

Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
Prof. Dr.-Ing. Kai Hufendiek

IER

Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy · Institut d'Economie Energétique et d'Utilisation Rationnelle de l'Energie

Studienarbeit

**Sensitivitätsanalyse für
Stromspeicher als
Flexibilitätsoption in
Energiesystemen mit
hohem Anteil
fluktuierender
Erzeugung**

Markus Pohl

Sensitivitätsanalyse für Stromspeicher als Flexibilitätsoption in Energiesystemen mit hohem Anteil fluktuierender Erzeugung

Studienarbeit

angefertigt von

Markus Pohl

Berlichingenstraße 101

74676 Niedernhall

Matr.-Nr. 2884745

Betreuer: Prof. Dr.-Ing. K. Hufendiek / Prof. Dr.-Ing. habil R. Friedrich
M.Sc. B. Fleischer; IER
Dipl.-Wi.-Ing. F. Cebulla; DLR

Studiengang: M.Sc. Energietechnik
1. Spezialisierungsfach: Thermische Turbomaschinen
2. Spezialisierungsfach: Techniken zur effizienten Energienutzung

Beginn der Arbeit: 15. Januar 2015

Ende der Arbeit: 13. Mai 2015

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart

Prof. Dr.-Ing. K. Hufendiek

Abteilung Systemanalyse und Erneuerbare Energien (SEE)

Dr. sc. agr. L. Eltrop

Danksagung

Mein Dank gilt allen, die zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Benjamin Fleischer und Herrn Dr. sc. agr. Ludger Eltrop am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). Ihre wissenschaftliche Betreuung und ihre wertvollen Ratschläge haben diese Arbeit wesentlich unterstützt. Herrn Prof. Dr.-Ing. Kai Hufendiek möchte ich für die Übernahme der Prüfung meiner Arbeit danken. Spezieller Dank gilt Herrn Felix Cebulla für seine Betreuung seitens des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) und der Möglichkeit dieses interessante Thema dort bearbeiten zu können.

Bei vielen weiteren Mitarbeitern der Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung des Instituts für Technische Thermodynamik möchte ich mich ebenfalls für ihre Hilfsbereitschaft bedanken. Großer Dank gilt Herrn Karl-Kiên Cao, Herrn Denis Hess und Herrn Hans-Christian Gils für ihren Rat bei der Modellierung und Anregungen bei der Gestaltung der Arbeit. Herrn Dr. Tobias Naegler danke ich für die Ratschläge beim Entwurf des Szenarios.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Motivation	1
2	Zielsetzung	3
3	Grundlagen	5
3.1	Definitionen	5
3.2	Speichertechnologien	6
3.2.1	Pumpspeicherkraftwerk	6
3.2.2	Druckluftspeicherkraftwerk	8
3.2.3	Batteriespeicher	10
3.2.4	Wasserstoffspeicher	11
3.3	Speicheranwendung	12
3.4	Alternative Flexibilitätsoptionen	13
3.5	Stand der Forschung	14
4	Methodik der Untersuchung	19
4.1	Lineare Optimierungsmodelle allgemein	19
4.2	Modellierung mit REMix	19
4.2.1	EnDAT	20
4.2.2	OptiMo	21
4.2.3	OMaT	21
4.3	Allgemeine Annahmen für REMix	22
4.4	Auswahl der Sensitivitäten	22
4.4.1	Brennstoffkosten	22
4.4.2	Kosten für Emissionsberechtigungen	23
4.4.3	Erzeugungsanteil aus erneuerbaren Energien	23
4.4.4	Netzausbau	24
4.4.5	Rationelle Abregelung fluktuierender Einspeisung	24
4.5	Definition des Szenariorahmens	24
4.5.1	Speicher	26
4.5.2	Erneuerbare Energien	31
4.5.3	Konventionelle Erzeugung	35
4.5.4	Brennstoffe	37
4.5.5	Kosten für Emissionsberechtigungen	39
4.5.6	Übertragungsnetz	39
4.5.7	Last	40
4.5.8	Zeitreihen	40
4.6	Übersicht der Sensitivitätsfälle	41

5	Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse	43
5.1	Berechnung	43
5.2	Untersuchungsgrößen	43
5.3	Referenzszenario	44
5.3.1	Lastdeckung	44
5.3.2	Verlauf der Speichernutzung	47
5.4	Sensitivität Gesamtanteil erneuerbarer Energien	50
5.5	Speicherleistung und Speicherkapazität	50
5.6	Verteilung der zugebauten Speicher	54
5.7	Abregelung erneuerbare Erzeuger	55
5.8	Leistung und Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke	57
5.9	Emission von Treibhausgasen	60
5.10	Systemkosten	61
5.11	Zusammenhänge bei Untersuchungsgrößen	61
6	Bewertung und Ausblick	63
	Literatur	67
	Anhang	71

Abbildungsverzeichnis

3.1	Aufbau Pumpspeicherkraftwerk (Hartmann et al. 2012), bearbeitet	7
3.2	Schematischer Aufbau (A)CAES (Zunft 2010)	9
4.1	Funktionsprinzip von REMix, OPEX: Betriebsausgaben, CAPEX: Investitions- ausgaben, Quelle: vgl. DLR	20
4.2	Untersuchungsgebiet der Studienarbeit unterteilt nach Modellknoten, rechts: vergrößerte Darstellung Deutschlands inklusive Offshore-Regionen	25
4.3	HGÜ-Verbindungen zwischen Modellknoten 2050 in Deutschland, rot: erhöhte Kapazität	40
5.1	Zeitlich aufgelöste Lastdeckung der Stunden 0-240 (2050)	45
5.2	Zeitlich aufgelöste Lastdeckung der Stunden 4320-4560 (2050) Legende siehe Abb. 5.1	46
5.3	Speichereinsatz Stunden 0-240 Jahr 2050	47
5.4	Speicherstände Stunden 0-240 Jahr 2050	48
5.5	Speichereinsatz Stunden 4320-4560 Jahr 2050	49
5.6	Speicherstände Stunden 4320-4560 Jahr 2050	49
5.7	Zubau an Speicherleistung	51
5.8	Zubau an Speicherkapazität	51
5.9	Regionale Verteilung Speicherzubau (Leistung)	54
5.10	Abregelung	56
5.11	Gesamtleistung der Erzeugungsanlagen in ausgewählten Szenarien	58
5.12	Stromerzeugung nach Szenario	59
5.13	CO ₂ -Emissionen nach Szenario	61
5.14	Vergleich Speicher zu alternativer Flexibilitätsoption	62
6.1	Lastdeckung gesamtes Jahr 2050	75
6.2	Verhältnis zwischen CO ₂ -Zertifikatspreis und Speicherzubau bezogen auf das Referenzszenario	78
6.3	Zubau Speicherleistung nach Region und Szenario	78
6.4	Zubau Speicherkapazität nach Region und Szenario	79
6.5	Erzeugungspark der Modellknoten (Referenzszenario, Knoten Nord schließt in Darstellung Knoten Dänemark West mit ein)	80

Tabellenverzeichnis

3.1	Speicherbedarf im Elektrizitätssektor nach Studien und Anteil EE in Deutschland	17
4.1	Technologieparameter Pumpspeicherkraftwerk für die Jahre 2030 und 2050	27
4.2	Technologieparameter ACAES für die Jahre 2030 und 2050	27
4.3	Technologieparameter Lithium-Ionen-Akkumulator für die Jahre 2030 und 2050	28
4.4	Technologieparameter Redox-Flow-Batterie für die Jahre 2030 und 2050	29
4.5	Technologieparameter Wasserstoffspeicher für die Jahre 2030 und 2050	29
4.6	Bestehende Speicher im Untersuchungsgebiet	30
4.7	Potentiale für Speicherkapazität nach Region und Technologie	31
4.8	Technologieparameter für Verstromung von Biomasse	32
4.9	Technologieparameter Speicherwasserkraft für die Jahre 2030 und 2050	33
4.10	Installierte Leistungen erneuerbare Energien 2030 in GW	33
4.11	Installierte Leistungen erneuerbare Energien 2050 in GW	34
4.12	Aufteilung von Leistung und Energie für Referenzszenario	35
4.13	Aufteilung von Leistung und Energie für „PV+“	35
4.14	Installierte Leistungen konventionelle Erzeuger 2030 in GW	36
4.15	Installierte Leistungen konventionelle Erzeuger 2050 in GW	37
4.16	Brennstoffkosten 2030	38
4.17	Brennstoffkosten 2050	38
4.18	Kosten für CO ₂ -Zertifikate	39
4.19	Sensitivitätsübersicht Kosten 2030	41
4.20	Sensitivitätsübersicht Kosten 2050	42
4.21	Sensitivitätsübersicht weitere Szenarien (nur 2050 untersucht)	42
6.1	Parameter und Variablen der Systemkosten	71
6.2	Zuordnung von Regionen im Untersuchungsgebiet zu Modellknoten	72
6.3	Technologieparameter CSP für die Jahre 2030 und 2050	73
6.4	Technologieparameter konventionelle Erzeugung 2030	73
6.5	Technologieparameter konventionelle Erzeugung 2050	73
6.6	Gesamtjahresbedarf Strom der Regionen in TWh/a nach Jahren	74
6.7	Zubau an Speicherleistung in GW nach Szenario	76
6.8	Zubau an Speicherkapazität in TWh nach Szenario	76
6.9	Aufgrund von Abregelung nicht genutzte Energiemenge in TWh	76
6.10	Leistungen der Erzeuger inkl. Zubau in GW	77
6.11	Stromerzeugung in TWh nach Szenario	77
6.12	Durch Stromerzeugung in Deutschland verursachte CO ₂ -Emissionen in t	77

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
ACAES	Adiabatic Compressed Air Energy Storage
CAES	Compressed Air Energy Storage
CSP	Concentrated Solar Power
DSM	Demand-Side-Management
EnDAT	Energy Data Analysis Tool
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
OMaT	OptiMo Management Tool
OptiMo	Optimization Module
REMix	Renewable Energy Mix for sustainable energy supply

Kurzfassung

Das Elektrizitätsversorgungssystem in Europa, insbesondere in Deutschland, befindet sich in einem Umbruch. Aufgrund der Abschaltung der Atomkraftwerke und weiterer fossiler Kraftwerke, die das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben, fällt gesicherte Leistung und Regelleistung aus dem Stromerzeugungssystem. Im Gegenzug steigt der Anteil von Strom aus fluktuierender erneuerbarer Quellen. Die Erzeugung bei fluktuierenden erneuerbaren Energien erfolgt dargebotsabhängig und folgt nicht dem Lastgang. Dadurch wird eine größere Flexibilität bei Last und den anderen Erzeugern zur Deckung der Residuallast notwendig. Dazu steht ein breites Band an Technologien zur Verfügung. Der Schwerpunkt dieser Arbeit liegt auf Speichertechnologien.

Ziel dieser Arbeit ist eine Untersuchung der Robustheit des Ergebnisses bei der Ermittlung von Speicherbedarf im deutschen Übertragungsnetz. Die Robustheit bezieht sich auf Änderungen ausgewählter Annahmen, wie Kosten, Netzausbau oder Abregelung. Dies soll zum Verständnis beitragen, unter welchen Umständen und in welchem Umfang der Einsatz von Speichern für eine Elektrizitätsversorgung auf Basis erneuerbarer Energien volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Es werden die Technologien Pumpspeicherkraftwerk, Druckluftspeicherkraftwerk, Batteriespeicher und Wasserstoffspeicher berücksichtigt. Die Grundlagen dieser Technologien und die Anwendungsmöglichkeiten von Speichern werden erläutert. Auch werden alternative Flexibilitätsoptionen aufgezeigt und der Stand der Forschung diskutiert.

Die Untersuchung des Speicherbedarfs erfolgt anhand von linearer Optimierung. Dazu wird das Optimierungsmodell Renewable Energy Mix for sustainable energy supply (REMIX) des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) verwendet.

Die Ergebnisse zeigen, dass sich sowohl die Kosten von Brennstoffen als auch die Kosten für Emissionszertifikate auf den Speicherbedarf auswirken. Die Sensitivität bezüglich dieser Kosten ist jedoch deutlich geringer als die Sensitivität bezüglich Änderungen im Gesamtanteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung, dem Netzausbau sowie der Beschränkung von Abregelung fluktuierender erneuerbarer Erzeuger.

1 Einleitung und Motivation

Das Energiesystem in Europa, insbesondere in Deutschland, befindet sich in einem Umbruch. Aus Gründen der Verfügbarkeit fossiler Energieträger, des Umweltschutzes und der gesellschaftlichen Akzeptanz wird der Anteil erneuerbarer Energien an der Energiebereitstellung kontinuierlich ansteigen. Der Atomausstieg in Deutschland ist mit § 7 *Genehmigung von Anlagen im Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz)* beschlossen. Über die Stromerzeugung mit Braunkohle wird aufgrund der hohen, dabei entstehenden, Emissionen an Kohlenstoffdioxid diskutiert. (Bundesnetzagentur 2014)

Aufgrund der Abschaltung der Atomkraftwerke und weiterer fossiler Kraftwerke, die das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben, fällt gesicherte Leistung und Regelleistung aus dem Stromerzeugungssystem. Im Gegenzug steigt der Anteil fluktuierender erneuerbarer Quellen im System. (Schlesinger et al. 2014)

Die Erzeugung bei fluktuierenden erneuerbaren Energien erfolgt dargebotsabhängig und folgt nicht dem Lastgang. Dadurch wird eine größere Flexibilität bei Last und den anderen Erzeugern notwendig (Pape et al. 2014). Flexibilität bedeutet in diesem Fall, dass auf eine Veränderung im Angebot beziehungsweise der Nachfrage so schnell reagiert werden kann, dass es nicht zu unzulässigen Zuständen des Elektrizitätsversorgungssystems kommt.

Eine kontinuierliche Bereitstellung elektrischer Energie ist von enormer Wichtigkeit. Die Infrastruktur und Wirtschaft in Deutschland ist auf eine zuverlässige Stromversorgung angewiesen. Bereits im § 1 *Energiewirtschaftsgesetz* ist eine „möglichst sichere, preisgünstige“ Versorgung verankert. Die Flexibilität bei der Stromversorgung basiert bisher vor allem auf der Regelbarkeit konventioneller Kraftwerke (Bundesnetzagentur 2014). Da deren Einsatz langfristig soweit wie möglich reduziert werden soll, müssen neue Möglichkeiten und Technologien in Erwägung gezogen werden. Dazu steht ein breites Band an Technologien zur Verfügung. Grundsätzlich lassen sich diese Technologien unterteilen in Netzausbau, Speichertechnologien, Demand-Side-Management sowie Flexibilisierung von konventionellen Kraftwerken, von Kraft-Wärme-Kopplung und von regelbaren Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Der Schwerpunkt dieser Arbeit liegt hierbei auf Speichertechnologien, die sich teilweise schon in ihrer Anwendung bewährt haben. Die Technologien unterscheiden sich in den technischen Eigenschaften, den Kosten und der gesellschaftlichen Akzeptanz. Die alternativen Flexibilitätsoptionen werden im Rahmen der Arbeit nochmals aufgegriffen.

2 Zielsetzung

Ziel dieser Arbeit ist eine Untersuchung der Robustheit des Ergebnisses bei der Ermittlung von Speicherbedarf im deutschen Übertragungsnetz mit dem Optimierungsmodell REMix. Die Robustheit bezieht sich auf Änderungen ausgewählter Eingangsparameter, wie Kosten, Netzausbau oder Abregelung. Dies soll zum Verständnis beitragen, unter welchen Umständen und in welchem Umfang der Einsatz von Speichern für eine Elektrizitätsversorgung auf Basis erneuerbarer Energien, zur Minimierung der Systemkosten im Elektrizitätssektor und Beibehaltung der Versorgungssicherheit, sinnvoll ist. Es werden Szenarien betrachtet, in denen der Endverbrauch an Strom zu einem Anteil von mindestens 60 % aus erneuerbarer Erzeugung gedeckt wird. Als Orientierung dienen die Langfristszenarien des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR) von Nitsch et al. 2012.

Es gibt bereits viele Studien, die sich mit Speichereinsatz befassen. Diese Studien kommen aufgrund verschieden Systemgrenzen und Annahmen zu unterschiedlichen, teilweise kaum vergleichbaren, Ergebnissen. In Abgrenzung zu diesen bereits existierenden Studien liegt der Schwerpunkt der Arbeit auf den Einflüssen der getroffenen Annahmen auf das Ergebnis. Des Weiteren sollen die Annahmen möglichst transparent dargelegt werden.

Zunächst wird eine Auswahl an Speichertechnologien festgelegt. Nachfolgend werden die zu variierenden Parameter des Szenariorahmens, im Folgenden Sensitivitäten genannt, ausgewählt und anschließend werden verschiedene Szenarien mit dem Optimierungsmodell Renewable Energy Mix for sustainable energy supply (REMix) der Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung (STB) am Institut für Technische Thermodynamik des DLR berechnet. Die Vorgehensweise wird in der Arbeit erläutert. Am Ende werden die Ergebnisse, zum Einfluss der jeweiligen Sensitivität, anhand vorher festgelegter Gütekriterien, bestimmt. Somit kann ermittelt werden, welche Parameter den stärksten Einfluss auf den volkswirtschaftlich sinnvollen Einsatz von Speichern haben.

3 Grundlagen

Dieses Kapitel dient dazu, die verwendeten Begriffe zu definieren, einen Überblick zu den berücksichtigten Speichertechnologien sowie deren Anwendung zu schaffen und Aspekte bekannter Studien aufzugreifen.

3.1 Definitionen

Flexibilitätsbedarf

Flexibilitätsbedarf beschreibt die Menge des Bedarfs an einer zeitlich variabel verfügbaren Leistung im Elektrizitätsversorgungssystem. Die Flexibilität kann durch die Erzeugerseite anhand von Leistungsanpassung, durch Ab- und Zuschaltungen von Last oder durch Aus- und Einspeicherung realisiert werden.

Speicherbedarf

Der Speicherbedarf beschreibt die gesamte, im System benötigte Menge an Ein- und Auspeicherleistung sowie die benötigte Speicherkapazität. Je nach Speichertechnologie sind diese Größen voneinander abhängig. Die Höhe des Speicherbedarfs hängt also davon ab wie ein- und ausgespeichert werden soll, sowie von der Menge der zu speichernden Energie. Im Modell kann der Speicherbedarf endogen durch den Freiheitsgrad der Ausbauoptimierung ermittelt werden. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, den Zubau von Gasturbinen und die Abschaltung erneuerbarer Erzeuger, sowie die dadurch nicht genutzte Energiemenge, zu untersuchen.

Die Betrachtung erfolgt in dieser Studienarbeit bilanziell. Die Bereitstellung von Regelleistung und Systemdienstleistungen kann im verwendeten REMix-Modell nach aktuellem Stand nicht berücksichtigt werden. Dies liegt unter anderem daran, dass die Rechenschritte einen minimalen Intervall von einer Stunde haben. Regelleistung und Systemdienstleistungen hingegen werden, abgesehen von der Tertiärregelung, in deutlich kürzeren Zeitintervallen abgerufen.

Sensitivitätsanalyse

„Überprüfung einer Rangfolge von Planungsalternativen in einem Planungsmodell auf ihre Robustheit gegenüber Änderungen einzelner Parameterwerte oder Gruppen von Parameterwerten.“ (Gabler 2014)

Systemkosten

Die Systemkosten bei REMix schließen alle Kosten von Stromerzeugung, Speichern und Übertragungskapazitäten ein. Die Stromerzeugung aus Biomasse und die solarthermische Stromerzeugung gehen als eigene Terme direkt in die Formel der Systemkosten, siehe Anhang A, ein. Gegebenenfalls geht auch eine Gutschrift für Wärmeerzeugung als eigener Term ein. Die Summation erfolgt über alle verwendeten Technologien und Knoten. Üblicherweise erfolgt die Berechnung jährlich. (Scholz 2012)

3.2 Speichertechnologien

Die Flexibilität im Stromnetz soll langfristig nicht mehr durch Erzeugung auf Basis fossiler Brennstoffe gesichert werden. Dazu bieten Speichertechnologien eine Vielzahl von Alternativen. Bei der Modellierung in REMix unterscheiden sich die Speichertechnologien nur durch Parameter wie Wirkungsgrade und unterschiedliche Kosten. Deshalb wird in diesem Kapitel nur eine kleine Auswahl an Technologien vorgestellt, die entweder bereits einen Beitrag zur Speicherung leisten oder denen in den folgenden Studien ein großes Potential beigemessen wird:

- Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger (Leonhard et al. 2009) und Energiespeicher für die Energiewende (Adamek et al. 2012) des VDE,
- Stromspeicherpotenziale für Deutschland (Hartmann et al. 2012) des zfes und
- Roadmap Speicher (Pape et al. 2014) unter Führung von Fraunhofer IWES.

Diese Speichertechnologien sind Pumpspeicherkraftwerk, Druckluftspeicherkraftwerk, Batteriespeicher und Wasserstoffspeicher. Sie werden im Nachfolgenden kurz beschrieben. Die Angaben zu Potentialen und heutigen Kosten in den nachfolgenden Abschnitten dienen der Orientierung. Auf die in der Modellierung verwendeten Werte wird in Abschnitt 4.5 eingegangen.

Für eine ausführliche Beschreibung der Technologien sei auf obige Studien verwiesen. In den Studien des VDE wird auch auf Speicher wie Kondensatoren und Schwungmassenspeicher sowie supraleitende magnetische Energiespeicher eingegangen, die kurzfristig hohe Leistung bereitstellen können und sich damit zur Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung eignen.

3.2.1 Pumpspeicherkraftwerk

Bei Pumpspeicherkraftwerken wird Energie indirekt mechanisch gespeichert. Das Wasser beinhaltet die Energie in potentieller Form. Die Menge der speicherbaren Energie hängt hierbei jeweils linear vom nutzbaren Wasservolumen und der nutzbaren Fallhöhe ab. Die Fallhöhe entspricht der Höhendifferenz der Wasserspiegel von Ober- und Unterwasser.

Das Pumpspeicherkraftwerk besteht aus einem Oberbecken und einem Unterbecken, die über eine Leitung miteinander verbunden sind. An dieser Leitung befindet sich ein Krafthaus in dem die Strömungsmaschinen und die elektrischen Maschinen untergebracht sind. Eine schematische Darstellung ist in Abbildung 3.1 zu sehen.

Bei der Einspeicherung wird Strom aus dem Netz dazu verwendet eine elektrische Maschine zu betreiben. Diese Maschine treibt als Motor eine Strömungsmaschine an, wodurch

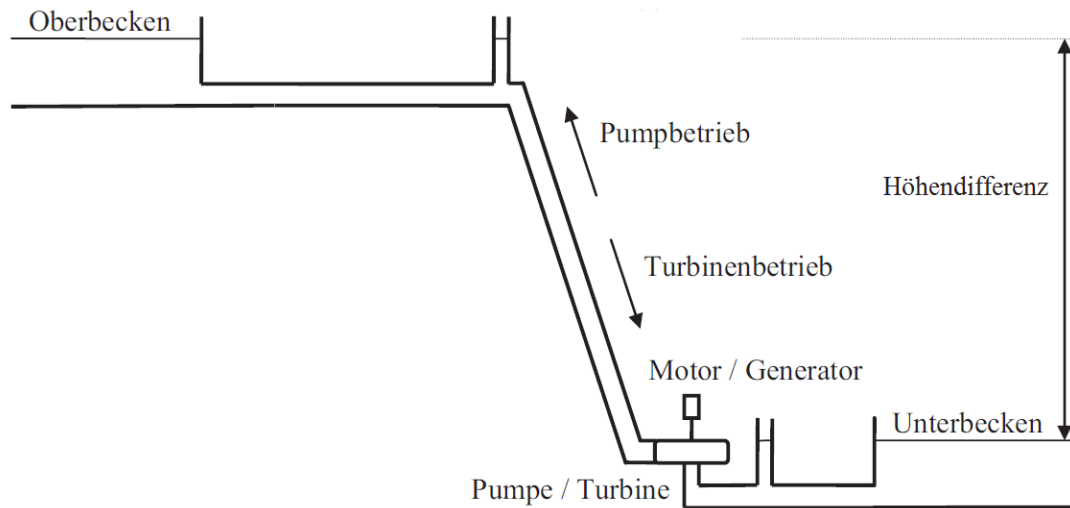


Abbildung 3.1: Aufbau Pumpspeicherkraftwerk (Hartmann et al. 2012), bearbeitet

Wasser aus dem Unterbecken ins Oberbecken gepumpt und so ein höheres Niveau an potentieller Energie erreicht wird. Teilweise verfügen die Oberbecken zusätzlich über natürliche Zuflüsse. Die Ausspeicherung geschieht genau umgekehrt, so dass das Wasser seine potentielle Energie wieder über die Strömungsmaschine und die elektrische Maschine ans Netz abgibt.

Dieser Zyklus kann je nach Auslegung des Pumpspeicherkraftwerks über dieselben Maschinen geschehen oder es sind unterschiedliche Maschinen für Pumpen- und Turbinenbetrieb vorhanden. Werden Pumpturbinen verwendet, so sind die Investitionskosten niedriger, jedoch sinken auch die Wirkungsgrade und die Flexibilität des Kraftwerks.

Es werden Standorte mit möglichst großer Fallhöhe gewählt. So können Ober- und Unterbecken bei gleicher speicherbarer Energiemenge kleiner ausgeführt werden. Bei sehr großen Fallhöhen werden Pelton-turbinen verwendet. Darunter werden Francisturbinen verwendet, die auch als Pumpturbinen ausgeführt werden können. Pelton-turbinen weisen Wirkungsgrade von 88 - 91 % auf. Francisturbinen liegen mit 90 - 93 % etwas darüber. Auch Pumpen besitzen einen Wirkungsgrad von ungefähr 90 %. Die elektrischen Maschinen weisen bei asynchroner Bauart einen Wirkungsgrad von 92 - 97 % und bei synchroner Bauart von 94 - 98 % auf. Ein Transformator besitzt einen Wirkungsgrad von 98 - 99 %. Multipliziert man die Wirkungsgrade miteinander, so erhält man für eine Umwälzung einen Gesamtwirkungsgrad von 75 - 80 %. Diese Wirkungsgrade gelten für neu errichtete Pumpspeicherkraftwerke. Der Speicher an sich weist praktisch keine Selbstentladung auf. (Leonhard et al. 2009)

Bei Pumpspeicherkraftwerken entsteht ein Großteil der Investitionskosten durch den Speicher und andere bauliche Maßnahmen. Diese Kosten hängen stark vom Standort der Pumpspeicherkraftwerks ab. Deshalb ist es schwierig spezifische Leistungs- und Speicherkosten zu ermitteln. In Stromspeicherpotenziale für Deutschland (Hartmann et al. 2012) findet sich eine Zusammenstellung verschiedener Kostenangaben. Die Spanne reiche von 400 bis 3000 €

pro kW_{el} Entladeleistung. Dabei wird im Mittel eine Speicherkapazität für 7 h Entladung angenommen.

Pumpspeicherkraftwerke weisen sehr kurze Anfahrzeiten, im Minutenbereich, auf. Daher eignen sie sich sehr gut um Sekundär- und Tertiärregelleistung bereitzustellen. Ist eine Anlage im Betrieb, so kann sie auch Primärregelleistung bereitstellen. Die Bereitstellung von Regelleistung hat, neben der reinen Speicherung von Energie, an Bedeutung zugenommen.

Laut Pape et al. (2014) belief sich 2010 die Ausspeicherleistung der Pumpspeicherkraftwerke, die im deutschen Netz eingebunden waren, auf $7,5 \text{ GW}_{el}$. Die Leistung könne bei vollem Speicher im Durchschnitt 5 - 8 Stunden lang abgegeben werden. Daneben gebe es konkrete Projekte im Umfang von $8,7 \text{ GW}_{el}$ Ausspeicherleistung, die jedoch aufgrund der betriebswirtschaftlichen Prognosen nicht umgesetzt würden. Außerdem hinge die Umsetzung der einzelnen Projekte auch von der Akzeptanz in der Bevölkerung ab.

3.2.2 Druckluftspeicherkraftwerk

Druckluftspeicherkraftwerke speichern Energie indirekt mechanisch, indem Luft komprimiert wird. Die gespeicherte Energie kann der Luft bei Expansion wieder entnommen werden. Die Menge der speicherbaren Energie hängt vom Speichervolumen und dem nutzbaren Druckspiel ab.

Ein Druckluftspeicherkraftwerke (engl.: Compressed Air Energy Storage, CAES) besteht aus einer elektrischen Maschine, einem Verdichter, einer Turbine und dem Druckluftspeicher. Speicher könnten in Salzgestein, porösem Gestein, Aquiferstrukturen, stillgelegten Bergwerken und ausgebeuteten Erdöl- und Erdgaslagerstätten hergestellt werden. (Hartmann et al. 2012)

Die elektrische Maschine entnimmt beim Einspeichern Energie aus dem Stromnetz. Sie wird dazu benutzt einen Kompressor anzutreiben. Dieser fördert Luft in den unterirdischen Speicher, wodurch der Druck im Speicher steigt. Beim Ausspeichern wird die Druckluft über eine Turbine expandiert. Diese treibt die elektrische Maschine an, wodurch diese Energie ans Netz abgeben kann. Die gemeinsame elektrische Maschine ist über schaltbare Kupplungen mit Kompressor und Turbine verbunden. Statt eine Maschine zu verwenden ist es auch möglich, einen Motor für den Kompressor und einen separaten Generator für die Turbine zu verbauen. Der schematische Aufbau ist in Abbildung 3.2 dargestellt. In der Abbildung sind Kompressor und Turbine jeweils in Hoch- und Niederdruck-Gehäuse unterteilt.

CAES können in diabate und adiabate Anlagen unterschieden werden. Bei diabaten Anlagen wird die Luft, die durch die Kompression erwärmt wird, während und nach der Verdichtung, auf eine für den Druckluftspeicher geeignete Temperatur gekühlt. In adiabaten CAES (ACAES) wird die Luft nicht durch Abgabe von Energie an die Umgebung gekühlt. Stattdessen wird die Luft, wie in Abbildung 3.2 zu sehen, durch einen Wärmespeicher geleitet. Beim

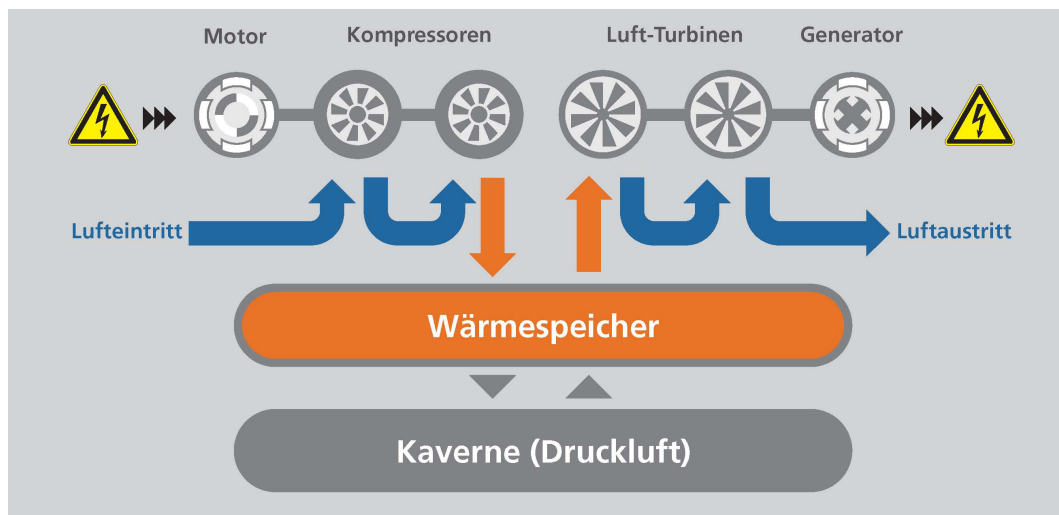


Abbildung 3.2: Schematischer Aufbau (A)CAES (Zunft 2010)

Ausspeichern wird die Luft wieder durch den Speicher geleitet, bevor sie in die Turbine eintritt. Durch dieses Aufwärmen kann auf eine Erdgasfeuerung verzichtet werden. Bei diabaten CAES ist aufgrund der Temperaturreduktion der Luft bei der Expansion und der Leistungsdichte eine Erdgasfeuerung notwendig. Bei Wiederverwendung der Wärme werden Wirkungsgrade von bis zu 70 % erwartet. Mit heutiger Technik wird bei einem diabaten Prozess mit einem Wirkungsgrad von ungefähr 55 % gerechnet. (Hartmann et al. 2012)

Die diabate Technik wird weltweit zwei Anlagen kommerziell genutzt. Die ältere Anlage wurde 1978 im deutschen Huntorf errichtet, die neuere Anlage 1991 in MacIntosh, USA. Es kann von bewährter Technik ausgegangen werden. Bei der adiabaten Prozessführung ist noch kein Projekt in die Bauphase übergegangen (Stand 2014).

Die Anlagengrößen bei CAES beträgt zwischen 100 und 400 MW_{el} Entladeleistung. Die Einspeicherleistung liegt darunter. Die Speicherkapazität hängt vom Speichervolumen und Druckspiel ab. Als Speicher in kommerziellen Anlagen werden bisher ausgesolte Kavernen verwendet. Um, trotz der häufigen Druckwechsel, einen sicheren Betrieb zu gewährleisten ist die Größe einer einzelnen Kaverne auf ungefähr 500.000 m³ begrenzt. Für größere Speichervolumina müssen mehrere Kavernen benutzt werden.

Diabate CAES ohne Rekuperation an der Turbine können in weniger als 15 Minuten hochgefahren werden. Sie können damit Sekundärregelleistung anbieten. In Anlagen mit Rekuperator muss aufgrund der thermischen Trägheit mit ungefähr einer halben Stunde gerechnet werden. ACAES sollen zukünftig Anfahrzeiten von 15 Minuten erreichen, um Sekundärregelleistung anbieten zu können.

Das Speicherpotential mit CAES ist durch die geologischen Anforderungen für den Speicher begrenzt. Die beste Gegebenheit für einen Speicher ist eine geeignete Salzformation, in der durch Solung Kavernen erzeugt werden können. Eine weitere Möglichkeit ist die Nutzung ausgebeuteter Erdgaslagerstätten. Bei beiden Möglichkeiten steht CAES in Konkurrenz

zur Speicherung von Erdgas. In Deutschland befinden sich geeignete Standorte überwiegend im norddeutschen Tiefland.

Bei diabatem CAES wird mit spezifischen Kosten von 400 bis 1000 € pro kW_{el} Entladeleistung gerechnet. Bei ACAES werden 800 bis 1500 € pro kW_{el} Entladeleistung angenommen. Die Investitionskosten für die Kaverne werden mit 1,1 bis 6 € pro kWh_{el} angegeben. (Hartmann et al. 2012)

3.2.3 Batteriespeicher

Unter Batteriespeicher wird ein weites Spektrum an Technologien zusammengefasst. Neben Blei-Säure-Batterien und Lithium-Ionen-Akkumulatoren werden Natrium-Schwefel-Batterien und Redox-Flow-Batterien ein großes Potential beigemessen. Batteriespeicher speichern Energie in elektrochemischer Form. Ein- und Ausspeicherung wird üblicherweise mit derselben Konvertereinheit durchgeführt.

Bei den ersten drei genannten Technologien sind Auf- und Entladeeinheit direkt mit dem Speicher verbunden. Die Kapazität kann damit nur zusammen mit der Leistung verändert werden. Bei Redox-Flow-Batterien können die Konvertereinheiten jedoch unabhängig vom eigentlichen Speicher dimensioniert werden. Im untersuchten Szenario werden nur Lithium-Ionen-Akkumulatoren und Redox-Flow-Batterien berücksichtigt.

Lithium-Ionen-Akkumulatoren weisen einen sehr hohen Zyklenwirkungsgrad von 90 bis 95 % auf. Der Gesamtwirkungsgrad von Redox-Flow-Systemen liegt bei ungefähr 75 %. Eine Selbstentladung tritt bei Redox-Flow-Batterien aufgrund der getrennten Elektrolyttanks kaum auf (Leonhard et al. 2009).

Batterien zeichnen sich durch ihre schnelle Reaktion auf Lastschwankungen aus. Die Reaktionszeiten liegen im Sekundenbereich und damit deutlich unter den Reaktionszeiten von Pump- und Druckluftspeicherkraftwerken. Somit können Batterien auch Primärregelleistung bereitstellen.

Ein weiterer Vorteil der Batterien ist, dass sie nicht von besonderen geographischen oder geologischen Gegebenheiten abhängig sind. Ein wesentlicher Nachteil ist die beschränkte Zyklenanzahl, die wiederum von Entladetiefe und Technologie abhängt.

Die Kosten von Batterien sind sehr technologiespezifisch. Nachfolgend wird nur auf die beiden im Szenario berücksichtigten Technologien eingegangen. Laut Leonhard et al. (2009) betragen die Kosten für Lithium-Ionen-Akkumulatoren für industrielle Anwendungen mindestens 500 € / kWh_{el} . Trotz Reduktion der Produktionskosten in den vergangenen Jahren sind Lithium-Ionen-Akkumulatoren damit weiterhin über dem Niveau der Blei-Säure-Batterie von 100 - 300 € / kWh_{el} . Ein wesentlicher Vorteil der Lithium-Ionen-Technologie liegt in der höheren Zyklenfestigkeit, die mehr als doppelt so hoch ist wie bei Blei-Säure-Batterien. Bei Redox-Flow-Batterien wird von spezifischen Investitionskosten von ungefähr 200 € / kWh_{el}

ausgegangen. Bei Vanadium-Redox-Batterien wird eine Haltbarkeit von über 13.000 Zyklen angegeben.

3.2.4 Wasserstoffspeicher

Bei Wasserstoffspeichern wird Energie chemisch in Form von Wasserstoff gespeichert. Die speicherbare Menge an Energie hängt wie bei CAES vom nutzbaren Speichervolumen und Druckspiel ab. Durch eine wesentlich höhere volumetrische Speicherdichte kann im gleichen Volumen mehr Energie gespeichert werden als bei CAES. Die Einspeicherung geschieht üblicherweise durch Elektrolyse von Wasser. Zur Ausspeicherung steht im Wesentlichen die Verstromung in Brennstoffzellen oder die Verbrennung zur Auswahl. Als Reaktionsprodukt entsteht reines Wasser.

Bei Wasserstoffspeichern sind die Konverter für Ein- und Ausspeicherung normalerweise getrennte Geräte. Das heißt auch, dass es sich nicht zwangsläufig um ein komplettes Kraftwerk handeln muss.

Für die chemische Aufspaltung von Wasser wird zurzeit an der alkalischen Elektrolyse und der Polymerelektrolyt-Elektrolyse geforscht. Die Polymerelektrolyt-Elektrolyse bietet den Vorteil einen größeren Teillastbereich abdecken zu können. Für beide Techniken gibt es bereits eine geringe Anzahl kommerzielle Anbieter. Die Modulgröße ist jedoch aus technischen Gründen begrenzt, so dass große Anlagen aus einer Vielzahl von Modulen zusammengefügt werden müssen. (Noack et al. 2014)

Die Möglichkeiten zur Ausspeicherung sind technisch etwas weiter entwickelt. Mehrere verschiedene Brennstoffzellentypen können Wasserstoff direkt zur Stromerzeugung nutzen. Für die Brennstoffzellen gelten ähnliche Einschränkungen wie für die Elektrolyseure. Eine Alternative zu Brennstoffzellen ist die Feuerung von Gasturbinen mit Wasserstoff. Aufgrund zu Methan abweichenden Verbrennungseigenschaften kann reiner Wasserstoff nur in eigens angepassten Brennern verfeuert werden. Mittelfristig ist auch eine geringe Zumischung von Wasserstoff zu Erdgas denkbar. Um den Wirkungsgrad der Umwandlungskette zu verbessern, bietet es sich an den Wasserstoff in einem Gas- und Dampfturbinenkraftwerk zu verstromen und damit auch die Wärme des Abgasstromes der Gasturbine zu nutzen.

Die Speicherkapazität eines Wasserstoffspeichers berechnet sich, wie oben erwähnt, prinzipiell wie bei einem Druckluftspeicher. Im Gegensatz zur mechanischen Speicherung, die beim Druckluftspeicher erfolgt, ermöglicht die chemische Speicherung jedoch wesentlich höhere Energiedichten. So kann mit Hilfe des gleichen Volumens, bei einer vergleichbaren Belastung des Speichers, eine über 50-mal höhere Menge an elektrischer Energie ausgespeichert werden. Bei der Nutzung der Kavernen stehen Wasserstoffspeicher prinzipiell in Konkurrenz zu Druckluftspeichern. (Leonhard et al. 2009)

Ein wesentlicher Nachteil des Wasserstoffspeichers ist der geringe Wirkungsgrad der Umwandlungskette. Bei einem Wirkungsgrad der Elektrolyse von 65 %, der Kompression bei

97 % und der Vorstromung mit 60 % ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad von ungefähr 40 %. (Leonhard et al. 2009)

Aufgrund seiner Eigenschaften bietet sich ein Wasserstoffspeicher vor allem für eine langfristige Speicherung an, die saisonale Schwankungen ausgleicht. Ein Wasserstoffspeicher bietet außerdem die Möglichkeit die Energie für Mobilitätszwecke oder das Gas als Ausgangsstoff für die chemische Industrie zu nutzen. Will man die bestehende Erdgas-Infrastruktur nutzen besteht die Möglichkeit aus dem Wasserstoff, mit Hilfe von CO₂, Methan herzustellen, das dann ins Erdgasnetz eingespeist wird. Dies geht jedoch mit einer weiteren Verringerung des Gesamtwirkungsgrades einher.

Bei den Elektrolyseuren muss mit Investitionskosten von mindestens 800 € pro kW gerechnet werden. Mit einer möglichst großen Kaverne sind spezifische Speicherkosten von 0,36 € pro Normkubikmeter nutzbares Gas erreichbar. (Hartmann et al. 2012)

3.3 Speichieranwendung

Energiespeicher können eine Vielzahl von Funktionen erfüllen. Diese werden nachfolgend beschrieben.

Pumpspeicher wurden lange Zeit vor allem zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt. Das heißt es wurde nachts Strom zu geringen Kosten eingespeichert und zu Zeiten mit hoher Last ausgespeichert. Durch Nutzen dieser Preisdifferenz für Strom, dem so genannten Arbitragegeschäft, konnten die Kosten des Speichers gedeckt werden und Gewinn erwirtschaftet werden.

Inzwischen haben weitere Aufgaben für Speicher an Bedeutung gewonnen, insbesondere im Bereich der Bereitstellung von Regelleistung. Je nach Technologie und Betriebszustand können Speicher an der Leistungs-Frequenz-Regelung mit Primär- und Sekundärregelleistung teilnehmen. Auch die Teilnahme an der Spannungsregelung durch die Bereitstellung von Blindleistung ist möglich. Daneben bieten sich Speicher zur Bereitstellung von Leistung bei Störungen im Netz oder Kraftwerksausfällen an.

Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien an der Erzeugung können Speicher dazu dienen zeitliche Verschiebungen zwischen Erzeugung und Lastaufkommen auszugleichen und Fluktuationen in der Erzeugung zu kompensieren. Der Aspekt der Speicherung von Energie aus erneuerbaren Quellen stellt einen Schwerpunkt dieser Arbeit dar. Auf den Anteil der erneuerbaren Energien wird in den nachfolgenden Kapiteln näher eingegangen.

Eine wichtige Systemdienstleistung, die Speicher erfüllen können ist der Schwarzstart. Speicher müssen, im Gegensatz zu den meisten konventionellen Kraftwerken, zum Anfahren keine Energie aus dem Netz entnehmen.

Wie bereits in Abschnitt 3.1 erwähnt, kann die Verwendung von Speichern zur Bereitstellung von Regelleistung und Systemdienstleistung mit REMix nicht untersucht werden. Die-

se Verwendung kann jedoch einen entscheidenden Beitrag zur betriebswirtschaftlichen Rentabilität leisten. (Hartmann et al. 2012)

In ihrer Anwendung werden Speicher oft in Kurzzeit- und Langzeitspeicher unterschieden. Diese Unterscheidung entsteht durch die unterschiedlichen Kosten und dem Verhältnis zwischen Leistung und Kapazität des Speichers. So können Kurzzeitspeicher ihre Leistung über einige Stunden bis wenige Tage abgeben. Langzeitspeicher hingegen verfügen über genügend Kapazität um ihre Leistung über mehrere Wochen abzugeben. Batterien, Druckluft- und übliche Pumpspeicherkraftwerke werden den Kurzzeitspeichern zugeordnet, Wasserstoffspeicher den Langzeitspeichern. (Hartmann et al. 2012)

3.4 Alternative Flexibilitätsoptionen

Strommengen können durch den Netzausbau nur räumlich und nicht zeitlich verschoben werden. Deshalb stehen Speicher auf Übertragungsnetzebene nur begrenzt in Konkurrenz zum Netzausbau. Dies gilt für gut ausgebaute Netze. Ist jedoch im Netz ein Engpass vorhanden so ist der Netzausbau eine Alternative zur Verwendung von Speichern. Zunächst wird davon ausgegangen, dass das Netz soweit ausgebaut wird, dass die Erzeugung nicht durch Netzengpässe begrenzt wird.

Zeitliche Verschiebung des Lastaufkommens durch Demand-Side-Management (DSM) hingegen ist eine Alternative zum Speichereinsatz oder beeinflusst zumindest die Höhe des Speicherbedarfs. Die Bestimmung des Potentials von DSM ist schwierig (Klobasa 2009), da es einerseits von technischen Potentialen, andererseits aber auch stark von der Akzeptanz der Nutzer abhängt. Als größte Hürden sehen mögliche Nutzer die Einflüsse auf den Produktionsprozess und die Fertigungsqualität sowie Unsicherheiten bezüglich der Kostensparpotentiale. (Olsthoorn; Schleich; Klobasa 2015) Die meisten Nutzer können durch starke finanzielle Anreize zu Änderungen in ihrem Verhalten bewegt werden. Bei industriellen Abnehmern sind Spitzenlastwächter aufgrund der Leistungsabrechnung weit verbreitet. Damit wird bereits heute der Lastverlauf beeinflusst. Aufgrund der Komplexität der Thematik wird DSM in dieser Arbeit nicht weiter berücksichtigt. Bei einer weiten Verbreitung von Elektromobilität könnte diese, durch eine intelligente Ladesteuerung, DSM ergänzen.

Eine weitere Flexibilitätsoption im Stromnetz ist der stromgeführte Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung. Das Problem hierbei ist der Umgang mit nicht benötigter oder fehlender Wärme, die bei stromgeführter Kraft-Wärme-Kopplung anfällt. Überschüssige Wärme kann durch Kühleinrichtungen an die Umwelt abgeführt werden, was jedoch den Anlagenwirkungsgrad deutlich verschlechtert. Des Weiteren sind zusätzliche Investitionen für die Kühleinrichtungen notwendig. Auch der Ausbau thermischer Speicher ist mit zusätzlichen Investitionskosten verbunden.

Prinzipiell eignet sich Biomasse im Gegensatz zu Windkraft und Photovoltaik als regelbare erneuerbare Energiequelle. Die Speicherbarkeit von Biogas in den Anlagen ist dabei jedoch zeitlich begrenzt (Eltrop et al. 2014). Es ist zu beachten, dass Biomasse, inklusive der Verwertung biogener Abfälle, in Deutschland jährlich ein begrenztes Potential von knapp 60 TWh Stromerzeugung hat, wobei langfristig eine elektrische Leistung von 10 GW angesetzt wird. (Nitsch et al. 2012) Selbst bei einer Flexibilisierung der gesamten Biomasseverstromung liegt die Leistung nicht in der Größenordnung der Schwankungen von Windkraft oder Photovoltaik. Wird Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung zur Stromerzeugung verwendet, gelten zusätzlich die Einschränkungen aus dem vorigen Absatz.

Flexibilität kann nach wie vor auch durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt werden. Dabei muss bedacht werden, dass Kraftwerke, die in Teillast betrieben werden einen schlechteren Wirkungsgrad aufweisen als bei Volllast. Daraus resultieren im Verhältnis noch mehr unerwünschte Emissionen. Außerdem dürfen die Kosten für Vorhaltung von fossilen Kapazitäten nicht vernachlässigt werden.

Auch fluktuierende erneuerbare Erzeuger könnten Flexibilität bereitstellen. Dies gilt jedoch mit großen Einschränkungen. Bei Windkraftanlagen beispielsweise ist es möglich durch die Rotorblattverstellung eine Art Drosselung der Leistung vorzunehmen, die dann bei Bedarf freigegeben wird. (Lerch 2011) Dabei wird jedoch ein Teil des Dargebots an Wind nicht genutzt. Vergleichbares wäre bei Photovoltaik denkbar. Die durch die Drosselung fehlende Leistung muss durch zusätzliche Erzeugungsanlagen kompensiert werden. Hierbei entstehen hohe zusätzliche Kosten, womit diese Option keine echte Alternative darstellt. Trotz der zusätzlichen Kosten wäre diese Regelleistung nicht sicher verfügbar. Zumindest negative Regelleistung kann durch Abregelung erneuerbarer Erzeuger erreicht werden, so dass extreme Leistungsspitzen abgeschnitten werden können. Die Alternative zur Abregelung ist die Einspeicherung. Der Umfang an akzeptierter Abregelung hat großen Einfluss auf den Speicherbedarf.

Abgesehen von der Betrachtung in der Studienarbeit, für die viele Vereinfachungen getroffen werden müssen, kann davon ausgegangen werden, dass alle Flexibilitätsoptionen zukünftig einen Beitrag zur Systemstabilität erbringen werden. Auf die Annahmen zum Szenario wird im Abschnitt 4.5 näher eingegangen.

3.5 Stand der Forschung

In diesem Abschnitt sollen die Ergebnisse verschiedener Studien hinsichtlich des Speicherbedarfs verglichen werden. Hierbei werden einerseits die Kapazitäten, andererseits die Lade- und Entladeleistungen erfasst. Die Leistung für Laden und Entladen wird nicht bei allen Studien getrennt betrachtet. Darauf wird nachfolgend noch eingegangen.

Es ist nicht ohne Weiteres möglich verschiedenen Studien zu Speicherbedarf miteinander zu vergleichen. Diese Studien verfügen nicht nur über unterschiedliche Eingangsparameter

sondern es werden auch unterschiedliche Methodiken angewandt. Aus diesem Grund werden die Unterschiede in der Methodik kurz diskutiert.

Zunächst kann unterschieden werden ob ein Austausch mit den europäischen Nachbarländern über Import oder Export von Strom berücksichtigt wird. Falls ein Austausch berücksichtigt wird, besteht die Möglichkeit, dass dieser entweder durch Merit-Order (Sensfuß; Ragwitz; Genoese 2008) simuliert wird oder durch Zeitreihen vorgegeben wird. Die Zeitreihen können wiederum aus vorhergehenden gröber skalierten Simulationen oder aus Messungen resultieren. Die Menge der ausgetauschten Leistung ist im Wesentlichen durch die grenzübergreifenden Übertragungskapazitäten begrenzt. Darüber hinaus wäre es möglich die ausgetauschte Energiemenge zu begrenzen.

Ein weiterer Aspekt ist die Berücksichtigung von DSM. Der Speicherbedarf hängt stark vom DSM-Potential ab, worauf schon im vorigen Abschnitt eingegangen wurde. DSM wird je nach Studie in unterschiedlichem Maße oder überhaupt nicht berücksichtigt.

Die Abregelung erneuerbarer Erzeuger, so genanntes Curtailment, hat bedeutenden Einfluss auf den Speicherbedarf. Ist Abregelung nicht erlaubt, so müssen große Einspeicherleistungen vorgesehen werden um die Spitzen in der Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik aufzunehmen. Die Ausspeicherleistung ist davon weniger betroffen. Die erneuerbaren Erzeuger haben in Deutschland Vorrang bei der Einspeisung ins Netz und dürfen nur abgeregelt werden wenn sonst die Netzstabilität gefährdet wird. Die dadurch nicht produzierte Strommenge wird trotzdem vergütet. In der Modellierung ist es möglich die Abregelung der erneuerbaren Erzeugung auf einen gewissen Anteil der erzeugten Energiemenge zu begrenzen.

Eine eher kleine, jedoch nicht zu vernachlässigende Rolle spielt die Höhe des jährlichen Gesamtbedarfs an Strom. So ist, bei sonst gleich bleibenden Voraussetzungen, mit einem höheren Gesamtbedarf prinzipiell auch ein höherer Speicherbedarf zu erwarten.

Auch in der Methodik der Optimierung gibt es Unterschiede. Je nach Modell kann nicht nur der Einsatz des Erzeugungsparks, sondern auch der Erzeugungspark selbst durch einen Lösungsalgorithmus optimiert werden. Bei der Einsatzoptimierung wird nur der Einsatz der Erzeugungsstruktur auf ein bestimmtes Ziel, üblicherweise minimale volkswirtschaftliche Kosten, hin optimiert. Bei der Ausbauoptimierung wird auch die Erzeugungsstruktur optimiert. Dabei kann entweder auf ein Bestandsportfolio aufgebaut werden oder die Erzeugungsstruktur wird dem Modell komplett freigestellt. Eine Ausbauoptimierung erfordert deutlich höheren Rechenaufwand. Neben der Auswahl der zu optimierenden Variablen gibt es auch einen Unterschied bei der Methode der Optimierung selbst. Die einfachere Methode ist die lineare Optimierung. Dabei können Variablen beliebige, normalerweise positive, Werte annehmen. Dagegen steht die gemischt-ganzzahlige Optimierung, bei der die Variablen teilweise nur bestimmte Werte oder Werte zwischen bestimmten Grenzwerten annehmen können. Somit lässt sich beispielsweise darstellen, dass ein Kraftwerk nicht in beliebig kleinen Teillastzuständen betrieben wird. Eine gemischt-ganzzahlige Optimierung bedeutet in der Regel einen wesent-

lich größeren Aufwand in der Modellierung und ein Vielfaches an Rechenaufwand. Sie sollte jedoch eine bessere Abbildung der Realität ergeben. Auf die lineare Optimierung wird nochmals in Abschnitt 4.1 eingegangen.

Die wesentlichen Unterscheidungsmerkmale von der Modellierung in den Studien sind zusammengefasst:

- Detailgrad des Netzes
- zulässige Abregelung der erneuerbaren Erzeuger
- Höhe des jährlichen Gesamtbedarfs an Strom
- Demand Side Management
- Import/Export
 - simuliert
 - vorgegebene Zeitreihen
 - nicht vorgesehen
- Sektorkopplung
 - Wärme
 - Mobilität
- optimierte Variablen
 - Einsatzoptimierung
 - Ausbauoptimierung
 - kombinierte Optimierung
- Methode der Optimierung
 - lineare Optimierung
 - gemischt-ganzzahlige Optimierung

Nachfolgend werden mehrere Studien bei ähnlichem Anteil erneuerbarer Energien (EE) in Deutschland verglichen. Der Speicherbedarf schließt die bereits bestehenden Speicher mit ein. Die Werte ergeben sich als aus der Summen von bestehenden und neu gebauten Speichern. Die Werte für Einspeicherleistung P_{ein} , Ausspeicherleistung P_{aus} und Kapazität der speicherbaren Energie E sind in Tabelle 3.1 zusammengefasst.

Betrachtet man obige Tabelle, so wird deutlich, dass die Ergebnisse unter verschiedenen Annahmen auch innerhalb derselben Studie wesentlich voneinander abweichen. Nachfolgend soll versucht werden die Ursachen für diese Unterschiede zu identifizieren. Damit wird eine Grundlage geschaffen anhand derer die Annahmen systematisch untersucht werden können.

Tabelle 3.1: Speicherbedarf im Elektrizitätssektor nach Studien und Anteil EE in Deutschland

Studie	EE Anteil	Szenario	P_{ein} [GW]	P_{aus} [GW]	E [GWh]
Adamek et al. 2012	80%	D	64	54	8122
Adamek et al. 2012	100%	D	104	77	26184
Schill 2013	85%	flex, Cur.	18	18	NA
Schill 2013	85%	flex, kein Cur.	62	62	NA
Pape et al. 2014	88%	B, Basis	8 (0)	8 (0)	NA
Pape et al. 2014	88%	B, kein DSM	13	13	NA

Bei Adamek et al. 2012 wird hier nur das Szenario D betrachtet, das einen Ausbau von Kurz- und Langzeitspeichern zulässt. Nach Adamek et al. 2012 wird bei einem Anteil der erneuerbaren Energien von 80 % an der Stromerzeugung eine Einspeicherleistung von 64 GW benötigt. Die Ausspeicherleistung ist mit 54 GW geringer, da die Spitzen in der Residuallast kleiner ausfallen als in der Erzeugung. Die Speicherkapazität ist mit 8122 GWh angegeben. Vergleicht man nun die Werte bei 80 % erneuerbare Energien mit denen bei 100 % so fällt auf, dass der Speicherbedarf überproportional steigt. Die Speicherkapazität verdreifacht sich, die Einspeicherleistung steigt auf 104 GW und die Ausspeicherleistung steigt eher moderat auf 77 GW. Hier wird deutlich, dass für eine vollständige Deckung des Strombedarfs wesentlich mehr Speichereinsatz nötig ist als wenn ein kleiner Anteil fossiler Stromerzeugung verbleibt. Die allgemein hohen Werte dieser Studie dürften auf zwei Ursachen zurück zu führen sein. Bei Adamek et al. 2012 wird eine gemischt-ganzzahlige Optimierung verwendet, aus der üblicherweise höhere Werte als bei der linearen Optimierung resultieren, so dass das reale Betriebsverhalten der Kraftwerke besser abgebildet wird. Größeren Einfluss könnte die reine Fokussierung auf Deutschland haben, ohne Simulation der Nachbarländer, womit keine Exporte von Überschüssen oder Importe bei hoher Residuallast möglich sind.

Schill 2013 zeigt den Unterschied an Speicherbedarf auf, der durch das Zulassen oder Verbieten von Abregelung, hier Curtailment genannt, entsteht. Im Szenario flexibel geht Schill 2013 davon aus, dass keine must-run-Kapazitäten vorliegen und auch Biomasse komplett flexibel eingesetzt wird. Schill 2013 benutzt ein Modell mit linearer Optimierung und ohne Austausch mit den Nachbarländern. Im Vergleich zu Adamek et al. 2012 ist der Speicherbedarf, wie aufgrund der linearen Optimierung zu erwarten, niedriger. Außerdem berücksichtigt Schill 2013 weitere Erlösmöglichkeiten wie Systemdienstleistungen nicht. Curtailment führt bei Schill 2013 zu keinen zusätzlichen Investitions- oder Betriebskosten. Im Unterszenario mit unbegrenztem Curtailment beträgt die Speicherleistung ungefähr 18 GW. Schill 2013 unterscheidet hier weder zwischen Ein- und Ausspeicherleistung, noch sind direkte Angaben über die zugehörige Speicherkapazität zu finden. Ist Curtailment nicht zulässig so steigt die Speicherleistung auf ungefähr 62 GW.

In der kürzlich veröffentlichten Analyse „A greenfield model to evaluate long-run power storage requirements for high shares of renewables“ von Zerrahn; Schill 2015 wird der Einfluss verschiedener Sensitivitäten auf den Speicherbedarf untersucht. Das Energiesystem ist grob an das deutsche Energiesystem angelehnt. Die überprüften Sensitivitäten sind unter anderem Verfügbarkeit und Investitionskosten von Speichertechnologien, Potential von DSM sowie Bedarf an Reserveleistung.

Die dritte betrachtete Studie ist die Roadmap Speicher von Pape et al. 2014. Bei dieser Studie wird, im Gegensatz zu den vorigen Studien, ein Austausch mit dem europäischen Ausland berücksichtigt. Das Untersuchungsgebiet erstreckt sich über Westeuropa nach Osten hin bis inklusive Polen, Slowakei, Ungarn und Slowenien. Marokko, Tunesien und Algerien werden für Stromerzeugung in solarthermischen Kraftwerken berücksichtigt. Ausbau- und Einsatzoptimierung werden über ein mehrstufiges Verfahren durchgeführt. Die Eingangsparameter orientieren sich im Wesentlichen an Nitsch et al. 2012. Im Weiteren werden hier die Ergebnisse des Szenarios B betrachtet. Szenario B setzt einen geringeren Anteil von Strom aus solarthermischen Kraftwerken und stattdessen einen höheren Anteil an Windkraft voraus. Im Szenario B, Unterszenario Basis wird ein großes Potential an DSM berücksichtigt woraus folgt, dass keine zusätzlichen Speicher zu den heute bereits vorhandenen Speichern hinzugefügt werden müssen. In Szenario B, Unterszenario kein DSM, werden hingegen Batterien mit 13 GW zugebaut. Pape et al. 2014 rechnen damit, dass dies Bleibatterien mit Energie für 2 bis 6 h Betrieb sind.

Für weitere Vergleiche von Studien sei auf eine Metastudie der Agentur für Erneuerbare Energien von Wenzel; Kunz 2015 verwiesen. Dort wird der Speicherbedarf außerdem nach Technologien aufgeschlüsselt.

4 Methodik der Untersuchung

In diesem Kapitel wird die Art und Weise dargestellt mit der die Fragestellung untersucht wird. Als erstes wird die allgemeine Funktionsweise von linearen Optimierungsmodellen kurz zusammengefasst. Als nächstes wird auf die Methodik bei REMix im Speziellen eingegangen und abschließend werden die getroffenen Annahmen beschrieben.

4.1 Lineare Optimierungsmodelle allgemein

Lineare Optimierung ist ein mathematisches Teilgebiet. Ziel der linearen Optimierung ist es für bestimmte Problemstellungen ein jeweiliges Optimum der Zielfunktion zu bestimmen. Das Optimum kann je nach Problemstellung entweder ein Maximum oder ein Minimum sein. Die lineare Optimierung hat ihre Ursprünge in der Ressourcenplanung für Produktion und Logistik. Randbedingungen grenzen den Lösungsraum ein, so dass eine konvexe Hülle entsteht. Randbedingungen können zum Beispiel Nichtnegativität oder Obergrenzen sein. Die Dimension des Lösungsraums wird durch die Anzahl der Entscheidungsvariablen beeinflusst. So kann je nach Problemstellung eine hohe Anzahl an Dimensionen vorliegen. Die älteste bekannte Lösungsmöglichkeit eines solchen Problems ist die Simplexmethode. Vereinfacht beschrieben läuft die Lösung dabei die Schnittgeraden von Randbedingungen entlang bis keine Richtung mehr gefunden wird, die die Lösung verbessert. Das damit erreichte lokale Optimum entspricht auch dem globalen. Es kann bei der Simplexmethode dazu kommen, dass eine zur Anzahl der Entscheidungsvariablen exponentielle Zahl an Iterationsschritten notwendig wird um eine Lösung zu finden. Deshalb wird heute meist die Innere-Punkte-Methode verwendet, die eine polynomiale Komplexität besitzt und somit schneller zum Ergebnis führt. (Unger 2010)

4.2 Modellierung mit REMix

Bei REMix dient die lineare Optimierung dazu eine Elektrizitätsversorgung beziehungsweise eine Energieversorgung basierend auf erneuerbaren Quellen mit minimalen Systemkosten zu finden. Dabei müssen die gesetzten Randbedingungen eingehalten werden. REMix wurde besonders für Energiesysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien entwickelt. Es gibt zwei Hauptanwendungen, die sich nach den optimierten Variablen richten. Die erste Anwendung ist die Einsatzoptimierung und die zweite Anwendung ist die Ausbauoptimierung. Die Ausbauoptimierung kann zusätzlich zur Einsatzoptimierung eingesetzt werden. Auf den Unterschied zwischen Einsatz- und Ausbauoptimierung wurde in Abschnitt 3.5 eingegangen. (Scholz 2012)

REMmix besteht im Wesentlichen aus zwei Teilen, diese Einteilung geschieht jedoch nicht anhand der Hauptanwendungen. Der erste Teil ist das Energy Data Analysis Tool (ENDAT) damit können die Potentiale der erneuerbaren Energien bestimmt werden. Die Daten werden räumlich und zeitlich hoch aufgelöst zur Verfügung gestellt. Daneben lassen sich mit

EnDAT auch Lasten, insbesondere der Wärmebedarf für Heizzwecke, berechnen. Der zweite Teil ist das Optimization Module (OptiMo), dort findet die lineare Optimierung für die Minimierung der Kosten statt. (Stetter 2014)

Die Funktionsweise von REMix ist in Abbildung 4.1 dargestellt. EnDAT ist dem linken Teil der Berechnung und OptiMo dem rechten Teil zugeordnet. Bei der Berechnung muss zunächst die Bestimmung der Potentiale erfolgen. Die Funktionsweise von EnDAT und OptiMo sowie die Bedienung des OptiMo Management Tools (OMaT) wird in den nachfolgenden Abschnitten genauer beschrieben.

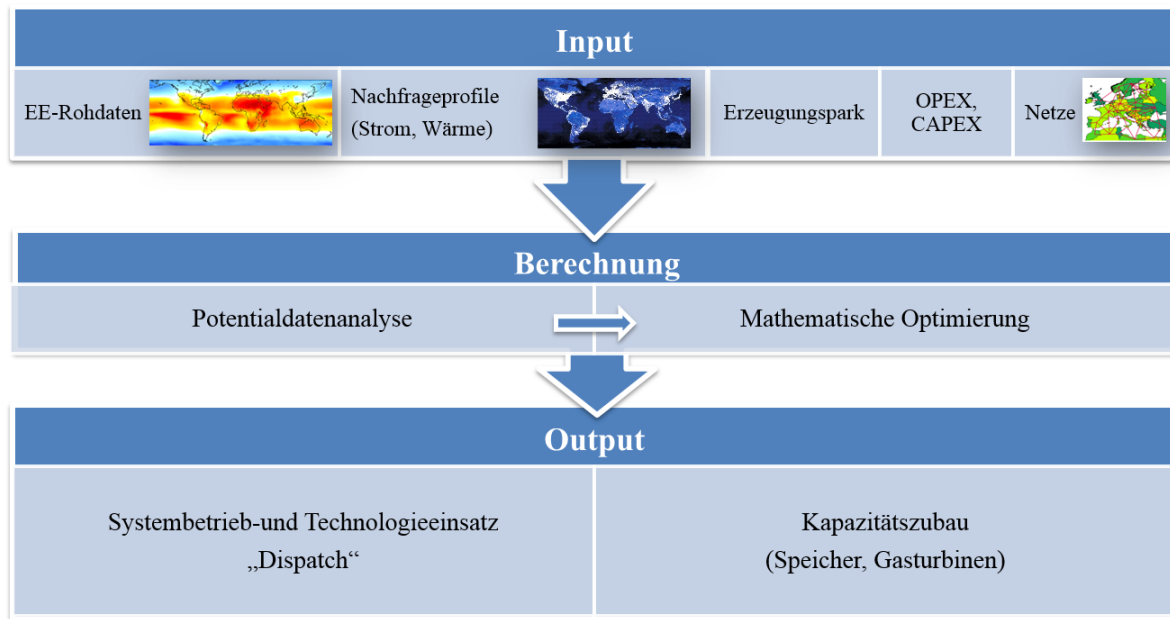


Abbildung 4.1: Funktionsprinzip von REMix, OPEX: Betriebsausgaben, CAPEX: Investitionsausgaben, Quelle: vgl. DLR

4.2.1 EnDAT

EnDAT dient dazu die Potentiale der erneuerbaren Energien zu analysieren. Es ist global anwendbar und besitzt die zeitliche Auflösung von einer Stunde. Bei der räumlichen Auflösung sind $0,45^\circ$ mal $0,45^\circ$ der Erdoberfläche vorgesehen, was am Äquator 50 km mal 50 km entspricht und in Richtung der Pole kleiner wird. Dies liefert anhand entsprechender Eingangsdaten die theoretischen Potentiale der wichtigsten erneuerbaren Ressourcen solare Einstrahlung, Wind und Abflussvolumenströme von Wasser.

Über eine Landnutzungsanalyse können die nutzbaren Flächen für die entsprechenden Technologien errechnet werden. Das technische und ökonomische Potential wird über die Parameter konkreter technischer Anlagen ermittelt. Die Daten können anschließend ortsspezifisch oder aggregiert für Gebiete ausgegeben werden. Somit lassen sich mit EnDAT die Eingangs-

daten zu erneuerbare Energien für die Berechnungen in REMix erzeugen. Daneben lässt sich EnDAT wie im vorigen Abschnitt erwähnt für weitere Analysen nutzen. (Stetter 2014)

4.2.2 OptiMo

In OptiMo findet die mathematische Optimierung statt. Dabei sind die Systemkosten die zu minimierende Zielvariable. In der Studienarbeit dient es als Strommarktmodell. Es ist in der Programmiersprache GAMS geschrieben wobei teilweise Abschnitte des Codes per JavaScript zusammengefügt werden.

Daten von verschiedenen Regionen eines im Modell betrachteten Gebietes werden zu Berechnungsknoten aggregiert, das heißt auf einen Punkt zusammengeführt. Bei der Modellierung des Strommarktes ist die Wahrung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch eine wichtige Randbedingung zur Eingrenzung des Lösungsraumes.

In OptiMo wird eine Vielzahl von Technologien berücksichtigt, darunter erneuerbare Energien, konventionelle Erzeuger, das Übertragungsnetz getrennt nach Wechselstrom und Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) und Speicher. Der zeitliche Verlauf des Elektrizitätsbedarfs wird mit Hilfe von Zeitreihen nachgebildet. Für das Dargebot und Potential der erneuerbaren Energien werden die von EnDAT ausgegebenen Daten genutzt. Somit können die Potentialgrenzen auch für den Zubau erneuerbarer Erzeuger berücksichtigt werden. Im Modell der Studienarbeit ist der Ausbau der erneuerbaren Erzeuger exogen vorgegeben.

Als Ergebnis der Berechnungen gibt OptiMo den Verlauf des Kraftwerkseinsatzes als Zeitreihe sowie gegebenenfalls die zugebauten Kapazitäten aus. Daneben können weitere Größen wie Kosten und Emissionen des optimierten Systems eingesehen werden. (Stetter 2014)

4.2.3 OMaT

OMaT steht für OptiMo Management Tool. Es stellt die grafische Benutzeroberfläche dar. Um eine Berechnung mit OptiMo durchführen zu können, muss mit Hilfe von OMaT ein Projekt erstellt werden. Ein solches Projekt besteht aus Modulen, die Formeln zur Berechnung bestimmter Größen bereitstellen. Daneben erfordert jedes Projekt mindestens ein Szenario. Die Anzahl der Module und der Szenarien ist vom Umfang und Detaillierungsgrad des Projekts abhängig.

Modulstruktur

Für jedes Projekt muss in OMaT eine Basis aus Modulen erstellt werden, die für die Berechnung grundlegender Größen wie Kosten und Emissionen verwendet werden. Darauf werden die verschiedenen Technologien und Strombedarf, sowie gegebenenfalls Wärmebedarf, mit jeweils eigenen Modulen aufgebaut.

Szenarien und Unterszenarien

Ein Projekt benötigt ein Szenario, in dem Grundlegende Parameter festgelegt werden. Um die Einflüsse der verschiedenen Sensitivitäten untersuchen zu können, werden Unterszenarien festgelegt, in denen abweichende Parameter definiert werden.

4.3 Allgemeine Annahmen für REMix

Bei der Berechnung mit REMix gelten einige Annahmen um den Rechenaufwand zu reduzieren. Hier hilft zunächst das Optimierungskonzept mit „perfect foresight“, das heißt, das Modell kennt bereits zu Beginn der Rechnung verschiedene zeitliche Verläufe über das gesamte Jahr. Davon betroffen sind besonders die Last im Stromnetz und die erneuerbare Erzeugung. Des Weiteren betragen die Berechnungsschritte mindestens eine Stunde, damit ergibt sich bereits eine gewisse Glättung des Verlaufs der Last und der Erzeugung, aber es können auch keine Vorgänge, die einer zeitlich feineren Auflösung unterliegen abgebildet werden.

Für die lineare Optimierung ist es außerdem von Vorteil wenn die Erzeugungsanlagen und Speicher jeweils nicht blockscharf, sondern als gesamter Block pro Technologie und Datenknoten zusammengefasst werden.

Das Stromnetz wird vereinfacht bilanziell betrachtet. Die Übertragungsverluste werden berücksichtigt. Eine genaue, elektrotechnisch korrekte Abbildung des Netzes mit Berücksichtigung des n-1-Kriteriums und von Spannungswinkeln ist in REMix bisher nicht implementiert.

4.4 Auswahl der Sensitivitäten

Hier wird dargestellt welche Parameter für die Sensitivitätsanalyse herangezogen werden und warum diese Größen ausgewählt wurden. Die Anzahl der Sensitivitäten wurde aufgrund des hohen Berechnungsaufwands der einzelnen Simulationsläufe stark eingeschränkt.

4.4.1 Brennstoffkosten

Beim Einsatz von konventionellen Kraftwerken spielen die Brennstoffkosten die wesentliche Rolle. Die Wirkungsgrade, die bei nuklearen Anlagen am niedrigsten sind und bei den Gas- und Dampfturbinenkraftwerken dagegen am höchsten sind, spielen derzeit praktisch keine Rolle beim Kraftwerkseinsatz, da sie die Unterschiede der Brennstoffkosten nicht kompensieren können. Dies führt zu der These, dass es bei geringen Brennstoffkosten volkswirtschaftlich weniger sinnvoll ist, Speicher zuzubauen. Die Brennstoffkosten der verschiedenen Brennstoffe stellen daher die ersten Parameter für eine Sensitivitätsanalyse dar. Da die Kosten der Brennstoffe in gewissem Rahmen voneinander abhängen, werden sie gemeinsam in Kostenpfaden variiert. Die Höhen der Kosten und die Quellen der Annahmen werden im Abschnitt 4.5.4 beschrieben.

4.4.2 Kosten für Emissionsberechtigungen

Das *Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (TEHG)* wurde erlassen um „eine kosteneffiziente Verringerung von Treibhausgasen“ zu erreichen.

Nach aktuellem Stand sind die Preise der Emissionszertifikate im Vergleich zu den Brennstoffkosten jedoch gering und ein großer Anteil der Stromerzeugung erfolgt mit Technologien die eine verhältnismäßig starke Freisetzung von Treibhausgasen zur Folge haben. Eine Verknappung der Emissionszertifikate kann als politisches Instrument dienen die Preise für Zertifikate zu erhöhen und damit den Einsatz fossiler Kraftwerke zu verringern. Es kann angenommen werden, dass ein sehr hoher Zertifikatspreis den Einsatz von Speichern begünstigt, da diese keine betriebsgebundenen Emissionen aufweisen. Dies wird nachfolgend untersucht.

4.4.3 Erzeugungsanteil aus erneuerbaren Energien

Adamek et al. 2012 zeigen, dass der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung einen großen Einfluss auf den Bedarf an Speichern ausübt. Vermutlich resultiert die Steigerung des Bedarfs, fast ausschließlich aus dem Anteil der fluktuierenden erneuerbaren Energien. Dazu werden die Photovoltaik und die Windkraft gezählt. Um diese Vermutung zu untersuchen wird einerseits der Gesamtanteil, andererseits die Struktur der erneuerbaren Energien als Eingangsparameter variiert.

Gesamtanteil erneuerbare Energien

Der Gesamtanteil der erneuerbaren Energien ist über die Ausbauziele mit den betrachteten Jahre 2030 und 2050 verknüpft. Sie sind bis 2035 über das *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG 2014)* in einem Zielkorridor festgelegt. Die den verwendeten Werten von Nitsch et al. 2012 zugeordneten Jahre dienen lediglich als Orientierung, so können die geplanten Anteile auch früher oder später erreicht werden.

Verhältnis von Windkraft zu Photovoltaik

Neben dem Gesamtanteil der erneuerbaren Energien ist auch der Anteil der verschiedenen Erzeuger von Interesse. Der Großteil der Leistung von erneuerbaren Erzeugern besteht aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Mit Photovoltaik lässt sich nur tagsüber Elektrizität erzeugen. Daraus ergibt sich die Vermutung, dass bei größeren Photovoltaik-Leistungen auch mehr Speicher gebaut werden müssen, um eine Versorgung bei Nacht sicherzustellen. Dies wird mit Hilfe eines weiteren Unterszenarios untersucht. Die installierten Leistungen werden in Abschnitt 4.5.2 genauer erläutert.

4.4.4 Netzausbau

Von Schlesinger et al. 2014 wird davon ausgegangen, dass es zu einem verzögerten Netzausbau kommt. Auch Noack et al. 2014 stellten fest, dass die bisher geplanten Übertragungskapazitäten nicht ausreichen um den durch die Offshore-Windparks bereitgestellten Strom jederzeit in Deutschland zu verteilen. Da die Möglichkeit vermutet wird einen Großteil dieses sonst abzuregelnden Stromes einzuspeichern wird die Übertragungskapazität als weitere Sensitivität betrachtet. Hierzu werden zwei Stufen des Netzausbaus betrachtet. Eine Stufe bildet ein gut ausgebautes Netz. Die andere Stufe bildet ein Netz mit unzureichender Nord-Süd-Verbindung. Die Modellierung des Netzes wird in Abschnitt 4.5.6 näher beschrieben.

4.4.5 Rationelle Abregelung fluktuierender Einspeisung

In Schill 2013 zeigt sich, dass die zulässige Abregelung von fluktuierenden erneuerbaren Energien einen großen Einfluss auf den Bedarf an Speichern haben kann. Neben dem Einfluss auf die Speicherleistung soll der Einfluss auf den Bedarf an Speicherkapazität untersucht werden. Im Referenzszenario wird zunächst eine unbeschränkte Abregelung zugelassen, die einen volkswirtschaftlich optimalen Einsatz der Erzeugungstechnologien zulässt. Stand 2015 gilt in Deutschland das EEG 2014. Die Bundesnetzagentur 2014 sieht zukünftig eine „Reduzierung der Einspeisung“ vor, die „je Anlage 3 % der ohne Reduzierung erzeugten Jahresenergiemenge nicht übersteigen“ darf. Zur Untersuchung werden zwei Unterszenarien mit einer begrenzter Abregelung erstellt. Dabei dürfen maximal 10 % beziehungsweise 3 % der Jahresenergiemenge abgeregelt werden. Die Berechnung erfolgt technologiespezifisch.

4.5 Definition des Szenariorahmens

Auch für das zu untersuchende Szenario müssen zuerst grundlegende Annahmen getroffen werden. Das Untersuchungsgebiet wird aufgrund des Rechenaufwands und der verfügbaren Daten eingegrenzt. Als Ziel der Untersuchung ist nur der Speicherbedarf in Deutschland von Interesse. Der Speicherbedarf ist vermutlich auch von Importen und Exporten zum europäischen Ausland abhängig. Deshalb wird ein Großteil Europas betrachtet, in östlicher Richtung jedoch nur bis einschließlich Polen, Slowakei, Österreich und Italien. Das Untersuchungsgebiet ist in Abbildung 4.2 zu sehen.

Ein Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika wird vernachlässigt. Auch DSM wird wegen des hohen Modellierungs- und Rechenaufwandes nicht berücksichtigt. Bei der Last wird keine Sektorkopplung betrachtet, damit werden auch Elektromobilität und Wärmepumpen nicht berücksichtigt.

Deutschland wird nach den Modellregionen der Übertragungsnetzbetreiber aufgelöst um Einflüsse des Netzes besser erfassen zu können. Damit besteht Deutschland im Modell aus

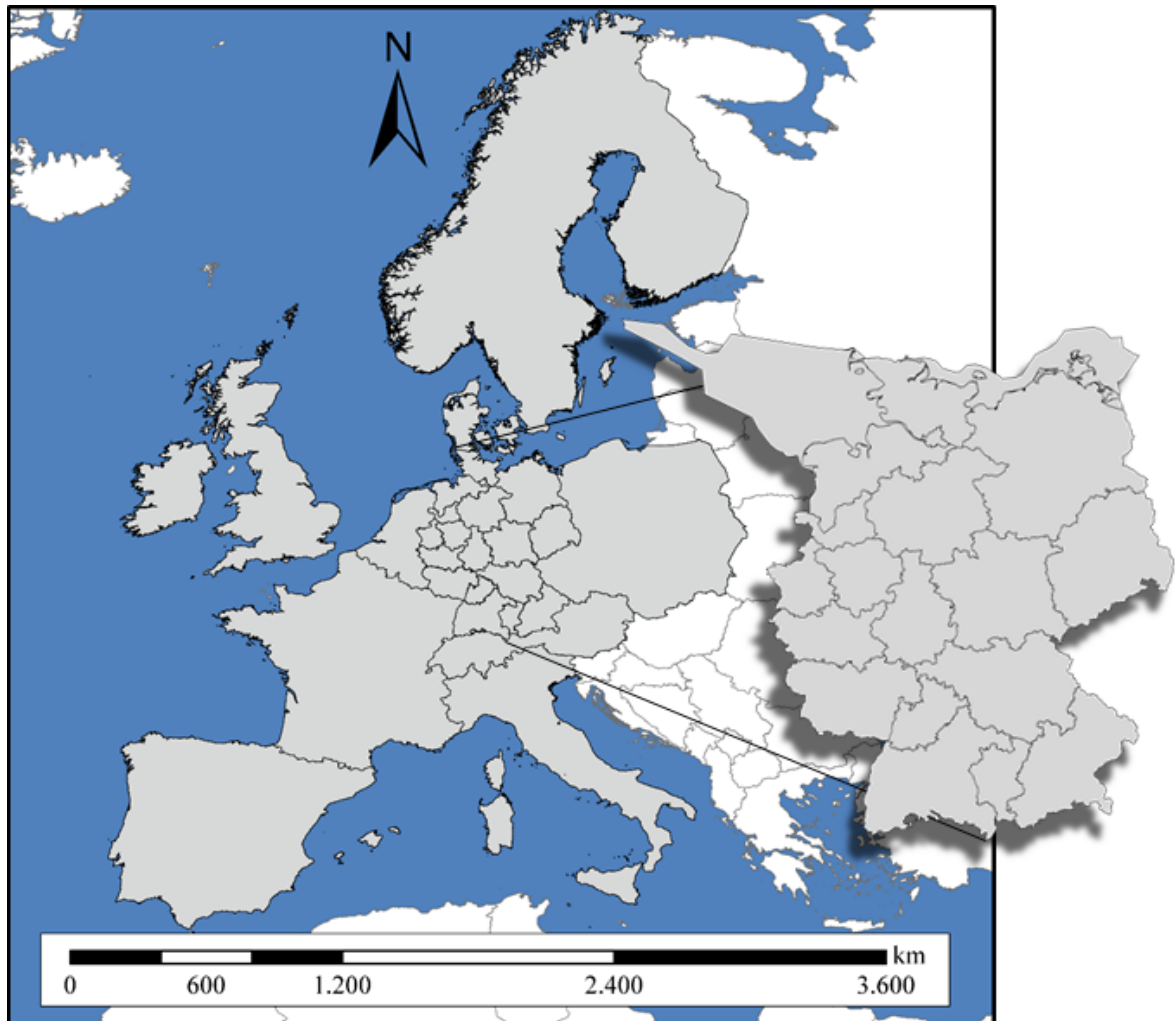


Abbildung 4.2: Untersuchungsgebiet der Studienarbeit unterteilt nach Modellknoten, rechts: vergrößerte Darstellung Deutschlands inklusive Offshore-Regionen

18 Knoten auf dem Festland und je ein Knoten für die Offshore Regionen in Nord- und Ostsee. Das übrige Untersuchungsgebiet in Europa wird zur Reduktion der Rechenzeit in neun Regionen zusammengefasst. Da sich die Studienarbeit rein auf den Speicherbedarf in Deutschland bezieht erscheint dies als ausreichende Näherung. Die Zuordnung von Regionen zu Modellknoten ist in Anhang A Tabelle 6.2 einsehbar. Für jede Region liegen eigene Daten für Potentiale und Zeitreihen vor, die dann in REMix zu Modellknoten aggregiert werden.

Die angenommene Entwicklung der Bevölkerung und der Wirtschaft folgt dem mittleren Szenario 2011 A von Nitsch et al. 2012. Es wird eine Weiterentwicklung der Technologien impliziert, es können jedoch keine Technologiesprünge prognostiziert werden. Trotz der gesteigerten Energieeffizienz wird nur ein Rückgang des Stromverbrauchs pro Kopf um 17 % bis 2050 gegenüber 2008 erwartet. Es wird angenommen, dass die deutsche Bevölkerung bis 2050 auf 74 Millionen Einwohner sinkt. Ohne Berücksichtigung von Elektromobilität und Wärmepumpen wird eine Bruttostromerzeugung von 514 TWh im Jahr 2050 veranschlagt. Bei den

Kosten wird aufgrund der vorhandenen Daten das Jahr 2010 als Bezug gewählt. Als Zinssatz bei den Kapitalkosten werden 6 % veranschlagt. Die Annahmen zum installierten Erzeugungspark, zu den Speichern, zum Übertragungsnetz, zur Last und zu verschiedenen Kosten werden nachfolgend ausführlicher beschrieben.

4.5.1 Speicher

Die in Abschnitt 3.2 beschriebenen Technologien Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicherkraftwerke, Lithium-Ionen-Akkumulatoren, Redox-Flow-Batterien und Wasserstoffspeicher werden in OptiMo eingebunden. Bei der Modellierung ist berücksichtigt, dass die Füllstände der Speicher am Ende des betrachteten Jahres wieder denen zu Beginn des Jahres entsprechen. Somit erfolgt eine korrekte Bilanzierung der Energiemengen. Die Modellierung der Speicher erfolgt wie in Abschnitt 3.1 ausgeführt nur bilanziell ohne weitere Nutzungsmöglichkeiten. Die im Modell verwendeten Parameter und die vor der Optimierung bereits installierten Speicher werden unten beschrieben.

Technologieparameter

In diesem Abschnitt sollen die wichtigen für die Speicher verwendeten Parameter, nach Technologie geordnet, dargelegt werden. Die Werte stammen von Scholz 2012 und Scholz et al. 2014. Die Parameter haben Einfluss darauf wie viel und vor allem welcher Speicher zugebaut wird. Eine Untersuchung dieser Einflüsse findet in der vorliegenden Studienarbeit nicht statt. Die variablen Betriebskosten werden als sehr klein erachtet und daher nicht betrachtet.

Die erwarteten Technologieparameter von Pumpspeicherkraftwerken sind in Tabelle 4.1 aufgeführt. Da es sich um eine bereits etablierte Technologie handelt, sind keine Lerneffekte mehr zu erwarten. Die Kosten ändern sich daher inflationsbereinigt nicht, lediglich im Wirkungsgrad der Turbine wird eine geringfügige Verbesserung angenommen. Die zur Berechnung verwendeten Investitionskosten liegen eher im unteren Bereich der in Abschnitt 3.2.1 beschriebenen Preisspanne für heutige Pumpspeicherkraftwerke. Es handelt sich um eine Technologie mit hohen Wirkungsgraden und relativ geringen Investitionskosten bei der Speicherkapazität.

Auch bei ACAES, siehe Tabelle 4.2, soll es sich bis zum Jahr 2030 um eine recht ausgereifte Technologie handeln. Zwischen 2030 und 2050 werden nur noch Verbesserungen bei den Wirkungsgraden erwartet. Die Wirkungsgrade sind etwas geringer als bei Pumpspeicherkraftwerken und die Investitionskosten liegen auf ähnlichem Niveau. Die Investitionskosten liegen etwas unterhalb der in Abschnitt 3.2.2 angegebenen heutigen Werte. Der Wert bei den Investitionskosten für den Speicher berücksichtigt hier auch den thermischen Speicher.

Die Technologieparameter von Lithium-Ionen-Akkumulatoren sind in Tabelle 4.3 dargestellt. Hier ergibt sich eine abweichende Charakteristik gegenüber den beiden vorigen Technologien. Es wird eine deutliche Weiterentwicklung der Technologie unterstellt. Die Amortisa-

Tabelle 4.1: Technologieparameter Pumpspeicherkraftwerk für die Jahre 2030 und 2050

	Einheit	2030	2050
Investitionskosten Speicher	€ ₂₀₁₀ /kWh _{el}	10	10
Investitionskosten Konverter	€ ₂₀₁₀ /kW _{el}	640	640
Amortisationszeit Speicher	a	60	60
Amortisationszeit Konverter	a	20	20
Wartungskosten	Inv./a	2%	2%
Wirkungsgrad Laden	-	89%	89%
Wirkungsgrad Entladen	-	89%	90%
Verfügbarkeit	-	98%	98%

Tabelle 4.2: Technologieparameter ACAES für die Jahre 2030 und 2050

	Einheit	2030	2050
Investitionskosten Speicher	€ ₂₀₁₀ /kWh _{el}	30	30
Investitionskosten Konverter	€ ₂₀₁₀ /kW _{el}	650	650
Amortisationszeit Speicher	a	40	40
Amortisationszeit Konverter	a	20	20
Wartungskosten	Inv./a	3%	3%
Wirkungsgrad Laden	-	81%	84%
Wirkungsgrad Entladen	-	86%	89%
Verfügbarkeit	-	95%	95%

tionszeit ist geringer und die wesentlichen Investitionskosten entstehen aufgrund der Speicherkapazität. Wie in Abschnitt 3.2.3 beschrieben wird, besteht ein technologischer Zusammenhang zwischen Speicherkapazität und -leistung, nachfolgend als E/P-Verhältnis bezeichnet. Dieses Verhältnis hängt in der Praxis von der Auslegung des jeweiligen Akkumulators ab. Für die Modellierung wird ein Verhältnis von 6 kWh/kW gewählt.

Tabelle 4.3: Technologieparameter Lithium-Ionen-Akkumulator für die Jahre 2030 und 2050

	Einheit	2030	2050
Investitionskosten Speicher	€ ₂₀₁₀ /kWh _{el}	225	150
Investitionskosten Konverter	€ ₂₀₁₀ /kW _{el}	50	50
Amortisationszeit Speicher	a	15	15
Amortisationszeit Konverter	a	15	15
E/P-Verhältnis	h	6	6
Wartungskosten	Inv./a	0,8%	0,5%
Wirkungsgrad Laden	-	94%	97%
Wirkungsgrad Entladen	-	94%	97%
Verfügbarkeit	-	98%	98%
Selbstentladungsrate	1/h	0,007%	0,001%

Ein weiterer Unterschied zu den vorigen beiden Technologien ist die begrenzte Zyklenfestigkeit. Sie wird nicht direkt in der Modellierung berücksichtigt, da der Einsatz der Akkumulatoren erst nach Investitionsentscheid und Einsatzoptimierung bekannt ist. So wird die Amortisationszeit gegebenenfalls auf die erwartete Lebensdauer reduziert, was zu einem iterativen Prozess führen kann. Außerdem wird bei Lithium-Ionen-Akkumulatoren die Selbstentladung berücksichtigt, die hier im Verhältnis zu den mechanischen Speichern größer ist. Besondere Vorteile der Lithium-Ionen-Akkumulatoren sind die hohen Wirkungsgrade.

Die Vanadium-Redox-Flow-Batterien, siehe Tabelle 4.4 weisen gegenüber den Lithium-Ionen-Akkumulatoren den Vorteil auf, dass sie technologisch kein festes E/P-Verhältnis besitzen. Sie besitzen eine höhere Zyklenfestigkeit als Lithium-Ionen-Akkumulatoren, sind ihnen aber in den Investitionskosten und Wirkungsgraden unterlegen.

Die in Tabelle 4.5 aufgeführten Technologieparameter von Wasserstoffspeichern unterscheiden sich stark von denen der bisherigen Technologien. Die Investitionskosten für den Speicher sind mit 0,2 €₂₀₁₀/kWh_{el} sehr niedrig. Im Gegenzug sind aber die Konverter teurer als bei den bisherigen Technologien. Außerdem sind die Wirkungsgrade verhältnismäßig niedrig. Auch bei Wasserstoffspeichern wird eine deutliche Weiterentwicklung unterstellt. Diese Art von Speicher ist dann vorteilhaft, wenn große Mengen an Energie mit einer geringen Anzahl Zyklen im Jahr gespeichert werden sollen.

Tabelle 4.4: Technologieparameter Redox-Flow-Batterie für die Jahre 2030 und 2050

	Einheit	2030	2050
Investitionskosten Speicher	€ ₂₀₁₀ /kWh _{el}	110	100
Investitionskosten Konverter	€ ₂₀₁₀ /kW _{el}	800	630
Amortisationszeit Speicher	a	13	20
Amortisationszeit Konverter	a	13	20
Wartungskosten	Inv./a	3%	3%
Wirkungsgrad Laden	-	85%	92%
Wirkungsgrad Entladen	-	85%	92%
Verfügbarkeit	-	98%	98%
Selbstentladungsrate	1/h	0,005%	0,005%

Tabelle 4.5: Technologieparameter Wasserstoffspeicher für die Jahre 2030 und 2050

	Einheit	2030	2050
Investitionskosten Speicher	€ ₂₀₁₀ /kWh _{el}	0,2	0,2
Investitionskosten Konverter	€ ₂₀₁₀ /kW _{el}	1560	1500
Amortisationszeit Speicher	a	30	30
Amortisationszeit Konverter	a	15	15
Wartungskosten	Inv./a	3%	3%
Wirkungsgrad Laden	-	70%	70%
Wirkungsgrad Entladen	-	57%	57%
Verfügbarkeit	-	95%	95%

Installierte Speicher

Da der Zubau an Speichern ein Ergebnis der Berechnungen sein soll, wird der Bestand niedrig angesetzt. Als Bestand werden die heute bereits im Untersuchungsgebiet vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke definiert. Die Ausspeicherleistungen sind in Tabelle 4.6 nach den in der Modellierung verwendeten Regionen aufsummiert. Auf dem Gebiet der Bundesrepublik sind dies in Summe knapp 6,5 GW Leistung. Bei Pape et al. 2014 wird das Pumpspeicherkraftwerk Vianden in Luxemburg zu Deutschland gezählt, da es direkt mit dem deutschen Übertragungsnetz verbunden ist. Beim Bestand wird ein E/P-Verhältnis von 8 h angenommen.

Tabelle 4.6: Bestehende Speicher im Untersuchungsgebiet

Region	Speicherleistung in MW _{el}
Österreich	1941
Belgien	1205
Tschechien	1150
Amprion4	269
Amprion5	1077
TransnetBW2	2493
TenneT3	184
TenneT4	413
50Hertz3	1154
50Hertz4	896
Frankreich	4734
Irland	292
Italien	5936
Luxemburg	1100
Norwegen	1027
Polen	1466
Portugal	972
Slowakei	856
Spanien	3924
Schweden	430
Schweiz	1422
Vereinigtes Königreich	2250

Für ein möglichst gutes Ergebnis beim Zubau an Speicher wäre es nötig den Zubau in ganz Europa zu optimieren. Die Rechenzeit steigt jedoch mit der Anzahl der zu optimierenden Variablen enorm an. Ergebnis dieser Studienarbeit soll nur die Spezifizierung der Einflüsse verschiedener Eingangsparameter sein. Deshalb wird der modellendogene Zubau von Speichern auf die Regionen in Deutschland beschränkt. Bei den Pumpspeicherkraftwerken wurden die Potentiale im Gegensatz zu den anderen Potentialen aus Pape et al. 2014 entnommen und auf die Regionen umgerechnet. Daraus ergeben sich insgesamt die Potentiale nach Tabelle 4.7. Er-

geben sich für eine Region keine Potentiale für eine Technologie, so ist dies aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht dargestellt. Mit Ausnahme der Offshore-Regionen wird jeder Region ein unbegrenztes Potential für Batteriespeicher zugeordnet.

Tabelle 4.7: Potentiale für Speicherkapazität nach Region und Technologie

Region	Technologie	installierbare Kapazität in MWh_{el}
Amprion1	ACAES	100000
Amprion1	Wasserstoff	6448276
Amprion4	Pumpspeicher	5378
Amprion5	Pumpspeicher	21514
TransnetBW1	ACAES	100000
TransnetBW1	Wasserstoff	6448276
TransnetBW2	ACAES	25000
TransnetBW2	Wasserstoff	1612069
TransnetBW2	Pumpspeicher	49805
TenneT1	ACAES	375000
TenneT1	Wasserstoff	24181034
TenneT2	ACAES	375000
TenneT2	Wasserstoff	24181034
TenneT3	ACAES	375000
TenneT3	Wasserstoff	24181034
TenneT3	Pumpspeicher	3681
TenneT4	Pumpspeicher	8256
50Hertz1	ACAES	750000
50Hertz1	Wasserstoff	48362069
50Hertz2	ACAES	100000
50Hertz2	Wasserstoff	6448276
50Hertz3	ACAES	200000
50Hertz3	Wasserstoff	12896552
50Hertz3	Pumpspeicher	23056
50Hertz4	ACAES	100000
50Hertz4	Wasserstoff	6448276
50Hertz4	Pumpspeicher	17911

4.5.2 Erneuerbare Energien

Bei den erneuerbaren Energien wird Windkraft, Photovoltaik, Solarthermische Kraftwerke, Biomasse und Wasserkraft berücksichtigt. Die Windkraft wird aufgrund der unterschiedlichen Charakteristiken in On- und Offshore-Windkraft unterteilt. Ähnliches gilt für die Wasserkraft. Dort wird einerseits in Laufwasserkraft, deren erzeugbare Leistung im Wesentlichen direkt vom Dargebot abhängt und in Speicherwasserkraft unterschieden, die eine längerfristige Speicherung zulässt. Solarthermische Kraftwerke (engl.: Concentrated Solar Power, CSP) sind nur für

die südeuropäischen Länder im Modell relevant, konkret sind es die Länder Spanien, Portugal, Italien und Frankreich. Die Nutzung von Biomasse wird für diese Studienarbeit stark vereinfacht modelliert, das heißt es erfolgt weder eine Differenzierung zwischen Biogasanlagen oder Biomassekraftwerken noch nach Art des Energieträgers. Die Geothermie als weitere regenerative Quelle zur Stromerzeugung wird vernachlässigt, um den Aufwand an Modellierung zu verringern.

Technologieparameter

Die erneuerbaren Energien werden mit den Parametern von Nitsch et al. 2010 modelliert. Den fluktuierenden Erneuerbaren ist jeweils eine Zeitreihe zugeordnet über die das Dargebot für die betreffende Region eingebunden wird. Auf die Zeitreihen wird in Abschnitt 4.5.8 eingegangen. In den Zeitreihen sind bereits verschiedenste technologiespezifische Parameter eingerechnet. Bei Windkraft sind das unter anderem Nabenhöhe, Rotordurchmesser, Mindestabstände und Verfügbarkeit. Da hier keine Ausbauroptimierung stattfindet und die Kapitalkosten nicht berücksichtigt werden, sind die Investitionskosten nicht relevant.

Aufgrund der stark vereinfachten Modellierung bei der Biomasseverstromung wird auf die dort verwendeten Technologieparameter eingegangen. Da hier ein Brennstoff zugeführt werden muss ist auch der Wirkungsgrad von großer Bedeutung. Die verwendeten Werte sind in Tabelle 4.8 aufgeführt und verändern sich zwischen 2030 und 2050 nicht. Die Kosten für den Brennstoff „Biomasse“ werden mit 22,6 € / MWh angenommen.

Tabelle 4.8: Technologieparameter für Verstromung von Biomasse

	Einheit	2030 & 2050
spezifische Investitionskosten	€ ₂₀₁₀ /kW _{el}	2500
Amortisationszeit	a	20
Wartungskosten	Inv./a	5%
Wirkungsgrad	-	28%
Verfügbarkeit	-	95%

Auch bei der Speicherwasserkraft handelt es sich um eine abrufbare Erzeugungsart, die Technologieparameter sind in Tabelle 4.9 aufgelistet. Diese Technologie ähnelt den Pumpspeichern stark, ist in der Modellierung jedoch dadurch gekennzeichnet, dass das Reservoir nur durch natürlichen Zufluss gefüllt wird. In der Praxis ist eine derartig scharfe Abgrenzung schwierig. Es handelt sich um eine etablierte Technologie, bei der kaum noch technologische Entwicklungspotentiale gesehen werden, deshalb unterscheiden sich die Parameter für die Jahre 2030 und 2050 nur in den Investitionskosten.

Die Erzeugung von Strom auf europäischem Gebiet mit CSP ist auf südliche Länder begrenzt. Die Technologieparameter sind in Tabelle 6.3 in Anhang A zu finden.

Tabelle 4.9: Technologieparameter Speicherwasserkraft für die Jahre 2030 und 2050

	Einheit	2030	2050
spezifische Investitionskosten	€ ₂₀₁₀ /kW _{el}	1507	1565
Amortisationszeit	a	60	60
Wartungskosten	Inv./a	5%	5%
Wirkungsgrad	-	90%	90%
Verfügbarkeit	-	98%	98%

Installierte Leistungen

Die Leistungen der installierten erneuerbaren Erzeuger werden von Nitsch et al. 2012 übernommen. Hierbei spiegeln sich die regionalen Gegebenheiten in der Struktur der Erzeuger wieder. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden die 20 deutschen Regionen zusammengefasst und Nullwerte werden nicht dargestellt. Die zu erwartenden Leistungen für das Jahr 2030 sind in Tabelle 4.10 zu sehen.

Tabelle 4.10: Installierte Leistungen erneuerbare Energien 2030 in GW

	Wind	PV	Laufwasser	Speicherwasser	Biomasse	CSP
Alpen	4,4	4,0	8,4	14,5	3,0	
BeNeLux	23,0	12,8	0,7		5,5	
Dänemark West	4,3	0,4			0,6	
Osten	24,0	15,1	3,2	1,0	5,4	
Frankreich	44,0	28,4	16,0	6,5	0,9	0,5
Iberische Halbinsel	53,8	13,5	13,9	15,5	4,9	5,6
Italien	16,7	26,0	15,5	2,4	3,8	0,6
UK & Irland	38,4	6,2	2,3	0,1	5,4	
Norden	21,0	3,9	39,3	10,1	11,5	
Deutschland	67,2	61,0	4,6	0,3	10,1	

Besonders für Windkraft und Photovoltaik sind ab 2030 weiterhin große Zubauten bis 2050 zu erwarten. Die installierte Leistung der Windkraft im Untersuchungsgebiet steigt dabei um ein Drittel auf 400 GW an. Bei Photovoltaik wird sogar ein Anstieg um knapp die Hälfte erwartet. Die installierte Leistung von Laufwasserkraftwerken soll in einigen Regionen weiter ansteigen, im Vergleich zu den beiden vorigen Erzeugungsarten aber nur geringfügig. Bei der Nutzung von Wasserkraft aus Speicherseen gibt es mit Ausnahme von Italien keinen weiteren Ausbau mehr. Die Potentiale sind hier umfassend genutzt. Die Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung soll zwischen 2030 und 2050 um 50 % weiter wachsen. Die Stromerzeugung anhand von CSP soll weiter steigen, absolut betrachtet sind diese Änderungen jedoch gering. Die veranschlagten Leistungen für das Jahr 2050 sind in Tabelle 4.11 aufgeführt.

Durch die Verwendung der zwei unterschiedlichen Erzeugungsstrukturen, repräsentiert

Tabelle 4.11: Installierte Leistungen erneuerbare Energien 2050 in GW

	Wind	PV	Laufwasser	Speicherwasser	Biomasse	CSP
Alpen	7,0	13,0	8,5	14,5	4,3	
BeNeLux	30,1	17,4	1,3		5,8	
Dänemark West	5,5	1,3			0,8	
Osten	41,2	25,1	3,5	1,0	10,2	
Frankreich	66,8	42,4	16,0	6,5	5,8	0,7
Iberische Halbinsel	61,8	27,4	13,9	15,5	7,2	7,9
Italien	26,3	32,0	19,8	3,4	11,7	1,0
UK & Irland	50,2	13,2	2,3	0,1	6,1	
Norden	28,7	11,4	39,3	10,1	13,8	
Deutschland	82,8	67,2	4,9	0,3	11,3	

durch die beiden Jahre ist es möglich zwei Energiesysteme mit verschiedenen Anteilen an erneuerbaren Energien miteinander zu vergleichen.

Zusätzlich dazu wird ein abweichendes Szenario zum Erzeugungspark im Jahr 2050 erstellt. Damit soll der Einfluss einer anderen Zusammensetzung der erneuerbaren Energien bei gleichem Gesamtanteil untersucht werden. Hintergrund solcher Überlegungen könnte beispielsweise ein etwas geringerer Ausbau der Offshore-Windkraft sein.

Aus obiger Überlegung wird das Verhältnis zwischen Windkraft und Photovoltaik variiert. Zunächst wird für das Jahr 2050 die Gesamtmenge der durch Windkraft und Photovoltaik erzeugten Energie aus Nitsch et al. 2012 entnommen. Für das Jahr 2050 beträgt diese Menge 324 TWh. Im eigenen Referenzszenario, das vom Szenario A in Nitsch et al. 2012 abgeleitet wird, decken Onshore-Windkraft 40,8 %, Offshore-Windkraft 39,5 % und Photovoltaik 19,7 % der 324 TWh. Auf das Referenzszenario wird in Abschnitt 4.6 nochmals eingegangen.

Um eine grobe Auslegung des Energiesystems vornehmen zu können muss von den Energiemengen auf die Leistungen geschlossen werden. Für Offshore-Windkraft im Jahr 2050 werden durch Nitsch et al. 2012 aufgrund von Verbesserungen der Anlagen und höherem Schwachwind-Anteil überschlägig 4000 Volllaststunden angenommen. Onshore-Windkraft liegt mit 2600 Volllaststunden auf geringerem Niveau. Bei Photovoltaik werden 950 Volllaststunden angenommen. Die Offshore-Windkraft stellt damit im Vergleich zur Photovoltaik eine relativ hoch ausgelastete Erzeugungstechnologie dar. Die tatsächlichen Volllaststunden ergeben sich über die Berechnungen anhand der Zeitreihen. Tabelle 4.12 zeigt die Energiemengen und die dafür benötigten installierten Leistungen im Referenzszenario.

Nun werden die Energieanteile variiert. Dabei wird der bereits genehmigte Ausbau der Offshore-Windkraft nach Feix; Hörchens 2014 berücksichtigt. Die Energiemenge der Offshore-Windkraft wird um acht Prozent der Energiemenge aus den fluktuierenden Erneuerbaren reduziert, im Gegenzug wird die Energiemenge von Onshore-Windkraft und Photovoltaik um jeweils vier Prozent erhöht. Die daraus resultierenden Leistungen sind in Tabelle 4.13 zu sehen.

Tabelle 4.12: Aufteilung von Leistung und Energie für Referenzszenario

	Energie in TWh	Leistung in GW	Volllaststunden	Anteil Energie
Wind onshore	132,1	50,8	2600	40,8%
Wind offshore	128,0	32,0	4000	39,5%
Summe Wind	260,0	82,8	3140	80,3%
Photovoltaik	63,8	67,2	949	19,7%
Summe fl. EE	323,8	150,0	2159	100,0%

Da die Volllaststundenanzahl bei Photovoltaik gering ist, muss verhältnismäßig viel Leistung in dieser Technologie zugebaut werden, um die Energiemenge zu erreichen. Das Szenario erhält daher den Namen „PV+“. Vergleicht man die mittleren Volllaststunden der gesamten fluktuierenden Erneuerbaren in Deutschland mit dem Wert aus der vorigen Tabelle so ist zu erkennen, dass die Stundenzahl trotz der eher kleinen Änderung um ungefähr 160 Stunden sinkt.

Tabelle 4.13: Aufteilung von Leistung und Energie für „PV+“

	Energie in TWh	Leistung in GW	Volllaststunden	Anteil Energie
Wind onshore	145,1	55,8	2600	44,8%
Wind offshore	102,0	25,5	4000	31,5%
Summe Wind	247,1	81,3	3039	76,3%
Photovoltaik	76,7	80,8	949	23,7%
Summe fl. EE	323,8	162,1	1997	100,0%

4.5.3 Konventionelle Erzeugung

Die konventionelle Erzeugung nimmt im betrachteten Zeithorizont weiterhin eine nicht zu vernachlässigende Rolle ein. Deshalb wird auch die Modellierung der konventionellen Erzeugung beschrieben. Besonderes Augenmerk liegt auf Gasturbinen. Sie stellen aus Gründen der Komplexität die einzige Flexibilitätsoption dar, die das Modell alternativ zu Speichern ausbauen darf. Das heißt der Ausbau an Gasturbinen steht auch stellvertretend für weitere Flexibilitätsoptionen, die in Abschnitt 3.4 beschrieben sind.

Den konventionellen Erzeugern ist im Gegensatz zu den fluktuierenden Erneuerbaren keine Zeitreihe zugeordnet. Der Einsatz konventioneller Kraftwerke ist hingegen ein Ergebnis der Optimierung in OptiMo.

Technologieparameter

Die Parameter der konventionellen Erzeuger stammen von Scholz et al. 2014. Dabei werden Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD), Gasturbinen (GT), Steinkohlekraftwerke, Braunkohlekraftwerke und Atomkraftwerke (AKW) berücksichtigt. Die installierten Leistungen sind zusätzlich über die Dekade der Inbetriebsetzung in Altersklassen geordnet. Damit können die Wirkungsgrade des Bestands besser nachgebildet werden.

Um den Zubau von Gasturbinen besser bewerten zu können, sind die Technologieparameter für die beiden Jahre 2030 und 2050 in Anhang A in Tabelle 6.4 beziehungsweise Tabelle 6.5 hinterlegt.

Installierte Leistungen

Als Basis für installierten Leistungen werden die Werte von Scholz et al. 2014 herangezogen. Die dortigen Werte werden für Deutschland übernommen. Im übrigen Untersuchungsgebiet werden die, durch die Vernachlässigung von Geothermie, DSM und weiterer Technologien entstandenen, Defizite durch einen modellendogenen Zubau an Gasturbinen ausgeglichen. Dies geschieht in einer vorab durchgeführten Optimierung. Die dabei berechneten Werte werden anschließend für alle nachfolgenden Berechnungen fixiert, um in der weiteren Untersuchung gleichbleibende Bedingungen sicherzustellen.

Tabelle 4.14: Installierte Leistungen konventionelle Erzeuger 2030 in GW

	GuD	Gasturbine	Steinkohle	Braunkohle	Nuklear
Alpen	0,3	1,4	0,3		1,2
BeNeLux	14,9	7,9	1,9		3,0
Dänemark West	0,5	2,3	0,6		
Osten	2,8	4,6	7,5	7,1	3,0
Frankreich	3,4	14,6	3,4		20,6
Iberische Halbinsel	17,6	3,4	5,5	0,4	2,0
Italien	25,3	18,7	3,7		
UK & Irland	33,0	14,7	19,1		2,5
Norden	6,1	4,2	1,5		2,0
Deutschland	19,1	3,4	10,6	5,6	

Die Leistung der Gasturbinen wurde gegenüber Scholz et al. 2014 in Frankreich, Polen, Schweden und Spanien erhöht. In Deutschland bleibt OptiMo der modellendogene Zubau von Gasturbinen als alternative Flexibilitätsoption stets freigestellt. Die verwendeten Werte für 2030 sind in Tabelle 4.14 aufgeführt.

Der größte Anteil der Leistung soll 2030 wie auch 2050 von GuDs bereitgestellt werden. Schon 2030 soll der Bestand an Atomkraftwerken im Untersuchungsgebiet auf ungefähr 34

GW verringert sein. Der Bestand an Braunkohlekraftwerken soll noch 13 GW betragen. Bis 2050 sollen Braunkohle- und Atomkraftwerke aus dem Erzeugungspark verschwunden sein. Die Werte des für 2050 veranschlagten Erzeugungsparks sind in Tabelle 4.15 zu sehen.

Tabelle 4.15: Installierte Leistungen konventionelle Erzeuger 2050 in GW

	GuD	Gasturbine	Steinkohle
Alpen	1,6	1,1	
BeNeLux	9,8	5,1	0,3
Dänemark West	0,5	1,9	
Osten	5,0	14,6	5,0
Frankreich	4,5	44,1	1,6
Iberische Halbinsel	12,4	4,6	1,4
Italien	15,9	11,7	1,2
UK & Irland	36,0	11,6	7,8
Norden	6,5	5,6	
Deutschland	17,2	3,0	0,8

4.5.4 Brennstoffe

Wesentlich für Kosten und Emissionen bei der Stromerzeugung sind die eingesetzten Brennstoffe. Diese werden im Modell über ein Mapping der jeweiligen Kraftwerkstechnologie zugeordnet. Dabei werden Braun- und Steinkohle, Erdgas und Uran berücksichtigt. Die Bestimmung der frei werdenden Emissionen geschieht über den Heizwert des verwendeten Brennstoffs. Atomkraftwerken wird damit bei der Verstromung keine CO₂-Freisetzung berechnet. Die verwendeten, auf den Heizwert bezogenen, CO₂-Emissionen wurden auch von Nitsch et al. 2012 übernommen.

Um die Brennstoffkosten als Sensitivität untersuchen zu können werden drei Preispfade definiert. Dabei dient ein Studienvergleich von Kunz 2012 als Orientierung. Von dort wurden für die betrachteten Jahre jeweils ein niedriger, ein mittlerer und ein hoher Preis entnommen. Dazu wurde zwar eine große Spanne, aber keine extremen Werte berücksichtigt. Auch wurde wenn möglich die selbe Quelle für beide Jahre gewählt. Bei Kunz 2012 wurden nur Preise für Erdgas und Steinkohle untersucht. Preise für Braunkohle und Uran wurden aus weiteren Studien ergänzt. In Tabelle 4.16 und Tabelle 4.17 sind die verwendeten Brennstoffpreise mit der jeweiligen Quelle aufgelistet. Der Preise beziehen sich auf den Heizwert und verstehen sich frei Kraftwerk.

Tabelle 4.16: Brennstoffkosten 2030

Brennstoff	Kostenszenario	Kosten in € ₂₀₁₀ /MWh	Quelle
Steinkohle	niedrig	9,36	IER; RWI; ZEW 2010
Braunkohle	niedrig	6,55	Nitsch; Pregger 2013
Erdgas	niedrig	22,32	IER; RWI; ZEW 2010
Uran	niedrig	4,03	IEA 2014
Steinkohle	mittel	18,00	Nitsch et al. 2010 B mäßig
Braunkohle	mittel	6,88	Nitsch; Pregger 2013
Erdgas	mittel	39,24	Nitsch et al. 2010 B mäßig
Uran	mittel	5,24	IEA 2014
Steinkohle	hoch	24,84	Nitsch et al. 2010 A deutlich
Braunkohle	hoch	7,20	Nitsch; Pregger 2013
Erdgas	hoch	52,56	Nitsch et al. 2010 A deutlich
Uran	hoch	6,45	IEA 2014

Tabelle 4.17: Brennstoffkosten 2050

Brennstoff	Kostenszenario	Kosten in € ₂₀₁₀ /MWh	Quelle
Steinkohle	niedrig	14,04	Schlesinger et al. 2010
Braunkohle	niedrig	8,28	Nitsch; Pregger 2013
Erdgas	niedrig	33,12	Schlesinger et al. 2010
Uran	niedrig	4,03	IEA 2014
Steinkohle	mittel	20,88	Nitsch et al. 2010 B mäßig
Braunkohle	mittel	9,18	Nitsch; Pregger 2013
Erdgas	mittel	47,52	Nitsch et al. 2010 B mäßig
Uran	mittel	5,24	IEA 2014
Steinkohle	hoch	35,28	Nitsch et al. 2010 A deutlich
Braunkohle	hoch	10,08	Nitsch; Pregger 2013
Erdgas	hoch	73,44	Nitsch et al. 2010 A deutlich
Uran	hoch	6,45	IEA 2014

4.5.5 Kosten für Emissionsberechtigungen

Die Kosten für die Emissionsberechtigungen wurden als weitere Sensitivität gewählt. Auch hier werden drei Preispfade definiert, anhand derer die Sensitivität untersucht wird.

Die Werte für die Kostenszenarien hoch und mittel stammen von Nitsch et al. 2012 Preispfad A deutlich beziehungsweise B mäßig. Der Wert für das niedrige Kostenszenario ist der arithmetische Mittelwert der Auktionspreise für CO₂-Zertifikate des European Energy Exchange im Jahr 2013. Die Werte sind in Tabelle 4.18 zu finden. Kostenszenarien für die Emissionsberechtigungen sind nicht gleichzusetzen mit den Kostenszenarien der Brennstoffkosten. Auf den Zusammenhang der Preispfade von Brennstoffen und Emissionsberechtigungen wird in Abschnitt 4.6 eingegangen.

Tabelle 4.18: Kosten für CO₂-Zertifikate

Kostenszenario	Jahr	Kosten in €₂₀₁₀/tCO₂
hoch	2030	45
mittel	2030	34
niedrig	2030	4,4
hoch	2050	75
mittel	2050	57
niedrig	2050	4,4

4.5.6 Übertragungsnetz

Details zum Netz über „netz-knotenpunktscharfe Einspeise- und Lastdaten sowie Informationen zu Impedanzen und Kapazitäten von Leitungen und Transformatoren“ werden nach §12 *Energiewirtschaftsgesetz* vertraulich behandelt und sind deshalb nicht verfügbar.

Um das Übertragungsnetz trotzdem nachbilden zu können werden einige Annahmen getroffen. Das Übertragungsnetz wird bei der Modellierung in Wechselstromverbindungen und HGÜ unterteilt. Eine Unterscheidung der Spannungsebenen erfolgt bei den Verbindungen nicht. Der Leitungswiderstand pro Länge wird einheitlich angenommen. Die wichtigsten Parameter sind damit die Übertragungskapazität und die Länge einer Leitung. Eine Leitung verbindet zwei Modellknoten miteinander. Ein Modellknoten wird in sich als Kupferplatte betrachtet.

Bei HGÜ werden, aufgrund der unterschiedlichen spezifischen Kosten, mehrere Leistungsklassen berücksichtigt. Für Parameter und Anbindung an die Modellknoten gilt das Gleiche wie für Wechselstromverbindungen. Die Anzahl an Leitungen mit Gleichstromtechnik ist jedoch deutlich geringer als die Anzahl der Wechselstromverbindungen.

Die Werte der Übertragungskapazitäten werden für den Fall des schwachen Netzausbaus von Scholz et al. 2014 übernommen. Für den Fall des starken Netzausbaus werden Ver-

bindungen nach Ergebnissen von Noack et al. 2014 hinzugefügt. Die angenommenen deutschen HGÜ-Verbindungen im Jahr 2050 sind in Abbildung 4.3 dargestellt. Verbindungen mit erhöhter Übertragungskapazität sind rot hervorgehoben.

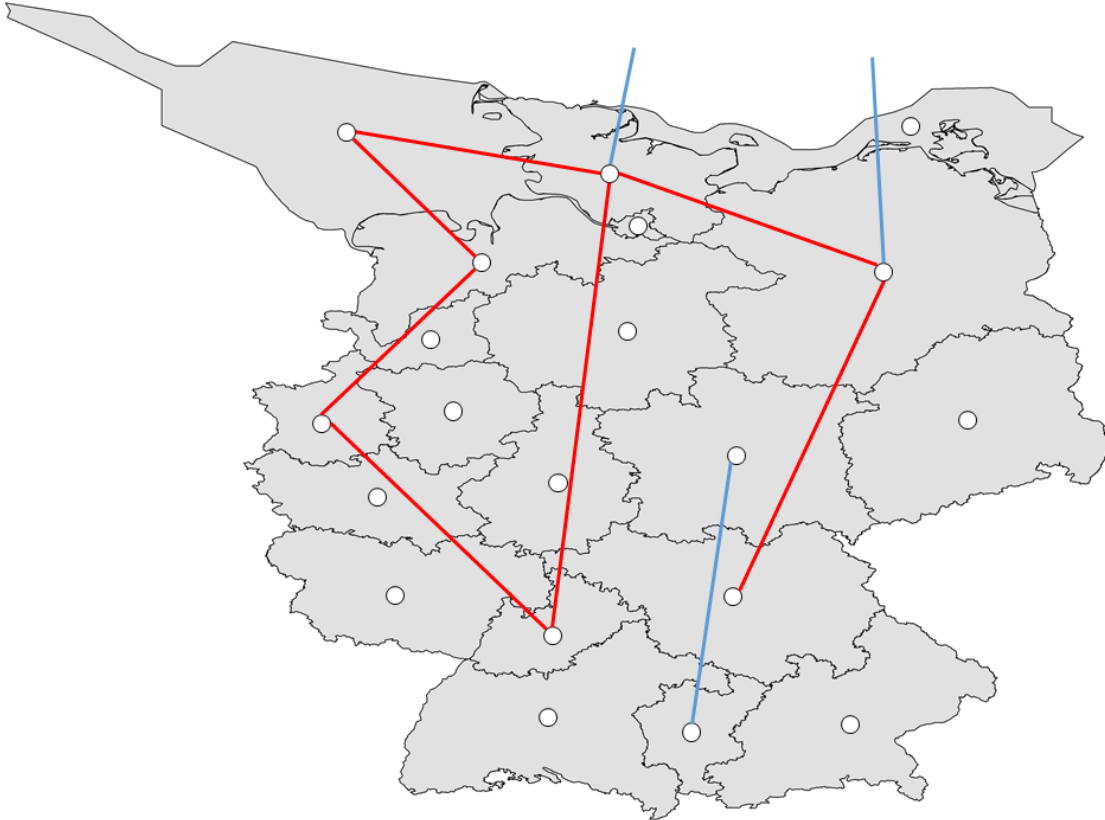


Abbildung 4.3: HGÜ-Verbindungen zwischen Modellknoten 2050 in Deutschland, rot: erhöhte Kapazität

4.5.7 Last

Für den Lastverlauf im Stromnetz werden für die Studienarbeit gemessene Daten des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) genutzt. Diese Daten liegen jedoch auf nationaler Ebene vor und müssen für Zeitreihen sowie regionale Verteilung aufbereitet werden. Die verwendeten Werte des Gesamtjahresbedarfs sind in Tabelle 6.6 zu sehen. Von einer Variation des Lastverlaufs wird aus Gründen der Komplexität abgesehen.

4.5.8 Zeitreihen

Der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und der Last müssen Zeitreihen vorgegeben werden. Diese Zeitreihen umfassen normalerweise ein Jahr und sind lokal einem Datenknoten zugeordnet. Um ein konsistentes und aussagekräftiges Ergebnis zu erhalten, werden für die Zeitreihen

der erneuerbare Erzeugung und der Last dasselbe Jahr verwendet. Da das Jahr 2006 ein typisches Wetterjahr ist und dafür geeignete Datensätze verfügbar sind, wird es für die Berechnungen verwendet. Es wäre auch möglich den Lastverlauf aufgrund von Annahmen zur zukünftigen Elektrizitätsnutzung zu generieren. Eine solche Vorgehensweise ist jedoch mit erheblichem Aufwand verbunden. Trotzdem bietet die Vorgehensweise keine Behebung von Unsicherheiten.

Bei den erneuerbaren Energien resultieren diese Zeitreihen im wesentlichen aus den meteorologischen Gegebenheiten, die sich im Dargebot von Wind, Einstrahlung und Niederschlag äußern. Diese Daten werden aus verschiedenen Quellen zusammengefügt. Diese Quellen sind Satellitenmessungen oder Wetterdienste. In EnDat werden die Daten anhand eines Geoinformationssystems (GIS) und Referenztechnologien, d.h. beispielsweise einer bestimmten Windkraftanlage, aufbereitet.

4.6 Übersicht der Sensitivitätsfälle

Mit den gegebenen Daten werden nun verschiedene Szenarien gebildet. Ein Szenario mit mittleren Brennstoffkosten, mittleren Kosten für Emissionszertifikate, der Erzeugungsstruktur nach Nitsch et al. 2012, Möglichkeit zur unbegrenzten Abregelung sowie starkem Netzausbau wird als Referenzszenario gewählt. Es dient als Vergleich für die anderen Szenarien. Da Pape et al. 2014 zu dem Schluss kommen, dass für 2030 mit einer 60-prozentigen erneuerbaren Deckung des Elektrizitätsbedarfs in Deutschland keine weiteren Speicher benötigt werden, wird das Jahr 2050 als Zeitraum für das Referenzszenario gewählt.

Um die Anzahl der möglichen Fälle auf eine beherrschbare Zahl zu reduzieren werden möglichst konsistente Fälle ausgewählt. Das heißt es wird davon ausgegangen, dass hohe Brennstoffkosten mit geringerem CO₂-Ausstoß und damit geringeren Preisen für Emissionszertifikate einhergehen und umgekehrt.

Bei den Sensitivitäten von Emissions- (EK) und Brennstoffkosten (BSK) werden so für 2030 und 2050 jeweils zwei Fälle gebildet. Die vom Referenzfall abweichenden Werte sind für 2030 in Tabelle 4.19 und für 2050 in Tabelle 4.20 aufgeführt.

Tabelle 4.19: Sensitivitätsübersicht Kosten 2030

2030	Basis	EK hoch	EK niedrig	BSK hoch	BSK niedrig
Kosten €₂₀₁₀/t					
CO₂	34	45	4,4	4,4	45
Kosten €₂₀₁₀/MWh					
Erdgas	39,24	39,24	39,24	52,56	22,32
Steinkohle	18,00	18,00	18,00	24,84	9,36
Braunkohle	6,88	6,88	6,88	7,20	6,55
Uran	5,24	5,24	5,24	6,45	4,03

Tabelle 4.20: Sensitivitätsübersicht Kosten 2050

2050	Referenz	EK hoch	EK niedrig	BSK hoch	BSK niedrig
Kosten €₂₀₁₀/t					
CO₂	57	75	4,4	4,4	75
Kosten €₂₀₁₀/MWh					
Erdgas	47,52	47,52	47,52	73,44	33,12
Steinkohle	20,88	20,88	20,88	35,28	14,04
Braunkohle	9,18	9,18	9,18	10,08	8,28
Uran	5,24	5,24	5,24	6,45	4,03

Anders als die oben aufgeführten Kosten sind die anderen ausgesuchten Sensitivitäten nicht so einfach zu quantifizieren. Bei der Struktur der erneuerbaren Energien helfen hierbei die installierten Kapazitäten. Im Bereich des Netzes ließe sich eine Einordnung über „Leistungsentfernung“ nach ausgebauter Strecke und Kapazität errechnen, diese hat jedoch nur begrenzte Aussagekraft für den Einfluss auf den Speicherbedarf. Wichtiger ist hierbei welche Verbindungen ausgebaut werden, was in einer „Leistungsentfernung“ nicht erfasst wird. Einfacher quantifizieren lässt sich die Abregelung. Sie wird in einem Prozentsatz der erzeugbaren Strommenge festgelegt. Die Sensitivitäten erneuerbare Erzeugungsstruktur (PV+), Netzausbau (Netzengpass) und Abregelung (Abr10 & Abr 03) werden nur im Jahr 2050 untersucht, da für 2030 deutlich geringere Auswirkungen auf den Speicherausbau erwartet werden. Zur Untersuchung erstellte Szenarien sind in Tabelle 4.21 dargestellt. Insgesamt ergeben sich so 14 zu berechnende (Unter-)Szenarien.

Tabelle 4.21: Sensitivitätsübersicht weitere Szenarien (nur 2050 untersucht)

	Referenz	PV+	Netzengpass	Abr10	Abr03
inst. Leistung in GW					
PV	67,2	80,8	67,2	67,2	67,2
Wind onshore	50,8	55,8	50,8	50,8	50,8
Wind offshore	32,0	25,5	32,0	32,0	32,0
zulässige					
Abregelung in %	offen	offen	offen	10	3
Netzausbau	stark	stark	schwach	stark	stark

5 Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

In diesem Kapitel wird das Vorgehen bei der Auswertung dargelegt. Dazu werden die Untersuchungsgrößen beschrieben und die aus den Berechnungen erhaltenen Werte erläutert. Anschließend werden Zusammenhänge zwischen den Untersuchungsgrößen ermittelt.

5.1 Berechnung

Die Daten werden, durch den in OptiMo hinterlegten GAMS-Code, in ein Gleichungssystem überführt. Die Berechnung der Lösungen erfolgt jeweils nach der Inneren-Punkte-Methode mit dem CPLEX Optimizer auf Linux-Servern. Die Auswertung erfolgt mit Hilfe von Python-Skripten und Excel.

5.2 Untersuchungsgrößen

Um die Ergebnisse der Berechnungen einordnen zu können, wurden vorher Untersuchungsgrößen festgelegt. Die Größen und ihre Eigenschaften werden nachfolgend beschrieben. Die Auswertungen beziehen sich immer auf die Bundesrepublik Deutschland.

Speicherleistung und Speicherkapazität

Speicherleistung und Speicherkapazität sind die beiden zentralen Untersuchungsgrößen. Sie stellen gemeinsam den Speicherbedarf dar. Die Änderung des Bedarfs im Vergleich zum Referenzszenario lässt den auf die Sensitivität zurückschließen. Bei der Speicherleistung wird nicht zwischen Lade- und Entladeleistung differenziert. Es handelt sich um die elektrische Leistung, die dem Stromnetz entnommen beziehungsweise zugeführt wird. Auf die vom Modell eingesetzte Technologie wird zwar eingegangen, es bleibt jedoch zu beachten, dass die Wahl der Speichertechnologie besonders stark von den angenommenen Kosten abhängt.

Abregelung erneuerbare Erzeuger

Die Abregelung stellt eine alternative Flexibilitätsoption dar, um überschüssige Erzeugungslleistung nicht einspeichern zu müssen. Die Menge an abgeregelter Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird im Verhältnis zum Referenzfall betrachtet um feststellen zu können, inwiefern der Speichereinsatz die Nutzbarkeit der fluktuierenden erneuerbaren Energien erhöht. Die Betrachtung der Abregelungen erfolgt unabhängig von der Erzeugungstechnologie. Abgesehen von den Szenarien mit begrenzter Abregelung erhält das Modell sonst keine Vorgaben zur Vorgehensweise bei der Abregelung.

Leistung und Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke

Im Modell der Studienarbeit stellt der Ausbau von Gasturbinen die wichtigste alternative Flexibilitätsoption dar. Auf den Ausbau der Gasturbinen liegt deshalb ein besonderer Augenmerk um eventuelle Fehler oder unplausible Ergebnisse feststellen zu können. Daneben muss auch der Einsatz aller weiteren Erzeugungstechnologien überprüft werden.

Neben der Leistung ist auch die Jahresenergiemenge der einzelnen Erzeugungstechnologien von Bedeutung, da so die Bilanz der Stromerzeugung des gesamten Jahres überprüft werden kann. Über die Leistung lässt sich anhand der Jahresenergiemenge auf die Auslastung der einzelnen Technologien schließen.

Kohlenstoffdioxid-Emissionen

Nach dem TEHG gilt die Reduktion der CO₂-Emissionen als wichtiges Ziel zum Schutz des Klimas. Durch den Vergleich der CO₂-Emissionen des Energiesystems in Deutschland für die verschiedenen Szenarien soll ermittelt werden, ob ein vermehrter Speichereinsatz eine Reduktion der Emissionen zur Folge hat.

Systemkosten

Der Bau von Speichern verursacht Kosten. Der Einfluss dieser Kosten auf die Stromversorgung soll vergleichend für die verschiedenen Szenarien betrachtet werden. Dies erfolgt ohne Berücksichtigung der Kapitalkosten von bestehenden Erzeugern, Netzen oder Speichern.

5.3 Referenzszenario

Zunächst wird die Lastdeckung im Referenzszenario des prognostizierten Jahres 2050 erläutert. Dazu werden jeweils ein stellvertretender Zeitraum im Winter und im Sommer betrachtet, da Last und Dargebot für erneuerbare Energien saisonal variieren. Für den Winterzeitraum werden die Stunden 0-240 des Jahres und für den Sommer werden die Stunden 4320-4560, also jeweils eine Dauer von zehn Tagen, gewählt. Die betrachteten Zeiträume können keine allgemeingültigen Rückschlüsse liefern, sollen aber dabei helfen ein Verständnis für Prozesse im modellierten Energiesystem zu entwickeln.

5.3.1 Lastdeckung

Die Lastdeckung zeigt mit welchen Technologien die Elektrizität zur Deckung des Bedarfs bereitgestellt wird. Neben der Erzeugung spielen dabei der Transport mit Import und Export sowie die Speicherung eine wichtige Rolle. Die Lastdeckung des gesamten Jahres ist in Anhang B Abbildung 6.1 dargestellt.

Winterzeitraum

Der Verlauf der Lastdeckung im betrachteten Winterzeitraum ist in Abbildung 5.1 zu sehen. Die Last befindet sich im Vergleich zum betrachteten Sommerzeitraum auf einem etwas höheren Basisniveau. Der Lastgradient zu Tagesbeginn ist hingegen flacher als im Sommerzeitraum. Biomasse wird im Modell entgegen ursprünglicher Erwartungen nur zur Abdeckung von Spitzen der Residuallast genutzt. Der Einsatz von Wasserkraft erfolgt nahezu konstant. Die Photovoltaik kann nur zur Mitte des Tages Leistung erbringen, das Niveau liegt jedoch deutlich unter der Leistung im Sommerzeitraum. Die Leistung der Windkraft erreicht in der Spitze die Größenordnung der Last. Abgesehen von wenigen Zeitpunkten reicht die Leistung der erneuerbaren Erzeuger nicht aus um die Last zu decken.

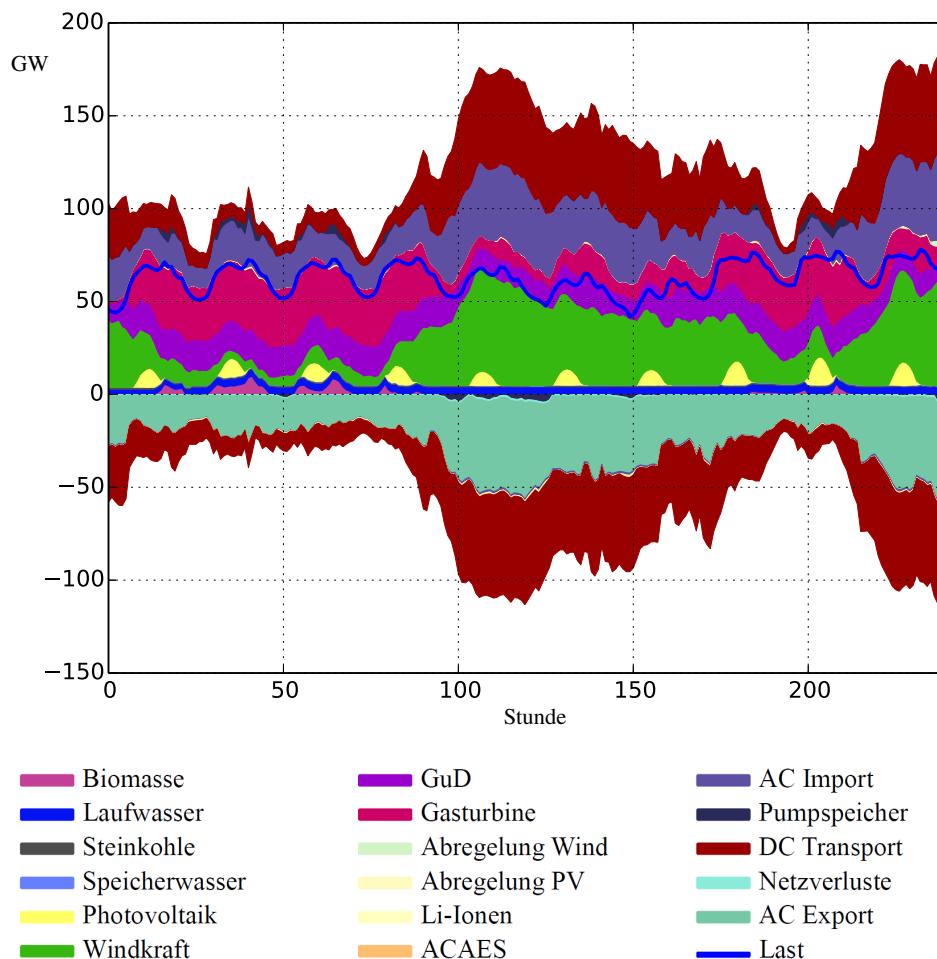


Abbildung 5.1: Zeitlich aufgelöste Lastdeckung der Stunden 0-240 (2050)

Zur Deckung der Residuallast werden hauptsächlich GuD-Kraftwerke und Gasturbinen verwendet. Die Speicher nehmen wie zu erwarten in Zeiten mit geringer oder negativer Residuallast Energie auf und geben sie bei Lastspitzen wieder ab. Import und Export ins Ausland

spielen nur eine geringe Rolle. Im Diagramm ist auch der Austausch zwischen den deutschen Regionen im Modell berücksichtigt, welcher eine wichtige Rolle spielt.

Sommerzeitraum

Im betrachteten Sommerzeitraum, vergleiche Abbildung 5.2, sind die täglichen Schwankungen in der Last ausgeprägter als im Winterzeitraum. Dies kann durch die nun deutlich höhere Leistung der Photovoltaik kompensiert werden. Wasserkraft wird nach wie vor konstant eingesetzt. Biomasse wird nur bei ausgeprägten Spitzen der Residuallast genutzt. Ist das Dargebot an Wind gering, so reicht auch hier die Leistung der erneuerbaren Erzeuger nicht zur Lastdeckung.

Wieder muss Leistung von GuD-Kraftwerken und Gasturbinen zur Deckung der Residuallast abgerufen werden. Der Einsatz von Speichern ist etwas geringer als im Sommerzeitraum, worauf im nachfolgenden Abschnitt näher eingegangen wird. Die geringeren Leistungen bei AC Import/Export sowie bei DC Transport lassen auf eine deutlich geringere Durchleitung von Strom aus den Offshore-Regionen schließen. Wie beschrieben handelt es sich keinesfalls um allgemeingültige Zustände des Systems, sondern vielmehr um einen beispielhaften Ausschnitt.

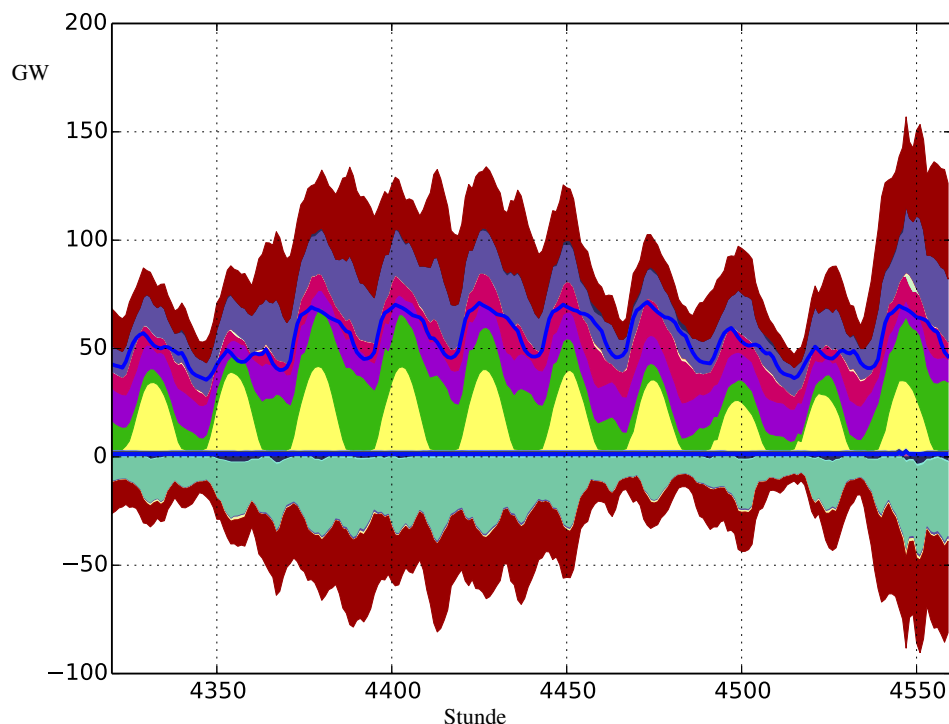


Abbildung 5.2: Zeitlich aufgelöste Lastdeckung der Stunden 4320-4560 (2050) Legende siehe Abb. 5.1

5.3.2 Verlauf der Speichernutzung

Da Speicherleistungen im Verhältnis zur Leistung des Gesamtsystems sind, lässt sich der Betrachtung der Lastdeckung kaum Informationen zum Speichereinsatz entnehmen. Die Speicher werden deshalb in diesem Abschnitt gesondert betrachtet. Einerseits sind dabei die Leistungen der einzelnen Technologien von Interesse, andererseits die Füllstände der Speicher. Die Füllstände werden dabei auf die Gesamtkapazität einer Technologie normiert, da sich die absoluten Werte nach Technologien deutlich unterscheiden.

Winterzeitraum

Der Einsatz von Speichern im Winterzeitraum ist in Abbildung 5.3 dargestellt. In positiver Richtung der y-Achse ist die Bereitstellung von Leistung von Speichern an das System aufgetragen. Das heißt, die Speicher werden entladen. In negativer Richtung hingegen nimmt der Speicher Leistung auf und wird somit geladen.

Gut zu sehen ist die weiterhin dominierende Rolle der Pumpspeicherkraftwerke. Sie stellen mit Abstand die höchste Leistung zur Verfügung. Das Leistungsniveau liegt mit ungefähr sechs GW, bei Laden sowie bei Entladen, auf dem Niveau der heute bereits existierenden Pumpspeicherkraftwerke. Die eingesetzte Leistung von Lithium-Ionen-Akkumulatoren und ACAES liegt mit jeweils weniger als einem GW merklich darunter.

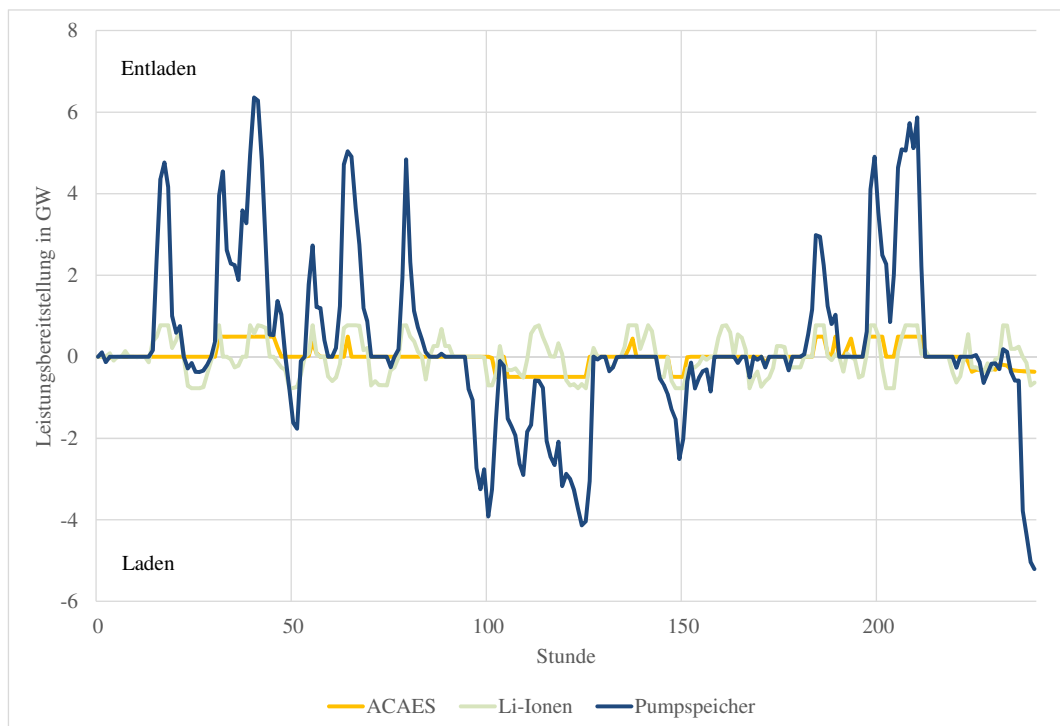


Abbildung 5.3: Speichereinsatz Stunden 0-240 Jahr 2050

Die aus dem Einsatz der Speicher resultierenden Füllstände sind in Abbildung 5.4 zu sehen. Hier lässt sich noch deutlicher als in der vorigen Abbildung 5.3 die Nutzungsweise der verschiedenen Technologien feststellen. Lithium-Ionen-Akkumulatoren weisen eine hohe Zyklenzahl auf, bei der der Speicher in Summe ungefähr einmal täglich komplett geladen und entladen wird. Pumpspeicherkraftwerke und ACAES erfahren weitaus weniger Zyklen, sie werden als eine Art Wochenspeicher genutzt. Hier ist zu beachten, dass diese beiden Technologien, im Verhältnis zur Leistung und auch absolut, eine höhere Speicherkapazität besitzen.

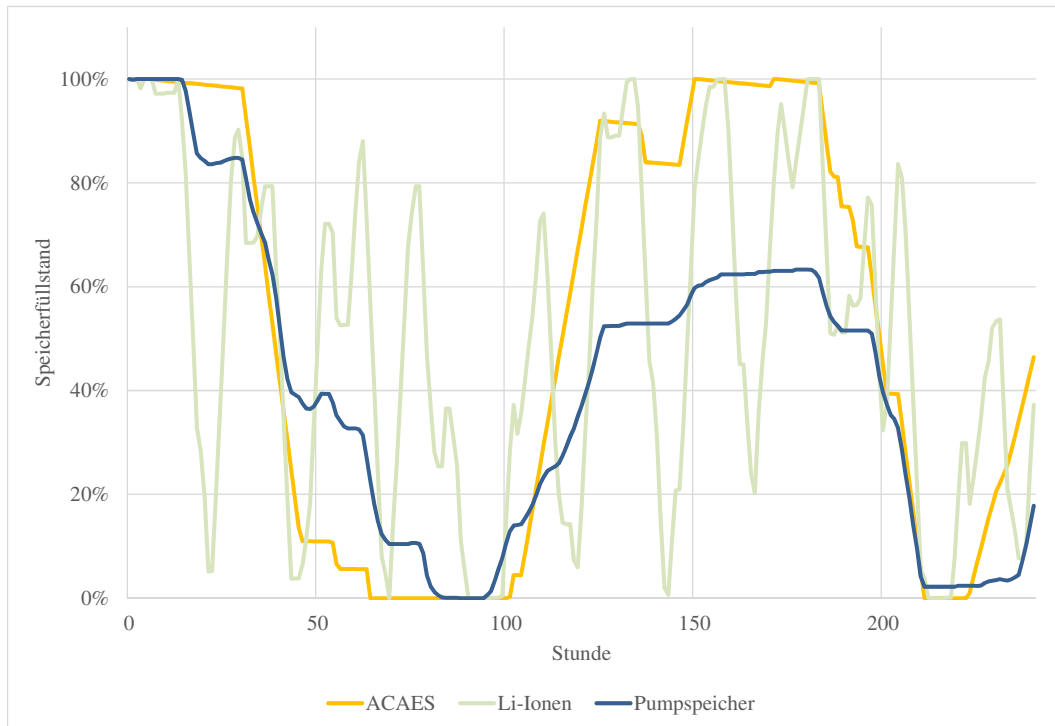


Abbildung 5.4: Speicherstände Stunden 0-240 Jahr 2050

Sommerzeitraum

Im Sommerzeitraum, siehe Abbildung 5.5, zeigt sich ein anderer Einsatz von Speichern als im Winterzeitraum. Die Darstellung erfolgt analog zum Winterzeitraum. Die Höhe der abgefragten Leistung von Pumpspeicherkraftwerken ist geringer als im Winter, sie liegt etwas oberhalb der Leistungen von ACAES und Lithium-Ionen-Akkumulatoren.

Bei den Füllständen, vergleiche Abbildung 5.6 ist auffällig, dass die Lithium-Ionen-Akkumulatoren fast jeden Tag bis zum Maximum aufgeladen werden. Pumpspeicherkraftwerke weisen eine Schwankung des Füllstands über mehrere Tage auf. ACAES hingegen weiß die meiste Zeit einen geringen Füllstand von unter 40 % auf. Für die Beurteilung der längerfristigen Zyklen müsste eine größere Zeitspanne betrachtet werden. Das Modell kann die Nutzung der Speicher optimieren, da die Werte des zukünftigen Dargebots und der Last bereits bekannt

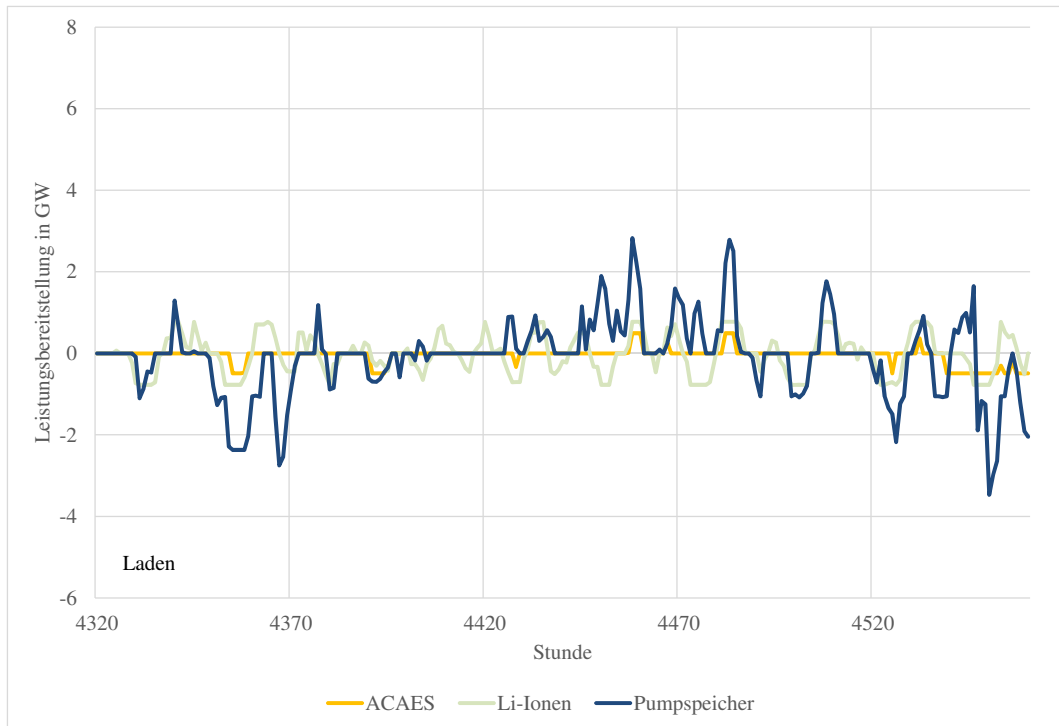


Abbildung 5.5: Speichereinsatz Stunden 4320-4560 Jahr 2050

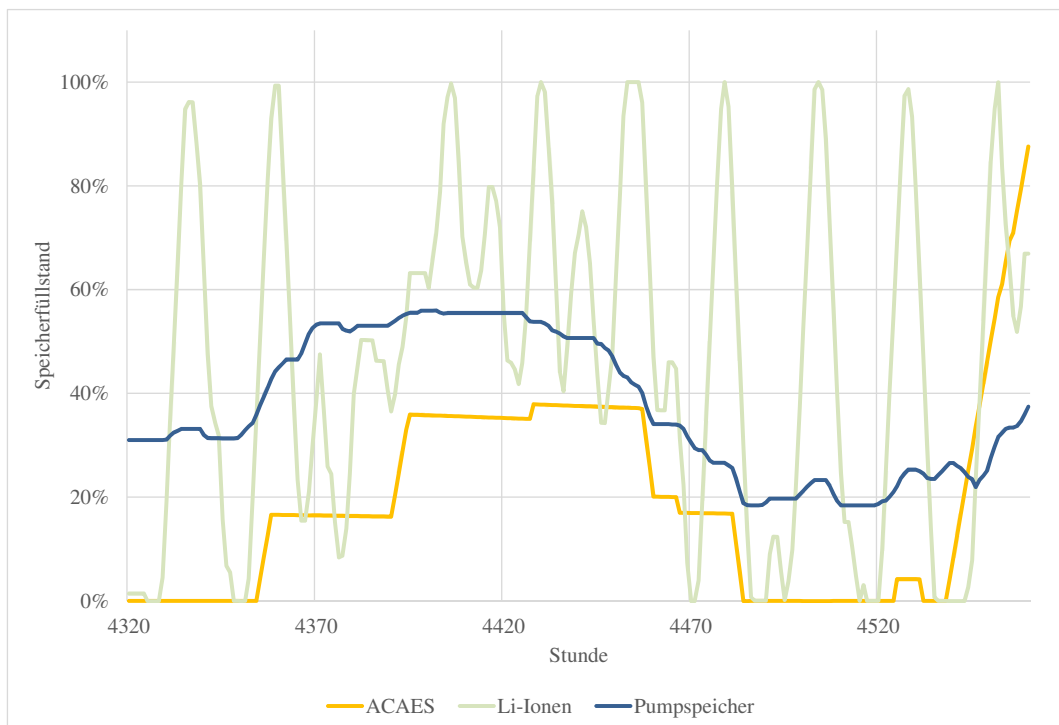


Abbildung 5.6: Speicherstände Stunden 4320-4560 Jahr 2050

sind. Die abweichende Betriebsweise der Speichertechnologien ist im Modell vermutlich auf das E/P-Verhältnis zurückzuführen. Dass ACAES weniger häufig als Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt wird, könnte durch den geringeren Zyklenwirkungsgrad verursacht sein.

5.4 Sensitivität Gesamtanteil erneuerbarer Energien

Ein geringerer Gesamtanteil an erneuerbaren Energien hat einen großen Einfluss auf den Speicherbedarf. So ist in allen berechneten Kostenszenarien des Jahres 2030 kein zusätzlicher Speicherbedarf zu erkennen. Die bereits vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke reichen zum bilanziellen Ausgleich aus. Zum Ergebnis ist anzumerken, dass die erwünschten 60 % Strom aus erneuerbaren Energien in der Modellierung nicht erreicht werden. Dies hat die wesentliche Ursache im starken Einsatz der Gasturbinen. Die Gasturbinen haben im Modell geringere Erzeugungskosten als Biomasse und verdrängen sie deshalb. Gasturbinen müssen auch die, nicht berücksichtigte, Geothermie kompensieren. Dennoch decken erneuerbare Energien 52,9 % des Strombedarfs im Basisszenario 2030 ab. Damit liegt das System im Zielkorridor des *EEG 2014*. Aus den berechneten Szenarien 2030 lassen sich keine weiteren Erkenntnisse zur Sensitivität des Speicherbedarfs gewinnen. Daher werden im Weiteren nur noch die Szenarien des Jahres 2050 betrachtet.

5.5 Speicherleistung und Speicherkapazität

Um die Unterschiede des berechneten Speicherbedarfs in den verschiedenen Szenarien zu verdeutlichen ist die Speicherleistung in Abbildung 5.7 und die Speicherkapazität in Abbildung 5.8 dargestellt. Die Ergebnisse für Speicherleistung und Speicherkapazität werden zuerst nach dem Ergebnis im Referenzszenario beschrieben und bewertet. Anschließend werden die Änderungen ihrer Werte in der Sensitivitätsanalyse diskutiert. Die Werte der Ergebnisse für alle Szenarien sind in Anhang B Tabelle 6.7 beziehungsweise Tabelle 6.8 zu finden.

Die zugebaute Speicherleistung, über alle Technologien, beträgt im Referenzszenario 1,31 GW, womit die gesamte Speicherleistung in Deutschland um 20 % zunimmt. Der Zubau erfolgt in den beiden Technologien ACAES und Lithium-Ionen-Akkumulatoren. Dabei werden für ACAES ein Zubau von 0,52 GW berechnet und für die Akkumulatoren 0,79 GW.

Bei der Speicherkapazität ergibt sich ein etwas anderes Bild. Insgesamt werden 72 GWh zugebaut. Hier sieht die Berechnung eine Erweiterung der Pumpspeicherwerke um 59 GWh vor, was angesichts gleichbleibender Konverterleistung in der Realität nicht realisierbar sein dürfte. Dieser Ausbau würde ungefähr einer Verdoppelung der Speicherkapazität der bestehenden Pumpspeicher entsprechen. Bei ACAES ergibt sich eine zugebaute Speicherkapazität von 9 GWh, die weit unter dem möglichen Potential liegt. Der potentiell unbegrenzte, aber an das E/P-Verhältnis gebundene Zubau bei Akkumulatoren beträgt 4,7 GWh.

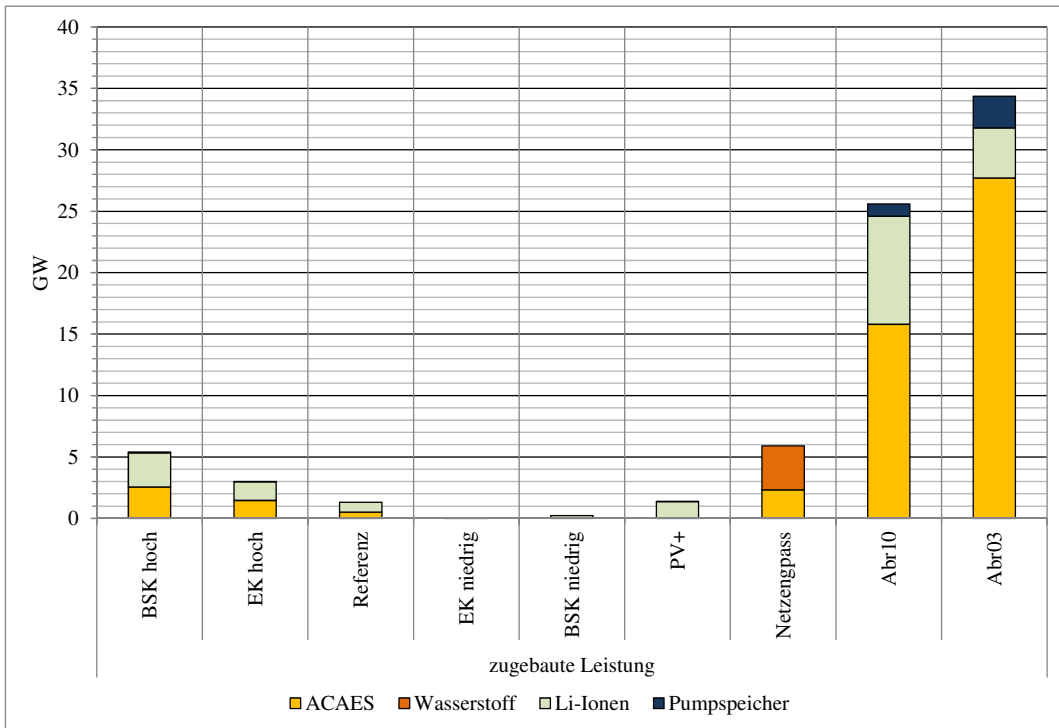


Abbildung 5.7: Zubau an Speicherleistung

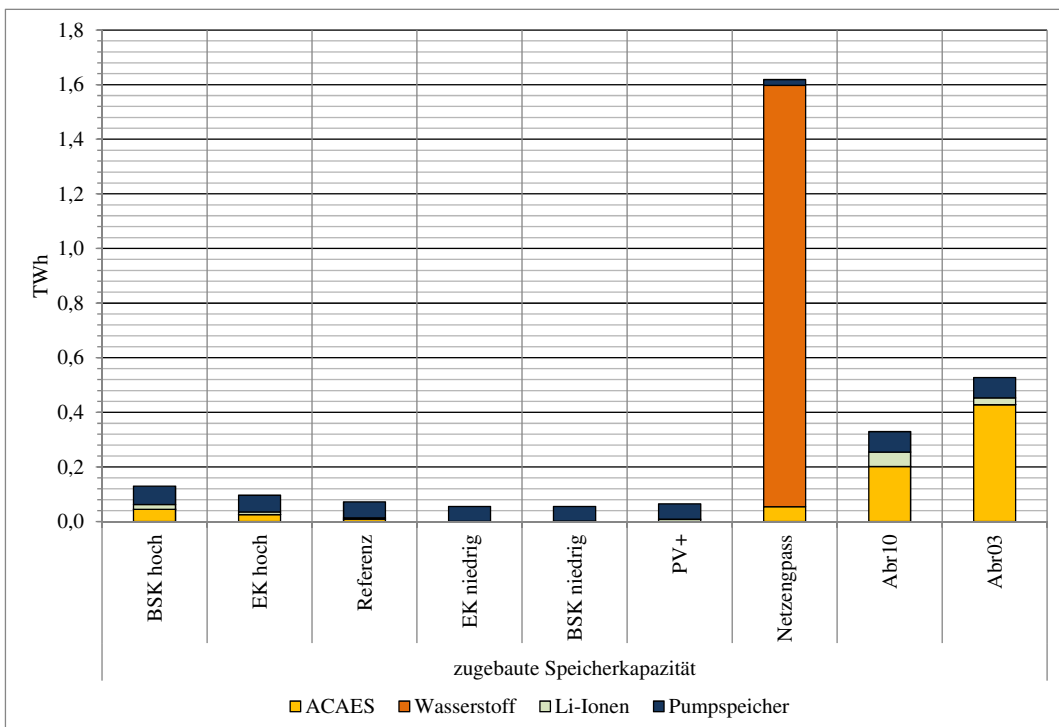


Abbildung 5.8: Zubau an Speicherkapazität

Sensitivität Brennstoffkosten

Nun wird der Einfluss der Brennstoffkosten auf den Speicherbedarf betrachtet. Die hohen Brennstoffkosten haben 4,1 GW mehr Zubau der Speicherleistung als im Referenzszenario zur Folge. Dies entspricht einer Verdreifachung des Zubaus. Die Ursache ist, dass Einspeicherung von erneuerbaren Energien nun besser mit konventioneller Erzeugung konkurrieren kann. Dies lässt sich an der verringerten Abregelung, vergleiche Abschnitt 5.7, und der verringerten Stromerzeugung durch konventionelle Anlagen, siehe Abschnitt 5.8 erkennen. Die im Vergleich mit dem Referenzszenario zusätzlich installierte Leistung setzt sich aus jeweils zwei GW ACAES und Akkumulatoren, sowie ein Plus von 60 MW bei Pumpspeicherkraftwerken zusammen. Dieser Leistungszuwachs von 60 MW dürfte in der Praxis mit bis 2050 durchgeführten Modernisierungen vermutlich erreicht werden. Die Änderung bei der Speicherkapazität fällt mit zusätzlichen 80 % nicht so hoch aus wie die Änderung der Leistung. Im Wesentlichen werden 36 GWh mehr Speicher für ACAES gebaut.

Im Falle geringer Brennstoffkosten sinkt der Speicherbedarf stark ab. Es verbleiben Akkumulatoren mit 230 MW Leistung, die aufgrund des festen E/P-Verhältnisses eine Speicherkapazität von 1,4 GWh besitzen. Weiterhin wird eine zusätzliche Speicherkapazität für Pumpspeicher von 54 GWh berechnet. Es ist zu beachten, dass in den beiden Szenarien nicht nur die Brennstoffkosten geändert wurden. Der Einfluss der hier im Sinne konsistenter Annahmen angesetzten Kosten der Emissionsberechtigungen wird im nachfolgenden isoliert betrachtet.

Sensitivität Kosten der Emissionsberechtigungen

Liegen abgesehen von hohen Kosten für Emissionsberechtigungen keine Änderungen der Eingangsparameter gegenüber dem Referenzszenario vor, so steigt die berechnete Speicherleistung um 1,7 GW an. Dies ist mehr als eine Verdoppelung. Dieser Anstieg teilt sich in 0,94 GW bei ACAES und 0,75 GW bei Akkumulatoren auf. Im Gegensatz zur Leistung steigt die Speicherkapazität nur um 34 %, was 25 GWh entspricht, an.

Bei sehr niedrigen Emissionskosten wie im Jahr 2013 bricht der Speicherbedarf noch deutlicher ein als im Szenario mit niedrigen Brennstoffkosten. Die Verwendung von ACAES ist nicht mehr wirtschaftlich, einzig Akkumulatoren mit 60 MW Leistung werden zugebaut. Diese haben eine Speicherkapazität von 0,33 GWh. Durch Zubau der Kapazität von Pumpspeicherkraftwerken um 55 GWh wird jedoch auch in diesem Szenario die Speicherkapazität im Vergleich zur bestehenden Kapazität ungefähr verdoppelt.

Die Emissionskosten haben somit einen erheblichen Einfluss auf den Speicherbedarf und beeinflussen auch die Ergebnisse der Szenarien mit veränderten Brennstoffkosten. Durch die Beschränkung auf insgesamt drei Werte des Parameters hat die Untersuchung nur begrenzte Aussagekraft, siehe Anhang B Abbildung 6.2.

Sensitivität Photovoltaik-Anteil

Die vergleichsweise geringe Variation der Erzeugungsstruktur hat eine geringfügige Änderung des Speicherbedarfs mit einer Steigerung der Leistung um 70 MW jedoch einer Reduktion der Kapazität um 7 GWh zu Folge. Das heißt, der Speicherbedarf ändert sich gegenüber dem Referenzszenario praktisch nicht. Entscheidend ist die Umstrukturierung des Speicherparks. Unerwartet deutlich kommt es zu einem kompletten Wegfall von ACAES. Hier scheint eine Art „Kippunkt“ überschritten worden zu sein. Es kommt zu einem Zubau von 1,37 GW an Akkumulatoren mit einer Kapazität von 8,2 GWh. Der Zubau der Kapazität der Pumpspeicher beträgt 57 GWh, mit einer vernachlässigbaren Steigerung der Leistung um 10 MW.

Sensitivität Netz

Sollte es zu einem Engpass im Übertragungsnetz kommen, so steigt der Speicherbedarf. Im gewählten Szenario mit schwacher Netzausbaustufe reichen die Verbindungen nicht aus um den Strom bei hoher Offshore Winderzeugung nach Süden zu transportieren. Insgesamt steigt die Speicherleistung auf 5,9 GW an. Die vorgegebene schwache Struktur des Übertragungsnetzes hat eine gegensätzliche Wirkung zum erhöhten Photovoltaik-Anteil. So ist hier kein Zubau von Akkumulatoren mehr errechnet. Stattdessen werden hier, als einziges Szenario, Wasserstoffspeicher errichtet. Ihre Leistung beträgt 3,6 GW. Entscheidender ist vielmehr die damit verbundene Speicherkapazität von 1,54 TWh, die eine Größenordnung über den Kapazitäten der bisher betrachteten Szenarien liegt, vergleiche Abbildung 5.8. Der übrige Zubau an Leistung entfällt auf ACAES. Die restliche Kapazität wird durch 54 GWh in ACAES und 21 GWh bei Pumpspeichern gebildet. Die technischen Potentiale für ACAES und Wasserstoffspeicher werden bei weitem nicht ausgenutzt. Der im Szenario auftretende Netzengpass hat, trotz Zulassung einer unbegrenzten Abregelung, den größten Einfluss auf die notwendige Speicherkapazität. Dabei ist eine Quantifizierung der Auswirkung des Netzausbaus mit nur zwei berechneten Netzausbaustufen nicht möglich.

Sensitivität Abregelung

Betrachtet man Abbildung 5.7 so fallen die Balken der Szenarien mit begrenzter Abregelung auf. Der Anstieg der notwendigen Speicherleistung resultiert daraus, dass nun viele der Erzeugungsspitzen der fluktuierenden erneuerbaren Energien aufgenommen werden müssen.

Bei einer erlaubten Abregelung von maximal 10 % der jährlichen Stromerzeugung steigt die zugebaute Speicherleistung auf 25,6 GW an. Den Großteil, 15,8 GW davon, macht ACAES aus. Der weitere Leistungszuwachs besteht aus 8,8 GW von Akkumulatoren und einem GW Pumpspeicherkraftwerke. Wasserstoffspeicher werden nicht eingesetzt. Die zugebaute Speicherkapazität umfasst die viereinhalbfache Menge des Referenzszenarios. Sie wird im Wesent-

lichen durch ACAES mit 202 GWh gebildet. Akkumulatoren steuern 48 GWh bei und mit 75 GWh Zubau wird sämtliches Potential von Pumpspeichern in Deutschland ausgenutzt.

Wird die Abregelung weiter auf 3 % begrenzt, so wächst der Speicherbedarf weiter. Die zugebaute Speicherleistung steigt auf 34,4 GW an, was dem 26-fachen Wert des Referenzszenarios entspricht. ACAES ist mit 27,7 GW die mit Abstand stärkste Technologie. Interessanterweise verringert sich der Zubau von Akkumulatoren auf 4,1 GW, was weniger als die Hälfte des Zubaus dieser Technologie im Szenario mit 10 % Abregelung entspricht. Pumpspeicher erfahren mit 2,58 GW den stärksten Ausbau aller untersuchten Szenarien. Die Speicherkapazität erfährt gegenüber dem Szenario mit 10 % Abregelung eine höhere Steigerung als die Leistung. Die Kapazität steigt auf 527 GWh an, was 730 % des Wertes im Referenzszenario entspricht. Auch hier hat ACAES mit 428 GWh wieder den größten Anteil. Durch das feste E/P-Verhältnis sinkt die Speicherkapazität der Akkumulatoren gegenüber dem vorigen Szenario. Bei Pumpspeichern bleibt der Wert gleich, da die Kapazitätsgrenze erreicht ist.

Sollte ACAES bei noch geringerer zulässiger Abregelung eventuell die Potentialgrenze von 2,5 TWh Speicherkapazität erreichen, so ist mit Zubau von Wasserstoffspeichern zu rechnen. Dafür müssten wiederum beachtet werden, dass es nicht zu Nutzungskonflikten der Salzkavernen kommt. Selbst bei 3 % Abregelung wird das Potential aber nur zu einem Fünftel belegt. Die Modellierung der Pumpspeicher zeigt Verbesserungspotential auf, da eine größere Erhöhung der Speicherkapazität in der Praxis mit Zubau an Leistung verbunden ist.

5.6 Verteilung der zugebauten Speicher

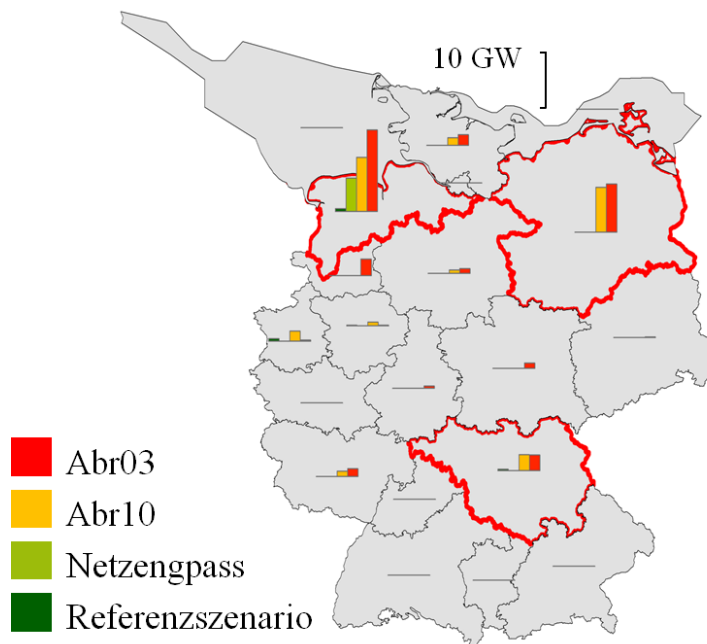


Abbildung 5.9: Regionale Verteilung Speicherzubau (Leistung)

Durch die hohe räumliche Auflösung der Modellierung kann auf die regionale Verteilung der zugebauten Speicher geschlossen werden. Dabei sind die regional vorhandenen Potentialgrenzen berücksichtigt. In Abbildung 5.9 ist die Verteilung der zugebauten Speicherleistung nach Regionen zu sehen. Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind nur das Referenzszenario sowie die drei Szenarien mit dem höchsten Speicherbedarf dargestellt.

Auffällig sind die drei rot hinterlegten Regionen. Hier finden bei begrenzter Abregelung die größten Zubauten an Leistung statt. Den Einsatzzweck der Speicher zu bestimmen werden die Ladeverläufe mit den Einspeiseverläufen erneuerbarer Erzeugung korreliert. Dabei kann im Modell gezeigt werden, dass die Speicher der beiden nördlichen Regionen im Wesentlichen zur Einspeicherung von Windenergie dienen. In der südlichen Region hingegen korreliert der Speichereinsatz mit der Einspeisung durch Photovoltaik.

Im Szenario mit schwacher Netzausbaustufe entsteht ein Engpass, der im Wesentlichen die rot markierte an die Nordsee angrenzende Region betrifft. Nur dort werden mittels Zubauoptimierung Speicher errichtet.

Anhand der Abbildungen 6.3 und 6.4 in Anhang B lässt sich die regionale Verteilung der Kapazität mit der Leistung vergleichen.

5.7 Abregelung erneuerbare Erzeuger

In Abbild 5.10 ist der prozentuale Unterschied der abgeregelten Energiemenge im Vergleich zum Referenzszenario dargestellt. Die absoluten Werte aus der Berechnung sind in Anhang B Tabelle 6.9 zu finden.

Im Referenzszenario werden 13,6 TWh der Erzeugung aus erneuerbaren Energien abgeregelt. Dies sind 3,9 % der Energiemenge, die mit fluktuierenden Erneuerbaren im Referenzszenario über ein Jahr erzeugbar wären, allerdings über alle diese Technologien gemittelt. Mit Abstand die größte Energiemenge von 11,7 TWh wird bei der Offshore Windkraft abgeregelt. Dieser Wert muss jedoch kritisch betrachtet werden, da dem Modell keine Vorgehensweise bei der Abregelung vorgegeben wird. Bestehen keine Beschränkungen durch Auslastung des Übertragungsnetzes könnten auch andere fluktuierende Erzeuger abgeregelt werden. Die Abregelung der Onshore Windkraft beträgt im Referenzszenario nur ein neuntel des Betrags bei der Offshore Windkraft. Abregelungen bei Photovoltaik und Laufwasserkraft sind vernachlässigbar.

Sensitivität Brennstoffkosten

Bei hohen Brennstoffkosten wird 18 % weniger Abregelung vorgenommen als im Referenzszenario, das entspricht 2,44 TWh. Dieser Effekt kommt vor allem bei der Offshore Windkraft zum Tragen. Bei niedrigen Brennstoffkosten werden 6 % mehr abgeregelt. Wie zu erwarten kann bei einem stärkeren Zubau von Speichern mehr erneuerbare Energie genutzt werden.

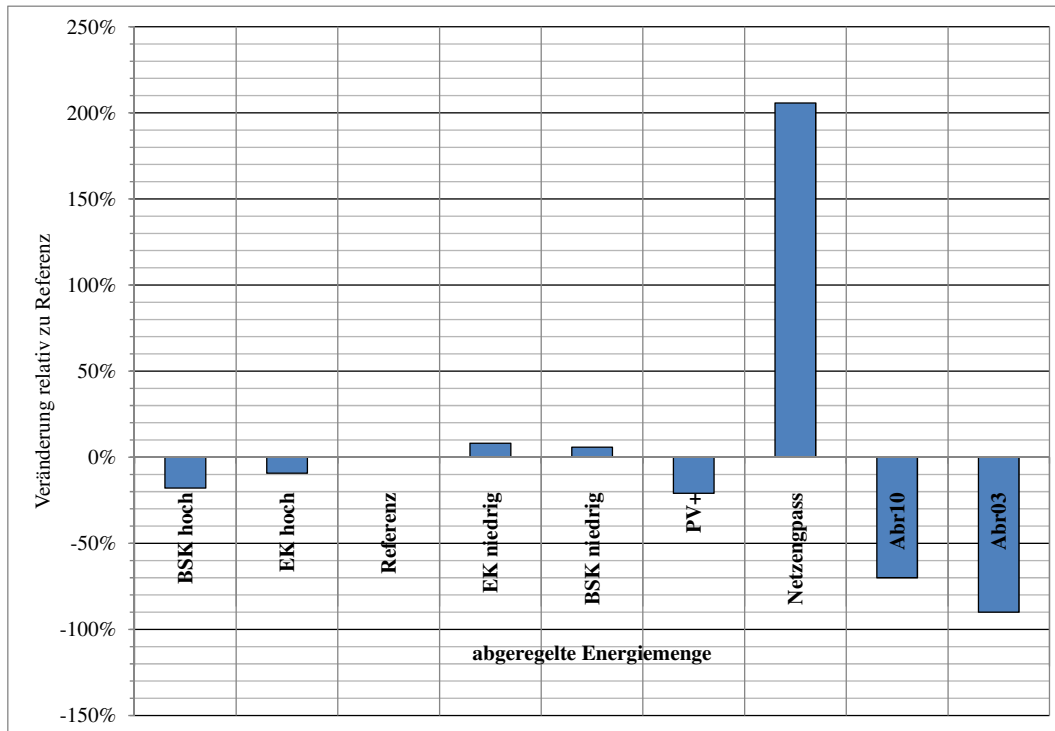


Abbildung 5.10: Abregelung

Sensitivität Kosten der Emissionsberechtigungen

Bei hohen Emissionskosten werden 9 % respektive 1,26 TWh weniger Stromerzeugung aus Erneuerbaren abregelt. Sind die Emissionszertifikate günstig so steigt die Abregelung um 8 %. Von der Steigerung sind alle fluktuierenden Erneuerbaren betroffen, es wird mehr fossile Stromerzeugung genutzt. Auch bei diesen beiden Szenarien können mehr Speicher auch mehr erneuerbare Energien integrieren.

Sensitivität Photovoltaik-Anteil

Im Szenario mit erhöhtem Photovoltaik-Anteil wird 21 % weniger Abregelung vorgenommen. Relativ gesehen wird etwas mehr Strom aus Photovoltaik abregelt, absolut gesehen dominiert weiter die Offshore Windkraft. Hier zeigt sich ebenfalls, dass mit einem größeren Speicherpark mehr Erneuerbare nutzen lassen.

Sensitivität Netz

In diesem Szenario verhält sich der Zusammenhang zwischen Speicherpark und Abregelung anders als in den vorigen Szenarien. Trotz des erhöhten Speicherausbaus wird die dreifache Menge der Abregelung des Referenzszenarios erreicht. Es ist volkswirtschaftlich günstiger

einen Großteil der Energie zu verwerfen als weitere Speicher zuzubauen. Alleine die Offshore Windkraft erfährt eine größere Abregelung, bei den anderen fluktuierenden Technologien sinkt sie.

Sensitivität Abregelung

Bei der Vorgabe von begrenzten Abregelung sinkt die Menge an nicht genutztem Strom weiter ab. Im 10 %-Szenario sind nur noch 4,1 TWh nicht nutzbar, im 3 %-Szenario sind es 1,4 TWh. Damit liegt verbleibende Abregelung unter den Erwartungen, die sich aus 10 % der jährlichen Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren auf nationaler Ebene ergeben würden. Eine Ursache dafür kann nicht lokalisiert werden. Vermutlich resultiert dieses vermeintliche Übertreffen der Vorgaben über die Kombination von Modellknoten und Technologien. Die Ergebnisse des Speicherbedarfs in den beiden Szenarien könnte damit zu hoch sein.

5.8 Leistung und Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke

Nach Diskussion der Ergebnisse für Speicherbedarf und Abregelung soll hier der Einfluss alternativer Flexibilitätsoptionen beschrieben werden. Dazu wird die Leistung der konventionellen Erzeuger, mit erfolgtem Zubau an Gasturbinen, sowie die jährliche Stromerzeugung betrachtet. Bei konventionellen Erzeugern ändert sich nur die Leistung von Gasturbinen von Szenario zu Szenario. Der Unterschied an installierter Leistung bei konventionellen Anlagen und erneuerbaren Energien ist in Abbildung 5.11 deutlich zu erkennen. Dabei wurden aus Gründen der Übersichtlichkeit nur ausgewählte Szenarien dargestellt. Sämtliche Leistungen in allen Szenarien befinden sich in Anhang B Tabelle 6.10. Der Erzeugungspark im Untersuchungsgebiet ist in Anhang B Abbildung 6.5 dargestellt, wobei alle Größen bis auf die Leistung der Gasturbinen in Deutschland Modellannahmen sind. Des Weiteren wird die Stromerzeugung nach Technologien in Abbildung 5.12 gezeigt, für die Werte siehe Anhang B Tabelle 6.11.

Durch enormen Zubau an Gasturbinen erreicht deren Wert im Referenzszenario 34,9 GW. Dieser Zubau stellt wie bereits beschrieben im Modell die zweite Flexibilitätsoption dar. Diese Leistung der Gasturbinen beträgt jedoch nur gut die Hälfte der installierten Photovoltaikleistung von 67,2 GW im Referenzszenario. Trotz der halben Leistung stellen die Gasturbinen im Jahr 62 % mehr elektrische Energie zur Verfügung als Photovoltaik. Dies verdeutlicht die wesentlich höhere Auslastung der konventionellen Anlagen. GuD-Anlagen weisen in allen Szenarien eine ähnliche Stromerzeugung von ungefähr 110 TWh auf. Die im Szenario enthaltene Leistung von 800 MW bei der Stromerzeugung aus Steinkohle spielt eine untergeordnete Rolle. Insgesamt werden in Deutschland im Referenzfall 552 TWh Strom erzeugt. Auffällig im Ergebnis ist, dass mit Biomasse kaum Strom erzeugt wird. Eine Ursache für diesen Umstand könnte in der vereinfachten Modellierung der Biomassenutzung liegen. So kann ein Nutzen

von Wärme oder die Verwendung von Gärresten als Dünger nicht bewertet werden und Biomassenutzung hat bei angenommenem Brennstoffpreis und Wirkungsgrad zu hohe Kosten für einen größeren Einsatz.

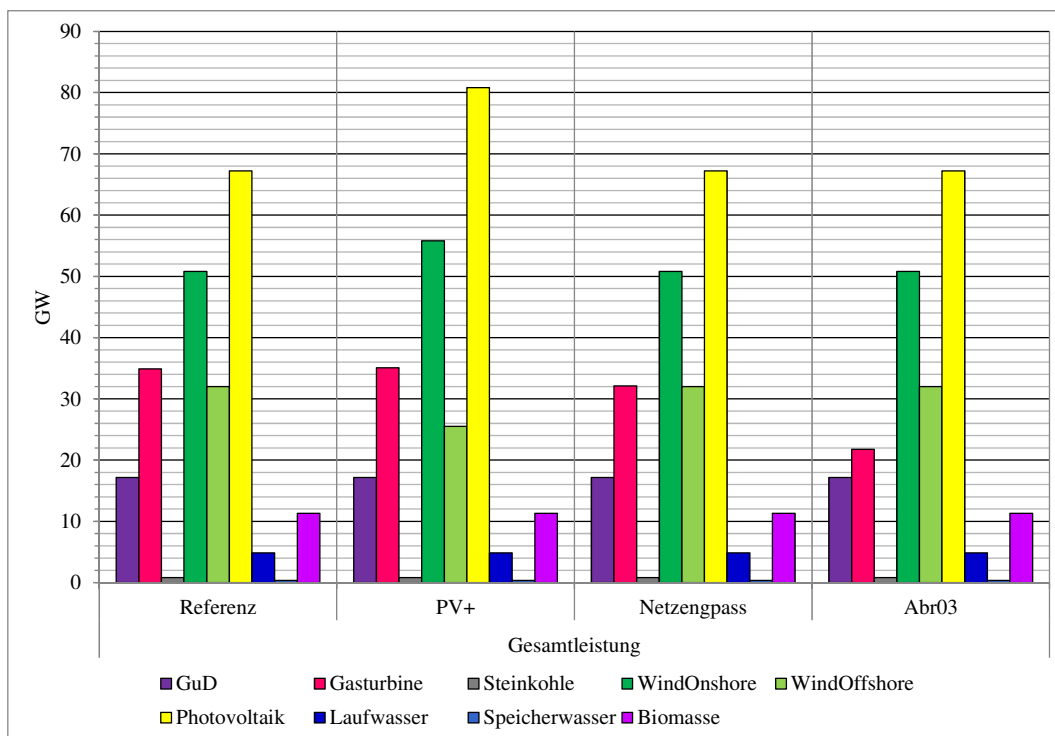


Abbildung 5.11: Gesamtleistung der Erzeugungsanlagen in ausgewählten Szenarien

Sensitivität Brennstoffkosten

Nur bei den Gasturbinen verändern sich die Leistungen der Erzeuger in den beiden betrachteten Szenarien. Alle anderen Leistungswerte sind fest vorgegeben.

Bei hohen Brennstoffkosten ergibt die Zubauoptimierung 4,5 GW weniger Leistung der Gasturbinen als im Referenzfall, hier ist die Speichernutzung vorteilhafter. Die Stromerzeugung mit Gasturbinen nimmt um 20 TWh ab. Auf GuD-Anlagen haben die Brennstoffkosten geringe Auswirkungen, sie arbeiten im Modell praktisch als Grundlastkraftwerke.

Niedrige Brennstoffkosten haben nur einen geringen zusätzlichen Zubau gegenüber dem Referenzszenario zur Folge. Auch die mit Gasturbinen erzeugte Strommenge steigt nur um 3 TWh. GuD-Kraftwerke verdrängen aufgrund der Kombination von hohen Kosten für CO₂-Zertifikate mit niedrigen Brennstoffkosten einen Teil der Steinkohleverstromung.

Sensitivität Kosten der Emissionsberechtigungen

Bei hohen Kosten für Emissionsberechtigungen errechnet die Zubauoptimierung einen um 1,9 GW geringeren Wert für Gasturbinen als im Referenzszenario. Die Nutzung von Speichern

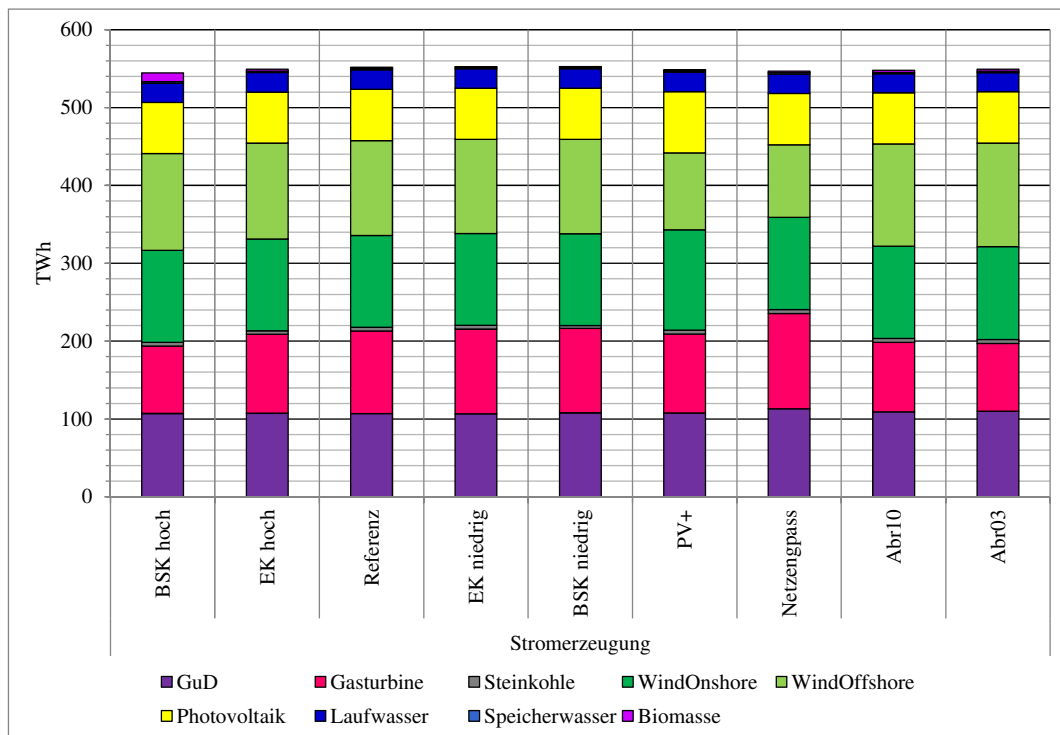


Abbildung 5.12: Stromerzeugung nach Szenario

erweist sich im Verhältnis als etwas günstiger. Mit Gasturbinen wird im Jahr 5 TWh weniger Strom erzeugt. Die Emissionskosten haben keinen Einfluss auf die Stromerzeugung mit Steinkohle.

Im entgegengesetzten Fall werden insgesamt 33,3 GW Gasturbinen hinzugefügt. Damit scheint ein Maximum erreicht. Die in diesem Szenario verbliebene Speicherleistung von 60 MW ist dagegen vernachlässigbar. Sämtliche Flexibilität wird durch Gasturbinen bereitgestellt. Die, gegenüber dem Referenzszenario, zusätzliche Stromerzeugung mit Gasturbinen von 3 TWh ist eher gering.

Sensitivität Photovoltaik-Anteil

Im Szenario mit geändertem Portfolio der fluktuierenden Erneuerbaren werden 13,6 GW mehr Leistung von Photovoltaik vorgegeben. Die Leistung der Onshore Windkraft wird um 5 GW erhöht. Um eine gleichbleibende Energiebilanz zu erhalten wird die Leistung der Offshore Windkraft im Gegenzug um 6,5 GW gesenkt. Auf die Ausbauoptimierung der Gasturbinen hat dies kaum Auswirkung. Der Zubau steigt um lediglich 0,2 GW gegenüber dem Referenzszenario. Die täglichen Schwankungen der Stromerzeugung mit Photovoltaik werden mit Hilfe von Speichern geglättet.

Durch die Erhöhung der Leistung von Photovoltaik wird die jährliche Stromerzeugung der Technologie um 20 % auf 79 TWh gesteigert. Damit wird die in der Vorauslegung ver-

anschlagte Energiemenge, vergleiche Tabelle 4.13, leicht übertroffen. Dies gilt auch für die Offshore Windkraft. Bei der Onshore Windkraft zeigt sich hingegen ein Defizit von 16 TWh, das aber auch in allen anderen Szenarien in gleicher Größenordnung auftritt. Der Einsatz von Gasturbinen steigt mit 4 % etwas stärker an als der Zubau von einem Prozent.

Sensitivität Netz

Im Szenario mit schwach ausgebautem Netz entwickeln sich Leistung und Stromerzeugung von Gasturbinen gegensätzlich. Mit höherer Speicherleistung wird zugleich eine um 2,8 GW geringere Leistung bei Gasturbinen errechnet. Trotzdem steigt die mit Gasturbinen produzierte Strommenge um 16 TWh auf den höchsten Stand aller untersuchten Szenarien an. Damit sind Gasturbinen deutlich höher ausgelastet. Auch die Stromproduktion in GuD-Kraftwerken steigt um 6 TWh.

Sensitivität Abregelung

In Abschnitt 5.5 wird gezeigt, dass für die Integration von Erneuerbaren, bei begrenzter Abregelungsmöglichkeit, große Ladeleistungen zur Verfügung stehen müssen. Bei der verwendeten Modellierung wird nicht zwischen Lade- und Entladeleistung unterschieden, so dass dieselbe Leistung auch zum Entladen vorhanden ist.

Im Szenario mit maximal zehnpromzentiger Abregelung wird deshalb eine um 12,6 GW geringere Leistung an Gasturbinen errechnet, im 3 %-Szenario 13,1 GW weniger. Damit scheint der Zubau einem Mindestwert entgegenzulaufen, da die Differenz zwischen den beiden Szenarien mit 0,5 GW einer Differenz der Speicherleistung von 8,8 GW gegenübersteht. Die Produktion von Strom mit Gasturbinen sinkt um 16,1 % beziehungsweise 17 TWh im ersten der beiden Szenarien und um 18,1 %, was 19 TWh entspricht im zweiten Szenario. GuD-Anlagen zeigen eine leicht gegenläufige Entwicklung. So steigt die Stromproduktion in GuD-Anlagen um 2,3 % respektive 2,5 TWh im Szenario mit 10 % Abregelung und um 3,0 % mit stärker beschränkter Abregelung.

5.9 Emission von Treibhausgasen

In Abbildung 5.13 werden die Unterschiede der entstehenden Emissionen in den verschiedenen Szenarien dargestellt. Dabei werden die bei der Stromerzeugung in Deutschland entstehenden Mengen an CO₂ verglichen. Andere Treibhausgase als CO₂ wurden insgesamt aus Gründen der Komplexität im Modell nicht berücksichtigt. Die berechneten absoluten Werte sind in Anhang B Tabelle 6.12 zu finden.

Vergleicht man Abbildung 5.13 mit der Darstellung der Abregelung 5.10, Abschnitt 5.7, dann fallen die beinahe proportionalen Verhältnisse auf. Daraus ist zu schließen, dass die ab-

geregelte Energiemenge durch die selbe konventionelle Technologie, den Gasturbinen, substituiert wird. Eine Ausnahme bildet das Szenario mit hohen Brennstoffkosten, hier ersetzt der Einsatz von Biomassekraftwerken einen Teil der Gasturbinen. Die Biomasse wird als emissionsfrei betrachtet. Aufgrund des ausbleibenden Einsatzes von Biomassekraftwerken steigt so auch die Menge an Emissionen in den anderen Szenarien.

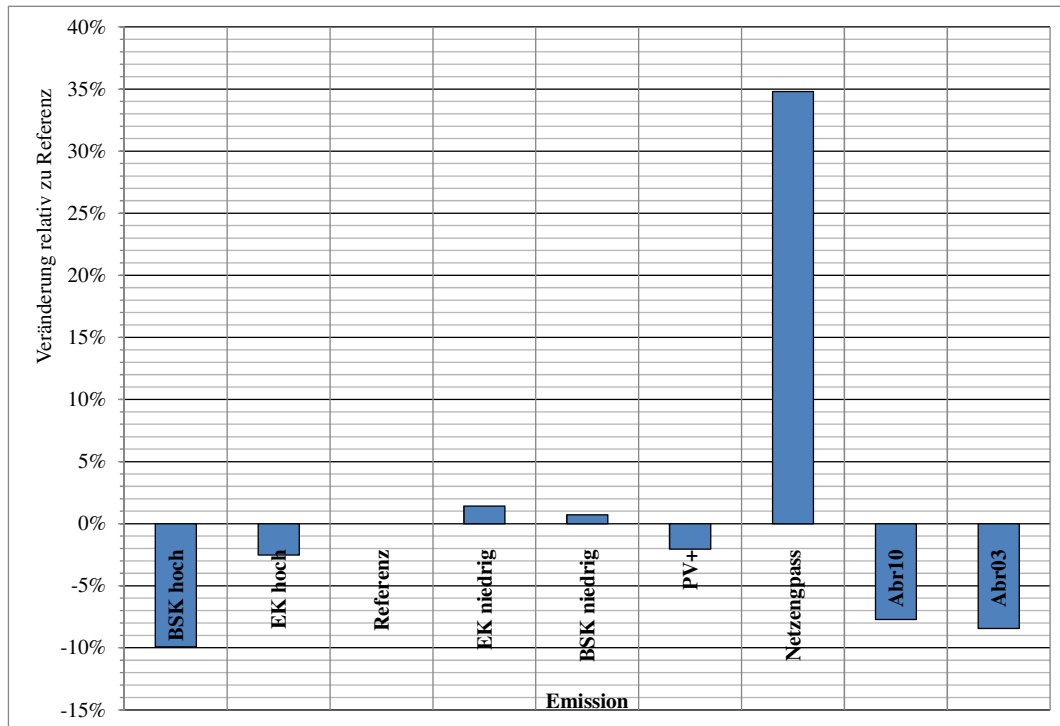


Abbildung 5.13: CO₂-Emissionen nach Szenario

5.10 Systemkosten

Jedes Szenario hat ein für sich kostenoptimales Ergebnis. Durch die exogene Vorgabe anderer Brennstoff- oder Emissionskosten ändern sich auch die Systemkosten. Für eine Bewertung der Systemkosten lieferten die Berechnungen teilweise keine miteinander vergleichbaren Ergebnisse. Außerdem sind die Kapitalkosten der bestehenden Anlagen, wie bereits erwähnt, nicht berücksichtigt. Insgesamt wurde die Auswertung der anderen Gütekriterien als wichtiger erachtet.

5.11 Zusammenhänge bei Untersuchungsgrößen

Um den Zusammenhang zwischen dem Zubau bei Gasturbinen und bei der Speicherleistung zu untersuchen wurden diese zusammen in einem Diagramm dargestellt, siehe Abbildung 5.14.

Dabei zeigt sich, dass die Gesamtleistung des Zubaus auch bei großen Änderungen von Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten, sowie Änderungen der Erzeugungsstruktur nahezu konstant bleibt. Bei den Kosten lässt sich berechnen, dass 1 GW Speicher im Zubau ungefähr äquivalent zu 1,1 GW Gasturbine ist. Das heißt beispielsweise, dass für je 1 GW Speicher, dass im Szenario mit hohen Brennstoffkosten gegenüber dem Referenzszenario gebaut wurde, knapp 1,1 GW weniger an Gasturbinen zugebaut wurden. Im Szenario mit erhöhter Photovoltaikleistung lässt sich dieser Zusammenhang nicht nachweisen, möglicherweise sind die Änderungen gegenüber dem Referenzszenario zu gering.

Treten in Folge eines schwachen Netzausbaus häufig ein Netzengpässe auf so erfolgt durch die Optimierung ein zusätzlicher Zubau von Speichern. Das Verhältnis zwischen Gasturbinen und Speichern verschiebt sich zu Gunsten letzterer. Dieser Effekt geht mit einem Zuwachs an Speicherkapazität einher. Mit begrenzter Abregelung tritt diese Verschiebung des Verhältnisses verstärkt auf. Je restriktiver die Begrenzung ausfällt desto stärker fällt der Speicherzubau aus.

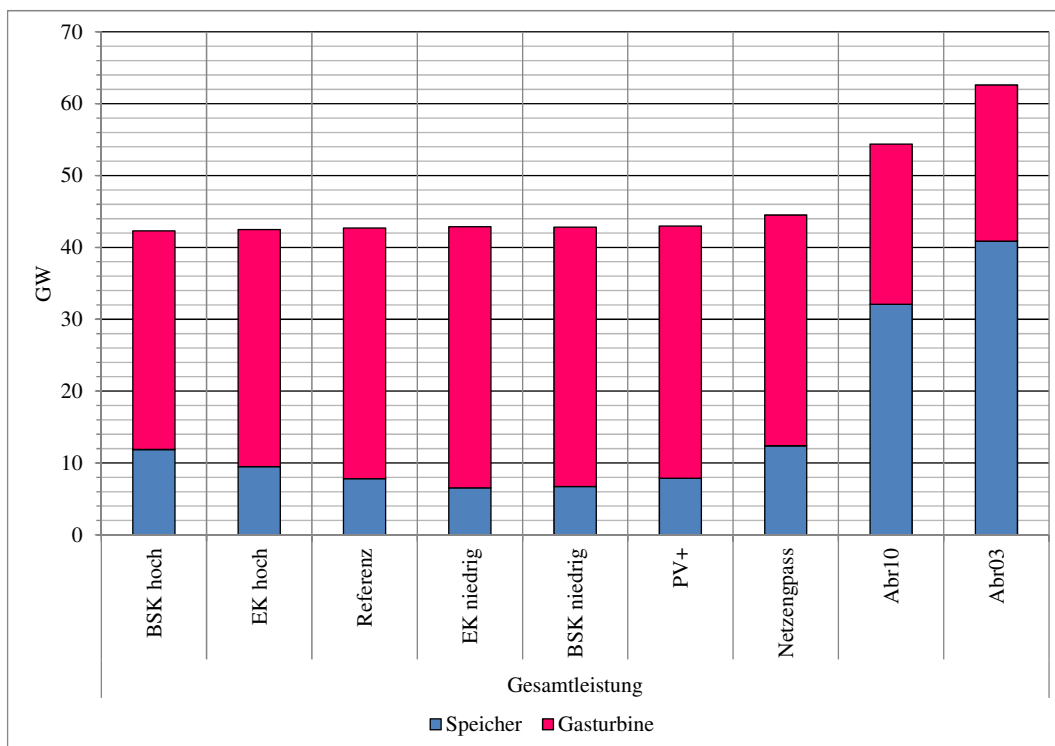


Abbildung 5.14: Vergleich Speicher zu alternativer Flexibilitätsoption

Bei Abregelungen und Emissionen zeigt sich, dass diese sich im Wesentlichen proportional zueinander verhalten. Das heißt, Abregelung wird durch vermehrten Einsatz von Gasturbinen ausgeglichen. Beide Werte korrespondieren auch mit der Speicherleistung im jeweiligen Szenario. Speicher tragen zur Verringerung von CO₂-Emissionen bei indem sie Abregelung von fluktuierenden erneuerbaren Energien reduzieren.

6 Bewertung und Ausblick

Bewertung

Insgesamt zeigt sich bei den Brennstoffkosten eine merkliche Sensitivität des Ergebnisses. Auch für die Kosten von Emissionszertifikaten sind Auswirkungen auf das Ergebnis festzustellen. Bei diesen Untersuchungen werden jedoch große Spreizungen der Werte verwendet, so dass sich bei den untersuchten Kosten insgesamt ein verhältnismäßig robustes Ergebnis ergibt. Über die Sensitivität bei Änderung in der Zusammensetzung der fluktuierenden erneuerbaren Energien kann keine umfassende Aussage getroffen werden. In der Speicherleistung scheint sich ein robustes Ergebnis zu bilden, die Änderungen der Leistungsanteile im Portfolio der fluktuierenden Erneuerbaren sind jedoch verhältnismäßig klein.

Das Ergebnis des Speicherbedarfs reagiert sehr sensitiv auf den Gesamtanteil der erneuerbaren Energien. Wichtig ist hierbei aber, dass bei der Optimierung im Rahmen der Studiarbeit weder für das Jahr 2030 noch für das Jahr 2050, die von Nitsch et al. 2012 geplanten 60 % beziehungsweise 80 % Strom aus erneuerbaren Energien erreicht werden. Dafür gibt es mehrere Gründe. Der erste Grund ist, dass Geothermie und Solarstromimporte im Gegensatz zu Nitsch et al. 2012 nicht berücksichtigt wurden. Zweitens wurden alternative Flexibilitätsoptionen allein durch Zubau und Einsatz von Gasturbinen abgebildet. Drittens wird Biomasse bei den angenommenen Werten von Brennstoffpreis und Wirkungsgrad kaum zur Stromerzeugung eingesetzt. Diese Einschränkungen mit den daraus resultierenden Abweichungen im Ergebnis gelten für alle Szenarien gleichermaßen. Abgesehen von der Sensitivität bezüglich des Gesamtanteils der erneuerbaren Energien wird den Abweichungen für die Sensitivitätsanalyse eine geringe Bedeutung beigemessen. Der Zubau an Leistung von Gasturbinen kann in allen Szenarien als zu stark angesehen werden. Der Betrag bemisst sich ungefähr aus der Leistung von Biomasseanlagen, Solarstromimporten und Geothermie sowie um, mittels DSM, verschiebbares Lastaufkommen.

Das Ergebnis des Speicherbedarfs wird stark durch den Grad des Netzausbaus beeinflusst. Der Netzausbau ist eine Größe, die von vielen Faktoren abhängt und damit schwierig zu quantifizieren ist. In der Realität ist dieser Umstand naturgemäß ausgeprägter als im Modell. Verhindern Netzengpässe den Transport von elektrischer Energie aus Offshore Windkraft nach Süden so ergibt die Berechnung mit REMix, dass es volkswirtschaftlich sinnvoll ist, einen Teil der sonst nicht nutzbaren Energiemenge zu speichern und somit zeitlich versetzt nutzbar zu machen. Die von Noack et al. 2014 errechneten regionalen Potentiale für Wasserstoffspeicher übersteigen den Bedarf um ein Vielfaches. Insbesondere das Ergebnis der zugebauten Speicherkapazität kann unter dem Einfluss des Netzausbaus nicht als robust angesehen werden.

Werden Abregelungen bei erneuerbaren Energien eingeschränkt, so erfolgt die Einsatzoptimierung nicht mehr rein nach volkswirtschaftlichem Aspekt. Die Gesetzgebung nach *EEG 2014* und die Bundesnetzagentur 2014 erfordern derartige Einschränkungen jedoch. Auch auf

begrenzte Abregelungen reagiert das Ergebnis sehr sensitiv. Dabei spielt weniger die Speicherkapazität eine Rolle sondern die Speicherleistung. Je restriktiver die Einschränkung der Abregelungen ausfällt, desto höher sind die verbleibenden Leistungsspitzen der fluktuierenden Erzeuger, die mit Speichern aufgenommen werden müssen. Damit steigt die in der Optimierung errechnete Speicherleistung an. Die Tendenz lässt sich in den untersuchten Szenarien klar feststellen, für die absolute Höhe der Resultate sollte die Modellierung weiter verfeinert werden.

Die Technologie der zugebauten Speicher hängt vermutlich vor allem von den getroffenen Annahmen für deren Kosten ab. Dabei sollte beachtet werden, dass bei den Batteriespeichern und beim Wasserstoffspeicher deutliche Kostenreduktionen im Vergleich zu heute angenommen werden.

Eine Simulation, bei der die Kraftwerke blockscharf, unter Berücksichtigung von An- und Abfahrzeiten, sowie Stillständen, betrachtet werden, führt im Allgemeinen zu einem höheren Bedarf an Flexibilität und Speichern. Je geringer jedoch der Anteil der konventionellen Erzeugung ist, desto geringer scheint auch der Einfluss der Modellierung dieser Anlagen zu sein. Somit fällt der Fehler bei einem System mit mehr als 80 % erneuerbarer Erzeugung wahrscheinlich eher gering aus. Bei kleinen Energiesystemen, die in der Realität nur über eine geringe Anzahl von Kraftwerksanlagen verfügen, wird jedoch ein nicht zu vernachlässigender Einfluss angenommen.

Eine derart starke Nutzung von Gasturbinen zur Stromerzeugung wie im Modell hätte eine Verfehlung des Anteils von erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung, damit einhergehende CO₂-Emissionen und eine Abhängigkeit von importiertem Erdgas zur Folge. Deshalb muss ein Großteil der in der Optimierung zugebauten Leistung von Gasturbinen durch andere Flexibilitätsoptionen ersetzt werden. Um den Einfluss von DSM und flexiblen KWK-Anlagen festzustellen sollten weitere Untersuchungen durchgeführt werden.

Ausblick

Neben den Einflüssen der alternativen Flexibilitätsoptionen gibt es eine Vielzahl von weiteren Einflussfaktoren, die untersucht werden können.

Zunächst könnte der Einfluss des Gesamtanteils der erneuerbaren Energien in mehreren Stufen zwischen 60- und 100-prozentigem Anteil untersucht werden, wobei durch Modifikationen in der Modellierung die Einhaltung des gewünschten Anteils sichergestellt werden sollte. Daneben wäre es möglich das Portfolio von fluktuierenden Erzeugern endogen zu optimieren. Diese Optimierung könnte des Weiteren unter dem Aspekt der Abregelung durchgeführt werden, hier kann die Charakteristik des Speicherbedarfs durch feinere Abstufungen der untersuchten Szenarien näher bestimmt werden.

Besser als eine starr vorgegebene Struktur der Energiesysteme im Untersuchungsgebiet außerhalb Deutschlands wäre eine analoge Behandlung dieser Regionen. Ein erster Schritt dabei ist die Freigabe der selben Optimierungsmöglichkeiten für das Modell wie für die deutschen Regionen. In dieser Arbeit wurde aufgrund der Dauer der Rechenläufe bei verfügbarer Rechenleistung darauf verzichtet. Der zweite Schritt wäre eine ähnliche räumliche Auflösung für diese Gebiete zu betrachten.

Eine weniger aufwändige Herangehensweise um eine Abschätzung der Wechselwirkung mit den Nachbarländern zu erhalten, wäre eine zusätzliche isolierte Betrachtung des deutschen Elektrizitätssystems.

Neben den Brennstoff- und Emissionkosten sollten die Investitionskosten von Bestandsanlagen in die Untersuchung der Systemkosten einfließen. Bei den Investitionskosten von Speichern erscheint es sinnvoll eine Pfadoptimierung zu untersuchen, die gegebenenfalls Lerneffekte bei Speichertechnologien berücksichtigt.

Zur weiterführenden Untersuchung der Parameter Netzausbau und begrenzte Abregelung könnte ein Szenario dienen, in dem ein geringes Portfolio in der Erzeugungsstruktur und das heutige Netz im Untersuchungsgebiet vorhanden sind. Der Anteil von erneuerbaren Energien und die Quote der maximalen Abregelung wird länderweise vorgegeben. Nun werden das Netz, die konventionellen und erneuerbaren Erzeuger sowie die Speicher im Ausbau optimiert. So lässt sich ein volkswirtschaftlich optimales Verhältnis zwischen Speicher- und Netzausbau ermitteln.

Literatur

- ADAMEK et al. 2012** ADAMEK, Franzika et al.: *Energiespeicher für die Energiewende: Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050*. Techn. Ber. Frankfurt a.M.: Verband der Elektrotechnik (VDE), 2012
- BUNDESNETZAGENTUR 2014** BUNDESNETZAGENTUR: *Genehmigung des Szenariorahmens 2025 für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung*. Techn. Ber. 2014. URL: http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Delta/Szenariorahmen/Szenariorahmen_2025_Genehmigung.pdf
- ELTROP et al. 2014** ELTROP, Ludger et al.: *Speicherung und flexible Betriebsmodi zur Schonung wertvoller Ressourcen und zum Ausgleich von Stromschwankungen bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg, Teil 2*. Techn. Ber. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), 2014. URL: <http://www.fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/111666/bwe13007.pdf?command=downloadContent&filename=bwe13007.pdf&FIS=203>
- FEIX et al. 2014** FEIX, Olivier ; HÖRCHENS, Ulrike: *Offshore-Netzentwicklungsplan 2014: Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. Techn. Ber. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2014
- GABLER 2014** GABLER: *Wirtschaftslexikon, Stichwort: Sensitivitätsanalyse*. Hrsg. von SPRINGER GABLER VERLAG. 2014. URL: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/13847/sensitivitaetsanalyse-v7.html> (besucht am 19.01.2015)
- HARTMANN et al. 2012** HARTMANN, Niklas et al.: *Stromspeicherpotenziale für Deutschland*. Techn. Ber. Zentrum für Energieforschung Stuttgart (zfes), 2012. URL: http://www.zfes.uni-stuttgart.de/deutsch/projekte/p_0023.html
- IEA 2014** IEA: *World Energy Outlook 2014*. Techn. Ber. Paris: International Energy Agency (IEA), OECD Publishing, 2014
- IER et al. 2010** IER ; RWI ; ZEW: *Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 - Energieprognose 2009*. Techn. Ber. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), 2010
- KLOBASA 2009** KLOBASA, Marian: *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter rege-*

- lungstechnischen und Kostengesichtspunkten*. ISI-Schriftenreihe Innovationspotenziale. Literatur- und URL-Verz. S. 201 -210. Stuttgart: Fraunhofer IRB-Verl., 2009. URL: <http://publica.fraunhofer.de/eprints?urn:nbn:de:0011-n-937478.pdf>
- KUNZ 2012** KUNZ, Claudia: *Studienvergleich: Annahmen zur Entwicklung der Importpreise für fossile Brennstoffe*. Hrsg. von AGENTUR FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN E.V. 2012. URL: http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/AEE_Dossier_Studienvergleich_Brennstoffpreise_aug12.pdf (besucht am 26.01.2015)
- LEONHARD et al. 2009** LEONHARD, W. et al.: *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger: Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf*. Techn. Ber. Frankfurt am Main: Verband der Elektrotechnik (VDE), 2009
- LERCH 2011** LERCH, Edwin (Hrsg.): *Die Dynamik des Netzes: Konsequenzen für Erzeugung, Übertragung und Verteilung im sich verändernden Umfeld; Vorträge der 10. ETG/GMA-Fachtagung "Netzregelung und Systemführung" 23. und 24. März 2011 in München*. Berlin: VDE-Verl., 2011, 152 S. URL: <http://d-nb.info/101031095X/04>
- NITSCH et al. 2013** NITSCH, Joachim ; PREGGER, Thomas: *Kostenbilanz des Ausbaus erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung bei unterschiedlichen Preisbildungen am Strommarkt*. In: *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung* 82 (2013) Nr. 03, S. 45–59. URL: http://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.432648.de
- NITSCH et al. 2010** NITSCH, Joachim et al.: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Techn. Ber. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), 2010
- NITSCH et al. 2012** NITSCH, Joachim et al.: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Techn. Ber. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), 2012. URL: <http://elib.dlr.de/76043/>
- NOACK et al. 2014** NOACK, Christoph et al.: *Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspei-*

- cherung in Salzkavernen unter Druck*. Techn. Ber. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014
- OLSTHOORN et al. 2015** OLSTHOORN, Mark ; SCHLEICH, Joachim ; KLOBASA, Marian: Barriers to electricity load shift in companies: A survey-based exploration of the end-user perspective. In: *Energy Policy* 76 (2015), S. 32–42
- PAPE et al. 2014** PAPE, Carsten et al.: *Roadmap Speicher - Speicherbedarf für erneuerbare Energien*. Techn. Ber. Fraunhofer IWES, IAEW, Stiftung Umweltenergierecht, 2014. URL: <http://www.iaew.rwth-aachen.de/aktuelles/article/roadmap-speicher.html>
- SCHILL 2013** SCHILL, Wolf Peter: Erneuerbare Energien: Überschüsse sind ein lösbares Problem. In: *DIW Wochenbericht* 80 (2013) Nr. 34, S. 3–15. URL: http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.426135.de/13-34-1.pdf
- SCHLESINGER et al. 2010** SCHLESINGER, Michael et al.: *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie*. Techn. Ber. Prognos, Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI), Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung (GWS), 2010. URL: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=356294.html>
- SCHLESINGER et al. 2014** SCHLESINGER, Michael et al.: *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie*. Techn. Ber. Prognos, Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI), Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung (GWS), 2014
- SCHOLZ 2012** SCHOLZ, Yvonne: *Renewable energy based electricity supply at low costs: development of the REMix model and application for Europe*. Diss. Universität Stuttgart, 2012, XII, 181 S.
- SCHOLZ et al. 2014** SCHOLZ, Yvonne et al.: *Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte KWK bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung*. Techn. Ber. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014
- SENSFUSS et al. 2008** SENSFUSS, Frank ; RAGWITZ, Mario ; GENOESE, Massimo: The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. In: *Energy Policy* 36 (2008) Nr. 8, S. 3086–3094. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.03.035>.

URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421508001717>

STETTER 2014 STETTER, Daniel: *Enhancement of the REMix energy system model: Global renewable energy potentials, optimized power plant siting and scenario validation*. Diss. Universität Stuttgart, 2014

UNGER 2010 UNGER, Thomas: *Lineare Optimierung: Modell, Lösung, Anwendung*. Hrsg. von DEMPE, Stephan. Wiesbaden: Vieweg+Teubner, 2010, Online-Ressource (X, 142S. 22 Abb, digital). URL: <http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=10.1007/978-3-8348-9659-9>

WENZEL et al. 2015 WENZEL, Bernd ; KUNZ, Claudia: *METAANALYSE Stromspeicher in Deutschland*. Hrsg. von AGENTUR FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN E.V. 2015. URL: <http://www.forschungsradar.de/grafiken/grafiken-zu-metaanalysen/einzelansicht/news/stromspeicher-in-deutschland.html> (besucht am 01.02.2015)

ZERRAHN et al. 2015 ZERRAHN, Alexander ; SCHILL, Wolf-Peter: *A greenfield model to evaluate long-run power storage requirements for high shares of renewables*. Hrsg. von DIW. 2015. URL: http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.498475.de/dp1457.pdf (besucht am 27.03.2015)

ZUNFT 2010 ZUNFT, Stefan: *ADELE liefert Strom, wenn er dringend gebraucht wird*. Hrsg. von DLR. 2010. URL: http://www.dlr.de/desktopdefault.aspx/tabid-6224/10236_read-22107/10236_page-3/ (besucht am 25.01.2015)

Anhang

Anhang A Methodik

Berechnung der Systemkosten in REMix

siehe Scholz 2012

Tabelle 6.1: Parameter und Variablen der Systemkosten

Parameters	
$c_{var\ op}^{biomass_type}$	Variable operation costs for biomass power plants: fuel costs of the biomass types in k€/MWh _{chem}
C_{heat}	Monetary credit for heat delivery from CHP technologies in k€/MWh
$f_{loss,district_heating}$	Heat losses that occur during heat distribution
$f_{num_time_steps}$	Number of time steps regarded
l_t	Length (duration) of a time step
Variables	
C_{sys}	Total system cost in k€
$C_{uni}^{gen_type,node}$	Universal costs for electric power generation excluding CSP, hydro power, storage and biomass fuel costs in k€
C_{CSP}^{node}	Cost of CSP plants and electric power generation in k€
$C_{stor_type,node}^{node}$	Costs for electric power storage in k€
C_{trans}^{node}	Costs for transmission lines per node (half of the costs of each line connected to that node) in k€
$E^{biomass_type,bio_gen_type,time,node}$	Chemical energy of <i>biomass_type</i> converted in generator <i>bio_gen_type</i> per time step and node in MWh _{chem}
$P_{heat}^{chp_gen_type,time,node}$	Generation of usable heat per CHP generator, time step and node in MW _{th}

$$\begin{aligned}
 C_{sys} = & \sum_{gen\ type} \sum_{node} C_{uni}^{gen_type,node} + \sum_{node} C_{CSP}^{node} + \sum_{stor\ type} \sum_{node} C_{stor_type,node}^{node} + \sum_{node} C_{trans}^{node} \\
 & + \sum_{biomass\ type} \sum_{bio\ gen\ type} \sum_{time} \sum_{node} E^{biomass_type,bio_gen_type,time,node} \cdot c_{var\ op}^{biomass_type} \cdot \frac{8760h}{l_t \cdot f_{num_time_steps}} \\
 & - \sum_{chp\ gen\ type} \sum_{time} \sum_{node} \frac{P_{heat}^{chp_gen_type,time,node}}{1 + f_{loss,district_heating}} \cdot C_{heat} \cdot \frac{8760h}{f_{num_time_steps}}
 \end{aligned}$$

→ min

Tabelle 6.2: Zuordnung von Regionen im Untersuchungsgebiet zu Modellknoten

Modellknoten	Region
Amprion1	Amprion1
Amprion2	Amprion2
Amprion3	Amprion3
Amprion4	Amprion4
Amprion5	Amprion5
Amprion6	Amprion6
TransnetBW1	TransnetBW1
TransnetBW2	TransnetBW2
TenneT0	TenneT0
TenneT1	TenneT1
TenneT2	TenneT2
TenneT3	TenneT3
TenneT4	TenneT4
TenneT5	TenneT5
TenneT6	TenneT6
50Hertz0	50Hertz0
50Hertz1	50Hertz1
50Hertz2	50Hertz2
50Hertz3	50Hertz3
50Hertz4	50Hertz4
Alpen	Österreich Schweiz
BeNeLux	Belgien Luxemburg Niederlande
Dänemark West	Dänemark West
Frankreich	Frankreich
Iberische Halbinsel	Portugal Spanien
Italien	Italien
Nord	Dänemark Ost Finnland Norwegen Schweden
Osten	Polen Slowakei Tschechien
Vereinigtes Königreich & Irland	Vereinigtes Königreich Irland

Tabelle 6.3: Technologieparameter CSP für die Jahre 2030 und 2050

	Einheit	2030	2050
spezifische Investitionskosten Solarfeld	€/kW _{th}	302	252
spezifische Investitionskosten thermischer Speicher	€/kWh _{th}	29	25
spezifische Investitionskosten Konverter	€/kW _{el}	1006	971
Amortisationszeit	a	25	25
Wartungskosten	Inv./a	2,5%	2,5%
Wirkungsgrad Konverter	-	37%	37%
Verfügbarkeit	-	95%	95%

Tabelle 6.4: Technologieparameter konventionelle Erzeugung 2030

	Einheit	Steink.	Braunk.	GuD	GT	AKW
Wirkungsgr. brutto	-	52,0%	55,0%	63,0%	46,0%	32,4%
Wirkungsgr. netto	-	49,1%	50,9%	62,1%	45,5%	30,9%
Verfügbarkeit	-	90,2%	89,6%	96,0%	94,8%	90,0%
Amortisationszeit	a	25	25	25	25	25
spez. Investitionsk.	€/kW _{el}	1500	1300	700	400	5000
Wartungsk. fix	Inv./a	4%	4%	4%	4%	4%
Wartungsk. var.	€/MWh _{el}	0,1	0,1	0,3	0,3	0,1

Tabelle 6.5: Technologieparameter konventionelle Erzeugung 2050

	Einheit	Steink.	Braunk.	GuD	GT	AKW
Wirkungsgr. brutto	-	52,0%	55,0%	63,0%	47,0%	32,4%
Wirkungsgr. netto	-	49,1%	50,9%	62,1%	46,5%	30,9%
Verfügbarkeit	-	90,2%	89,6%	96,0%	94,8%	90,0%
Amortisationszeit	a	25	25	25	25	25
spez. Investitionsk.	€/kW _{el}	1500	1300	700	400	5000
Wartungsk. fix	Inv./a	4%	4%	4%	4%	4%
Wartungsk. var.	€/MWh _{el}	0,0001	0,0001	0,0003	0,0003	0,0001

Tabelle 6.6: Gesamtjahresbedarf Strom der Regionen in TWh/a nach Jahren

Region	2030	2050
Österreich	63,6	60,4
Belgien	86,8	82,5
Tschechien	73,5	72,0
Finnland	81,8	77,8
Frankreich	498,8	473,9
Irland	31,4	29,8
Italien	349,2	331,7
Luxemburg	7,0	6,6
Niederlande	115,7	109,9
Norwegen	126,0	119,7
Polen	166,2	162,8
Portugal	58,8	55,9
Slowakei	23,3	22,9
Spanien	299,9	285,0
Schweden	139,5	132,5
Schweiz	63,6	60,4
Vereinigtes Königreich	362,0	343,9
Dänemark West	23,6	22,4
Dänemark Ost	14,0	13,3
TenneT0	0,0	0,0
TenneT1	15,0	15,2
TenneT2	23,0	23,3
TenneT3	34,2	34,7
TenneT4	21,1	21,2
TenneT5	29,4	29,5
TenneT6	25,7	25,6
Amprion1	8,2	8,3
Amprion2	38,0	38,1
Amprion3	23,7	23,9
Amprion4	29,7	29,9
Amprion5	34,5	34,6
Amprion6	10,9	11,0
TransnetBW1	14,1	14,1
TransnetBW2	45,6	45,9
50Hertz0	0,0	0,0
50Hertz1	57,7	58,7
50Hertz2	9,9	9,8
50Hertz3	44,4	45,4
50Hertz4	43,4	44,6

Anhang B Ergebnisse

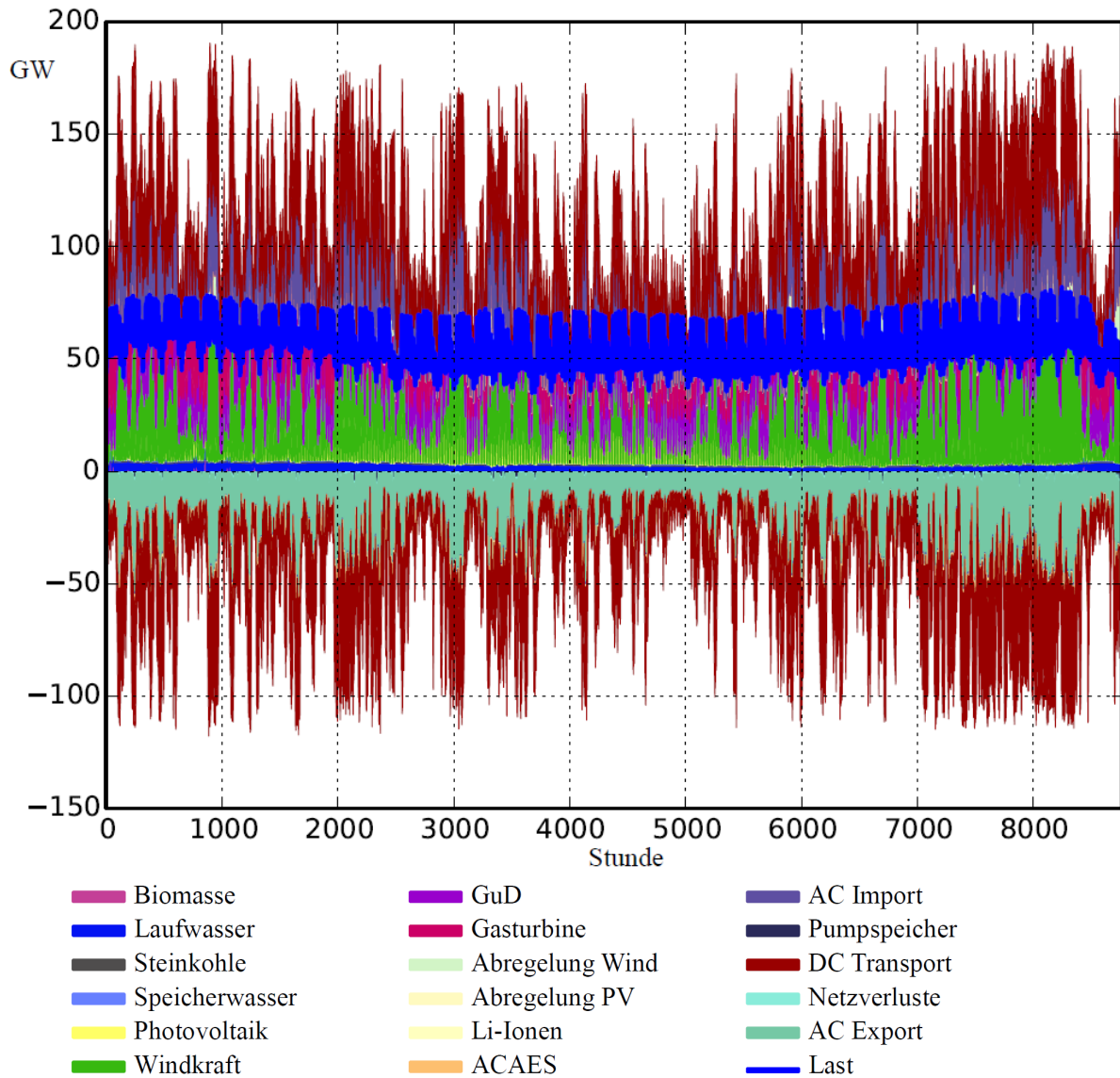


Abbildung 6.1: Lastdeckung gesamtes Jahr 2050

Tabelle 6.7: Zubau an Speicherleistung in GW nach Szenario

	ACAES	Wasserstoff	Li-Ionen	Pumpspeicher	Gesamt
BSK hoch	2,55	0,00	2,78	0,06	5,39
EK hoch	1,46	0,00	1,53	0,01	3,01
Referenz	0,52	0,00	0,79	0,00	1,31
EK niedrig	0,00	0,00	0,06	0,00	0,06
BSK niedrig	0,00	0,00	0,23	0,00	0,23
PV+	0,00	0,00	1,37	0,01	1,38
Netzengpass	2,33	3,57	0,00	0,00	5,90
Abr10	15,80	0,00	8,80	1,00	25,59
Abr03	27,71	0,00	4,08	2,58	34,37

Tabelle 6.8: Zubau an Speicherkapazität in TWh nach Szenario

	ACAES	Wasserstoff	Li-Ionen	Pumpspeicher	Gesamt
BSK hoch	0,045	0,000	0,017	0,068	0,130
EK hoch	0,026	0,000	0,009	0,062	0,097
Referenz	0,009	0,000	0,005	0,059	0,072
EK niedrig	0,000	0,000	0,000	0,055	0,055
BSK niedrig	0,000	0,000	0,001	0,054	0,055
PV+	0,000	0,000	0,008	0,057	0,065
Netzengpass	0,054	1,543	0,000	0,021	1,619
Abr10	0,202	0,000	0,053	0,075	0,329
Abr03	0,428	0,000	0,024	0,075	0,527

Tabelle 6.9: Aufgrund von Abregelung nicht genutzte Energiemenge in TWh

abgeregelte Energiemenge	
BSK hoch	11,17
EK hoch	12,35
Referenz	13,61
EK niedrig	14,72
BSK niedrig	14,40
PV+	10,76
Netzengpass	41,59
Abr10	4,09
Abr03	1,37

Tabelle 6.10: Leistungen der Erzeuger inkl. Zubau in GW

	GuD	GT	Steink.	WindOn.	WindOff.	PV	Wasser	Biom.
BSK hoch	17,2	30,4	0,8	50,8	32,0	67,2	5,2	11,3
EK hoch	17,2	33,0	0,8	50,8	32,0	67,2	5,2	11,3
Referenz	17,2	34,9	0,8	50,8	32,0	67,2	5,2	11,3
EK niedrig	17,2	36,3	0,8	50,8	32,0	67,2	5,2	11,3
BSK niedrig	17,2	36,1	0,8	50,8	32,0	67,2	5,2	11,3
PV+	17,2	35,1	0,8	55,8	25,5	80,8	5,2	11,3
Netzengpass	17,2	32,1	0,8	50,8	32,0	67,2	5,2	11,3
Abr10	17,2	22,3	0,8	50,8	32,0	67,2	5,2	11,3
Abr03	17,2	21,8	0,8	50,8	32,0	67,2	5,2	11,3

Tabelle 6.11: Stromerzeugung in TWh nach Szenario

	GuD	GT	Steink.	WindOn.	WindOff.	PV	Wasser	Biom.
BSK hoch	107,0	86,6	4,9	118,0	124,2	65,9	26,7	11,3
EK hoch	107,3	101,4	4,4	117,9	123,1	65,8	26,7	2,3
Referenz	106,8	106,2	4,8	118,0	121,9	65,8	26,7	1,5
EK niedrig	106,4	109,0	4,9	117,9	120,9	65,7	26,7	1,0
BSK niedrig	107,7	108,8	3,5	117,9	121,2	65,7	26,7	1,1
PV+	107,5	101,6	4,9	129,1	98,6	78,9	26,7	1,4
Netzengpass	113,0	122,4	5,1	118,6	93,0	66,0	26,8	2,0
Abr10	109,3	89,1	5,0	118,4	131,3	66,1	26,0	2,6
Abr03	110,1	87,0	5,0	119,2	133,1	66,2	26,1	2,4

Tabelle 6.12: Durch Stromerzeugung in Deutschland verursachte CO₂-Emissionen in t

	Emission
BSK hoch	75553777
EK hoch	81771822
Referenz	83883242
EK niedrig	85064389
BSK niedrig	84484569
Abr03	76814235
Abr10	77418269
PV+	82163306

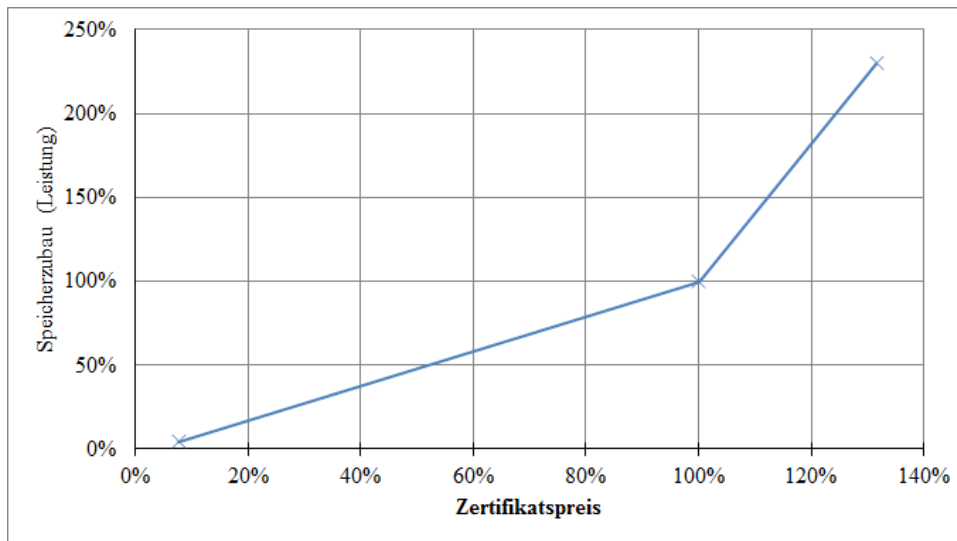


Abbildung 6.2: Verhältnis zwischen CO₂-Zertifikatspreis und Speicherzubau bezogen auf das Referenzszenario

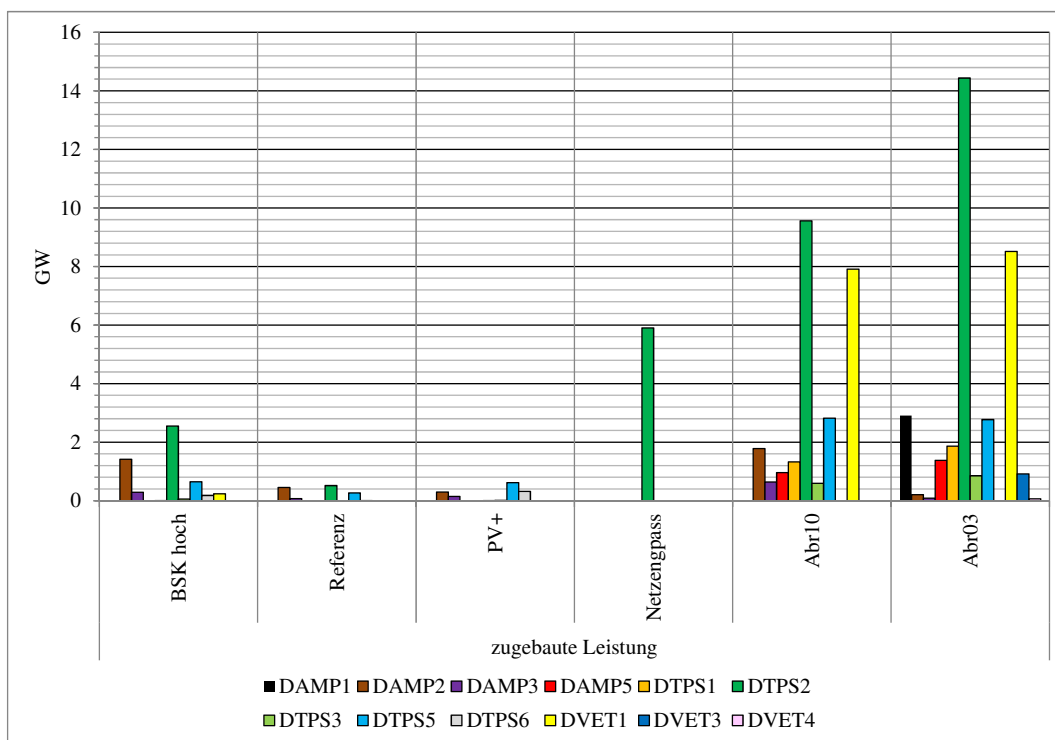


Abbildung 6.3: Zubau Speicherleistung nach Region und Szenario

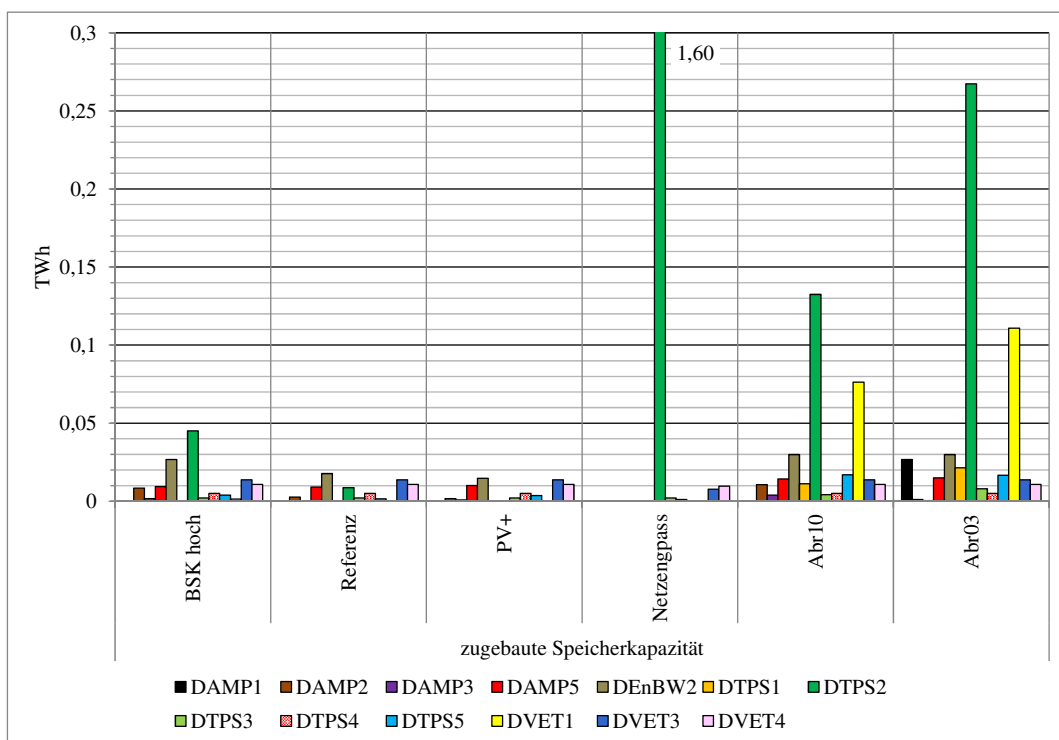


Abbildung 6.4: Zubau Speicherkapazität nach Region und Szenario

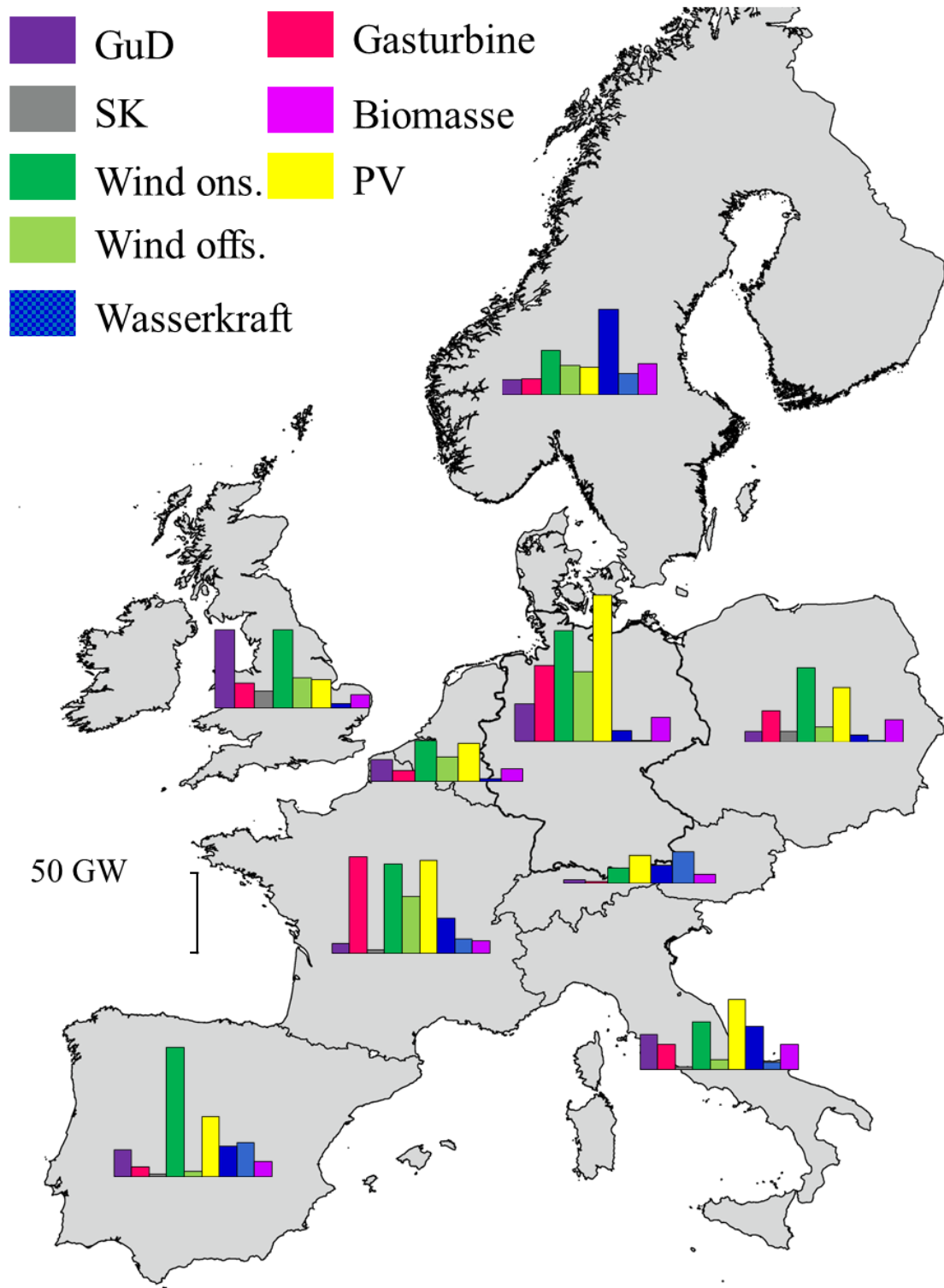


Abbildung 6.5: Erzeugungspark der Modellknoten (Referenzszenario, Knoten Nord schließt in Darstellung Knoten Dänemark West mit ein)

Erklärung

Ich, Markus Pohl, geboren am 10. August 1989 in Künzelsau, erkläre hiermit, dass ich die hier vorliegende Arbeit selbständig und ohne Benutzung anderer als der in der Arbeit angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind als solche kenntlich gemacht. Diese Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungskommission vorgelegt.

Stuttgart, 13. Mai 2015

Markus Pohl