EINSATZ VON FLEXIBILITÄTSOPTIONEN MIT EINEM EUROPÄISCHEN STROMMARKTMODELL (MICOES-EUROPE). .....	152
--	-----

## Tabellenverzeichnis

TABELLE 1: FLEXIBILITÄTSBEDARF VON VEE-BASIERTEN ENERGIESYSTEMEN: KRITERIEN UND AUSPRÄGUNGEN ZUR BEWERTUNG VON METHODEN UND FORSCHUNGSERGEBNISSEN. ....	28
TABELLE 2: ÖKONOMISCHE PARAMETER DER SPEICHERTECHNOLOGIEN ZUR ERMITTLUNG DER SYSTEMKOSTEN. ...	36
TABELLE 3: ANWENDUNGEN FÜR SPEICHERTECHNOLOGIEN SOWIE ALTERNATIVE FLEXIBILITÄTSOPTIONEN. ....	39
TABELLE 4: QUALITATIVE ANALYSE DER EUROPÄISCHEN STROMMÄRKTE HINSICHTLICH DER WERTTREIBER FÜR SPEICHEROPTIONEN. ....	41
TABELLE 5: QUANTITATIVE BEWERTUNG DER EUROPÄISCHEN STROMMÄRKTE DURCH EIN RATING DER WERTTREIBER FÜR SPEICHERANWENDUNGEN (SKALA VON -3 BIS +3). ....	42
TABELLE 6: PARAMETER DER MODELLBASIERTEN KAPITALWERTBERECHNUNG FÜR PUMPSPEICHER UND (A-)DIABATE DRUCKLUFTSPEICHER. ....	43
TABELLE 7: PARAMETER DER MODELLBASIERTEN KAPITALWERTBERECHNUNG FÜR GASTURBINEN, REDOX-FLOW- BATTERIEN UND WASSERSTOFF-BRENNSTOFFZELLEN. ....	44
TABELLE 8: TECHNISCHES POTENZIAL DES FLEXIBILITÄTSBEDARFES AUF BASIS EINER ANALYSE DER RESIDUALLAST. .....	52
TABELLE 9: GENUTZTE (ZUSÄTZLICHE) FLEXIBILITÄT GEMÄß DER EINSATZOPTIMIERUNG (ÖKONOMISCHES POTENZIAL). ....	53
TABELLE 10: KONVENTIONELLER KRAFTWERKSPARK UND SZENARIEN FÜR DEN SPEICHERAUSBAU IN DEUTSCHLAND. .....	61
TABELLE 11: ANALYSIERTE NETZMODELLE FÜR EE-ANTEILE VON 17 %, 40 % UND 80 %. ....	62
TABELLE 12: STAND DER FORSCHUNG – ZUSAMMENFASSUNG UND BEWERTUNG. ....	73
TABELLE 13: EINGANGSPARAMETER FÜR DIE TECHNO-ÖKONOMISCHE MODELLIERUNG EINES BATTERIESPEICHERS. QUELLE: EIGENE ANNAHMEN. ....	92
TABELLE 14: DESKRIPTIVE STATISTIK DER STÜNDLICHEN EPEX/EEX-SPOTMARKTPREISE FÜR DEUTSCHLAND VON 2004-15. ....	95



TABELLE 15: BRUTTOINLANDSPRODUKT (BIP), PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH (PEV) UND EFFIZIENZINDIKATOR 2008-2050.....	108
TABELLE 16: ENTWICKLUNG DES BRUTTOSTROMVERBRAUCHS BIS 2050 IN VERSCHIEDENEN SZENARIEN. ....	111
TABELLE 17: HÄUFIGKEITSVERTEILUNG DER RESIDUALEN STROMNACHFRAGE 2010-30 (OHNE ZUSÄTZLICHE SPEICHER). ....	126
TABELLE 18: STATISTISCHE ECKDATEN ZU NEGATIVEN RESIDUALLASTEN IN 2020 UND 2030. BEI DER VERGLEICHENDEN ANALYSE WIRD EINE ZUSÄTZLICHE FLEXIBILITÄT IM UMFANG VON 20 GW/40 GWH IM MODELL <i>DESIFLEX</i> ANGENOMMEN.....	127



## Abkürzungsverzeichnis

AA-CAES	Advanced adiabatic compressed air energy storage
ArTurFlex	Arbitrage Turnover of Flexibility in Electricity Markets
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMU	Bundesumweltministerium
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAES	Compressed air energy storage
Dena	Deutsche Energie-Agentur
DeSiFlex	Demand-Side Flexibility
DSM	Demand-Side-Management
CCS	Carbon Capture and Storage
CSP	Concentrating Solar Power
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare –Energien-Gesetz
EEV	Endenergieverbrauch
EEX	European Energy Exchange
EnEG	Energieeinsparungsgesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
Entso-e	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
ETS	Emission Trading System
EWI	Energiewirtschaftliches Institut der Universität zu Köln
EU	Europäische Union
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde



HKW	Heizkraftwerk
HVDC	High Voltage Direct Current (Hochspannungsgleichstromleitung)
i.S.d.	im Sinne der/des
IEA	International Energy Agency
IIRM	Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement der Universität Leipzig
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LiB	Lithium-Batterie
MICOES	Mixed Integer Cost Optimization Energy System
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NAPE	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz
NaS	Natrium-Schwefel
NaNiCl	Natrium-Nickel-Chlorid
NEEAP	Nationale Energieeffizienz-Aktionspläne
NEP	Netzentwicklungsplan
NiCd	Nickel-Cadmium
OTC	Over-the-counter
P <sub>2</sub> H	Power-to-Heat
P <sub>2</sub> G	Power-to-Gas
PbO <sub>2</sub>	Bleioxid
PEV	Primärenergieverbrauch
PSB	Polysulfid-Brom-Batterien
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
PV	Photovoltaik
SPE	Standard Percentage Error
THG	Treibhausgase
TWh	Terawattstunde



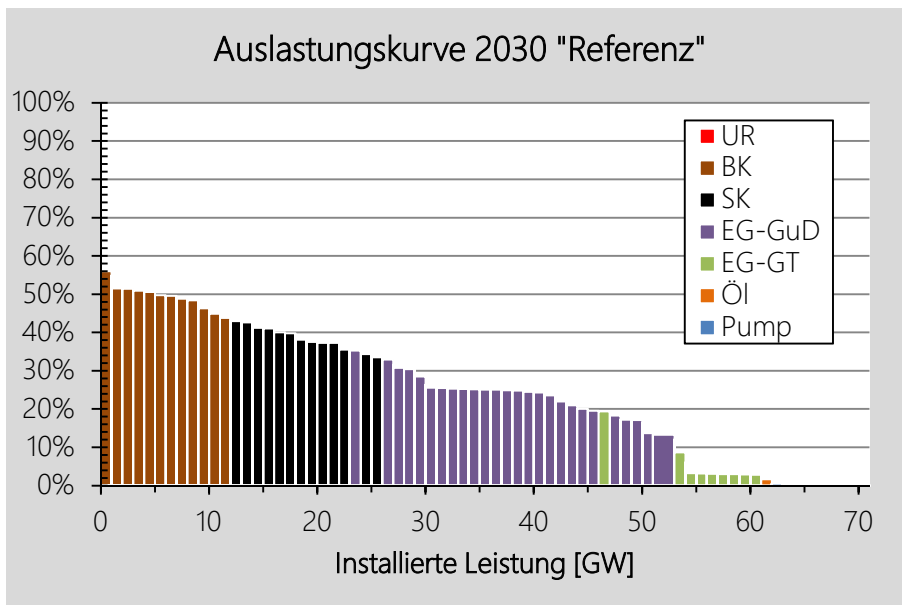
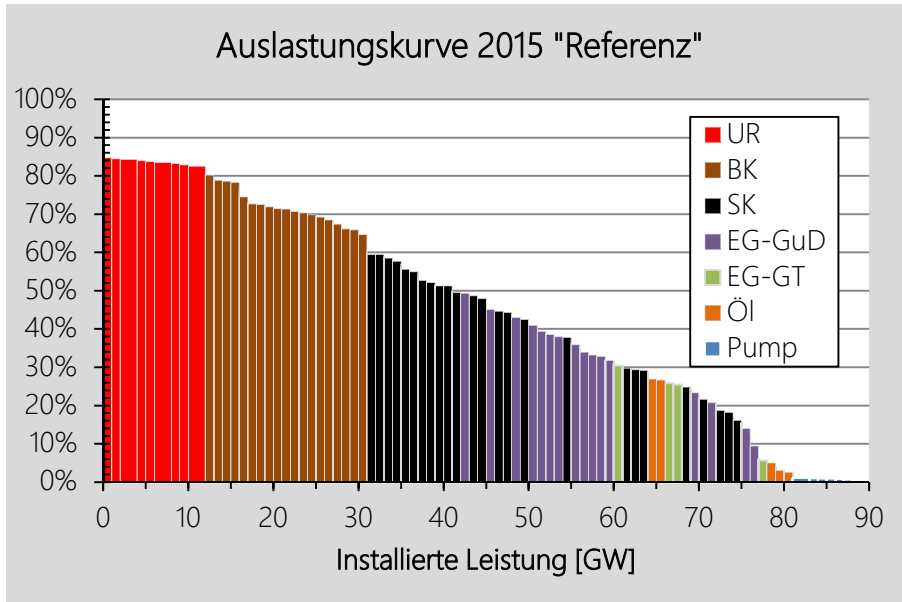
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
vEE	Variable erneuerbare Energien
VPP	Virtual Power Plant
VRB	Vanadium-Redox-Flow-Batterie
WEA	Windenergieanlage
WEO	World Energy Outlook
ZnBr	Zink-Bromid



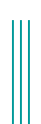
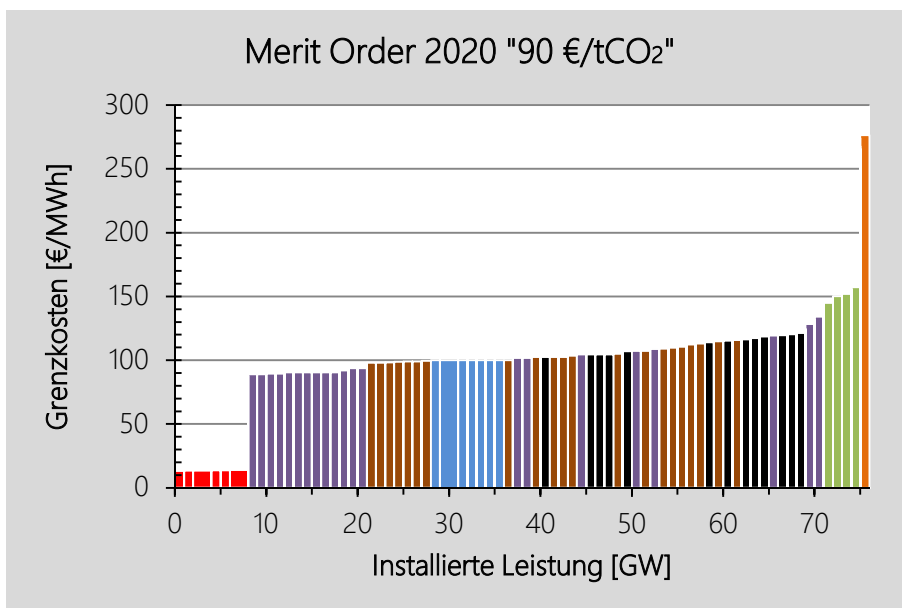
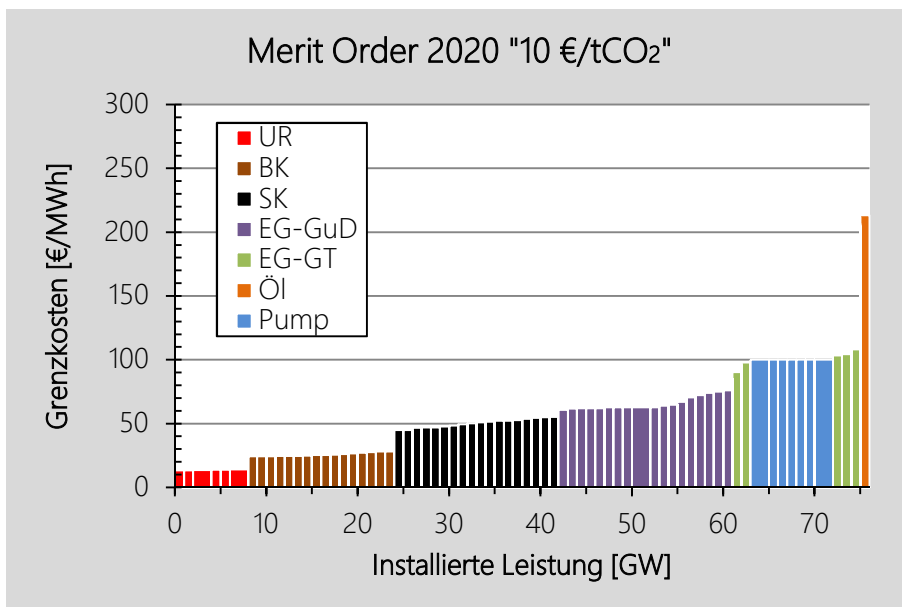


# Anhang

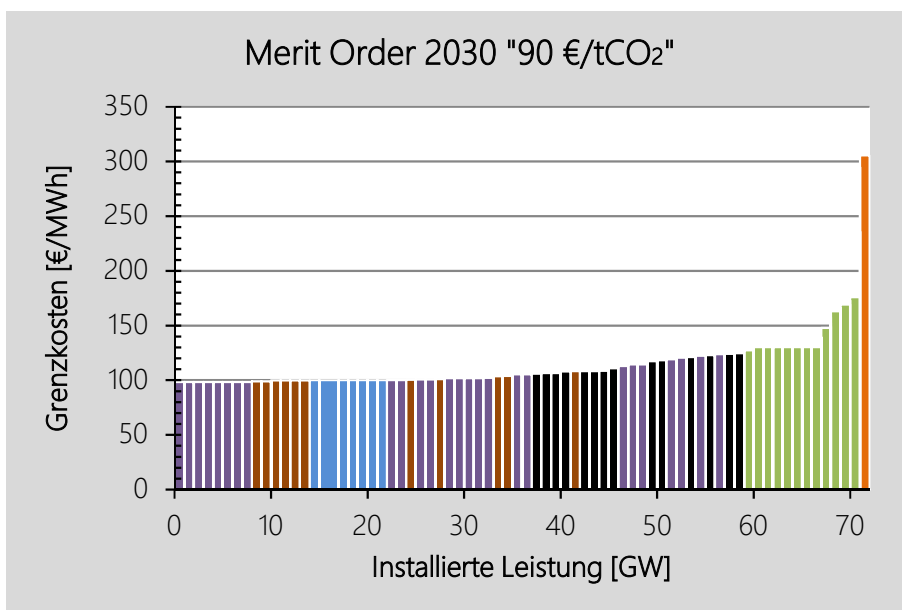
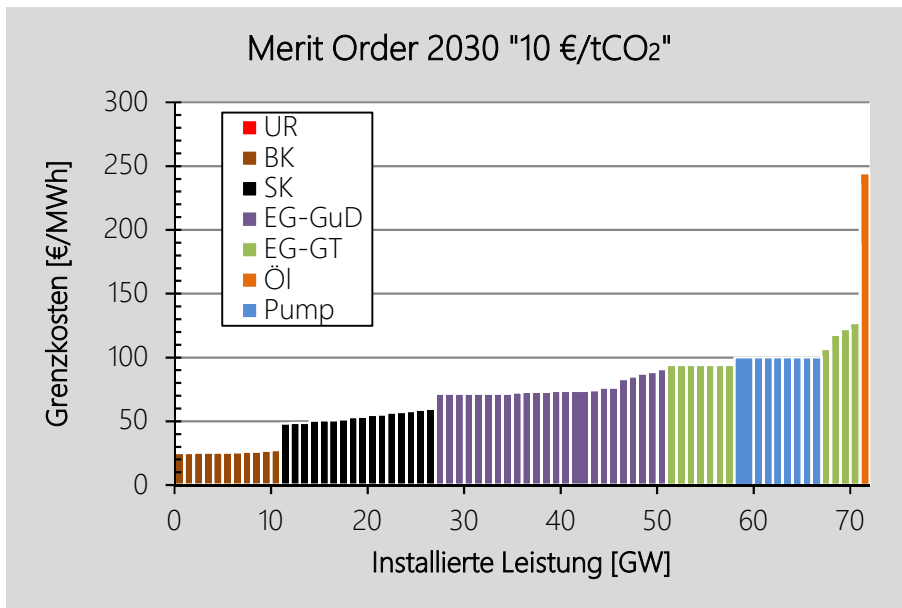
## A 1) Szenario „Referenz“: Auslastung der konventionellen Kraftwerke in 2015 und 2030



A 2) Szenario „CO<sub>2</sub>-Preis“: Merit-order in 2020 bei 10 bzw. 90 €/t CO<sub>2</sub>



A 3) Szenario „CO<sub>2</sub>-Preis“: Merit-order in 2030 bei 10 bzw. 90 €/t CO<sub>2</sub>



## **Selbstständigkeitserklärung**

Hiermit erkläre ich, die vorliegende Dissertation selbstständig und ohne unzulässige fremde Hilfe, insbesondere ohne die Hilfe eines Promotionsberaters, angefertigt zu haben. Ich habe keine anderen als die angeführten Quellen und Hilfsmittel benutzt und sämtliche Textstellen, die wörtlich oder sinngemäß aus veröffentlichten oder unveröffentlichten Schriften entnommen wurden, und alle Angaben, die auf mündlichen Auskünften beruhen, als solche kenntlich gemacht. Ebenfalls sind alle von anderen Personen bereitgestellten Materialien oder erbrachten Dienstleistungen als solche gekennzeichnet.

Leipzig, den 7. Juni 2016

Hendrik Kondziella



## Bibliografische Beschreibung

Kondziella, Hendrik

Ökonomische Bewertung von innovativen Speichertechnologien in Energiesystemen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien

Universität Leipzig, Dissertation

189 S., 127 Lit., 64 Abb., 18 Tab., 3 Anlagen

Referat:

Diese Arbeit geht der Frage nach, ob sich durch die stattfindende Transformation zu einem kohlenstoffarmen Energiesystem in Deutschland auch Marktchancen für innovative Marktteilnehmer, insbesondere für Speicherbetreiber, herausbilden. Die ökonomischen Effekte, die in Energiesystemen mit hohen Anteilen an variablen erneuerbaren Energien (vEE) auftreten, können durch deren Integrationskosten gemessen werden. Die wissenschaftlichen Untersuchungen in Bezug auf den zusätzlichen Speicher- bzw. Flexibilitätsbedarf für ein solches Energiesystem setzen häufig bei den Ungleichgewichten in der Systembilanz an. Den jeweiligen Methoden liegen jedoch unterschiedliche Annahmen und Rahmenbedingungen zu Grunde, sodass die Ergebnisse nur eingeschränkt miteinander verglichen werden können. Der stündlich schwankende Großhandelspreis an der Strombörse ist ein wichtiger Indikator, um den Flexibilitätsbedarf zu signalisieren. Viele Analysen legen historische oder auch prognostizierte Preiszeitreihen für eine Bewertung von Speicheroptionen zu Grunde. Jedoch wird dabei die Rückkopplung der Betriebsweise eines Energiespeichers auf die Marktpreise außen vorgelassen. In dieser Arbeit wird deshalb eine Methode entwickelt, um den Einfluss eines steigenden Marktvolumens an Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen auf die Spotmarktpreise abzuschätzen. Untersucht wird der Einfluss des Speichereinsatzes auf die Stromnachfrage und die Spotmarktpreise in 2020 sowie 2030. Die hierfür zu definierenden Szenarien für den Strommarkt werden modellgestützt abgebildet und ausgewertet. Für die Beantwortung der Fragestellung werden techno-ökonomische Modelle, z.B. das Strommarktmodell *MICOES* zur Kraftwerkseinsatzplanung, das Modell *DeSiflex* zur Glättung der Residuallast durch integrierte Flexibilitätsoptionen sowie das Modell *Arturflex* zur Abschätzung der Arbitragegewinne durch Einsatz von Flexibilitätsoptionen am Spotmarkt, herangezogen.

In einer Szenarioanalyse konnte am Beispiel Deutschlands gezeigt werden, dass eine kurzfristig wirkende Systemflexibilität im Umfang von 20 GW/ 40 GWh die maximal auftretenden Überschussleistungen um 10-13 GW reduzieren kann. Die Überschussmengen im Umfang von mehreren Terawattstunden bleiben jedoch in signifikantem Umfang bestehen. Zudem steigen die Preisdifferenzen im Mittel bei einem wachsenden Anteil von vEE im Stromsystem an. Die quantitativen Analysen zeigen, dass anfängliche Marktchancen für Flexibilitätsoptionen einer Sättigung durch einen abnehmenden Grenznutzen des Einsatzes dieser Technologien unterliegen, wenngleich die Preisdifferenzen unter den gegebenen Annahmen nicht vollständig ausgeglichen werden. Die Möglichkeit selbst kleinere Preisdifferenzen wirtschaftlich zu nutzen, hängt von der Kostenstruktur der eingesetzten Technologien ab.

