

Forschungsbericht BWPLUS

**Dynamische Simulation der Ausbauszenarien für
erneuerbare
Stromversorgung in Baden-Württemberg bis
2050 nach dem Gutachten zur Vorbereitung
eines Klimaschutzgesetzes (SimBW)
Speicherbedarf in Deutschland und Baden-Württemberg**

von

Holger Höfling, Michael Capota, Henning Jachmann

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

Förderkennzeichen: BWE 13001

Die Arbeiten des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung werden mit
Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

Dezember 2013



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

Industriestraße 6

70565 Stuttgart

Tel.: +49 (0) 711 7870 0

Fax: +49 (0) 711 7870 200

www.zsw-bw.de

Kurzzusammenfassung

Die Stromversorgung in Baden-Württemberg (BW) ist aufgrund des Rückbaus von Kernkraftwerken einerseits und des geplanten Zubaus erneuerbarer Energien nach dem Klimaschutzgesetz andererseits in den nächsten Jahren vor besondere Herausforderungen gestellt. Energiespeicher können hierbei einen Beitrag zur Integration von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und damit zum Klimaschutz leisten.

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurde der deutsche Kraftwerkspark mit Fokus auf Baden-Württemberg (BW) in stündlicher Auflösung unter dem Einfluss des Ausbaus erneuerbarer Energien für die Stichjahre 2020, 2030, 2040 und 2050 in ausgewählten Szenarien simuliert.

Ziel der Modellrechnungen war es, den Bedarf für Energiespeicherung unter Berücksichtigung von äußeren Einflussparametern in den verschiedenen Szenarien zu ermitteln. Dabei wurde für unterschiedliche Speichertypen untersucht, ob sie sich auf dem Markt etablieren und welchen Systembeitrag sie leisten können. Begleitet wurde diese quantitative Analyse durch eine qualitative Bewertung von Kapazitätsmechanismen hinsichtlich ihrer Eignung für die Förderung von Speichern.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass Speicher bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung (deutlich über 60%) einen entscheidenden ökonomischen und ökologischen Nutzen für das Energiesystem haben. Die Ergebnisse zeigen jedoch auch, dass der ökonomische Speichereinsatz bei EE-Anteilen unter 60% zu zusätzlichen CO₂-Emissionen im Energiesystem führt. Da Speicher jedoch auch bei niedrigen EE-Anteilen, beispielsweise aus technischen Erfordernissen heraus, einen Systembeitrag leisten können, ist es erforderlich, hier eine sorgfältige Abwägung zu treffen.

Die gewonnenen Erkenntnisse über den Speicherbedarf in Baden-Württemberg und im gesamten deutschen Marktgebiet können in ein 3-Phasen-Modell der Markteinführung für Speicher überführt werden. Die frühe Phase (EE-Anteil bis 40%) ist dabei geprägt von Forschung und Entwicklung sowie Demonstration neuer Technologien. Ergänzend kann der Abbau von Hemmnissen die Rahmenbedingungen verbessern. Die mittlere Phase (EE-Anteil von 40% bis 60%) wird bestimmt durch kontinuierlichen Speicherzubaupfad nach einem verbindlichen Ausbaupfad mit begleitenden marktnahen Instrumenten. In der späten Phase (EE-Anteil über 60%) ist Speicherausbau bzw. -betrieb auch unter Marktbedingungen wirtschaftlich. Möglichweise kann jedoch durch flankierende Markt-konzepte die Ausbaumenge gesteuert werden.

Die derzeit kontrovers diskutierten Kapazitätsmechanismen eignen sich hierzu nur bedingt. Während bei der strategischen Reserve eine Teilnahme auszuschließen ist, hängt bei den übrigen Konzepten vieles von der konkreten Produktgestaltung ab. Zur Unterstützung der Markteinführung von Langzeitspeichern sind die derzeit diskutierten Kapazitätsmechanismen dagegen grundsätzlich nicht geeignet. Sie erfordern alternati-

ve Konzepte, die nicht auf den Beitrag zur gesicherten (Erzeugungs-) Leistung als Bemessungsgrundlage zielen.

Inhalt

Kurzzusammenfassung	3
Inhalt	5
Abbildungen	7
Abkürzungen	10
1 Aufgabenstellung	11
1.1 Problembeschreibung	11
1.2 Ziel der Untersuchung	11
1.3 Stand der Wissenschaft	12
1.4 Relevanz für das Land Baden-Württemberg	15
2 Vorgehensweise	17
2.1 Methodische Herausforderungen	18
2.2 Planung und Ablauf des Vorhabens	20
2.2.1 Datenaufbereitung und Modellanpassung	20
2.2.2 Auswertung und Interpretation	22
2.2.3 Analyse von Kapazitätsmechanismen für Speicher	23
2.3 Modellbeschreibung	24
3 Szenarienbeschreibung	27
3.1 Szenarienübersicht	27
3.2 Konventionelle Kraftwerke	28
3.3 Erneuerbare Stromerzeugung	30
3.4 Speichertechnologien	35
3.5 Stromnachfrage	39
3.6 Stromübertragungskapazitäten	42
4 Simulationsergebnisse und Interpretation	46
4.1 Entwicklung der Speicherleistungen in Deutschland	46
4.2 Entwicklung der Speicherleistungen in Baden-Württemberg	51
4.3 Systembeitrag von Speichern	55
4.4 Schlussfolgerungen und Einordnung der Ergebnisse	63
4.5 Handlungsempfehlungen	69
5 Kapazitätsmechanismen für Speicher	72

5.1	Aktueller Diskussionsstand in Deutschland	73
5.1.1	Strategische Reserve	74
5.1.2	Versorgungssicherheitsverträge	74
5.1.3	Dezentraler Leistungsmarkt.....	75
5.1.4	Fokussierte Kapazitätsmärkte	75
5.2	Kompatibilität von Kapazitätsmechanismen und Speichern	76
5.2.1	Beitrag zur gesicherten Leistung	76
5.2.2	Abhängigkeit von Art und Ausgestaltung.....	78
5.2.3	Zwischenfazit.....	79
5.3	Gezielte Kapazitätsmechanismen für Speicher	79
5.3.1	Art der Vergütung	80
5.3.2	Bemessungsgrundlage.....	80
5.3.3	Technologiespezifische vs. technologieoffene Ausgestaltung	80
5.3.4	Pfadabhängigkeit.....	81
5.3.5	Mengensteuerung.....	81
5.3.6	Bestimmung der Vergütungshöhe	81
5.3.7	Verteilung der Lasten	81
5.4	Fazit.....	82
6	Zusammenfassung.....	83
7	Anhang.....	87
8	Literatur	89

Abbildungen

Abbildung 2-1: Ökonomische Analyse mit dem Strommarktmodell REMO	17
Abbildung 2-2: Wichtige Flexibilitätsoptionen im Stromsystem	18
Abbildung 2-3: Mehrstufiges Optimierungsverfahren	22
Abbildung 2-4: Aufbau und Funktionalität des Strommarktmodells REMO	25
Abbildung 2-5: Modellierte Technologietypen für Speicherung und flexible Nachfrage	25
Abbildung 3-1: Szenarienübersicht.....	27
Abbildung 3-2: Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland (Basisszenario)	29
Abbildung 3-3: Entwicklung des Kraftwerksparks in Baden-Württemberg (Basisszenario)	29
<i>Abbildung 3-4: Emissionspreisfade</i>	30
Abbildung 3-5: Annahmen zu Volllaststunden der Windenergie.....	31
Abbildung 3-6: Modell-Leistungskennlinie	31
Abbildung 3-7: Modellierte Leistungskennlinie (logistische Funktion)	32
Abbildung 3-8: Entwicklung der installierten EE-Leistung in Deutschland (Basisszenario)	33
Abbildung 3-9: Entwicklung der installierten EE-Leistung in Deutschland (EE-Szenario)	34
Abbildung 3-10: Entwicklung der installierten EE-Leistung in Baden-Württemberg (Basisszenario)	34
Abbildung 3-11: Entwicklung der installierten EE-Leistung in Baden-Württemberg (EE- Szenario).....	35
Abbildung 3-12: Investitionskosten für untersuchte Speichertechnologien	36
Abbildung 3-13: Annahmen zur Kosten-Potential-Kurve für Pumpspeicher	37
Abbildung 3-14: Annahmen zur Kosten-Potential-Kurve für Druckluftspeicher	38
Abbildung 3-15: Annahmen zur Kosten-Potential-Kurve für Batteriespeicher	38
Abbildung 3-16: Kosten-Potential-Kurve für Power-to-Gas (CH ₄) in unterschiedlichen Marktsegmenten	39
Abbildung 3-17: Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland (Basisszenario)...	41
Abbildung 3-18: Entwicklung des Stromverbrauchs in Baden-Württemberg (Basisszenario)	42
Abbildung 3-19: Angenommene Stromübertragungskapazitäten in MW zwischen den modellierten Marktgebieten im Szenariojahr 2030.....	43

Abbildung 3-20: Angenommene Stromübertragungskapazitäten zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten	44
Abbildung 3-21: Angenommene Stromübertragungskapazitäten zwischen Baden-Württemberg und den angrenzenden deutschen Marktgebieten.....	45
Abbildung 4-1: Entwicklung der aggregierten maximalen Einspeicherleistung in Deutschland (alle Szenarien).....	47
Abbildung 4-2: Entwicklung der zugebauten Einspeicherleistung je Speichertyp in Deutschland (Basisszenario)	47
Abbildung 4-3: Entwicklung der zugebauten Einspeicherleistung je Speichertyp in Deutschland (Basisszenario Plus)	48
Abbildung 4-4: Entwicklung der zugebauten Einspeicherleistung je Speichertyp in Deutschland (EE-Szenario)	48
Abbildung 4-5: Residuallast in Deutschland 2050 (Basisszenario und EE-Szenario) ..	50
Abbildung 4-6: Einspeicherleistung je Speichertyp Deutschland 2050 (alle Szenarien)	51
Abbildung 4-7: Entwicklung der aggregierten maximalen Einspeicherleistung in Baden-Württemberg (alle Szenarien).....	52
Abbildung 4-8: Entwicklung der zugebauten Einspeicherleistung je Speichertyp in Baden-Württemberg (Basisszenario).....	53
Abbildung 4-9: Entwicklung der zugebauten Einspeicherleistung je Speichertyp in Baden-Württemberg (Basis plus Szenario).....	53
Abbildung 4-10: Entwicklung der zugebauten Einspeicherleistung je Speichertyp in Baden-Württemberg (THG95 Szenario)	54
Abbildung 4-11: Einspeicherleistung je Speichertyp in Baden-Württemberg (alle Szenarien im Vergleich).....	54
Abbildung 4-12: Wirkung von Speicher auf die Residuallast (Basisszenario 2020)	57
Abbildung 4-13: Wirkung von Speicher auf die Residuallast (EE-Szenario 2050)	58
Abbildung 4-14: Abgeregelte erneuerbare Stromerzeugung (EE-Szenario 2050)	58
Abbildung 4-15: Wirkung von Speicher auf die Lastgradienten (EE-Szenario)	59
Abbildung 4-16: Geordnete Preisdauerlinien (EE-Szenarien 2050)	60
Abbildung 4-17: CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland (alle Szenarien)	61
Abbildung 4-18: Netto-CO ₂ -Emissionen des Speichereinsatzes in Deutschland.....	62
Abbildung 4-19: Simulierte Überschüsse aus erneuerbarer Erzeugung ohne Speicher	69

Abbildung 4-20: Drei-Phasen-Modell der Markteinführung für Speicher	71
Abbildung 7-1: Szenarienübersicht gemäß Projektantrag	88

Abkürzungen

AA-CAES	Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage
AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten)
BAT	Battery
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur
BW	Baden-Württemberg
CAES	Compressed Air Energy Storage
CPLEX	Kommerzieller Solver
DENA	Deutsche Energie-Agentur
DSM	Demand Side Management
DR	Demand Response
E/P	Verhältnis von Energie zu Leistung
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
Eta	Wirkungsgrad
FhG	Fraunhofer Gesellschaft
GAMS	General Algebraic Modeling System
KM	Kapazitätsmechanismen
KSG BW	Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LP	Linear Programming
MIP / MILP	Mixed Integer Linear Programming
NTC	Net Transfer Capacity
PSH	Pumped Storage Hydro
PtG	Power to Gas
PtH	Power to Heat
PV	Photovoltaik
REMO	Renewable Electricity Market Optimisation Model
THG	Treibhausgase
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden Württemberg

1 Aufgabenstellung

1.1 Problembeschreibung

Aufgrund des raschen Ausbaus der erneuerbaren Energien nach den Zielen der Bundesregierung wird die deutsche Stromversorgung zunehmend vor neue Herausforderungen gestellt. Zur besseren Integration von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien können Energiespeicher einen elementaren Beitrag leisten. Diese stehen jedoch in Konkurrenz zu anderen Maßnahmen wie z.B. einem verbesserten Energieaustausch mit Nachbarregionen oder einer stärkeren Flexibilisierung des Angebots oder des Verbrauchs. Dieser Zusammenhang und weitere Einflüsse wie z.B. die zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs führen dazu, dass die Bestimmung des zukünftigen Speicherbedarfs ein nicht triviales Optimierungsproblem darstellt, zu dessen Lösung mehrere dynamische Komponenten gleichzeitig betrachtet werden müssen.

Anhaltspunkte für die Bestimmung der Höhe und der zeitlichen Einordnung des Speicherbedarfs sowie Erkenntnisse über die Wirtschaftlichkeit des Betriebs von Speichern unter dem heutigen Marktdesign sind jedoch erforderlich, damit ggf. mit politischen Maßnahmen die Markteinführung von bestimmten Speichertechnologien sowie der rechtzeitige Ausbau der benötigten Speicherkapazitäten vorangetrieben werden kann.

Die für Deutschland beschriebene Situation gilt im besonderen Maße für das Land Baden-Württemberg (BW), da hier einerseits ein verhältnismäßig hoher Anteil der Stromerzeugungskapazität durch Kernkraft bereit gestellt wird und dieser aufgrund des Atomausstiegsbeschlusses der Bundesregierung in den nächsten Jahren bis einschließlich 2022 vollständig vom Netz gehen wird. Andererseits hat die Landesregierung ambitionierte Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg beschlossen.

1.2 Ziel der Untersuchung

Ziel des Forschungsvorhabens war es, mit Hilfe von computergestützten Modellrechnungen zu untersuchen, in welchem Umfang Speichertechnologien in Zukunft einen Systembeitrag zur Stromversorgung in Baden-Württemberg (BW) leisten können. Im Vordergrund der Untersuchung standen dabei die Einflüsse des kontinuierlich anwachsenden Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung sowie das Ausscheiden konventioneller Kraftwerke aus dem Erzeugungssystem. Das Strommarktmodell REMO (Renewable Electricity Market Optimisation Model) des ZSW wurde dafür so erweitert, dass als Zielgröße der Speicherbedarf für BW (bzw. Deutschland) in Abhängigkeit von den unterstellten Szenarien für die Stichjahre 2020, 2030, 2040 und 2050 berechnet werden kann.

Da das Modell neben dem stündlich aufgelösten Kraftwerkseinsatz auch die stündlichen Strompreise für das jeweilige Szenariojahr simuliert, kann der Marktwert des börsenpreisgesteuerten Speichereinsatzes ermittelt und damit die Wirtschaftlichkeit des Speichereinsatzes berechnet werden. Ist der Speicherbetrieb wirtschaftlich und deckt die Investitionskosten, so werden neue Speicher im Modellsystem zugebaut. Für den Fall, dass Speicher zwar einen wichtigen Systembeitrag leisten, aber nicht über die Erlöse des Strommarktes refinanziert werden können, stellt sich die Frage nach zusätzlichen Mechanismen, die eine frühzeitige Markteinführung von neuen Speichertechnologien ermöglichen.

Deshalb war in Ergänzung zu den Ergebnissen der quantitativen Analyse ein weiteres Ziel der Untersuchung herauszufinden, ob Kapazitätsmechanismen, als „marktnahe“ Instrumente, bei entsprechender Ausgestaltung, geeignet sein können, Anreize zur Investition in neue Speicherkapazität zu setzen.

1.3 Stand der Wissenschaft

Das Vorhaben baut systematisch auf dem „Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes für Baden-Württemberg“ auf, das das ZSW im Auftrag des Umweltministeriums BW erstellt hat (SCHMIDT u. a., 2011). Der für den Sektor Strom im Gutachten vorgestellte Ausbaupfad für erneuerbare Energien und den Umbau des Kraftwerksparks in Baden-Württemberg wird mit dem ZSW Strommarktmodell REMO simuliert und modellbasiert mit dem Fokus auf den Bedarf und die Wirkungen von Speichern im System untersucht. Darüber hinaus wird ein Ausbaupfad zu einer bis zum Jahre 2050 fast vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung in Baden-Württemberg simuliert.

Aktuelle Studien, die ähnlich detaillierte Simulationen des deutschen Stromsystems beinhalten, sind entweder auf die gesamte Bundesrepublik ausgerichtet (NITSCH u. a., 2012) und lassen damit keine Rückschlüsse auf die Entwicklungen in Baden-Württemberg zu oder haben einen zeitlich zu kurzfristigen Horizont (FICHTNER u. a., 2012), um daraus Schlüsse für den langfristigen Ausbaubedarf von Speichertechnologien in einer weitgehend auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung zu ziehen.

Zahlreiche aktuelle Gutachten beschäftigen sich mit verschiedenen Ausgestaltungsoptionen von Kapazitätsmechanismen. Dabei steht jedoch in allen Arbeiten die Aufrechterhaltung oder der Zubau von konventioneller Erzeugungskapazität im Vordergrund. Ob jedoch Kapazitätsmechanismen abhängig von ihrer Ausgestaltung in der Lage sein können, auch den Zubau von Speicherkapazitäten anzureizen, ist bisher nicht bekannt und soll im Vorhaben tiefer gehend untersucht werden.

Die Planung und Umsetzung der von der Deutschen Bundesregierung angestrebten Energiewende fußt auf einer breiten Basis wissenschaftlicher Arbeiten. Verschiedene Studien und Szenarien, durchgeführt und aufgestellt von unterschiedlichen Institutionen, belegen nicht nur die technische und wirtschaftliche Machbarkeit des Übergangs

auf eine überwiegend auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung Deutschlands, sondern liefern darüber hinaus wertvolle Anhaltspunkte, welche Maßnahmen zur Erreichung der anvisierten Ziele zu ergreifen sind.¹

Die wachsende Bedeutung der Stromspeicherung sowohl für den kurzfristigen Ausgleich von Last- und Erzeugungsspitzen als auch für die längerfristige Aufnahme anfallender Stromüberschüsse in Folge der bedarfsunabhängigen Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen wird in allen Studien einhellig hervorgehoben. Speicher sind dabei als eine Ergänzung zu anderweitigen Flexibilitätsoptionen, wie beispielsweise dem Lastmanagement, der Nutzung von Überschüssen zur Wärmeerzeugung (Power-to-Heat), der Flexibilisierung des Kraftwerksparks oder dem großräumigen Stromaustausch, zu betrachten.² Ferner eignen sich einige Speichertechnologien zur Erbringung verschiedener Systemdienstleistungen, wie der Blindleistungsbereitstellung, der Frequenzstabilisierung sowie dem Netzwiederaufbau (Schwarzstartfähigkeit) und können so die Notwendigkeit zur Vorhaltung konventioneller Must-Run-Kapazitäten verringern.

Einigkeit besteht zudem in der Tatsache, dass die derzeit in Deutschland vorhandenen Pumpspeicherwerke langfristig sowohl bezüglich ihrer Leistung als auch ihrer Kapazität nicht ausreichen werden, um der wachsenden Herausforderung eines kontinuierlich steigenden Anteils fluktuierender Stromerzeugung gerecht zu werden. Selbst eine vollständige Ausreizung der bestehenden Potenziale für Pumpspeicherwerke in Deutschland vermag an dieser Situation nichts Grundlegendes zu ändern, sofern an den Zielen eines möglichst vollständigen Übergangs auf erneuerbare Energien festgehalten wird. Die Entwicklung und Erprobung neuer Speichertechnologien ist folglich ein wichtiger Baustein, ohne den die Ziele der Energiewende nicht zu verwirklichen sind.

Als alternative Speichertechnologien werden derzeit vor allem Druckluftspeicher, mobile Batteriespeicher sowie die Umwandlung elektrischer Energie in Wasserstoff oder Methan (Power to Gas, PtG) diskutiert und erprobt. Eine umfassende Übersicht der verschiedenen Stromspeicherpotenziale für Deutschland ist unter anderem der Studie (HARTMANN u. a., 2012a) zu entnehmen.³

Wie hoch der tatsächliche Speicherbedarf langfristig ausfallen wird, ist von zahlreichen Einflussfaktoren abhängig und lässt sich nur in erster Näherung durch umfassende Modellrechnungen auf Basis verschiedener Szenarien bestimmen. Zu berücksichtigen sind insbesondere die Dynamik des EE- und Netzausbaus sowie die Fortschritte, die bei der Flexibilisierung des Angebotes und der Nachfrage erzielt werden können (vgl. SCHILL, 2013b). Erste Berechnungen zum zukünftigen Speicherbedarf Deutschlands

¹ (BMU, 2010; FORSCHUNGSVERBUND ERNEUERBARE ENERGIEEN (FVEE), 2010; KLAUS u. a., 2010; NITSCH u. a., 2012; SCHLESINGER u. a., 2010; SRU, 2011; WWF, 2009)

² Eine umfassende Gegenüberstellung und Potenzialabschätzung möglicher Flexibilitätsoptionen findet sich in (KRZIKALLA u. a., 2013).

³ Siehe ebenfalls (MAHNKE & MÜHLENHOFF, 2012).

wurden unter anderem im Rahmen der Studien (ADAMEK u. a., 2012; FVEE, 2010; NITSCH u. a., 2012; SCHILL, 2013b) durchgeführt. Die Studien (NITSCH u. a., 2012) und (ADAMEK u. a., 2012) kommen dabei zu dem Schluss, dass sich unter Annahme idealer Bedingungen nennenswerte Stromüberschüsse erst ab einem Anteil der erneuerbaren Energien an der deutschen Stromversorgung von 65 % bis 80 % ergeben werden. Mit einem Bedarf für Langzeitspeicher sei folglich nicht vor dem Jahr 2030 zu rechnen (ADAMEK u. a., 2012). Weiterer Untersuchungsbedarf bestünde allerdings in Bezug auf die „optimale“ Struktur des zukünftigen Speicherbedarfs“.

Mit der Bestimmung des systemkostenoptimalen Zubaus der einzelnen Speichertechnologien setzte das vorliegende Forschungsvorhaben genau an dieser Stelle an und leistet so einen wichtigen Beitrag zur Gewinnung neuer Erkenntnisse. Durch die regionale Fokussierung können zudem erstmals Aussagen zum längerfristigen Bedarf in Baden-Württemberg getätigt werden.

Das Forschungsvorhaben stellt ferner eine wertvolle Ergänzung zu der im Februar 2012 veröffentlichten Studie des KIT zur Weiterentwicklung der Energiewirtschaft in Baden-Württemberg (FICHTNER u. a., 2012) dar. Diese untersuchte die Auswirkungen der landespolitischen Zielsetzungen auf wichtige Faktoren, wie die Entwicklung der Stromproduktion, der Versorgungssicherheit, des Energieverbrauchs sowie der resultierenden Strompreise. Aufgrund des begrenzten Untersuchungszeitraums – bis einschließlich 2025 – sind die darin gesammelten Erkenntnisse zum zukünftigen Bedarf und Ausbau von Stromspeichern limitiert und beschränken sich im Wesentlichen auf die Ausnutzung bestehender Potenziale für Pumpspeicherwerke. Für die weitere Entwicklung des Speicherbedarfs konnten lediglich qualitative Aussagen getroffen werden.

Einen etwas anderen Untersuchungsansatz, bei dem ebenfalls Auswirkungen auf den Speicherbedarf betrachtet werden, verfolgt die vom Umweltbundesamt herausgegebene Studie „Modellierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung im Jahr 2050 in autarken, dezentralen Strukturen“ (PETER, 2013). In der Studie wird anhand von ländlichen und städtischen Modellregionen analysiert, ob und unter welchen Bedingungen eine autarke, dezentrale Stromversorgung möglich ist. Die in diesem Rahmen generierten Ergebnisse zum zukünftigen Speicherbedarf sind jedoch nur eingeschränkt aussagekräftig, da die Studie aufgrund ihrer speziellen Fragestellung bewusst die schon heute zur Verfügung stehenden Möglichkeiten des großräumigen Ausgleichs fluktuierender Erzeugung ausblendet. Gleiches gilt für die Berücksichtigung zukunftssträchtiger Speichertechnologien. In den Modellrechnungen werden ausschließlich Bleiakkumulatoren abgebildet.

Die Wirtschaftlichkeit des Speicherbetriebs und die hierfür erforderlichen Rahmenbedingungen stellen neben der Bestimmung des Bedarfs einen zweiten wichtigen Forschungsschwerpunkt dar. Noch ist weitgehend unklar, ob der Strommarkt in seiner heutigen Ausgestaltung die notwendigen Investitionsanreize hervorbringen kann und wenn dies zu verneinen ist, durch welche Maßnahmen der Bau neuer Speicher gegebenenfalls zu flankieren ist.

Eine ganz ähnliche Fragestellung wird derzeit in Verbindung mit der Notwendigkeit zur Vorhaltung konventioneller Kraftwerke diskutiert. Konkret geht es dabei um die Frage, ob der bestehende Energy-Only-Markt durch einen Kapazitätsmechanismus zu ergänzen ist bzw. welche Anforderung dieser zu erfüllen hätte. Eine gute Übersicht des aktuellen Diskussionsstandes inklusive einer Zusammenfassung der relevantesten Beiträge findet sich in einem Bericht von ECOFYS, der im Auftrag des Umweltbundesamtes erstellt wurde (NICOLOSI, 2012).

Anreize für Speicher spielten in den bisherigen Debatten dabei wenn überhaupt eine untergeordnete Rolle. Eine nähere Betrachtung ist jedoch ratsam, da die Einbindung von Speichern zusätzliche Anforderungen an einen möglichen Kapazitätsmechanismus stellt. Dies gilt vor allem für die zukünftig relevanteren Langfristspeicher in Form von Power to Gas. Grund hierfür ist die Tatsache, dass PtG-Anlagen in erster Linie eine flexible Last darstellen und nur in Kombination mit Rückverstromungseinheiten vollständige Stromspeichersysteme bilden. Gemäß der Systematik bestehender Kapazitätsmechanismen würden allerdings nur die Rückverstromungseinheiten von den zusätzlichen Vergütungen profitieren, da die Zahlungen in der Regel an die Fähigkeit zur Vorhaltung positiver Leistung gekoppelt sind. Hier besteht folglich weiterer Untersuchungsbedarf.

1.4 Relevanz für das Land Baden-Württemberg

Das Land Baden-Württemberg ist aufgrund der von nuklearen Energieträgern geprägten Stromversorgung in der Vergangenheit einerseits und der ambitionierten Ausbauziele für erneuerbare Energien andererseits von einem besonders starken Umbau des Stromversorgungssystems betroffen. Gerade deshalb war es sinnvoll, die Szenarien zu einer weitgehend dekarbonisierten Stromversorgung im Land mit detaillierten Modellrechnungen zu untermauern. Die Untersuchungsergebnisse geben Aufschluss darüber, wie Speichertechnologien im System optimal eingesetzt werden können und wie sie sich ggf. auf dem Strommarkt entwickeln würden. Daraus werden Handlungsempfehlungen für Entscheidungsträger in der Politik abgeleitet. Die Ergebnisse des Vorhabens leisten damit einen wichtigen Beitrag zur energiewirtschaftlichen Diskussion über die optimale langfristige Ausrichtung der Stromversorgung im Land Baden-Württemberg.

Die Energieversorgung Deutschlands befindet sich inmitten eines anhaltenden und langfristig ausgerichteten Wandlungsprozesses. Dazu gehört die Öffnung der Märkte sowohl innerhalb Deutschlands als auch über die Grenzen hinaus, der verstärkte Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere unter Nutzung von Biomasse, Wind- und Sonnenenergie, der Ausstieg aus der Kernenergie sowie das Bestreben zu mehr Energieeffizienz. Das Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 und der Beschluss zur Energiewende im Folgejahr haben diesen Prozess bekräftigt und in Teilen beschleunigt.

Das Land Baden-Württemberg bleibt von dieser Entwicklung keineswegs unberührt. Im Gegenteil, mit der Einführung eines Klimaschutzgesetzes (KSG BW 2013) setzt die Landesregierung eigene Akzente und verdeutlicht, dass sie den von der Bundesregierung eingeschlagenen energie- und klimapolitischen Kurs aktiv unterstützen will.

Besonders betroffen ist das Land von den Beschlüssen zum beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie, die in der Vergangenheit rund die Hälfte der in Baden-Württemberg erzeugten Strommengen lieferte. Spätestens bis zum Jahr 2022, wenn mit Neckarwestheim II das letzte Kernkraftwerk in Baden-Württemberg vom Netz geht, müssen diese Strommengen auf anderem Wege erzeugt werden. Mit Neckarwestheim I und Philippsburg I waren bereits im Jahr 2011 – direkt nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima – zwei der insgesamt vier Kernkraftwerke vom Netz gegangen. Ein Großteil dieser Erzeugungsleistung soll zukünftig durch erneuerbare Energien substituiert werden. So sieht das Energieszenario Baden-Württemberg 2050 vor, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung von 17 % im Jahr 2010 auf 38,5 % im Jahr 2020 und 86,4 % im Jahr 2050 zu steigern (SCHMIDT u. a., 2011). Der überwiegende Teil soll dabei aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen stammen.

Das Land Baden-Württemberg steht folglich vor der großen Herausforderung, seine Stromerzeugung innerhalb nur weniger Jahre neu zu strukturieren. Anders als in anderen Regionen der Bundesrepublik stehen hierzu kaum Reserven in Form konventioneller Kraftwerke zur Verfügung. Bereits im Jahr 2010 war das Land in größerem Umfang (ca. 15,5 TWh) auf Stromimporte aus anderen Bundesländern und Nachbarstaaten angewiesen. Ein besonderes Augenmerk ist daher auf die Systemintegration der erneuerbaren Energien zu richten. Die mit diesem Bericht vorliegenden Ergebnisse der im Rahmen des Forschungsvorhabens durchgeführten Modellrechnungen auf Basis des ZSW Strommarktmodells REMO können hierzu einen wichtigen Beitrag zu leisten. Die Ergebnisse geben Aufschluss über den stündlichen Kraftwerkseinsatz, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die Entwicklung der stündlichen Börsenstrompreise. Darauf aufbauend konnten unter anderem Schlüsse in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken und langfristig benötigten Speichern gezogen werden.

2 Vorgehensweise

Zur Beantwortung der skizzierten Fragestellung war ein Optimierungsmodell notwendig, das den deutschen Strommarkt mit allen relevanten Technologien, dem Übertragungsnetz sowie dem Stromaustausch mit Nachbarstaaten in der Weise abbildet, dass ein kostenoptimaler Zubau an Speicherkapazitäten bestimmter Technologien für Deutschland und für Baden-Württemberg berechnet werden konnte (Abbildung 2-1).

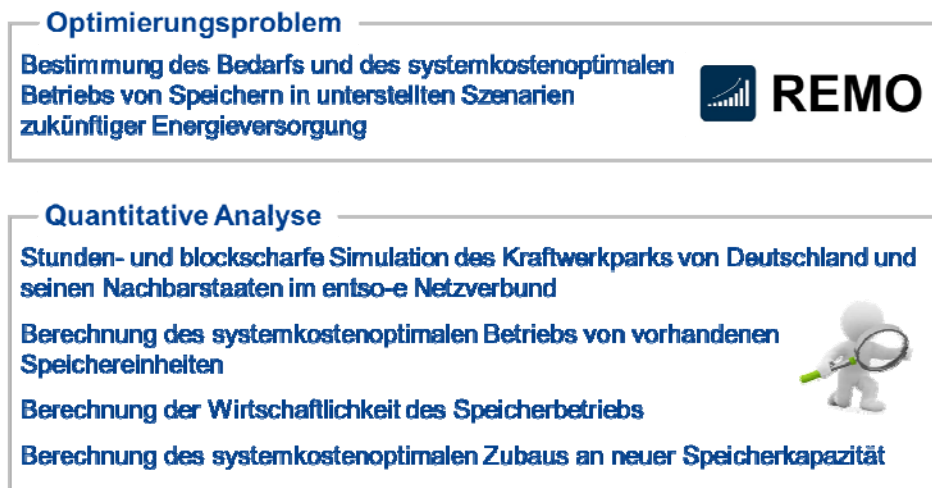


Abbildung 2-1: Ökonomische Analyse mit dem Strommarktmodell REMO

(Quelle: ZSW)

Damit diese Simulationen durchgeführt werden konnten, wurde das ZSW Strommarktmodell REMO (Kapitel 2.3) auf die Zielregion Baden-Württemberg angepasst und kalibriert. Dafür wurde die Datenbasis entsprechend spezifiziert und aktualisiert sowie um Prognosen entsprechender Energieszenarien für Baden-Württemberg bis 2050 ergänzt.

Die stündliche Simulation des Kraftwerkseinsatzes und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für die jeweiligen Szenariojahre lässt im Ergebnis nicht nur Rückschlüsse auf die Auslastung thermischer Kraftwerke (inkl. CO₂-Emissionen) und Speicher zu, sondern auch auf die Entwicklung des Börsenpreises für Strom. Daraus konnte wiederum berechnet werden, inwiefern verschiedene Speichertechnologien unter zukünftigen Marktbedingungen wirtschaftlich mit dem kostenoptimierten Kauf und Verkauf von Börsenstrom betrieben werden können. Die Simulation berücksichtigt dabei den Elektrizitätsaustausch mit benachbarten Netzregionen und Nachbarländern, so dass auch die Einflüsse wachsenden Imports/Exports nach den Zielen des 3. EU-Binnenmarktpakets in die Untersuchung mit einfließen.

Da jede Simulation von Szenarien nur bestimmte Zukunftszustände unter sonst fixierten Rahmenbedingungen darstellen kann, wurden nicht nur verschiedene Ausbauszenarien für erneuerbare Energien sondern auch andere sensitive Eingangsparameter auf ihre Wirkung hin untersucht.

2.1 Methodische Herausforderungen

Energiespeicher können durch die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch einen entscheidenden Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem leisten. Allerdings ist der mögliche Beitrag zur Systemflexibilisierung weitgehend durch andere Maßnahmen substituierbar. Eine Auflistung genereller Flexibilitätsoptionen findet sich in Abbildung 2-2.

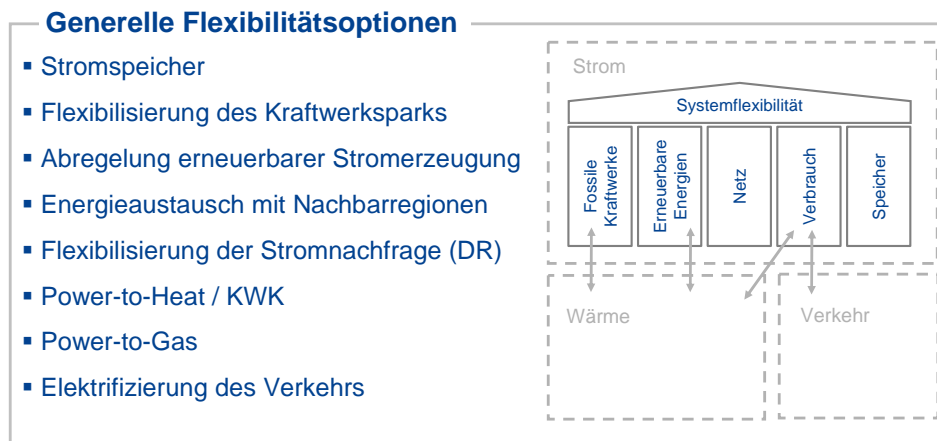


Abbildung 2-2: Wichtige Flexibilitätsoptionen im Stromsystem

(Quelle: ZSW)

Aufgrund dieser Substitutionsfähigkeit stellt die quantitative Bedarfsanalyse für Energiespeicher eine Herausforderung dar. Die Frage nach dem Speicherbedarf ist nur zu beantworten, wenn die Freiheitsgrade in der Systemoptimierung durch Reduzierung der Variablen eingeschränkt werden. Die Untersuchung basiert deshalb auf einem exogen vorgegebenen Szenariorahmen, der zahlreiche Rahmenbedingungen (z.B. Entwicklung der konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsleistung, Stromnachfrage, Übertragungskapazitäten, etc.) des Stromversorgungssystems fixiert.

Für die praktische Umsetzung im Modell (vgl. Kapitel 2.3) bedeutet dies, dass nur für die ausgewählten Speichertechnologien ein Zubau der Kapazität innerhalb einer Optimierungsperiode zugelassen wird. Für alle anderen Technologien auf Erzeugungs- oder Nachfrageseite wird die maximale Ein- oder Ausgangsleistung gemäß dem Szenariorahmen begrenzt.

Ein modellendogener Zubau an Speicherleistung bzw. Speicherkapazität erfolgt nach dem gewählten Ansatz ausschließlich nach ökonomischen Kriterien. Folglich wird nur dann in neue Speicherkapazität investiert, wenn dies aus System Sicht kostenoptimal ist. Ein Speicherzubau zur Spitzenlastdeckung ohne ökonomische Vorteilhaftigkeit wird im Modell ausgeschlossen, da hier in der Praxis der Zubau von Spitzenlastkraftwerken in der Regel die wirtschaftlichere Alternative darstellt.

Neben der Substitutionsfähigkeit der Flexibilitätsdienstleistung im Stromversorgungssystem erschweren zusätzliche Herausforderungen die Bestimmung des Speicherbedarfs. Einige dieser Herausforderungen sollen nachfolgend erläutert werden.

- Speicherbetriebskonzepte auf Basis von Multiinkommensströmen: Der ökonomische Betrieb von Pumpspeichern hängt in der Regel nicht nur von den Erträgen aus intertemporaler Arbitrage am Day-Ahead Spotmarkt ab sondern auch von den Erträgen aus der Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Da Erträge aus dem Regelleistungsmarkt jedoch sehr starken nicht fundamental begründbaren Schwankungen unterliegen, die modellseitig nur schwer abzubilden sind, werden diese in der vorliegenden Untersuchung vernachlässigt. Wie hoch der tatsächliche Anteil der Erträge aus dem Regelleistungsmarkt ist, ist nicht bekannt, wird jedoch von verschiedenen Autoren auf 30-50% geschätzt. Zur Berücksichtigung möglicher Zusatzerträge wurde für die Szenarioanalyse ein zusätzliches Szenario eingeführt, für das angenommen wird, dass nur 50% der Fixkosten durch die Erträge über den Spotmarkt gedeckt werden müssen. Daraus resultiert ein stärkerer Zubau an Speichern, was als Obergrenze für den Speicherbedarf interpretiert werden kann.
- Erlöse auf dem Spotmarkt hängen von Price-Spreads ab: Die Differenz zwischen den höchsten und den niedrigsten Strompreisen je Speicherperiode bestimmt die Höhe der Erlöse aus dem Speicherbetrieb (intertemporale Arbitrage) am Spotmarkt. Optimierungsmodelle zur Simulation von Strompreisen sind jedoch dafür bekannt, dass sie Preisspitzen und Preistäler jeweils unter- bzw. überschätzen, da gewisse stochastische Einflüsse im Modell nicht abgebildet werden. Damit der Fehler in der vorliegenden Untersuchung diesbezüglich möglich gering ist wurde im Modell die Entstehung von nachfrageinduzierten Knappheitspreisen zugelassen.
- Der Zubau hängt von Kosten-Potenzial-Kurven ab: Tendenziell steigen die Investitionskosten für Speichertechnologien mit Annäherung an die Potenzialgrenze innerhalb eines Marktgebietes überproportional an. Darüber hinaus verändert sich die Steigung der Kostenpotenzialkurve im Laufe der Zeit, sofern eine Kostendegression durch Lerneffekte erzielt wird. Im Modell werden jedoch nur fixe Investitionskosten pro Technologie verwendet, da es in der Literatur keine Angaben über den Verlauf von Kosten-Potenzial-Kurven gibt. Daraus folgt, dass ein Zubau über- oder unterschätzt wird oder nur eine Technologie zugebaut wird, da die durchschnittlichen Investitionskosten unterhalb denen der anderen Technologie liegen, obwohl sich die Kosten-Potenzial-Kurven in der Realität eventuell schneiden.
- Bei der PtG-Technologie können in Nischenanwendungen für einen kleinen Teil des Marktes höhere Erträge erwirtschaftet werden. Folglich wird eine Investition in PtG zunächst in diesen Nischen und anschließend im restlichen Markt wirtschaftlich. Damit solche Möglichkeiten für Nischenanwendungen ansatzweise in der Simulation berücksichtigt werden können, wurde in dieser Untersuchung zusätzlich zum normalen Markt für ein kleines Marktsegment ein erhöhter Gaspreis unterstellt.

Exkurs: Herausforderung bei der Bestimmung von Versorgungssicherheit

Unter welchen Bedingungen die Sicherheit der Stromversorgung in Baden-Württemberg zukünftig gewährleistet werden kann, wenn ein altersbedingter Rückbau konventioneller Kraftwerke und ein Zubau erneuerbarer Energien in zwei unterschiedlichen Szenarien erfolgt, kann in diesem Forschungsvorhaben nur bedingt beantwortet werden. Gründe hierfür liegen vor allem in der unsicheren Entwicklung verschiedener Rahmenparameter, die für die vorliegende Untersuchung in einem Szenariorahmen festgelegt werden, in Wirklichkeit jedoch eine sehr große Bandbreite erreichen können. Folgende Rahmenparameter haben Einfluss auf die Versorgungssicherheit, deren tatsächliche Entwicklung ist jedoch nur schwierig zu bestimmen:

- Entwicklung der Spitzenlast in BW und in DE
- Stilllegung von Kraftwerken in Süddeutschland aus ökonomischen Gründen
- Regulatorische Maßnahmen zur Verhinderung von Kraftwerksstilllegungen (z.B. Netzreserve der BNetzA, Kapazitätzahlungen für systemrelevante Kraftwerken im Rahmen von Redispatch)
- Entwicklung der Kapazitäten für abschaltbare Lasten (AbLaV)
- Verzögerung des nationalen Netzausbaus (z.B. „Thüringer Strombrücke“...)
- Kapazitätsbeitrag von Nachbarstaaten (AT, FR, CH)

Darüber hinaus wird für die Untersuchung der Versorgungssicherheit eine detaillierte Abbildung des Übertragungs- und Verteilnetzes von Deutschland benötigt, die auch Aspekte der Systemdienstleistung für die Netzstabilität berücksichtigt.

Die ausgewählte Methode zur Bestimmung des Speicherbedarfs ist ökonomisch, d.h. ein Speicherezubau erfolgt in einer Simulation nur, wenn dadurch die Systemkosten gesenkt werden können und nicht wenn ohne Speicherezubau nicht jederzeit die Last gedeckt werden kann. Folglich zeigen die untersuchten Szenarien auf, unter welchen Bedingungen bilanzielle Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann. Es wird jedoch keine Aussage darüber getroffen, wie wahrscheinlich es ist, dass diese Bedingungen eintreten.

2.2 Planung und Ablauf des Vorhabens**2.2.1 Datenaufbereitung und Modellanpassung**

Das erste Unterarbeitspaket der Modellierung ist die Eingangsdatenaufbereitung. Hierfür wurden alle für die zu untersuchenden Szenarien benötigten Daten gesammelt, validiert und in der Form aufbereitet, dass sie mit der REMO Modellfamilie verarbeitet werden können. Die wetterabhängigen dynamischen Basisdaten (z.B. onshore Wind, offshore Wind, PV, Last) wurden auf das meteorologische Jahr 2011 aktualisiert.

Für die quantitative Untersuchung wurden zwei Szenarien definiert. Ein Basisszenario mit den Stichjahren 2020, 2030, 2040 und 2050, welches für Gesamtdeutschland im Wesentlichen auf den Annahmen der BMU Leitstudie 2011 (Basisszenario A) und für Baden-Württemberg auf dem Ausbaupfad des Gutachtens zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes für Baden-Württemberg aufbaut. Im zweiten Szenario (EE-Szenario) wurde ein Pfad zu einer weitgehend auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung für Deutschland bis zum Jahr 2050 untersucht. Die dafür benötigten Annahmen für die Stichjahre 2030, 2040 und 2050 orientierten sich ebenfalls an der BMU Leitstudie 2011 (95% THG Szenario) und wurden für Baden-Württemberg entsprechend angepasst.

Damit unvorhersehbare Entwicklungen untersucht werden konnten, welche nicht in der Bandbreite der beiden Entwicklungspfade Basisszenario und EE-Szenario enthalten sind, wurden unterschiedliche Ausprägungen von ausgewählten Eingangsparametern für das Stichjahr 2050 des EE-Szenarios untersucht. So wurde zusätzlich analysiert, welche Wirkung eine stärkere Flexibilisierung des Stromverbrauchs durch preiselastische Nachfrager einerseits sowie ein forcierter Speicherausbau in Norwegen, Schweden, Österreich und der Schweiz andererseits auf das Stromsystem hätte.

Eine ausführliche Beschreibung der einzelnen Szenarien und den enthaltenen Annahmen für die jeweiligen Rahmenbedingungen befindet sich in Kapitel 3.

Neben der Datengrundlage mussten auch die entsprechenden Modellvarianten an die aktuelle Fragestellung angepasst und kalibriert werden. Da die Fragestellung jedoch so umfassend ist, dass sie einerseits Veränderungen im Kraftwerkspark (forcierter Speicherausbau) bei europäischen Nachbarstaaten und andererseits standortspezifische Veränderungen des Kraftwerksparks (Speicher) innerhalb Deutschlands berücksichtigen muss, konnte sie aufgrund der Komplexität der Optimierungsaufgabe nicht mit einer Modellvariante gelöst werden. Es kamen daher in einem zweistufigen Verfahren (Abbildung 2-3) unterschiedliche Varianten der Modellfamilie REMO zum Einsatz. Zunächst wurde mit der europäischen Variante der Elektrizitätsaustausch zwischen den Ländern für die unterschiedlichen Szenarien berechnet, um dann im zweiten Schritt mit der deutschen Modellvariante die Auswirkungen auf Baden-Württemberg unter Berücksichtigung des deutschen Übertragungsnetzes zu analysieren.



Abbildung 2-3: Mehrstufiges Optimierungsverfahren

(Quelle: ZSW)

Nach Abschluss der Datenvorbereitung und der Einstellung des Modells konnte im nächsten Projektschritt zur Durchführung der Simulation übergegangen werden. In Kapitel 3.1 findet sich eine Übersicht über die Szenarien, die untersucht wurden.

Da im beschriebenen zweistufigen Simulationsverfahren jedes Stichjahr mit zwei jeweils aufeinander aufbauenden Simulationsläufen verbunden ist, summierte sich die gesamte Untersuchung auf 24 Modellläufe. Jeder einzelne Modelllauf musste für den Großrechner vorbereitet und beim Durchlauf überwacht werden.

2.2.2 Auswertung und Interpretation

Im Anschluss an die Modellläufe erfolgte die Auswertung der Daten. Als Ergebnis der auf stündlichen Werten basierenden Optimierung des blockscharfen Kraftwerkseinsatzes entstanden sehr umfangreiche Datenmengen, welche sinnvoll aggregiert und grafisch aufbereitet werden mussten, bevor sie Aussagekraft erhalten und mit bekannten Kennzahlen verglichen werden konnten.

Nach der Aufbereitung und Verifikation der Ergebnisse erfolgte die Interpretation dieser. Dabei standen vor allem die Wirkungen auf das Stromversorgungssystem in Baden-Württemberg im Fokus. Im Einzelnen sollten die folgenden Fragestellungen diskutiert werden.

Kann für das zukünftige Stromsystem in Deutschland und Baden-Württemberg nach dem Szenario des Klimaschutzgesetzes ein Speicherbedarf abgeleitet werden?

- Ist der Betrieb von Speicher wirtschaftlich und setzen die Preissignale des Stromgroßhandelsmarktes Anreize zur Investition in neue Speicherkapazität?
- Welche Speicherleistungen sind ökonomisch effizient?

- Welche der betrachteten Speichertechnologien ist für welches Szenario am besten geeignet?

Welchen Einfluss haben veränderte Rahmenbedingungen auf den Speicherbedarf?

- Speicherbedarf im Kontext anderer Flexibilitätsoptionen?
- Einfluss von starkem oder schwachem Zubau erneuerbarer Energien?
- Einfluss von verbessertem grenzüberschreitendem Handel und erweiterten Speichermöglichkeiten außerhalb von Deutschland (z.B. Skandinavien oder in den Alpen)?
- Wie verändert sich der Speicherbedarf wenn nur ein Teil der Investitionskosten über den Strommarkt gedeckt werden muss (z.B. aufgrund von Kapazitätspreisen oder Erlösen aus anderen Märkten)?

Welchen Systembeitrag leisten die simulierten Energiespeicher?

- Kann die Abregelung von erneuerbarer Stromerzeugung durch Speicher vermieden werden?
- Welche zusätzlichen Energiemengen aus erneuerbarer Stromerzeugung können durch Speicher ins System integriert werden?
- Wie können Speicher durch die Glättung der Residuallast (Verringerung der Lastgradienten) zur Netzentlastung und zur ökonomischeren Betriebsweise des konventionellen Kraftwerksparks beitragen?
- Wie viel CO₂-Emissionen können in der Stromversorgung durch den Einsatz von Speichern vermieden werden?

2.2.3 Analyse von Kapazitätsmechanismen für Speicher

Unter der Prämisse, dass Speicher im Stromversorgungssystem einen wichtigen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten, aber in einer Übergangsphase nicht wirtschaftlich betrieben werden können, wurde hier untersucht, ob sich Kapazitätsmechanismen für eine Markteinführung bzw. den Ausbau von Speichertechnologien eignen.

In diesem Arbeitspaket wurden zunächst relevante Kapazitätsmechanismen (KM) in ihrer Funktion beschrieben und nach ihrer Wirkung eingeordnet. Darauf aufbauend wurde untersucht, ob bereits bei den heute diskutierten Ansätzen der Ausbau von Speichertechnologien angereizt werden kann oder ob Veränderungen im Design bzw. der Ausgestaltung der Instrumente vorgenommen werden müssen. Die untersuchten Instrumente wurden nach ausgewählten Kriterien bewertet und miteinander verglichen.

2.3 Modellbeschreibung

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

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

Abbildung 2-4 zeigt schematisch den Aufbau und die Funktionalität des REMO Modells. Eine ausführliche Beschreibung, einschließlich der mathematischen Formulierung der Basismodellversion von REMO findet sich in (HÖFLING, 2013).

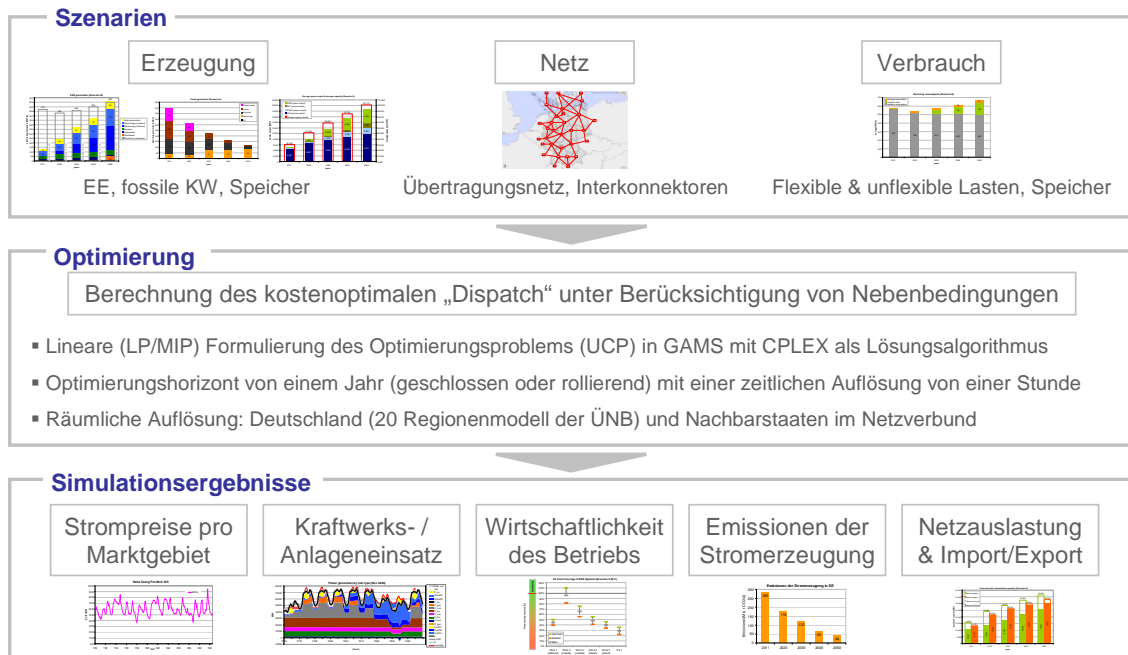


Abbildung 2-4: Aufbau und Funktionalität des Strommarktmodells REMO
(Quelle: ZSW)

Für die Untersuchung des Speicherbedarfs wurden im Modell die in Abbildung 2-5 aufgezählten Technologietypen berücksichtigt. Dabei wurden Pumpspeicher, Druckluftspeicher und Batterien als Speicher und Power-to-Gas als flexible Last in Abhängigkeit eines Grenzstrompreises modelliert. Lastmanagement bzw. Demand Response (DR) wurde für kurzfristige Lastverschiebung als Speicher und für den Lastabwurf bei hohen Strompreisen als flexible Last abgebildet. Da die Speicherung im Fokus der Untersuchung stand, wurde ein modellendogener Zubau an Speicherleistung (und Speicherkapazität) nur für Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Batterien und Power-to-Gas zugelassen. Der Anlagenbestand an Pumpspeicherkraftwerken wurde als gegebene Rahmenbedingung berücksichtigt.

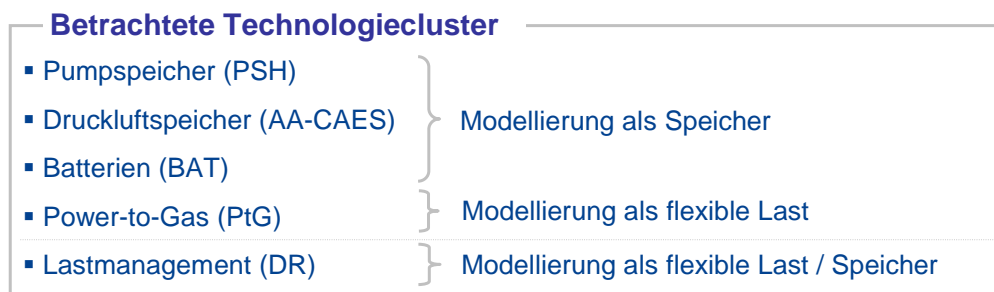


Abbildung 2-5: Modellierte Technologietypen für Speicherung und flexible Nachfrage
(Quelle: ZSW)

Damit die Komplexität der Optimierungsaufgabe beherrschbar bleibt, wurden die im Modell implementierten Technologien auf ihre elementaren Eigenschaften reduziert.

Spezielle Nebenbedingungen, wie beispielsweise Wasserzufluss bei Pumpspeichern oder Verluste über die Speicherdauer wurden vernachlässigt. Formel 2-1 zeigt die gewählte Formulierung für den Speicherbestand. Für den Speicherzubau wurde zusätzlich die maximale Speicherleistung als Variable implementiert und mit den diskontierten Investitionskosten in der Zielfunktion verknüpft.

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

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

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

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

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

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

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

$P_{(spl, dpr, t)}^{out}$	Electricity output variable of storage unit <i>spl</i> in region <i>dpr</i> at time <i>t</i> [MW]
$P_{(spl, dpr, t)}^{in}$	Electricity consumption variable of storage unit <i>spl</i> in region <i>dpr</i> at time <i>t</i> [MW]
$V_{(spl, dpr, t)}$	Stored energy variable of storage unit <i>spl</i> in region <i>dpr</i> at time <i>t</i> [MWh]
$P_{(spl)}^{in, max}$	Maximum electricity input parameter of storage unit <i>spl</i> [MW]
$P_{(spl)}^{out, max}$	Maximum electricity output parameter of storage unit <i>spl</i> [MW]
$V_{(spl)}^{max}$	Maximum storage capacity parameter of storage unit <i>spl</i> [MWh]
$\eta_{(spl)}^{in}$	Electricity input efficiency of storage unit <i>spl</i> [%]
$\eta_{(spl)}^{out}$	Electricity output efficiency of storage unit <i>spl</i> [%]

Formel 2-1: Energiespeicher

Die gewählten technischen und ökonomischen Parameter für die vorliegende Untersuchung werden in der Szenarienbeschreibung (Kapitel 3) erläutert.

3 Szenarienbeschreibung

Im folgenden Kapitel werden die untersuchten Szenarien und die der Analyse jeweils zu Grunde liegenden Annahmen und Entwicklungspfade beschrieben.

3.1 Szenarienübersicht

Die Abbildung 3-1 bietet eine Übersicht über die in dieser Studie untersuchten Szenarien und Sensitivitäten.⁴ Als Ausbaupfad für die in den jeweiligen Stichjahren installierte EE-Leistung im „Basisszenario“ (A1 und A1*) werden die Angaben der BMU-Leitstudie („Szenario 2011A“) vorgegeben. Für Baden-Württemberg wird davon abweichend ein EE-Ausbaupfad anhand des Zahlengerüsts für das Klimaschutzgesetz (SCHMIDT u. a., 2011) angenommen. Das „EE-Szenario“ (B1) legt einen deutlich ambitionierteren Ausbaupfad für die Erneuerbaren in Gesamtdeutschland anhand des Leitstudien szenarios THG95 zu Grunde. Für Baden-Württemberg wurden die Ausbauziele ebenfalls angehoben und erreichen im Jahr 2050 eine installierte Leistung, welche einer bilanziell hundertprozentigen Stromversorgung Baden-Württembergs aus heimischen EE-Quellen entspricht.

	Szenarioname	Stichjahre				Bemerkungen
		2020	2030	2040	2050	
A1	Basisszenario	✗	✗	✗	✗	BMU Leitstudie 2011 (Basisszenario A); Ausbau in BW deutlich (Klimaschutzgesetz)
A1*	Basisszenario plus		✗	✗	✗	A1 mit 50% Fixkostendeckungsanforderung
B1	EE-Szenario		✗	✗	✗	BMU Leitstudie 2011 (95% THG); Ausbau in BW ambitioniert
B2	Szenario DE flex				✗	Zusätzliche preiselastische Stromnachfrager
B3	Szenario EU flex				✗	Mehr Speicher in Skandinavien und den Alpen und gut ausgebaute Grenzkuppelstellen

Abbildung 3-1: Szenarienübersicht

(Quelle: ZSW)

Vom Basisszenario ausgehend wurde für die Stichjahre 2030 bis 2050 eine zusätzliche Sensitivität untersucht. In diesem sogenannten „Basisszenario plus“ (A1*) wurde analysiert, wie sich eine mögliche Subventionierung durch einen Investitionskostenzuschuss in Höhe von 50% oder eine Kapazitätzahlung auf den Speicherausbau auswirkt. In diesem Fall muss nur die Hälfte der Fixkosten über den Speicherbetrieb am Spotmarkt refinanziert werden.

⁴ Im Rahmen der Analysen haben sich Abweichungen hinsichtlich der untersuchten Szenarien im Vergleich zu den im Antrag geplanten ergeben. Eine Übersicht dieser Szenarien und die Begründung für die Abweichung vom ursprünglichen Plan finden sich im Anhang (Kapitel 7).

Die Folgen eines Ausbaustopps für sämtliche Stromspeicher in Deutschland mit einem damit verbundenem Speicherausbau im benachbarten europäischen Ausland wurden im „Szenario EU flex“ (B3) untersucht. Um die Effekte einer derartigen Entwicklung auf das Stromsystem deutlicher herausstellen zu können, wurden dieser Sensitivitätsanalyse das Stichjahr 2050 und der ambitionierte EE-Ausbaupfad B zu Grunde gelegt.

Schließlich sollten in einer weiteren Sensitivität die Effekte eines ausbleibenden Speicherezubaus und gleichzeitig stärkerer Flexibilisierung der Stromnachfrage untersucht werden. Hierzu wurde analog zum oben genannten Szenario das Stichjahr 2050 mit ambitioniertem EE-Ausbaupfad untersucht („Szenario DE flex“ B2). Die zentralen Annahmen zu Erzeugungs- und Verbrauchswerten werden in den folgenden Unterkapiteln dargestellt.

3.2 Konventionelle Kraftwerke

Die für die Marktsimulation des Jahres 2011 zugrunde gelegte Datenbasis konventioneller Kraftwerke in Deutschland beruht auf den von der Bundesnetzagentur und des Umweltbundesamtes veröffentlichten Kraftwerkslisten (BNETZA, 2013; SCHNEIDER & KUHS, 2011) sowie den Angaben einzelner Betreiber und umfasst konventionelle Stromerzeugungsanlagen der öffentlichen Versorgung blockscharf ab einer Leistung von 100 MW_{el} mit allen für die Simulationsrechnungen relevanten technischen Parametern. Dabei wurde vereinfachend angenommen, dass die mit Beschluss der Bundesregierung vom 14. März vom Netz genommenen Atomkraftwerke bereits zu Beginn des Jahres nicht mehr in Betrieb gewesen sind. Die Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung für die unterschiedlichen Szenariojahre folgt den Angaben von (NITSCH u. a., 2012) für die unterschiedlichen Brennstoffe. Dafür wurden zunächst die Angaben über Zu- und Rückbauprojekte der Bundesnetzagentur (BNETZA, 2012) in der Kraftwerksliste umgesetzt. Die sich für die Jahre 2020 und 2030 ergebende Differenz der installierten Kraftwerksleistung wurde anhand der zur Erarbeitung des Netzentwicklungsplans Strom 2012 zu Grunde gelegten Kraftwerksliste ergänzt (ÜNB). Bei einer zurückgehenden Leistung wird davon ausgegangen, dass sukzessive die jeweils ältesten Anlagen außer Betrieb genommen werden, bis die nach (NITSCH u. a., 2012) prognostizierte installierte Leistung erreicht wird. In Abbildung 3-2 und Abbildung 3-3 ist die Entwicklung der konventionellen Kraftwerksleistung in Deutschland beziehungsweise Baden-Württemberg dargestellt.

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

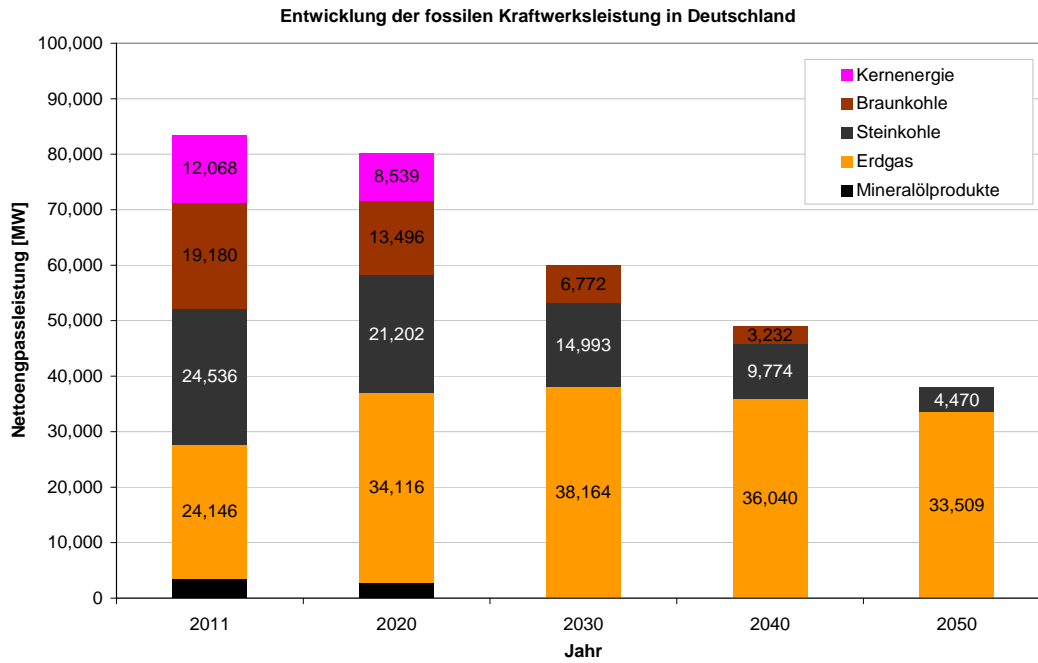


Abbildung 3-2: Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland (Basisszenario)

(Quelle: ZSW nach NITSCH u. a., 2012)

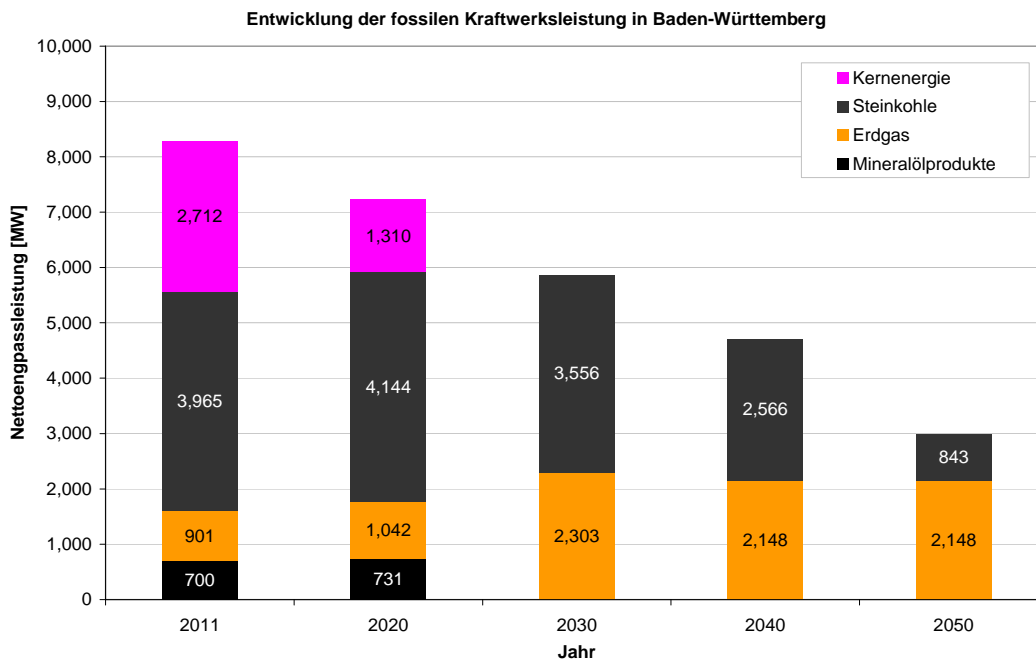


Abbildung 3-3: Entwicklung des Kraftwerksparks in Baden-Württemberg (Basisszenario)

(Quelle: ZSW nach SCHMIDT u. a., 2011)

Die Annahmen zu den Entwicklungen Preise für Emissionszertifikate orientieren sich an den Annahmen der BMU Leitstudie (NITSCH u. a., 2012) Pfad B und fließen in die variablen Kosten der simulierten Kraftwerke ein.

Die untersuchten Preispfade sind in *Abbildung 3-4* dargestellt.

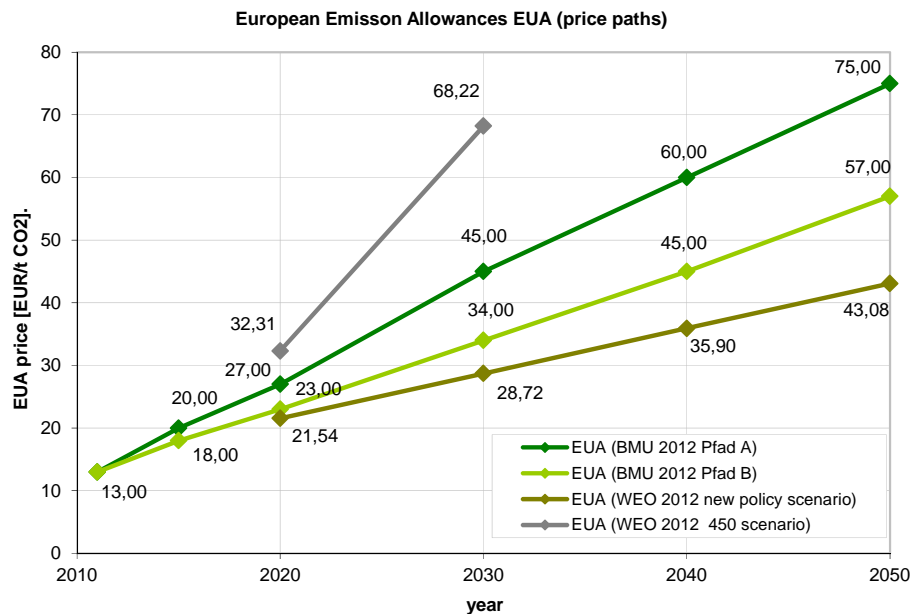


Abbildung 3-4: Emissionspreisfunde

(Quelle: ZSW nach IEA, 2012; NITSCH u. a., 2012)

3.3 Erneuerbare Stromerzeugung

Für eine Analyse der dynamischen Effekte einer auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung ist eine Modellierung der Einspeiseprofile der dargebotsabhängigen Ressourcen Windenergie und Photovoltaik auf stündlicher Basis erforderlich. Grundlage hierfür bilden die historischen Einspeisedaten der Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2011, welche für gesamt Deutschland aufbereitet und auf die installierte Leistung am Ende des Jahres normiert wurden (50HERTZ, 2012a, 2012c; AMPRION, 2012b, 2012c; TENNET, 2012b, 2012c; TRANSNETBW, 2012a, 2012c). Für die Stromerzeugung aus Photovoltaik wurde vereinfachend angenommen, dass die geographische Verteilung, die Ausrichtung der Anlagen sowie die Volllaststunden im Durchschnitt auch in Zukunft ähnlich sein würden, sodass die PV-Erzeugung des jeweiligen Szenariojahres mittels linearer Skalierung der Einspeisezeitreihen des Basisjahres auf die Zieljahresarbeit modelliert wurde.

Da die Volllaststunden bei Windstromerzeugung in den Leitstudienzenarien deutlich zunehmen, musste bei der Modellierung der Einspeisezeitreihen auf die im Folgenden beschriebene Methodik zurückgegriffen werden. Die erwartete Steigerung der Volllast-

stundenanzahl liegt einerseits in der künftig als höher eingeschätzten technischen Verfügbarkeit der Anlagen und andererseits im Trend zu höheren mittleren Nabenhöhen begründet. Das entspricht höheren mittleren Windgeschwindigkeiten und somit einer höheren Auslastung der Anlagen.

	2010	2020	2050
Wind onshore	1500	2150	2600
Wind offshore	3200	3700	4000

Abbildung 3-5: Annahmen zu Volllaststunden der Windenergie

(Quelle: NITSCH u. a., 2012)

Zur Bestimmung der künftigen Einspeisezeitreihen wurde die Windleistungskurve des Basisjahres zunächst in eine mittlere Windgeschwindigkeit konvertiert. Hierzu ist eine Transferfunktion vonnöten, welche durch die Inverse der Leistungskennlinie der mittleren Windanlage gegeben ist. Betrachtet man die Leistungskurven der Windenergieanlagen Vestas V90 – 2.0 MW und Enercon E82 – 2.0 MW, so ergibt sich ein Bild wie in Abbildung 3-6. Auffallend ist, dass die Leistungskennlinien relativ zu ihrer Maximalleistung sehr ähnliche Verläufe aufweisen, die mit wenigen Ausnahmen ab 2 m/s Windgeschwindigkeit beginnen und zwischen 12 und 13 m/s ihre Maximalleistung erreichen, die sie dann bis 22 – 25 m/s halten.

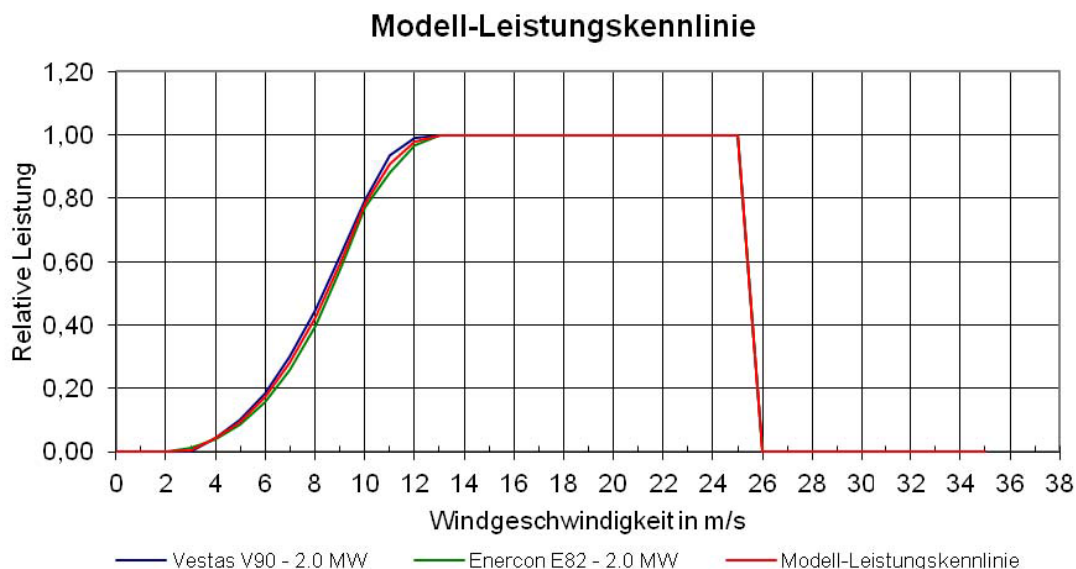


Abbildung 3-6: Modell-Leistungskennlinie

(Quelle: ZSW nach den Daten von Vestas und Enercon)

Daraus resultierend ließ sich eine relative Leistungskennlinie mit einer stetig ableitbaren Funktion modellieren, die zudem eine einfach zu bestimmende Inverse hat. Die Form der Leistungskennlinien legt direkt die logistische Funktion nahe:

Logistische Funktion

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

mit

$$t_1 = 0,76875, b_1 = 8,3222, t_2 = 2,0, b_2 = 25,5$$

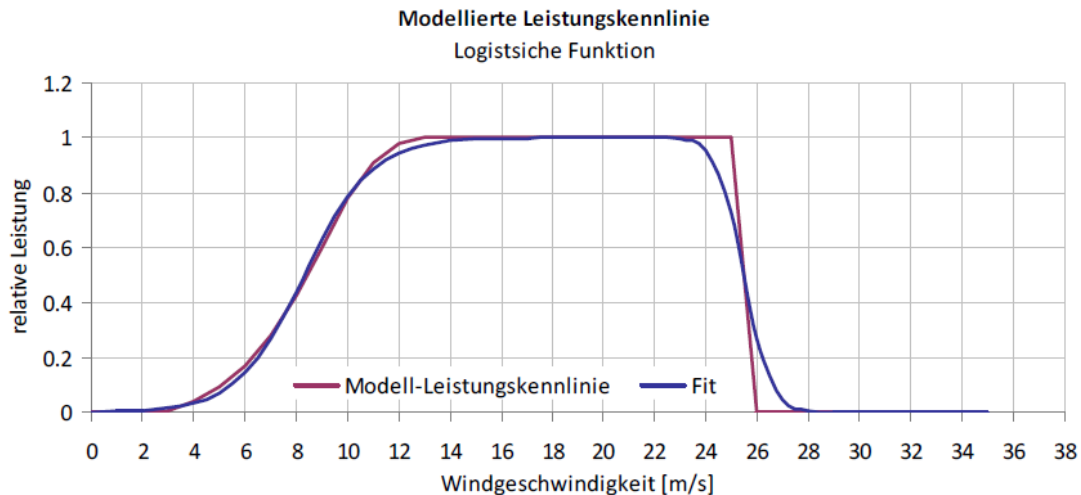


Abbildung 3-7: Modellierte Leistungskennlinie (logistische Funktion)

(Quelle: ZSW)

Mit der Inversen der Leistungskennlinie, der Logitfunktion lässt sich die mittlere Windgeschwindigkeit berechnen:

$$f(x)^{(-1)} = \frac{\log(f(x)) - \log(1 - (f(x)))}{t} + b$$

Die Windgeschwindigkeiten verändern sich in Abhängigkeit zur Nabenhöhe in guter Näherung mit dem Potenzgesetz nach Hellmann:

$$v_2 = v_1 \cdot \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha$$

Daraus ergibt sich, dass die jeweiligen Windgeschwindigkeiten mit einem konstanten Faktor skaliert werden können, bis in der Rücktransformation zu Windleistungen die Zieljahresarbeit des untersuchten Szenariojahrs erreicht wird.

Die Modellierung der Offshore-Einspeisedaten erfolgte anhand einer ähnlichen Methodik, wobei hier auf Windmessdaten der FINO Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee (BSH, 2012) zurückgegriffen wurde. Für die Modell-Leistungskennlinie wurde in Anlehnung an die (DENA, 2010b) eine Anlage der 5 MW-Klasse zu Grunde gelegt.

Für die Strommarktsimulation geht die Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik mit Grenzkosten von Null in die Optimierung ein. Allerdings wird eine modellendogene Abregelung der Einspeisung zugelassen, sofern die dargebotsabhängige erneuerbare Erzeugung die maximale Last abzüglich der vorgegebenen mustrun-Erzeugung überschreitet. Die Ressourcen Biomasse, Geothermie und Wasserkraft werden wie thermische Kraftwerke als regelbar modelliert, wobei die maximale Verfügbarkeit der Wasserkrafterzeugungsleistung begrenzt wird, indem meteorologische Daten für das Basisjahr hinterlegt werden (QUASCHNING, 2000). Somit wird für die Zukunftsszenarien angenommen, dass die Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse, Geothermie und Wasserkraft teilweise für den Lastfolgebetrieb ausgelegt sind und damit einen Flexibilitätsbeitrag zur Integration der dargebotsabhängigen Ressourcen leisten. Die Abbildung 3-8 bis Abbildung 3-11 bieten eine Übersicht über die Annahmen zur installierten Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland und Baden-Württemberg jeweils im Basis- sowie im EE-Szenario.

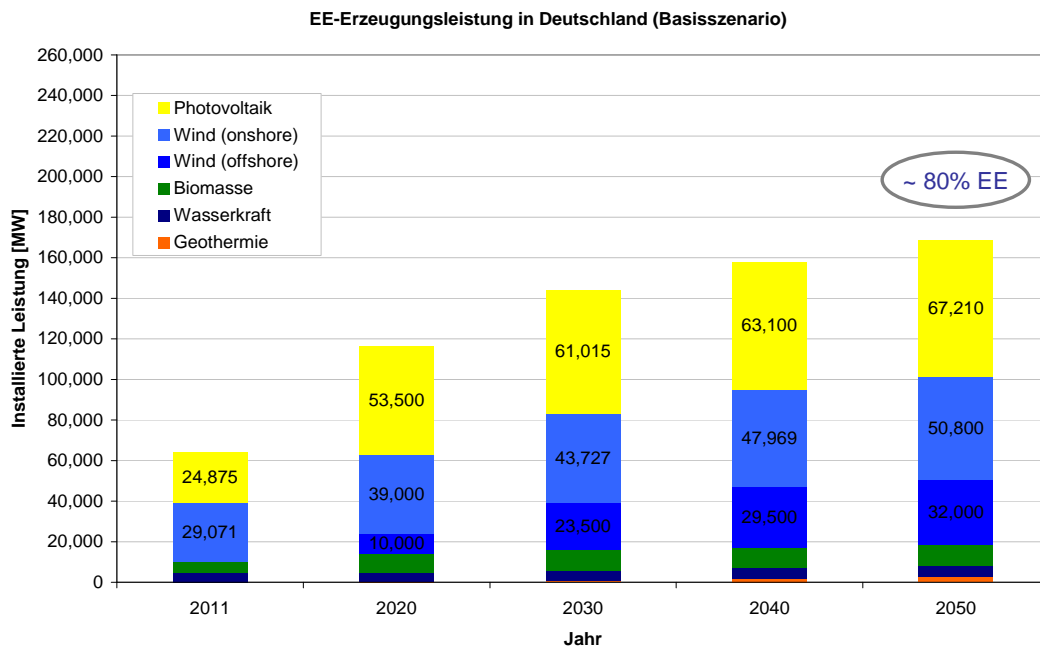


Abbildung 3-8: Entwicklung der installierten EE-Leistung in Deutschland (Basisszenario)

(Quelle: ZSW nach NITSCH u. a., 2012)

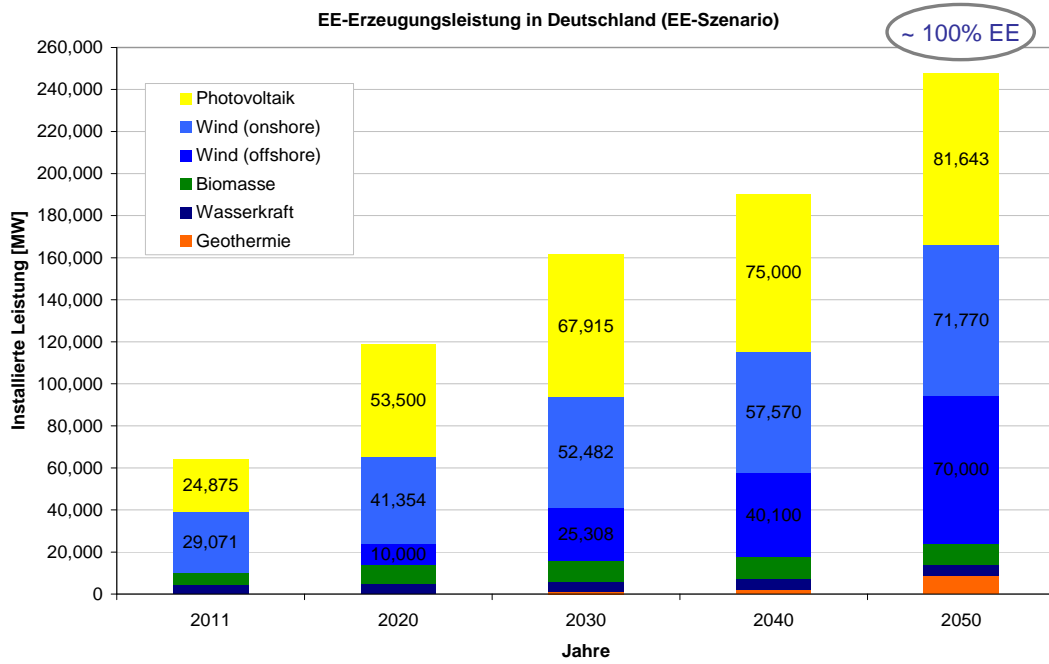


Abbildung 3-9: Entwicklung der installierten EE-Leistung in Deutschland (EE-Szenario)

(Quelle: ZSW nach NITSCH u. a., 2012)

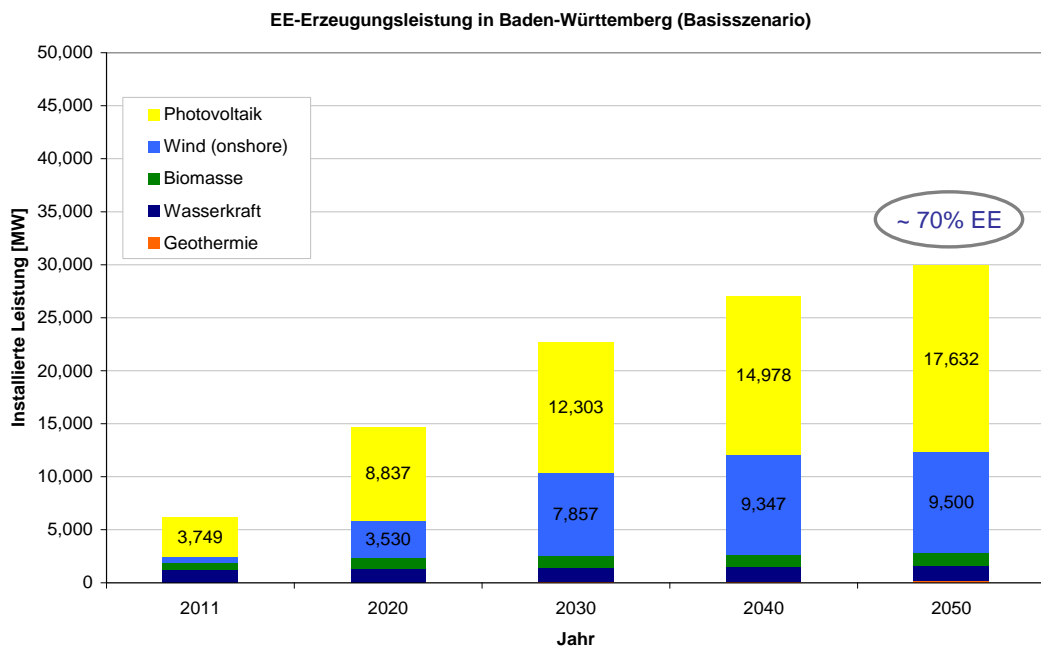


Abbildung 3-10: Entwicklung der installierten EE-Leistung in Baden-Württemberg (Basisszenario)

(Quelle: ZSW nach SCHMIDT u. a., 2011)

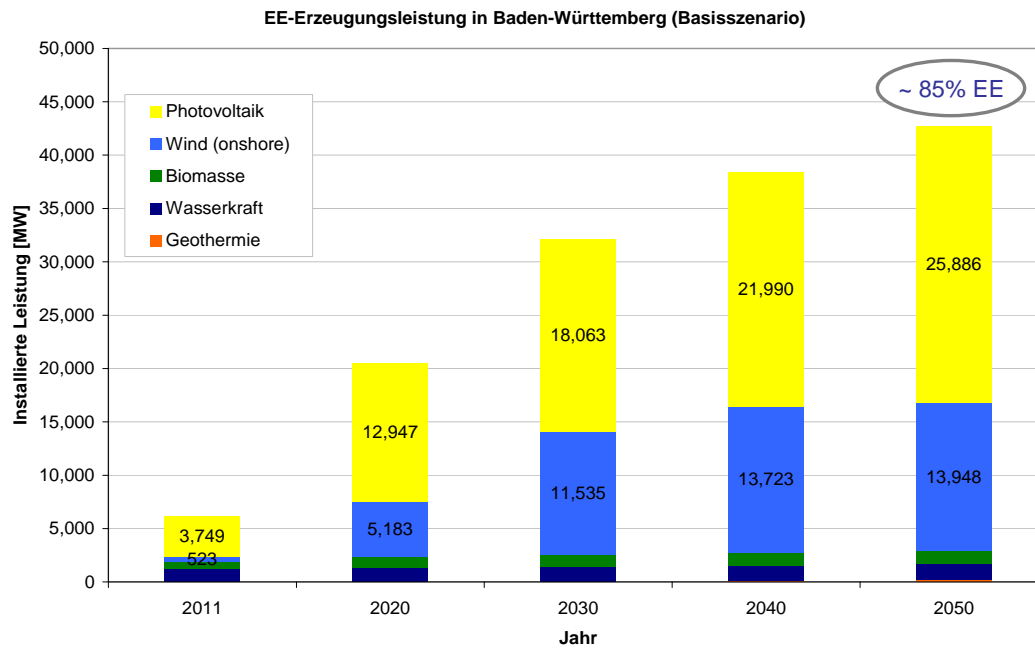


Abbildung 3-11: Entwicklung der installierten EE-Leistung in Baden-Württemberg (EE-Szenario)

(Quelle: ZSW nach SCHMIDT u. a., 2011)

3.4 Speichertechnologien

Zur modellendogenen Berechnung des Speicherzubaues werden die jährlichen Kapitalkosten für Neuinvestitionen in Speichereinrichtungen und die Betriebskosten in die Systemkostenoptimierungsfunktion einbezogen. Das bedeutet, dass für jedes Stichjahr die Kostenvorteile des Systems, welche sich aus dem Speicherbetrieb ergeben, höher sein müssen als die Betriebs- und Fixkosten, damit es zu einem Kapazitätszubaue kommt. Dafür werden durchschnittliche Investitionskosten sowie maximale Ausbaupotentiale für vier Technologien hinterlegt: Pumpspeicher (PSH), adiabate Druckluftspeicher (AA-CAES), Batterien (BAT), Power-to-Gas (PTG). Die Betriebskosten des Speichereinsatzes werden durch die Stombezugskosten und durch den Wandlungsverlust in Abhängigkeit des jeweiligen Wirkungsgrades modellendogen bestimmt und sind damit ein Teil des Optimierungsergebnisses.

Die Annahmen zu den Investitionskosten und den maximalen Ausbaupotenzialen für neue Speichertechnologien basieren auf Literaturangaben und eigenen Schätzungen, welche im Rahmen eines Projektworkshops mit Experten aus anderen Instituten (FhG ISI, FhG IWES, DLR, Öko-Institut, IER Stuttgart) verifiziert wurden.

Als Investitionskosten für neue Pumpspeicher wurden 980 €/KW für den Konverter und etwa 20 €/kWh Speichervolumen für das Speicherbecken angenommen (vgl. (GRÜNWALD u. a., 2012)). Bei einem angenommenen Verhältnis von Speicherkapazität zur

Einspeicherleistung E/P von 8 h ergibt das eine Investitionshöhe von 1140 €/kW. Für adiabate Druckluftspeicher werden Investitionskosten von 1000 €/kW bei einem E/P-Verhältnis von 6 h (GRÜNWALD u. a., 2012). Für Batterien (BAT) werden Investitionskosten in Höhe von 500 €/kW sowie eine durchschnittliche Speicherkapazität von 2 h angenommen. Für die Power-to-Gas-Technologie (PTG) werden Investitionskosten von 1000 €/kW bezogen auf die Eingangsleistung des Elektrolyseurs mit einem Strom zu Methan-Wirkungsgrad von 60% angenommen. Insbesondere die Schätzwerte für die beiden letztgenannten Technologien sind als Annahmen für Zielwerte nach dem Erreichen der technologischen Reife anzusehen, von dem in den nächsten Jahrzehnten ausgegangen werden kann. Damit soll der technologische Vorsprung etablierter Speichertechniken für die Simulationsrechnungen nivelliert werden, um so einen „fairen“ Vergleich der Speichertechnologien untereinander gewährleisten zu können. Abbildung 3-12 bietet eine Übersicht über die für die Modellrechnungen hinterlegten Investitionskosten für neue Stromspeicher.

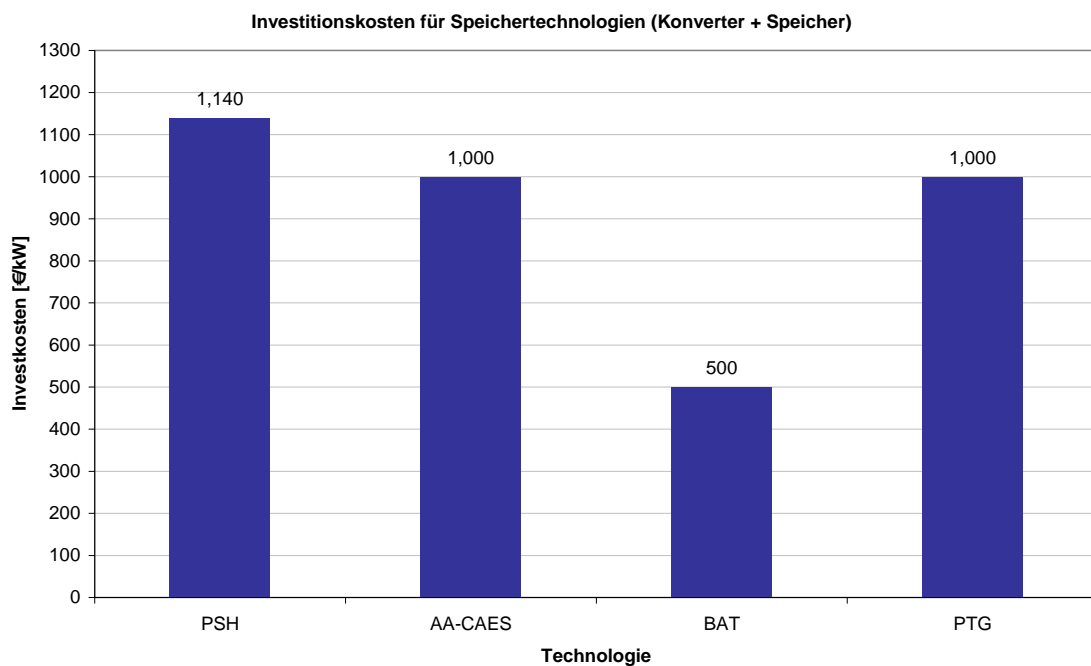


Abbildung 3-12: Investitionskosten für untersuchte Speichertechnologien

(Quelle: GRÜNWALD u. a., 2012; Expertenworkshop SimBW am 08. April 2013)

Neben durchschnittlichen Investitionskosten werden für die einzelnen Technologien auch maximale Ausbaupotentiale vorgegeben. Für Pumpspeicherkraftwerke wird dabei in Anlehnung an (CZISCH, 2005) noch ein maximaler, zu den angenommenen Kosten möglicher Ausbau von insgesamt 14.000 MW angenommen. Das bedeutet, dass theoretisch auch eine höhere Leistung zugebaut werden könnte, dies jedoch zu nur zu höheren Kosten möglich wäre. Für das Stichjahr 2020 wird angenommen, dass die bereits im Bau oder in Planung befindlichen Projekte, welche in (HARTMANN u. a., 2012a) aufgelistet werden, realisiert werden. Dies ergibt für Baden-Württemberg eine Zubauleistung von 1.400 MW und für Restdeutschland von 2.730 MW im Vergleich zum Ba-

sisjahr 2011. Für die Stichjahre nach 2030 bis 2050 wird vereinfachend angenommen, dass sich ein Drittel des restlichen Ausbaupotentials bis zur Obergrenze von 14.000 MW in Baden-Württemberg befindet.

In der Praxis steigen die Kosten für potenzialabhängige Technologien mit zunehmender Ausschöpfung des natürlichen Potenzials kontinuierlich an. Die Bestimmung solcher Kosten-Potenzial-Kurven für Speichertechnologien ist jedoch zum aktuellen Stand der Forschung nicht oder nur mit sehr großem Aufwand möglich und wird daher für die vorliegende Studie vereinfachend als konstant bis zur Potenzialgrenze angenommen (Abbildung 3-13).

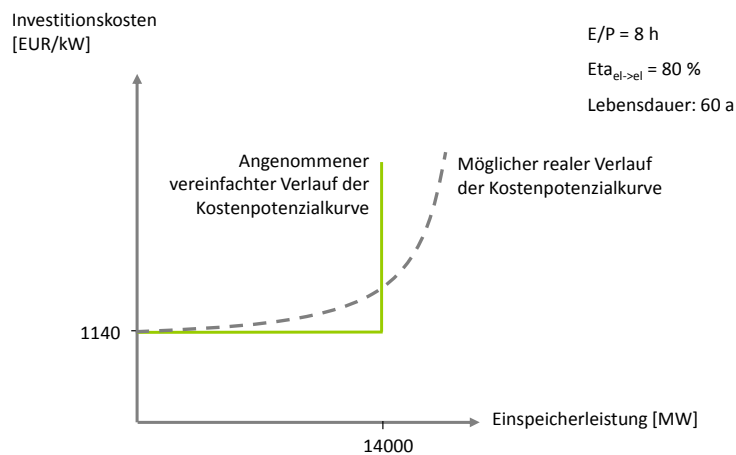


Abbildung 3-13: Annahmen zur Kosten-Potential-Kurve für Pumpspeicher

(Quelle: CZISCH, 2005; Expertenworkshop SimBW am 08. April 2013)

Die Ausbaupotentiale für adiabate Druckluftspeicher lassen sich schwerer beziffern, werden aber mit einer maximal installierbaren Leistung von 10.000 MW elektrischer Verdichterleistung, weit höher angesetzt, als im Hinblick auf die vergleichsweise niedrigen Wirkungsgrade als wirtschaftliches Potential zu erwarten ist. Das maximale Ausbaupotential für Batteriespeicher, welche marktgetrieben eingesetzt werden können, wird in einer ersten Schätzung auf 16.000 MW begrenzt, was in etwa einem Viertel der im Jahr 2050 im Basisszenario installierten PV-Leistung entspricht. Auch dieses technische Potential wird in den Ergebnissen bei weitem nicht ausgereizt.

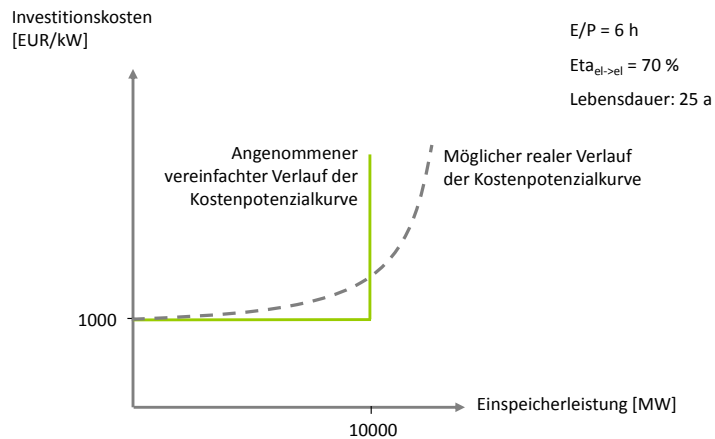


Abbildung 3-14: Annahmen zur Kosten-Potential-Kurve für Druckluftspeicher

(Quelle: Expertenworkshop SimBW am 08. April 2013)

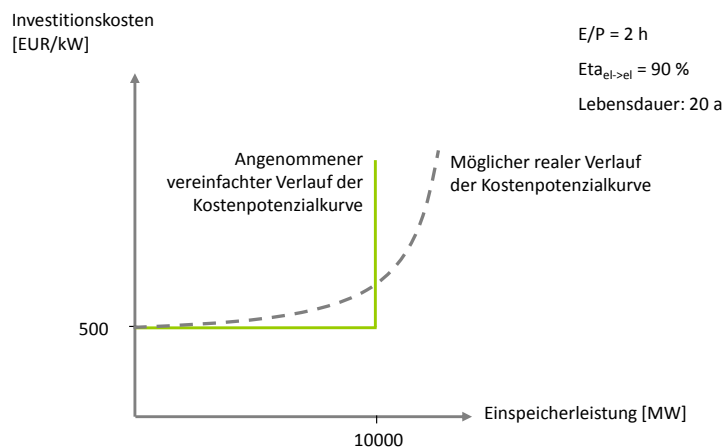


Abbildung 3-15: Annahmen zur Kosten-Potential-Kurve für Batteriespeicher

(Quelle: Expertenworkshop SimBW am 08. April 2013)

Das Ausbaupotential für PTG-Anlagen wird hingegen mit über 50.000 MW relativ hoch angesetzt, da einem Ausbau dieser Technologie keine grundsätzlichen natürlichen oder technischen Restriktionen entgegenstehen. Bei dieser Technologie wird auch keine Rückspeisung der aufgenommenen Energie in das Stromsystem modelliert, sondern es wird vielmehr davon ausgegangen, dass es jeweils ein begrenztes wirtschaftliches Potential für den Verkauf von Produktgas in unterschiedlichen Marktsegmenten, wie etwa dem Mobilitätssektor, zu Preisen von 80 €/MWh bis zu 140 €/MWh gibt, so dass PTG-Anlagen, welche ein Produktgas zu diesen Preisen anbieten können und damit einen ausreichenden Deckungsbeitrag für die Refinanzierung der Investitionskosten leisten können, zugebaut werden können. Das jeweils unterstellte wirtschaftliche Potenzial, welches sich aus einer unterstellten maximalen Nachfrage für Produktgas einer Preiskategorie (Zahlungsbereitschaft) ergibt, ist in Abbildung 3-16 aufgetragen.

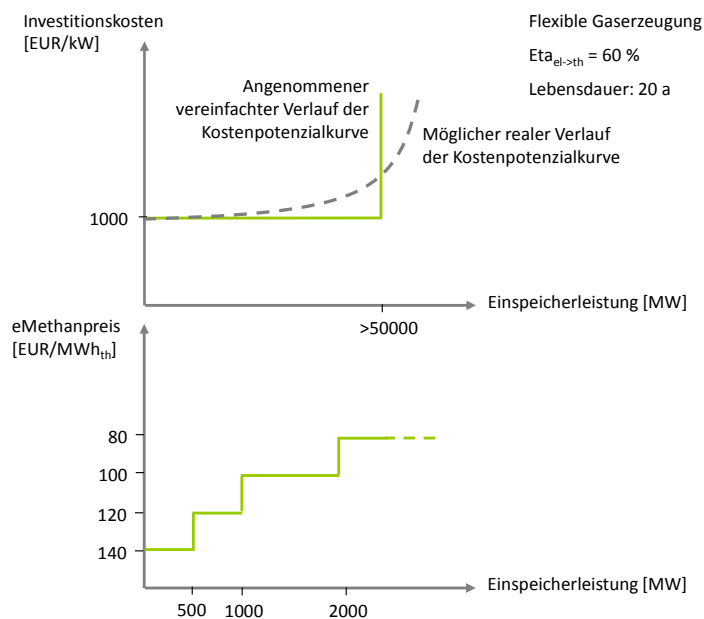


Abbildung 3-16: Kosten-Potential-Kurve für Power-to-Gas (CH_4) in unterschiedlichen Marktsegmenten

(Quelle: Expertenworkshop SimBW am 08. April 2013)

Im Szenario EU flex (B3) wird zusätzlich der Effekt untersucht, den ein deutlicher Zubau an Speicherleistung in Skandinavien (und nahezu unbegrenzte Übertragungskapazitäten) bezüglich des Speicherbedarfs in Deutschland hätte. Hier wird für das Jahr 2050 von einer erweiterten Pump- und Turbinenleistung von etwa 30 GW in Norwegen und Schweden ausgegangen. Die Speicherleistungen und Speicherkapazitäten der modellierten Nachbarstaaten für alle anderen Szenarien entsprechen den heute bereits vorhandenen Speicherbestand.

3.5 Stromnachfrage

Die Modellierung der stündlich aufgelösten Nachfragedaten im Jahr 2011 in den vier Regelzonen erfolgt regelzonenscharf auf Basis der von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Netzkennzahlen sowie der Verbrauchsdaten des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E, 2012a) für Deutschland und des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW, 2012).

Als Grundlage für die von Amprion zum Download bereitgestellten Daten zur Nachfrage in der Regelzone dient die Summe aller Kraftwerkseinspeisungen in der Regelzone unter Berücksichtigung des Stromaustausches im Netzverbund (AMPRION, 2012a). In diesen Daten ist auch die Einspeiseleistung erneuerbarer Energien auf Verteilnetzebene enthalten. Nach derselben Methodik erfolgt auch die Ermittlung der Regelzonenlast von 50Hertz (50HERTZ, 2012b). Das Profil der Kurve „Lastverlauf im Höchstspan-

nungsnetz“ von TenneT ähnelt dem der von der entso-e als Lastverlauf für Deutschland insgesamt veröffentlichten, daher wird auch hier auf diese Werte als Rohdaten für die weitere Berechnung zurückgegriffen (TENNET, 2012a). Für die Regelzone von TransnetBW wird die Kurve der Vertikalen Netzlast (TRANSNETBW, 2012b) zuzüglich der Wind- und PV-Einspeisung für die weitere Berechnung herangezogen.

Auf den Internetseiten der entso-e werden stündliche Verbrauchsdaten auf Basis der Datenübermittlung der ÜNB veröffentlicht, die auch die Einspeisung erneuerbarer Energien-Anlagen in das Verteilnetz beinhalten. Diese decken allerdings nicht die gesamte Nachfrage ab, sondern nur den Bereich der allgemeinen Versorgung, wobei dieser nach Angaben der entso-e ca. 91 % der gesamten Nachfrage ausmacht. Den Rest bildet die Eigenerzeugung in Teilen der Industrie und der Bahnen (ENTSO-E, 2012a).

In einem zweiten Schritt werden diese Kurven mit den Quotienten aus dem vom ÜNB veröffentlichtem Letztverbraucherabsatz in den jeweiligen Regelzonen und der Jahressumme der Rohkurve skaliert. Im Anschluss daran wird die Differenz zwischen den stündlich aufsummierten vier Lastkurven und der entso-e-Nachfragekurve zu den jeweiligen Lastkurven entsprechend ihres momentanen Anteils an der gesamtdeutschen Last addiert. Wie weiter oben bereits erwähnt, gibt die entso-e-Lastkurve nicht die gesamte Nachfrage wieder, so dass die Werte auf die Gesamthöhe hochskaliert werden müssen. Als Zielwert für die kumulierte Nachfrage dient der BDEW-Wert für die Nachfrage aus dem Netz der allgemeinen Versorgung einschließlich Netzverlusten (BDEW, 2012). In Abbildung 3-17 ist die den Simulationsrechnungen zu Grunde gelegte Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland dargestellt. Es wird dabei angenommen, dass dieser von 545 TWh im Jahr 2011 leicht um etwa 3 % bis zum Jahr 2020 abnimmt und danach bis 2050 auf relativ konstantem Niveau bei etwa 530 TWh verharrt. Es wird allerdings angenommen, dass sich die Struktur der Stromnachfrage bis zur Mitte des Jahrhunderts deutlich wandeln wird. So wird davon ausgegangen, dass der Anteil der unflexiblen Nachfrage bis 2050 auf etwa 415 TWh pro Jahr zurückgehen wird, während ein immer größer werdender Anteil des Stromverbrauchs von flexiblen Anwendungen nachgefragt werden wird. Zur Modellierung der unflexiblen Nachfragekurve werden die Stundenwerte für das Jahr 2011 zunächst um einen Faktor, welcher sich aus der Reduktion des Endenergieverbrauchs von Strom in der Leitstudie 2011 ergibt, linear abskaliert und in einem zweiten Schritt werden die Stundenwerte einer Nachfragekurve für Elektromobilität aus (RICHTER & LINDENBERGER, 2010) hinzuaddiert.

Zusätzlich wird die Existenz eines preisgesteuerten Nachfragesegments unterstellt, das mit Preisen zwischen 150 €/MWh bis 490 €/MWh die Nachfrage reduziert. Im Szenariojahr 2020 werden in Summe 3.000 MW und bis zum Szenariojahr 2050 in Summe 12.000 MW preiselastische Nachfrageleistung angenommen. Die Tatsächliche Nachfrage dieser preiselastischen Nachfrager wird modellendogen ermittelt und beläuft sich im Szenariojahr 2050 auf 107 TWh_{el}.

Darüber hinaus werden ab dem Szenariojahr 2020 Lastverschiebemaßnahmen (demand response - DR) mit einer Leistung von 2400 MW angenommen. Methodisch werden diese Maßnahmen wie Speicher modelliert (Kapitel 2.3) mit einer maximalen Verschiebedauer von 3 Stunden und einem Wirkungsgrad von fast 97%⁵.

In Summe setzt die die modellierte Nachfrage aus einem unelastischen Nachfrageprofil und mehreren preiselastischen Nachfrageelementen zusammen. Während im Basisjahr 2011 das heute übliche Lastprofil dominiert, wird das Lastprofil der Szenarien bis zum Jahr 2050 stärker durch modellendogene Stromnachfrage beeinflusst.

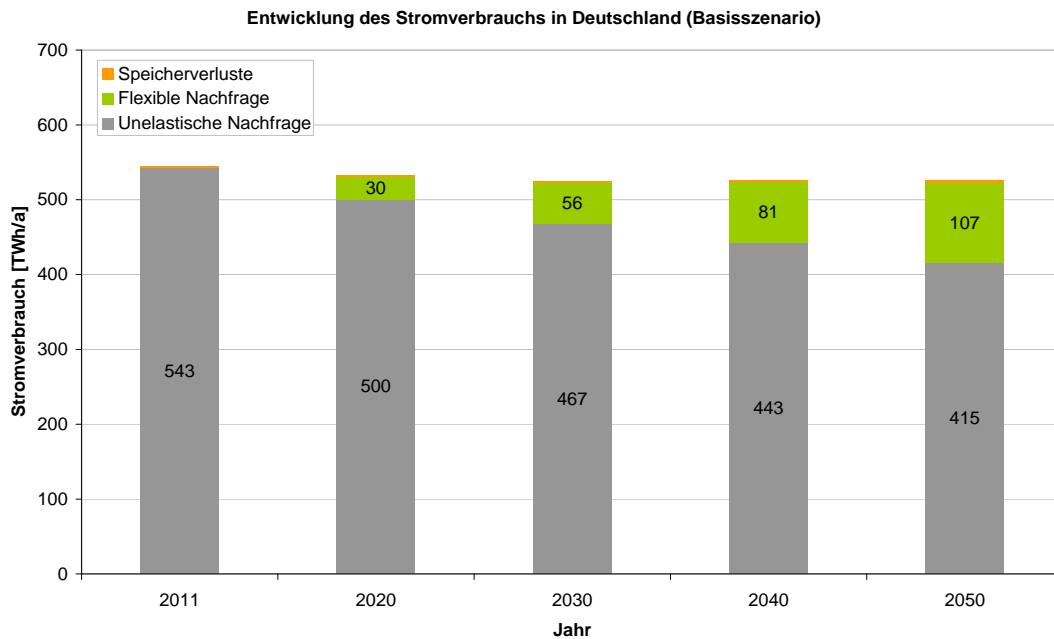


Abbildung 3-17: Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland (Basisszenario)

(Quelle: ZSW nach NITSCH u. a., 2012)

⁵ Der Wirkungsgradverlust der angenommenen DR-Maßnahmen spiegelt die Kosten der Maßnahme wider, die eine Lastverschiebung ermöglicht (z.B. Produktionsausfall).

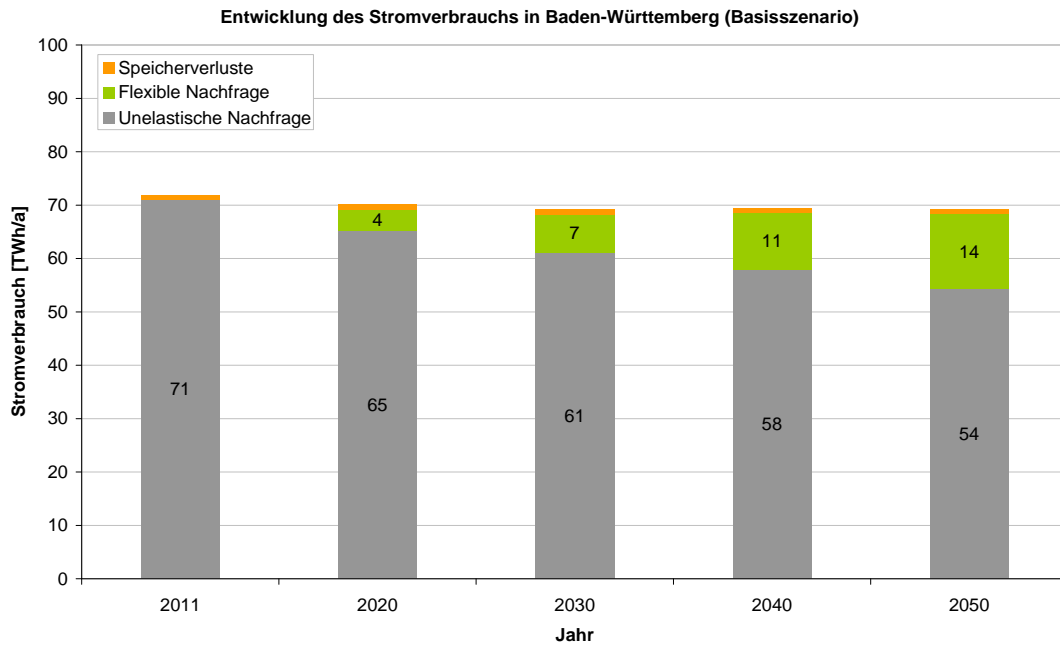


Abbildung 3-18: Entwicklung des Stromverbrauchs in Baden-Württemberg (Basisszenario)

(Quelle: ZSW nach SCHMIDT u. a., 2011)

3.6 Stromübertragungskapazitäten

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurden das deutsche Marktgebiet (ohne Baden-Württemberg), Baden-Württemberg, und die angrenzenden Staaten im Netzverbund modelliert. Die Übertragungskapazitäten zwischen den modellierten Marktgebieten wurden dabei zu sogenannten „Flow Gates“ aggregiert. Abbildung 3-19 zeigt exemplarisch für das Jahr 2030 die angenommenen Übertragungskapazitäten.

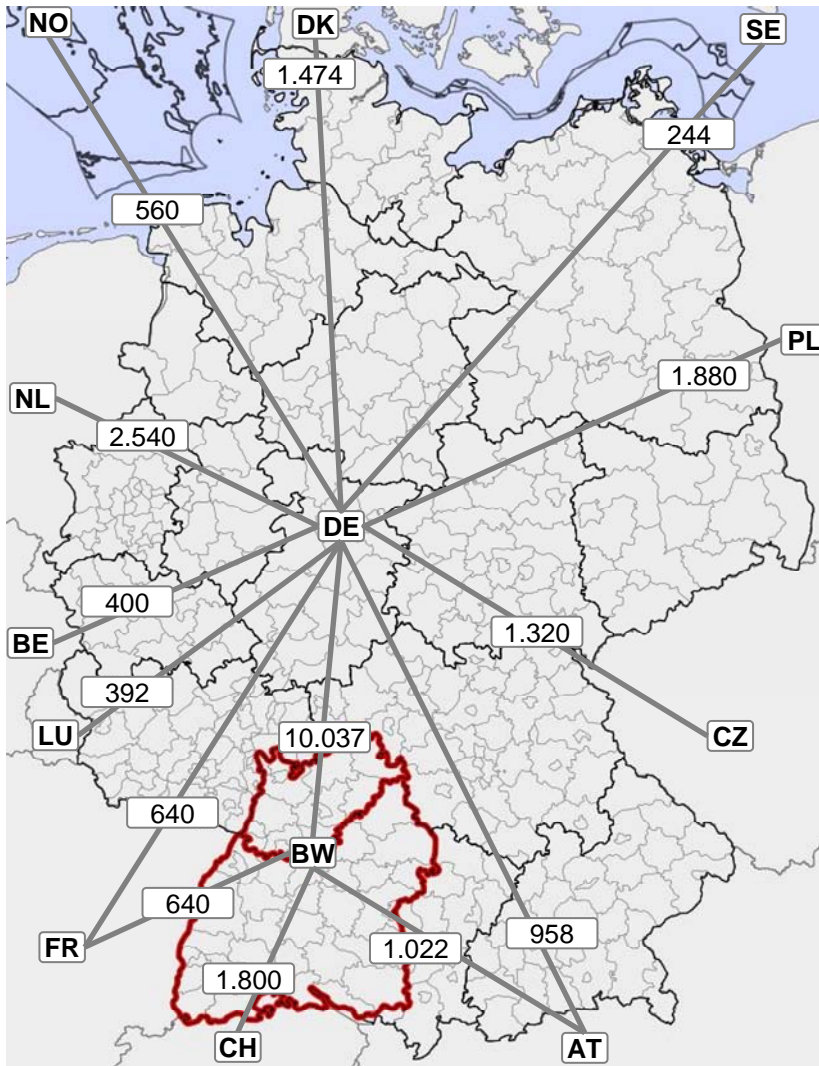


Abbildung 3-19: Angenommene Stomübertragungskapazitäten in MW zwischen den modellierten Marktgebieten im Szenariojahr 2030

(Quelle: ZSW nach ENTSO-E und BNetzA)

Die Daten für die Übertragungsleistungen an den Interkonnektoren basieren auf den veröffentlichten NTC Werten (net transfer capacities) der entso-e und auf eigenen Berechnungen nach dem aktuellen Ten Year Network Development Plan (ENTSO-E, 2012b). Die Daten für die innerdeutschen Übertragungsleistungen zwischen Baden-Württemberg und dem verbleibenden deutschen Marktgebiet basieren auf nicht öffentlichen Angaben der Bundesnetzagentur. Die Bestimmung der Engpasswerte zwischen den Regionen erfolgte in Anlehnung an das in der DENA Netzstudie 2 angewandte Verfahren (DENA, 2010c, S. 271).

Es wird jedoch davon ausgegangen, dass nicht die vollständige Übertragungsleistung zum grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung steht, und dass mit einer leichten Verzögerung des nationalen Netzausbaus zu rechnen ist. Deshalb wurden die Übertragungsleistungen mit einem zusätzlichen „Sicherheitsfaktor“ belegt.

Die angenommenen aggregierten Übertragungsleistungen an den deutschen Interkonnektoren und zwischen Baden-Württemberg und dem restlichen deutschen Marktgebiet werden in Abbildung 3-20 und Abbildung 3-21 dargestellt.

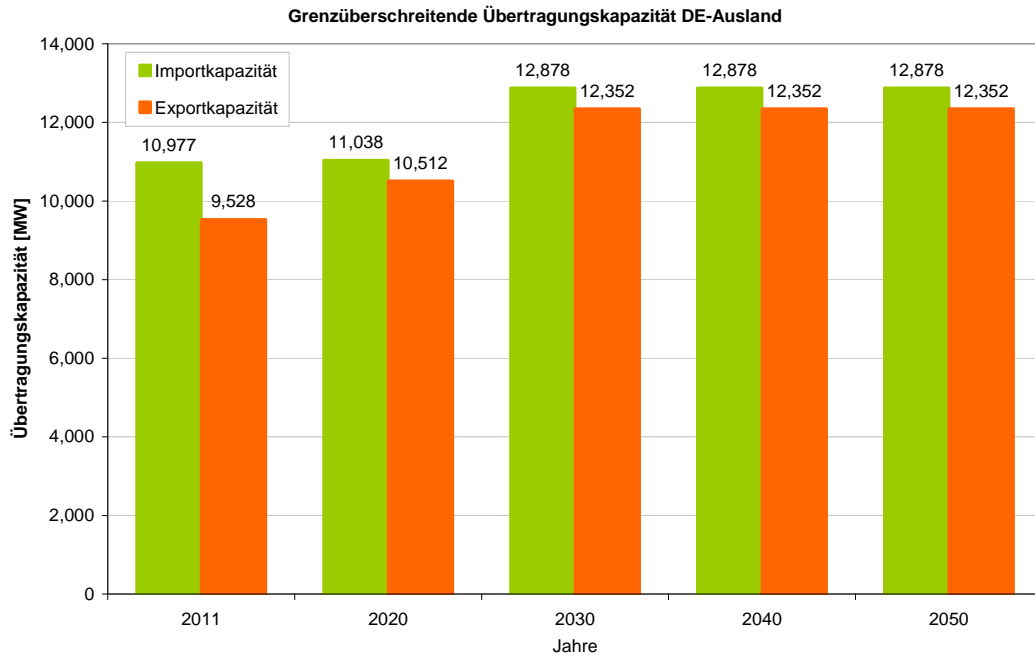


Abbildung 3-20: Angenommene Stromübertragungskapazitäten zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten

(Quelle: ZSW nach ENTSO-E und BNetzA)

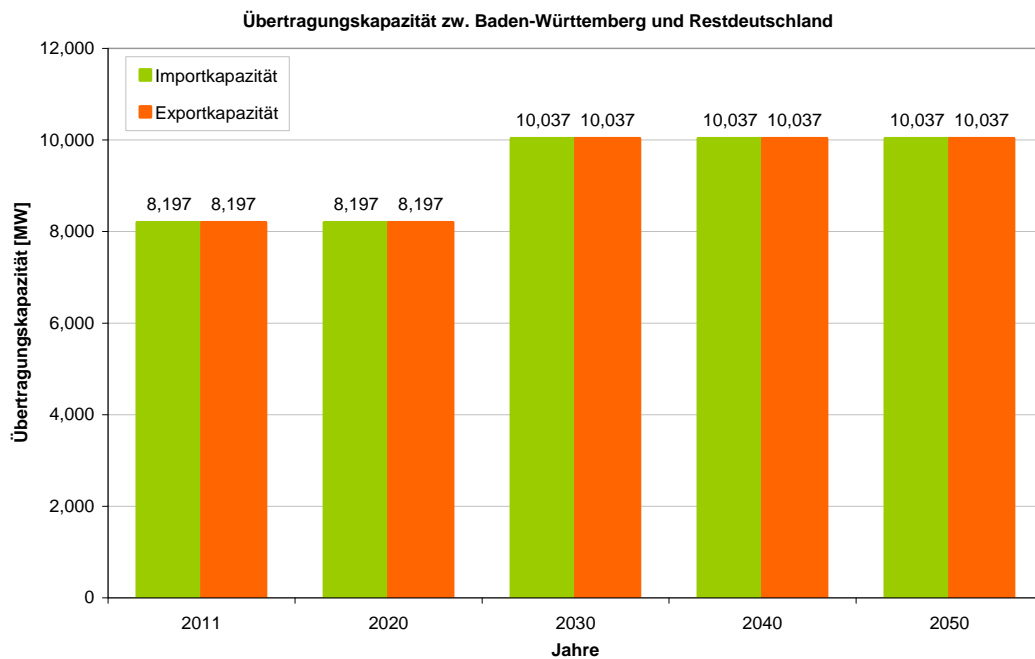


Abbildung 3-21: Angenommene Stomübertragungskapazitäten zwischen Baden-Württemberg und den angrenzenden deutschen Marktgebieten

(Quelle: ZSW nach ENTSO-E und BNetzA)

4 Simulationsergebnisse und Interpretation

4.1 Entwicklung der Speicherleistungen in Deutschland

Zur Beantwortung der vorliegenden Forschungsfrage nach dem Speicherbedarf wurden zunächst die installierten Speicherleistungen aus den Simulationsergebnissen der jeweiligen Szenarien ausgewertet. Die gesamte installierte Speicherleistung ergibt sich dabei aus der Summe über die Leistungen der Bestandsanlagen und den zugebauten Leistungen der betrachteten Speichertechnologien. Zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse zwischen den modellierten Technologieclustern (Abbildung 2-5) wurde von den verschiedenen Technologieeigenschaften die Einspeicherleistung als Bewertungskriterium herangezogen, da Power-to-Gas (PtG) im Modell nicht als Speicher sondern als flexibler Nachfrager abgebildet ist. Die Einspeicherleistung dient damit für die folgende Analyse als Indikator für den Speicherbedarf.

Abbildung 4-1 zeigt die Entwicklung der gesamten Einspeicherleistungen bis zum Jahr 2050 in Deutschland unter den angenommenen Bedingungen in den Szenarien A1 (Basisszenario), A1* (Basisszenario Plus) und B1 (EE-Szenario).

Beim Vergleich der Ergebnisse fällt auf, dass bis zum Jahr 2030 über alle Szenarien kein signifikanter Zuwachs an Speicherleistung über den angenommenen Speicherbestand von 9,2 GW hinaus erfolgt. Langfristig muss allerdings mit einer großen Bandbreite möglicher Entwicklungen gerechnet werden. Während im Basisszenario 2050 der Speicherbedarf nur um ca. 2,6 GW (Abbildung 4-2) gegenüber dem Speicherbestand ansteigt, wächst im ambitionierten EE-Szenario der Speicherbedarf im Jahr 2050 um mehr als 32 GW (Abbildung 4-4) auf einen Gesamtspeicherbedarf von etwa 42 GW an.

Müsste im Basisszenario jedoch nur die Hälfte der Investitionskosten durch die Erlöse auf dem Stromgroßhandelsmarkt gedeckt werden (Basisszenario Plus), so würde ein kontinuierlicher Zubau an Speicherleistungen (Abbildung 4-3) bis zum Jahr 2050 erfolgen. Es könnten also bei sonst gleichen Bedingungen (z.B. gleicher EE-Anteil wie im Basisszenario) zusätzliche Speicher den kurzfristigen Kraftwerkseinsatz optimieren, sofern ein Teil der Investitionskosten beispielsweise über Kapazitätzahlungen oder über Erlöse auf anderen Märkten gedeckt würden. Da bei der Modellsimulation jedoch der Effizienzgewinn durch den kurzfristigen Speichereinsatz nicht ausreicht, um neue Speicher vollständig zu refinanzieren, wären die betrachteten Speicher aus ökonomischer Sicht innerhalb der betrachteten Systemgrenzen langfristig nicht vorteilhaft. Ob diese zusätzlichen Speicher aus Szenario A1* (Basis Plus) jedoch einen Systembeitrag leisten können (z.B. Klimaschutz, Netzintegration, etc.), der in der Simulation nicht in die Optimierung mit einfließt, wird separat in Kapitel 4.3 untersucht.

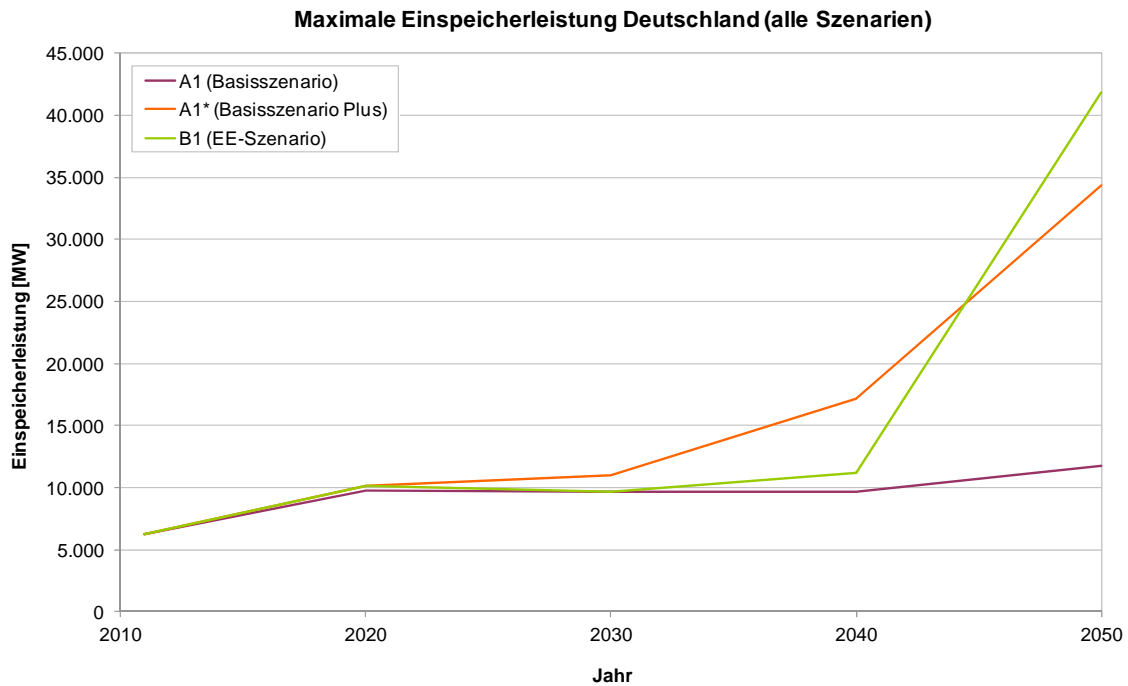


Abbildung 4-1: Entwicklung der aggregierten maximalen Einspeicherleistung in Deutschland (alle Szenarien)

(Quelle: SimBW Simulationsergebnis)

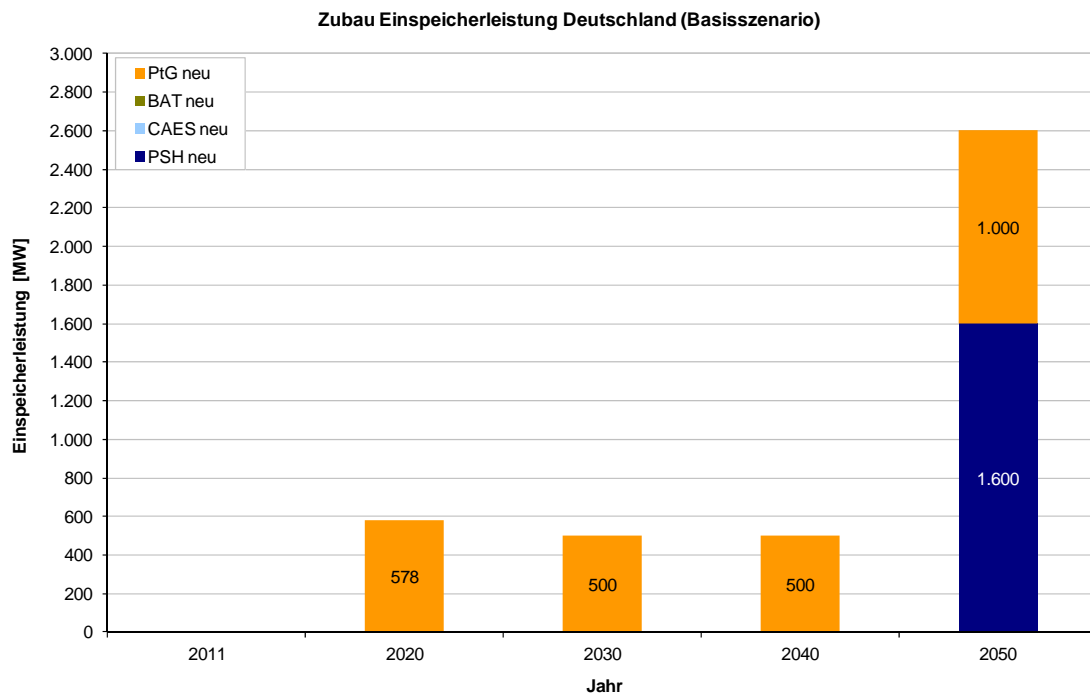


Abbildung 4-2: Entwicklung der zugebauten Einspeicherleistung je Speichertyp in Deutschland (Basisszenario)

(Quelle: SimBW Simulationsergebnis)

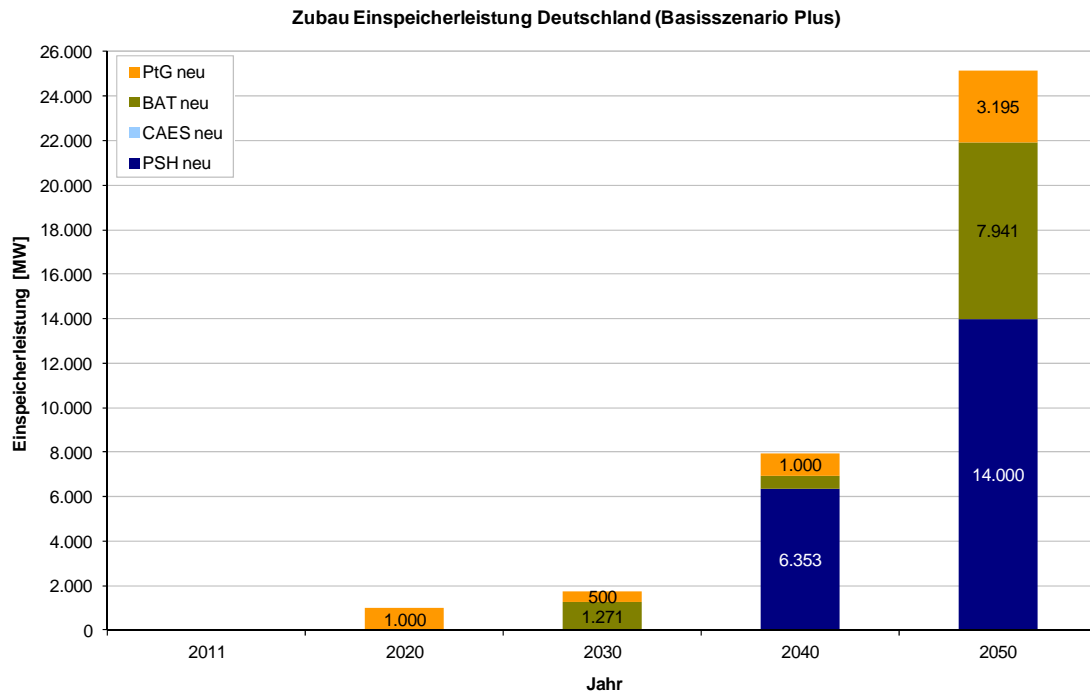


Abbildung 4-3: Entwicklung der zugebauten Einspeicherleistung je Speichertyp in Deutschland (Basisszenario Plus)

(Quelle: SimBW Simulationsergebnis)

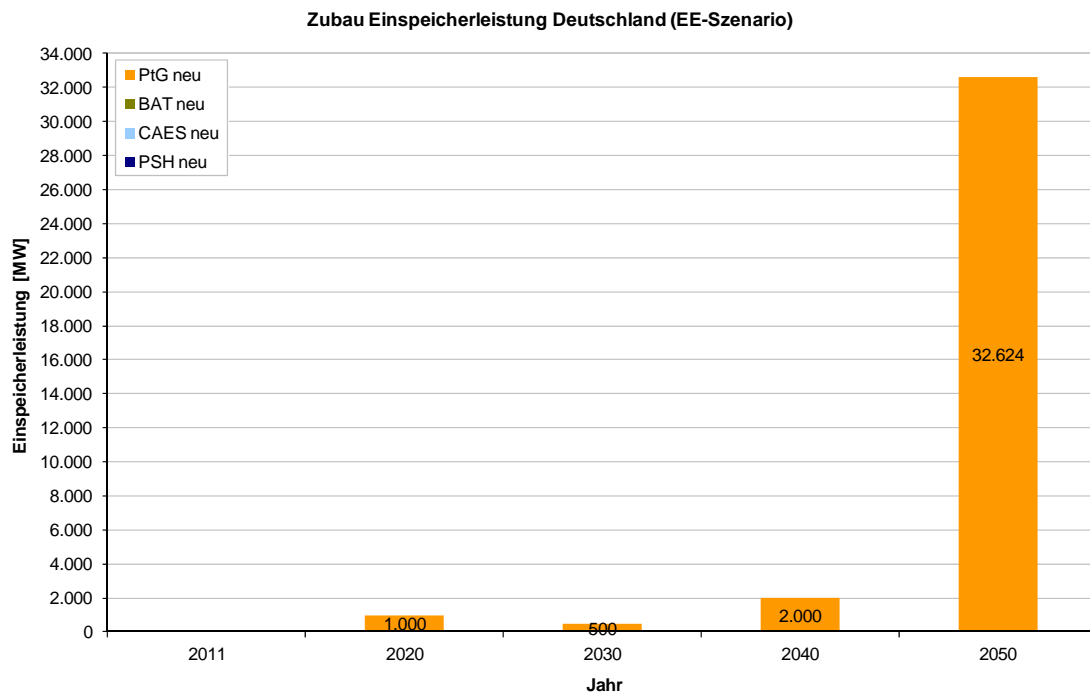


Abbildung 4-4: Entwicklung der zugebauten Einspeicherleistung je Speichertyp in Deutschland (EE-Szenario)

(Quelle: SimBW Simulationsergebnis)

Aus dem Verlauf des Speicherbedarfs in Szenario B1 (EE-Szenario) ist ersichtlich, dass der Bedarf nach dem Jahr 2040 überproportional ansteigt. Dieser Effekt kann darauf zurückgeführt werden, dass bei einem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von mehr als 80 % und entsprechender installierter, fluktuierender Leistung die vorhandenen Flexibilitätsreserven im System vollständig ausgereizt sind und der Bedarf für zusätzliche Flexibilitäten rasch ansteigt. Im Basisszenario werden erst im Jahr 2050 etwa 80 % EE-Anteil erreicht, wodurch ein deutlicher Anstieg des Speicherbedarfs erst bei weiterem Ausbau erneuerbarer Energien zu erwarten wäre. Bei verringerten Investitionskosten für Speicher (Basisszenario Plus) verschiebt sich der signifikante Anstieg des Bedarfs auf der Zeitachse nach vorne, so dass bereits nach dem Jahr 2030 und bei einem EE-Anteil von mehr als 65 % mit einem Zuwachs zu rechnen ist.

Da für die PtG-Technologie angenommen wurde, dass für Nischenanwendungen bis zu einem Marktvolumen von maximal 1 GW ein erhöhter Marktpreis für das Produktgas zu erzielen ist, erfolgt ein Zubau von PtG in diesen Nischen bereits bei niedrigeren EE-Anteilen als 80 %.

Auffällig ist zudem, dass im Basisszenario Plus ein Mix aus Pumpspeichern, Batterien und PtG zugebaut wird, während der Zubau beim Basisszenario keine Batteriespeicher beinhaltet und das EE-Szenario ausschließlich durch PtG ergänzt wird.

Ein Batteriespeicherzubau erfolgt in den Simulationen also nur, wenn die Investitionskosten deutlich verringert werden bzw. zusätzliche Erlöse zur Refinanzierung generiert werden können. Dies könnte in der Praxis Relevanz haben, wenn beispielsweise der Eigenverbrauch von PV-Strom nicht mit Letztverbraucherabgaben (Netznutzungsentgelte, EEG-Umlage, etc.) belegt wird und durch die Speicherung der nutzbare Eigenverbrauch deutlich gesteigert werden kann. Dieses Konzept kann für den PV-Anlagenbetreiber betriebswirtschaftlich interessant werden, sobald die eigenen Kosten für PV-Erzeugung und Speicherung unterhalb des Marktpreises für Endkundenstrom (inkl. Abgaben) liegt. In diesem Fall wird die Speicherung indirekt subventioniert, was mit Erlösen aus anderen Märkten oder mit einer Förderung gleichgesetzt werden kann.

Es kann aus dem Vergleich der Szenarien außerdem gefolgert werden, dass sich Pump- und Batteriespeicher vor allem in Systemen mit EE-Anteilen von bis zu 80 % eignen. Bei Systemen mit einem EE-Anteil von deutlich über 80 % sind die Überschüsse aus erneuerbarer Stromerzeugung nicht mehr überwiegend Leistungsspitzen sondern beinhalten beachtliche Energiemengen. Zudem fallen die EE-Überschüsse auch über längere Zeiträume an, so dass zur Integration dieser Energiemengen vor allem Power-to-Gas als geeignete Technologie erscheint. Im Vergleich der Residuallastkurven für das simulierte Jahr 2050 (Abbildung 4-5) wird deutlich, wie stark sich das Verhältnis zwischen Energiemengen und Leistungsspitzen in den beiden Szenarien unterscheidet.

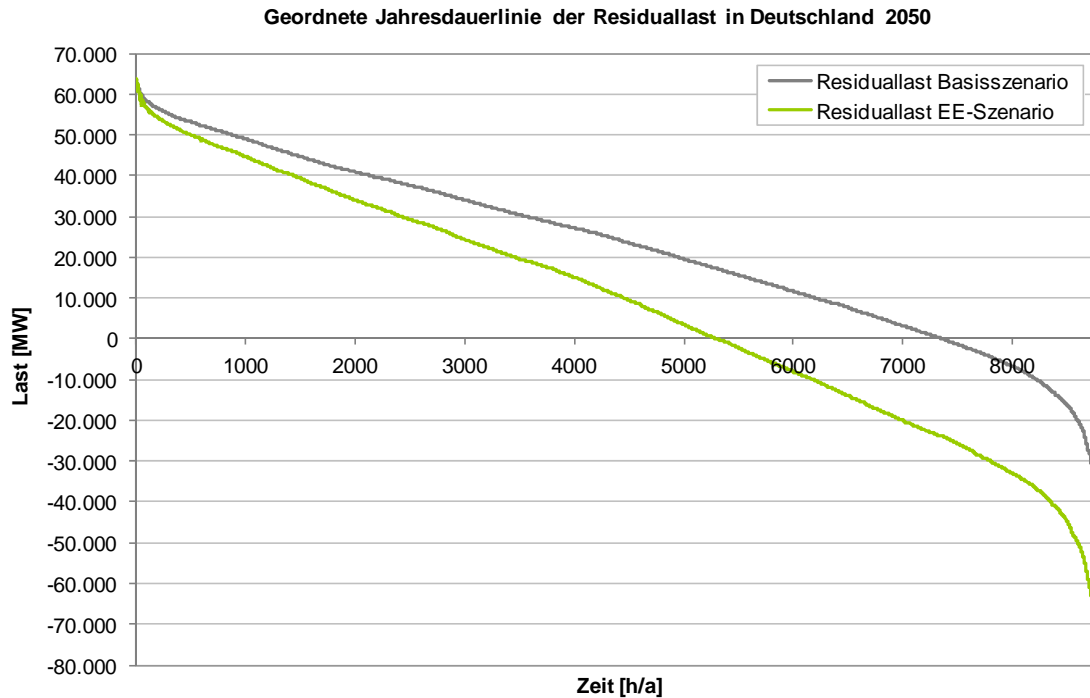


Abbildung 4-5: Residuallast in Deutschland 2050 (Basisszenario und EE-Szenario)
(Quelle: ZSW)

Für das Jahr 2050 wurden zusätzlich zwei weitere Sensitivitätsszenarien definiert. Das Szenario DE flex 2050 untersucht, wie sich der Speicherbedarf für Deutschland gegenüber dem EE-Szenario verändert, wenn die Stromnachfrage stärker preiselastisch reagiert. Dafür wurden zusätzliche flexible Nachfrager mit einer Leistung von 15 GW mit einem Grenzpreis zwischen 0 und 150 EUR im Modell implementiert. Die zusätzlichen Nachfrager stellen dabei eine Sammelgröße dar, die den möglichen Einfluss der Schnittstellen zum Wärme- (Power-to-Heat) und Verkehrssektor (Elektromobilität) abbilden.

Das Szenario EU flex 2050 untersucht, welchen Einfluss ein gut ausgebauter europäischer Netzverbund (ohne Übertragungsengpässe an den Grenzkuppelstellen) mit Ausschöpfung von Speicherpotenzialen in Skandinavien und den Alpen auf den Speicherbedarf in Deutschland im EE-Szenario hat.

Abbildung 4-6 zeigt den Speicherbedarf im Vergleich zwischen den simulierten Szenarien für das Jahr 2050. Wie bereits diskutiert unterscheiden sich die zugebauten Speicherleistungen im Basisszenario (bei einem EE-Anteil von bis zu 80 %) nur bei einer Verringerung der Investitionskosten signifikant vom Speicherbestand. Bei einem EE-Anteil von mehr als 80 % (EE-Szenario) steigt jedoch der Bedarf für Langfristspeicherung (PtG) deutlich an. Der Bedarf für PtG sinkt allerdings wieder um die Hälfte, wenn im EE-Szenario DE flex zusätzlich flexible Nachfrager, wie z.B. Power-to-Heat im Modell implementiert werden. Zusätzlich werden in diesem Szenario ergänzend ca. 1,6 GW Pumpspeicherleistung zugebaut.

Im EE-Szenario EU flex wird der Flexibilitätsbedarf zum Ausgleich der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung fast vollständig über den Stromhandel mit den im europäischen Netzverbund angrenzenden Marktgebieten und den dort implementierten Speichern gedeckt. Es besteht trotz des EE-Anteils von mehr als 80 % in Deutschland kein Speicherbedarf, der deutlich über den angenommenen Speicherbestand hinaus geht. Es muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass die Annahmen in diesem Szenario hinsichtlich des fast unbegrenzten grenzüberschreitenden Stromhandels und der Speicherleistungen in Skandinavien von ca. 45 GW als sehr optimistisch einzuschätzen sind. Das Szenario stellt damit eine unwahrscheinliche „best-case“ Variante dar.

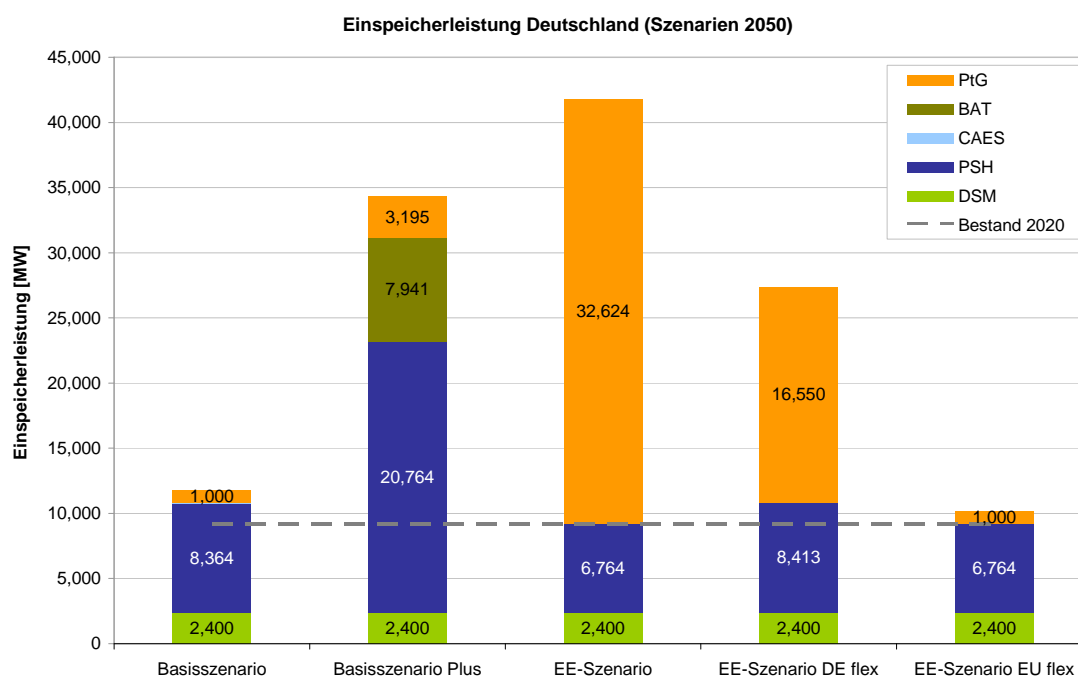


Abbildung 4-6: Einspeicherleistung je Speichertyp Deutschland 2050 (alle Szenarien)
(Quelle: SimBW Simulationsergebnisse)

4.2 Entwicklung der Speicherleistungen in Baden-Württemberg

In der Tendenz ergibt sich aus den Simulationsergebnissen für Baden-Württemberg (BW) ein ähnliches Bild wie für gesamt Deutschland (Abbildung 4-7). Der Speicherbedarf überschreitet in allen Szenarien bis zum Jahr 2040 kaum den angenommenen Speicherbestand und nach dem Jahr 2040 steigt der Bedarf rasant an, sofern entweder der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung über 80 % liegt (EE-Szenario) oder die Investitionskosten der Speicher deutlich niedriger angesetzt werden (Basisszenario Plus). Im Falle des Basisszenarios, mit EE-Anteilen von bis zu 80 %, erfolgt in den Simulationen lediglich ein Zubau von Power-to-Gas in den angenommenen Nischenmärkten mit erhöhtem Produktgaspreis. In Summe steigt der Speicherbedarf hier bis zum Jahr 2050 kaum an.

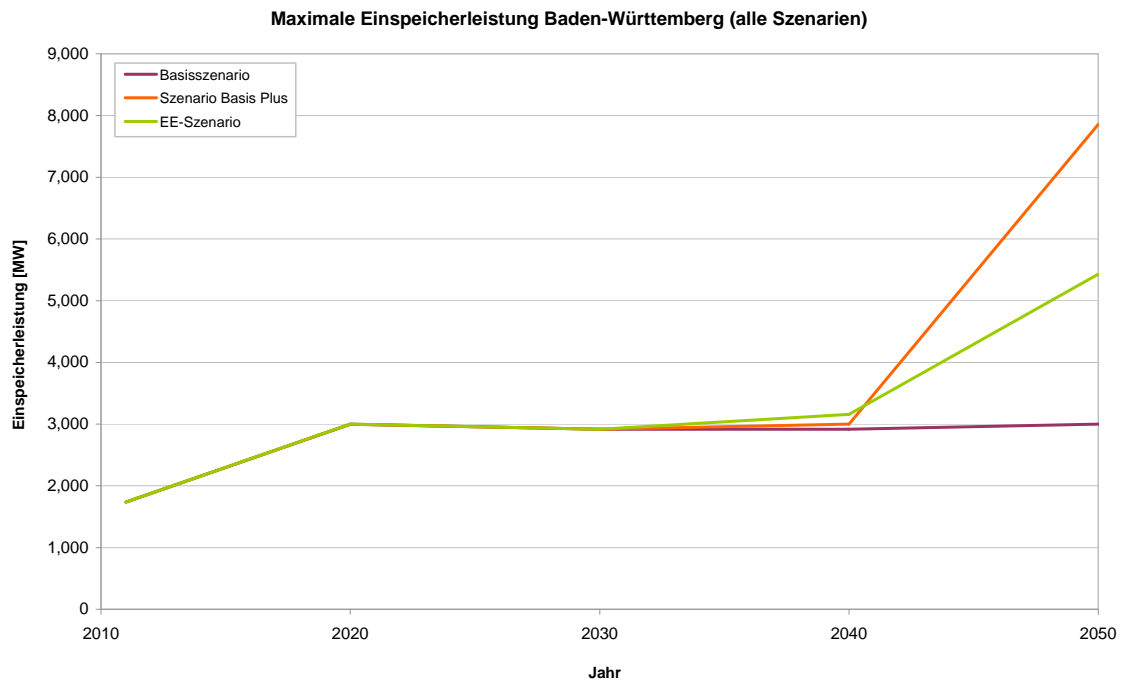


Abbildung 4-7: Entwicklung der aggregierten maximalen Einspeicherleistung in Baden-Württemberg (alle Szenarien)

(Quelle: SimBW Simulationsergebnisse)

Im Gegensatz zu den Ergebnissen für gesamt Deutschland ergibt sich jedoch im Basisszenario Plus 2050 ein stärkerer Zuwachs an Speicherbedarf als im EE-Szenario. Diese Abweichung kann vor allem damit erklärt werden, dass im Verhältnis zur Gesamtlast die Pumpspeicherpotenziale in BW im Verhältnis deutlich größer angenommen wurden als für gesamt Deutschland. Im Basisszenario Plus wird also sowohl in BW als auch im übrigen Deutschland zunächst Pumpspeicher bis zur angenommenen Potenzialgrenze zugebaut und anschließend werden die für dieses Szenario weniger geeigneten Potenziale für Batterien und PtG ausgeschöpft.

Es besteht in BW zudem die Sondersituation, dass der angenommene Speicherbestand mit etwa 2,8 GW etwa 20 % der Jahresspitzenlast abdeckt während in gesamt Deutschland der Speicherbestand nur etwa 10 % der Spitzenlast ausmacht. Insofern ist davon auszugehen, dass in der Simulation in BW vor allem dann Speicher zugebaut werden, wenn Flexibilitätsbedarf außerhalb von BW besteht, dort aber beispielsweise die Potenziale für den Zubau von Pumpspeichern ausgeschöpft sind. Da für PtG nur die angenommenen Nischenmärkte im Potenzial begrenzt sind, erfolgt hier der Zubau (im EE-Szenario) proportional zur benötigten Flexibilität im jeweiligen Marktgebiet.

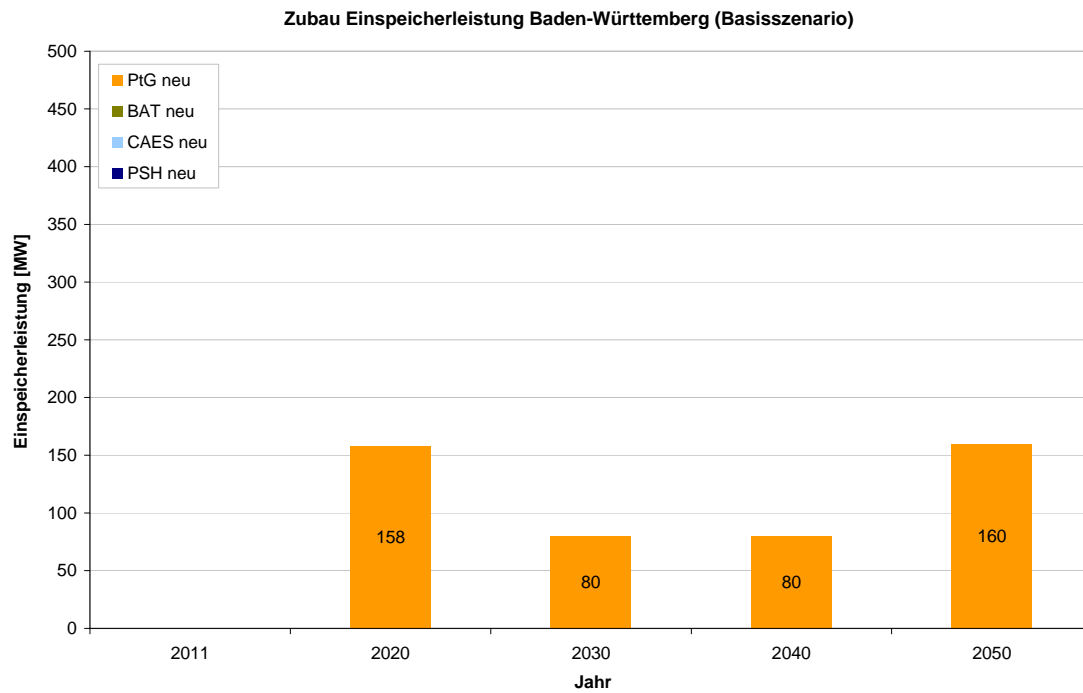


Abbildung 4-8: Entwicklung der zugebauten Einspeicherleistung je Speichertyp in Baden-Württemberg (Basisszenario)

(Quelle: SimBW Simulationsergebnis)

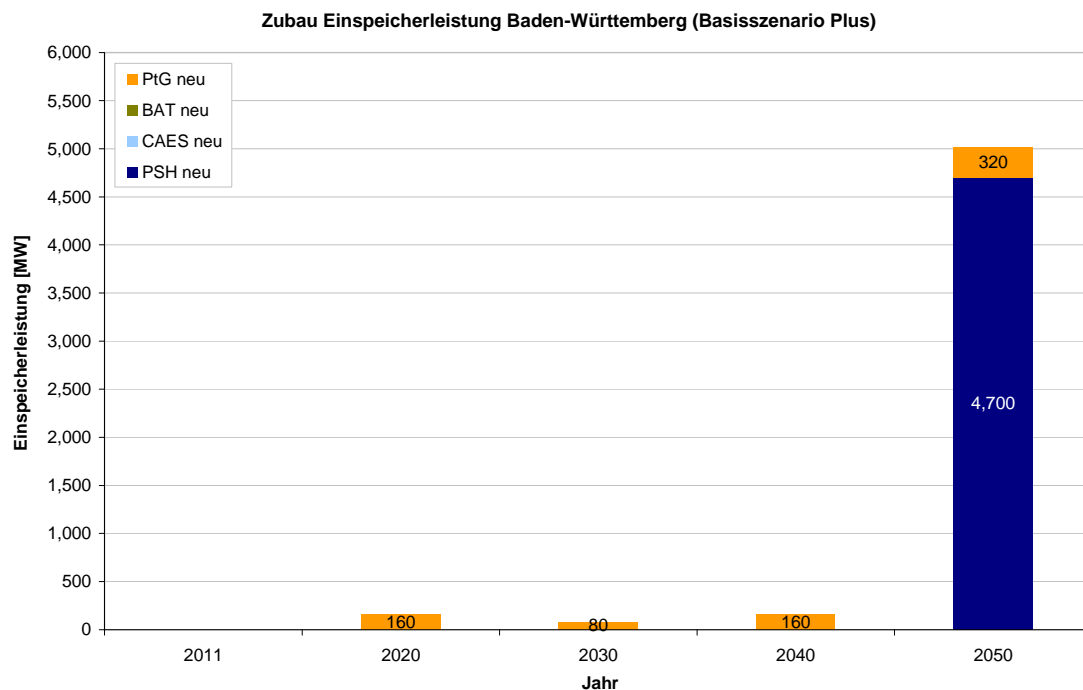


Abbildung 4-9: Entwicklung der zugebauten Einspeicherleistung je Speichertyp in Baden-Württemberg (Basis plus Szenario)

(Quelle: SimBW Simulationsergebnis)

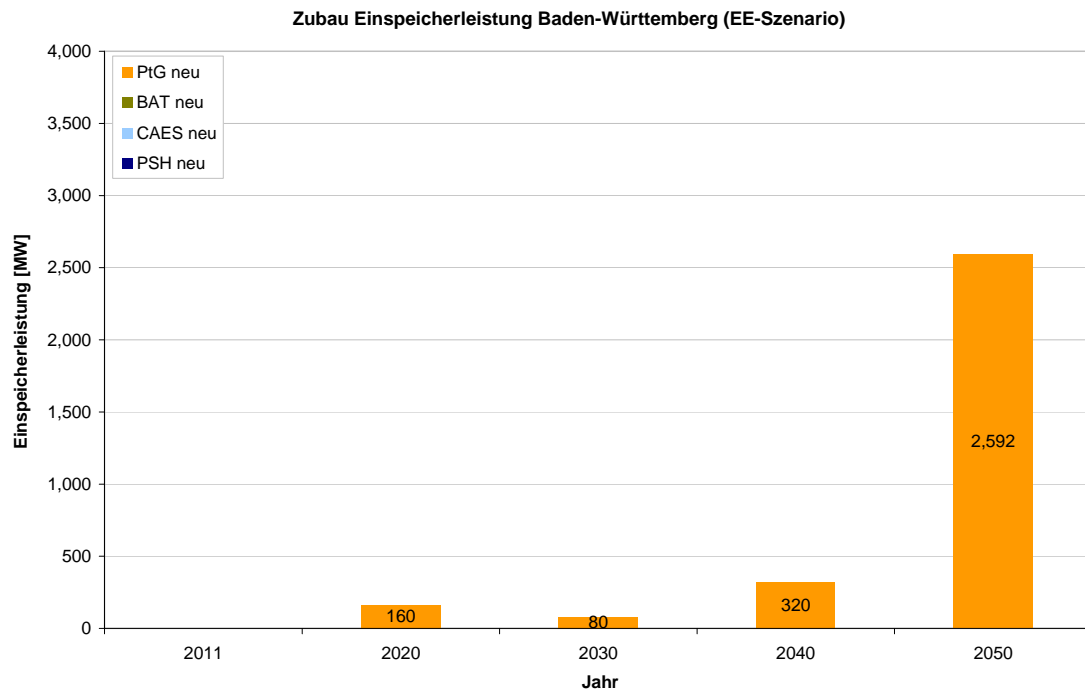


Abbildung 4-10: Entwicklung der zugebauten Einspeicherleistung je Speichertyp in Baden-Württemberg (THG95 Szenario)

(Quelle: SimBW Simulationsergebnis)

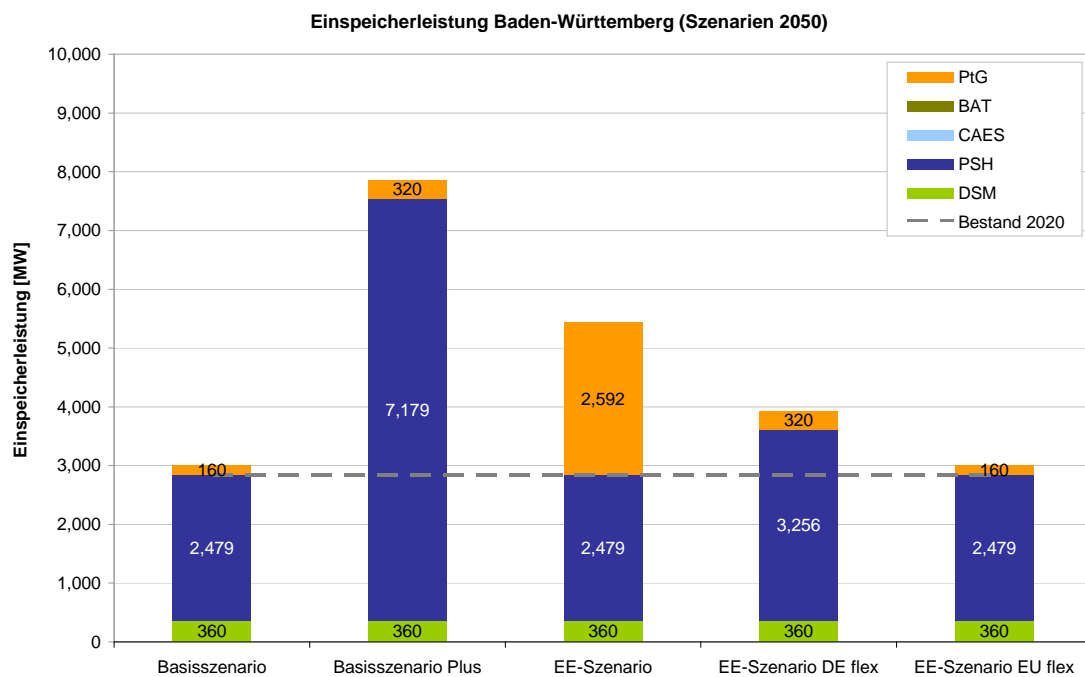


Abbildung 4-11: Einspeicherleistung je Speichertyp in Baden-Württemberg (alle Szenarien im Vergleich)

(Quelle: SimBW Simulationsergebnis)

In Abbildung 4-11 wird die Zusammensetzung des gesamten Speicherbedarfs in BW für alle Szenarien im Jahr 2050 gegenübergestellt. Auch hier fällt auf, dass der Speicherbedarf im Basisszenario Plus aufgrund des eben erläuterten Zusammenhangs mit den Potenzialgrenzen, den Speicherbedarf im EE-Szenario übersteigt. Folglich kann hier aufgrund der Potenzialknappheit nicht direkt von einem Speicherbedarf in BW gesprochen werden, sondern besser von einem Speicherzubau in BW aufgrund des Speicherbedarfs in gesamt Deutschland.

Der Speicherbedarf in den beiden zusätzlichen EE-Szenarien DE flex und EU flex 2050 verhält sich in der Tendenz wie für gesamt Deutschland bereits erläutert. Durch die zusätzlich im Modell implementierte Systemflexibilität wird der Bedarf für Speicherzubau deutlich verringert.

4.3 Systembeitrag von Speichern

Der mögliche Systembeitrag von Speichern wird nachfolgend zunächst qualitativ diskutiert und anschließend mit Hilfe von Indikatoren auf Basis der Simulationsergebnisse quantitativ beurteilt. Es soll in der Untersuchung dabei auch auf den Nutzen von Speicherung eingegangen werden, der über den ökonomischen Wert hinaus geht und deshalb nicht in die Zielfunktion (Systemkostenminimierung) der Modellsimulationen eingeflossen ist.

Speicher leisten durch die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch eine Lastverschiebung von Zeiten mit Überangebot in Zeiten mit Knappheit. In der Folge entsteht durch den Speichereinsatz eine Glättung der Residuallast. Während bei niedrigen EE-Anteilen der Tag-Nacht-Zyklus des Standardlastprofils überwiegt, verändert sich das Profil der Residuallast mit zunehmendem erneuerbarem Anteil an der Stromversorgung zu einem Profil mit wachsender Volatilität und stochastischen Lastschwankungen. In einem System mit wenig erneuerbaren Energien besteht die Aufgabe der Speicher vor allem darin, Grundlaststrom mit niedrigen variablen Kosten in Spitzenlastzeiten zu verschieben und dort Spitzenlaststrom mit hohen variablen Kosten zu verdrängen. Diese Form der intertemporalen Arbitrage ist in den meisten Fällen ökonomisch effizient, kann in Abhängigkeit vom Kraftwerkspark aber auch zu höheren Emissionen führen und damit den Systembeitrag wieder relativieren.

In Systemen mit hohen EE-Anteilen dominiert jedoch der Einfluss erneuerbarer Stromerzeugung die Residuallast, so dass der Speichereinsatz maßgeblich dazu führt, dass erneuerbar erzeugter Strom in Zeiten von Überangebot in Zeiten von Knappheit verschoben wird. In diesem Fall ist die intertemporale Arbitrage ebenfalls ökonomisch effizient, da zwar nicht die variablen Kosten aber der Marktwert des erneuerbaren Stroms variiert. Durch den Speichereinsatz können hierbei jedoch zusätzliche Mengen an emissionsfreiem erneuerbarem Strom in das System integriert werden. Der gespeicherte erneuerbar erzeugte Strom verdrängt dann in Zeiten von Knappheit fossil erzeugten Strom, wodurch die Gesamtemissionen der Stromerzeugung sinken. Bei ho-

hen EE-Anteilen leisten zusätzliche Speicher damit nicht nur einen ökonomischen sondern auch einen ökologischen (klimaschutzrelevanten) Systembeitrag.

Die Glättung der Residuallast durch die intertemporale Arbitrage des Speicherbetriebs führt zudem zu einer Verringerung der Lastgradienten. Zu starke Lastrampen gefährden die Netzstabilität und erhöhen die Lastwechselkosten des regelbaren Kraftwerksparks. Somit tragen Speicher je nach Standort zur besseren Netzintegration von erneuerbarer Stromerzeugung und damit zur technischen Versorgungssicherheit bei. Zusätzlich zur ökonomischen Wirkung der intertemporalen Arbitrage reduzieren die geringeren Lastwechselkosten die gesamten operativen Kosten des Kraftwerkseinsatzes.

Ein steigender Speicheranteil an der Stromversorgung verbessert außerdem die Preiselastizität der Nachfrage auf dem Strommarkt. In der energiewirtschaftlichen Theorie (STOFT, 2002, S. 143; OCKENFELS u. a., 2008, S. 44) wird mangelnde Nachfrageelastizität als eine der entscheidenden Eigenschaften von Strommärkten diskutiert, die langfristig zu Marktversagen führen können. Insbesondere die Anreize zur Investition in neue Erzeugungskapazität können durch fehlende Nachfrageelastizität zu gering ausfallen und damit die Versorgungssicherheit gefährden (HÖFLING, 2013, S. 9). Die Wirkung durch den Mangel an Nachfrageelastizität wird durch den Merit-Order-Effekt bei hohen EE-Anteilen noch verstärkt. Speicher und andere Flexibilitätsoptionen können damit die Funktionsfähigkeit des Strommarktes langfristig erhalten, indem sie den Wert des dargebotsabhängigen erneuerbaren Stroms erhöhen, das Preisniveau stabilisieren, Preisvolatilität verringern und damit das Marktrisiko für alle Marktteilnehmer reduzieren.

Abbildung 4-12 und Abbildung 4-13 zeigen den geordneten Verlauf der Residuallast (Stromnachfrage abzüglich der Stromerzeugung aus Wind und PV) einmal für das Basisszenario im Jahr 2020 und für das EE-Szenario 2050. Das Basisszenario 2020 ist gekennzeichnet durch einen erneuerbaren Anteil an der Stromerzeugung (ca. 45 %) der noch verhältnismäßig leicht durch die vorhandenen Flexibilitätsreserven in das System integriert werden kann. In der Folge entsteht keine negative Residuallast (keine EE-Überschüsse) und der Speicherbedarf steigt nicht über den Speicherbestand an. Die vorhandenen Pumpspeicher werden vor allem in einem Tag-Nacht-Zyklus betrieben und verschieben Energiemengen aus Schwachlastzeiten in Spitzenlastzeiten. Dieser Effekt wird in Abbildung 4-12 verdeutlicht, die graue Residuallastkurve verliert nach dem Speichereinsatz an Steigung (grüne Kurve) und ermöglicht damit einen effizienteren Kraftwerksbetrieb.

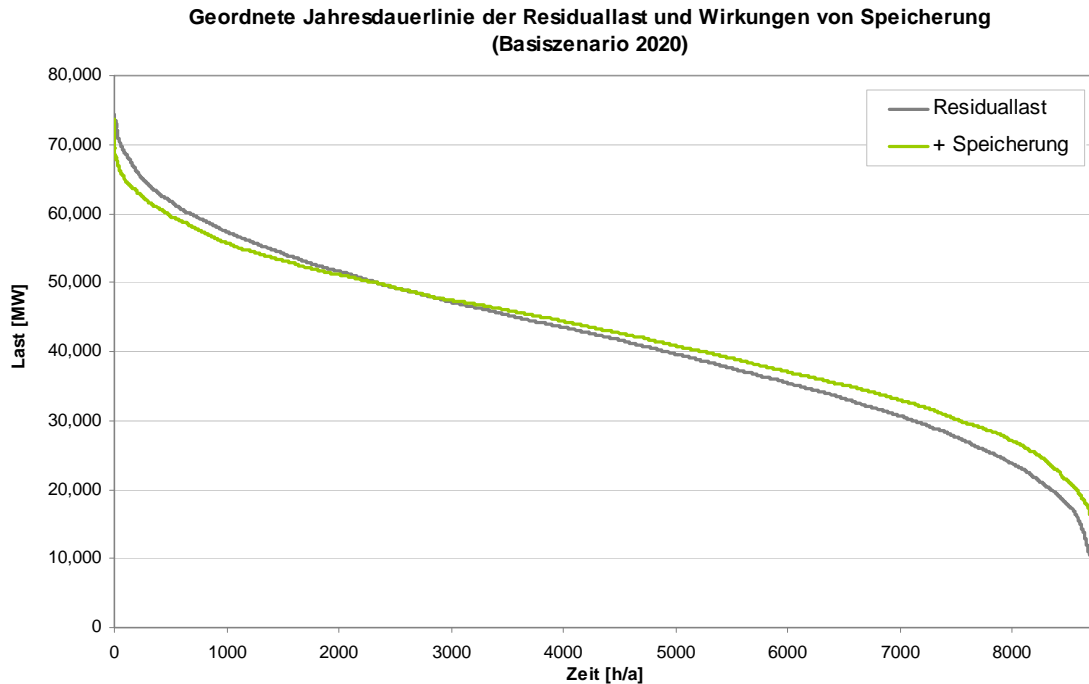


Abbildung 4-12: Wirkung von Speicher auf die Residuallast (Basiszenario 2020)

(Quelle: SimBW Simulationsergebnis)

Im EE-Szenario 2050 führt der hohe EE-Anteil ($> 80\%$) hingegen zu beachtlichen Strommengen aus erneuerbarer Erzeugung, die nicht ohne zusätzliche Flexibilitätsmaßnahmen in das System integriert werden können. Abbildung 4-13 veranschaulicht dies durch die negative Residuallast (graue Kurve). Nachdem ein Teil der Leistungsspitzen aus erneuerbarer Erzeugung abgeregelt werden (rote Kurve) ermöglichen die vorhandenen Speicher und der starke Zubau an PtG-Leistung in diesem Szenario die Integration der nicht abgeregelt erneuerbaren Strommengen (grüne Kurve). Darüber hinaus dient der grenzüberschreitende Stromhandel ebenfalls als Flexibilitätsmaßnahme und bewirkt einen effizienteren Kraftwerkseinsatz zur Deckung der verbleibenden Residuallast (fliederfarbene Kurve).

Die Integrationsleistung der eingesetzten Speicher für Strom aus erneuerbaren Energien wird für das EE-Szenario 2050 nochmals explizit in Abbildung 4-14 durch die vermiedene Abregelung dargestellt. Gegenüber einem Referenzszenario (EE-Szenario ohne Speicher), in dem mehr als 75 TWh/a erneuerbare erzeugter Strom abgeregelt werden, können davon im EE-Szenario 2050 durch den Speichereinsatz etwa 65 TWh/a ins System integriert werden. In einem zusätzlichen Sensitivitätsszenario (EE-Szenario Plus 2050) wurde untersucht, welchen Einfluss die Halbierung der Investitionskosten und damit der Zubau von zusätzlichen Speichern auf die EE-Integration hat. Im Ergebnis kann fast die vollständige erneuerbare Stromerzeugung ins System integriert werden. Allerdings werden dafür weitere 17 GW an Speicherleistung benötigt, für welche die anfallenden Investitionskosten nicht über den Strommarkt gedeckt wer-

den können. Darüber hinaus ist in diesem Fall der entsprechende ökologische Zusatznutzen durch Emissionseinsparungen relativ gering.

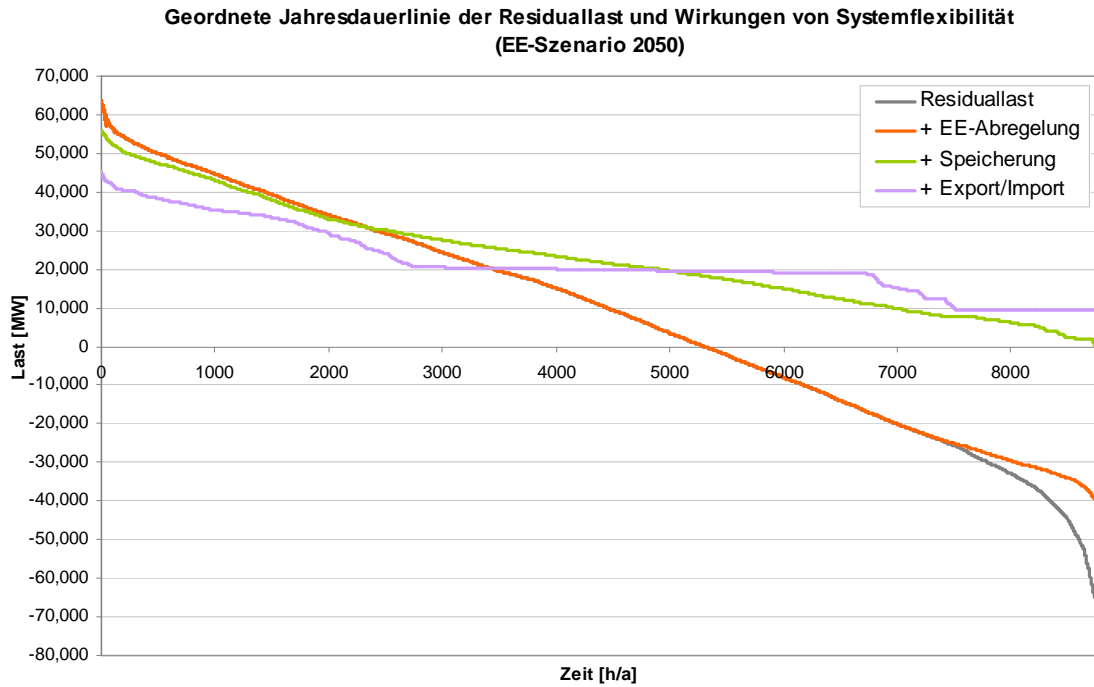


Abbildung 4-13: Wirkung von Speicher auf die Residuallast (EE-Szenario 2050)
(Quelle: SimBW Simulationsergebnis)

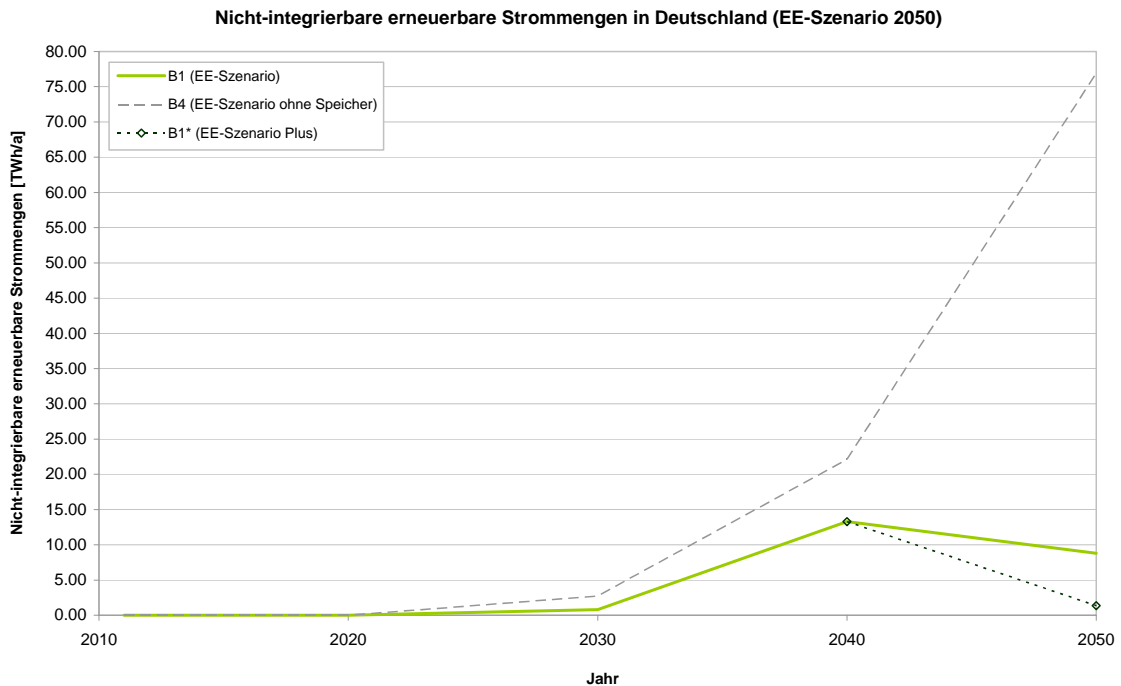


Abbildung 4-14: Abgeregelte erneuerbare Stromerzeugung (EE-Szenario 2050)
(Quelle: SimBW Simulationsergebnis)

Neben dem Verlauf der absoluten Residuallast wurde auch die Wirkung von Speichereinsatz auf die Lastgradienten der Residuallast untersucht. Die Kennzahl des Lastgradienten (Leistungsänderung pro Zeit) wird in der Praxis genutzt um die Flexibilität eines Kraftwerks zu beschreiben. Da in einem Stromsystem die Erzeugung jederzeit mit dem Verbrauch übereinstimmen muss, determiniert der Lastgradient der Residuallast damit die benötigte Flexibilität des Kraftwerksparks. Wenn nun durch den Speichereinsatz die Residuallastgradienten verringert werden, hat dies Auswirkungen auf die Belastung aller Leistungskomponenten im Stromversorgungssystem. Es kann einerseits das Stromnetz entlastet werden und andererseits entstehen geringere Lastwechselkosten im Kraftwerksbetrieb durch weniger Verschleiß und reduzierten Brennstoffeinsatz.

Abbildung 4-15 zeigt die Auswertung der Residuallastgradienten mit und ohne Speichereinsatz im EE-Szenario 2050. Die Entlastungswirkung der Speicher ist deutlich sichtbar. Es werden nicht nur die maximalen Lastgradienten reduziert, sondern es verringern sich auch die durchschnittlichen Rampen fast um die Hälfte von 4400 MW/h ohne auf 2300 MW/h mit Speicher.

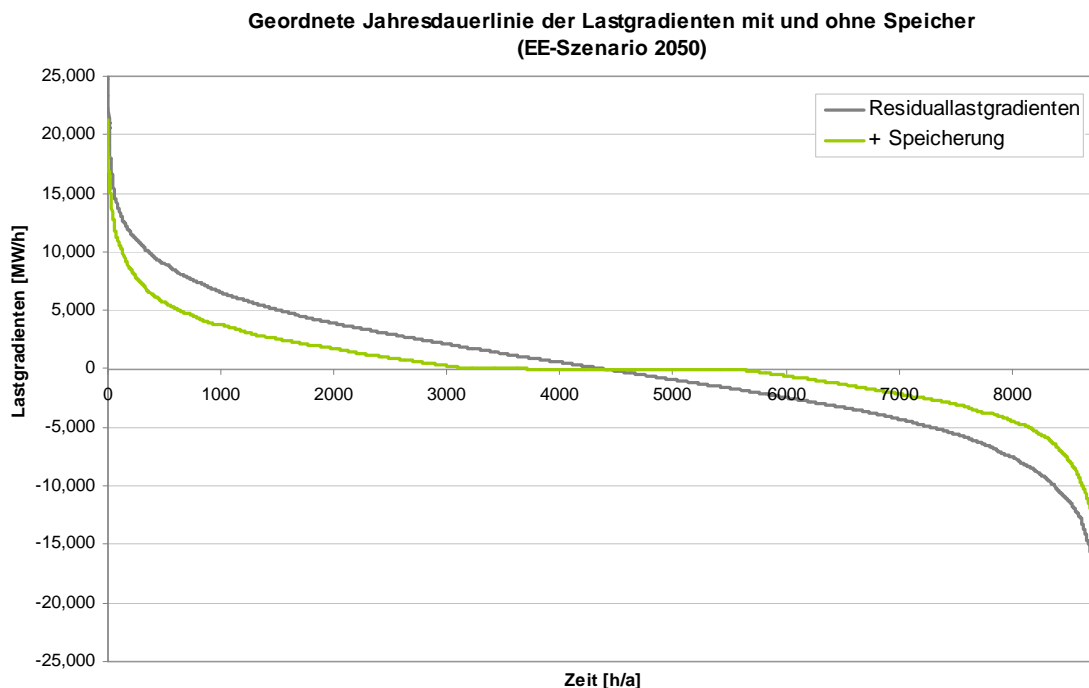


Abbildung 4-15: Wirkung von Speicher auf die Lastgradienten (EE-Szenario)

(Quelle: SimBW Simulationsergebnis)

Ein weiterer Beitrag, der von Speicher geleistet werden kann, ist die bereits erwähnte Verbesserung der Preiselastizität der Stromnachfrage. Durch mehr Nachfrageelastizität wird unter anderem der Merit-Order-Effekt abgeschwächt und es können bei Knappheit Preise entstehen, die über den Grenzkosten der letzten produzierenden Einheit liegen (Knappheitspreise). Beides führt zu einer Stabilisierung des Marktpreisniveaus und zu einer Erhöhung des Marktwertes von erneuerbar und konventionell erzeugtem Strom.

In Abbildung 4-16 ist deutlich sichtbar, wie im EE-Szenario 2050 bei EE-Anteilen von mehr als 80 % in vielen Stunden mit Überangebot die Speicher den Preis setzten. Auffällig ist dabei im EE-Szenario 2050 (grüne Kurve) die Stromnachfrage durch den Betrieb der PtG-Anlagen. Da die PtG-Anlagen im Modell vereinfachend mit einem Grenzpreis von 38 EUR/MWh in den Markt bieten, setzt dieser Grenzpreis bis zum PtG-Leistungmaximum den Marktpreis, sobald Überangebot durch erneuerbare Erzeugung herrscht.

Im EE-Szenario 2050 ohne Speicher (graue Kurve) führt der hohe Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energien mit Grenzkosten nahe Null zu etwa 3000 Stunden im Jahr mit einem Strompreis von weniger als 1 EUR/MWh. Diese Niedrigpreisstunden verringern sich durch den Einsatz von Speichern oder Flexibilitätsoptionen (grüne und fliederfarbene Kurve) auf etwa 1000 Stunden im Jahr. Im EU flex Szenario (rosa Kurve) können sogar, durch den ungehinderten grenzüberschreitenden Stromhandel und den zusätzlichen Speicherkapazitäten in Skandinavien, die Niedrigpreisstunden auf wenige hundert Stunden im Jahr reduziert werden.

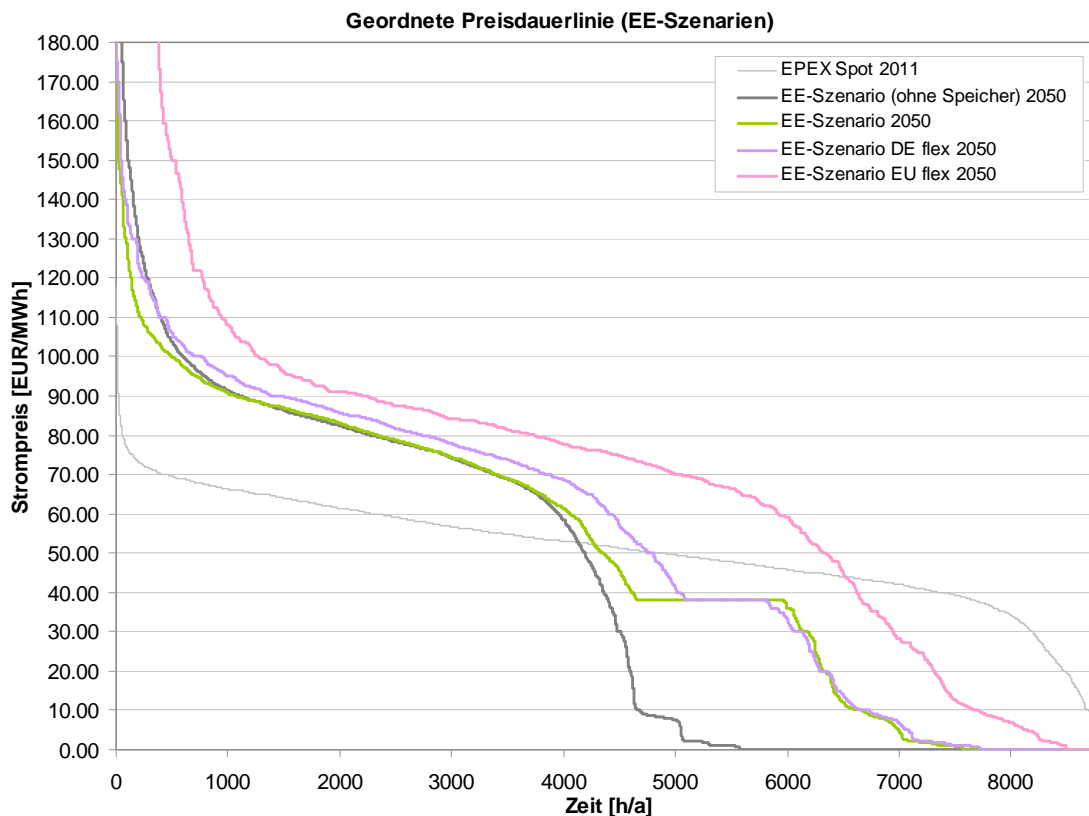


Abbildung 4-16: Geordnete Preisdauerlinien (EE-Szenarien 2050)

(Quelle: SimBW Simulationsergebnis)

Für die Szenarien mit hohen Anteilen an erneuerbarer Stromerzeugung kann also gezeigt werden, dass der Einsatz von Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen einen

starken Einfluss auf den Marktpreis hat und damit einen Beitrag zur Erhaltung der Funktionsfähigkeit des Strommarktes leisten kann.

Zur Bewertung der Klimaschutzwirkung des Einsatzes von Speichern wurden für die Szenarien die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung und im Fall von Power-to-Gas die CO₂-Vermeidung durch die Verdrängung von fossilem Erdgas aus den Simulationsergebnissen berechnet.

Abbildung 4-17 stellt die Entwicklung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in allen Szenarien bis zum Jahr 2050 dar. Aus dem Vergleich der EE-Szenarien mit und ohne Speicher wird klar, dass der entscheidende Beitrag zur Emissionsreduktion durch den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung erreicht wird. Allerdings ist auch sichtbar, dass bei hohen EE-Anteilen zusätzliche Speicher benötigt werden um die Emissionen weiter zu reduzieren.

Der Vergleich zwischen dem Basisszenario und dem Basisszenario Plus verdeutlicht, dass die zusätzlichen Speicher, die aufgrund halbiertes Investitionskosten gebaut werden, keine signifikanten Emissionseinsparungen mit sich bringen. Allein aus ökologischer Sicht ließe sich damit eine Förderung der Investitionskosten von Speichern bei einem Szenario bis 80 % EE-Anteil nur bedingt rechtfertigen. Technische Begründungen für eine Förderung von Speicher oder der Bedarf für Technologieförderung bleiben davon jedoch unberührt.

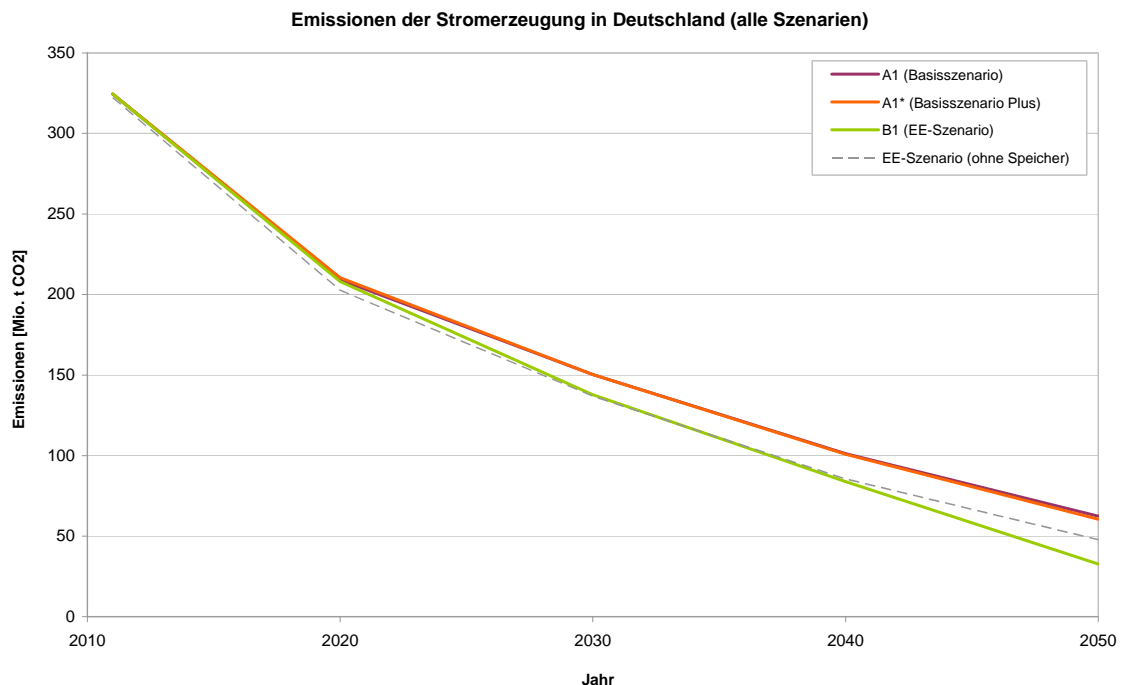


Abbildung 4-17: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland (alle Szenarien)
(Quelle: SimBW Simulationsergebnis)

Für Abbildung 4-18 wurden die Netto-CO₂-Emissionen des Speichereinsatzes für das EE-Szenario und das Basisszenario berechnet. Wie bereits eingangs erläutert, führt die intertemporale Arbitrage von Speichern bei niedrigen EE-Anteilen dazu, dass Grundlastkraftwerke mit niedrigen variablen Kosten besser ausgelastet werden und dass dieser kostengünstige, gespeicherte Strom zu einer anderen Zeit teuren Spitzenlaststrom verdrängt. Der Speichereinsatz führt zu niedrigeren Systemkosten und ist damit ökonomisch effizient. Allerdings führt er bei niedrigen EE-Anteilen auch zu höheren CO₂-Emissionen in der Stromversorgung, da der deutsche Kraftwerkspark heute im Grundlastbereich einen hohen Braunkohleanteil und im Spitzenlastbereich einen deutlich emissionsärmeren Gasanteil hat. Erst bei steigendem EE-Anteil kehrt sich dieser Effekt um und der Speichereinsatz reduziert die Gesamtemissionen der Stromerzeugung. Diese Emissionsreduktion kommt zustande, da bei Überangebot emissionsneutraler erneuerbarer Strom eingespeichert wird und dieser bei Knappheit Strom aus Gaskraftwerken verdrängt. Beide Effekte treten sowohl bei Pumpspeichern als auch bei Power-to-Gas auf und sind sehr anschaulich aus Abbildung 4-18 zu entnehmen.

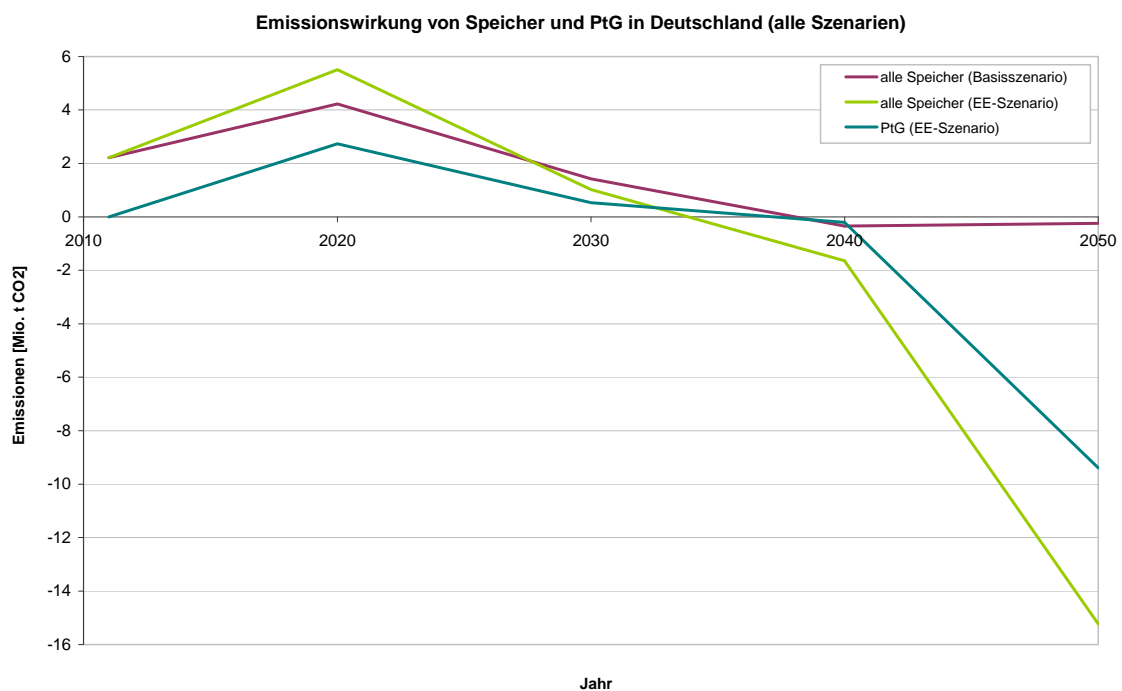


Abbildung 4-18: Netto-CO₂-Emissionen des Speichereinsatzes in Deutschland
(Quelle: SimBW Simulationsergebnis)

4.4 Schlussfolgerungen und Einordnung der Ergebnisse

Mit Hilfe der Simulationsrechnungen konnte gezeigt werden, dass mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung in Deutschland und in Baden-Württemberg Energiespeicher einen elementaren Systembeitrag leisten können.

Insbesondere die folgenden Wirkungen der Speicherdienstleistung stehen dabei im Vordergrund:

- Die Stromerzeugungskosten werden gesenkt.
- Langfristig werden die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung reduziert.
- Durch die geringeren Lastgradienten werden die Stromnetze und Erzeugungsanlagen entlastet.⁶
- Die gesteigerte Nachfrageelastizität erhält die Funktionsfähigkeit des Strommarktes und ermöglicht eine verbesserte Refinanzierung von erneuerbaren und konventionellen Erzeugungsanlagen.

Der berechnete Speicherbedarf nimmt dabei erst signifikant zu, sobald der erneuerbare Anteil an der Stromerzeugung größer ist als 60 %, was in den simulierten Szenarien erst nach dem Jahr 2030 der Fall ist. Sogar bei verminderten Investitionskosten für Speicher ist ein Zubau an Speicherleistung bis dahin nur in Nischenmärkten ökonomisch effizient (d.h. die Systemkosten werden durch den Speichereinsatz so weit reduziert, dass die Investitionskosten für den Speicherzubau gedeckt werden).

Bei hohen EE-Anteilen (ab 80 %) steigt der Bedarf für Speicher stark an. Insbesondere Langfristspeicher (Power-to-Gas) können in diesen Szenarien aufgrund ihrer technischen Eigenschaften große Mengen erneuerbar erzeugten Stroms integrieren und damit einen entscheidenden ökonomischen und ökologischen Systembeitrag leisten.

Wie in Kapitel 2.1 beschrieben, ist es nur möglich den Speicherbedarf zu bestimmen, wenn zahlreiche Rahmenbedingungen als fix angenommen werden. In der Folge hängt der berechnete Speicherbedarf stark von einigen Annahmen ab. In den Sensitivitätsszenarien (DE flex und EU flex) konnte beispielsweise gezeigt werden, dass durch andere Flexibilitätsoptionen oder durch verbesserten grenzüberschreitenden Stromhandel mit gesteigerter Flexibilität in den angrenzenden Marktgebieten der Speicherbedarf in Deutschland sinkt.

Aus diesem Grund kommen auch andere Studien, die den Bedarf für Speicher untersucht haben, in Abhängigkeit der jeweiligen Annahmen zu einer großen Bandbreite an

⁶ Speicher können auch Systemdienstleistungen bereitstellen und damit einen zusätzlichen Beitrag zur Systemstabilität leisten. Die technische Analyse von Übertragungs- und Verteilnetzen liegt jedoch außerhalb des Betrachtungsbereiches dieser Studie.

Ergebnissen. Exemplarisch sollen nachfolgend einige Ergebnisse anderer Studien vorgestellt werden:

Die Simulationsrechnungen, welche den **„Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global 2011“ (Leitstudie 2011)** (NITSCH u. a., 2012) zu Grunde liegen, ergeben bis zum Jahr 2030, d.h. bei einem EE-Anteil von über 60% am Bruttostromverbrauch, unter den gegebenen Annahmen noch keine Energieüberschüsse in nennenswertem Umfang, wohl aber zeitlich begrenzte Leistungsüberschüsse. Diese sollten vor allem über die Ausnutzung des Demand-Side-Management-Potentials und über vorhandene, beziehungsweise schon geplante Pumpspeicherkraftwerke genutzt werden. Ein technisch/ökonomischer Bedarf an Langzeitspeicher wie Power-to-Gas ergibt sich erst ab höheren EE-Anteilen. Eine explizite Berechnung des zusätzlichen Speicherbedarfs und dessen optimaler Struktur ist nicht Gegenstand der Studie und sollte nach Aussage der Autoren genauer untersucht werden unter Berücksichtigung aller Einflussfaktoren, wie der Flexibilität des Residuallastkraftwerksparks, des Netzausbaus sowie der Erschließung von Lastmanagementmöglichkeiten als weiterer Flexibilisierungsoption.

Das **„Energiekonzept 2050: Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 % erneuerbaren Energien“** (FVEE, 2010) stellt ein Szenario zur vollständigen Umstellung des gesamten deutschen Energiesystems auf regenerative Versorgung dar. Die Autoren stellen dar, dass eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien eine starke Kopplung des Wärme- und Mobilitätssektors mit dem Stromsystem erforderlich macht, was trotz großer Effizienzgewinne eine stark ansteigende Stromnachfrage auf insgesamt etwa 764 TWh zur Folge hat. Diese wird, neben EE-Stromimporten, im Wesentlichen über Wind- und PV-Anlagen bereitgestellt. Diese stark dargebotsabhängige Struktur der Stromversorgung erfordert eine Erhöhung der Stromspeicherkapazität von heute etwa 0,04 auf 20 TWh im Jahr 2050, welche nur durch chemische Energieträger, wie Wasserstoff oder synthetisches Methan, bereitgestellt werden kann.

Die im Auftrag des BMU durchgeführte Studie **„Tangible ways towards climate protection in the European Union“** (PFLUGER u. a., 2011) analysiert auf Basis von Modellrechnungen bis 2050 mögliche Entwicklungen des Stromsektors in der EU-27 plus Norwegen und der Schweiz mit dem Ziel einer 95 prozentigen Reduktion der CO₂-Emissionen durch Effizienzsteigerungen und den Einsatz erneuerbarer Energien. Die Studie zeigt, dass dieses Ziel mit hohen erneuerbaren Anteilen von über 90 % erreicht werden kann und dass für eine kosteneffiziente Lösung ein Ausbau der Übertragungskapazitäten des Stromnetzes zum überregionalen Ausgleich der EE-Erzeugung unabdingbar ist. Dadurch wird der zusätzliche Speicherbedarf auch in einem System hoher EE-Durchdringung erheblich begrenzt. Bis 2020 wird für die gesamte EU-27+2 ein Speicherzubau von etwa 7 GW bezogen auf das Jahr 2008 unterstellt, was der Leistung der bereits im Bau oder in Planung befindlichen Anlagen entspricht. Ein weiterer Zubau von 3 bis 5 GW erfolgt erst zwischen 2040 und 2050, wenn die EE-

Durchdringung die Marke von 90 % erreicht. Dieses bemerkenswerte Ergebnis ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass Einspeisemanagement und ein verstärkter Netzausbau in der Regel bis zu einem gewissen Grad die kostengünstigere Alternative zur EE-Integration darstellen.

Die Autoren der **VDE-Studie „Energiespeicher für die Energiewende“** (ADAMEK u. a., 2012) untersuchen auf Basis von Modellsimulationen den Bedarf für Langfrist- und Kurzfristspeicher in Deutschland. Dabei werden Szenarien mit einem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von 40 %, 80 % und 100 % simuliert. Der Ausgleich durch grenzüberschreitenden Handel wird nicht berücksichtigt, ebenso wenig weitere Flexibilitätsoptionen. Die Ermittlung des Speicherbedarfs erfolgt nach ökonomischen Kriterien des Speichereinsatzes auf dem Großhandelsstrommarkt bei gleichzeitiger Unterstellung von Versorgungssicherheit durch den Kraftwerkspark. Weitere Speicherfunktionen wie z.B. Systemdienstleistungen etc. bleiben unberücksichtigt. Die Autoren kommen zu den folgenden zentralen Ergebnissen:

- Bei 40 % EE-Anteil reicht die vorhandene Flexibilität im System aus. Ein Speicherzubau ist nicht zwingend erforderlich.
- Bei 80 % EE-Anteil sind 32 GW Einspeicherleistung optimal. Diese teilen sich auf in 18 GW Langzeitspeicher und 14 GW Kurzzeitspeicher.
- Bei 100 % EE-Anteil steigt der Speicherbedarf stark an. Es werden 36 GW Kurzfristspeicher und 68 GW Langzeitspeicher benötigt.
- Die Emissionen der Stromerzeugung steigen bei 40 % EE-Anteil durch den Speicherbetrieb um 1,8 % an und werden bei 80 % EE-Anteil um 10 % gesenkt

In der Studie **„Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien“** (Krzikalla u. a., 2013) im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie analysieren und bewerten die Autoren Flexibilitätsoptionen zur Gewährleistung der Systemstabilität im Rahmen der Umsetzung der Energiewende. Hierzu wurde als EE-Ausbaupfad das BEE-Szenario unterstellt. Netzrestriktionen sowie ein möglicher Ausgleich durch grenzüberschreitenden Stromaustausch werden nicht betrachtet. Neben dem Ausbau von Kurz- und Langfristspeichern werden auch Demand Side Management, die Flexibilisierung des fossilen Kraftwerksparks sowie die Abregelung bzw. bedarfsgerechte Einspeisung erneuerbarer Energien als Flexibilitätsoptionen betrachtet. Die Kernaussagen der Studie lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Zusätzliche Flexibilitäten werden erst ab einem EE-Anteil von etwa 50 % benötigt, das heißt erst nach 2020.
- Die Flexibilisierungsmöglichkeiten sind vielfältig und in ihren Potentialen und Eigenschaften sehr unterschiedlich. Sie sollten soweit möglich genutzt werden, bevor Strom in großem Umfang direkt gespeichert wird, was deutlich teurer und verlustreicher ist.
- Die Nutzung von EE-Stromüberschüssen im Wärmesektor kann dort zur Verdrängung fossiler Brennstoffe beitragen und ist daher sinnvoll.

- Derzeit wird die Must-run-Leistung auf ca. 20 GW geschätzt. Durch Retrofit ließe sich die Mindestleistung fossiler Kraftwerke reduzieren und somit der Anteil an EE-Überschüssen in Zeiten positiver Residuallast senken.
- Eine zunehmende Bedeutung wird das Lastmanagement in der Industrie gewinnen. Die Lastmanagementmöglichkeiten im Haushaltssektor werden später erschlossen.
- Geringe Abregelmengen von ca. 1 % der Erzeugung sind tolerierbar und können auch volkswirtschaftlich vorteilhaft sein gegenüber einem perfekten Netzausbau bis zur letzten kWh.
- Kurzfristspeicher, wie Pump- und Druckluftspeicher sowie Batterien (ab ca. 2025), konkurrieren mit Lastmanagement und flexibler KWK, welche die geforderte Flexibilität meist kostengünstiger zur Verfügung stellen können.
- Bei der Bewertung der Speichertechnologien steht bis zu einem Anteil von 75-80% erneuerbarer Energien vor allem die (kurzfristige) sinnvolle Nutzung der Stromüberschüsse im Vordergrund, erst im Bereich der Vollversorgung mit Erneuerbaren gewinnt die Langfristspeicherung zur Bedarfsdeckung in Zeiten längerer Windflauten an Bedeutung. Hierfür stehen ausschließlich Biomethan und Power-to-Gas zur Verfügung.

In der Studie „**Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem**“ (STERNER u. a., 2010) wird untersucht, welche energiewirtschaftliche Bedeutung Stromspeicher und insbesondere Pumpspeicherkraftwerke im zukünftigen, von erneuerbarer Erzeugung dominierten Stromsystem bis 2050 haben werden. Dabei wird auf Basis der in stündlicher Auflösung modellierten Residuallast der Beitrag der Speicher zur Integration der EE-Leistung durch Residuallastglättung analysiert. Wesentliche Ergebnisse der Untersuchungen sind:

- Ab dem Jahr 2030 treten in größerem Umfang EE-Überschüsse auf, welche von Stromspeichern aufgenommen und in Zeiten hoher Residuallast zurückgespeist werden, so dass Stromspeicher ab diesem Zeitpunkt nicht mehr zu einer Erhöhung der Grundlast beitragen.
- Die EE-Überschüsse summieren sich im Jahr 2050 ab einem EE-Anteil von 75 % auf 26 TWh und sind mit hohen Überschussleistungen verbunden, welche die Kapazität der inländischen Pumpspeicher und der Interkonnektoren häufig übersteigen.
- Die Schwankungen der EE-Überschüsse sind kurzfristiger Natur, somit sind Stunden- und Tagesspeicher, wie Pumpspeicher, geeignet, EE-Überschüsse zu integrieren und Abregelung zu vermeiden.
- Lastmanagement sowie das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen stellen ebenfalls ein großes theoretisches Potential zur Residuallastglättung dar, allerdings erschweren wirtschaftliche, technische und gesellschaftliche Restriktionen dessen

Ausschöpfen, wodurch eine Abschätzung der Konkurrenz zur Stromspeicherung schwierig erscheint.

- Langfristig gewinnen neben Kurzfristspeichern auch Wochen- und Saisonalspeicher (Wasserstoff, EE-Methan) an Bedeutung.

In seiner Studie **“Residual Load, Renewable Surplus Generation and Storage Requirements in Germany”** (SCHILL, 2013a) untersucht der Autor den zusätzlichen Speicherbedarf Deutschlands zur Aufnahme von Stromüberschüssen aus regenerativer Erzeugung anhand eines linearen Optimierungsmodells (SCHILL, 2013b). Als Datengrundlage für die Modellrechnungen in den Stichjahren 2022 und 2032 dienen die Szenarien für den Netzentwicklungsplan Strom (NEP-2012) und für das Jahr 2050 die Leitstudie 2011. Der Speicherbedarf wird modellendogen für drei stilisierte Speichertypen (Kurzzeit-, Tages- sowie saisonale Speicher) berechnet. Die Berechnungen verdeutlichen, dass neben der installierten Erzeugungsleistung vor allem die Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks (Must-Run-Restriktion) und die Möglichkeit, EE-Erzeugungsspitzen abzuregeln, den Speicherbedarf bestimmen. Zentrale Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse sind:

- Verbleibt die Must-Run-Kapazität auch in Zukunft auf heutigem Niveau bei 20 GW und es werden auch sonst keine weiteren Flexibilitätsoptionen erschlossen, ergibt sich ohne EE-Abregelung für die Jahre 2022 und 2032 je nach Ausbauszenario ein sehr hoher zusätzlicher Speicherbedarf von 32 bis 74 GW. Bis zum Jahr 2050 steigt dieser sogar auf 93 GW an.
- Wird Abregelung zugelassen, sinkt der zusätzliche Speicherbedarf zur Überschussaufnahme deutlich. Bei einer Abregelung von maximal 1 % der Jahresarbeit von Wind und PV ergibt sich nur noch ein Speicherbedarf zwischen 4 GW (A 2022) und 38 GW (B 2032). Für 2050 wird noch ein Bedarf von 61 GW ermittelt.
- Der Speicherbedarf sinkt in einer ähnlichen Größenordnung, wenn das Stromsystem flexibilisiert wird, d.h. unter der Annahme, dass es Must-Run-Restriktionen gibt und die Biomasseverstromung bedarfsorientiert erfolgt, ergibt sich ein deutlich geringerer Speicherbedarf. Soll eine EE-Abregelung dabei nicht zugelassen werden, liegt der Speicherbedarf bei 4 GW (A 2022), 41 GW (B 2032) und im Jahr 2050 bei knapp 54 GW. Bei einer zugelassenen Abregelung von 1 % der EE-Jahresarbeit sinkt der Bedarf zusätzlicher Speicher in den Jahren 2022 und 2032 auf Null und im Jahr 2050 auf 16 GW.
- In einem unflexiblen System besteht neben dem Bedarf an Tagesspeichern (Pumpspeicherkraftwerke) aufgrund der großen Überschussenergiemengen auch ein Bedarf an saisonalen Speichern (Power-to-Gas). Dieser geht in den flexiblen Szenarien stark zurück. Ein Bedarf an Kurzzeitspeichern (Batterien) ergibt sich in keinem der untersuchten Szenarien in nennenswertem Umfang.

Der Vergleich der Studien zeigt, dass die Simulationsergebnisse hinsichtlich des Speicherbedarfs aufgrund der unterschiedlichen Annahmen kein eindeutiges Bild aufweisen. Besonders sensitiv reagieren die Ergebnisse auf Modellparameter für ökonomische und technische Restriktionen im Kraftwerksbetrieb (wie z.B. Vorhaltung von Regelleistung, KWK-Wärmebereitstellung, maximale Lastgradienten, etc.), für den grenzüberschreitenden Stromhandel, für Übertragungs- oder Verteilnetzrestriktionen, für im System implementierte Speicher und weitere Flexibilitätsoptionen (Power-to-Heat, Demand-Side-Management, etc.). Dennoch werden Tendenzen deutlich aus denen sich belastbare Aussagen ableiten lassen.

Da in zahlreichen Studien nicht-integrierbare Energiemengen oder Leistungsspitzen aus erneuerbarer Erzeugung (EE-Überschüsse) in Abhängigkeit der EE-Durchdringung als Indikator zur Bestimmung des Speicherbedarfs herangezogen werden, eignen sich die EE-Überschüsse als Kennzahl zur Beschreibung der studienübergreifenden Tendenzen. Insbesondere die folgenden Aussagen können für Systeme ohne gravierende Netzrestriktionen als belastbar eingeschätzt werden:

- Vereinzelt Leistungsüberschüsse treten bereits ab einem EE-Anteil von 40 % auf und steigen ab einem EE-Anteil von 50 % deutlich an. Diese Leistungsspitzen enthalten bis dahin in Summe jedoch nur vergleichsweise geringe Energiemengen.
- Nennenswerte Energieüberschüsse treten erst ab 60 % EE-Anteil auf und steigen ab 80 % EE-Anteil extrem an.
- Bis 60 % EE-Anteil ist aus ökonomischen Gesichtspunkten eine Abregelung der vereinzelt Leistungsüberschüsse sinnvoll.
- Erst ab deutlich über 60 % EE-Anteil (in den meisten Szenarien nach dem Jahr 2030) fallen im energiewirtschaftlichen Maßstab relevante Energiemengen aus EE-Überschüssen an, die ökonomisch sinnvoll mit Speichern verwertet werden können.

Die Analysen, die im Rahmen des SimBW Forschungsvorhabens durchgeführt wurden, bestätigen diese Tendenzen. In Abbildung 4-19 sind exemplarisch die ausgewerteten EE-Überschüsse im Basisszenario und EE-Szenario jeweils ohne Speicher in Abhängigkeit der EE-Durchdringung dargestellt.

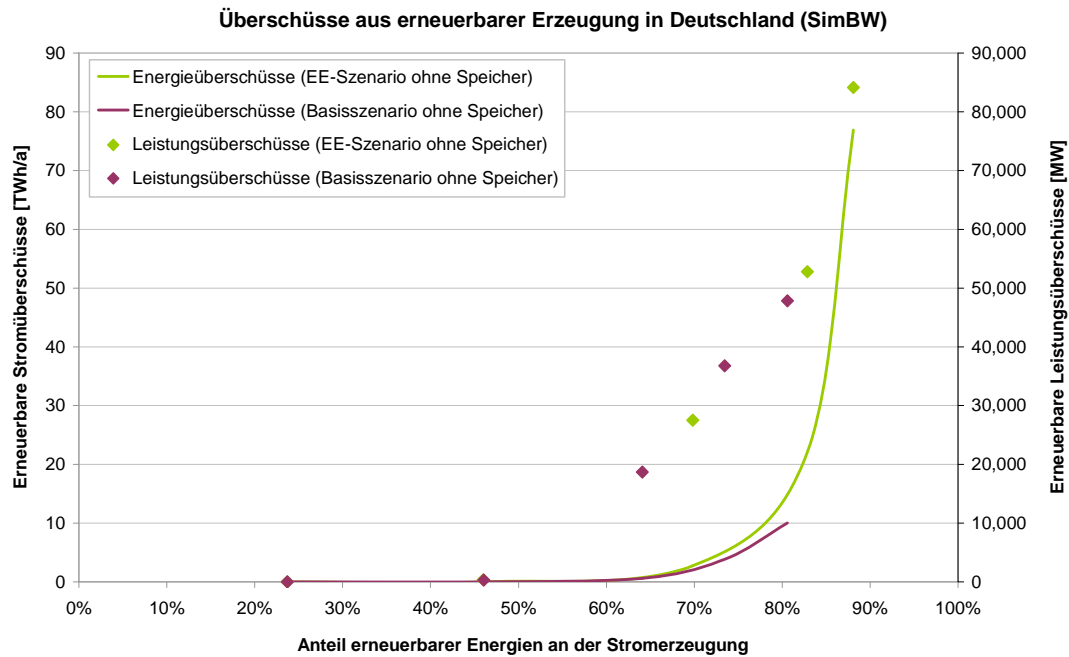


Abbildung 4-19: Simulierte Überschüsse aus erneuerbarer Erzeugung ohne Speicher

(Quelle: ZSW)

4.5 Handlungsempfehlungen

Aus den vorgestellten Simulationsergebnissen und dem Vergleich mit ähnlichen Arbeiten kann der folgende Handlungsbedarf abgeleitet werden:

Da langfristig, mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, der Bedarf für Energiespeicherung in energiewirtschaftlich relevantem Maßstab sehr wahrscheinlich ist, muss gewährleistet werden, dass sich die benötigten Speicher auch unter entsprechenden ökonomischen Bedingungen rechtzeitig entwickeln können. Aufgrund der hohen Investitionskosten und der langen Investitionszyklen für Speicher einerseits und der unsicheren politischen und ökonomischen Rahmenbedingungen andererseits ist jedoch damit zu rechnen, dass notwendige Investitionen allenfalls zögerlich erfolgen werden.

Erschwert wird die Situation dadurch, dass insbesondere für neue Technologien ein ökonomischer Betrieb auf dem Markt solange nicht möglich ist, bis der Bedarf z.B. für Langfristspeicherung ab einer gewissen EE-Durchdringung schlagartig ansteigt. Auf dem Weg dahin kann jedoch unter reinen Marktbedingungen keine Marktreife für die neue Technologie erlangt werden, so dass bei Erreichen der Bedarfsgrenze die Technologie nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung steht. Aus diesem Grund stellt sich die Frage, ob frühzeitig flankierende Maßnahmen zur Markteinführung neuer Speichertechnologien ergriffen werden sollten.

Auch wenn nach ökonomischen und ökologischen Kriterien Speicherbedarf erst bei hohen EE-Anteilen entsteht, kann aus technischen Aspekten (z.B. Netzstabilität) der Einsatz von Speichern in begrenztem Umfang bereits deutlich früher sinnvoll sein. Die

Auswertung der Simulationsergebnisse zeigt beispielsweise, welchen Einfluss der Speichereinsatz auf die Reduktion der Lastgradienten haben kann. Darüber hinaus wurde in der Analyse dargestellt, inwiefern Speicher einen Beitrag zur Verbesserung der Nachfrageelastizität leisten, den Merit-Order-Effekt abschwächen und damit die Funktionsfähigkeit des Strommarktes stärken.

Aus diesen unterschiedlichen Anforderungen kann ein Markteinführungskonzept für Speicher (und ggf. anderen Flexibilitätsoptionen) abgeleitet werden, das sich in drei Phasen einteilen lässt.

In der frühen Phase (bei EE-Anteilen bis 40 %) stehen für neue Technologien der Forschungs- und Entwicklungsbedarf sowie die Technologieförderung durch Demonstrationsprojekte im Vordergrund. Der Abbau von Hemmnissen (z.B. hohe Letztverbraucherabgaben) kann hierbei die Rahmenbedingungen zusätzlich verbessern. In dieser Phase ist jedoch darauf zu achten, dass sich ein durch Fördermaßnahmen induzierter Zubau von Speichern unterhalb eines energiewirtschaftlich relevanten Maßstabs bewegt. Die Begründung dafür liegt zum einen in der geringen Akzeptanzschwelle der Verbraucher, zusätzliche Förderkosten zu tragen, zum anderen in den zusätzlichen CO₂-Emissionen im Energiesystem die durch die Speicherung bei niedrigen EE-Anteilen entstehen, was nicht dem Klimaschutz dient.

In der mittleren Phase (bei EE-Anteilen zwischen 40 % und 60 %) steht das Ziel im Fokus frühzeitig ausreichend Speicherkapazitäten aufzubauen, damit der erwartete rasante Anstieg des Speicherbedarfs bei hohen EE-Anteilen bewältigt werden kann. Da jedoch bis dahin aus ökonomischen Gesichtspunkten noch kein signifikanter Speicherbedarf besteht, werden voraussichtlich ohne unterstützende Maßnahmen (außer in Nischenmärkten) keine Investitionen in Speichern erfolgen. In diesem Fall könnten technologieneutrale Förder- oder Marktkonzepte gekoppelt an einen verbindlichen Ausbaupfad einen mengen- bzw. kostengesteuerten Zubau an Speicher oder Flexibilitätsoptionen gewährleisten.

In der späten Phase (bei EE-Anteilen ab 60 %) ist ein Speicherzubau im energiewirtschaftlich relevanten Maßstab auch ökonomisch vorteilhaft und daher auch alleine aus den Anreizen des Strommarktes zu erwarten. Ob jedoch im ausreichenden Maße Speicher und andere Flexibilitätsoptionen zugebaut werden, kann aus heutiger Perspektive nicht beurteilt werden. Gegebenenfalls können auch hier geeignete Marktkonzepte einen mengengesteuerten Zubau bzw. Erhalt an Flexibilität gewährleisten.

Die diskutierten drei Phasen der Markteinführung für Energiespeicher in Abhängigkeit der EE-Durchdringung werden schematisch in Abbildung 4-20 dargestellt.

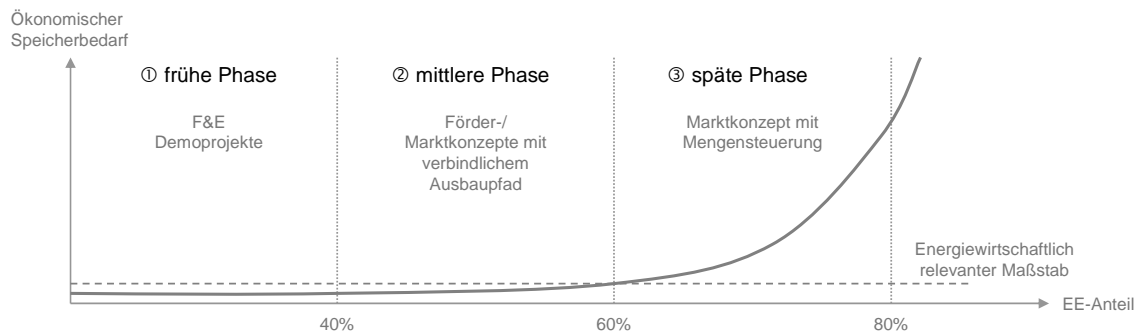


Abbildung 4-20: Drei-Phasen-Modell der Markteinführung für Speicher

(Quelle: ZSW)

Ob für die Instrumentierung in der mittleren oder späten Phase der Markteinführung von Speichern Kapazitätsmechanismen geeignet sein können, soll im nachfolgenden Kapitel untersucht werden.

5 Kapazitätsmechanismen für Speicher

Der wachsende Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland hat in den vergangenen Jahren zu einem spürbaren Rückgang der Strompreise am Großhandelsmarkt beigetragen.⁷ Besonders deutlich zeigt sich die Wirkung in den Mittagsstunden, wenn die Einspeisung der Photovoltaikanlagen am größten ist (LEPRICH, 2012). Neben der Preiswirkung führt die zunehmende Verdrängung aus der Einsatzreihenfolge (Merit-Order) zu sinkenden Vollbenutzungsstunden konventioneller Kraftwerke. Am deutlichsten bekommen dies Gaskraftwerke zu spüren, die aufgrund ihrer höheren Betriebskosten am oberen Ende der Merit-Order angesiedelt sind. Die Margensituation von Bestandskraftwerken hat sich infolgedessen nachweislich verschlechtert (vgl. MATTHES u. a., 2012). Mehrere Betreiber haben daher bereits mit der Stilllegung ihrer Kraftwerke gedroht.⁸ Betroffen ist auch der Bestand an Pumpspeicherkraftwerken, deren Betriebskonzept der intertemporalen Arbitrage durch die geringeren Preisdifferenzen (Spreads) am Spotmarkt ebenfalls eingeschränkt wird.

Vor diesem Hintergrund fordern immer mehr Vertreter aus Wissenschaft, Politik und Energiewirtschaft eine grundlegende Überarbeitung des Marktdesigns, das aus ihrer Sicht den heutigen und zukünftigen Anforderungen nicht mehr gerecht wird. Neben einer stärkeren Marktintegration der erneuerbaren Energien geht es dabei auch um die Ergänzung des Strommarkts um sogenannte Kapazitätsmechanismen. Anders als bisher soll dadurch bereits die Vorhaltung gesicherter Leistung vergütet werden.

International betrachtet ist die Diskussion um die Notwendigkeit und Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen keineswegs neu. Insbesondere auf den Märkten im Nordosten der USA (PJM, New York, Neuengland), aber auch in Südamerika (Kolumbien, Chile, Brasilien) und Australien, werden Kapazitätsmechanismen seit vielen Jahren als Anreizmechanismus für die Bereitstellung gesicherter Leistung verwandt. Gleiches gilt für zahlreiche Länder der EU. Zuletzt hatten Großbritannien und Frankreich die Einführung von Kapazitätsmechanismen angekündigt und getrennt voneinander mit der Ausgestaltung begonnen. Trotz der zahlreichen Erfahrungen gehen die Meinungen zu Kapazitätsmechanismen nach wie vor auseinander. Grund hierfür ist vor allem die hohe Komplexität der meisten Ansätze. In vielen Ländern mussten die Mechanismen nach der ersten Einführung wiederholt angepasst werden.

⁷ Neben dem Merit-Order-Effekt sind auch noch andere Faktoren, wie beispielsweise die sinkenden Preise für Kohle und CO₂-Zertifikate sowie die niedrige Nachfrage in Folge der insgesamt schwachen konjunkturellen Situation in der Eurozone, für den Einbruch der Stromhandelspreise verantwortlich.

⁸ Ein prominentes Beispiel stellen die hochmodernen Kraftwerksblöcke Irsching 4 und 5 dar, deren angeordnete Stilllegung jedoch durch eine bilaterale Vereinbarung zwischen der Betreibergesellschaft und dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber abgewendet werden konnte (TENNET, 2013).

In diesem Kapitel soll untersucht werden, inwiefern die derzeit diskutierten Ansätze mit den verschiedenen Technologien zur Speicherung elektrischer Energie vereinbar bzw. als Anreizinstrument zum Ausbau selbiger geeignet sind. Hierzu wird zunächst der aktuelle Diskussionsstand aufgegriffen und die am stärksten diskutierten Modelle in ihren Grundzügen erläutert. Eine ganzheitliche Bewertung der vorgestellten Ansätze erfolgt dabei nicht. Ebenso wenig erhebt die Studie den Anspruch, die Frage nach der grundsätzlichen Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen abschließend beantworten zu wollen. Für eine tiefere Auseinandersetzung mit diesem Thema sei auf das Diskussionspapier „Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazität unter wachsendem Einfluss erneuerbarer Stromerzeugung“ verwiesen (HÖFLING, 2013).

5.1 Aktueller Diskussionsstand in Deutschland

Seit mehr als zwei Jahren wird in Deutschland auf wissenschaftlicher, politischer und energiewirtschaftlicher Ebene über die Frage der Notwendigkeit und Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen kontrovers diskutiert. Mit dem Konsultationsverfahren „Generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity“ hat sich Ende 2012 auch die EU Kommission in die Diskussion eingeschaltet und damit die Relevanz des Themas für die gesamte EU unterstrichen (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2012, 2013).⁹

In Deutschland hat die anhaltende Diskussion bislang zu keiner Annäherung beitragen können. Im Wesentlichen lassen sich zwei Strömungen unterscheiden. Auf der einen Seite stehen diejenigen Akteure, die auch weiterhin auf die Funktionsfähigkeit des Energy-Only-Markts vertrauen bzw. einen umfassenden Systemwechsel zum gegenwärtigen Zeitpunkt als eine zu voreilige Maßnahme betrachten. Ihrer Ansicht nach ist zunächst an der kontinuierlichen Weiterentwicklung des Energy-Only-Markts festzuhalten. Um die Versorgungssicherheit in der noch mit vielen Unsicherheiten behafteten Transformationsphase dennoch nicht zu gefährden, fordern einige Vertreter zudem die vorübergehende Einführung einer strategischen Reserve.¹⁰

Dagegen sehen andere die Funktionsfähigkeit des Energy-Only-Markts bereits heute empfindlich gestört oder erwarten, dass dieser den zukünftigen Herausforderungen nicht gewachsen ist. Sie setzen sich daher für eine grundlegende Anpassung des Marktdesigns ein.¹¹ Drei Vorschläge stechen in der Diskussion besonders hervor und

⁹ Die Ergebnisse des Konsultationsverfahrens ebenso wie das einleitende Consultation Paper sind auf der Internetseite der Europäischen Kommission einsehbar (EUROPÄISCHE KOMMISSION). Insgesamt gingen 128 Stellungnahmen von Bürgern, öffentlichen Behörden, Organisationen bei der Kommission ein.

¹⁰ Vgl. hierzu insbesondere (BMU u. a., 2013; KEMFERT, 2013; MONOPOLKOMMISSION, 2013; NICOLOSI, 2012; SRU, 2013; WINKLER u. a., 2013).

¹¹ Zu dieser Gruppe zählt auch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, das sich in einer Stellungnahme im Rahmen des Konsultationsverfahrens der EU-

sollen neben dem Ansatz der strategischen Reserve im Folgenden als Grundlage für die weitere Auseinandersetzung dienen. Hierzu zählen der Ansatz eines dezentralen Leistungsmarkts (BDEW, 2013; ECKE u. a., 2013), das Konzept fokussierter Kapazitätsmärkte (MATTHES u. a., 2012) sowie das Modell der Versorgungssicherheitsverträge (ELBERG u. a., 2012).

5.1.1 Strategische Reserve

Eine strategische Reserve kommt einem Sicherheitsnetz gleich, das einmal gespannt, die Versorgungssicherheit ohne eine substantielle Anpassung des Marktdesigns gewährleisten soll. Hierzu wird eine bestimmte Menge an Kapazitäten außerhalb des Markts vorgehalten. Die Leistung wird von einem unabhängigen Organ zum Beispiel in Form einer Ausschreibung beschafft und nur in besonderen Knappheitssituationen zur Deckung der Nachfrage am Strommarkt eingesetzt. Um Wettbewerbsverzerrungen und ungewünschte Rückwirkungen zu verhindern, ist den Erzeugungseinheiten der strategischen Reserve die Teilnahme am übrigen Marktgeschehen zu untersagen. Zudem sind klare Regeln für deren Abruf erforderlich. Je nach Ausgestaltung kann sich die strategische Reserve aus Bestands- und/oder Neuanlagen zusammensetzen. Auch eine Beteiligung der Nachfrageseite in Form von Lastmanagementmaßnahmen ist grundsätzlich denkbar. Praktische Erfahrungen wurden unter anderem bereits in Schweden, Finnland, Neuseeland und Australien gesammelt. Trotz der vergleichsweise überschaubaren Komplexität des Ansatzes zeigen die Erfahrungen, dass auch hier der Erfolg des Instruments ganz entscheidend von der konkreten Ausgestaltung abhängt.¹²

5.1.2 Versorgungssicherheitsverträge

Das Modell der Versorgungssicherheitsverträge (ELBERG u. a., 2012) fällt in die Kategorie der umfassenden Kapazitätsmechanismen. Anders als bei selektiven Ansätzen, wie der strategischen Reserve oder dem Konzept fokussierter Kapazitätsmärkte, sind umfassende Ansätze nicht auf bestimmte Akteursgruppen oder Marktsegmente ausgerichtet, sondern berücksichtigen in der Regel die Gesamtheit aller verfügbaren Kapazitäten.

Eine zentrale Instanz, im Modell als Koordinator des Versorgungssicherheitsmarktes bezeichnet, prognostiziert fortlaufend und mit ausreichendem Vorlauf den zukünftigen Bedarf an Erzeugungskapazitäten. Die erforderliche Menge wird anschließend im Rahmen einer Auktion kontrahiert, wobei der Koordinator als einziger Nachfrager in Erscheinung tritt. Auf der Angebotsseite konkurrieren Bestandsanlagen mit potenziel-

Kommission deutlich für zusätzliche Anreizmechanismen mit Leistungspreisbestandteilen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ausgesprochen hat (UMWELTMINISTERIUM BADEN-WÜRTTEMBERG, 2013).

¹² Für weitere Details zu konkreten Ausgestaltungsoptionen siehe (CONSENTEC, 2012).

len Neubauten. Darüber hinaus ist auch hier eine Beteiligung der Nachfrageseite in Form von Lastmanagementmaßnahmen grundsätzlich denkbar.

Anbieter, die in der Auktion einen Zuschlag erhalten, schließen mit dem Koordinator sogenannte Versorgungssicherheitsverträge ab und verpflichten sich damit zur Vorhaltung einer entsprechende Menge gesicherter Leistung. Eine Verfügbarkeitsoption (ähnlich einer Call-Option) soll Endkunden vor extremen Preisspitzen bewahren und zudem sicherstellen, dass die vorgehaltene Leistung im Bedarfsfall tatsächlich zur Stromproduktion bzw. Lastminderung eingesetzt wird. Im Gegenzug erhalten die Anbieter den in der Auktion ermittelten Marktpreis als Kapazitätzahlung vergütet. Die hierdurch entstehen Kosten werden durch eine Umlage auf den Strompreis an die Endkunden weitergereicht.

5.1.3 Dezentraler Leistungsmarkt

Der Ansatz des dezentralen Leistungsmarkts (BDEW, 2013; ECKE u. a., 2013) ist dem Modell der Versorgungssicherheitsverträge recht ähnlich. Wesentlicher Unterschied ist jedoch, dass nicht eine zentrale Instanz für die Beschaffung ausreichender Kapazitäten verantwortlich ist, sondern der Endkunde selbst bzw. der Bilanzkreisverantwortliche, in dessen Zuständigkeit der Endkunde fällt. Eine staatliche Mengensteuerung wird somit hinfällig. Da die Nachfrage nach gesicherter Leistung vom Kunden ausgeht, bekommt dieser die Möglichkeit, auf eine Vollversorgung zu verzichten und stattdessen in besonderen Knappheitssituationen eine Leistungsbegrenzung in Kauf zu nehmen. Anders als bei den zentral nachgefragten Versorgungssicherheitsverträgen spiegelt der Preis somit die individuelle Zahlungsbereitschaft der Verbraucher wieder. Der Handel mit den standardisierten Nachweisen kann sowohl an der Börse als auch im bilateralen Austausch erfolgen. Eine direkte Einbindung verbrauchsseitiger Maßnahmen ist nicht vorgesehen. Dem Bilanzkreisverantwortlichen steht jedoch frei durch entsprechende Vereinbarungen seine Nachfrage nach gesicherter Leistung zu reduzieren.

5.1.4 Fokussierte Kapazitätsmärkte

Im Gegensatz zu den vorigen beiden Ansätzen adressiert das Konzept fokussierter Kapazitätsmärkte (MATTHES u. a., 2012) nur bestimmte Marktsegmente und zählt damit zu den selektiven Mechanismen. Das erste Marktsegment umfasst stilllegungsbedrohte Kraftwerke und steuerbare Lasten. Das zweite ist auf hochmoderne Kraftwerke sowie Speicher ausgerichtet. Nicht von der Stilllegung bedrohte Bestandskraftwerke und potenzielle Neubauten, die gewissen Umweltauforderungen nicht genügen, sind von der Teilnahme ausgeschlossen. Das Konzept fokussierter Kapazitätsmärkte verfolgt damit mehr als nur das Ziel, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Untergeordnete Ziele, die bei der Konzeption ebenfalls eine Rolle spielten, sind „die Erhaltung der Wettbewerbsintensität, die Minimierung der Kosten für die Stromverbraucher und die Erreichung der klimapolitischen Ziele für Deutschland“ (MATTHES u. a., 2012, S. 3f).

Die Beschaffung der Kapazitäten erfolgt getrennt voneinander in auf die beiden Segmente zugeschnittenen Auktionen. Wie zuvor sollen Call-Optionen die Einsatzbereitschaft der Kapazitäten im Bedarfsfall anreizen und die Endkunden gegen Strompreispitzen absichern.

5.2 Kompatibilität von Kapazitätsmechanismen und Speichern

Speicher spielten in der bisherigen Diskussion um die Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen eine eher untergeordnete Rolle. Zwar sehen einige der vorgestellten Ansätze die Berücksichtigung von Speichern explizit vor, eine nähere Auseinandersetzung mit den speziellen Eigenschaften und den daraus resultierenden Anforderungen blieb dabei jedoch weitgehend aus.

Mit einer installierten Nennleistung (Ausspeicher-/Turbinenleistung) von etwas mehr als 9 GW (BUNDESNETZAGENTUR, 2013) und einer Speicherkapazität von rund 0,04 TWh (HARTMANN u. a., 2012b) stellen Pumpspeicherkraftwerke zum gegenwärtigen Zeitpunkt die einzig großtechnisch verfügbare Speichertechnologie in Deutschland dar.¹³ Wie bereits in Kapitel 1.3 dargestellt ist ihr wirtschaftliches Potenzial in Deutschland jedoch beschränkt, so dass mittel- bis langfristig die Bedeutung alternativer Speichertechnologien steigen wird. Hierzu zählen unter anderem stationäre und mobile Batteriespeichersysteme, adiabate Druckluftspeicher sowie die Nutzung elektrischer Energie zur Erzeugung von Wasserstoff und Methan (kurz Power-to-Gas). Jede Speichertechnologie hat ihre ganz eigenen Charakteristika und ist damit für die verschiedenen Aufgaben im Elektrizitätssystem (siehe Kapitel 4.3) unterschiedlich gut geeignet.

Ferner gilt es zu berücksichtigen, dass sich die Einsatzfelder von Speichern nicht auf den Stromsektor beschränken. So kann die Nachfrage zum Ausbau einzelner Technologien auch durch andere Sektoren bestimmt sein. Dies trifft insbesondere auf mobile Batteriespeichersysteme zu, deren Entwicklung und Verbreitung im Wesentlichen durch die Elektromobilität vorangetrieben wird. Ähnliches gilt für die Langzeitspeichertechnologie Power-to-Gas, die auch als Option zur Erreichung höherer Anteile erneuerbarer Energien im Verkehrssektor gehandelt wird (DENA, 2013).

5.2.1 Beitrag zur gesicherten Leistung

Das vornehmliche Ziel der vorgestellten Kapazitätsmechanismen ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Die zusätzlichen Leistungspreisbestandteile sollen verlässliche Investitionsanreize schaffen und dazu beitragen, dass zu jeder Zeit ausreichende und angemessene Kapazitäten zur Deckung der Stromnachfrage bereitstehen. In einem ersten Schritt ist somit zu hinterfragen, ob die verschiedenen Speichertechnologien hierzu einen gesicherten Beitrag leisten können.

¹³ Inklusive Anlagen in Nachbarländern, die in das deutsche Netz einspeisen.

Die Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke hängt in erster Line von technischen Restriktionen wie Anfahrzeiten und Laständerungsgeschwindigkeiten ab. Hinzu kommen Phasen, in denen die Kraftwerke bedingt durch Wartung oder ungeplante Ausfälle stillstehen.¹⁴ Bei Speichern kommt durch die begrenzte Speicherkapazität (kWh), beziehungsweise das Verhältnis aus Speicherkapazität zu Speicherleistung, ein weiterer limitierender Faktor hinzu. Zur Veranschaulichung: die Speicherkapazität des größten derzeit geplanten Pumpspeicherkraftwerks erlaubt bei Nennleistung eine Stromerzeugung über rund 9,3 Stunden.¹⁵ Das Verhältnis aus Arbeitsvermögen zu Turbinenleistung entspricht damit weitgehend der Auslegung bestehender Anlagen, die mit einer Spanne von 3 bis 15 Stunden und einem Mittelwert von 6,4 Stunden vornehmlich auf den Ausgleich tageszeitlicher Schwankungen optimiert wurden (HARTMANN u. a., 2012b). Bei mobilen Batteriespeichersystemen ist die maximale Einsatzdauer nochmals geringer (< 1/4 h bis wenige Stunden, SCHLEMMERMEIER & DIERMANN, 2011), wobei hier bereits die Poolwirkung über die Fahrzeugflotte berücksichtigt ist.

Die Frage, welchen Beitrag Speicher zur gesicherten Leistung bereitstellen können, hängt insofern auch von der notwendigen Einsatzdauer und dem Abstand zwischen zwei Einsätzen zusammen (vgl. SCHLEMMERMEIER & DIERMANN, 2011). In einer Kurzanalyse zur Kraftwerksplanung bis 2020 hat die Deutsche Energie-Agentur (dena) die Verfügbarkeit von Pumpspeicherkraftwerken mit 97 % und den Anteil gesicherter Leistung mit 90 % abgeschätzt (DENA, 2010a). Zu einer etwas konservativeren Einschätzung kommen die vier Übertragungsnetzbetreiber in einem Bericht zur Leistungsbilanz 2012. Darin wird – basierend auf Erfahrungswerten – die Nichtverfügbarkeit der Pumpspeicherkraftwerke mit 20 % angegeben. Grundsätzlich lässt sich jedoch festhalten, dass Pumpspeicher den Bedarf an Spitzenlastkraftwerken reduzieren können.

Für die Zeit nach 2020 sowie für alternative Speichertechnologien liegen derartige Abschätzungen bislang nicht vor. Grundsätzlich gilt es dabei zu berücksichtigen, dass sich das Residuallastprofil durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien sowie bedingt durch saisonale und überjährige Schwankungen des Wind- und Sonnendargebots kontinuierlich verändert. So wird insbesondere die Volatilität (Frequenz und Amplitude) der zu deckenden Residuallast zunehmen.¹⁶ Ferner ist entscheidend, wie sich die Möglichkeit längerer Flaute bei geringen Beiträgen der Photovoltaik in den Wintermonaten auf die Fähigkeit zur Vorhaltung gesicherter Leistung auswirkt.

Einen Sonderfall stellt die Langfristspeichertechnologie Power-to-Gas dar. Wie bereits einleitend in Kapitel 1.3 angedeutet, ist dies durch den Umstand begründet, dass PtG-

¹⁴ Gesicherte Leistung = Installierte Leistung - Summe nicht verfügbarer Leistung (Ausfälle, Revisionen, nicht einsetzbare Leistung, Reserve für Systemdienstleistung) (50HERTZ u. a., 2012)

¹⁵ Pumpspeicherkraftwerk Atdorf: geplante Turbinenleistung 1.400 MW_{el}, Speicherkapazität Erzeugung 13,0 GWh (STERNER u. a., 2010).

¹⁶ Vgl. (GENOESE, 2013)

Anlagen aus Sicht des Stromsystems wie eine flexible Last wirken. Überschüssige Energiemengen werden zur Erzeugung von Wasserstoff und Methan genutzt und so über Wochen und Monate in der bestehenden Gasinfrastruktur speicherbar. Zwar ist eine Rückverstromung der gespeicherten Energiemengen grundsätzlich möglich, hierzu sind jedoch zusätzliche Erzeugungskapazitäten in Form von Gas-Kraftwerken nötig. Für sich betrachtet leisten PtG-Anlagen somit keinen Beitrag zur gesicherten (Erzeugungs-) Leistung.

Von einigen der diskutierten Kapazitätsmechanismen könnten PtG-Anlagen – zumindest theoretisch – dennoch profitieren. Dies ist der Fall, wenn der Einsatz der Anlagen nicht auf die Aufnahme von Überschüssen, sondern z.B. auf die Erzeugung von Kraftstoffen erneuerbaren Ursprungs für den Verkehrssektor ausgerichtet ist. Die Nachfrage der PtG-Anlagen wäre somit als gegeben und die Drosselung des Betriebs in Spitzenlastzeiten als Lastmanagementmaßnahme zu betrachten. Fraglich ist jedoch, ob der Gesetzgeber eine derartige Interpretation bei der Gestaltung des Instruments zuließe. Ob die Anlagen auch ohne eine zusätzliche Leistungsprämie auf Preisspitzen reagieren würden, hängt in erste Linie von der Tarifstruktur für den Bezugsstrom ab. Aus technischer Sicht sollten die Anlagen zukünftig über ausreichende Flexibilität verfügen.

5.2.2 Abhängigkeit von Art und Ausgestaltung

Neben der grundsätzlichen Frage nach dem Beitrag von Speichern zur gesicherten Leistung, hängt die Kompatibilität von Speichern und Kapazitätsmechanismen stark von der Art und Ausgestaltung des Ansatzes ab.

Direkt auszuschließen ist eine Beteiligung von Speichern im Rahmen einer strategischen Reserve. Aus technischer Sicht mag die Berücksichtigung von Pumpspeicherkraftwerken und Druckluftspeichern zwar prinzipiell möglich sein, jedoch würden dem Markt hierdurch wichtige Kapazitäten zur Glättung der Residuallast sowie für andere Systemdienstleistungen entzogen. Die notwendige Kapazitätsvergütung wäre darüber hinaus ungleich höher als bei alten Bestandskraftwerken oder günstigen Gasturbinen, die für den Aufbau der Reserve ansonsten in Betracht kommen.

Bei den übrigen hier diskutierten Kapazitätsmechanismen hat die konkrete Produktgestaltung einen wesentlichen Einfluss auf die Kompatibilität. Ist der Bezug der Kapazitätsprämie an die Verpflichtung geknüpft, die vertraglich vereinbarte Leistung innerhalb einer definierten Periode (z.B. ein Quartal/Jahr) jederzeit in Engpasssituationen bereitzustellen, würde hieraus ein erhebliches Risiko für Speicherbetreiber erwachsen. Zum einen müssten sie jeden Engpass mit ausreichendem Vorlauf antizipieren, um ihre Lade- und Entladezyklen entsprechend zu planen, und zum zweiten sind der Dauer ihrer Einsatzbereitschaft aufgrund der bereits angesprochenen Kapazitätsbeschränkungen Grenzen gesetzt, so dass sie ihrer Verpflichtung bei anhaltenden sowie in kurze Folge wiederkehrenden Engpässen selbst unter der Annahme einer optimalen Betriebsweise ggf. nicht nachkommen können.

Wird die Verpflichtung hingegen an eine im Vorfeld definierte Zeitspanne des Tages gekoppelt, beispielweise mit einer stündlichen oder viertelstündlichen Auflösung, kann das Risiko des Speicherbetreibers erheblich reduziert und so die Beteiligung von Speichern grundsätzlich erleichtert werden. Kurzfristig gilt dies vor allem für Pumpspeicherkraftwerke, perspektivisch vermutlich auch für adiabate Druckluftspeicher. Aussagen dazu, ob mobile Batteriespeicher durch ein entsprechendes Pooling sowie eine intelligente Steuerung ebenfalls einen Beitrag leisten könnten, lassen sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht verlässlich treffen.

5.2.3 Zwischenfazit

Die Überlegungen der vorangegangenen Abschnitte zeigen hinsichtlich der Kompatibilität von Speichern mit den derzeit diskutierten Kapazitätsmechanismen ein geteiltes Bild. Grundsätzlich auszuschließen ist eine Teilnahme im Rahmen der strategischen Reserve. Bei den übrigen Kapazitätsmechanismen ist vor allem die konkrete Produktgestaltung, insbesondere die zeitliche Auflösung, entscheidend. Zudem ist weiter zu untersuchen, wie sich die Fähigkeiten zur Vorhaltung gesicherter Leistung durch die wachsende Volatilität der Residuallast verändert.

Als Anreizmechanismus für Langfristspeicher in Form von Power-to-Gas sind die diskutierten Ansätze dagegen keine Option.

5.3 Gezielte Kapazitätsmechanismen für Speicher

Die Simulationsergebnisse im Rahmen dieser Studie haben gezeigt, dass sich das Anforderungsprofil von Energiespeichern im Stromsystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien grundlegend verändert (vgl. Kapitel 4.3). Während Speicher neben allgemeinen Systemdienstleistungen bei niedrigen EE-Anteilen vorrangig dazu eingesetzt werden, tageszeitliche Schwankungen der Nachfrage auszugleichen, in dem Grundlaststrom mit niedrigen variablen Kosten in Spitzenlastzeiten verschoben wird, gewinnt bei hohen Anteilen die Aufnahme und längerfristige Verlagerung überschüssiger Strommengen an Bedeutung.

Die Simulationsergebnisse haben zudem gezeigt, dass der Zubau der hierzu erforderlichen Speichertechnologien langfristig sowohl ökonomisch als auch ökologisch sinnvoll ist. In die Simulation sind dabei jedoch Annahmen zu den Investitionskosten geflossen, die sich erst mit dem Erreichen der technologischen Reife verwirklichen lassen. Aus diesem Grund sind Eckpunkte eines dreiphasigen Markteinführungsprogramms vorgestellt worden, die den systemseitigen Bedarf für Speicher, die zusätzlichen Belastungen für Endkunden sowie die nötigen Schritte zur Weiterentwicklung und Einführung der Technologien angemessen berücksichtigen.

In Kapitel 5.2 wurde ferner dargelegt, dass insbesondere die Power-to-Gas-Technologie, die heute als vielversprechende Option für die Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien gesehen wird, nicht mit den derzeit diskutierten Kapazitätsmechanismen kompatibel ist.

Es stellt sich somit die Frage, ob ein gezielt auf Speicher ausgerichteter Kapazitätsmechanismus, dazu geeignet ist, die höheren Investitionskosten neuer Technologien in der Übergangsphase und ggf. darüber hinaus aufzufangen. Im Folgenden sollen hierzu erste grundsätzliche Überlegungen vorgestellt werden.

5.3.1 Art der Vergütung

Um den Speicherbetreiber eine Deckung ihrer Fixkosten zu ermöglichen, wäre neben der Zahlung einer Kapazitätsprämie grundsätzlich auch eine energiebezogene Vergütung denkbar. Diese könnte als Prämie ausgestaltet auf die zwischengespeicherten Energiemengen bzw. im Fall von PtG-Anlagen auch auf das Produktgas gezahlt werden. Durch die zusätzliche Vergütung sinkt der Grenzstrompreis, unterhalb dessen die Aufnahme elektrischer Energie für den Betreiber aus betriebswirtschaftlicher Sicht sinnvoll ist. Die Auslastung der Anlagen steigt. Da die Speicherung bzw. Umwandlung elektrischer Energie kein Selbstzweck ist, sind Anreizmechanismen, die eine zusätzliche Aufnahme elektrischer Energie begünstigen jedoch grundsätzlich kritisch zu hinterfragen. Sinnvoll kann eine derartige Vergütung unter Umständen dann sein, wenn die Erprobung und Weiterentwicklung neuer Technologien eine höhere Auslastung erforderlich macht.

Der Vorteil von Kapazitätsprämien besteht darin, dass durch sie Investitionsanreize geschaffen werden, ohne einen zusätzlichen Einfluss auf den Dispatch der Anlagen zu nehmen. Ein aus volkswirtschaftlicher sowie ökologischer Sicht ggf. übermäßiger Einsatz von Speichern ließe sich folglich begrenzen. Zudem bliebe die Einsatzreihenfolge zwischen den verschiedenen Aufnahme- und Flexibilitätsoptionen unberührt.

5.3.2 Bemessungsgrundlage

Kapitel 5.2 hat gezeigt, dass der Beitrag zur gesicherten (Erzeugungs-) Leistung als Bemessungsgrundlage für die Gewährung einer Kapazitätsprämie nicht mit allen Speichertechnologien kompatibel ist. Unter Berücksichtigung der Feststellung, dass bei hohen EE-Anteilen die Aufnahme elektrischer Energieüberschüsse an Bedeutung gewinnt, bietet die Einspeicher- bzw. Aufnahmeleistung eine geeignete Alternative. Um der Tatsache gerecht zu werden, dass die aufnehmbare Energiemenge je nach Speicher stark variieren kann, wäre ferner zu überlegen, ob die Speicherkapazität als zusätzliche Bemessungsgrundlage heranzuziehen ist. Hierdurch würden zudem mögliche Fehlanreize zur Überdimensionierung der Einspeicherleistung eingedämmt.

5.3.3 Technologiespezifische vs. technologieoffene Ausgestaltung

Eine technologieoffene Ausgestaltung führt zu Wettbewerb zwischen den verschiedenen Speicher- und Flexibilitätsoptionen. Unter dem Gesichtspunkt der Effizienz sind technologieoffene Rahmenbedingungen daher grundsätzlich wünschenswert. Dies gilt jedoch nur sofern die Nachfrage durch die günstigsten Technologien gedeckt werden kann bzw. innerhalb der notwendigen Technologien keine größeren Kostendifferenzen

bestehen. Andernfalls ließen sich durch eine technologiespezifische Ausgestaltung überzogene Produzentenrenten bzw. unnötige Mehrbelastungen für Verbraucher vermeiden.

Zudem wird eine technologieoffene Ausgestaltung den bestehenden Innovationspotenzialen der meisten noch in der Entwicklung und Erprobung befindlichen Speichertechnologien nicht gerecht.

5.3.4 Pfadabhängigkeit

Viele Fragen bezüglich des zukünftigen Marktdesigns, der Notwendigkeit und Verfügbarkeit einzelner Technologien sowie der Chancen und Anforderungen, die eine zunehmende Vernetzung des Stromsystems mit anderen Sektoren mit sich bringen, sind nach wie vor offen. Insofern bedarf es flexibler Rahmenbedingungen, die Pfadabhängigkeiten bzw. Lock-in-Effekte vermeiden.

5.3.5 Mengensteuerung

Die Einführung neuer Speichertechnologien sollte einem verbindlichen Ausbaupfad folgen, der wie bereits dargelegt eine Weiterentwicklung und Erprobung erlaubt, die Hebung von Kostensenkungspotenzialen ermöglicht sowie die Belastungen für Verbraucher und die langfristige Notwendigkeit angemessen berücksichtigt. Von einem rein preisgesteuerten Ansatz ohne zusätzliche Steuerungsmöglichkeiten ist daher abzuraten. Ferner sind die Mengenziele regelmäßig zu überprüfen und den sich ändernden Rahmenbedingungen anzupassen.

5.3.6 Bestimmung der Vergütungshöhe

Wie bei den bereits vorgestellten Kapazitätsmechanismen zur Vorhaltung gesicherter Leistung, könnte die Bestimmung der Vergütungshöhe in Form von Ausschreibungen bzw. Auktionen erfolgen. Zum einen ließe sich hierdurch Wettbewerb und Innovationsdruck erzeugen und zum anderen wären damit die Forderungen nach einem flexibel anpassbaren System mit geringen Pfadabhängigkeiten und einem kontrollierten Ausbau erfüllt.

5.3.7 Verteilung der Lasten

Die derzeitige Diskussion um die Ausnahmen der energieintensiven Industrie im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregel im EEG sowie die Privilegierung des Eigenverbrauchs verdeutlichen den enormen Stellenwert einer angemessenen Verteilung der Lasten für die Akzeptanz des Großprojekts Energiewende. Die Kosten, die mit der Einführung und dem langfristigen Betrieb neuer Speichertechnologien verbunden sind, sind daher angemessen zu verteilen.

Mit dem Ausbau von Langfristspeichern in Form von Power-to-Gas, mit denen eine Brücke zu anderen Sektoren geschlagen wird, ist zukünftig auch auf eine angemessene sektorübergreifende Verteilung der Lasten zu achten.

5.4 Fazit

Die derzeit diskutierten Kapazitätsmechanismen dienen als Anreizinstrument zur Vorhaltung gesicherter Erzeugungsleistung und sind somit in erster Linie auf konventionelle Kohle- und Gaskraftwerke ausgerichtet. Da es für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit unerheblich ist, ob ein mögliches Angebotsdefizit durch zusätzliche Erzeugungsleistung oder durch eine Reduzierung der Nachfrage geschlossen wird, werden in einigen Modellen auch Lastmanagementmaßnahmen als äquivalente Kapazitäten berücksichtigt. Speicher spielten bei der Ausgestaltung der Konzepte dagegen eine eher untergeordnete Rolle.

Bezüglich der Kompatibilität ergibt sich folglich ein geteiltes Bild. Grundsätzlich auszuschließen ist eine Teilnahme von Speichern im Rahmen der strategischen Reserve. Bei den Ansätzen zu zentralen, dezentralen und fokussierten Kapazitätsmärkten ist hingegen die konkrete Produktgestaltung, insbesondere die zeitliche Auflösung der mit den Leistungsprämien einhergehenden Verpflichtungen, ausschlaggebend. Zudem ist weiter zu untersuchen, wie sich die Fähigkeiten zur Vorhaltung gesicherter Leistung unterschiedlicher Speichertechnologien durch die wachsende Volatilität der Residuallast verändert.

Zur Unterstützung der Markteinführung von Langzeitspeichern sind die derzeit diskutierten Kapazitätsmechanismen grundsätzlich nicht geeignet. Für den Fall, dass sich der Bedarf für eine Anschubfinanzierung erhärtet, sind folglich alternative Konzepte erforderlich. Hierzu wurden in Kapitel 5.3 erste Eckpunkte skizziert.

Speichertechnologien spielen eine entscheidende Rolle bei der Vernetzung der drei Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Der Bedarf zum Ausbau einzelner Technologien muss daher nicht zwingend aus dem Stromsektor stammen. Dies gilt sowohl für mobile Batteriespeichersysteme als auch für Power-to-Gas. Die Vernetzung bietet erhebliches Synergiepotenzial, das sich jedoch nur heben lässt, sofern die gesetzlichen Rahmenbedingungen an die neuen Handlungsoptionen angepasst werden. Ein wichtiges Thema ist dabei unter anderem der zukünftige Umgang mit Letztverbraucherabgaben, die den Betrieb, die Wirtschaftlichkeit sowie den volkswirtschaftlichen und ökologischen Nutzen von Speichern erheblich beeinflussen. Bei der Neugestaltung der Rahmenbedingungen ist dabei auch auf eine faire Verteilung der Lasten über die Grenzen des Stromsystems hinaus zu achten.

6 Zusammenfassung

Ziel des Forschungsvorhabens war es, auf Basis einer modellbasierten Szenarioanalyse die Stromversorgung in Baden-Württemberg und Deutschland zu untersuchen. Im Fokus der Untersuchung standen dabei die folgenden **Forschungsfragen**:

- Kann in Baden-Württemberg unter dem im Klimaschutzgesetz angenommenen Ausbaupfad erneuerbarer Energien, dem Rückbaupfad für konventionelle Kraftwerke und der Entwicklung der Stromnachfrage die Versorgungssicherheit auch unter Berücksichtigung der dynamischen Eigenschaften der erneuerbaren Energien gewährleistet werden?
- Welcher Speicherbedarf entsteht durch den Zubau und die dynamischen Eigenschaften der erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg und Deutschland?
- Welche ökonomischen, ökologischen und technischen Wirkungen hat der Speichereinsatz?
- Können aus den Ergebnissen Anforderungen für flankierende Maßnahmen zur Markteinführung von Speichern abgeleitet werden?
- Sind Kapazitätsmechanismen geeignet zur Flankierung des Ausbaus von Speichern?

Im Rahmen des Vorhabens konnten hinreichende Antworten auf die aufgeworfenen Fragestellungen gefunden werden. Die zentralen **Ergebnisse** der Untersuchung sind nachfolgend zusammenfassend dargestellt:

- Die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg kann unter den Simulationsbedingungen nach dem Ausbauszenario des Klimaschutzkonzeptes jederzeit gewährleistet werden. Die Unsicherheiten und Herausforderungen bei der Bestimmung der Versorgungssicherheit wird in Kapitel 2.1 ausführlich diskutiert.
- Der ermittelte Speicherbedarf entwickelt sich mit zunehmendem EE-Anteil in Baden-Württemberg kongruent zu dem im gesamten deutschen Marktgebiet. Allerdings steigt im Verhältnis der Speicherbedarf bei hohen EE-Anteilen weniger rasant an, was auf den bereits installierten größeren Speicherbestand in Baden-Württemberg zurückzuführen ist.
- Der nach ökonomischen Kriterien berechnete Speicherzubau bedingt wirtschaftlichen Betrieb der bestehenden und der neuen Anlagen. Ein signifikanter Zubau an Speicherleistungen erfolgt in allen Szenarien jedoch erst, nachdem der EE-Anteil auf deutlich über 60 % (nach dem Jahr 2030) angestiegen ist. Bis zu diesem Zeitpunkt ist die vorhandene Flexibilität im Stromsystem in der Lage die dynamischen Effekte der erneuerbaren Stromerzeugung zu kompensieren.
- Bei hohen EE-Anteilen (>> 60 %) leisten Speicher sowohl aus ökonomischen als auch aus ökologischen Gesichtspunkten einen elementaren Beitrag im Energiesystem. Sie senken die Systemkosten und reduzieren die energiebedingten CO₂-

Emissionen. Der tatsächliche Bedarf für Speicher hängt jedoch stark von den zusätzlich im System implementierten Flexibilitätsoptionen ab.

- Speicher können auch bei niedrigen EE-Anteilen (< 60 %) bereits einen Systembeitrag leisten, beispielsweise durch die Reduktion der Residuallastgradienten oder durch die verbesserte Nachfrageelastizität. Zusätzliche systemdienliche Einsatzmöglichkeiten von Speichern werden in der Literatur aufgeführt, wurden in diesem Vorhaben jedoch nicht untersucht.
- Ökonomischer Betrieb von Speichern führt bei niedrigen EE-Anteilen (< 60 %) zu zusätzlichen CO₂-Emissionen in der Energieversorgung und bei hohen EE-Anteilen (> 60 %) zu einer Emissionsreduktion.

Aus den Ergebnissen können Anforderungen für ein **Markteinführungskonzept** für Speicher (und ggf. anderen Flexibilitätsoptionen) abgeleitet werden. Diese Anforderungen lassen sich in Abhängigkeit der EE-Durchdringung in ein **3 Phasen Modell** (Kapitel 4.5) unterteilen.

Frühe Phase (EE-Anteil bis 40 %):

- Unterstützung von Forschung und Entwicklung sowie Technologieförderung (z.B. mit Demonstrationsprojekten).
- Abbau von Hemmnissen (z.B. hohe Letztverbraucherabgaben) zur Verbesserung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.
- Bei allen Maßnahmen, die einen Speicherzubau anreizen, ist darauf zu achten, dass eine substantielle Zunahme der installierten Speicherleistung zu zusätzlichen CO₂-Emissionen im Energiesystem führen und dass zusätzliche Förderkosten die Akzeptanzschwelle der Verbraucher nicht überschreitet.

Mittlere Phase (EE-Anteile zwischen 40 % und 60 %):

- Gewährleistung eines mengen- oder kostengesteuerten Zubaus von Speichern oder Flexibilitätsoptionen in Erwartung eines rasanten Anstiegs des Speicherbedarfs bei hohen EE-Anteilen (>> 60 %).
- Bei mangelnder Wirtschaftlichkeit auf dem Strommarkt flankierende Maßnahmen im Form von technologieneutralen Förder- oder Markt Konzepten gekoppelt an einen verbindlichen Ausbaupfad.

Späte Phase (EE-Anteil ab 60 %):

- Speicherzubau ist im energiewirtschaftlich relevanten Maßstab auch ökonomisch vorteilhaft und daher allein aus den Anreizen des Strommarktes zu erwarten.
- Bei großer Investitionsunsicherheit aufgrund von hohen Marktpreisrisiken oder politischen Risiken Unterstützung durch geeignete Markt Konzepte mit Mengensteuerung für Zubau bzw. Erhalt der Systemflexibilität.

Bezüglich der Kompatibilität von **Kapazitätsmechanismen** und Speichern zeichnet sich bei den derzeit in der Diskussion befindlichen Ansätzen ein uneinheitliches Bild ab. Während die strategische Reserve als Anreizinstrument für Speicher grundsätzlich ungeeignet ist, hängt bei den übrigen Konzepten (zentraler, dezentraler bzw. fokussierter Kapazitätsmarkt) vieles von der konkreten Produktgestaltung ab. Zudem ist weiter zu untersuchen, wie sich mit der wachsenden Volatilität der Residuallast der gesicherte Beitrag einzelner Speichertechnologien zur Deckung selbiger verändert.

Zur Unterstützung der Markteinführung von Langzeitspeichern sind die derzeit diskutierten Kapazitätsmechanismen grundsätzlich nicht geeignet. Sollte sich der Bedarf für eine Anschubfinanzierung erhärten, sind folglich alternative Konzepte erforderlich. Hierzu wurden erste Eckpunkte skizziert.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, das Forschungsvorhaben konnte damit insbesondere unter den nachfolgend genannten Aspekten einen wertvollen **Beitrag zu den Zielen des Förderprogramms BWPLUS** leisten:

- Es wurde unter Berücksichtigung des wachsenden PV- und Windenergieanteils auf der Zeitachse der Bedarf für Speicher und seine Wirkungen auf das Energiesystem ermittelt.
- Aus den Analysen konnten Erkenntnisse für die Gestaltung von Maßnahmen und Regelungen zum Anreiz des Speicherzubaues gewonnen werden.
- Es wurde zudem untersucht, inwiefern Kapazitätsmärkte geeignet sein können, die Markteinführung von Speichern zu begleiten.
- Das entwickelte übergreifende Markteinführungskonzept (3 Phasen Modell) kann als Orientierungshilfe für politische Entscheidungsträger bei der maßvollen Instrumentierung des Speicherausbaus angesehen werden.
- Die Ergebnisse bestätigen zudem die richtige Auslegung des Forschungsschwerpunktes im Programm BWPLUS hinsichtlich Forschung, Entwicklung und Demonstration.
- Die Forschungsergebnisse werden veröffentlicht und sollen damit einen Beitrag zur öffentlichen Diskussion über den zukünftigen Einsatz und Nutzen von Speichern leisten.

Im Fokus des Vorhabens stand die Analyse des Speicherbedarfs im deutschen Stromsystem nach ökonomischen Kriterien. Anhand der gewonnenen Ergebnisse drängen sich jedoch einige **neue Forschungsfragen** auf, die nachfolgend benannt und erläutert werden sollen:

- Wie kann ein gesteuertes Markteinführungskonzept für Speicher und andere Flexibilitätsoptionen beispielsweise nach den Leitlinien des 3 Phasen Modells konkret ausgestaltet werden?
- Welchen Beitrag können Speicher zur Netzstabilisierung leisten, auch wenn im Gesamtsystem aus ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten noch kein

Speicherbedarf besteht? Dabei ist insbesondere die Betrachtung von Verteilnetzen von Interesse. Zu diesem Forschungszweck ist es jedoch erforderlich, dass Netzdaten öffentlich zur Verfügung gestellt werden.

- Wie stark können andere Flexibilitätsoptionen den Bedarf für Speicher substituieren? Dafür ist eine detaillierte Potenzialanalyse und -prognose für die unterschiedlichen Technologien und eine anschließende Modellsimulation erforderlich. Eine große Herausforderung stellt hierbei nicht nur die Potenzialabschätzung sondern vor allem die Abschätzung der Technologiekosten und Kostenentwicklungen dar.
- Welchen Flexibilitätsbeitrag kann die bessere technische und organisatorische Verknüpfung zwischen dem Strom- und dem Wärmesektor leisten? Welche technischen, ökonomischen und ökologischen Auswirkungen hat die Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeichern und durch den Einsatz von Power-to-Heat?
- Welchen Flexibilitätsbeitrag kann die bessere technische und organisatorische Verknüpfung zwischen dem Strom- und dem Verkehrssektor leisten? Wie können intelligente Ladetechnologien oder geeignete Tarifstrukturen für die Elektromobilität dazu beitragen, dass Emissionen im Energiesystem vermieden und Kosten gesenkt werden? Von Interesse sind dabei nicht nur neue Konzepte für den Individual- sondern auch für den Güterverkehr.

7 Anhang

Erläuterungen zur Auswahl der Sensitivitätsszenarien

Im Folgenden werden die zu Beginn dieser Studie geplanten Szenarien kurz beschrieben und erläutert, warum davon abweichend die in 3.1 beschriebenen Szenarien untersucht wurden. Die Abbildung 7-1 bietet eine Übersicht über die gemäß ursprünglicher Projektplanung durchzuführenden Sensitivitätsanalysen.

So sollten im Szenario A2 die Auswirkungen einer Verfehlung der Ausbauziele für die Windkraft in Baden-Württemberg untersucht werden. Die Gesamtausbauziele für Deutschland sollten dabei gleich bleiben, was zu einer Verschiebung der installierten Leistung aus der Zone „Baden-Württemberg“ zur Zone „Rest-Deutschland“ bedeutete. Da die Lokalisierung des Windkraftausbaus der Modelllogik folgend aufgrund des einheitlichen deutschen Marktes keinen Einfluss auf die Marktpreise und somit auf die Wirtschaftlichkeit des Speicherbetriebs hat, wurde dieses Szenario wieder verworfen.

In einer weiteren Sensitivitätsanalyse (A3) sollte untersucht werden, welche Folgen ein suboptimaler Betrieb der Speicherkraftwerke auf deren Wirtschaftlichkeit beziehungsweise deren weiteren Ausbau haben würde. Da es jedoch selbst im Basisszenario mit optimalem Speicherbetrieb im ursprünglich vorgesehenen Stichjahr 2030 zu keinem nennenswerten marktgetriebenen Ausbau von Speicherkapazität kommt, kann davon ausgegangen werden, dass dies erst recht für ein solches Szenario, welches niedrigere Erträge zur Folge hätte, gelten würde. Aus diesem Grund wurde auch auf dieses Szenario verzichtet.

Mit dem Szenario A4 sollten ursprünglich die Effekte eines verhinderten Speicherausbaus in Baden-Württemberg mit entsprechendem Ausbau im restlichen Deutschland analysiert werden. Dies erscheint allerdings, wie weiter oben bereits erwähnt, angesichts einer einheitlichen deutschen Preiszone aus Strommarktsicht nicht sinnvoll, weshalb diese Sensitivitätsanalyse ebenfalls verworfen wurde.

Die Sensitivitätsanalysen A5 und A6 werden prinzipiell beibehalten, jedoch wird jeweils das Stichjahr 2050 und der ambitionierte EE-Ausbaupfad für die Simulationsrechnungen zu Grunde gelegt (B3 bzw. B2).

	Szenarioname	Stichjahre				Bemerkungen
		2020	2030	2040	2050	
A1	Basisszenario	x	x	x	x	BMU Leitstudie 2011 (Basisszenario A); Ausbau in BW deutlich (Klimaschutzgesetz)
A1*	Basisszenario plus		x	x	x	A1 mit 50% Fixkostendeckungsanforderung
B1	EE-Szenario		x	x	x	BMU Leitstudie 2011 (95% THG); Ausbau in BW ambitioniert
A2	Szenario Wind BW		x			A1 mit wenig Windausbau in BW
A3	Szenario suboptimaler Betrieb		x			A1 mit suboptimalem Speicherbetrieb
A4	Szenario Speicher Deutschland		x			A1 mit viel Speicherausbau in DE (ohne BW)
A5	Szenario Speicher Europa		x			A1 mit viel Speicherausbau in NO, SE, CH, AT aber nicht in DE
A6	Szenario flexible Nachfrage		x			A1 ohne Speicherausbau aber stärkere Flexibilisierung der Nachfrage

Abbildung 7-1: Szenarienübersicht gemäß Projektantrag

8 Literatur

- 50HERTZ: Photovoltaik-Netzeinspeisung in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH (2012a)
- 50HERTZ: Regelzonenlast der 50Hertz Transmission GmbH (2012b)
- 50HERTZ: Windenergieeinspeisung in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH (2012c)
- 50HERTZ ; AMPRION ; TENNET ; TRANSNET BW: *Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2012 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5, 2012*
- ADAMEK, FRANZISKA ; AUNDRUP, THOMAS ; CROTOGINO, FRITZ ; GLAUSINGER, WOLFGANG ; KLEIMAIER, MARTIN ; LANDINGER, HUBERT ; LEUTHOLD, MATTHIAS ; LUNZ, BENEDIKT ; MOSER, ALBERT ; U. A. ; VDE (Hrsg.): *Energiespeicher für die Energiewende: Speicherbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG), 2012*
- AMPRION: Nachfrage in der Regelzone der Amprion GmbH (2012a)
- AMPRION: Photovoltaik-Netzeinspeisung in der Regelzone der Amprion GmbH (2012b)
- AMPRION: Windenergieeinspeisung in der Regelzone der Amprion GmbH (2012c)
- BDEW: *Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarkts* (Positionspapier). Berlin, 2013
- BDEW, BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: *Entwicklung der Energieversorgung 2011* (2012)
- BMU: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - „Leitstudie 2010“* (2010)
- BMU ; BDEW ; BEE ; CONSENTEC ; ECOFYS ; R2B ; IAEW ; FHG ISI: *Märkte stärken, Versorgung sichern - Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland - Ergebnisbericht des Fachdialogs „Strategische Reserve“*. Berlin, 2013
- BNETZA: *Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Bundesnetzagentur (BNetzA)* (2013)
- BSH: *Windmessdaten der Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee (FINO 1-3)* (2012)
- BUNDESNETZAGENTUR: *Kraftwerksliste (Stand 16.10.2013)* (2013)
- CONSENTEC: *Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve. Gutachten im Auftrag des BDEW: Consentec GmbH, 2012. — Gutachten im Auftrag des BDEW*
- CZISCH, GREGOR: *Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien*. Kassel, Universität Kassel, 2005

- DENA: *Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung)*, 2010a
- DENA: *dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025*. URL <http://www.dena.de/themen/thema-esd/projekte/projekt/dena-netzstudie-ii/>. - abgerufen am 2007-01-01
- DENA: *dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025*. Berlin, 2010c
- DENA: *Strategieplattform Power-to-Gas - Positionspapier*, 2013
- ECKE, JULIUS ; HERRMANN, NICOLAI ; HILMES, UWE ; KREMP, RALPH ; MACHAREY, UWE ; NOLDE, ANDREAS ; WOLTER, HORST ; ZANDER, WOLFGANG: *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland (Langfassung)*. Berlin : enervis, BET, im Auftrag des VKU, 2013
- ELBERG, CHRISTINA ; GROWITSCH, CHRISTIAN ; HÖFFLER, FELIX ; RICHTER, JAN: *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign* : EWI, 2012
- ENTSO-E: *Stündliche Verbrauchsdaten für Deutschland* (2012a)
- ENTSO-E: *Ten-Year Network Development Plan 2012 (TYNDP)* : entso-e, 2012b
- EUROPÄISCHE KOMMISSION: *Consultation Paper on generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity*, 2012
- EUROPÄISCHE KOMMISSION: *Generation Adequacy in the internal electricity market - guidance on public interventions* (Commission Staff Working Document Nr. SWD(2013) 438 final). Brüssel, 2013
- EUROPÄISCHE KOMMISSION: *Public Consultation: Generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity*. URL http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/consultations/20130207_generation_adequacy_en.htm
- FICHTNER, WOLF ; MCKENNA, RUSSEL ; GENOESE, MASSIMO ; SUSANN, SCHÄFER ; BÜCHELMAIER, ANDREAS ; RINGER, PHILIPP ; CAIL, SYLVAIN ; ZIEGAHN, FRIEDRICH: *Die Weiterentwicklung der Energiewirtschaft in Baden-Württemberg bis 2025 unter Berücksichtigung der Liefer- und Preissicherheit* : Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2012
- FORSCHUNGSVERBUND ERNEUERBARE ENERGIEN (FVEE): *Energiekonzept 2050 - Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 % erneuerbaren Energien*, 2010
- FVEE: *Energiekonzept 2050: Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 % erneuerbaren Energien*, 2010
- GENOESE, FABIO: *Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland*. Karlsruhe, Universität Karlsruhe (KIT), 2013
- GRÜNWALD, REINHARD ; RAGWITZ, MARIO ; SENSFUß, FRANK ; WINKLER, JENNY: *Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung*. Ber-

- lin : Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB), 2012
- HARTMANN, NIKLAS ; ELTROP, LUDGER ; BAUER, NIKOLAUS ; SALZER, JOHANNES ; SCHWARZ, SIMON ; SCHMIDT, MAIKE: *Stromspeicherpotenziale für Deutschland*, 2012a
- HARTMANN, NIKLAS ; ELTROP, LUDGER ; BAUER, NIKOLAUS ; SALZER, JOHANNES ; SCHWARZ, SIMON ; SCHMIDT, MAIKE: *Stromspeicherpotenziale für Deutschland*, 2012b
- HÖFLING, HOLGER: *Diskussionspapier: Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazität unter wachsendem Einfluss erneuerbarer Stromerzeugung - Eine modellbasierte Szenarioanalyse des deutschen Strommarktes* (Diskussionspapier). Stuttgart : Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), 2013
- IEA: *World Energy Outlook 2012*. Paris : International Energy Agency (IEA), 2012
- KEMFERT, CLAUDIA: Bloß keine neuen Subventionen für Kraftwerke. In: *ZEIT Online* (2013)
- KLAUS, THOMAS ; VOLLMER, CARLA ; WERNER, KATHRIN ; LEHMANN, HARRY ; MÜSCHEN, KLAUS ; UMWELTBUNDESAMT (UBA) (Hrsg.): *Energieziele 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen*. Dessau-Roßlau, 2010
- KRZIKALLA, NORBERT ; ACHNER, SIGGI ; BRÜHL, STEFAN: *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien - Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie*. Aachen : Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET), 2013
- KSG BW: Gesetz zur Förderung des Klimaschutzes in Baden-Württemberg, 2013
- LEPRICH, UWE: Preissenkende Effekte der Solarstromerzeugung auf den Börsenstrompreis. Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbandes Solarwirtschaft (BSW).
- MAHNKE, EVA ; MÜHLENHOFF, JÖRG: Strom speichern. In: *Renews Spezial* (2012), Nr. 57
- MATTHES, FELIX CHR. ; SCHLEMMERMEIER, BEN ; DIERMANN, CARSTEN ; HERMANN, HAUKE ; VON HAMMERSTEIN, CHRISTIAN: *Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem* : Öko-Institut e.V., LBD-Beratungsgesellschaft mbH, RAUE LLP, 2012. — Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland
- MONOPOLKOMMISSION: *Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende* (Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG Nr. 65), 2013
- NICOLOSI, MARCO: *Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen* (Endbericht) : Ecofys, 2012
- NITSCH, JOACHIM ; PREGGER, THOMAS ; NAEGLER, TOBIAS ; HEIDE, DOMINIK ; DE TENA, DIEGO LUCA ; TRIEB, FRANZ ; SCHOLZ, YVONNE ; NIENHAUS, KRISTINA ; GERHARDT, NORMAN ; U. A.: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global* (Nr. BMU - FKZ 03MAP146), 2012

- OCKENFELS, AXEL ; GRIMM, VERONIKA ; ZOETTL, GREGOR: *Strommarktdesign, Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht*. Köln : Universität zu Köln, 2008
- PETER, STEFAN ; UMWELTBUNDESAMT (Hrsg.): *Modellierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung im Jahr 2050 in autarken, dezentralen Strukturen, Climate Change* (Nr. 14/2013). Dessau-Roßlau, 2013
- PFLUGER, BENJAMIN ; SENSFUß, FRANK ; SCHUBERT, GERDA ; LEISENTRITT, JOHANNES: *Tangible ways towards climate protection in the European Union (EU Long-term scenarios 2050)*. Karlsruhe : Fraunhofer ISI, 2011
- QUASCHNING, VOLKER: *Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert*, VDI Verlag (2000)
- RICHTER, JAN ; LINDENBERGER, DIETMAR: *Potenziale der Elektromobilität bis 2050 - Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration (EWI ELAN)*. Köln : EWI, 2010
- SCHILL, WOLF-PETER: *Residual Load, Renewable Surplus Generation and Storage Requirements in Germany*, DIW Berlin (2013a)
- SCHILL, WOLF-PETER: *Integration von Wind- und Solarenergie: Flexibles Stromsystem verringert Überschüsse*. In: *DIW Wochenbericht* Bd. 2013 (2013b), Nr. 34, S. 3–15
- SCHLEMMERMEIER, BEN ; DIERMANN, CARSTEN: *Energiewirtschaftliche Erfordernisse zur Ausgestaltung des Marktdesigns für einen Kapazitätsmarkt Strom - Abschlussbericht* : LBD-Beratungsgesellschaft mbH, 2011
- SCHLESINGER, MICHAEL ; HOFER, PETER ; KEMMLER, ANDREAS ; KIRCHNER, ALMUT ; STRASSBURG, SAMUEL ; FÜRSCHE, MICHAELA ; NAGL, STEPHAN ; PAULUS, MORITZ ; RICHTER, JAN ; U. A.: *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Studie*. Basel, Köln, Osnabrück : Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH, 2010
- SCHMIDT, MAIKE ; STAIß, FRITHJOF ; SALZER, JOHANNES ; NITSCH, JOACHIM: *Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes für Baden-Württemberg* : Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), 2011
- SCHNEIDER, JÖRG ; KUHS, GUNTER: *Kraftwerke ab 100 MW in Europa (in Betrieb, Bau und Planung) Excel-Datenbank*, 2011 — ISBN 978-3-00-037074-8
- SRU: *Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung*, 2011
- SRU: *Den Strommarkt der Zukunft gestalten (Eckpunktepapier)*, 2013
- STERNER, MICHAEL ; GERHARDT, NORMAN ; SAINT-DRENAN, YVES-MARIE ; VON OEHSEN, AMANY ; HOCHLOFF, PATRICK ; KOCMAJEWSKI, MAXIMILIAN ; JENTSCH, MAREIKE ; LICHTNER, PATRICK ; PAPE, CARSTEN ; U. A.: *Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem - Endbericht*, 2010
- STOFT, STEVEN: *Power System Economics, Designing Markets for Electricity*. New York, NY : Wiley, 2002

- TENNET: Lastverlauf Höchstspannungsnetz der TenneT TSO GmbH (2012a)
- TENNET: Photovoltaik-Netzeinspeisung in der Regelzone der TenneT TSO GmbH (2012b)
- TENNET: Windenergieeinspeisung in der Regelzone der TenneT TSO GmbH (2012c)
- TENNET: TenneT reserviert Irsching 4 und 5 für Redispatch (Pressemitteilung), 2013
- TRANSNETBW: Photovoltaik-Netzeinspeisung in der Regelzone der TransnetBW GmbH (2012a)
- TRANSNETBW: Vertikale Netzlast in der Regelzone der TransnetBW GmbH (2012b)
- TRANSNETBW: Windenergieeinspeisung in der Regelzone der TransnetBW GmbH (2012c)
- UMWELTMINISTERIUM BADEN-WÜRTTEMBERG: *Consultation paper on generation adequacy, Capacity mechanisms and the internal market in electricity: Stellungnahme des Ministeriums für Umwelt, Klimaschutz und Energiewirtschaft Baden-Württemberg*, 2013
- ÜNB: Kraftwerksliste zum Netzentwicklungsplan Strom 2012
- WINKLER, JENNY ; SENSFUß, FRANK ; KELES, DOGAN ; RENZ, LEA ; FICHTNER, WOLF: *Perspektiven für die langfristige Entwicklung der Strommärkte und der Förderung Erneuerbarer Energien bei ambitionierten Ausbauzielen, Perspektiven zur aktuellen Kapazitätsmarktdiskussion in Deutschland* (Diskussionspapier) : FhG ISI, KIT, 2013
- WWF: *Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050 - Vom Ziel her denken* : Prognos AG, Öko-Institut und Dr. Ziesing im Auftrag des WWF, 2009